

BMW-Verbundvorhaben Regionale THG-Null-Strategien am Beispiel der Modellregion Oberschwaben

Kurztitel:

RegioTransH₂O

Abschlussbericht

Förderkennzeichen: 03EI1045 A-D
Projektlaufzeit: 01.01.2022 – 31.12.2024
Geplante Fördersumme: 900.702 Euro
(Geplante Gesamtkosten: 1.367.978 Euro)

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projektpartner/Antragsteller/Autoren

Christian Hotz Fariba Moradipour Jithin Mohan Arvind Menon Wolfgang Köppel	DVGW-Forschungsstelle am Engler- Bunte-Institut	 
Armin Bott Tobias Escher	Erdgas Südwest GmbH (ESW)	
Markus Edel	EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW)	
Thomas Stäbler Florian Katein Martin Zimmerlin	Netze BW GmbH (NETZ)	

Unterstützende Projektpartner

Stephan Müssle Roland Herrmann	e.wa riss Netze GmbH	
Christoph Stoeckel	Netze-Gesellschaft Südwest mbH	
Friedrich Wilhelm Knebel	fwk Beratung	

Die Verantwortung für die Veröffentlichung des Inhaltes liegt bei den Autoren.

Executive Summary

Die Herausforderungen des Klimawandels erfordern eine beschleunigte Transformation der Energiesysteme bei der Einbindung erneuerbarer Energien zur Erreichung der Klimaziele, insbesondere auf regionaler Ebene. Neben Strom werden zukünftig auch weiterhin Brennstoffe wie Wasserstoff und kohlenstoffbasierte Energieträger wie z.B. Biomethan bedeutend sein.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde ein hochaufgelöstes multimodales Energiesystemmodell zur Analyse der sektorübergreifenden Energiewende in vier Landkreisen Baden-Württembergs (Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau-Kreis, Ravensburg) entwickelt. Die Langfristszenarien 3 des BMWK wurden als methodisch fundierte Referenz identifiziert, da sie sowohl Szenarien mit Ausprägungen von Strom bis Wasserstoff als auch sektorspezifische Transformationspfade für das Zieljahr 2045 quantifizieren. Darauf aufbauend wurden die Szenarien O45-Strom und O45-H2 als Basis für die regionale Herunterskalierung gewählt.

Das auf Modelica und Python basierende Modell simuliert Strom-, Gas- und Wärmesektoren zeitgleich mit hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung für die Transformationsjahre 2022-2045. Die Datenbasis umfasst Primärdaten regionaler Energieversorger, öffentliche Datensätze und detaillierte Netzmodelle mit über 24 Mittelspannungsnetzen und mehr als 9.000 Leitungen.

Die Stromnetzanalyse zeigt bereits für das Jahr 2022 kritische Überlastungen in 8 % der Mittelspannungsleitungen, hauptsächlich durch PV-Mittagsspitzen verursacht. Bis 2045 werden 50-70 % aller 5.500 km Mittelspannungsleitungen überlastet, was einen hohen Investitionsbedarf bedeutet.

Im Gassektor erweist sich die bestehende Infrastruktur eines Beispielnetzes als nahezu vollständig wasserstoffkompatibel. Nur etwa ein Kilometer kritische Abschnitte müssten angepasst werden, wenn die gleiche Energiemenge wie aktuell als Erdgas in 2045 als Wasserstoff transportiert werden soll. Regionale Elektrolyseure könnten bilanziell 1,7 TWh Wasserstoff jährlich erzeugen und damit ohne Speichereinsatz 70 % des regionalen Industriebedarfs decken. Zusätzlich besteht ein Exportpotenzial von 1,4 TWh pro Jahr zum geplanten Wasserstoff-Backbone. Durch Biomethanproduktion über Biogas-Cluster könnten weitere 0,6 TWh grüne Gase jährlich in den vier Landkreisen bereitgestellt werden.

Der Wärmesektor zeigt begrenzte Netzausbaupotentiale in 2045, da nur jede achte Gemarkung teilweise die für Wärmenetze erforderliche Wärmedichte von mindestens 415 MWh/(ha a) laut KEA BW Leitlinien erreicht. Aufgrund niedriger Siedlungsdichte gekoppelt mit fortschreitender Sanierung der Gebäude bleiben dezentrale Lösungen die dominierenden Optionen im ländlichen Raum.

Die Energiewende in ländlich-industriellen Räumen wird primär durch Stromnetzkapazitäten limitiert, nicht durch fehlende Erzeugungspotenziale. Ein massiver Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der PV-Ausbau, erfordert ab 2025 erhebliche Investitionen in den Netzausbau. Erste Untersuchungen zeigen, dass die Produktion grüner Gase unter der Voraussetzung, dass sich die Elektrolyseure in der Nähe des H₂-Kernnetzes bzw. des regionalen Wasserstoffnetzes befinden und dort einspeisen, erhebliche Export- und Wertschöpfungspotenziale mit geringem Infrastrukturanpassungsbedarf bieten. Gleichwohl könnte die Sektorkopplung Chancen für einen

schnelleren Hochlauf der Erneuerbaren Erzeugung bieten, die andernfalls durch den Ausbau des Stromnetzes limitiert würde.

Das entwickelte modulare Modell weist Potenzial für die Übertragbarkeit auf und kann eine belastbare Grundlage zur Ausarbeitung regionaler Energie- und Klimaschutzstrategien bieten. Eine integrierte Betrachtung von Netzausbau, Erzeugungskapazitäten sowie Power-to-Gas-Strategien erscheint dabei als ein zentraler Aspekt für die Ermittlung kosteneffizienter Transformationspfade zur Klimaneutralität.

Gleichwohl verbleiben offene Fragen, insbesondere im Hinblick auf die dynamische Abbildung von Preisen, saisonaler Effekte, die eingehende Analyse der netzdienlichen Sektorkopplung, die Potenzialabschätzung für Demand-Side-Management sowie die vertiefte sozioökonomische Bewertung von Geschäftsmodellen. Zudem ist die abschließende Überprüfung von THG-Minderungspotentialen für optimale Transformationspfade offen.

Executive Summary

The challenges posed by climate change necessitate an accelerated transformation of energy systems, particularly through the integration of renewable energy sources, to meet climate targets—especially at the regional level. In addition to electricity, fuels such as hydrogen and carbon-based energy carriers like biomethane will continue to play a significant role in the future energy landscape.

As part of this research project, a high-resolution, multimodal energy system model was developed to analyze the cross-sectoral energy transition in four districts of Baden-Württemberg (Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau-Kreis, and Ravensburg). The long-term scenarios (Scenario Set 3) of the German Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK) were identified as a methodologically robust reference, as they quantify sector-specific transformation pathways for the target year 2045, encompassing electricity and hydrogen scenarios. Based on this, the scenarios O45-Electricity and O45-Hydrogen were selected as the foundation for regional downscaling.

The model, implemented in Modelica and Python, simulates the electricity, gas, and heat sectors concurrently with high spatial and temporal resolution for the transformation period from 2022 to 2045. The data foundation includes primary data from regional energy providers, public datasets, and detailed grid models comprising over 24 medium-voltage networks and more than 9,000 lines.

The electricity grid analysis reveals that as early as 2022, 8% of medium-voltage lines experienced critical overloads, primarily due to midday photovoltaic peaks. By 2045, 50–70% of the 5,500 km of medium-voltage lines are projected to be overloaded, indicating a substantial need for investment.

In the gas sector, the existing infrastructure of a sample network proves to be almost entirely compatible with hydrogen. Only about one kilometer of critical segments would require modification if the same energy volume currently transported as natural gas were to be conveyed as hydrogen in 2045. Regional electrolyzers could theoretically produce 1.7 TWh of hydrogen annually, covering 70% of regional industrial demand without the need for storage. Additionally, there is an export potential of 1.4 TWh per year to the planned hydrogen backbone. Through biomethane production via biogas clusters, a further 0.6 TWh of green gases could be supplied annually within the four districts.

The heat sector shows limited potential for network expansion by 2045, as only one in eight cadastral areas partially meets the heat density threshold of 415 MWh/(ha·a) required for district heating networks, according to KEA BW guidelines. Due to low settlement density and ongoing building renovations, decentralized solutions remain the dominant option in rural areas.

The energy transition in rural-industrial regions is primarily constrained by electricity grid capacities rather than generation potential. A massive expansion of renewable energy, particularly photovoltaics, will require significant grid investments starting in 2025. Initial analyses indicate that the production of green gases—provided electrolyzers are located near the hydrogen core network or regional hydrogen infrastructure—offers substantial export and value creation potential with minimal infrastructure adaptation. Moreover, sector coupling could accelerate the deployment of renewable generation, which would otherwise be limited by grid expansion.

The modular model developed in this study demonstrates strong potential for transferability and can serve as a robust foundation for the development of regional energy and climate protection strategies.

An integrated assessment of grid expansion, generation capacities, and power-to-gas strategies emerges as a key element in identifying cost-efficient transformation pathways toward climate neutrality.

Nevertheless, several open questions remain, particularly regarding the dynamic modeling of prices, seasonal effects, in-depth analysis of grid-supportive sector coupling, potential for demand-side management, and comprehensive socio-economic evaluation of business models. Furthermore, the final assessment of greenhouse gas mitigation potentials for optimal transformation pathways is still pending.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	11
1.1	Ausgangssituation und Problemstellung	11
1.2	Motivation.....	12
1.3	Zielsetzung	12
1.4	Arbeitspaketstruktur.....	13
1.5	Herausforderungen.....	14
2	Methoden	16
2.1	Beschreibung der Datengrundlage	17
2.2	Bevölkerung	22
2.3	Wärmemodell	22
2.3.1	Raumwärme und Warmwasserbedarf von Haushalten.....	23
2.3.2	Prozesswärme und Raumwärme in der Industrie.....	24
2.3.3	Industrielle Abwärme	28
2.3.4	Abwärme aus Biogas	30
2.3.5	Wärmenetzmodell.....	31
2.4	Clusterung von Biogasanlagen	34
2.5	Verbrauchsmodellierung	35
2.5.1	Energiebedarf Industrie	36
2.5.2	Strombedarf Haushalte	37
2.5.3	Wärmebedarf Haushalte.....	38
2.5.4	Verkehr	40
2.5.5	Energiebedarfe durch Gewerbe, Handel, Dienstleistung	43
2.6	Erzeugungsmodellierung	44
2.6.1	Erzeugung durch Photovoltaik	44
2.6.2	Erzeugung durch Windkraft	44
2.6.3	Erzeugung durch Wasserkraft	45
2.6.4	Erzeugung durch Biogas	45
2.7	Stromnetzmodell	46
2.8	Gasnetzmodell	52
2.9	Sektorkopplungsmodell	54
3	Szenarien (AP 3)	59
3.1	Auswahl nationaler Energie-Szenarien aus der Literatur	59
3.2	Entwicklung der Bevölkerung in den Landkreisen.....	62
3.3	Regionalisiertes Szenario Gebäudesektor	63
3.4	Regionalisiertes Szenario Industrie.....	65
3.5	Regionalisiertes Szenario Verkehr	69
3.5.1	PKW-Verkehr	69
3.5.2	Leichte Nutzfahrzeuge (LNF)	70
3.5.3	Schwere Nutzfahrzeuge (LKW).....	71

3.6	Entwicklung erneuerbare Energien	72
3.6.1	Photovoltaik	72
3.6.2	Windkraft	74
3.6.3	Wasserkraft	76
3.6.4	Biogasanlagen	77
4	Simulationsergebnisse und deren Auswertung (AP 4 & AP 5)	79
4.1	Ergebnisse Wärmemodell	79
4.1.1	Industrielle Abwärme (LK Biberach).....	79
4.1.2	Abwärme aus Biogasanlagen (LK Biberach)	81
4.1.3	Bestehende Wärmenetze (LK Biberach)	83
4.1.4	Potenzielle Wärmenetze Landkreis Biberach	91
4.1.5	Analyse bestehender und potenzielle Wärmenetze sowie Abwärmepotenziale aus Biogas und Industrie im Landkreis Sigmaringen	95
4.1.6	Analyse bestehender und potenzielle Wärmenetze sowie Abwärmepotenziale aus Biogas und Industrie im Alb-Donau Kreis	100
4.1.7	Analyse bestehender und potenzielle Wärmenetze sowie Abwärmepotenziale aus Biogas im Landkreis Ravensburg.....	107
4.2	Stromnetzmodell (Mittelspannung)	116
4.2.1	Analyse der Leitungsüberlastung	118
4.2.2	Nutzen von PtG zur Leitungsentlastung.....	126
4.3	Simulation Gasnetzmodelle	129
4.3.1	Erdgasnetzmodell	129
4.3.2	Wasserstoffnetzmodell	131
4.4	Ergebnisse Sektorkopplungsmodell.....	134
4.4.1	Energiebilanzen Gemarkungen	135
4.4.2	Energiebilanzen Kommunen	146
4.4.3	Energiebilanzen Landkreise.....	148
4.4.4	Lokale Erzeugung von Wasserstoff	153
4.4.5	Regionale Darstellung von Energiebilanzen.....	156
4.4.6	Reduzierter Ausbau Erneuerbare Energien	162
4.5	Identifikation Geschäftsmodelle.....	164
4.5.1	Zielsetzung.....	164
4.5.2	Methodisches Vorgehen	164
4.5.3	Business Model Canvas am Beispiel Biomethan	165
4.5.4	Ergebnisse der Geschäftsmodellbewertung	167
4.5.5	Datenbedarf der prioritären Geschäftsmodelle	168
4.5.6	Kritische Bewertung und Limitationen	170
4.5.7	Empfehlungen für die Weiterbearbeitung im Nachgang des Vorhabens.....	170
4.5.8	Fazit Identifikation Geschäftsmodelle.....	171
5	Zusammenfassung	172
6	Anhang	177
6.1	Literaturverzeichnis	177

6.2	Abbildungsverzeichnis	184
6.3	Tabellenverzeichnis.....	195
6.4	Inputdaten Sektorkopplungsmodell	198
6.4.1	Ist-Zustand (2022) für alle Gemarkungen	198
6.4.2	Ist-Zustand (2022) und Szenarien für alle Landkreise.....	207
6.5	Outputdaten im Sektorkopplungsmodell für alle Landkreise	209
6.6	Energiebilanzen der Landkreise Sigmaringen, Alb-Donau Kreis und Ravensburg.....	217

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BGA	Biogasanlage
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIG	Projekt Biogas Innovation Guide
DSGVO	Datenschutzgrundverordnung
EE	Erneuerbare Energie
EE-Strom	Strom aus erneuerbaren Energien
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FCEV	Brennstoffzellen angetriebenes Fahrzeug
FMU	functional mockup unit, funktionales Simulationsmodell
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleitung
KBA	Kraftfahrbundesamt
Lkw	Lastkraftwagen
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	Liquified Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
MaStR	Marktstammdatenregister
NEP	Netzentwicklungsplan
NGV	Erdgasfahrzeug
NFZ	Nutzfahrzeug
NS, MS, HS	Nieder-, Mittel- Hochspannung
ONS	Ortsnetzstation
PPA	Power Purchase Agreement
Pkw	Personenkraftwagen
PHEV	PlugInHybridVehicle, Hybridauto mit Lademöglichkeit
PtG	PowerToGas, Strom in Gaswandler, meist Elektrolyseure
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierende Leistungsmessung
UW	Umspannwerk

1 Einleitung

1.1 Ausgangssituation und Problemstellung

Die Anzeichen des Klimawandels sind deutlich wahrnehmbar und erfordern nach einvernehmlicher Einschätzung der Forschung größere Anstrengungen als bisher angenommen, um die Ziele der Netto-Null-Emission bis zum Jahr 2045 zu erreichen [1]. Die Politik hat reagiert und Leitlinien verabschiedet, die eine deutliche Beschleunigung der Energiewende bewirken sollen [2]. Diese Leitlinien geben im Wesentlichen Ziele vor und sind somit offen in den Maßnahmen und in der räumlichen Zuordnung. Die nationale Wasserstoffstrategie unterstreicht zusätzlich die besondere Bedeutung des Wasserstoffs [3]. Parallel dazu wurde das 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung mit dem Schwerpunkt "Sektorenkopplung und Wasserstofftechnologien" ausgeschrieben, welches dieses Forschungsvorhaben ermöglicht und weitgehend finanziert hat.

Hierbei wird betont, dass für das Gelingen der Energiewende sowohl überregionale Lösungen als auch insbesondere regionale sowie schnell umsetzbare Lösungen für die ambitionierten Ziele in Baden-Württemberg bis 2040 benötigt werden. Als eine der zentralen Herausforderungen der Energiewende wird dabei die sektorübergreifende Speicherung und die Verteilung von regenerativem Strom aus Sonne und Wind sowie von THG-neutral produzierten chemischen und biologischen Brennstoffen wie Wasserstoff und Biomethan in allen Sektoren beschrieben.

Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Energiewende ist die sichere Energieversorgung in der Verteilnetzebene. Hierbei sind regionale Besonderheiten der vorhandenen Infrastrukturen und der regionalen Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien zu berücksichtigen. Die Betrachtung regionaler und lokaler Ebenen (insbesondere Landkreise) wird notwendig, da diese bisher kaum in Studien und Analysen berücksichtigt wurden. Dies ist jedoch besonders relevant, da aktuelle Studien zeigen, dass die Umsetzung von Maßnahmen wie die Umstellung von Anlagen mit fossilen Energiequellen zeit- und kostenintensiv ist.

Dabei ist die koordinierte Abstimmung nationaler Zielvorgaben mit regional differenzierten Potenzialen, Infrastrukturen und Randbedingungen notwendig. Dies umfasst insbesondere den sektorübergreifenden Ausbau erneuerbarer Energien sowie die darauf ausgerichtete, netztechnisch abgestimmte Infrastrukturplanung [4].

Diese Umgestaltung des bestehenden Energiesystems erfordert zusätzliche Wege neben der effizienten Elektrifizierung. Dies begründet sich in der Tatsache, dass nicht alle Sektoren vollständig elektrifiziert werden können und alternative Energieträger wie Wasserstoff für bestimmte Anwendungen unverzichtbar sind [5].

So können die Ziele entsprechend den Vorgaben des novellierten Klimaschutzgesetzes [6] in ausreichender Schnelligkeit erreicht werden.

Das Forschungsvorhaben konzentriert sich auf die regionale Ebene (Landkreise) und die Verteilnetzebene. Überregionale Übertragungsnetze werden nicht betrachtet. Der Fokus liegt auf der Integration von Wasserstoff in bestehende Infrastrukturen, nicht auf der Entwicklung neuer Technologien.

1.2 Motivation

Um die in Kapitel 1.1 beschriebenen Herausforderungen im regionalen Kontext unter den bestehenden Rahmenbedingungen zügig anzugehen, sollte geprüft werden, ob regenerativ erzeugter Strom entweder direkt oder in Form von Wasserstoff sowie ergänzend Biomethan effizienter genutzt werden können und ob sie dafür regional verfügbar oder ausbaubar sind [7]. Wasserstoff und Biomethan können in aller Regel effizient über das existierende Gasnetz sowohl unabhängig vom Erzeugungsstandort als auch vom Erzeugungszeitpunkt zu allen daran angeschlossenen Verbrauchern verteilt oder für lange Zeiträume gespeichert werden.

Als wichtiger Baustein hierfür wird die Wasserstoffnutzung diskutiert, da Wasserstoff neben dem Import auch lokal vor Ort zum einen aus sonst abgeregeltem Strom, zum anderen gezielt für spezifische Anwendungen erzeugt werden kann. Hierdurch soll eine sichere, nachhaltige und zeitunabhängige Energiebereitstellung gewährleistet werden – insbesondere bei Prozessen, die aufgrund technischer oder betriebswirtschaftlicher Aspekte nicht oder nur schwer elektrifizierbar sind.

Ein regionaler Ansatz ermöglicht es, langfristige Strategien gezielt auf lokale Infrastrukturen, Industrien, Nutzerverhalten und Akteure abzustimmen und so die regionale Wertschöpfung zu stärken [8]. Praxiserfahrungen, etwa bei Windkraft- oder Speicherprojekten, zeigen zudem, dass regionale Lösungen bei geeigneter Konzeption hohe Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit erreichen können.

Hierfür sind neben lokalen auch regionalen Analysen erforderlich, um Synergien und Wechselwirkungen zwischen benachbarten Gebieten zu identifizieren und zu nutzen. Entscheidend ist eine hohe Detailtiefe der Energiesystemmodellierung bei gleichzeitigem Überblick über die regionale Gesamtsituation.

Dies ist besonders relevant, da Langfristszenarien in der Regel keine Details auf der für die Umsetzung wichtigen Verteilnetzebene abbilden [9]. Gleichzeitig konzentrieren sich kommunale Wärmepläne häufig ausschließlich auf die Wärmeversorgung innerhalb einzelner Kommunen, ohne interkommunale oder regionale Synergien sowie deren Auswirkungen auf Infrastrukturen, Energiebedarfe und Potenziale erneuerbarer Energien ausreichend zu berücksichtigen [10,11].

1.3 Zielsetzung

Das Forschungsvorhaben untersucht die Transformation eines fossilen hin zu einem vollständig regenerativem Energiesystem auf regionaler Ebene. Der Fokus liegt dabei auf Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Strom, Gas¹ und Wärme und den regionalen Netzstrukturen. Überregionale Netze wurden nicht betrachtet.

Ziel war es, Strategien zur Umsetzung der Defossilisierung und zur Erreichung der Klimaneutralität von Landkreisen zu entwickeln, unter Beachtung der existierenden Netzstrukturen und des

¹ Unter dem Begriff Gas werden in diesem Bericht als Überbegriff die Brenngase Erdgas, Biomethan und Wasserstoff bezeichnet.

Verbraucherbestands. Ein wesentlicher Schwerpunkt lag dabei auf der Einbindung regionaler EE-Erzeugungspotenziale. Zudem sollten Ideen und Ansätze für kurz- und langfristig umsetzbare Geschäftsmodelle für die Akteure (u.a. Energieversorger, Stadtwerke, Energieerzeuger, Industrie) identifiziert werden.

Zur Zielerreichung soll Wasserstoff zielgerichtet in das Energiesystem integriert werden. Bereits kurzfristig müssen, je nach Bestandsanforderung, regenerative Energieträger (EE-Strom, Biogas, Wasserstoff, SNG) gerade auf der lokalen und regionalen Ebene sektorenübergreifend miteinander gekoppelt werden. Dabei sollte aufgezeigt werden, ob und wie punktuelle Wasserstoffnutzungen und -erzeugungen als Nukleus einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft für eine Region dienen können.

Darüber hinaus sollten Synergien zur Steigerung der Systemeffizienz, wie beispielsweise Abwärmenutzung, Nutzung von sonst abgeregeltem EE-Strom und Einsatz effizienter Technologien, unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten gehoben werden. Synergien durch Zusammenführung unterschiedlicher Akteure mit gemeinsam betriebenen Energieanlagen können die Kostendegression bei größeren Anlagen nutzen, die Laufzeiten durch unterschiedliche Verbrauchsmuster erhöhen und die Akzeptanz steigern. Insbesondere kann diese bei rechtzeitiger Einbindung der Akteure und durch regionale Wertschöpfung verbessert werden.

Die entwickelten Methoden und Ergebnisse sollen darüber hinaus als übertragbares Modell anderen Regionen helfen, ihre Energiesystemtransformation effizienter und zügiger umzusetzen.

1.4 Arbeitspaketstruktur

Dieses Forschungsvorhaben gliedert sich in fünf Arbeitspakete, die eine systematische Herangehensweise gewährleisten soll. Die Bearbeitung und Ergebnisse der nachgelagerten Arbeitspakete bauen auf den Ergebnissen der vorgelagerten Arbeitspakete auf. Dabei werden die Themenfelder 1 - 5 der Technologieoffensive Wasserstoff [12] aufgegriffen, um die Fragestellungen zur Transformation einer Region von größtenteils fossiler hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung mit Schwerpunkt Wasserstoff zu beantworten:

AP 1 - Datenerfassung zur Abbildung des Ist-Zustands: Umfassende Datenbeschaffung aus öffentlich verfügbaren Daten und spezifischen Daten der beteiligten Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber zu Infrastrukturen für Gas-, Strom- und Wärmenetze sowie u.a. zu Nutzerverhalten, Lastkurven, Gebäudebestand, Mobilität, EE-Potenzialen und Flexibilitäten.

AP 2 - Modellerstellung: Entwicklung eines multimodalen Energiesystemmodells und von Energienetz-Modellen zur Abbildung der Untersuchungsregion (bearbeitet wurden die Landkreise Biberach, Sigmaringen, der Alb-Donau-Kreis und Ravensburg).

AP 3 - Szenarien: Entwicklung zukünftiger Entwicklungsszenarien basierend auf Literatursauswertung und Regionalisierung für die Untersuchungsregion.

AP 4 - Simulation: Parametrisierung und Simulation der Modelle für verschiedene Zeitscheiben (2025, 2030, 2035, 2040, 2045) unter Berücksichtigung der Transformation des Energiesystems und Integration von Wasserstoff. Dazu sollten in AP 4.1 drei Landkreise detailliert modelliert werden, um

für die beiden folgenden Arbeitspakete die Grundlagen zu schaffen und bei geringeren Informationsbedarfen aussagefähige Erkenntnisse erzielen zu können.

AP 5 - Auswertung: Auswertung der Simulationsergebnisse, Entwicklung von Ideen und Ansätzen für Geschäftsmodelle und Skizzierung einer Roadmap auf Basis der zuvor gewonnenen Erkenntnisse für die Bereitstellung und Einbindung von Wasserstoff zur praktischen Umsetzung.

1.5 Herausforderungen

Zu Beginn zeigte sich, dass die regionale Auflösung (Landkreise/Kommune) für die Untersuchung komplexer Energieflüsse und Infrastrukturen nicht ausreicht. Daher wurden Gemarkungen als kleinste Bilanzräume eingeführt und später zur Landkreisebene zusammengeführt.

In diesem Forschungsprojekt wurde entsprechend den bestehenden Gebietskörperschaften folgende begriffliche Definition angelegt, um die räumlichen Auflösungen und Bilanzräume abzugrenzen:

- Landkreis: Ein Landkreis ist der Zusammenschluss mehrerer Kommunen gemäß Landkreisordnung [13]. Beispiel: Die Gemeinde Schwendi gehört zum Landkreis Biberach.
- Kommune: Eine Kommune ist ein Oberbegriff für Gemeinden und Städte. Beispiel die Gemeinde Schwendi ist eine Kommune.
- Gemarkung: Eine Gemarkung umfasst alle Flurstücke eines Teilorts, Ortsteils bzw. einer Siedlungseinheit innerhalb einer Gemeinde oder Stadt. Beispiel: Die Gemeinde Schwendi besteht aus mehreren Gemarkungen wie z. B. Schönebürg oder Hörenhausen.

Der Wärmemarkt wurde ebenfalls verfeinert: Gebäude wurden intern häuserscharf und extern datenschutzkonform in 15-Häuser-Gruppen betrachtet. Die höhere Detailtiefe erforderte mehr regionale Daten und führte zu einer komplexeren Modellstruktur, die verschiedene räumliche Ebenen verknüpft.

Einige der ursprünglich geplante Aufgaben konnten nicht umgesetzt, darunter:

- Erweiterte Szenarien zu Geschäftsmodellen und Technologien (PtG, Speicher, DSM)
- Kostenanalysen und Maßnahmen zur Engpassbeseitigung
- Auswirkungen auf die Treibhausgas-Emissionen
- Übertragung auf weitere Landkreise
- Tiefergehende Wasserstoffintegration

Für die Modellerstellung sowie die Szenarioableitung und Kalkulationen zeichnete dabei die DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (DVGW-EBI) verantwortlich. Die übrigen Konsortialpartner lieferten hierfür die Daten und Hintergründe und erarbeiteten gemeinsam mit DVGW-EBI die Szenarien. Sie begleiteten aktiv die Bewertung mit ihrem Know-how und entwickelten, auf Basis soweit vorhandener Ergebnisse aus der Modellierung, die Geschäftsmodellideen.

Die Datenbeschaffung stellte im Projekt eine zentrale Herausforderung dar, da neben überregionalen auch lokal und regional differenzierte Informationen benötigt wurden, die teils spät verfügbar waren.

Je nach Versorgungsstruktur war die Datenlage uneinheitlich und wurde bildhaft als „Onshore“, „Nearshore“ oder „Offshore“ klassifiziert. Besonders wertvoll waren unter strengen Datenschutzvorgaben bereitgestellte Unternehmensdaten, die zur Qualitätssicherung und Übertragbarkeit beitrugen.

2 Methoden

Im Projekt RegioTransH₂O war das Ziel, das Energiesystem in den vier Landkreisen Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau-Kreis und Ravensburg für alle relevanten Sektoren und mit möglichst hohem Detaillierungsgrad modelltechnisch abzubilden. Um den Ist-Zustand (2022) und regionalisierte Szenarien (2025, 2030, 2035, 2040, 2045) für das Energiesystem orts aufgelöst in den Landkreisen zu simulieren, wurden unterschiedliche Modellansätze entwickelt. Zur Simulation der Leitungsauslastung, also dem Quotienten von modelliertem Transportbedarf bezogen auf die technische Transportkapazität, in den Strom- und Gasnetzen wurden elektrische bzw. hydraulische Netzmodelle aufgebaut. Im Wärmemodell wurden Potenzialgebiete zum Ausbau von Wärmenetzen auf Basis von Wärmebedarfsdichten bestimmt. Außerdem wurde die potenzielle Abwärme aus Biogasanlagen und der Industrie analysiert und deren mögliche Nutzung in den Wärmenetzen abgebildet. Bei Biogasanlagen wurde auch die Möglichkeit zur Clusterung von Anlagen berücksichtigt, um eine gemeinsame Aufbereitung von Rohbiogas und Einspeisung ins Gasnetz zu berücksichtigen. Der Ausbau von erneuerbaren Energien wurde auf Basis von Flächennutzungsplänen, lokaler und nationaler regulatorischer Vorgaben und politischer Ziele sowie Experteneinschätzung aus dem Projektkonsortium ausgestaltet.

Die Modellierung erfolgte auf Basis von Zeitreihen mit einer Auflösung für Wärme und Gas im Stundenraster, während im Strom mit einem 15 min-Raster gearbeitet wurde. Demzufolge mussten alle Erzeuger und Verbraucher auf diese Zeitreihen disaggregiert werden.

Übergeordnet wurde ein Sektorkopplungsmodell entwickelt, welches sämtliche Daten aus den anderen Modellen sowie weiteren Datenquellen auf Gemarkungsebene aggregiert und je Gemarkung eine dynamische Simulation durchführt. Das Modell umfasst die Energie- und Stoffströme für Strom, Erdgas, Wasserstoff und Wärme, alle relevanten Verbraucher (Haushalte, GHD, Industrie, Verkehr) und Erzeuger (Biogas-BHKWs, Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft, Biogas-Einspeiseanlagen, Abwärme) und einen zentralen Energiepark (Großwärmepumpe, PtG-Anlage) sowie Anschlüsse zu externen Strom- und Gasnetzen (Erdgas und Wasserstoff).

Die Ergebnisse umfassen zeitlich aufgelöst sämtliche Stoff- und Energieströme aus allen Verbrauchs-, Wandlungs- und Einspeiseeinheiten sowie Ströme über die Bilanzgrenzen (=Gemarkungsgrenze). Aus den Simulationsergebnissen wurden Jahresbilanzen für Strom, Methan, Wasserstoff und Wärme für jede Gemarkung und jedes Szenario abgeleitet. Die Bilanzen wurden auch je Kommune und je Landkreis aggregiert. Zusätzlich wurden Simulationen in den Landkreisen durchgeführt, in denen auch Austausch von Stoff und Energie zwischen den Gemarkungen im Landkreis möglich ist. Dabei wurden auch Power-to-Gas-Anlagen zur lokalen Produktion von erneuerbarem Wasserstoff ausgelegt und installiert. Der Wasserstoff kann lokal z.B. in der Industrie genutzt werden oder in das Wasserstoffnetz eingespeist werden.

Bei der Erstellung des Sektorkopplungsmodells und des Wärmemodells wurde besonderes Augenmerk auf die verfügbare Datengrundlage gelegt. Im Projektkonsortium war mit EnBW, Netze BW, Erdgas Südwest, Netze Südwest und e.wa riss Netze eine sehr breite Datengrundlage und ein sehr breites Spektrum an Expertenwissen verfügbar. Diese Daten waren insbesondere für die Landkreise Biberach, Sigmaringen und den Alb-Donau-Kreis verfügbar und wurden genutzt, um eine möglichst hohe Detailtiefe in den Modellen zu erreichen. Die Methode wurde jedoch so entwickelt, dass sämtliche Daten von Energieversorgern und Netzbetreibern optional eingebunden werden können.

Wenn diese Daten nicht verfügbar sind, können die Modelle vollständig auf Basis von öffentlich verfügbaren Informationen simuliert werden. Für den Landkreis Ravensburg wurde bewusst auf Daten der Energieversorger und Netzbetreiber im Projekt verzichtet, um die entwickelte Methode basierend auf ausschließlich öffentlich verfügbaren Daten zu testen.

2.1 Beschreibung der Datengrundlage

In diesem Abschnitt wird allgemein auf die Datengrundlage eingegangen. Die konkreten Werte werden im Kapitel 4 mit den Szenarien dargestellt.

Grundsätzlich musste darauf geachtet werden, dass zum einen der Datenschutz und das Unbundling gewährleistet wird und zum anderen keine betriebs sensiblen Daten öffentlich zugänglich gemacht werden. Dies bedeutete, dass Ergebnisse, aber auch eingehende Daten, anonymisiert und aggregiert werden mussten. Dennoch muss eine hohe Ergebnisgenauigkeit mit gleichzeitiger Praxisnähe erzielt werden. Dieser Spagat wurde dadurch erreicht, dass die Eingangsdaten einem Realitätscheck u.a. auch durch Gespräche mit der Klimaschutz- und Energieagentur Karlsruhe, der Energieagentur Oberschwaben gGmbH, den Planern der kommunalen Wärmeplanung der Region, dem Kompetenzzentrum Abwärme sowie den Strategieexperten der Energieversorgungsunternehmen unterzogen wurden.

Die Datengrundlage des IST-Zustands mit Daten aus der Vergangenheit der betrachteten Region ist der Ausgangspunkt für die szenariobasierte Modellierung eines Energiesystems in Kapitel 2. Für die Energiesystemmodellierung werden vielfältige Daten u.a. zu Demographie, Statistik zu Gebäuden, Mobilität, Energiebedarf inklusive Lastkurven und Energieerzeugung inklusive Lastkurven sowie Daten zu Infrastrukturen geobasiert benötigt. Teilweise lagen die Daten nicht als Primärdaten vor und mussten aus unterschiedlichen Quellen verschnitten werden, um den Zustand der beschriebenen Region zu beschreiben. Teilweise standen Daten wie z.B. zu Energienetzen öffentlich nicht zur Verfügung und mussten entweder geschätzt oder aus nicht öffentlichen Quellen bezogen werden.

Zusätzlich wurden technische und ökonomische Anlagenkennzahlen wie z.B. Nennleistung und Wirkungsgrade von BHKWs, Gasmengen und Gaszusammensetzungen von Biogas aus den örtlichen Biogasanlagen, Nennleistungen von PV und Windkraftanlagen sowie Anforderungen von Industrieprozessen an das Energiesystem festgelegt. Diese Daten wurden entweder direkt von den Anlagenbetreibern oder Industriebetrieben oder aus der Literatur abgeleitet. Bei Literaturdaten wurden im Vorfeld eine Bandbreite der entsprechenden Werte identifiziert, um anschließend mit den Experten der Partner aus den EVUs und Netzbetreibern für die Region praxisnahe Werte zu definieren. Dieses zweistufige Verfahren zur Abschätzung der technischen Spezifikationen ermöglichte es, Kriterien wie Alter der Anlagen, Prozesse, Größe der Anlagen und Fahrweisen zu beachten.

In diesem Forschungsvorhaben konnten durch die beteiligten Energieversorgungsunternehmen und Verteilnetzbetreiber zusätzlich Daten über Infrastrukturen, Netztopologien inklusive Standorte für u.a. Ortsnetzstationen, Speicher und Gasdruckregelanlagen, Sachdaten zu Ortsnetzstationen und Gasdruckregelanlagen, Sachdaten zu Umspannwerken, Speicher und Energieverbräuche unter Beachtung der DSGVO und der Unbundling-Vorgaben bereitgestellt werden. Ferner wurden spezifische physikalische Größen wie z.B. Leitungsquerschnitt, Spannungsband, Druckstufen, Temperaturspreizung und Materialien der Netze für die Engpassbetrachtungen aufgenommen.

Die Standorte der frei zugänglichen Ladesäulen für Elektrofahrzeuge wurden aus dem Energieatlas BW übernommen und mit den Informationen der Partner aus den Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreibern abgeglichen. Dies war allerdings nur für von durch die beteiligten Partner versorgten Gebiete und somit nicht bzw. nur teilweise für alle betrachteten Gemarkungen möglich. Mit den von den im Konsortium zur Verfügung gestellten Daten konnten zum einen fehlende öffentliche Daten ergänzt werden. Zum anderen konnten öffentlich verfügbare Daten insbesondere bei der Energieversorgung von Gebäuden und Industrien deutlich verbessert werden. Gerade die Vergleiche zwischen gemessenen Daten und den öffentlich verfügbaren Daten zeigten auf, dass große Unsicherheiten entstehen, wenn statistische Daten von Baden-Württemberg oder Deutschland auf eine Gemarkung regionalisiert werden.

Des Weiteren konnte ebenfalls beim Vergleich gezeigt werden, dass Daten wie z.B. des Energieatlas BW [14], die auf Schätzungen und statistischen Verteilungen basieren, gerade bei einer häuserscharfen Betrachtung deutlich und zusätzlich indifferent in einem Bereich von $\pm 80\%$ von der Realität abweichen können. Somit konnte in den durch die Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber versorgten Gebieten die Qualität der Datenlage beim Energiebedarf unabhängig vom Sanierungsstand der Gebäude und dem Nutzerverhalten erhöht werden und mit diesem Wissen auf nicht versorgte Gebiete abgeschätzt übertragen werden (siehe Kapitel 2.3).

Weitere Ungenauigkeiten konnten bei öffentlich verfügbaren Daten zur Bevölkerung in den betrachteten Gemarkungen auf Basis des Zensus 2022 [15] festgestellt werden. Im Zensus wird die Verteilung der Bevölkerung unter anderem für jede Kommune und in 100 m-Rasterzellen ausgegeben. Da die Informationen zur Bevölkerung nicht explizit je Gemarkung gegeben sind, werden in einem ersten Schritt die Bevölkerungszahlen in den 100 m-Rasterzellen in den einzelnen Gemarkungen aggregiert. Im Zensus werden allerdings aus Datenschutzgründen Rasterzellen mit sehr geringer Bevölkerung herausgenommen, sodass ca. 10% der Bevölkerung in den 100 m-Rasterzellen nicht enthalten sind. Um diesen Fehler auszugleichen, wird die Gesamtbevölkerung jeder Kommune nach dem Verhältnis der Bevölkerungen der Gemarkungen innerhalb der Kommune verteilt. Das Verhältnis der Bevölkerung in den Gemarkungen innerhalb einer Kommune, wird aus den 100 m-Rasterzellen bestimmt.

Die verfügbaren Netzdaten im Projekt decken Teile der Landkreise Sigmaringen, Biberach und den Alb-Donau-Kreis ab. Für den Landkreis Ravensburg wurde bewusst auf Daten verzichtet, um eine übertragbare Methode zu entwickeln. Darüber hinaus gibt es in diesen Landkreisen Netzbetreiber, die nicht am Projekt beteiligt sind. *Abbildung 2-1* und *Abbildung 2-2* zeigt die Datenverfügbarkeit von Strom- und Gasnetzen im Projekt. Um die Datenverfügbarkeit wurde das Konzept „onshore“, „nearshore“, „offshore“ eingeführt.

In Gebieten „onshore“ sind Gas- und Stromnetzdaten im Projekt verfügbar. In Gebieten „nearshore (Gas)“ sind nur Gasnetz und Gasverbrauchsdaten verfügbar. In Gebieten „nearshore (Strom)“ sind nur Stromnetzdaten verfügbar. In Gebieten „offshore“ sind weder Gas- noch Stromnetzdaten verfügbar (siehe *Abbildung 2-3*). In Gebieten in denen keine Verbrauchsdaten für Erdgas und Strom durch die Netzbetreiber im Projekt zur Verfügung gestellt wurde, wurde modelliert.

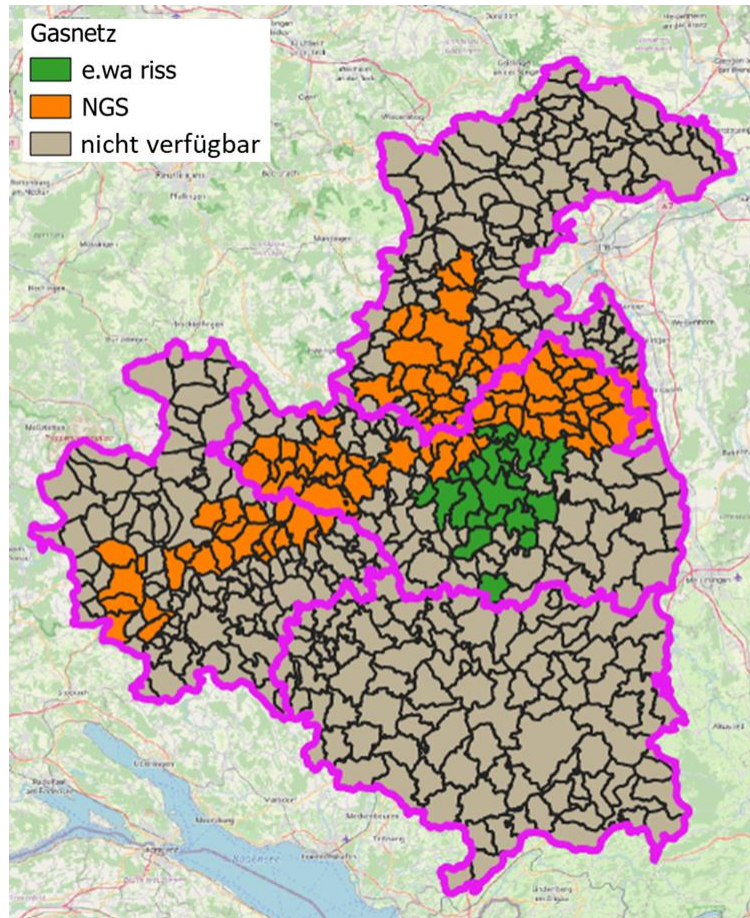


Abbildung 2-1 Verfügbarkeit von Gasnetzdaten im Projekt in den vier betrachteten Landkreisen Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau Kreis und Ravensburg: Netze-Gesellschaft Südwest GmbH (NGS) und e.wa riss Netze. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

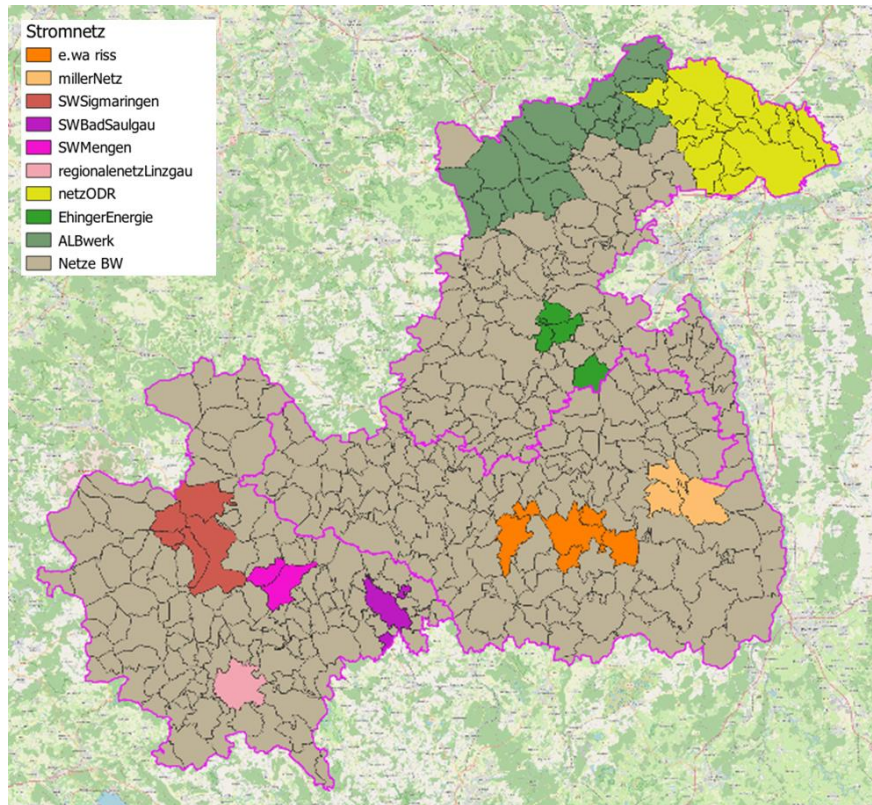


Abbildung 2-2 Stromnetzbetreiber in den vier betrachteten Landkreisen Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau Kreis und Ravensburg. Im Projekt verfügbare Daten: Netze BW GmbH und e.wa riss Netze. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

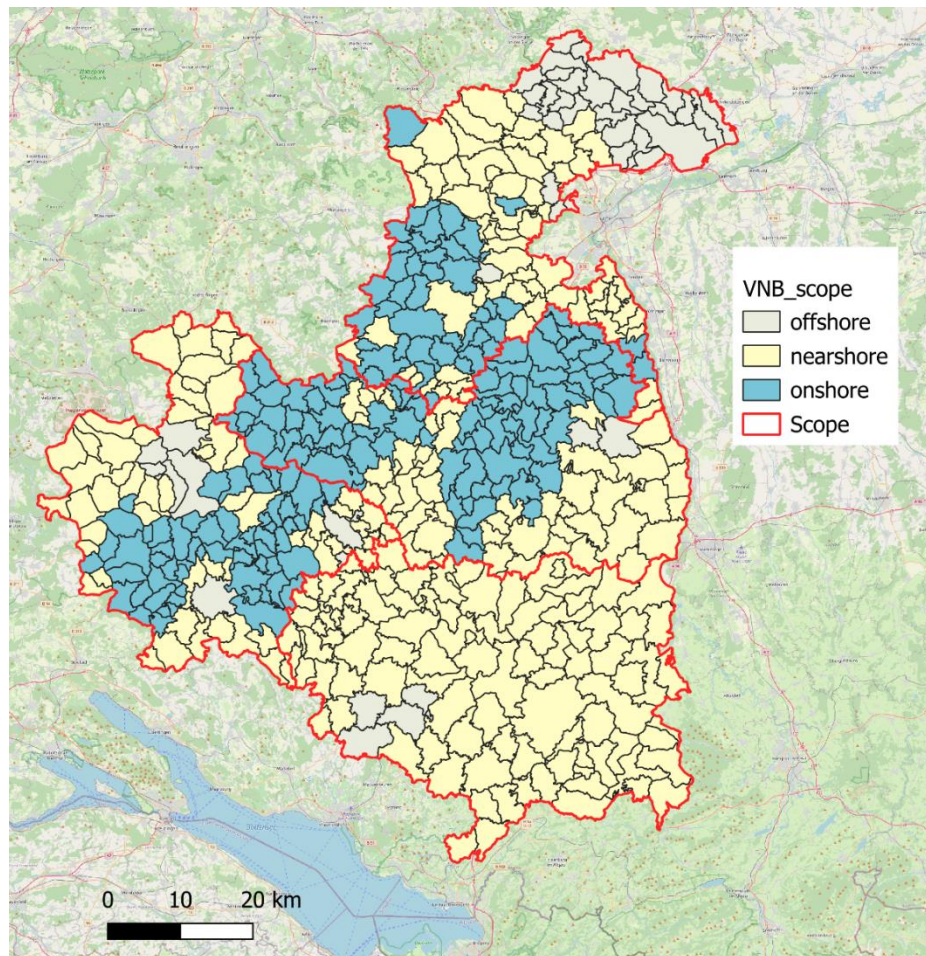


Abbildung 2-3 : Schematische Darstellung des Datenbestandes im Konsortium je Gemarkung im Landkreis Biberach (onshore: Strom und Gas bekannt, offshore: weder Strom noch Gas bekannt, nearshore: nur eine Sparte bekannt). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

Tabelle 2-1: Anzahl der Gemarkungen im Landkreis Biberach mit ihrer schematischen Datenverfügbarkeit (vgl. Abbildung 2-3)

Bezeichnung	Stromkonzession	Gaskonzession	Anzahl Gemarkungen
Onshore	vorhanden	vorhanden	100
Nearshore	vorhanden	Nicht vorhanden; kein Gas	71
	Nicht vorhanden	vorhanden	-
Offshore	Nicht vorhanden	Nicht vorhanden; kein Gas	2

2.2 Bevölkerung

Eine zentrale Grundlage für die Modellierung von Energiebedarfen ist die räumlich differenzierte Bevölkerungsverteilung. Informationen zur Bevölkerung werden für jede Gemarkung in den vier Landkreisen Biberach, Sigmaringen, Ravensburg und Alb-Donau Kreis benötigt. Die Verteilung der Bevölkerung in den Gemarkungen wurde auf Basis Zensus 2022 [1] bestimmt. Im Zensus wird die Verteilung der Bevölkerung für jede Kommune und in 100 m-Rasterzellen ausgegeben. Da der Zensus 2022 jedoch keine direkten Angaben zur Bevölkerung je Gemarkung liefert, erfolgt die Herleitung über eine Aggregation der 100 m-Rasterzellen, die im Rahmen des Zensus bereitgestellt wurden. Im Zensus werden allerdings aus Datenschutzgründen Rasterzellen mit sehr geringer Bevölkerung herausgenommen. Dies führt zu einer systematischen Unterschätzung der Gesamtbevölkerung um etwa 10 %. Um diesen Effekt zu kompensieren, wurde die Gesamtbevölkerung jeder Kommune nach dem Verhältnis der Bevölkerungen der Gemarkungen innerhalb der Kommune verteilt. Das Verhältnis der Bevölkerung in den Gemarkungen innerhalb einer Kommune, wurde aus den 100 m-Rasterzellen bestimmt. Diese Methode stellt sicher, dass die aggregierten Bevölkerungszahlen auf Gemarkungsebene mit den offiziellen Gemeindedaten konsistent sind, während gleichzeitig die räumliche Differenzierung der Rasterdaten genutzt wird.

2.3 Wärmemodell

Das Wärmemodell besteht aus mehreren Teilmodellen. In Kapitel 2.3.1 werden Raumwärme und Warmwasserbedarfe von Haushalten auf 15-er Häuserblock ermittelt. Diese Wärmebedarfe basieren auf Schätzungen anhand des Baujahrs [14], welche mit Verbrauchsdaten aus den Gasnetzen angereichert wurden. In Kapitel 2.3.2 wird der Gasbedarf in der Industrie, welcher als gemessene RLM-Zeitreihe vorliegt, in einen Anteil Prozessgas und einen Anteil Raumwärmebedarf aufgeteilt. Dazu wird der Anteil des Gasbedarf in den Sommermonaten im Verhältnis zu den Wintermonaten analysiert. Aus dem Anteil Prozesswärme wird in Kapitel 2.3.3 ein Abwärmepotenzial ermittelt und eine Zeitreihe für potenzielle Abwärme erstellt. Dazu wird eine Einzelbetrachtung der Unternehmen durchgeführt und branchenspezifische Abwärmefaktoren ermittelt. In Kapitel 2.3.4 wird potenzielle Abwärme aus Biogasanlagen analysiert. Dazu wird die Biogasbemessungsleistung aus den Daten im Marktstammdatenregister bestimmt und die Eigennutzung von Wärme zur Beheizung der Biogasanlagen berücksichtigt. Darüber hinaus wurde auch eine potenzielle Clusterung von Biogasanlagen berücksichtigt, die das Abwärmepotenzial verringern, da in diesem Fall Biogas eingespeist und nicht mehr verstromt wird. Potenzielle Abwärme aus Industrie und Biogasanlagen können in Wärmenetzen genutzt werden. Ausbauggebiete von Wärmenetzen werden in Kapitel 2.3.3 bestimmt. Dabei werden die Wärmebedarfe von Haushalten und GHD sowie der Raumwärmebedarf der Industrie herangezogen. Bei ausreichend hoher Wärmebedarfsdichte gelten Wärmenetze als wirtschaftlich sinnvoll. Abwärme aus der Industrie sowie Nutzung von Fernwärme für GHD und Raumwärme der Industrie kann im Modell nur bestimmt werden, wenn Gasverbrauchsdaten vorliegen, da hierzu der genaue Standort dieser Verbräuche bekannt sein muss, um diese auf die entsprechenden 15-er Baublöcke lokal zu verorten und die Wärmebedarfsdichte lokal zu bestimmen. Für Industrieunternehmen muss zusätzlich die Branche und die RLM-Zeitreihe bekannt sein, um das Abwärmepotenzial ermitteln zu können. Die Nutzung von statistischen Ersatzdaten ist nicht sinnvoll.

2.3.1 Raumwärme und Warmwasserbedarf von Haushalten

Als Basis wurden die 15-er Häuserblocks im Energieatlas BW [14] herangezogen. Im Energieatlas BW ist der abgeschätzte Wärmebedarf von Wohngebäuden auf Basis des Baujahrs und der Gebäudegrundfläche als Kartenmaterial abrufbar. Das Baujahr beruht dabei auf dem Zensus 2011 [17].

Die Daten aus dem Energieatlas BW wurden mit realen Verbrauchswerten aus den Gasnetzen angereichert. Die Verbrauchsdaten von Haushalten wurden genutzt, um die Schätzungen aus dem Energieatlas zu verbessern. Dazu wurde zunächst aus den Gebäudegrundflächen (*Abbildung 2-4*) und den Wohnflächen [14] eine effektive Geschosszahl berechnet und mit den Gasverbrauchsdaten neue spezifische Wärmebedarfe der Gebäude im Wohnblock berechnet. Die individuelle Gebäudegrundfläche wurde dabei aus OSM-Daten entnommen [16]. Dabei wurden Gebäude mit einer Grundfläche $< 50\text{m}^2$ als Garagen und Gebäude $> 200\text{m}^2$ als Nicht-Wohn-Gebäude betrachtet und nicht berücksichtigt. Die mittlere Geschosszahl in diesen Gebieten wurde aus der mittleren Geschosszahl der jeweiligen Kommune bestimmt.

Mit den aus den Gasverbräuchen berechneten spezifischen Wärmebedarfen wurden die Schätzungen aus dem Energieatlas gegebenenfalls korrigiert.



Abbildung 2-4 Wärmebedarfsdichten (farbige Flächen) und Gebäudegrundflächen in 15-er Baublöcken. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

Da die Daten im Energieatlas BW auf dem Zensus 2011 beruhen, sind im Vergleich zu aktuellen Karten, z.B. in Open-Street-Map [16] nicht alle Gebäude enthalten. Die nach 2011 errichteten Gebäude wurden in zusätzlichen Häuserblocks händisch nachgepflegt. Für diese Gebäude wurde einheitlich Neubaustandard mit einem spezifischen Energiebedarf von 40 kWh/(a m²) angenommen.

Außerdem wurden Gasverbräuche aus dem GHD-Sektor zusätzlich als Wärmebedarfe berücksichtigt, welche nicht in der Schätzung aus dem Energieatlas BW enthalten ist. Für die Industrie wurde der Anteil von Raumwärme aus der Analyse in Kapitel 2.3.2 ebenfalls berücksichtigt.

Aus den absoluten Wärmebedarfen der Haushalte wurden Wärmebedarfsdichten berechnet. Dazu wurden die geschätzten Wärmebedarfe der Haushalte durch die Fläche der 15-er Baublöcke dividiert. *Abbildung 2-5* zeigt die so ermittelten Wärmebedarfe im Haushaltssektor am Beispiel der Stadt Biberach.

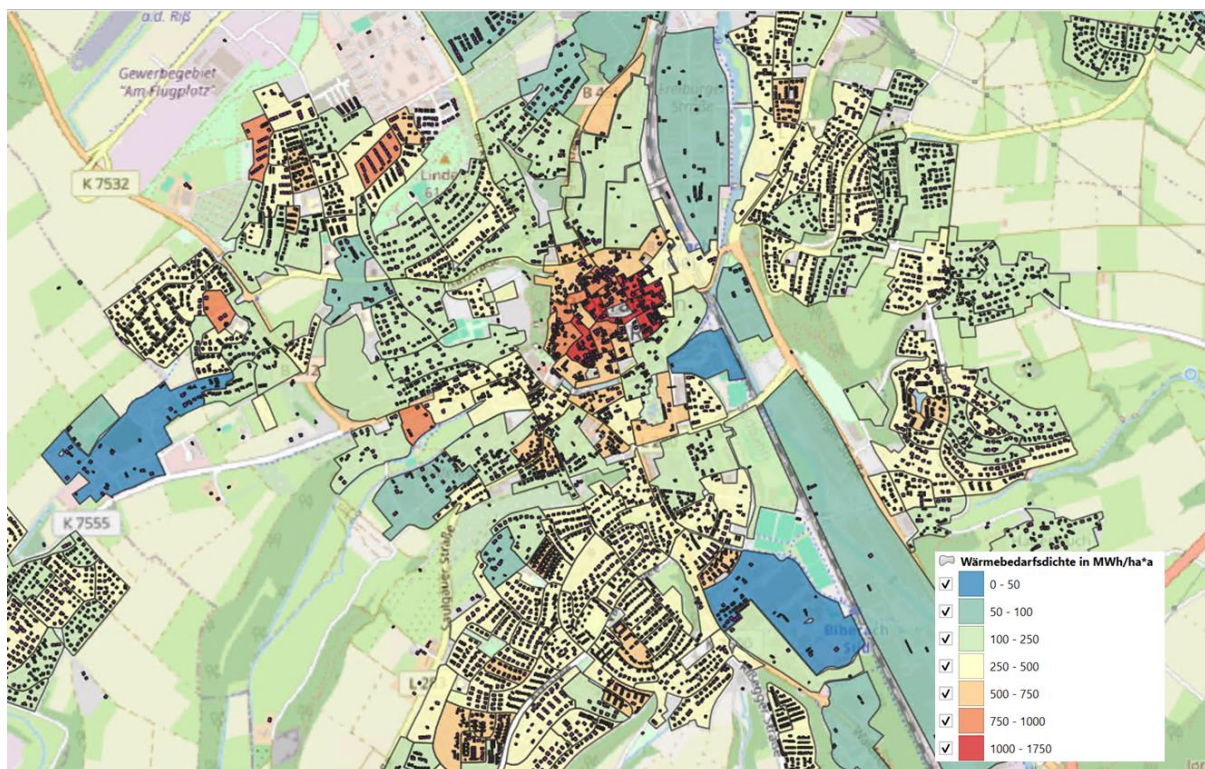


Abbildung 2-5 Wärmebedarfsdichten in 15-Baublöcken des Haushaltssektors am Beispiel der Stadt Biberach. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

2.3.2 Prozesswärme und Raumwärme in der Industrie

Erdgas wird in der Industrie sowohl als Prozessgas als auch zur Beheizung von Gebäuden genutzt. In all den Gebieten, für die Gasnetzdaten von den Projektpartnern vorhanden waren, lagen die Gasbedarfe großer Industrieunternehmen als gemessene RLM-Zeitreihen vor. In erster Näherung kann für die betrachteten Landkreise davon ausgegangen werden, dass deren fossiler Energiebedarf weitgehend aus Erdgas gedeckt wird [18]. Während der Erdgasbedarf für Raumwärme von der

Außentemperatur abhängt, ist dies bei Prozesswärme nicht der Fall. Um den Gasbedarf von Industrieunternehmen in Prozesswärme und Raumwärme aufteilen zu können, wurden die RLM-Zeitreihen des Gasbedarfs von Industrieunternehmen auf ihre jahreszeitlichen Verläufe untersucht.

Diese Unterscheidung ist notwendig, da der Raumwärmebedarf potenziell auch über ein Wärmenetz oder alternative Heiztechnologien gedeckt werden kann. Aus Prozesswärme kann wiederum potenziell industrielle Abwärme gewonnen werden, die wiederum in Wärmenetzen genutzt werden kann.

In einem ersten Schritt wurde für das Betrachtungsjahr 2022 der Verlauf des theoretischen Raumwärmebedarfs anhand des Standardlastprofils Gas für GHD [19] bestimmt (siehe *Abbildung 2-6*). Der Gesamtwärmebedarf im Standardlastprofil wurde auf Jahreszeiten aufgeteilt (siehe *Abbildung 2-7*). Die Monate Dezember, Januar und Februar wurden als Winter, März, April und Mai als Frühjahr, Juni, Juli und August als Sommer sowie September, Oktober und November als Herbst gewertet. Dabei zeigt sich, dass im Frühjahr (27%) und Herbst (25%) jeweils ein Viertel des Gesamtbedarfs benötigt werden. Im Sommer wurden 8,3% benötigt und im Winter 39,8%. Aus dieser Analyse geht hervor, dass im Standardlastprofil im Winter 4,8-mal so viel Wärme benötigt wird wie im Sommer. Das Standardlastprofil Gas wird dabei als Referenz für ausschließlichen Raum- und Warmwasserbedarf genutzt.



Abbildung 2-6 Theoretischer relativer Verlauf des Bedarfs an Raumwärme und Warmwasser nach Standardlastprofil für GHD [19].

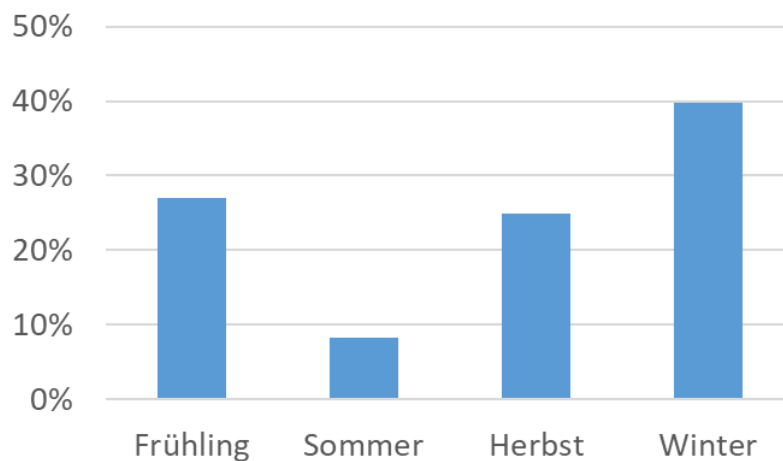


Abbildung 2-7 Anteiliger Verbrauch in den Jahreszeiten für Bedarf an Raumwärme und Warmwasser aus der Analyse des Standardlastprofils für GHD.

Das Verhältnis des Gasbedarfs im Sommer zu dem im Winter kann somit einen Indikator darstellen dafür, ob der Gasverbraucher für Raumwärme (Winterbedarf/Sommerbedarf $\approx 4,8$) oder für industrielle Prozesse (Winterbedarf/Sommerbedarf ≈ 1) verwendet. Bei Werten dazwischen ($1 < \text{Winterbedarf/Sommerbedarf} < 4,8$) wird angenommen, dass das Erdgas sowohl zur Bereitstellung von Raumwärme als auch für industrielle Prozesse genutzt wurde. Auf dieser Basis wurde der Anteil Raumwärme des Gasverbrauchs für alle 119 vorliegenden RLM-Zeitreihen abgeschätzt.

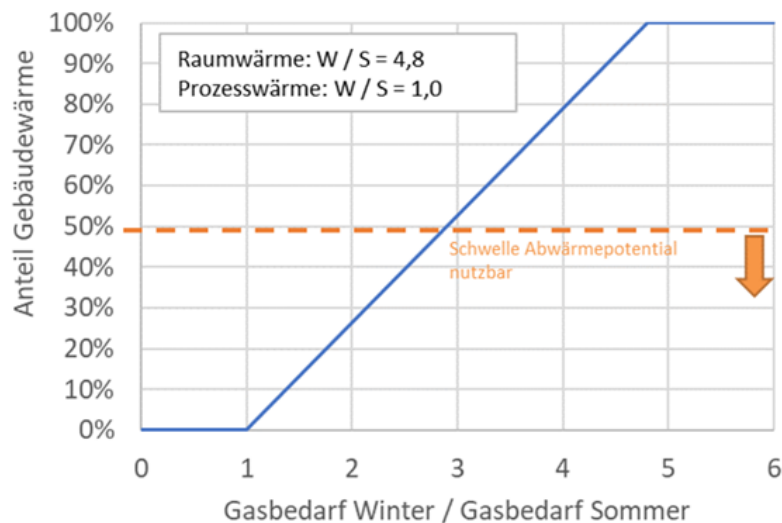


Abbildung 2-8 Bestimmung des Anteils von Gas für Gebäudewärme und Prozesswärme aus dem Verhältnis des Gasbedarfs im Winter zum Gasbedarf im Sommer. Industrieunternehmen, die mehr als 50% des Gasbedarfs für Gebäudewärme benötigen, wurden für die weitere Analyse des Abwärmepotenzials ausgeschlossen („Schwelle Abwärmepotenzial nutzbar“).

Zur Verdeutlichung der Methode werden im Folgenden die RLM-Zeitreihen von zwei Beispiel-Unternehmen genutzt (siehe Abbildung 2-9). Aus Datenschutzgründen sind dabei die Einheiten für

den Verbrauch nicht dargestellt. In rot ist der gleitende 7-Tage Durchschnitt der Verbrauchswerte dargestellt.

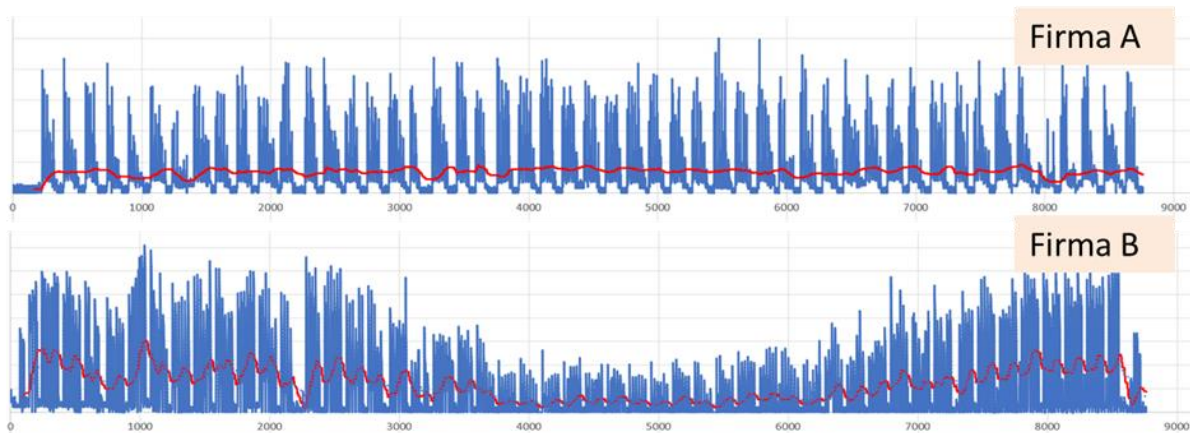


Abbildung 2-9 Beispiel von RLM-Zeitreihen des Gasbedarfs von zwei Industrieunternehmen mit unterschiedlichen Bedarfsstrukturen. Firma A: Prozessgasbedarfs im klassischen Schichtbetrieb ohne Wochenendbetrieb. Firma B: Hauptsächlich Gebäudewärmebedarf.

In *Tabelle 2-2* sind die Anteile des Gasbedarf in den Jahreszeiten aufgeführt. Der Gasbedarf von Firma A beträgt im Sommer 27,5 % und im Winter 21 %. Damit ist das Verhältnis von Gasbedarf im Winter zu Gasbedarf im Sommer 0,76. Das Verhältnis Winter/Sommer ist kleiner als 1 und der Gasbedarf von Firma A wird damit als reiner Prozessgasbedarf identifiziert. Der Gasbedarf von Firma B beträgt im Sommer 9,7 % und im Winter 34,9 %. Das Verhältnis Winter / Sommer ist 3,59 und damit nahe an 4,8. Der Gasbedarf von Firma B wird als zu etwa 80% als Raumwärmebedarf und 20% als Prozesswärmebedarf identifiziert. Da das Anteil Prozesswärme kleiner als 50% ist, wird Firma B nicht weiter zur Identifikation von Abwärmepotenzial berücksichtigt.

Tabelle 2-2 Aggregation der Gasbedarfe aus Abbildung 2-9 auf die vier Jahreszeiten Winter (Dezember, Januar, Februar), Frühling (März, April, Mai), Sommer (Juni, Juli, August) und Herbst (September, Oktober, November).

Anteil Gasbedarf	Firma A	Firma B
Winter	21,0 %	34,9 %
Frühling	26,3 %	30,2 %
Sommer	27,5 %	9,7 %
Herbst	25,2 %	25,1 %
W / S	0,76	3,59

Für jedes Unternehmen wurde so der Gasbedarf in einen Anteil Prozesswärme und einen Anteil Raumwärme aufgeteilt. Raumwärmebedarf kann potenziell über ein Wärmenetz gedeckt werden. Aus Prozesswärme kann potenziell industrielle Abwärme in einem Wärmenetz nutzbar gemacht werden.

2.3.3 Industrielle Abwärme

Um industrielle Abwärme in einem Wärmenetz für andere Verbraucher nutzbar zu machen, sollte der Anteil für Raumwärme, der innerhalb des Unternehmens benötigt wird, möglichst klein sein und dementsprechend der Anteil für Prozesswärme groß. Als Grenze wurde ein Anteil von 50% festgelegt (Gestrichelte Linie in *Abbildung 2-8*). Unternehmen, deren Gasbedarf zu mehr als 50% für Raumwärme genutzt wird, wurden für die weitere Betrachtung zur Identifizierung von industrieller Abwärme ausgeschlossen.

Da typischerweise längst nicht der gesamte Prozesswärmebedarf als Abwärme verwertet werden kann, verringert sich folglich der sogenannte Abwärmefaktor, also der Anteil des Gasbedarfs, der als industrielle Abwärme in einem externen Wärmenetz potenziell nutzbar ist. Die 46 Unternehmen mit hohem Prozessgasanteil wurden einzeln untersucht und die jeweilige Branche bestimmt. Der als Abwärmepotenzial nutzbare Anteil des Gasbedarfs wurde anhand von branchenspezifischen Abwärmefaktoren aus der Literatur abgeschätzt [20,21] (siehe *Tabelle 2-3* und *Tabelle 2-4*). Typische Unternehmen mit Potenzial für industrielle Abwärme auf hohem Temperaturniveau und entsprechender Abwärmemenge sind nach [20,21] Unternehmen mit hohem Energie- (Gas-) Verbrauch aus den folgenden drei Branchen:

- Herstellung von Glas, Verarbeitung von Steinen und Erden
- Herstellung von Papier und Pappe
- Metallerzeugung und -bearbeitung

Tabelle 2-3: Branchenspezifische Abwärmefaktoren aus [20,21]

WZ 2008 - Nr.	WZ-Bezeichnung	Abwärmeindikator Deutschland	Abwärmeindikator Baden-Württemberg
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	10%	5%
11	Getränkeherstellung	14%	2%
12	Tabakverarbeitung	12%	-
13	Herstellung von Textilien	29%	23%
14	Herstellung von Bekleidung (ohne Mobbing)	-	-
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	-	-
16	Herstellung von Holzware (ohne Möbel)	10%	7%
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	9%	5%
18	Herstellung von Druckerzeugnissen	9%	4%
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	8%	-
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	8%	6%
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	1%	-
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	17%	14%
23	Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	15%	13%
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	-	27%
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	19%	21%
26	Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen	18%	-
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	31%	39%
28	Maschinenbau	16%	5%
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	12%	6%
30	Sonstiger Fahrzeugbau	38%	4%
31	Herstellung von Möbeln	12%	8%
32	Herstellung von sonstigen Waren	8%	5%
33	Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen	5%	0%

Tabelle 2-4: Ausgewählte branchenspezifische Abwärmemetemperaturen und Abwärmefaktoren [16]

Wirtschaftszweig WZ 2008	Abwärmemetemperatur in °C	Abwärmefaktor
Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	140 - 700	0,15
Metallerzeugung und -bearbeitung	300 - 1200	0,19
Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	200	0,09
Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	150 - 200	0,10

Durch Zuordnung der Abwärmefaktoren wurden aus den RLM-Zeitreihen (Gas) Zeitreihen für potenzielle Abwärme erzeugt. Diese Abwärme kann nur genutzt werden, wenn das Unternehmen an ein bestehendes oder zukünftiges Wärmenetz angeschlossen wird oder die Abwärme selbst zur Effizienzsteigerung die Abwärme nutzt. Zukünftige Wärmenetze werden bei ausreichend hoher Bedarfsdichte errichtet (siehe Kapitel 2.3.5).

2.3.4 Abwärme aus Biogas

Der überwiegende Teil von ca. 98% der vorhandenen Biogasanlagen nutzt das erzeugte Biogas, um Strom in einem BHKW zu produzieren [22]. Neben Strom wird in den BHKWs auch Wärme erzeugt, die als Abwärme in Wärmenetzen genutzt werden kann. Biogasanlagen sind typischerweise "überbaut". Das bedeutet, dass die installierte Leistung des BHKWs größer ist als für die durchschnittlich erzeugte Biogasmenge erforderlich. Dies ermöglicht den Anlagenbetreibern die BHKWs flexibel zu nutzen und dadurch möglichst von hohen börsenmarktbasierten Strompreisen zu profitieren. Um die erzeugte Wärmemenge des BHKWs abzuschätzen, wird daher die Bemessungsleistung der Biogasanlagen genutzt. Die Bemessungsleistung ist unmittelbar ein Maß für die im EEG geförderte Strommenge, die aus wirtschaftlichen Gründen durch die Betreiber nicht überschritten wird (§ 3 Nr. 6 EEG 2023)[23]. Die Daten dazu lassen sich aus dem Marktstammdatenregister beziehen [24]. Ein Teil der Abwärme aus dem BHKW wird direkt an der Biogasanlage genutzt, um den Fermenter zu beheizen. Daher wurde nur ein Anteil der Abwärme aus dem BHKW von 75 % als nutzbare Abwärme betrachtet.

Um die Abwärme tatsächlich in einem Wärmenetz nutzen zu können, muss dieses sich in der Nähe des BHKW befinden oder ein neues Wärmenetz muss errichtet werden. Um die Wirtschaftlichkeit der zu errichtenden Wärmenetze zu berücksichtigen, wurde ein maximaler Abstand des BHKW zum Wärmenetz von 1 m Abstand pro 1 MWh Abwärme angenommen. Der Grenzwert entspricht der minimalen Liniendichte für die ein Wärmenetz als wirtschaftlich gilt [10]. Dazu wurde im Geoinformationssystem als Entscheidungsgrundlage ein entsprechender Pufferradius um das BHKW gelegt, um zu prüfen, inwiefern die Abwärme aus dem BHKW wirtschaftlich genutzt werden kann. *Abbildung 2-10 Biogas-Anlagen in den Landkreisen Biberach, Sigmaringen, Ravensburg und Alb-Donau Kreis mit einem Pufferradius von 1 km je GWh (bezogen auf Bemessungsleistung) Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]*

zeigt die Biogasanlagen mit entsprechendem Pufferradius in den vier Landkreisen. Anzumerken ist, dass ähnlich wie in der Industrie der Bestand für die Simulation fortgeschrieben wird. In der Realität muss für die unterjährige, aber auch die zukünftige Versorgungssicherheit Sorge getragen werden muss.

Abwärmepotenzial aus der Industrie wurde nur für wenige Unternehmen identifiziert. Diese Potenziale wurden nicht automatisiert mit Hilfe von Pufferradien analysiert, sondern einer Einzelfallprüfung unterzogen.

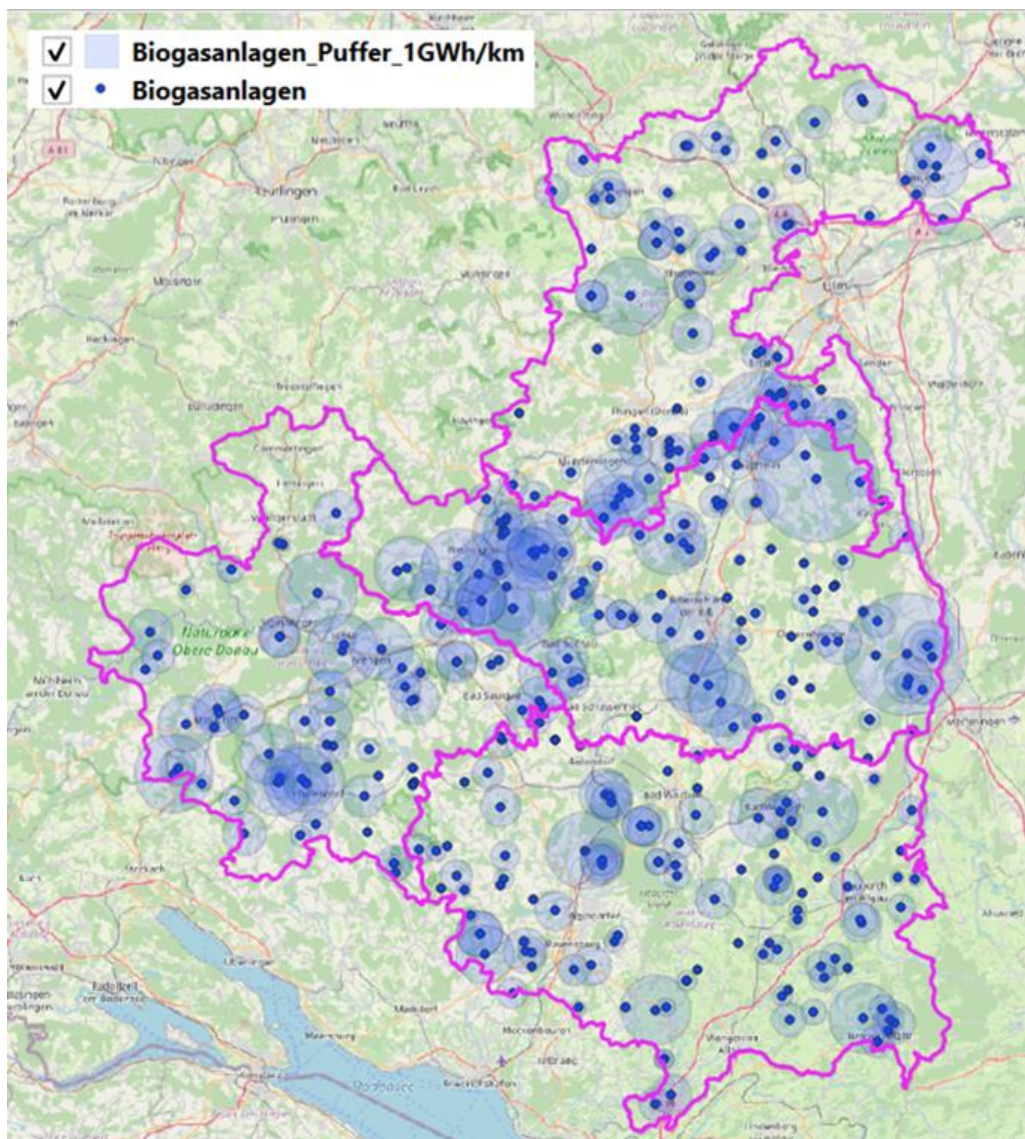


Abbildung 2-10 Biogas-Anlagen in den Landkreisen Biberach, Sigmaringen, Ravensburg und Alb-Donau Kreis mit einem Pufferradius von 1 km je GWh (bezogen auf Bemessungsleistung) Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

2.3.5 Wärmenetzmodell

Wärmenetze werden typischerweise durch lokale Akteure wie z.B. Stadtwerke oder Biogas-Anlagenbetreiber betrieben. Im Projekt lagen keine hydraulischen Netzdaten von Wärmenetzen vor. Gebiete mit bestehenden Wärmenetzen konnten aus der Verteilung der Heizungstechnologien im Zensus [15] abgeleitet werden. Für die Analyse bestehender Fernwärmenetze wurden die 100 m-Rasterzellen ausgewertet. Um potenzielle Wärmenetze zu bestimmen, wurde die Wärmebedarfsdichte ausgewertet. Unter der Wärmebedarfsdichte ist der Raumwärmebedarf

definiert als der Quotient aus den Wärmebedarfen und einer Fläche. Die Wärmebedarfe wurden für 15-er Häuserblocks ausgewertet (siehe Kapitel 2.3.1). Die dabei verwendete Flächeneinheit ist das Gebiet der 15-er Häuserblocks als möglicher Kern eines Wärmenetzes.

Potenzielle Wärmenetze stellen eine große Investition dar und müssen daher über längere Zeiträume abgeschrieben werden. Daher kann zur Analyse von Eignungsgebieten für Wärmenetze nicht von den heutigen Wärmebedarfen ausgegangen werden. Die Investitionen müssen sich auch noch im Jahr 2045 und später rentieren, da einer Investitionsentscheidung üblicherweise eine Wirtschaftlichkeitsrechnung über 20 Jahre zugrunde gelegt wird. Die Gebäude wurden für die Betrachtungen entsprechend den Langfristszenarien [25] saniert. Der Wärmebedarf der Gebäude wird bis 2045 um 25% reduziert im Vergleich zum Ist-Zustand. Der Wärmebedarf nimmt im Modell dadurch bis 2045 entsprechend ab.

Die absoluten Wärmebedarfe (im sanierten Zustand) von Haushalten, GHD und Industrie wurden dann durch die gesamte Gebietsfläche der 15-er Häuserblocks geteilt und die Wärmebedarfsdichte in den Gebieten bestimmt. Als Richtwert für Eignungsgebiete von Wärmenetzen gelten Gebiete mit einer Wärmebedarfsdichte $> 415 \text{ MWh}/(\text{ha}\cdot\text{a})$ [26]. Zusätzlich wurden als Orientierung auch 15-er Häuserblocks mit einer Wärmebedarfsdichte von $300 - 415 \text{ MWh}/(\text{ha}\cdot\text{a})$ bestimmt. In diesen Gebieten könnte die Wirtschaftlichkeit aufgrund der geringeren Wärmebedarfsdichte erschwert sein.

Für sämtliche 15-er-Häuserblöcke, die im sanierten Zustand über eine Wärmebedarfsdichte von $> 415 \text{ MWh}/(\text{ha}\cdot\text{a})$ verfügen, wird im Modell ein Wärmenetz errichtet. Somit konnten potenzielle Wärmenetzgebiete definiert werden. In zukünftigen Wärmenetzen wird die restliche Wärme durch eine Großwärmepumpe gedeckt, die durch einen Spitzenlastkessel unterstützt wird. Zur Auslegung der Großwärmepumpe wird die Spitzenlast in den Wärmenetzen in einem ersten Modelldurchlauf für jedes Wärmenetz bestimmt. Die Großwärmepumpe wird für die weiteren Modelldurchläufe auf 90% der Spitzenlast ausgelegt. Die Großwärmepumpe nutzt eine Wärmequelle bei 15°C und erzeugt eine Vorlauftemperatur im Wärmenetz von 90°C . Damit ergibt sich im Modell eine durchschnittliche Jahresarbeitszahl von $\text{JAZ} = 2,99$. Zur Bedarfsdeckung dieser Wärme wurde im Modell eine Rangfolge der potenziellen Quellen festgelegt:

- Abwärme aus Industrie und Biogasanlagen (siehe Kapitel 2.3.3 & 2.3.4)
- Großwärmepumpe
- Gasbefeuerter Spitzenlastkessel

Die Aufteilung des RLM-Gasbedarfs ist nur möglich, wenn RLM-Zeitreihen vorliegen. Daher ist in Gebieten, in denen keine Gasnetzdaten vorliegen, nicht möglich, Industrieunternehmen im Modell über die beschriebene Methode über Fernwärme zu versorgen. Ferner ist auch die Nutzung von Abwärme aus der Industrie im Modell aus denselben Gründen nicht möglich. Da die Nutzung von Abwärme stark vom individuellen Unternehmen abhängt (Branche, Verlauf und Menge von Gasbedarf) ist es nicht sinnvoll statistische Ersatzdaten zu nutzen.

Für alle Wärmenetze wurden Wärmebedarfe im Wärmenetz und Abwärmepotenziale gegenübergestellt. Wärmebedarfe in bestehenden Wärmenetzen und in potenziellen Wärmenetzen sowie potenzielle Abwärme aus Industrie und Biogas wurde pro Gemarkung aggregiert und dem Sektorkopplungsmodell (vgl. Kap 2.9) als Input-Daten zur Verfügung gestellt. Neben der Jahresmenge ist die Schwankung der Abnahme und der Abwärme zu beachten. In den Sommermonaten ist der

Wärmebedarf deutlich geringer als im Winter. Abwärme fällt typischerweise ganzjährig an. Im Sektorkopplungsmodell (siehe Kapitel 2.9) wird daher eine dynamische Energiesystems simulation durchgeführt, um die mögliche Nutzung von Abwärme abzuschätzen.

Das Wärmenetzmodell wurde für alle Gemarkungen der vier Landkreise Biberach, Alb-Donau Kreis, Sigmaringen und Ravensburg erstellt. *Abbildung 2-11* zeigt beispielhaft das Wärmenetzpotenzial für die Gemarkung Laichingen im Alb-Donau-Kreis.

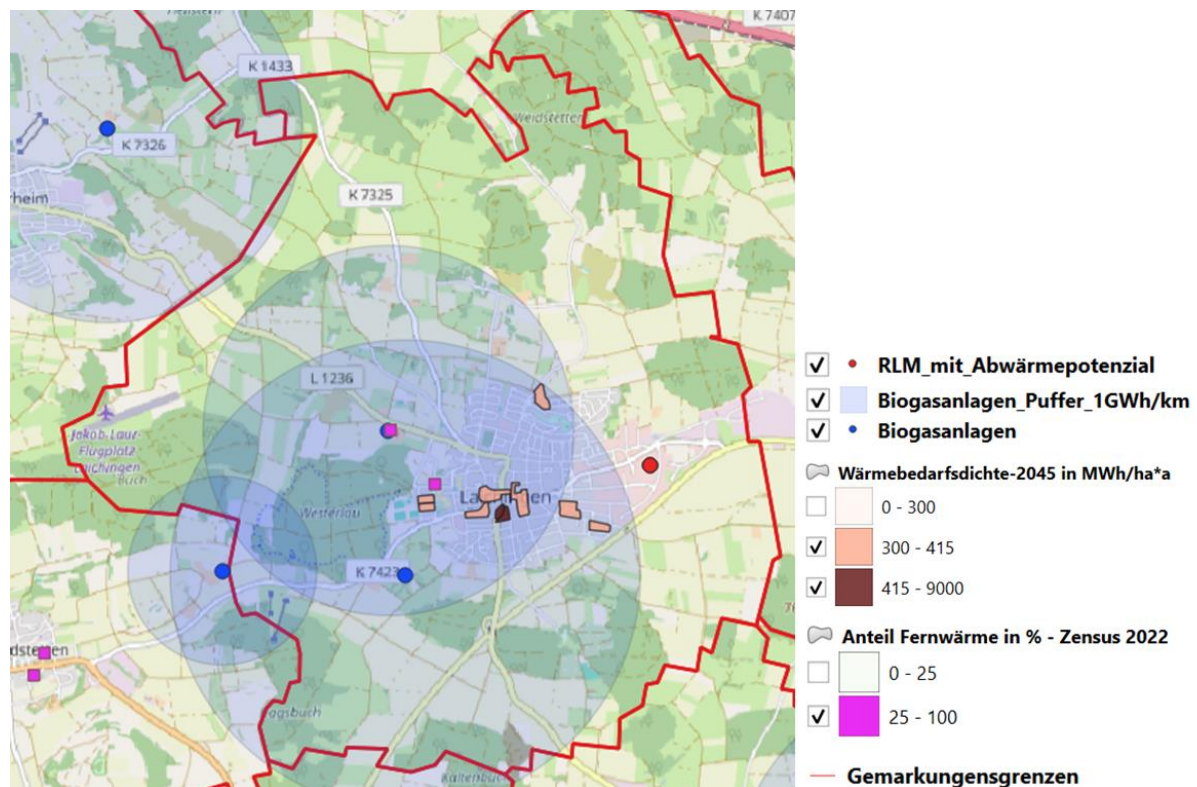


Abbildung 2-11 Wärmebedarfsmodell am Beispiel der Gemarkung Laichingen mit Potenzialgebiet für Wärmenetze (>415 MWh/(ha/a)), bestehendem Wärmenetz (pink) sowie Abwärmequellen aus Biogas-BHKWs (mit Pufferradius) und Industrie. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

Typisch für ländliche Strukturen ist die niedrige Siedlungsdichte, die unmittelbar zu einer niedrigen Wärmebedarfsdichte führt. Man kann *Abbildung 2-11* entnehmen, dass hier nur wenige und dazu kaum zusammenhängende Häuserblocks die theoretisch erforderlichen Werte aufweisen. In der betrachteten Region zeigte sich zudem eine potenzielle Angebotskonkurrenz der Abwärmeanbieter.

Förderlich ist oft die Lage von Biogasanlagen im Hinblick auf die Nutzung ihrer Abwärme. Dazu lässt sich in einigen Fällen – wie auch exemplarisch in diesem Fall – feststellen, dass bereits heute Wärmenetze im Bestand vorhanden sind.

2.4 Clusterung von Biogasanlagen

Der überwiegende Teil von ca. 98 % der Biogasanlagen nutzt das erzeugte Biogas, um Strom in einem BHKW zu produzieren [22]. In den Fördervorhaben „Biogas-Innovation Guide“ (BIG) [27] und „BGA-Cluster“ [28] wurden für Baden-Württemberg Potenziale bestimmt, um Biogas-Anlagen (BGA) wirtschaftlich zu clustern, d. h. einen Rohbiogasverbund der beteiligten BGAs zu realisieren und um damit eine gemeinsame Biogas-Aufbereitung und -Einspeisung zu ermöglichen. Diese Daten konnten aus den Projekten übernommen werden.

In den Fördervorhaben wurden die Standorte und Leistungsdaten der BGAs in Baden-Württemberg aus dem Marktstammdatenregister [24] entnommen. Dazu wurde die erweiterte Einheitenübersicht des Marktstammdatenregisters (MaStR) für Stromerzeugungseinheiten nach Bundesland (Baden-Württemberg) und Energieträger (Biomasse) gefiltert. Als Hauptbrennstoffe wurden „Biogas“, „Biomethan“, „Abfall, fest, rein biogen“, „Abfall, flüssig, rein biogen“, „Feste biogene Stoffe“, „Flüssige biogene Stoffe“ gewählt. Basierend auf diesen Filterkriterien wurde die Liste aller BGAs in Baden-Württemberg erzeugt. Die Adressen aller BGAs wurden mit Hilfe von Satellitenaufnahmen auf Richtigkeit überprüft und in einer Karte eingetragen.

Anschließend wurden basierend auf den Bemessungsleistungen der Anlagen sogenannte Pufferradii gebildet. Dabei wurde unterstellt, dass Pufferradii von Anlagen, die sich überschneiden, geclustert werden können. Anlagen, die aus dieser Herleitung ein gemeinsames Cluster bilden, werden durch Rohbiogas-Leitungen verbunden. Die Rohbiogas-Leitungen eines Clusters enden im Modell an einer zentralen Aufbereitungsanlage, in der das Biogas zu Biomethan aufbereitet wird und dabei CO₂ sowie weitere unerwünschte Begleitstoffe abgetrennt werden. Das aufbereitete Biogas (Biomethan) wird dann in ein benachbartes Gasnetz eingespeist. Die Biogas-Cluster wurden wirtschaftlich und hinsichtlich der Lage am Gasnetz bewertet.

Im vorliegenden Projekt RegioTransH₂O wurden zu Biogasanlagen zwei Szenarien aus den Langfristszenarien betrachtet. Im Szenario O45-Strom werden sämtliche Biogas-Anlagen, die heute Biogas-Einspeiseanlagen sind, zu verstromenden Anlagen mit Biogas-BHKWs umgerüstet. Im Szenario O45-H₂ werden sämtliche Biogas-Anlagen, die geclustert werden können, zu Anlagen mit Biogasmethan-Einspeisung umgerüstet. Anlagen, die nicht geclustert werden können, bleiben verstromende Anlagen mit Biogas-BHKWs. Die Anzahl an Biogas-Anlagen bleibt in beiden Szenarien konstant im Vergleich zur Ist-Situation.

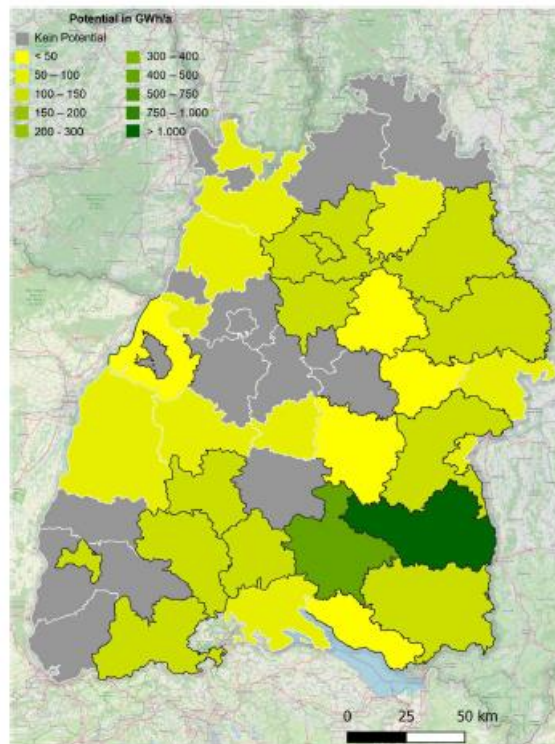


Abbildung 2-12 Biomethan-Potenzial der Landkreise in Baden-Württemberg für eine Clusterung der BGAs. Die Mindestleistung der Cluster beträgt 5.000 kW. Daten aus dem MaStR [24]. Quelle: DVGW-Biogas Innovation Guide [27].

2.5 Verbrauchsmodellierung

Für die Simulation des Stromnetzmodells, des Gasnetzes sowie des Sektorkopplungsmodells mussten alle relevanten Lasten- und Erzeuger abgebildet werden. Im Gasnetz der Projektpartner standen alle Verbraucher und Erzeuger im Netzgebiet als Verbrauchsdaten zur Verfügung (siehe Kapitel 2.8).

Im Stromnetzmodell lagen für die Industrie sowie größere Einspeiser Verbräuche als gemessene Zeitreihen (RLM) vor (siehe Kapitel 2.5.1). Strombedarfe von Haushalten wurden anhand statischer Daten als SLP modelliert (siehe Kapitel 2.5.2). Für GHD wurden die Strombedarfe als analytisches Lastprofil bestimmt. Außer GHD sind alle anderen Lasten und Erzeuger im Stromnetzmodell bekannt oder können modelliert werden konnten, wurde eine gemessene Zeitreihe jeweils am Umspannwerk genutzt, um GHD-Verbräuche zu bestimmen (siehe Kapitel 2.5.5). Dabei wurden implizit die Abweichungen zu den SLP der Erzeuger und Verbraucher und die nicht gemessenen Netzverluste dem GHD-Segment zugewiesen.

Wärmebedarfe in Haushalten wurden anhand der Wohnfläche und des Gebäudealters abgeschätzt. Dabei wurden zusätzlich auch Verbrauchsdaten aus dem Gasnetz genutzt. Die Verteilung der Heizungstechnologie erfolgte mit Daten aus dem Zensus 2022 (siehe Kapitel 2.5.3). Energiebedarfe im Verkehr wurden für PKW und leichte Nutzfahrzeuge durch gemeldete Fahrzeuge sowie statistischen Daten zu Jahresfahrleistung, spezifischem Verbrauch und der Verteilung der Antriebstechnologien ermittelt (siehe Kapitel 2.5.4).

Die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien wurde anhand der installierten Leistung modelliert (siehe Kapitel 2.6). Dazu wurde für Photovoltaik eine gemessene Kurve einer Freiflächenanlage verwendet. Windkraftanlagen wurden anhand von Reanalysedaten von Wetterdaten modelliert. Für Wasserkraftanlagen konnten Energiemengen ermittelt oder abgeschätzt werden und Biogasanlagen wurden anhand der Bemessungsleistung modelliert.

Sämtliche Energiemengen von Erzeugern und Verbrauchern für die keine RLM-Zeitreihe vorlagen, wurden anhand von Lastprofilen zeitlich disaggregiert. Die Lastprofile werden in den folgenden Absätzen zusammen mit den Methoden zur Ermittlung der erzeugten bzw. verbrauchten Energiemengen vorgestellt.

Im Stromnetzmodell wurden für alle anderen ONS, an denen keine RLM-Zeitreihen verfügbar waren, Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen anhand der installierten Leistung sowie der Anzahl der Haushalte, die über das Niederspannungsnetz an den jeweiligen Ortsnetzstationen angeschlossen sind, modelliert. Die Informationen zur installierten Leistung lagen in Form von Stammdaten für die Ortsnetzstationen vor (siehe Kapitel 2.7).

Im Sektorkopplungsmodell werden alle Daten zur Modellierung der Erzeugung und Verbräuche für alle Sektoren teils aus den anderen Modellen und teils aus öffentlich verfügbaren statistischen Daten auf Gemarkungsebene aggregiert. (siehe Kapitel 2.9) Um die Energiemengen, die nicht als RLM-Zeitreihe vorlagen, zeitlich zu disaggregieren, wurden ebenfalls die in diesem Kapitel vorgestellten Lastprofile verwendet.

Folgende Verbrauchs- und Einspeisezeitreihen wurden im Modell erfasst:

- Haushaltsstrom (ohne Stromheizungen, Elektromobilität)
- Wärmepumpe
- Nachtspeicheröfen
- Mobilität: PKW, LNF, LKW (jeweils relevante Antriebstechnologien)
- GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistung + Industrie ohne RLM-Erfassung)
- Straßenbeleuchtung
- Photovoltaik
- Windkraft
- Wasserkraft
- Biogas-BHKWs

2.5.1 Energiebedarf Industrie

Für Erzeuger und Verbraucher ab einer bestimmten Leistungsgrenze (siehe *Tabelle 2-5*) sind Registrierende Leistungsmessung (RLM) verpflichtend. Diese Zeitreihen lagen für die Netzgebiete vor, die unter der Konzession der Projektpartner stehen. Da diese Messungen sehr kostenintensiv sind, stehen außerhalb dieses Pflichtbereiches keine zusätzlichen Messwerte zur Verfügung.

Für die Modellierung der Strom- und Gasbedarfe der Industrie standen damit RLM-Zeitreihen zur Verfügung. Im Projekt wurde, abweichend von der klassischen Definition, alle Verbräuche, die als RLM-Zeitreihe vorlagen, als Industrie definiert. Gewerbliche Verbraucher, für die keine RLM-Zeitreihe zur Verfügung standen, wurden als GHD bezeichnet. Um nicht im Konflikt mit der klassischen

Definition von Industrie bzw. GHD zu stehen, wurden die Ergebnisse für Industrie und GHD als aggregierte Werte dargestellt.

Tabelle 2-5 Leistungsgrenzen für eine verpflichtende RLM-Messung von Erzeugern- und Verbrauchern an Strom- und Gasnetzen.

Verbraucher bzw. Erzeuger	Medium	Leistungsgrenze	Rechtsgrundlage
Erneuerbare Erzeuger	Strom	100 kW	§61 Abs. 2 Nr. 2 MsbG BK6-12-153 "MaBiS 2.0"
Industrie- /Gewerbekunde	Strom	100 MWh/a	§12 StromNZV
Industrie- /Gewerbekunde	Gas	1.500 MWh/a bzw. 500 kW	§24 GasNZV Kooperationsvereinbarung (KoV) Anhang 3

Sofern RLM-Zeitreihen verfügbar waren, wurden diese grundsätzlich genutzt. Im Stromnetzmodell wurden dazu die RLM-Kennung mit der technischen Position der Ortsnetzstation abgeglichen und das entsprechende RLM-Zeitreihe auf die Ortsnetzstation verortet. Für die drei Landkreise Alb-Donau-Kreis, Biberach und Sigmaringen für die grundsätzlich Stromnetzdaten vorlagen, waren an etwa 15% der Ortsnetzstationen RLM-Zeitreihen verfügbar. *Tabelle 2-6* zeigt eine Übersicht der verfügbaren RLM-Zeitreihen für Einspeisung und Strombezug für die drei genannten Landkreise.

Im Gasnetz lagen für 119 Unternehmen in den Landkreisen RLM-Zeitreihen vor.

Tabelle 2-6 Verfügbare RLM-Zeitreihen im Stromnetz der drei Landkreise Alb-Donau-Kreis, Biberach und Sigmaringen

Landkreis	Anzahl RLM-Zeitreihe Einspeisung	Anzahl RLM-Zeitreihe Bezug
Sigmaringen	64	97
Alb-Donau Kreis	60	92
Biberach	685	887

2.5.2 Strombedarf Haushalte

Die Profile aller nicht mit einer registrierenden Leistungsmessung ausgestatteten Verbraucher für Haushaltsstrom, Wärmepumpen, Nachtspeicheröfen und Straßenbeleuchtung wurden anhand von Standardlastprofilen abgebildet.

Für den Haushaltsstrom (ohne Heizung und E-Mobilität) wurde für jeden Haushalt ein Jahresverbrauch von 3.300 kWh pro Haushalt angenommen. Dies entspricht dem durchschnittlichen Stromverbrauch eines deutschen Haushalts [29]. In den Stammdaten der Ortsnetzstationen ist die Anzahl der zugeordneten Haushalte enthalten. Für das Sektorkopplungsmodell wurde die Anzahl von Haushalten auf Basis der Zensusdaten [15] anhand der Einwohnerzahl je Gemarkung (siehe Kapitel 3.1) und der durchschnittlichen Haushaltsgröße (2,1 Personen pro Haushalt) der vier betrachteten Landkreise ermittelt.

In *Abbildung 2-13* ist der zeitliche Verlauf des Strombedarfs von Haushalten nach dem H0-Standardlastprofil H0 (VDEW) [30] für drei ausgewählte Wochen im Winter, Übergang (Frühling, Herbst) und Sommer dargestellt.

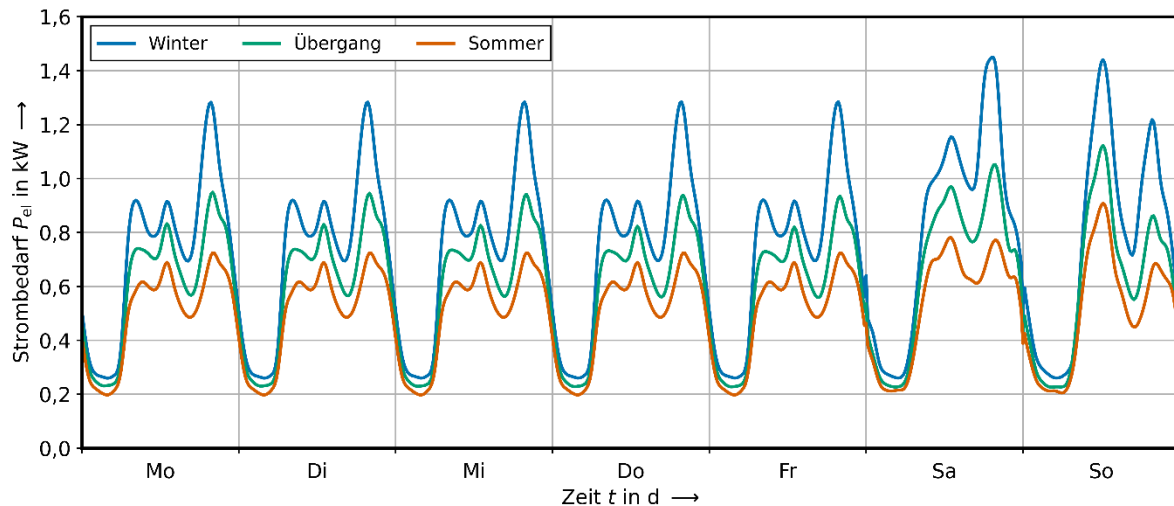


Abbildung 2-13 Standardlastprofil (H0), Jahresverbrauch 3300 kWh, für den Strombedarf eines Haushalts in 15-min Zeitschritten für drei Beispielwochen im Winter, Sommer und Übergang (Frühling, Herbst) [30].

