

100 % erneuerbare Energien für Bayern

Potenziale und Strukturen
einer Vollversorgung in den Sektoren
Strom, Wärme und Mobilität



TUM



ZAE BAYERN



BUND
Naturschutz
in Bayern e.V.



100 % erneuerbare Energien für Bayern

Potenziale und Strukturen
einer Vollversorgung in den Sektoren
Strom, Wärme und Mobilität

Erstellt durch den

Lehrstuhl für Energiesysteme der Technischen Universität München (LES)
Boltzmannstraße 15, 85748 Garching

und das

Bayerische Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE Bayern)
Walther-Meißner-Straße 6, 85748 Garching

im Auftrag des

BUND Naturschutz in Bayern (BN)
Bauernfeindstraße 23, 90471 Nürnberg

Verantwortliche

Erstellung

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Spliethoff
LES
Studienleitung
Dr.-Ing. Maximilian Blume
ZAE Bayern
Projektleitung
bayernstudie@es.mw.tum.de

Auftraggeber

BUND Naturschutz in Bayern
info@bund-naturschutz.de
www.bund-naturschutz.de

Redaktion und Gestaltung

Jan Kunkel
ZAE Bayern
designstudio zimmermann
designstudio@einfachgrafisch.de

Autoren:

Lehrstuhl für Energiesysteme

Sebastian Miehling*
Benedikt Schweiger*
Wolf Wedel
Andreas Hanel
Hartmut Spliethoff

ZAE Bayern

Jakob Schweiger
René Schwermer
Maximilian Blume

* geteilte Erstautorenschaft



Lehrstuhl für Energiesysteme

Mittel- und langfristig ist ein nahezu vollständiger Umstieg auf erneuerbare Energien aus Klimaschutzgründen unabdingbar. Zur vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems müssen neben dem Stromsektor auch die Sektoren Wärme und Mobilität auf Erneuerbare umgestellt werden. In dieser Studie wurde untersucht, wie sich Bayern im Jahr 2040 vollständig erneuerbar versorgen ließe. Wir sind von bestimmten Annahmen, wie zum Beispiel einer Halbierung der Energieverbräuche, ausgegangen, die man diskutieren oder kritisieren kann. Deshalb müssen Ergebnisse von Energiesystemsimulationen immer im Kontext der Rahmenbedingungen betrachtet werden.

Es zeigt sich, dass eine Versorgung Bayerns ausschließlich mit erneuerbaren Energien technisch möglich ist. Die Annahmen und Ergebnisse verdeutlichen, dass dies nicht von selbst kommen, sondern große Anstrengung und politische Unterstützung erfordern wird.

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Spliethoff
Lehrstuhl für Energiesysteme

ZAE Bayern

Die Frage, ob wir in der Lage sein werden, unser Klima zu stabilisieren, indem wir vollständig auf die Nutzung erneuerbarer Energien umsteigen, ist für die Menschheit existenziell. Doch die komplexen Wechselwirkungen zwischen den Sektoren unseres Energiesystems erschweren Vorhersagen. Um aber konkrete Ziele definieren und umsetzen zu können, müssen wir dennoch Zukunftsszenarien entwickeln, alternative Ansätze erkennen und dieses Expertenwissen in die politische Diskussion einbringen.

Am ZAE Bayern haben wir langjährige Erfahrung mit Technologien zur Energiespeicherung und Wärmetransformation und ihrer Integration in erneuerbare Energiekonzepte für Gebäude, Quartiere und Industrieanlagen. Diese hilft uns, künftige Technologieentwicklungen abzuschätzen und zu beurteilen und die Ergebnisse in Studien wie diese einfließen zu lassen.

Wir freuen uns, dass wir einen Beitrag zu diesem Vorhaben leisten durften, und hoffen, dass es uns alle etwas näher an eine nachhaltige Zukunft heranrückt.

Dr. Andreas Hauer
Vorstandsvorsitzender des ZAE Bayern

BUND Naturschutz

Den Atomausstieg in Bayern hat der BUND Naturschutz bereits erfolgreich mit auf den Weg gebracht. Nun müssen auch die fossilen Energieträger ersetzt werden durch erneuerbare Energien und Energieeinsparung. Nur so können wir die Folgen der Klimakrise mit Gletscherrückgang, Starkregen und Dürreschäden in Wäldern, Gewässern und Feldern vermindern. Dazu verpflichtet uns auch der Vertrag der UN-Klimaschutzkonferenz von Paris 2015, die Erderwärmung auf möglichst 1,5 Grad Celsius zu beschränken. Dieser Vertrag wurde 2016 von der Bundesregierung ratifiziert und muss daher auch in Bayern umgesetzt werden. Hierfür muss bis spätestens 2040 Treibhausgasneutralität erreicht werden. Die vom BUND Naturschutz in Auftrag gegebene Studie ist ein zentraler Beitrag für die Diskussion um den richtigen Weg zu einer vollständigen Versorgung Bayerns mit erneuerbaren Energien in allen Sektoren im Jahr 2040. Wir wollen damit insbesondere Städte und Gemeinden als Hauptakteure im Klimaschutz auf dem Weg zur Klimaneutralität unterstützen.

Richard Mergner
Landesvorsitzender des BUND Naturschutz



Excecutive Summary	5
1 Einleitung	7
1.1 Ziel der Studie	8
1.2 Allgemeine Vorgehensweise	8
1.3 Betrachtete Szenarien	10
1.4 Übergeordnete Annahmen für alle Szenarien	10
1.4.1 Beschränkung auf die Betrachtung des Energiesektors	10
1.4.2 Deutliche Reduktion des Endenergieverbrauchs	11
1.4.3 Kosten der Versorgung	11
1.4.4 Biomasse	11
1.4.5 Einschränkungen der Betrachtung	12
1.4.6 Bestehende Technologien	12
1.5 Energiesystemmodell	12
2 Stromsektor	14
2.1 In das Modell implementierte Technologien und Verbraucher	14
2.2 Ergebnisse für das Basisszenario	15
2.2.1 Jahresenergiemengen, installierte Leistung und Volllaststunden	17
2.2.2 Zeitliche Verläufe	18
2.3 Photovoltaik	23
2.3.1 Optimierungsvorgaben	23
2.3.2 Analyse der Ergebnisse	23
2.4 Windkraft	24
2.4.1 Auswahl der Referenz-Windkraftanlage und -Zeitreihe	24
2.4.2 Flächenanalyse	25
2.4.3 Analyse der Ergebnisse	27
2.5 Szenarienvergleich	29
3 Verkehrssektor	31
3.1 Darstellung des Verkehrssektors im Energiesystemmodell	31
3.1.1 Ermittlung der Bedarfe im Transportsektor	32
3.1.2 Gewinnung zeitaufgelöster Bedarfe für den Verkehrssektor	33
3.2 Betrachtete Szenarien	35



4	Wärmesektor	40
4.1	Methodik zur Abbildung der Wärmeversorgungsgebiete	40
4.1.1	Einteilung in Typgebiete	40
4.1.2	Generierung der stündlichen Wärmebedarfslastgänge	44
4.1.3	Auswahl der Wärmeversorgungstechnologien	46
4.2	Ergebnisse für das Basisszenario	48
4.2.1	Typgebiete mit Nutzung hydrothermalen Tiefengeothermie	50
4.2.2	Typgebiete mit netzgebundener Wärmeversorgung zur Bereitstellung elektrischer Flexibilität	51
4.2.3	Typgebiete mit gebäudespezifischer Wärmeversorgung	54
4.2.4	Prozesswärme	56
	Literaturverzeichnis	57
	Abbildungen	62
	Tabellen	63
	Anhang	64
A	Stromsektor	64
B	Wärmesektor	64
B.1	Nomenklatur der Typgebiete	64
B.2	Wärmeversorgungstechnologien	65

Executive Summary

Diese Studie befasst sich mit dem Szenario einer vollständig erneuerbaren Energieversorgung Bayerns im Jahr 2040

Das entwickelte Basisszenario fußt, im Einklang mit dem BUND-Positionspapier *Konzept für eine zukunftsfähige Energieversorgung* (Purper und Neumann 2017), auf der Annahme einer Halbierung der Energiebedarfe in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Der verbleibende Bedarf wird ausschließlich über erneuerbare Energiequellen gedeckt. Mittels eines mathematischen Optimierungsmodells wurde für verschiedene Unterszenarien analysiert, welche Technologien dazu in welchem Umfang zum Einsatz kommen müssten. So wurden wichtige Erkenntnisse zu Funktionsweise und optimalem Aufbau vollständig erneuerbarer Energiesysteme gewonnen.

Sie soll aufzeigen, wie sich ein erneuerbares Energiesystem in Bayern gestalten ließe

Die Unvorhersehbarkeit technischer und politischer Entwicklungen erschwert auch die zuverlässige Vorhersage zukünftiger Veränderungen des Energiesektors. Umfangreiche Wechselwirkungen zwischen der Energieversorgung und vielen anderen Ebenen der Gesellschaft machen eine umfassende Prognose oder Strategie für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zu komplex. Die Studie konzentriert sich stattdessen auf Entwurf und Beschreibung möglicher Varianten einer vollständig erneuerbaren Energieversorgung.

Die regionalen Besonderheiten Bayerns spielen eine wichtige Rolle bei der Optimierung des Energiesystems

Die durchschnittliche solare Einstrahlung ist in Bayern höher als im Rest Deutschlands. Photovoltaikanlagen erzielen entsprechend hohe Energieerträge. Das Potenzial für Windkraft dagegen ist durch geographische Gegebenheiten eingeschränkt. Neben der Analyse des tatsächlichen Flächenpotenzials wurde daher auch ein Unterszenario mit begrenztem Einsatz von Windkraft erstellt, um mögliche Auswirkungen dieser Einschränkung zu untersuchen. Noch entscheidender wirken sich regionale Gegebenheiten auf den Wärmesektor aus. Hier muss die Bereitstellung immer in der Nähe des Verbrauchers stattfinden, weshalb ein Schwerpunkt auf die Einteilung Bayerns in Typgebiete gelegt wurde. Diese unterscheiden sich zum Beispiel in ihrer Besiedlungsdichte oder dem lokalen Potenzial für hydrothermale Tiefengeothermie. Einzig im Verkehrssektor unterscheidet sich Bayern nicht vom restlichen Deutschland.

Ein starker Zubau von Photovoltaik, Windkraft und Batteriespeichern ist notwendig

Diese drei Technologien wären die Stützpfeiler eines optimierten bayerischen Energiesystems. Während die bestehenden Wasserkraftwerke und Pumpspeicher weiterhin genutzt würden, hätten sie nur geringen Anteil an der gesamten Energieerzeugung und -speicherung. Im Sommer würde der Strombedarf hauptsächlich über Photovoltaik gedeckt, im Winter über Windkraft. Würden die für das Basisszenario angenommenen Reduktionen des Energiebedarfs erreicht, müsste das bestehende System allerdings immer noch auf etwa 67 Gigawatt Photovoltaikleistung, 32 Gigawatt Windkraft und Batteriespeicher mit einer Kapazität von 106 Gigawattstunden ausgebaut werden.

Stromimport und -export, Kraft-Wärme-Kopplung und Power-to-Gas sind entscheidend für die Überbrückung von Dunkelflauten

Basiert das Energiesystem hauptsächlich auf Photovoltaik und Windkraft, hängt die Versorgungssicherheit von Sonneneinstrahlung und Windaufkommen ab. Tritt dann eine sogenannte Dunkelflaute auf, in der diese Technologien nur geringe Erträge erzielen, muss die Versorgung anderweitig aufrechterhalten werden. Eine Möglichkeit dazu ist der Import von Strom aus Nachbarregionen. Diese sind allerdings häufig von der gleichen Dunkelflaute betroffen. Daher sind die Nutzung von Biomasse und die Herstellung synthetischen Erdgases in zu diesem Zweck gebauten Power-to-Gas-Anlagen vorgesehen. Bei Bedarf würden beide Energieträger in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen verwertet. In seltenen Fällen kämen auch Gasturbinen zur reinen Stromerzeugung zum Einsatz.

Die Sektoren Verkehr und Wärme könnten sich zu großen Stromverbrauchern entwickeln

Im Basisszenario wird von einer vollständigen Elektrifizierung des Autoverkehrs ausgegangen. Durch die höhere Effizienz elektrischer im Vergleich zu Verbrennungsmotoren würden so etwa 52 % des Energiebedarfs in diesem Sektor eingespart. Diese Energie müsste vollständig als Strom, statt wie bisher in Form fossiler Brennstoffe, bereitgestellt werden. Wärme würde ebenfalls in hohem Maße elektrisch produziert. Der Gesamtstromverbrauch würde so, trotz der angenommenen Einsparungen in allen Sektoren, auf fast das Anderthalbfache des heutigen Wertes ansteigen.

Der zukünftige Wärmesektor wird, abhängig von lokalen Gegebenheiten, auf eine Vielzahl von Technologien zurückgreifen

Die beste Lösung zur Wärmeversorgung berücksichtigt immer die lokalen Gegebenheiten. In dicht besiedelten Gebieten kommen Fernwärmenetze zum Einsatz. Besteht darüber hinaus Potenzial für den wirtschaftlichen Betrieb hydrothormaler Tiefengeothermiebohrungen, dienen diese als Wärmequelle. Alternativ werden – abhängig von der Verfügbarkeit von Strom – Wärmepumpen, Heizpatronen oder Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologien eingesetzt. Eine geringere Besiedlungsdichte erhöht die Kosten für ein Fernwärmenetz. Daher ist in entsprechenden Gebieten eine gebäudespezifische Wärmeversorgung wirtschaftlicher. Im Idealfall werden Wärmepumpen genutzt, bei großem Bedarf zusätzlich elektrische Heizpatronen eingesetzt. Hochtemperaturwärme für die Industrie wird aus Biomasse, Strom und zu einem geringen Anteil aus synthetischem Erdgas bereitgestellt.

Ein vollständig erneuerbares Energiesystem in Bayern ist möglich

Die Umsetzung erfordert jedoch eine Vielzahl verschiedener Maßnahmen. Der Energieverbrauch muss so weit wie möglich reduziert, Photovoltaik, Windkraft und Batteriespeicher stark ausgebaut werden. Dabei muss der Blick ständig auf das Gesamtsystem gerichtet bleiben. Die Forschung muss innovative technische Lösungen finden, die Wirtschaft diese effektiv umsetzen. Die Politik, in ihrer Verantwortung als Entscheidungsträger, muss den Rahmen für diese Entwicklung schaffen, ihre Umsetzung fordern und fördern. So kann Bayern eine Vorreiterrolle bei der Energiewende einnehmen.

1 Einleitung

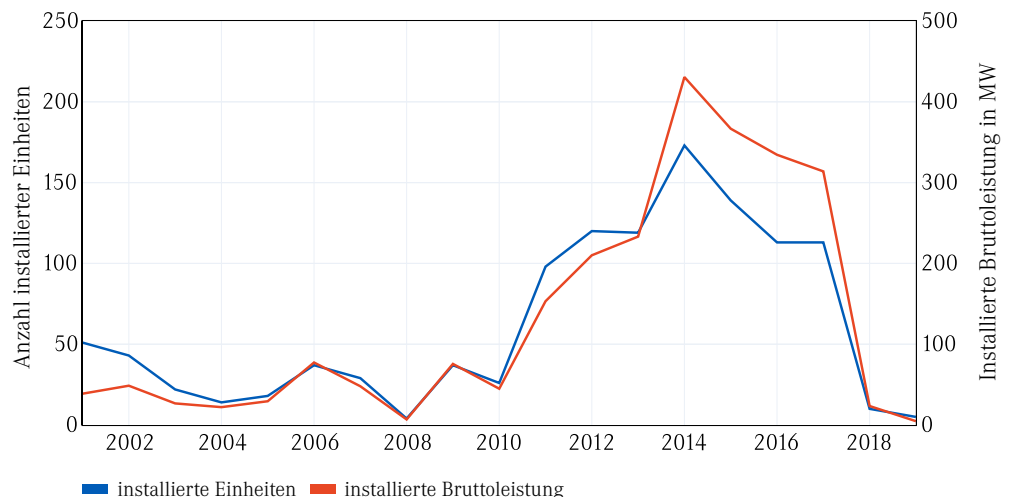
Die langfristigen klimapolitischen Ziele der internationalen Gemeinschaft sind nur erreichbar, wenn alle Sektoren des Energiesystems konsequent auf nahezu emissionsneutrale Energiebereitstellung umgestellt werden. Im deutschen Stromsektor stieg der Anteil erneuerbarer Energien in den letzten Jahren auf über 42 %, während er im Wärme- und Verkehrssektor bei 14,5 und 5,6 % stagniert (UBA 2020c). Auch international manifestiert sich der noch geringe Einfluss erneuerbarer Energien außerhalb des Stromsektors besonders im Verkehrssektor, wo ihr Anteil nur 3,3 % ausmacht (REN21 2020). Im Stromsektor ist Wasserkraft die erneuerbare Erzeugungstechnologie mit der weltweit größten installierten Leistung (Tabelle 1). Im Vergleich ist der Ausbau von Photovoltaik in Europa¹, Deutschland und Bayern weiter fortgeschritten. Auffällig in Bayern ist außerdem der, im Vergleich zum Weltdurchschnitt, hohe Anteil biomassebasierter Erzeugungskapazitäten.