2.5.3 Wärmebedarf Haushalte

Der zeitliche Verlauf des Strombedarfs aus dem Wärmebedarf in 15-Minuten Zeitschritten wurde anhand von Standardlastprofilen bestimmt. Das Standardlastprofil lag als Profilschar vor. Für jeden Tag wurde ausgehend aus dem Gesamtwärmebedarf (s.u.) anhand der täglichen Temperaturmaßzahl das gültige Tagesprofil bestimmt. Unter der Temperaturmaßzahl versteht man die heizungsrelevant korrigierte Tagesmitteltemperatur. Durch Aneinanderreihung der Tagesprofile entsteht ein Jahresprofil [19].

Für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser durch Stromheizungen wurde zunächst aus den Zensusdaten [1] der Anteil von Haushalten ermittelt, der als Heizungstechnologie eine Wärmepumpe beziehungsweise eine Nachtspeicherheizung nutzt. Der Gesamtwärmebedarf (Raumwärme + Warmwasser) der mit Stromheizungen zu decken ist, ergibt sich aus dem lokalen Gesamtwärmebedarf und der lokalen Verteilung der Heizungstechnologie. Der Wirkungsgrad für Nachtspeicherheizungen wurde mit 100% angenommen. Für Wärmepumpen wurde eine Jahresarbeitszahl von 3,5 als Durchschnittswert über alle Wärmepumpenarten angenommen. Der Gesamtwärmebedarf wurde anhand der Temperaturmaßzahl und Standardlastprofilen zeitlich disaggregiert. Die genutzten Standardlastprofile wurden von den Stadtwerken Erlangen [4] veröffentlicht.

Die Temperaturmaßzahl wurde anhand der Temperaturkurve der Stadt Laupheim und von Standardlastprofilen ermittelt. Dazu wurde zunächst aus den vom Deutschen Wetterdienst 2022 in Laupheim gemessenen Tagestemperaturen [31] eine geometrische Temperaturreihe gebildet. Bei diesem Berechnungsverfahren wird der aktuelle Tag mit dem Faktor 0,53 und die vorherigen Tage mit

den Faktoren 0,27 bzw. 0,13 und 0,07 gewichtet. Aus der Differenz der geometrischen Temperaturreihe zu einer Bezugstemperatur (Standardwerte: Gas 19 °C; Nachtspeicher 16°C; Wärmepumpe 18°C) wurde die Temperaturmaßzahl gebildet. Die Temperaturmaßzahl ist der Faktor zu Bestimmung des Heizbedarfs.

Für die Nachtspeicherheizungen wurde je nach Temperaturmaßzahl der Einschaltzeitpunkt sowie der Leistungsverlauf angepasst. *Abbildung 2-14* zeigt den Leistungsverlauf für einen Haushalt mit einer Nachtspeicherheizung [32]. *Abbildung 2-15* zeigt den elektrischen Leistungsverlauf für eine Wärmepumpe [32].

Aktuelle Studien gehen für moderne Wärmepumpen bereits heute von einer mittlere Jahresarbeitszahl von 3,1 - 3,3 aus, unter Voraussetzung, dass die Wärmepumpe ordnungsgemäß installiert und eingestellt ist [33,34]. Im Rahmen dieser Studie wurde für Wärmepumpen, deren Hochlauf in den Szenarien erst im Laufe der nächsten Dekaden erfolge soll, eine mittlere Jahresarbeitszahl von JAZ = 3,2 angenommen. *Abbildung 2-16* zeigt den Lastfluss für eine Gasheizung [19]. Die Wärmebedarfe wurden aus der Wärmebedarfsanalyse in Kapitel 2.3 ermittelt.

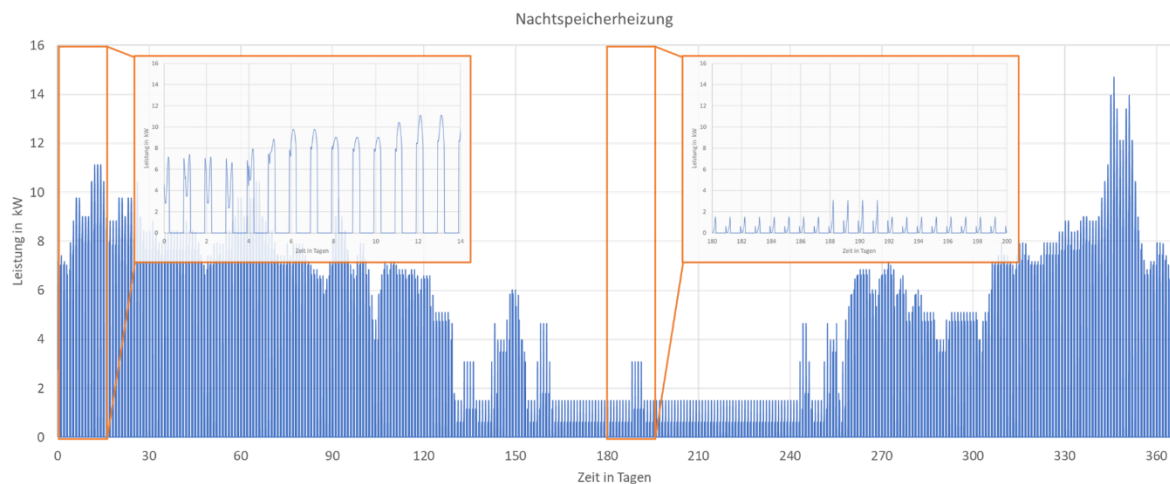


Abbildung 2-14 Leistungsverlauf in 15-min Zeitschritten der Nachtspeicherheizung inklusive Bereitstellung von Warmwasser für einen Haushalt mit einem Wärmebedarf von 11.860 kWh/a modelliert anhand der Außentemperaturen von Laupheim 2022 [31].

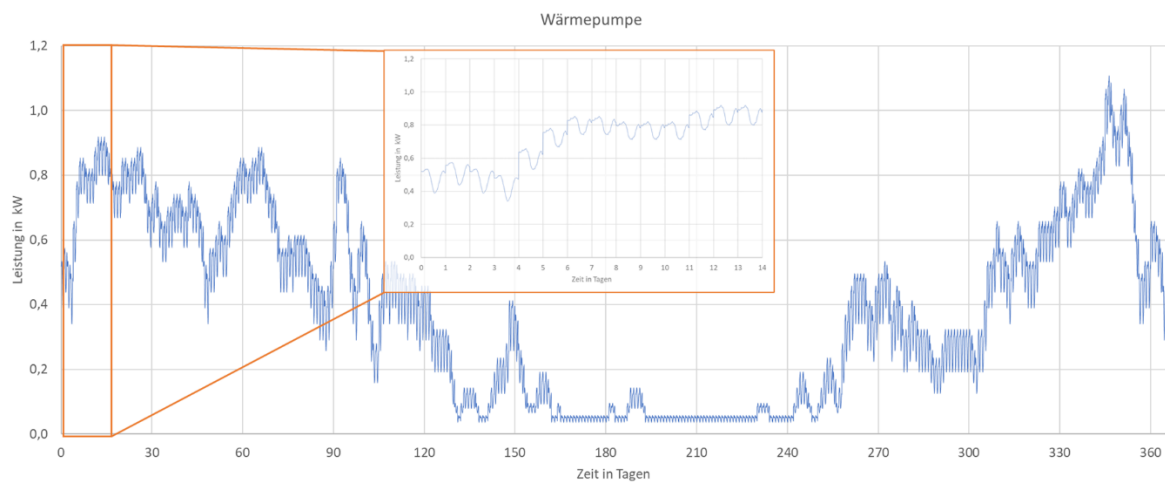


Abbildung 2-15 Leistungsverlauf in 15-min Zeitschritte der Wärmepumpe für einen Haushalt mit einem Wärmebedarf von 11.860 kWh/a und einer Jahresarbeitszahl von JAZ = 3,5, modelliert anhand der Außentemperaturen von Laupheim 2022 [31].

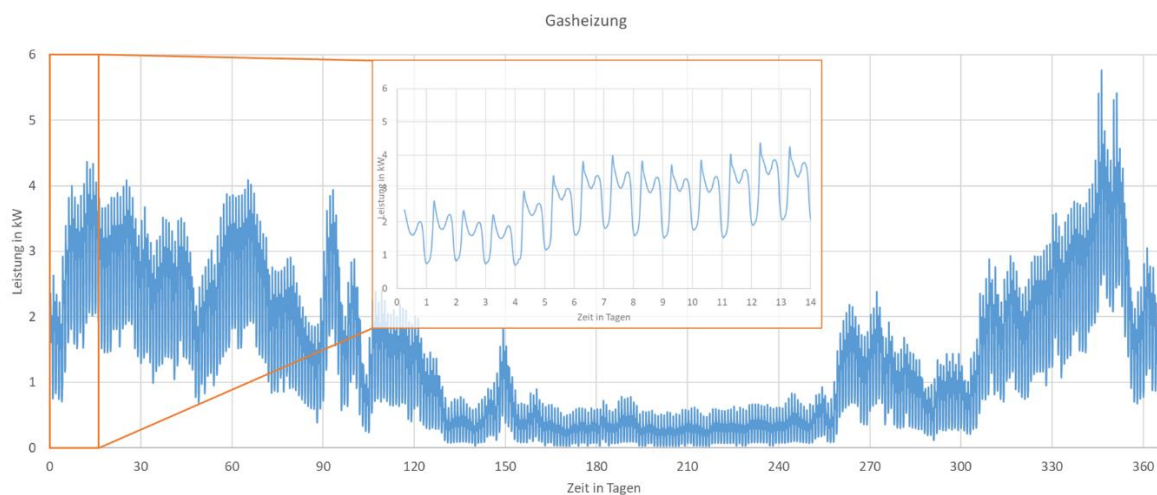


Abbildung 2-16 Lastkurve in 60-min Zeitschritte der Gasheizung für einen Haushalt mit einem Wärmebedarf von 11.860 kWh/a, modelliert anhand der Außentemperaturen von Laupheim 2022 [31].

2.5.4 Verkehr

Beim Verkehr wurden in den Modellen PKW, leichte Nutzfahrzeuge und LKWs berücksichtigt. Für PKW sind die Anzahl der Fahrzeuge pro Kommune aus den Daten des Kraftfahrbundesamtes (KBA) bekannt [35]. Die Anzahl der PKW wird anhand der Einwohnerzahl von Kommune auf Gemarkung heruntergebrochen. Die Verteilung der Antriebstechnologie ist in den Daten KBA auf Landkreisebene verfügbar. Anhand der Verteilung der Antriebstechnologie werden die PKW in den Gemarkungen auf die Antriebstechnologien verteilt. Für die Jahresfahrleistung wurden pro PKW 12.470 km/a angesetzt (Durchschnitt D, KBA [35]). Der angenommene spezifische Verbrauch der Fahrzeuge in kWh pro 100 km ist in *Tabelle 2-7* angegeben. Die spezifischen Verbräuche bleiben auch in den Zukunftsszenarien für die Antriebstechnologien bestehen.

Tabelle 2-7 Spezifischer Fahrzeugverbrauch unterschiedlicher Antriebstechnologien für PKW-Fahrzeuge und verwendete Referenzfahrzeuge

	Spez. Verbrauch in kWh / 100 km	Referenz
Batterie-elektrisch	13,9	Hyundai Ionic 6
Plug-in Hybride	17 (50% Diesel, 50% Strom)	Hyundai NEXO
CNG-Fahrzeuge	55	Mercedes E-200 NGD
Diesel	50	VW Golf 1.6 TDI BlueMotion
Benzin	60	Toyota Corolla

Zur Modellierung der **PKW-Mobilität** von Antriebstechnologien mit leitungsgebundenen Energieträgern (Strom, Wasserstoff, Erdgas) wurde ein gemittelttes Lastprofil von [36] verwendet. Das Profil beinhaltet den Leistungsverlauf über eine Woche. Danach wiederholt sich der Verlauf (siehe *Abbildung 2-17*). Das Profil wird entsprechend der Anzahl von Fahrzeugen, einer mittleren Jahresfahrleistung von 12.470 km/a (Durchschnitt Deutschland [35]) und eines spezifischen Verbrauchs von 13,9 kWh/100 km (Hyundai Ionic 6) für BEV-PKW skaliert. Für andere Fahrzeugtypen wurden andere Skalierungsfaktoren verwendet (siehe Kapitel 3.5). Standardlastprofile sind als idealisierten Mittelwert über alle Verbraucher verstehen, die sich von einzelnen Pkw bzw. einer einzelnen Wallbox unterscheiden.

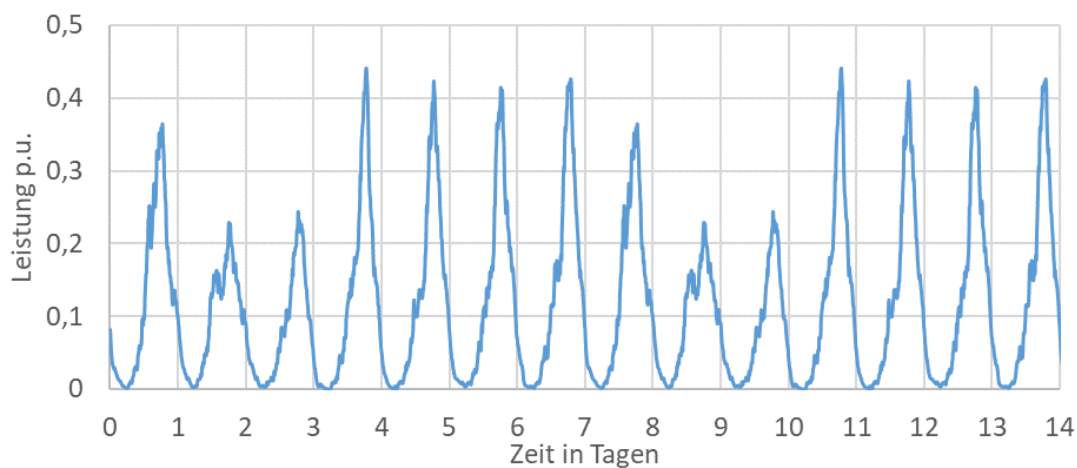


Abbildung 2-17 Lastkurve in 10-min Zeitschritten für Batterie-elektrische Fahrzeuge [36].

Für **leichte Nutzfahrzeuge (LNF)** (2,8 - 12 t zul. Gesamtgewicht) wurden im Modell die Jahresfahrleistung in zwei Gewichtsklassen auf Grundlage der Daten des KBA [35] unterteilt:

Tabelle 2-8: Jahresfahrleistung nach KBA [35]

Zul. Gesamtgewicht in t	Jahresfahrleistung in km
< 7,5	18.793
7,5 - 12	45.935

Die Anzahl der leichten Nutzfahrzeuge je Gewichtsklasse wurde von der Kommune auf die Gemarkungen anhand der Bevölkerung herunterskaliert. Der spezifische Verbrauch von Referenzfahrzeugen, die zur Berechnung des Energiebedarfs im Verkehr genutzt werden, ist in Tabelle 2-9 aufgeführt. Die spezifischen Verbräuche der Antriebstechnologien bleiben auch im Szenario bestehen. Als Antriebstechnologie im Ist-Zustand wurden ausschließlich Diesel-Fahrzeuge angenommen.

Tabelle 2-9: Spezifischer Fahrzeugverbrauch unterschiedlicher Antriebstechnologien für leichte Nutzfahrzeuge (LNF) und verwendete Referenzfahrzeuge

Antriebstechnologie	Spez. Verbrauch in kWh/100 km	Referenz	Spez. Verbrauch in kWh/100 km	Referenz
Batterie-elektrisch	30	Mercedes-Benz eSprinter	80	Daimler Truck eActros 300
Plug-in Hybride	65	Ford Transit Custom PHEV	80	Iveco Daily PHEV
LNG-/CNG-Fahrzeuge	150	Iveco Daily NP	210	Mercedes-Benz Actros NGT
Diesel	200	MAN TGL	200	MAN TGL
H ₂ -Brennstoffzellen	70	Hyundai Xcient Fuel Cell	80	Hyundai Xcient Fuel Cell

Der Energiebedarf von schweren Nutzfahrzeugen (12 – 40 t) wurde auf die Tankstellen verortet. Unter die Kategorie schwere Nutzfahrzeuge fallen insbesondere LKWs, die typischerweise regelmäßig international Strecken zurücklegen und auf diesen Strecken tanken. Daher kann der Energiebedarf nicht dort verortet werden, wo die Fahrzeuge gemeldet sind. Für den Ist-Zustand wurde angenommen, dass schwere Nutzfahrzeuge ausschließlich Dieselmotoren als Antriebstechnologie nutzen.

Zur Bestimmung der Dieselmenge, die im Ist-Zustand pro Tankstelle verortet werden können, wurde der gesamte Dieselbedarf in Deutschland (35 Mio. t [37]) um den Anteil, welcher auf PKW (15 Mio. t) entfällt, reduziert. Die verbleibende Dieselmenge wurde anhand der Jahresfahrleistung und spezifischen Verbräuchen unter den Nutzfahrzeugen aufgeteilt. Insgesamt entfallen so 11,9 Mio. t Diesel auf schwere Nutzfahrzeuge. Diese Dieselmenge wurde durch die Anzahl von 14 093 Tankstellen [38] in Deutschland geteilt. Pro Tankstelle entfallen demnach 9,8 GWh Diesel für schwere Nutzfahrzeuge pro Jahr und Tankstelle. Im Energiebedarf der schweren Nutzfahrzeuge sind auch Busse und sonstige Nutzfahrzeuge dieser Gewichtsklasse enthalten

Tabelle 2-10 Spezifischer Fahrzeugverbrauch unterschiedlicher Antriebstechnologien für schwere Nutzfahrzeuge (LKW, zul. Gesamtgewicht 12 – 40 t) und verwendete Referenzfahrzeuge

Antriebstechnologie (Zul. Gesamtgew. 12 – 40t)	Spez. Verbrauch in kWh / 100 km (Gewichtsklasse: >12 t)	Referenz
Batterie-elektrisch	120	Volvo FH Electric
Plug-in Hybride (50% Diesel, 50% Strom)	210	Great Wall Hi4-G Hybrid Truck
LNG-Fahrzeuge	340	Iveco S-Way NP 460 LNG
Diesel	297	Mercedes-Benz Actros 1845 LS
H₂-Brennstoffzellen	266	Hyundai Xcient Fuel Cell

Der Energiebedarf von leichten und schweren Nutzfahrzeugen wurde als konstante Last über das Jahr angenommen.

2.5.5 Energiebedarfe durch Gewerbe, Handel, Dienstleistung

Als Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) wurden im Projekt alle gewerblichen Verbraucher definiert, für die keine RLM-Zeitreihe im Strom- bzw. Gassektor vorlag. Gewerbliche Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) wurden als Industrie bezeichnet. Da diese Definition von der klassischen Definition abweicht, wurden die Ergebnisse für Industrie und GHD als aggregierte Werte ausgegeben.

Der Gasbedarf von Gewerbe und der Industrie lag in den Netzgebieten der Netze-Gesellschaft Südwest mbH sowie der e.wa riss Netze GmbH als gemessener Jahreswert vor. Diese Informationen wurden auch für die hydraulischen Netzsimulationen verwendet. Für das Sektorkopplungsmodell wurden diese Informationen ebenfalls angewandt.

Anhand der gemessenen Jahreswerte der Gasverbrauchsdaten im Gewerbe wurden Rückschlüsse auf die Wärmebedarfe aller anderen Heizungstechnologien im Gewerbe gezogen. Dazu wurde die Verteilung der Heizungstechnologien aus dem Zensus 2022 [15] genutzt und auf das Gewerbe übertragen. In der Industrie wird im Ist-Zustand der gesamte Prozess- und Raumwärmebedarf durch Erdgas gedeckt. Im Szenario wird Prozessgas auf Wasserstoff umgestellt oder elektrifiziert (siehe Kapitel 3.4). Der Raumwärmebedarf kann zukünftig auch über ein Wärmenetz gedeckt werden, wenn dieses im Szenario für das Unternehmen verfügbar ist.

Für die Gebiete, in denen keine Gasverbrauchsdaten vorlagen, wurden die Gasverbräuche für Industrie und Gewerbe anhand der Gewerbe- und Industriefläche aus den Flächennutzungsplänen des Landesamts für Geoinformation und Landentwicklung [39] für die Gemarkungen abgeschätzt. Dazu wurde der Gesamtgasverbrauch für Industrie und Gewerbe in den Landkreisen aus der Regionalstatistik [40] der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder bezogen. Der Gesamtgasverbrauch wurde durch die Gewerbe- und Industriefläche in den Landkreisen geteilt und damit der mittlere Gasverbrauch pro m² Gewerbe- und Industriefläche berechnet. Anhand der Gewerbe- und Industriefläche in den Gemarkungen wurde der Gasverbrauch für Gebiete hochgerechnet, in denen keine Verbrauchsdaten vorlagen. Die Gasbedarfe wurden anhand eines GHD-Standardlastprofile (GHD33, BDEW) zeitlich disaggregiert [19].

2.6 Erzeugungsmodellierung

2.6.1 Erzeugung durch Photovoltaik

Die Modellierung der Stromerzeugung durch Photovoltaik basiert auf der installierten Leistung gemäß dem Marktstammdatenregister (MaStR) [24]. Diese Daten liegen auf kommunaler Ebene vor und wurden für das Sektorkopplungsmodell sowohl für Dach- als auch für Freiflächenanlagen verwendet. Die Herunterskalierung auf Gemarkungsebene erfolgte proportional zur Einwohnerzahl, um eine räumlich differenzierte Verteilung zu ermöglichen.

Für die Stromnetzsimulation wird die installierte PV-Leistung in der Mittelspannung durch Stammdaten an den Ortsnetzstationen abgebildet. Als Einspeiseprofil wurde eine reale Einspeisekurve einer Ortsnetzstation, die in das Mittelspannungsnetz des Umspannwerkes Achstetten einspeist, verwendet, die auch reale wetterbedingte Effekte wie Schneebedeckung berücksichtigt (siehe *Abbildung 2-18*). Die daraus resultierende Erzeugungsleistung entspricht etwa 875 Volllaststunden, was für die Region als repräsentativ angenommen wurde. Dieser Wert liegt in etwa 15% unter dem Energieertrag, der sich aus dem Energieatlas BW ergibt [14].

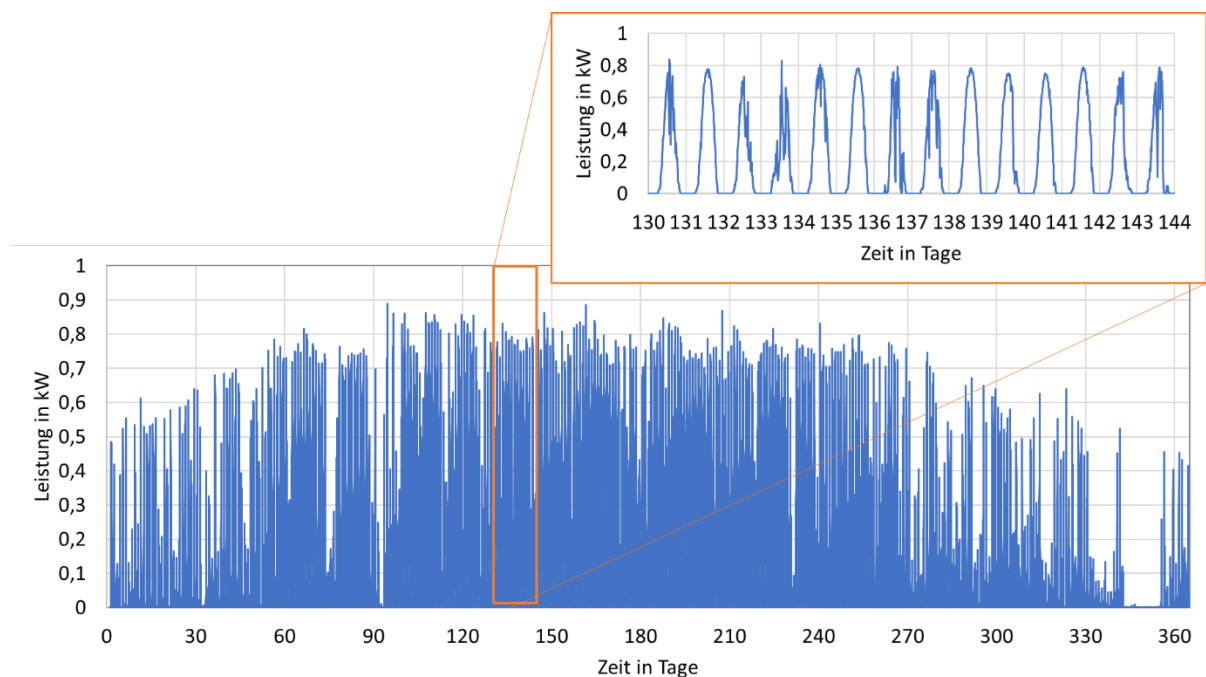


Abbildung 2-18 Normierte Einspeisekurve für Photovoltaik mit einer installierten Leistung von 1 kW, abgeleitet aus gemessener Zeitreihe

2.6.2 Erzeugung durch Windkraft

Windkraftanlagen sind im Bestand laut Marktstammdatenregister (MaStR) teilweise in der Niederspannung (sehr kleine private Anlagen), aber vor allem in der Mittelspannung und teilweise in der Hochspannung angeschlossen [24]. Die Stammdaten an den Ortsnetzstationen wurden durch zusätzliche Mittelspannungsanlagen aus dem MaStR ergänzt. Die zeitliche Erzeugungsdynamik wurde mithilfe von MERRA2 Reanalysedaten von Wetterdaten modelliert, wodurch eine realitätsnahe

Abbildung des Windprofils erreicht wird. Die Erzeugung durch die Windkraftanlage basiert auf einer Erzeugungskurve, welche als Funktion der Windgeschwindigkeit vorliegt [41] (siehe *Abbildung 2-19*). Die Erzeugungsleistung entspricht 2 159 Volllaststunden.

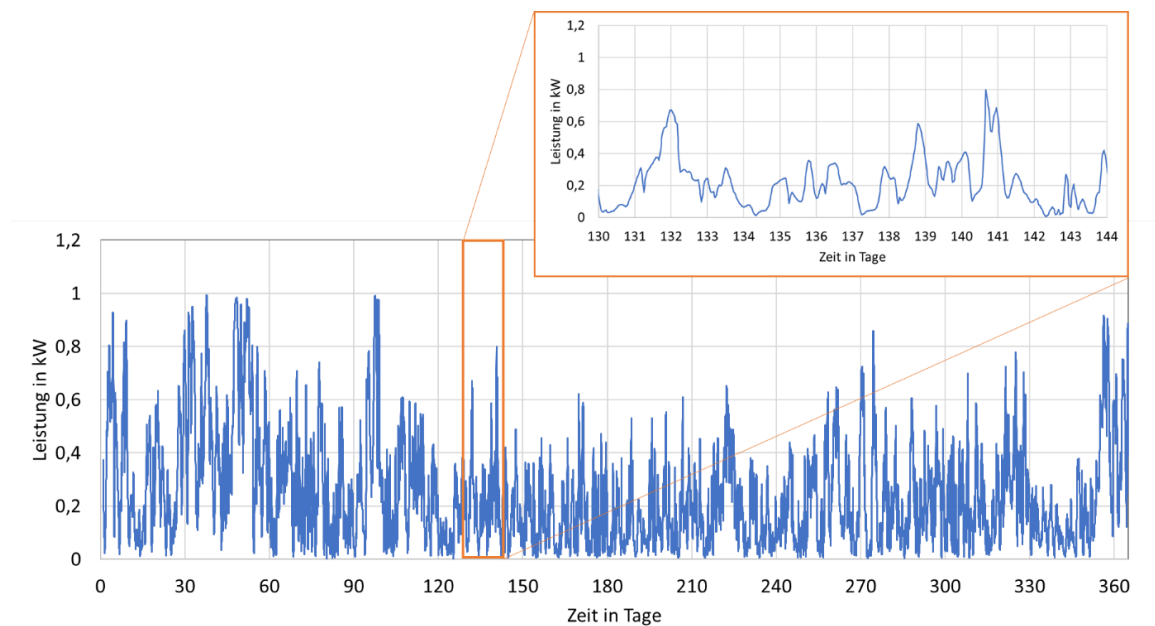


Abbildung 2-19 Normierte Einspeisekurve von Windkraft für eine installierte Leistung von 1 kW, modelliert aus Reanalysedaten von Wetterdaten anhand einer Vestas V90 2000 nach [41].

2.6.3 Erzeugung durch Wasserkraft

Wasserkraftanlagen sind ebenfalls teilweise in der Mittelspannung und teilweise in der Hochspannung angeschlossen. Die installierte Leistung wurde für die Stromnetzsimulation (MS) durch Stammdaten an Ortsnetzstationen sowie durch MaStR-Daten ergänzt. Für das Sektorkopplungsmodell (MS + HS) wurden ausschließlich Daten aus dem Marktstammdatenregister genutzt. Anlagen bis 3 MW wurden pauschal mit einer konstanten Nennleistung von 50% angenommen. Für größere Anlagen (> 3 MW) wurde ein detailliertes Einspeiseprofil auf Basis der bekannten Leistungs- und Energiemengen der Iller-Kraftwerke der EnBW im Landkreis Biberach erstellt. Die zeitliche Disaggregation erfolgte anhand der Durchflussdaten der Iller, wodurch ein dynamisches und standortspezifisches Einspeiseprofil entstand.

2.6.4 Erzeugung durch Biogas

Die Strom- und Gaserzeugung von Biogasanlagen basiert auf der Bemessungsleistung der Anlagen, um zu berücksichtigen, dass die BHKWs an Biogasanlagen häufig überbaut sind. Dies bedeutet, dass die installierte Leistung der BHKWs größer ist als für die durchschnittlich erzeugte Rohbiogasmenge erforderlich. Die tatsächlich erzeugte Energiemenge kann mit der Bemessungsleistung ausgedrückt werden. Die Bemessungsleistung ist die Leistung, die die Biogasanlage mit der tatsächlich genutzten Substratmenge ganzjährig Strom produzieren könnte. Die Bemessungsleistung kann im Marktstammdatenregister durch Abfrage der erweiterten Anlagendaten ermittelt werden.

Für Rohbiogas aus Biogasanlagen gibt es zwei Nutzungsvarianten. Der überwiegende Teil von ca. 98% der Biogasanlagen nutzt das erzeugte Biogas, um Strom in einem BHKW zu produzieren [22]. Dabei wird auch Abwärme erzeugt. Der thermische und elektrische Wirkungsgrad wird mit 42% bzw. 40% angenommen. Die Abwärme kann als Wärmequelle in Wärmenetzen genutzt werden. Dabei wird berücksichtigt, dass 25% der Abwärme aus dem BHKW zur Beheizung der Biogasanlage genutzt wird und nur 75% als Abwärme für Wärmenetze zur Verfügung stehen. Die zweite Nutzungsvariante für Rohbiogas ist die Einspeisung von Biogas ins Gasnetz. Dazu wird das Rohbiogas aufbereitet (Abscheidung von CO₂, Trocknung, Gasreinigung) und ins Erdgasnetz eingespeist. Für die Aufbereitung und Einspeisung werden keine Wirkungsgradverluste berücksichtigt. Der zeitliche Verlauf wird als konstant angenommen.

In den Szenarien ist es auch möglich, Biogasanlagen zu clustern und eine zentrale Gasaufbereitung und Einspeisung zu nutzen (siehe Kapitel 2.4).

Für die Einspeisung von je nach Anlagentyp Strom und Abwärme bzw. Biogas werden konstante Leistungen angenommen.

2.7 Stromnetzmodell

Das Stromnetz wurde als quasi-stationäres Knoten-Kanten-Modell mit der Software PandaPower auf Basis von 15-min-Werten modelliert. Wesentliches Ziel der Modellierung war die Überprüfung der Auslastung des Mittelspannungsnetzes der interessierenden Landkreise.

Entsprechend dem Modellrahmen wurde eine Berücksichtigung des Hoch- und Höchstspannungsnetzes insofern vereinfacht, indem die Umspannwerke als Netzknoten den Anschluss an das vorgelagerte Netz abbilden.

In *Abbildung 2-20* ist eine Übersichtsdarstellung des gesamten im Projekt betrachteten Stromnetzmodells zu sehen. Die Netzgebiete umfassen die Mittelspannungsebene (MS), die den Umspannwerken in den drei Landkreisen Biberach, Sigmaringen und Alb-Donau-Kreis nachgelagert ist. Für den Kreis Ravensburg wurde bewusst auf Netzdaten verzichtet, um dort eine übertragbare Methode zu entwickeln und testen. Eine Liste der Umspannwerke und der Umfang der dazugehörigen MS-Netzgebiete sind in *Tabelle 2-11* dargestellt. Einzelne Netzgebiete erstrecken sich über Landkreisgrenzen hinweg in benachbarte Landkreise. Die Spannungsebene der hier vorliegenden Mittelspannungsnetze liegt bei 20 kV. Insgesamt umfassen die modellierten Netzgebiete 7.300 Umspannstationen (im Folgenden als Ortsnetzstationen bezeichnet) und 9.000 Leitungen (Verbindung zwischen zwei Ortsnetzstationen) mit insgesamt 5.500 Leitungskilometer. An den Ortsnetzstationen sind entweder nachgelagerte Niederspannungsnetze (400 V) angeschlossen oder größere Abnehmer (z.B. Industrieanlagen) bzw. Einspeiseanlagen (z.B. PV-Freiflächenanlagen). Die Niederspannungsnetze versorgen angeschlossene Endkunden (z.B. Haushalte). Ortsnetzstationen verfügen typischerweise weder über eine zeitlich aufgelöste Lastgangmessung noch über einen Jahreszähler, sodass die Bestimmung der zeitlich aufgelösten elektrischen Lasten an den Ortsnetzstationen Teil der Modellierung ist. Kunden müssen gemäß den Technischen Anschlussbedingungen [42] die Installation von bestimmten elektrischen Erzeugern oder Verbrauchern ab einer Leistung von 4,2 kW beim Netzbetreiber melden, wie z.B. installierte Leistung von erneuerbaren Energieanlagen, Batteriespeichern und kumulierte gewerblich installierte Leistung. Diese Informationen liegen in Form von Stammdaten an den Ortsnetzstationen vor und können zur

Modellierung der elektrischen Lastflüsse genutzt werden (siehe Kapitel 2.5.2, 2.5.3, 2.5.4). Darüber hinaus liegen einige Ortsnetzstationen gemessene RLM-Zeitreihen von größeren Einspeisern (z.B. PV-Freiflächenanlagen) und größeren Verbrauchern (z.B. Industrie) vor, die mit in die Modellierung einbezogen wurden (siehe Kapitel 2.5.1).

Für die Ermittlung der zeitlich aufgelösten gewerbliche Leistungen standen an den Ortsnetzstationen nur die installierte gewerbliche Leistung zur Verfügung. Die Art der Verbrauchseinheiten, bzw. das Unternehmen, welches an der individuellen Ortsnetzstation angeschlossen ist, war im Projekt nicht bekannt. Die Energiebedarfe durch Gewerbe, Handel, Dienstleistung sowie die Bedarfe von Industriebetrieben, für die keine gemessene RLM-Zeitreihe vorlagen, (im Folgenden als „GHD“ bezeichnet) wurden daher ebenfalls modelliert.

Da auf Basis der installierten gewerblichen Leistung noch kein Jahresverbrauch bzw. eine zeitlich aufgelöste Bedarfskurve (bottom-up) modelliert werden kann, wurden die Lastflüsse für „GHD“ top-down mit Hilfe des Stromnetzmodells modelliert. Dazu wurde in einem ersten Schritt das Stromnetzmodell ohne „GHD“ aufgebaut und simuliert. Die modellierten Lastkurven am Umspannwerk, wurden real gemessenen Zeitreihen am Umspannwerk gegenübergestellt. Die Abweichung zwischen der jeweiligen gemessenen Lastkurve am Umspannwerk und dem Stromnetzmodell ohne „GHD“ wurde „GHD“ zugeschrieben. Dadurch wurde an jedem Umspannwerk eine Lastkurve für „GHD“ erzeugt. Diese Lastkurve wurde anhand der installierten gewerblichen Leistung (Stammdaten an den Ortsnetzstationen) auf die einzelnen Ortsnetzstationen verteilt. Im Anschluss wurde das Stromnetzmodell erneut mit den „GHD“-Lasten simuliert, um die Belastung der Leitungen zu bestimmen. Durch dieses Vorgehen wurde auch sichergestellt, dass die Lastflüsse im Modell mit den realen Lastflüssen am Umspannwerk übereinstimmen. Um die „GHD“-Bedarfe im Sektorkopplungsmodell zu bestimmen, wurden die Ortsnetzstationen in den Gemarkungen aggregiert. Durch dieses Vorgehen verschwinden Bilanzfehler, da sämtliche Abweichungen zwischen modellierten Last- und Einspeisezeitreihen durch den analytischen Restlastgang von „GHD“ ausgeglichen wird. Der so modellierte Lastgang am Umspannwerk entspricht in Summe damit den real gemessenen Werten.

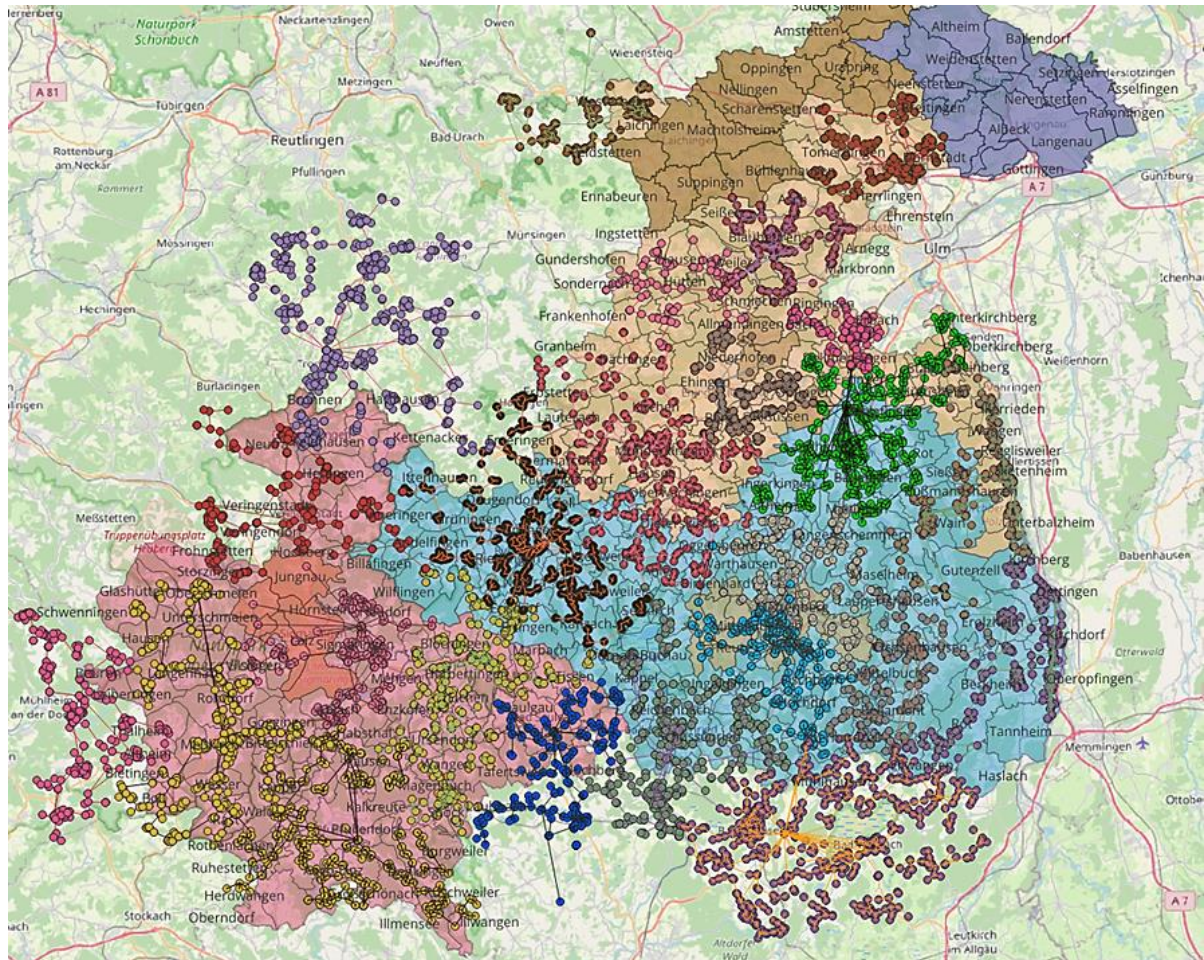


Abbildung 2-20 Übersicht Stromnetzmodell: 24 Mittelspannungsnetze (20 kV) in den Landkreisen Biberach, Sigmaringen und Alb-Donau-Kreis sowie angrenzende Gebiete. Die Ortsnetzstationen (Punkte) und Leitungen sind je Umspannwerk in einer einheitlichen Farbgebung dargestellt. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].

Tabelle 2-11 Liste aller Umspannwerke im Landkreis Biberach, Sigmaringen und Alb-Donau-Kreis (mit verfügbaren Leitungsdaten)

UW Station	Anzahl Ortsnetzstationen	Anzahl Leitungen
UW Achstetten	491	603
UW Beiningen	212	278
UW Biberach	409	542
UW Dellmensingen	136	166
UW Dietenheim	234	314
UW Donnstetten	122	156
UW Dornstadt	216	274
UW Ehingen	148	184
UW Fridingen	237	258
UW Haisterkirch	548	735
UW Herbertingen	468	499
UW Laucherthal	201	253
UW Messkirch	535	675
UW Munderkingen	348	462
UW Ochsenhausen	252	262
UW Otterswang	401	496
UW Pfullendorf	247	501
UW Riedlingen	444	489
UW Rissegg	267	440
UW Saulgau	335	352
UW Schelklingen	130	157
UW Trochtelfingen	455	574
UW Unteropfingen	246	258
UW Winterlingen	221	232

Die Eingangsdaten für das Knoten-Kanten-Modell zur Abbildung der Mittelspannung sind im Wesentlichen Informationen zu den Ortsnetzstationen (ONS) und die nachgelagerten Leitungen. Die ONS-Daten enthalten Geoinformationen und Stammdaten. Die Stammdaten enthalten die jeweils auf der ONS angemeldete Anzahl Haushalte sowie die installierte Leistung von Erzeugungsanlagen (PV, Wind, Wasserkraft, BHKWs) und Verbrauchsanlagen (Speicherheizung, Direktheizung, Durchlauferhitzer, Ladeeinrichtung, Gewerbeleistung, Wärmepumpen, Batterie, Sonstige). Für einige ONS, an denen Industriebetriebe oder große Einspeiseanlagen angeschlossen sind, liegen gemessene Zeitreihen vor.

Unter einer Leitung wird in diesem Projekt die elektrische Verbindung zwischen zwei Ortsnetzstationen oder zum Umspannwerk bezeichnet. Die Leitungsdaten beinhalten elektrotechnische Kennwerte insbesondere zur maximalen thermisch zulässige Übertragungsleistung. Außerdem sind Anfangs- und Endpunkt sowie die tatsächliche Leitungslänge der Leitung im Datensatz enthalten. Neben den Ortsnetzstationen gibt es noch weitere Knotenpunkte im Netz. Dazu gehören Anschlusspunkte zur Hochspannung, Sammelschienen, als Teil des Umspannwerks, und Muffen, als einfache Verbindungsstücke zwischen zwei Leitungssegmenten. Für Muffen liegen keine Geoinformationen vor.

Zum Aufbau der Netztopologie wurden zunächst die ONS anhand der verfügbaren Geoinformationen im Modell verortet und mit Leitungen verbunden. Die Geoinformationen werden unter anderem benötigt, um Stammdaten aus dem MaStR zu ergänzen. Fehlende Geoinformationen von Netzknoten, z.B. Muffen und einzelne ONS, wurden anhand der Leitungsdaten rekonstruiert. Dazu wurden nicht-georeferenzierte Netzknoten, die an eine Leitung angeschlossen sind, an dessen anderem Ende sich ein Netzknoten mit bekannten Geoinformationen befindet, in die Nähe dieser bekannten Netzknoten verortet. Die Netztopologie wurde im Rahmen der Modellierung in den Szenarien nicht variiert.

Darüber hinaus sind innerhalb der drei Landkreise Biberach, Sigmaringen und Alb-Donau-Kreis auch Kommunen und Gemarkungen enthalten, in denen keine Stromnetzdaten zur Verfügung standen. In diesen Gebieten halten die beteiligten Partner keine Konzession. Außerdem gibt es Kommunen und/oder Gemarkungen, in welcher das Netz von einer kommunalen Beteiligung betrieben wird. In diesen Gebieten konnte, aufgrund der fehlenden Datenverfügbarkeit, kein Stromnetzmodell erstellt werden.

Eine Übersicht zu fehlenden Informationen in diesen Netzgebieten ist in *Tabelle 2-12* gegeben. Gebiete ohne diese Stromnetzinformationen, welche über kein eigenes Umspannwerk verfügen, müssen aber dennoch an die restliche Leitungsstruktur angeschlossen werden. Da diese Gebiete Lasten und Erzeugung aufweisen, beeinflussen diese auch die Leitungsauslastung in denen alle Informationen verfügbar waren. Für diese Gebiete wurde dazu je Gemarkung eine virtuelle ONS erstellt und an das bestehende Stromnetz angeschlossen. Die entsprechende Stromerzeugung und der Strombedarf wurden anhand öffentlich verfügbarer Informationen modelliert. Netzgebiete mit eigenem Umspannwerk, für die keine Leitungsdaten verfügbar waren, wurden im Stromnetzmodell nicht abgebildet, aber im Sektorkopplungsmodell berücksichtigt.

Bei der Modellierung anhand öffentlich verfügbarer Informationen kann die tatsächliche Netztopologie nicht abgebildet werden. Die erneuerbare Erzeugung von Strom kann durch die installierte Leistung aus dem Marktstammdatenregister modelliert werden. Der Strombedarf von Haushalten und durch E-Mobilität kann anhand der Bevölkerung abgeleitet werden. Energiebedarfe für GHD und Industrie können durch die Gewerbe- und Industriefläche im Flächennutzungsplan abgeschätzt werden. Darüber hinaus werden von den Netzbetreibern Netzstrukturdaten veröffentlicht. Daraus geht die bezogene und eingespeiste Energiemenge hervor, wodurch ein Abgleich über die Gesamtbilanz im Netzgebiet ermöglicht wird.

Tabelle 2-12 Informationen zu MS-Netzgebieten in den Landkreisen Biberach (BIB), Sigmaringen (SIG) und Alb-Donau-Kreis (ADK), die nicht im Projekt RegioTransH₂O verfügbar sind. Informationen sind Geoinformationen der Ortsnetzstationen, Stammdaten an den Ortsnetzstationen, Leitungsdaten und der Anschluss des Netzgebiets an ein Umspannwerk zur Hochspannung.

Netzgebiet	Landkreis
Stadtwerke Sigmaringen GmbH	SIG
Netze ODR GmbH	ADK
Stadtwerke Bad Saulgau	SIG
Gebrüder Miller GmbH & Co. KG	BIB
Regionalnetze Linzgau GmbH	SIG
Albwerk GmbH & Co. KG	ADK
EHINGER ENERGIE GmbH & Co. KG	ADK

Im Modell wurden an jeder Ortsnetzstation alle angeschlossenen Lasten und Erzeuger entsprechend Kapitel 2.5 modelliert. Dazu wurde an jeder Ortsnetzstation die installierte Leistung von den Erzeugern PV, Wind, Wasserkraft und Biogasanlagen sowie der Energieverbrauch von Haushalten, Industrie (RLM), GHD, Elektromobilität und Stromheizungen ermittelt und mit Hilfe der Lastprofile zeitlich disaggregiert. Für Stromheizungen wurde die vereinfachende Annahme getroffen, dass der Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser pro Haushalt 11.860 kWh/a beträgt. Dies entspricht dem mittleren spezifischen Wärmebedarf von 131 kWh / (m² a) und der mittleren Wohnfläche von 90 m² pro Haushalt. (Hinweis: Im Sektorkopplungsmodell (siehe Kapitel 2.5.3) wurde mit den Werten aus der Verbrauchsmodellierung in Kapitel 2.9 gerechnet). Verfügbare gemessene RLM-Daten wurden im Stromnetzmodell ebenfalls eingebunden. Die Ortsnetzstationen sind über die Leitungen entsprechend der Netztopologie verbunden.

Die Leitungsbe- bzw. -überlastung wurde durch die Lastflussrechnung in der Simulationssoftware PandaPower [43] simuliert. PandaPower (*Python for Power System Analysis*) ist eine Open-Source-Softwarebibliothek zur automatisierten Analyse elektrischer Energieversorgungssysteme, die vollständig in Python implementiert ist. die objektorientierte Netzmodellierung mit der Benutzerfreundlichkeit von Pandas-Datenstrukturen und ermöglicht. Die Software unterstützt eine Vielzahl netztechnischer Berechnungen, darunter stationäre Lastflussanalysen, Kurzschlussberechnungen nach IEC 60909, Zeitreihenanalysen sowie Optimierungsverfahren. Durch.

Für die numerische Lösung der Lastflussberechnungen verwendet PandaPower standardmäßig den Newton-Raphson-Algorithmus. Die Implementierung basiert auf effizienten linearen Gleichungslösern aus dem SciPy-Ökosystem, wodurch auch große Netze mit hoher Rechenleistung analysiert werden können.

Als Ergebnis der Simulation berechnet PandaPower den Lastfluss an jedem Knoten (=Ortsnetzstation), dem Slack-Bus (=Umspannwerk) sowie den Kanten (=Leitungen). Durch Abgleich der Lastflüsse mit der installierten Leitungskapazität kann auch eine Be- bzw. Überlastung der Leitungen ausgewertet werden. Die überlasteten Leitungen können auch anhand der Geoinformationen verortet werden. Für jedes Netzgebiet kann damit ein Netzausbaubedarf der Mittelspannungsleitungen berechnet werden.

Aus der Analyse der Leitungsbelastung konnten Rückschlüsse auf Häufigkeit, Dauer und Höhe der Leitungsüberlastung im Mittelspannungsnetz abgeleitet werden. Eine Leitung gilt als überlastet, wenn an mindestens einem Zeitpunkt im Jahr die maximale Transportkapazität überschritten wird. Durch die Simulationen können Abschätzungen zu möglichen Ursachen der Überlastung und zu Gegenmaßnahmen getroffen werden. Gegenmaßnahmen können u.a. Netzverstärkungsmaßnahmen sein. Durch Auswertung der überlasteten Leitungen konnte der Ausbaubedarf im Mittelspannungsnetzes bis 2045 quantifiziert werden. Um z.B. die Leitungsbelastung durch Einspeisung von erneuerbaren Energien zu reduzieren, können diese abgeregelt werden. Als Alternative wurden auch netzdienlich betriebene PtG-Anlagen untersucht, die modellmäßig im Netzgebiet verteilt wurden. Dazu wurden die Simulation mit und ohne PtG-Anlagen durchgeführt und mögliche Verbesserung hinsichtlich der Leitungsauslastung analysiert.

Darüber hinaus gibt es im Stromnetz weitere potenzielle Ausbaubedarfe, die durch die vorliegende Simulation nicht ausgewertet werden können. Dazu zählen die Leitungen im Niederspannungsnetz, die Ortsnetzstationen, die Umspannwerke sowie Hoch- und Höchstspannungsleitungen.

2.8 Gasnetzmodell

Das Gasnetzmodell wurde in der Simulationssoftware STANET erstellt. STANET ist ein leistungsfähiges Werkzeug zur hydraulischen Berechnung und Analyse von Gasnetzen. Die Software wird insbesondere in der Planung, Optimierung und dem Betrieb von Versorgungsnetzen eingesetzt. STANET ermöglicht die detaillierte Modellierung komplexer Netzstrukturen, einschließlich verschiedener Rohrleitungsarten, Armaturen und Verbraucher. Durch die Berücksichtigung physikalischer Gesetzmäßigkeiten wie der Strömungsmechanik und Thermodynamik erlaubt die Software präzise Berechnungen von Druckverläufen, Volumenströmen und Lastverteilungen im Netz. Ein besonderer Vorteil von STANET liegt darin, dass sowohl stationäre als auch dynamische Zustände simuliert werden können. Dies ist essenziell für die Bewertung von Netzsicherheit, Redundanzen und die Auslegung von Netzkomponenten. Darüber hinaus bietet STANET Schnittstellen zu GIS-Systemen. [44]

Die Modellierung in diesem Projekt wurde auf Basis der Stundenwerte in einem quasistationären System kalkuliert. Dabei umfasst das Modell die Gasübernahmestationen an denen das Gas vom vorgelagerten Netzbetreiber übernommen wird, das Hochdrucknetz (DP70, DP16), Gasdruckregelstationen, das Mitteldruck-Verteilnetz (DP1) sowie die Hausanschlussleitungen mit den Verbrauchern (siehe *Abbildung 2-21*). Die Verbraucher umfassen alle RLM-Kunden sowie SLP-Kunden (häuserscharf).

Um bei der Modellierung Wettereffekte herauszurechnen, wurde auf ein "Normaljahr" referenziert. Zur Parametrisierung des Modells wurden daher die Temperaturdaten des Bezugsjahrs 2022 sowie das langjährige Mittel der Wetterstation in Laupheim als offiziellem Messpunkt des DWD in der Region [31] herangezogen.

Für dieses Projekt standen neben den Daten aus den Netzgebieten von Netze Südwest GmbH auch die Daten aus dem Verteilnetz des assoziierten Partners e.wa riss Netze GmbH zur Verfügung -(siehe *Abbildung 2-22*).

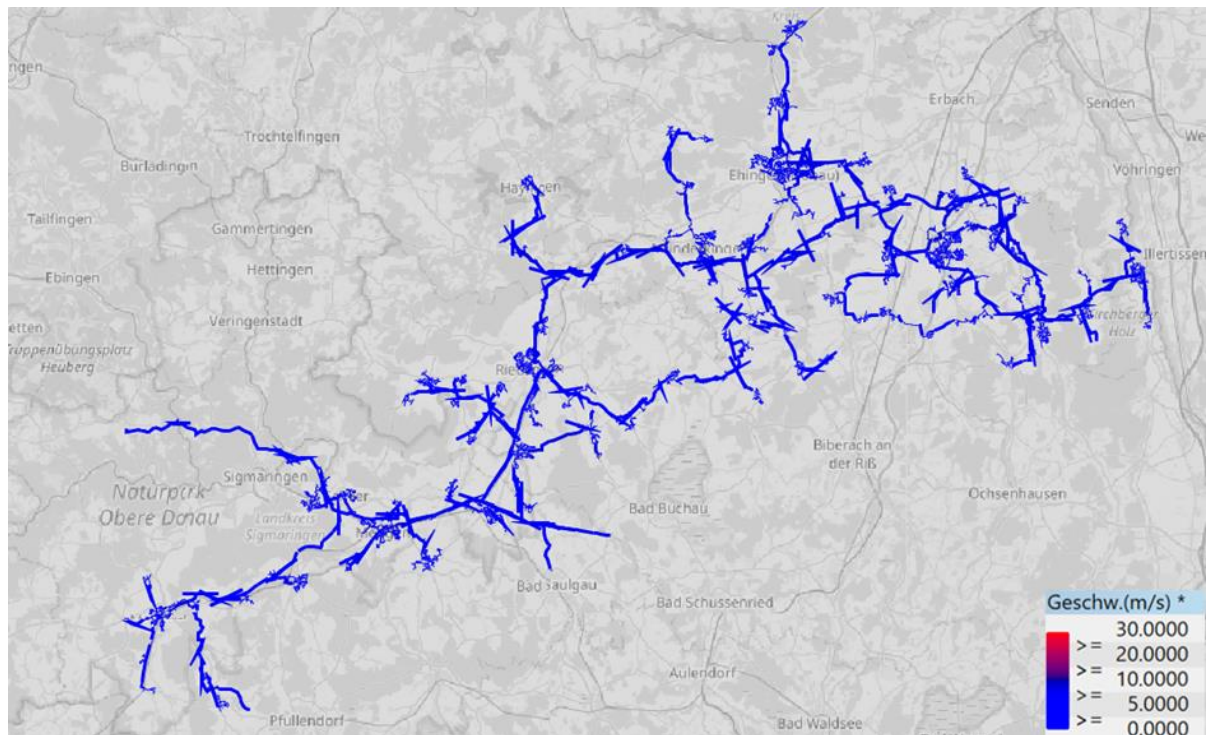


Abbildung 2-21 Gasnetzmodell des Netzgebiets der Netze Südwest in der Region Oberschwaben

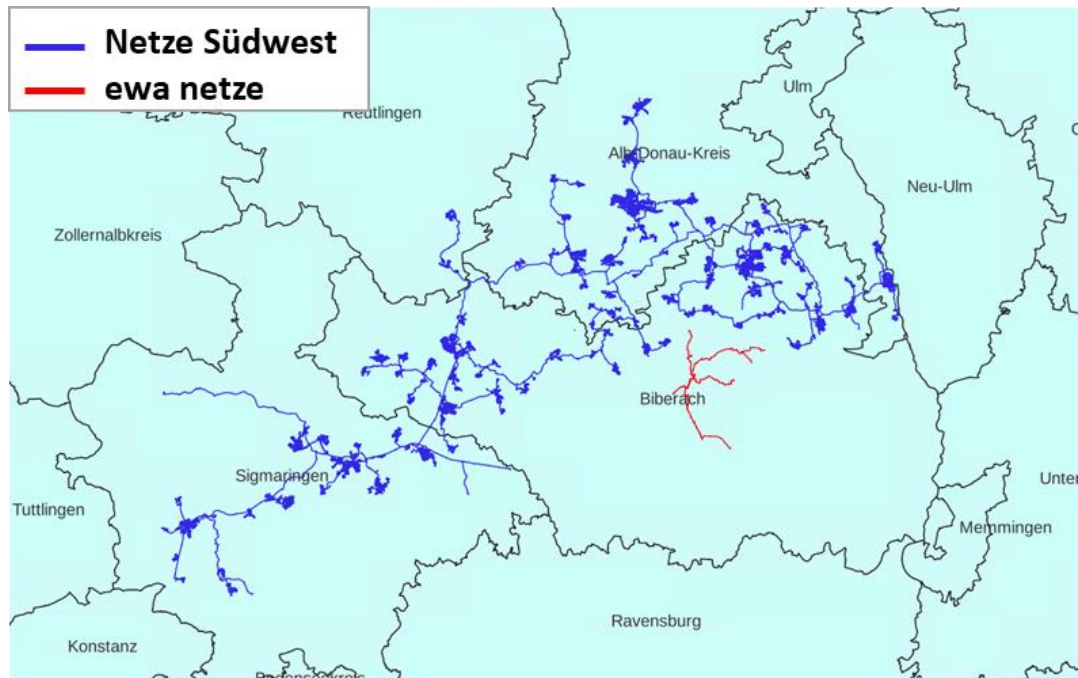


Abbildung 2-22 Verfügbare Erdgas-Netzgebiete im Projekt

Die verfügbaren Netzdaten im Projekt decken Teile der Landkreise Sigmaringen, Biberach und den Alb-Donau-Kreis ab. Darüber hinaus gibt es in diesen Landkreisen Netzbetreiber, die nicht am Projekt beteiligt sind und Gebiete, in denen kein Gasnetz liegt (siehe *Abbildung 2-1*). *Abbildung 2-2* zeigt die Datenverfügbarkeit für Strom- und Gasnetze. In Gebieten „onshore“ und „nearshore (Gas)“ sind Gasnetz und Gasverbrauchsdaten verfügbar. In Gebieten „nearshore (Strom)“ sind nur Stromnetzdaten und dementsprechend keine Gasnetzdaten und Gasverbrauchsdaten im Projekt verfügbar. In Gebieten „offshore“ sind weder Gas- noch Stromnetzdaten verfügbar. Im Landkreis Ravensburg wurde bewusst auf nicht-öffentliche Daten verzichtet, um eine übertragbare Methode zu entwickeln. In Gebieten, in denen keine Verbrauchsdaten für Erdgas durch die Netzbetreiber im Projekt zur Verfügung gestellt werden konnten, wurde das Gasnetz nicht modelliert.

2.9 Sektorkopplungsmodell

Im Sektorkopplungsmodell fließen alle verfügbaren Ergebnisse aus dem Gasnetzmodell, dem Stromnetzmodell, der Analyse zur Abwärme aus Biogas und Industrie, dem Wärmenetzmodell sowie alle öffentlich verfügbaren Quellen und für alle regionalisierten Szenarien in den betrachteten Jahresscheiben (2022, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045) für alle 488 Gemarkungen der vier Landkreise Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau Kreis und Ravensburg zusammen.

Auf Grund der unterschiedlichen Datenverfügbarkeiten in den Gemarkungen (siehe Kapitel 2.1: „onshore“, „nearshore“, „offshore“) wurden unterschiedliche Methodiken angewendet, um die Eingangsdaten für das Sektorkopplungsmodell zu generieren. Grundsätzlich wurden wo immer möglich, Verbrauchsdaten der Netzbetreiber im Projekt („onshore“). In Gemarkungen, in denen für ein Sparten („nearshore“) oder für keine der Sparten („offshore“) Daten zur Verfügung standen, wurden Ersatzdaten auf Basis öffentlich verfügbarer statistischer Daten modelliert, sodass für alle Gemarkungen ein konsistenter Datensatz als Eingangsdaten für das Sektorkopplungsmodell erzeugt werden konnte.

Das Sektorenkopplungsmodell wurde in der Modellierungssprache Modelica erstellt. Das Modell wurde dann als FMU („functional mockup unit“) exportiert und mit Python automatisiert angesteuert. Python greift auf eine große Datenbank zu, die für jede Gemarkung alle relevanten Parameter (Verbräuche, installierte Leistung erneuerbare, Speicher, Ausbau Wärmenetz, etc.) sowie alle Zeitreihen (Lastprofile, RLM-Daten) für jede Gemarkung beinhaltet. Eine Übersicht über die verwendeten Daten für die Gemarkungen ist im Anhang Kapitel 6. Dadurch kann für die Simulation ein großer Automatisierungsgrad erreicht werden. Die Simulation umfasst jeweils ein Jahr. Die Ergebnisse der Simulation umfassen zeitlich aufgelöst alle Energie- und Stoffströme von und zu Verbrauchern, Einspeisern, Speichern sowie Energie- und Stoffströme über die Bilanzgrenze (=Gemarkung oder Landkreis) hinweg. Alle Energie- und Stoffströme werden zu Energie- und Stoffmengen über das Jahr integriert und werden als Jahresbilanz ausgegeben. Bei den integralen Werten Netzbezug und Einspeisung wird jeweils zwischen Ein- und Ausspeisung unterschieden. Alle Ergebnisse werden wieder in die Datenbank geschrieben.

Die zeitliche Auflösung des Modells ist an die zeitliche Auflösung der Inputdaten angepasst, welche 10 min (Verkehr), 15-min (Stromsektor) bzw. 60-min (Gas- Wärmebedarfe) – Schritte aufweist.

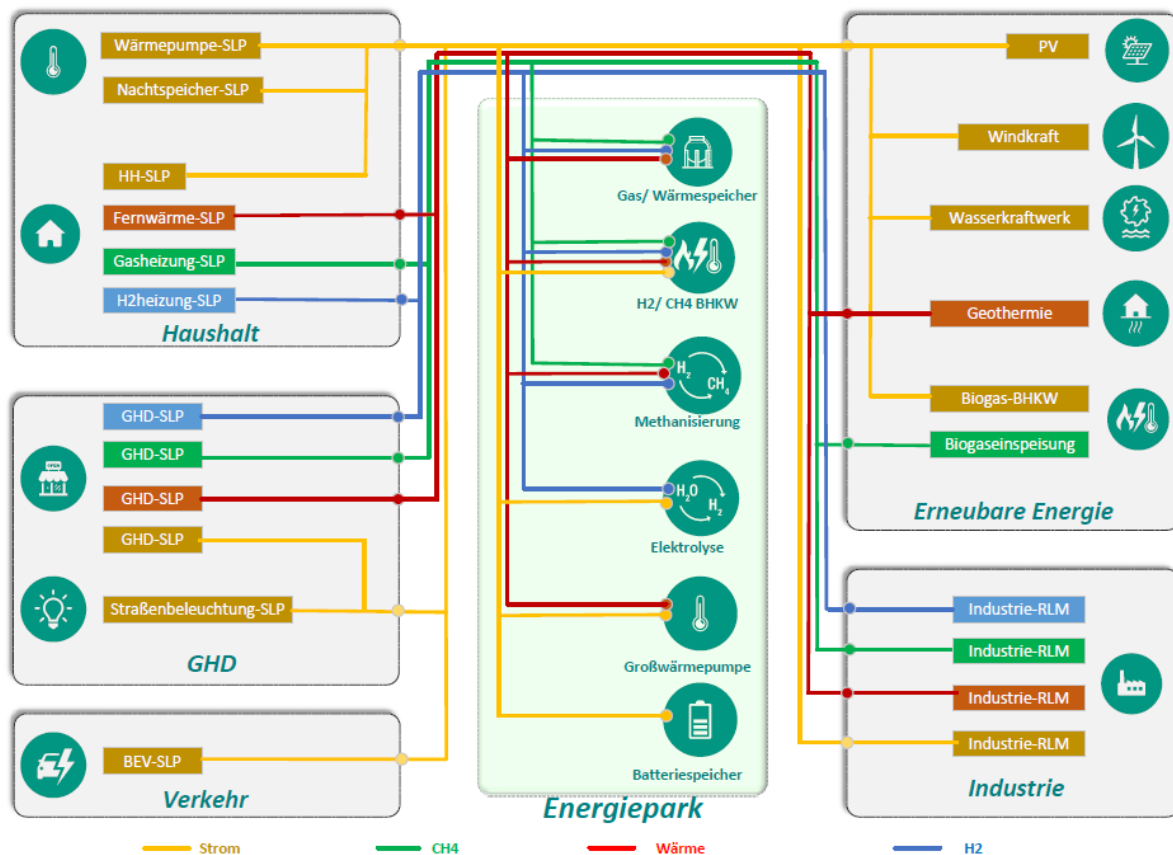


Abbildung 2-23 Multimodales Sektorenkopplungsmodell mit Teilkomponenten.

Für die Modellierung einzelner Gemarkungen müssen keine Modellanpassungen vorgenommen werden, da jede Instanz des Modells über alle Komponenten (Haushalte, Industrie, PV, Wind, Biogas, Wasserkraft, Biogas-BHKWs, Biogaseinspeisung, Elektromobilität, Batteriespeicher, Gasspeicher, Wärmespeicher, Power-to-Gas Anlagen, Kraftwärmekopplungsanlagen, Großwärmepumpen, Integration industrieller Abwärme, Wärmenetz) sowie Anschluss an übergeordnete Strom- und Gasnetze verfügt (siehe *Abbildung 2-23*). Durch die Parametrisierung des Modells für jede Gemarkung werden Modellkomponenten zu-/abgeschaltet, dimensioniert und Last- bzw. Einspeisekurven eingebunden. Output aus dem Modell ist der zeitliche Verlauf und Jahresmengen aller Stoff- und Energieströme von Einzelkomponenten sowie Flüsse und Mengen über die Gemarkungsgrenzen.

Das Modell enthält die Teilkomponenten für die Verbraucher Haushalt, Verkehr, GHD und Industrie sowie die Erzeugung von Strom und Wärme und Biogas durch erneuerbare Erzeugung. In den Teilkomponenten werden die Verbrauchs- und Erzeugungszeitreihen simuliert (siehe Kapitel 2.5). Darüber hinaus gibt es je Gemarkung einen Energiepark zur zentralen Wandlung, Speicherung und Erzeugung von Energie. Im Energiepark ist eine Großwärmepumpe und ein Spitzenlastkessel zur Beheizung des Wärmenetzes verortet, sowie eine PtG-Anlage zur Erzeugung von Wasserstoff. In einem ersten Simulationsdurchlauf werden diese Anlagen dimensioniert und jeweils in einem weiteren Simulationsdurchlauf im Modell berücksichtigt. PtG sind nur als zentrale Anlagen je Landkreis vorgesehen und werden nicht in jeder einzelnen Gemarkung verortet.

Der Strombedarf der Haushalte wird pro Einwohner aus dem Mittelwert für Baden-Württemberg berechnet aus statistischen Daten [40] (1 508 kWh/Einwohner) und anhand der Einwohnerzahl pro Gemarkung hochgerechnet und mit Lastprofilen zeitlich disaggregiert. Der spezifische Wärmebedarf wurde aus dem Energieatlas BW und Gasbedarfsdaten der Netzbetreiber bestimmt. Die Verteilung der Heizungstechnologie werden aus den Zensus-Daten [15] verwendet und mit der Wohnfläche aus der Regionalstatistik [18] kombiniert. Damit wird der Jahresenergiebedarf je Heizungstechnologie (Gas, Heizöl, Fernwärme, Nachtspeicher, Wärmepumpe) berechnet. Für die Wärmepumpe wird eine mittlere Jahresarbeitszahl von $JAZ = 3,2$ angenommen. Die Jahresenergiemenge wird mit Hilfe von Lastprofilen zeitlich disaggregiert (siehe Kapitel 2.5.3).

Für den Strombedarf der Industrie stehen teilweise gemessene Zeitreihen, die sogenannten RLM-Zeitreihe) zur Verfügung (siehe Kapitel 2.5.1). Der Strombedarf von GHD wird anhand einer Gesamtbilanz am Umspannwerk ermittelt und anhand der „installierten gewerblichen Leistung“ (Information an den Ortsnetzstationen) auf die Gemarkungen verteilt (siehe 2.5.5). Die beiden Sektoren GHD und Industrie werden gemeinsam betrachtet, da aufgrund der Datenlage keine einheitliche Differenzierung im Strom- und Gasbereich möglich war.

Der Gasbedarf der Industrie, die im Netzgebiet der Netze-Gesellschaft Südwest mbH sowie der e.wa riss Netze GmbH zu verorten war, lag in Form gemessener RLM-Zeitreihen vor. Die RLM-Daten werden aus den Netzsimulation jeweils auf die einzelnen Gemarkungen „gemappt“ und als aggregierte Zeitreihen je Gemarkung in das Sektorkopplungsmodell eingebunden. Für Gewerbebetriebe wurden anhand der Gasverbräuche zusätzlich Rückschlüsse auf andere Heizungstechnologien gezogen, indem die Verteilung der Heizungstechnologien auch auf Gewerbe übertragen wurde. Für Industrie wurde im Ist-Zustand sowohl für Prozesswärme als auch für Raumwärme ausschließlich Gas berücksichtigt. In den Szenarien wird Prozesswärme teilweise durch Wasserstoff bereitgestellt oder elektrifiziert. Raumwärme kann potenziell auch über ein Wärmenetz gedeckt werden, wenn dieses in der Nähe des Unternehmens lokal verfügbar ist. Für die Gebiete, in denen keine Gas-Verbrauchsdaten vorlagen (siehe „Nearshore“ / „Offshore“ in Kapitel 2.1), wurden die Gasverbräuche anhand der Gewerbe- und Industriefläche sowie einem mittlerer Gasverbrauch pro m^2 für die Gemarkungen abgeschätzt (siehe Kapitel 2.5.5).

Im Wärmemodell (siehe Kapitel 2.3) wurden in einem ersten Schritt bestehende Wärmenetze identifiziert und die Wärmebedarfe in den entsprechenden Gebieten abgeschätzt. Darüber hinaus wurden im Wärmemodell auch Gebiete, die sich zukünftig für Wärmenetze eignen, identifiziert. Diese Gebiete werden im Sektorkopplungsmodell in den Szenarien auf Wärmenetze umgestellt. Die Wärmebedarfe von Haushalten, Gewerbe und Industrie (nur Raumwärme, keine Prozesswärme) in diesen Gebieten werden mit Hilfe des Wärmenetzes gedeckt. Zur Deckung des Wärmebedarfs wird Abwärme aus Biogas und der Industrie genutzt, wenn die entsprechenden Anlagen am Wärmenetz anliegen bzw. über eine zusätzliche Anschlussleitung wirtschaftlich sinnvoll anschließbar sind (siehe Kapitel 2.3.4 und 2.3.3). In bestehenden Wärmenetzen wird Wärme, die darüber hinaus benötigt wird, durch einen Gaskessel bereitgestellt. In zukünftigen Wärmenetzen wird die restliche Wärme durch eine Großwärmepumpe gedeckt, die durch einen Spitzenlastkessel unterstützt wird. Zur Auslegung der Großwärmepumpe wird die Spitzenlast in den Wärmenetzen in einem ersten Modelldurchlauf für jedes Wärmenetz bestimmt. Die Großwärmepumpe wird für die weiteren Modelldurchläufe auf 90% der Spitzenlast ausgelegt. Die Großwärmepumpe nutzt eine Wärmequelle bei 15 °C und erzeugt eine Vorlauftemperatur im Wärmenetz von 90 °C . Damit ergibt sich im Modell eine durchschnittliche Jahresarbeitszahl von $JAZ = 2,99$.

Die Modellierung der Erzeugung von erneuerbarem Strom aus Photovoltaik, Windkraft, Biogas-BHKWs und Wasserkraft ist ausführlich in Kapitel 2.6 beschrieben.

Neben den Teilkomponenten zur Erzeugung und den Verbrauchern der jeweiligen Sektoren wird im Sektorkopplungsmodell (siehe *Abbildung 2-23*) in jeder Gemarkung Energie zentral gewandelt, gespeichert und erzeugt. Im Projekt wurden im Sektorkopplungsmodell Großwärmepumpen und gasbefeuerte Spitzenlastkessel für alle Wärmenetze berücksichtigt. Die Nutzung von H_2/CH_4 -BHKW wird durch die Kombination aus Großwärmepumpe und Spitzenlastkessel überflüssig. Je Landkreis wurde eine zentrale Elektrolyse installiert, die zentral „überschüssigen“ Strom nutzt, um Wasserstoff zu erzeugen. Anstatt expliziter technischer Gasspeichereinheiten wurde im Projekt das Netz als bilanzieller Speicher angesehen. Dabei wurde davon ausgegangen, dass die Speicherkapazität der Leitung vor Ort ausreicht. Ggf. stünde zusätzlich das vorgelagerte Gasnetz zur Verfügung, das dazu ggf. geeignet angebunden werden müsste. Batterien wurden nicht berücksichtigt, da diese beim Netzausbau als zusätzliche Lasten berücksichtigt werden müssten und daher den Netzausbaubedarf erhöhen könnten, es sei denn sie würden explizit netzdienlich eingesetzt werden. Der Einsatz von Methanisierung wurde ebenfalls als nicht sinnvoll erachtet, da die direkte Nutzung von erneuerbar lokal erzeugtem Wasserstoff effizienter ist.

Die Simulationsergebnisse werden zum einen als Einzelsimulationen je Gemarkung ausgewertet und zum anderen werden die Ergebnisse jeweils auf die Kommunen sowie die Landkreise aggregiert. Zum Beispiel werden die 4 Gemarkungen Achstetten, Bronnen, Oberolzheim und Stetten zur Kommune Achstetten bzw. alle Ergebnisse der 132 Gemarkungen im Landkreis Biberach aggregiert („Summe Gemarkungen“). Bei diesen Ergebnissen findet kein Energie- und Stofftransport zwischen den Gemarkungen statt. Überschüsse können nicht in benachbarten Gemarkungen genutzt werden.

Ergänzend dazu wird je Landkreis und Szenario eine weitere Simulation durchgeführt, indem der „Landkreis als ein Punkt“ simuliert wird. Dabei können Energie und Stoffströme ideal innerhalb des Landkreises ausgetauscht werden. Die beiden Ergebnisse im Landkreis (Landkreis als „Summe der Gemarkungen“ und „Landkreis als Punkt“) bilden die Grenzbetrachtungen des möglichen Energie- und Stoffaustauschs innerhalb des Landkreises.

Anzumerken ist, dass in der Realität die weitreichende Vernetzung des Stromnetzes einen kontinuierlichen Austausch elektrischer Energie ermöglicht. Dieser Austausch trägt wesentlich zur Versorgungssicherheit und zur Integration erneuerbarer Energien bei. Die tatsächliche Austauschkapazität wird dabei durch die physikalischen Eigenschaften des Netzes sowie durch betriebliche Rahmenbedingungen bestimmt. Vorhandene Schwachstellen in den Netzen, z.B. nicht ausreichende Leitungsquerschnitte, verringern die Austauschkapazität. Der Stromaustausch erfolgt in der Realität folglich weder nach dem Ansatz der aufsummierten Ergebnisse auf Ebene der Gemarkungen (aggregiert zum Landkreis), noch nach dem Ansatz des Landkreises als Punktmodell. Vielmehr liegt der reale Austausch von elektrischer Energie zwischen den beiden Modellansätzen.

Im Wärmesektor gibt es typischerweise keine Wärmenetzinfrastruktur über Gemarkungsgrenzen hinaus, sodass Wärme nicht ideal zwischen den Gemarkungen innerhalb eines Landkreises ausgetauscht werden kann. Für Methan und Wasserstoff kann ein idealer Austausch stattfinden, unter der Voraussetzung, dass die jeweiligen Gemarkungen an die gleiche Netzinfrastruktur für Methan bzw. Wasserstoff angeschlossen sind.

Zur Nutzung von nicht verbrauchtem Strom in den Betrachtungsebenen wurden Elektrolysen in das Modell integriert. Zur Auslegung der Elektrolyse wurde das Sektorkopplungsmodell in einem Durchlauf zunächst ohne Elektrolyse simuliert und der Strom, der über die Landkreisgrenze hinweg in die höher gelagerte Netzebene eingespeist wurde, analysiert. Für die Auslegung der Elektrolyse ist es das Ziel, diesen Strom wirtschaftlich effizient in einer Elektrolyse zu nutzen. Dazu muss die Elektrolyse sinnvoll dimensioniert werden, um eine für eine Wirtschaftlichkeit notwendige Volllaststundenzahl zu erreichen. Daher wird die Elektrolyse nicht so ausgelegt, dass die Erzeugungsspitzen in Gänze genutzt werden können. Als geeignetes Vorgehen hat sich im Projekt gezeigt, dass die Hälfte des Stromes, welcher ohne PtG-Anlage ins höhergelagerte Netz eingespeist wird, als Auslegungsgröße genutzt wird. Für den wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolysen sieht Holst, et al. [45] eine jährliche Auslastung von mindestens 3.000 Volllaststunden. Im Rahmen dieser Studie wird daher als Zielauslastung zur groben Auslegung der Elektrolyse von 2.000 Volllaststunden ausgegangen. Daraus ergibt sich die folgende Gleichung:

$$\text{Installierte Leistung Elektrolyse} = \frac{\text{Strommenge über Landkreisgrenze} \cdot 0,5}{2000 \text{ h}}$$

Diese Auslegung dient als grobe teilautomatisierte Dimensionierung. Mit Hilfe dieser Dimensionierung der PtG-Anlage wird die Simulation erneut durchgeführt und die tatsächlich erzeugte Wasserstoffstoffmenge, genutzte Menge erneuerbarer Strom sowie Volllaststunden auf Basis der Simulation ermittelt.

Als Elektrolyseur wird im Modell eine PEM-Elektrolyse angenommen mit einer Hochlaufzeit von 5 min. Der erzeugte Wasserstoff kann entweder direkt vor Ort genutzt oder Überschüsse ins H₂-Netz eingespeist werden. Bei Bedarf kann Wasserstoff auch aus dem externen Netz bezogen werden.

Die Verortung der Elektrolyseure im Landkreis richtet sich primär nach der Netzinfrastruktur und der Erzeugung- bzw. Verbraucherstruktur. Um Strom für die Elektrolyse bereitzustellen, ist ein Netzanschluss mit ausreichender Übertragungsleistung und/oder direkter Anschluss an die erneuerbare Stromerzeugung. Zur Nutzung bzw. Transport des Wasserstoffs ist ein Anschluss an eine Wasserstoffleitung und/oder ein Abnehmer mit ausreichend Wasserstoffbedarf zur direkten Nutzung erforderlich. Aus diesen Kriterien ergeben sich unter Berücksichtigung der vorhandenen Infrastruktur und Erzeugungs-bzw. Verbrauchsstruktur geeignete Standorte für PtG-Anlagen. Die Verortung der Elektrolyseure wurde im Rahmen des Projekts nicht dezidiert vorgenommen.

3 Szenarien (AP 3)

In diesem Kapitel werden die verschiedenen, in der Modellierung der zeitlich räumlichen Entwicklung verwendeten Szenarien, vorgestellt. In einem ersten Schritt wurden unterschiedliche nationale Szenarien aus der Literatur verglichen (siehe Kapitel 3.1). Im Projekt wurden die BMWi-Langfrisszenarien [46] als Rahmen für nationale Entwicklungen im Energiesystem ausgewählt. Diese Szenarien wurden im Laufe des Projekts mehrfach überarbeitet. Zum Projektabschluss wurde die aktuellste Fassung der Szenarien genutzt.

Die Szenarien wurden regionalisiert, um die Entwicklungen in den betrachteten Landkreisen abzubilden. Dazu wurde die regionale Bevölkerungsentwicklung in den betrachteten Landkreisen (siehe Kapitel 3.2) sowie der aktuelle Bestand der Gebäude (siehe Kapitel 3.3), der Industrie (siehe Kapitel 3.4) und Fahrzeuge (siehe Kapitel 3.5) berücksichtigt. Für den Ausbau der erneuerbaren Energien (siehe Kapitel 3.6) wurden für Aufdach-PV und Freiflächen-PV die Flächenziele (2%) bzw. der regionale Netzentwicklungsplan und für Wind die Ausbauplanungen der Regionalverbände zugrunde gelegt. Für Wasserkraft wurde kein weiterer Ausbau angenommen, da das lokale Potential weitestgehend erschöpft ist. Für Biogasanlagen wurde ebenfalls kein Ausbau angenommen. Bestehende Anlagen können je nach Szenario geclustert werden, zu Biogaseinspeiseanlagen oder von Biogaseinspeiseanlagen zu BHKWs umgerüstet werden.

3.1 Auswahl nationaler Energie-Szenarien aus der Literatur

Im Rahmen dieses Projektes wurden unterschiedliche nationale Szenarien zur Entwicklung des Energiesystems in Deutschland verglichen und schließlich die Langfrist-Szenarien [25] ausgewählt, um einen Rahmen für nationale Entwicklungen im Energiesystem bereitzustellen. Die Langfrist-Szenarien wurden im Laufe des Projekts mehrfach aktualisiert. Diese Aktualisierungen wurden jeweils im Projekt berücksichtigt, sodass mit Abschluss des Projekts die aktuelle Version, die O45-Szenarien mit den beiden Ausprägungen O45-Strom und O45-H₂, als Rahmen genutzt wurden. Für die Regionalisierung der Werte wurde auf weitere Datenquellen zurückgegriffen, der Fokus der Langfristszenarien liegt auf den nationalen Werten.

Zur Abschätzung zukünftiger Energiebedarfe in Deutschland existieren verschiedene nationale Szenarien, die unterschiedliche Annahmen über technologische Entwicklungen, politische Rahmenbedingungen und gesellschaftliche Trends treffen. Im Projekt RegioTransH₂O wurden zunächst unterschiedliche nationale Szenarien gesichtet und verglichen. Zum Zeitpunkt dieses Vergleichs waren folgende nationale Szenarien verfügbar:

Tabelle 3-1: Übersicht über die betrachteten Studien zur Entwicklung der Energiewirtschaft

Studie	Jahr der Veröffentlichung	Quelle
Langfristszenarien	2022	[25]
DENA-Leitstudie	2021	[47]
BDI-Studie	2021	[48]
Ariadne-Studie	2021	[49]
Roadmap-Gas	2022	[50]
Agora-Studie	2021	[51]

Die verschiedenen Szenario-Studien beinhalten typischerweise mehrere Szenarien mit unterschiedlichen Ausprägungen. Die Ausprägungen unterscheiden sich im Hinblick unterschiedlicher Annahmen. Dabei steht insbesondere der Grad der Elektrifizierung und die Nutzung (auch als Energiespeicher) und der Import von chemischen Energieträgern im Fokus. Der Vergleich der unterschiedlichen Szenarien (siehe *Abbildung 3-1*) zeigt, dass der Unterschied zwischen den einzelnen Ausprägungen innerhalb einer Szenario-Studie größer ist als zwischen den verschiedenen Szenario-Studien. Dabei kann grundsätzlich in zwei Ausprägungen unterschieden werden: Gas-Szenarien und Strom-Szenarien. In *Abbildung 3-2* sind beispielhaft die Gasbedarfe ($H_2 + CH_4$) aufgetragen, um die unterschiedlichen Ausprägungen darzustellen.

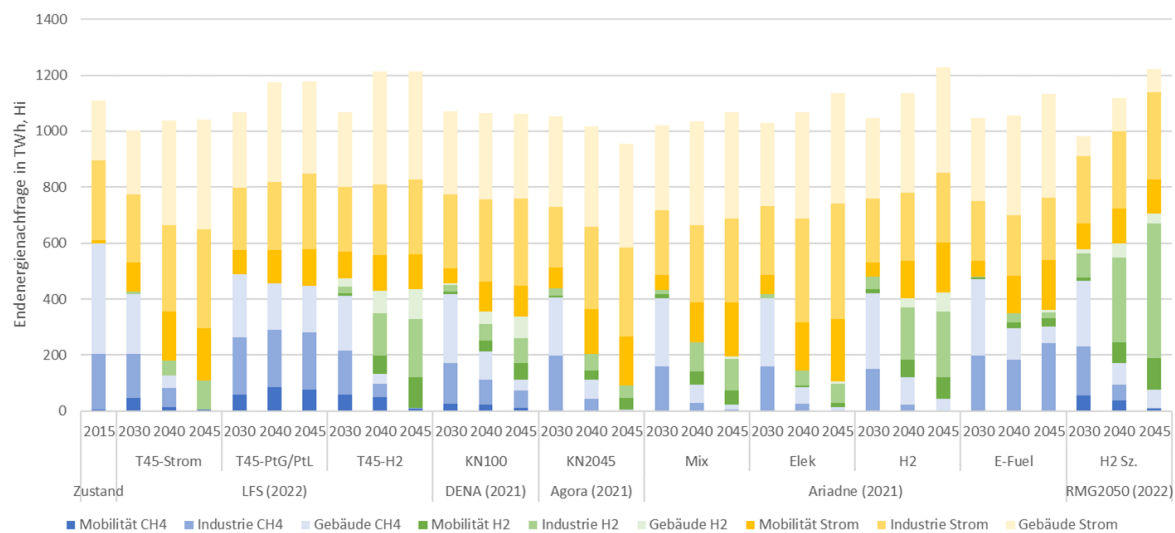


Abbildung 3-1 Entwicklung Endenergienachfrage in Deutschland für Strom, H_2 und CH_4 in den Sektoren Industrie, Gebäude und Mobilität in verschiedener Szenario-Studien (siehe Tabelle 3-1).

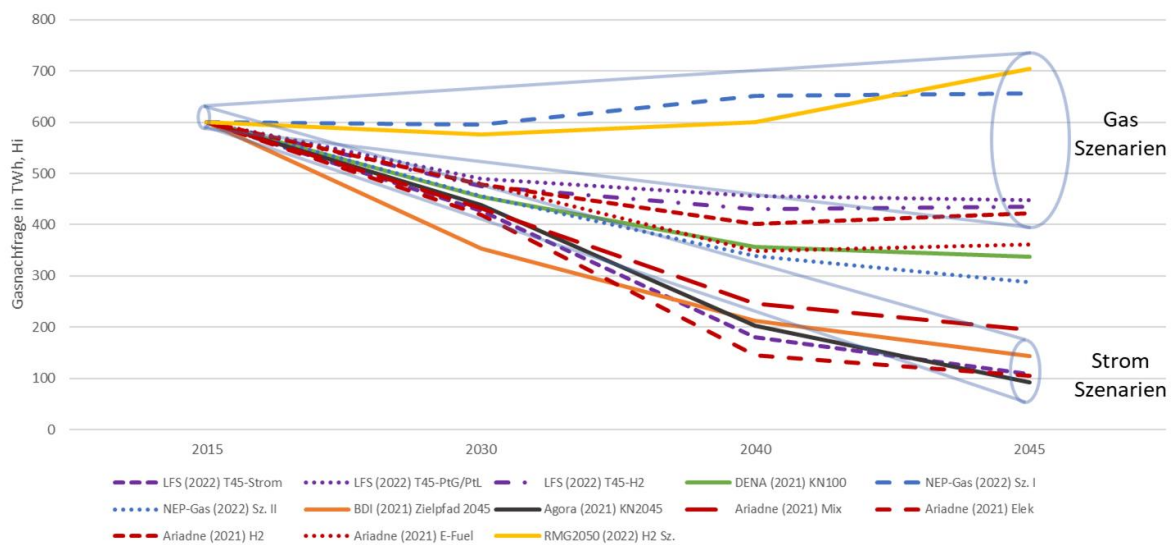


Abbildung 3-2 Entwicklung der Endenergienachfrage Gas ($H_2 + CH_4$) in Deutschland in den Sektoren Industrie, Gebäude und Mobilität (siehe Tabelle 3-1).

Im Rahmen dieses Projekts wurden die Langfristszenarien als Rahmen nationaler Entwicklungen im Energiesystem verwendet. Diese Szenarien zeichnen sich durch eine hohe methodische Transparenz, eine breite wissenschaftliche Fundierung und eine enge Anbindung an die energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung aus. Sie bieten konsistente und vergleichbare Pfade bis 2045 und berücksichtigen sowohl sektorübergreifende Wechselwirkungen als auch aktuelle politische Maßnahmen. Dadurch eignen sie sich besonders gut als Grundlage für fundierte Analysen und strategische Planungen im Kontext der Energiewende.

Im Projektverlauf wurden die Langfristszenarien wiederholt angepasst und die genutzten Szenarien im Projekt ebenso fortlaufend aktualisiert. Final wurden für das Projekt die O45-Szenarien [9] ausgewählt. *Abbildung 3-3* zeigt die O45-Langfristszenarien im Vergleich mit der aktuellen Ariadne-Studie (2025) [52].

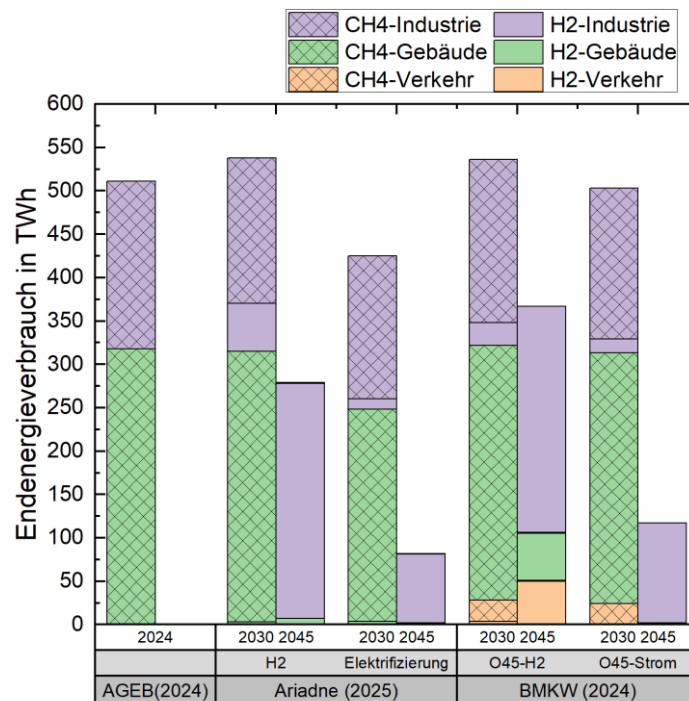


Abbildung 3-3 BMWK-Langfristszenarien [9] im Vergleich mit der Ariadne-Studie [52].

Die Szenarien bilden nationale Entwicklungen im Energiesystem ab. Im Projekt RegioTransH₂O wurden die Szenarien auf die regionalen Begebenheiten angepasst, um einen hohen lokalen Bezug zu den vier betrachteten Landkreise Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau Kreis und Ravensburg zu schaffen.

3.2 Entwicklung der Bevölkerung in den Landkreisen

Die Bevölkerungszahlen in den Kommunen liegen aus dem Zensus 2022 [1] vor. Die Zahlen in den Gemarkungen wurden ermittelt, indem die kommunalen Werte auf die Gemarkungen anhand der Verteilung der Bevölkerung in den 100x100m-Rasterzellen herunter skaliert wurden (siehe Kapitel 2.2).

Die Entwicklung der Bevölkerung wird auf Basis einer Studie der Bertelsmann Stiftung abgebildet [18]. In der Studie werden Veränderungen und die Zusammensetzung der Bevölkerung durch Alterung sowie durch nationale und internationale Wanderungsbewegungen betrachtet. Die Bevölkerungsentwicklung wurde dabei auf kommunaler Ebene bis 2040 betrachtet. Die veröffentlichten Ergebnisse sind jedoch nur auf Landkreisebene verfügbar. Diese Ergebnisse wurden dann auf die Kommunen und Gemarkungen heruntergebrochen.

Relatives Wachstum der Bevölkerung je Landkreis 2020 bis 2040 [18]

- Landkreis Biberach: +11,5 %
- Landkreis Sigmaringen: +2,9%
- Alb-Donau Kreis: + 6,4 %
- Landkreis Ravensburg: +5,4%

Die Entwicklungen für die anderen Jahreszeitscheiben in den Szenarien (2025, 2030, 2035, 2045) werden linear interpoliert bzw. extrapoliert.

3.3 Regionalisiertes Szenario Gebäudesektor

Die Energiebedarfe im Gebäudesektor bestehen aus der Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser sowie den Strombedarfen für nicht auf Wärme bezogene Anwendungen. Die Entwicklung der Energiebedarfe im Gebäudesektor wird aus den Langfristszenarien (O45-H2, O45-Strom) [9] für die Jahresscheiben 2025, 2030, 2035, 2040 und 2045 abgeleitet.

Für die Entwicklung der Energiebedarfe für Raumwärme und Warmwasser (im Folgenden als Gebäudewärme bezeichnet) gibt es zwei Entwicklungen. Zum einen ändern sich die Gesamtenergiebedarfe, z.B. durch Sanierung und zum anderen ändern sich die Verteilung der Heizungstechnologien. Im Projekt wird die Entwicklung der Gesamtenergiebedarfe aus den Langfristszenarien (siehe *Abbildung 3-4* und *Abbildung 3-5*) übernommen. Dazu wird die prozentuale Reduktion der Energiebedarfe auf die Gebäude in den Gemarkungen übertragen. Ausgangspunkt für die Verteilung der Heizungstechnologie im Jahr 2022 ist die Verteilung aus dem Zensus 2022. Für die Verteilung der Heizungstechnologie im Jahr 2045 wird zunächst auf die Ergebnisse aus dem Wärmenetzmodell (siehe Kapitel 2.3.5) zurückgegriffen. Im Wärmenetzmodell wird für jede Gemarkung der Anteil der Gebäude ermittelt, der in einem Wärmenetzausbaubereich liegt. Die Wärmenetze werden bis 2045 basierend auf den Ergebnissen des Wärmenetzmodells ausgebaut und die Gebäude in diesen Gebieten vollständig angeschlossen. Alle anderen Heizungstechnologien (Wärmepumpe, Gas, Öl, Nachtspeicher) werden so verteilt, dass die Verteilung in den Langfristszenarien (O45-H2, O45-Strom) erreicht wird. Für die Jahre zwischen 2022 und 2045 wird sowohl für den Anschluss an Wärmenetze als auch für alle anderen Heizungstechnologien linear interpoliert.

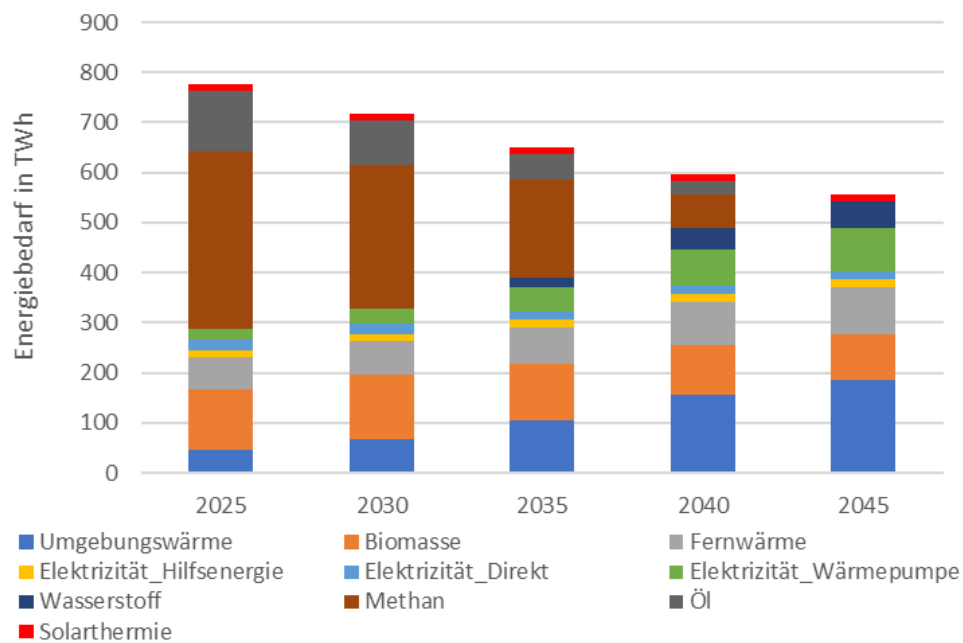


Abbildung 3-4 Endenergiebedarf in Deutschland im Gebäudesektor aufgeteilt nach Heizungstechnologien im Szenario O45-H2 aus den Langfristszenarien [9].

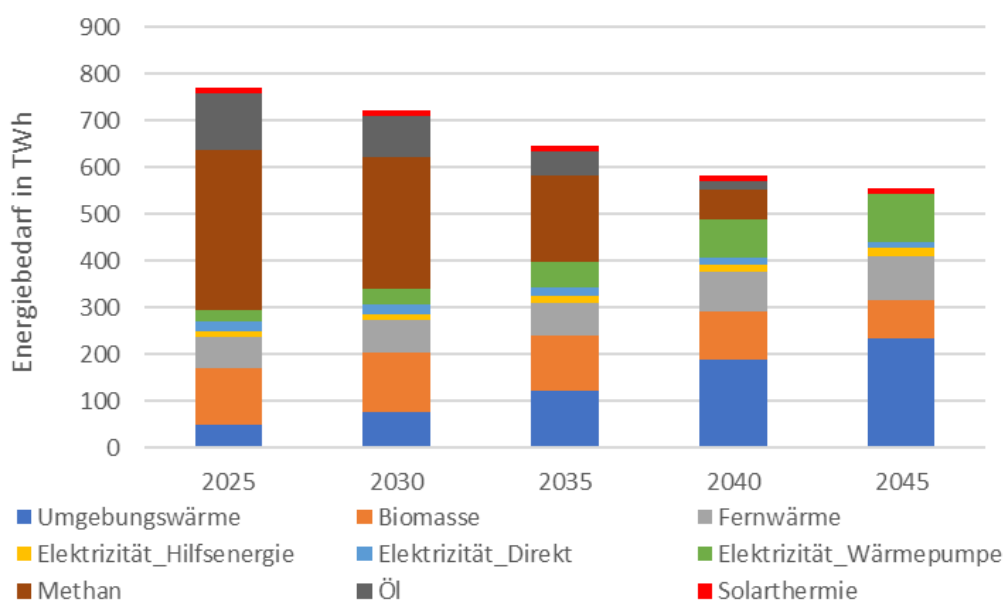


Abbildung 3-5 Endenergiebedarf im Gebäudesektor aufgeteilt nach Heizungstechnologien im Szenario O45-Strom aus den Langfristszenarien [9].

Der Strombedarf im Gebäudesektor umfasst definitionsgemäß alle Anwendungen, die nicht auf Raumwärme bezogen sind, also werden insbesondere Wärmepumpen und Nachtspeicheröfen im Bereich Wärme behandelt. Die Entwicklung des Strombedarfs im Gebäudesektor wird anhand der Langfristszenarien (O45-H₂, O45-Strom) [9] abgebildet (siehe *Abbildung 3-6*).

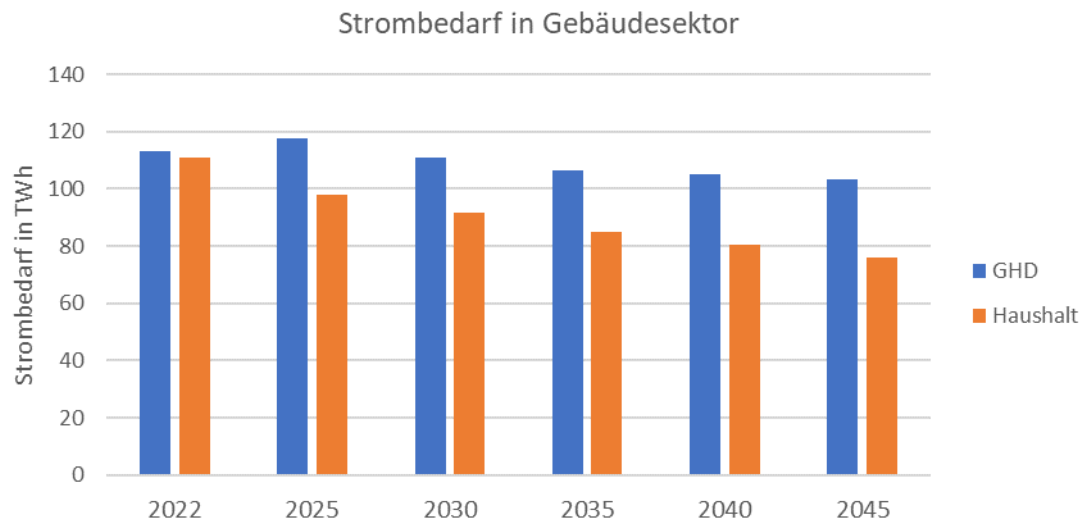


Abbildung 3-6 Entwicklung des Strombedarf in Gebäudesektor in den Langfristszenarien.

3.4 Regionalisiertes Szenario Industrie

Grundsätzlich gilt: Für die Industrie liegen für viele Gemarkungen gemessene RLM-Zeitreihen für Strom und Gas vor. Es ist darüber hinaus bekannt, dass keine Kohle in den Landkreisen verbraucht wird [18]. Als Startwerte für die Industrie konnte also auf gemessene Zeitreihen zurückgegriffen werden. In Gemarkungen, in denen keine gemessene Zeitreihen vorliegen, wird der Energiebedarf auf Basis der Gewerbe und Industriefläche im Flächennutzungsplan geschätzt (siehe Kapitel 2.5.1).

Die Entwicklung des Energiebedarfs der Industrie beruht ebenfalls auf den Langfristszenarien (O45-H₂, O45-Strom) [9]. In den Langfristszenarien ist auch Schwerindustrie enthalten, die „andere Energieträger“ nutzen. Zu diesen „anderen Energieträgern“ zählt Heizöl und insbesondere Kohle, die z.B. in der Stahlindustrie genutzt werden. Kohleverbrauch ist in den betrachteten Landkreisen nicht vorhanden [18]. Daher muss zur Regionalisierung der Szenarien für die Industrie die Entwicklung der Energiebedarfe aus den Langfristszenarien angepasst werden.

In den regionalisierten Szenarien wurde dazu die Entwicklung des Gesamtenergiebedarfs (alle Energieträger in *Abbildung 3-7* und *Abbildung 3-8*) aus den Langfristszenarien übernommen. Dieser steigt in beiden Szenarien (O45-H₂, O45-Strom) von 2022 bis 2030 leicht an und sinkt bis 2045 leicht ab. Die prozentuale Änderung wurde des Gesamtenergiebedarfs wurde auch für das regionalisierte Szenario für die vier Landkreise übernommen. Darüber hinaus wurde die Umstellung von Prozessen von Erdgas auf Wasserstoff bzw. Strom aus den Langfristszenarien übernommen. Die resultierende Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff und Strom ist in *Abbildung 3-9* und *Abbildung 3-10* dargestellt. Zusätzlich wird für alle Industrieunternehmen der Erdgasbedarf in einen Prozesswärme- und einen Gebäudewärmebedarf unterteilt (siehe Kapitel 2.3.2). Es wurde angenommen, dass der

Gebäudewärmebedarf von Industrieunternehmen, die an einem bestehenden Wärmenetz oder an einem Wärmenetzpotenzialgebiet (Wärmebedarfsdichte > 415 MWh / (ha a) liegen, 2045 vollständig über das Wärmenetz gedeckt wird. Die Jahresscheiben zwischen 2022 und 2045 werden linear interpoliert. Der Wärmebedarf von Industrieunternehmen kann dabei unterstützen eine ausreichend hohen Wärmebedarfsdichte zu erzielen, um ein Wärmenetz wirtschaftlich betreiben zu können.

Die Aufteilung des RLM-Gasbedarfs ist nur möglich, wenn RLM-Zeitreihen vorliegen. Daher ist in Gebieten, in denen keine Gasnetzdaten vorliegen, nicht möglich, Industrieunternehmen im Modell über die beschriebene Methode über Fernwärme zu versorgen. Ferner ist auch die Nutzung von Abwärme aus der Industrie im Modell aus denselben Gründen nicht möglich. Da die Nutzung von Abwärme stark vom individuellen Unternehmen abhängt (Branche, Verlauf und Menge von Gasbedarf) ist es nicht sinnvoll statistische Ersatzdaten zu nutzen.

Für die Industrie liegen gemessene RLM-Zeitreihen für Strom und Gas vor. Diese Zeitreihen werden je Gemarkung aggregiert. Die Zeitreihen für Strom werden für alle Jahresscheiben in den Szenarien übernommen. Die RLM-Zeitreihen Gas werden entsprechend dem Vorgehen im Absatz darüber auf Strom, Wasserstoff und Fernwärme umgestellt. Die RLM-Zeitreihen Gas werden daher entsprechend der Umstellung skaliert und auf Fernwärme, Wasserstoff und Strom übertragen. Im Stromsektor werden diese RLM-Zeitreihen zu den RLM-Zeitreihen aus dem Strombereich je Gemarkung addiert.

In *Abbildung 3-11* und *Abbildung 3-12* sind beispielhaft die resultierenden Energiebräuche für die Industrie im Landkreis Biberach in den beiden regionalisierten Szenarien dargestellt.

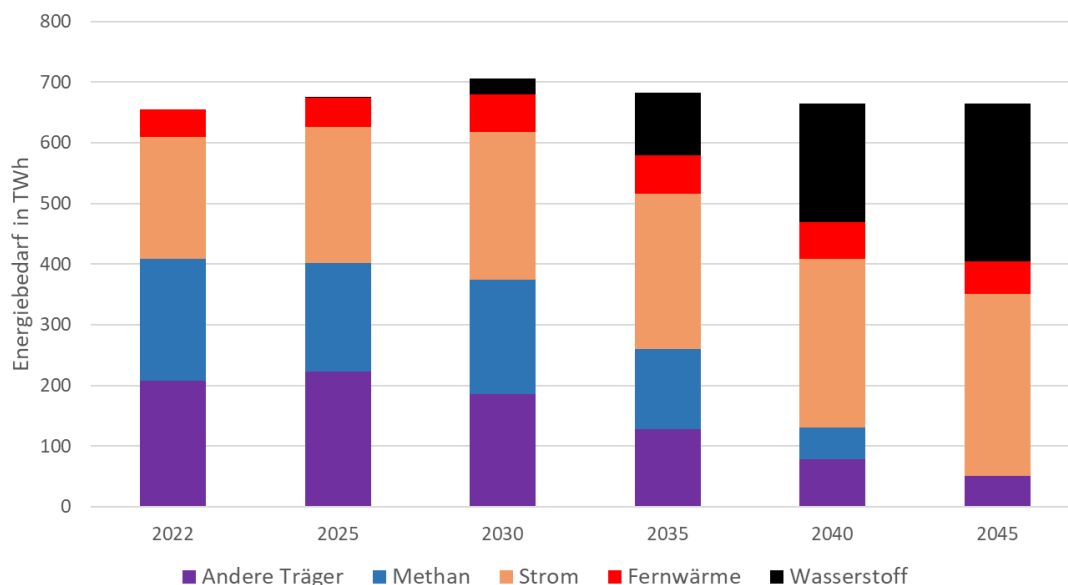


Abbildung 3-7 Endenergiebedarf der Industrie aufgeteilt nach Energieträger im Szenario O45-Strom [46] im Vergleich zum Jahr 2022 (AGEB Bilanz).

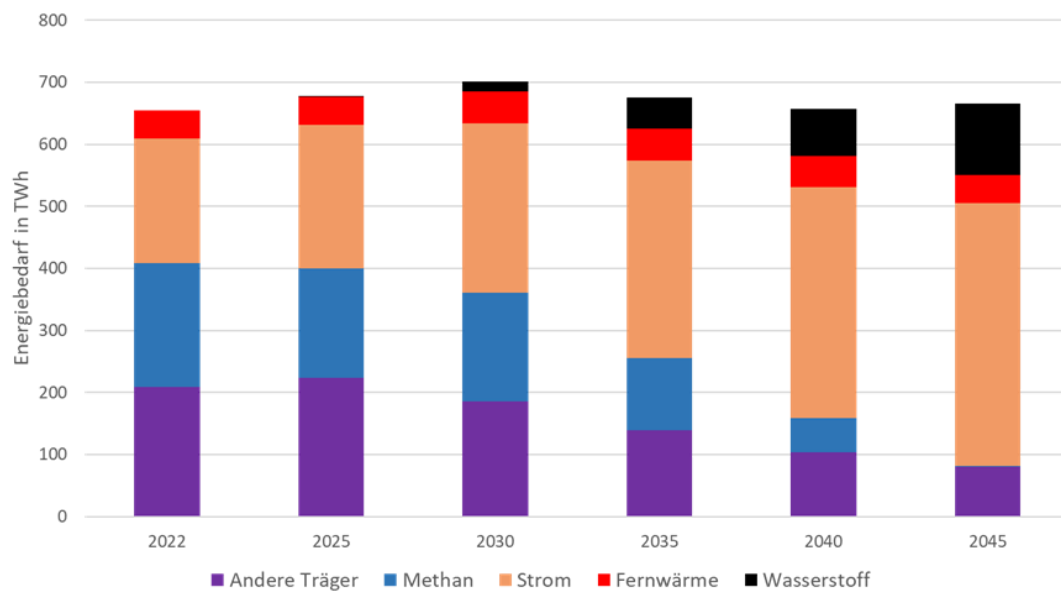


Abbildung 3-8 Endenergiebedarf der Industrie aufgeteilt nach Energieträger Szenario O45-H2 [46] im Vergleich zum Jahr 2022 (AGEB Bilanz).

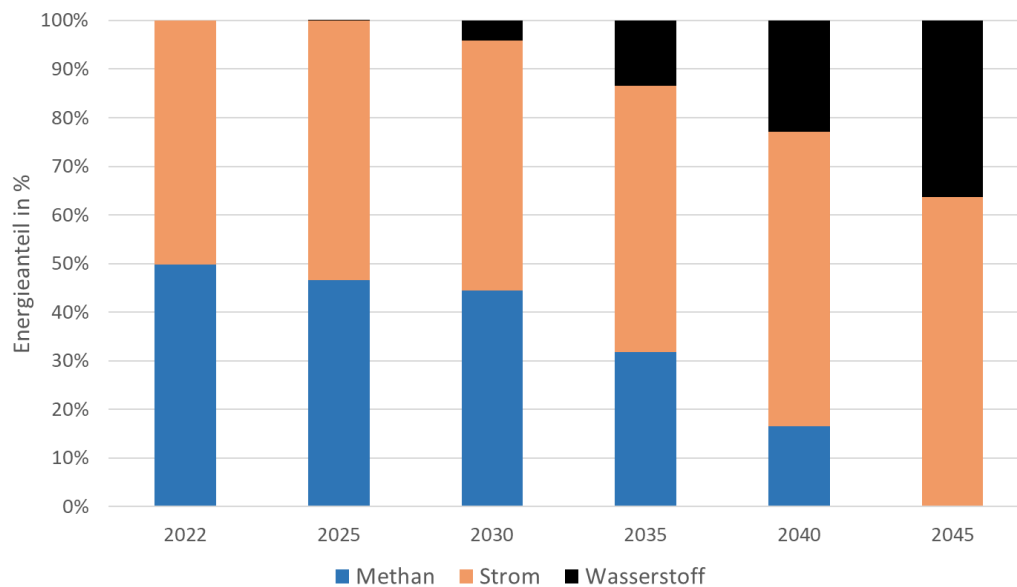


Abbildung 3-9 Umstellung von Erdgas (2022) auf zukünftige Energieträger (ohne Wärmenetz) im Langfristszenario O45-Strom [46] im Vergleich zum Jahr 2022 (AGEB Bilanz).

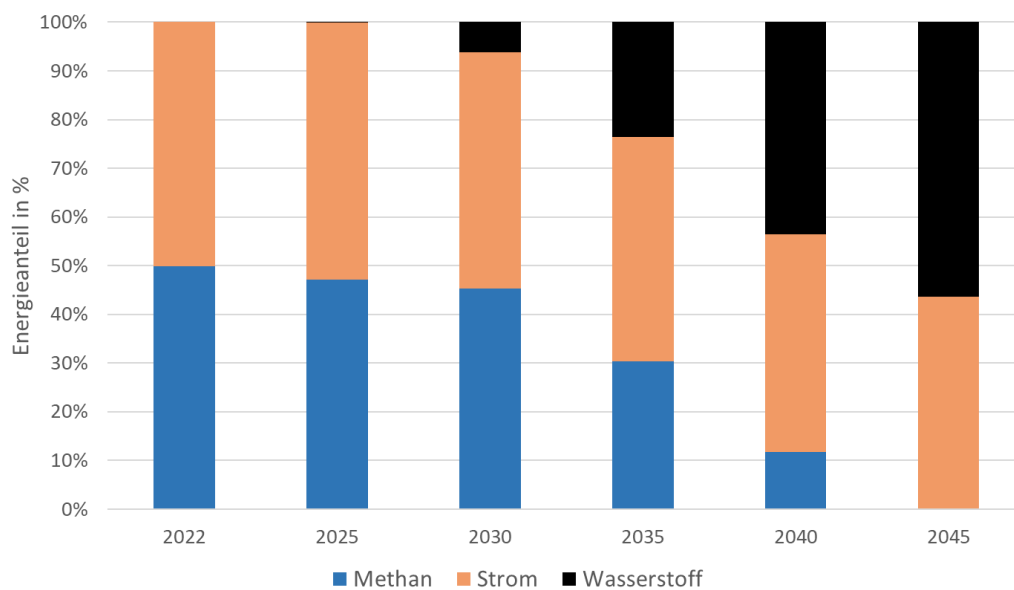


Abbildung 3-10 Umstellung von Erdgas (2022) auf zukünftige Energieträger (ohne Wärmenetz) im Szenario O45-H2 [46] im Vergleich zum Jahr 2022 (AGEB Bilanz).

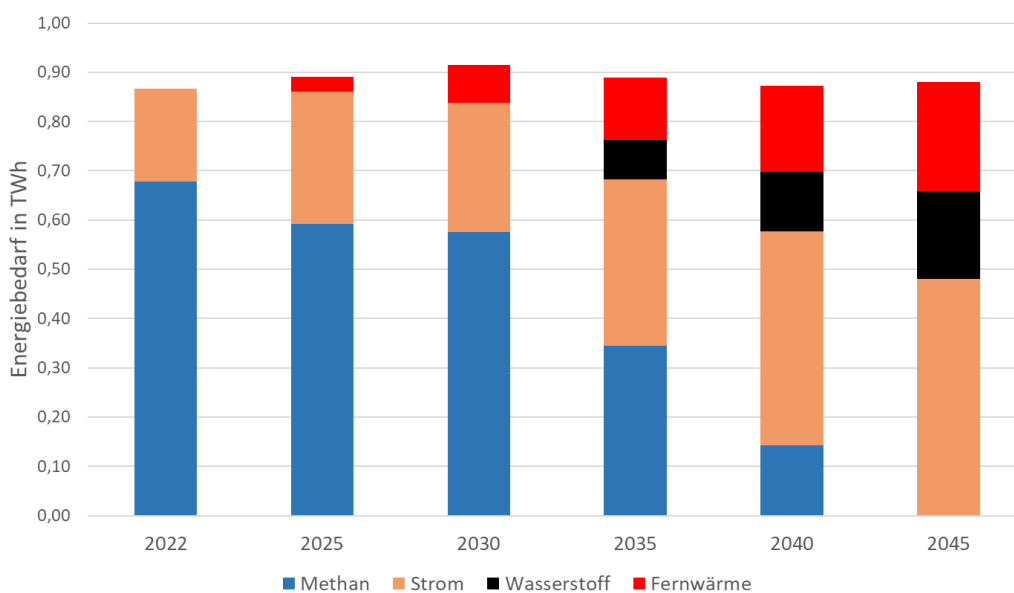


Abbildung 3-11 Primärenergieverbrauch der Industrie im Landkreis Biberach in Szenario O45-Strom

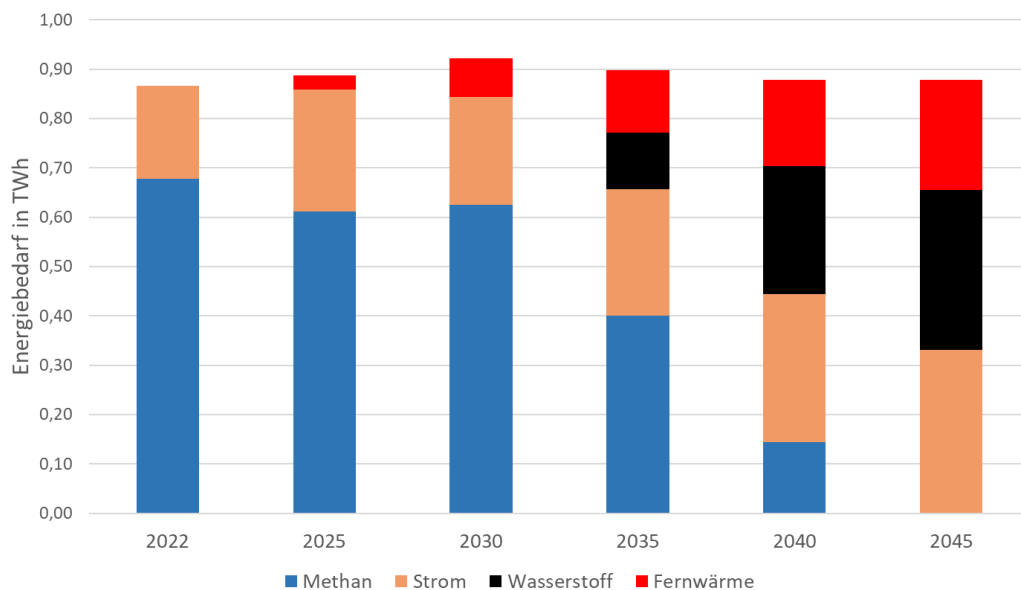


Abbildung 3-12 Primärenergieverbrauch der Industrie im Landkreis Biberach in Szenario O45-H2.

3.5 Regionalisiertes Szenario Verkehr

3.5.1 PKW-Verkehr

Im Ist-Zustand (2022) wird der Energiebedarf im PKW-Verkehr anhand der gemeldeten Kraftfahrzeuge in den Kommunen [35] und der Verteilung der Antriebstechnologie für die unterschiedlichen Energieträger Benzin, Diesel, Erdgas (CNG), Strom und Wasserstoff modelliert. Die Fahrzeuge werden anhand der Bevölkerung von der kommunalen Ebene auf Gemarkung herunterskaliert. Die Jahresfahrleistung wird anhand von Mittelwerten in Deutschland angenommen (siehe Kapitel 2.5.4). Die Entwicklung der Anzahl der Fahrzeuge wird mit dem prognostizierten lokalen Bevölkerungszuwachs in den Landkreisen skaliert (siehe Kapitel 3.1). Die Verteilung der Antriebstechnologie der Fahrzeuge ändert sich entsprechend der Langfristszenarien [25] (siehe *Abbildung 3-13* und *Abbildung 3-14*).

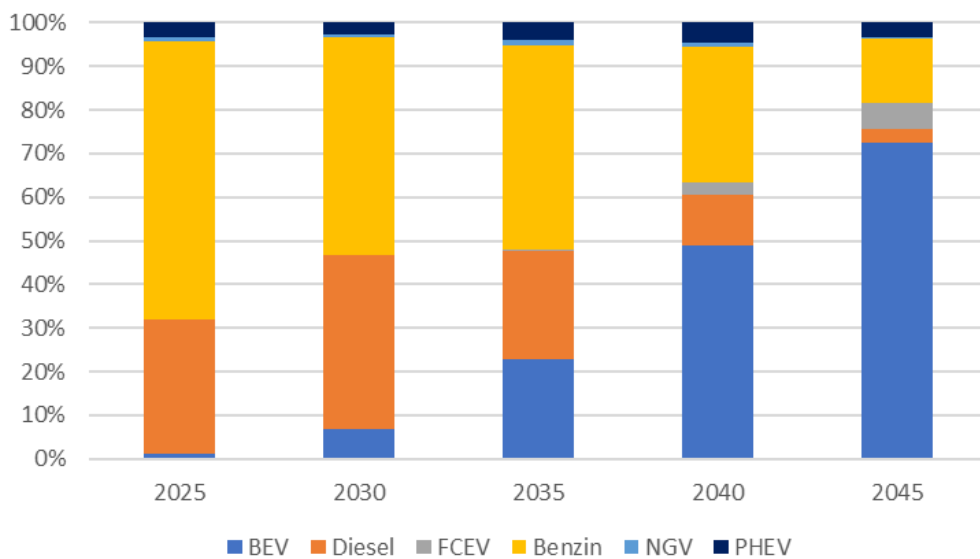


Abbildung 3-13 Entwicklung der Verteilung der Antriebstechnologie im PKW-Verkehr im O45-H2-Szenario [25].

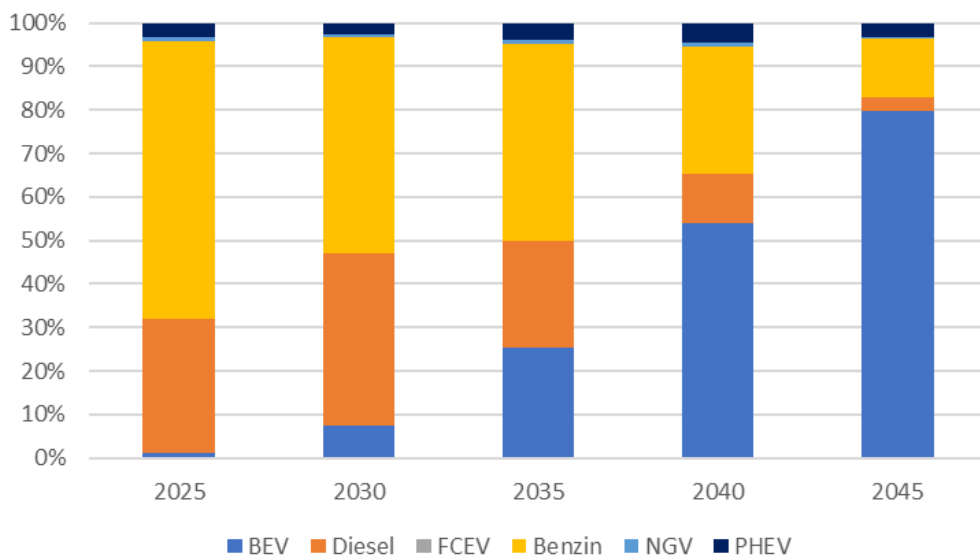


Abbildung 3-14 Entwicklung der Verteilung der Antriebstechnologie im PKW-Verkehr im O45-Strom-Szenario [25].

3.5.2 Leichte Nutzfahrzeuge (LNF)

Leichte Nutzfahrzeuge wurden definiert für die Gewichtsklasse bis 12 t zul. Gesamtgewicht. Im Ist-Zustand (2022) wird der Energiebedarf für LNF anhand der gemeldeten Kraftfahrzeuge in den Kommunen [35] modelliert. Als Antriebstechnologie wurden ausschließlich Dieselfahrzeuge angenommen. Die Fahrzeuge werden anhand der Bevölkerung von der kommunalen Ebene auf Gemarkung herunterskaliert. Die Jahresfahrleistung wird anhand von Mittelwerten in Deutschland

angenommen. Dabei wird nochmal zwischen zwei Gewichtskategorien unterschieden (siehe Kapitel 2.5.4). Die Entwicklung der Anzahl der LNF sowie die Veränderung in der Verteilung der Antriebstechnologie wird anhand der Langfristszenarien skaliert. Die Jahresfahrleistung wird aus dem Ist-Zustand aus den Daten des KBA übernommen.

3.5.3 Schwere Nutzfahrzeuge (LKW)

Der Energiebedarf schwerer Nutzfahrzeuge wird auf die Tankstellen verortet. Pro Tankstelle wurden für den Ist-Zustand 9,8 GWh Diesel für schwere Nutzfahrzeuge verortet. Für die zukünftige Entwicklung und Verortung der Energiebedarfe wurde davon ausgegangen, dass heutige Tankstellen auch in Zukunft geeignete Standorte darstellen, um schwere Nutzfahrzeuge zu betanken bzw. zu laden. Die Entwicklung der Energiebedarfe für schwere Nutzfahrzeuge basiert im Projekt auf den Langfristszenarien (O45-H2, O45-Strom) [9]. Dabei ändern sich die Anzahl der Fahrzeuge und der Verteilung der Antriebstechnologien (siehe *Abbildung 3-16* und *Abbildung 3-17*). Die mittlere Fahrstrecke und der spezifische Verbrauch pro 100 km entsprechen in den Szenarien dem Ist-Zustand. Der spezifische Verbrauch ändert sich durch den Wechsel in der Antriebstechnologien. Spezifische Verbräuche sind aufgeschlüsselt nach Antriebstechnologien in *Tabelle 2-10* dargestellt.

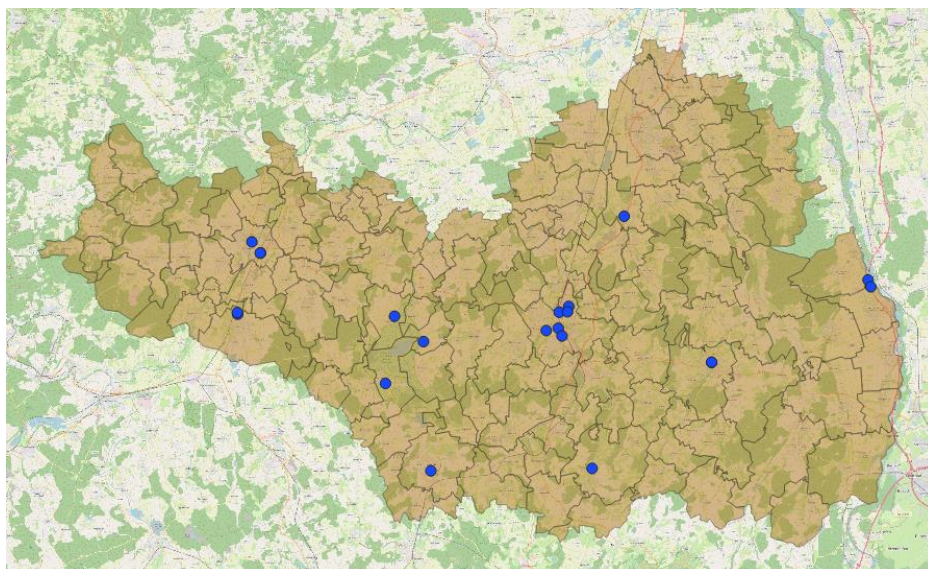


Abbildung 3-15 :Diesel Tankstellen im Landkreis Biberach

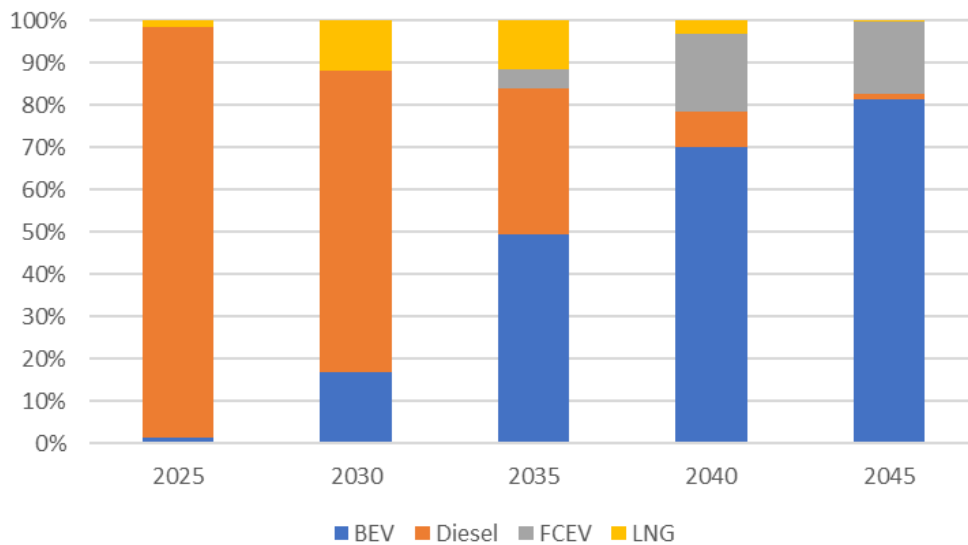


Abbildung 3-16 Verteilung der Antriebstechnologie schwerer Nutzfahrzeuge im Szenario O45-H2 [9].

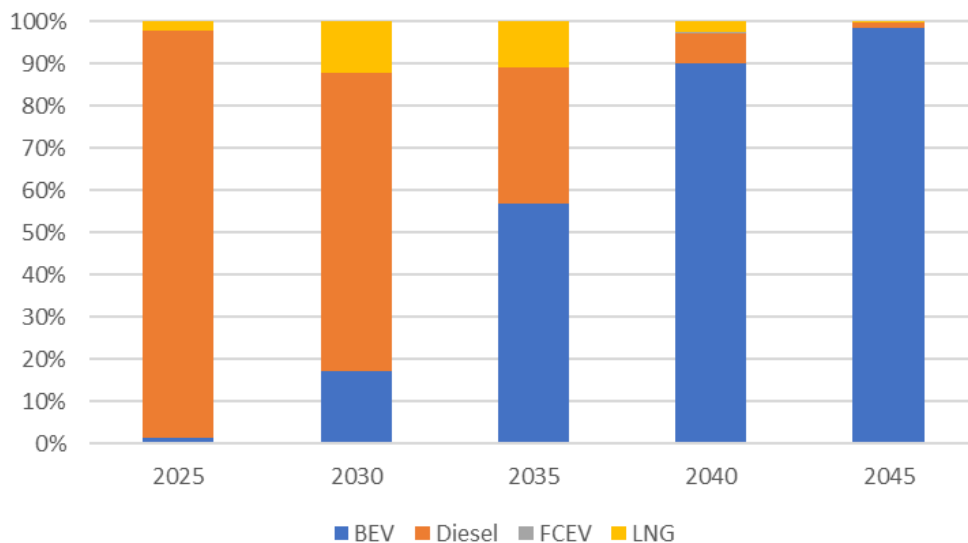


Abbildung 3-17 Verteilung der Antriebstechnologie schwerer Nutzfahrzeuge im Szenario O45-Strom [9].

3.6 Entwicklung erneuerbare Energien

3.6.1 Photovoltaik

Die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen im Ist-Zustand 2022 kann aus dem Marktstammdatenregister [24] entnommen werden. Zur Modellierung des zeitlich aufgelösten Energieertrags wurde eine gemessene RLM-Einspeisekurve aus einer PV-Freiflächenanlage im Netzgebiet der Netze BW GmbH genutzt. Die RLM-Daten enthalten 15-min Zeitschritte. Die erzeugte

Energiemenge entspricht 875 Vollaststunden, was etwa 15% unterhalb des Durchschnitts in BW liegt. Dabei enthalten sind auch reale Effekte wie Schneebedeckung.

Um den Ausbau der Photovoltaik abzubilden, wird zwischen Anlagen auf Dächern und Freiflächenanlagen unterschieden. Für die Aufdach-Anlagen wurde Daten aus dem Netzentwicklungsplan (NEP) [53] zurückgegriffen. Diese Daten lagen auf kommunaler Ebene vor und wurden anhand der Einwohnerzahl auf die Gemarkung herunterskaliert.

Die Entwicklung der PV-Freiflächenanlagen orientiert sich an den derzeit gültigen politischen Vorgaben: den gesetzlichen Rahmen für die Klimaschutzpolitik des Landes setzt das Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg (KlimaG BW). In den §§ 20 und 21 ist das Zweiprozentflächenziel für Photovoltaik- und Windenergie festgelegt worden. Damit wird das Flächenausmaß erfasst, das als räumliche Voraussetzung mindestens erforderlich ist, um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen. Mit dem Landesflächenziel sollen die räumlichen Voraussetzungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien geschaffen werden. [54]

Im Vergleich zu Windkraftanlagen sind PV-Freiflächenanlagen mit der Ausnahme von Flächen entlang von Autobahnen und bestimmten Schienenwegen nach § 35 Abs. 1 BauGB nicht privilegiert und somit im Außenbereich grundsätzlich unzulässig. Vor diesem Hintergrund muss vor der Genehmigung und Errichtung einer solchen Anlage regelmäßig der Flächennutzungsplan geändert und ein Bebauungsplan aufgestellt werden. Die Kommunen haben die Verfahrenshoheit beim Ausbau von PV-Freiflächenanlagen – also die Verantwortung für das Genehmigungsverfahren, bei der Ausweisung von Flächen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen.

Derzeit ist es in Kommunen der betrachteten Landkreise etablierte Verfahrensweise vorrangig Freiflächen-Photovoltaik einzusetzen, um zur Erfüllung des Zwei-Prozent-Flächenziels der Landesregierung Baden-Württemberg beizutragen. Insbesondere wird dies in Gebieten praktiziert, in welchen der Ausbau von Windkraft aufgrund der aktuellen Regionalplanung in den Betrachtungsgebieten weitestgehend nicht ermöglicht wird. Diese Vorgehensweise wird durch das Planungssystem in Baden-Württemberg gestützt, welches auf eine Angebotsplanung ausgerichtet für die Windkraftnutzung oder eben Freiflächen-PV ausgerichtet ist. [55]

Der Ausbau der PV-Freifläche wird in diesem Ausbauszenario sehr stark betont. Dadurch ergaben sich in den Simulationsergebnisse große Strompotenziale bzw. Stromüberschüsse.

Weiterhin wurden zusätzliche Simulationen durchgeführt, in denen der Ausbau der PV-Freiflächenanlagen an den NEP [53] angelehnt wurden. Der Ausbau der PV-Freiflächenanlagen ist dabei wesentlich moderater als im oben hergeleiteten Ausbauszenario, in welchem flächendeckend 2 % der Gesamtfläche für den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen berücksichtigt wurde.

In allen Szenarien wurde angenommen, dass die PV-Potenziale bis 2045 vollständig ausgeschöpft werden. In den Jahresscheiben dazwischen (2025, 2030, 2035, 2040) wurde der PV-Ausbau linear interpoliert. Eine Anpassung an die Langfristszenarien war nicht möglich, da die Landkreise im Vergleich zum bundesdeutschen Schnitt bereits im Ist-Zustand überproportional viel PV installiert haben. Daher wäre im ersten Szenariojahr 2025 ein Rückbau im Modell notwendig. Aus diesem Grund wurde für 2025, 2030, 2035, 2040 linear interpoliert.

Für die Berechnung der Flächeninanspruchnahme durch Freiflächen-Photovoltaikanlagen wurde eine Belegungsdichte von 1 Megawatt pro Hektar zugrunde gelegt [56].

3.6.2 Windkraft

Die installierte Leistung von Windkraft-Anlagen im Ist-Zustand 2022 kann ebenfalls aus dem Marktstammdatenregister [24] entnommen werden. Zur Modellierung des zeitlich aufgelösten Energieertrags wurden Reanalysedaten von Wetterdaten genutzt [41] (siehe Kapitel 2.6.2). Diese Erzeugungsprofilen haben eine zeitliche Auflösung von 15-min Schritten. Der Energieertrag entspricht 2159 Vollaststunden.

In Baden-Württemberg benötigen Windkraftanlagen mit einer Gesamthöhe über 50 m eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). Dieses Verfahren hat eine sogenannte Konzentrationswirkung, d. h. es ersetzt andere Genehmigungen wie z. B. die Baugenehmigung. [57]

Die Regionalplanung legt dabei sogenannte Vorranggebiete für Windkraft fest. Diese Gebiete sind für die Windnutzung besonders geeignet und haben Vorrang vor anderen Nutzungen. Gleichzeitig werden Ausschlussgebiete definiert, in denen Windkraft ausgeschlossen ist. [58]

Ein Beispiel ist die Region Donau-Iller, zu der auch der Landkreis Biberach sowie der Alb-Donau-Kreis gehören. Hier gilt ein Staatsvertrag zwischen Baden-Württemberg und Bayern, der die grenzüberschreitende Regionalplanung regelt. In diesem Kontext müssen Standorte für regionalbedeutsame Windkraftanlagen als Vorranggebiete festgelegt werden.

Der Ausbau der Windkraftanlagen im Rahmen dieses Forschungsprojektes in den Landkreisen Biberach, Alb-Donau Kreis und Sigmaringen basiert dem Beispiel folgend auf der Regionalplanung des Regionalverbands Donau-Iller. Der Ausbau der Windkraftanlagen im Landkreis Ravensburg basiert auf der Regionalplanung des Regionalverbands Bodensee-Oberschwaben. Dabei wurden jeweils Suchräume, als potenzielle Vorranggebiete für Windkraftanlagen, ausgewiesen. Diese Suchräume wurden im Projekt mit Windkraftanlagen der Leistungsklasse 7,2 MW vollständig belegt. Der Abstand zwischen den Anlagen beträgt 1 km (siehe *Abbildung 3-18*). *Abbildung 3-19* zeigt alle Windkraftanlagen so wie sie in die vier im Projekt betrachteten Landkreise modellseitig „verbaut“ wurden.

Es wurde angenommen, dass das Windkraftpotenzial bis 2045 vollständig ausgeschöpft wurde. Für die Ausbaugeschwindigkeit in den Jahresscheiben dazwischen (2025, 2030, 2035, 2040) wurde an die Langfristszenarien für Windkraft onshore angepasst.

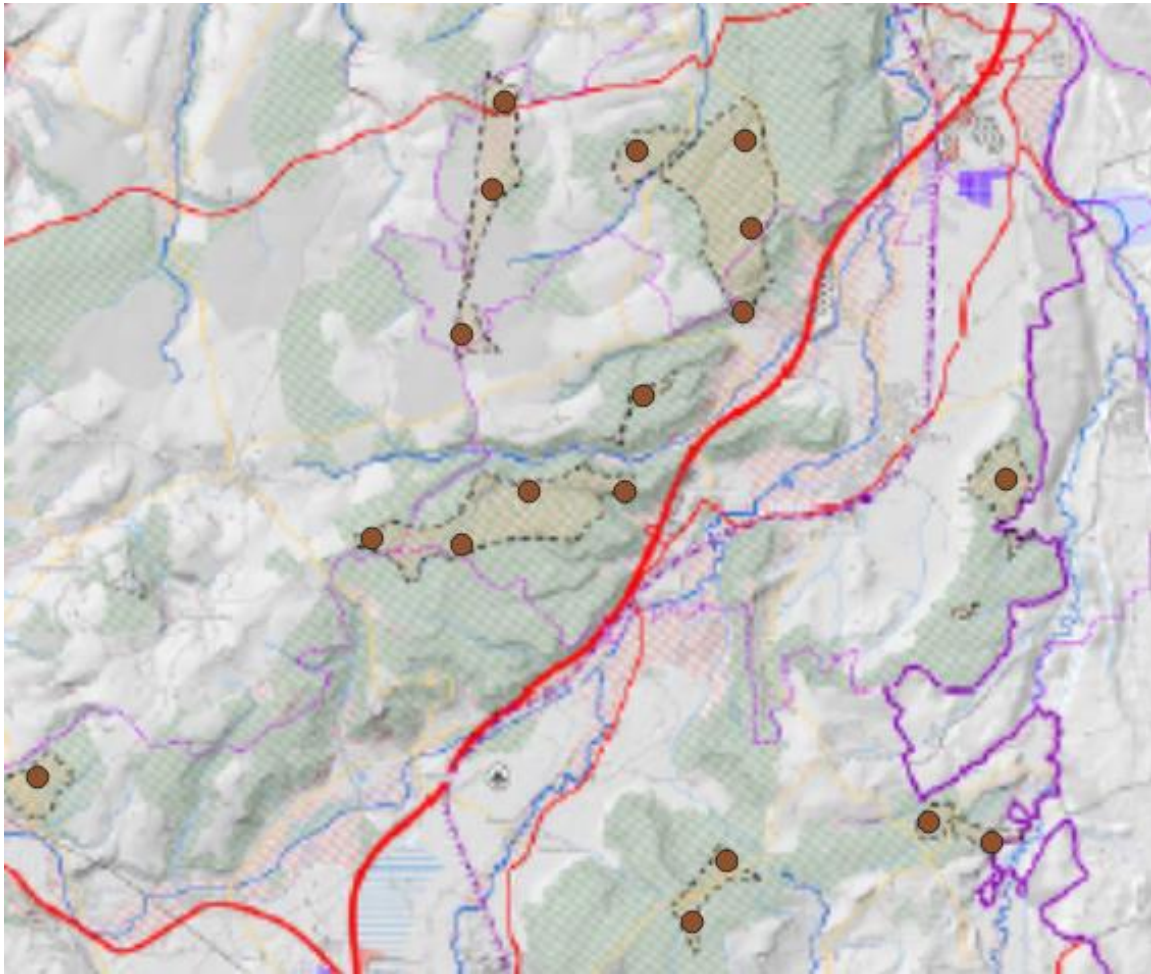


Abbildung 3-18 Beispielkarte des Regionalverbandes Bodensee-Oberschwaben für Suchraum potenzielle Windkraftanlagen (gelb schraffierte Fläche) mit Grobplanung von Windkraftanlage (braune Punkte). Abstand Windkraftanlagen: 1 km. (Karte: Regionalplan Bodensee-Oberschwaben-Blatt Ost)

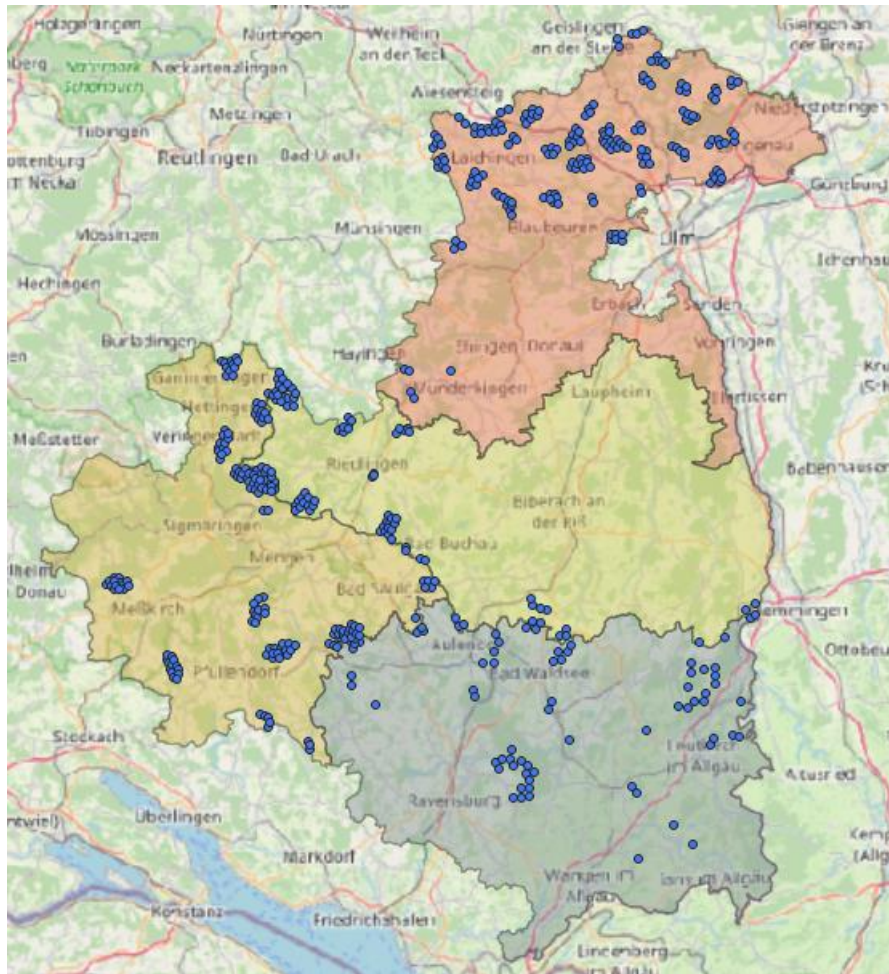


Abbildung 3-19 Potenzialkarte für Windkraftanlagen abgeleitet aus Suchraumkarten der Regionalverbände für Landkreis Ravensburg sowie Regionalplanung des Regionalverbands Donau-Iller für die Landkreise Biberach, Sigmaringen und den Alb-Donau. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

Im Vergleich zu den Langfristszenarien liegt der geplante Ausbau für Windkraft im Projekt leicht über dem Ausbau von Windkraft an Land in den Langfristszenarien. In den Langfristszenarien wird in einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung nicht das gesamte Potential ausgebaut. In den Langfristszenarien werden bis 2045 160 GW Wind an Land installiert. Mit einer Flächenleistung von 7 MW/km² entspricht dies 6,4% der Gesamtfläche von Deutschland. In den Potentialkarten der Regionalverbände wird für die vier betrachteten Landkreise Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau Kreis und Ravensburg ein Gesamtpotenzial von 3,6 GW gesehen. Im Projekt wird dieses gesamte Potenzial ausgeschöpft. Dies entspricht bei einer Flächenleistung von 7 MW/km² ca. 9,2 % der Gesamtfläche der 4 Landkreise.

3.6.3 Wasserkraft

Für Wasserkraftanlagen wurde angenommen, dass sowohl die installierte Leistung als auch die Höhe und der zeitliche Verlauf der erzeugten Energiemenge in allen Szenarien dem Ist-Zustand (siehe Kapitel 2.6.3) entspricht. Das Potenzial von Wasserkraft ist weitgehend ausgeschöpft. Daher wird angenommen, dass kein für das Projekt relevanter Zubau mehr erfolgen wird.

Die Werte und Lage wurden dem Marktstammdatenregister [24] entnommen, soweit vorhanden wurden die RLM-Daten verwendet.

3.6.4 Biogasanlagen

Für Biogasanlagen wurde ebenfalls angenommen, dass insbesondere aus wirtschaftlichen Gründen kein Zubau von Anlagen erfolgt. Der überwiegende Teil von ca. 98% der bestehenden Biogasanlagen nutzt das erzeugte Biogas, um Strom in einem BHKW zu produzieren [22]. Biogasanlagen können jedoch zukünftig zu einem Rohbiogasverbund geclustert werden. Das Rohbiogas aus den geclusterten Anlagen wird mit Rohbiogasanlagen zu einer zentralen Aufbereitungsanlage transportiert. In der Aufbereitungsanlage wird das Rohbiogas gereinigt und in das Gasnetz eingespeist. Die zentrale Aufbereitungsanlage ist wirtschaftlich günstiger, wenn die einzelnen Biogasanlagen nahe genug gelegen sind. Im Forschungsvorhaben „BIG“ und „BGA-Cluster“ wurden die Biogasanlagen analysiert und wirtschaftliche Biogascluster identifiziert (siehe Kapitel 2.4). Die Biogascluster lagen im Projekt RegioTransH₂O vor.

Im Projekt wurden die beiden Szenarien O45-H₂, O45-Strom aus den Langfristszenarien [9] genutzt. Zur Abbildung möglicher Entwicklungen für Biogasanlagen wurde für das Stromszenario (O45-Strom) angenommen, dass sämtliche Anlagen zukünftig ausschließlich Strom erzeugen. Dazu wurden die wenigen, heute bestehenden Biogaseinspeiseanlagen auf Biogas-BHKW umgestellt. Im Gas-Szenario (O45-H₂) werden alle Biogasanlagen, die geclustert werden können (siehe *Abbildung 3-20*) zu Biogasclustern und damit zu Biogaseinspeiseanlagen. Die erzeugten elektrischen Energiemengen beruhen jeweils auf der Bemessungsleistung der Biogasanlagen, vgl. Kap 3.3. Die Bemessungsleistung ist die Leistung, die die Biogasanlage mit der tatsächlich genutzten Substratmenge ganzjährig Strom produzieren könnte.

Diese Umstellung hat Auswirkungen auf das Gesamtsystem. Biogas-BHKW erzeugen Strom und Abwärme. Strom wird als erneuerbarer Strom in das Stromnetz eingespeist. Die Abwärme aus den BHKWs, abzüglich Wärme zur Beheizung der BHKWs (25%), kann in Wärmenetzen als Wärmequelle genutzt werden. Voraussetzung ist eine räumliche Nähe zu Biogasanlagen. Im Projekt wurde zur Nutzung von Abwärme aus Biogas ein maximaler Abstand von 1 MWh/a (bezogen auf Bemessungsleistung der Biogasanlage) pro Meter angenommen (siehe Kapitel 2.3.4 und *Abbildung 2-10 Biogas-Anlagen in den Landkreisen Biberach, Sigmaringen, Ravensburg und Alb-Donau Kreis mit einem Pufferradius von 1 km je GWh (bezogen auf Bemessungsleistung) Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]*

). Der thermische und elektrische Wirkungsgrad wird mit 42% bzw. 40% angenommen.

Die Produktion von Biomethan, Strom bzw. Wärme aus Biogas wird im Modell als zeitlich konstant angenommen. Dies stellt eine Vereinfachung ggü. der Überbauung heutiger Biogasanlagen dar. Allerdings werden diese Überbauungen zumeist mit entsprechenden Speichern realisiert. Bei der Clusterung von Biogasanlagen wird Biogas ins Gasnetz eingespeist. Dabei werden für die Aufbereitung von Rohbiogas keine Verluste angenommen. Ebenso wird der Eigenbedarf an Wärme für die Biogasanlagen nicht berücksichtigt. Die Umstellung von Biogasanlagen (Clusterung oder Umstellung auf BHKW) erfolgt im Modell im Jahr 2025, da diese Maßnahme mit geringem infrastrukturellem Aufwand verbunden ist und zeitnah durchgeführt werden könnte.

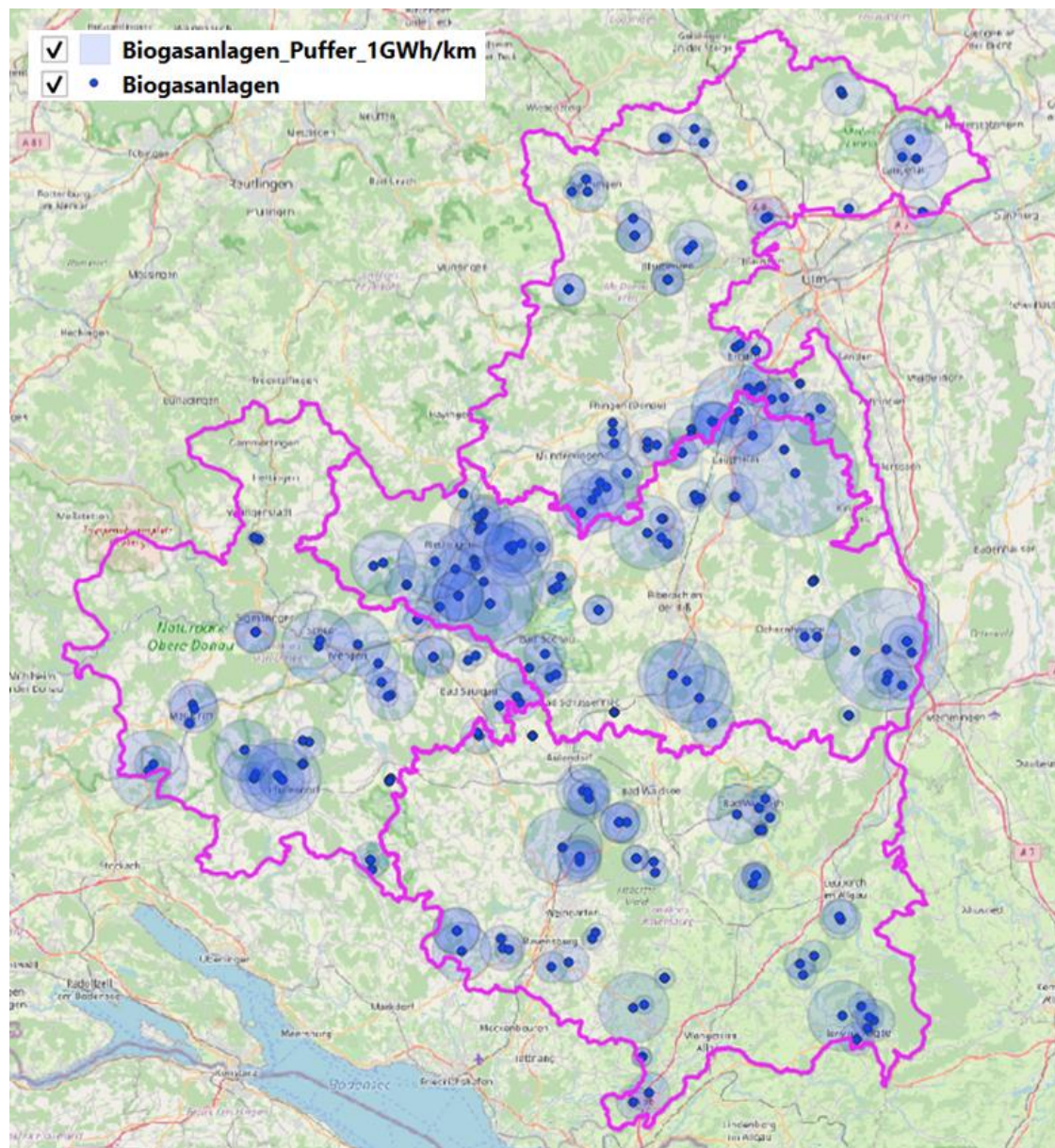


Abbildung 3-20 Biogascluster in den Landkreisen Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau Kreis und Ravensburg. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].

4 Simulationsergebnisse und deren Auswertung (AP 4 & AP 5)

4.1 Ergebnisse Wärmemodell

Für die vier Landkreise Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau Kreis und Ravensburg wurden potenzielle Wärmenetze wie in Kap 2.3 analysiert. In den Kapiteln 4.1.1 bis 4.1.4 wird am Beispiel des Landkreises Biberachs detailliert die Methodik und die Ergebnisse vorgestellt. In den Kapiteln 4.1.5 bis 4.1.7 werden die Ergebnisse für die Landkreise, Sigmaringen, Ravensburg und den Alb-Donau Kreis vorgestellt.

4.1.1 Industrielle Abwärme (LK Biberach)

Dargestellt sind beispielhaft Analysen für Industriebetriebe im Landkreis Biberach. Die Analyse erfolgt auf Basis der gemessenen RLM-Zeitreihen (registrierende Leistungsmessung) aus dem Gasnetz. In einem ersten Schritt wurden alle verfügbaren Gas-RLM-Zeitreihen mit der Methode, die in den Kapiteln 2.3.2 und 2.3.3 beschrieben ist, analysiert. Dabei wird der Gasbedarf aufgeteilt in einen Prozesswärmebedarf und einen Gebäudewärmebedarf. Grundlage für die Aufteilung in Prozesswärme und Gebäudewärme ist das Verhältnis des Gasbedarf im Winter zu Sommer. Abwärme für Unternehmen, die mehr als 50% für Gebäudewärme nutzen, wurden für die weitere Analyse des Abwärmepotenzials ausgeschlossen. Nach dieser Schätzung besteht für 57% der Unternehmen der Gasbedarf zu mehr als 50% aus Prozessgas (siehe *Abbildung 4-1 links*). Die Unternehmen mit einem Prozessgasbedarf > 50% haben zusammengekommen einen Gasbedarf von 82% des Gasbedarfs aller RLM-Kunden (siehe *Abbildung 4-1 rechts*). Der Anteil des Prozesswärmebedarfs der RLM-Kunden entspricht 73% des Gesamtgasbedarfs der RLM-Kunden. Insgesamt wurden so 49 Unternehmen zur weiteren Untersuchung von Abwärmepotenzial ausgewählt. Der Mittelwert des Prozesswärmebedarfs dieser 49 Unternehmen beträgt 12,5 GWh /a, der Median 4,2 GWh / a.

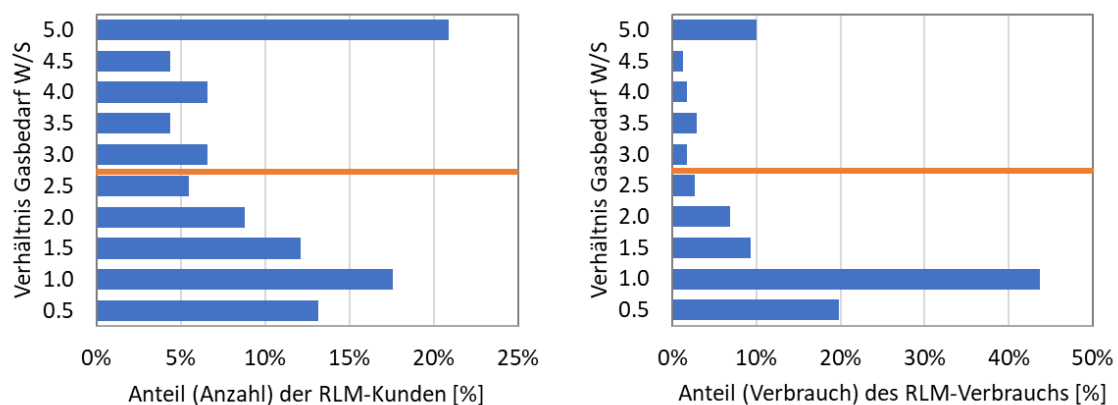


Abbildung 4-1 Anteil der RLM-Kunden im Landkreis Biberach, für die mindestens ein geringes Abwärmepotenzial (Gasbedarf im Winter im Verhältnis zum Sommer $W/S < 3$) besteht (links) und der Gasverbrauch der Unternehmen (rechts).

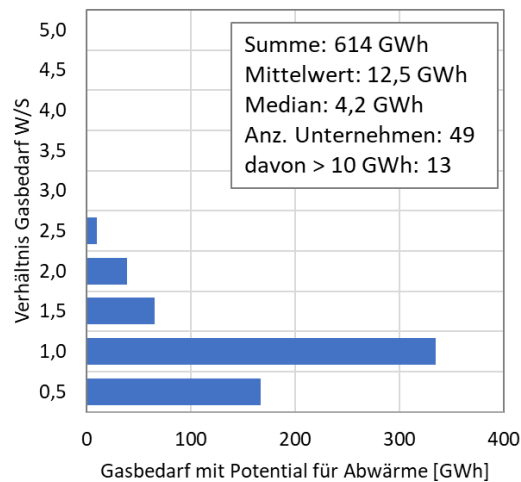


Abbildung 4-2 Bestimmung des Gasbedarfs aller Industrieunternehmen im Landkreis Biberach, der als Prozessgas identifiziert wurde und für eine potenzielle Abwärmenutzung weiter betrachtet wurde.

In einer weiteren Analyse wurden für diese 49 Unternehmen im Landkreis Biberach die Branche recherchiert und ein branchenspezifischer Abwärmefaktor nach [21] Der Abwärmefaktor ist der Anteil des Gasbedarfs des Unternehmens, der als Abwärmepotenzial zur Verfügung steht. und [20] (siehe Kapitel 2.3.3). *Abbildung 4-3* zeigt die Aufteilung nach Branche für die industrielle Abwärme aller analysierten Unternehmen. Die Gesamtmenge der ermittelten industriellen Abwärme kann aus Gründen des Datenschutzes nicht aufgezeigt werden. *Abbildung 4-4 Abwärmepotenzial aus Biogasanlagen (grüne Kreise) und Industrie (lila Kreise) sowie das gesamte Abwärmepotenzial aggregiert pro Gemarkung (farbige Flächen) im LK Biberach. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]* (im folgenden Kapitel) zeigt die Verortung der industriellen Abwärme (lila Kreise) im Landkreis Biberach. Die Größe der Kreise repräsentiert die potenzielle Abwärmemenge.

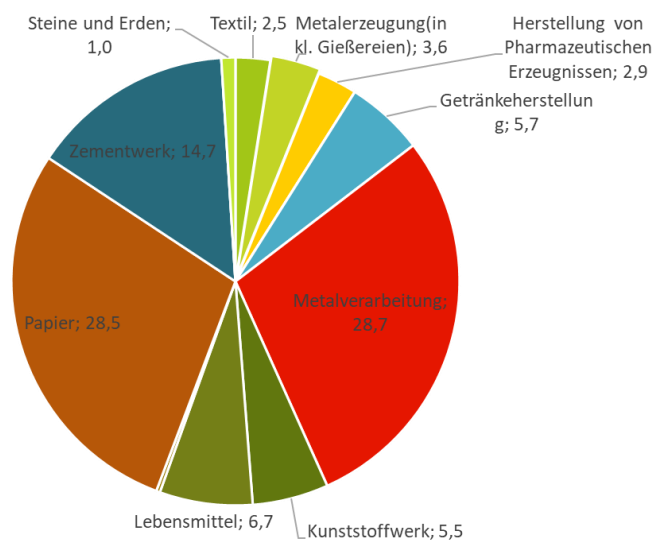


Abbildung 4-3 Anteil der Abwärme aller analysierten Industrieunternehmen aufgeteilt nach Branchen

Aus der Analyse geht hervor, dass im Landkreis Biberach nur wenige Unternehmen übrigbleiben, die über Abwärme verfügen, die potentiell nutzbar ist. Um diese potenzielle Abwärme nutzen zu können, muss das jeweilige Unternehmen an einem bestehenden oder zukünftigen Wärmenetz liegen, deren Anteil an der Wärmeversorgung aufgrund der ländlichen Struktur eher gering ist.

In der Praxis ergeben sich darüber hinaus weitere Hemmnisse, die die Nutzung von industrieller Abwärme erschweren. Folgende Hemmnisse wurden in der Diskussion mit Experten abgeleitet:

- Die Industrieunternehmen liefern die Abwärme vertraglich zugesichert typischerweise nach „Können und Vermögen“. Dementsprechend müssen die Wärmenetzbetreiber, die für Versorgungssicherheit garantieren müssen, eine Redundanz bereitstellen.
- Eine vertraglich verbindliche Wärmebereitstellung über mehr als 5 - 10 Jahre ist aufgrund der langfristig meist unklaren wirtschaftlichen Entwicklung und Perspektive des Betriebes oft kaum möglich. Dies ist allerdings eine Grundvoraussetzung für belastbare Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Investoren für die Wärmenetze und zur Ermittlung der Wärmeabnahmepreise für Verbraucher an Wärmenetzen, da Wärmenetze eine große Investition darstellen und über mehrere Jahrzehnte typischerweise abgeschrieben werden.
- Das Temperaturniveau der Abwärme muss geeignet sein oder ggf. mit einer Wärmepumpe angehoben werden, was die Wärmebereitstellung verteuert.
- Die Nutzung von Abwärme ist mit hohen Investitionskosten verbunden, da in der Regel Wärmeübertrager und weitere Infrastruktur zur Nutzung der Abwärme installiert werden muss.
- Die Nutzung von Abwärme erfordert Planungsaufwand in den Unternehmen
- Der Verkauf von Abwärme gehört typischerweise nicht zum Kerngeschäft des Unternehmens
- Abwärmepotenzial und Wärmenachfrage deckt sich häufig weder hinsichtlich der Wärmemenge noch hinsichtlich der regionalen Verteilung, da das Potenzial für industrielle Abwärme häufig geballt an einem Ort lokalisiert ist.
- Abwärme aus Industrieprozessen fällt zumeist konstant über das Jahr verteilt an, während zumindest die Raumwärmenachfrage starken saisonalen Schwankungen unterliegt.

Infolge dieser Hemmnisse wird industrielle Abwärme selten genutzt. In der Region Oberschwaben sind derzeit nur sehr wenige öffentlich bekannte Einzelprojekte zur Nutzung von industrieller Abwärme als Wärmequelle für Nahwärmenetze bekannt (z.B. Nutzung von Abwärme aus der Firma Südpack Verpackungen GmbH in Ochsenhausen [59]), obwohl offensichtlich einige geeignete Industrieunternehmen ansässig sind.

4.1.2 Abwärme aus Biogasanlagen (LK Biberach)

In Wärmenetzen kann neben der Abwärme aus der Industrie auch Abwärme aus BHKWs der Biogasanlagen genutzt werden, vgl. Kapitel 2.6.4. *Abbildung 4-4* zeigt für den Landkreis Biberach das Abwärmepotenzial aus Biogasanlagen (grüne Kreise). Zusätzlich ist auch das Abwärmepotenzial aus der Industrie (lila Kreise) sowie das gesamte Abwärmepotenzial (Biogas + Industrie) aggregiert pro Gemarkung dargestellt. Die Größe der Kreise repräsentiert die jährliche Energiemenge. Die Einfärbung der Gemarkung gibt das Angebot wieder.

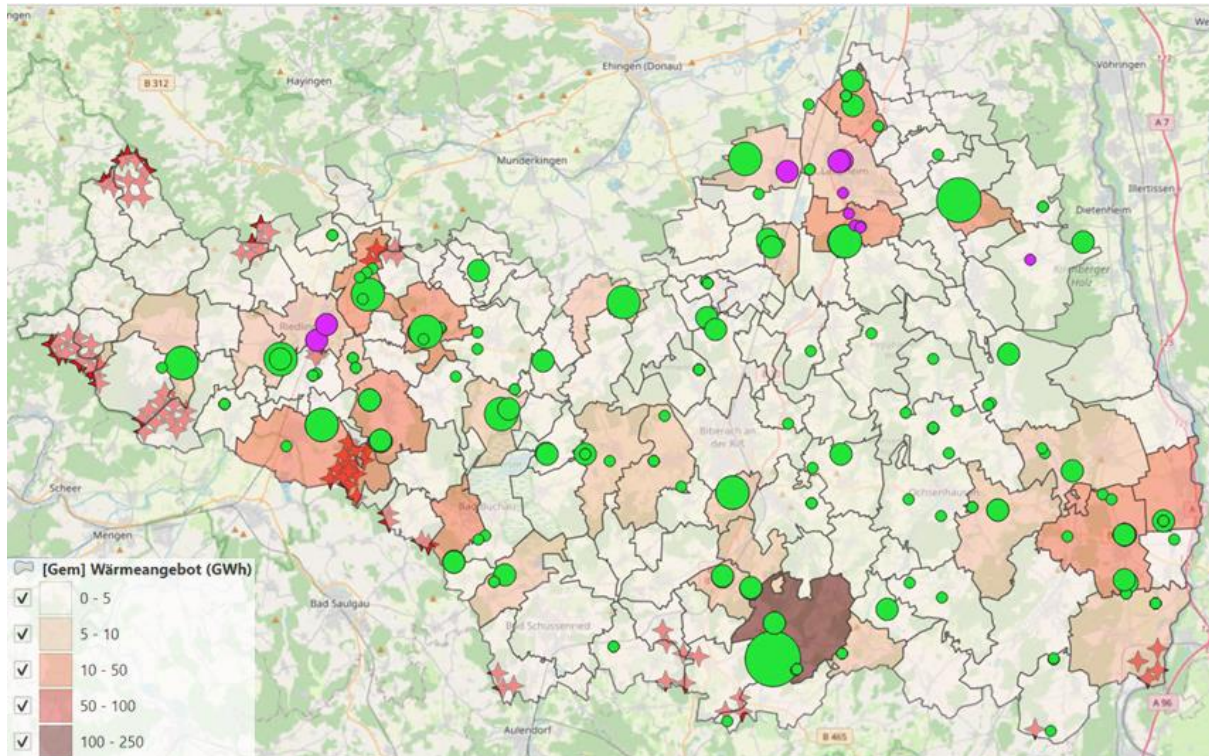


Abbildung 4-4 Abwärmepotenzial aus Biogasanlagen (grüne Kreise) und Industrie (lila Kreise) sowie das gesamte Abwärmepotenzial aggregiert pro Gemarkung (farbige Flächen) im LK Biberach. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

Die Abwärmenutzung aus Biogasanlagen bietet gute Voraussetzungen. Im Vergleich zur Nutzung von industrieller Abwärme bestehen bei Biogasanlage wenige Hemmnisse.

Für die Nutzung von Abwärme aus Biogasanlagen wurden folgende fördernde und hemmende Faktoren ermittelt:

- Die große Anzahl von Biogasanlagen erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass sich eine Anlage in geeigneter Größe und Entfernung zu einem (potenziellen) Wärmenetz befindet. Dieser Faktor trifft insbesondere für die vier betrachteten Landkreise zu.
- Betreibergesellschaften von Biogasanlagen sind in der Regel kleine Unternehmen. Dies erlaubt eine Kostenkalkulation mit geringerer Gewinnmarge im Vergleich zu beispielsweise Energieversorgungsunternehmen.
- Das Kerngeschäft im Betrieb einer Biogasanlage ist die lokale Produktion und der Verkauf von Energie in Form von Strom. Der Schritt hin zur Entwicklung von Projekten zur lokalen Vermarktung der Abwärme aus den BHKWs ist aufgrund der lokalen Beziehungen und der Nähe zu den Kommunen kurz und häufig kommunal erwünscht. Viele Biogasanlagen haben daher bereits Abnehmer.
- Die Abwärme als "Abfallprodukt" stellt einen zusätzlichen Deckungsbeitrag zur EEG-Verstromung dar, die einen Weiterbetrieb von bestehenden Biogasanlagen, deren EEG-Förderung ausläuft, unterstützt.

- Biogasanlagen stehen bei auslaufender EEG-Förderung vor der Entscheidung, ob und wie die Biogasanlagen weiterbetrieben werden können. Der Betrieb solcher Wärmenetze wird daher voraussichtlich ebenfalls auf den Prüfstand gestellt werden müssen.
- Durch die fortschreitende Sanierung des Häuserbestands nimmt der spezifische Wärmebedarf ab. Diese Entwicklung schmälert das Marktpotenzial für die Vermarktung der Abwärme.

Aus Experteninterviews, die im Rahmen des Projekts durchgeführt wurden, ist bekannt, dass einige Wärmenetze in den betrachteten Landkreisen Abwärme aus Biogasanlagen nutzen. Im Rahmen des Projekts wurde daher versucht die Nutzung von Abwärme aus Biogasanlagen zu quantifizieren. Dazu wurde im Rahmen des Projekts eine Analyse der bestehenden Wärmenetze insbesondere hinsichtlich der Nutzung von Abwärme aus Biogasanlagen durchgeführt.

4.1.3 Bestehende Wärmenetze (LK Biberach)

In einem ersten Schritt wurden zur Untersuchung der bestehenden Wärmenetze die Heizungsverteilung in 100 mx100 m-Rasterzellen aus dem Zensus 2022 [15] analysiert. Eine Rasterzelle mit einem Wärmenetzanteil $\geq 25\%$ in der Heizungsverteilung wurde als ein Wärmenetzraster angesehen. Insgesamt wurden nach dieser Randbedingung 703 der 8871 Rasterzellen im Landkreis Biberach als Wärmenetzrasterzellen erkannt. Daraus konnten 29 Gemarkungen identifiziert werden, die heute über ein Wärmenetz verfügen. Darüber hinaus gab es einzelne Wärmenetz-Rasterzellen, die als Biogasanlagen mit Wohnhaus identifiziert wurden, welche außerhalb von geschlossenen Ortschaften liegen und nicht weiter untersucht wurden. Die 29 Gemarkungen mit Wärmenetz wurden in *Abbildung 4-5* mit dunklen Flächen farblich hervorgehoben. Darüber hinaus sind alle Wärmenetz-Rasterzellen des Landkreises Biberach in *Abbildung 4-5* enthalten.

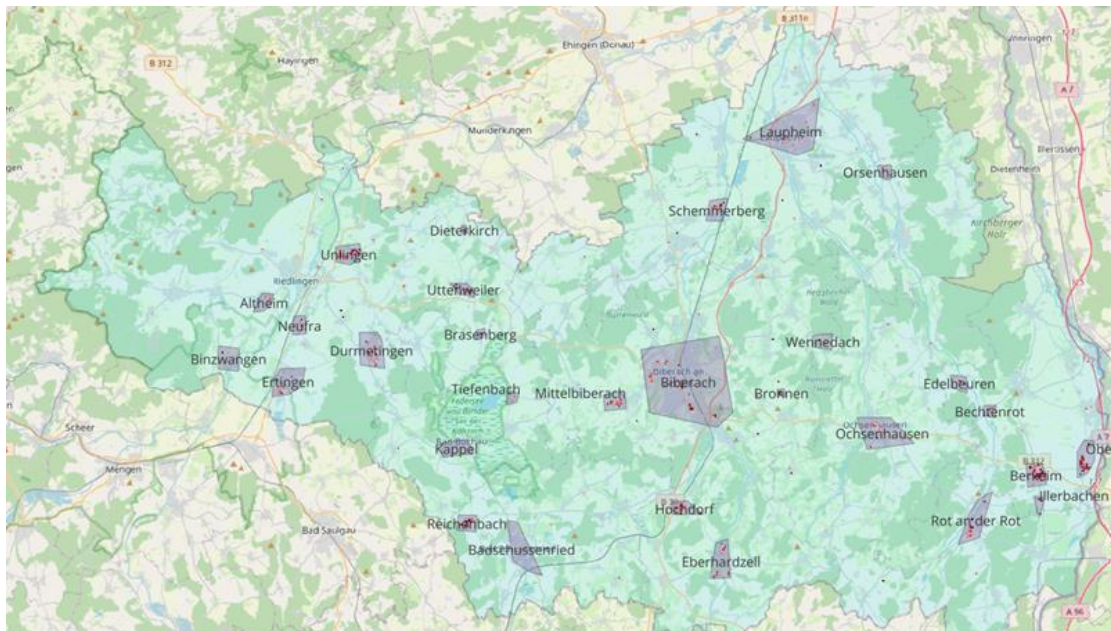


Abbildung 4-5 Gemarkungen mit bestehendem Wärmenetz im Landkreis Biberach. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

Diese Gebiete wurden hinsichtlich der Wärmebedarfsdichte untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass eine erhebliche Anzahl an Bestands-Wärmenetzen existiert, die auf Basis von aus der Literatur bekannten Mindest-Wärmedichten für den wirtschaftlichen Betrieb von 415 MWh/(ha a) in den Wärmenetzgebieten nicht geeignet erscheint [26] (siehe Kapitel 2.3). Als Beispiel ist in *Abbildung 4-6* die Gemarkung Mittelbiberach dargestellt, die zu großen Teilen über Wärmenetze versorgt wird (rote Fernwärme-Rasterzellen), aber die Wärmebedarfsdichte in den entsprechenden 15-er Baublöcken teilweise deutlich unter 415 MWh/(ha a) liegt.

Dennoch ist bei einem Vergleich mit der Realität zu erkennen, dass Wärmenetze auch bei geringen Wärmebedarfsdichten wirtschaftlich betrieben werden können, wenn z.B. Abwärme aus Biogasanlagen in kleinen lokalen Netzen genutzt wird.

Um Abwärme aus einer Biogasanlagen in Wärmenetzen zu nutzen, muss die Anlage an das Wärmenetz angeschlossen werden. Dazu muss eine Anschlussleitung bis zum Wärmenetz errichtet werden. Als Indikator zur Wirtschaftlichkeit dieser Anschlussleitung, wurde der maximale Abstand zwischen Abwärmequelle und Wärmenetz mit 1 MWh / (m a) angenommen. Dies entspricht der minimalen Liniendichte für einen wirtschaftlichen Betrieb [26]. Dazu wurden jeweils ein entsprechender Pufferradius um das Biogas-BHKW gezeichnet. Schneidet ein Wärmenetze diesen Radius oder liegt innerhalb des Pufferradius, dann kann die Abwärme wirtschaftlich genutzt werden. Für das Abwärmepotenzial wurde die Bemessungsleistung der Biogasanlagen genutzt. (siehe Kapitel 2.3.4)

Die Übersicht in *Abbildung 4-7* für den Landkreis Biberach zeigt, dass 82 % der heute bestehenden Wärmenetz-Rasterzellen innerhalb eines Pufferradius von Biogas-Anlagen liegen.

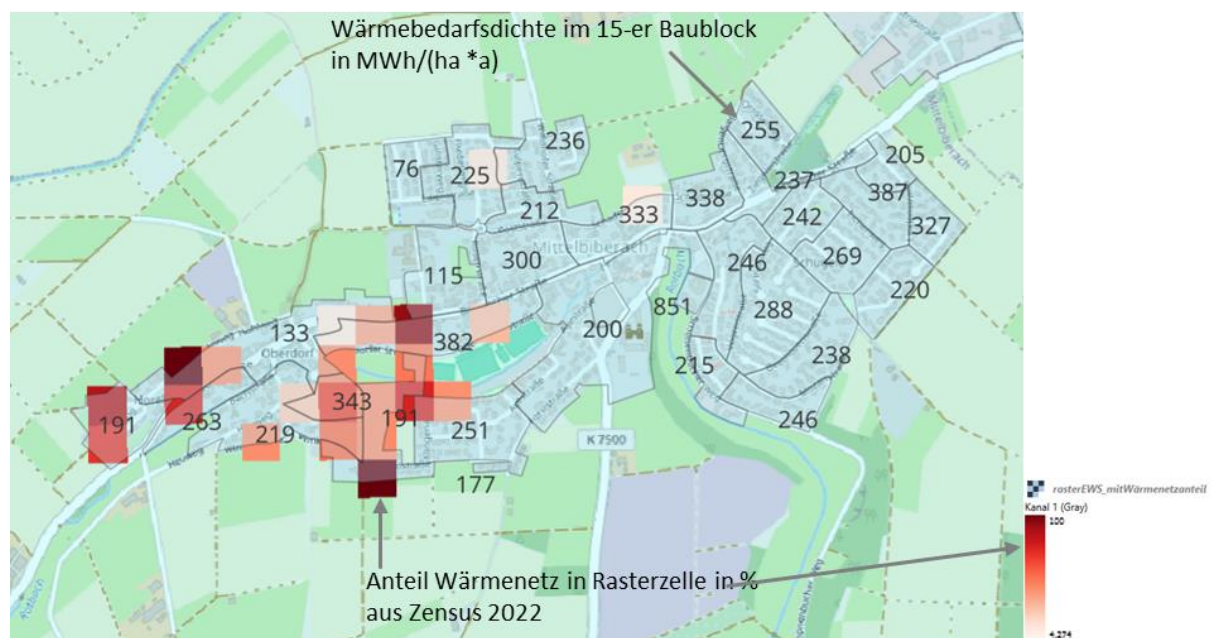


Abbildung 4-6 Gegenüberstellung der Wärmebedarfsdichten und bestehende Wärmenetze am Beispiel der Gemarkung Mittelbiberach. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

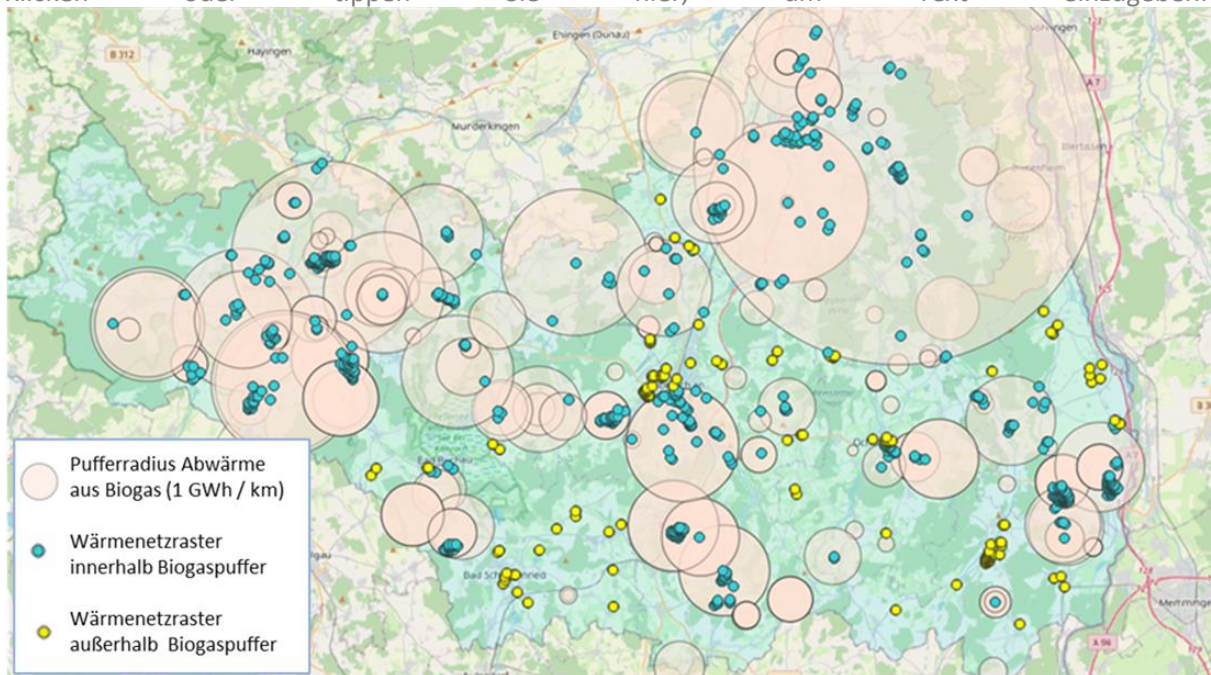


Abbildung 4-7 Gegenüberstellung von potenzieller Abwärme aus bestehenden Biogasanlagen und bestehende Wärmenetze im Landkreis Biberach. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

Für die weitere Detailanalyse wurde die 10 Gemarkungen mit den größten Wärmenetzen im Landkreis Biberach analysiert.

Für die Gemarkung Mittelbiberach (siehe *Abbildung 4-8*) konnte gezeigt werden, dass das bestehende Wärmenetz innerhalb des Pufferradius zur wirtschaftlichen Nutzung der Abwärme liegt. Durch Experteninterviews konnte bestätigt werden, dass im Wärmenetz die Abwärme aus dem Biogas-BHKW genutzt wird.

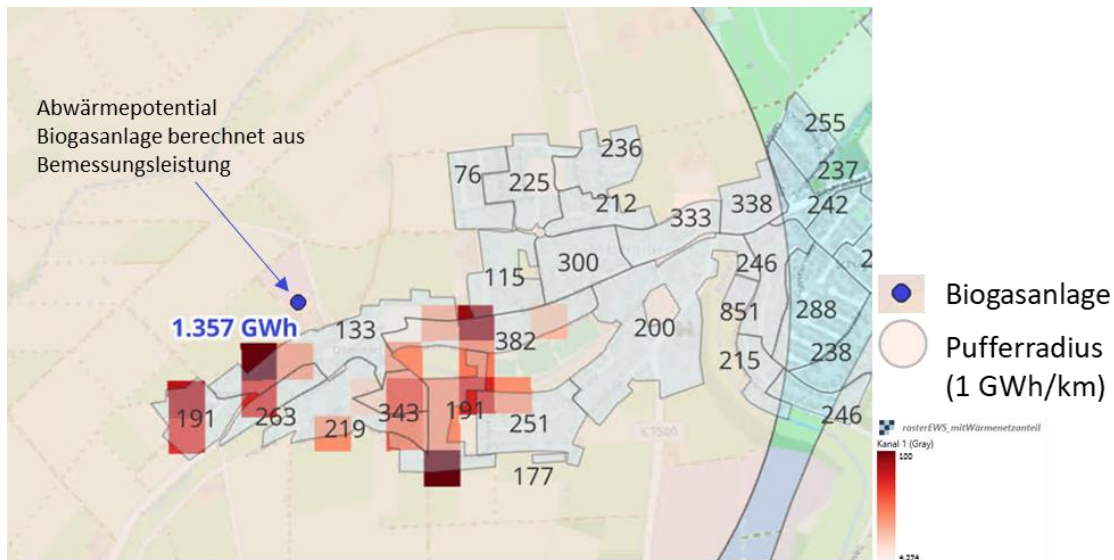


Abbildung 4-8 Gegenüberstellung des bestehenden Wärmenetzes, Wärmebedarfsdichten und Abwärmepotenzial aus der bestehenden Biogasanlage in der Nähe der Gemeinde Mittelbiberach. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

Das Wärmenetz von Biberach an der Riß besteht aus mehreren Teilnetzen, die nicht zusammenhängen. Zwei Teilnetze liegen innerhalb eines Pufferradius des Biogas-BHKW. Die Wärmenetze werden laut Experten nicht mit Abwärme gespeist. Biberach verfügt allerdings über Wärmebedarfsdichten von $>415 \text{ MWh} / (\text{ha a})$, sodass die Wärmenetze auch ohne Abwärmenutzung laut dem Leitfaden Kommunale Wärmeplanung der KEA [26] wirtschaftlich betrieben werden können.

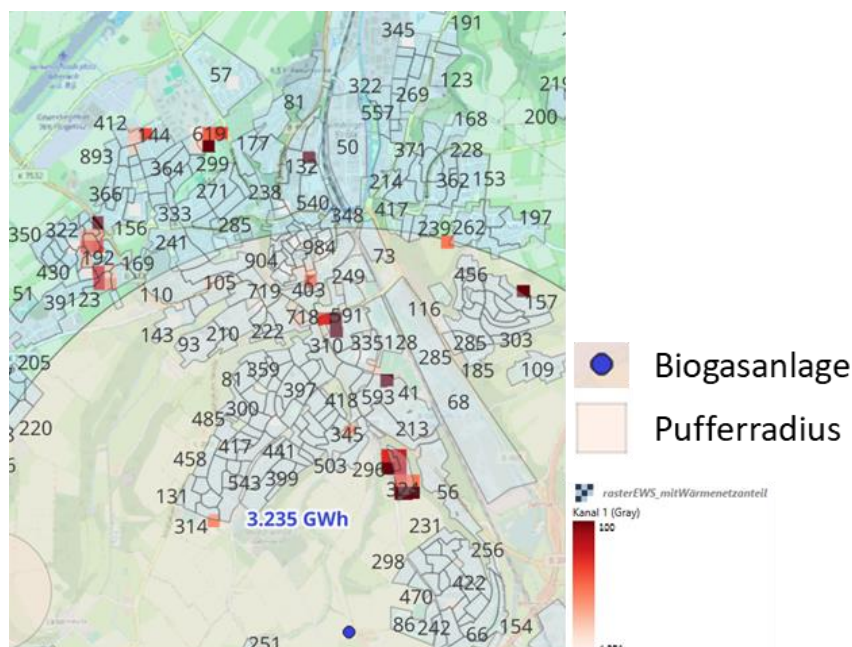


Abbildung 4-9 Wärmebedarfsdichten, bestehende Wärmenetze und Abwärmepotenziale in der Stadt Biberach an der Riß Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

In der Stadt Ochsenhausen (siehe *Abbildung 4-10*) liegt die Wärmebedarfsdichte für die Gebiete in denen Wärmenetze bestehen bei < 415 MWh / (ha a). In Ochsenhausen wird Abwärme aus Biogas-BHKWs und einer Holzhackschnitzelanlage genutzt. Darüber hinaus wird Abwärme der Firma Südpack-Verpackungen GmbH & Co. KG genutzt. Diese Abwärme konnte im Rahmen der Analyse nicht identifiziert werden.

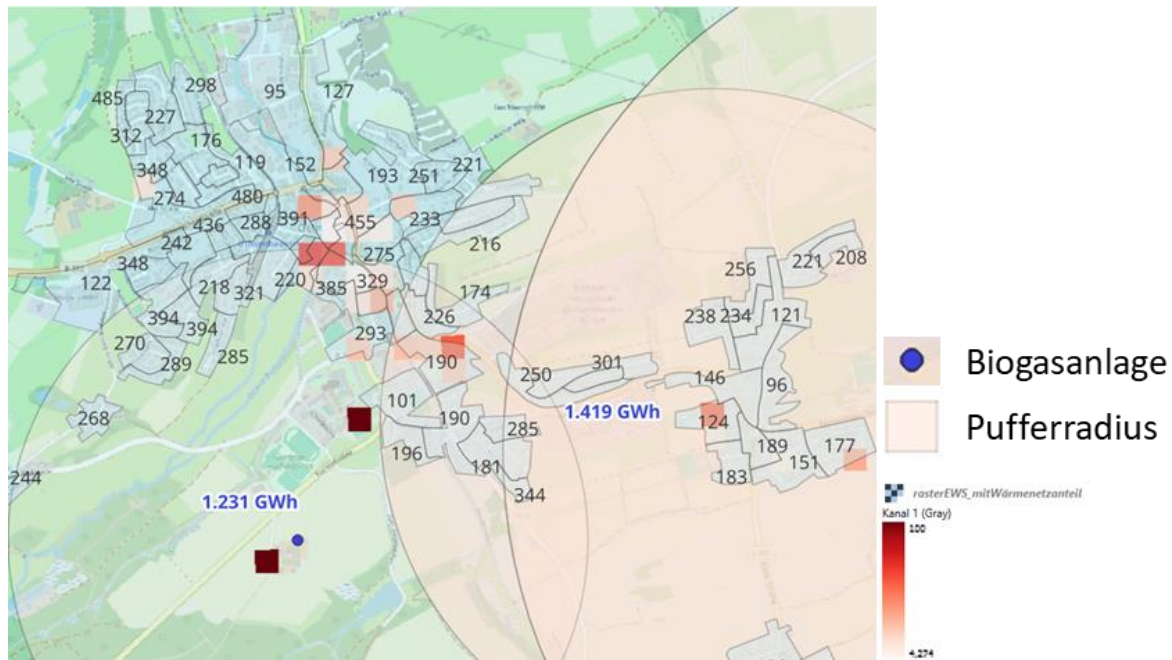


Abbildung 4-10 Wärmebedarfsdichten, bestehende Wärmenetze und Abwärmepotenzial in der Stadt Ochsenhausen Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

In der Gemeinde Unlingen (siehe *Abbildung 4-11*) liegt die Wärmebedarfsdichte für die Gebiete in denen Wärmenetze bestehen ebenfalls bei < 415 MWh / (ha a). In Unlingen wird Abwärme aus einer Holzhackschnitzelanlage genutzt.

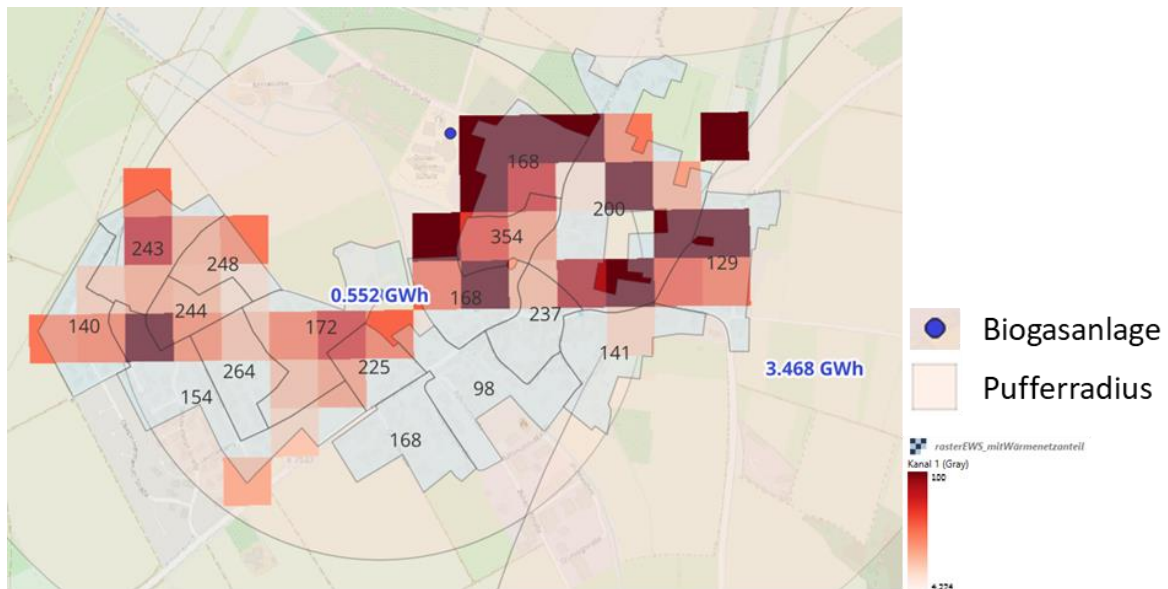


Abbildung 4-11 Wärmebedarfsdichten, bestehende Wärmenetze und Abwärmepotenzial in der Gemeinde Unlingen Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

In den Gemeinden Berkheim, Oberopfingen und Unteropfingen (siehe Abbildung 4-12) sowie in Dürmertingen (siehe Abbildung 4-13) und Reichenbach (siehe Abbildung 4-14) bestehen in Gebieten mit vorhandenem Wärmenetz ebenfalls nur geringe Wärmebedarfsdichten. In diesen Gemeinden wird jeweils Abwärme aus Biogasanlagen genutzt. Diese Gemeinden wurden als sog. Bioenergiedörfer gefördert [14].

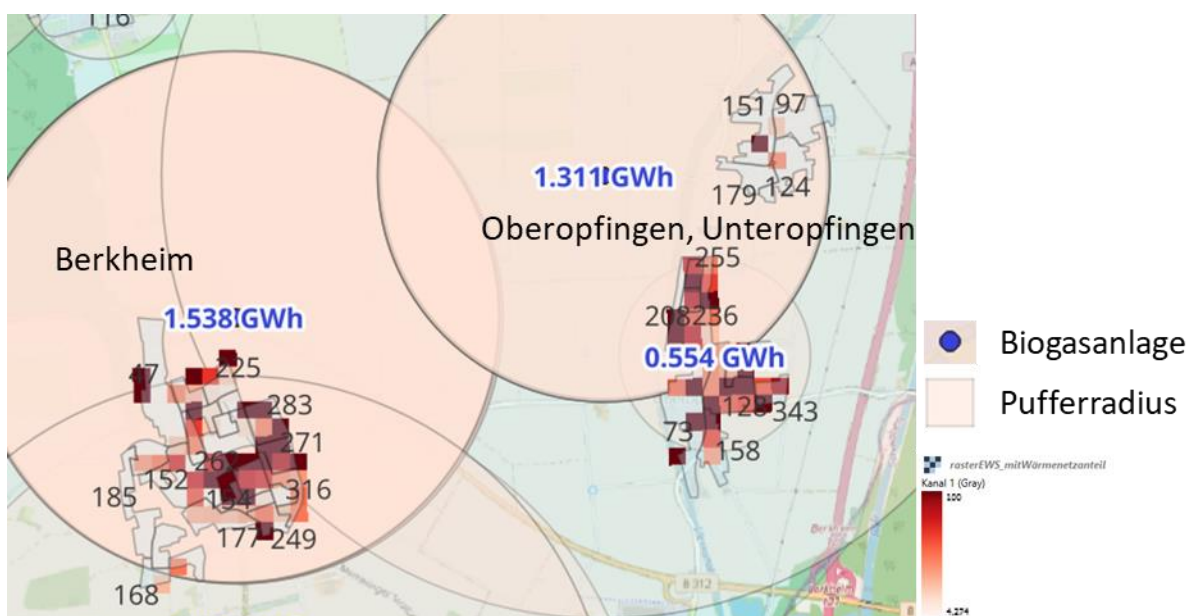


Abbildung 4-12 Wärmebedarfsdichten, bestehende Wärmenetze und Abwärmepotenzial in den Gemeinde Berkheim, Oberopfingen, Unteropfingen Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

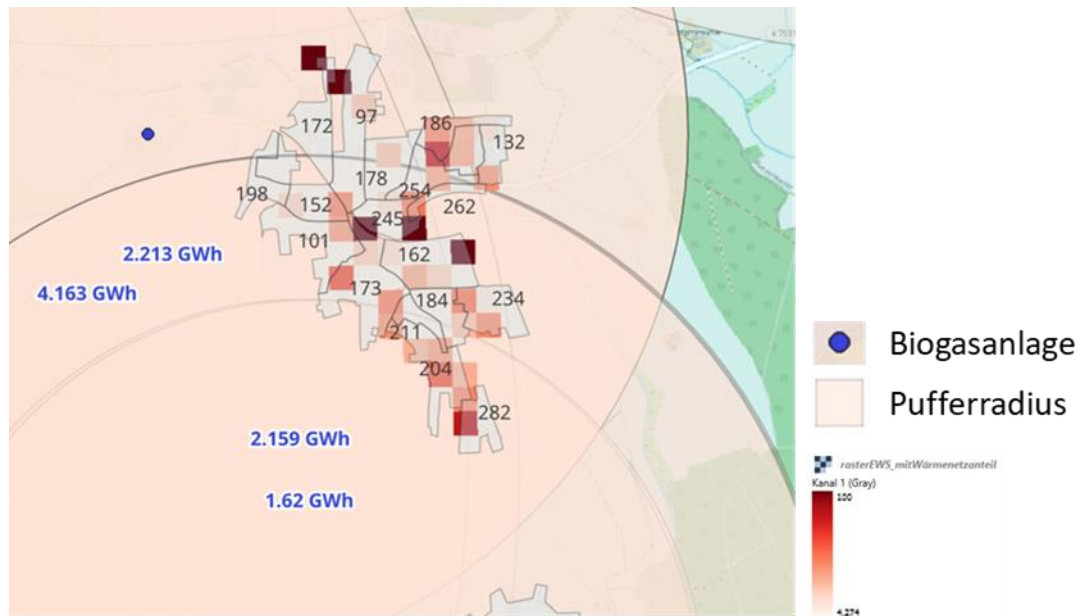


Abbildung 4-13 Wärmebedarfsdichten, bestehende Wärmenetze und Abwärmepotenzial in der Gemeinde Dürmertingen: Expertenwissen: Abwärme aus Biogas wird genutzt Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

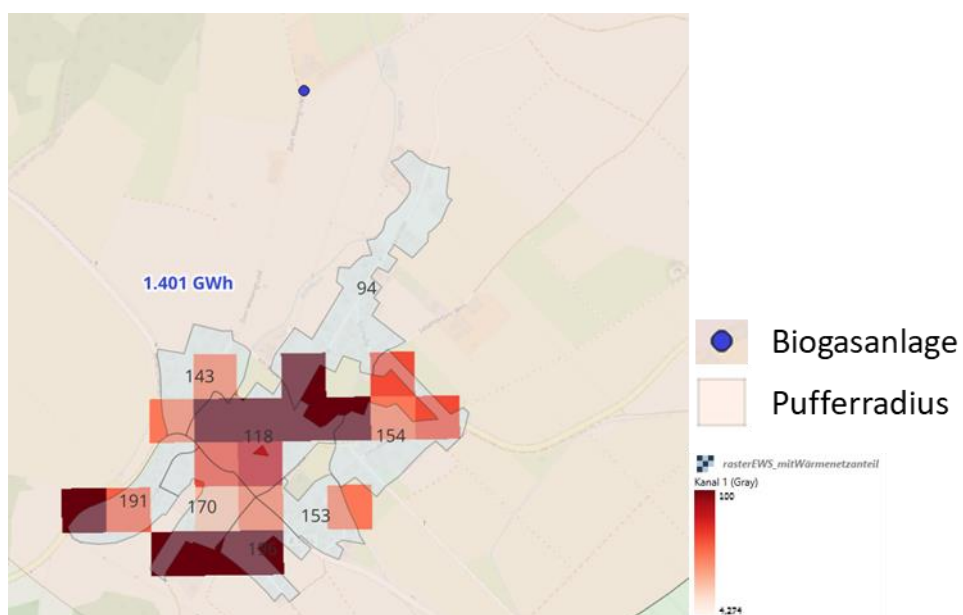


Abbildung 4-14 Wärmebedarfsdichten, bestehende Wärmenetze und Abwärmepotenzial in der Gemeinde Reichenbach Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

Das Wärmenetz in der Laupheimer Innenstadt versorgt laut Kommunalen Wärmeplanung [60] 20 Gebäude, v.a. Schulen, Mehrzweckhalle und Schwimmbäder sowie einige Wohnhäuser mit Wärme (siehe Abbildung 4-15). Die Nutzung von Abwärme aus Biogasanlagen ist nicht bekannt.

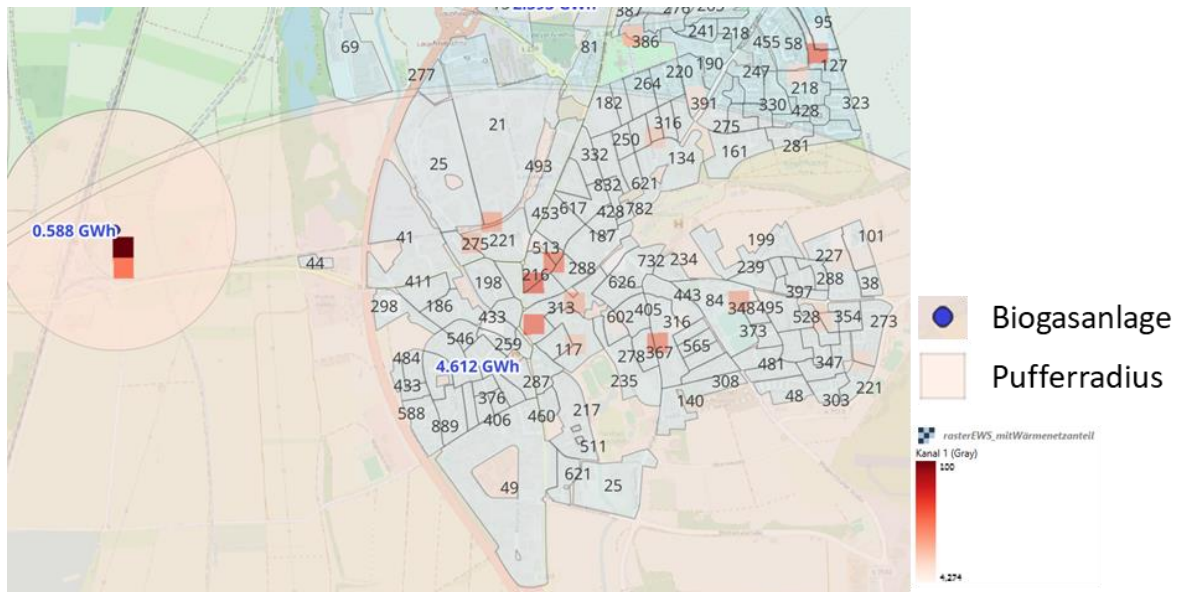


Abbildung 4-15 Wärmebedarfsdichten, bestehende Wärmenetze und Abwärmepotenzial in der Stadt Laupheim Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

Für die Gemeinde Rot an der Rot Abbildung 4-16 bestehen weder hohe Wärmebedarfsdichten noch konnte eine Abwärmequelle identifiziert werden.

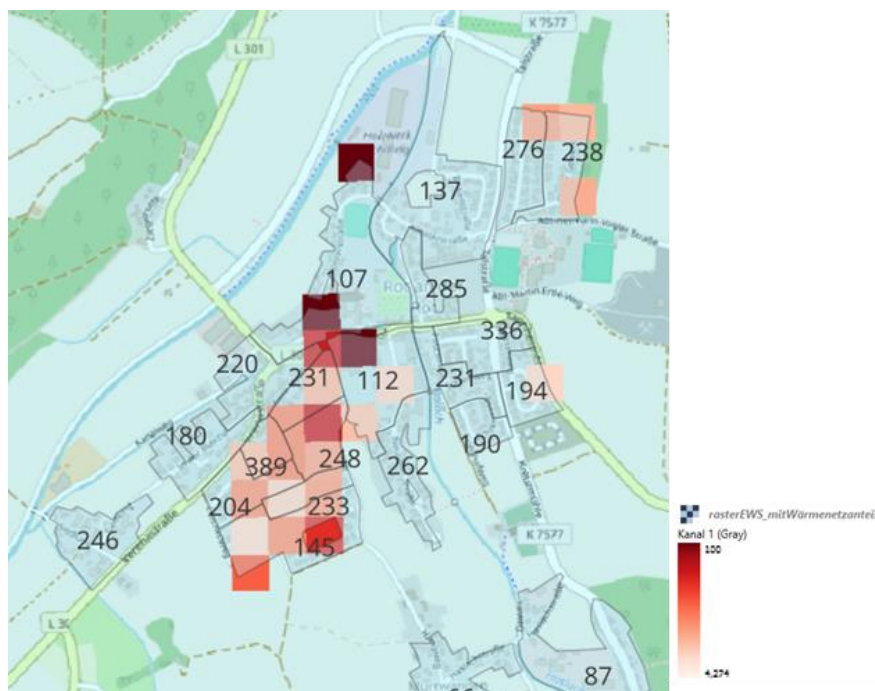


Abbildung 4-16 Wärmebedarfsdichten, bestehende Wärmenetze und Abwärmepotenzial in der Gemeinde Rot an der Rot. Keine Abwärmequelle identifiziert Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

In der Analyse für bestehende Wärmenetze im Landkreis Biberach konnte für zahlreiche Gemeinden gezeigt werden, dass Wärmenetze mit Abwärme aus Biogas-BHKWs betrieben werden, obwohl die Wärmebedarfsdichte deutlich unter 415 MWh / (ha a) liegt. Dies bestätigt die Hypothese, dass die

Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen nicht allein durch die Abnahmeseite beeinflusst wird, sondern insbesondere auch durch die Nutzung von Abwärme aus Biogasanlagen gesteigert werden kann, wenn die Abwärme lokal verfügbar ist.