Tabelle 1:
Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Vergleich (Quelle: DE: (StMWi); Weltweit und EU-28: (REN21 2020); Bayern: (BNA))

Region	Windkraft ² in GW	Photovoltaik in GW	Biomasse in GW	Wasserkraft in GW
Weltweit	651	627	139	1.150
EU-28	192	132	44	131
Deutschland	59,3	47,3	8,2	3,4
Bayern	2,5	13,35	1,53	2,49

Windkraft und Photovoltaik machten 2019, mit knapp 22 bzw. 8 %, gemeinsam bereits fast ein Drittel der Nettostromerzeugung in Deutschland aus (UBA 2020c). Der Windkraftanteil ist in Bayern deutlich geringer als in Gesamtdeutschland (Tabelle 1). Das liegt zum einen im tendenziell geringeren Windaufkommen bei gleichzeitig höherer jährlicher solarer Einstrahlung begründet. Zum anderen ist, wie in Abbildung 1 zu sehen, der Zubau an Windkraftanlagen aufgrund erschwelter Genehmigungsverfahren und gesellschaftlichen Widerstands nahezu zum Erliegen gekommen (Fraunhofer IEE 2019).

Abbildung 1:
Zubau von Windkraftanlagen in Bayern seit 2001 (eigene Darstellung basierend auf (BNA))



Im deutschen Wärmesektor werden aktuell hauptsächlich gas- und mineralöl-basierte Technologien genutzt. Die erneuerbar bereitgestellte Wärme, die vor allem der Raumheizung und Brauchwassererwärmung in Haushalten dient, stammt zu über 65 % aus biogenen Festbrennstoffen (UBA 2020c). Im Verkehrssektor kommen wiederum fast ausschließlich fossile Kraftstoffe zum Einsatz. In Summe werden so nur 18 % des deutschen Bruttoenergieverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt (UBA 2020c; AGE 2019).

¹ In diesem Fall EU-28
² Summe aus Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen

Für eine erfolgreiche, tiefgreifende Energiewende sind mehrere Faktoren ausschlaggebend: Bayerns lokale Gegebenheiten bergen großes Potenzial für eine Vorreiterrolle auf dem Weg zu einem vollständig erneuerbaren Energiesystem. Die jährliche solare Einstrahlung liegt über dem deutschen Durchschnitt (DWD 2020a), was hohe Erträge aus Photovoltaikanlagen erlaubt. Außerdem besteht im durch Bayern verlaufenden süddeutschen Molassebecken und dem fränkischen Becken die Möglichkeit der Nutzung hydrothormaler Tiefengeothermie (LfStat 2019). Neben diesen technischen Voraussetzungen ist auch die gute wirtschaftliche Situation Bayerns ein wichtiger positiver Faktor. Diesem großen Potenzial stehen aber auch Herausforderungen gegenüber: Die Infrastrukturen der Sektoren Strom, Verkehr und Wärme müssen an die sich ändernden Rahmenbedingungen angepasst werden. Besonders bei Technologien, die mit großem Flächenverbrauch verbunden sind, müssen Belange der Bevölkerung und des Naturschutzes berücksichtigt werden. Die Entscheidungsfindung und Erstellung eines Plans zur Umsetzung der Energiewende muss auf gesellschaftlicher und politischer Ebene erfolgen und gleichzeitig auf wissenschaftlichen Erkenntnissen beruhen. Szenarienbasierte Systemstudien bieten in solchen Fällen die Möglichkeit, eine Vielzahl potenzieller Varianten eines zukünftigen Energiesystems zu betrachten und vergleichen. Aktuelle Studien dieser Art beziehen sich allerdings meist auf Deutschland als Ganzes. Eine detaillierte Auflösung der Bundesländer findet nur vereinzelt statt. Eine Betrachtung Bayerns bezüglich seines Potenzials für ein vollständig erneuerbares Energiesystem, das über den Stromsektor hinausgeht, steht bislang noch aus.

1.1 Ziel der Studie

Die vorliegende Studie sucht nach möglichen Ausgestaltungen eines vollständig erneuerbaren Energiesystems in Bayern. Als Basis dient das Positionspapier *Konzept für eine zukunftsfähige Energieversorgung* des Bundes für Umwelt und Naturschutz Deutschland e. V. (Purper und Neumann 2017). Von diesem ausgehend wurde untersucht, wie die Energieversorgung Bayerns im Jahr 2040 gestaltet sein könnte und wie sich Variationen dieser Gestaltung auswirken würden. Über die Eintrittswahrscheinlichkeit der betrachteten Szenarien wird keine Aussage getroffen. Die Studie stellt ausdrücklich keine Prognose für zukünftige Entwicklungen dar. Bei den Berechnungen wurden technoökonomische Kriterien berücksichtigt. Auf eine explizite Kostenanalyse der Optimierungsergebnisse wurde, aufgrund im Modell vernachlässigter Kostenfaktoren wie dem Stromnetzausbau und Unsicherheiten bei Kostenschätzungen, verzichtet.

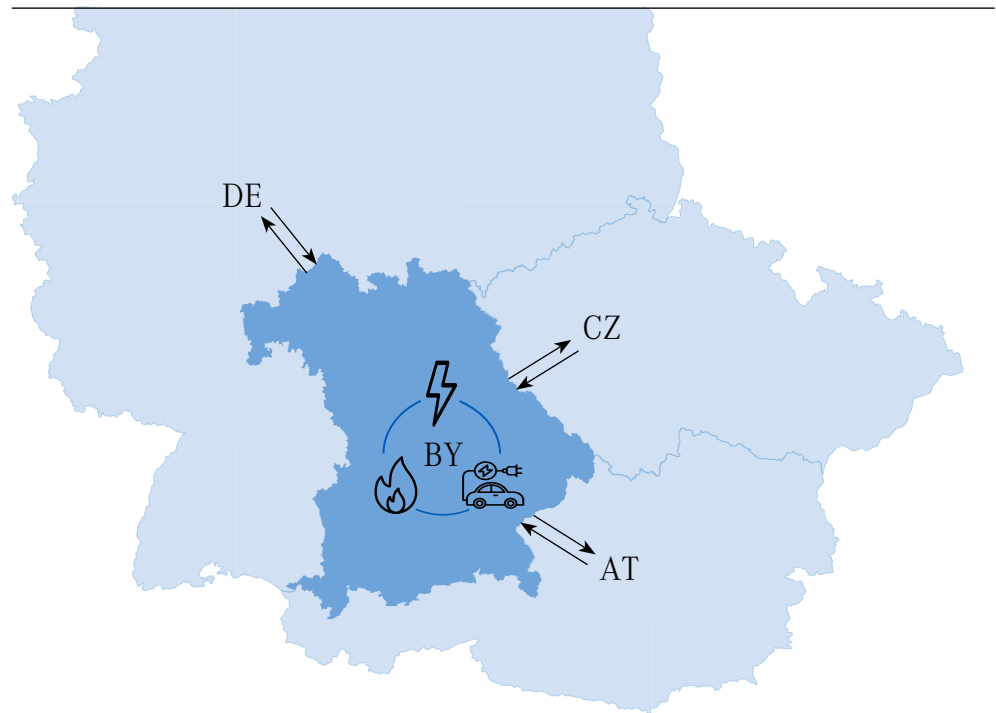
1.2 Allgemeine Vorgehensweise

Das herangezogene Positionspapier des BUND bezieht sich auf das deutsche Energiesystem des Jahres 2040. Die dort aufgeführten Randbedingungen zur Energieeinsparung wurden auf Bayern übertragen und in wenigen Punkten angepasst. Generell wurde in allen Szenarien von gut 50 % geringeren Endenergieverbräuchen ausgegangen (Tabelle 3). Die dafür notwendigen Maßnahmen zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung sind in (Purper und Neumann 2017) aufgeführt. Eine detaillierte Abbildung des Energiesystems setzt aber weitere Daten voraus. Zur Vervollständigung wurden daher eigene Annahmen zu Lastverläufen der Sektoren, Wirkungsgraden, Kosten und technischen Eigenschaften verschiedener Technologien getroffen. Näheres zu diesen Annahmen und den verschiedenen gewählten Szenarien ist den Kapiteln 1.3 und 1.4, den jeweiligen Unterkapiteln zu Strom, Verkehr und Wärme sowie dem Anhang zu entnehmen.

Ein Energiesystemmodell gibt vor, welche Technologien welche Menge an Endenergie bereitstellen können. So entsteht ein Lösungsraum, der alle theoretisch möglichen Varianten des Systems berücksichtigt. Im hier verwendeten Modell ist als Randbedingung vorgegeben, dass die Energiebedarfe für Strom, Wärme und Mobilität gedeckt werden müssen. Auf welchem Weg dies geschieht, ist jedoch offen. Die jeweils volkswirtschaftlich und technoökonomisch ideale Lösung wird durch einen Optimierungsalgorithmus errechnet. Als Ergebnis wird dann ein, unter den gegebenen Randbedingungen, optimal ausgestaltetes Energiesystem ausgegeben. Der Bedarf an installierter Leistung und deren optimaler Einsatz sind also nicht vorgegeben, sondern werden mithilfe eines komplexen mathematischen Modells bestimmt. Die Analyse der Ergebnisse erlaubt dann Erkenntnisse zu Aufbau und Funktionsweise vollständig erneuerbarer Energiesysteme.

Auf diesem Weg wurde, ausgehend von fünf verschiedenen Szenarien, die jeweils optimale Zusammensetzung des bayerischen Energiesystems im Jahr 2040 ermittelt. Die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr wurden dabei als gekoppeltes System betrachtet. Neben Interaktionen der innerbayerischen Sektoren ist im Modell, wie in Abbildung 2 dargestellt, auch der Austausch mit angrenzenden Energiesystemen möglich. Entsprechende Verbindungen bestehen zu den, jeweils gekoppelt optimierten, Energiesystemen Tschechien, Österreich und Deutschland (Summe der übrigen Bundesländer). Die Zusammensetzung des Technologieportfolios der Nachbarsysteme orientiert sich ebenfalls an einer, im Vergleich zu der des bayerischen Energiesystems deutlich weniger detailliert ausgeführten, Optimierung. Außerdem wurde vorgegeben, dass die mit den Nachbarenergiesystemen ausgetauschten elektrischen Energiemengen in der Jahresbilanz ausgeglichen sein müssen. Die maximale Übertragungskapazität ist dabei, angelehnt an die heute bestehenden Grenzkuppelstellen, limitiert. Zuletzt wurden auftretende Netzverluste mittels Übertragungswirkungsgraden berücksichtigt.

Abbildung 2:
Die bayerischen Sektoren Strom,
Wärme und Verkehr im deutschen
und europäischen Kontext



1.3 Betrachtete Szenarien

Soweit nicht anders erwähnt, beziehen sich alle in dieser Studie angestellten Analysen auf das angenommene Basisszenario. Da Energiesysteme jedoch stark auf Veränderungen ihrer Randbedingungen reagieren, sind die Ergebnisse auch ausschließlich mit Bezug auf die jeweils getroffenen Annahmen zu bewerten. Zur Abschätzung des Einflusses einzelner Parameter wurden weitere Szenarien betrachtet (Tabelle 2), die, bis auf einzelne, explizit genannte Anpassungen, dem Basisszenario gleichen.

Für das Szenario *konventionelles Ausland* wurde eine Reduktion des Anteils erneuerbarer Energien in den benachbarten Energiesystemen angenommen. Während das Basisszenario von 80 % ausgeht, wurde er hier auf 50 % reduziert. Das Szenario *Inselsystem* geht von einem Inselbetrieb Bayerns ohne Austausch über die Landesgrenzen hinweg aus. Im Szenario *Windlimit 15 GW* ist der Ausbau von Windkraftanlagen auf 15 GW limitiert. Zuletzt wurde noch eine Gruppe von Szenarien betrachtet, die verschiedene Anteile synthetischer Kraftstoffe in den Verkehrssektor integrieren. Gleichbleibende Vorgabe für alle Szenarien war eine vollständig erneuerbare Energieversorgung Bayerns. Um die Studie übersichtlich und verständlich zu halten, wurde nicht jedes Szenario für jeden Sektor diskutiert.

Randbedingungen	Szenario				
	Basis	Ausland konventionell	Inselsystem	Windlimit 15 GW	synthetische Kraftstoffe
Bayern vollständig erneuerbar versorgt	X	X	X	X	X
Definierter Anteil erneuerbarer Energien in benachbarten Energiesystemen	X (80 %)	X (50 %)	Kein Strom-austausch	X (80 %)	X (80 %)
Stromaaustausch mit Nachbarn bilanziell ausgeglichen und gedeckelt	X	X	Kein Strom-austausch	X	X
Begrenzung der max. installierbaren Windleistung in Bayern auf 15 GW				X	
Verkehrssektor	Voll-elektrisch	Voll-elektrisch	Voll-elektrisch	Voll-elektrisch	Variierender Anteil synthetischer Kraftstoffe

Tabelle 2: Angenommene Randbedingungen der betrachteten Szenarien

1.4 Übergeordnete Annahmen für alle Szenarien

1.4.1 Beschränkung auf die Betrachtung des Energiesektors

Wie erwähnt liegen den betrachteten Szenarien, bis auf wenige Ausnahmen, die gleichen Randbedingungen und Annahmen zugrunde. Die folgenden Unterkapitel geben einen Überblick darüber. Die expliziten Vorgaben aller Systemparameter können dem Anhang entnommen werden.

Der Titel dieser Studie, *100 % erneuerbare Energien für Bayern*, bezieht sich auf den vollständigen Wegfall energiebedingter CO₂-Emissionen. Hierbei werden ausschließlich die mit der Energiebereitstellung verbundenen Emissionen berücksichtigt, nicht jedoch Emissionen aus Industrieprozessen und Landwirtschaft.

1.4.2 Deutliche Reduktion des Endenergieverbrauchs

Für alle Szenarien wurde ein deutlich reduzierter Endenergieverbrauch angenommen. Die Zahlen orientieren sich an den vorgeschlagenen Maßnahmen zu Energieeinsparung und Effizienzsteigerung in (Purper und Neumann 2017). Bei konventionellen Stromanwendungen lassen sich beispielsweise effizientere Geräte einsetzen oder Nutzungszeiten verkürzen, im Wärmesektor verspricht Dämmung zusätzliche Einsparungen, im Verkehrssektor der Umstieg auf E-Mobilität.

Sektor	Bezugspunkt in der Studie	Annahme für 2040
Konventionelle Stromanwendungen	Transformatoren zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen	-50 % (Purper und Neumann 2017)
Mobilität	hinter Antriebsart	konstant ³
Wärme	Raumheizung und Brauchwarmwasser	-54 % (eigene Berechnungen nach (Jochum et al.))
	Prozesswärme	-52 % (eigene Berechnungen nach (Purr et al. 2019))

Tabelle 3: Angenommene Entwicklung der Energienachfrage nach Sektoren bis 2040

1.4.3 Kosten der Versorgung

Zur Bestimmung eines technoökonomisch sinnvollen Energiesystems müssen die Kosten einer Vielzahl von Technologien bekannt sein. Die zu diesem Zweck getroffenen Annahmen sind im Anhang dokumentiert. Sie bildeten aber aus mehreren Gründen keinen Schwerpunkt dieser Studie: Zum einen sind Kostenprognosen für das Jahr 2040 grundsätzlich mit enormen Unsicherheiten verbunden (Wedel et al.), zum anderen können in einem stark gekoppelten Energiesystem Kosten für spezifische Produkte nur sehr schwer bestimmt werden (z. B. ein objektiv richtiger Strompreis für KWK-Anlagen). Zuletzt sind die betriebswirtschaftlichen Vollkosten stark von Marktmechanismen und politischen Rahmenbedingungen wie Subventionen, Steuern und Abgaben abhängig. Das erschwert auch die Ermittlung der aktuellen Vollkosten als Vergleichsbasis. Zur thematischen Einschränkung wurden diese daher nicht analysiert.

Um dennoch eine nutzbare Schätzung der Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten zu erhalten, wurden die betrachteten Technologien grob in zwei Gruppen eingeteilt und deren jeweilige Kosten wie folgt ermittelt:

- Für Technologien mit großem Kostenreduktionspotenzial wie Batteriespeicher, deren Preis durch Massenproduktion voraussichtlich sinken wird, wurden Literaturwerte oder eigene Annahmen verwendet, die sich jeweils auf den Zeitraum von 2040 bis 2050 beziehen.
- Für Technologien mit geringem Kostenreduktionspotenzial wie Fernwärmenetze wurden, ausgehend vom aktuellen Stand der Technik, Kostenschätzungen oder Kostenkorrelation verwendet.

1.4.4 Biomasse

Die zur Energiebereitstellung verfügbare Biomasse wurde als limitiert angenommen. Das Limit von 24,8 TWh Heizwert entspricht dem aktuellen Potenzial fester Biomasse in Bayern (eigene Berechnungen nach (Koch 2018b)). Ob und über welchen der möglichen Umwandlungspfade die Biomasse genutzt wird, war Teil der Optimierung und wurde nicht vorgegeben.

³ Bei konstant bleibendem Bedarf an Mobilität bewirkt, nach eigenen Berechnungen, die vollständige Umstellung auf Elektromobilität durch deren höhere Effizienz eine Reduktion des Energiebedarfs in diesem Sektor um 53 %.

1.4.5 Einschränkungen der Betrachtung

Einige Punkte wurden zur Reduktion der Komplexität explizit nicht betrachtet:

- Lebenszyklusanalysen der Anlagen
- Aktuelle und zukünftige Gesetzeslagen
- Limitierung durch Stromnetze und flächendeckende Umstellung auf E-Mobilität (z. B. Ladesäulen)

1.4.6 Bestehende Technologien

Für Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke wurde der jeweils aktuelle Bestand als gegeben angenommen, da das Szenario keinen weiteren Zubau vorsah. Zusätzlich wurde für Verkehrsinfrastruktur⁴, Gasnetze und Gasspeicher angenommen, dass diese bereits im notwendigen Maße vorhanden sind.

Für alle anderen Technologien bestand keine Vorgabe bezüglich der Zubaukapazitäten. Die Studie berücksichtigt keinen Verlauf des Ausbaus. Da der Bestand dieser Technologien jedoch ohnehin bis 2040 zum größten Teil erneuert werden muss, wurde vereinfachend davon ausgegangen, dass alle zu diesem Zeitpunkt vorhandenen Photovoltaikmodule, Windkraftanlagen, Batteriespeicher, Gasturbinen etc. noch installiert werden müssen.