4.1.4 Potenzielle Wärmenetze Landkreis Biberach

Aufgrund des ländlich geprägten Betrachtungsraums ist die lokale Wärmebedarfsdichte in den meisten der 132 Gemarkung des Landkreises Biberach gering. Insgesamt wurden 12 Gemarkungen identifiziert, die über eine Wärmebedarfsdichte von $>415 \text{ MWh}/(\text{ha a})$ im sanierten Zustand in mindestens einem Baublock aufweisen (siehe *Tabelle 4-1*). Außerdem ist der Wärmebedarf in jeweils allen Wärmenetz-Baublöcken ($>415 \text{ MWh}/(\text{ha a})$ bezogen auf den sanierten Zustand 2045) in *Tabelle 4-1* aufgezeigt. Dieser Wärmebedarf wird an das Sektorkopplungsmodell übergeben und entspricht dem Wärmebedarf für das Wärmenetz in der Gemarkung.

Die Stadt Biberach an der Riß ist die größte Kommune im Landkreis Biberach. In Biberach besteht sowohl ein vergleichsweise hoher Wärmebedarf für die Haushalte (71 GWh/a) als auch ein hoher Gebäudewärmebedarf für die Industrie und GHD (218 GWh/a) im potenziellen Wärmenetz 2045. *Abbildung 4-17* zeigt die lokale Verteilung der 15-er Baublöcke mit Wärmebedarfsdichte $>415 \text{ MWh}/(\text{ha a})$ als auch zusätzlich 15-er Baublöcke mit Wärmebedarfsdichte zwischen 300 und 415 $\text{MWh}/(\text{ha a})$.

Weitere Wärmebedarfe für Industrie und GHD am Wärmenetz bestehen in den Gemarkungen Laupheim (4,8 GWh/a), Riedlingen (2,6 GWh/a) und Ummendorf (14,2 GWh/a). Der restliche Wärmebedarf in *Tabelle 4-1* entfällt weitgehend auf Haushalte. Insgesamt bestehen im Landkreis nach der Analyse 449 GWh/a wovon 137 GWh/a auf Haushalte und 312 GWh/a auf Industrie und GHD entfallen. Die *Abbildung 4-17 - Abbildung 4-23 Wärmenetzpotenzial 2045 der Kommune Ummendorf und der Gemarkung Rißegg. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]* zeigen die lokale Verteilung der 15-er Baublöcke für die größten Wärmenetze im Landkreis Biberach. Auf die Darstellung von Abwärmequellen wurde für den Landkreis Biberach verzichtet, da Abwärmequellen bereits in Kapitel 4.1.3 betrachtet wurden.

Tabelle 4-1 Übersicht der Gemarkungen, mit Wärmebedarfsdichten >415 MWh / (ha a) in Baublöcken für den Landkreis Biberach

Gemarkung	Wärmebedarf aller Baublöcke >415 MWh / (ha a) in GWh pro Jahr (2045)	Anzahl Baublöcke >415 MWh / (ha a) (2045)
Biberach an der Riß	289	45
Laupheim	10,5	16
Riedlingen	4,8	9
Bad Buchau	2,1	5
Ochsenhausen	4,1	3
Bad Schussenried	1,2	2
Ummendorf	16,7	1
Warthausen	1,4	2
Burgrieden	0,6	1
Mittelbiberach	3,4	1
Untersulmentingen	0,7	1
Kappel	1	1
Rißegg	0,4	1

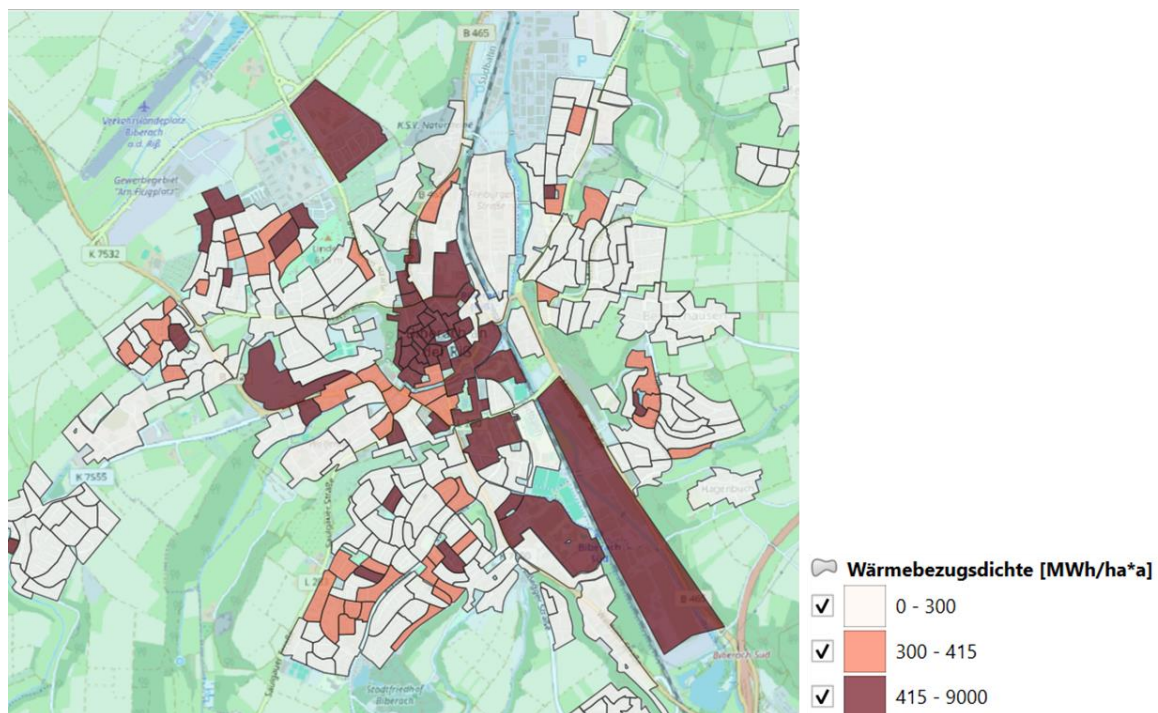


Abbildung 4-17 Wärmenetzpotenzial 2045 der Stadt Biberach an der Riß. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

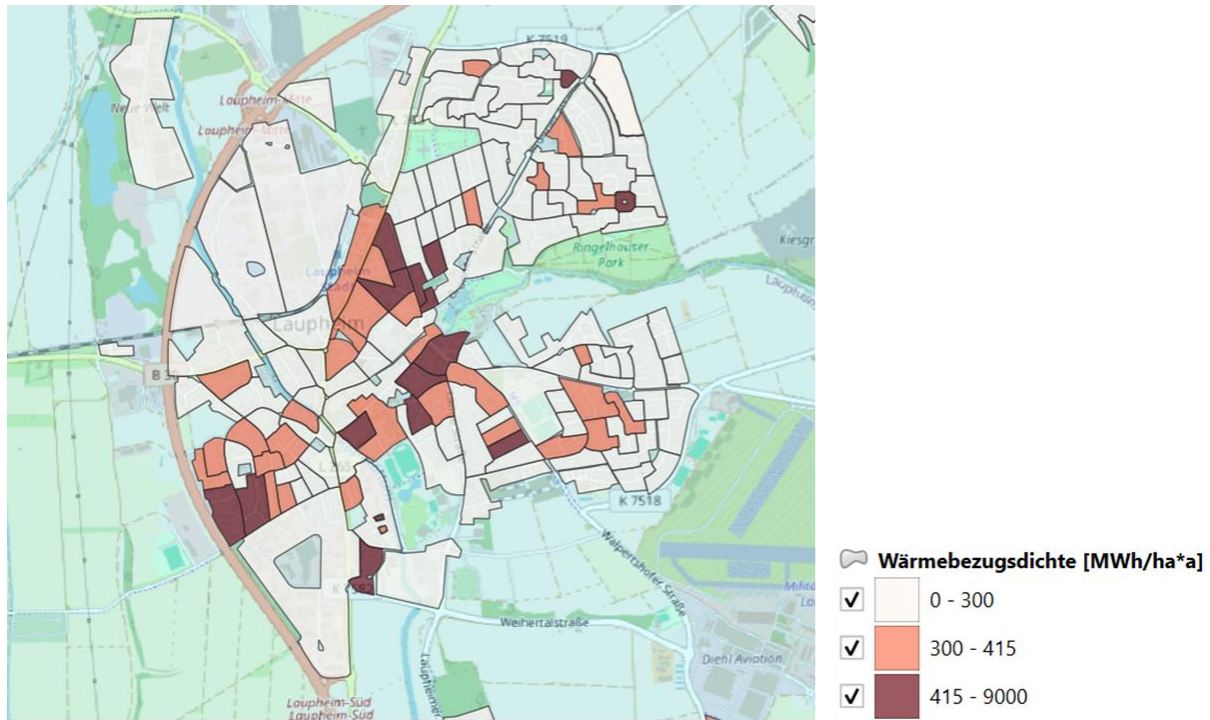


Abbildung 4-18 Wärmenetzpotenzial 2045 der Stadt Laupheim. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

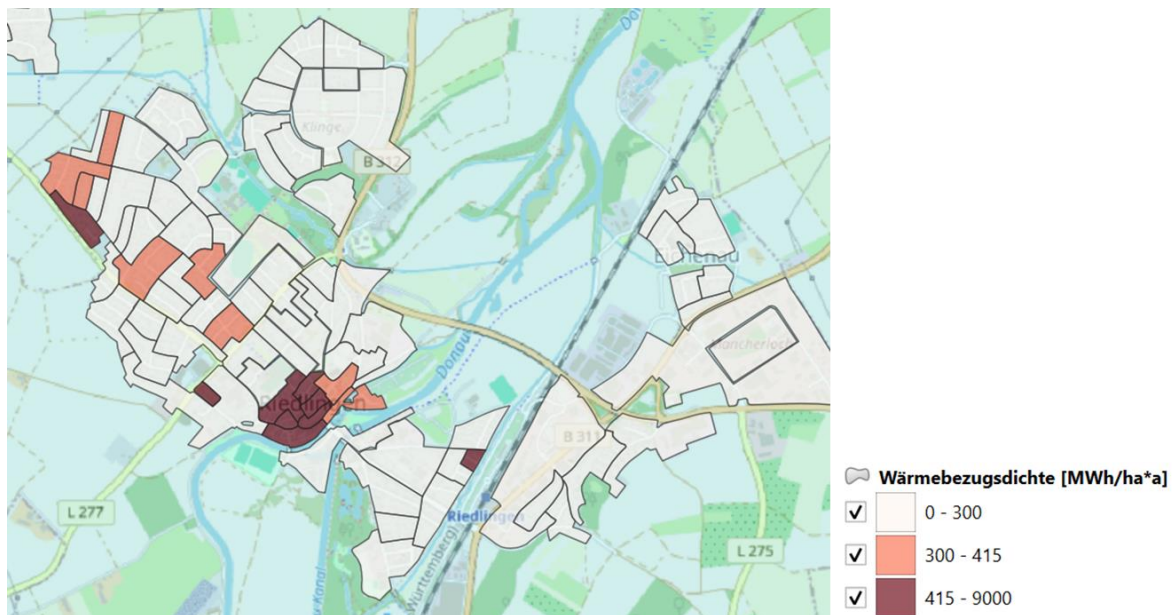


Abbildung 4-19 Wärmenetzpotenzial 2045 der Stadt Riedlingen. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

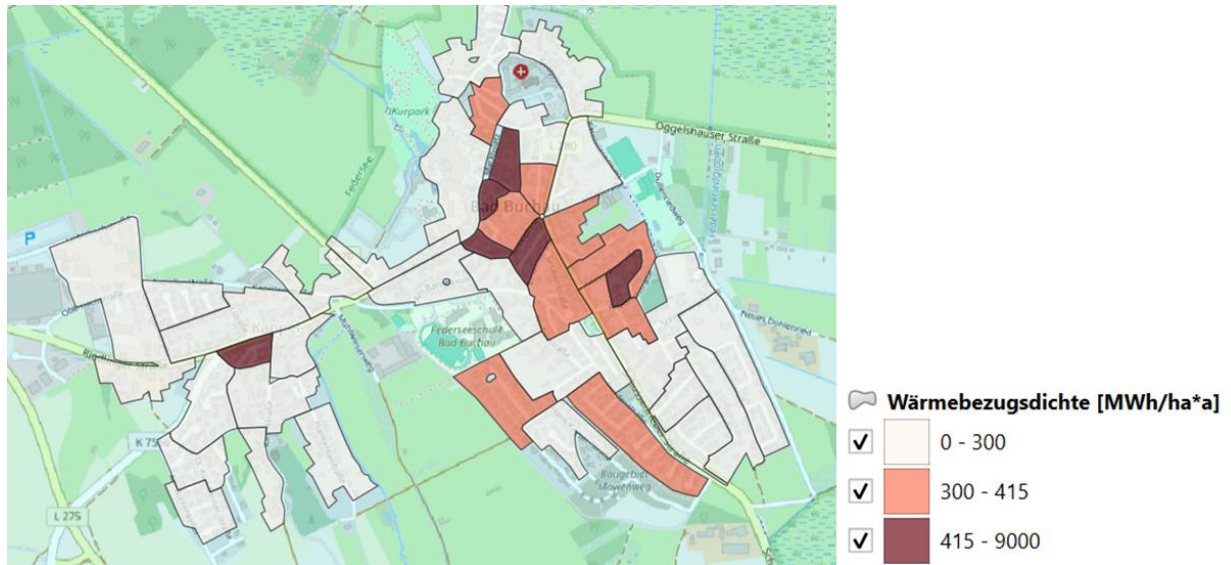


Abbildung 4-20 Wärmenetzpotenzial 2045 der Kommune Bad Buchau und der Gemarkung Kappel. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

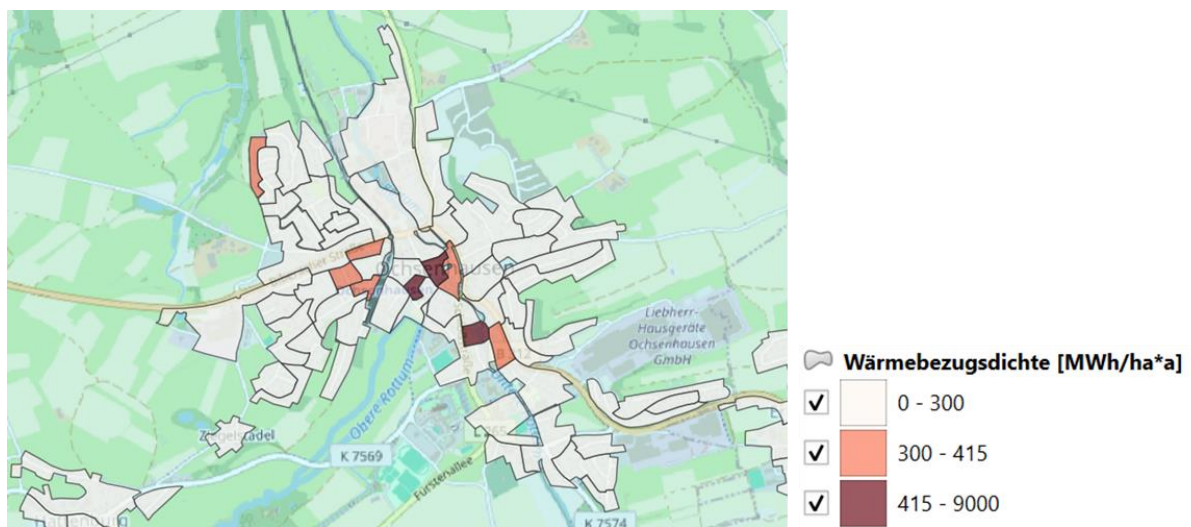


Abbildung 4-21 Wärmenetzpotenzial 2045 der Stadt Ochsenhausen. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

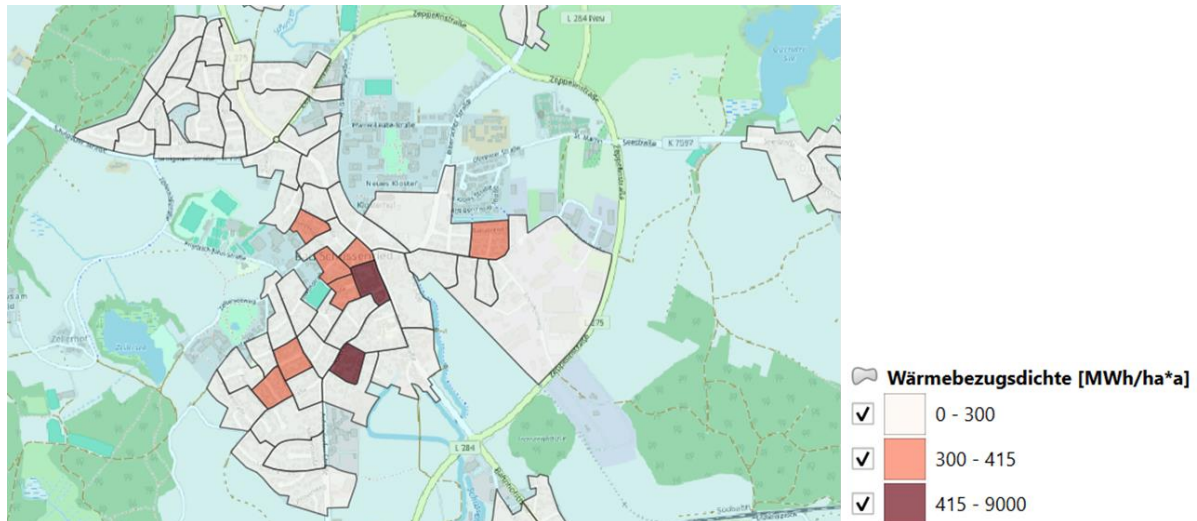


Abbildung 4-22 Wärmenetzpotenzial 2045 der Stadt Bad Schussenried. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

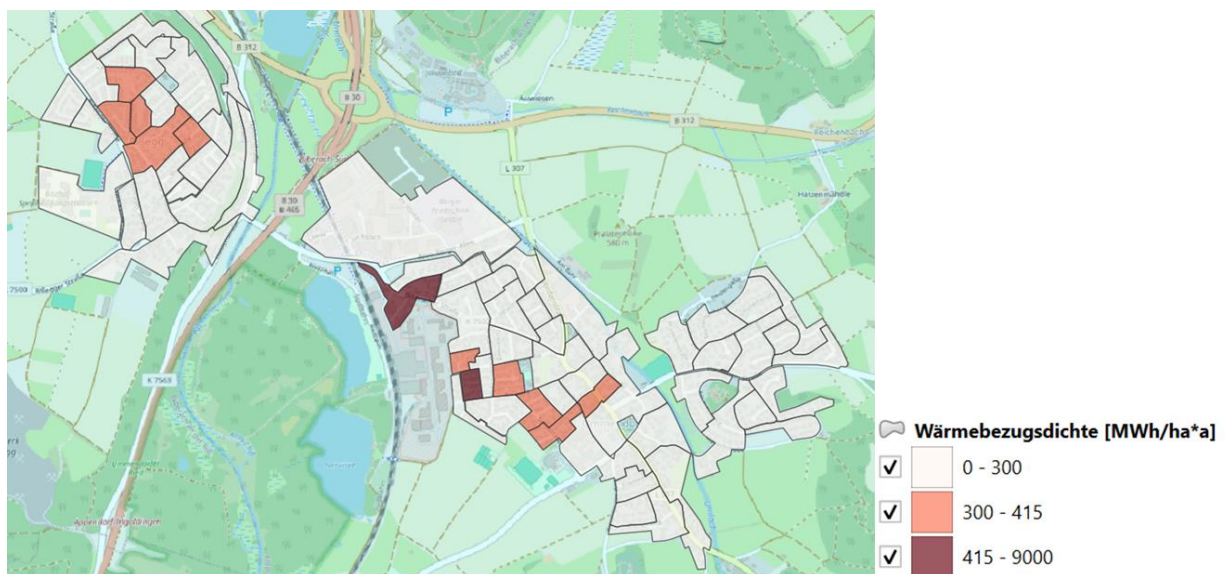


Abbildung 4-23 Wärmenetzpotenzial 2045 der Kommune Ummendorf und der Gemarkung Rißegg. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

4.1.5 Analyse bestehender und potenzielle Wärmenetze sowie Abwärmepotenziale aus Biogas und Industrie im Landkreis Sigmaringen

Das Vorgehen ist analog zum Landkreis Biberach in den vorangegangenen Kapiteln 4.1.1 - 4.1.4. Für die drei Landkreise Sigmaringen, dem Alb-Donau-Kreis und dem Landkreis Ravensburg werden die Analysen zu (1.) bestehenden Wärmenetze, (2.) Abwärmepotenzial aus Biogas und (3.) Industrie sowie (4.) potenzielle Wärmenetze jeweils in einer gemeinsamen Darstellung pro Gemarkung aufgezeigt.

Für den Landkreis Sigmaringen sind als Übersichtsdarstellung in *Abbildung 4-24* links alle Rasterzellen mit einem bestehendem Fernwärmenetz aufgezeigt. Rechts sind alle Baublöcke enthalten die 2045 potenzielle Wärmenetze bilden. Insgesamt wurden 8 Gemarkungen identifiziert, die nach der Analyse 2045 ein potenzielles Wärmenetz enthalten (siehe *Tabelle 4-2*).

Insgesamt besteht im Landkreis nach der Analyse gemäß Kap. 2.3.5 im Jahr 2045 ein Wärmebedarf von 94 GWh/a wovon 65 GWh/a auf Haushalte und 28 GWh/a auf Industrie und GHD entfallen. Wärmebedarfe im potenziellen Wärmenetz von GHD und Industrie kann nur von Unternehmen ausgewertet werden, von denen Gasbedarfsdaten verfügbar sind (*Abbildung 4-23*). *Abbildung 4-25* bis *Abbildung 4-28* zeigen die Detailanalyse der Wärmenetze in den Gemarkungen Bad Saulgau, Pfullendorf, Mengen und der Stadt Sigmaringen.

In Bad Saulgau (siehe *Abbildung 4-25*) decken sich Gebiete, die als Wärmenetzausbaubereiche aufgrund der hohen Wärmebedarfsdichte analysiert wurden mit Gebieten, die heute bereits als Wärmenetz im Zensus ausgegeben ist. In 15-er Baublöcken, die nach der Analyse potenzielles Wärmenetz gelten, aber bereits heute als Wärmenetz nach dem Zensus Wärmenetz enthalten, werden nicht als zusätzliches Ausbaubereich gezählt, um doppelte Erfassung zu vermeiden. Eine Abwärmequelle ist in Bad Saulgau nicht verfügbar.

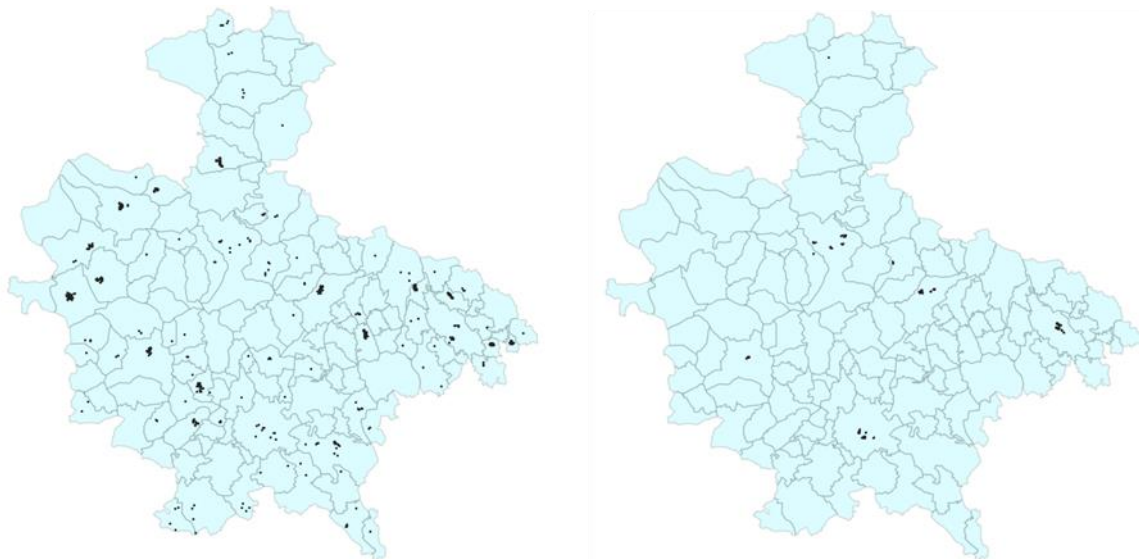


Abbildung 4-24 Landkreis Sigmaringen - Links: Zensus 2022 Raster mit Fernwärmeanteil > 25 %, Rechts: Gebiete mit einer Wärmedichte ≥ 415 MWh/ (ha a) in 2045 (potenzielle Wärmenetzgebiete)

Tabelle 4-2 Übersicht der Gemarkungen, mit Wärmebedarfsdichten größer als 415 MWh / (ha a) im Jahr 2045 in Baublöcken für den Landkreis Sigmaringen

Gemarkung	Wärmebedarf aller Baublöcke >415 MWh / (ha a) in GWh pro Jahr (2045)	Anzahl Baublöcke >415 MWh / (ha a) (2045)
Saulgau	8,2	13
Pfullendorf	8,9	11
Mengen	13,8	10
Sigmaringen	8,2	7
Meßkirch	6,0	3
Scheer	2,4	2
Gammertingen	1,0	1
Laiz	0,4	1

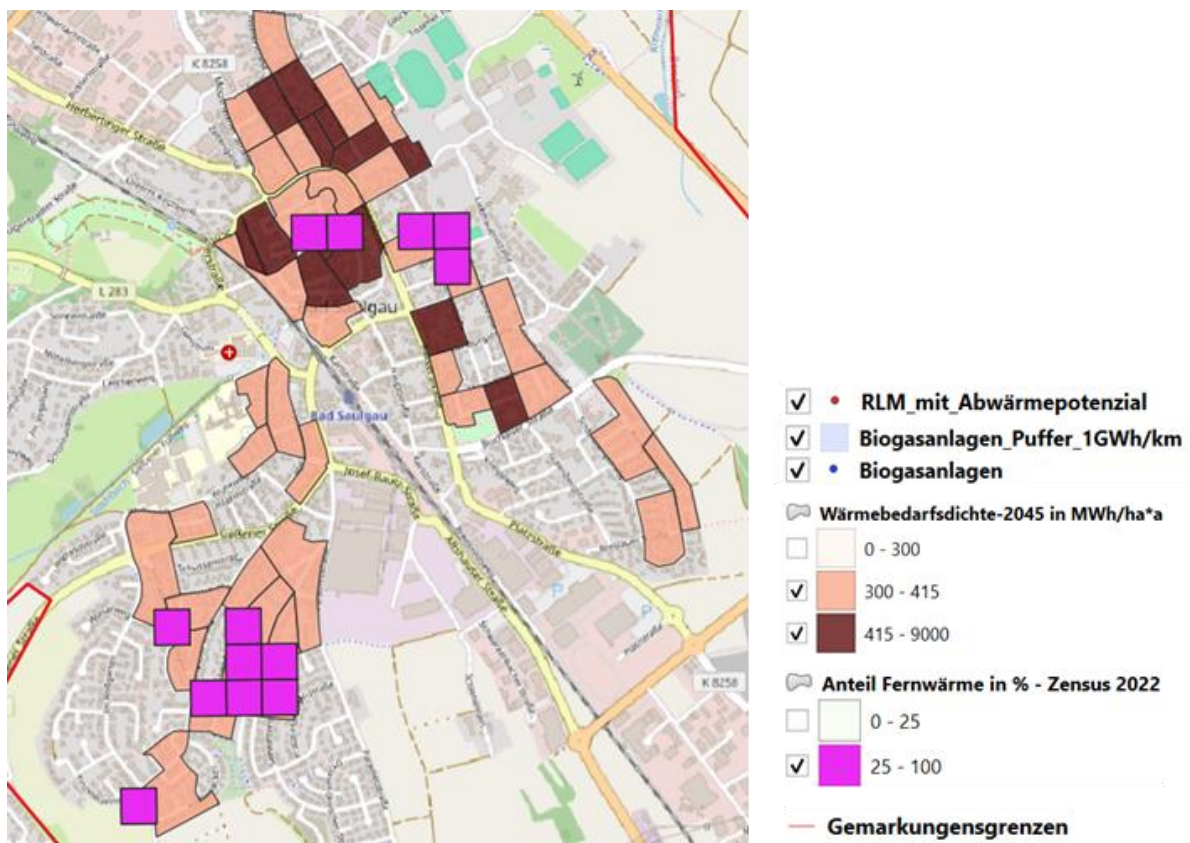


Abbildung 4-25 Bad Saulgau: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-erBaublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

In Pfullendorf besteht bereits ein Wärmenetz, welches mit Abwärme aus Biogasanlagen gespeist wird. Darüber hinaus sind weitere Gebiete aufgrund der hohen Wärmebedarfsdichte potenzielle Wärmenetzgebiete.

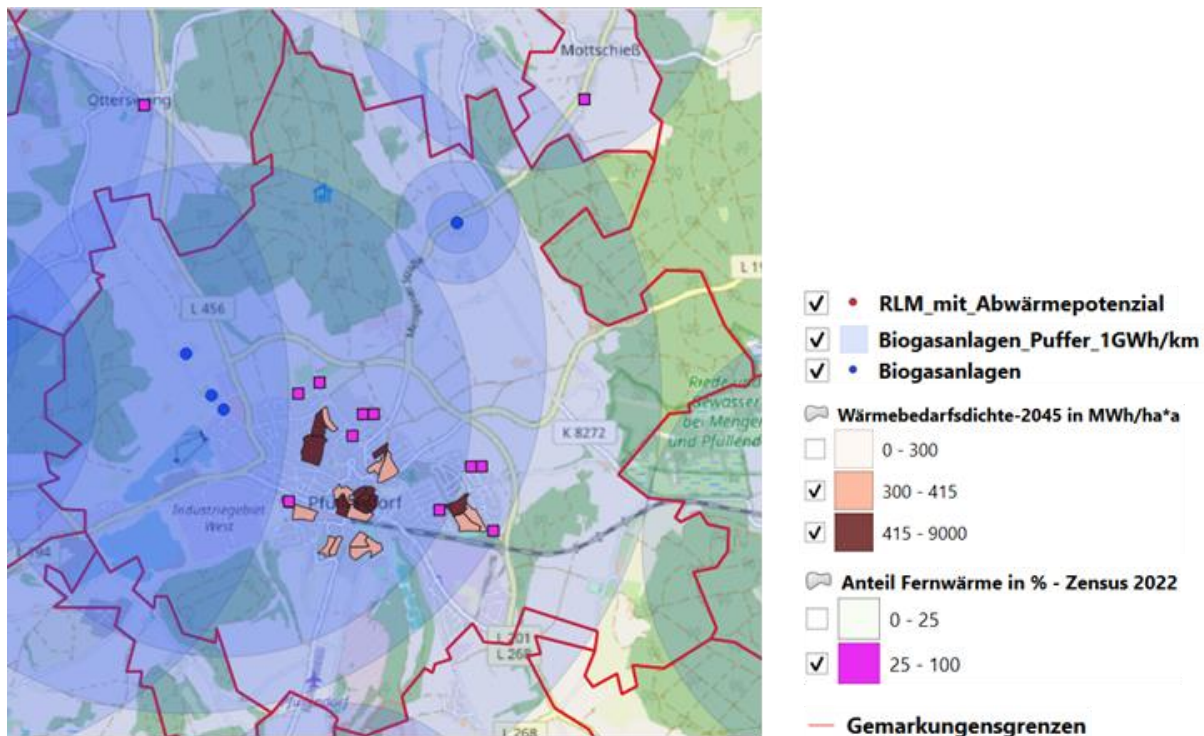


Abbildung 4-26 Pfullendorf: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

In Mengen besteht ebenfalls bereits ein Wärmenetz, welches Abwärme aus zwei Biogas-BHKWs und eine Holzhackschnitzelanlage beheizt wird. Mengen verfügt über Baublöcke mit hoher Wärmebedarfsdichte. In den entsprechenden Gebieten besteht, allerdings heute bereits weitgehend ein Wärmenetz.

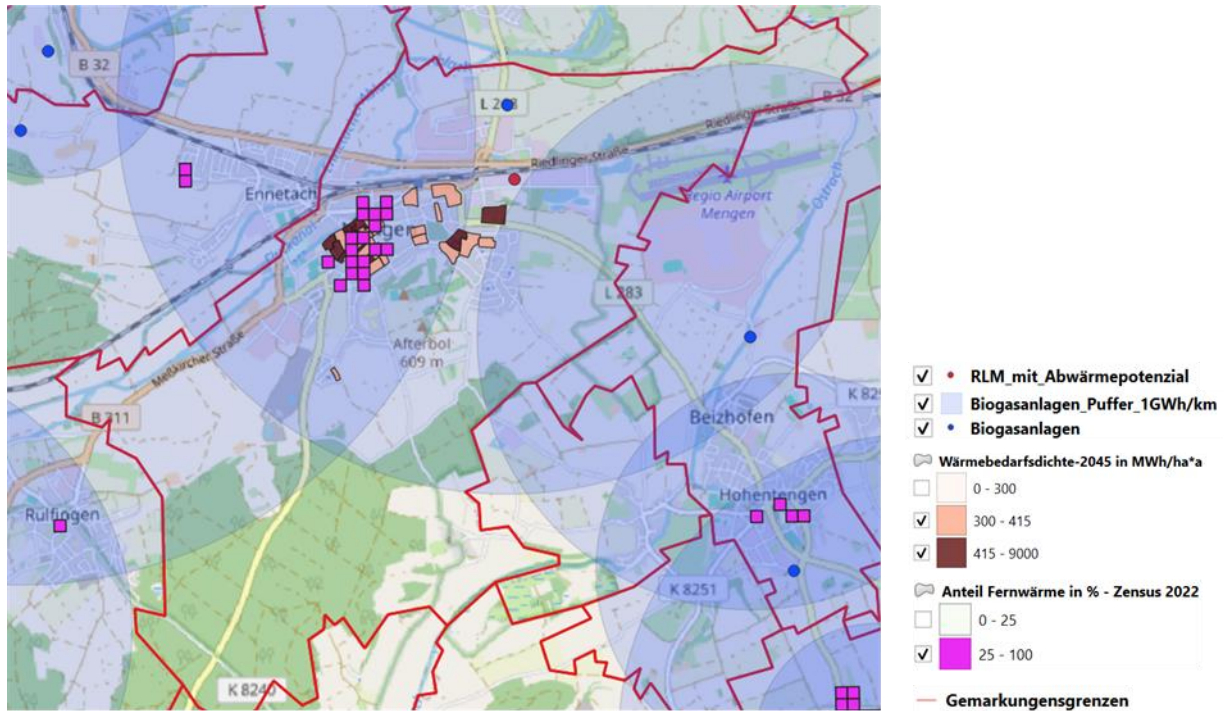


Abbildung 4-27 Mengen: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

Die Stadt Sigmaringen verfügt über einzelne kleine Nahwärmenetze und über weitere kleine, nicht zusammenhängende Wärmenetzpotenzialgebiete. Darüber hinaus besteht Potenzial zur Nutzung von biogener Abwärme außerhalb der Gemarkungsgrenze.

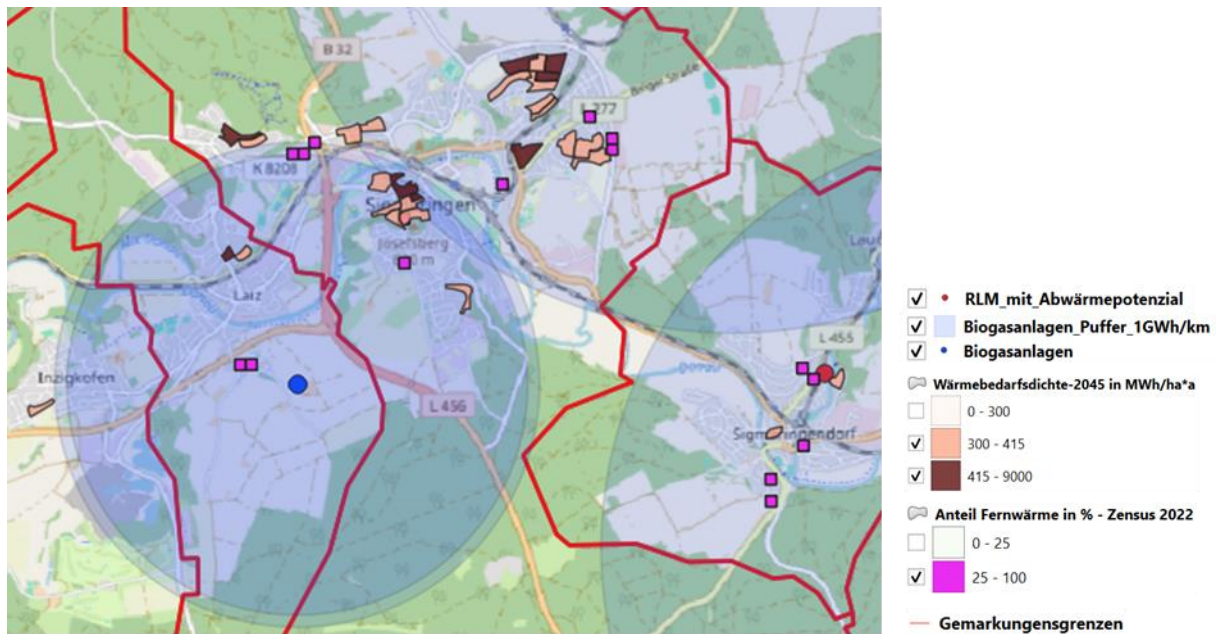


Abbildung 4-28 Stadt Sigmaringen: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

4.1.6 Analyse bestehender und potenzielle Wärmenetze sowie Abwärmepotenziale aus Biogas und Industrie im Alb-Donau Kreis

Für den Alb-Donau Kreis sind als Übersichtsdarstellung in *Abbildung 4-29* links alle Rasterzellen mit einem bestehendem Fernwärmenetz aufgezeigt. Rechts sind alle Baublöcke enthalten die 2045 potenzielle Wärmenetze bilden. Insgesamt wurden 12 Gemarkungen identifiziert, die nach der Analyse 2045 ein potenzielles Wärmenetz enthalten (siehe *Tabelle 4-2*).

Insgesamt besteht im Landkreis nach der Analyse ein Wärmebedarf von 132 GWh/a, wovon 79 GWh/a auf Haushalte und 52 GWh/a auf Industrie und GHD entfallen. *Abbildung 4-30 - Abbildung 4-36* zeigen die Detailanalyse der Wärmenetze in den Gemarkungen Ehingen, Blaubeuren, Munderkingen, Ehrenstein, Schelklingen, Langenau und Dietenheim.

Tabelle 4-3 Übersicht der Gemarkungen, mit Wärmebedarfsdichten $>415 \text{ MWh} / (\text{ha a})$ in Baublöcken für den Alb-Donau Kreis

Gemarkung	Wärmebedarf aller Baublöcken $>415 \text{ MWh} / (\text{ha a})$ in GWh pro Jahr (2045)	Anzahl Baublöcke $>415 \text{ MWh} / (\text{ha a})$ (2045)
Ehingen	34,7	19
Blaubeuren	9,8	13
Munderkingen	8,6	12
Ehrenstein	8,3	10
Schelklingen	6,1	8
Langenau	5,1	7
Dietenheim	5,4	6
Dornstadt	3,6	2
Klingenstein	2,0	2
Laichingen	1,1	2
Erbach	2,0	1
Herrlingen	1,0	1

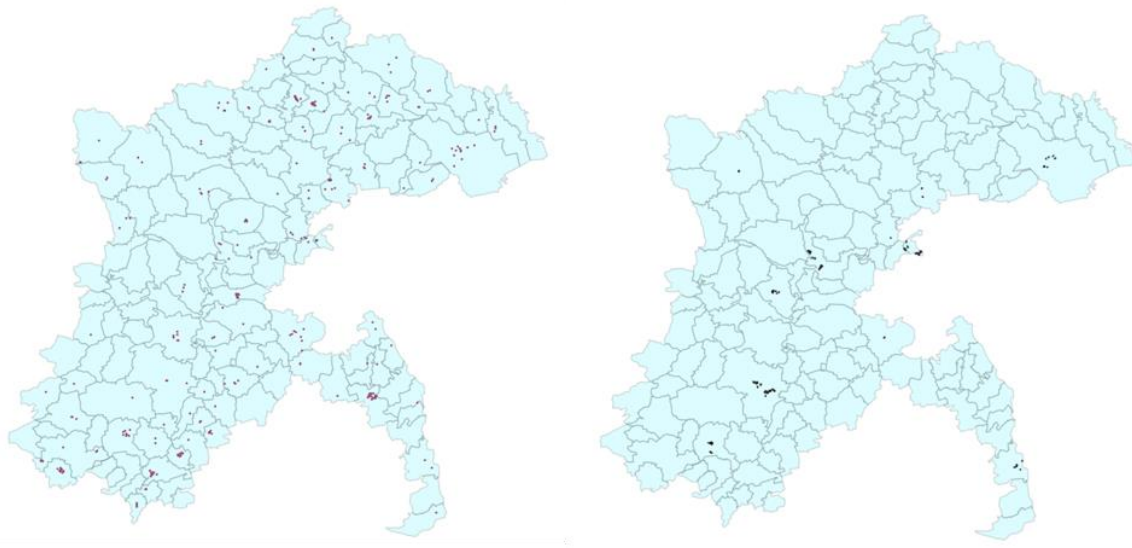


Abbildung 4-29 Alb-Donau-Kreis - Links: Zensus 2022 Raster mit Fernwärmeanteil $> 25 \%$, Rechts: Gebiete mit einer Wärmedichte $\geq 415 \text{ MWh/ha*a}$ in 2045 (potenzielle Wärmenetzgebiete) (Karte: OpenStreetMap [16])

In Ehingen besteht bisher laut Zensus, nur ein sehr kleines Wärmenetz. Es bestehen aber potenzielle Wärmenetzgebiete. In Ehingen wurden darüber hinaus 2 Unternehmen mit potenzieller industrieller Abwärme identifiziert. Darüber hinaus gibt es mehrere kleine Biogasanlagen, die allerdings in einiger Distanz zu den potenziellen Wärmenetzen liegen.

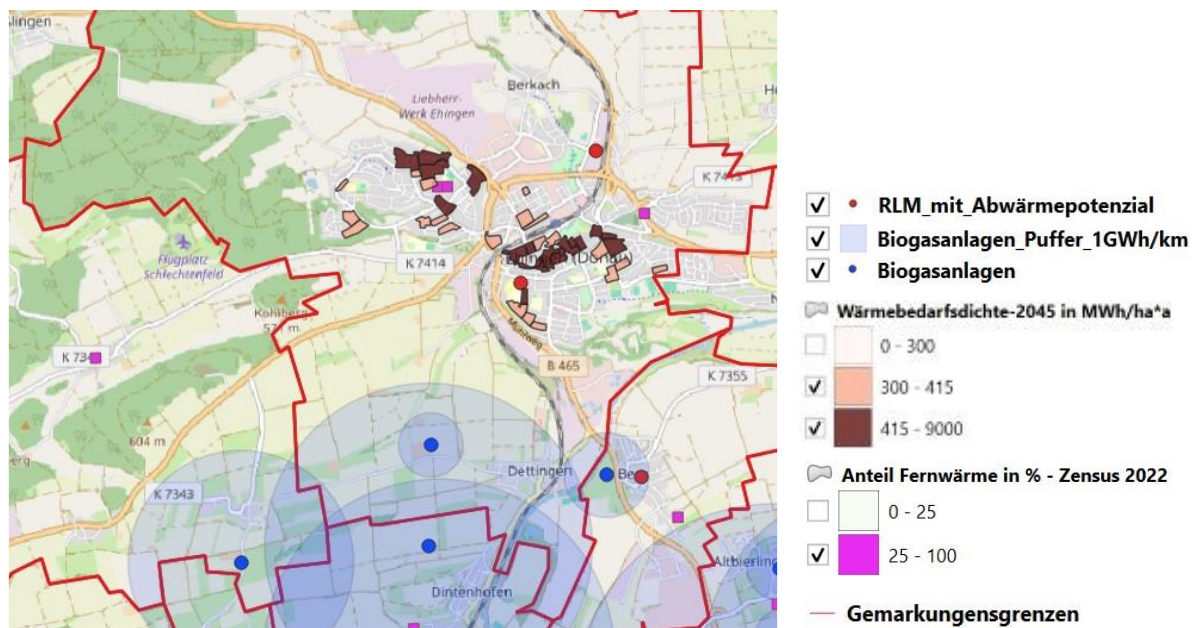


Abbildung 4-30 Eching: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

In Blaubeuren bestehen zwei Nahwärmenetze, die öffentliche Gebäude (Rathaus, Hallenbad) versorgen. Darüber hinaus bestehen potenzielle Wärmenetzgebiete und eine Biogasanlage mit Abwärmepotenzial

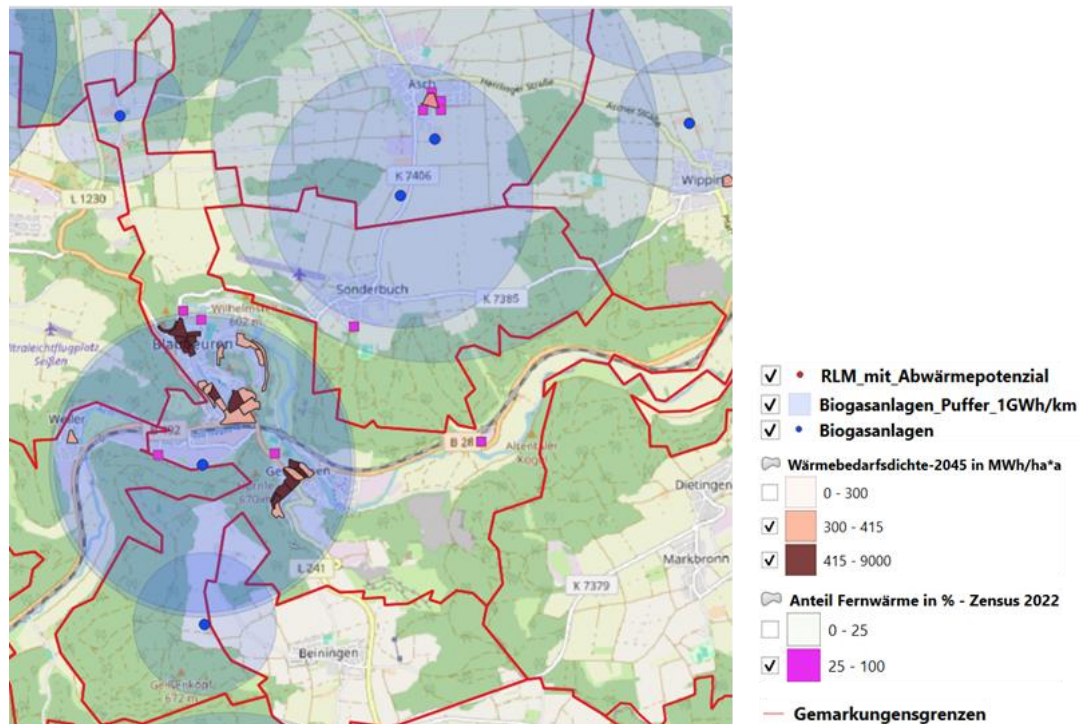


Abbildung 4-31 Blaubeuren: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

In Munderkingen besteht laut Zensus ein Wärmenetz. Darüber hinaus gibt es zwei potenzielle Wärmenetzgebiete mehrere Biogasanlagen, die allerdings in einiger Distanz zu den potenziellen Wärmenetzen liegen sowie ein Industrieunternehmen mit potenzieller Abwärme.

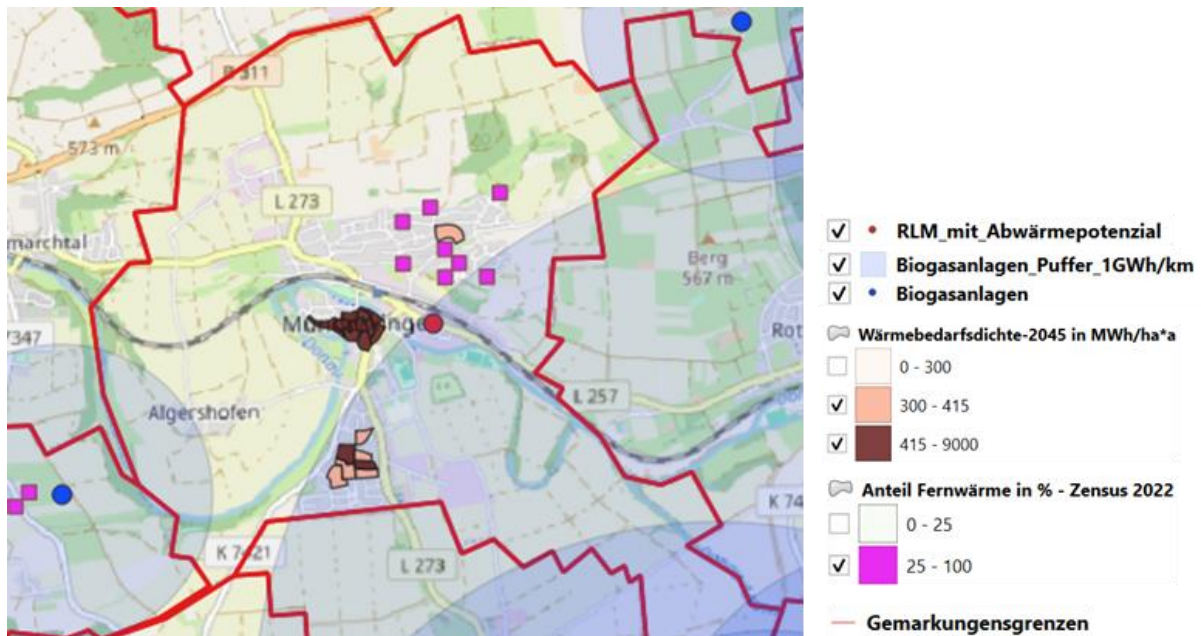


Abbildung 4-32 Munderkingen: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius) . Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

Ehrenstein verfügt bereits über ein kleines Wärmenetz und weitere Ausbaugelände. Abwärme ist lokal nicht verfügbar.

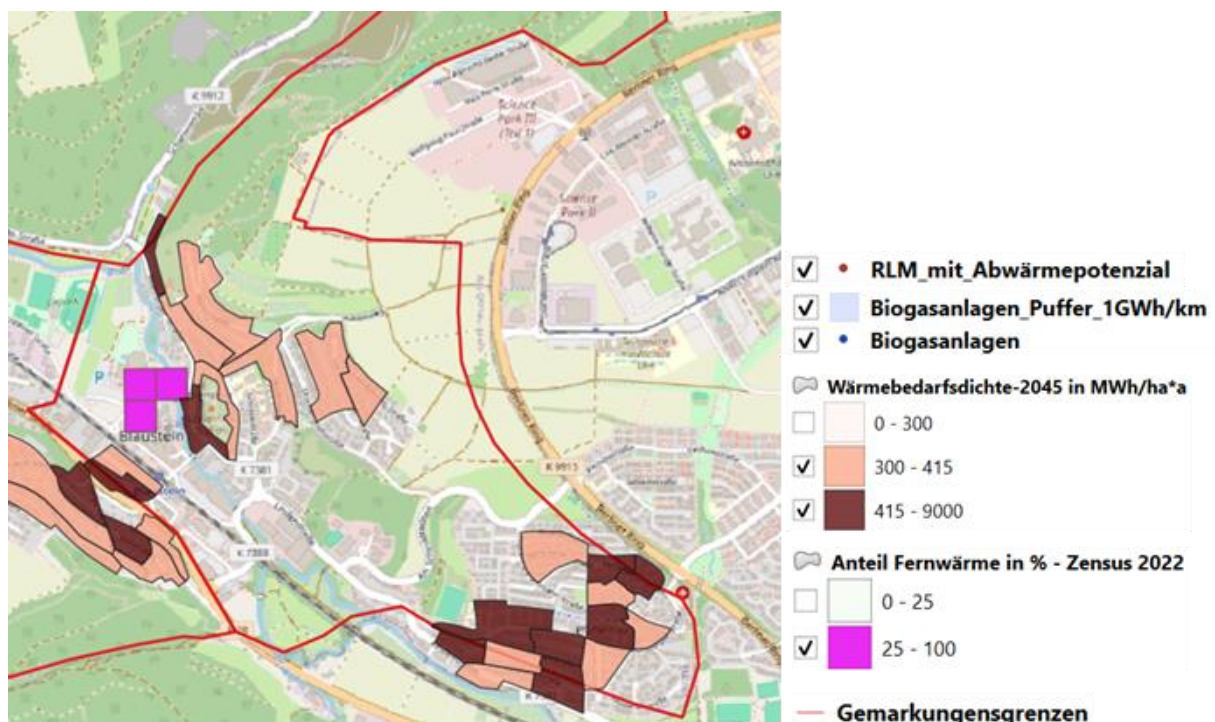


Abbildung 4-33 Ehrenstein: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) . Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

In Schelklingen existieren zwei Rasterzellen mit bestehenden Nahwärmenetze. Darüber hinaus bestehen weitere Potenzialgebiete und eine Biogasanlage als Abwärmequelle, die allerdings in der Nachbar Gemarkung Hausen liegt.

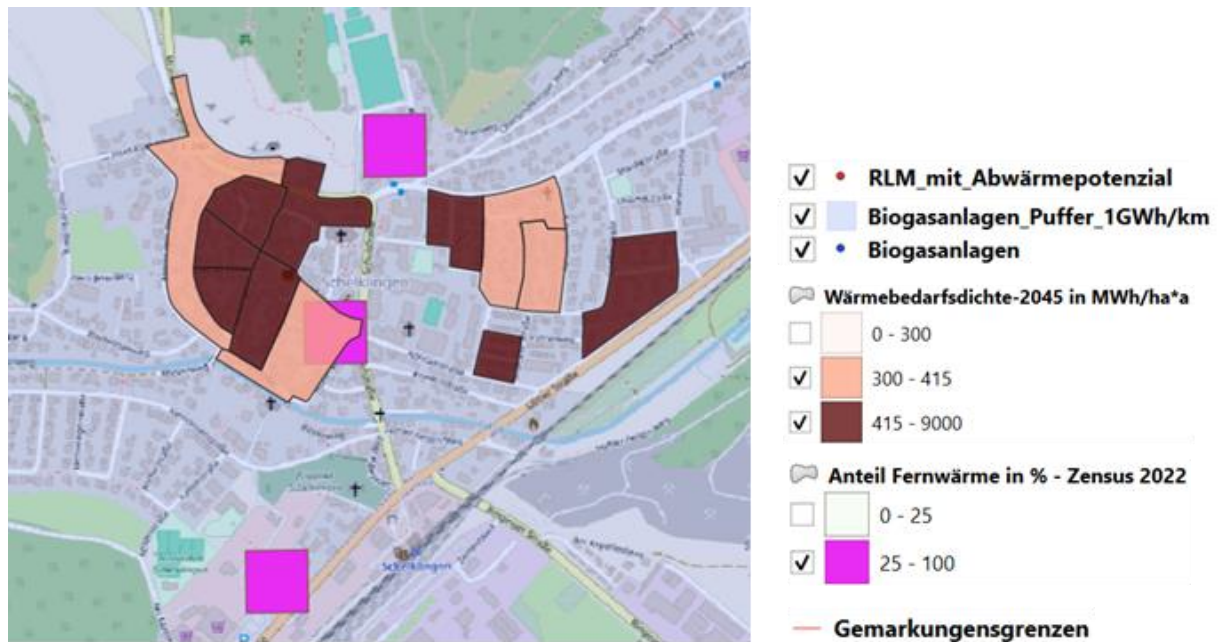


Abbildung 4-34 Schelklingen: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

In Langenau betreibt die Gasversorgung Langenau GmbH (GVL) ein Nahwärmenetz, das sowohl öffentliche Gebäude als auch private Haushalte mit Wärme versorgt. Weitere kleinere Potenzialgebiete sowie mehrere Biogasanlagen als potenzielle Abwärmequellen bestehen.

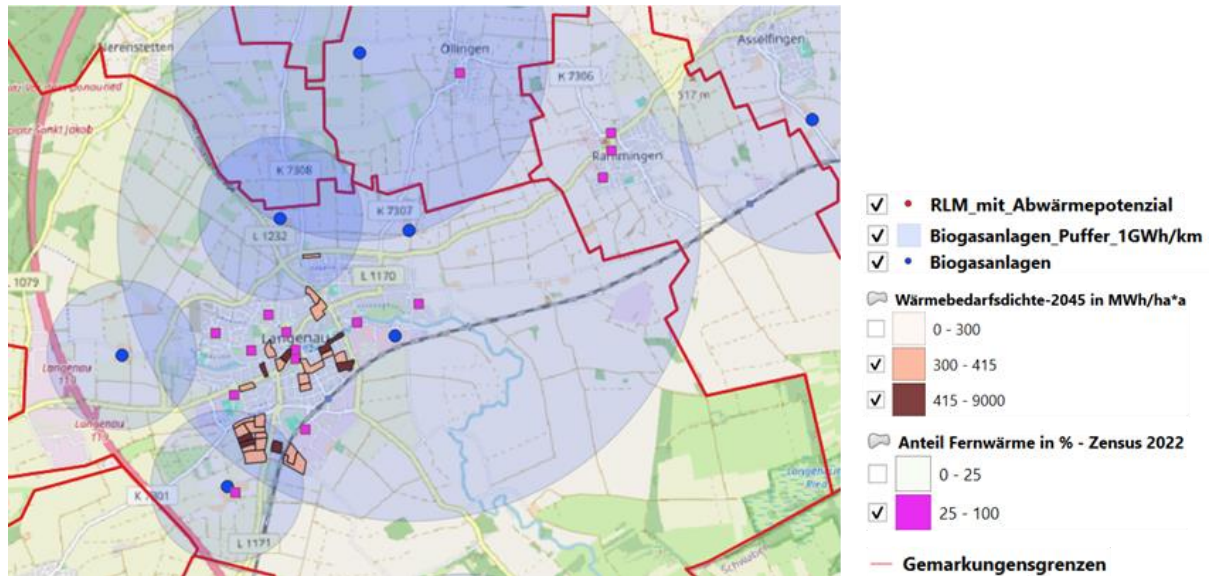


Abbildung 4-35 Langenau: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

In Dietenheim bestehen zwei Rasterzellen, in denen ein Nahwärmenetz verortet sein könnte. Darüber hinaus bestehen kleinere Potenzialgebiete für Fernwärme sowie ein Industrieunternehmen mit potenzieller Abwärme.

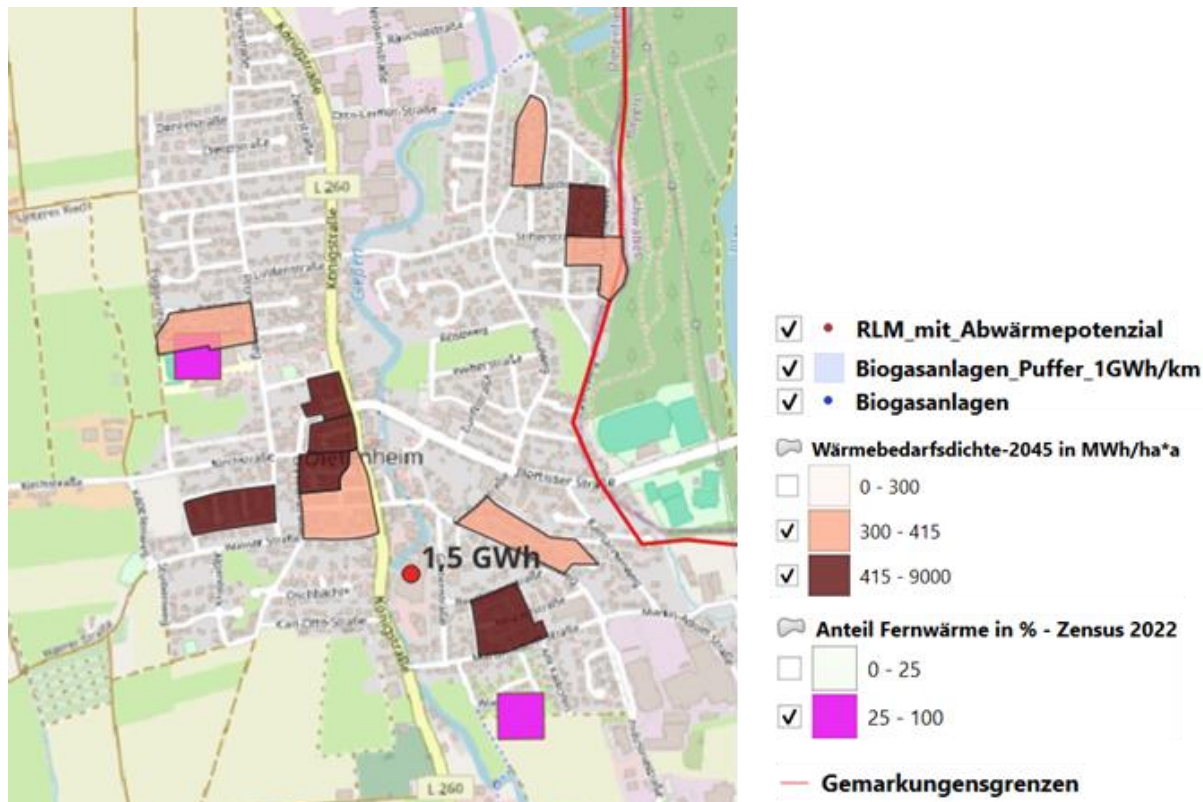


Abbildung 4-36 Dietenheim: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

4.1.7 Analyse bestehender und potenzielle Wärmenetze sowie Abwärmepotenziale aus Biogas im Landkreis Ravensburg

Für den Landkreis Ravensburg wurden die Methoden der Landkreise mit einer sehr guten Datenbasis auf diesen Landkreis mit einer weniger guten Datenlage übertragen worden. Hierbei wurde nur auf öffentlich verfügbare Quellen zurückgegriffen. Festzustellen ist, dass die Methodik ohne Einschränkungen funktioniert.

Für den Landkreis Ravensburg sind als Übersichtsdarstellung in *Abbildung 4-37* links alle Rasterzellen mit einem bestehendem Fernwärmenetz aufgezeigt. Rechts sind alle Baublöcke enthalten die 2045 potenzielle Wärmenetze bilden. Insgesamt wurden 12 Gemarkungen identifiziert, die nach der Analyse 2045 ein potenzielles Wärmenetz enthalten (siehe *Tabelle 4-4*).

Insgesamt bestehen im Landkreis nach der Analyse ein Wärmebedarf von 258 GWh/a wovon 194 GWh/a auf Haushalte und 64 GWh/a auf Industrie und GHD entfallen. Wärmebedarfe im potenziellen Wärmenetz von GHD und Industrie kann nur von Unternehmen ausgewertet werden, von denen Gasbedarfsdaten verfügbar sind (siehe *Abbildung 2-3*). *Abbildung 4-39 - Abbildung 4-46* zeigen die Detailanalyse der Wärmenetze in den Gemarkungen Ravensburg, Weingarten, Wangen, Leutkirch, Isny, Waldsee, Baienfurt und Aulendorf.

Tabelle 4-4 Übersicht der Gemarkungen, mit Wärmebedarfsdichten >415 MWh / (ha a) in Baublöcken für den Landkreis Ravensburg

Gemarkung	Wärmebedarf aller Baublöcke >415 MWh / (ha a) in GWh pro Jahr (2045)	Anzahl Baublöcke >415 MWh / (ha a) (2045)
Ravensburg	56	73
Weingarten	36	45
Wangen	13,6	17
Leutkirch	12,9	14
Isny	9,3	12
Waldsee	9,4	11
Baienfurt	11,5	9
Aulendorf	4,7	6
Eschach	3,5	4
Wurzach	3,1	3
Kißlegg	2,3	3
Baindt	2,5	1

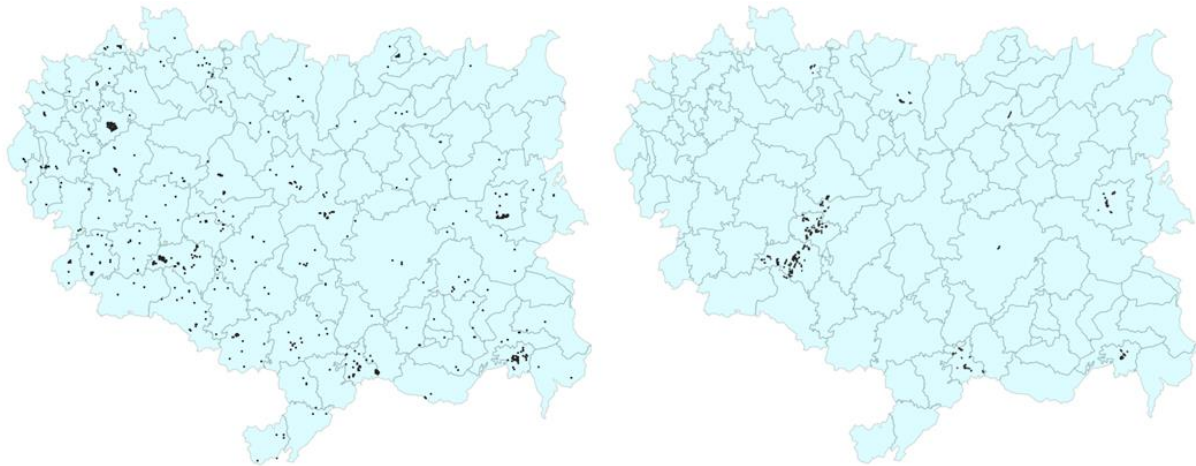


Abbildung 4-37 Landkreis Ravensburg - Links: Zensus 2022 Raster mit Fernwärmeanteil > 25 %, Rechts: Gebiete mit einer Wärmedichte $\geq 415 \text{ MWh/ha} \cdot \text{a}$ in 2045 (potenzielle Wärmenetzgebiete)

Die Stadt Ravensburg verfügt bereits heute über ein vergleichsweise ausgedehntes Wärmenetz, welches teilweise mit Biogas-BHKWs und Pellets beheizt wird. Darüber hinaus ist geplant industrielle Abwärme aus einer Molkerei einzubinden. Diese potenzielle Abwärmequelle konnte im Projekt nicht identifiziert werden, da die Gasbedarfsdaten der Molkerei im Projekt nicht verfügbar waren. Molkereien wurden aber im Projekt grundsätzlich als Abwärmequelle identifiziert (siehe Kapitel 2.3.3). In Ravensburg bestehen weitere Ausbaugelände. Die Technischen Werke Schussental (TWS) bauen als Betreiber zum Zeitpunkt des Projektabschlusses die Wärmenetze aktiv aus. Es sind mehrere

Biogasanlagen als Abwärmequellen in der Nähe, die allerdings nicht auf der Gemarkung von Ravensburg liegen.

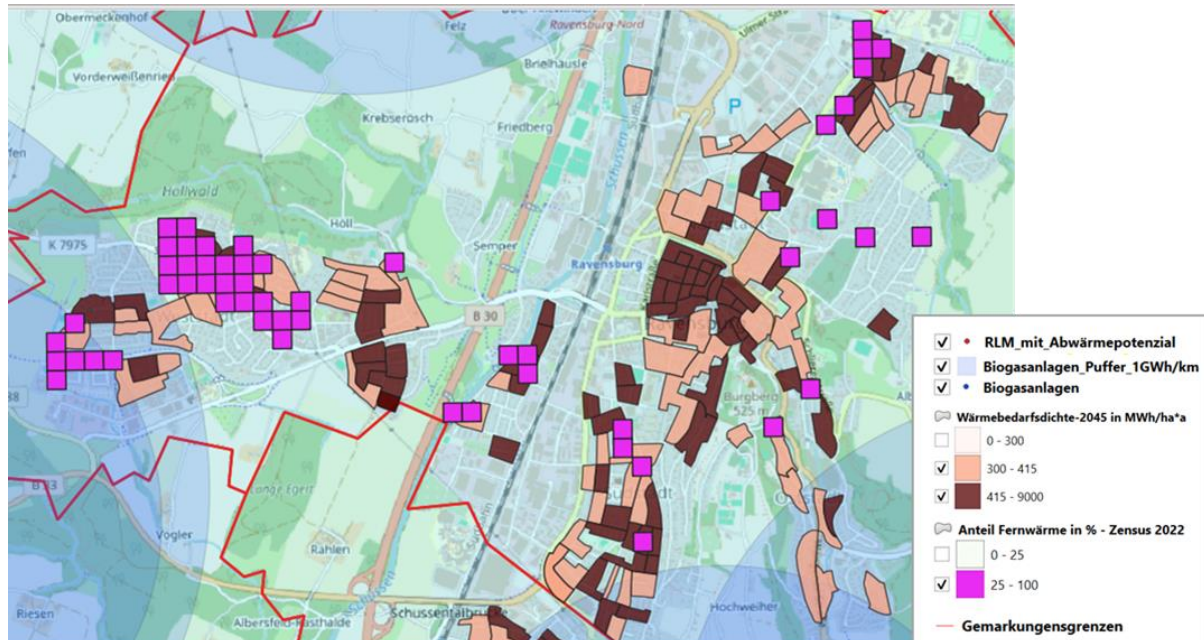


Abbildung 4-38 Stadt Ravensburg: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

In Weingarten bestehen kleine Nahwärmenetze, die hauptsächlich öffentliche Gebäude versorgen. Darüber hinaus bestehen Potenzialgebiete. Laut kommunaler Wärmeplanung der Stadt Weingarten soll das Wärmenetz ausgebaut werden. Potenzial für Abwärme aus Biogas-BHKWs konnte nicht identifiziert werden. Dies deckt sich mit der Analyse in der KWP von Weingarten.

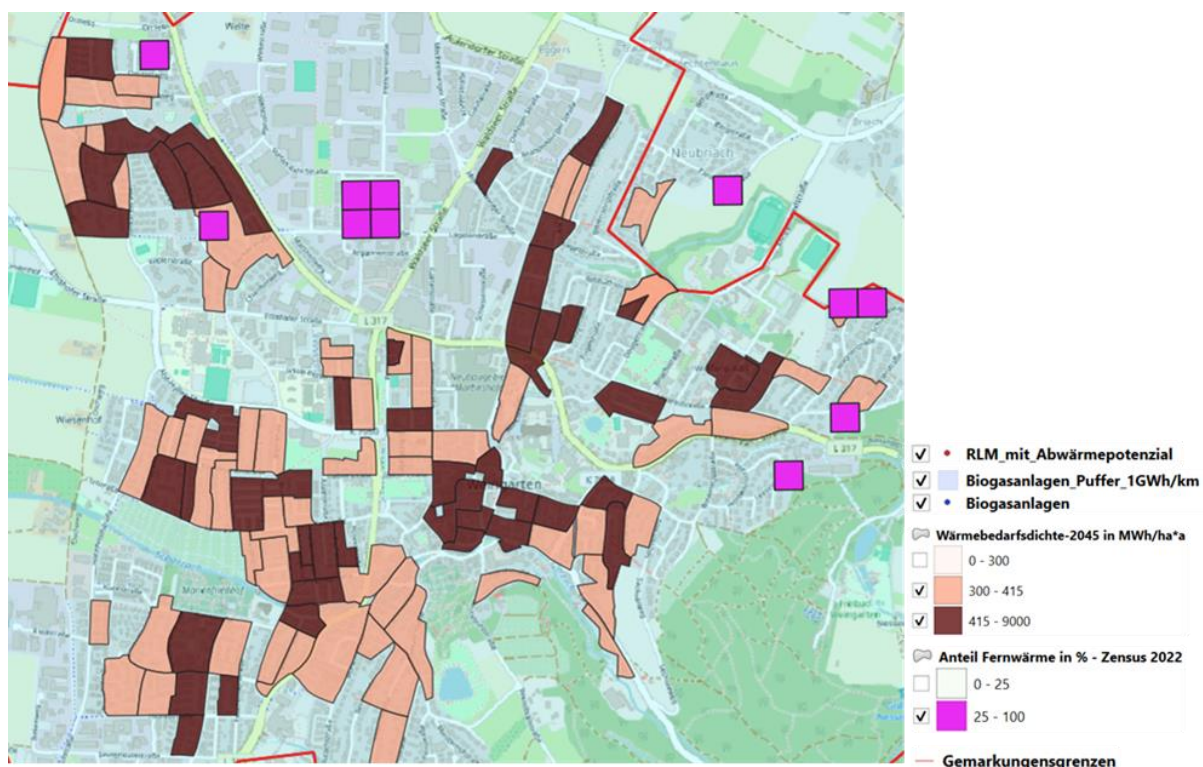


Abbildung 4-39 Weingarten: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

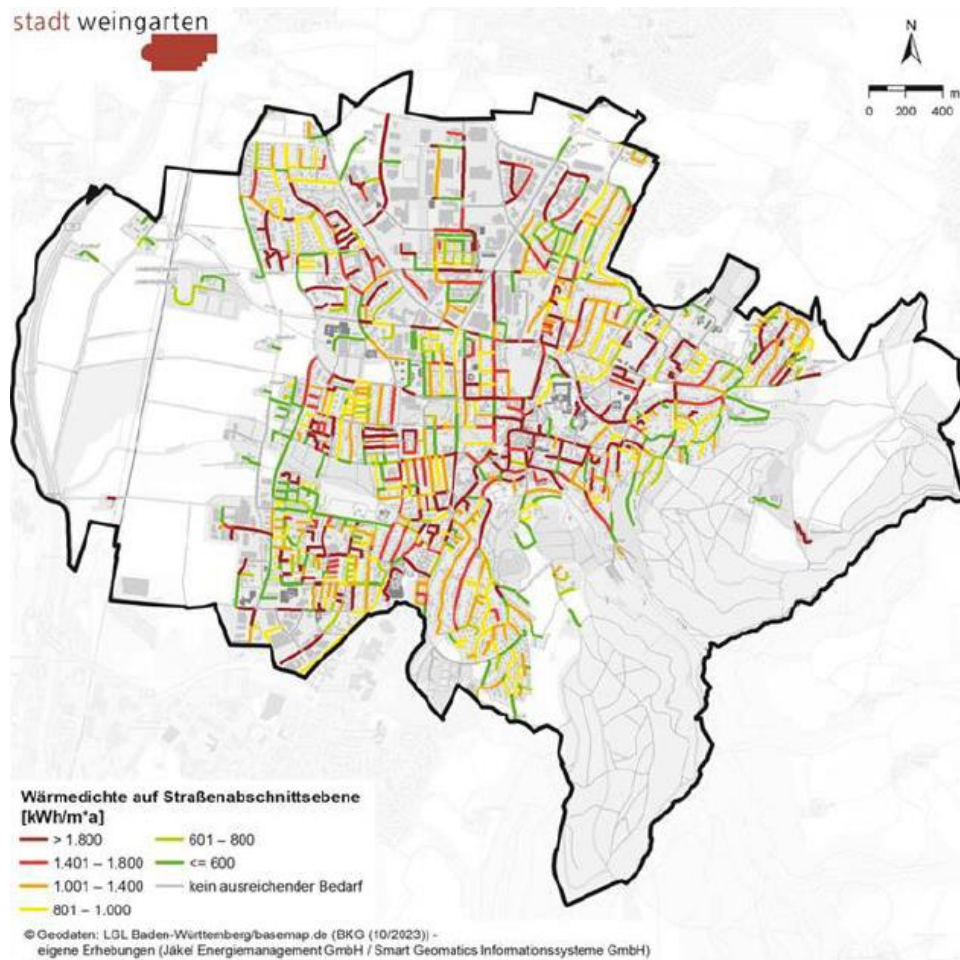


Abbildung 4-40 Wärmelinien-dichte Kernstadt Weingarten -Straßenabschnitts-Ebene [61]

In Wangen im Allgäu bestehen bereits mehrere Nahwärmenetze, die mit einer Hackschnitzelanlage und einem Bio-Erdgas-BHKW versorgt werden. Darüber hinaus bestehen weitere Potenzialgebiete. Biogene Abwärme wurde nicht identifiziert.

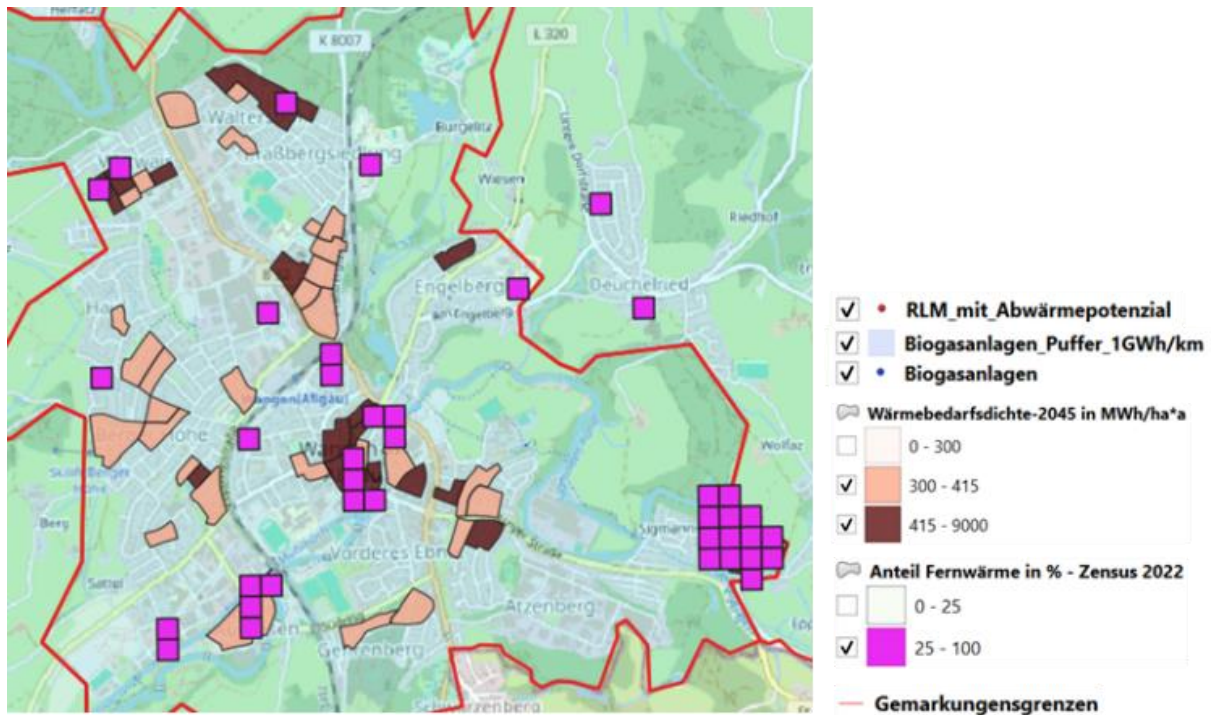


Abbildung 4-41 Wangen: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) . Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

In Leutkirch besteht bereits ein vergleichsweise großes Fernwärmenetz, das durch ein Biogas-BHKW und eine Holzhackschnitzelanlage beheizt wird. Außerdem wird seit 2024 Abwärme aus der Industrie genutzt, welche aufgrund fehlender Gasbedarfsdaten im Projekt nicht identifiziert werden konnte. Weitere Potenzialgebiete sowie weitere Biogas-BHKW als potenzielle Abwärmequelle bestehen.

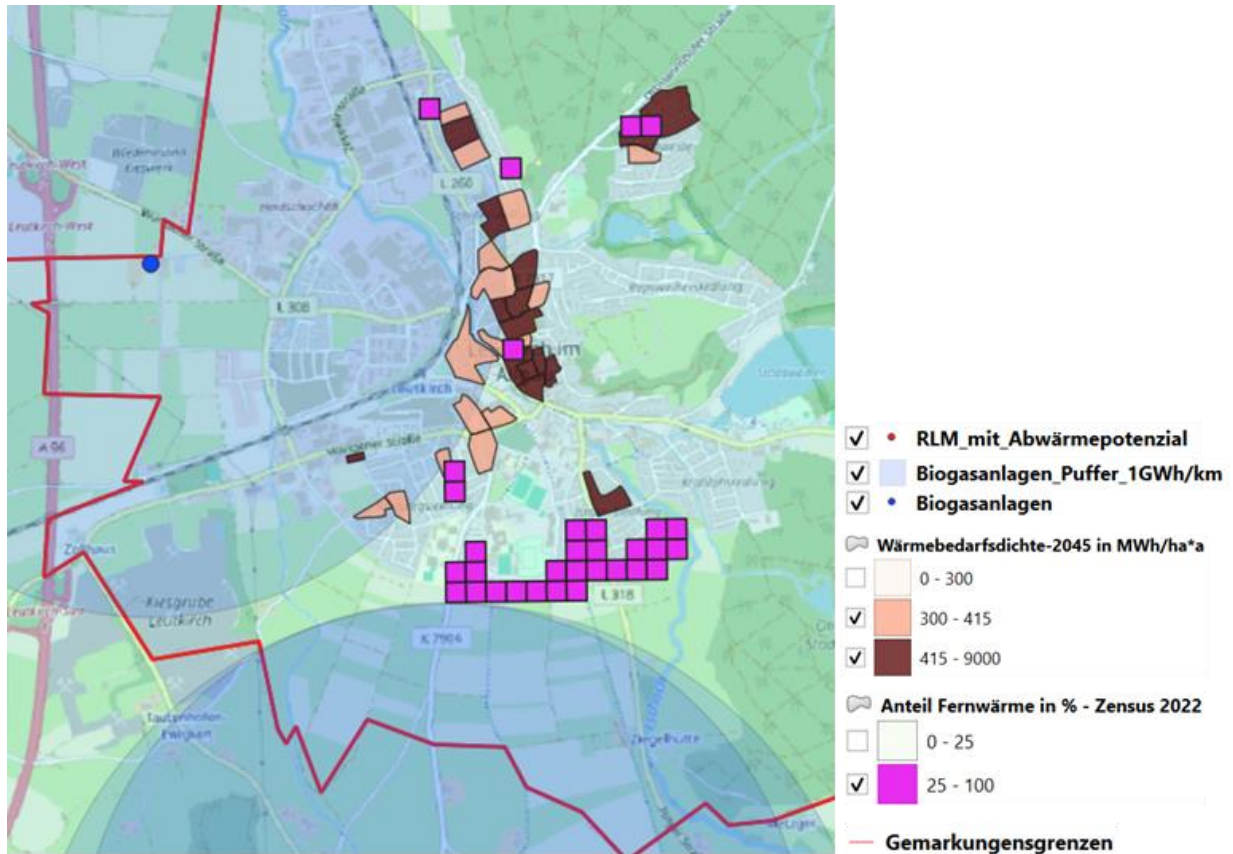


Abbildung 4-42 Leutkirch: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

In Isny im Allgäu bestehen bereits mehrere Nahwärmenetze, die unter anderem mit Abwärme aus einer Holzhackschnitzelanlage und einem großem Biogas-BHKW sowie industrielle Abwärme von einem Früchte Großhandel beheizt werden. Die industrielle Abwärme konnte im Projekt aufgrund fehlender Gasbedarfsdaten im Landkreis Ravensburg nicht identifiziert werden.

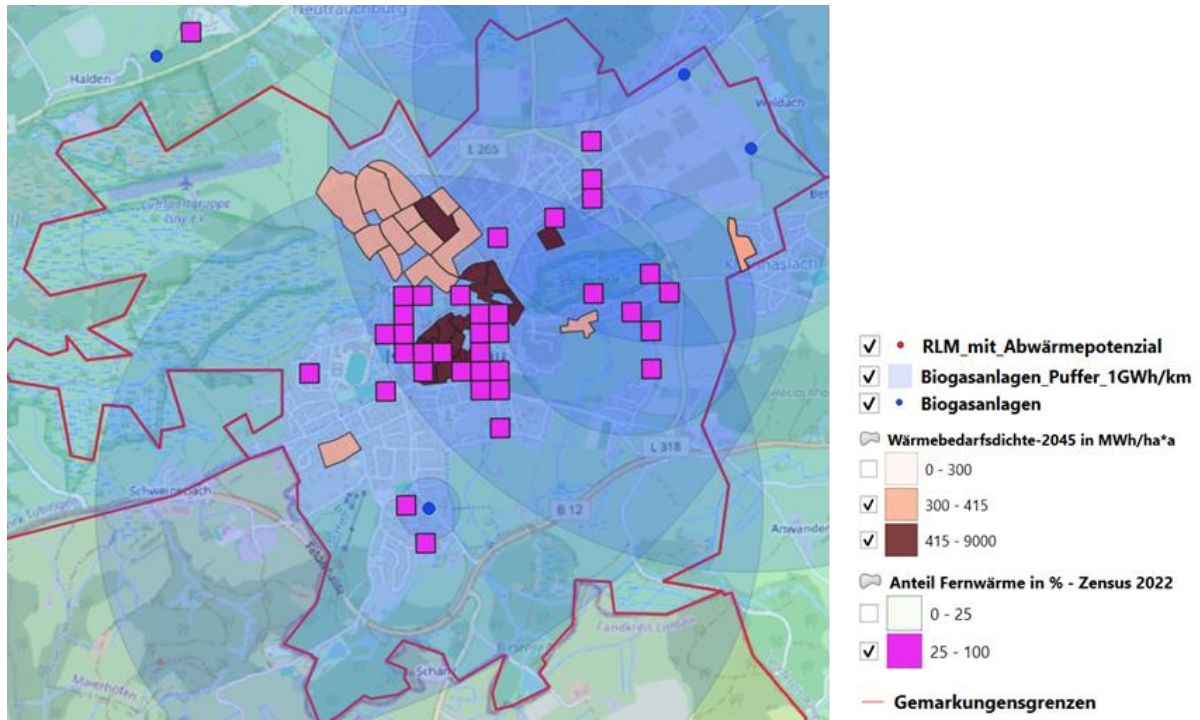


Abbildung 4-43 Isny: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

In Waldsee, Baienfurt und Aulendorf bestehen jeweils nur sehr kleine Nahwärmenetze und es bestehen weitere kleinere Potenzialgebiete zum Ausbau der Netze. Abwärmepotenzial besteht in keiner der beiden Gemarkungen.

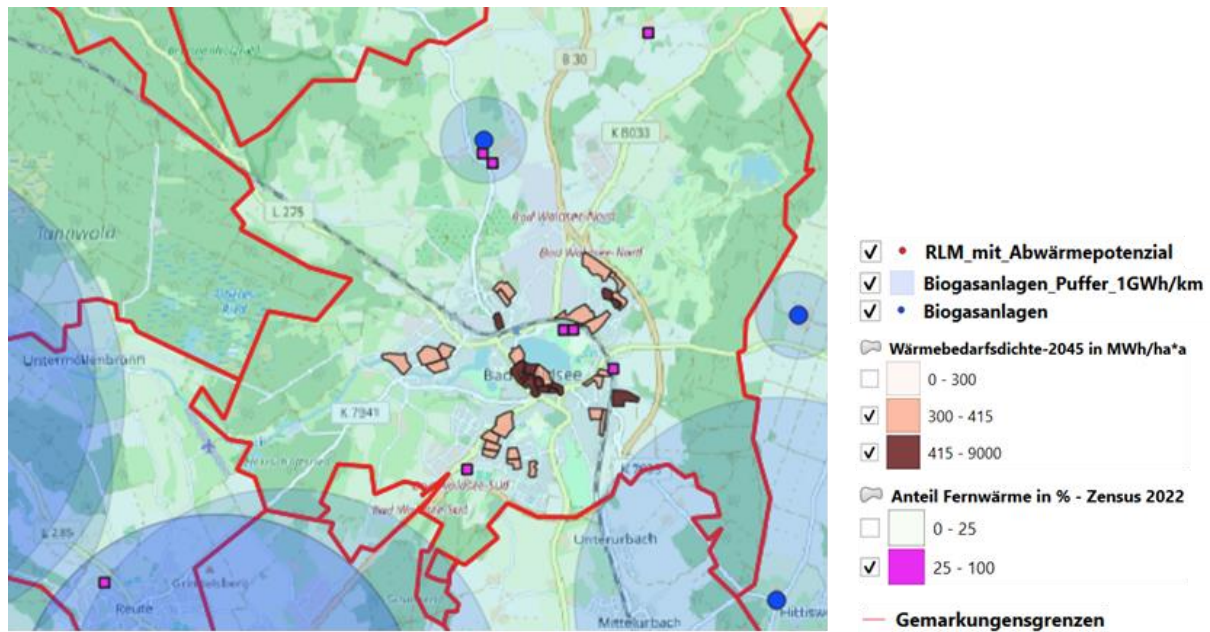


Abbildung 4-44 Waldsee: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

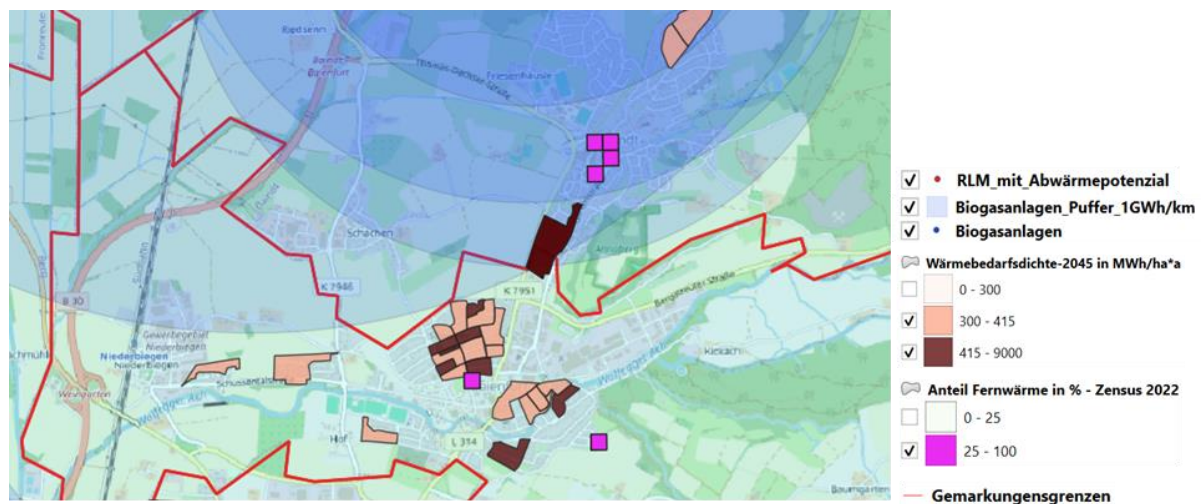


Abbildung 4-45 Baienfurt: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-erBaublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

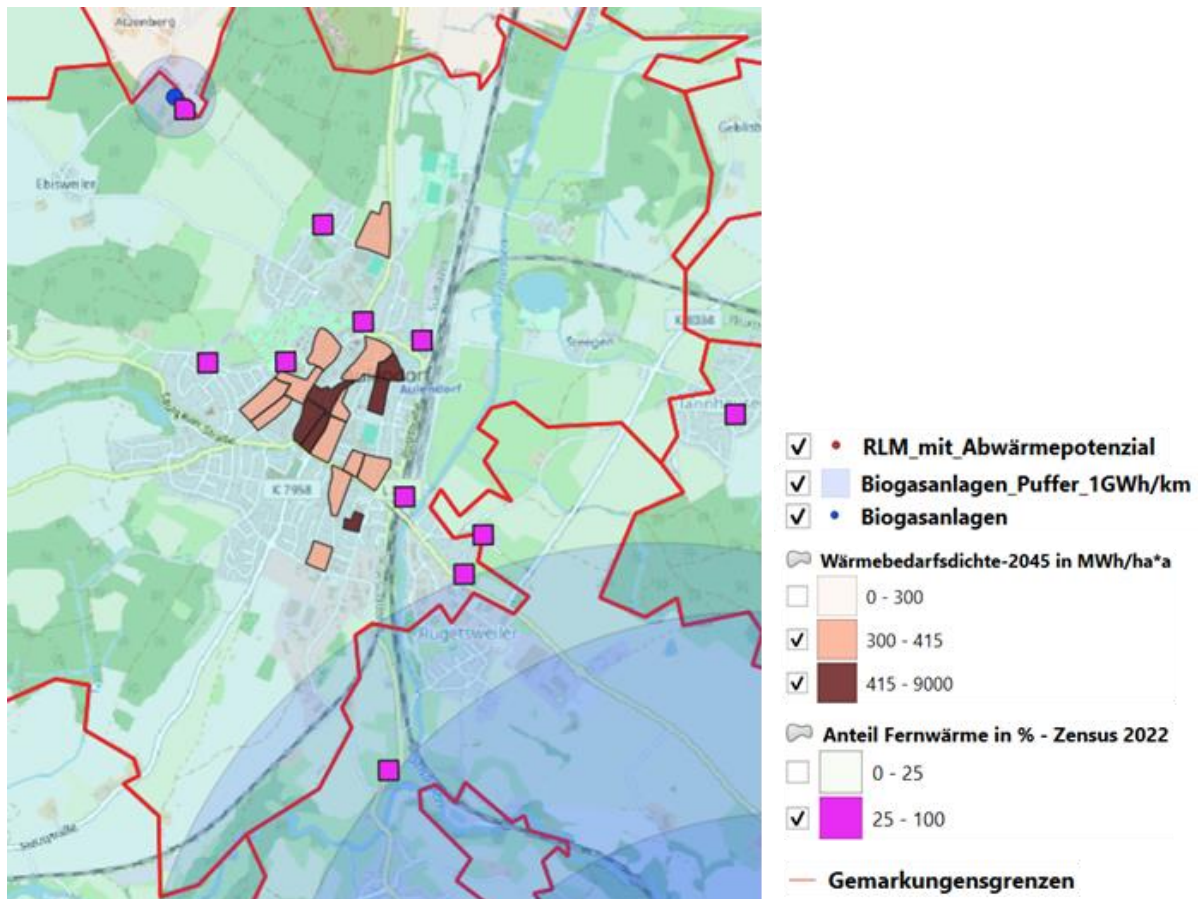


Abbildung 4-46 Aulendorf: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

4.2 Stromnetzmodell (Mittelspannung)

In diesem Projekt wurden nicht die Übertragungs- sondern nur die Mittelspannungsnetze betrachtet, da der Fokus auf der Landkreisebene lag. Dies bedeutet, dass Restriktionen der vorgelagerten Netze nicht beachtet werden können. Die Niederspannungsnetze waren für die Fragestellungen des Projekts als Detailbetrachtung nicht notwendig. Somit bilden die Ortsnetzstationen zwischen Mittel- und Niederspannung die Betrachtungsgrenze.

Zum Aufbau der Netztopologie des Mittelspannungsnetzes in den drei Landkreisen Biberach, Sigmaringen und Alb-Donau Kreis wurden Netzdaten der Netzbetreiber Netze BW GmbH sowie e.wa riss Netze GmbH im Projekt genutzt. In den drei Landkreisen bestehen neben den Konzessionsgebieten der Netzbetreiber im Projekt weitere Gebiete von Netzbetreibern, von denen keine Netzdaten zur Verfügung standen (Abbildung 4-47). Darüber hinaus gibt es Kommunen und Gemarkungen, in denen die Netze BW das Stromnetz nur im Teilen oder in einer kommunalen Beteiligung betreibt – und dementsprechend ebenfalls keine Daten vorliegen.

Für den Landkreis Ravensburg wurde bewusst auf Netzdaten verzichtet, um eine übertragbare Methode aufzubauen und zu testen (siehe Kapitel 2).

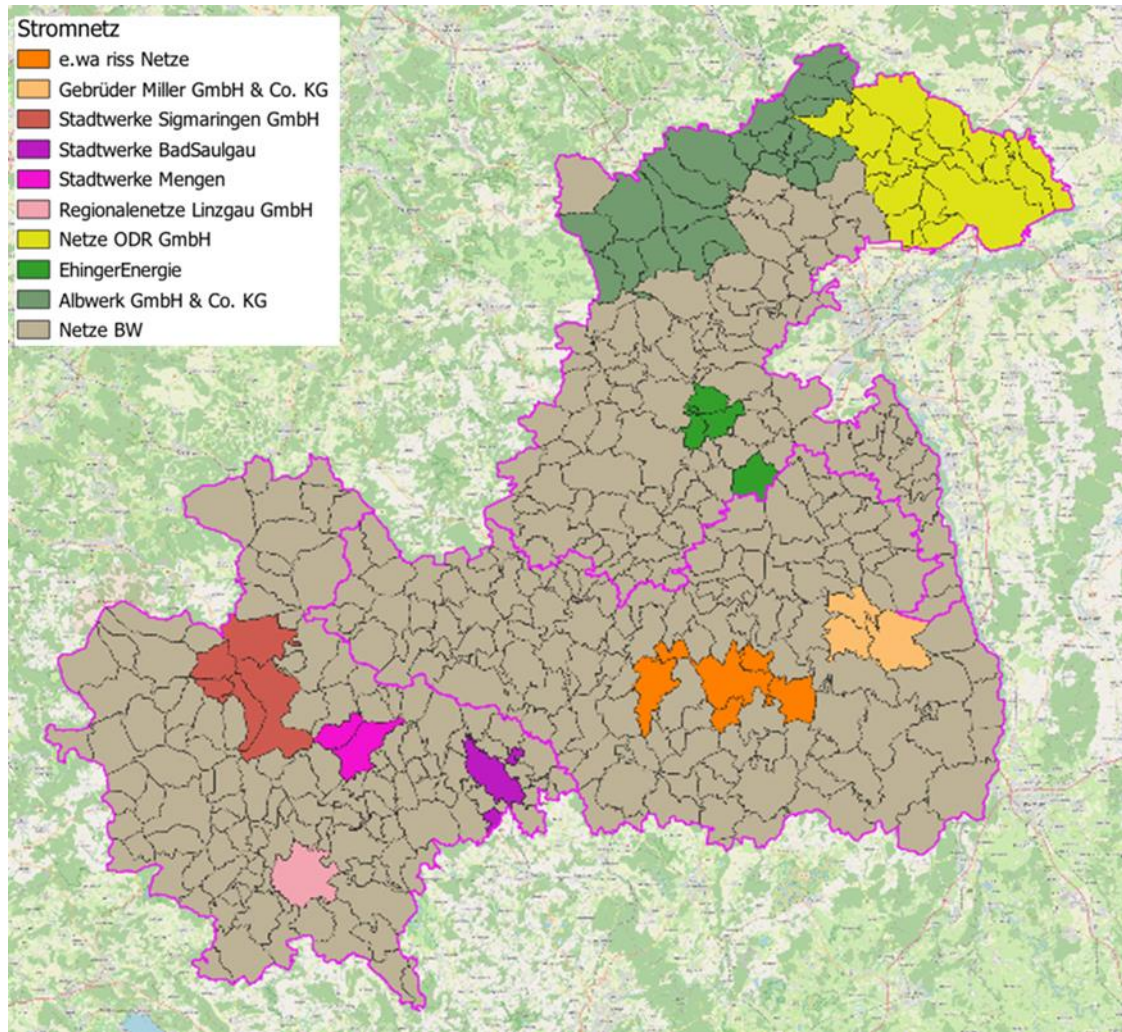


Abbildung 4-47 Stromnetzbetreiber in den Landkreisen Biberach, Alb-Donau Kreis und Sigmaringen. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].

Um das Netzgebiet an einem Umspannwerk zu simulieren, muss das gesamte Netz bzw. die Verbräuche im Netz an diesem Umspannwerk bekannt sein. Daher wurden in den Netzstrukturdaten der nicht im Projekt beteiligten Netzbetreiber analysiert, welche Netzbetreiber an Umspannwerken angeschlossen sind. Für diese Gebiete wurde anhand öffentlich verfügbarer Daten die Erzeugung (MaStR) [24] und die Verbräuche von Haushalten, GHD und Industrie modelliert. Verbräuche von Haushalten wurden aus der Einwohnerzahl in den Netzgebieten abgeleitet und Industrie und GHD durch die Gewerbe- und Industriefläche geschätzt. Außerdem wurden die Erzeugung und der Verbrauch mit dem Gesamtenergiebedarf aus den Netzstrukturdaten abgeglichen. Sämtliche Erzeugung und Verbräuche von unbekannten Netzgebieten in den Landkreisen wurden auf künstlich erzeugten Ortsnetzstationen verortet. So wurde z.B. das Netzgebiet der Stadtwerke Sigmaringen (siehe dunkelrote Fläche in *Abbildung 4-48*) mit je einer Ortsnetzstation pro Gemarkung abgebildet und die bekannte restliche Netztopologie des jeweiligen Umspannwerks (siehe rosa Knoten) angeschlossen.

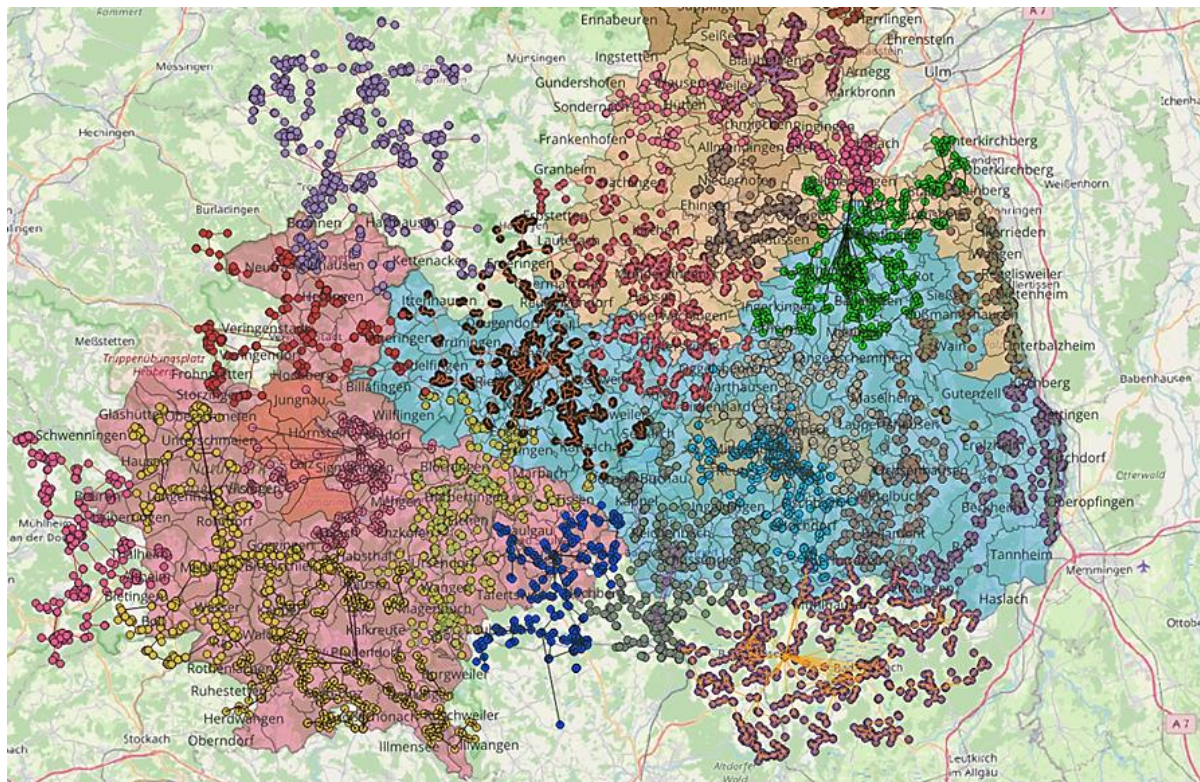


Abbildung 4-48 Gesamtes Mittelspannungsnetz in den drei Landkreisen Biberach (blau), Alb-Donau Kreis (beige) und Sigmaringen (rosa) bestehend aus dem Netzgebiet von 20 Umspannwerken, inklusive künstlich erzeugter Netze Gebieten ohne Netzbetreiberdaten (siehe Kap. 2.1). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].

Für jeden Knoten (= Ortsnetzstation) wurden sämtliche Verbräuche und Erzeuger mit Lastprofilen und RLM-Zeitreihen gemäß Kap 2.7 eingebunden.

Nach Erhalt aller abschätzbaren bzw. gemessenen Verbräuchen und Erzeugungen wurde die letzte Unbekannte, die GHD-Zeitreihe ermittelt. Zur Ermittlung dieser GHD-Zeitreihe wurden in einem ersten Simulationslauf jeweils aus der entsprechenden Bilanz aufgestellt und mit der Zeitreihe am jeweiligen Umspannwerk verglichen. Aus dieser zeitlich aufgeschlüsselten Differenz wurden anschließend auf Basis der „installierten gewerblichen Leistung“ in den Stammdaten diese auf die Ortsnetzstationen aufgeteilt. In einem zweiten Simulationslauf wurden die Leistungsauslastungen im Ist-Zustand ermittelt. Durch die beiden Szenarien (siehe Kap. 3) wurden die zukünftigen Entwicklungen in den Zeitscheiben 2025, 2030, 2035, 2040 und 2045 von Erzeugung und Bedarf abgebildet und ebenfalls die Leitungsauslastung bestimmt.

4.2.1 Analyse der Leitungsüberlastung

In jedem der 21 Umspannwerke wurden Simulationen für den Ist-Zustand sowie die beiden Szenarien in den Zeitscheiben 2025, 2030, 2035, 2040 und 2045 durchgeführt und die Leitungsauslastung analysiert. Leitungen gelten als überlastet, wenn die Kapazität an mindestens einem Zeitschritt überschritten ist. In *Abbildung 4-49* links ist beispielsweise die Netzsimulation am Umspannwerk Achstetten für 2022 und das Strom-Szenario 2045 dargestellt. Bereits 2022 sind wenige Leitungen

überlastet. Dabei sind insbesondere Leitungen, die vom Umspannwerk abgehen, betroffen. Eine kurzzeitige, moderate Belastung oberhalb der Nennleistung ist technisch möglich oder wurde in der Praxis durch Abregelung bereits umgangen. In der Simulation dagegen wurde sich dafür entschieden, diese ebenfalls mit zu betrachten, um allgemeingültige Aussagen ohne nicht näher beschreibbare Fahrweisen oder Wettereinflüsse tätigen zu können. In 2045 sind dagegen im Strom-Szenario sehr viele Leistungen überlastet. Auf die Hintergründe und Ursachen der Überlastung wird weiter unten eingegangen (vgl. *Abbildung 4-53*).

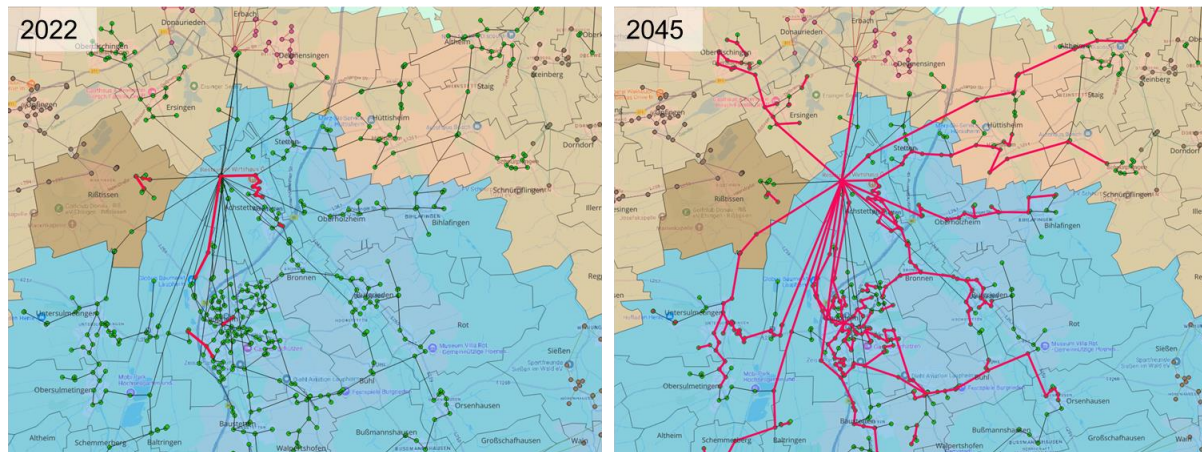


Abbildung 4-49 Leitungsüberlastung (rote Leitungen) im Jahr 2022 (links) und im Strom-Szenario 2045 (rechts) am Beispiel des Netzgebiets von UW Achstetten. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].

Abbildung 4-50 zeigt beispielhaft die Leitungsüberlastung im Netzgebiet des Umspannwerkes für 2022 und die beiden Szenarien bis 2045. Der Verlauf der Überlastung entwickelt sich in den drei Netzgebiete sehr ähnlich. Dabei bestehen zwischen den beiden Szenarien kaum Unterschiede, da der Ausbau der erneuerbaren Energien in beiden Szenarien gleich gewählt wurde. Der größte Anstieg von überlasteten Leitungen findet bereits bis 2030 und schwächer bis 2035 statt. Daraus lässt sich schließen, dass der Hochlauf in den Szenarien von vor allem PV extrem steil und vom Ausbau der Netze abgekoppelt ist. Abschließend kann festgehalten werden, dass eine Harmonisierung des EE-Ausbaus und des Netzausbaus dringend notwendig ist...

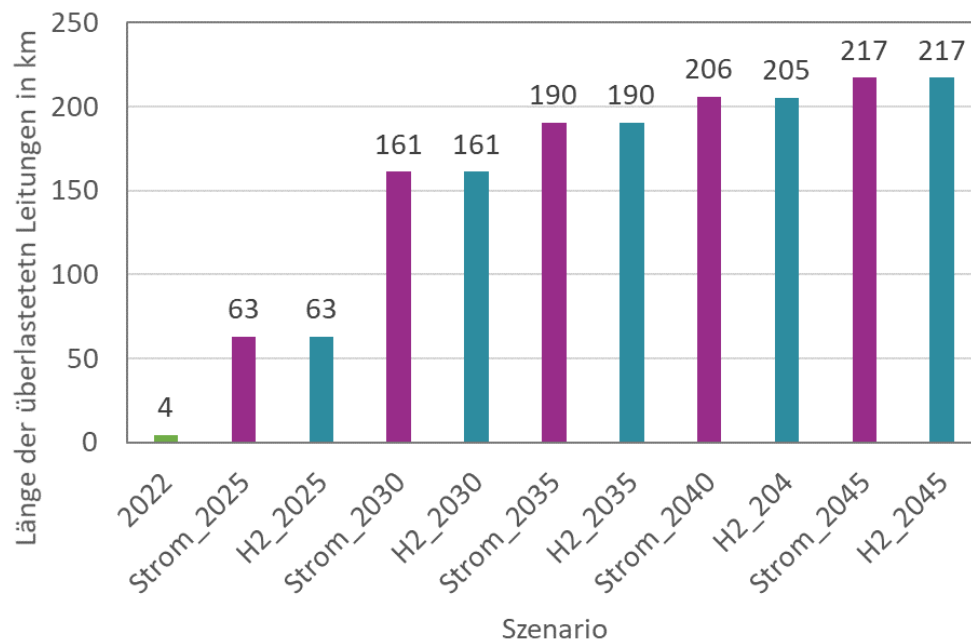


Abbildung 4-50 Länge der überlasteten Leitungen je Szenario im Netzgebiet beispielhaft für das UW Achstetten

In *Abbildung 4-51* und *Abbildung 4-52* ist eine Übersicht zur Leitungsüberlastung 2045 in allen Umspannwerken dargestellt und ins Verhältnis zur Leitungsüberlastung 2022 und zur Gesamtlänge der Netze gesetzt. Bereits im Ist-Zustand 2022 sind relevante Teile der Netze stark be- bzw. überlastet. In den Szenarien werden je nach Netzgebiet 50 – 70 % der Leitungen überlastet.

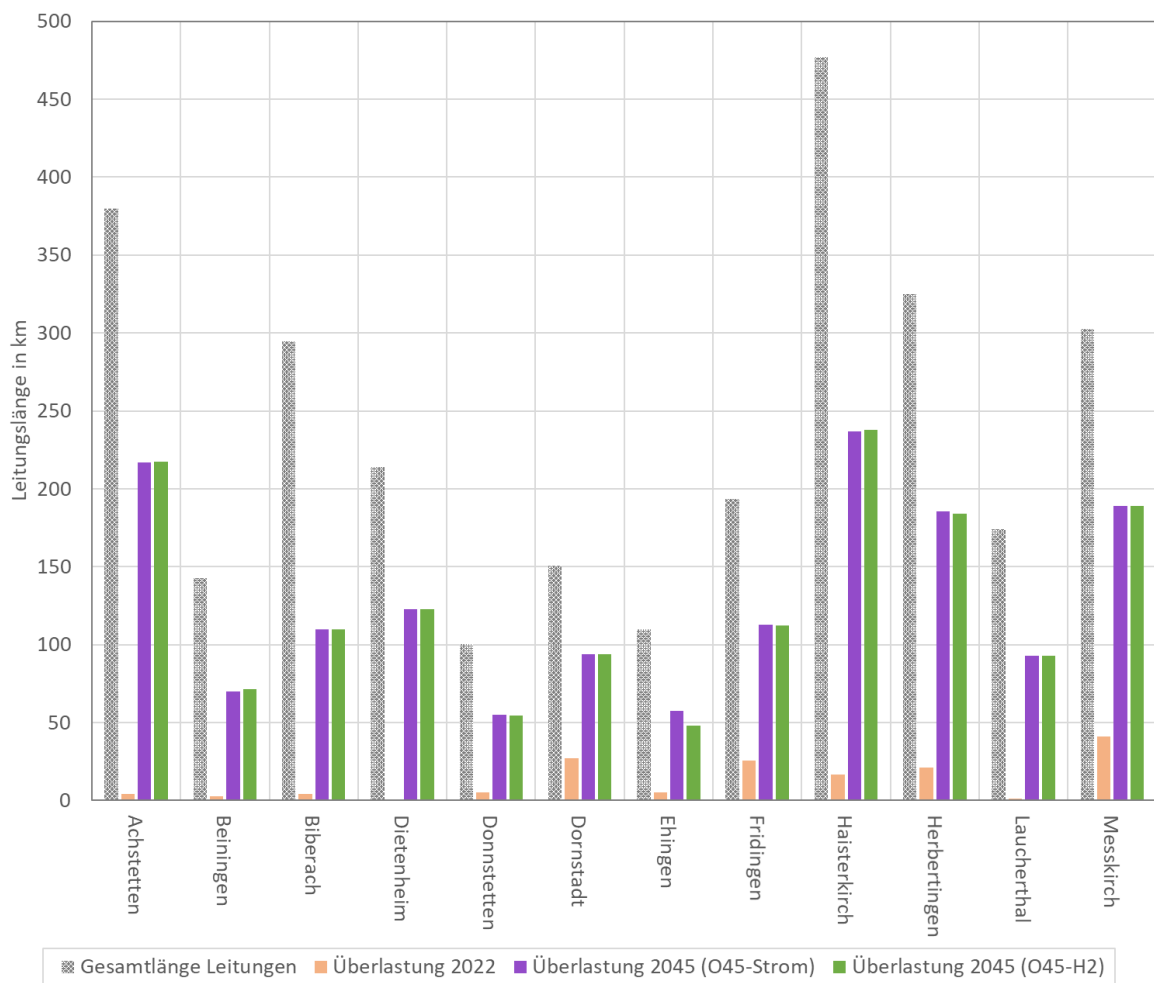


Abbildung 4-51 Länge der Leitungen, Überlastungen 2022 und in den Szenarien 2045 in den MS-Netzgebieten der Umspannwerke. Teil 1.

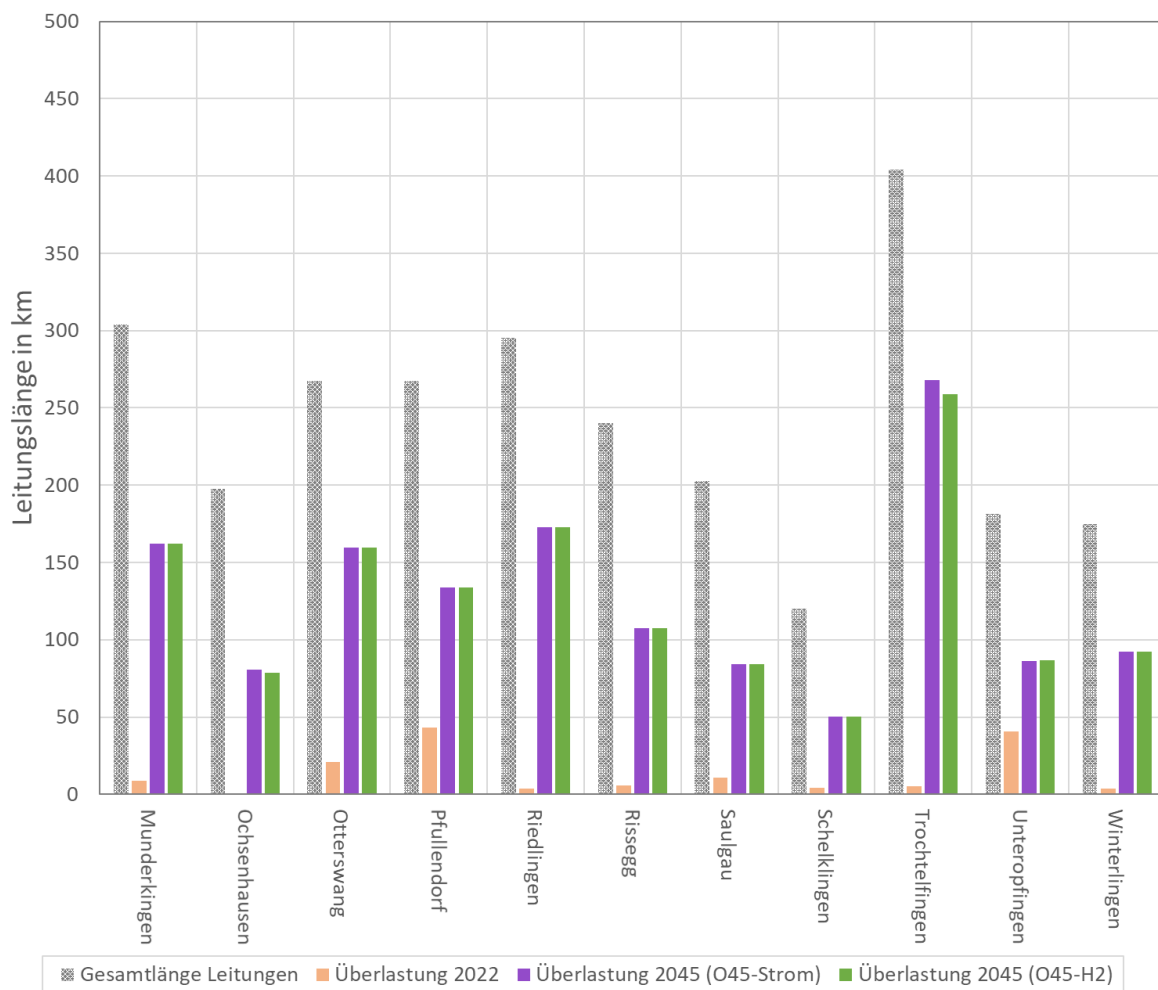


Abbildung 4-52 Länge der Leitungen, Überlastungen 2022 und in den Szenarien 2045 in den MS-Netzgebieten der Umspannwerke. Teil 2.

Zur Analyse der Ursache der Überlastung im Szenario O45-H2 2045 wurden überlastete Leitungsabschnitte aus dem MS-Netz am Umspannwerk Achstetten ausgewählt und analysiert (siehe *Abbildung 4-53*). Zwei der Leitungen (Leitung 35 und 72) hängen direkt am Umspannwerk und versorgen jeweils nachgelagerte Netzgebiete. Leitung 532 liegt am Rand des Netzgebiets und versorgt nur den Netzknoten Bus 376.

Dazu wurde der zeitliche Verlauf der Leitungsbelastung für eine Woche im Sommer mit typischen Überlastungsphasen in *Abbildung 4-54* der PV-Einspeisung in *Abbildung 4-57* gegenübergestellt. Dabei konnte als Ursache der Überlastung eindeutig PV eindeutig identifiziert werden. Ebenso für die beiden Leitungen 35 und 72, die direkt am Umspannwerk angeschlossen sind, konnte aus der Leitungsbelastung eindeutig der charakteristische Verlauf der PV-Einspeisung zur Mittagszeit identifiziert werden.

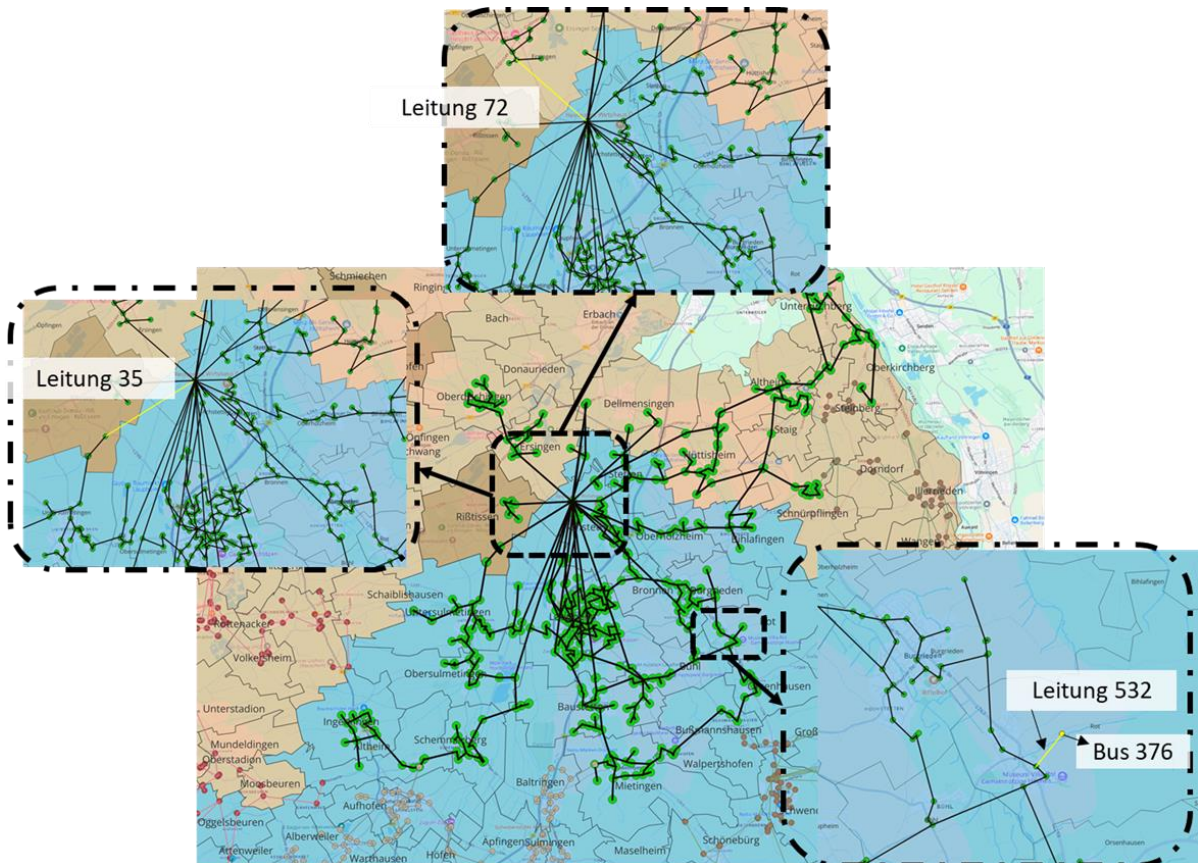


Abbildung 4-53 Auswahl von Leitungen, zur Analyse der Ursache der Überlastung. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].

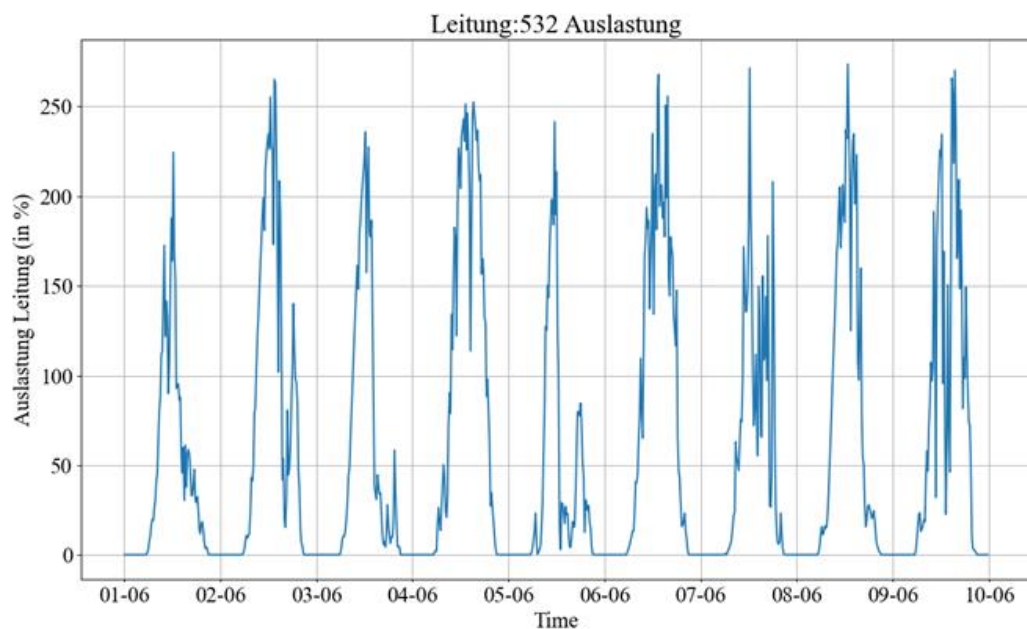


Abbildung 4-54 Simulation UW-Achstetten O45-H2, 2045 und Darstellung einer Woche im Sommer mit typischen Phasen der Überlastung: Auslastung von Leitung 532.

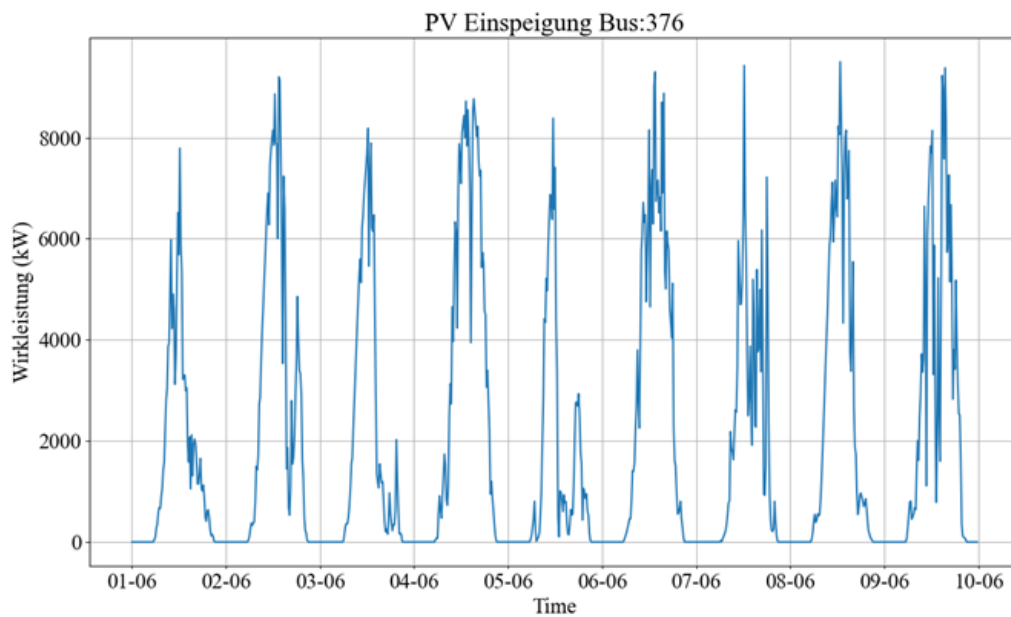


Abbildung 4-55 Simulation UW-Achstetten O45-H2, 2045 und Darstellung einer Woche im Sommer mit typischen Phasen der Überlastung: PV-Einspeigung am Knoten 376.

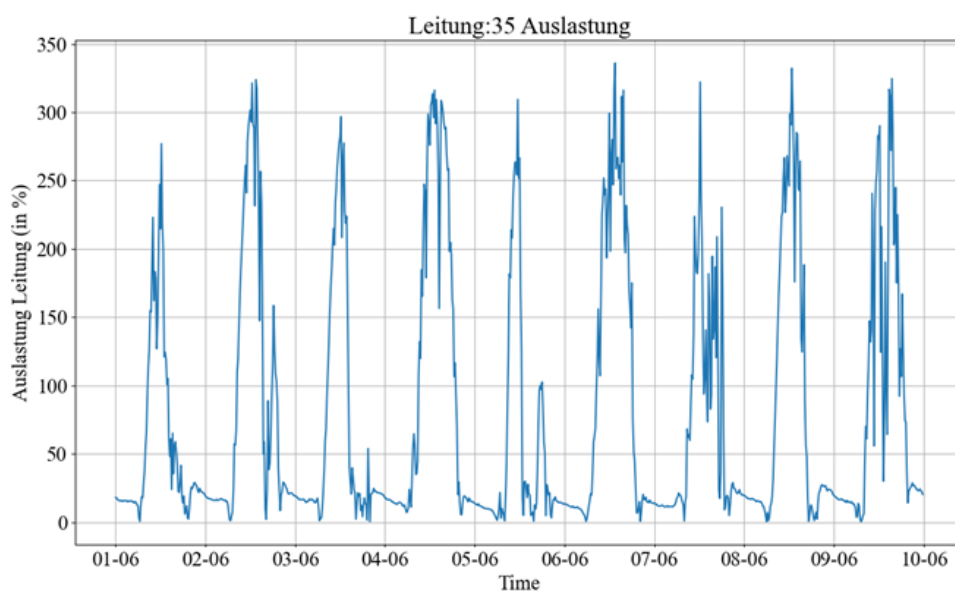


Abbildung 4-56 Simulation UW-Achstetten O45-H2, 2045 und Darstellung einer Woche im Sommer. Auslastung von Leitung 35.

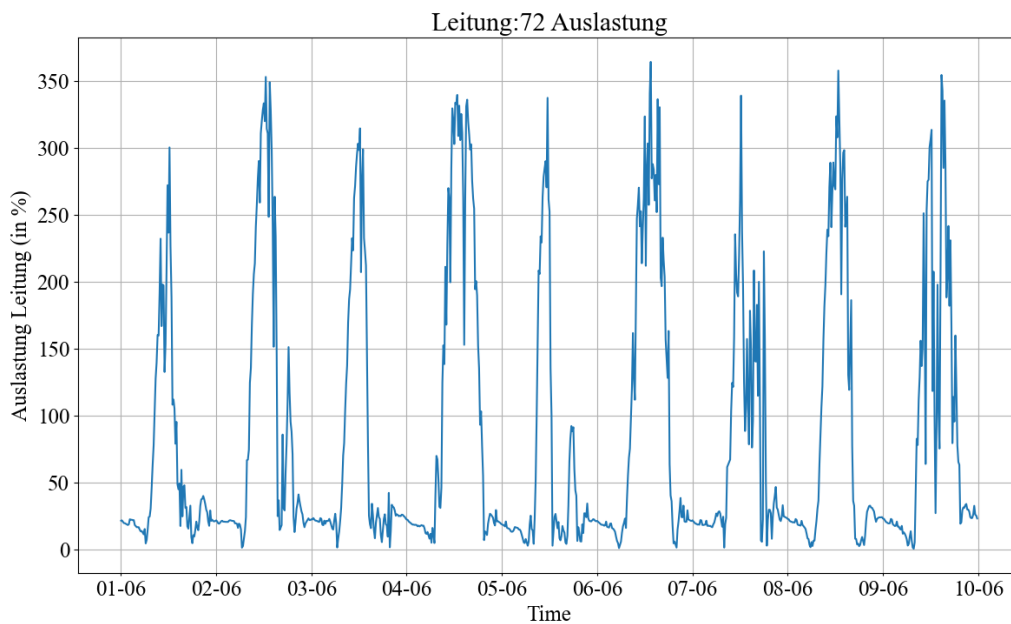


Abbildung 4-57 Simulation UW-Achstetten O45-H2, 2045 und Darstellung einer Woche im Sommer. Auslastung von Leitung 72.

Insgesamt sind in allen Umspannwerken in den beiden Szenarien 2.940 km (O45-Strom) und 2.920 km (O45 – H2) überlastet, also 53 % der Leitungen. Zur Abschätzung der Größenordnung der Kosten für die Netzverstärkungsmaßnahmen wurde von mittleren spezifischen Investitionsbedarfen in Höhe von 200.000 € pro km ausgegangen, für eine Netzverstärkung in einer bestehenden Trasse mit Erdkabeln in der Mittelspannung. Insgesamt betragen die Kosten für eine Netzverstärkung des gesamten MS-Netzes (nur Leitungen) im Netzgebiet der 21 Umspannleitungen demnach ca. 580 Mio. €. Darüber hinaus fallen noch erhebliche Kosten an, um die Umspannstationen zur Niederspannung, die Umspannwerke zu Hochspannung, sowie Leitungsverstärkung / -ausbau in Hoch- und Niederspannung auf das Szenario auszulegen.

Aus der Betrachtung der Zeitreihen am Umspannwerk (siehe z.B. *Abbildung 4-58: „ohne PtG“*) geht hervor, dass die Umspannwerke ebenfalls massiv im betrachteten Szenario überlastet werden. Am Beispiel des Umspannwerks Achstetten werden Leitungen am Umspannwerk von > 350 MW erreicht. Die maximale Leistung im Ist-Zustand (2022) liegt bei 40 MW. Dies bedeutet, dass ebenfalls auf der Ebene der Umspannwerke ein erheblicher Ausbau stattfinden muss, der dann auf das vorgelagerte Netz Auswirkungen hat. Inwieweit diese einen Ausbaubedarf haben, wurde in diesem Projekt nicht betrachtet.

4.2.2 Nutzen von PtG zur Leitungsentlastung

Eine mögliche Gegenmaßnahme zur Überlastung von Leitungen durch die EE-Erzeuger ist die Installation von PtG-Anlagen im Netzgebiet. Zur Untersuchung wurde das Netzgebiet zunächst ohne PtG-Anlagen simuliert und die Leistung am Umspannwerk untersucht (siehe *Abbildung 4-58*). Die maximale Einspeisung in die Hochspannung beträgt 372 MW. Um die Belastung bei der Einspeisung zu reduzieren, wurde eine Lastkurve für PtG-Anlage mit 200 MW entwickelt. Bei der Untersuchung wurde das n-1-Kriterium nicht berücksichtigt. Die Lastkurve entspricht der Einspeisung in das Hochspannungsnetz, ist allerdings bei 200 MW nach oben begrenzt. Diese Lastkurve wurde auf dezentrale PtG-Anlagen, die im Netz verteilt wurden, gleichmäßig aufgeteilt und die Simulation erneut durchgeführt. Die Positionierung der PtG-Anlagen wurde in zwei Varianten (siehe PtG1 und PtG2 in *Abbildung 4-59*) iteriert. Dazu wurden bevorzugt zentrale Abzweigstellen als PtG-Positionen gewählt, an denen jeweils mehrere Teilnetzgebiete hängen. In der ersten Iteration wurde sogar eine Verschlechterung der Leitungsüberlastung beobachtet, da Lastflüsse durch die PtG-Anlagen dahingehend verändert wurden, dass Strom in Richtung PtG-Anlage floss.

In der zweiten Iteration mit der Positionierung PtG-2 wurde eine leichte Verbesserung verglichen mit der Überlastung ohne PtG-Anlagen erzielt. Daher kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass PtG-Anlagen dazu geeignet sind Leitungsüberlastung zu reduzieren.

Durch weitere Optimierung der Positionierung könnte möglicherweise eine weitere Verbesserung erzielt werden. Jedoch stellt die Installation von 10 PtG in einem Netzgebiet ein Extremszenario dar. Hochgerechnet auf alle 21 Umspannwerke müssten demnach in den drei Landkreisen 210 netzdienliche PtG-Anlagen installiert werden, um die Netze an den belasteten Stellen zu entlasten.

Die im Stromnetzmodell installierten PtG-Anlagen haben wie oben erwähnt eine Gesamtkapazität von 200 MW und wurden netzdienlich betrieben. Die Auswertung des Anlagenbetriebs ergab, dass insgesamt 413 GWh Strom genutzt wurden. Dies entspricht 2.066 Volllaststunden bei 3.415 Betriebsstunden. Bei dieser Betrachtung wurde ausschließlich Strom aus lokalen erneuerbaren Erzeugungsanlagen verwendet. Durch die Einbindung von Strom aus dem externen Netz, z.B. über PPA-Verträge, sind darüber hinaus größere Auslastungen möglich. Dadurch könnten Regionen sogar andere Regionen bei der Stromabnahme unterstützen und durch größere Anlagen bzw. durch Anlagen mit größerer Auslastung die Wirtschaftlichkeit verbessern.

Als Ursache des vergleichsweise geringen Nutzens der PtG-Anlagen zur Entlastung im Netz, wurde neben der geringen Zahl der Anlagen die sehr hohe Überlastung durch PV identifiziert. Durch den enormen Ausbau von PV im Szenario sind die Leitungen teilweise um > 300 % belastet. Durch die PtG-Anlagen kann zwar eine Entlastung im Netz und somit eine signifikante Erzeugung von Wasserstoff erreicht werden. Die Entlastung selber war jedoch nicht ausreichend, um eine Leitungsbelastung von < 100% zu erreichen. Trotz des entlastenden Effekts von PtG, konnte daher im vorliegenden Szenario mit dieser Anzahl an PtG-Anlagen und den Standorten kein relevantes Nutzen von PtG als Ersatzmaßnahme für Leitungsverstärkung erzielt werden. Dennoch ist der Wert nicht zu unterschätzen, da Abschaltungen vermieden, gerade der schnelle Hochlauf von PV abgepuffert und die zusätzliche regionale Wertschöpfung Wasserstoffherzeugung gehoben werden kann. Wie oben erwähnt würde eine höhere Anzahl an PtG-Anlagen und somit auch die Wahl von weiteren Standorten notwendig werden. Eine abschließende Klärung konnte nicht erzielt werden, da im gegebenen Zeitraum weiterführende Analysen nicht möglich waren.

Eine wirtschaftliche Betrachtung der PtG-Anlagen als potentielle Ersatzmaßnahme anstelle von Netzverstärkung wurde im Rahmen der Studie nicht durchgeführt, da die Entlastung des Netzes durch PtG im vorliegenden Szenario zu gering war.

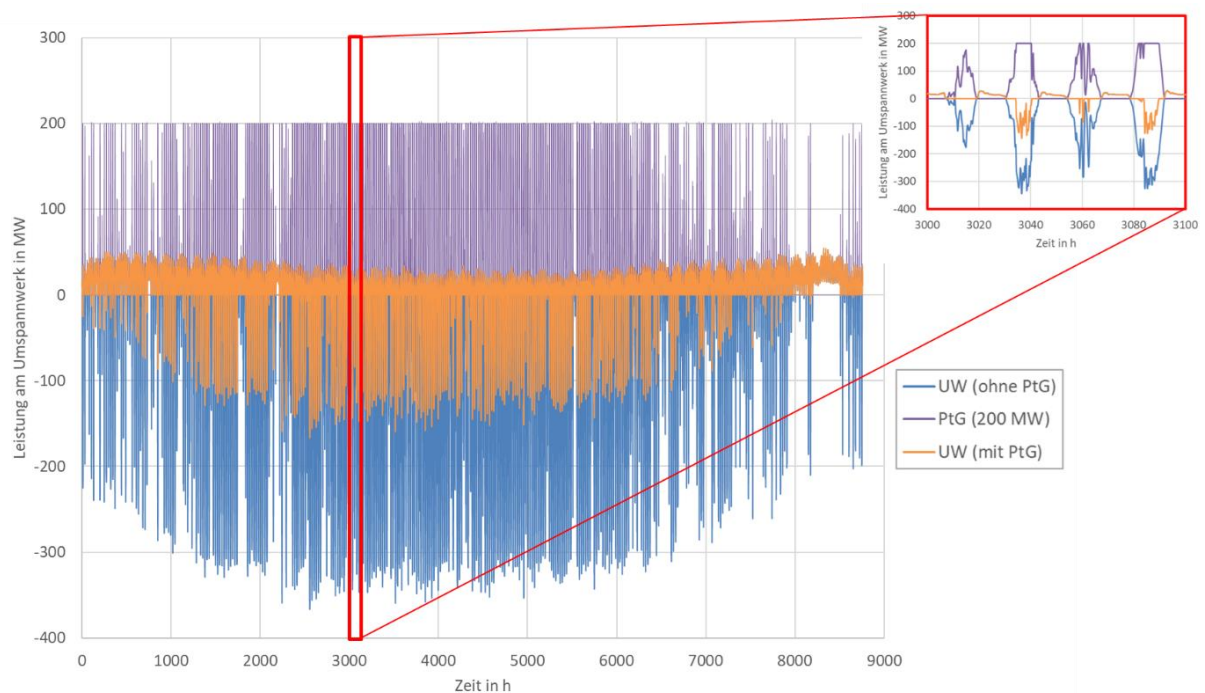


Abbildung 4-58 Leistung am Umspannwerk Achstetten im Szenario H2 2045 mit und ohne PtG zur Entlastung der MS-Leitungen im Netzgebiet des Umspannwerks Achstetten.

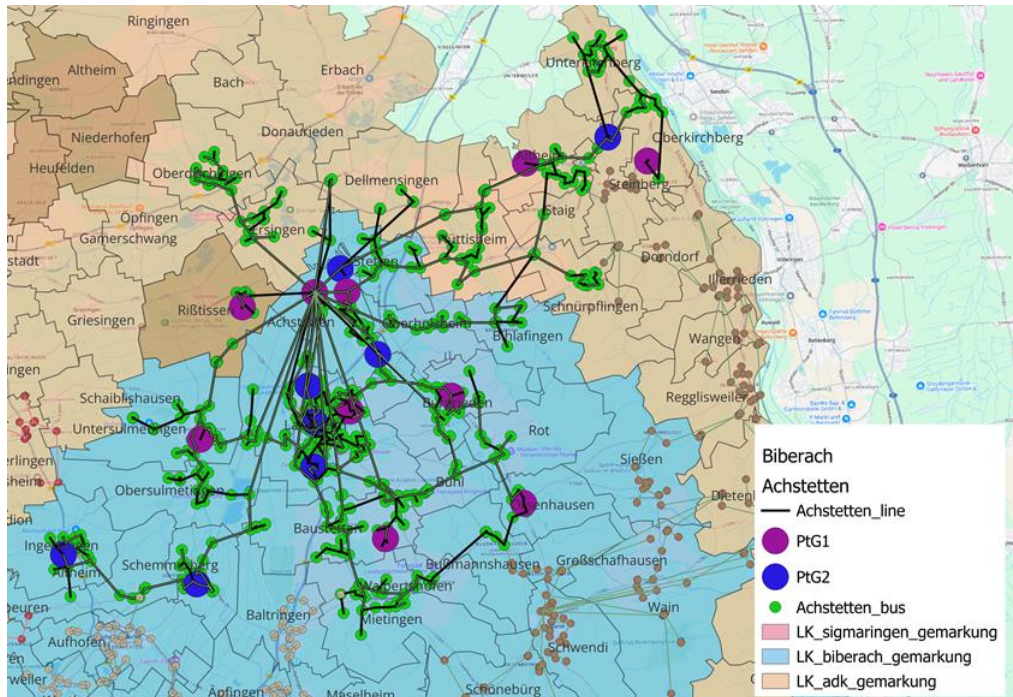


Abbildung 4-59 Verortung von dezentralen PtG-Anlagen zur Entlastung des Netzgebietes am UW Achstetten (Iteration 1 & 2). Hinweis: PtG2 teilweise durch PtG1 verdeckt. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

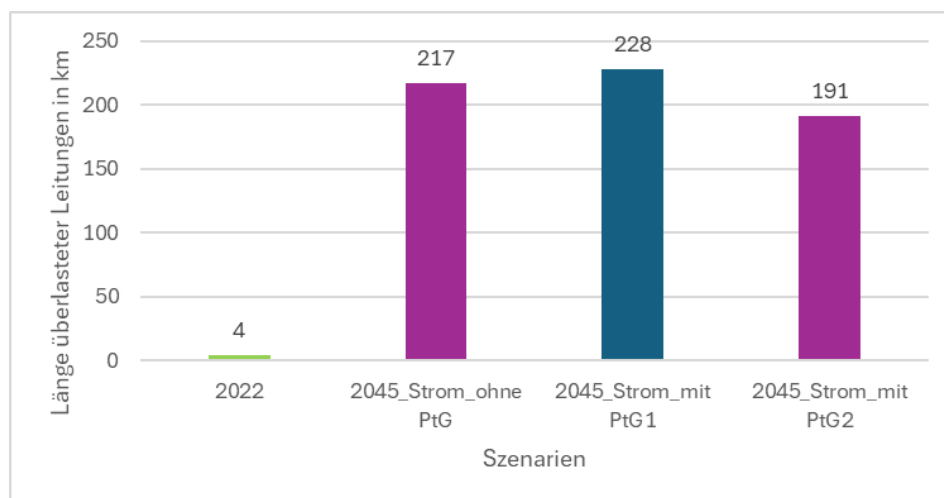


Abbildung 4-60 Länge der überlasteten Leitung am Umspannwerk Achstetten ohne PtG und mit PtG für die beiden Iterationen PtG1 und PtG 2 im Vergleich.

Diese ersten Untersuchungen haben das Potenzial der stromnetzfreundlichen Sektorkopplung aufgezeigt: Photovoltaik erweist sich im Untersuchungsgebiet als Haupttreiber der Netzbelastung, während dezentrale Power-to-Gas-Anlagen eine Entlastung bewirken können. Erste Modellierungen beispielhaft an einem Umspannwerk bestätigen dieses Grundpotenzial zwar nur in geringem Maß, liefern aber wichtige Erkenntnisse.

4.3 Simulation Gasnetzmodelle

4.3.1 Erdgasnetzmodell

Das Erdgasnetzmodell wurde für das Jahr 2022 simuliert. Dabei beträgt der Gesamtgasfluss im Jahr 2022 in den Netzen der Netze-Gesellschaft Südwest mbH in den Landkreisen Biberach, Alb-Donau und Sigmaringen rund 142 Mio. m³ Erdgas, also etwa 1,4 TWh verteilter Energie. Der zeitliche Verlauf des Gesamtflusses ist in *Abbildung 4-61* dargestellt. Bei zu hohen Durchflüssen in den Leitungen kann es grundsätzlich in Gasnetzen zu hydraulischen Engstellen kommen. Daher wurde eine hydraulische Analyse für den Starklastfall durchgeführt. In *Abbildung 4-62* sind die Fließgeschwindigkeiten im Netz dargestellt. Die maximale Fließgeschwindigkeit in Erdgasnetzen sollte 20 m/s nicht überschreiten [62]. Bei Fließgeschwindigkeiten darüber hinaus steigen die Druckverluste in den Leitungen an und es kann zu Vibrationsentwicklung kommen. Vibrationen können zum einen als störende Geräuschemissionen negative Auswirkungen auf Anwohner haben und zum anderen die Netzinfrastruktur schädigen. Aus den Ergebnissen in *Abbildung 4-62* ist zu entnehmen, dass die maximalen Fließgeschwindigkeiten in den betrachteten Netzen der Netze-Gesellschaft Südwest mbH in den Landkreisen Alb-Donau, Biberach und Sigmaringen auch für den Starklastfall weit unterhalb der Grenze von 20 m/s liegen. Für die Szenarien in den Zeitscheiben 2025 – 2045 wurden keine hydraulischen Netzsimulationen für das Erdgasnetz durchgeführt, da die Gasbedarfe in den Szenarien stark rückläufig sind. Die potentiell zusätzlich eingespeiste Biomethanmenge ist wesentlich geringer als der heutige Erdgasbedarf. Daher ist für die Jahre 2025 – 2045 mit keinem netzhydraulischen Engpass zu rechnen.

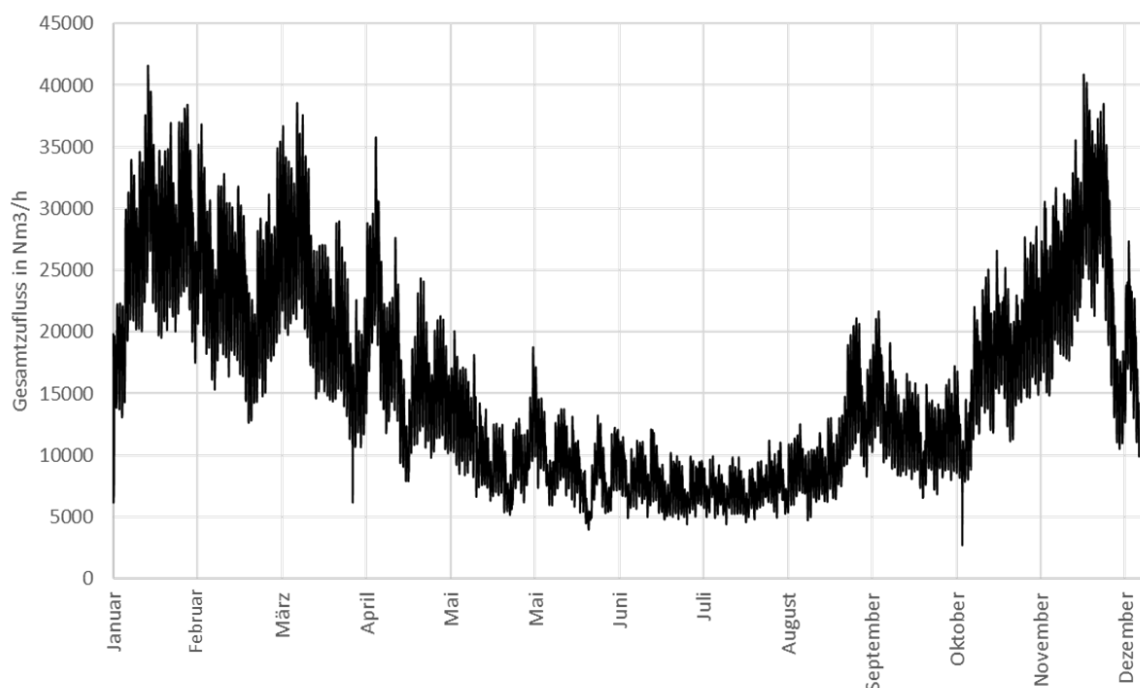


Abbildung 4-61 Gesamtzuflussmenge Erdgas im zeitlichen Verlauf für das oberschwäbische Gasnetz der Netze- Gesellschaft Südwest mbH in den Landkreisen Biberach, Alb-Donau und Sigmaringen für das Jahr 2022.

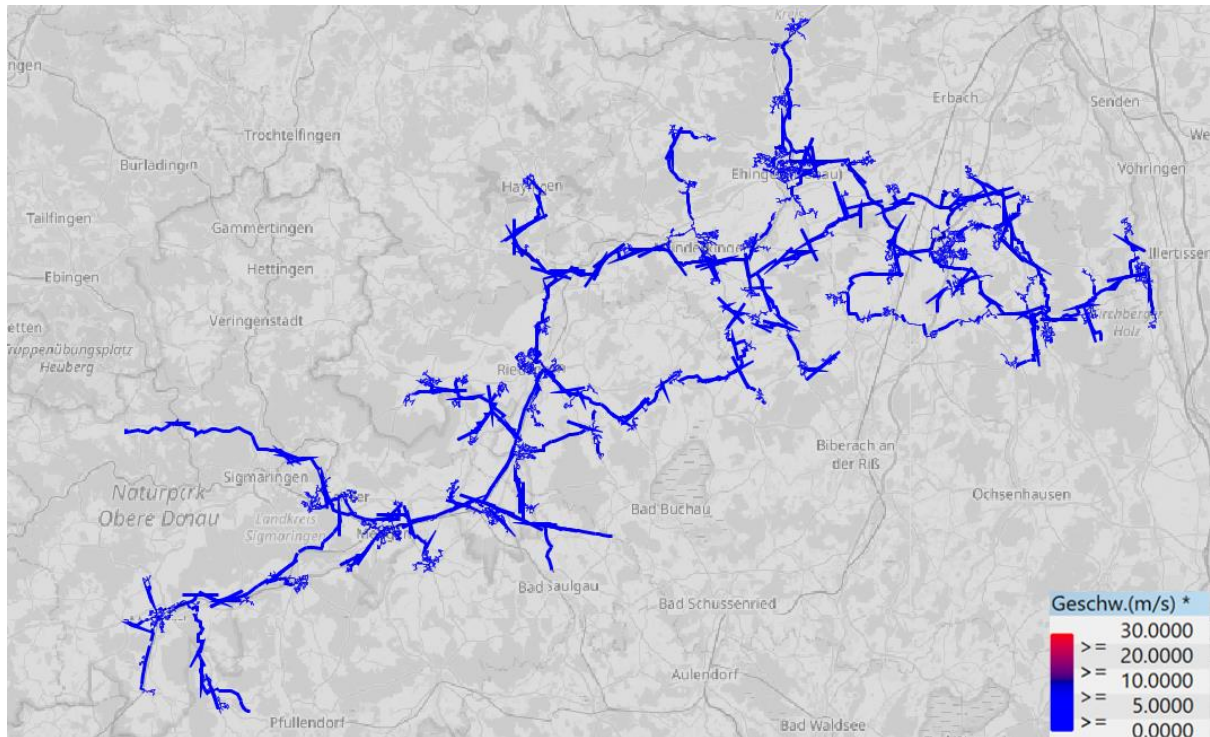


Abbildung 4-62 Fließgeschwindigkeit von Erdgas im Starklastfall.

Im betrachteten Erdgasnetz existieren drei Biogas-Einspeiseanlagen in Riedlingen, Achstetten und Burgrieden. Der jährliche Erdgasbedarf im Netz übersteigt bei weitem die eingespeiste Jahresmenge aufbereiteten Biogases (Biomethan) der drei Anlagen. Dennoch könnte es im Schwachlastfall ggf. dazu kommen, dass die eingespeiste Biomethanmenge temporär vom Ortsnetz nicht abgenommen werden kann und Biomethan entweder vor der Einspeisung zwischengespeichert werden müsste, es in vorgelagerte Netze des Transportnetzes des vorgelagerten Netzbetreibers rückgespeist werden müssten bzw. andere spezifische Maßnahmen getroffen werden müssten. Um eine eventuelle Rückspeisung zu realisieren, muss eine Verdichteranlage installiert werden und es müsste geprüft werden, ob und wie die ggf. höheren Anforderungen an die Gasqualität in den vorgelagerten Netzen erfüllt werden können. Um zu untersuchen, ob eine Rückspeisung notwendig werden könnte, wurde für eine Schwachlastwoche (22.08.2022 – 28.08.2022) die eingespeiste Biomethanmenge den Erdgasbedarfen im Netz gegenübergestellt. Wie in *Abbildung 4-63* zu sehen ist, übersteigt der Erdgasbedarf auch im Schwachlastfall die eingespeiste Biogasmenge deutlich. Somit ist nicht damit zu rechnen, dass Gas mit Hilfe eines Verdichters auf höhere Druckstufen des Erdgasnetzes rückgespeist werden muss.

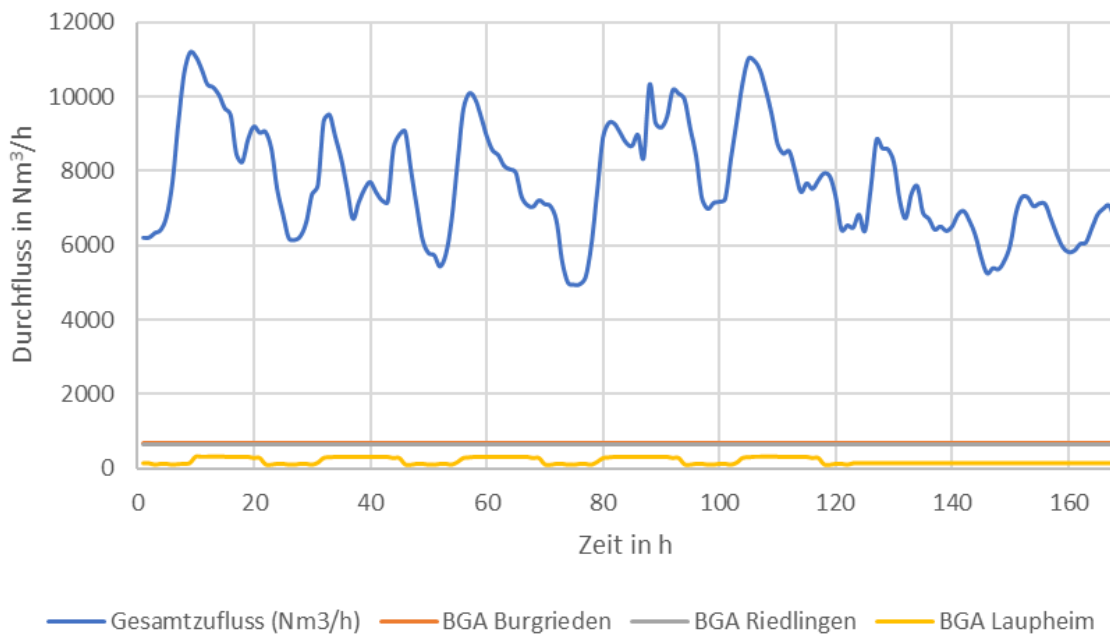


Abbildung 4-63 Erdgasbedarf in einer Schwachlastwoche (22.08.2022 – 28.08.2022) und Einspeisung aus bestehenden Biogas-Einspeiseanlagen im Netzgebiet der Netze-Gesellschaft Südwest mbH in Oberschwaben.

4.3.2 Wasserstoffnetzmodell²

Vorausgegangene Untersuchungen zeigten, dass die vorhandene Erdgasinfrastruktur zu sehr großen Teilen mit geringem technischem Aufwand auf Wasserstoff umgestellt werden kann [63]. Im Rahmen von RegioTransH₂O wurden netzhydraulische Untersuchungen durchgeführt, inwieweit die vorhandene Erdgasinfrastruktur über die hydraulische Kapazität zur Versorgung der Gebiete mit Wasserstoff geeignet ist.

Zunächst sollte gezeigt werden, dass das Erdgasnetz in Oberschwaben durch das geplante Wasserstoff-Transportnetz versorgt werden kann. Wie in *Abbildung 4-64* zu sehen ist, verläuft das von der Gastransportnetzbetreibern geplante sogenannte H₂-Backbone oder auch H₂-Kernnetz [64] genannt durch das Netzgebiet der Netze-Gesellschaft Südwest mbH in Oberschwaben. Hierbei handelt es sich um Bestandsleitungen der Gastransportnetzbetreiber, die aktuell mit Erdgas betrieben werden. Diese Leitungen sollen später, wenn Wasserstoff zum Transport bereitsteht, auf Wasserstoffbetrieb umgestellt werden. Die vorhandenen und bereits aktuell von der Netze-Gesellschaft Südwest mbH bei der Übernahme des aktuell verteilten Erdgases vom vorgelagerten

² Grundsätzlich spiegeln die Forschungsergebnisse in diesem Bericht nicht per se die Unternehmensstrategie der Netze-Gesellschaft Südwest mbH wider. Vielmehr basieren die Ergebnisse unabhängig auf der im Rahmen des unbundling-compliance bereitgestellten Daten sowie dem zur Verfügung stehenden Gasnetzgebietstransformationsplans – Stand 2024.

Netzbetreiber, hier der Terranets GmbH, genutzten Gasübergabestationen, sollen auf Wasserstoffbetrieb umgestellt werden.

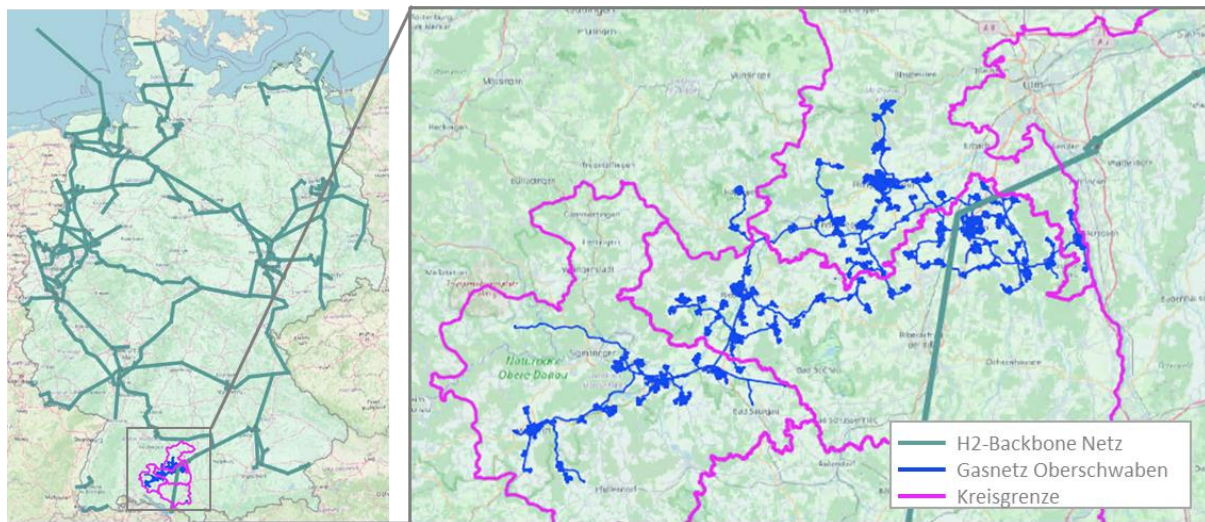


Abbildung 4-64 Wasserstoff-Backbone-Netz und Gasnetz Oberschwaben (NGS)

In den Langfrist-Szenarien wird davon ausgegangen, dass nur ein kleiner Teil der heute mit Erdgas betriebenen Anwendungen zukünftig auf Wasserstoff umgestellt wird (siehe Kapitel 3). In den Langfristszenarien wird unterstellt, dass Erdgas-Heizungen hauptsächlich auf Wärmepumpen umgestellt werden und Industrieprozesse mit heute großen Erdgasbedarfen zu einem großen Teil elektrifiziert werden. Daher wird in den Langfristszenarien nur noch ein kleiner Teil mit Wasserstoff versorgt, verglichen zum Erdgasbedarf heute. Bei einer Umstellung der vorhandenen Netzinfrastruktur von Erdgas auf Wasserstoff hat der starke Rückgang von gasförmigen Energieträgern im Szenario zur Folge, dass die Netze nur geringfügig ausgelastet sind. Eine hydraulische Überlastung der Netze ist nicht zu erwarten.

Daher wurde zur Überprüfung der Netzhydraulik als Extremfall angenommen, dass der gesamte Erdgasbedarf von heute in Zukunft durch Wasserstoff gedeckt wird. Für diese Betrachtung wird angenommen, dass die gesamte Erdgasinfrastruktur inklusive aller Verbraucher auf Wasserstoff umgestellt werden. Betrachtet wurde ein Starklastfall bei Außentemperaturen von -9°C im Referenzjahr 2022. Da die Energiedichte (bezogen auf das Volumen bei ansonsten gleichen Bedingungen) von Wasserstoff nur etwa ein Drittel der Energiedichte von Methan entspricht, müssten zum Transport der gleichen Energiemenge deutlich größere Volumenströme transportiert werden können. Dies könnte ggf. zu Netzengpässen führen. Der Gesamtzufluss in die betrachteten Netze der Netze-Gesellschaft Südwest mbH in Oberschwaben ändert sich im Starklastfall bei der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff wie in *Tabelle 4-5* dargestellt.

Tabelle 4-5 Gesamtzuflussmengen zum Gasnetz Oberschwaben bei der Versorgung mit Erdgas bzw. Wasserstoff

Medium	Gesamtzufluss in m ³ /h (NTP)
Erdgas	40 500
Wasserstoff	131 500

Fließgeschwindigkeiten von mehr als 40 m/s gelten in einem Wasserstoffnetz als kritisch [65], da diese Geräuschentwicklung und netzschädigende Vibrationen verursachen könnten. In *Abbildung 4-65* ist in der Gesamtübersicht zu sehen, dass der größte Teil des Netzes hydraulisch geeignet ist, den gesamten heutigen Erdgas-Bedarf zukünftig mit der vorhandenen Infrastruktur mit gleichen Energiemengenströmen an Wasserstoff zu decken. Bei der Detailbetrachtung konnten in drei Teilabschnitten in Mengen, Schelklingen und Berkach insgesamt 42 Leitungsstücke mit einer Gesamtlänge von 922 m identifiziert werden, an denen der Grenzwert von 40 m/s im Starklastfall bei der Umstellung auf Wasserstoff mit gleichbleibender Energieabnahmestruktur überschritten würde (siehe *Abbildung 4-66*). Zum Vergleich beträgt die Gesamtlänge im Netz der Netz-Gesellschaft Südwest mbH in Oberschwaben 1932 km [66].

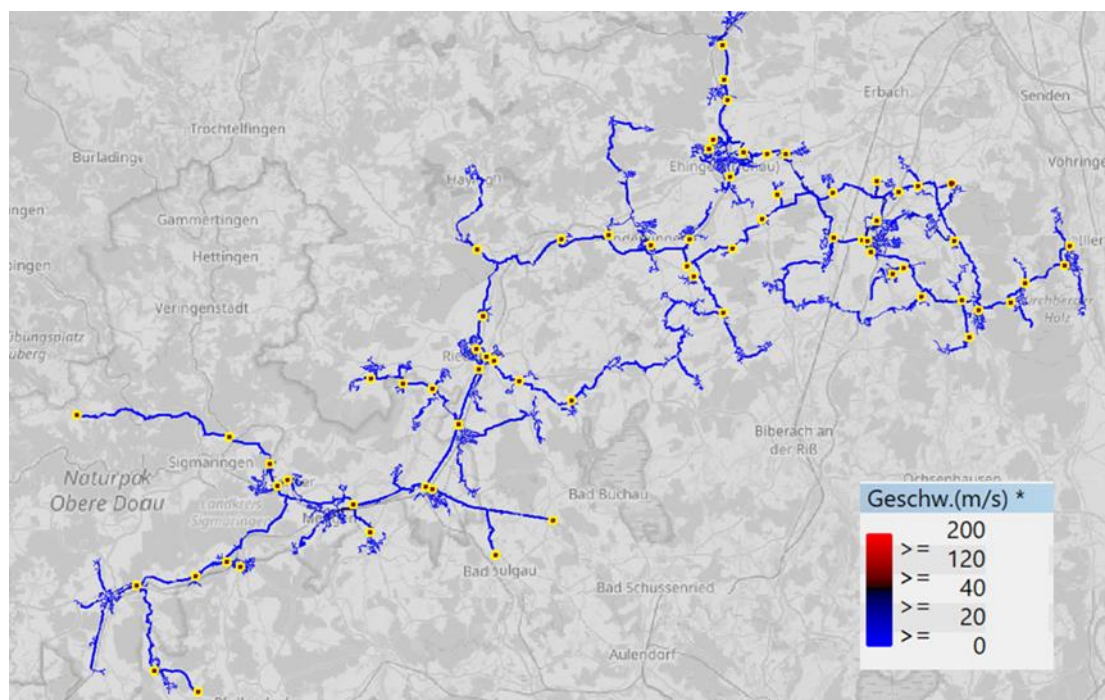


Abbildung 4-65 Fließgeschwindigkeiten bei der Versorgung des Netzgebietes der Netz-Gesellschaft Südwest mbH in Oberschwaben mit Wasserstoff, berechnet in hydraulischer Netzsimulation unter der Annahme, dass sämtliche Verbraucher von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden.



Abbildung 4-66 Detailanalyse der Fließgeschwindigkeiten aus Abbildung 4-65 für die Netzgebiete Mengen (links), Schelklingen (Mitte) und Berkach (rechts).

Auf Basis der vorliegenden Berechnungen kann aus netzhydraulischer Sicht davon ausgegangen werden, dass die Umstellung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff im betrachteten Gasnetz ohne Probleme machbar ist. Wie oben beschrieben, wurde in der Berechnung davon ausgegangen, dass der zukünftige Energiebedarf für Wasserstoff dem aktuellen Energiebedarf für Erdgas heute entspricht. Es wird davon ausgegangen, dass es sich hierbei um einen Extremfall handelt, da Kunden zukünftig auch alternative Energieträger nutzen werden. Die Langfristszenarien gehen von einem deutlich geringeren zukünftigen Wasserstoffbedarf aus. Daher ist davon auszugehen, dass die bestehende Gasinfrastruktur auch für Wasserstoff hinsichtlich der Netzhydraulik ausreichend groß dimensioniert ist. Dennoch müssten ggf. bei einer potenziellen Umstellung Infrastrukturmaßnahmen im Netz getroffen werden, um alle Teile des Netzes (z.B. Schieber, Ventile, Dichtungen, etc.) auf Wasserstoff auszuliegen. Diese Anpassungsmaßnahmen sind aber gering im Verhältnis zu einem Neubau, da die meisten Teile im Netz, insbesondere die Rohrleitungen selbst, wasserstofftauglich sind.

4.4 Ergebnisse Sektorkopplungsmodell

Im Sektorkopplungsmodell fließen alle verfügbaren Ergebnisse aus dem Gasnetzmodell, dem Stromnetzmodell, der Analyse zur Abwärme aus Biogas und Industrie, dem Wärmenetzmodell sowie alle öffentlich verfügbaren Quellen und für alle regionalisierten Szenarien in den betrachteten Jahresscheiben (2022, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045) zusammen. Alle Daten werden auf Gemarkungsebene aggregiert. Aus den vorliegenden Daten werden Zeitreihen für Verbrauch und Erzeugung abgeleitet, auf deren Grundlage die Modelle jeweils für einen Zeitraum von einem Jahr simuliert werden. Dabei müssen zu jedem Zeitpunkt die Energiebedarfe der Verbraucher in der jeweiligen Sparte (Strom, Methangas, Wasserstoff, Wärmenetz) gedeckt werden. Ist die lokale Erzeugung nicht ausreichend, muss Energie über die Netze (Strom, Wasserstoff, Methan) bezogen oder durch Sektorkopplungsanlagen (z.B. Großwärmepumpe im Wärmenetze) erzeugt werden. Nicht lokal verwertbare Energie wird in das übergeordnete Netz eingespeist und abtransportiert.

Ergebnis der Simulation sind Zeitreihen für alle Erzeuger, Verbraucher sowie den Netzbezug und die Einspeisung in die übergeordneten Strom- und Gasnetze sowie Nutzungszeitreihen von Sektorkopplungsanlagen. Die zeitlich hochaufgelösten Daten werden über das Jahr hinweg aggregiert, um sektorale Jahresbilanzen für Strom, Methan, Wasserstoff und das Wärmenetz zu ermitteln. Ergänzend werden die Betriebs- und Volllaststunden der Sektorkopplungsanlagen systematisch analysiert.

Die Simulationen werden pro Gemarkung und Szenario durchgeführt. Die Ergebnisse der jeweiligen Gemarkungen werden pro Kommunen und pro Landkreis aufsummiert. Für die Modellierung des Landkreises als „Summe der Gemarkungen“, findet kein Austausch von Energie und Stoff zwischen den Gemarkungen statt. Zusätzlich wird je Landkreis und Szenario noch eine Simulation für den „Landkreis als Punkt“ durchgeführt. Dabei können Energie- und Stoffströme ideal zwischen den Gemarkungen ausgetauscht werden. Defizite in einer Gemarkung können durch Überschüsse in einer anderen Gemarkung ausgeglichen werden. Die Methodik ist in Kapitel 2.9 ausführlich erklärt und wird in den folgenden Kapiteln an Beispielen erklärt.

In Kapitel 4.4.1 wird dazu zunächst die Gemarkung Riedlingen als Beispiel betrachtet. Zur Betrachtung der Ergebnisse in den Kommunen werden in Kapitel 4.4.2 alle 8 Gemarkungen in der Beispielkommune Riedlingen aufsummiert. In Kapitel 4.4.3 werden die einzelnen Gemarkungen zu Landkreisen aufsummiert und Energiebilanzen in den Sparten Strom, Methan, Wasserstoff, Wärmenetz gebildet. In Kapitel 4.4.3 werden die Ergebnisse der Landkreise als „Summe der Gemarkungen“ mit den Ergebnissen der Simulation „Landkreis als Punkt“ verglichen.

Die regionalisierten Szenarien des Projekts, insbesondere der forcierte Ausbau von Erneuerbaren Energien auf Grundlage der Nutzung von PV-Freiflächen-Potentialen (siehe Kapitel 3.6), führen zu einem hohen Aufkommen erneuerbarer Strommengen, die gezielt in PtG-Anlagen genutzt werden können. Daher werden in Kapitel 4.4.4 PtG-Anlagen auf Basis der Simulationsergebnisse ohne PtG-Anlagen teilautomatisiert ausgelegt und modelltechnisch in den Landkreisen installiert. Der Betrieb und die erzeugte Wasserstoffmenge wird analysiert und bewertet.

Weiterhin kann der regionalisierte Ausbau von Photovoltaik zu einer starken Belastung des Stromnetzes führen, in dessen Konsequenz ein massiver Netzausbaubedarf resultiert. Aus diesem Grund wurde in Kapitel 4.4.5 eine alternative Simulation durchgeführt, die einen geringen Ausbau der Photovoltaik betrachtet. Die Simulationen werden hinsichtlich der Energiemengen, die lokal genutzt bzw. an übergeordnete Netze abgegeben werden müssen, untersucht. Im Fokus der Analyse steht die Frage, in welchem Umfang Wasserstoff lokal erzeugt und genutzt werden kann.

4.4.1 Energiebilanzen Gemarkungen

Die Modellierung des Sektorkopplungsmodells der Gemarkung Riedlingen im Landkreis Biberach wird in diesem Kapitel beispielhaft genutzt, um die Methodik aus Kapitel 2.9 schrittweise auszuführen. Dieses Vorgehen wurde analog für alle 488 Gemarkungen der vier Landkreise Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau Kreis und Ravensburg durchgeführt. Auf Grund der unterschiedlichen Datenverfügbarkeiten in den Gemarkungen (siehe Kapitel 2.1: „onshore“, „nearshore“, „offshore“) wurden unterschiedliche Methodiken angewendet, um die Eingangsdaten für das Sektorkopplungsmodell zu generieren. Grundsätzlich wurden, wo immer möglich, Verbrauchsdaten der Netzbetreiber im Projekt („onshore“). In Gemarkungen, in denen für ein Sparten („nearshore“) oder für keine der Sparten („offshore“) Daten zur Verfügung standen, wurden Ersatzdaten auf Basis öffentlich verfügbarer statistischer Daten modelliert, sodass für alle Gemarkungen ein konsistenter Datensatz als Eingangsdaten für das Sektorkopplungsmodell erzeugt werden konnte. Die Eingangsdaten aller Gemarkungen sind im Anhang in Kapitel 6.4.1 für den Ist-Zustand (2022) aufgezeigt.

Im Folgenden wird die Ausgangssituation im Ist-Zustand (2022) in der Gemarkung Riedlingen dargestellt und beispielhaft die Eingangsdaten für das Sektorkopplungsmodell geniert. Die Gemarkung verfügt über 7487 Einwohner und eine Gemarkungsfläche von 1194 ha. Aus der Wärmebedarfsanalyse nach der Methodik in Kapitel 2.3 geht hervor, dass Riedlingen einen Wärmebedarf von 52,6 GWh /a aufweist. Dazu wurden zunächst die spezifischen Wärmebedarfe und die Wohnflächen der Haushalte in den 15-er Baublöcke aus dem Energieatlas BW [14] sowie die Gebäudegrundfläche aus OpenStreetMap bezogen (siehe *Abbildung 4-67*). Der Wärmebedarf wurde anhand des lokalen Klimafaktor des Deutschen Wetterdiensts [31] von 1,2 auf das Jahr 2022 skaliert. Dadurch ergibt sich ein temperaturkorrigierter Wärmebedarf von 43,8 GWh / a. Aus diesem Gesamtwärmebedarf und der Verteilung der Heizungstechnologie aus dem Zensus 2022 [15] (siehe *Abbildung 4-68*) konnte ein Gasbedarf für die Haushalte in Riedlingen von 24,1 GWh / a berechnet werden. Der tatsächliche Gasverbrauch der Haushalte lag bei 20,5 GWh / a (Verbrauchsdaten Netze Südwest GmbH). Die Differenz von 3,6 GWh / a zwischen Verbrauchswert und den aus öffentlich verfügbaren Daten modellierten Werten wird auf die anderen Heizungstechnologien (Öl, Direktstrom, Wärmepumpe, Fernwärme) anteilig nach der Verteilung im Zensus verteilt. Für Stromheizungen besteht ein Strombedarf von 1,88 GWh / a für Stromdirektheizungen (Nachtspeicher) und für Wärmepumpen 0,89 GWh / a.

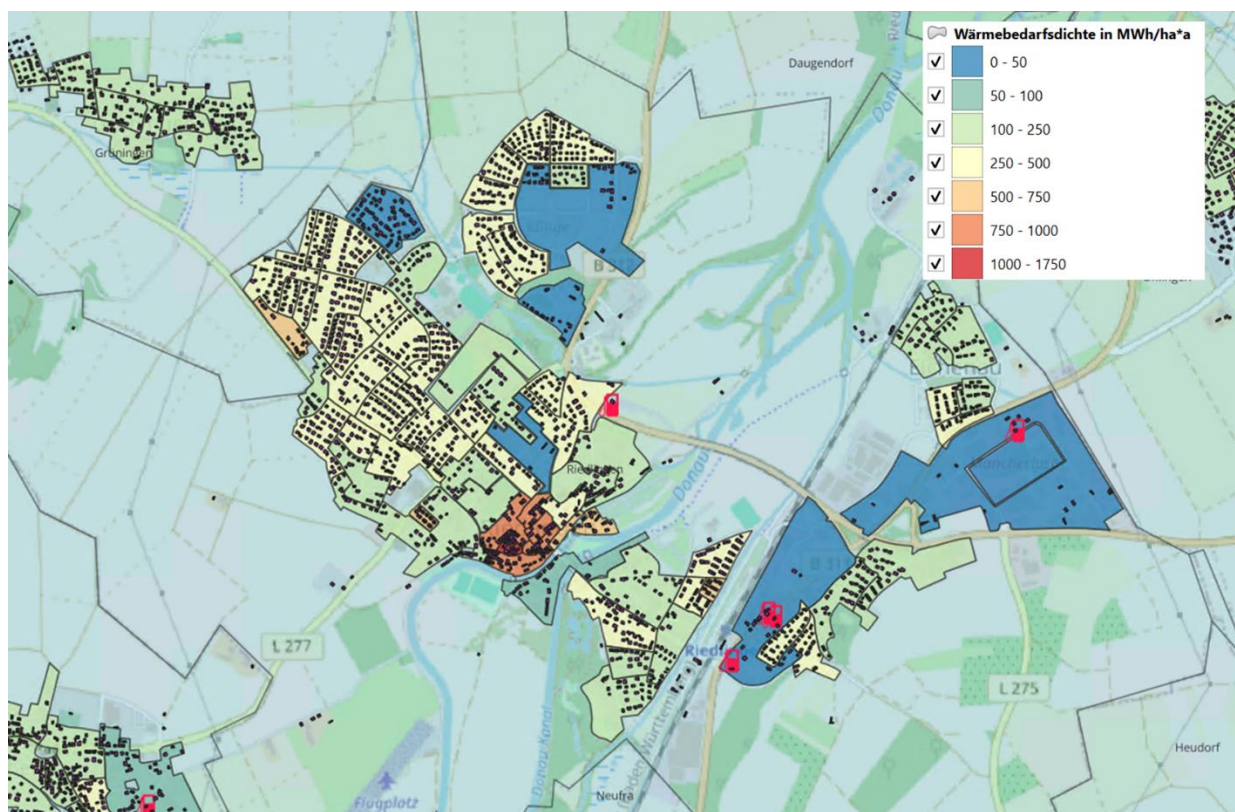


Abbildung 4-67 Gebäudegrundflächen [16], Wärmebedarfsdichte [14] und Tankstellen [37] in der Gemarkung Riedlingen, 2022. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

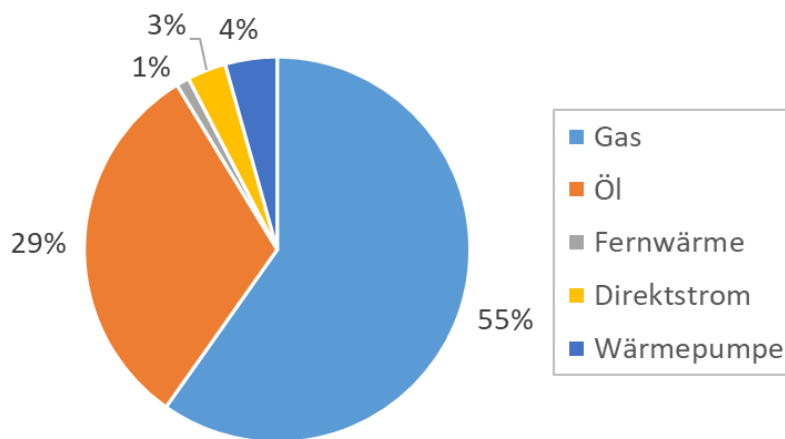


Abbildung 4-68 Verteilung der Heizungstechnologie laut Zensus 2022 [15] in der Gemarkung Riedlingen.

Darüber hinaus wurden die Gas-Verbrauchsdaten für GHD eingebunden. Dabei wurde angenommen, dass die Heizungsverteilung in GHD-Sektor der Heizungsverteilung von Haushalten entspricht. Die Wärmebedarfe der anderen Heizungstechnologien (Öl, Direktstrom, Wärmepumpe, Fernwärme) werden anhand der Gasbedarfsdaten zurückgerechnet. Für die Industrie wurden im Ist-Zustand kein anderer Energieträger als Gas zur Erzeugung von Prozess- und Gebäudewärme zugelassen. Der Gasbedarf von Industrie und GHD betrug 85,4 GWh / a im Jahr 2022.

Das Fernwärmenetz in Riedlingen umfasst laut Zensus 1% der Wohngebäude. Darüber hinaus können auch öffentliche Gebäude oder Gewerbe über ein bestehendes Wärmenetz versorgt werden. Für Wärmenetzversorgung von Nicht-Wohngebäude liegt im Projekt keine konsistente Datenbasis vor.

Die Modellierung des Strombedarfs von Haushalten basiert auf der Einwohnerzahl. Die 7487 Einwohner in Riedlingen wurden anhand der mittleren Bewohnerzahl von Haushalten von 2,1 [40] im Landkreis auf eine Anzahl Haushalte umgerechnet. Der Strombedarf von Haushalten wurde mit 3300 kWh pro Jahr [29] angenommen. Demnach beträgt der Strombedarf der Haushalte in Riedlingen 7 GWh / a.

Der Strombedarf von GHD wird aus der Zeitreihe am Umspannwerk als analytisches Lastprofil abgeleitet und mit der gewerblichen Leistung, die an den Ortsnetzstationen angemeldet ist, auf die Gemarkung verteilt (siehe Kapitel 2.5.5). Die Strombedarfe aus der Industrie sind gemessene Zeitreihen.

Für Gemarkungen, in denen Verbrauchsdaten im Gas- oder Strombereich fehlen, werden diese anhand der Gewerbe- bzw. Industriefläche in der Gemarkung geschätzt. Um den spezifischen Bedarf pro Flächeneinheit zu bestimmen, wird der Strom- bzw. Gasverbrauch der Industrie [40] durch die gesamte Gewerbe- und Industriefläche im Landkreis dividiert. Bei diesem Verfahren kann es lokal zu Abweichungen kommen, da der Energiebedarf pro Fläche von Unternehmen im Einzelfall stark variieren kann.

Der Energiebedarf im PKW-Verkehr und leichte Nutzfahrzeuge wurden anhand der gemeldeten Fahrzeuge in der Kommune Riedlingen auf die Gemarkung Riedlingen herunterskaliert. Demnach

fallen 4787 PKW und 357 LNF auf die Gemarkung Riedlingen. Durch die Verteilung der Antriebstechnologie kann ein Energiebedarf pro Antriebstechnologie berechnet werden (siehe *Abbildung 4-69*). Der Energiebedarf für LKWs wird auf die Tankstellen verortet. Riedlingen verfügt über 5 Tankstellen [37] (siehe *Abbildung 4-67*).

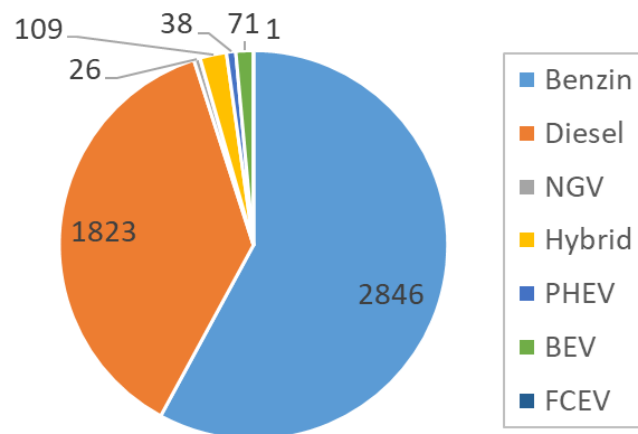


Abbildung 4-69 Anzahl PKW aufgeteilt nach Antriebstechnologie in der Gemarkung Riedlingen, 2022

Die Strom- und Gaserzeugung durch erneuerbare Energien wird anhand des Marktstammdatenregisters [24] abgebildet. In der Gemarkung Riedlingen sind weder Biogasanlagen (BHKW oder Einspeiseanlagen) noch Windkraftanlagen verortet.

Es existiert eine kleine Wasserkraftanlage, die im Modell berücksichtigt wurde. Die installierte Leistung PV betrug Ist-Zustand (2022) 5,3 MW.

Mit Hilfe des Wärmenetzmodells (siehe Kapitel 2.3.5) wurden potenzielle Wärmenetzgebiete bzw. der Ausbau des Wärmenetzes für Riedlingen analysiert. Für die Gemarkung Riedlingen besteht ein potenzielles Wärmenetzgebiet mit einem Wärmebedarf von 4,8 GWh pro Jahr (siehe *Tabelle 4-1* und *Abbildung 4-19*). Um das Wärmenetz zukünftig betreiben zu können, bedarf es einer Wärmequelle. Dazu wird das Sektorkopplungsmodell in einem ersten Durchlauf mit den Wärmebedarfen im Wärmenetz sowie unter Berücksichtigung aller verfügbaren Abwärmequellen aus Biogas und Industrie (Riedlingen: keine Abwärmequellen). Aus der Analyse der Spitzenlast der residualen Wärme die zusätzlich erzeugt werden muss, wird eine Großwärmepumpe (GWP) auf 90% der Spitzenlast ausgelegt. Der dann noch verbleibende Wärmebedarf wird durch einen Spitzenlastkessel gedeckt.

Die weitere Daten im Ausgangszustand werden durch die regionalisierten Szenarien (O45-H2, O45-Strom), welche auf den Langfristszenarien [46] basieren, bis 2045 fortgeschrieben. Dabei werden PV- und Windkraft-Potenziale ausgeschöpft. Das PV-Potenzial von Dachanlagen beträgt laut NEP [53] 8 MW und das PV-Potenzial der Freiflächenanlage (2% der Fläche) beträgt 23 MW.

Die Bevölkerungsentwicklung wirkt sich auf die Anzahl der Haushalte, der Anzahl der PKW und der LNF aus (siehe Kapitel 3.1). Industrieprozesse werden bis 2045 elektrifiziert oder auf Wasserstoff umgestellt. Je nach Szenario werden Biogasanlagen zu Biogas-Einspeiseanlagen geclustert oder Einspeiseanlagen auf BHKW-Betrieb umgestellt (siehe Kapitel 3.6.4). Heizungen und Verkehr unterliegen einem Technologiewechsel mit zunehmender Elektrifizierung und Gebäude werden

saniert. *Tabelle 4-6* zeigt eine Zusammenfassung der Entwicklung vom Ausgangszustand bis 2045 in den beiden Szenarien für eine Auswahl relevanter Parameter.

Tabelle 4-6 Eingangsdaten für Sektorkopplungsmodell der Gemarkung Riedlingen in den Szenarien BGA: Biogasanlage; NFZ: Nutzfahrzeuge; GWP: Großwärmepumpe).

Riedlingen	Haushalte	PV	Wind- kraft	Wasser- kraft	BGA (Strom)	BGA (Gas)	PKW	NFZ	LKW	GWP
Einheit	Anzahl	MW	MW	MW	MW	MW	Anzahl	Anzahl	GWh	MW
2022	3565	5,31	0	0,15	0	0	4805	357	29,58	0,00
H2_2025	3617	8,77	0	0,15	0	0	4946	357	29,43	0,18
H2_2030	3703	14,55	0	0,15	0	0	5064	413	27,62	0,28
H2_2035	3790	20,33	0	0,15	0	0	5182	431	22,43	0,38
H2_2040	3876	26,11	0	0,15	0	0	5300	439	17,96	0,49
H2_2045	3876	31,88	0	0,15	0	0	5300	449	15,37	0,59
Strom_2025	3617	8,77	0	0,15	0	0	4946	357	29,45	0,18
Strom_2030	3703	14,55	0	0,15	0	0	5064	413	27,59	0,28
Strom_2035	3790	20,33	0	0,15	0	0	5182	431	21,85	0,38
Strom_2040	3876	26,11	0	0,15	0	0	5300	439	16,32	0,49
Strom_2045	3876	31,88	0	0,15	0	0	5300	449	13,61	0,59

Die Bedarfe und Erzeugung wurden durch die Last- und Erzeugungsprofile aus Kapitel 2.5 und 2.6 im Sektorkopplungsmodell zeitlich verteilt und das Modell simuliert. *Abbildung 4-70* zeigt für eine Beispielwoche im Winter den zeitlichen Verlauf des Strombedarfs der Haushalte in Riedlingen. In *Abbildung 4-71* ist der zeitliche Verlauf aller in Riedlingen existenter Verbraucher: Haushalte, inklusive Stromheizungen (siehe *Abbildung 4-70*), GHD plus Industrie summiert und Elektro-PKW sowie PV-Dachanlagen, als einzige Erzeugungsanlage. Außerdem ist der resultierende Netzausgleich zum externen Netz aufgezeigt. Positive Werte des Netzausgleich zeigen einen Strombezug aus dem überlagerten Stromnetz an, der daraus resultiert, dass Energiebedarfe über der Erzeugung liegen.

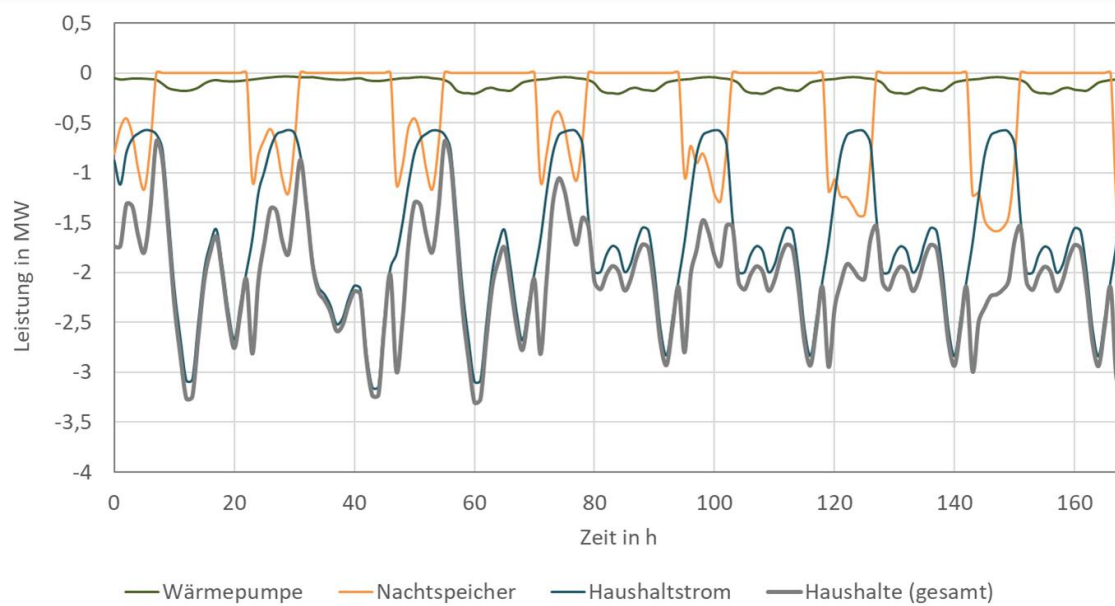


Abbildung 4-70 Zeitlicher Verlauf der Stromheizungen, des Haushaltsstroms (ohne Heizungen) und Summe des gesamten Haushaltsstroms (mit Heizungen) in einer Beispielwoche im Winter für die Gemarkung Riedlingen, 2022.

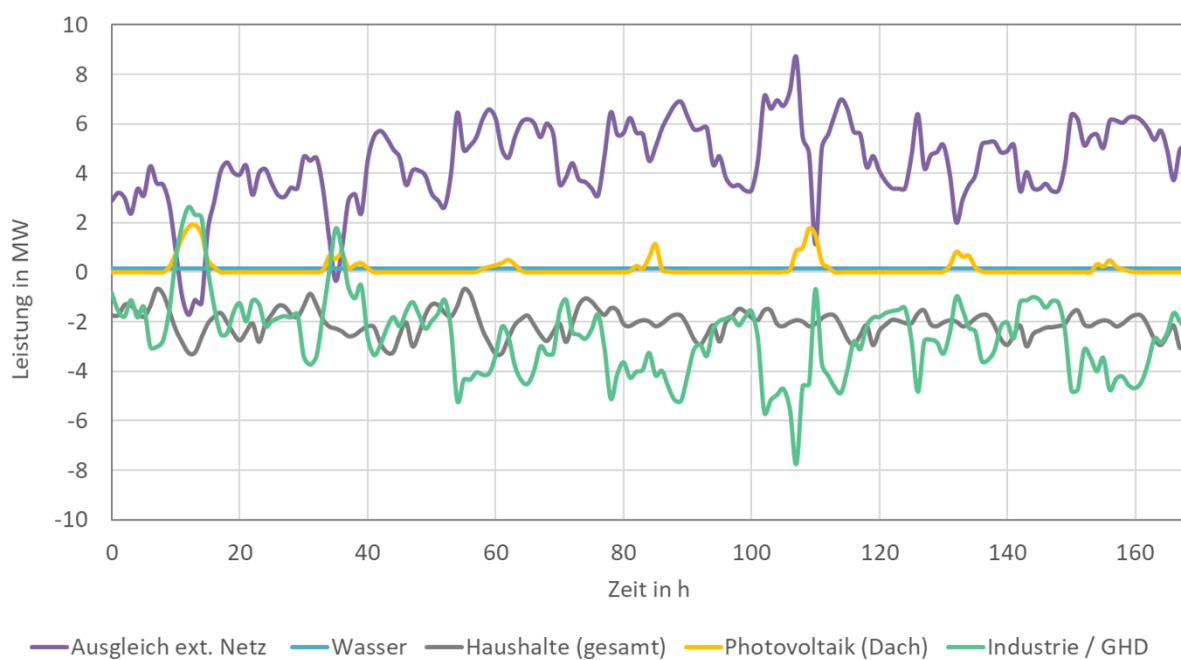


Abbildung 4-71 Zeitlicher Verlauf der Strombedarfe: Haushalte (mit Stromheizungen), GHD/Industrie, Elektromobilität und der Erzeugung: PV (Dach) sowie resultierender Netzausgleich zu externen Netzen in einer Beispielwoche für die Gemarkung Riedlingen, 2022.

Die Zeitreihen werden jeweils über das gesamte Jahr integriert, um Jahresbilanzen in den Sparten Strom, Methan, Wasserstoff und Wärmenetz zu bilden. *Abbildung 4-72* und *Abbildung 4-73* zeigen die Strom-, und Methanbilanz für die Gemarkung Riedlingen im Jahr 2022. In der Strombilanz ist zu erkennen, dass nur ein kleiner Teil des Strombedarfs durch die erneuerbaren Energien gedeckt werden. Der restliche Teil muss aus dem externen Netz bezogen werden. In Riedlingen besteht insbesondere ein großer Strombedarf durch Industrie und GHD sowie Strombedarf von Haushalten. Unter Sonstige fällt zum Beispiel die Straßenbeleuchtung. Obwohl es ein deutliches Stromdefizit gibt, können aufgrund des zeitlichen Verlaufs von Bedarf und Erzeugung nicht der gesamte erzeugte Strom genutzt werden. Ein Teil muss ins externe Netz eingespeist werden (siehe lila Balken in Senken).

Die Methanbilanz zeigt ausschließlich Senken (=Bedarfe) an, da in Riedlingen keine Biogas-Einspeisanlage verortet ist. Der gesamte Gasbedarf wird aus dem Netz bezogen.

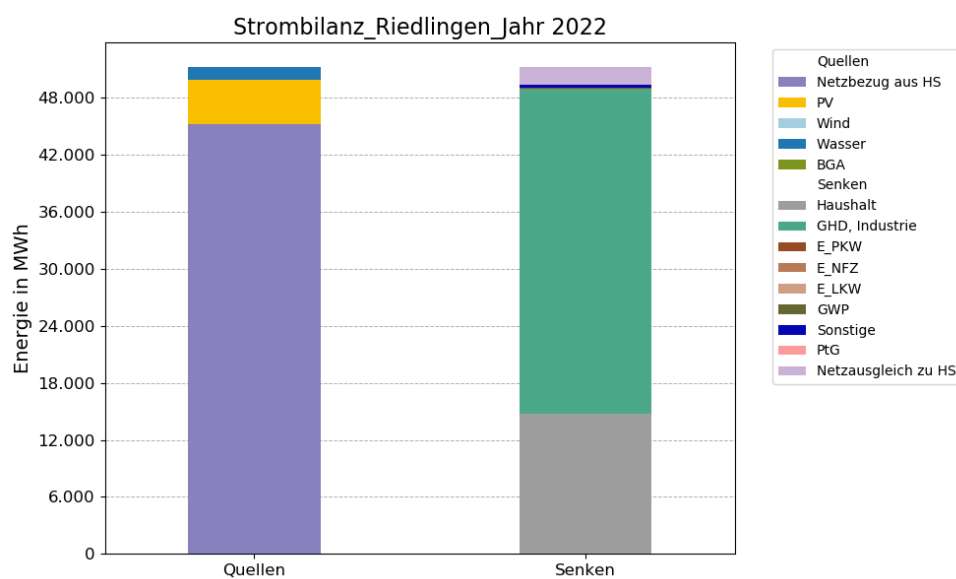


Abbildung 4-72 Strombilanz Gemarkung Riedlingen, 2022

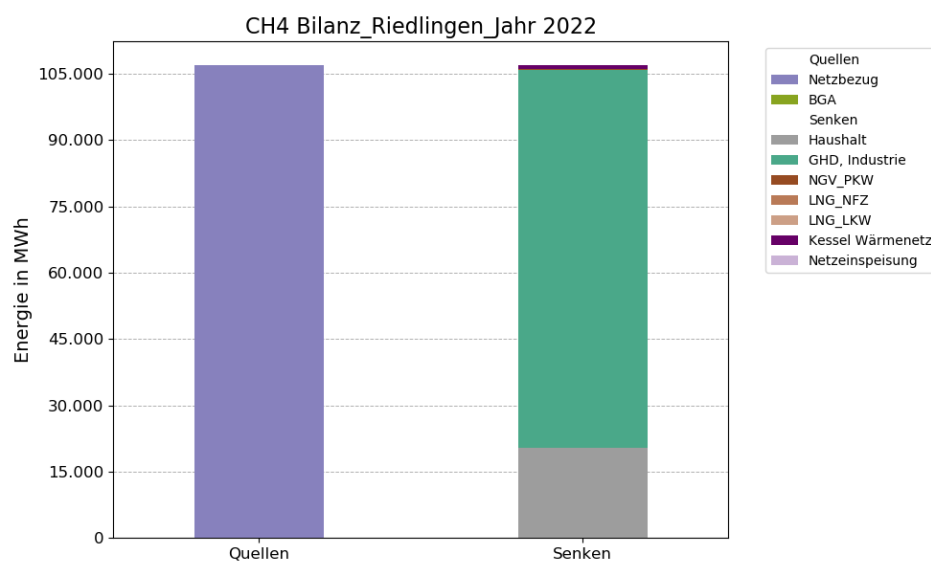


Abbildung 4-73 Methanbilanz Gemarkung Riedlingen, 2022

In den regionalisierten Szenarien entwickeln sich die Energiebedarfe wie im Abschnitt oben beschrieben. In den Strombilanzen für 2045 in *Abbildung 4-74* und *Abbildung 4-75* ergeben sich deutliche Änderungen. Durch den Ausbau von PV wird deutlich mehr Strom erzeugt als 2022. Allerdings steigt der Gesamtstrombedarf von 50 GWh (2022) auf ca. 106 GWh (O45-H2 2045) bzw. 125 GWh (O45-Strom 2045). Der erhöhte Strombedarf stammt insbesondere aus der Elektrifizierung von Industrieprozessen und der Elektromobilität. Dabei fällt insbesondere die Elektrifizierung von LKW, dargestellt als E_LKW, ins Gewicht. Riedlingen hat hier eine Sonderstellung, da in Riedlingen 5 der 39 Tankstellen des Landkreises Biberach verortet sind. Für den Strombedarf von Haushalten gibt es neben dem Bevölkerungswachstum noch weitere Entwicklungen, die den Strombedarf beeinflussen. Zum einen nimmt der Haushaltsstrombedarf (ohne Heizung) aufgrund von Effizienzmaßnahmen ab. Außerdem werden Gebäude saniert, wodurch der Strombedarf von Stromheizungen abnimmt. Bei Wechsel der Heizungstechnologie kommen neue Stromheizungen durch den Wechsel von Öl/Gas zur Wärmepumpe hinzu. Allerdings werden auch ineffiziente Nachtspeicher durch effiziente Wärmepumpen getauscht.

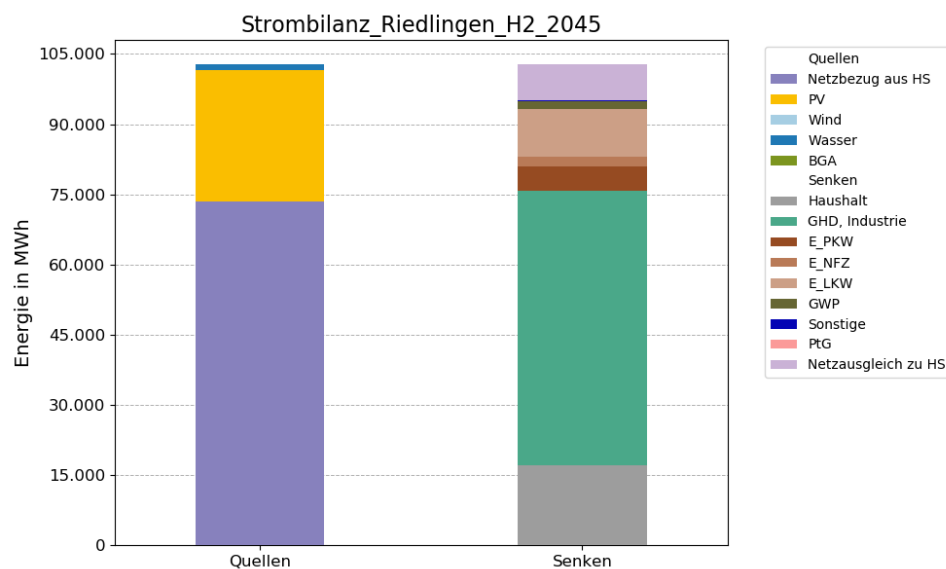


Abbildung 4-74 Strombilanz Gemarkung Riedlingen im Szenario O45-H2, 2045

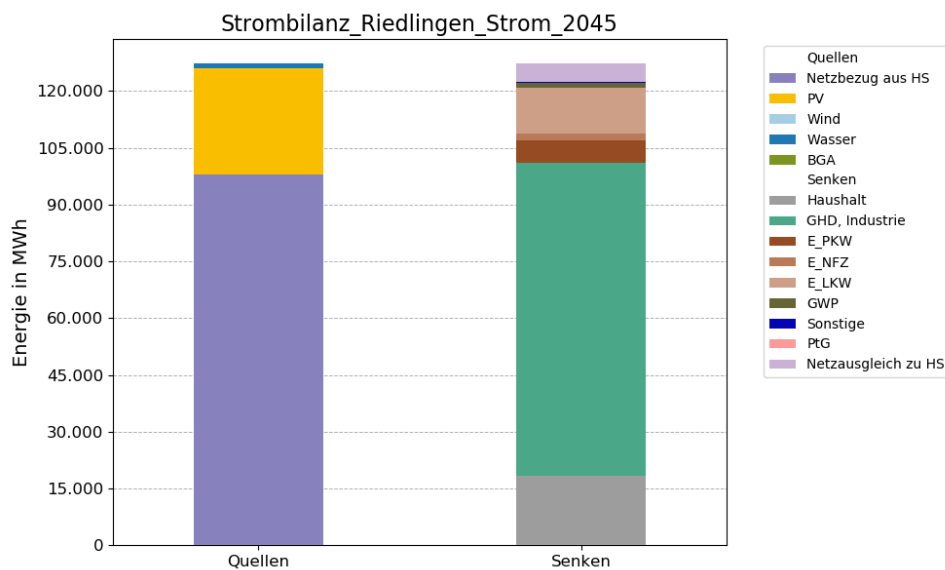


Abbildung 4-75 Strombilanz Gemarkung Riedlingen im Szenario O45-Strom, 2045

Für 2045 besteht Potenzial für ein Wärmenetz, an das sowohl Haushalte als auch Industrie und GHD angeschlossen werden können (siehe *Abbildung 4-76*). Darüber hinaus gibt es eine industrielle Abwärmequelle, die einen Teil des Wärmebedarfs decken kann. Der Rest des Wärmebedarfs wird mit einer Großwärmepumpe (GWP) erzeugt. Die Szenarien unterscheiden sich nicht in der Wärmebilanz, da das Wärmenetz Gebäudescharf analysiert wird und nicht auf nationale Entwicklungen aus den Langfristszenarien zurückgreift.