1.5 Energiesystemmodell

Zur Simulation des bayerischen Energiesystems kam ein internes Modell des Lehrstuhls für Energiesysteme der Technischen Universität München zum Einsatz. Es verwendet perfekte Voraussicht und einen Zeitschritt von einer Stunde. In jeder der 8.760 betrachteten Stunden mussten im Stromsektor, allen Typgebieten des Wärmesektors und im Verkehrssektor die geforderten Lasten erbracht werden. Alle Komponenten wurden mit linearisierten Submodellen abgebildet. Zielgröße war die Minimierung einer Kostenfunktion, die einen Großteil des Energiesystems abdeckt. Das so formulierte lineare Optimierungsproblem wurde der Optimierungssoftware CPLEX übergeben. Das Modell wurde in CPLEX Studio implementiert. Der anschließenden Datenauswertung diente Python. Die geographischen Analysen basierten auf Geoinformationsdaten, die von Open Street Maps sowie dem Bayerischen Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung stammen. Zur Auswertung diente die Software QGIS.

⁴ Die Annahme betrifft auch die Zahl der für die Elektromobilität benötigten Ladestationen.

2 Stromsektor

2.1 In das Modell implementierte Technologien und Verbraucher

Der Stromsektor dient nicht nur der Versorgung bestehender Anwendungen, sondern wird durch Sektorenkopplung auch zum Schlüsselement im Wärme- und Verkehrssektor. In das Systemmodell wurde eine Vielzahl von Technologien implementiert, die im Folgenden in die Kategorien Erzeugung, Flexibilität und Speicher sowie Verbraucher unterteilt werden.

Fluktuierende Erzeugungstechnologien: Photovoltaik, Windkraftanlagen und Laufwasser-Kraftwerke

Photovoltaik, Wind und Laufwasser wären in einem vollständig erneuerbaren bayerischen Energiesystem für einen Großteil der Stromerzeugung verantwortlich. Allerdings kann mit diesen Technologien nicht beliebig ins Netz eingespeist werden. Ihre Stromerzeugung ist wetterabhängig: Photovoltaik von der solaren Einstrahlung, Windkraft von der Windgeschwindigkeit und Laufwasserkraftwerke von der im Gewässer vorhandenen Wassermenge. Als Basis für die Erzeugung der Zeitreihen in stündlicher Auflösung zu diesen Technologien wurden verschiedene Modelle herangezogen. Für Photovoltaik und Wind wurden Daten des Deutschen Wetterdienstes aus dem Jahr 2018 mit den entsprechenden Anlagenkennzahlen verrechnet. Details dazu finden sich in den Kapiteln 2.3 und 2.4. Die so ermittelten Zeitreihen geben Auskunft darüber, wie viel Strom pro installierter Leistung und Stunde erzeugt werden kann. Die Optimierung ermittelt daraus die optimal zu installierende Photovoltaik- und Windanlagenleistung. Aus diesen Daten entsteht schließlich eine neue Zeitreihe, die angibt, wie viel Strom in jeder Stunde des betrachteten Jahres im optimierten System produziert würde. Für Wasserkraft wurde angenommen, dass der Ausbau auf den heutigen Stand begrenzt ist. Die benötigten Zeitreihen wurden durch Skalieren der gesamtdeutschen Erzeugung aus dem Jahr 2018 auf die in Bayern installierte Leistung berechnet.

Steuerbare Erzeugungstechnologien: Biomasse-, Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke, sowie Biomasse-KWK- und GuD-KWK-Kraftwerke

Zur Ergänzung der fluktuierenden Energieträger in Stunden geringer Einspeisung erlaubt das Modell den Zubau steuerbarer Energieträger. Diese Gruppe umfasst stromerzeugende Kraftwerke sowie Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), die Strom und Wärme zugleich erzeugen: Biomasse-, Gasturbinen- und Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD), sowie Biomasse-KWK-, Gas-KWK und GuD-KWK-Kraftwerke. Solche Anlagen können aus stofflichen Energieträgern konstant Strom produzieren. Biomasse- und Biomasse-KWK-Anlagen nutzen zur Stromerzeugung Biomasse, deren Potenzial in Bayern jedoch begrenzt ist. Ihre Nutzung zur reinen Stromerzeugung konkurriert mit der Anwendung im Wärmesektor. Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke können synthetisches Erdgas (SNG) nutzen. Die SNG-Produktion ist allerdings energieintensiv und resultiert, in Kombination mit der späteren Rückverstromung, in einem geringen Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette. Aus systemischer Sicht sind steuerbare Erzeugungstechnologien wichtig für die Flexibilität der Versorgung, zum Beispiel zur Strom- und Wärmeerzeugung während Dunkelflauten. Die hohen energetischen und folglich auch ökonomischen Kosten dieser Flexibilität beschränken ihren Einsatz in einem optimierten System allerdings auf Zeiträume, in denen fluktuierende erneuerbare Energiequellen nicht ausreichend verfügbar sind.

Flexibilität im Stromsektor: Stromspeicher, Import/Export und Power-to-Gas

Zur Stromspeicherung sieht das Energiesystemmodell Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher vor. Die Kapazität der Pumpspeicher wurde im Modell auf den 2019 vorhandenen Bestand begrenzt, da ihr Bau nur unter sehr speziellen geographischen Voraussetzungen möglich ist. Batteriespeicher unterliegen dieser Beschränkung nicht. Sie können nach Bedarf zugebaut werden. Die Speichertechnologien werden in Abhängigkeit ihres Wirkungsgrades eingesetzt. Pumpspeicher werden also in der Regel erst dann genutzt, wenn alle Batteriespeicher vollständig geladen sind. Speicherkapazität und -leistung wurden im Modell gekoppelt implementiert. Bei den Stromspeichertechnologien ist dabei immer die Speicherkapazität der größtenbestimmende Faktor, nicht die Lade- und Entladeleistung. Folglich werden sie nur als Kurzzeitspeicher eingesetzt.

Auch Import und Export dienen der Flexibilität des Energiesystems. In Zeiten geringer Ausbeute aus Sonne und Wind kann Bayern Strom aus den benachbarten Bundesländern, Tschechien und Österreich importieren, in Zeiten hoher Ausbeute dorthin exportieren. Randbedingung dafür ist im Modell, dass Import und Export in der Jahresbilanz ausgeglichen sein müssen. Diese Art der Flexibilisierung ist allerdings nur dann sinnvoll, wenn Überschuss und Bedarf Bayerns sich gegenläufig zu den Werten der Nachbarn verhalten. Produzieren beide Regionen gleichzeitig einen Stromüberschuss, kann Bayern nicht exportieren; Verzeichnen beide einen Mangel, kann Bayern nicht importieren.

Auch die SNG-Erzeugung in Power-to-Gas-Anlagen dient im Modell der Flexibilisierung. Kann ein sehr hoher Stromüberschuss weder vollständig gespeichert noch exportiert werden, wird er zur Synthese von SNG verwendet. Dieses synthetische Erdgas kann beispielsweise in Gasturbinen rückverstromt oder zur Wärmegewinnung eingesetzt werden. Allerdings arbeitet das Verfahren mit einem relativ geringen Wirkungsgrad. Dieser begründet sich durch die lange Prozesskette von Elektrolyse und Synthese zu SNG und den zusätzlich notwendigen Energieeinsatz für die Abtrennung von CO₂. Im Modell wurde für die Wandlung von Strom zu SNG ein Wirkungsgrad von 54 % angenommen. Nach späterer Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk läge der Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette (SNG-Synthese und anschließende Rückverstromung) noch bei 32,4 %.

Stromverbrauch: konventionelle Last sowie Verbrauch im Wärme- und Verkehrssektor

Der Stromverbrauch setzt sich im Modell aus drei Teilen zusammen: dem konventionellen Stromverbrauch, dem Stromverbrauch im Wärmesektor und dem Stromverbrauch im Verkehrssektor.

Der konventionelle Stromverbrauch beschreibt alle bereits heute existenten Anwendungen wie Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnik. Diesem Wert liegt der von TransnetBW für Baden-Württemberg veröffentlichte Stromverbrauch zugrunde. Er wurde durch Skalierung auf Bayern angepasst und anschließend, im Einklang mit den Grundannahmen dieser Studie, um die Hälfte reduziert. Der Verbrauchsverlauf von TransnetBW wurde verwendet, da entsprechende, zeitlich aufgelöste Zahlen für Bayern nicht vorlagen und Baden-Württemberg Bayern wirtschaftlich und gesellschaftlich stark ähnelt.

Der Stromverbrauch im Wärmesektor umfasst beispielsweise Wärmepumpen, die direkte Wärmeerzeugung aus Strom oder die für die Pumpen geothermischer Anlagen aufgewendete elektrische Energie. In einigen Fällen ist dieser Verbrauch flexibel regelbar. Fernwärmenetze können beispielsweise ihren Wärmebedarf wahlweise durch Wärmepumpen (verbrauchen Strom) oder Biomasse-KWK-Anlagen (erzeugen Strom) decken, sofern beide Technologien installiert sind. Ein Wechsel ist dabei jederzeit möglich. Im Optimierungsprozess wird die Methode der Wärmeproduktion abhängig von der zum jeweiligen Zeitpunkt bereitgestellten Photovoltaik- und Windkraftleistung gewählt.

Der Stromverbrauch im Verkehrssektor geht auf Elektromobilität zurück. Auch hier wurden feste Zeitreihen vorgegeben, die sich am heutigen Verkehrsaufkommen orientieren. Deren genaue Ermittlung ist in Kapitel 3 erklärt.

Verteilung: Stromnetze

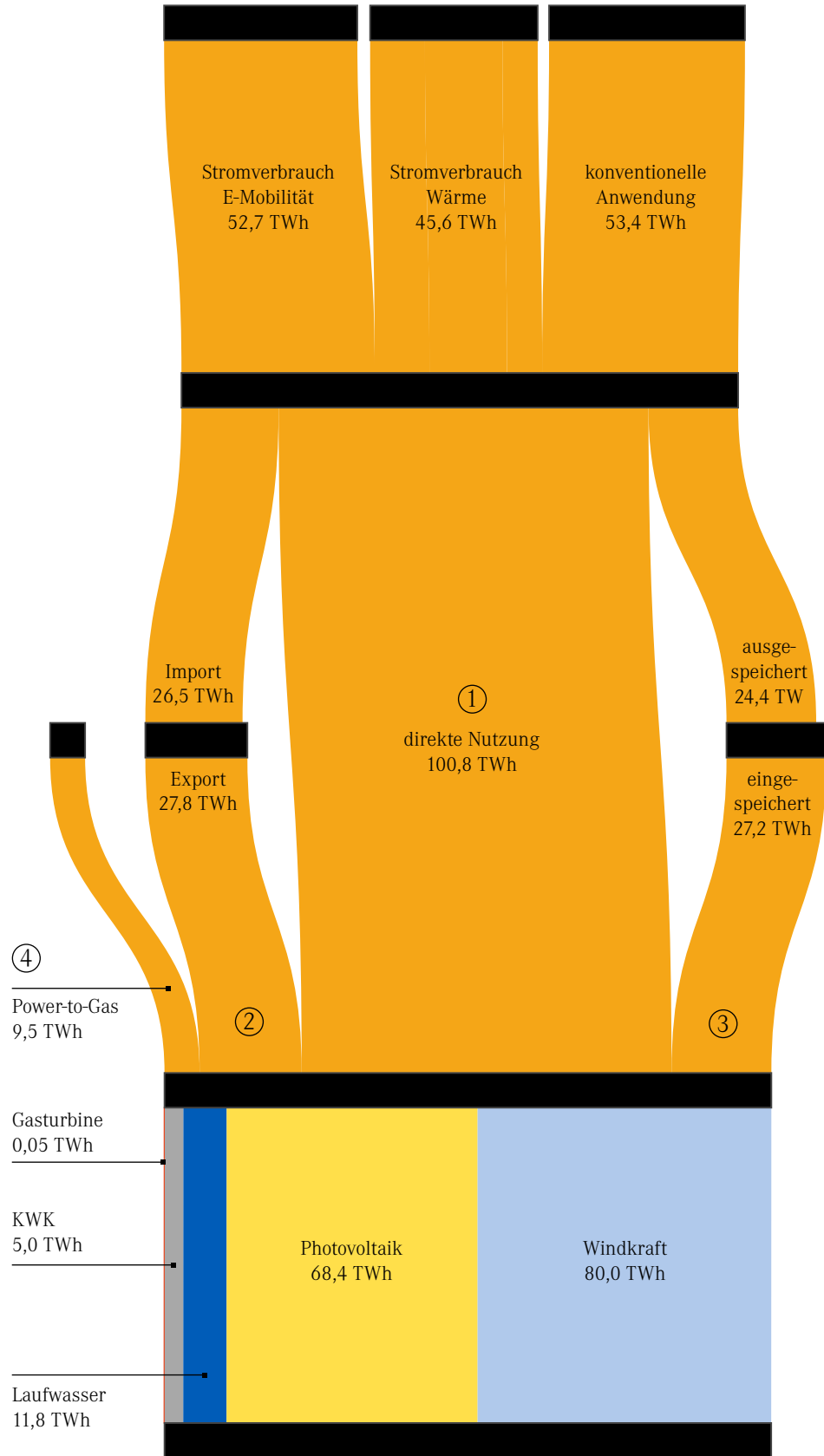
Zur Reduktion der Komplexität des Energiesystemmodells wurden die Stromnetze innerhalb Bayerns nicht betrachtet. Stattdessen wurde angenommen, dass die zugebauten Technologien (Photovoltaik, Windkraftanlagen und Batteriespeicher) intelligent über das Bundesland verteilt installiert werden, um den notwendigen Netzausbau zu minimieren. Darüber, ob ein Ausbau so gänzlich vermieden werden kann oder ob er in bestimmten Regionen unabdinglich ist, kann die Studie keine Aussage machen.

Die Stromübergabestellen zu Bayerns Nachbarn wurden in das Energiesystemmodell implementiert, Übertragungsverluste berücksichtigt. Die jeweils maximal übertragbare Last wurde limitiert. Bei den Übertragungsleistungen handelt es sich jedoch nur um grobe Schätzungen, da Netzengpässe in der Realität nicht nur an der bayerischen Grenze auftreten können. Für eine detailliertere Betrachtung müsste unter anderem Deutschland mitmodelliert werden. Nur so ließe sich sicherstellen, dass beispielsweise die Übertragung von Strom aus Offshore-Windkraftanlagen keine Netzengpässe in der Mitte Deutschlands verursacht und der Strom tatsächlich bis nach Bayern transportiert werden kann. Dies hätte jedoch den Umfang dieser Studie überstiegen.

2.2 Ergebnisse für das Basisszenario

Einen grafischen Überblick über die Energieflüsse im Basisszenario bietet Abbildung 3. Da von einem vollständig erneuerbaren Energiesystem ausgegangen wird, erfolgt die gesamte Stromerzeugung mittels Photovoltaik, Windkraft, Laufwasser und Biomasse sowie aus synthetischen Energieträgern, die mittels erneuerbarer Energien erzeugt wurden. Soweit durch die aktuelle Last abgedeckt, wird die bereitgestellte Energie direkt genutzt (Abbildung 3, Option ①). Wird mehr Strom erzeugt als verbraucht, kann der Überschuss in die Netze der Nachbarstaaten und -bundesländer exportiert (Option ②), in Batterie- oder Pumpspeicher eingespeichert (Option ③) oder zur Synthese von SNG genutzt werden (Option ④). Die gleichen Wege dienen zur Versorgung mit gespeicherter Energie oder zum Stromimport, wenn die Last die Erzeugung übersteigt. Außerdem bringt der Wärmesektor eine gewisse Flexibilität mit sich, da Wärme in Phasen geringer Stromerzeugung auch aus stofflichen Energieträgern produziert werden kann. Die Wahl der zum jeweiligen Zeitpunkt idealen Option wird im Modell anhand einer Vielzahl von Parametern getroffen: Umwandlungswirkungsgrade, Speicherfüllstände bzw. -kapazitätsgrenzen, Strombedarf und -angebot im Ausland sowie, im Fall der SNG-Synthese, der jährliche Bedarf an synthetischen Energieträgern. Ebenfalls aus Abbildung 3 abzulesen sind die Größenordnungen der jährlich benötigten und bereitgestellten elektrischen Energiemengen.

Abbildung 3:
Flussdiagramm zu Stromflüssen
im Basisszenario



2.2.1 Jahresenergiemengen, installierte Leistung und Volllaststunden

Erzeugung

Tabelle 4 umfasst die installierten Leistungen, Jahresenergiemengen und Volllaststunden für die betrachteten Erzeugungstechnologien, wie sie sich im optimierten Basisszenario ergeben. Die Stromerzeugung erfolgt darin hauptsächlich über Photovoltaik und Windkraft. Auch Laufwasserkraftwerke stellen einen erheblichen Teil der benötigten Strommenge bereit. Photovoltaik ist im Sommer der mit Abstand größte Stromerzeuger (s. Kapitel 2.2.2). Im Winter übernimmt die Windkraft diese Rolle. Die Volllaststunden der beiden Technologien entsprechen in etwa den durch die spezifischen Erzeugungszeitreihen vorgegebenen Volllaststunden (s. Kapitel 2.3 und 2.4). Nur ein sehr geringer Teil der Produktion wird abgeriegelt. Die voraussichtlich größte Herausforderung beim Übergang zu einem vollständig erneuerbaren Energiesystem ist es daher, die installierte Leistung der Erzeugungstechnologien auf das notwendige Maß zu vergrößern. Das Basisszenario geht dabei vom etwa Sechsfachen der aktuell in Bayern installierten Photovoltaikleistung und der zwölfwachen Leistung an Windkraftanlagen aus.