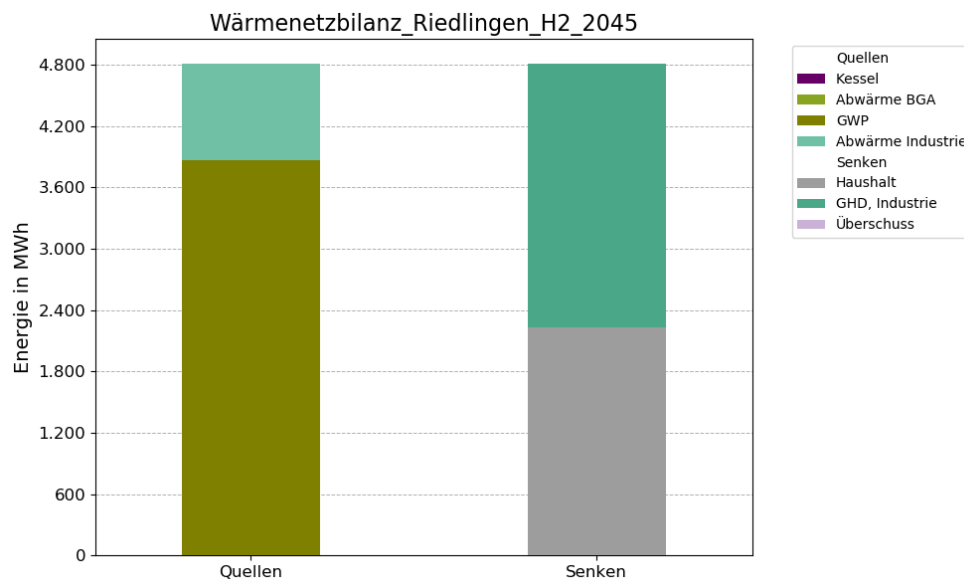


Abbildung 4-76 Wärmenetzbilanz in der Gemarkung Riedlingen für die Szenarien O45-Strom/H2 (kein Unterschied), 2045.

Durch die Umstellung von Industrieprozessen auf Wasserstoff besteht im H2-Szenario ein großer Wasserstoffbedarf in Riedlingen (siehe *Abbildung 4-77*). Ein kleiner Teil des Wasserstoffs geht auch in private Haushalte und in den Verkehr. Im Strom-Szenario ist nicht vorgesehen, dass Wasserstoff zur Gebäudebeheizung oder im Verkehr genutzt wird. Die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff ist zu Gunsten der Elektrifizierung deutlich geringer ausgeprägt, sodass der Wasserstoffbedarf in Riedlingen insgesamt deutlich geringer ausfällt als im H2-Szenario (siehe *Abbildung 4-78*). Die Erzeugung von Wasserstoff durch PtG-Anlagen ist modellseitig nur auf Landkreisebene berücksichtigt.

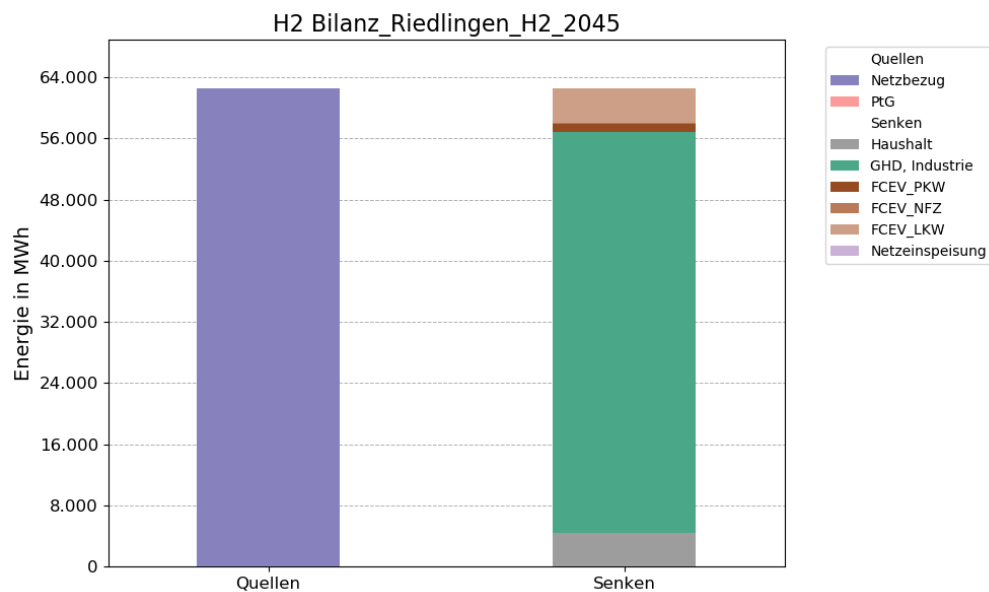


Abbildung 4-77 Wasserstoffbilanz in der Gemarkung Riedlingen für das Szenarien O45- H2, 2045

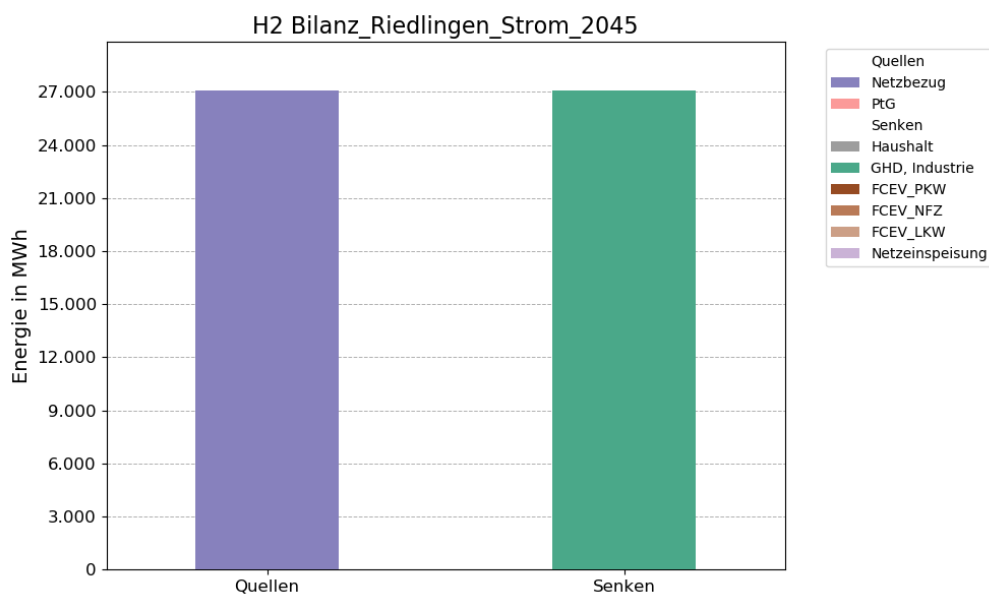


Abbildung 4-78 Wasserstoffbilanz in der Gemarkung Riedlingen für das Szenarien O45- Strom, 2045

Der Methanbedarf geht in beiden Szenarien sehr stark zurück. Minimale Mengen sind im Verkehr und in der Industrie vorgesehen. Der Methanbedarf sinkt von 105 GWh auf 200 MWh (siehe *Abbildung 4-79* und *Abbildung 4-80*).

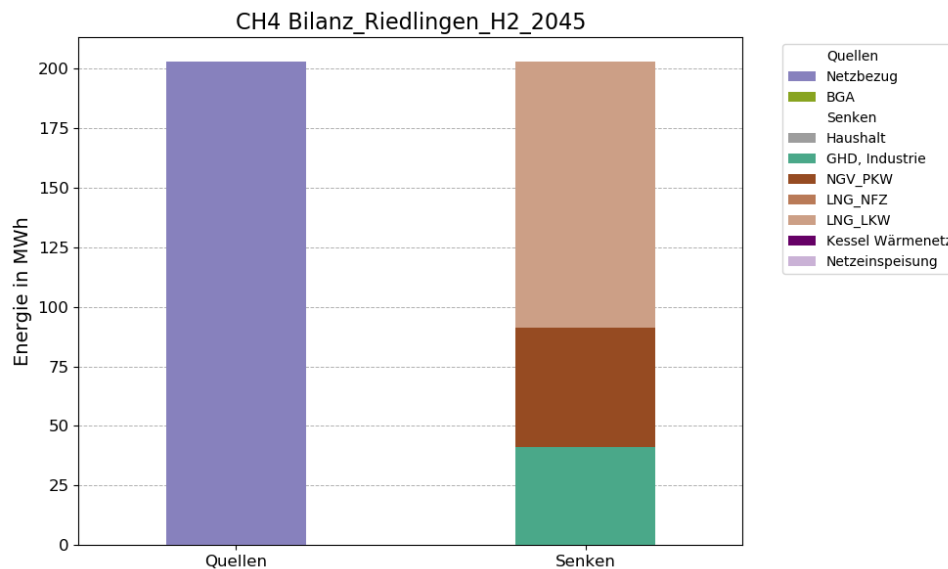


Abbildung 4-79 Methanbilanz in der Gemarkung Riedlingen für das Szenarien O45- H2, 2045

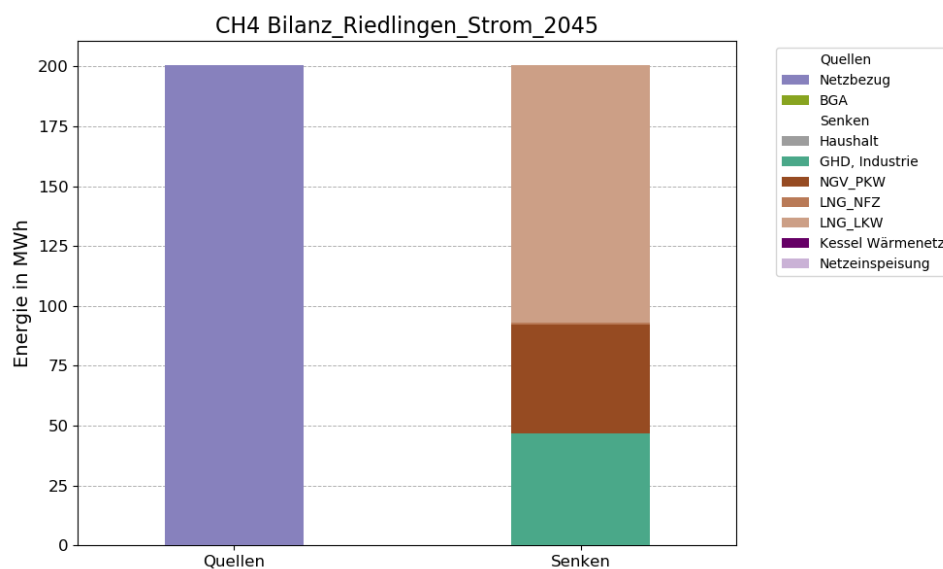


Abbildung 4-80 Methanbilanz in der Gemarkung Riedlingen für das Szenarien O45- Strom, 2045

Diese Analyse wurde für alle 488 Gemarkungen der Landkreise Biberach, Sigmaringen, Alb-Donaukreis und Ravensburg durchgeführt und für beide Szenarien in den Zeitscheiben 2022, 2025, 2030, 2035, 2040 und 2045. Dabei wurden jeweils die Bilanzen in den vier Sparten Strom, Wasserstoff, Methan und Wärmenetz vollautomatisiert aufgestellt und entsprechende Abbildungen erzeugt. Dabei wurden

insgesamt 21.472 Abbildungen erzeugt. Aus Übersichtlichkeitsgründen wurde nur eine sehr kleine Auswahl im Bericht gezeigt.

4.4.2 Energiebilanzen Kommunen

Zur übergeordneten Auswertung wurden die Energiebilanzen der Gemarkungen aggregiert und auf die Ebene der zugehörigen Kommune zusammengeführt. Die Kommune Riedlingen besteht beispielsweise aus 8 Gemarkungen: Bechingen, Daugendorf, Grüningen, Neufra, Pflummern, Riedlingen, Zell und Zwiefaltendorf.

Abbildung 4-81 zeigt die Strombilanz der Kommune Riedlingen im Jahr 2022. Riedlingen ist mit Abstand die größte Gemarkung in der Kommune Riedlingen. Außerdem verfügt Riedlingen über einige Industrieunternehmen, sodass der Bedarf an elektrischer Energie der Kommune Riedlingen, stark von der Gemarkung Riedlingen geprägt ist. In anderen Gemarkungen der Kommune Riedlingen werden darüber hinaus Biogas-BHKWs (siehe *Abbildung 4-81*) und Biogas-Einspeiseanlagen (siehe *Abbildung 4-82*) betrieben. Bezogen auf den Methanbedarf in der Kommune kann durch die Einspeiseanlage ein erheblicher Anteil des Methanbedarfs gedeckt werden. Allerdings werden die Werte nur bilanziell gegenübergestellt. Die Gemarkungen wurden einzeln simuliert und die Werte aufsummiert. Ein Austausch von Energie und Stoff zwischen den Gemarkungen kann ausschließlich in der Simulation „Landkreis als Punkt“ stattfinden (siehe Kapitel 4.4.3).

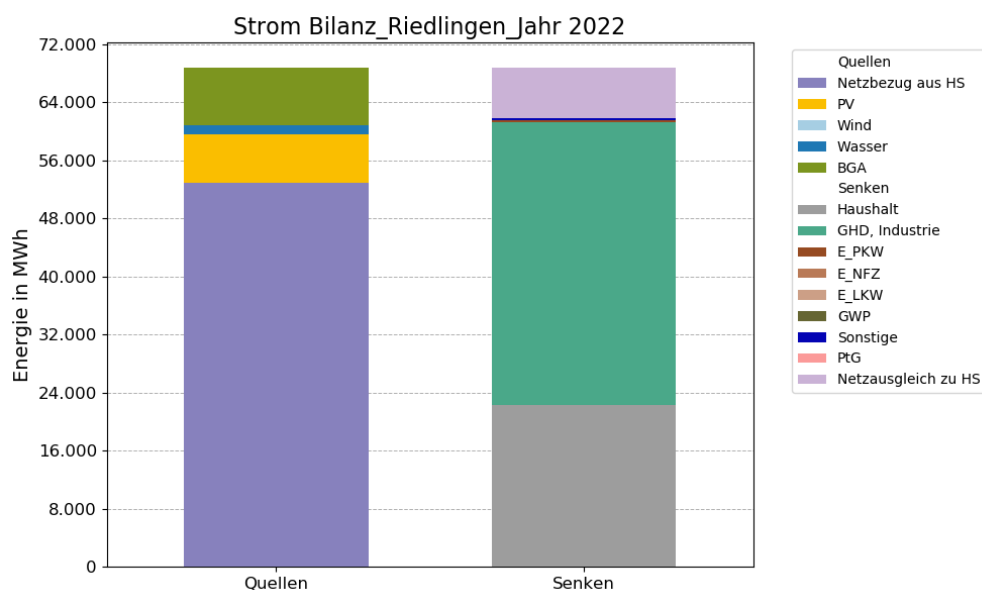


Abbildung 4-81 Strombilanz der Kommune Riedlingen 2022

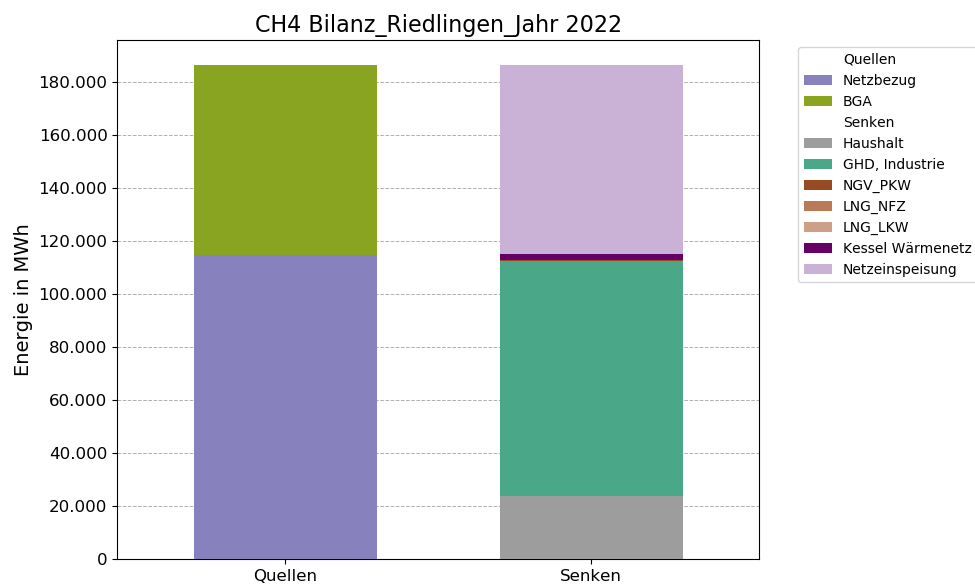


Abbildung 4-82 Methanbilanz der Kommune Riedlingen 2022

In der Kommune Riedlingen findet im Szenario bis 2045 ein erheblicher Ausbau erneuerbarer Energien statt (siehe *Abbildung 4-83*). Es besteht Potenzial für Windkraft und PV-Anlagen. Die erzeugte Strommenge übersteigt den Strombedarf bei Weitem. Ein Großteil des erzeugten Stroms wird im Modell allerdings ins externe Netz eingespeist, da die Erzeugung und der Bedarf nicht in derselben Gemarkung stattfindet und/oder ein zeitlicher Versatz von Bedarf und Erzeugung besteht. Durch die Berücksichtigung eines innerkommunalen Energieaustausches würden sich die Werte für Netzbezug aus HS und Netzausgleich zu HS gegenseitig teilweise aufheben.

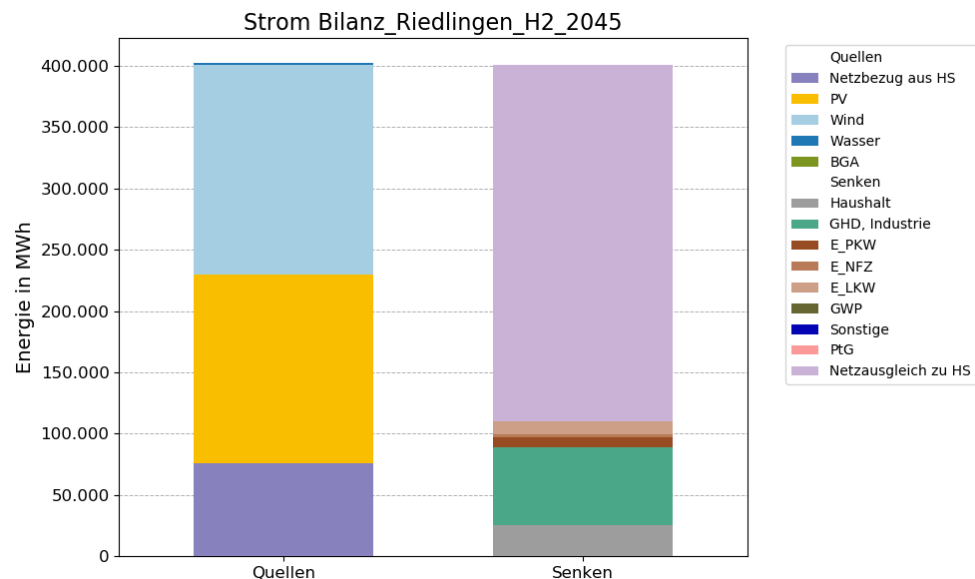


Abbildung 4-83 Strombilanz der Gemarkung Riedlingen H2-Szenario 2045

Im Wasserstoffszenario können Biogasanlagen geclustert werden und von BHKW-Betrieb zur Biogas-Einspeiseanlage umgestellt werden. Daher kommen in der Kommune Riedlingen zur bereits bestehenden Einspeiseanlage weitere Anlagen hinzu. Der Methanbedarf ist allerdings im Szenario stark rückläufig, sodass das gesamte Biogas ins externe Netz eingespeist wird und nur ein geringer Anteil lokal genutzt werden kann (siehe *Abbildung 4-84*). Vorausgesetzt wird dabei, dass die entsprechende Leitungsinfrastruktur für Wasserstoff und Methan vorhanden ist. Im Strom-Szenario werden Biogas-Einspeiseanlagen zu BHKWs umgerüstet. Daher gibt es weder Einspeisung noch Bedarf (Bilanz ist hier nicht gezeigt).

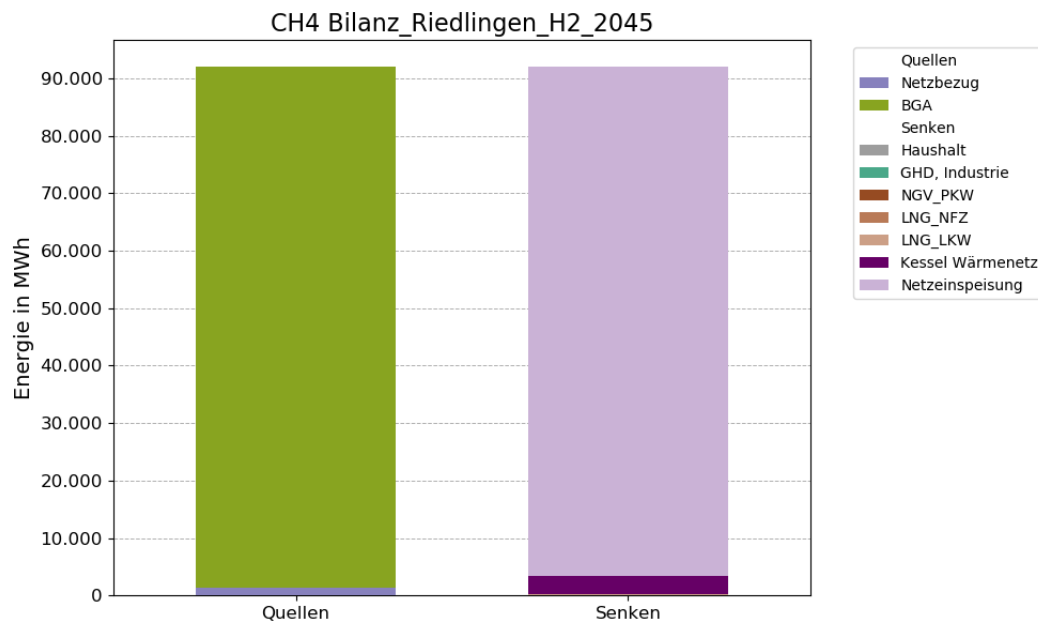


Abbildung 4-84 Methanbilanz der Gemarkung Riedlingen H2-Szenario 2045

4.4.3 Energiebilanzen Landkreise

Für die vier betrachteten Landkreise Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau Kreis und Ravensburg wurden jeweils alle Gemarkungen aufsummiert und Bilanzen für die gesamten Landkreise als „Summe der Gemarkungen“ gebildet. Darüber hinaus wurden jeweils nochmal für jeden Landkreis eine Simulation durchgeführt, die als Eingangsdaten die Summe der Eingangsdaten aus den Gemarkungen nutzt und den Landkreis „als Punkt“ simuliert.

In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** sind ein Auszug für die Input-Daten für den Landkreis Biberach aufgeführt. Die Tabellen für diese Eingangsdaten für alle Landkreise sind im Anhang Kapitel 6.4.2 zu finden. Die Eingangsdaten für jeden Landkreis sind jeweils die Summe der Gemarkungen. Die Eingangsdaten aller 488 Gemarkungen im Ist-Zustand (2022) sind ebenfalls im Anhang in Kapitel 6.4.1 zu finden.

Tabelle 4-7 Summe Eingangsdaten Sektorkopplungsmodell für LK Biberach

Szenario	Haushalts	PV	Wind	Wasser	BGA (Strom)	BGA (Gas)	PKW	NFZ	LKW	GWP	PtG*
Einheit	Anzahl	MW	MW	MW	MW	MW	Anzahl	Anzahl	GWh	MW	MW
2022	98.800	482	1	40	41	18	133.146	9.892	207	0	0
H2_2025	100.235	939	257	40	7	100	137.069	9.892	206	7	192
H2_2030	102.627	1.700	446	40	7	100	140.340	11.439	193	14	421
H2_2035	105.020	2.461	609	40	7	100	143.611	11.940	157	21	628
H2_2040	107.412	3.222	620	40	7	100	146.882	12.169	126	28	763
H2_2045	107.412	3.983	620	40	7	100	146.882	12.451	108	35	908
Strom_2025	100.235	939	257	40	49	0	137.069	9.892	206	6	245
Strom_2030	102.627	1.700	446	40	49	0	140.340	11.439	193	13	487
Strom_2035	105.020	2.461	609	40	49	0	143.611	11.940	153	20	690
Strom_2040	107.412	3.222	620	40	49	0	146.882	12.169	114	27	811
Strom_2045	107.412	3.983	620	40	49	0	146.882	12.451	95	34	948

*) nur für „Landkreis als Punkt“ relevant

Abbildung 4-85 zeigt die Strombilanz für den Landkreis Biberach im Szenarien O45-H2 vom Ist-Zustand (2022) bis 2045. Im Anhang Kapitel 6.5 sind die Bilanzen in tabellarischer Form für alle Szenarien der vier betrachteten Landkreise aufgeführt.

Die Veränderungen von 2022 bis 2045 laufen in Szenarien weitgehend linear ab. Daher werden zum Vergleich der Entwicklung bis 2045 nur der Ist-Zustand (2022) und das Jahr 2045 für die beiden Szenarien dargestellt (siehe *Abbildung 4-86*). In der Bilanz ist zu erkennen, dass bereits heute die erneuerbare Erzeugung den Strombedarf bilanziell fast komplett deckt. Die Summe der Erzeugung aller erneuerbaren Energien entspricht 973 GWh und der Verbrauch 1097 GWh. In den Szenarien findet ein sehr starker Ausbau insbesondere von PV statt. Wind wird zusätzlich erheblich ausgebaut, sodass 2045 eine sehr große erneuerbare Strommenge von 5078 GWh (H2-2045) bzw. 5443 GWh (Strom-2045) zur Verfügung steht. Der Strombedarf verdoppelt sich im Landkreis in etwa von 1097 GWh (2022) auf 1684 GWh (H2-2045) bzw. 1926 GWh (Strom-2045). Der Strombedarf entspringt 2045 zu etwa der Hälfte (H2-2045:49%; H2-2045:52%) dem Gewerbe (GHD + Industrie) und zu einem Viertel (H2-2045:27%; H2-2045:25%) den Haushalten (Haushaltsstrom + Stromheizungen). 16% des Strombedarfs entfällt auf den Verkehr (beide Szenarien) und 7 bzw. 8 % auf die Großwärmepumpen (GWP).

Die erneuerbare Erzeugung übersteigt 2045 den Strombedarf bei weitem, sodass viel Strom, der vor Ort nicht genutzt werden kann, ins überlagerte Netz eingespeist werden muss. Die eingespeiste Strommenge beträgt 4376 GWh (H2-2045) bzw. 4586 GWh (Strom-2045). Da bei „Summe der Gemarkungen“ keine Energie und Stoff ausgetauscht werden können, ist es nicht möglich, dass Überschuss in einer Gemarkung die Defizite in einer anderen Gemarkung ausgleichen. Darüber hinaus kann ein zeitlicher Versatz von erneuerbarer Erzeugung und Strombedarf bestehen. Daher besteht trotz des großen bilanziellen Überschusses an Strom, Bezug von Strom aus dem externen Netz von 977 GWh (H2-2045) bzw. 1065 GWh (Strom-2045).

Im Gegensatz dazu wurden die Landkreise zusätzlich „als Punkt“ simuliert (siehe *Abbildung 4-87*). Erzeugung und Bedarf sind in den beiden Simulationen jeweils identisch. Bei „Landkreis als Punkt“ kann Stoff und Energie ideal zwischen den Gemarkungen im Landkreis ausgetauscht werden. Dadurch können Überschüsse und Defizite in Gemarkungen im Landkreis ausgeglichen werden.

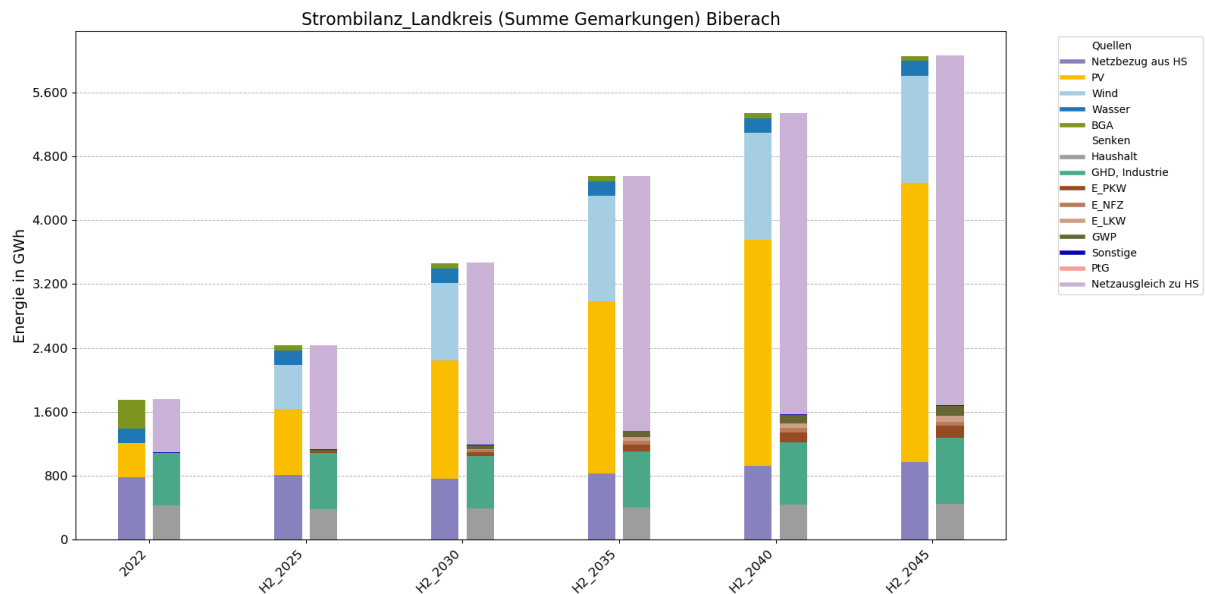


Abbildung 4-85 Entwicklung der Strombilanz („Summe der Gemarkungen“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Biberach.

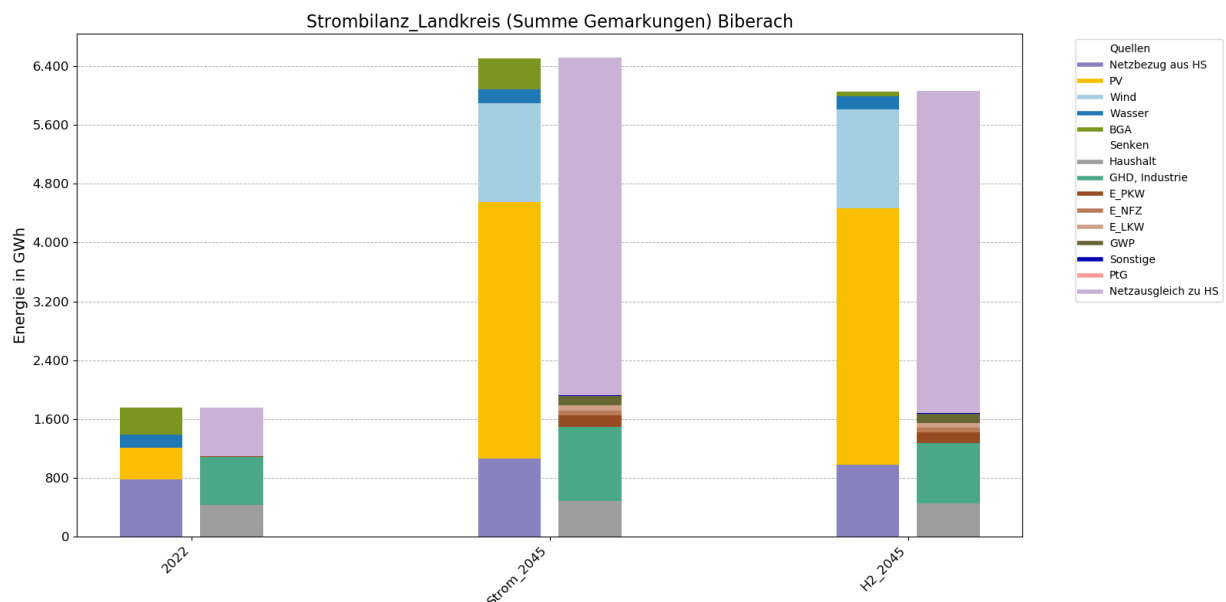


Abbildung 4-86 Vergleich der Strombilanz („Summe der Gemarkungen“) im Ist-Zustand (2022) und in den beiden Szenarien Strom (2045) und -H2(2045) für den Landkreis Biberach.

Bei „Landkreis als Punkt“ wird sowohl weniger Strom aus dem externen Netz bezogen als auch eingespeist. Durch den regionalen Energieaustausch zwischen den Gemarkungen kann mehr erneuerbarer Strom lokal genutzt. Voraussetzung für „Landkreis als Punkt“ ist jedoch, dass es keine Netzlimitierung im Landkreis gibt. Die beiden Simulationen („Summe der Gemarkungen“, „Landkreis als Punkt“) können als Grenzbetrachtung für eventuelle Netzlimitierungen in den Sparten angesehen werden.

Trotz idealen Austausches zwischen den Gemarkungen innerhalb des Landkreises gibt es bei Landkreis „als Punkt“ eine kleine Menge Strom (257,7 GWh in H2_2045 und 184,1 GWh in Strom_2045), die aus dem externen Netz bezogen werden muss, obwohl bilanziell ein deutlicher „Stromüberschuss“ besteht und regionaler Austausch von Energie zwischen den Gemarkungen möglich ist. Erneuerbare Erzeugung und Bedarf finden zeitversetzt statt, sodass temporär die Erzeugung nicht ausreicht um den Strombedarf im Landkreis zu decken. Aus dieser Bilanz ist ersichtlich, dass ohne Stromspeicher (z.B. Batteriespeicher, Power-to-Gas-to-Power) keine Autarkie erreicht werden kann, auch wenn erneuerbare Energie, wie hier im gewählten regionalisierten Szenario, sehr stark ausgebaut werden. Durch den regionalen Austausch von Strom konnte die Einspeisung ins überlagerte Netz deutlich reduziert werden (3632,3 GWh in H2_2045 und 3790,5 in Strom_2045). Der ins überlagerte Netz eingespeiste Strom wird in Kapitel 4.4.4 teilweise genutzt, um mit Hilfe von PtG-Anlagen Wasserstoff zu erzeugen.

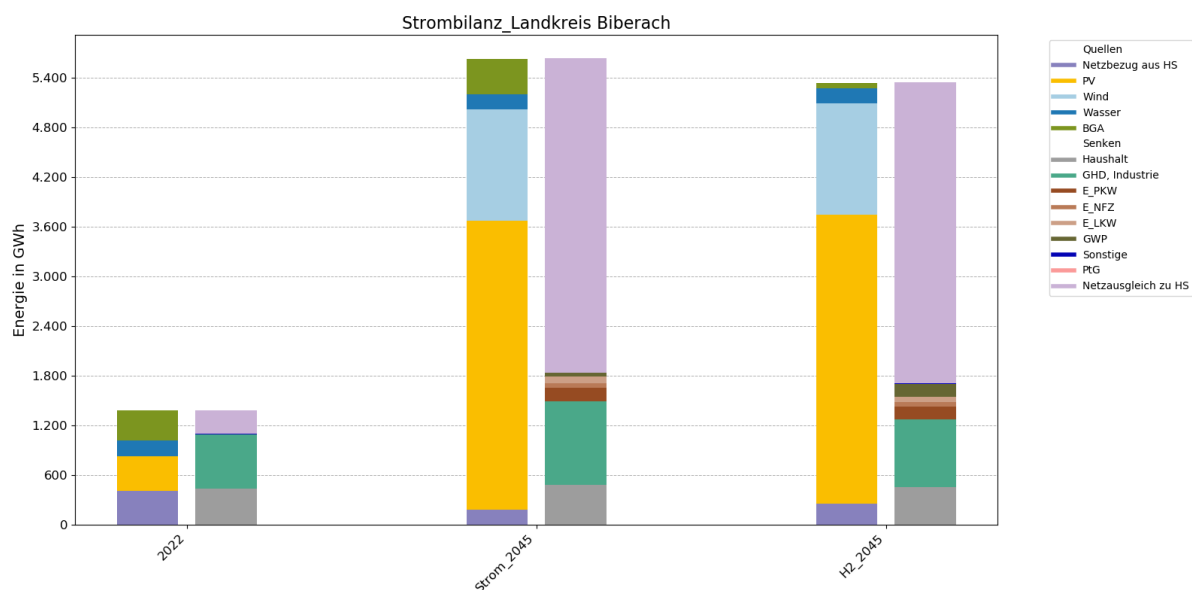


Abbildung 4-87 Vergleich der Strombilanz („Landkreis als Punkt“) im Ist-Zustand (2022) und in den beiden Szenarien Strom (2045) und -H2 (2045) für den Landkreis Biberach.

Im Landkreis Biberach besteht im Ist-Zustand ein Methan-Bedarf von 1.562 GWh, welcher zu zwei Drittel auf die Industrie (66%) und zu etwas weniger als einem Drittel (28%) auf die Haushalte entfällt. Die restlichen <5% werden Kessel zur Befuerung von Wärmenetzen zugeordnet (siehe nächster Abschnitt).

Der Methanbedarf geht in den Langfristszenarien, die den Szenario-Rahmen dieser Studie bildet, fast vollständig zurück. Industrieprozesse werden von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt oder elektrifiziert und Gebäudeheizungen werden auf andere Technologie umgerüstet. Durch die Clusterung von Biogas-Anlagen im H₂-Szenario kann eine große Menge von Biogas (874 GWh) erzeugt und ins Netz eingespeist werden. Aufgrund der fehlenden Bedarfsstruktur im Szenario, kann das Biomethan nicht lokal genutzt werden. Die Biogas-Menge, die potenziell durch die Clusterung eingespeist werden kann, entspricht knapp die Hälfte des Gasbedarfs im Ist-Zustand (2022). Zur Nutzung des Biomethans wird eine entsprechende Gas-Infrastruktur für Methan vorausgesetzt.

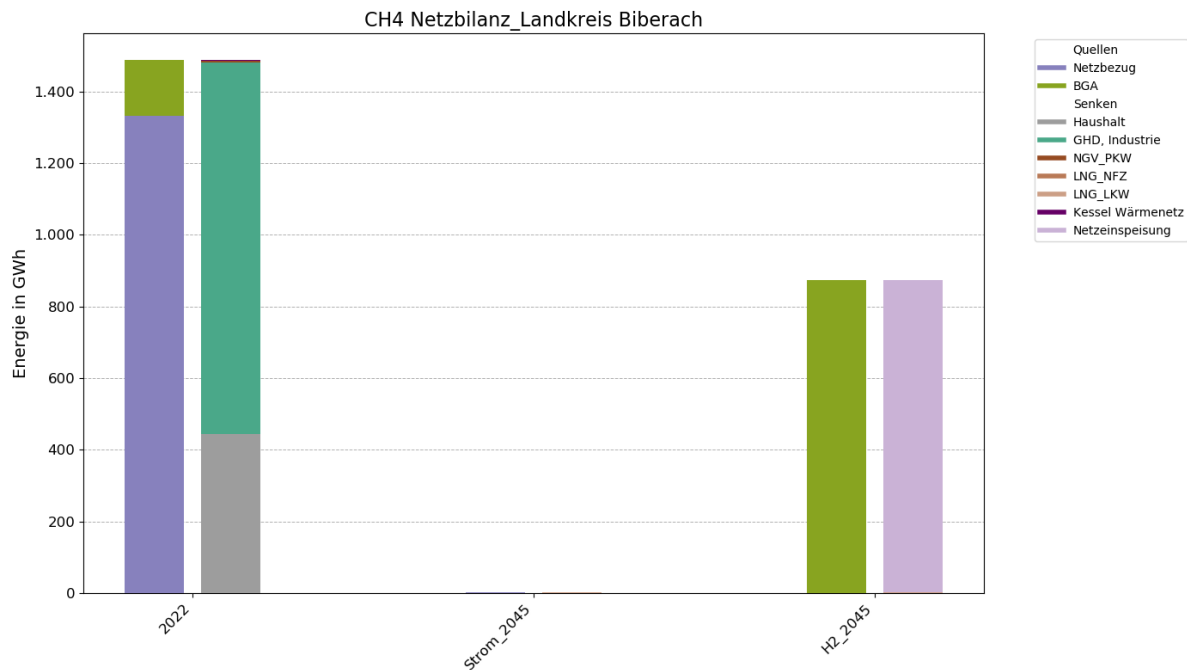


Abbildung 4-88 Vergleich der Methanbilanz im Ist-Zustand (2022) und in den beiden Szenarien 2045 als für den Landkreis Biberach.

Für das Wärmenetz besteht im Gegensatz zum Strom keine landkreisübergreifende Netzinfrastuktur, die Austausch von Wärme zwischen allen Gemarkungen im Landkreis ermöglichen könnte. Die Wärmebilanz wird daher mit Ansatz Landkreis als „Summe der Gemarkungen“ betrachtet.

Ohne den Wärmeaustausch zwischen den Gemarkungen können Abwärmepotenziale nicht über die Gemarkungsgrenze hinaus genutzt werden. Dementsprechend bestehen einerseits Abwärmepotenziale insbesondere aus Biogasanlagen, die ungenutzt bleiben (siehe „Überschuss“ in *Abbildung 4-89*). Andererseits müssen Wärmebedarfe durch Großwärmepumpen oder Gaskessel gedeckt werden. Für die Industrie wurde nur ein sehr geringes Abwärmepotential als nutzbar identifiziert, da nur in wenigen Branchen Abwärmepotenzial gesehen wird. Die Unternehmen mit potentieller Abwärme müssen in der nahen Umgebung der wenigen potentiellen Wärmenetze liegen (siehe Kapitel 4.1.1).

Der Wärmebedarf im Wärmenetz von Industrie + GHD übersteigt den Wärmebedarf von Haushalten, da GHD und Industrie Zentren mit hohem Wärmebedarf darstellen können. Aufgrund der ländlichen Struktur im Landkreis Biberach ist die Bebauungsstruktur geprägt von Einfamilienhäusern, sodass sich

in den 15-er Baublöcken selten eine ausreichend hohe Wärmebedarfsdichte durch Haushalte ergibt. Gewerbe mit hohem punktuelltem Wärmebedarf erreichen hingegen häufig eine ausreichende Wärmebedarfsdichte, die es wiederum ermöglicht auch angrenzende Haushalte zu versorgen.

Der Wärmebedarf wird mit Hilfe von Großwärmepumpen gedeckt, die durch Spitzenlastkessel unterstützt werden. Die Auslegung der Großwärmepumpen erfolgt mit Hilfe einer ersten Simulationsdurchlaufs ohne Großwärmepumpen. Auf Basis dieser Simulation wird die Großwärmepumpe auf 90% der Spitzenleistung ausgelegt. Die residuale Last im Wärmenetz wird durch Gaskessel (Methan) gedeckt. Wärmenetze im Ist-Zustand (2022), die über keine Abwärmequelle verfügen, werden ebenfalls mit Gaskessel gespeist. Diese Wärmenetze werden in den Szenarien bis 2045 nicht umgerüstet. Der Bedarf für „Kessel-Wärme“ sinkt nur durch Sanierung der Gebäude.

Im hier betrachteten H₂-Szenario werden Biogasanlagen geclustert und zu Gaseinspeiseanlagen bis 2025 umgestellt. Das Abwärmepotenzial aus Biogas-Anlagen nimmt daher im H₂-Szenario von 2022 zu 2045 ab. Dadurch muss mehr Wärme über eine Großwärmepumpe bzw. Kessel gedeckt werden.

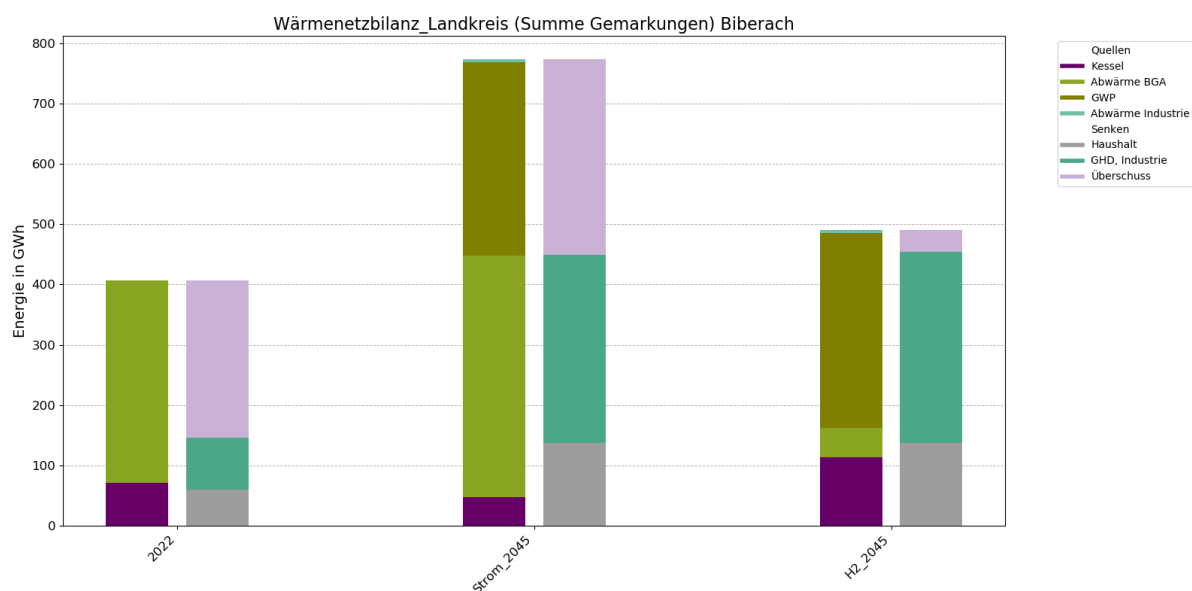


Abbildung 4-89 Vergleich der Wärmenetzbilanz im Ist-Zustand (2022) und in den beiden Szenarien 2045 als („Summe der Gemarkungen“) für den Landkreis Biberach.

Die Energiebilanzen für Strom, Methan, Wasserstoff und Wärmenetze für die drei anderen betrachteten Landkreise Sigmaringen, Alb-Donau Kreis und Ravensburg sind im Anhang in den Kapiteln 6.5 und 6.6 zu finden.

4.4.4 Lokale Erzeugung von Wasserstoff

In den Simulationen mit dem Ansatz „Landkreis als Punkt“ wurden Power-to-Gas (PtG)-Anlagen zur lokalen Wasserstofferzeugung modellseitig integriert, um Wasserstoff aus lokalen erneuerbaren Energiequellen zu erzeugen. Zur Auslegung der PtG-Anlagen wurde zunächst für jeden Landkreis eine

Simulation ohne PtG-Anlage durchgeführt. Basierend auf dem ermittelten „überschüssigen“ Strom – also der Energiemenge, die über die Landkreisgrenze ins übergeordnete Netz eingespeist wird – erfolgte anschließend die Dimensionierung einer PtG-Anlage (siehe. Kapitel 2.9). In einem zweiten Simulationsdurchlauf wurde die PtG-Anlage in das dynamische Energiesystemmodell eingebunden. Für die Elektrolyse wurde eine Effizienz von 65% angenommen, bezogen auf die erzeugte Wasserstoffmenge im Verhältnis zur benötigten Strommenge. Im Rahmen dieser Simulation wurden unter anderem die lokal genutzte Strommenge, die vor Ort erzeugte und verwendete Wasserstoffmenge sowie die Nutzungsdauer der PtG-Anlage in Volllaststunden ausgewertet.

In *Abbildung 4-90* und *Abbildung 4-91* sind die Strom- und Wasserstoffbilanzen für die beiden Szenarien O45-Strom / H₂ bis 2045 dargestellt. Der Ausbau von Wind und PV ist in beiden Szenarien gleich angenommen. Insbesondere für PV sind ist ein sehr ambitionierter Zubau vorgesehen. In beiden Szenarien übersteigt die erneuerbar erzeugte Strommenge den Strombedarf (ohne PtG) um ein Vielfaches, obwohl der Strombedarf von 2022 bis 2045 deutlich zunimmt (siehe Kapitel 4.4.3). Die erneuerbar erzeugte Strommenge ist im Strom-Szenario noch höher als im H₂-Szenario, da im H₂-Szenario Biogas-Anlagen geclustert werden können und zu Biogas-Einspeiseanlagen umgewandelt werden können. Dabei wird die entsprechende Leitungsinfrastruktur (H₂ und CH₄) vorausgesetzt. Die Auslegung der PtG-Anlagen ergab im Strom-Szenario eine PtG-Anlage mit 948 MW und im Wasserstoff-Szenario 908 MW (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Durch die PtG-Anlagen kann ein großer Teil des erzeugten Stroms für die Wasserstoffproduktion genutzt werden, der ohne PtG-Anlagen nicht hätte lokal genutzt werden können.

Aus der Wasserstoffbilanz in *Abbildung 4-91* wird für beide Szenarien deutlich mehr Wasserstoff erzeugt, als lokal genutzt werden kann. Der Landkreis Biberach wird mit diesem Szenario unter der Annahme, dass der „überschüssige“ Strom entsprechend durch PtG genutzt wird bilanziell zur Wasserstoff-Export Region. Dabei wird eine entsprechende H₂-Infrastruktur vorausgesetzt.

Die Auswertung der PtG-Anlagen (siehe *Tabelle 4-8*) ergibt Volllaststunden für 2045 von etwas weniger als 3.000 Volllaststunden. Für den wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolysen sieht Holst, et al. [45] eine jährliche Auslastung von mindestens 3.000 Volllaststunden. Daher ist ein Betrieb ausschließlich mit „Überschussstrom“ möglicherweise nicht vollständig wirtschaftlich tragfähig. Durch zusätzliche Nutzung von Strom aus dem überlagerten Netz, z.B. in Form von PPA-Verträgen, kann die Auslastung der PtG-Anlage weiter gesteigert werden, um die Wirtschaftlichkeit der Anlage zu verbessern.

Tabelle 4-8 Volllaststunde bei PtG-Anlage in Szenarien in Landkreis Biberach.

Szenario	PtG Leistung	Stromüberschuss*	Strombedarf PtG	H2 Herstellung**	Volllaststunden	
	MW	GWh	GWh	GWh	Tonne	h
H2_2025	192	769	521	339	13.217	2.709
H2_2030	421	1.682	1.254	815	31.815	2.981
H2_2035	628	2.513	1.898	1.234	48.165	3.021
H2_2040	763	3.051	2.189	1.423	55.548	2.869
H2_2045	908	3.632	2.522	1.639	64.008	2.777
Strom_2025	245	981	754	490	19.126	3.073
Strom_2030	487	1.947	1.558	1.012	39.532	3.200
Strom_2035	690	2.761	2.186	1.421	55.473	3.167
Strom_2040	811	3.243	2.412	1.568	61.226	2.976
Strom_2045	948	3.791	2.708	1.760	68.736	2.858

* Ohne PtG, eingesetzt für PtG

** Heizwert bezogen

Der enorme Ausbau der Photovoltaik-Anlagen und der damit einhergehenden Möglichkeit eine große Menge Wasserstoff lokal herzustellen, bringt jedoch auch einen sehr großen Netzausbaubedarf mit sich (siehe Kapitel 4.2.1). Bei der Nutzung von PtG-Anlagen in einer netzdienlichen Fahrweise in Kapitel 4.2.2 konnte aufgrund der extremen Überlastung durch den enormen PV-Ausbau mit Hilfe von PtG-Anlagen kein relevanter netzentlastender Effekt erzielt werden.

Mit den vorliegenden Ergebnissen konnte gezeigt werden, dass mit den aktuellen politischen Vorgaben, 2% der Fläche für den Ausbau erneuerbare Energien bereitzustellen, der Energiebedarf auch zur Bereitstellung chemischer Energieträger prinzipiell möglich ist. Die 2045 erzeugte Wasserstoffmenge (1,6 bzw. 1,7 TWh) übersteigt sogar den Erdgasbedarf von 2022 (1,5 TWh) im Landkreis Biberach. (Hinweis: Für diese Betrachtung wurden 2% der Fläche ausschließlich für PV genutzt. Zusätzlich wurde Windkraft auf Basis des aktuell vorliegenden Planungsrahmen installiert). Aufgrund der großen lokalen Überschüsse für Strom und Wasserstoff wurde in Kapitel 4.4.5 zusätzlich ein Szenario simuliert, indem ein reduzierter Ausbau von PV-Freiflächenanlagen angenommen wird.

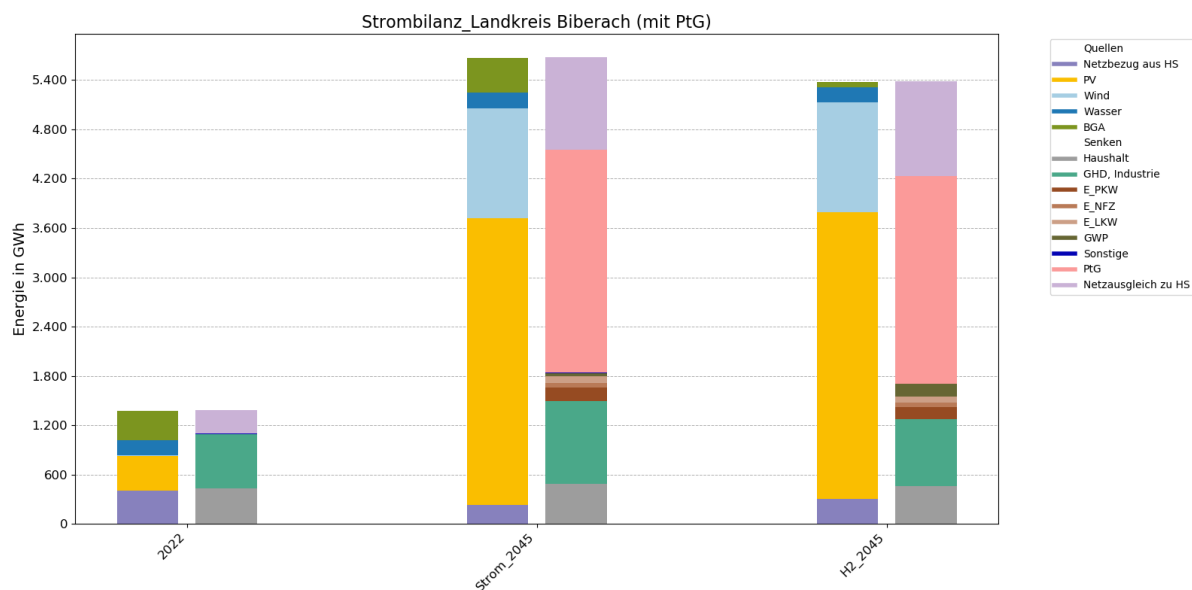


Abbildung 4-90 Strombilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Biberach.

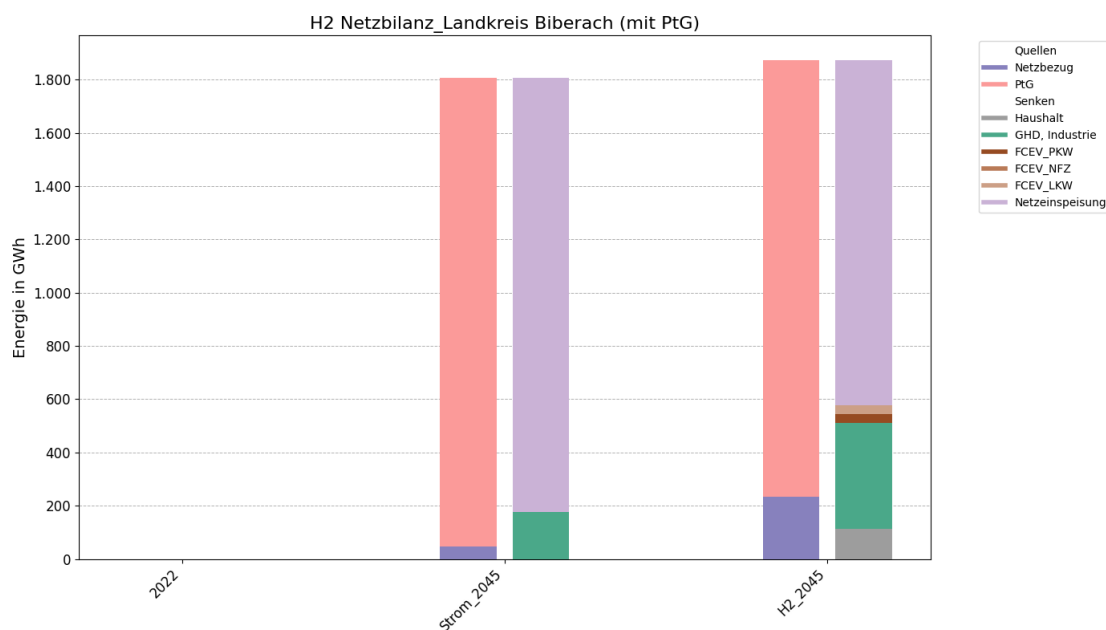


Abbildung 4-91 Wasserstoffbilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Biberach.

4.4.5 Regionale Darstellung von Energiebilanzen

Um die in Kapitel 4.4 dargestellten Energiebilanzen lokal einordnen zu können, wurden zusätzlich ausgewählte Parameter in Karten auf Gemarkungsebene dargestellt. *Abbildung 4-92, Abbildung 4-93 und Abbildung 4-94 Lokaler Stromüberschuss (grün), Stromdefizit (rot) in den Gemarkungen Strom-*

Szenario 2045. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16] zeigen Strom Überschüsse und Defizite für das Jahr 2022 sowie für das 2045 für die beiden Szenarien. Bereits im Jahr 2022 bestehen Gemarkungen mit bilanzielltem Stromüberschuss. Dazu zählen vor allem die Gemarkungen mit großen Wasserkraftwerken, z.B. Illerkraftwerke sowie Gemarkungen mit großen PV- und oder Biogas-/Holzhackschnitzel-BHKWs. Die Landkreis Alb-Donau Kreis und Sigmaringen verfügen darüber hinaus auch über Gemarkungen mit großen Windparks. Gemarkungen mit großem Stromdefizit sind vor allem Industriestandorte und „bevölkerungsreiche“ Gemarkungen.

Im Jahr 2045 weisen die meisten Gemarkungen auf Grund des starken Ausbaus von Wind und insbesondere PV, einen bilanziellen Stromüberschuss auf. Stromdefizite sind vor allem auf die Industrie zurückzuführen, da hier Prozesse teilweise elektrifiziert werden.

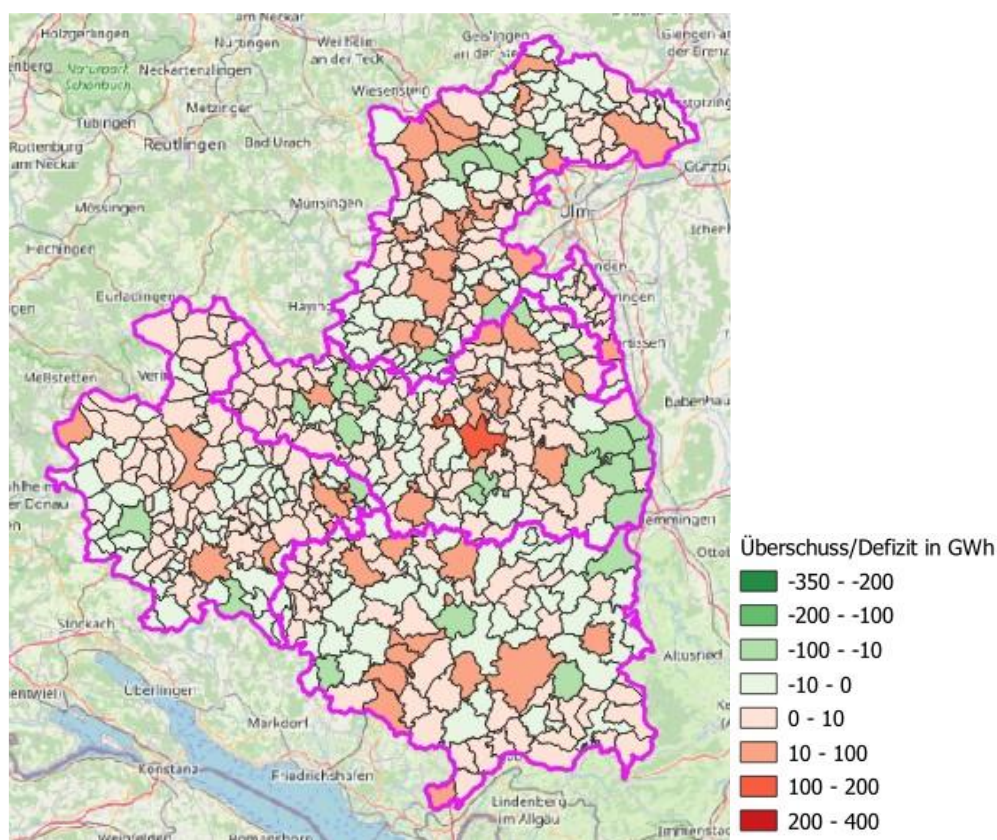


Abbildung 4-92 Lokaler Stromüberschuss (grün), Stromdefizit (rot) in den Gemarkungen 2022. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].

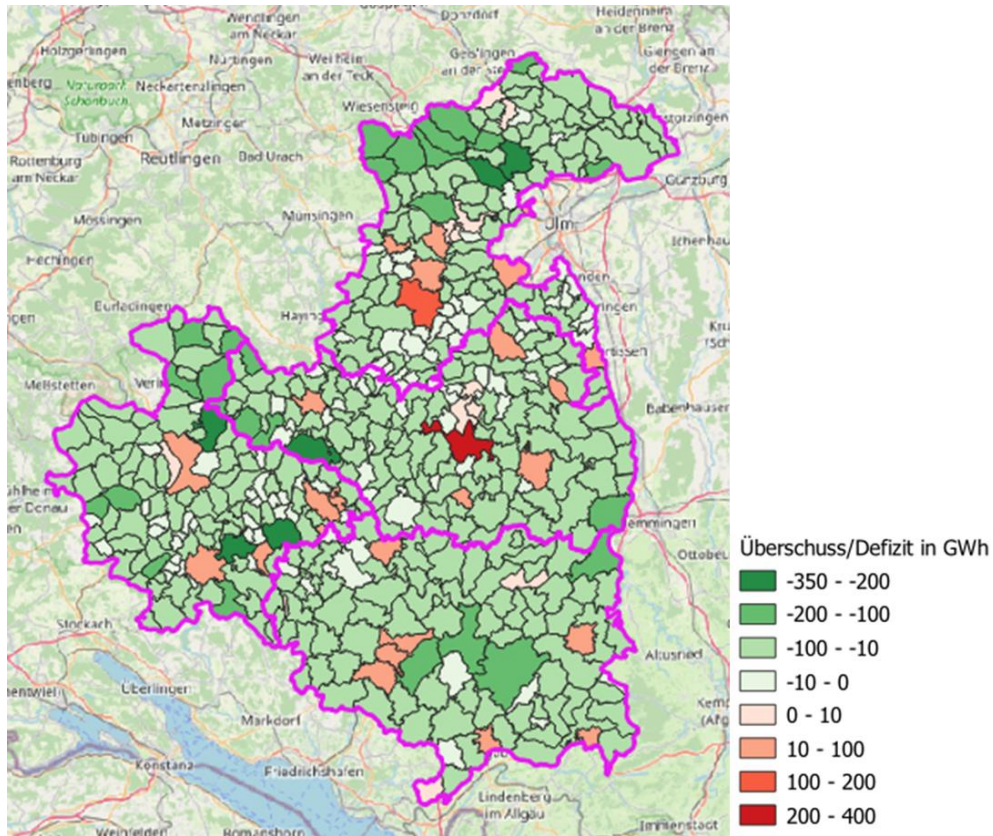


Abbildung 4-93 Lokaler Stromüberschuss (grün), Stromdefizit (rot) in den Gemarkungen H2-Szenario 2045. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].

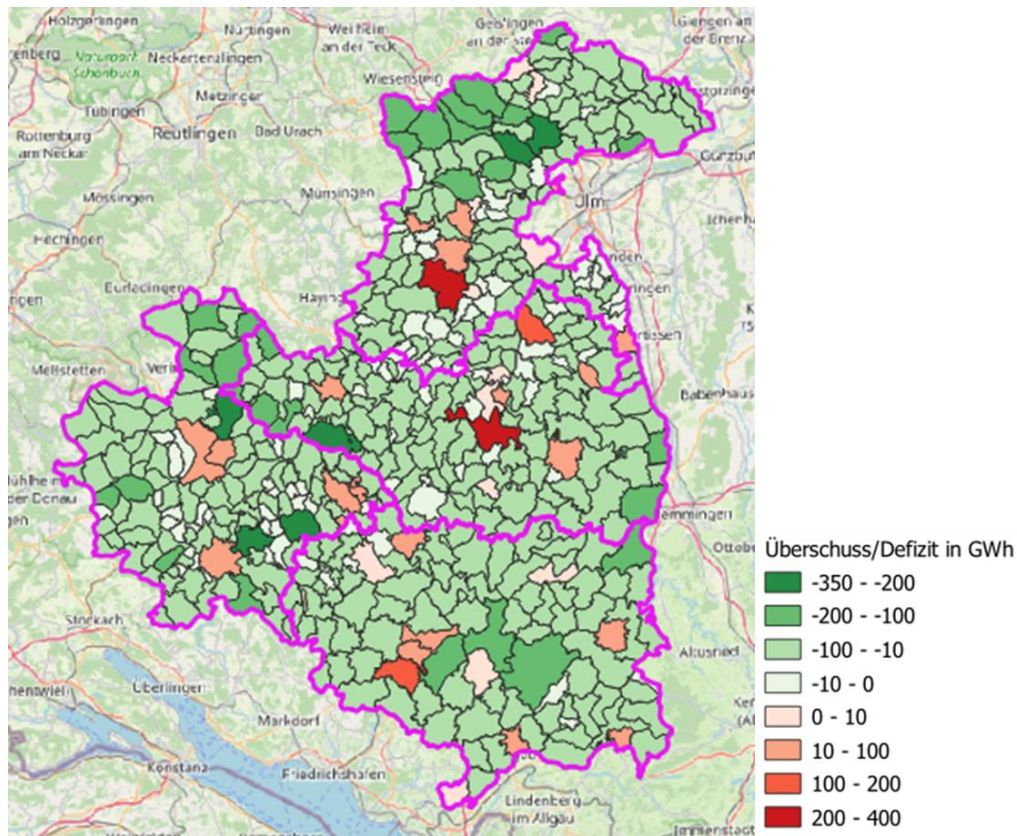


Abbildung 4-94 Lokaler Stromüberschuss (grün), Stromdefizit (rot) in den Gemarkungen Strom-Szenario 2045. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]

Der lokale Stromüberschuss in den Gemarkungen wird im Modell dazu genutzt, um in zentral gelegenen PtG-Anlagen Wasserstoff zu produzieren. Pro Landkreis ist jeweils eine PtG-Anlage vorgesehen. Eine ideale Verortung von PtG-Anlagen kann sich unter anderem am Standort von Gemarkungen mit hohem Stromüberschuss richten (siehe *Abbildung 4-93* und *Abbildung 4-94*) als auch am lokalen Wasserstoffbedarf (siehe *Abbildung 4-95* und *Abbildung 4-96*). Grundvoraussetzung zur Nutzung von Wasserstoff ist eine entsprechende Infrastruktur in Form eines Anschlusses ans Wasserstoffnetz. Der Bedarf von Wasserstoff in den beiden Szenarien ist in *Abbildung 4-95* & *Abbildung 4-96* dargestellt.

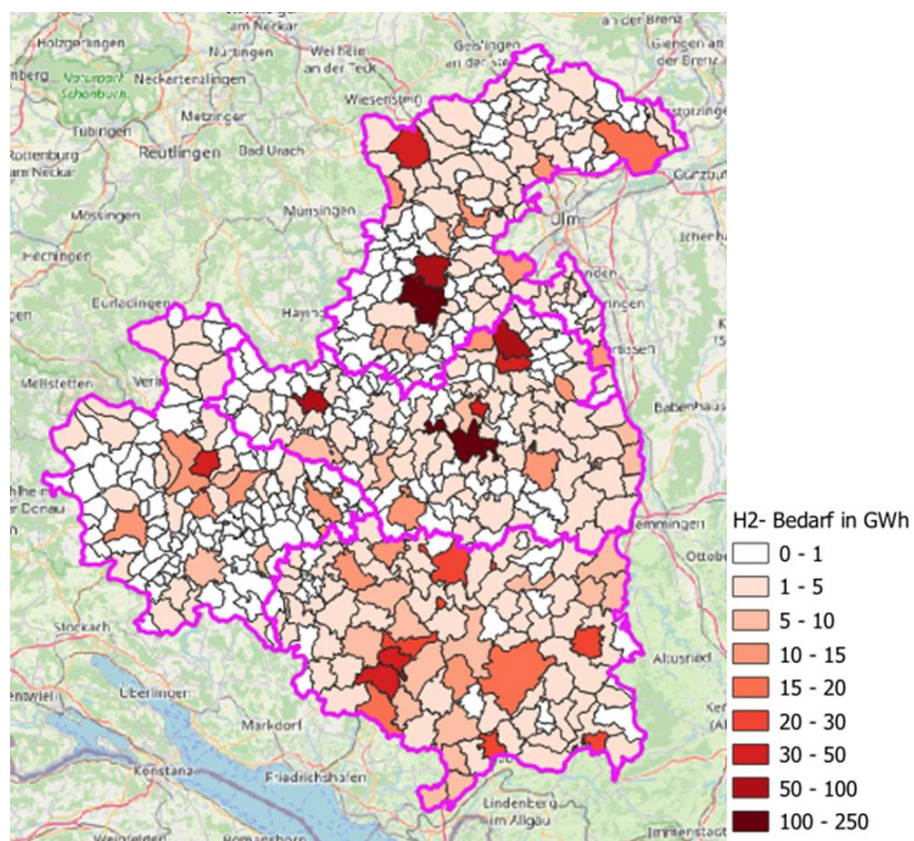


Abbildung 4-95 H₂-Bedarf in den Gemarkungen H₂-Szenario 2045. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].

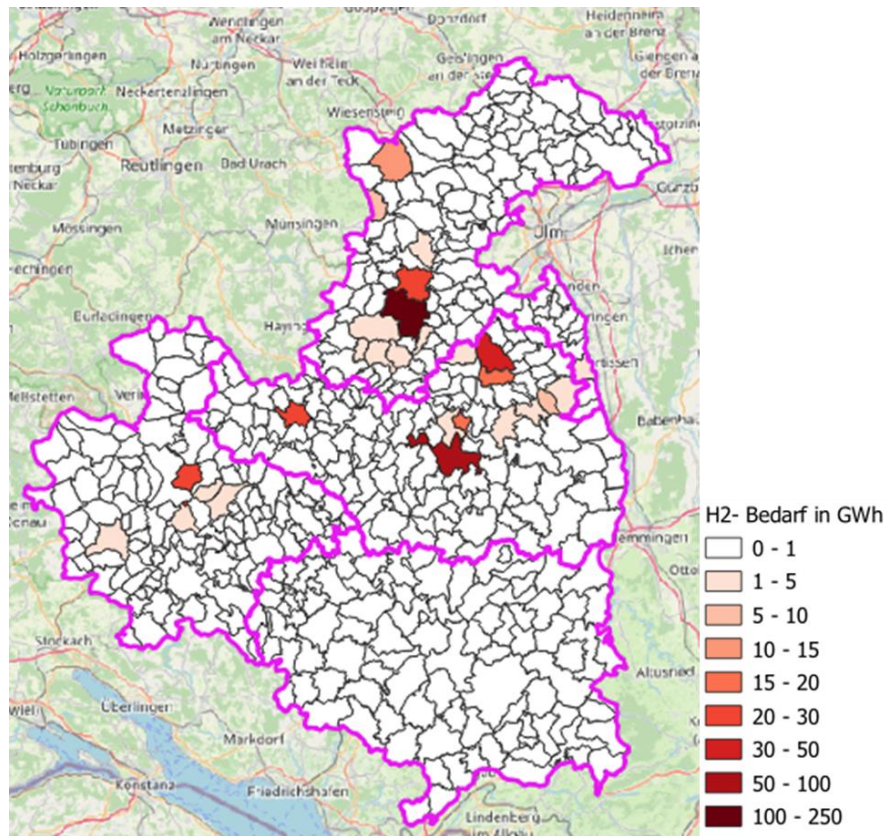


Abbildung 4-96 H₂-Bedarf in den Gemarkungen Strom-Szenario 2045. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].

Im Falle der Clusterung von Biogas-Anlagen, wie sie im Projekt im Wasserstoff-Szenario vorgesehen ist, werden Biogas-Anlagen zu Biogas-Einspeiseanlagen. Da der Methanbedarf im Szenario bis 2045 stark zurück geht, entstehen an Standorten von Einspeiseanlagen Methan-Überschüsse (siehe *Abbildung 4-97*). Wärmenetze, die im Ist-Zustand (2022) bestehen und für die keine Abwärme aus Biogas oder Industrie identifiziert wurde werden 2022 mit einem Erdgas-befeuertem Kessel beheizt. Wenn für 2045 ebenfalls keine Abwärmequelle gefunden werden konnte, werden diese Wärmenetze im Modell auch weiterhin mit Methangas beheizt. Dadurch bleiben vereinzelt Methandefizite 2045 bestehen.

Zur Nutzung von Biogas und Wasserstoff sind die entsprechenden Netzinfrastrukturen erforderlich.

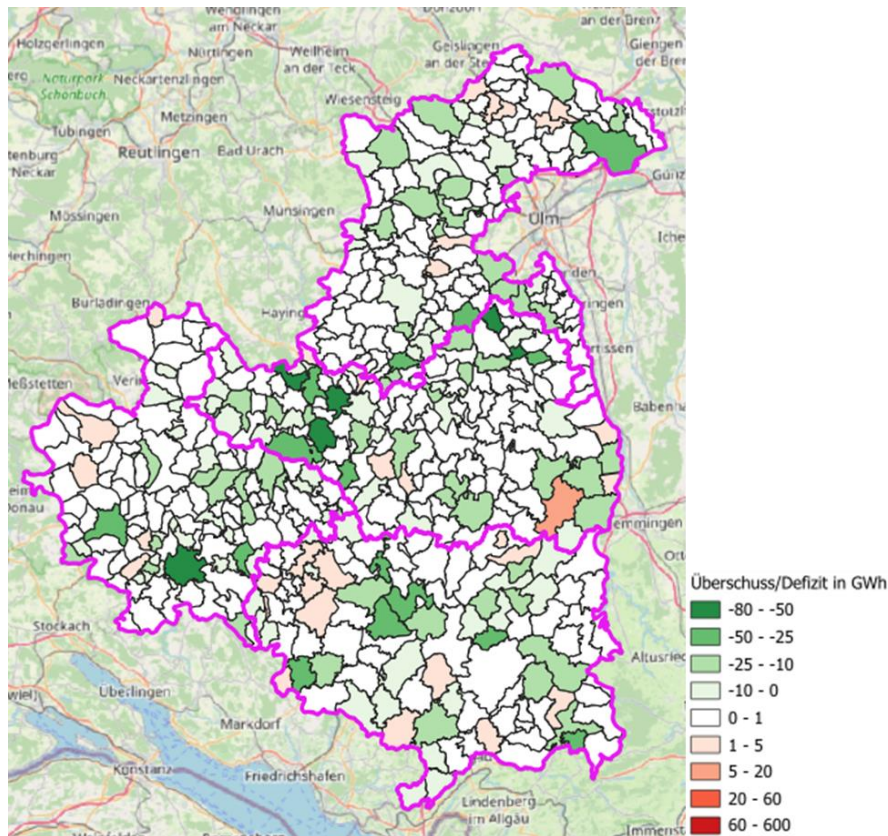


Abbildung 4-97 Methanüberschuss (grün), Methandefizit (rot) in den Gemarkungen H₂-Szenario 2045. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].

4.4.6 Reduzierter Ausbau Erneuerbare Energien

Wie in den vorangegangenen Kapiteln gezeigt, übersteigt in den gewählten regionalisierten Szenarien die Erzeugung von erneuerbarem Strom den Bedarf um ein Vielfaches. Durch die Installation von PtG-Anlagen kann ein Teil des Stroms genutzt werden, um daraus Wasserstoff zu erzeugen. Die so erzeugte Wasserstoffmenge übersteigt bilanziell aber ebenfalls deutlich den Bedarf (siehe Kapitel 4.4.3).

Durch den ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Szenario, werden die Stromleitungen teilweise überlastet. In der Simulation der Stromnetze wurden ca. 53 % der Leitungslänge in der Mittelspannung überlastet. Die Kosten für entsprechende Netzverstärkungsmaßnahmen in der Mittelspannung wurden in einer ersten groben Abschätzung auf ca. 580 Mio. € für die drei Landkreise Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau Kreis ermittelt. In diesen Kosten sind noch keine Verstärkungsmaßnahmen für Ortsnetzstationen, Umspannwerke sowie die Nieder- und Hochspannungsleitungen enthalten. (siehe Kapitel 4.2)

Da der massive Ausbau von PV darüber hinaus dazu führt, dass große Energiemengen (Strom und Wasserstoff) lokal nicht genutzt werden können, wurde abschließend eine Simulation im Landkreis Biberach im H₂-Szenario 2045 durchgeführt. Hierbei wird ein reduzierter Ausbau angenommen. Dazu wird für PV-Freiflächenanlagen, anstelle einer Belegung von 2% der Fläche von lokalen PV-Freiflächenausbau auf Basis des Netzentwicklungsplan (NEP) [53] zurückgegriffen. Der Anteil der PV-Freiflächenanlagen entspricht im Szenario für den reduzierten Ausbau 0,34%. Alle anderen Parameter

bleiben gleich. Die Auslegung der PtG-Anlage erfolgt nach derselben Methode wie bereit in Kapitel 2.9 beschrieben.

Abbildung 4-98 und Abbildung 4-99 zeigen die Strom- und die Wasserstoffbilanz im Landkreis Biberach unter der Annahme eines reduzierten Ausbaus von PV. Die erzeugte Strommenge ist deutlich reduziert, übersteigt aber immer noch den Bedarf (ohne PtG) deutlich. Die Erzeugung durch Wind und PV ist in etwa gleich groß und wird ergänzt durch weitere erneuerbare Quelle aus Biogas-BHKWs und Wasserkraft. Der Strombedarf (ohne PtG) entspricht dem Strombedarf aus den oben genutzten regionalisierten O45-Szenarien. Durch unterschiedliche Erzeuger werden zu große Einspeisespitzen vermieden. Dadurch kann der erzeugte Strom grundsätzlich besser in PtG-Anlagen genutzt werden, im Vergleich zur Einspeisesituationen, die stark durch eine Technologie, z.B. PV, geprägt sind. Aus der Wasserstoffbilanz geht hervor, dass die erzeugte Wasserstoffmenge (802,5 GWh in O45-H2, 915,2 GWh in O45-Strom) den Bedarf (576,1 GWh in O45-H2, 177,2 GWh in O45-Strom) deutlich übersteigt. Durch den zeitlichen Versatz in Wasserstoffbedarf und Erzeugung muss dennoch Wasserstoff (H₂-Szenario: ca. 261,6 GWh) aus dem externen Netz bezogen werden, obwohl zu anderen Zeitpunkten Wasserstoff (H₂-Szenario: ca. 488 GWh) in das externe H₂-Netz eingespeist wird. Durch Nutzung von lokalen Wasserstoffspeichern kann dies ggf. reduziert werden.

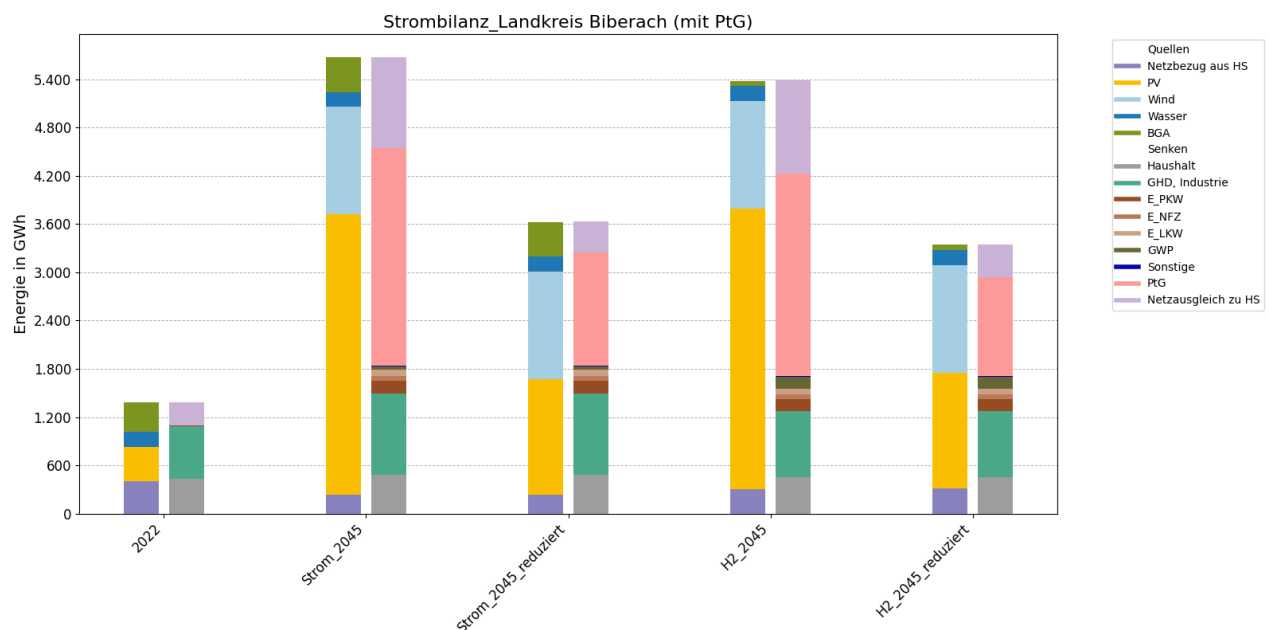


Abbildung 4-98 Strombilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Biberach im Vergleich zum reduzierten Ausbau von PV.

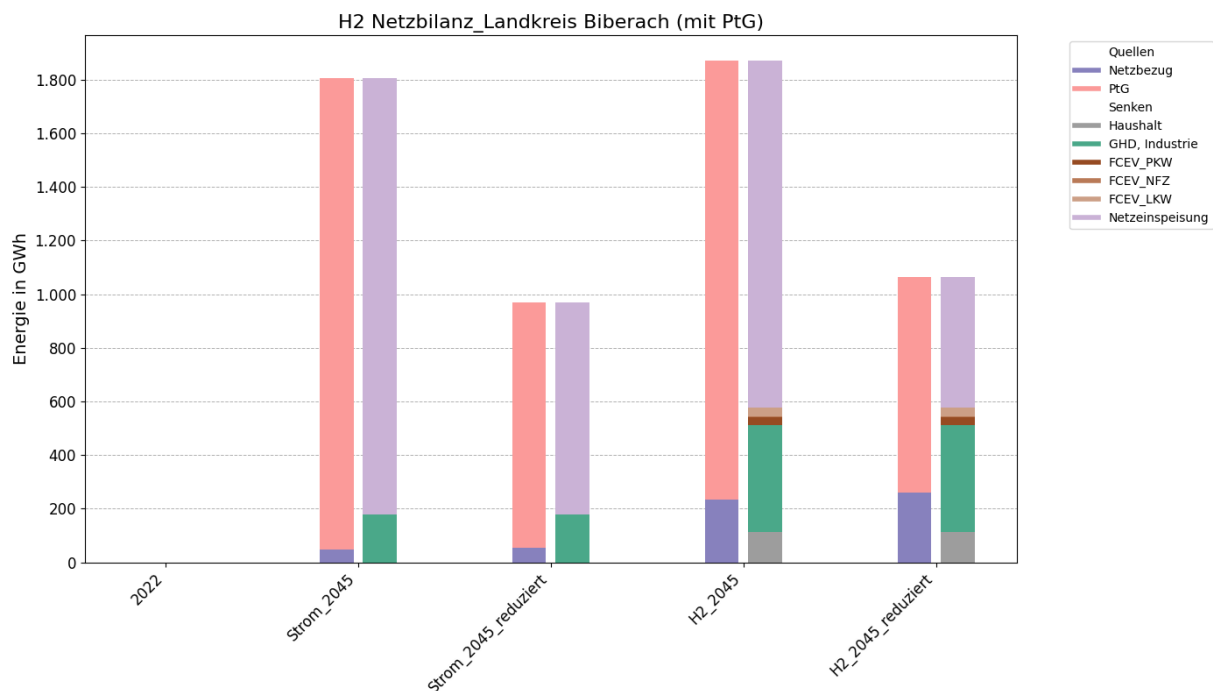


Abbildung 4-99 Wasserstoffbilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Biberach im Vergleich zum reduzierten Ausbau von PV

4.5 Identifikation Geschäftsmodelle

4.5.1 Zielsetzung

Parallel zu den technischen Auswertungen sollten potenzielle Geschäftsmodelle identifiziert, bewertet und mit möglichen Interessengruppen diskutiert werden. Dabei sollten möglichst innovative Ansätze zur regionalen Energietransformation mit Fokus auf Wasserstoff- und Biogastechnologien entwickelt und deren Machbarkeit sowie Datenbedarf analysiert werden.

4.5.2 Methodisches Vorgehen

Die Bearbeitung erfolgte auf Basis der bis dahin bekannten Ergebnisse aus den vorangegangenen Arbeitspaketen, in einem strukturierten, dreistufigen Ansatz, der sich über verschiedene Arbeitsformate erstreckte. In der ersten Phase wurde ein Brainstorming im Rahmen eines Workshops durchgeführt, bei dem etwa 30 Geschäftsideen initial gesammelt wurden. Ausgangspunkt der Überlegungen war eine Ansammlung von potenziellen Geschäftschancen und Trends aus der Geschäftsmodellentwicklung (Team Customer Intelligence & Business Models des Bereichs Kommunale Beziehungen & Stadtwerke) der Netze BW. Dieser Phase folgte einer offenen Brainstorming-Methodik zur Ideengenerierung ohne vorherige Bewertung, um ein möglichst breites Spektrum an Möglichkeiten zu erfassen.

Die zweite Phase bestand aus einer kriteriengestützten Diskussion, durch die eine Reduzierung auf etwa 20 relevante Ideen erreicht wurde. Als qualitative Bewertungskriterien diente dabei die Passung zum RegioTransH₂O-Umfeld und die grundsätzliche Machbarkeit der vorgeschlagenen Ansätze:

- Umsetzbarkeit
- Markt-Potenzial
- Kompetenzen / Fähigkeiten / Synergie
- Wettbewerbsintensität
- Synergien Bestandsgeschäft
- Marktreife
- Investitionsarm umsetzbar
- Nachhaltigkeit
- Relevanz in Bezug auf die Projektziele
- Zeitliche Komponente: langfristige vs. kurzfristige Marktchancen

In der dritten Phase erfolgte eine intensive Detailbearbeitung mit dem Business Model Canvas-Ansatz [65]. Diese Phase wurde als hybrider Ganztagesworkshop durchgeführt, wobei fünf prioritäre Geschäftsmodelle strukturiert entwickelt und analysiert wurden.

4.5.3 Business Model Canvas am Beispiel Biomethan

Die intensive Bearbeitung der prioritären Geschäftsmodelle erfolgte mit Hilfe des Business Model Canvas-Ansatzes nach Osterwalder und Pigneur [66]. Das Business Model Canvas hilft Organisationen dabei, strukturierte, greifbare und strategische Gespräche über neue oder bestehende Geschäfte zu führen. Am Beispiel des im Projekt höchstbewerteten Geschäftsmodells "Biomethanerzeugung und -einspeisung über Biogascluster" soll die angewandte Methodik und die dabei entwickelten Inhalte exemplarisch dargestellt werden (s. Abbildung 4-100).

Das Business Model Canvas gliedert sich in neun zentrale Bereiche, die systematisch bearbeitet wurden [66]. Das Wertversprechen konzentriert sich auf die Produktion grüner Gase als Nachfolge für die EEG-Verstromung für den Einsatz in allen Sektoren [67]. Dabei steht wirtschaftlich die gesetzlich und freiwillig aus Nachhaltigkeitsgründen induzierte Befriedigung der Biomethannachfrage [106, 107] im Vordergrund, verbunden mit der Stärkung regionaler Wertschöpfung und Autarkie, was insbesondere als politisches Argument relevant ist. Zusätzlich können durch die Aktivitäten die angeschlossenen Gasverteilnetzbetreiber dahingehend profitieren, als durch das Biomethan der Anteil an THG-freiem Brenngas erhöht wird. Daneben können die zusätzlichen Assets für die Biomethaneinspeisung auch als Teil der Netzentgelte geltend gemacht werden.

Darüber hinaus wird für die Biomethan-Händler das Aufkommen an handelbaren Produkten nachhaltig erhöht. Für die neu zu errichtenden Gaskraftwerke kann das Biomethan zudem als THG-freies Brenngas eingesetzt werden.

Übergeordnet zählt diese Aktivität in die Transformation im Sinne des Gasnetzgebietstransformationsplans der Gasnetze ein [108].

Die Schlüsselaktivitäten umfassen die gesamte Wertschöpfungskette von der Biogaserzeugung über die Gasnetzanbindung und Biogasaufbereitung bis hin zur Einspeisung und Vermarktung [68]. Diese integrierte Betrachtung ermöglicht eine optimierte Koordination der verschiedenen Prozessschritte.

Als Schlüsselressourcen wurden Investitionsmittel identifiziert, wobei die Biomethan-Netze mit Biogasclustern auszubauen sind. Besonders wichtig ist die Anbindung an ein übergeordnetes, überregionales Residualnetz für Biomethan aus der aktuellen Erdgasversorgung. Dies bedingt entsprechende Rüchspeisemöglichkeiten, um eine flexible Vermarktung zu ermöglichen [69].

Schlüsselpartner	Schlüsselaktivitäten	Nutzenversprechen	Kundenbeziehung	Kundensegmente
Landwirte, Gasnetzbetreiber, EUV, Biomethanhändler, Direktvermarktung lokal/regional über PPA	Biogaserzeugung, Gasnetzanbindung, Biogasaufbereitung, Einspeisung und Vermarktung	Produktion grüner Gase als Nachfolge für die EEG- Verstromung für den Einsatz in allen Sektoren Befriedigung der Biomethannachfrage Stärkung regionaler Wertschöpfung und Autarkie (Adressat Politik)	Vertragsbeziehungen: Vermarkter, ggf. Endverbraucher	Händler im Biomethan-Markt alle Sektoren (Fokus THG-Quote)
	Schlüsselressourcen Investitionsmittel, Biomethan: Netze sind mit Biogasclustern auszubauen, Anbindung an das übergeordnete Residualnetz Biomethan über Rüchspeisemöglichkeiten.		Kanäle OTC-Handel	
Kostenstruktur Gasnetzanbindung (Biomethan und ggf. Rohbiogas), Biogasaufbereitung und Einspeisung		Einnahmequellen Biomethanvermarktung in alle Sektoren (Fokus THG-Quote)		

Abbildung 4-100 Business Model Canvas zur Geschäftsidee Biomethanerzeugung und -einspeisung über Biogascluster

Die Schlüsselpartnerschaften erstrecken sich über die gesamte Wertschöpfungskette [68]. Landwirte als Substratlieferanten, Gasnetzbetreiber für die Infrastruktur, Energieversorgungsunternehmen und Biomethanhändler bilden das Partnernetzwerk. Zusätzlich wird eine Direktvermarktung lokal und regional über Power Purchase Agreements angestrebt [70].

Die Kundensegmente umfassen alle Sektoren mit einem besonderen Fokus auf die THG-Quote [71]. Da derzeit das reine Brenngas Biomethan gegenüber Erdgas preislich im Markt nicht attraktiv ist, müssen Märkte gesucht und bedient werden, die die THG-Quote berücksichtigen. Als Händler im Biomethan-Markt können verschiedene Abnehmer in Industrie, Verkehr und Wärmesektor bedient werden, wodurch eine breite Marktabdeckung erreicht wird [72].

Die Kundenbeziehungen werden über Vertragsbeziehungen mit Vermarktern und gegebenenfalls direkt mit Endverbrauchern aufgebaut. Der OTC-Handel (Over-the-Counter) ergänzt die strukturierten Vertragsbeziehungen und ermöglicht flexible Vermarktungsstrategien [73].

Als Kanäle dienen die etablierten Strukturen der Biomethanvermarktung in alle Sektoren, wobei der Fokus auf der THG-Quote liegt [71]. Die Gasnetzanbindung sowohl für Biomethan als auch

gegebenenfalls für Rohbiogas sowie die Biogasaufbereitung und Einspeisung bilden die physischen Kanäle [69].

Die Kostenstruktur umfasst Bau- und Betriebskosten für Elektrolyseur und Anbindungen sowohl strom- als auch gasseitig. Diese Investitionen müssen gegen die erwarteten Erlöse abgewogen werden [74].

Die Erlösströme generieren sich aus der H₂-Vermarktung sowie über den Spotmarkt bei negativen Strompreisen [75]. Zusätzliche Ausgleichszahlungen für vermiedene Netzkosten können die wirtschaftliche Attraktivität erhöhen [76].

4.5.4 Ergebnisse der Geschäftsmodellbewertung

Die entwickelten Geschäftsmodelle wurden nach ihrer strategischen Relevanz und ihrem Potenzial qualitativ bewertet. Dabei zeigte sich eine klare Hierarchie in der Bewertung der verschiedenen Ansätze.

Dabei konnte jeder der Teilnehmer für eine Geschäftsidee maximal einen Punkt vergeben, in Summe konnte jeder Teilnehmer 5 Punkte verteilen. Die höchstmögliche Punktzahl in der Bewertung war bei 7 Punkten. Im Folgenden wird auf die 5 hoch priorisierten näher eingegangen.

Die höchste Bewertung mit sechs Punkten erhielt das Geschäftsmodell der „Biomethanerzeugung und -einspeisung über Biogascluster“.

Mit fünf Punkten wurde der „Einsatz von Elektrolyseuren zur Stützung der Strom- und Wasserstoffnetze“ bewertet. Dieses Geschäftsmodell konzentriert sich auf die Produktion von grünem Wasserstoff mit Spotmarktoptimierung, den stromnetzdienlichen Einsatz zur Vermeidung von Erzeugerabschaltungen und den Aufbau von netzdienlichem Speichereinsatz [77].

Vier Punkte erhielt die „Planung der Umstellung auf Wasserstoff und regenerative Gase“. Dieser Ansatz umfasst den Aufbau einer Gasverteilinfrastruktur für grüne Gase, die Entwicklung von Gastransformationsplänen für Kommunen und Gasverteilnetzbetreiber sowie die Schaffung von Planungssicherheit für die H₂-Umstellung [78]. Im Grunde geht es um die Fortsetzung des Geschäftsmodells der Erdgasversorgung als Nachfolger für diese. Vorteil dieses Geschäftsmodells aus Sicht eines heutigen Erdgasversorgers ist daher die strategische Nähe zum heutigen Kerngeschäft.

Drei Geschäftsmodelle erhielten jeweils drei Bewertungspunkte. Die „Entwicklung regionaler Wind- und PV-Flächenanlagen mit und ohne Bürgerbeteiligung“ fokussiert auf regionale Energieerzeugung [79]. „Bio-LNG- oder H₂-Tankstellen für den Schwerlastverkehr“ zielen auf den Bau und Betrieb von H₂-Tankstellen mit oder ohne Elektrolyseur ab und unterstützen die Transformation im Verkehrssektor auf grüne Moleküle [80]. Die „optimierten Wärmenetze“ konzentrieren sich auf nachhaltige Wärme- und Kälteversorgung durch Niedertemperatur-Wärmenetze für die Quartiersversorgung [81].

Die verbleibenden Geschäftsmodelle erhielten zwischen null und zwei Bewertungspunkten. Dazu gehören „Speicherlösungen für Strom und H₂“, „Beratungsdienstleistungen für Kommunen“,

„Wasserstoffinfrastruktur als Insellösung“, „CO₂-Netze und -Speicherung“, „Abwärmenutzung in der Industrie“ sowie „Geothermie und Umweltwärme“ [82].

4.5.5 Datenbedarf der prioritären Geschäftsmodelle

Die detaillierte Analyse der fünf prioritären Geschäftsmodelle ergab spezifische Datenanforderungen, die für eine fundierte Geschäftsmodellentwicklung erforderlich sind [83]. Diese Datenanforderungen lassen sich in verschiedene Kategorien unterteilen und variieren je nach Geschäftsmodell erheblich.

4.5.5.1 Biomethanerzeugung und -einspeisung über Biogascluster

Für die Entwicklung dieses Geschäftsmodells werden umfangreiche räumliche und infrastrukturelle Daten benötigt. Dazu gehören Informationen über die Gemarkungen mit Standorten der bestehenden Biogasanlagen sowie eine räumliche Darstellung sinnvoller Biogascluster inklusive der verfügbaren Mengen und Leistungen [68]. Besonders wichtig ist die Nähe zu bestehenden Gasnetzen und die Bewertung der Anbindungsmöglichkeiten [69]. Zusätzlich werden Informationen zu bestehenden Wärmenetzen und den Wärmeabnahme Potenzialen benötigt [84].

Die Markt- und Preisdaten wie auch die CO₂-Reduktions-Potenziale bilden eine weitere wesentliche Datenkategorie. Hierzu zählen aktuelle Substratpreise und verfügbare Substratmengen sowie der zeitliche Verlauf von Strom- und Gaspreisen nach Provenienz und Qualität [85]. Die minimale Gasabnahme in den aktuellen Erdgasnetzen muss ebenso erfasst werden wie die Wärmeabnahme mit den erforderlichen Leistungen und Mengen [86].

4.5.5.2 Einsatz von Elektrolyseuren zur Stützung der Netze

Dieses Geschäftsmodell erfordert neben den Investitions- und Betriebsdaten detaillierte Netz- und Infrastrukturdaten sowohl auf der Strom- als auch auf der Gasseite [77]. Dazu gehören die Lastgänge der Umspannwerke, die auf das Zieljahr 2045 hochskaliert werden müssen, sowie Informationen über die Auslastung der benachbarten Stromnetze. Die Erzeugung und Lasten je Landkreis für 2045 müssen ebenso erfasst werden, wie die Distanz zu möglichen H₂-Großabnehmern und zum aufnehmenden H₂-Netz [87].

Markt- und Nutzungsdaten stellen eine weitere wichtige Datenkategorie dar. Insbesondere werden Strom- und Gaspreise im zeitlichen Verlauf für 2045 mit hoher zeitlicher Auflösung benötigt [88]. Die Verfügbarkeit und Kapazität der H₂-Infrastruktur sowie potenzielle Abwärmenutzer inklusive deren Standorte müssen ebenfalls dokumentiert werden [89].

4.5.5.3 Umstellung auf Wasserstoff und regenerative Gase

Für dieses Geschäftsmodell sind umfangreiche Infrastruktur- und Planungsdaten erforderlich [78]. Eine Abschätzung zukünftiger Wasserstoffmengen und weiterer grüner Gase inklusive deren Standorte bildet die Grundlage. Die räumliche und zeitliche Abbildung der H₂-Infrastruktur gemäß den Gasnetzgebietstransformationsplänen muss ebenso verfügbar sein wie Informationen über die Distanz zu möglichen Großabnehmern und zum aufnehmenden H₂-Netz [90]. Eine räumliche Darstellung sinnvoller Biogas-Cluster ergänzt diese Datensammlung [68].

Die Markt- und Preisdaten umfassen Strom- und Gaspreise im Verlauf für 2045 mit zeitlicher Auflösung, Nachfrage Potenziale nach Sektoren sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen, die für die Umsetzung relevant sind [91].

4.5.5.4 Bio-LNG- oder H₂-Tankstellen für Schwerlastverkehr

Die Infrastruktur- und Standortdaten für dieses Geschäftsmodell umfassen die Lage potenzieller Tankstellenstandorte sowie örtliche Transportkapazitäten und deren Auslastung [80]. Die Einspeisung aus geplanten Elektrolyseprojekten muss ebenso berücksichtigt werden, wie die zeitliche Auflösung des Hochlaufs der H₂-Infrastruktur gemäß den Gasnetzgebietstransformationsplänen [92].

Wichtiger Aspekt ist zudem das CO₂-Minderungspotenzial.

Nachfrage- und Marktdaten ergänzen diese Informationen. Das Verkehrsaufkommen im Schwerlastbereich, die Umstellungszeitpläne der Flottenbetreiber und konkurrierende Antriebstechnologien müssen für eine realistische Bewertung erfasst werden [93].

4.5.5.5 Optimierte Wärmenetze

Für dieses Geschäftsmodell werden umfangreiche räumliche und technische Daten benötigt [81]. Eine räumliche Darstellung der aktuellen Heiztechnologien sowie Wärmemengen für Gemarkungen und Gemeinden bilden die Grundlage. Ein Ausblick auf 2045 mit ihren Wärmebedarfen und die erforderlichen Leitungslängen sowie eine räumliche Darstellung der bestehenden Wärme-Bestandsnetze ergänzen diese Informationen [94].

Potenzial- und Bedarfsdaten umfassen Geothermie sowie die verfügbare Abwärme je Gemarkung inklusive der Lage der Abwärmequellen, Wärmebedarfsdichten in verschiedenen Quartieren sowie Sanierungszyklen und Effizienz-Potenziale der bestehenden Gebäudesubstanz [95].

4.5.5.6 Übergreifende Datenanforderungen

Zusätzlich zu den spezifischen Datenanforderungen der einzelnen Geschäftsmodelle wurden übergreifende Datenbedürfnisse, z.B. die CO₂-Emissionswerte identifiziert, die für die meisten Ansätze relevant sind [83].

Energiesystemdaten bilden eine wichtige Grundlage für alle Geschäftsmodelle. Detaillierte Energiebilanzen auf Gemeindeebene, Zeitreihen der Energieerzeugung und -nachfrage sowie Netzkapazitäten und Ausbauplanungen sind essenziell [96]. Dazu gehören auch insbesondere Informationen zur Ausbauplanung der H₂-Netze [107]. Die Flexibilitäts-Potenziale verschiedener Verbraucher müssen ebenfalls systematisch erfasst werden [97].

Regulatorische und politische Rahmenbedingungen haben einen erheblichen Einfluss auf die Geschäftsmodellentwicklung [98]. Aktuelle und geplante Förderregime, regulatorische Entwicklungen in den Bereichen Gas, Strom und Wärme sowie kommunale Energie- und Klimaschutzkonzepte müssen kontinuierlich verfolgt werden. Planungsrechtliche Rahmenbedingungen ergänzen diese Datenkategorie [99].