Die Stromerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung macht nur einen geringen Teil der Gesamtmenge aus. Dieser ist allerdings für den Ausgleich von Schwankungen in der Erzeugung unabdingbar (s. Kapitel 2.2.2). Aus synthetischem Erdgas wird nur im Notfall Strom erzeugt. Es dient als Backup-Technologie, erreicht entsprechend wenige Volllaststunden (VLh). Die reine Stromerzeugung aus Biomasse kommt nicht zum Einsatz, da Biomasse in KWK-Anlagen und bei der Erzeugung von Hochtemperaturwärme einen größeren systemischen Mehrwert bietet.

Technologie	Stromerzeugung in TWh	Installierte Leistung in GW	Volllaststunden
Windkraft	80,0	32,30	2.479
Photovoltaik	68,4	66,57	1.027
Laufwasser	11,8	2,40	4.922
Biomasse-KWK	2,7	1,15	2.384
Gas-KWK	2,3	2,61	890
Gasturbine	0,046	1,57	29,5

Tabelle 4:
Jahresenergiemengen,
installierte Leistungen und
Volllaststunden der elektrischen
Erzeugungstechnologien im
Basisszenario

Flexibilität

Wird mehr Strom erzeugt als verbraucht, kann die Differenzmenge gespeichert, exportiert oder in Power-to-Gas-Anlagen verwertet werden. Im optimierten Szenario sind die Batteriespeicherkapazitäten, wie aus Tabelle 5 ersichtlich, auf 105 GWh ausgebaut. Das entspricht 8,1 kWh pro Einwohner oder 16,4 kWh pro Haushalt⁵. Im Vergleich zur Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen erscheint dieser Wert gering (z. B. Tesla Model 3 Long Range: 75 kWh⁶). Besonders wenn große Mengen Photovoltaikstrom produziert werden, spielen Batteriespeicher eine wichtige Rolle. Überschüsse aus der Mittagszeit können mit ihrer Hilfe für die Nacht zwischengespeichert werden (vgl. Kapitel 2.2.2).

Die Menge an im- und exportiertem Strom ist fast identisch mit der gespeicherten Menge. Aufgrund der erwähnten Unsicherheit bezüglich der tatsächlichen Übertragungskapazität zu den Nachbarn ist dieses Ergebnis der Optimierung allerdings kritisch zu bewerten. Dennoch sind Import von und Export zu Bayerns Nachbarn wichtige Flexibilitätsskoren für das Energiesystem. Das Szenario *Inselssystem* (s. Kapitel 2.5), in dem die Auswirkungen eines Inselbetriebs Bayerns untersucht werden, stützt diese These.

⁵ Ausgehend von 13,07 Mio. Einwohnern und 2,03 Personen pro Haushalt: <http://www.demografie-leitfaden-bayern.de>
⁶ <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/autokatalog/marken-modelle/tesla/tesla-model-3/>

Kann ein Stromüberschuss weder eingespeichert noch exportiert werden, wird damit synthetisches Erdgas erzeugt. Die installierte Leistung ist in diesem Feld mit etwa 3,5 GW_{el} deutlich geringer als bei Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Sie reicht jedoch aus, um bei etwa 2.760 Volllaststunden den gesamten Jahresbedarf an SNG zu decken. Die so gespeicherte Energiemenge entspricht, mit etwa 9,6 TWh_{el}, etwas mehr als einem Drittel der Menge in Batteriespeichern.

Tabelle 5:
Jahresenergiemengen, installierte Leistungen und Volllaststunden der flexiblen Technologien im Basisszenario

Technologie	Eingespeicherter/ exportierter Strom in TWh	Installierte Leistung/ Kapazität in GW	Zyklen/ Volllaststunden
Batteriespeicher	26,7	105,53	240 Zyklen
Pumpspeicher	0,53	3,07	154 Zyklen
Import/Export	27,8	10,41	
PtGas	9,5	3,46	2763 VLh

Wie in Kapitel 2.1 erwähnt, setzt sich der Gesamtstromverbrauch im Basisszenario aus der konventionellen Last, der Last für E-Mobilität und dem Stromverbrauch im Wärmesektor zusammen. Während die Werte für die ersten beiden Lasttypen vorgegeben waren, ergab sich der Stromverbrauch im Wärmesektor aus der Optimierung. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass in einem vollständig erneuerbaren Energiesystem, in dem Verbrauchsreduktionen wie die hier angenommenen einträten, die Stromverbräuche für konventionelle Anwendungen, E-Mobilität und Wärme in der gleichen Größenordnung lägen (Tabelle 6).

Tabelle 6:
Strombedarfe und Spitzenlasten der verschiedenen Abnehmer

Abnehmer	Verbrauch in TWh	Spitzenlast in GW
E-Mobilität	52,7	13,20
Wärmesektor	45,6	
strombasierte Fernwärme	14,9	10,29
strombasierte Prozesswärme	21,1	3,93
strombasierte gebäudespezifische Wärme	9,6	10,33
konventionelle Last	53,4	8,78
Summe	151,7	43,05 ⁷

2.2.2 Zeitliche Verläufe

Die stündliche Auflösung der Optimierung erlaubt auch eine detaillierte Analyse des Technologieverhaltens im Jahresverlauf. So lässt sich der optimale Einsatz der verschiedenen Technologien im Erzeugungs- und Speicherprofil bestimmen. Im Folgenden werden dazu zwei Zeitabschnitte vorgestellt, die charakteristischen Sommer-, bzw. Wintertagen entsprechen, und für diese jeweils Erzeugung, Nutzung von Flexibilitätstechnologien und Verbräuche betrachtet.

⁷ Die Gesamtsitzenlast ist kleiner als die Summe der Spitzenlasten der einzelnen Sektoren, da diese zeitlich versetzt auftreten.

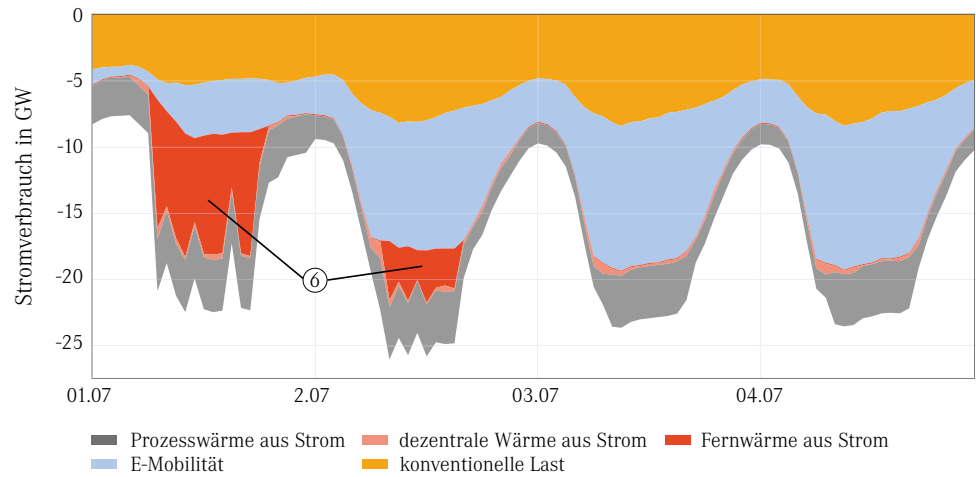
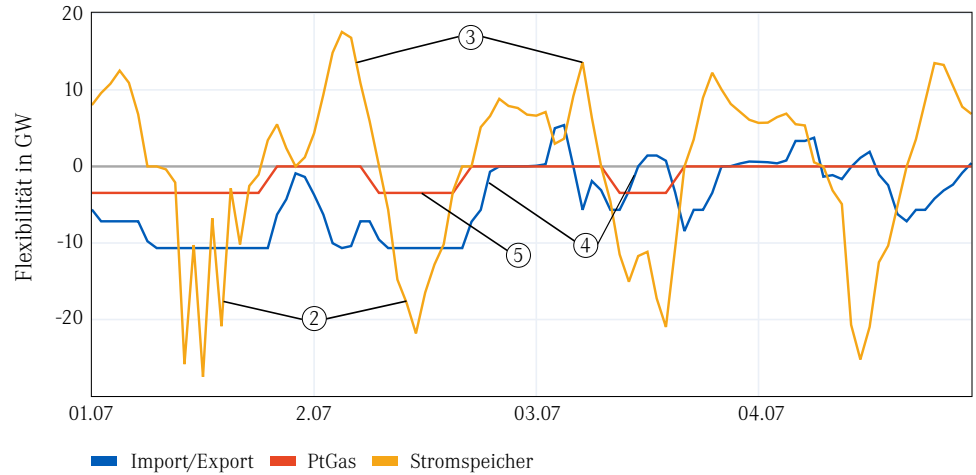
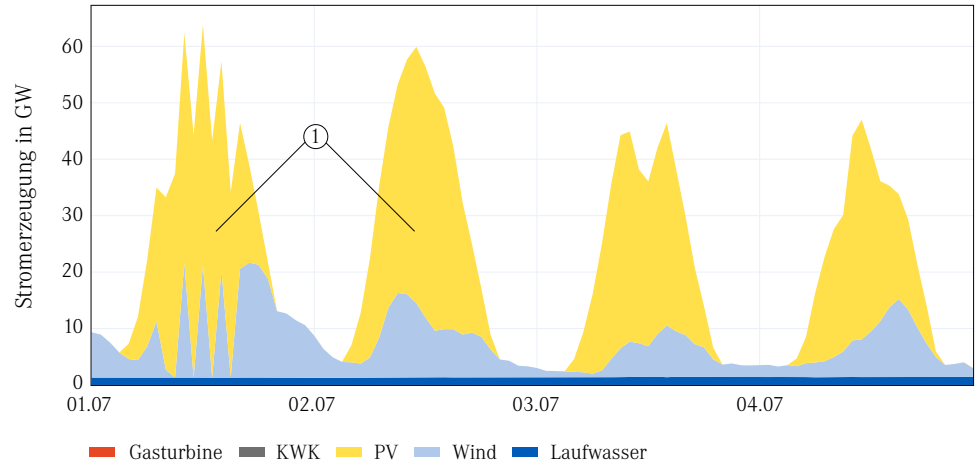
Sommer

Als Beispiel für typische Sommerwochen sind in Abbildung 4 vier Julitage visualisiert. Charakteristisch ist die Dominanz der photovoltaisch bereitgestellten Energie ①, die mit der starken solaren Einstrahlung korreliert. Windkraft wird im Sommer vergleichsweise wenig produziert. Die mittels Laufwasser erzeugte Strommenge ist, im Vergleich zur photovoltaisch gewonnenen, vernachlässigbar. Aus stofflichen Energieträgern wird im Sommer so gut wie kein Strom erzeugt, auch nicht in KWK-Anlagen.

Um den Tagesüberschuss in die Nacht zu verschieben, werden Batteriespeicher genutzt. Diese speichern tagsüber, vor allem in der Mittagszeit, Strom ein ② und geben ihn in den Abend- und Nachtstunden wieder ab ③ (positiv = Entladen, negativ = Laden). Auf den Im- und Export von Strom wirken viele Einflussgrößen ein, zum Beispiel die Produktion erneuerbarer Energien in den Nachbarregionen, dortige Speicherfüllstände und Lastverläufe. Dies bedingt einen äußerst komplexen Verlauf ④. Tendenziell exportiert Bayern im Sommer Strom, während im Winter importiert wird. Steht über das Export- und Speicherpotenzial hinaus Strom zur Verfügung, wird in Power-to-Gas Anlagen SNG produziert ⑤. Am 3. und 4. Juli ist der Überschuss der erneuerbaren Erzeuger geringer als an den Vortagen, die Power-to-Gas Anlagen laufen weniger oder gar nicht.

Im Sommer verursachen konventionelle Stromlast und E-Mobilität den größten Teil der Gesamtlast. Hierbei ist von Vorteil, dass die tagsüber auftretenden Lastspitzen in der Stromnachfrage sich annähernd mit dem Verlauf der photovoltaischen Produktion decken. Der Wärmebedarf für Haushalte ist im Sommer geringer als im Winter. In der dezentralen Wärmeversorgung muss lediglich der Grundbedarf für Warmwasser gedeckt werden. Fernwärmenetze laden an Tagen mit großem Stromüberschuss ihre Wärmespeicher, um daraus für einige Zeit die Wärmegrundlast zu decken ⑥. Der Wärmeeinsatz in der Industrie schwankt saisonal weniger stark. Zwar verringert sich auch hier im Sommer der Bedarf für Raumheizung, der Prozesswärmebedarf, der den größten Anteil ausmacht, bleibt jedoch annähernd gleich. Auch in der Industrie kann im Sommer deutlich mehr aus Strom erzeugte Wärme eingesetzt werden als im Winter. In Folge sinkt die Nutzung von Biomasse und SNG.

Abbildung 4:
Charakteristische Verläufe
im Sommer:
a) Stromerzeugung,
b) flexible Technologien und
c) Stromverbrauch



Winter

Analog zu den Sommertagen in Abbildung 4 sind in Abbildung 5 vier Wintertage dargestellt. Während an den ersten beiden Tagen noch ein Stromüberschuss besteht ①, tritt an den letzten beiden eine Windflaute ein ②. Diese, als Dunkelflaute bezeichneten, Verhältnisse treten etwa fünfmal pro Jahr auf und können bis zu zehn Tage andauern. Das Energiesystem ist so ausgelegt, dass ausreichende Reserven vorhanden sind, um während Dunkelflauten die Lasten aus den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr zu bedienen.

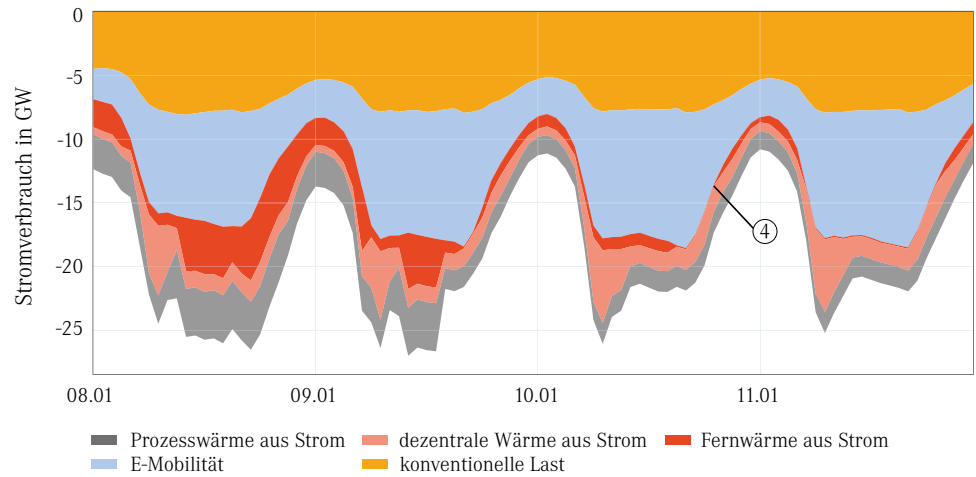
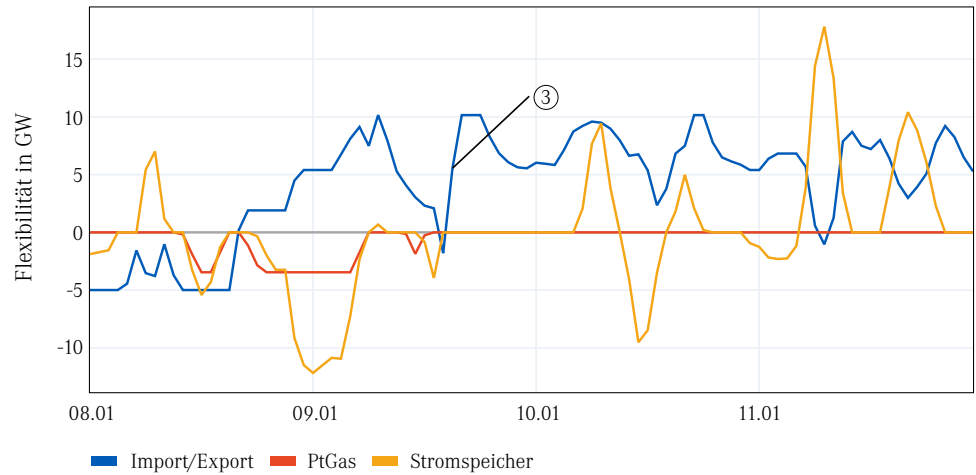
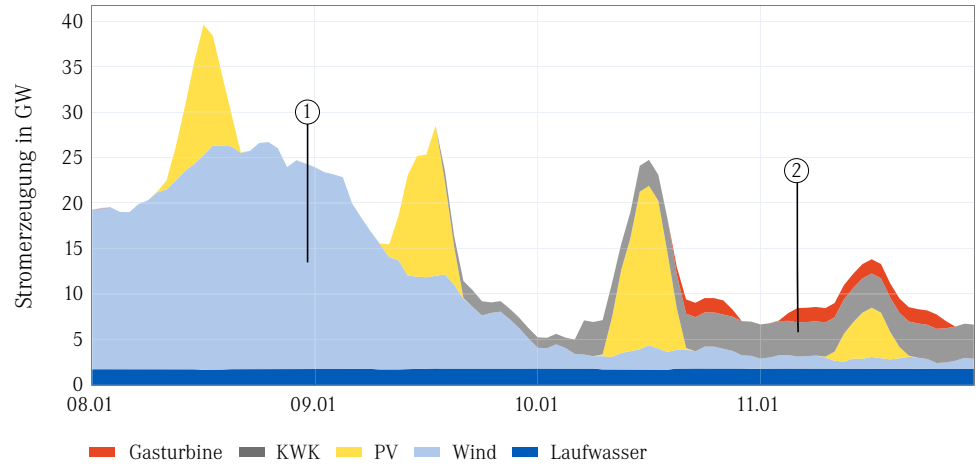
Da Photovoltaikanlagen im Winter generell deutlich weniger Strom einspeisen als im Sommer, übernimmt die Windkraft während dieser Zeit den größten Teil der Stromerzeugung. Im dargestellten Zeitraum ist an den ersten beiden Tagen viel Wind- und Photovoltaikstrom verfügbar. In diesem Zustand funktioniert das Energiesystem ohne ausgleichende Maßnahmen. Stoffliche Energieträger werden wenig oder gar nicht genutzt. So stehen sie für spätere Bedarfssituationen wie Dunkelflauten zur Verfügung. Um diesen Zustand zu erreichen, wird in Zeiten hoher Erträge aus Photovoltaik und Windkraft viel Strom im Wärmesektor eingesetzt. Als Teil des Optimierungsprozesses werden, soweit möglich, sämtliche Strom- und Wärmespeicher geladen.