Wirtschaftliche Basisdaten sind für die Bewertung der Geschäftsmodelle unerlässlich [100]. Investitionskosten für verschiedene Technologien, Betriebskosten und Wartungsaufwände sowie Finanzierungsbedingungen müssen verfügbar sein. Risikobetrachtungen und Sensitivitätsanalysen runden diese Datensammlung ab [101].

4.5.6 Kritische Bewertung und Limitationen

Die Durchführung zur Identifikation von Geschäftsmodellen war mit verschiedenen Herausforderungen verbunden, die die Ergebnisse und deren Interpretierbarkeit beeinflusst haben.

Die Datenverfügbarkeit aus den Ergebnissen der vorangegangenen Arbeitspaketen stellte eine wesentliche Einschränkung dar. Die Auswertung der entwickelten Geschäftsmodelle erwies sich als herausfordernd, da für eine fundierte Bewertung zunächst detaillierte Kostendaten erforderlich gewesen wären [102]. Obwohl aus Arbeitspaket 4 grundlegende Energieströme vorlagen, fehlten die notwendigen wirtschaftlichen Kennzahlen für eine abschließende Machbarkeitsbewertung. Zeitliche Einschränkungen beeinflussten den Arbeitsumfang erheblich. Aufgrund der zeitlichen Beschränkungen im Projekt konnte die ursprünglich geplante quantitative Bewertung der Geschäftsmodelle nicht vollständig realisiert werden. Die Analyse blieb daher auf qualitativer Ebene und konzentrierte sich auf die Identifikation der Datenbedürfnisse.

Methodische Limitationen ergaben sich aus dem gewählten Vorgehen. Die Bewertung erfolgte primär auf Basis von Experteneinschätzungen im Workshop-Format [66]. Eine systematische Marktanalyse oder detaillierte Wirtschaftlichkeitsrechnungen konnten im Rahmen des Arbeitspaketes nicht durchgeführt werden, was die Aussagekraft der Ergebnisse einschränkt.

Vor dem Hintergrund eines öffentlich geförderten Vorhabens wurde eine wettbewerbliche Betrachtung nicht durchgeführt, da es sich hier um eine vorwettbewerbliche Studie handeln soll.

4.5.7 Empfehlungen für die Weiterbearbeitung im Nachgang des Vorhabens

Basierend auf den Ergebnissen und den identifizierten Limitationen lassen sich verschiedene Empfehlungen für die Weiterbearbeitung ableiten.

Die Datenerhebung sollte priorisiert werden. Für die Weiterentwicklung der identifizierten Geschäftsmodelle sollte zunächst eine systematische Erhebung und Bereitstellung der spezifizierten Datenbedürfnisse erfolgen [83]. Dabei ist in der Bearbeitung eine Priorisierung nach der strategischen Bedeutung der Geschäftsmodelle sinnvoll, um die verfügbaren Ressourcen effizient einzusetzen.

Im Anschluss sind die Geschäftsmodelle weiter zu konkretisieren.

Die Entwicklung von Pilotprojekten wird empfohlen, sofern sich die Geschäftsmodelle weiterhin als tragfähig erweisen. Basierend auf den höchstbewerteten Geschäftsmodellen, insbesondere der Biomethanherzeugung und dem Elektrolyseur-Einsatz, sollten konkrete Pilotprojekte konzipiert werden, um praktische Erfahrungen zu sammeln und die theoretischen Erkenntnisse zu validieren [103].

Eine vertiefte Stakeholder-Integration ist notwendig. Die erfolgreiche Umsetzung der Geschäftsmodelle erfordert eine enge Zusammenarbeit verschiedener Akteure aus unterschiedlichen Bereichen [104]. Ein systematisches Stakeholder-Management sollte aufgebaut werden, um die notwendigen Kooperationen zu initiieren und zu pflegen. Dazu müssen aber zunächst intern die oben genannten Aufgaben erledigt sein.

Die Verfolgung regulatorischer Entwicklungen ist unerlässlich. Die dynamischen regulatorischen Rahmenbedingungen sowie Förderregime, insbesondere im Bereich der Wasserstoffwirtschaft, sollten kontinuierlich verfolgt und in die Geschäftsmodellentwicklung integriert werden, da sie erheblichen Einfluss auf die Realisierbarkeit haben [105].

Synergien, Vorschläge für Fördermaßnahmen und die zeitliche Entwicklung in Form einer Roadmap können dann darauf aufbauend erarbeitet werden. Dabei wird die Roadmap für die Bereitstellung und Nutzung des Wasserstoffs in Oberschwaben stark von der Verfügbarkeit und dem Verlauf der Umstellung der überregionalen und regionalen Netze von Erdgas auf Wasserstoff bestimmt sein. Hierzu dient insbesondere der Gasnetzgebietstransformationsplan der Verteilnetzbetreiber [43], der regelmäßig überarbeitet, detailliert und ergänzt wird. Erst dann können Geschäftsmodelle, wie der Einsatz von Elektrolyseuren zur Stützung der Strom- und Wasserstoffnetze und die Errichtung von H₂-Tankstellen für Schwerlastverkehr sinnvoll bewertet, geplant und umgesetzt werden.

4.5.8 Fazit Identifikation Geschäftsmodelle

Es konnte erfolgreich eine systematische Analyse potenzieller Geschäftsmodelle durchgeführt werden. Durch das strukturierte Vorgehen mit dem Business Model Canvas [66] konnten aus einer Vielzahl von Ideen die vielversprechendsten Ansätze identifiziert und deren spezifische Datenbedürfnisse detailliert analysiert werden.

Die höchste Bewertung erhielten Geschäftsmodelle, die eng mit der regionalen Energietransformation verknüpft sind und sowohl ökologische als auch ökonomische Vorteile bieten. Insbesondere die Biomethanherzeugung über Biogascluster und der netzdienliche Einsatz von Elektrolyseuren zeigten hohes Potenzial für die praktische Umsetzung [67, 77].

Die identifizierten Datenbedürfnisse bilden eine solide Grundlage für weiterführende Arbeiten und zeigen gleichzeitig den Umfang der noch zu leistenden Arbeit auf [83]. Obwohl die quantitative Bewertung aufgrund zeitlicher und datenbezogener Einschränkungen nicht vollständig abgeschlossen werden konnte, liefert die qualitative Analyse wertvolle Erkenntnisse für die strategische Ausrichtung zukünftiger Aktivitäten im Bereich der regionalen Energietransformation.

Die Ergebnisse zeigen, dass RegioTransH₂O als Plattform für innovative Geschäftsmodelle fungieren kann, die zur Dekarbonisierung verschiedener Sektoren beitragen und gleichzeitig regionale Wertschöpfung generieren. Die nächsten Schritte sollten sich auf die Beschaffung der identifizierten Daten und die Entwicklung von Pilotprojekten konzentrieren, um die theoretischen Erkenntnisse in praktische Anwendungen zu überführen.

5 Zusammenfassung

Die Herausforderungen des Klimawandels erfordern eine beschleunigte Transformation der Energiesysteme bei der Einbindung erneuerbarer Energien (EE) zur Erreichung der Klimaziele, insbesondere auf regionaler Ebene. Hierbei liegt der Fokus auf Strom, aber auch insbesondere Wasserstoff wird als Partner von Strom gesehen. Dabei werden die kohlenstoffbasierten Energieträger, hier ist das Biomethan hervorzuheben, weiterhin essenziell bleiben.

Politische Leitlinien wie die Nationale Wasserstoffstrategie und das 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung bilden den strategischen Rahmen, in dem das vorliegende Forschungsvorhaben angesiedelt ist. Schwerpunkt ist dabei die sektorübergreifende Nutzung regenerativer Energieträger – insbesondere von Wasserstoff und Biomethan – unter Einbeziehung regionaler Infrastrukturen, Energiebedarfe und Erzeugungspotenziale. Die Untersuchung adressiert die praktische Umsetzung der Energiewende auf der Verteilnetzebene und zeigt auf, dass eine Synchronisation nationaler Klimaziele mit lokalen und regionalen Bedingungen erforderlich ist. Hierbei ist das Ziel die Transformation des Energiesystems auf regionaler Ebene unter Berücksichtigung von Strom, Gas (Erdgas, Wasserstoff), Wärme und Verkehr für die Jahre 2022, 2025, 2030, 2035, 2040 und 2045 zu analysieren.

Zur Beantwortung der Fragestellung des Forschungsvorhabens wurde ein detailliertes multimodales Modell entwickelt, das Strom-, Gas- und Wärmesektoren gemeinsam untersucht, regionale Netzstrukturen berücksichtigt und den Bilanzraum Landkreis bis Gemarkungsebene betrachtet. Herzstück des multimodalen Modells ist ein detailliertes sektorenübergreifendes Energiesystemmodell basierend auf Modelica und Python, das auf eine hochaufgelöste zeitgleiche Simulation der Energieflüsse aller Sektoren in den vier Landkreisen Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau-Kreis und Ravensburg abzielt. Dies ermöglichte eine präzise Darstellung der Interaktionen zwischen Erzeugung, Verbrauch, Speicherung und Umwandlung in den verschiedenen Sektoren. Eingesetzte Technologien wie Großwärmepumpen, Elektrolyseure (PtG), Abwärmennutzung und Wärmespeicher wurden jeweils mit realitätsnahen Parametern hinterlegt. Die Dimensionierung der Elektrolyseure erfolgte auf Basis der lokal verfügbaren Stromüberschüsse mit ca. 2.500 Volllaststunden bzw. ca. 3.700 Betriebsstunden.

Die Modellierung eines Jahres erfolgte in einer zeitlichen Auflösung von 15 min für den Stromsektor und 60 min für den Gassektor sowie mit räumlicher Differenzierung bis auf Gemarkungsebene für Fragestellungen der Sektorkopplung und auf Hausebene mit 15-er Blöcken für den Wärmesektor, wobei die Ergebnisse auf kommunaler Ebene und auf Landkreisebene aggregierbar sind. Ein Landkreis wird dabei sowohl als Summe der einzelnen Gemarkungen ohne Energietransport untereinander berechnet, als auch einzeln als „Kupferplatte“.

Zusätzlich zu der Betrachtung der Gemarkungen wird je Szenario noch eine Simulation für den „Landkreis als Punkt“ durchgeführt. Für diese Simulation können Energie- und Stoffströme ideal zwischen den Gemarkungen ausgetauscht werden.

Die verwendete Datenbasis speiste sich aus einer Vielzahl qualitätsgesicherter Quellen. Neben öffentlichen Datensätzen wie dem Zensus 2022, dem Energieatlas Baden-Württemberg und dem Marktstammdatenregister flossen umfangreiche Primärdaten der beteiligten Energieversorger und Netzbetreiber in das sektorenübergreifende Energiesystemmodell ein. Diese umfassten unter anderem gemessene Verbrauchszeitreihen, Netztopologien, Standortdaten sowie technische

Stammdaten zu Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Datenschutz und Unbundling wurden durch Aggregation und Anonymisierung stets gewahrt. Bei der Datenbeschaffung zeigte sich ein deutlich unterschiedliches Bild, dass die Datenlage in den zu betrachtenden Bilanzräumen – also Landkreisen (Landkreise, Kommunen und Gemarkungen. Die Verfügbarkeit und Qualität der Daten hing maßgeblich davon ab) sich deutlich unterschied, je nachdem, ob die Energieversorgung für Gas und Strom und Gas vollständig durch die beteiligten Versorger und Netzbetreiber abgedeckt wurde („Energieversorger und Netzgesellschaften erfolgte (bildhaft “Onshore“), ob ” genannt), bzw. nur Teilbereiche – etwa eines, also Daten nur zur Strom- oder nur Gas – erfasst waren („Gasversorgung bereitgestellt werden konnten (“Nearshore“),”), oder ob gar keine entsprechenden Daten vorlagen, weil von den Projektbeteiligten bereitgestellt werden konnten (“Offshore“), da die Energieversorgung durch andere Unternehmen für die Versorgung zuständig sind („Offshore“).erfolgt. Zur Erlangung einer für alle betrachteten Bilanzräume vergleichbaren Datenqualität mussten zum einen die Daten der Onshore-Gebiete auf die Near- bzw. Offshore-Gebiete übertragen werden. Zum anderen mussten Daten bottom-up modelliert oder aus unterschiedlichen Daten verschnitten werden.

Komplettiert wurde das multimodale Modell durch Netzmodelle für Strom, Gas und Wärme. Das Stromnetz wurde mit PandaPower abgebildet, wobei mehr als 24 reale Mittelspannungsnetze mit über 9.000 Leitungen berücksichtigt wurden. Das Gasnetz wurde mittels STANET modelliert und umfasste sowohl Hoch- als auch Mitteldrucknetze. Der Wärmesektor wurde häuserscharf über ein Blockmodell mit 15 Gebäuden je Cluster dargestellt, das unter anderem Abwärmequellen, Wärmenetzpotenziale sowie technologieabhängige Wirkungsgrade einbezog.

Für den Verkehrssektor wurden Fahrzeuge je nach Antriebsart differenziert, wobei insbesondere Lade- und Tankstelleninfrastruktur zur Abbildung des Wasserstoff- und Stromverbrauchs herangezogen wurde. Erneuerbare Energien wurden technologie- und flächenbasiert regionalisiert, wobei der Zubau an PV und Wind unter Berücksichtigung regulatorischer und gesetzlicher Vorgaben orientierte.

Die Energiemengen in den Modellen wurden über Profile abgebildet. Haushaltsstrom orientierte sich an VDEW-Profilen, Raumwärme wurde aus Gasverbrauchsdaten ermittelt und auf Wärmebedarfsdichten übertragen, industrielle Verbräuche wurden auf Basis von RLM-Daten und flächennutzungsbasierten Hochrechnungen modelliert. Verkehrsdaten basierten auf statistisch abgesicherten Fahrzeug- und Antriebstechnologiedaten. Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogasanlagen wurde modellhaft als konstant angenommen. Für Wasserstoff kamen reale Reanalyse-Daten (MERRA-2) zum Einsatz.

Zur Plausibilisierung der Methodik wurden verschiedene Strategien zur Überwindung von Datenlücken entwickelt. Fehlende Netz- oder Verbrauchsdaten wurden durch synthetische Netzmodelle und Pro-Rata-Verteilungen ergänzt. Die Validierung erfolgte durch Vergleich mit aggregierten Verbrauchsdaten der Netzbetreiber, wobei insbesondere Industrie- und Wärmeverbräuche kritisch reflektiert wurden. In Gebieten, für die keine Primärdaten der Energieversorger und Netzbetreiber, sondern nur öffentlich verfügbare Daten verfügbar waren, wurden konsistente Schätzverfahren verwendet, die mit externen Experten plausibilisiert wurden. Weitere fehlende Daten wurden durch Top-down- und Bottom-up-Modellierungen ergänzt.

Für die Modellierung wurden zwei differenzierte regionale, szenariobasierte Transformationspfade aus den Langfristszenarien 3 des BMWK mit regionalen und lokalen Daten entwickelt. Als Basis diente

das strombasierte Dekarbonisierungsszenario O45-Strom und das wasserstofforientierte Szenario O45-H2. Diese wurden in Bezug auf Energiebedarfe, Technologiewahl, Infrastruktur und sektorale Transformation auf die regionale Ebene heruntergebrochen. Dabei wurden unter anderem Gebäudesanierungsraten, die Transformation industrieller Prozesse, der Ausbau von Wärmenetzen, Verkehrswendeziele und EE-Ausbaupotenziale berücksichtigt.

Bereits im Ausgangsjahr 2022 zeigte das Mittelspannungsnetz deutliche Belastungsspitzen. In den 21 betrachteten Umspannwerksgebieten waren rund 8 % der Leitungen in einzelnen Stunden überlastet. Haupttreiber waren hohe Mittagsspitzen der Photovoltaik-Einspeisung, kombiniert mit einer ebenfalls PV-getriebenen Lastreduktion durch Eigenverbrauch.

Mit den Szenarien O45-Strom und O45-H2 wurden diese Trends bis 2045 extrapoliert. Beide Szenarien unterstellen einen starken PV-Zubau (Freiflächen = 2% der Gemarkungsfläche, nahezu vollständige Nutzung der Dachpotenziale) sowie Windkraftausbau auf Grundlage der Regionalplanung und der damit verbundenen Flächenrestriktionen bzw. der ausgewiesenen lokalen Vorrangflächen. Trotz unterschiedlicher Technologiepfade (stromdominiert vs. wasserstofforientiert) führt in beiden Fällen die installierte PV-Leistung bis 2045 zu Einspeisespitzen, die 50 – 70 % der insgesamt 5.500 km Mittelspannungsleitungen zeitweise über ihre Belastungsgrenze bringen. Dies gilt bereits ab 2030, sodass ein Ausbaubedarf frühzeitig erforderlich ist. Die Umspannwerke können in Spitze bis zu ca. 9-fach überlastet werden. Diese Ergebnisse können als robust angesehen werden. In einer Sensitivätsbetrachtung wurden nur 0,34 % der Fläche mit PV ausgebaut. Der Stromüberschuss halbierte sich zwar bilanziell, ist aber immer noch bilanziell doppelt so hoch wie der Verbrauch.

Die ökonomische Dimension dieses Ausbaus zeigt sich deutlich. Bei angenommenen mittleren 200 € pro Meter für Erdverkabelung in der Mittelspannung ergeben sich Investitionen von rund 580 Mio. € allein für eine 1:1 Verstärkung der identifizierten ca. 2.900 km kritischen Leitungen. Darin nicht enthalten sind Umspannwerks-, Niederspannungs- und Hochspannungsanpassungen, die in Summe weitere dreistellige Millionenbeträge beanspruchen dürften. Für drei Landkreise über zehn Jahre ergeben sich also jährliche Investitionsbedarfe von weniger als 20 Mio. € allein für die Leitungsverstärkung 1:1.

In einer zweiten Sensitivitätsanalyse wurden 200 MW Elektrolyse-Anlagen netzdienlich – d. h. lastfolgend bei Stromüberschuss – betrieben. Aus dieser Untersuchung zeigte es sich, dass aus systemischer Sicht PtG-Anlagen ein wichtiges Element zur Nutzung von Überschussstrom und zur Bereitstellung regenerativer Gase sein können. Sie stellen jedoch keinen adäquaten Ersatz für den notwendigen Netzausbau dar, insbesondere nicht unter Bedingungen signifikanter, bei solch hohen Erzeugungsüberkapazitäten. Für eine deutliche Reduzierung der Netzüberlastungen müssten in drei Landkreisen über 210 PtG-Anlagen installiert werden.

Gleichzeitig offenbaren die Gasnetzsimulationen beispielhaft an einem Gasverteilnetz erhebliche Chancen für die Bereitstellung grüner Moleküle über die Regionsgrenzen hinaus. Das bestehende Erdgasnetz kann, hydraulisch bei unveränderter Energienachfrage betrachtet, selbst bei maximaler Last fast vollständig auf 100 % Wasserstoff umgestellt werden. Daraus resultiert ein robustes Potenzial, regionale Elektrolyseure mit dem geplanten H₂-Backbone zu verbinden und bis zu 1,4 TWh/a Transportkapazität bereitzustellen.

Bei der Analyse der Biogassituation wurden drei Biomethan-Einspeiseanlagen identifiziert, die ins Verteilnetz schon heute einspeisen. Durch Clusterung weiterer schon heute bestehender Biogasanlagen könnten mittelfristig bis zu 0,6 TWh/a zusätzliches Biomethan erzeugt werden – genug, um sowohl lokale Restgasbedarfe zu decken als auch Exportvolumina in urbane Zentren zu liefern. Die sektorale Perspektive untermauert diese Ergebnisse. Regionale Elektrolyseure könnten zusätzlich 1,7 TWh Wasserstoff jährlich erzeugen und damit bilanziell ohne Speichereinsatz 70 % des regionalen Industriebedarfs decken. Zusätzlich besteht dann noch ein Exportpotenzial von 1,4 TWh pro Jahr zum geplanten Wasserstoff-Backbone.

Biomethan ergänzt hauptsächlich diesen Pfad, indem es vor allem Spitzenlasten und die Versorgung gasbasierter KWK-Anlagen, auch für Wärmenetze, sichert. Gleichwohl zeigen die Wärmebilanzen eine klare Grenze. In 2045 erreicht nur jede achte Gemarkung teilweise die für Wärmenetze erforderliche Wärmedichte von mindestens 415 MWh/(ha a) entsprechend der KEA BW Leitlinien. Die Kombination aus geringer Siedlungsdichte, fehlender langfristig verlässlich nutzbarer Abwärme und sinkendem Gebäudewärmebedarf nach Sanierung macht flächendeckende Netze in ländlichen Regionen ökonomisch voraussichtlich unattraktiv. Bestehende Inselnetze bleiben Ausnahmen, meist getragen von nahen Biogas-BHKW oder kommunalen Hackschnitzelheizwerken.

Im Zusammenspiel aller Sektoren entsteht somit ein klares Bild. Der angestrebte, praxisgerechte Zubau an PV-Leistung ist der dominante Treiber des Netzausbaus. PtG kann Überlastungen glätten, ersetzt aber keine strukturelle Verstärkung der Stromnetze. PtG ist aber eine Möglichkeit signifikante Mengen an Wasserstoff zu erzeugen und somit auch die regionale Wertschöpfung zu erhöhen. Auf der Gas- und Molekülseite eröffnet sich somit ein Exportvorteil. Mit geringem Anpassungsaufwand können große Mengen an Biomethan und Wasserstoff ins bestehende bzw. entstehende Fernleitungsnetz Wasserstoff bzw. Methan eingespeist werden – ein Beitrag zur nationalen Versorgungssicherheit, der gleichzeitig regionale Wertschöpfung generieren kann. Wärmenetze auf Basis der Randbedingungen in dieser Analyse hingegen bleiben weitgehend auf Ausnahmen beschränkt, da weder die Wärmebedarfsdichte noch geeignete Abwärmepotenziale die hohen Leitungskosten rechtfertigen.

Aus energiesystemischer Sicht lässt sich zusammenfassen, dass die Energiewende in ländlich-industriell geprägten Räumen primär durch Stromnetzkapazitäten limitiert wird, nicht durch fehlende Erzeugungspotenziale. Grüne Gase bieten wertvolle Flexibilität und zeigen in den untersuchten Landkreisen große Erzeugungspotenziale auch für die überregionale Verwendung, während der Wärmesektor überwiegend auf dezentrale Lösungen angewiesen sein wird. Diese Erkenntnisse unterstreichen die Notwendigkeit, Netzplanung, Erzeugungsausbau und PtG-Strategie integriert zu planen, um kosteneffiziente Transformationspfade realisieren zu können.

Im Stromnetz wurden lokale Engpässe identifiziert, die durch den zukünftigen EE-Zubau verstärkt werden. Im Gasnetz könnten mit bestehenden Infrastrukturen Wasserstoffanteile bis zu 10 Vol.-% ohne Neubaubedarf umgesetzt werden. Die Wärmenetze können potentiell wirtschaftlich in dicht bebauten Gebieten mit hohem Abwärmepotenzial sein. Elektrolyseure wurden standort- und lastangepasst dimensioniert. Damit könnten zukünftig bis zu 70 % des prognostizierten H₂-Industriebedarfs abgedeckt werden. Es wurde eine über Gemarkungen koordinierte Sektorenkopplung simuliert, womit die erforderlichen Netzkapazitäten signifikant reduziert werden konnten.

Im Rahmen einer systematischen Analyse wurden potenzielle Geschäftsmodelle im Kontext der regionalen Energietransformation mithilfe des Business Model Canvas identifiziert und bewertet. Besonders vielversprechend erwiesen sich Modelle zur Biomethanerzeugung über Biogascluster sowie der netzdienliche Einsatz von Elektrolyseuren. Die Analyse der spezifischen Datenbedarfe bildet eine fundierte Grundlage für weiterführende Arbeiten, auch wenn eine vollständige quantitative Bewertung aufgrund begrenzter Datenverfügbarkeit nicht möglich war. Die Ergebnisse unterstreichen das Potenzial der Plattform RegioTransH2O, als Katalysator für innovative Geschäftsmodelle zu fungieren, die zur Dekarbonisierung beitragen und regionale Wertschöpfung fördern. Zukünftige Schritte sollten sich auf die Datenbeschaffung und die Entwicklung von Pilotprojekten konzentrieren.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die im Projekt angewandte hochaufgelöste und integrierte Modellierung vielversprechende Ansätze zur Unterstützung regionaler Energie- und Klimaschutzstrategien bietet. Die entwickelte Methodik zeichnet sich durch ihre Modularität und prinzipielle Übertragbarkeit aus. Darüber hinaus kann sie potenziell zur fundierten Entscheidungsunterstützung bei Investitions- und Infrastrukturfragen beitragen.

Gleichwohl verbleiben offene Fragen, insbesondere im Hinblick auf die dynamische Abbildung von Preisen, saisonaler Effekte, die eingehende Analyse der netzdienlichen Sektorkopplung, die Potenzialabschätzung für Demand-Side-Management sowie die vertiefte sozioökonomische Bewertung von Geschäftsmodellen. Zudem ist eine abschließende Überprüfung von THG-Minderungspotentialen für optimale Transformationspfade offen.

Die Projektergebnisse deuten darauf hin, dass eine hohe räumliche Auflösung förderlich sein kann, um praktikable Transformationspfade zu identifizieren und regional angepasste Geschäftsmodelle zu entwickeln. Gleichzeitig wurden auch Herausforderungen in Bezug auf Datenverfügbarkeit und Datenschutz sichtbar, die insbesondere für die detaillierte Modellierung von Wärmenetzen und lokalen Energieflüssen von Bedeutung sind.

Insgesamt liefert das Vorhaben einen wertvollen Beitrag zu methodischen und empirischen Grundlagen, die für nachfolgende Forschungsarbeiten im Kontext der regionalen Defossilisierung genutzt werden können. Der entwickelte Ansatz bietet in diesem Zusammenhang ein potenziell übertragbares Werkzeug.

6 Anhang

6.1 Literaturverzeichnis

- [1] Lee H, Calvin K, Dasgupta D, Krinner G, Mukherji A, Thorne PW et al. Climate Change 2023: Summary for Policymakers: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC); 2023.
- [2] Klarner, Chantal, LB/LB1. Überblickspapier Osterpaket. Berlin; 04/22.
- [3] Bundesregierung. Die Nationale Wasserstoffstrategie: Nationales Reformprogramm 2020 -. Berlin; 2020.
- [4] BMWK. Systementwicklungsstrategie 2024.
- [5] Deutscher Bundestag. Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG; 12/19.
- [6] Brinkmann A, Greif C, Klein S, Klein W, Milanzi S, Vogel D. Zunkunftsperspektive Gasverteilernetze. Berlin; 09/21.
- [7] Philip Sterchele, Julian Brandes, Judith Heilig, Daniel Wrede, Christoph Kost, Thomas Schlegl et al. Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Freiburg; 02/20.
- [8] Sensfuß F, Maurer C, Mellwig P, Blömer S. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3: O45 Welten, Gebäudesektor. Heidelberg; 07/24.
- [9] Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Öko-Institut, Universität Stuttgart IE, adelphi consult GmbH, Becker Büttner Held, Prognos AG et al. Handlungsleitfaden Wärmeplanung: Empfehlungen zur methodischen Vorgehensweise für Kommunen und andere Planungsverantwortliche. Heidelberg, Freiburg, Stuttgart, Berlin; 06/24.
- [10] Arnold-Drmic A, Kaltenbrunner R. Wärmewende in Deutschland: Status quo der Kommunalen Wärmeplanung. Bonn; 07/24.
- [11] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Technologieoffensive Wasserstoff. [25.06.25]; Available from: https://www.energieforschung.de/.../Förderaufruf_Technologieoffensive_Wasserstoff.pdf.
- [12] Landkreisordnung für Baden-Württemberg ((Landkreisordnung - LKrO); 06/87.
- [13] LUBW Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg. EnergieatlasBW. [June 12, 2025]; Available from: <https://www.energieatlas-bw.de/>.
- [14] Statistische Bundesamt. Zensus 2022.

- [15] OpenStreetMap. OpenStreetMap. [June 12, 2025]; Available from: <https://www.openstreetmap.org/#map=15/48.85970/8.22859>.
- [16] Statistische Bundesamt. Zensus 2011.
- [17] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Energieverbrauch der Industrie nach Wirtschaftszweigen und Stadt- und Landkreisen. [June 21, 2025]; Available from: <https://www.statistik-bw.de/Energie/ErzeugVerwend/EV-Industrie.jsp>.
- [18] BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft). Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. Berlin; 2020.
- [19] Aydemir A, Doderer H, Hoppe F, Braungardt S. Abwärmenutzung in Unternehmen. Karlsruhe: Fraunhofer-Gesellschaft; 2019.
- [20] Brueckner S. Industrielle Abwaerme in Deutschland: Bestimmung von gesichertem Aufkommen und technischer bzw. wirtschaftlicher Nutzbarkeit [Dissertation]. München: TU München; 2016.
- [21] Wencker T, Ostwald R, Fahling F. DVGW-Taskforce Biomethan: Ergebnisbericht; 11/24.
- [22] Bundesregierung Deutschland. Erneuerbare Energien Gesetz: EEG 2023; 01/23.
- [23] Bundesnetzagentur. Marktstammdatenregister; Available from: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/ErweiterteOeffentlicheEinheitenuebersicht>.
- [24] Sensfuß F, Lux B, Bernath C, Kiefer C, Pfluger B, Kleinschmitt C et al. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Karlsruhe; 2021.
- [25] KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH. Handlungsleitfaden Kommunale Wärmeplanung. Stuttgart; 2020.
- [26] Bär K, Staudt C, Schlautmann R, Mörs F. BIG - Biogas Innovation Guide: Innovative Lösungsansätze zur Sicherung des Biogasanlagenbestands in Baden-Württemberg; 2021.
- [27] Bär K, Zeller C, Mörs F, Graf F, Gorre J, Stockl A et al. Schlussbericht zum Vorhaben Entwicklung von innovativen Konzepten zur Clusterung von Bestandsbiogasanlagen für die Bereitstellung von Biomethan (BGA-Cluster); 2025.
- [28] Destatis. Stromverbrauch der privaten Haushalte; Available from: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/private-haushalte/Tabellen/stromverbrauch-haushalte.html>.
- [29] VDEW. Umsetzung der Analytischen Lastprofilverfahren-Step by step. Frankfurt a. M; 2000.
- [30] Meteostat. Temperaturmessdaten Laupheim; Available from: <https://meteostat.net/de/place/de/laupheim?s=10837&t=2021-01-01/2021-12-31>.

- [31] Erlanger Stadtwerke. Standardlastprofile Erlangen; Available from: <https://netze.estw.de/de/Stromnetz/Standardlastprofile-ESTW-AG/?ConsentReferrer=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F>.
- [32] Bettgenhäuser K, Manteuffel B von, Köhler B, Bürger V, Klinski S. Wärmepumpensysteme in Bestandsgebäuden; 2024.
- [33] Fraunhofer - Institut für Solare Energiesysteme. Wärmepumpenfeldtest: Zwischenergebnisse bestätigen effizienten Betrieb auch im Altbau - Fraunhofer ISE. [July 07, 2025]; Available from: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2024/waermepumpenfeldtest-zwischenergebnisse-bestaetigen-effizienten-betrieb-auch-im-altbau.html>.
- [34] Kraftfahrbundesamt. Statistik Kraftfahrbundesamt.
- [35] Uhrig M. Aspekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze [Dissertation]. Karlsruhe: Karlsruhe Institut für Technologie; 2017.
- [36] Statistisches Bundesamt. Verkehr und Tourismus: Umwelt-ökonomische Gesamt-rechnungen. [June 21, 2025]; Available from: [https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Umwelt/UGR/verkehr-tourismus/_inhalt.html](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/verkehr-tourismus/_inhalt.html).
- [37] statista. Tankstellen nach Tankstellentyp 2022. [June 24, 2025]; Available from: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/72262/umfrage/anzahl-der-tankstellen-in-deutschland-nach-tankstellentyp-zeitreihe/>.
- [38] Landesamts für Geoinformation und Landentwicklung. Flächennutzungspläne. [June 26, 2025]; Available from: <https://www.lgl-bw.de/index.html>.
- [39] Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Regionalstatistik Genesis; Available from: <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/>.
- [40] Staffell I, Pfenninger S. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy* 2016;114(8):1224–39. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068>.
- [41] BDEW e.V. TAB 2023 v2.0: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss und den Betrieb elektrischer Anlagen. 2nd ed. Berlin; 2024.
- [42] Thurner L, Scheidler A, Schafer F, Menke J-H, Dollichon J, Meier F et al. Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems. *IEEE Trans. Power Syst.* 2018;33(6):6510–21. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2829021>.
- [43] Ingenieurbüro Fischer-Uhrig. Benutzerhandbuch STANET Netzberechnung: Handbuch Version 10.2 2020.
- [44] Holst M, Aschbrenner S, Smolinka T, Voglstätter C, Grimm G. Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis. Freiburg; 2021.
- [45] Sensfuß F, Maurer C, Fleiter TD, Rehfeldt MD, Manz P, Bussmann S et al. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3: O45-Szenarien - Modul Industriesektor. Karlsruhe; 11/24.

- [46] dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH). dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Berlin; 10/21.
- [47] Boston Consulting Group. Klimapfade 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft; 2021.
- [48] Luderer G, Kost C, Dominika. Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Potsdam Institute for Climate Impact Research; 2021.
- [49] Wietschel M, Gnann T, Fleiter T, Lux B, Manz P, Pfluger B et al. Roadmap Gas 2050 - Deliverable 4.2: Energiesystemmodellierung zur quantitativen Bewertung der Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem - Ergebnisse der Leitplankenszenarien "Strin und Bio/EE-Methan + 20%H2); 2021.
- [50] Prognos, Öko-Institut W-I. Klimaneutrales Deutschland 2045: Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann; 2021.
- [51] Luderer G, Kost C, Sörgel D. Ariadne - Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045: Szenarien und Pfade im Modellvergleich 2025. <https://doi.org/10.48485/pik.2021.006>.
- [52] Bundesnetzagentur. Netzentwicklungsplan: Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045; 04/25.
- [53] Land Baden-Württemberg. Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg: KlimaG BW; 02/23.
- [54] Land Baden-Württemberg. Neue Planhinweiskarten für Windkraft und Freiflächen-Photovoltaik. Stuttgart; 09/22.
- [55] Umwelt Bundesamt. Photovoltaik-Freiflächenanlagen; Available from: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/photovoltaik/photovoltaik-freiflaechenanlagen?utm_source=chatgpt.com#flaecheninanspruchnahme-durch-photovoltaik-freiflaechenanlagen.
- [56] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft. Leitfaden: Genehmigungs- und Anzeigeverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz. Stuttgart; 2020.
- [57] Ministerium für Landentwicklung und Wohnen Baden-Württemberg. Regionalplanung; Available from: <https://mlw.baden-wuerttemberg.de/de/landesentwicklung/regionalplanung/>.
- [58] Stadt Ochsenhausen. Information zu Wirtschaft und Umwelt: Stadt Ochsenhausen. [July 07, 2025]; Available from: <https://www.ochsenhausen.de/wirtschaft-umwelt/klimaschutz/umwelt/energie/information>.
- [59] AutenSys GmbH, RBS Wave GmbH. Abschlussbericht Kommunale Wärmeplanung Stadt Laupheim. Laupheim; 2023.
- [60] Technische Werke Schussental GmbH. Kommunale Wärmeplanung Stadt Weingarten; 11/23.

- [61] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Netztechnische Berufe - Qualifikation der Netzmonteur Handlungsfeld Gas. 5th ed; 2015.
- [62] DVGW e.V. H2-Umstell; 2025.
- [63] FNB Gas. Wasserstoff-Kernnetz. [November 21, 2023]; Available from: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>.
- [64] Mischner J. Zur Frage der Strömungsgeschwindigkeiten in Gasleitungen. gwf - Gas | Erdgas 2021.
- [65] Netze-Gesellschaft Südwest mbH. Unser Netz. [June 24, 2025]; Available from: <https://www.netze-suedwest.de/unser-netz>.
- [66] Osterwalder, A.; Pigneur, Y. (2010): Business Model Generation: A Handbook for Visionaries, Game Changers, and Challengers. John Wiley & Sons, Hoboken.
- [67] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2024): Biomethan - Biogas. Verfügbar unter: <https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/biomethan> (Zugriff: 03.06.2025).
- [68] Güssing Energy Technologies (2020): Biogas Smart Business - Neue Geschäftsmodelle für alternative Formen der Biogasnutzung. Verfügbar unter: <http://www.get.ac.at/biogas-smart-business.html> (Zugriff: 03.06.2025).
- [69] Deutsches Biomasseforschungszentrum (2024): DBFZ Report Nr. 30 - Anlagenbestand Biogas und Biomethan. Leipzig.
- [70] Agrarheute (2023): Biomethan: Neues Geschäftsmodell für Biogasanlagenbetreiber? Verfügbar unter: <https://www.agrarheute.com/energie/gas/biomethan-neues-geschaeftsmodell-fuer-biogasanlagenbetreiber-571445> (Zugriff: 03.06.2025).
- [71] Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (2025): Biogas - Bioökonomie + nachwachsende Rohstoffe. Berlin.
- [72] TerraVis (2023): Biomethan Das 360-Grad-Portfolio der AGRAVIS. Verfügbar unter: <https://www.terravis-biogas.de/aktuelles/news/biomethan/> (Zugriff: 03.06.2025).
- [73] Handelsblatt Live (2023): Regional produzierte Grüne Gase: Wie sich H2- und Biomethan-Projekte jetzt als Business Case lohnen. Frankfurt.
- [74] Müller, K.; Schmidt, P. (2023): Kostenstrukturen von Power-to-Gas-Anlagen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 73(4), 45-52.
- [75] Weber, A.; Hartmann, N. (2024): Wasserstoffvermarktung über Spotmärkte. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 48(2), 123-134.
- [76] Fischer, M.; Bauer, C. (2023): Netzentgelte und Flexibilitätsmärkte. VDE Verlag, Berlin.
- [77] Fraunhofer ISE (2024): Systemdienliche Elektrolyse - Konzepte und Marktmechanismen. Freiburg.

- [78] Deutsche Energie-Agentur (2024): Gastransformationspläne für die Energiewende. Berlin.
- [79] Bundesverband Erneuerbare Energie (2024): Regionale Energiekonzepte mit Bürgerbeteiligung. Berlin.
- [80] NOW GmbH (2024): Wasserstoff-Tankstellen für den Schwerlastverkehr. Berlin.
- [81] AGFW (2024): Optimierte Wärmenetze der 4. Generation. Frankfurt am Main.
- [82] VDI/VDE Innovation + Technik (2024): Innovative Energiespeicherlösungen. Berlin.
- [83] Klima- und Energiefonds (2020): Biogas-Smart-Business - Neue Geschäftsmodelle für alternative Formen der Biogasnutzung. Wien.
- [84] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (2024): Abwärmenutzung in Fernwärmesystemen. Frankfurt.
- [85] Agentur für Erneuerbare Energien (2024): Substratpreise und Marktentwicklungen. Berlin.
- [86] Bundesnetzagentur (2024): Gasmarkt - Marktdaten und Analysen. Bonn.
- [87] Übertragungsnetzbetreiber (2024): Netzentwicklungsplan Strom 2035. Berlin.
- [88] EPEX SPOT (2024): Strompreisentwicklung und Marktintegration. Paris.
- [89] Nationale Wasserstoffstrategie (2024): Wasserstoffinfrastruktur Deutschland. Berlin.
- [90] FNB Gas (2024): Wasserstoff-Kernnetz Deutschland. Berlin.
- [91] Umweltbundesamt (2024): Regulatorische Rahmenbedingungen für grüne Gase. Dessau-Roßlau.
- [92] H2 Mobility (2024): Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur in Deutschland. Berlin.
- [93] Kraftfahrt-Bundesamt (2024): Fahrzeugbestand und Verkehrsleistung Güterverkehr. Flensburg.
- [94] Wuppertal Institut (2024): Wärmewende und Gebäudeeffizienz. Wuppertal.
- [95] Institut für Wohnen und Umwelt (2024): Sanierungszyklen im Gebäudebestand. Darmstadt.
- [96] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2024): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland. Berlin.
- [97] VDE (2024): FlexibilitätsPotenziale im Energiesystem. Frankfurt.
- [98] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024): Förderrichtlinien Energiewende. Berlin.
- [99] Deutscher Städte- und Gemeindebund (2024): Kommunale Klimaschutzkonzepte. Berlin.
- [100] Fraunhofer ISI (2024): Technologiekostenentwicklung Energiesystem. Karlsruhe.
- [101] Renewables Grid Initiative (2024): Risikoanalyse Energieinfrastruktur. Berlin.

- [102] Energieforschungszentrum Niedersachsen (2024): Datenverfügbarkeit in der Energiesystemanalyse. Goslar.
- [103] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2024): Pilotprojekte Sektorenkopplung. Berlin.
- [104] Agentur für Erneuerbare Energien (2024): Stakeholder-Management in Energieprojekten. Berlin.
- [105] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024): Regulatorische Entwicklungen Wasserstoffwirtschaft. Berlin.
- [106] Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz - GEG) (2024)
<https://www.gesetze-im-internet.de/geg/GEG.pdf>
- [107] Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG)
<https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/BImSchG.pdf>
- [108] Gasnetzgebietstransformationsplan für eine klimaneutrale Gasinfrastruktur bis 2045. (2024)

6.2 Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 2-1 Verfügbarkeit von Gasnetzdaten im Projekt in den vier betrachteten Landkreisen Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau Kreis und Ravensburg: Netze-Gesellschaft Südwest GmbH (NGS) und e.wa riss Netze. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]</i>	19
<i>Abbildung 2-2 Stromnetzbetreiber in den vier betrachteten Landkreisen Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau Kreis und Ravensburg. Im Projekt verfügbare Daten: Netze BW GmbH und e.wa riss Netze. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]</i>	20
<i>Abbildung 2-3 : Schematische Darstellung des Datenbestandes im Konsortium je Gemarkung im Landkreis Biberach (onshore: Strom und Gas bekannt, offshore: weder Strom noch Gas bekannt, nearshore: nur eine Sparte bekannt). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]</i>	21
<i>Abbildung 2-4 Wärmebedarfsdichten (farbige Flächen) und Gebäudegrundflächen in 15-er Baublöcken. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]</i>	23
<i>Abbildung 2-5 Wärmebedarfsdichten in 15-Baublöcken des Haushaltssektors am Beispiel der Stadt Biberach. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]</i>	24
<i>Abbildung 2-6 Theoretischer relativer Verlauf des Bedarfs an Raumwärme und Warmwasser nach Standardlastprofil für GHD [19].</i>	25
<i>Abbildung 2-7 Anteiliger Verbrauch in den Jahreszeiten für Bedarf an Raumwärme und Warmwasser aus der Analyse des Standardlastprofils für GHD.</i>	26
<i>Abbildung 2-8 Bestimmung des Anteils von Gas für Gebäudewärme und Prozesswärme aus dem Verhältnis des Gasbedarfs im Winter zum Gasbedarf im Sommer. Industrieunternehmen, die mehr als 50% des Gasbedarfs für Gebäudewärme benötigen, wurden für die weitere Analyse des Abwärmepotenzials ausgeschlossen („Schwelle Abwärmepotenzial nutzbar“).</i>	26
<i>Abbildung 2-9 Beispiel von RLM-Zeitreihen des Gasbedarfs von zwei Industrieunternehmen mit unterschiedlichen Bedarfsstrukturen. Firma A: Prozessgasbedarfs im klassischen Schichtbetrieb ohne Wochenendbetrieb. Firma B: Hauptsächlich Gebäudewärmebedarf.</i>	27
<i>Abbildung 2-10 Biogas-Anlagen in den Landkreisen Biberach, Sigmaringen, Ravensburg und Alb-Donau Kreis mit einem Pufferradius von 1 km je GWh (bezogen auf Bemessungsleistung) Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]</i>	31
<i>Abbildung 2-11 Wärmebedarfsmodell am Beispiel der Gemarkung Laichingen mit Potenzialgebiet für Wärmenetze ($>415 \text{ MWh}/(\text{ha}/\text{a})$), bestehendem Wärmenetz (pink) sowie Abwärmequellen aus Biogas-BHKWs (mit Pufferradius) und Industrie. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]</i>	33
<i>Abbildung 2-12 Biomethan-Potenzial der Landkreise in Baden-Württemberg für eine Clusterung der BGAs. Die Mindestleistung der Cluster beträgt 5.000 kW. Daten aus dem MaStR [24]. Quelle: DVGW-Biogas Innovation Guide [27].</i>	35
<i>Abbildung 2-13 Standardlastprofil (H0), Jahresverbrauch 3300 kWh, für den Strombedarf eines Haushalts in 15-min Zeitschritten für drei Beispielwochen im Winter, Sommer und Übergang (Frühling, Herbst) [30].</i>	38

Abbildung 2-14 Leistungsverlauf in 15-min Zeitschritte der Nachtspeicherheizung inklusive Bereitstellung von Warmwasser für einen Haushalt mit einem Wärmebedarf von 11.860 kWh/a modelliert anhand der Außentemperaturen von Laupheim 2022 [31].	39
Abbildung 2-15 Leistungsverlauf in 15-min Zeitschritte der Wärmepumpe für einen Haushalt mit einem Wärmebedarf von 11.860 kWh/a und einer Jahresarbeitszahl von JAZ = 3,5, modelliert anhand der Außentemperaturen von Laupheim 2022 [31].	40
Abbildung 2-16 Lastkurve in 60-min Zeitschritte der Gasheizung für einen Haushalt mit einem Wärmebedarf von 11.860 kWh/a, modelliert anhand der Außentemperaturen von Laupheim 2022 [31].	40
Abbildung 2-17 Lastkurve in 10-min Zeitschritte für Batterie-elektrische Fahrzeuge [36].	41
Abbildung 2-18 Normierte Einspeisekurve für Photovoltaik mit einer installierten Leistung von 1 kW, abgeleitet aus gemessener Zeitreihe	44
Abbildung 2-19 Normierte Einspeisekurve von Windkraft für eine installierte Leistung von 1 kW, modelliert aus Reanalysedaten von Wetterdaten anhand einer Vestas V90 2000 nach [41].	45
Abbildung 2-20 Übersicht Stromnetzmodell: 24 Mittelspannungsnetze (20 kV) in den Landkreisen Biberach, Sigmaringen und Alb-Donau-Kreis sowie angrenzende Gebiete. Die Ortsnetzstationen (Punkte) und Leitungen sind je Umspannwerk in einer einheitlichen Farbgebung dargestellt. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].	48
Abbildung 2-21 Gasnetzmodell des Netzgebiets der Netze Südwest in der Region Oberschwaben	53
Abbildung 2-22 Verfügbare Erdgas-Netzgebiete im Projekt	53
Abbildung 2-23 Multimodales Sektorenkopplungsmodell mit Teilkomponenten.	55
Abbildung 3-1 Entwicklung Endenergienachfrage in Deutschland für Strom, H ₂ und CH ₄ in den Sektoren Industrie, Gebäude und Mobilität in verschiedener Szenario-Studien (siehe Tabelle 3-1).	60
Abbildung 3-2 Entwicklung der Endenergienachfrage Gas (H ₂ + CH ₄) in Deutschland in den Sektoren Industrie, Gebäude und Mobilität (siehe Tabelle 3-1).	61
Abbildung 3-3 BMWK-Langfristszenarien [9] im Vergleich mit der Ariadne-Studie [52].	62
Abbildung 3-4 Endenergiebedarf in Deutschland im Gebäudesektor aufgeteilt nach Heizungstechnologien im Szenario O45-H2 aus den Langfristszenarien [9].	64
Abbildung 3-5 Endenergiebedarf im Gebäudesektor aufgeteilt nach Heizungstechnologien im Szenario O45-Strom aus den Langfristszenarien [9].	64
Abbildung 3-6 Entwicklung des Strombedarf in Gebäudesektor in den Langfristszenarien.	65
Abbildung 3-7 Endenergiebedarf der Industrie aufgeteilt nach Energieträger im Szenario O45-Strom [46] im Vergleich zum Jahr 2022 (AGEB Bilanz).	66

Abbildung 3-8 Endenergiebedarf der Industrie aufgeteilt nach Energieträger Szenario O45-H2 [46] im Vergleich zum Jahr 2022 (AGEB Bilanz).	67
Abbildung 3-9 Umstellung von Erdgas (2022) auf zukünftige Energieträger (ohne Wärmenetz) im Langfristszenario O45-Strom [46] im Vergleich zum Jahr 2022 (AGEB Bilanz).	67
Abbildung 3-10 Umstellung von Erdgas (2022) auf zukünftige Energieträger (ohne Wärmenetz) im Szenario O45-H2 [46] im Vergleich zum Jahr 2022 (AGEB Bilanz).	68
Abbildung 3-11 Primärenergieverbrauch der Industrie im Landkreis Biberach in Szenario O45-Strom68	
Abbildung 3-12 Primärenergieverbrauch der Industrie im Landkreis Biberach in Szenario O45-H2. _	69
Abbildung 3-13 Entwicklung der Verteilung der Antriebstechnologie im PKW-Verkehr im O45-H2-Szenario [25].	70
Abbildung 3-14 Entwicklung der Verteilung der Antriebstechnologie im PKW-Verkehr im O45-Strom-Szenario [25].	70
Abbildung 3-15 :Diesel Tankstellen im Landkreis Biberach	71
Abbildung 3-16 Verteilung der Antriebstechnologie schwerer Nutzfahrzeuge im Szenario O45-H2 [9].	72
Abbildung 3-17 Verteilung der Antriebstechnologie schwerer Nutzfahrzeuge im Szenario O45-Strom [9].	72
Abbildung 3-18 Beispielkarte des Regionalverbandes Bodensee-Oberschwaben für Suchraum potenzielle Windkraftanlagen (gelb schraffierte Fläche) mit Grobplanung von Windkraftanlage (braune Punkte). Abstand Windkraftanlagen: 1 km. (Karte: Regionalplan Bodensee-Oberschwaben-Blatt Ost)	75
Abbildung 3-19 Potenzialkarte für Windkraftanlagen abgeleitet aus Suchraumkarten der Regionalverbände für Landkreis Ravensburg sowie Regionalplanung des Regionalverbands Donau-Iller für die Landkreise Biberach, Sigmaringen und den Alb-Donau. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	76
Abbildung 3-20 Biogascluster in den Landkreisen Biberach, Sigmaringen, Alb-Donau Kreis und Ravensburg. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].	78
Abbildung 4-1 Anteil der RLM-Kunden im Landkreis Biberach, für die mindestens ein geringes Abwärmepotenzial (Gasbedarf im Winter im Verhältnis zum Sommer W/S < 3) besteht (links) und der Gasverbrauch der Unternehmen (rechts).	79
Abbildung 4-2 Bestimmung des Gasbedarfs aller Industrieunternehmen im Landkreis Biberach, der als Prozessgas identifiziert wurde und für eine potenzielle Abwärmenutzung weiter betrachtet wurde.	80
Abbildung 4-3 Anteil der Abwärme aller analysierten Industrieunternehmen aufgeteilt nach Branchen	80

Abbildung 4-4 Abwärmepotenzial aus Biogasanlagen (grüne Kreise) und Industrie (lila Kreise) sowie das gesamte Abwärmepotenzial aggregiert pro Gemarkung (farbige Flächen) im LK Biberach. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	82
Abbildung 4-5 Gemarkungen mit bestehendem Wärmenetz im Landkreis Biberach. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	83
Abbildung 4-6 Gegenüberstellung der Wärmebedarfsdichten und bestehende Wärmenetze am Beispiel der Gemarkung Mittelbiberach. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	84
Abbildung 4-7 Gegenüberstellung von potenzieller Abwärme aus bestehenden Biogasanlagen und bestehende Wärmenetze im Landkreis Biberach. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	85
Abbildung 4-8 Gegenüberstellung des bestehenden Wärmenetzes, Wärmebedarfsdichten und Abwärmepotenzial aus der bestehenden Biogasanlage in der Nähe der Gemeinde Mittelbiberach. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	86
Abbildung 4-9 Wärmebedarfsdichten, bestehende Wärmenetze und Abwärmepotenziale in der Stadt Biberach an der Riß Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	86
Abbildung 4-10 Wärmebedarfsdichten, bestehende Wärmenetze und Abwärmepotenzial in der Stadt Ochsenhausen Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	87
Abbildung 4-11 Wärmebedarfsdichten, bestehende Wärmenetze und Abwärmepotenzial in der Gemeinde Unlingen Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	88
Abbildung 4-12 Wärmebedarfsdichten, bestehende Wärmenetze und Abwärmepotenzial in den Gemeinde Berkheim, Oberopfingen, Unteropfingen Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	88
Abbildung 4-13 Wärmebedarfsdichten, bestehende Wärmenetze und Abwärmepotenzial in der Gemeinde Dürmertingen: Expertenwissen: Abwärme aus Biogas wird genutzt Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	89
Abbildung 4-14 Wärmebedarfsdichten, bestehende Wärmenetze und Abwärmepotenzial in der Gemeinde Reichenbach Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	89
Abbildung 4-15 Wärmebedarfsdichten, bestehende Wärmenetze und Abwärmepotenzial in der Stadt Laupheim Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	90
Abbildung 4-16 Wärmebedarfsdichten, bestehende Wärmenetze und Abwärmepotenzial in der Gemeinde Rot an der Rot. Keine Abwärmequelle identifiziert Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	90
Abbildung 4-17 Wärmenetzpotenzial 2045 der Stadt Biberach an der Riß. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	92
Abbildung 4-18 Wärmenetzpotenzial 2045 der Stadt Laupheim. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	93
Abbildung 4-19 Wärmenetzpotenzial 2045 der Stadt Riedlingen. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	93

Abbildung 4-20 Wärmenetzpotenzial 2045 der Kommune Bad Buchau und der Gemarkung Kappel. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	94
Abbildung 4-21 Wärmenetzpotenzial 2045 der Stadt Ochsenhausen. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	94
Abbildung 4-22 Wärmenetzpotenzial 2045 der Stadt Bad Schussenried. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	95
Abbildung 4-23 Wärmenetzpotenzial 2045 der Kommune Ummendorf und der Gemarkung Rißegg. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	95
Abbildung 4-24 Landkreis Sigmaringen - Links: Zensus 2022 Raster mit Fernwärmeanteil > 25 %, Rechts: Gebiete mit einer Wärmedichte $\geq 415 \text{ MWh/ha a}$ in 2045 (potenzielle Wärmenetzgebiete)	96
Abbildung 4-25 Bad Saulgau: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	97
Abbildung 4-26 Pfullendorf: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	98
Abbildung 4-27 Mengen: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	99
Abbildung 4-28 Stadt Sigmaringen: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	100
Abbildung 4-29 Alb-Donau-Kreis - Links: Zensus 2022 Raster mit Fernwärmeanteil > 25 %, Rechts: Gebiete mit einer Wärmedichte $\geq 415 \text{ MWh/ha} \cdot \text{a}$ in 2045 (potenzielle Wärmenetzgebiete) (Karte: OpenStreetMap [16])	101
Abbildung 4-30 Ehingen: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	102
Abbildung 4-31 Blaubeuren: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	103
Abbildung 4-32 Munderkingen: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius) . Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	104
Abbildung 4-33 Ehrenstein: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) . Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	104

Abbildung 4-34 Schelklingen: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	105
Abbildung 4-35 Langenau: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	106
Abbildung 4-36 Dietenheim: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	107
Abbildung 4-37 Landkreis Ravensburg - Links: Zensus 2022 Raster mit Fernwärmeanteil > 25 %, Rechts: Gebiete mit einer Wärmedichte $\geq 415 \text{ MWh/ha} \cdot \text{a}$ in 2045 (potenzielle Wärmenetzgebiete)	108
Abbildung 4-38 Stadt Ravensburg: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	109
Abbildung 4-39 Weingarten: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	110
Abbildung 4-40 Wärmelinien-dichte Kernstadt Weingarten -Straßenabschnitts-Ebene [61]	111
Abbildung 4-41 Wangen: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) . Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	112
Abbildung 4-42 Leutkirch: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	113
Abbildung 4-43 Isny: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	114
Abbildung 4-44 Waldsee: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	115
Abbildung 4-45 Baienfurt: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	115
Abbildung 4-46 Aulendorf: Wärmenetzpotenzial 2045 (15-er Baublock), sowie bestehende Wärmenetze (pinke Rasterzellen) sowie mögliche Abwärmepotenziale aus Industrie (roter Punkt) und Biogas (blauer Punkt mit Pufferradius). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	116
Abbildung 4-47 Stromnetzbetreiber in den Landkreisen Biberach, Alb-Donau Kreis und Sigmaringen. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].	117

Abbildung 4-48 Gesamtes Mittelspannungsnetz in den drei Landkreisen Biberach (blau), Alb-Donau Kreis (beige) und Sigmaringen (rosa) bestehend aus dem Netzgebiet von 20 Umspannwerken, inklusive künstlich erzeugter Netze Gebieten ohne Netzbetreiberdaten (siehe Kap. 2.1). Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].	118
Abbildung 4-49 Leitungsüberlastung (rote Leitungen) im Jahr 2022 (links) und im Strom-Szenario 2045 (rechts) am Beispiel des Netzgebietes von UW Achstetten. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].	119
Abbildung 4-50 Länge der überlasteten Leitungen je Szenario im Netzgebiet beispielhaft für das UW Achstetten	120
Abbildung 4-51 Länge der Leitungen, Überlastungen 2022 und in den Szenarien 2045 in den MS-Netzgebieten der Umspannwerke. Teil 1.	121
Abbildung 4-52 Länge der Leitungen, Überlastungen 2022 und in den Szenarien 2045 in den MS-Netzgebieten der Umspannwerke. Teil 2.	122
Abbildung 4-53 Auswahl von Leitungen, zur Analyse der Ursache der Überlastung. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].	123
Abbildung 4-54 Simulation UW-Achstetten O45-H2, 2045 und Darstellung einer Woche im Sommer mit typischen Phasen der Überlastung: Auslastung von Leitung 532.	123
Abbildung 4-55 Simulation UW-Achstetten O45-H2, 2045 und Darstellung einer Woche im Sommer mit typischen Phasen der Überlastung: PV-Einspeisung am Knoten 376.	124
Abbildung 4-56 Simulation UW-Achstetten O45-H2, 2045 und Darstellung einer Woche im Sommer. Auslastung von Leitung 35.	124
Abbildung 4-57 Simulation UW-Achstetten O45-H2, 2045 und Darstellung einer Woche im Sommer. Auslastung von Leitung 72.	125
Abbildung 4-58 Leistung am Umspannwerk Achstetten im Szenario H2 2045 mit und ohne PtG zur Entlastung der MS-Leitungen im Netzgebiet des Umspannwerks Achstetten.	127
Abbildung 4-59 Verortung von dezentralen PtG-Anlagen zur Entlastung des Netzgebietes am UW Achstetten (Iteration 1 & 2). Hinweis: PtG2 teilweise durch PtG1 verdeckt. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	128
Abbildung 4-60 Länge der überlasteten Leitung am Umspannwerk Achstetten ohne PtG und mit PtG für die beiden Iterationen PtG1 und PtG 2 im Vergleich.	128
Abbildung 4-61 Gesamtzuflussmenge Erdgas im zeitlichen Verlauf für das oberschwäbische Gasnetz der Netze- Gesellschaft Südwest mbH in den Landkreisen Biberach, Alb-Donau und Sigmaringen für das Jahr 2022.	129
Abbildung 4-62 Fließgeschwindigkeit von Erdgas im Starklastfall.	130

Abbildung 4-63 Erdgasbedarf in einer Schwachlastwoche (22.08.2022 – 28.08.2022) und Einspeisung aus bestehenden Biogas-Einspeiseanlagen im Netzgebiet der Netze-Gesellschaft Südwest mbH in Oberschwaben.	131
Abbildung 4-64 Wasserstoff-Backbone-Netz und Gasnetz Oberschwaben (NGS)	132
Abbildung 4-65 Fließgeschwindigkeiten bei der Versorgung des Netzgebietes der Netz-Gesellschaft Südwest mbH in Oberschwaben mit Wasserstoff, berechnet in hydraulischer Netzsimulation unter der Annahme, dass sämtliche Verbraucher von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden.	133
Abbildung 4-66 Detailanalyse der Fließgeschwindigkeiten aus Abbildung 4-65 für die Netzgebiete Mengen (links), Schelklingen (Mitte) und Berkach (rechts).	134
Abbildung 4-67 Gebäudegrundflächen [16], Wärmebedarfsdichte [14] und Tankstellen [37] in der Gemarkung Riedlingen, 2022. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16]	136
Abbildung 4-68 Verteilung der Heizungstechnologie laut Zensus 2022 [15] in der Gemarkung Riedlingen.	137
Abbildung 4-69 Anzahl PKW aufgeteilt nach Antriebstechnologie in der Gemarkung Riedlingen, 2022	138
Abbildung 4-70 Zeitlicher Verlauf der Stromheizungen, des Haushaltsstroms (ohne Heizungen) und Summe des gesamten Haushaltstroms (mit Heizungen) in einer Beispielwoche im Winter für die Gemarkung Riedlingen, 2022.	140
Abbildung 4-71 Zeitlicher Verlauf der Strombedarfe: Haushalte (mit Stromheizungen), GHD/Industrie, Elektromobilität und der Erzeugung: PV (Dach) sowie resultierender Netzausgleich zu externen Netzen in einer Beispielwoche für die Gemarkung Riedlingen, 2022.	140
Abbildung 4-72 Strombilanz Gemarkung Riedlingen, 2022	141
Abbildung 4-73 Methanbilanz Gemarkung Riedlingen, 2022	142
Abbildung 4-74 Strombilanz Gemarkung Riedlingen im Szenario O45-H2, 2045	142
Abbildung 4-75 Strombilanz Gemarkung Riedlingen im Szenario O45-Strom, 2045	143
Abbildung 4-76 Wärmenetzbilanz in der Gemarkung Riedlingen für die Szenarien O45-Strom/H2 (kein Unterschied), 2045.	143
Abbildung 4-77 Wasserstoffbilanz in der Gemarkung Riedlingen für das Szenarien O45- H2, 2045	144
Abbildung 4-78 Wasserstoffbilanz in der Gemarkung Riedlingen für das Szenarien O45- Strom, 2045	144
Abbildung 4-79 Methanbilanz in der Gemarkung Riedlingen für das Szenarien O45- H2, 2045	145
Abbildung 4-80 Methanbilanz in der Gemarkung Riedlingen für das Szenarien O45- Strom, 2045	145
Abbildung 4-81 Strombilanz der Kommune Riedlingen 2022	146

Abbildung 4-82 Methanbilanz der Kommune Riedlingen 2022	147
Abbildung 4-83 Strombilanz der Gemarkung Riedlingen H2-Szenario 2045.....	147
Abbildung 4-84 Methanbilanz der Gemarkung Riedlingen H2-Szenario 2045	148
Abbildung 4-85 Entwicklung der Strombilanz („Summe der Gemarkungen“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Biberach.	150
Abbildung 4-86 Vergleich der Strombilanz („Summe der Gemarkungen“) im Ist-Zustand (2022) und in den beiden Szenarien Strom (2045) und -H2(2045) für den Landkreis Biberach.	150
Abbildung 4-87 Vergleich der Strombilanz („Landkreis als Punkt“) im Ist-Zustand (2022) und in den beiden Szenarien Strom (2045) und -H2 (2045) für den Landkreis Biberach.	151
Abbildung 4-88 Vergleich der Methanbilanz im Ist-Zustand (2022) und in den beiden Szenarien 2045 als für den Landkreis Biberach.	152
Abbildung 4-89 Vergleich der Wärmenetzbilanz im Ist-Zustand (2022) und in den beiden Szenarien 2045 als („Summe der Gemarkungen“) für den Landkreis Biberach.	153
Abbildung 4-90 Strombilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Biberach.	156
Abbildung 4-91 Wasserstoffbilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Biberach.	156
Abbildung 4-92 Lokaler Stromüberschuss (grün), Stromdefizit (rot) in den Gemarkungen 2022. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].	157
Abbildung 4-93 Lokaler Stromüberschuss (grün), Stromdefizit (rot) in den Gemarkungen H2-Szenario 2045. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].	158
Abbildung 4-94 Lokaler Stromüberschuss (grün), Stromdefizit (rot) in den Gemarkungen Strom-Szenario 2045. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].....	159
Abbildung 4-95 H ₂ -Bedarf in den Gemarkungen H ₂ -Szenario 2045. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].	160
Abbildung 4-96 H ₂ -Bedarf in den Gemarkungen Strom-Szenario 2045. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].	161
Abbildung 4-97 Methanüberschuss (grün), Methandefizit (rot) in den Gemarkungen H ₂ -Szenario 2045. Hintergrundkarte: OpenStreetMap [16].	162
Abbildung 4-98 Strombilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Biberach im Vergleich zum reduzierten Ausbau von PV.	163
Abbildung 4-99 Wasserstoffbilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Biberach im Vergleich zum reduzierten Ausbau von PV	164

Abbildung 4-100 Business Model Canvas zur Geschäftsidee Biomethanerzeugung und -einspeisung über Biogascluster	166
Abbildung 6-1 Entwicklung der Strombilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Alb-Donau.	217
Abbildung 6-2 Entwicklung der Strombilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Alb-Donau.	217
Abbildung 6-3 Entwicklung der Methanbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Alb-Donau.	218
Abbildung 6-4 Entwicklung der Methanbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Alb-Donau.	218
Abbildung 6-5 Entwicklung der Wasserstoffbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Alb-Donau	219
Abbildung 6-6 Entwicklung der Wasserstoffbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Alb-Donau	219
Abbildung 6-7 Entwicklung der Wärmebilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Alb-Donau	220
Abbildung 6-8 Entwicklung der Wärmebilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Alb-Donau	220
Abbildung 6-9 Strombilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Alb-Donau im Vergleich zum reduzierten Ausbau von PV.	221
Abbildung 6-10 Wasserstoffbilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Alb-Donau im Vergleich zum reduzierten Ausbau von PV.	221
Abbildung 6-11 Entwicklung der Strombilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Sigmaringen.	222
Abbildung 6-12 Entwicklung der Strombilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Sigmaringen.	222
Abbildung 6-13 Entwicklung der Methanbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Sigmaringen.	223
Abbildung 6-14 Entwicklung der Methanbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Sigmaringen.	223
Abbildung 6-15 Entwicklung der Wasserstoffbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Sigmaringen.	224
Abbildung 6-16 Entwicklung der Wasserstoffbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Sigmaringen.	224

Abbildung 6-17 Entwicklung der Wärmebilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Sigmaringen. _____	225
Abbildung 6-18 Entwicklung der Wärmebilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Sigmaringen. _____	226
Abbildung 6-19 Strombilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Sigmaringen im Vergleich zum reduzierten Ausbau von PV. _____	226
Abbildung 6-20 Wasserstoffbilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Sigmaringen im Vergleich zum reduzierten Ausbau von PV. _____	226
Abbildung 6-21 Entwicklung der Strombilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Ravensburg. _____	227
Abbildung 6-22 Entwicklung der Strombilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Ravensburg. _____	227
Abbildung 6-23 Entwicklung der Methanbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Ravensburg. _____	228
Abbildung 6-24 Entwicklung der Methanbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Ravensburg. _____	228
Abbildung 6-25 Entwicklung der Wasserstoffbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Ravensburg. _____	229
Abbildung 6-26 Entwicklung der Wasserstoffbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45_Strom bis 2045 für den Landkreis Ravensburg. _____	229
Abbildung 6-27 Entwicklung der Wärmebilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Ravensburg. _____	230
Abbildung 6-28 Entwicklung der Wärmebilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Ravensburg. _____	230
Abbildung 6-29 Strombilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Ravensburg im Vergleich zum reduzierten Ausbau von PV. _____	231
Abbildung 6-30 Wasserstoffbilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Ravensburg im Vergleich zum reduzierten Ausbau von PV. _____	231

6.3 Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 2-1: Anzahl der Gemarkungen im Landkreis Biberach mit ihrer schematischen Datenverfügbarkeit (vgl. Abbildung 2-3)</i>	<i>21</i>
<i>Tabelle 2-2 Aggregation der Gasbedarfe aus Abbildung 2-9 auf die vier Jahreszeiten Winter (Dezember, Januar, Februar), Frühling (März, April, Mai), Sommer (Juni, Juli, August) und Herbst (September, Oktober, November).....</i>	<i>27</i>
<i>Tabelle 2-3: Branchenspezifische Abwärmefaktoren aus [20,21].....</i>	<i>29</i>
<i>Tabelle 2-4: Ausgewählte branchenspezifische Abwärmemetemperaturen und Abwärmefaktoren [16] 30</i>	
<i>Tabelle 2-5 Leistungsgrenzen für eine verpflichtende RLM-Messung von Erzeugern- und Verbrauchern an Strom- und Gasnetzen.....</i>	<i>37</i>
<i>Tabelle 2-6 Verfügbare RLM-Zeitreihen im Stromnetz der drei Landkreise Alb-Donau-Kreis, Biberach und Sigmaringen</i>	<i>37</i>
<i>Tabelle 2-7 Spezifischer Fahrzeugverbrauch unterschiedlicher Antriebstechnologien für PKW-Fahrzeuge und verwendete Referenzfahrzeuge.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabelle 2-8: Jahresfahrleistung nach KBA [35]</i>	<i>42</i>
<i>Tabelle 2-9: Spezifischer Fahrzeugverbrauch unterschiedlicher Antriebstechnologien für leichte Nutzfahrzeuge (LNF) und verwendete Referenzfahrzeuge</i>	<i>42</i>
<i>Tabelle 2-10 Spezifischer Fahrzeugverbrauch unterschiedlicher Antriebstechnologien für schwere Nutzfahrzeuge (LKW, zul. Gesamtgewicht 12 – 40 t) und verwendete Referenzfahrzeuge</i>	<i>43</i>
<i>Tabelle 2-11 Liste aller Umspannwerke im Landkreis Biberach, Sigmaringen und Alb-Donau-Kreis (mit verfügbaren Leitungsdaten).....</i>	<i>49</i>
<i>Tabelle 2-12 Informationen zu MS-Netzgebieten in den Landkreisen Biberach (BIB), Sigmaringen (SIG) und Alb-Donau-Kreis (ADK), die nicht im Projekt RegioTransH₂O verfügbar sind. Informationen sind Geoinformationen der Ortsnetzstationen, Stammdaten an den Ortsnetzstationen, Leitungsdaten und der Anschluss des Netzgebiets an ein Umspannwerk zur Hochspannung.</i>	<i>51</i>
<i>Tabelle 3-1: Übersicht über die betrachteten Studien zur Entwicklung der Energiewirtschaft</i>	<i>59</i>
<i>Tabelle 4-1 Übersicht der Gemarkungen, mit Wärmebedarfsdichten >415 MWh / (ha a) in Baublöcken für den Landkreis Biberach</i>	<i>92</i>
<i>Tabelle 4-2 Übersicht der Gemarkungen, mit Wärmebedarfsdichten größer als 415 MWh / (ha a) im Jahr 2045 in Baublöcken für den Landkreis Sigmaringen</i>	<i>97</i>
<i>Tabelle 4-3 Übersicht der Gemarkungen, mit Wärmebedarfsdichten >415 MWh / (ha a) in Baublöcken für den Alb-Donau Kreis.....</i>	<i>101</i>
<i>Tabelle 4-4 Übersicht der Gemarkungen, mit Wärmebedarfsdichten >415 MWh / (ha a) in Baublöcken für den Landkreis Ravensburg</i>	<i>108</i>

<i>Tabelle 4-5 Gesamtzuflussmengen zum Gasnetz Oberschwaben bei der Versorgung mit Erdgas bzw. Wasserstoff</i>	<i>133</i>
<i>Tabelle 4-6 Eingangsdaten für Sektorkopplungsmodell der Gemarkung Riedlingen in den Szenarien BGA: Biogasanlage; NFZ: Nutzfahrzeuge; GWP: Großwärmepumpe).</i>	<i>139</i>
<i>Tabelle 4-7 Summe Eingangsdaten Sektorkopplungsmodell für LK Biberach.....</i>	<i>149</i>
<i>Tabelle 4-8 Volllaststunde bei PtG-Anlage in Szenarien in Landkreis Biberach.</i>	<i>155</i>
<i>Tabelle 6-1 Eingangsdaten Gemarkungen im Landkreis Biberach, 2022.....</i>	<i>198</i>
<i>Tabelle 6-2 Eingangsdaten Gemarkungen im Landkreis Sigmaringen, 2022</i>	<i>200</i>
<i>Tabelle 6-3 Eingangsdaten Gemarkungen im Alb-Donau Kreis, 2022</i>	<i>202</i>
<i>Tabelle 6-4 Eingangsdaten Gemarkungen im Landkreis Ravensburg, 2022.....</i>	<i>205</i>
<i>Tabelle 6-5 Summe Inputdaten Sektorkopplungsmodell für LK Biberach.....</i>	<i>207</i>
<i>Tabelle 6-6 Summe Inputdaten Sektorkopplungsmodell für LK Sigmaringen.....</i>	<i>207</i>
<i>Tabelle 6-7 Summe Inputdaten Sektorkopplungsmodell für Alb-Donau-Kreis.....</i>	<i>207</i>
<i>Tabelle 6-8 Summe Inputdaten Sektorkopplungsmodell für Kreis Ravensburg</i>	<i>208</i>
<i>Tabelle 6-9 Strombilanz im Landkreis Biberach (Summe Gemarkungen).....</i>	<i>209</i>
<i>Tabelle 6-10 Methanbilanz im Landkreis Biberach (Summe Gemarkungen).....</i>	<i>209</i>
<i>Tabelle 6-11 Wasserstoffbilanz im Landkreis Biberach (Summe Gemarkungen)</i>	<i>210</i>
<i>Tabelle 6-12 Wärmebilanz im Landkreis Biberach (Summe Gemarkungen).....</i>	<i>210</i>
<i>Tabelle 6-13 Strombilanz im Landkreis Alb-Donau (Summe Gemarkungen).....</i>	<i>211</i>
<i>Tabelle 6-14 Methanbilanz im Landkreis Alb-Donau (Summe Gemarkungen).....</i>	<i>211</i>
<i>Tabelle 6-15 Wasserstoffbilanz im Landkreis Alb-Donau (Summe Gemarkungen)</i>	<i>212</i>
<i>Tabelle 6-16 Wärmebilanz im Landkreis Alb-Donau (Summe Gemarkungen).....</i>	<i>212</i>
<i>Tabelle 6-17 Strombilanz im Landkreis Sigmaringen (Summe Gemarkungen).....</i>	<i>213</i>
<i>Tabelle 6-18 Methanbilanz im Landkreis Sigmaringen (Summe Gemarkungen).....</i>	<i>213</i>
<i>Tabelle 6-19 Wasserstoffbilanz im Landkreis Sigmaringen (Summe Gemarkungen)</i>	<i>214</i>
<i>Tabelle 6-20 Wärmebilanz im Landkreis Sigmaringen (Summe Gemarkungen)</i>	<i>214</i>
<i>Tabelle 6-21 Strombilanz im Landkreis Ravensburg (Summe Gemarkungen)</i>	<i>215</i>

<i>Tabelle 6-22 Methanbilanz im Landkreis Ravensburg (Summe Gemarkungen).....</i>	<i>215</i>
<i>Tabelle 6-23 Wasserstoffbilanz im Landkreis Ravensburg (Summe Gemarkungen)</i>	<i>216</i>
<i>Tabelle 6-24 Wärmebilanz im Landkreis Ravensburg (Summe Gemarkungen).....</i>	<i>216</i>

6.4 Inputdaten Sektorkopplungsmodell

6.4.1 Ist-Zustand (2022) für alle Gemarkungen

Tabelle 6-1 Eingangsdaten Gemarkungen im Landkreis Biberach, 2022

Gemarkung	Haushalts	PV	Wind	Wasser	BGA (Strom)	BGA (Gas)	PKW	NFZ	LKW	GWP
Einheit	Anzahl	MW	MW	MW	MW	MW	Anzahl	Anzahl	GWh	MW
Achstetten	1946	15,6	0,0	0,1	2,0	2,1	2623	195	0	0
Ahlen	153	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	207	15	0	0
Alberweiler	399	0,2	0,0	0,0	1,1	0,0	537	40	0	0
Alleshausen	256	1,2	0,0	0,0	0,7	0,0	345	26	10	0
Allmannsweiler	156	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	210	16	0	0
Altheim	837	21,5	0,0	0,0	0,9	0,0	1128	84	0	0
Altheim	384	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	518	38	0	0
Andelfingen	355	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	479	36	0	0
Aepfingen	579	1,6	0,0	0,0	0,1	0,0	780	58	0	0
Assmannshardt	465	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	627	47	0	0
Attenweiler	539	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	726	54	0	0
Aufhofen	619	0,4	0,0	0,0	0,4	0,0	834	62	0	0
Baltringen	738	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	994	74	10	0
Baustetten	1119	0,7	0,0	0,0	0,7	0,0	1508	112	0	0
Bechingen	55	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	74	6	0	0
Bellamont	362	1,7	0,0	0,0	0,3	0,0	488	36	0	0
Berkheim	1479	7,7	0,0	0,0	2,1	0,0	1993	148	0	0
Betzenweiler	360	12,3	0,0	0,0	0,1	0,0	485	36	0	0
Biberach	12919	2,5	0,0	0,1	0,0	0,0	17410	1293	59	0
Bihlafingen	405	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	546	41	0	0
Billafingen	56	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	75	6	0	0
Binzwangen	409	0,1	0,0	0,0	0,5	0,0	552	41	0	0
Birkenhard	607	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	818	61	0	0
Bronnen	640	5,1	0,0	0,0	0,0	0,0	862	64	0	0
Buchau	1681	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	2266	168	10	0
Buehl	134	1,7	0,0	0,0	0,0	7,5	181	13	0	0
Burgrieden	1349	16,9	0,0	0,1	0,1	0,0	1818	135	0	0
Bussmannshausen	332	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	447	33	0	0
Daugendorf	302	0,4	0,0	0,0	0,0	8,2	407	30	0	0
Dettingen	1253	16,3	0,0	10,9	0,0	0,0	1689	125	20	0
Dietelhofen	84	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	114	8	0	0
Dietershausen	71	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	96	7	0	0
Dieterskirch	102	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	138	10	0	0
Duermentingen	798	0,6	0,0	0,0	3,0	0,0	1076	80	0	0
Duernau	221	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	298	22	0	0
Duerrenwaldstetten	49	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	66	5	0	0
Eberhardzell	1166	5,0	0,0	0,0	1,4	0,0	1572	117	10	0
Egelfingen	67	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	91	7	0	0
Ellwangen	427	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	576	43	0	0
Emerfeld	66	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	89	7	0	0
Erisdorf	214	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	288	21	0	0
Erlenmoos	853	20,1	0,0	0,0	0,9	0,0	1150	85	0	0
Erolzheim	1590	115,2	0,0	0,1	0,5	0,0	2142	159	0	0
Ertingen	1926	0,4	0,0	0,0	1,7	0,0	2596	193	20	0
Fischbach	331	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	445	33	0	0
Friedingen	112	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	151	11	0	0
Fueramoos	340	1,4	0,0	0,0	0,4	0,0	458	34	0	0
Goeffingen	174	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	235	17	0	0

Grodt	77	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	104	8	0	0
Grossschafhausen	214	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	288	21	0	0
Grueningen	248	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	335	25	0	0
Gutenzell	510	1,7	0,0	0,0	0,4	0,0	687	51	0	0
Hailtingen	203	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	274	20	0	0
Haslach	511	1,7	0,0	0,0	0,4	0,0	688	51	0	0
Heiligkreuztal	92	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	124	9	0	0
Heudorf	217	0,2	0,0	0,0	0,5	0,0	292	22	0	0
Hochdorf	897	48,0	0,0	0,0	0,8	0,0	1209	90	0	0
Hoefen	163	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	220	16	0	0
Huerbel	364	1,2	0,0	0,0	0,1	0,0	491	36	0	0
Ingerkingen	649	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	875	65	0	0
Ingoldingen	523	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	704	52	0	0
Ittenhausen	115	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	154	11	0	0
Kanzach	236	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	318	24	0	0
Kappel	470	0,4	0,0	0,0	1,3	0,0	634	47	0	0
Kirchberg	1044	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1407	105	0	0
Kirchdorf	1527	4,3	0,0	14,2	1,2	0,0	2058	153	0	0
Langenenslingen	719	0,5	0,0	0,0	0,8	0,0	969	72	0	0
Langenschemmern	954	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1286	96	0	0
Laupertshausen	529	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	713	53	0	0
Laupheim	7530	4,7	0,0	0,1	0,4	0,0	10148	754	0	0
Maselheim	716	2,0	0,0	0,0	0,1	0,0	964	72	0	0
Mettenberg	634	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	855	64	0	0
Mietingen	1034	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1394	104	0	0
Mittelbiberach	1754	14,7	0,0	0,0	0,7	0,0	2364	176	0	0
Mittelbuch	474	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	639	48	0	0
Moehringen	84	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	114	8	0	0
Moosburg	108	21,9	0,0	0,0	0,0	0,0	145	11	0	0
Muehlhausen	298	1,3	0,0	0,0	0,2	0,0	402	30	0	0
Muttensweiler	223	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	300	22	0	0
Neufra	488	0,7	0,0	0,0	0,5	0,0	657	49	0	0
Oberessendorf	338	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	455	34	0	0
Oberholzheim	766	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1032	77	0	0
Oberopfingen	372	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	501	37	0	0
Obersulmetingen	693	0,4	0,0	0,0	0,1	0,0	934	69	0	0
Oberwachingen	48	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	64	5	0	0
Ochsenhausen	2887	0,9	0,1	0,0	0,1	0,0	3890	289	20	0
Offingen	287	0,3	0,0	0,0	2,9	0,0	386	29	0	0
Oggelsbeuren	238	0,8	0,0	0,0	0,3	0,0	320	24	0	0
Oggelshausen	444	7,7	0,0	0,0	0,0	0,0	599	44	0	0
Orsenhausen	410	0,8	0,0	0,0	1,5	0,0	552	41	0	0
Otterswang	451	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	607	45	0	0
Pflummern	215	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	289	21	0	0
Reichenbach	350	0,4	0,0	0,0	0,6	0,0	472	35	0	0
Reinstetten	982	0,3	0,0	0,0	0,5	0,0	1324	98	0	0
Reute	337	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	455	34	0	0
Riedlingen	3565	5,3	0,0	0,1	0,0	0,0	4805	357	30	0
Ringschnait	762	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	1027	76	0	0
Rissegg	1205	0,2	0,0	0,0	1,0	0,0	1624	121	0	0
Rot	1252	4,2	0,1	0,1	0,0	0,0	1688	125	0	0
RotBurgrieden	500	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	674	50	0	0
Rottum	167	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	225	17	0	0
Rupertshofen	129	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	174	13	0	0
Sauggart	79	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	107	8	0	0
Schemmerberg	649	0,4	0,0	0,0	0,8	0,0	875	65	0	0
Schoenebuerg	566	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	763	57	0	0
Schussenried	3119	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	4203	312	10	0
Schweinhausen	116	6,2	0,0	0,0	1,0	0,0	156	12	0	0
Schwendi	1196	2,4	0,0	0,2	0,0	0,0	1612	120	0	0

Seekirch	146	0,9	0,0	0,0	0,4	0,0	196	15	0	0
Siessen	508	1,0	0,0	0,0	0,3	0,0	684	51	0	0
Stafflangen	678	0,1	0,0	0,0	0,9	0,0	914	68	0	0
SteinhausenADR	494	2,2	0,0	0,0	0,1	0,0	665	49	0	0
SteinhausenBS	226	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	304	23	0	0
Stetten	980	7,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1321	98	0	0
Sulmingen	355	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	479	36	0	0
Tannheim	1186	7,2	0,0	13,5	0,7	0,0	1599	119	0	0
Tiefenbach	254	5,5	0,0	0,0	0,5	0,0	342	25	10	0
Uigendorf	89	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	120	9	0	0
Ummendorf	1763	1,1	0,9	0,0	0,3	0,0	2376	177	0	0
Unlingen	713	2,8	0,0	0,0	1,8	0,0	961	71	0	0
Untersessendorf	91	4,9	0,0	0,0	0,0	0,0	123	9	0	0
Untersulmetingen	1032	0,6	0,0	0,0	0,8	0,0	1391	103	0	0
Uttenweiler	1019	1,2	0,2	0,0	0,2	0,0	1373	102	0	0
Wain	786	0,5	0,0	0,0	0,3	0,0	1059	79	0	0
Waldhausen	72	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	98	7	0	0
Walpertshofen	375	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	505	38	0	0
Warthausen	1715	4,8	0,0	0,0	0,4	0,0	2311	172	0	0
Wilflingen	194	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	262	19	0	0
Winterstettendorf	283	0,4	0,0	0,0	0,1	0,0	382	28	0	0
Winterstettenstadt	360	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	486	36	0	0
Zell	57	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	77	6	0	0
Zwiefaltendorf	209	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	282	21	0	0

Tabelle 6-2 Eingangsdaten Gemarkungen im Landkreis Sigmaringen, 2022

Gemarkung	Haushalts	PV	Wind	Wasser	BGA (Strom)	BGA (Gas)	PKW	NFZ	LKW	GWP
Einheit	Anzahl	MW	MW	MW	MW	MW	Anzahl	Anzahl	GWh	MW
Aach	608	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0	845	54	10	0
Ablach	320	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	445	29	0	0
Altheim	117	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	162	10	0	0
Beuren	130	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	180	12	0	0
Beuron	68	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	95	6	0	0
Bierstetten	281	1,3	3,6	0,0	0,0	0,0	391	25	0	0
Bietingen	108	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	149	10	0	0
Bingen	975	7,2	0,0	0,1	0,0	0,0	1353	87	0	0
Bittelschiess	144	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	200	13	0	0
Blochingen	430	1,8	0,9	0,0	0,0	0,0	598	38	0	0
Boll	197	2,1	0,0	0,0	0,9	0,0	274	18	0	0
Bolstern	212	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	294	19	0	0
Bondorf	159	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	221	14	0	0
Braunenweiler	284	1,3	7,2	0,0	0,0	0,0	394	25	0	0
Bremen	138	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	192	12	0	0
Bronnen	331	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	460	30	0	0
Burgweiler	488	3,0	0,0	0,0	0,5	0,0	678	44	0	0
Denkingen	457	2,4	9,0	0,0	0,0	0,0	635	41	0	0
Dietershofen	72	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	100	6	0	0
Eichen	77	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	106	7	0	0
Einhart	183	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	254	16	0	0
Engelswies	299	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	415	27	0	0
Ennetach	780	3,3	0,0	0,0	0,9	0,0	1083	70	0	0
Enzkofen	101	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	141	9	0	0
Ettisweiler	27	0,3	0,0	0,0	0,4	0,0	38	2	0	0
Feldhausen	203	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	282	18	0	0
Friedberg	196	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	272	17	0	0
Frohnstetten	498	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	692	44	0	0

Fulgenstadt	344	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	478	31	0	0
Gaisweiler	57	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	79	5	0	0
Gammertingen	2180	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	3026	195	0	0
Glashuette	152	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	211	14	0	0
GlashuetteWald	46	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	64	4	0	0
Goeggingen	416	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	578	37	10	0
Grossschoenach	798	3,3	0,0	0,0	0,3	0,0	1108	71	0	0
Grossstadelhofen	187	1,0	0,0	0,0	0,4	0,0	260	17	0	0
Guenzkofen	115	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	160	10	0	0
Gutenstein	268	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	373	24	0	0
Habsthal	65	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	90	6	0	0
Haid	425	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	590	38	0	0
Harthausen	109	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	151	10	0	0
Hausen	252	1,0	0,0	0,0	0,5	0,0	350	23	0	0
Hausen	375	3,8	0,0	0,0	0,5	0,0	521	33	0	0
Herbertingen	1464	9,0	0,0	0,0	0,8	0,0	2032	131	0	0
Herdwangen	708	2,9	0,0	0,0	0,5	0,0	983	63	0	0
Hermentingen	67	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	93	6	0	0
Hettingen	396	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	550	35	0	0
Heudorf	166	1,1	0,0	0,0	0,7	0,0	231	15	0	0
Heudorf	256	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	356	23	0	0
Hippetsweiler	99	0,6	0,0	0,0	1,2	0,0	138	9	0	0
Hitzkofen	207	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	288	19	0	0
Hochberg	286	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	397	26	0	0
Hochberg	62	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	85	5	0	0
Hohentengen	996	9,6	0,0	0,0	0,9	0,0	1383	89	0	0
Hornstein	49	0,4	0,0	0,0	1,0	0,0	68	4	0	0
Hundersingen	451	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	626	40	0	0
Igelswies	187	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	259	17	0	0
Illmensee	450	3,3	0,0	0,0	0,7	0,0	624	40	0	0
Illwangen	104	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	144	9	0	0
Inneringen	455	3,1	0,0	0,0	0,5	0,0	631	41	0	0
Inzigkofen	679	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0	943	61	0	0
Jettkofen	123	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	171	11	0	0
Jungnau	377	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	523	34	0	0
Kalkreute	49	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	68	4	0	0
Kappel	52	0,3	0,0	0,0	0,7	0,0	72	5	0	0
Kettenacker	135	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	187	12	0	0
Krauchenwies	1090	11,0	0,0	0,1	0,0	0,0	1514	97	0	0
Kreenheinstetten	301	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	418	27	0	0
Krumbach	148	1,6	0,0	0,0	0,4	0,0	205	13	0	0
Laiz	1511	2,4	0,0	0,0	1,0	0,0	2098	135	10	0
Lampertsweiler	148	0,7	0,0	0,0	0,4	0,0	206	13	0	0
Langenhart	111	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	153	10	0	0
Laubbach	104	0,6	0,0	0,0	0,3	0,0	144	9	0	0
Leibertingen	323	3,2	0,0	0,0	0,7	0,0	449	29	0	0
Levertswiler	141	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	195	13	0	0
Magenbuch	128	0,8	0,0	0,0	0,3	0,0	178	11	0	0
Marbach	248	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	345	22	0	0
Mengen	2754	11,5	0,0	0,1	0,8	0,0	3824	246	10	0
Menningen	226	1,5	0,0	0,0	0,5	0,0	314	20	0	0
Messkirch	2615	17,0	0,0	0,0	1,3	0,0	3630	233	10	0
Mieterkingen	115	0,7	0,0	0,0	1,0	0,0	159	10	0	0
Moosheim	173	0,8	0,0	0,0	0,3	0,0	240	15	0	0
Mottschliess	68	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	94	6	0	0
Neufra	876	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1216	78	0	0
Oberndorf	93	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	130	8	0	0
Oberschmeien	233	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	323	21	0	0
Oelkofen	237	2,3	0,0	0,0	0,2	0,0	328	21	0	0
Ostrach	1756	10,9	0,0	0,0	0,1	5,0	2437	157	10	0

Otterswang	100	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	139	9	0	0
Pfullendorf	4700	24,2	0,0	0,0	2,4	0,0	6525	419	0	0
Rast	228	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	317	20	0	0
Reischach	33	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	45	3	0	0
Rengetsweiler	205	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	284	18	0	0
Renhardsweiler	121	0,6	0,0	0,0	0,7	0,0	168	11	0	0
Riedetsweiler	38	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	53	3	0	0
Ringgenbach	102	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	141	9	0	0
Rohrdorf	392	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	544	35	10	0
Rosna	133	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	185	12	0	0
Rothenlachen	21	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	29	2	0	0
Ruhstetten	81	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	113	7	0	0
Rulfingen	540	2,3	0,0	0,0	0,5	0,0	750	48	0	0
Ruschweiler	411	3,0	3,0	0,0	0,0	0,0	570	37	0	0
Sauldorf	295	3,1	0,0	0,0	0,2	0,0	409	26	0	0
Saulgau	5587	25,5	0,0	0,0	0,0	0,0	7755	499	20	0
Scheer	917	3,3	0,0	0,6	0,2	0,0	1273	82	0	0
Schwenningen	788	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1094	70	0	0
Sentenhart	163	1,0	0,0	0,0	0,3	0,0	226	15	0	0
Sigmaringen	5636	9,0	0,0	0,3	0,0	0,0	7824	503	20	0
Sigmaringendorf	1778	10,5	0,0	0,5	0,0	0,0	2468	159	10	0
Spoeck	70	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	97	6	0	0
Stetten	1445	4,9	0,0	0,0	0,2	0,0	2006	129	10	0
Storzingen	152	0,5	0,0	0,0	0,3	0,0	211	14	0	0
Tafertsweiler	135	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	188	12	0	0
Thalheim	303	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	420	27	0	0
Tissen	213	1,0	0,0	0,0	0,3	0,0	296	19	0	0
Unterschmeien	137	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	190	12	0	0
Ursendorf	150	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	208	13	0	0
Veringendorf	230	0,7	0,0	0,0	0,3	0,0	320	21	0	0
Veringenstadt	726	2,2	4,2	0,3	0,0	0,0	1007	65	0	0
Vilsingen	411	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	571	37	0	0
Voellkofen	193	1,9	0,0	0,0	0,8	0,0	269	17	0	0
Walbertsweiler	305	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	424	27	0	0
Wald	418	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	580	37	0	0
Wangen	70	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	97	6	0	0
Wasser	254	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	352	23	0	0
Wolfartsweiler	130	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	181	12	0	0
Zell	123	0,6	0,0	0,0	0,5	0,0	171	11	0	0

Tabelle 6-3 Eingangsdaten Gemarkungen im Alb-Donau Kreis, 2022

Gemarkung	Haushalts	PV	Wind	Wasser	BGA (Strom)	BGA (Gas)	PKW	NFZ	LKW	GWP
Einheit	Anzahl	MW	MW	MW	MW	MW	Anzahl	Anzahl	GWh	MW
Albeck	659	2,0	0,0	0,0	0,3	0,0	908	55	0	0
Allmendingen	1701	25,4	0,0	0,0	0,0	0,0	2345	142	10	0
Altbierlingen	250	2,2	0,0	0,0	0,2	0,0	345	21	0	0
Altheim	282	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	389	24	0	0
Altheim	806	3,7	0,0	0,0	0,6	0,0	1111	68	0	0
Altheim	571	3,5	0,0	0,0	0,1	0,0	787	48	0	0
Altsteusslingen	241	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	332	20	0	0
Amstetten	1230	16,1	3,7	0,0	0,0	0,0	1696	103	0	0
Arnegg	732	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1010	61	0	0
Asch	568	2,4	0,0	0,0	0,9	0,0	783	48	0	0
Asselfingen	478	3,2	0,0	0,0	0,3	0,0	659	40	0	0
Bach	371	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	511	31	0	0
Ballendorf	316	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	435	26	0	0

Beimerstetten	1135	7,7	1,5	0,0	0,0	0,0	1565	95	0	0
Beiningen	271	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	374	23	0	0
Berg	336	3,0	0,0	0,0	0,1	0,0	464	28	0	0
Berghuelen	731	9,6	8,4	0,0	0,4	0,0	1009	61	0	0
Bermaringen	639	1,3	10,8	0,0	0,5	0,0	881	54	10	0
Bernstadt	1075	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1483	90	0	0
Blaubeuren	3351	14,0	0,0	0,0	1,1	0,0	4621	281	30	0
Bollingen	537	2,5	0,0	0,0	0,8	0,0	740	45	0	0
Boerslingen	81	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	112	7	0	0
Braeunisheim	110	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	152	9	0	0
Breitingen	173	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	238	14	0	0
Buehlenhausen	200	2,6	0,0	0,0	0,4	0,0	276	17	0	0
Daechingen	256	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	353	21	0	0
Dellmensingen	1306	11,6	0,0	0,0	1,1	0,0	1801	109	0	0
Dietenheim	2188	6,2	0,0	0,9	0,0	0,0	3017	183	10	0
Donaurieden	339	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	467	28	0	0
Dorndorf	234	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	323	20	0	0
Dornstadt	2199	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	3032	184	10	0
Ehingen	7946	70,6	0,0	0,6	0,1	0,0	10956	666	49	0
Ehrenstein	2265	4,8	0,0	0,2	0,0	0,0	3123	190	10	0
Emeringen	75	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	103	6	0	0
Emeringen	391	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	540	33	0	0
Ennabeuren	661	2,6	0,0	0,0	0,1	0,0	911	55	0	0
Ennahofen	138	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	190	12	0	0
Erbach	3316	29,5	0,0	0,2	0,9	0,0	4572	278	20	0
Erbstetten	104	0,9	0,0	0,0	0,1	0,0	143	9	0	0
Ersingen	585	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	806	49	0	0
Ettlenschliess	261	0,8	4,6	0,0	0,0	0,0	360	22	0	0
Feldstetten	620	1,9	0,0	0,0	0,2	0,0	855	52	10	0
Frankenhofen	157	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	217	13	0	0
Gamerschwang	245	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	338	21	0	0
Goettingen	538	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	742	45	0	0
Granheim	144	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	199	12	0	0
Griesingen	482	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	664	40	0	0
Groetzingen	152	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	209	13	0	0
Grundsheim	103	1,1	0,0	0,0	1,0	0,0	142	9	0	0
Gundershofen	47	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	65	4	0	0
Halzhausen	366	1,2	0,0	0,0	0,4	0,0	504	31	0	0
Hausen	245	0,9	0,0	0,0	0,9	0,0	338	21	0	0
Hausen	132	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	183	11	0	0
Herbertshofen	228	2,0	0,0	0,0	0,8	0,0	314	19	0	0
Herrlingen	1648	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	2272	138	0	0
Heufelden	196	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	270	16	0	0
Hofstett	140	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	193	12	0	0
Holzkirch	129	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	177	11	0	0
Hoervelsingen	335	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	463	28	0	0
Hundersingen	110	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	152	9	0	0
Huetten	177	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	243	15	0	0
Huettisheim	700	6,8	0,0	0,0	1,0	0,0	965	59	0	0
Illerrieden	1092	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1505	91	0	0
Ingstetten	190	0,7	3,8	0,0	0,0	0,0	262	16	0	0
Justingen	259	1,0	0,0	0,0	0,8	0,0	357	22	0	0
Kirchbierlingen	294	2,6	0,0	0,0	0,6	0,0	406	25	0	0
Kirchen	677	6,0	0,0	0,0	0,3	0,0	933	57	0	0
Klingenstein	1390	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1916	116	0	0
Laichingen	3952	12,1	0,0	0,0	0,9	0,0	5450	331	10	0
Langenau	5613	17,2	0,0	0,1	1,7	0,0	7740	470	20	0
Lauterach	270	1,4	0,0	0,8	0,0	0,0	372	23	0	0
Lonsee	1108	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1528	93	0	0
Luizhausen	153	0,5	0,0	0,0	0,1	0,0	211	13	0	0

Machtolsheim	639	2,0	0,0	0,0	0,2	0,0	881	54	0	0
Markbronn	507	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	700	43	0	0
Merklingen	957	7,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1320	80	10	0
Moosbeuren	160	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	221	13	0	0
Mundeldingen	143	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	197	12	0	0
Munderkingen	2573	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0	3548	216	10	0
Mundingen	146	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	201	12	0	0
Nasgenstadt	828	7,4	0,0	0,0	0,1	0,0	1142	69	0	0
Neenstetten	398	2,3	6,2	0,0	0,0	0,0	548	33	10	0
Nellingen	865	5,8	1,2	0,0	0,5	0,0	1192	72	10	0
Nerenstetten	170	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	234	14	0	0
Niederhofen	198	3,0	0,0	0,0	0,3	0,0	273	17	0	0
Oberbalzheim	350	1,5	0,0	0,0	0,4	0,0	482	29	0	0
Oberdischingen	1053	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1452	88	0	0
Oberkirchberg	986	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1359	83	0	0
Obermarchtal	491	5,5	0,0	0,2	0,6	0,0	676	41	0	0
Oberstadion	327	2,4	0,0	0,0	0,8	0,0	451	27	10	0
Oellingen	261	1,3	0,0	0,0	0,5	0,0	360	22	0	0
Oepfingen	1094	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1509	92	10	0
Oppingen	82	0,5	0,0	0,0	0,4	0,0	113	7	0	0
Pappelau	352	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	485	29	0	0
Radelstetten	99	0,3	0,0	0,0	0,3	0,0	137	8	0	0
Rammingen	607	2,1	0,0	0,2	0,0	0,0	837	51	0	0
Rechtenstein	140	0,5	0,0	0,3	0,0	0,0	192	12	0	0
Regglisweiler	1041	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1436	87	0	0
Reutlingendorf	142	1,6	0,0	0,0	0,4	0,0	196	12	0	0
Reutti	86	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	118	7	0	0
Ringingen	716	6,4	0,0	0,0	0,5	0,0	988	60	0	0
Risstissen	680	6,0	0,0	0,0	2,1	0,0	937	57	0	0
Rottenacker	1047	6,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1443	88	0	0
Schaiblishausen	116	1,0	0,0	0,0	0,4	0,0	159	10	0	0
Schalkstetten	169	2,2	2,6	0,0	0,0	0,0	233	14	0	0
Scharenstetten	397	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	548	33	0	0
Schelklingen	1717	6,5	0,0	0,1	0,0	0,0	2368	144	0	0
Schmiechen	478	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	659	40	0	0
Schnuerpflingen	666	2,7	0,0	0,0	1,0	0,0	918	56	0	0
Seissen	801	3,3	0,6	0,0	0,9	0,0	1104	67	0	0
Setzingen	338	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	466	28	0	0
Sonderbuch	318	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	439	27	0	0
Sondernach	51	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	70	4	0	0
Sontheim	682	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	940	57	0	0
Staig	545	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	751	46	0	0
Steinberg	439	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	606	37	0	0
Stubersheim	231	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	319	19	0	0
Suppingen	482	1,5	1,5	0,0	0,0	0,0	664	40	0	0
Temmenhausen	307	1,4	3,9	0,0	0,0	0,0	423	26	0	0
Tomerdingen	841	3,9	8,7	0,0	0,4	0,0	1160	70	0	0
Unterbalzheim	664	2,8	0,0	0,4	0,0	0,0	916	56	0	0
Unterkirchberg	1331	3,4	0,0	0,1	0,0	0,0	1835	111	0	0
Untermarchtal	420	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	578	35	0	0
Unterstadion	378	1,7	0,0	0,0	1,7	0,0	521	32	0	0
Unterwachingen	91	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	126	8	0	0
Urspring	413	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	569	35	10	0
Volkersheim	129	1,1	0,0	0,0	0,4	0,0	178	11	0	0
Wangen	271	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	374	23	0	0
Weidenstetten	650	2,5	0,0	0,0	0,4	0,0	897	54	0	0
Weiler	289	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	398	24	10	0
Weilersteusslingen	129	1,9	0,0	0,0	0,1	0,0	178	11	0	0
Westerheim	1436	6,1	4,5	0,0	0,8	0,0	1980	120	0	0
Westerstetten	1050	5,6	0,0	0,0	0,3	0,0	1448	88	0	0

Wipplingen	586	1,2	0,0	0,0	0,2	0,0	808	49	0	0
------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----	---	---

Tabelle 6-4 Eingangsdaten Gemarkungen im Landkreis Ravensburg, 2022

Gemarkung	Haushalts	PV	Wind	Wasser	BGA (Strom)	BGA (Gas)	PKW	NFZ	LKW	GWP
Einheit	Anzahl	MW	MW	MW	MW	MW	Anzahl	Anzahl	GWh	MW
Achberg	4332	4,3	0,0	0,0	0,4	0,0	8733	631	0	0
Aichstetten	208	8,3	0,0	0,0	0,4	0,0	420	30	13	0
Aitrach	156	11,3	0,0	9,6	0,3	0,0	315	23	0	0
Altmannshofen	47	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	95	7	40	0
Altshausen	1002	7,7	0,0	0,0	0,0	0,0	2020	146	27	0
Amtzell	906	12,0	0,0	0,0	1,1	0,0	1826	132	13	0
Arnach	33	4,2	0,0	0,0	0,4	0,0	67	5	0	0
Aulendorf	2923	13,6	0,0	0,0	0,0	0,0	5893	426	13	0
Baienfurt	16199	10,1	0,0	0,7	0,0	0,0	32656	2359	0	0
Baindt	1983	7,5	0,0	0,0	1,4	0,0	3998	289	0	0
Berg	1253	8,2	0,0	0,0	0,5	0,0	2527	183	0	0
Bergatreute	1219	6,0	0,0	0,3	1,6	0,0	2457	177	0	0
Beuren	106	1,0	0,0	0,0	0,1	0,0	213	15	0	0
Blitzenreute	746	6,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1504	109	0	0
Bloenried	360	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	725	52	0	0
Bodnegg	221	7,3	0,0	0,0	0,1	0,0	446	32	0	0
Boms	2141	9,2	0,0	0,0	0,5	0,0	4317	312	0	0
Christazhofen	347	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	699	50	0	0
Deuchelried	265	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	534	39	0	0
Diepoldshofen	58	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	118	9	0	0
Dietmanns	20	2,5	0,0	0,0	0,4	0,0	40	3	0	0
Ebenweiler	853	2,8	0,0	0,0	0,5	0,0	1720	124	0	0
Ebersbach	1041	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2099	152	0	0
Eglofs	566	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1141	82	0	0
Eichstegen	2550	2,2	0,0	0,0	0,4	0,0	5140	371	0	0
Eintuernen	19	2,4	0,0	0,0	0,1	0,0	38	3	0	0
Eisenharz	545	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1099	79	0	0
Eschach	393	6,8	0,0	0,0	0,6	0,0	792	57	13	0
Esenhausen	38	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	76	5	0	0
Fleischwangen	874	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1762	127	0	0
Friesenhofen	79	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	159	11	0	0
Fronhofen	358	3,3	0,0	0,0	0,3	0,0	722	52	0	0
Gaisbeuren	136	3,8	0,0	0,0	1,4	0,0	274	20	0	0
Gebratzhofen	168	4,7	0,0	0,0	1,1	0,0	339	24	0	0
Gospoldshofen	16	2,0	0,0	0,0	0,6	0,0	32	2	0	0
Goettlishofen	173	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	348	25	0	0
Grossholzleute	179	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	362	26	0	0
Gruenkraut	1466	6,6	0,0	0,0	0,5	0,0	2956	214	0	0
Guggenhausen	236	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	476	34	0	0
Haidgau	25	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	51	4	0	0
Haisterkirch	114	3,2	0,0	0,0	0,6	0,0	230	17	0	0
Hasenweiler	206	2,6	0,0	0,0	0,7	0,0	415	30	0	0
Hauerz	27	3,4	0,0	0,0	0,2	0,0	55	4	0	0
Herlazhofen	240	6,7	0,0	0,0	1,0	0,0	485	35	0	0
Hofs	86	2,4	0,0	0,0	0,2	0,0	173	12	0	0
Hoehreute	13	0,6	0,0	0,0	0,2	0,0	26	2	0	0
Hosskirch	1547	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3119	225	0	0
Huettenreute	352	0,5	0,0	0,0	0,1	0,0	709	51	0	0
Immenried	886	2,4	0,0	0,0	1,4	0,0	1786	129	0	0
Isny	1200	11,9	0,0	0,1	1,4	0,0	2420	175	40	0
Kappel	179	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	361	26	0	0

Karsee	106	0,9	0,0	0,0	0,4	0,0	214	15	0	0
Kisslegg	8560	22,8	0,0	0,3	1,1	0,0	17257	1247	13	0
Koenigseggwald	2179	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	4393	317	13	0
Leupolz	154	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	310	22	0	0
Leutkirch	1103	30,8	0,0	0,1	0,4	0,0	2223	161	40	0
Michelwinnaden	49	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	99	7	0	0
Mittelurbach	100	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	202	15	0	0
Musbach	548	1,6	0,0	0,0	0,4	0,0	1105	80	0	0
Neuravensburg	438	3,9	0,0	0,0	0,5	0,0	884	64	13	0
Neutrauchburg	154	1,5	0,0	0,0	1,1	0,0	310	22	0	0
Niederwangen	245	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	493	36	0	0
Pfrungen	15	0,7	0,0	0,0	0,3	0,0	29	2	0	0
Ratzenried	447	3,2	0,0	0,0	0,7	0,0	900	65	0	0
Ravensburg	1418	24,4	0,0	0,1	0,0	0,0	2858	206	13	0
Reichenhofen	180	5,0	0,0	0,0	0,3	0,0	364	26	0	0
Reute	180	5,1	0,0	0,0	0,0	0,0	362	26	0	0
Riedhausen	108	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	217	16	0	0
Rohrdorf	95	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	191	14	0	0
Schlier	4344	16,3	0,0	0,0	0,5	0,0	8757	633	0	0
Schmalegg	91	1,6	0,0	0,0	1,0	0,0	184	13	0	0
Schomburg	383	3,4	0,0	0,0	0,5	0,0	771	56	0	0
Seibranz	31	3,9	0,0	0,0	1,1	0,0	62	4	0	0
Siggen	74	0,5	0,0	0,0	0,3	0,0	150	11	0	0
Taldorf	190	3,3	0,0	0,0	0,4	0,0	383	28	0	0
Tannhausen	353	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	713	51	0	0
Unterschwarzach	34	4,3	2,6	0,0	0,6	0,0	68	5	0	0
Unterwaldhausen	444	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	896	65	0	0
Vogt	5140	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	10362	749	13	0
Waldburg	2190	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0	4416	319	0	0
Waldsee	901	25,5	0,0	0,0	0,1	0,0	1816	131	13	0
Waltershofen	1334	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	2689	194	0	0
Wangen	2529	22,4	0,0	1,4	0,0	0,0	5099	368	27	0
Weingarten	3226	15,1	0,0	0,2	0,0	0,0	6503	470	27	0
Wilhelmsdorf	54	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	109	8	13	0
Winterstetten	40	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	80	6	0	0
Wolfegg	1023	12,4	0,0	0,1	0,5	0,0	2062	149	0	0
Wolketsweiler	393	5,0	0,0	0,0	1,8	0,0	793	57	0	0
Wolpertswende	1186	6,5	0,0	0,4	0,9	0,0	2391	173	0	0
Wuchzenhofen	192	5,4	0,0	0,0	0,6	0,0	387	28	0	0
Wurzach	132	16,7	0,0	0,0	0,4	0,0	266	19	0	0
Ziegelbach	23	2,9	0,0	0,0	0,7	0,0	47	3	0	0
Zogenweiler	265	3,4	0,0	0,0	0,3	0,0	534	39	0	0
Zollenreute	509	2,4	0,0	0,0	1,8	0,0	1026	74	0	0
Zussdorf	27	1,2	0,0	0,0	0,1	0,0	54	4	0	0

6.4.2 Ist-Zustand (2022) und Szenarien für alle Landkreise

Tabelle 6-5 Summe Inputdaten Sektorkopplungsmodell für LK Biberach

Szenario	Haushalts	PV	Wind	Wasser	BGA (Strom)	BGA (Gas)	PKW	NFZ	LKW	GWP	PtG*
Einheit	Anzahl	MW	MW	MW	MW	MW	Anzahl	Anzahl	GWh	MW	MW
2022	98.800	482	1	40	41	18	133.146	9.892	207	0	0
H2_2025	100.235	939	257	40	7	100	137.069	9.892	206	7	192
H2_2030	102.627	1.700	446	40	7	100	140.340	11.439	193	14	421
H2_2035	105.020	2.461	609	40	7	100	143.611	11.940	157	21	628
H2_2040	107.412	3.222	620	40	7	100	146.882	12.169	126	28	763
H2_2045	107.412	3.983	620	40	7	100	146.882	12.451	108	35	908
Strom_2025	100.235	939	257	40	49	0	137.069	9.892	206	6	245
Strom_2030	102.627	1.700	446	40	49	0	140.340	11.439	193	13	487
Strom_2035	105.020	2.461	609	40	49	0	143.611	11.940	153	20	690
Strom_2040	107.412	3.222	620	40	49	0	146.882	12.169	114	27	811
Strom_2045	107.412	3.983	620	40	49	0	146.882	12.451	95	34	948

*) nur für „Landkreis als Punkt“ relevant

Tabelle 6-6 Summe Inputdaten Sektorkopplungsmodell für LK Sigmaringen

Szenario	Haushalts	PV	Wind	Wasser	BGA (Strom)	BGA (Gas)	PKW	NFZ	LKW	GWP	PtG*
Einheit	Anzahl	MW	MW	MW	MW	MW	Anzahl	Anzahl	GWh	MW	MW
2022	62.626	331	28	2	26	5	86.936	5.589	128	0	0
H2_2025	62.887	706	491	2	9	45	89.164	5.589	128	7	261
H2_2030	63.321	1.330	835	2	9	45	89.779	6.463	120	7	569
H2_2035	63.756	1.954	1.130	2	9	45	90.395	6.746	97	7	846
H2_2040	64.190	2.578	1.151	2	9	45	91.011	6.875	78	7	974
H2_2045	64.190	3.202	1.151	2	9	45	91.011	7.035	67	8	1.101
Strom_2025	62.887	706	491	2	28	0	89.164	5.589	128	5	296
Strom_2030	63.321	1.330	835	2	28	0	89.779	6.463	120	5	606
Strom_2035	63.756	1.954	1.130	2	28	0	90.395	6.746	95	5	880
Strom_2040	64.190	2.578	1.151	2	28	0	91.011	6.875	71	4	1.002
Strom_2045	64.190	3.202	1.151	2	28	0	91.011	7.035	59	5	1.123

*) nur für „Landkreis als Punkt“ relevant

Tabelle 6-7 Summe Inputdaten Sektorkopplungsmodell für Alb-Donau-Kreis

Szenario	Haushalts	PV	Wind	Wasser	BGA (Strom)	BGA (Gas)	PKW	NFZ	LKW	GWP	PtG*
Einheit	Anzahl	MW	MW	MW	MW	MW	Anzahl	Anzahl	GWh	MW	MW
2022	94.549	526	62	4	30	0	130.373	7.921	266	0	0
H2_2025	95.528	953	600	4	8	52	134.412	7.921	265	9	285
H2_2030	97.159	1.664	999	4	8	52	136.707	9.160	249	10	626
H2_2035	98.790	2.375	1.341	4	8	52	139.002	9.561	202	11	926
H2_2040	100.421	3.087	1.365	4	8	52	141.298	9.744	162	12	1.054
H2_2045	100.421	3.798	1.365	4	8	52	141.298	9.970	138	13	1.187
Strom_2025	95.528	953	600	4	30	0	134.412	7.921	265	8	318
Strom_2030	97.159	1.664	999	4	30	0	136.707	9.160	248	8	661
Strom_2035	98.790	2.375	1.341	4	30	0	139.002	9.561	197	9	951
Strom_2040	100.421	3.087	1.365	4	30	0	141.298	9.744	147	9	1.062
Strom_2045	100.421	3.798	1.365	4	30	0	141.298	9.970	123	11	1.182

*) nur für „Landkreis als Punkt“ relevant

Tabelle 6-8 Summe Inputdaten Sektorkopplungsmodell für Kreis Ravensburg

Szenario	Haushalts	PV	Wind	Wasser	BGA (Strom)	BGA (Gas)	PKW	NFZ	LKW	GWP	PtG*
Einheit	Anzahl	MW	MW	MW	MW	MW	Anzahl	Anzahl	GWh	MW	MW
2022	90.278	514	3	13	35	0	181.996	13.149	345	0	0
H2_2025	99.148	1.033	196	13	12	53	202.887	13.149	343	13	172
H2_2030	113.930	1.898	339	13	12	53	233.136	15.205	322	17	382
H2_2035	128.712	2.763	462	13	12	53	263.385	15.871	261	21	576
H2_2040	143.495	3.627	471	13	12	53	293.634	16.175	209	24	718
H2_2045	143.495	4.492	471	13	12	53	293.634	16.550	179	28	880
Strom_2025	99.148	1.033	196	13	35	0	202.887	13.149	343	10	196
Strom_2030	113.930	1.898	339	13	35	0	233.136	15.205	322	14	412
Strom_2035	128.712	2.763	462	13	35	0	263.385	15.871	255	17	603
Strom_2040	143.495	3.627	471	13	35	0	293.634	16.175	190	21	731
Strom_2045	143.495	4.492	471	13	35	0	293.634	16.550	159	25	880

*) nur für „Landkreis als Punkt“ relevant

6.5 Outputdaten im Sektorkopplungsmodell für alle Landkreise

In folgenden Tabellen sind Energieerzeugungen in Farbe grün und Energiebedarfe in blau.