Am dritten und vierten Tag folgt die Dunkelflaute: Weder Windkraft noch Photovoltaik speisen große Strommengen ein. In solchen Situationen springen KWK-Anlagen ein, die aus SNG und Biomasse Strom und Wärme gleichzeitig produzieren. Im abgebildeten Beispiel werden zusätzlich Gasturbinen genutzt, um die Stromlast zu decken. Dies wird nur nötig, wenn Wind- und Photovoltaikanlagen besonders wenig Strom produzieren. Wie selten dieser Fall auftritt, wird aus den wenigen Volllaststunden der Gasturbinen ersichtlich (Tabelle 4). Dass SNG nicht häufiger zur Stromerzeugung eingesetzt wird, liegt im geringen Wirkungsgrad der Prozesskette Strom-SNG-Strom begründet.

Am 10. Januar des Beispieljahres reicht die photovoltaische Erzeugung noch aus, um die Batteriespeicher in den Mittagsstunden zu laden. Am Folgetag ist dies nicht mehr gegeben. Ab dem Nachmittag des 9. Januar wird Strom aus dem Ausland importiert ③. Während die Power-to-Gas-Anlagen an den ersten beiden Tagen noch zum Einsatz kommen, stehen sie in der Dunkelflaute still. Generell laufen diese Anlagen im Sommer häufiger als im Winter, da solare Einstrahlung in Bayern besser verfügbar ist als Wind. Während der Stromverbrauch durch konventionelle Last und E-Mobilität nicht flexibel ist, wird die Flexibilität im Wärmesektor voll ausgenutzt. Das ist hauptsächlich an den Fernwärmenetzen erkennbar, die ihre Wärmeproduktion so weit wie möglich auf KWK-Technologien umstellen ④. Auch die Industrie meidet die Wärmeerzeugung aus Strom. Lediglich die gebäudespezifische Wärmeerzeugung ist nicht anpassbar, da das Modell für einzelne Gebäude keine redundanten Systeme mit verschiedenen Technologien und Energieträgern vorsieht.

Durch die genannten Maßnahmen können alle Dunkelflauten im Beispieljahr überbrückt werden. Wichtig ist dafür, dass während dieser Zeiten KWK-Technologien maximal zum Einsatz kommen, Strom aus Nachbarregionen importiert wird, alle Speicher systemdienlich eingesetzt und die flexiblen Stromlasten so weit wie möglich zurückgefahren werden.

Abbildung 5:
Charakteristische Verläufe
im Winter:
a) Stromerzeugung,
b) flexible Technologien und
c) Stromverbrauch



2.3 Photovoltaik

2.3.1 Optimierungsvorgaben

Die fluktuierende solare Einstrahlung wird in der Systemoptimierung durch Vorgabe einer Zeitreihe berücksichtigt. Für Photovoltaikanlagen wurde der Wirkungsgrad moderner, monokristalliner Zellen angenommen (Tabelle 8). Unterschiedliche Ausrichtungen der Anlagen wurden wie in Tabelle 7 dargelegt gewichtet.

Richtung	Dachtyp	Neigung	Gewichtung
Süd	Freifläche	30 °	20 %
Ost	Flachdach	10 °	10 %
West	Flachdach	10 °	10 %
Süd	Schrägdach	25 °	20 %
Ost	Schrägdach	25 °	20 %
West	Schrägdach	25 °	20 %

Tabelle 7:
Annahmen zur Ausrichtung von
Photovoltaikanlagen in Bayern

Ausgehend von dieser Gewichtung und den Strahlungsdaten sechs bayerischer Wetterstationen für das Jahr 2018 wurde die jeweilige direkte und diffuse Strahlung auf die Modulflächen projiziert und so eine Zeitreihe je Wetterstation und Ausrichtung berechnet. Diese Zeitreihen wurden dann entsprechend der Gewichtung zu einer Gesamtzeitreihe aufaddiert und der Optimierung zugrunde gelegt. Es ergab sich eine jährliche Volllaststundenzahl von knapp über 1.000. Dabei beschränkt sich die Optimierung auf die jeweils für das betrachtete Szenario optimal zuzubauende Photovoltaikleistung. Eine örtliche Auflösung des Zubaus oder die optimale Ausrichtung der Module fließen nicht in die Betrachtung ein.

2.3.2 Analyse der Ergebnisse

Für das Basisszenario ergibt sich ein Bedarf von ca. 66,6 GW Photovoltaikleistung. Mit Hilfe der Daten eines Beispielmotors (Tabelle 8) können die dafür benötigte Modulfläche und die für diese Module nötige Frei- bzw. Dachfläche ermittelt werden.

Nennleistung	Grundfläche	Leistungsdichte	Wirkungsgrad
335 W	1,67 m ²	4,99 m ² /kW	20 %

Tabelle 8:
Beispiel-Photovoltaikmodul,
basierend auf
(Jinko Solar 2020)

Die Ergebnisse der Flächenanalyse finden sich in Tabelle 9. Wie in Tabelle 7 dargelegt, wurde angenommen, dass 80 % der Module auf Dächern, die restlichen 20 % auf Freiflächen installiert werden. Während die benötigte Dachfläche der Modulfläche entspricht, muss für Freiflächen ein Faktor von 2 bis 3 berücksichtigt werden, um eine Verschattung hintereinanderliegender Module zu verhindern. Die in Bayern verfügbare Gebäudegrundrissfläche erwies sich dabei als über dreimal so groß wie die geschätzt benötigte Dachfläche.

Benötigte Modulfläche	332 km ²
dafür benötigte Freifläche	133-199 km ²
Dachfläche	266 km ²
verfügbare Gebäudegrundrissfläche in Bayern	977 km ²

Tabelle 9:
Flächenbedarf der
Photovoltaikanlagen im
Basisszenario

2.4 Windkraft

2.4.1 Auswahl der Referenz-Windkraftanlage und -Zeitreihe

Die Einbindung von Windkraftanlagen in das Systemmodell erfolgte durch Kombination einer Zeitreihe zum Windaufkommen in Bayern mit den Leistungsdaten einer Referenzanlage. Beim weiteren Windaufbau wird wahrscheinlich, wie schon bisher, auf verschiedene Modelle zurückgegriffen werden (Abbildung 6). Daher wurde, mittels herstellerseitig verfügbarer Leistungsdaten und einer Analyse des Marktstammdatenregisters bezüglich der in den letzten Jahren zugebauten Anlagen, eine Referenz-Windkraftanlage definiert (Tabelle 10).

Abbildung 6:
Zubau an Windkraftanlagen in
Deutschland seit 2010;
Daten aus (BNA)

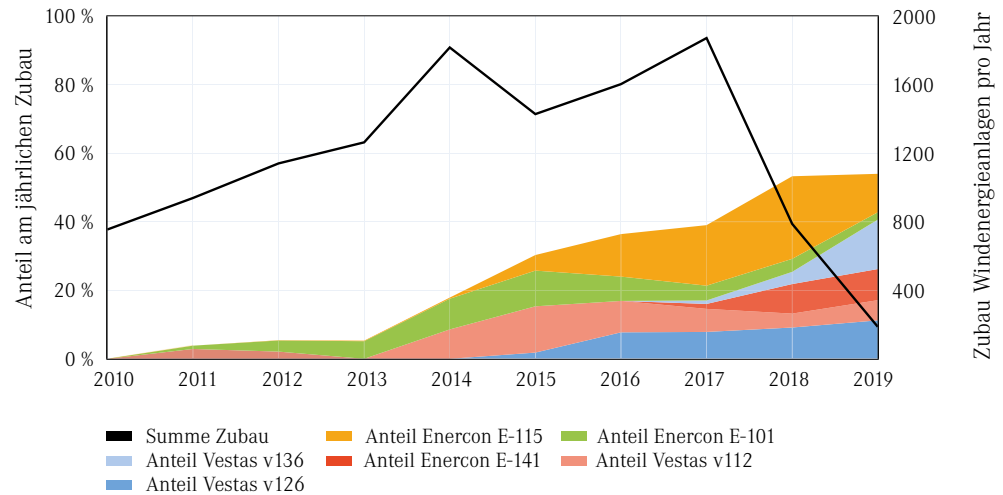


Tabelle 10:
Parameter der Referenz-
Windkraftanlage⁸

Nennleistung	Nabenhöhe	Rotordurchmesser	Volllaststunden pro Jahr
3.300 kW	135 m	122 m	2.508

Die meisten Parameter dieser Anlage ergaben sich bereits aus der Marktanalyse. Zur Ermittlung der jährlichen Volllaststunden wurde darüber hinaus der zeitliche Verlauf des Windaufkommens in Bayern benötigt. Zu dessen Ermittlung wurden Messdaten des Deutschen Wetterdienstes von 2018 herangezogen. Diese umfassen Windzeitreihen für 56 über Bayern verteilte Wetterstationen sowie aktuelle Messwerte in Bayern installierter Windkraftanlagen zur örtlichen mittleren Jahreswindgeschwindigkeit (DWD 2020b; BNA 2020). Mit Hilfe dieser mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten (BNA 2020) wurden die an den Wetterstationen in 10 m Höhe gemessenen Zeitreihen (DWD 2020b) auf die Nabenhöhe der Referenzanlage skaliert. Mittels der Leistungskennlinien⁹ der sechs verschiedenen Anlagenmodelle, die der Referenzanlage zugrunde liegen, wurden aus den tatsächlichen Windgeschwindigkeiten die jeweils resultierenden relativen Leistungen berechnet. Die zunächst je Wetterstation, anschließend für ganz Bayern gemittelte Windzeitreihe wurde dem Optimierungsprozess unterzogen. Es ergaben sich die in Tabelle 10 aufgeführten Volllaststunden. Mit ca. 2.500 Stunden pro Jahr ist dieser Wert vergleichbar mit bisher publizierten Vorhersagen zur Volllaststundensteigerung bei Windkraftanlagen (Lütkehus et al. 2013; Fraunhofer IEE 2019). Bei der Optimierung des Energiesystems wurde der Zubau von Windkraftanlagen nur über die benötigte installierte Leistung definiert. Wie bei der Photovoltaik erfolgte keine Optimierung des räumlichen Zubaus.

⁸ Nennleistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser berechnet basierend auf (BNA; ENERCON GmbH; ENERCON GmbH 2015; wind-turbine-models.com 2020).
Gewählt wurden die sechs Anlagentypen Vestas V112, Vestas V126, Vestas V136, Enercon E-101, Enercon E-115 und Enercon E-141, die 50 % des aktuellen Zubaus bzw. 25 % des Zubaus im betrachteten Zeitraum von 2010-2019 ausmachen. Die Nabenhöhe basiert auf dem Mittelwert für in Bayern installierte Anlagen mit frei zugänglichen Messwerten der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit. Volllaststunden ermittelt aus der in dieser Studie bestimmten Windzeitreihe.

⁹ Quellen der Kennlinien: (ENERCON GmbH; ENERCON GmbH 2015; wind-turbine-models.com 2020)

2.4.2 Flächenanalyse

Getrennt von der Optimierung des Basisszenarios wurde, zur Bewertung der Umsetzbarkeit, das Windkraftpotenzial in Bayern betrachtet. Die Flächenanalyse dient ausschließlich zur Einordnung und Bewertung der Szenarien. Grundlage dafür waren die in Kapitel 1.5 vorgestellten Daten von Open Street Maps und dem Bayerischen Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung. Diese umfassen die Umriss aller Gebäude in Bayern sowie eine Aufschlüsselung der Landesfläche nach aktueller Nutzung.

Zunächst wurden Flächen ausgeschlossen, die sich aufgrund ihrer aktuellen Nutzung nicht eignen. Hierzu zählen unter anderem Naturschutzgebiete, militärische Sperrgebiete, Gewässer oder Flächen, die Einrichtungen der Flugsicherung umgeben. Die übrige Fläche lässt sich größtenteils den zwei in Bayern häufigsten Kategorien Wald und Landwirtschaft zuordnen (Tabelle 11). Alle restlichen Flächen wurden unter *sonstige Nutzung* zusammengefasst.

Tabelle 11:
Flächennutzung in Bayern nach
(StMELF 2018; LDBV 2019)

Fläche	Davon Wald	Davon Landwirtschaft	Summe Sperrgebiete
70.550 km ²	24.876 km ²	32.855 km ²	8.320 km ²

Im zweiten Schritt wurden die Mindestabstände zu Wohngebäuden betrachtet, die sich als maßgebliches Kriterium für die Potenzialermittlung erwiesen. Dazu wurden nur Gebäude in Wohngebieten herangezogen. Die untere Grenze für den minimalen Abstand von Windkraftanlagen zu Gebäuden gibt das Bundesimmissionsschutzgesetz vor. Ausschlaggebend sind dabei die Lärmemissionen der Anlagen. Für reine Wohngebäude ist nach (BMU 2017) ein Immissionsrichtwert von 50 dB tagsüber bzw. 35 dB nachts einzuhalten. In (BWE 2018) und (Lütkehus et al. 2013) werden, auf dem Gesetz basierend, Abstände zu Wohngebieten von mehr als 800 bzw. mehr als 900 m genannt. Daher wurde die untere Grenze für den Mindestabstand auf 1000 m festgelegt. Grundlage für die obere Grenze war die Regelung, dass Windkraftanlagen mit einem Abstand von mindestens ihrer zehnfachen Eigenhöhe bevorzugt gebaut werden sollen (Art. 82 BayBO), was in den meisten Fällen zu einem vereinfachten Genehmigungsverfahren führen kann. Für moderne Windkraftanlagen¹⁰ ergibt sich so ein Wert von bis zu 2500 m für die obere Grenze der betrachteten Abstandsvariation. Zur weiteren Betrachtung wurden sieben Szenariovarianten definiert, die in 250-m-Schritten zwischen diesen Grenzwerten liegen.

Abbildung 7 zeigt die Methodik am Beispiel des Minimalabstands von 1000 m. Der eingezeichnete Kreis markiert die Ausschlussfläche um das äußerste Wohngebäude des Orts. Analog zum gezeigten Beispielwohngebäude wurde um jedes der Wohngebäude eine solche Ausschlussfläche bestimmt. Die so bestimmten Kreisflächen wurden dann zu einer Gesamtausschlussfläche zusammengefasst. Gebäude in Industriegebieten (a) sowie Schutzzonen, wie im vorliegenden Beispiel eines Gewässers (b), wurden nicht für einen möglichen Anlagenbau berücksichtigt. Durch Subtraktion aller auszuschließenden Flächen von der Gesamtfläche Bayerns ergaben sich die theoretisch für Windkraft verfügbaren Flächen. Diese werden im Folgenden als Potenzialflächen bezeichnet.

Ein ähnlicher Kartenausschnitt mit größerem Maßstab zeigt in Abbildung 8, beispielhaft für 1000 m Mindestabstand, die Potenzialfläche, die sich aus der Kombination mit den Datensätzen zur aktuellen Flächennutzung ergibt.

¹⁰ Basierend auf einer Schwachwindanlage von GE (Cypress Platform, 5MW-158) mit einer Gesamthöhe von bis zu 240 m

Abbildung 7 (links):
Kartenausschnitt mit
1000-m-Potenzialflächen

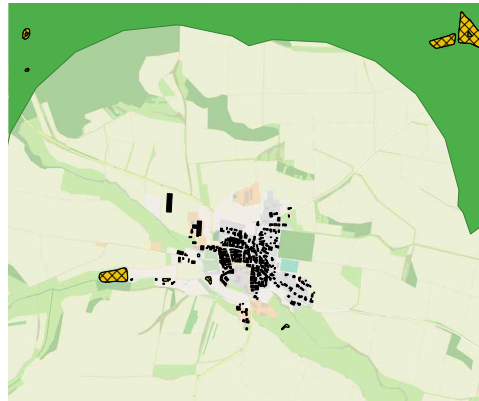
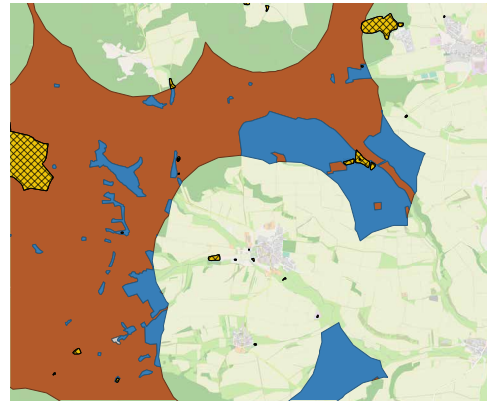


Abbildung 8 (rechts):
Aktuelle Nutzung der Windkraft-
Potenzialfläche für einen
Mindestabstand von 1000 m



■ Wohngebäude
■ Potenzialfläche - gesamt
■ Sonstige Ausschlussflächen

■ Potenzialfläche - Landwirtschaft
■ Potenzialfläche - Wald
■ Potenzialfläche - Sonstige
■ Sonstige Ausschlussflächen

Diese Methodik ermöglicht eine Abschätzung der mit Windkraftanlagen bebaubaren Fläche in Bayern. Viele zusätzliche, lokale Faktoren werden nicht mit einbezogen, weshalb die Ergebnisse lediglich als obere Grenze des Flächenpotenzials interpretiert werden können. Die genutzte Methodik berücksichtigt, unter anderem, nicht:

- Lokal schwankende Windgeschwindigkeiten
- Höhenprofile der betrachteten Flächen
- Gegenseitige Windverschattung der Windkraftanlagen
- Sonstige Hindernisse bezüglich Baugenehmigung oder Umsetzbarkeit
- Wirtschaftlichkeit des Anlagenzubaus in den Potenzialgebieten
- Möglichkeit/Kosten der Netzanbindung
- Eigentumsverhältnisse

Die Ergebnisse der Methodik für das Beispiel eines minimalen Abstandes von 1000 m sind in Tabelle 12 zusammengefasst. Hier finden sich auch die aus den Potenzialflächen resultierende, maximal installierbare Leistung¹¹ und die dafür nötige Fläche¹², die bei Bebauung mit Windkraftanlagen keine andere Nutzung mehr zulässt.

Tabelle 12:
Ergebnisse der Windkraft-
anlagen-Potenzialflächen-
bestimmung für einen
Mindestabstand zu
Wohngebäuden von 1000 m

Potenzial- fläche	Wald	Landwirtschaft	Durch Windkraft permanent genutzt	Leistung
5.872 km ²	4.636 km ²	1.072 km ²	27 km ²	88 GW

¹¹ Basierend auf 5-3-Regel,
(Lütkehus et al. 2013)

¹² Basierend auf Analyse bestehender
Windparks, (Denholm et al. 2009)

2.4.3 Analyse der Ergebnisse

Die Anwendung der beschriebenen Methodik auf verschiedene Minimalabstände zu Wohngebäuden ergab die in Tabelle 13 aufgelisteten Flächenwerte. Waldflächen sind innerhalb der Potenzialflächen mit durchschnittlich über 85 % durchgehend dominant. Bei kleineren Mindestabständen nimmt der Anteil landwirtschaftlicher Flächen zu.

Minimalabstand in m	Geschätzte Potenzialfläche in km ²	Geschätztes Leistungspotenzial in GW	Geschätzte Stromerzeugung in TWh	Anteil Wald	Anteil Landwirtschaft	Anteil sonstige Nutzung
1.000	5.872	86,74	216,85	79,0 %	18,3 %	2,7 %
1.250	3.019	44,60	111,50	84,6 %	12,2 %	3,2 %
1.500	1.567	23,15	57,89	87,8 %	8,3 %	3,9 %
1.750	816	12,06	30,15	89,0 %	6,3 %	4,7 %
2.000	429	6,33	15,84	89,4 %	5,0 %	5,6 %
2.250	226	3,34	8,36	88,5 %	4,2 %	7,3 %
2.500	138	2,04	2,11	86,8 %	4,0 %	9,2 %

Tabelle 13: Ergebnisse der Potenzialanalyse in Abhängigkeit des minimalen Abstandes zu Wohngebäuden

Basierend auf den Ergebnissen der Flächenanalyse lässt sich ein funktionaler Zusammenhang zwischen dem benötigten Mindestabstand zu Wohngebieten und der installierbaren Leistung ableiten. Dieser erlaubt die Berechnung des maximal möglichen Mindestabstands für eine bestimmte zu erzielende Gesamtleistung (Tabelle 14).

Szenario	Minimalabstand in m	Platzbedarf in km ²	Davon Wald in km ²	Davon Landwirtschaft in km ²	Davon dauerhaft gerodet in km ²
Basis (32,3 GW)	1.374	2.164	1.866	222	10,1
Wind (15 GW)	1.677	1.005	889	73	4,7
Ist-Stand Bayern (2,5 GW)	2.384	168	147	7	0,8

Tabelle 14: Ergebnisse der Platzbedarfsanalyse in Abhängigkeit einer Variation des Windkraft-Zubaus

Den Zusammenhang zwischen Leistung und maximalem Mindestabstand zeigt Abbildung 9¹³.

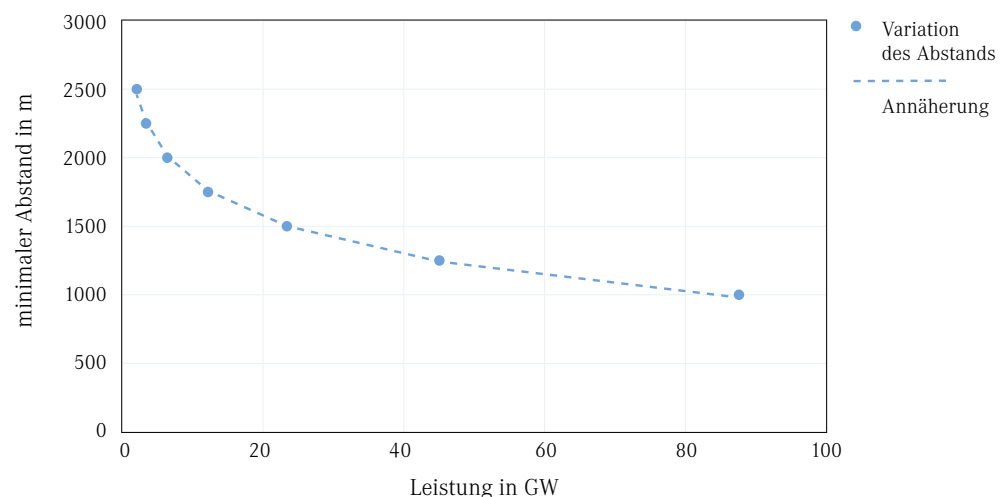


Abbildung 9: Annäherung eines natürlichen Logarithmus an die Auswertungsdatenpunkte zur Bestimmung des minimal benötigten Abstandes bei vorgegebener installierter Leistung

¹³ Gleichung: Abstand = $a \cdot \ln(\text{Leistung in GW}) + b$ mit $a = -394,5$ m und $b = 2745,2$ m

Bereits der aktuelle Ausbauzustand setzt demzufolge einen Mindestabstand von etwa 2.400 m voraus. Da es sich dabei, wie erwähnt, um eine untere Grenze¹⁴ handelt, muss tendenziell mit einem deutlich größeren Flächenbedarf gerechnet werden. Legt man die Maße aktueller Windkraftanlagen¹⁵ sowie die in der bayerischen Bauordnung vorgegebene Abstandsregelung zur Bevorzugung von Anlagen ab einem Abstand der zehnfachen Gesamthöhe als Pflichtabstand (aktuell fakultativ) zugrunde, wäre bereits der aktuelle Ausbauzustand bei flächendeckender Anwendung der Regelung nicht möglich. Unter der Annahme, dass ein Abstand von 1.000 m genügt, um das Basisszenario trotz der vereinfachten Abschätzung ausreichend zu versorgen, müssten sämtliche theoretisch geeigneten Flächen in Bayern genutzt werden.

Zwar lässt sich der Bedarf an Windkraftanlagen für das Basisszenario auf eine Anlage je 1.350 Bürger zusammenfassen, doch sind die Potenzialflächen, wie Abbildung 10 zeigt, nicht gleichmäßig verteilt. Ebenso deckt sich die Verteilung des mittleren Windaufkommens in Bayern (Abbildung 11) nicht mit diesen Flächen. Die Ungleichverteilung der Anlagen zeigt, dass ein Wert für Windkraftanlagen je Bürger nicht als tatsächliche Umsetzungsmöglichkeit interpretiert werden sollte.

Abbildung 10:
Potenzialflächen bei einem
Mindestabstand zu Wohnhäusern
von 1.000 m (a),
1.750 m (b)
und 2.500 m (c)

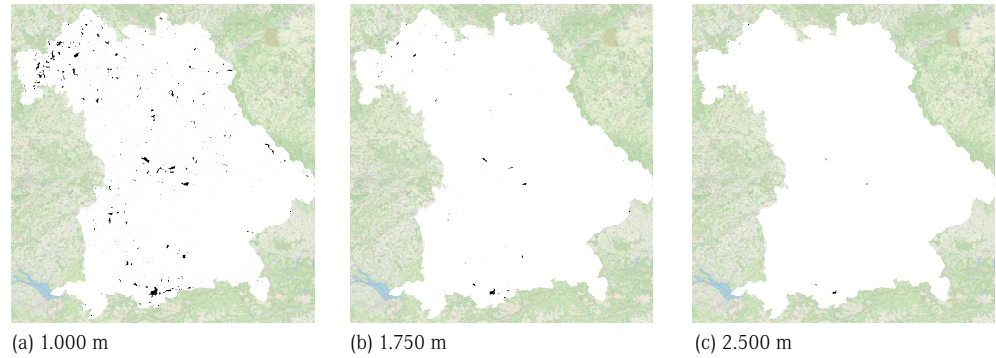
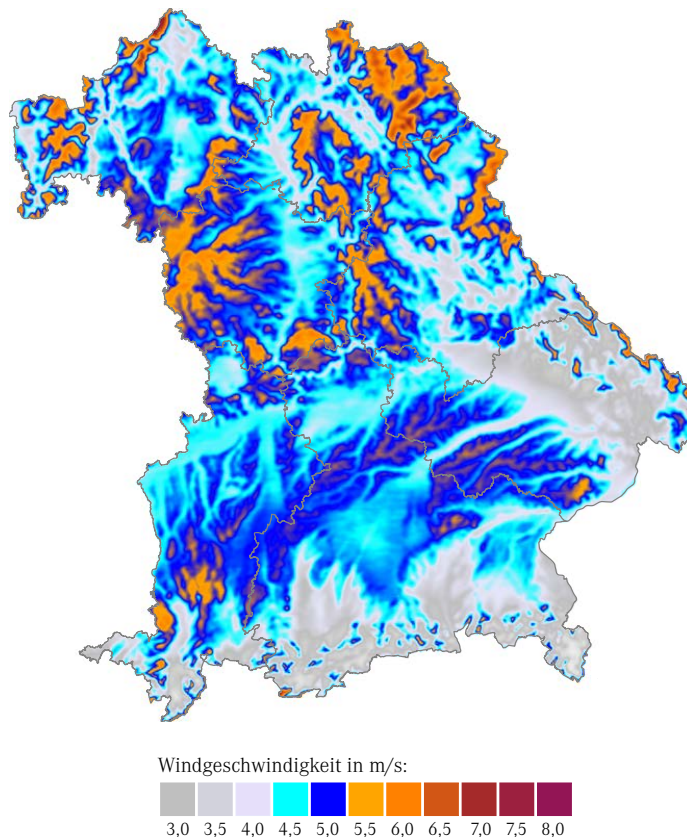


Abbildung 11:
Windverhältnisse in 100m
Höhe über Grund in Bayern
(StMWi 2018)



¹⁴ Errechnet unter Annahme eines konstanten Windaufkommens über die gesamte Landesfläche, keiner nächtlichen Abriegelung sowie unter Vernachlässigung von Verschattungseffekten und weiteren Flächenausschlüssen

¹⁵ Z. B. GE 5MW-158:
Rotordurchmesser 158 m,
Nabenhöhe 161 m,
Gesamthöhe 240 m

2.5 Szenarienvergleich

Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen die benötigten installierten Leistungen bzw. bereitgestellten Energiemengen je Technologie für die in Kapitel 1.3 erläuterten Szenarien. Diese Vergleichsdiagramme erlauben die Bewertung des Einflusses einzelner Größen auf das gesamte Energiesystem. Die den Parametervariationen zugrundeliegenden Zusammenhänge sind äußerst komplex und wirken sich nicht nur auf den Stromsektor aus. Zur Vereinfachung wird im Folgenden nur auf die wichtigsten Auswirkungen und Änderungen im Stromsektor eingegangen.

Abbildung 12:
Benötigte installierte elektrische Leistung je Szenario und Technologie

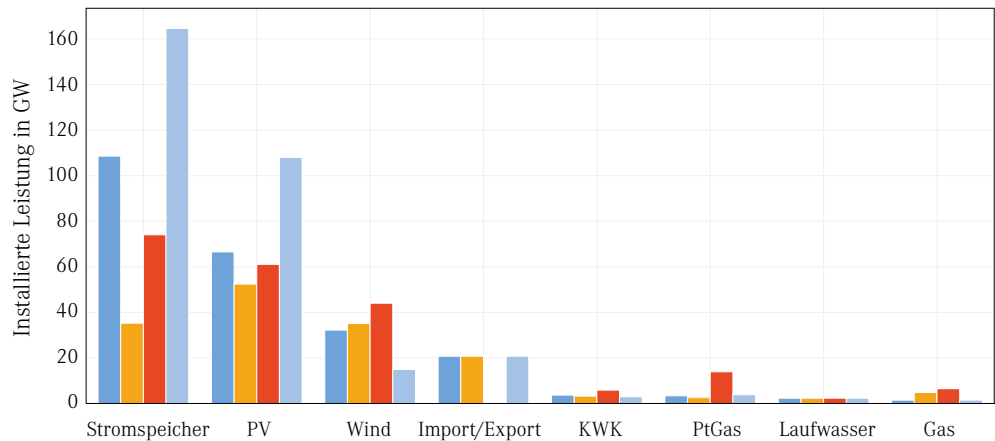
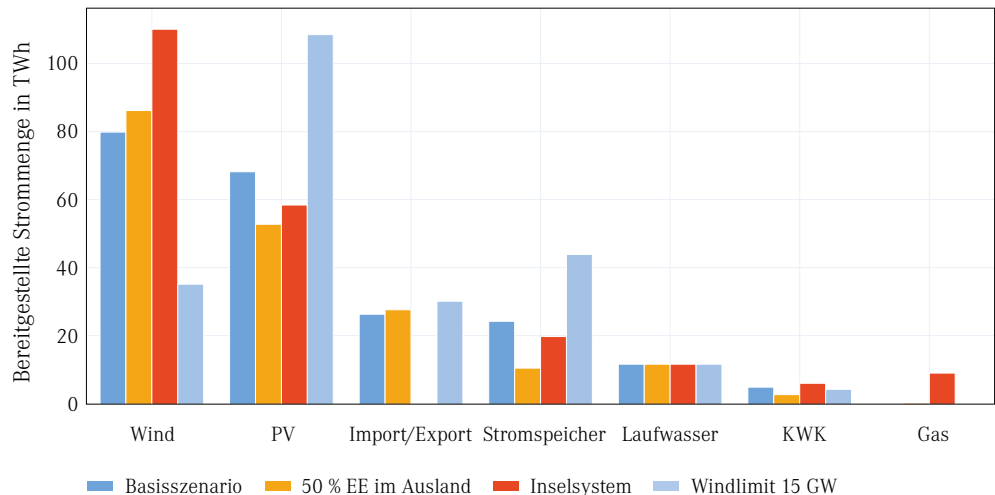


Abbildung 13:
Benötigte bereitgestellte elektrische Energiemenge je Szenario und Technologie



Konventionelles Ausland

Mit Hilfe dieses Szenarios wurde bewertet, welchen Einfluss der Ausbau erneuerbarer Energien in den Nachbarregionen auf Bayern hat. Dazu wurde der Anteil erneuerbarer Energien im Rest Deutschlands, in Österreich und Tschechien auf 50 % reduziert, was die Annahme eines langsameren dortigen Ausbaus spiegelt. Der bayerische Energieverbrauch wird in diesem Szenario bilanziell zu 100 % durch erneuerbare Energien gedeckt.

Im Vergleich mit dem Basisszenario zeigten sich nur geringe Abweichungen. Am stärksten veränderte sich der Bedarf an Batteriespeichern. Das lässt sich damit erklären, dass das Szenario mehr konventionelle und somit bedarfsorientiert steuerbare Energieerzeugung im Ausland annimmt. So kann Bayern auch in Zeiten einer überregionalen Dunkelflaute Strom importieren und benötigt weniger Batteriespeicher. Die gewonnene Flexibilität reduziert außerdem den Bedarf an saisonaler Energiespeicherung mittels Power-to-Gas-Technologien. Auf der Erzeugungsseite wird in diesem Szenario etwas mehr Windkraft zugebaut als im Basisszenario, dafür weniger Photovoltaik. Insgesamt wird weniger Strom

aus erneuerbaren Quellen gewonnen. Das liegt in den geringeren Verlusten in Batteriespeichern und besonders in Power-to-Gas-Anlagen begründet. Das flexibel produzierende Umland wirkt sich wie ein kostengünstiger Speicher aus. Es kann tages- wie auch jahreszeitliche Schwankungen ausgleichen und verringert so die Notwendigkeit des Zubaus kosten- und verlustbehafteter Speicheroptionen.

Das Szenario zeigt, dass ein hoher Anteil konventioneller Energien in den Nachbarregionen kein Hindernis für den Ausbau erneuerbarer Energien in Bayern ist. Vielmehr wird dadurch zusätzliche Flexibilität gewonnen, Speicherverluste und die Notwendigkeit des Zubaus flexibler Technologien in Bayern werden reduziert. Stellen die Nachbarregionen später ihre Energieversorgung ebenfalls um, muss Bayern lediglich seine Speicherkapazitäten aus- und in geringem Maße Windkraft oder Photovoltaik zubauen, um die damit einhergehenden Speicherverluste auszugleichen. Ein solches Vorgehen birgt allerdings das Risiko, dass das Verhältnis zwischen Windkraft und Photovoltaik nicht optimal auf das Zusammenspiel mit dem weniger flexiblen Ausland ausgelegt ist. Die unterschiedlichen Verhältnisse installierter Windkraft- und Photovoltaik-Anlagenleistung in den beiden Szenarien illustrieren diesen Effekt.

Inselsystem

Dieses Szenario ist der Gegenentwurf zum vorherigen: Bayern wird von den Nachbarregionen getrennt und verliert so die Flexibilitätsoption des Imports/Exports. Daraus resultiert ein deutlich höherer Bedarf an Windkraft- und Power-to-Gas-Anlagen zur Deckung des Strombedarfs im Winter. Der Bedarf an Batteriespeichern sinkt dagegen etwas. Insgesamt ist dieser Einfluss jedoch zu klein, um die geringere Effizienz des Inselsystems auszugleichen.