Tabelle 6-9 Strombilanz im Landkreis Biberach (Summe Gemarkungen)

Szenario	Netzbezug aus HS	PV	Wind	Wasser	BGA	Haushalt	GHD, Industrie	E_PKW	E_NFZ	E_LKW	GWP	Sonstige	Netzausgleich zu HS
Einheit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2022	783	423	3	184	363	436	651	4	0	0	0	6	660
H2_2025	810	823	554	184	64	389	697	16	3	1	21	6	1304
H2_2030	760	1490	964	184	64	391	657	45	28	14	48	6	2276
H2_2035	830	2157	1315	184	64	404	698	91	47	44	74	7	3189
H2_2040	929	2823	1340	184	64	442	774	129	52	63	100	7	3777
H2_2045	977	3490	1340	184	64	455	823	146	54	72	127	7	4376
Strom_2025	747	823	554	184	428	392	722	16	3	1	21	6	1578
Strom_2030	725	1490	964	184	428	397	705	48	28	14	47	6	2547
Strom_2035	838	2157	1315	184	428	417	789	99	48	47	73	7	3445
Strom_2040	989	2824	1340	184	428	463	921	142	53	74	99	7	4010
Strom_2045	1065	3491	1340	184	428	486	1005	164	54	84	126	7	4586

Tabelle 6-10 Methanbilanz im Landkreis Biberach (Summe Gemarkungen)

Szenario	Netzbezug	BGA	Haushalt	GHD, Industrie	NGV_PKW	LNG_NFZ	LNG_LKW	Kessel Wärmenetz	Netzeinspeisung
Einheit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2022	1557	156	445	1037	5	0	0	75	151
H2_2025	1565	874	706	1037	8	0	4	124	560
H2_2030	1410	874	571	968	11	0	29	124	581
H2_2035	936	874	389	636	8	0	29	124	624
H2_2040	343	874	135	231	4	0	8	121	718
H2_2045	42	874	0	0	1	0	1	119	795
Strom_2025	1757	0	683	1002	8	0	5	59	0
Strom_2030	1570	0	559	913	10	0	29	59	0
Strom_2035	1024	0	366	566	7	0	25	59	0
Strom_2040	412	0	124	223	4	0	6	55	0
Strom_2045	53	0	0	0	1	0	1	50	0

Tabelle 6-11 Wasserstoffbilanz im Landkreis Biberach (Summe Gemarkungen)

Szenario	Netzbezug	Haushalt	GHD, Industrie	FCEV_PKW	FCEV_NFZ	FCEV_LKW	Netzeinspeisung
Einheit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2022	0	0	0	0	0	0	0
H2_2025	0	0	0	0	0	0	0
H2_2030	1	0	0	1	0	0	0
H2_2035	191	37	137	9	0	9	0
H2_2040	461	90	316	18	1	36	0
H2_2045	578	112	402	31	1	32	0
Strom_2025	0	0	0	0	0	0	0
Strom_2030	0	0	0	0	0	0	0
Strom_2035	80	0	80	0	0	0	0
Strom_2040	122	0	122	0	0	0	0
Strom_2045	179	0	178	0	0	0	0

Tabelle 6-12 Wärmebilanz im Landkreis Biberach (Summe Gemarkungen)

Szenario	Kessel	Abwärme BGA	GWP	Abwärme Industrie	Haushalt	GHD, Industrie	Überschuss
Einheit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2022	71	335	0	0	60	87	260
H2_2025	118	49	54	1	70	117	35
H2_2030	118	49	121	2	87	169	35
H2_2035	118	49	188	3	104	220	35
H2_2040	115	49	255	4	120	268	35
H2_2045	113	49	323	5	137	317	35
Strom_2025	56	401	53	1	70	117	323
Strom_2030	56	401	119	2	87	169	323
Strom_2035	56	401	186	3	104	219	322
Strom_2040	52	401	253	4	120	266	323
Strom_2045	48	401	320	5	137	312	323

Tabelle 6-13 Strombilanz im Landkreis Alb-Donau (Summe Gemarkungen)

Szenario	Netzbezug aus HS	PV	Wind	Wasser	BGA	Haushalt	GHD, Industrie	E_PKW	E_NFZ	E_LKW	GWP	Sonstige	Netzausgleich zu HS
Einheit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2022	805	461	134	36	265	430	818	5	0	0	0	6	444
H2_2025	695	835	1295	36	66	379	876	15	3	1	27	6	1622
H2_2030	624	1458	2157	36	66	382	834	44	22	18	29	6	3009
H2_2035	655	2081	2896	36	66	398	861	88	38	56	31	6	4260
H2_2040	731	2705	2949	36	66	442	934	124	42	81	33	6	4828
H2_2045	774	3329	2949	36	66	462	991	141	43	92	36	6	5385
Strom_2025	644	835	1295	36	265	382	894	16	3	1	23	6	1752
Strom_2030	596	1458	2157	36	265	389	870	47	23	19	25	6	3137
Strom_2035	664	2082	2896	36	265	412	937	96	38	60	25	6	4370
Strom_2040	793	2705	2949	36	265	465	1072	136	42	96	26	6	4907
Strom_2045	872	3329	2949	36	265	496	1177	157	44	107	28	6	5437

Tabelle 6-14 Methanbilanz im Landkreis Alb-Donau (Summe Gemarkungen)

Szenario	Netzbezug	BGA	Haushalt	GHD, Industrie	NGV_PKW	LNG_NFZ	LNG_LKW	Kessel Wärmenetz	Netzeinspeisung
Einheit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2022	1361	0	509	809	6	0	0	38	0
H2_2025	1389	454	765	777	8	0	5	40	249
H2_2030	1274	454	624	758	10	0	37	39	260
H2_2035	877	454	429	530	8	0	37	39	288
H2_2040	315	454	151	208	4	0	10	38	358
H2_2045	24	454	0	0	1	0	1	38	438
Strom_2025	1531	0	740	751	8	0	7	25	0
Strom_2030	1397	0	610	715	10	0	38	25	0
Strom_2035	944	0	404	475	7	0	32	24	0
Strom_2040	378	0	138	205	4	0	8	23	0
Strom_2045	25	0	0	0	1	0	1	23	0

Tabelle 6-15 Wasserstoffbilanz im Landkreis Alb-Donau (Summe Gemarkungen)

Szenario	Netzbezug	Haushalt	GHD, Industrie	FCEV_PKW	FCEV_NFZ	FCEV_LKW	Netzeinspeisung
Einheit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2022	0	0	0	0	0	0	0
H2_2025	0	0	0	0	0	0	0
H2_2030	1	0	0	1	0	0	0
H2_2035	173	39	114	8	0	11	0
H2_2040	449	98	286	18	1	46	0
H2_2045	591	124	395	29	1	42	0
Strom_2025	0	0	0	0	0	0	0
Strom_2030	0	0	0	0	0	0	0
Strom_2035	67	0	66	0	0	0	0
Strom_2040	111	0	111	0	0	0	0
Strom_2045	177	0	177	0	0	0	0

Tabelle 6-16 Wärmebilanz im Landkreis Alb-Donau (Summe Gemarkungen)

Szenario	Kessel	Abwärme BGA	GWP	Abwärme Industrie	Haushalt	GHD, Industrie	Überschuss
Einheit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2022	36	243	0	0	35	31	213
H2_2025	38	51	68	1	41	73	43
H2_2030	38	51	74	2	51	70	44
H2_2035	37	51	79	3	60	66	44
H2_2040	36	51	83	3	70	60	45
H2_2045	36	51	90	4	80	57	45
Strom_2025	24	243	58	1	41	72	212
Strom_2030	23	243	62	2	51	70	210
Strom_2035	23	243	64	3	60	63	209
Strom_2040	22	243	65	3	70	55	209
Strom_2045	22	243	71	4	80	52	209

Tabelle 6-17 Strombilanz im Landkreis Sigmaringen (Summe Gemarkungen)

Szenario	Netzbezug aus HS	PV	Wind	Wasser	BGA	Haushalt	GHD, Industrie	E_PKW	E_NFZ	E_LKW	GWP	Sonstige	Netzausgleich zu HS
Einheit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2022	521	290	60	20	225	286	509	2	0	0	0	4	317
H2_2025	487	618	1061	20	77	255	528	10	2	1	19	4	1446
H2_2030	444	1165	1804	20	77	256	505	29	16	9	19	4	2675
H2_2035	447	1712	2441	20	77	266	502	57	27	27	19	4	3797
H2_2040	469	2259	2487	20	77	296	518	80	30	39	19	4	4327
H2_2045	471	2806	2487	20	77	311	528	91	31	45	20	4	4834
Strom_2025	407	618	1061	20	243	257	532	11	2	1	11	4	1534
Strom_2030	373	1165	1804	20	243	261	513	31	16	9	11	4	2763
Strom_2035	386	1712	2441	20	243	276	519	62	27	29	11	4	3877
Strom_2040	422	2259	2487	20	243	312	549	88	30	46	10	4	4395
Strom_2045	437	2806	2487	20	243	335	571	101	31	52	10	4	4891

Tabelle 6-18 Methanbilanz im Landkreis Sigmaringen (Summe Gemarkungen)

Szenario	Netzbezug	BGA	Haushalt	GHD, Industrie	NGV_PKW	LNG_NFZ	LNG_LKW	Kessel Wärmenetz	Netzeinspeisung
Einheit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2022	577	43	334	215	4	0	0	36	30
H2_2025	597	397	526	205	5	0	2	41	214
H2_2030	515	397	430	193	7	0	18	41	225
H2_2035	351	397	296	134	5	0	18	40	255
H2_2040	134	397	105	52	3	0	5	38	328
H2_2045	20	397	0	0	1	0	0	37	378
Strom_2025	738	0	509	198	5	0	3	23	0
Strom_2030	651	0	420	183	6	0	18	22	0
Strom_2035	443	0	279	121	5	0	16	22	0
Strom_2040	173	0	96	51	3	0	4	20	0
Strom_2045	21	0	0	0	1	0	0	19	0

Tabelle 6-19 Wasserstoffbilanz im Landkreis Sigmaringen (Summe Gemarkungen)

Szenario	Netzbezug	Haushalt	GHD, Industrie	FCEV_PKW	FCEV_NFZ	FCEV_LKW	Netzeinspeisung
Einheit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2022	0	0	0	0	0	0	0
H2_2025	0	0	0	0	0	0	0
H2_2030	0	0	0	0	0	0	0
H2_2035	65	28	26	5	0	5	0
H2_2040	169	69	65	11	1	22	0
H2_2045	218	88	90	19	1	20	0
Strom_2025	0	0	0	0	0	0	0
Strom_2030	0	0	0	0	0	0	0
Strom_2035	14	0	14	0	0	0	0
Strom_2040	23	0	23	0	0	0	0
Strom_2045	37	0	37	0	0	0	0

Tabelle 6-20 Wärmebilanz im Landkreis Sigmaringen (Summe Gemarkungen)

Szenario	Kessel	Abwärme BGA	GWP	Abwärme Industrie	Haushalt	GHD, Industrie	Überschuss
Einheit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2022	34	198	0	0	48	25	159
H2_2025	39	67	47	0	50	47	57
H2_2030	39	67	48	1	54	44	57
H2_2035	38	67	49	1	58	40	57
H2_2040	36	67	49	1	62	35	57
H2_2045	35	67	51	2	66	32	58
Strom_2025	21	216	28	0	50	46	170
Strom_2030	21	216	28	1	54	44	169
Strom_2035	21	216	27	1	58	39	168
Strom_2040	19	216	26	1	62	31	169
Strom_2045	18	216	26	2	66	28	168

Tabelle 6-21 Strombilanz im Landkreis Ravensburg (Summe Gemarkungen)

Szenario	Netzbezug aus HS	PV	Wind	Wasser	BGA	Haushalt	GHD, Industrie	E_PKW	E_NFZ	E_LKW	GWP	Sonstige	Netzausgleich zu HS
Einheit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2022	591	450	6	79	308	411	664	6	0	0	0	6	351
H2_2025	608	905	423	79	105	419	687	23	4	2	30	6	952
H2_2030	624	1663	732	79	105	462	685	74	37	24	38	7	1879
H2_2035	723	2421	998	79	105	517	720	166	63	73	47	8	2737
H2_2040	882	3179	1017	79	105	601	819	259	70	105	56	9	3347
H2_2045	947	3937	1017	79	105	622	898	292	72	120	65	9	4012
Strom_2025	515	905	423	79	308	424	692	24	4	2	24	6	1056
Strom_2030	543	1663	732	79	308	471	695	80	37	24	32	7	1983
Strom_2035	662	2421	998	79	308	535	743	181	63	78	40	8	2823
Strom_2040	856	3179	1017	79	308	630	878	283	70	124	48	9	3400
Strom_2045	967	3937	1017	79	308	665	1017	327	72	139	57	9	4026

Tabelle 6-22 Methanbilanz im Landkreis Ravensburg (Summe Gemarkungen)

Szenario	Netzbezug	BGA	Haushalt	GHD, Industrie	NGV_PKW	LNG_NFZ	LNG_LKW	Kessel Wärmenetz	Netzeinspeisung
Einheit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2022	2061	0	994	977	7	0	0	82	0
H2_2025	1858	462	1006	1066	12	0	6	66	163
H2_2030	1552	462	814	888	18	0	48	66	180
H2_2035	1071	462	555	631	15	0	48	66	217
H2_2040	382	462	193	246	9	0	13	66	317
H2_2045	34	462	0	0	3	0	1	66	425
Strom_2025	2058	0	973	1033	12	0	9	31	0
Strom_2030	1763	0	797	870	17	0	49	31	0
Strom_2035	1211	0	523	601	14	0	42	32	0
Strom_2040	464	0	177	238	8	0	10	31	0
Strom_2045	34	0	0	0	3	0	1	31	0

Tabelle 6-23 Wasserstoffbilanz im Landkreis Ravensburg (Summe Gemarkungen)

Szenario	Netzbezug	Haushalt	GHD, Industrie	FCEV_PKW	FCEV_NFZ	FCEV_LKW	Netzeinspeisung
Einheit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2022	0	0	0	0	0	0	0
H2_2025	0	0	0	0	0	0	0
H2_2030	1	0	0	1	0	0	0
H2_2035	139	51	58	16	0	14	0
H2_2040	381	125	159	37	1	60	0
H2_2045	496	157	223	61	1	54	0
Strom_2025	0	0	0	0	0	0	0
Strom_2030	0	0	0	0	0	0	0
Strom_2035	0	0	0	0	0	0	0
Strom_2040	1	0	0	0	0	1	0
Strom_2045	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 6-24 Wärmebilanz im Landkreis Ravensburg (Summe Gemarkungen)

Szenario	Kessel	Abwärme BGA	GWP	Abwärme Industrie	Haushalt	GHD, Industrie	Überschuss
Einheit	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2022	78	280	0	0	90	65	202
H2_2025	63	95	75	0	104	65	64
H2_2030	63	95	98	0	126	65	64
H2_2035	63	95	120	0	149	65	63
H2_2040	63	95	142	0	171	65	63
H2_2045	63	95	164	0	194	65	63
Strom_2025	30	280	60	0	104	65	201
Strom_2030	30	280	81	0	126	65	199
Strom_2035	30	280	102	0	149	65	198
Strom_2040	30	280	123	0	171	65	196
Strom_2045	29	280	144	0	194	64	195

6.6 Energiebilanzen der Landkreise Sigmaringen, Alb-Donau Kreis und Ravensburg

Ergänzend sind nachfolgend die Bilanzen für die Landkreise Alb-Donau Kreis, Sigmaringen und Ravensburg in den drei Szenarien H₂, Strom und H₂ (reduzierter Ausbau) für das Jahr 2045 aufgeführt.

Alb-Donau-Kreis

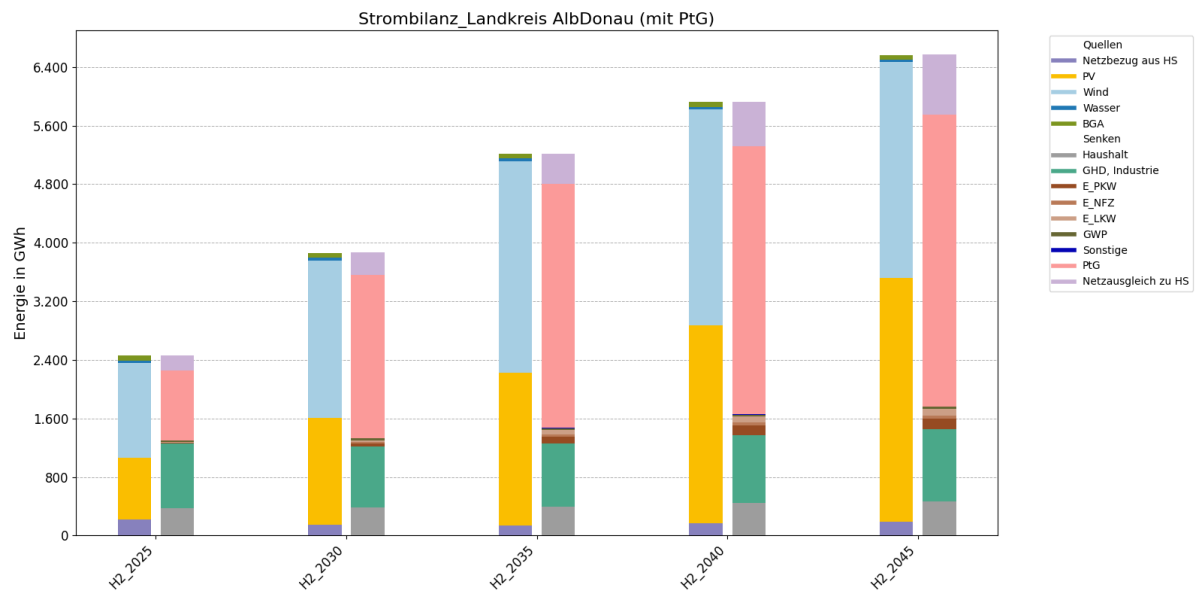


Abbildung 6-1 Entwicklung der Strombilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Alb-Donau.

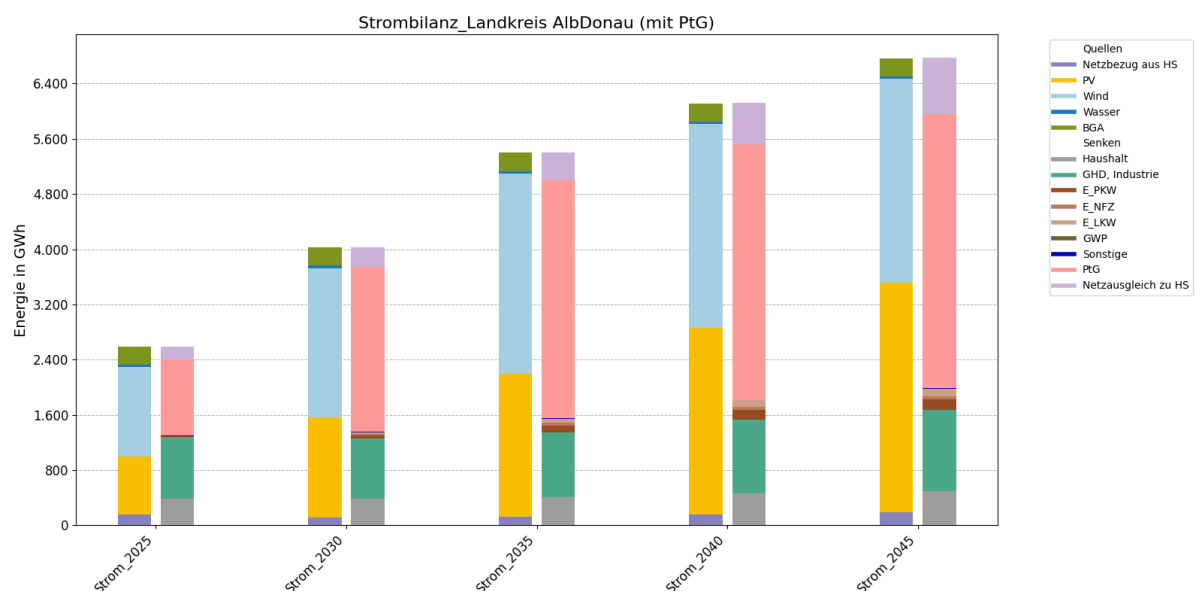


Abbildung 6-2 Entwicklung der Strombilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Alb-Donau.

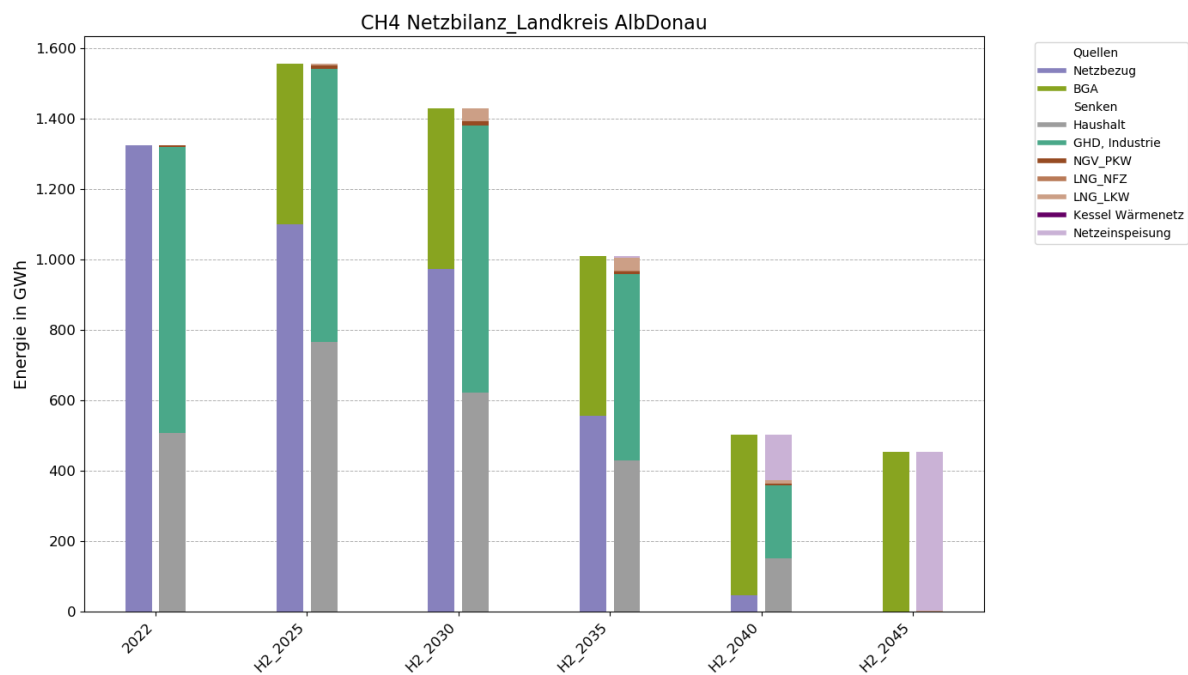


Abbildung 6-3 Entwicklung der Methanbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Alb-Donau.

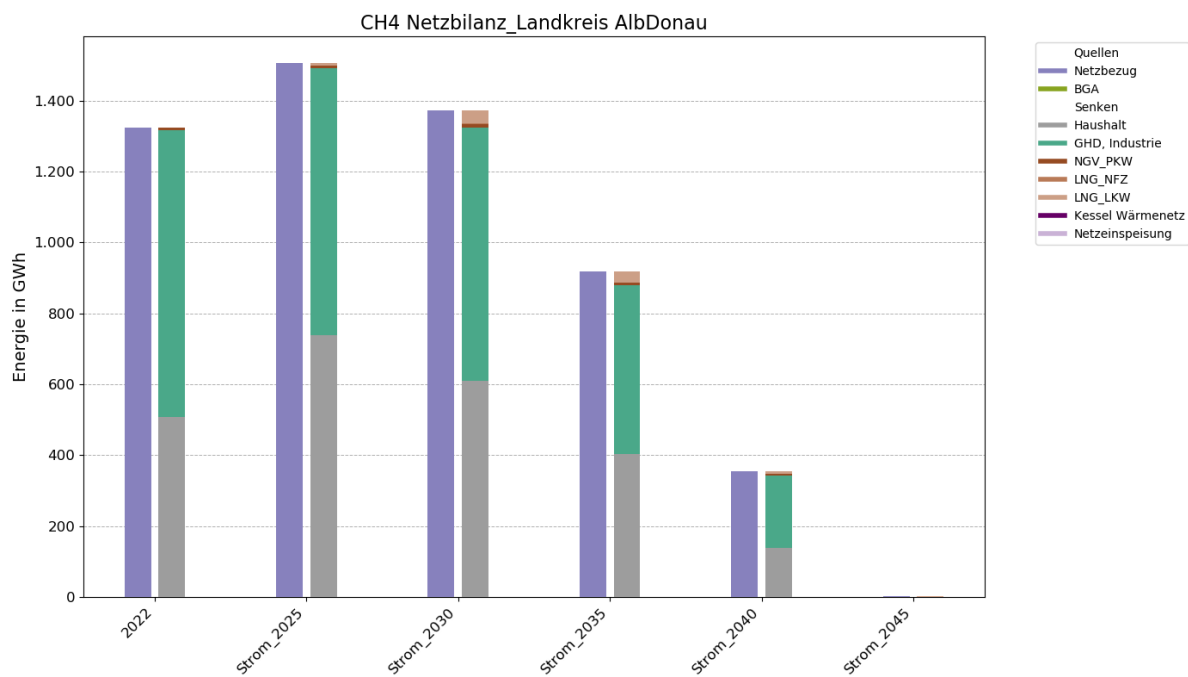


Abbildung 6-4 Entwicklung der Methanbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Alb-Donau.

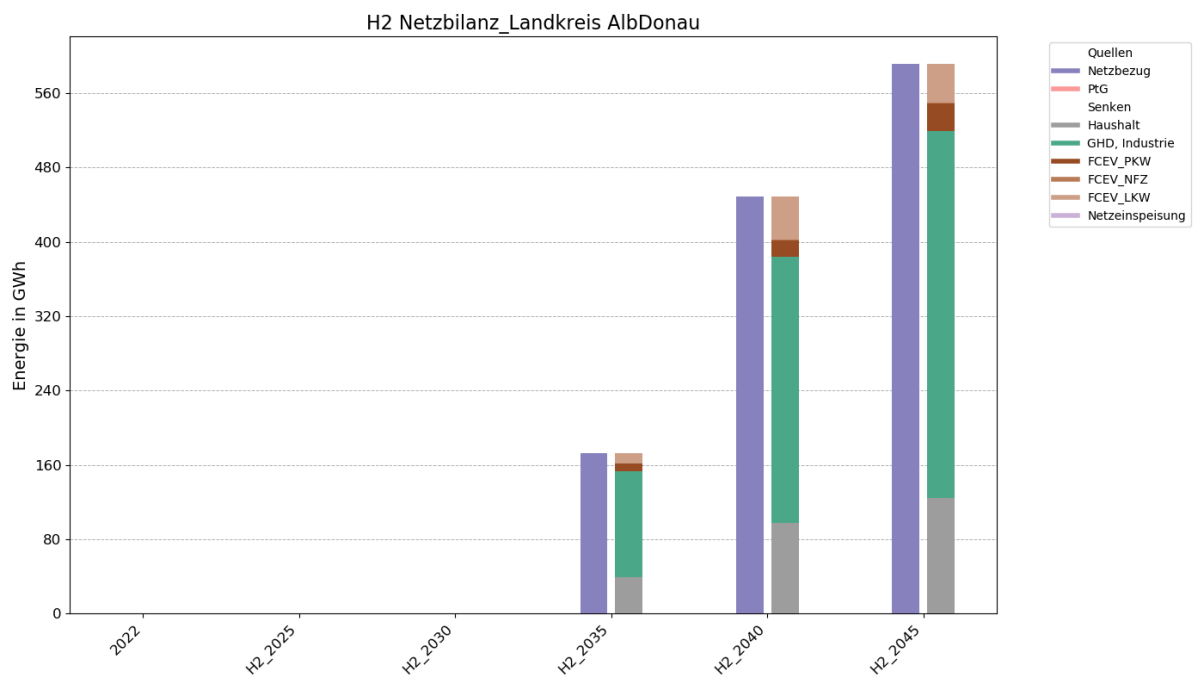


Abbildung 6-5 Entwicklung der Wasserstoffbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Alb-Donau

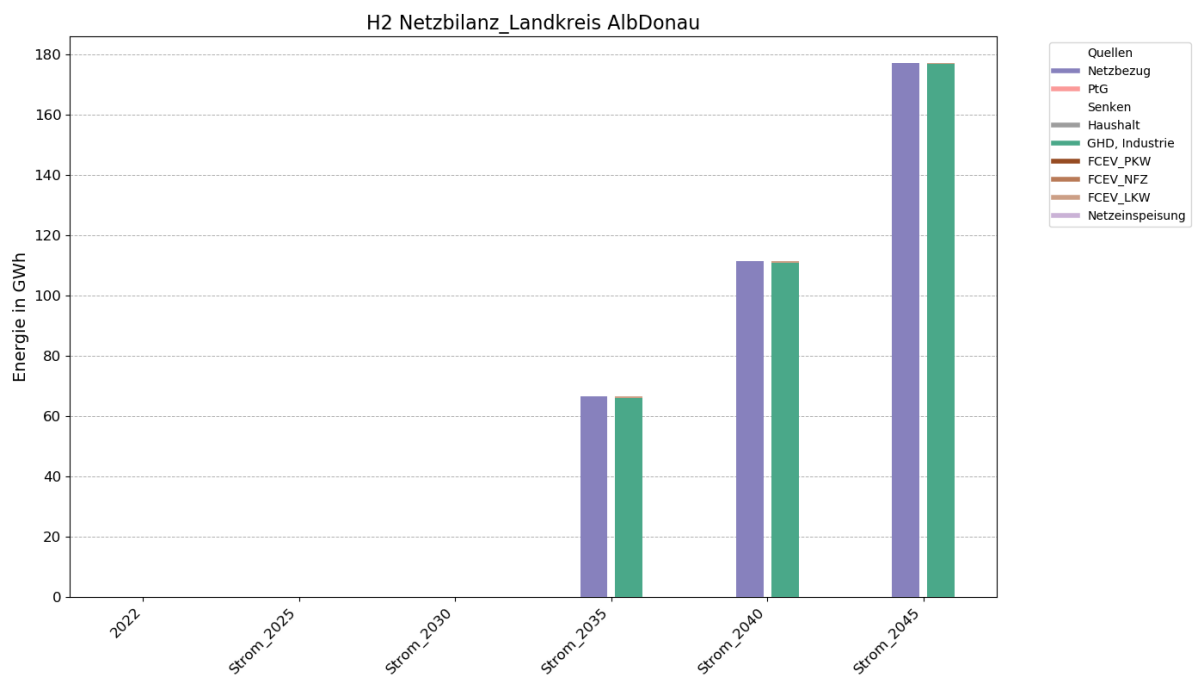


Abbildung 6-6 Entwicklung der Wasserstoffbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Alb-Donau

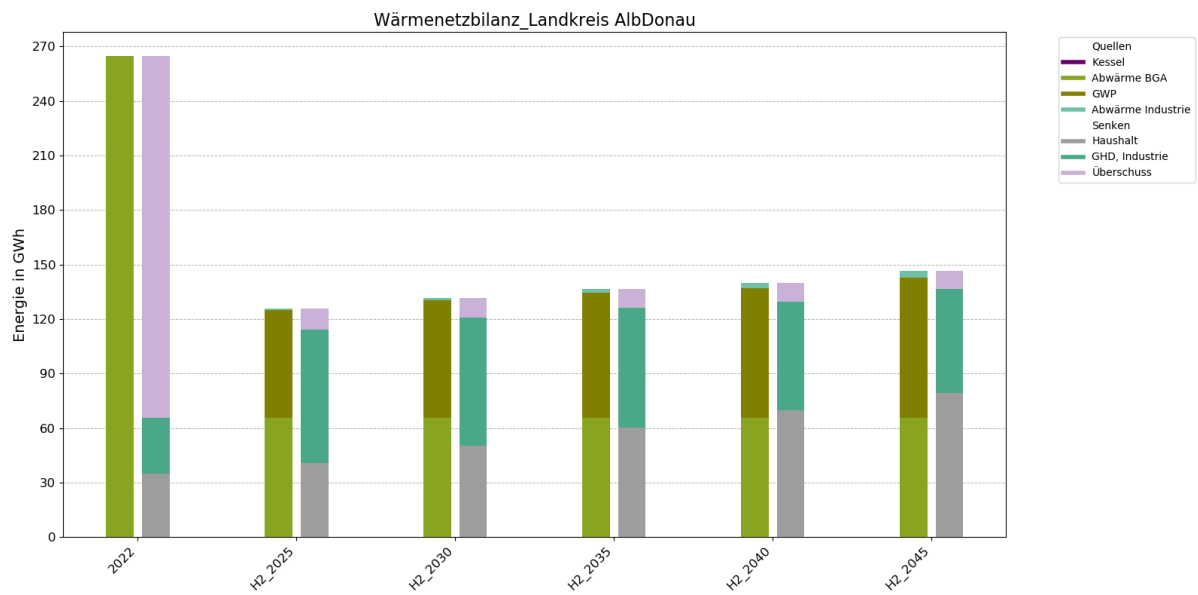


Abbildung 6-7 Entwicklung der Wärmebilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Alb-Donau

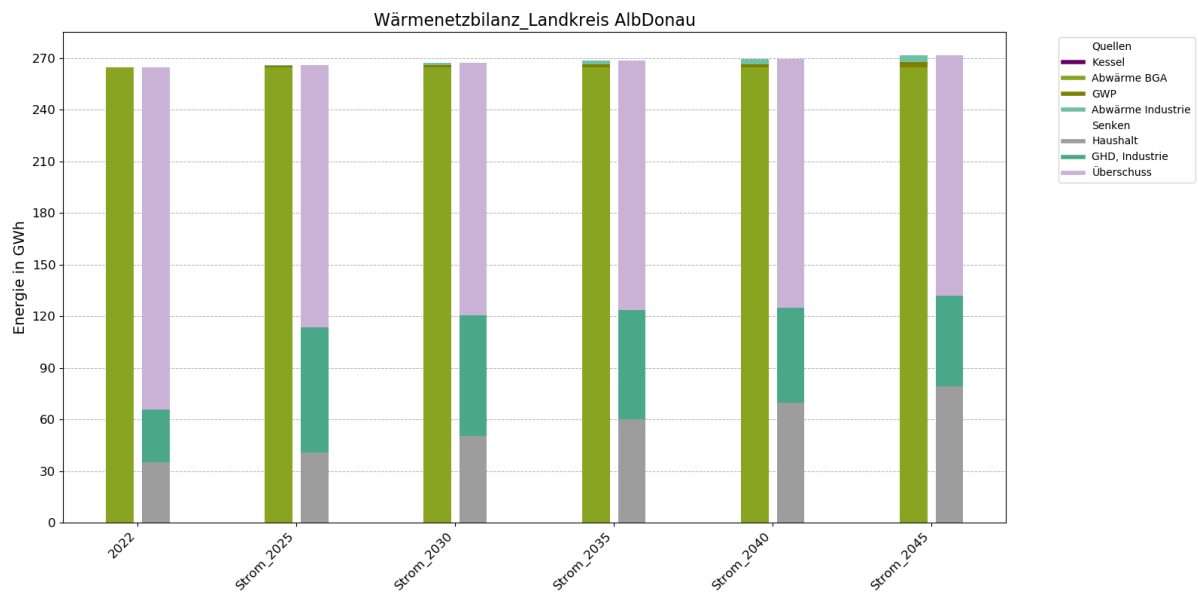


Abbildung 6-8 Entwicklung der Wärmebilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Alb-Donau

Reduzierter Ausbau Alb-Donau Kreis

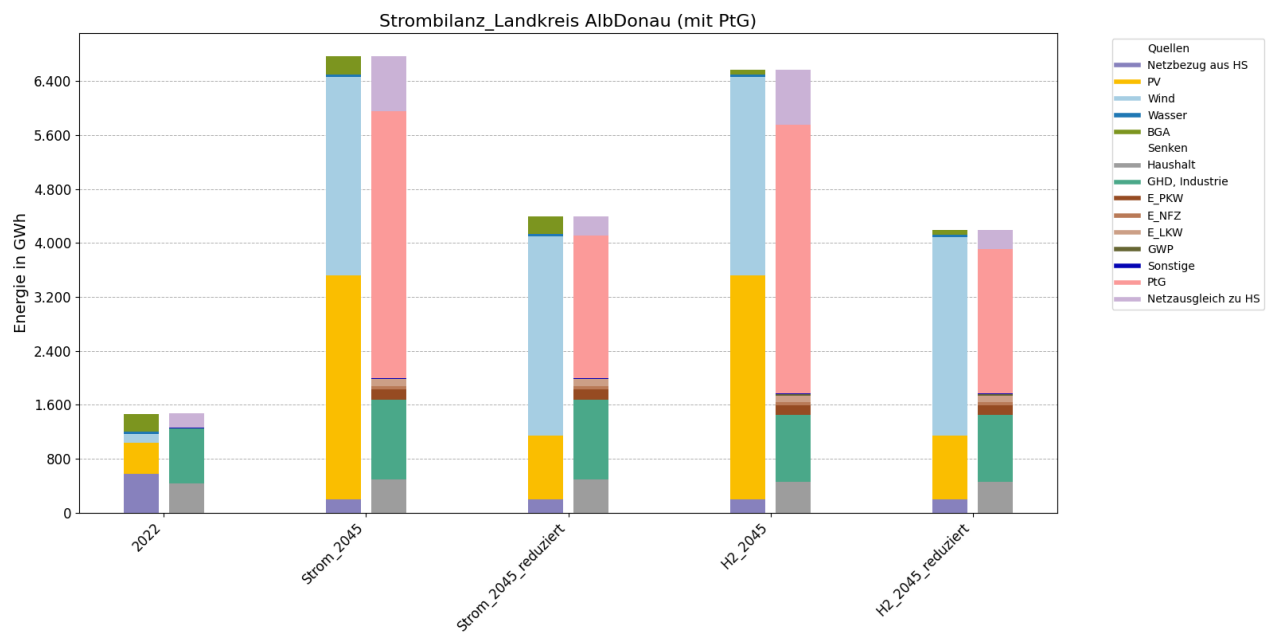


Abbildung 6-9 Strombilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Alb-Donau im Vergleich zum reduzierten Ausbau von PV.

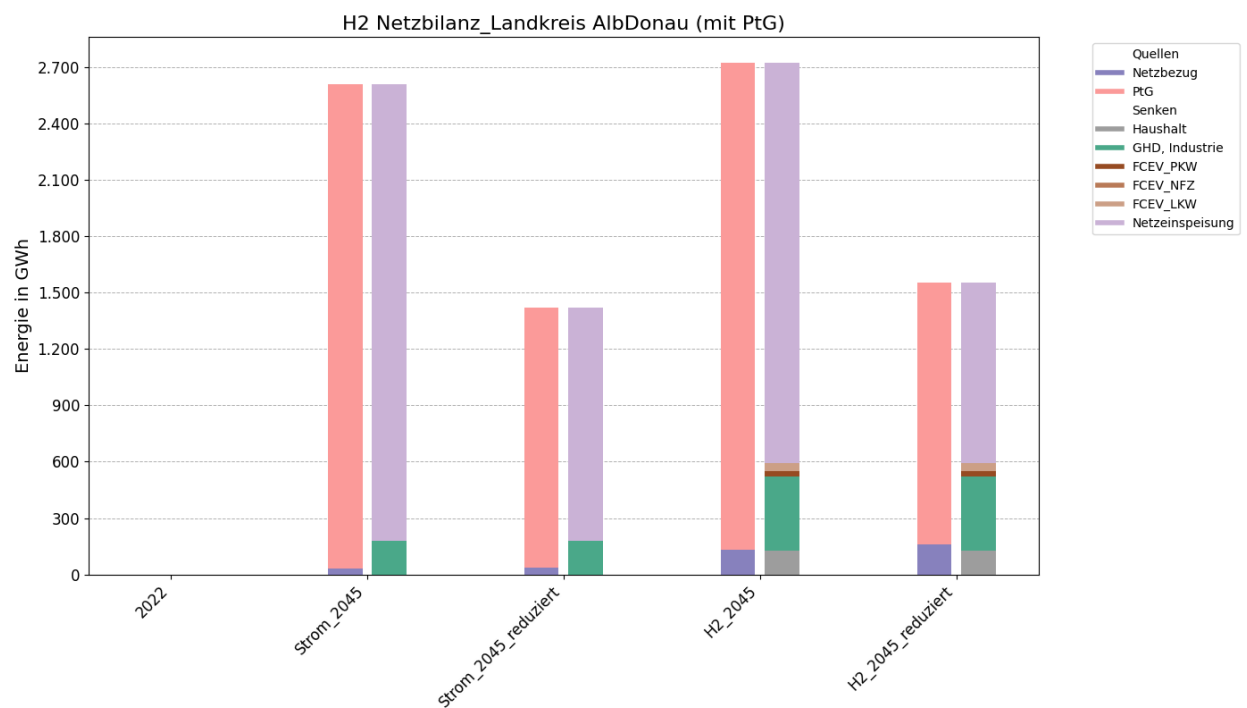


Abbildung 6-10 Wasserstoffbilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Alb-Donau im Vergleich zum reduzierten Ausbau von PV.

Sigmaringen

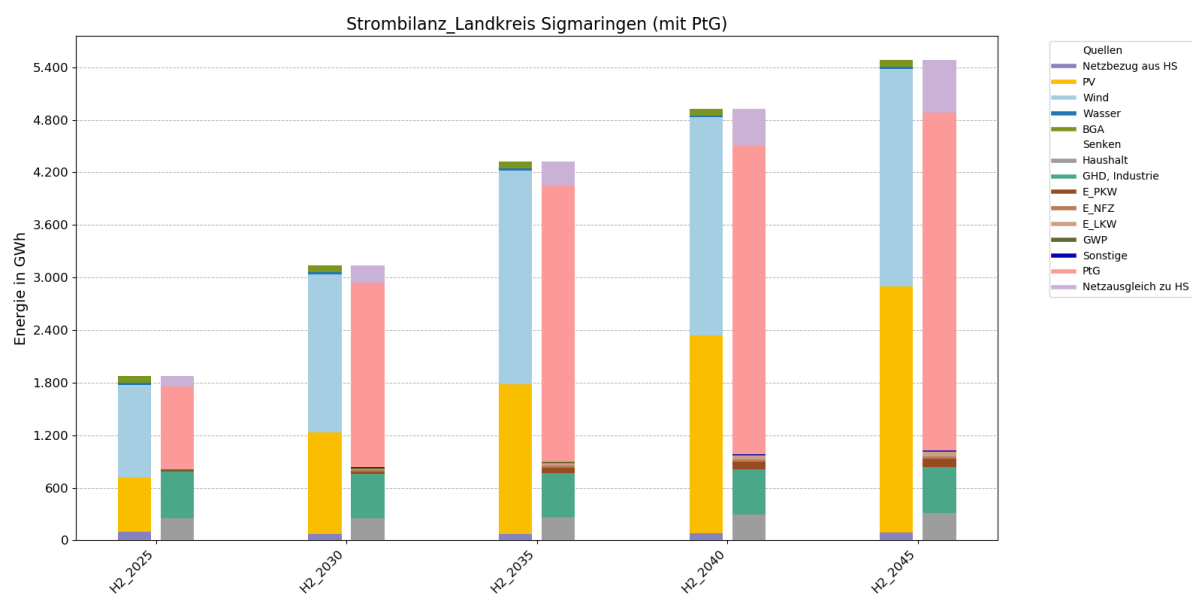


Abbildung 6-11 Entwicklung der Strombilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Sigmaringen.

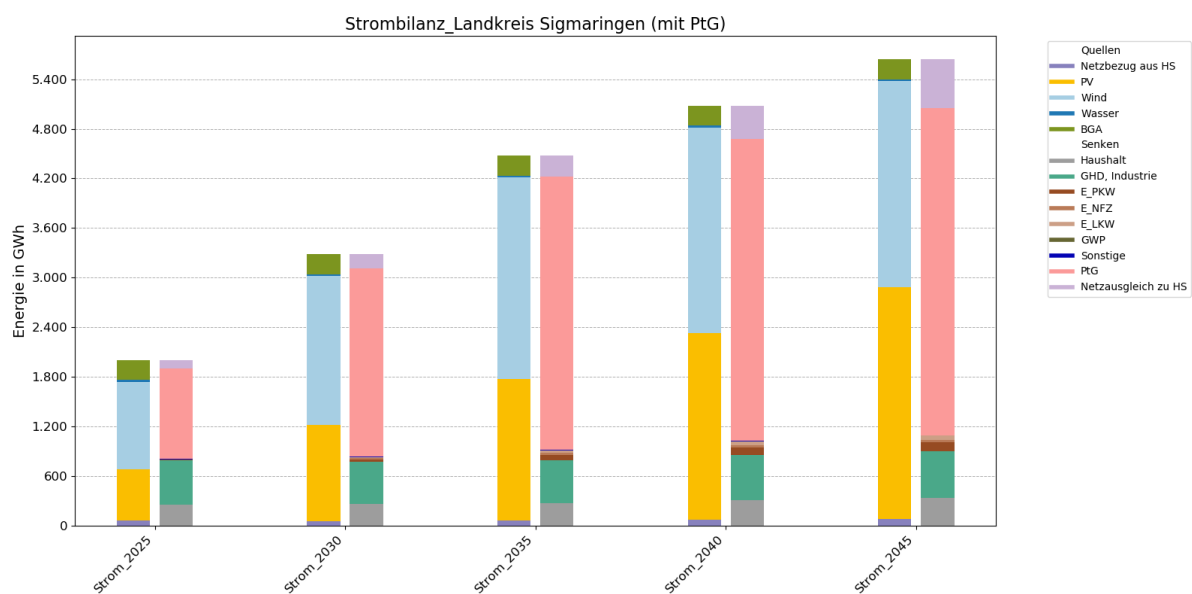


Abbildung 6-12 Entwicklung der Strombilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Sigmaringen.

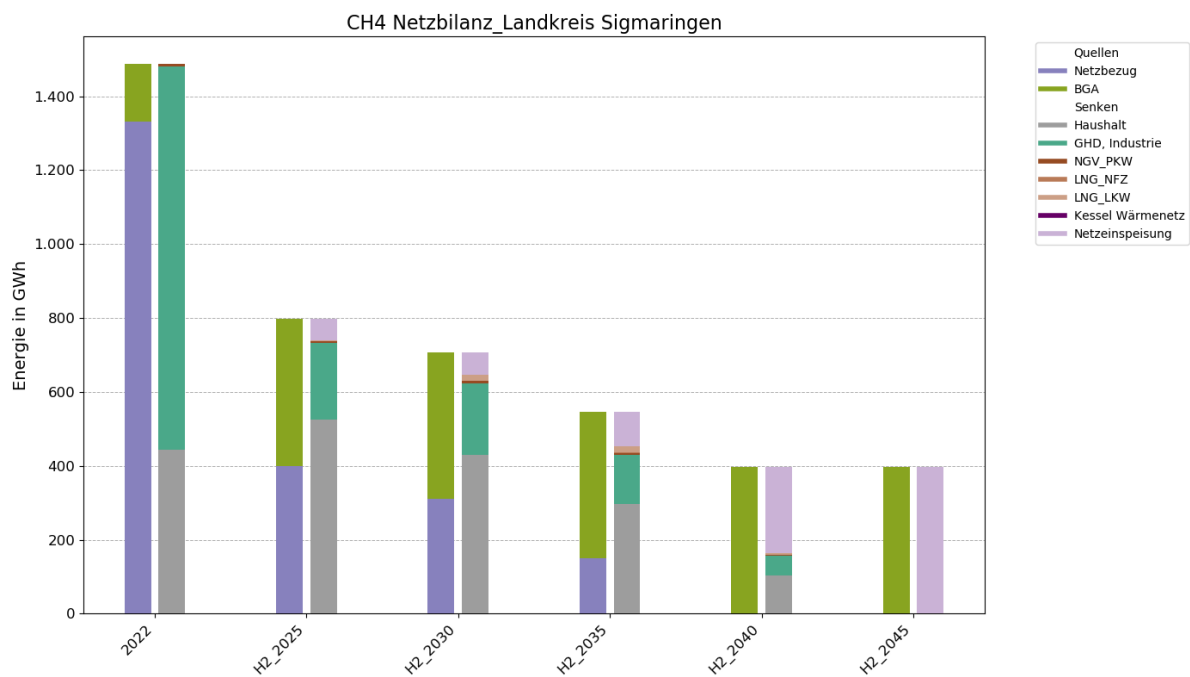


Abbildung 6-13 Entwicklung der Methanbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Sigmaringen.

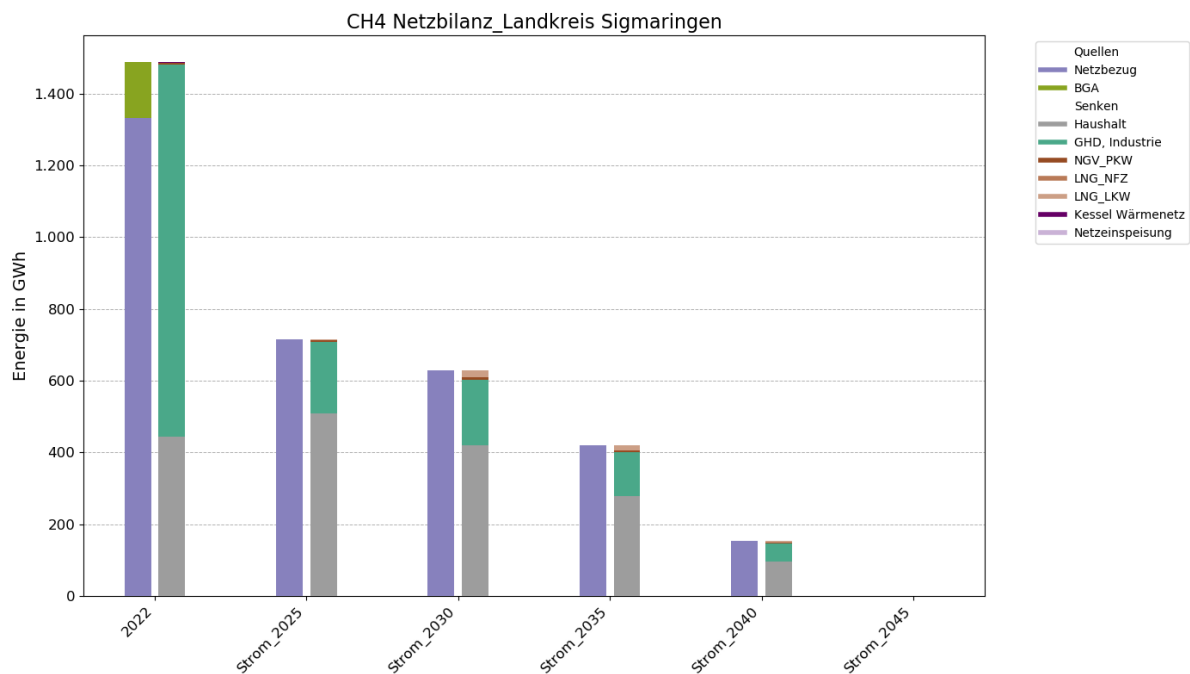


Abbildung 6-14 Entwicklung der Methanbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Sigmaringen.

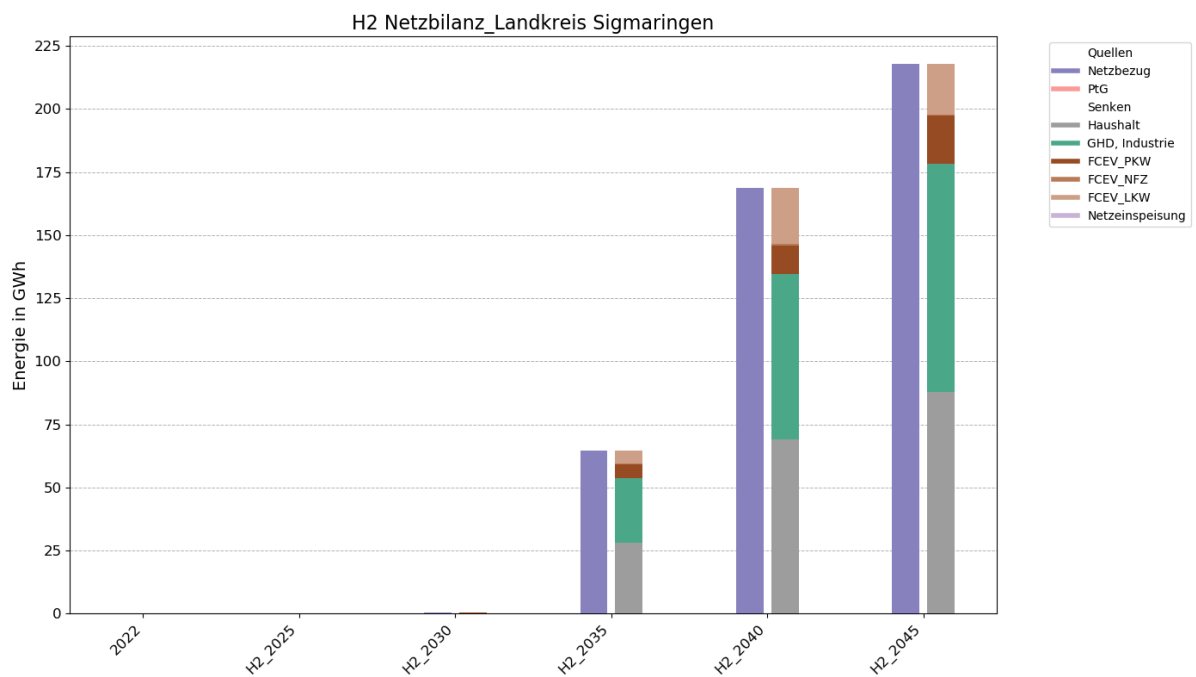


Abbildung 6-15 Entwicklung der Wasserstoffbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Sigmaringen.

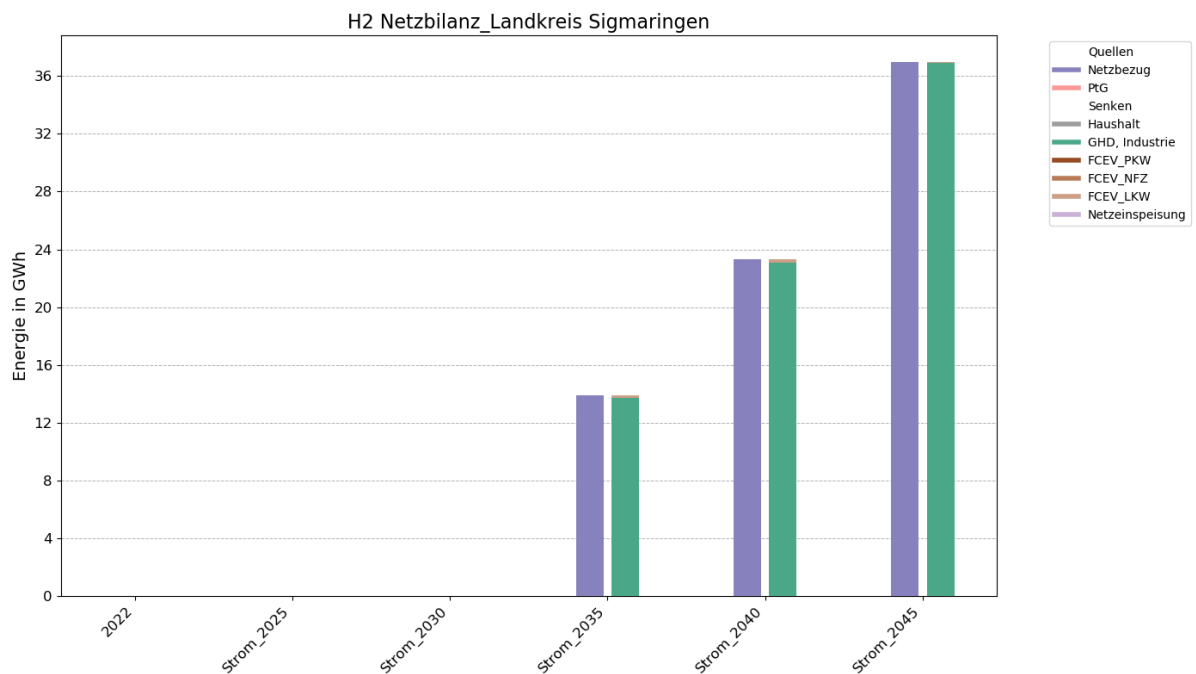


Abbildung 6-16 Entwicklung der Wasserstoffbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Sigmaringen.

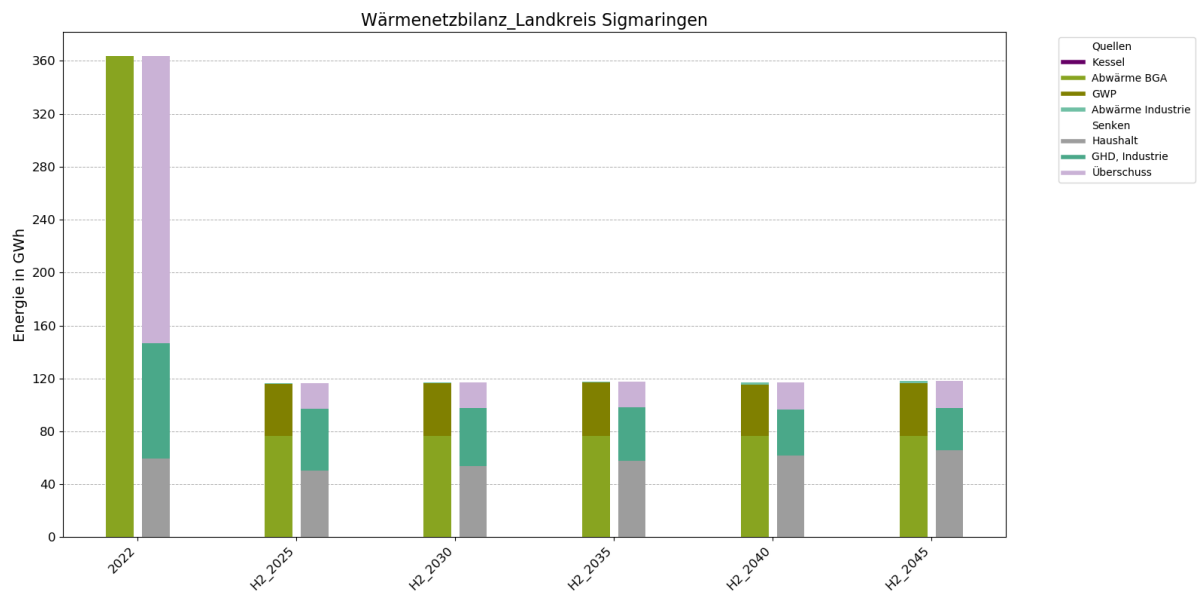


Abbildung 6-17 Entwicklung der Wärmebilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Sigmaringen.



Abbildung 6-18 Entwicklung der Wärmebilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Sigmaringen.

Reduzierter Ausbau Sigmaringen Kreis

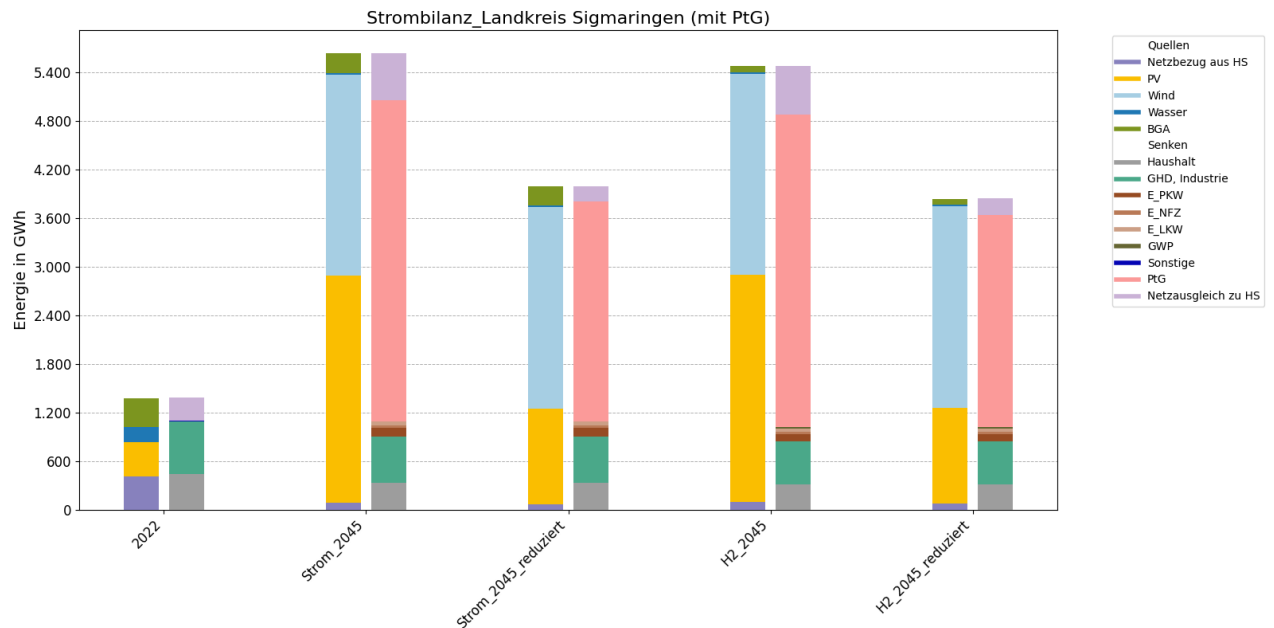


Abbildung 6-19 Strombilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Sigmaringen im Vergleich zum reduzierten Ausbau von PV.

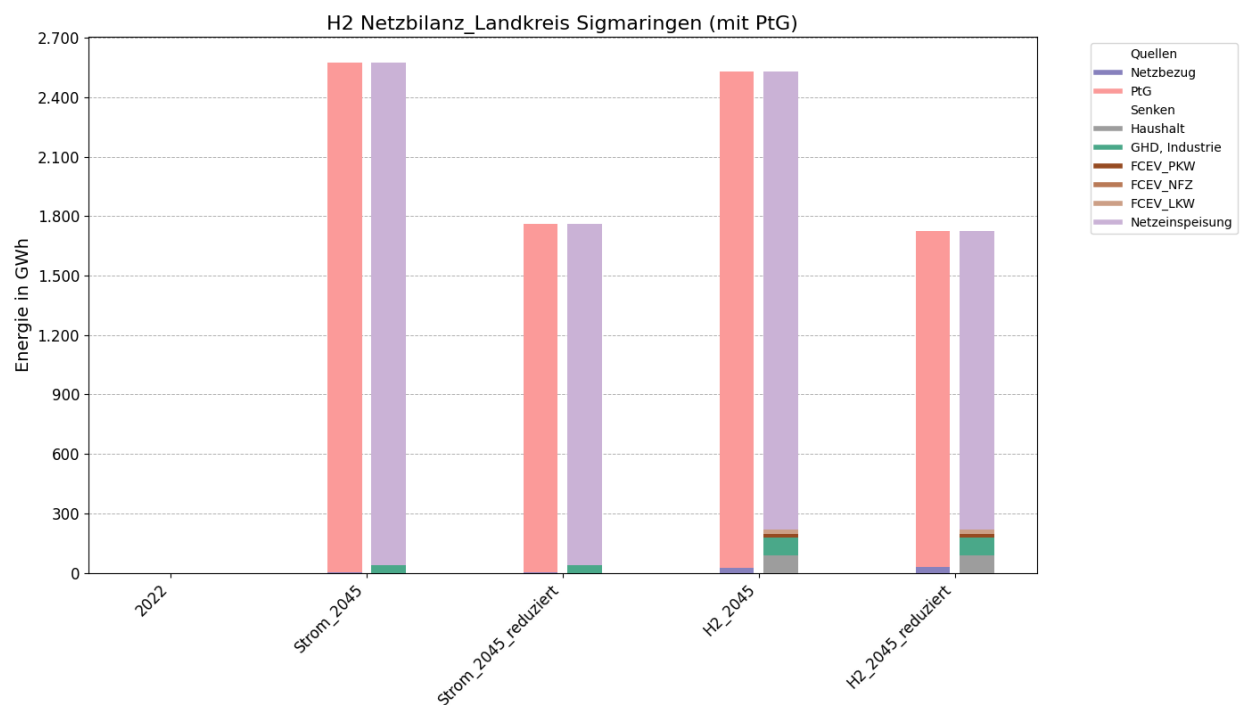


Abbildung 6-20 Wasserstoffbilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Sigmaringen im Vergleich zum reduzierten Ausbau von PV.

Ravensburg

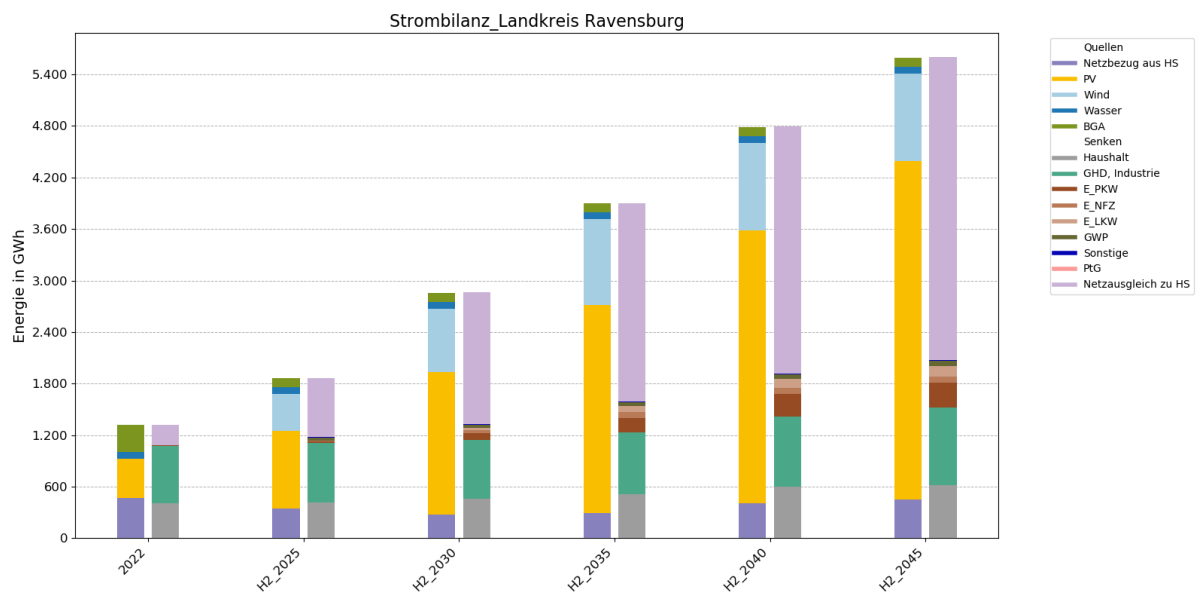


Abbildung 6-21 Entwicklung der Strombilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Ravensburg.

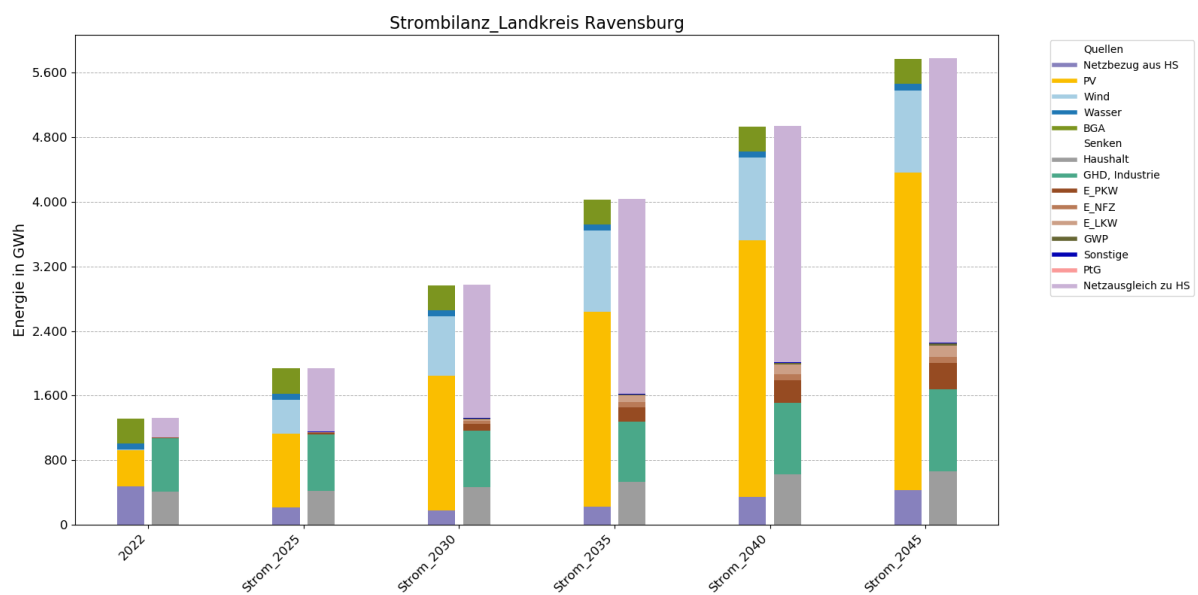


Abbildung 6-22 Entwicklung der Strombilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Ravensburg.

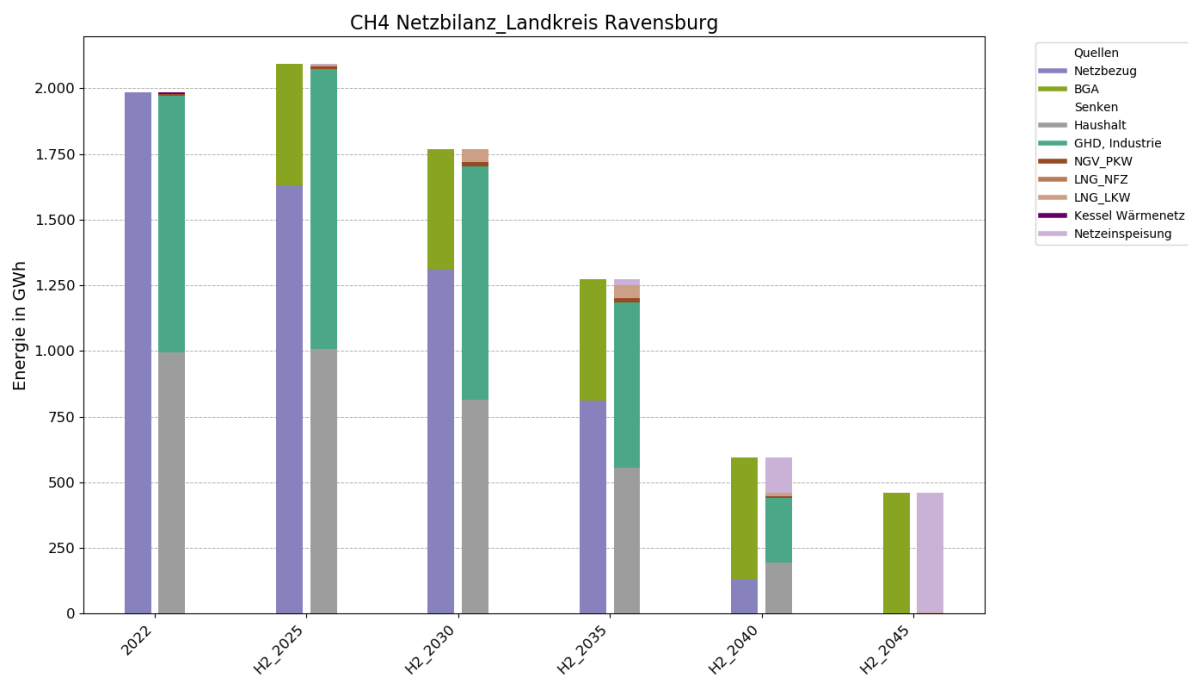


Abbildung 6-23 Entwicklung der Methanbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Ravensburg.

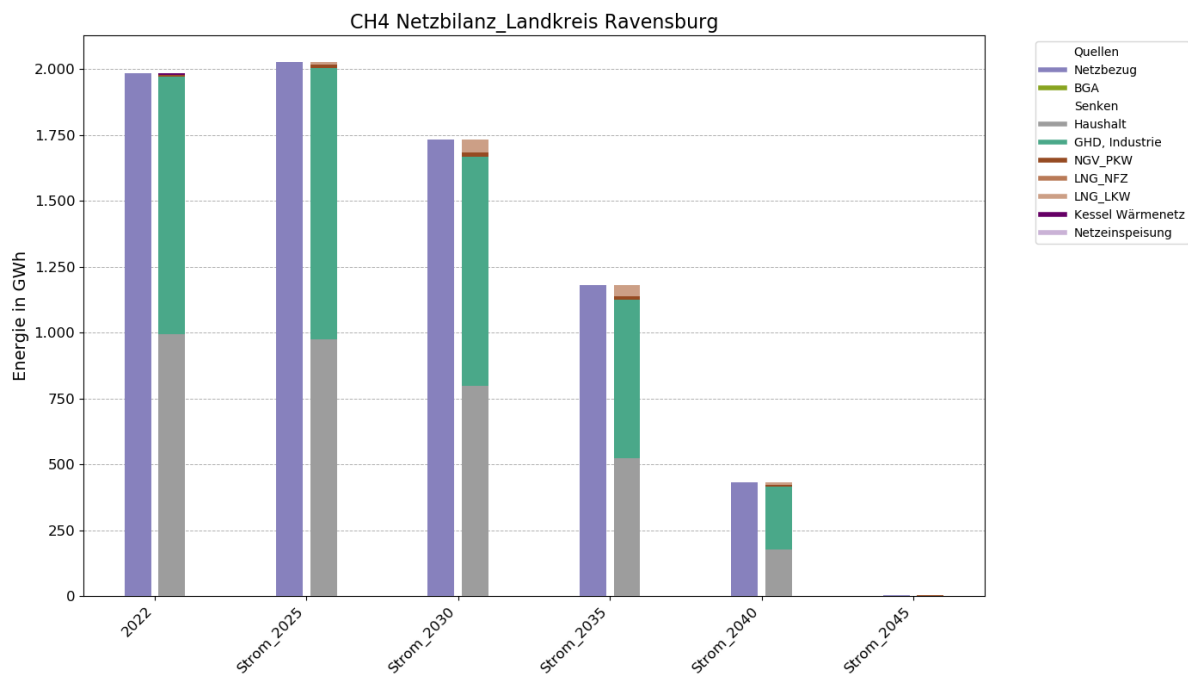


Abbildung 6-24 Entwicklung der Methanbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Ravensburg.

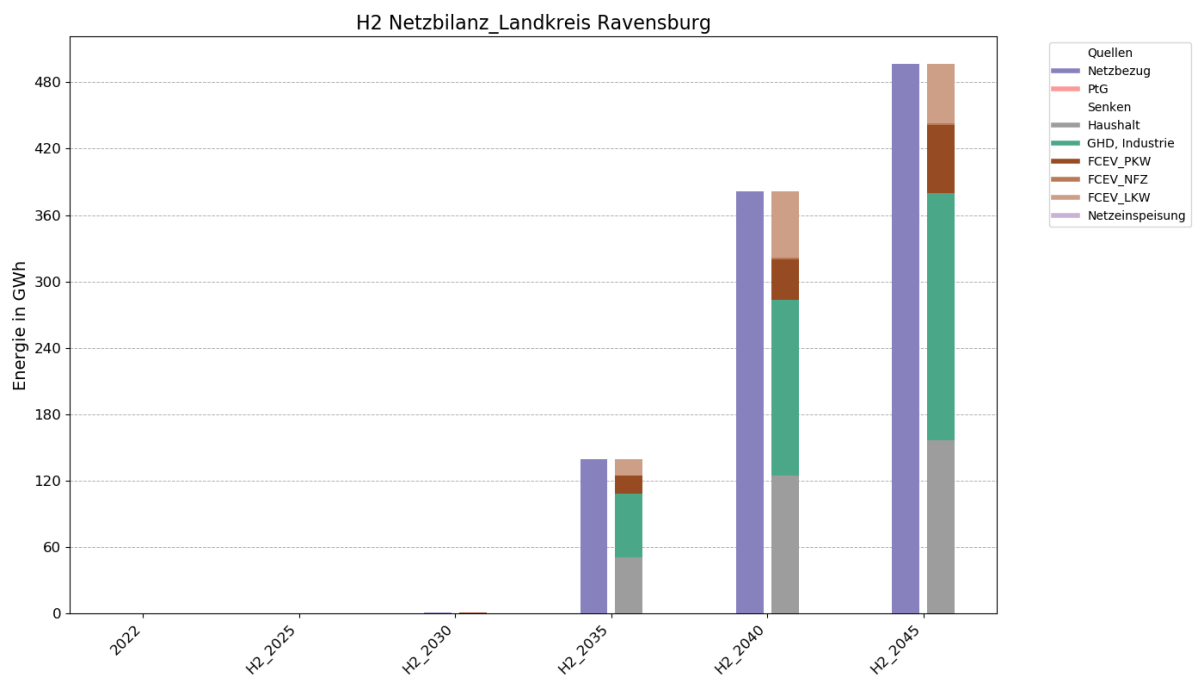


Abbildung 6-25 Entwicklung der Wasserstoffbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Ravensburg.

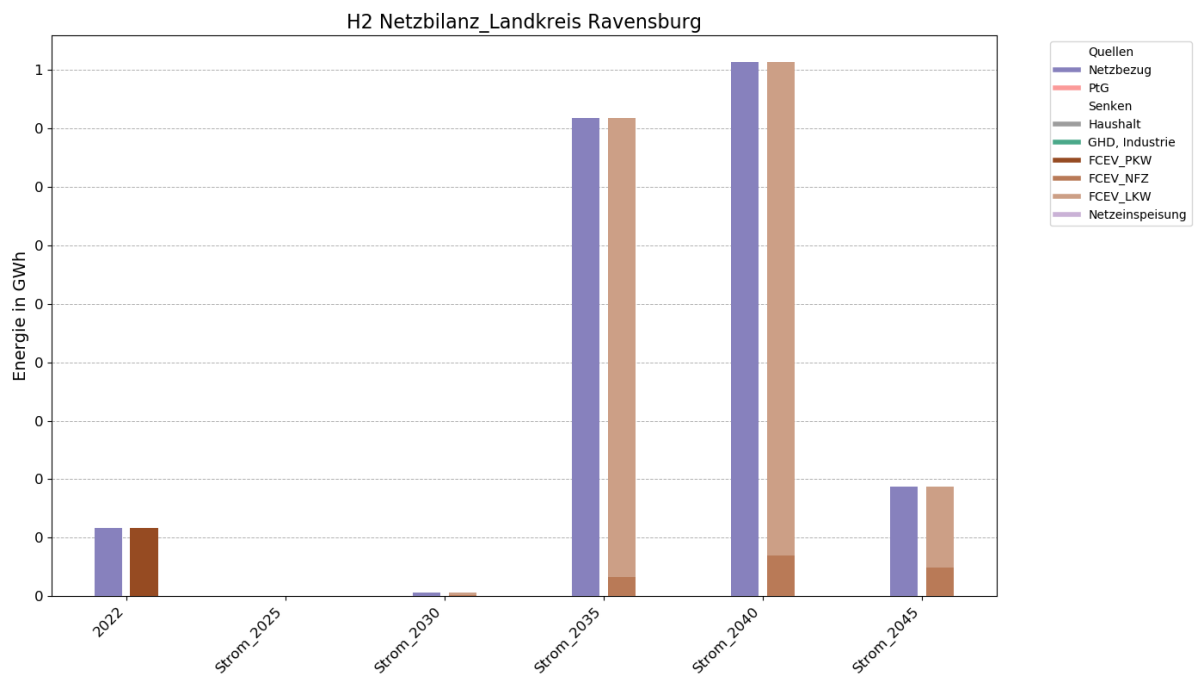


Abbildung 6-26 Entwicklung der Wasserstoffbilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45_Strom bis 2045 für den Landkreis Ravensburg.

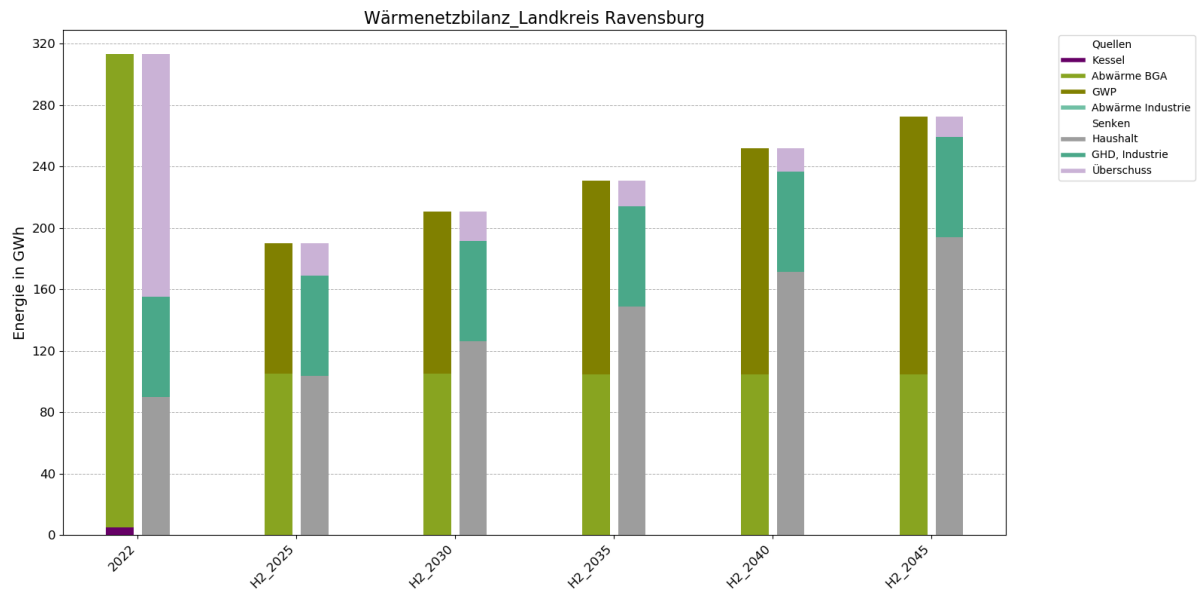


Abbildung 6-27 Entwicklung der Wärmebilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-H2 bis 2045 für den Landkreis Ravensburg.

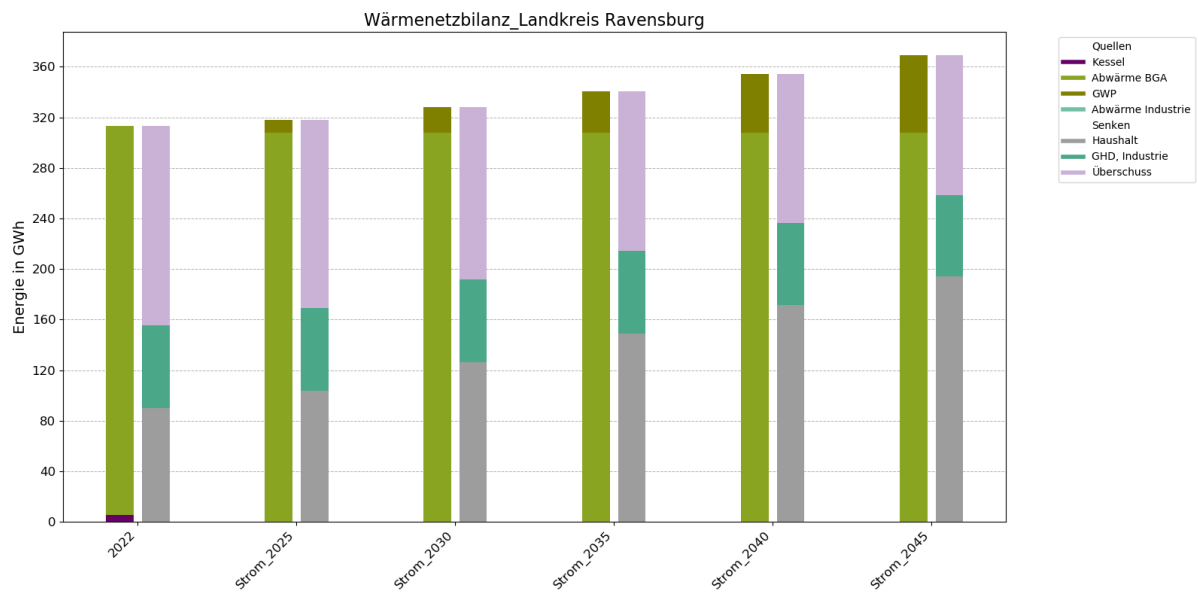


Abbildung 6-28 Entwicklung der Wärmebilanz („Landkreis als Punkt“) im Szenario O45-Strom bis 2045 für den Landkreis Ravensburg.

Reduzierter Ausbau Ravensburg Kreis

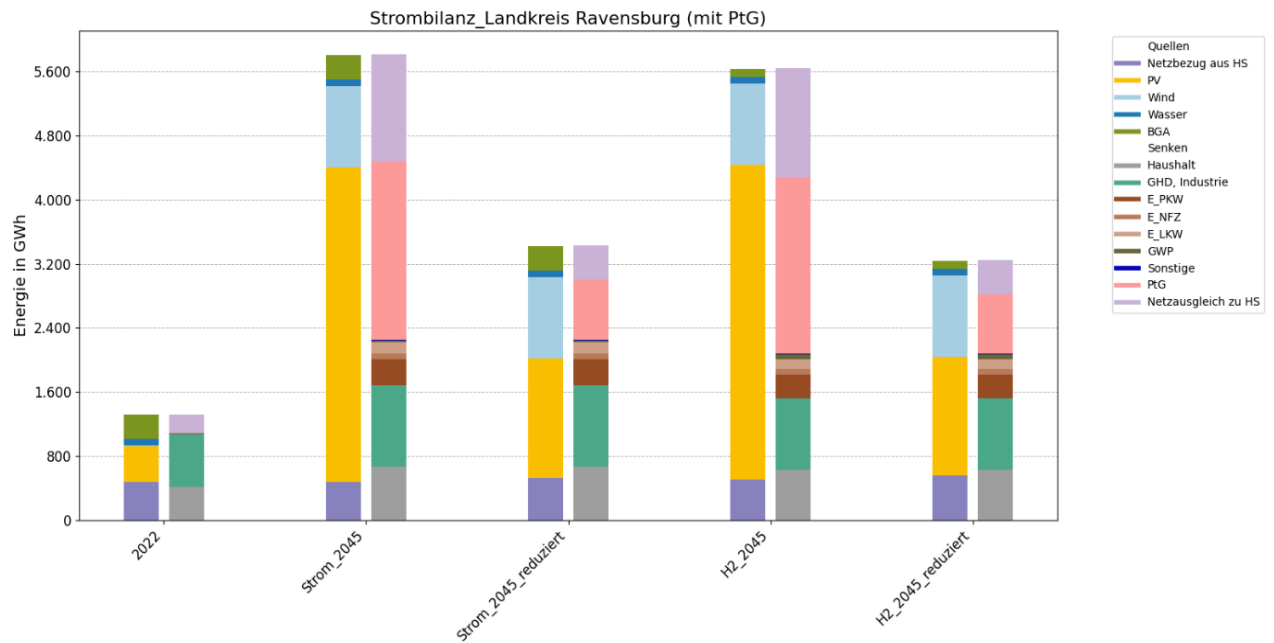


Abbildung 6-29 Strombilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Ravensburg im Vergleich zum reduzierten Ausbau von PV.

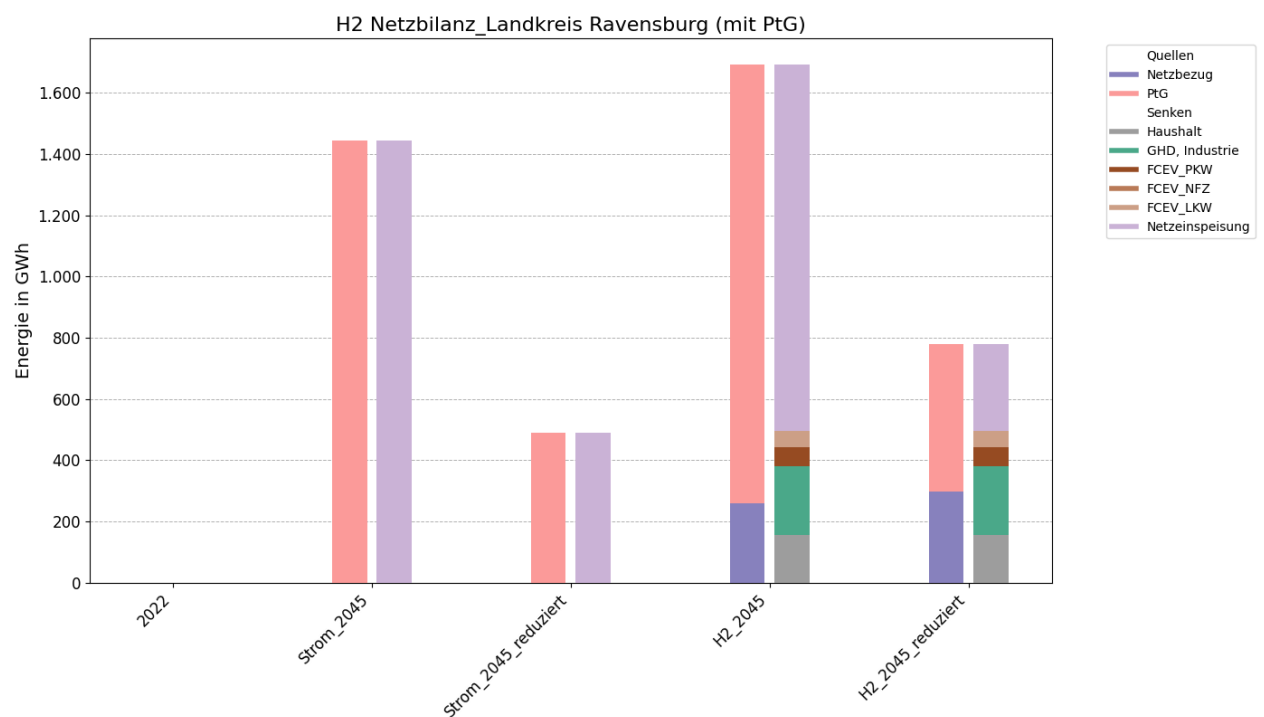


Abbildung 6-30 Wasserstoffbilanz in den beide Szenarien O45-Strom/H2 2022 und 2045 für den Landkreis Ravensburg im Vergleich zum reduzierten Ausbau von PV.