Bayern sollte daher den Austausch mit seinen Nachbarn beibehalten und fördern. Graustrommengen können durch den Export erneuerbaren Stroms ausgeglichen werden. Die Option des Stromimports und -exports reduziert den Bedarf an Windkraft und Flexibilitätstechnologien im Inland.

Windlimit 15 GW

Sowohl politische Vorgaben als auch die diesbezüglich zu beobachtenden gesellschaftlichen Vorbehalte können den Zubau von Windkraftanlagen in Bayern begrenzen. Daher zeigt dieses Szenario, wie ein vollständig erneuerbares Energiesystem in Bayern bei einer maximalen installierten Windkraftleistung von 15 GW aussehen könnte. Das entspräche einer Versechsfachung der aktuell installierten Windkraft-Anlagenleistung.

Die Energie, die in den anderen Szenarien aus Windkraft bereitgestellt wurde, muss hier photovoltaisch erzeugt werden. In Folge wächst nicht nur die notwendige installierte Photovoltaikleistung, sondern auch der Bedarf an Speichertechnologien, insbesondere Batteriespeichern. Die damit verbundenen Verluste sowie Ineffizienzen durch vermehrte Nutzung von Technologien wie Power-to-Gas erhöhen den Gesamtstrombedarf.

Ein bayerisches Energiesystem mit maximal 15 GW installierter Windkraft-Anlagenleistung ist also denkbar, setzt aber einen erhöhten Zubau von Photovoltaik und Batteriespeichern voraus. In Folge sinkt die Effizienz des Gesamtsystems bei gleichzeitig steigenden Kosten. Entscheidungsträger und Bürger, die den Ausbau von Windkraftanlagen in Bayern beschränken wollen, müssen sich also bewusst sein, dass dies neben höheren Kosten auch eine größere Abhängigkeit von der Stromerzeugung in Nachbargebieten mit sich bringt.

3 Verkehrssektor

3.1 Darstellung des Verkehrssektors im Energiesystemmodell

Der Verkehrssektor verursacht etwa 23 % der gesamten jährlichen Treibhausgasemissionen Deutschlands (UBA 2020b). Eine Umstellung auf klimaneutrale Mobilität wäre also ein bedeutender Beitrag zum Klimaschutz. Der Primärenergiebedarf des Sektors liegt bei ca. 770 TWh für Gesamtdeutschland, ca. 130 TWh für Bayern (LfStat 2019). Mögliche Optionen für die Defossilisierung sind Elektrifizierung oder die Nutzung mit erneuerbarer Energie produzierter Kraftstoffe wie Wasserstoff, Methan oder synthetischem Diesel. In dieser Studie wurden zwei Optionen untersucht: Elektrifizierung und der Einsatz synthetischen Diesels (nach Fischer-Tropsch-Verfahren).

Der Energiebedarf des Verkehrssektors wird im Modell als Zeitreihe in stündlicher Auflösung dargestellt. So kann seine kostenoptimale Energieversorgung in Abhängigkeit der schwankenden Produktion erneuerbarer Energien und der übrigen Energiebedarfe in Bayern ermittelt werden.

Die der Berechnung zugrundeliegenden Daten zu den Anteilen der verschiedenen Verkehrsmittel am Gesamtverbrauch des deutschen Verkehrssektors sind nicht nach Bundesländern unterteilt. Daher wurde angenommen, dass die Struktur des bayerischen Verkehrssektors der des gesamtdeutschen gleicht. Tabelle 15 zeigt diese und gibt außerdem Auskunft darüber, ob die jeweiligen Energiemengen zeitaufgelöst oder lediglich als Gesamtwert berücksichtigt wurden.

Transporttyp	Endenergieanteil ¹⁶ in %	Berücksichtigung der Zeitreihe	Berücksichtigung des Energiebedarfs
Straße	82,1	ja	ja
Luftfahrt	15,4 (BMWi 2019)	nein	nein
Schifffahrt	0,4 (BMWi 2019)	nein	ja
Schieneverkehr	2,0 (BMWi 2019; UBA 2020a)		
elektrifiziert	≈ 1,5 (BMWi 2019; UBA 2020a)	durch Stromsektor	durch Stromsektor
dieselgetrieben	≈ 0,5 (BMWi 2019; UBA 2020a)	nein	ja
ÖPNV			
Stadtbusse ¹⁷	≈ 1,2 (Radke 2019; BMWi 2019; Schmied und Mottschall)	nein	ja ja
U-Bahn		durch Stromsektor	durch Stromsektor
Stadtbahn		durch Stromsektor	durch Stromsektor

Tabelle 15:
Anteil der verschiedenen
Verkehrsmittel am
Endenergieverbrauch des
Verkehrssektors

Das verwendete Modell berücksichtigt alle in Tabelle 15 aufgeführten Verkehrsformen mit Ausnahme des Flugverkehrs. Dieser könnte, ohne Ausbau der Zugverbindungen oder Schienenkapazitäten, teilweise durch den bestehenden Bahnverkehr ersetzt werden (Purper und Neumann 2017). Insgesamt fließen 84,6 % des Endenergiebedarfs im Verkehrssektor in die Berechnung ein, 98,9 % davon zeitaufgelöst. 1,5 % des gesamten Endenergiebedarfs im Verkehr werden nicht in der Verkehrszeitreihe wiedergegeben. Ihr Verursacher ist der elektrische Schienenverkehr. Dieser Anteil wird bereits vollständig durch den Stromsektor berücksichtigt (UBA 2020a; UBA, Fachgebiet V 1.4, und BMWi 2019).

¹⁶ Anteil der Endenergienutzung im Verkehrssektor in Deutschland

¹⁷ Der ÖPNV-Anteil Stadtbusse ist Teil des Transporttyps Straße

3.1.1 Ermittlung der Bedarfe im Transportsektor

Die nicht zeitlich aufgelösten Bestandteile wurden durch Skalierung auf die Gesamtenergiemenge berücksichtigt. Verursacht werden sie durch Stadtbusse, Binnenschifffahrt und Dieselzüge, die durch Messstellen auf Bundesstraßen und Autobahnen nicht erfasst werden. Diese Messstellen sind Grundlage der Ermittlung der zeitaufgelösten Daten.

Der Endenergiebedarf des bayerischen Verkehrssektors ohne Luftfahrt ergab sich aus der Veröffentlichung des bayerischen Bedarfs an Kraftstoffen im Jahr 2017 zu ca. 111 TWh (LfStat 2019). Die Zahlen für 2017 wurden genutzt, da die Zahlen für 2018 zum Zeitpunkt der Modellierung noch nicht vorlagen. Da die jährlichen Abweichungen dieser Daten voneinander zwischen 2014 und 2017 nur zwischen 0,35 und 2,1 % lagen, wurde davon ausgegangen, dass eine Kombination der Daten von 2017 mit den ansonsten in der Studie verwendeten Daten von 2018 nur einen geringfügigen Fehler verursacht.

Der Endenergiebedarf des Verkehrssektors ist stark abhängig von der eingesetzten Antriebstechnologie. Bei Neuzulassungen geht der Trend in Deutschland zu Elektrofahrzeugen (KBA 2020a). Daher wurde für alle Szenarien eine vollständige Elektrifizierung des Verkehrssektors angenommen. So kann erneuerbar produzierter Strom ohne Umwege eingebunden werden, die Energieeffizienz im Vergleich zu aktuellen Verbrennungsmotoren steigt (Silva 2013). Durch vollständige Elektrifizierung, berechnet nach dem im Folgenden dargestellten Verfahren, reduziert sich der Energiebedarf des Verkehrssektors von 111 auf 52,6 TWh. Diese Betrachtung steht allerdings im teilweisen Widerspruch zu den tatsächlichen Kaufentscheidungen im Pkw-Bereich, die häufig mehr emotionalen als rationalen Kriterien folgen. So stiegen zum Beispiel die Zulassungszahlen für energetisch und wirtschaftlich nicht optimale SUVs in Deutschland in den letzten Jahren ebenfalls an (Brandt 2020).

Zur Abschätzung des Energiebedarfs eines vollständig elektrifizierten Verkehrssektors wurde der Verbrauch aktueller konventioneller Pkw und Lkw mit dem ihrer elektrifizierten Pendanten verglichen und ein fahrzeugtypspezifischer Skalierungsfaktor berechnet. Der Verbrauch derzeitiger Lkw-ähnlicher Fahrzeuge wurde auf Basis der durchschnittlichen Verbrauchsdaten auf der Internetseite Spritmonitor.de abgeschätzt. Der Verbrauch durch Pkw und seine zu erwartende Reduktion wurden anhand des Verbrauchsunterschieds vergleichbarer Fahrzeuge mit konventionellem und elektrischem Antrieb im Öko- bzw. Praxistest des ADAC ermittelt. Diese Tests berücksichtigen Ladeverluste. Zur Abschätzung der möglichen Reduktion bei Lkw-ähnlichen Fahrzeugen wurde auf Herstellerangaben zurückgegriffen, da Elektro-Lkw aktuell wenig verbreitet sind und zu ihnen keine mit dem ADAC-Praxistest vergleichbaren Testberichte vorliegen. Verbräuche und Reduktionen sind in Tabelle 16 beispielhaft für Pkw- und Lkw-ähnliche Fahrzeuge, jeweils anhand eines repräsentativen Fahrzeugs, dargestellt.

Tabelle 16:
Vergleich der Effizienzsteigerung beim Umstieg von Verbrennungsmotoren auf elektrische Antriebe

Fahrzeugart	Antrieb	Verbrauch eines Beispielfahrzeugs pro 100 km in kWh	Durchschnittliche Verbrauchsänderung in % ¹⁸⁾
Pkw-ähnlich	Konventionell	48,8 ¹⁹⁾	-62
	Elektrisch	17,3 ²⁰⁾	
Lkw-ähnlich	Konventionell	299 ²¹⁾	-48,7
	Elektrisch	152,4 ²²⁾	

¹⁸ Durchschnittswerte aus dem Vergleich mindestens fünf unterschiedlicher Beispielfahrzeuge

¹⁹ Entspricht Beispielverbrauch eines VW Golf von 5,8 l Benzin, vgl. (Ruhdorfer 2017).

²⁰ Entspricht Beispielverbrauch eines VW E-Golf, vgl. (Wieler 2020).

²¹ Entspricht Beispielverbrauch eines Mercedes-Benz Actros von 30,5 l Diesel, vgl. (www.spritmonitor.de 2020).

²² Entspricht Beispielverbrauch eines Mercedes-Benz E-Actros, vgl. (Mercedes-Benz AG 2019)

zzgl. 27 % Mehrverbrauch, wie er sich nach eigenen Berechnungen für Elektro-Pkw im ADAC-Praxistest gegenüber den Herstellerangaben ergibt.

Neben der vollständigen Elektrifizierung wurden für das Szenario *Synthetische Kraftstoffe* Varianten mit unterschiedlichen Anteilen im Fischer-Tropsch-Verfahren hergestellten synthetischen Diesels am Gesamtverbrauch des Verkehrssektors betrachtet. Dieser ist ein sogenannter Drop-In-Kraftstoff, kann also mit aktuellen Motoren und der bestehenden Tankinfrastruktur genutzt werden. Es wurde angenommen, dass der Verbrauch pro Wegstrecke dem aktuellen Verbrauch fossilen Treibstoffs pro Wegstrecke entspricht. Für die Synthese wurde eine Effizienz von 42 % veranschlagt. Ein vollständiger Betrieb mit synthetischem Diesel erhöhte den Energiebedarf des Verkehrssektors ohne Luftverkehr auf 266,6 TWh_{elektrisch}. Tabelle 17 zeigt den Vergleich mit Status quo und dem Szenario vollständiger Elektrifizierung.

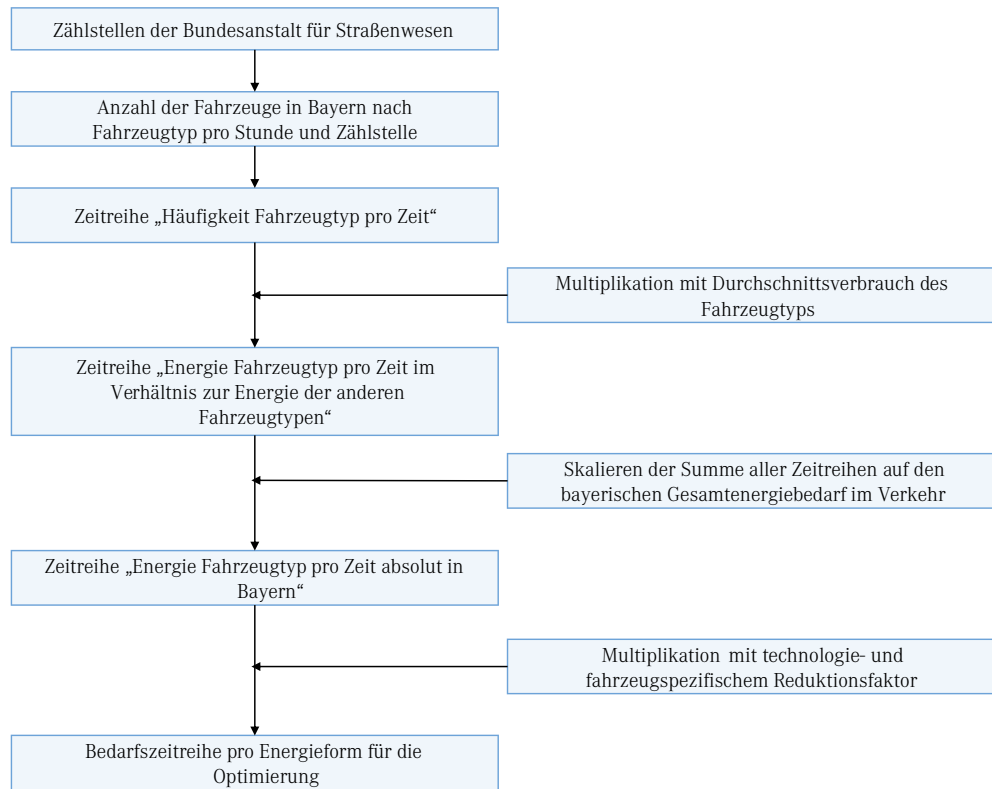
Tabelle 17:
Vergleich des Endenergiebedarfs bei fossiler Versorgung (Status quo) mit dem eines elektrifizierten Transportsystems und dem Bedarf für die Nutzung und Herstellung synthetischen Diesels

Fläche	Energiebedarf
Fossil (Status quo)	112,0 TWh _{Heizwert, Endenergie}
Vollständige Elektrifizierung	52,6 TWh _{elektrisch, Endenergie}
Nur synthetische Kraftstoffe	266,6 TWh _{elektrisch}

3.1.2 Gewinnung zeitaufgelöster Bedarfe für den Verkehrssektor

Grundlage der Daten für den zeitaufgelösten Energieverbrauch im Verkehrssektor sind Fahrzeugzählungen der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) an Autobahnen und Bundesstraßen. Die verwendeten Datensätze sind öffentlich zugänglich (BASt 2018). In Abbildung 14 ist die Vorgehensweise bei der Erstellung schematisch dargestellt.

Abbildung 14:
Vorgehensweise zur Ermittlung des zeitaufgelösten Energiebedarfs im Straßenverkehr



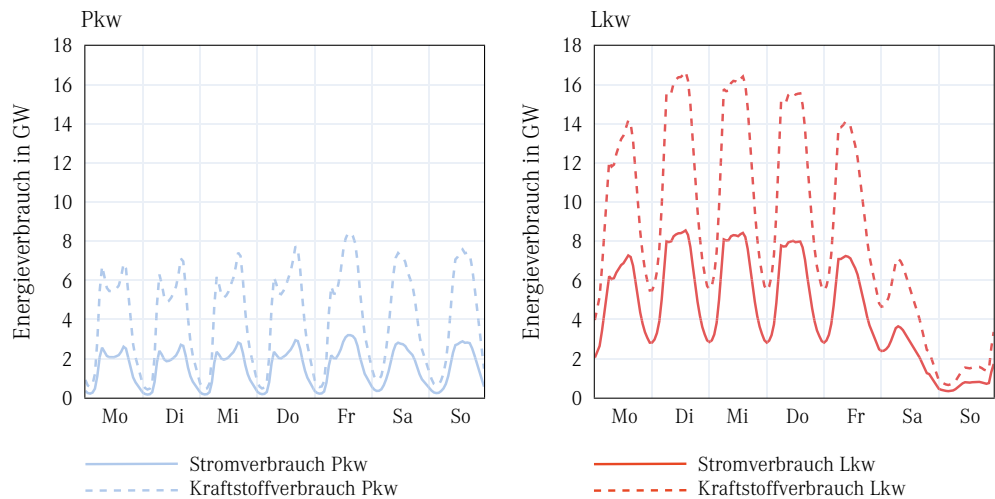
Die BAST unterscheidet zwischen Pkw-ähnlichen und Lkw-ähnlichen Fahrzeugtypen. Diese Gruppen setzen sich zusammen aus:

- Pkw-ähnlich: nicht klassifizierbare Pkw und Pkw mit und ohne Anhänger
- Lkw-ähnlich: Busse, Lkw mit und ohne Anhänger, Sattelzüge

Lieferwagen und Zweiräder werden davon getrennt berücksichtigt. Auch für diese liegen Zeitreihen der BAST vor, die bei Zuhilfenahme der Daten zu spezifischen Verbräuchen und Reduktionen basierend auf öffentlichen Verbrauchswerten für elektrische und konventionelle Varianten ein analoges Vorgehen erlauben. Da die für diese Fahrzeugtypen aufgewendeten Energiemengen vergleichsweise klein sind, wird im Weiteren nicht näher darauf eingegangen, sie sind aber in der Rechnung berücksichtigt.

Die Zeitreihen in Abbildung 15 stellen, für Pkw und Lkw, jeweils dem Endenergiebedarf dessen mögliche Reduktion durch Elektrifizierung gegenüber. Als Bezugsrahmen wurde eine berechnete Durchschnittswoche für das Jahr 2018 gewählt.

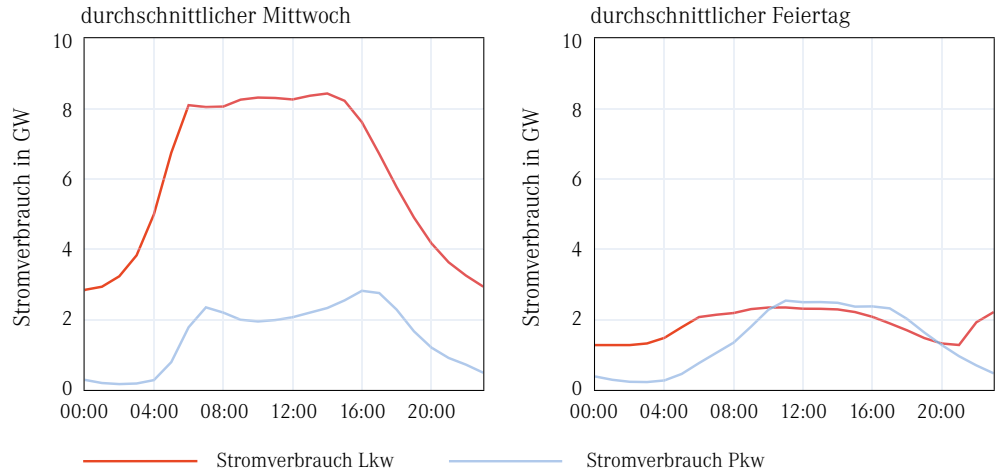
Abbildung 15:
Vergleich der Zeitreihen mit und ohne Verbrauchsreduktion durch Elektrifizierung für eine Durchschnittswoche im Jahr 2018



Der Vergleich der Zeitreihen veranschaulicht die Auswirkung einer Effizienzsteigerung im Verkehrssektor: Bei voller Elektrisierung ist der Endenergiebedarf für Pkw um 62 % geringer, für Lkw um 48,7 %. Gleichzeitig sinken die Bedarfsspitzenlasten. Die nötige elektrische Leistung muss zum Ladezeitpunkt bereitgestellt werden, während fossile und synthetische Kraftstoffe kostengünstig in Tanks zwischengespeichert werden können.

Die Graphen zeigen typische tageszeitliche Muster. In Abbildung 15 sind an Morgen und Abend die sogenannten Pendlerspitzen in den Pkw-Kurven zu erkennen. Das Verkehrsaufkommen außerhalb der Pendelzeiten liegt bei etwa 70 bis 80 % dieser Spitzenwerte. Der Freizeitverkehr am Wochenende und an Feiertagen entspricht in seinem Umfang etwa dem Verkehr an Arbeitstagen. Bei den Lkw-Kurven sind die Auswirkungen des Sonntagsfahrverbots gut erkennbar: Der Spitzenwert für den Samstag liegt bei etwa 40 %, der für den Sonntag nur noch bei 10 % des Wertes für einen durchschnittlichen Mittwoch. Abbildung 16 zeigt die Zeitreihen für berechnete Durchschnittstage, einen Mittwoch und einen Feiertag, bei einem vollelektrischen Verkehrssektor.

Abbildung 16:
Zeitreihe für elektrifizierte
Pkw und Lkw an einem
durchschnittlichen Mittwoch
(links) und Feiertag (rechts)



Bei der Erstellung der Zeitreihen wurde davon ausgegangen, dass Laden und Fahren perfekt miteinander korrelieren. Dazu wurden Schnellladesäulen angenommen, an denen ein Ladevorgang in etwa so viel Zeit beansprucht wie ein heutiger Tankvorgang. Lastverschiebungen durch an Ladesäulen angeschlossen geparkte Fahrzeuge oder Übernachtsladungen zu Hause wurden nicht berücksichtigt. Diese Einschätzung basiert auf der aktuellen Entwicklung der Schnellladetechnik (z. B. (Porsche AG 2018)) sowie der, besonders im städtischen Raum bestehenden, Problematik der Bereitstellung einer Ladesäule für jedes Fahrzeug.

3.2 Betrachtete Szenarien

Für das Basisszenario wurde vollständige Elektrifizierung angenommen, da diese die größten Energieeinsparungen ermöglicht. Zwei weitere Varianten des Szenarios *Synthetische Kraftstoffe* machen die Auswirkungen der Nutzung unterschiedlich hoher prozentualer Anteile derselben sichtbar. So werden die Rückwirkungen grundlegender Entscheidungen im Verkehrssektor auf das übrige Energiesystem bewertbar. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf der flexibleren Einbindung erneuerbar produzierter Energie durch die Speicherung in Form synthetischer Kraftstoffe. Die drei Szenariovarianten sind:

Szenariovariante	Beschreibung	Untersuchungsgegenstand
Basisszenario	Vollelektrischer Verkehrssektor	Technologiekonfiguration
Lkw-Synfuel	Lkw werden mit Fischer-Tropsch-Diesel versorgt	Änderung zum Basisszenario, zusätzliche benötigte Erzeugungskapazität
0-100 % Synfuel	Anteil von Fischer-Tropsch-Diesel an der Verkehrsleistung variiert	Synergieeffekte im System, Nutzung der Flexibilität, die durch die Produktion synthetischer Kraftstoffe gewonnen wird

Tabelle 18:
Betrachtete Szenariovarianten im
Verkehrssektor

Basisszenario

Im Basisszenario wird der bayerische Verkehrssektor vollelektrisch betrieben. Abbildung 17 zeigt den Anteil der unterschiedlichen Technologien an der zeitlich übereinstimmenden Strombereitstellung für die elektrische Mobilität im Jahresmittel. Jeweils etwa ein Drittel der Energie wird aus Windkraft und Photovoltaik bereitgestellt, der Rest stammt zum größten Teil aus flexiblen Technologien wie Stromspeichern und KWK-Anlagen oder wird importiert. Laufwasserkraftwerke liefern etwa 6 % der Energiemenge.

Abbildung 17:
Anteil der unterschiedlichen
Technologien an der
Strombereitstellung für Mobilität
im Basisszenario

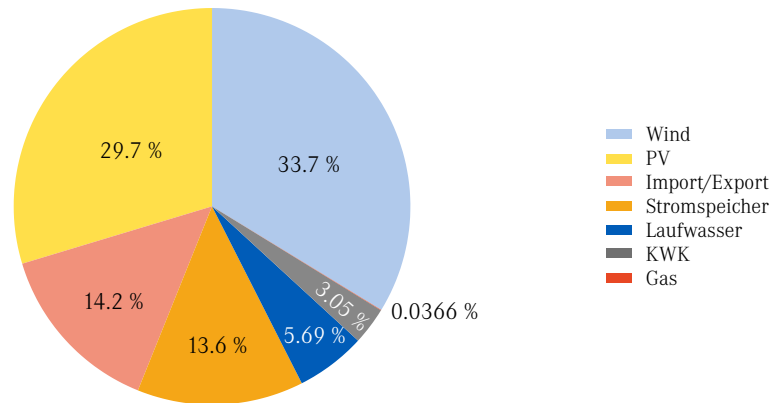


Tabelle 19 gibt einen Überblick über die Versorgung des Verkehrssektors in den unterschiedlichen Jahreszeiten. Die insgesamt aus Photovoltaik und Wind bereitgestellten Energiemengen sind etwa gleich groß, die Zeitpunkte ihrer Bereitstellung aber nicht gleichmäßig über das Jahr verteilt. Im Winter stammen etwa 44 % der Energie aus Windkraft und 16 % aus Photovoltaik. Im Sommer kehrt sich dieses Verhältnis, mit 42 % Photovoltaik und 25 % Windkraft, nahezu um. Die größere Volatilität der Photovoltaik schlägt sich auch in der stärkeren Nutzung von Stromspeichern in Frühling und Sommer nieder. Im Winter wird der Bedarf stärker über Importe gedeckt, die im Zusammenspiel mit Exporten wie ein saisonaler Speicher wirken. In Frühling und Herbst liegen die Anteile der Energiequellen an der Produktion jeweils zwischen den Werten für Winter und Sommer, wobei der Herbst dem Winter ähnlicher ist, der Frühling dem Sommer.

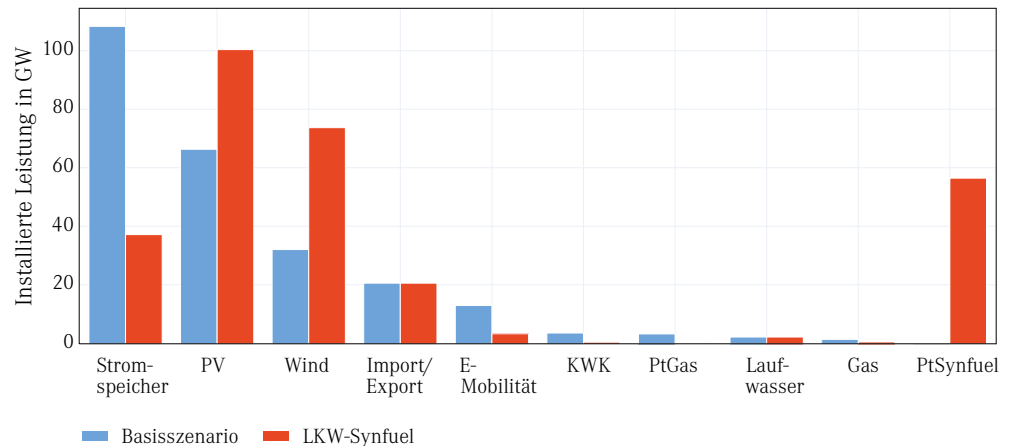
Jahreszeit	Technologie						
	Gas	Import/Export	KWK	Laufwasser	PV	Stromspeicher	Windkraft
Frühling	0 %	7 %	1 %	7 %	39 %	16 %	32 %
Sommer	0 %	11 %	0 %	5 %	42 %	18 %	25 %
Herbst	0,03 %	23 %	5 %	5 %	19 %	11 %	36 %
Winter	0,1 %	17 %	7 %	7 %	16 %	9 %	44 %

Tabelle 19:
Versorgung des Verkehrssektors
abhängig von der Jahreszeit

Lkw-Synfuel

In den Medien wird die Nutzung synthetischer Kraftstoffe teilweise als zu bevorzugende Möglichkeit der Defossilisierung des Schwerlastverkehrs dargestellt (Toll Collect 2018; BMBF 2017; ADAC 2020). Diese Szenariovariante geht daher von einer Elektrifizierung des Pkw-Verkehrs bei gleichzeitiger Versorgung des Nutzlastverkehrs über synthetische Kraftstoffe aus. Dabei wurde eine Produktion dieser Kraftstoffe in Bayern angenommen. Die Möglichkeit ihres Imports wurde nicht betrachtet. Der Vergleich mit dem vollelektrischen Basisszenario erlaubt die Bewertung des Einflusses der Nutzung synthetischer Kraftstoffe.

Abbildung 18:
Vergleich der benötigten elektrischen Anlagengrößen zwischen einem elektrifizierten und teilelektrifizierten Transportsektor



Ein Argument für die Nutzung synthetischer Kraftstoffe ist die resultierende Flexibilisierung des Energiesystems. Ihre Erzeugung ist, anders als das Laden von Elektroautos, zeitlich vom Fahrverhalten der Bürger entkoppelt. Befürworter argumentieren, dass erneuerbare Energien so stärker genutzt werden können und ihre Erzeugung bei mangelndem Bedarf nicht mehr abgeriegelt werden muss. Aus Abbildung 18 wird ersichtlich, dass die Produktion synthetischer Kraftstoffe tatsächlich den sonstigen Flexibilitätsbedarf reduziert. Die Kurzzeitspeicherung in Batteriespeichern verringert sich um zwei Drittel, der Bedarf an Power-to-Gas-Anlagen zur Langzeitspeicherung um 99 %.

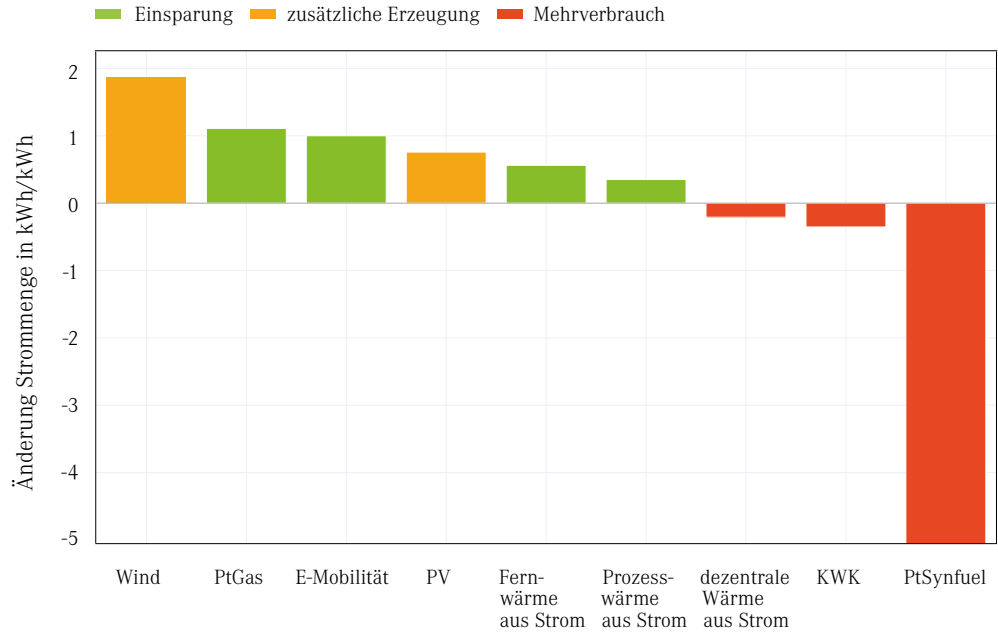
Allerdings steigt in diesem Szenario, im Vergleich zum Basisszenario, der Bedarf an installierter Erzeugungsleistung deutlich an. Mehr als doppelt so viele Windkraftanlagen werden benötigt, über 50 % mehr Photovoltaik. Dieser zusätzliche Energiebedarf spricht dagegen, dass hauptsächlich Strom für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe genutzt würde, der ansonsten abgeriegelt worden wäre. Es würden, im Gegenteil, neue Erzeugungsanlagen benötigt, um Wandlungsverluste bei der Kraftstoffsynthese und die geringe Effizienz des Verbrennungsprozesses im Fahrzeug auszugleichen.

Rückwirkung der Produktion synthetischer Kraftstoffe auf das Energiesystem

In der dritten Szenariovariante wurden die Auswirkungen unterschiedlich großer Anteile synthetischer Kraftstoffe am Endenergiebedarf des Verkehrssektors untersucht. So sollte ihr Einfluss, besonders auf den nötigen Zubau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen, bewertbar gemacht werden. Es wurden mehrere Optimierungen mit verschiedenen Anteilen synthetischer Kraftstoffe am Endenergiebedarf im Verkehrssektor durchgeführt. So sollte die Wechselwirkung zwischen diesem Anteil und den installierten Leistungen verschiedener Erzeugungstechnologien, insbesondere Photovoltaik und Windkraft, untersucht werden.

Die Einsparungen (grün), Mehrverbräuche (rot) und zusätzlich benötigten Strommengen (orange), die pro Kilowattstunde durch synthetischen Kraftstoff ersetzter Elektromobilität entstehen, sind in Abbildung 19 beispielhaft für die Änderung von 0 % auf 1 % Synfuel dargestellt.

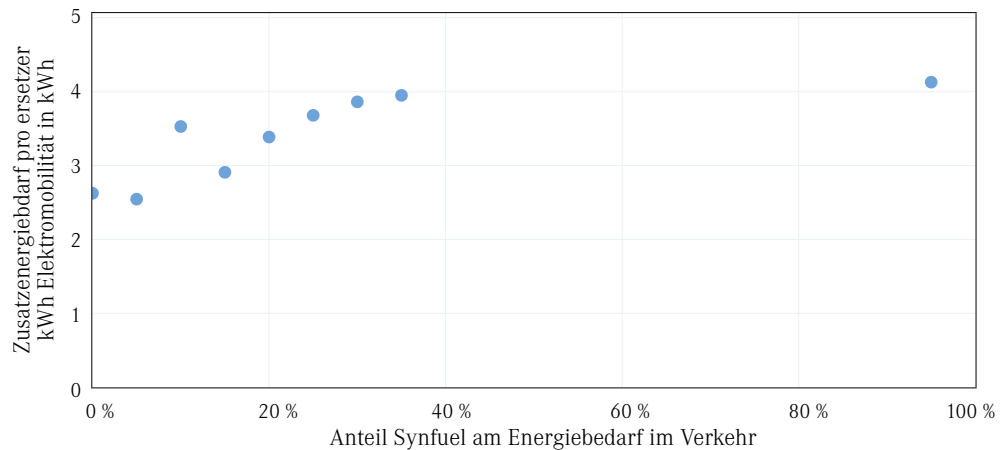
Abbildung 19:
Einsparungen, zusätzliche
Produktion und Mehrverbrauch
bei der Umstellung von 1 kWh
Elektromobilität auf synthetische
Kraftstoffe



In die Herstellung synthetischen Kraftstoffs, der eine Kilowattstunde Strom für Elektromobilität ersetzt, müssten etwa 5 kWh Energie fließen. Der Mehrbedarf läge also bei etwa 4 kWh pro ausgetauschter Kilowattstunde. Dieser Wert resultiert aus den Wirkungsgraden der Elektrolyse, der nachgeschalteten Fischer-Tropsch-Synthese und der Verbrennungsmotoren. Da hier aber zwei optimierte Systeme miteinander verglichen werden, ändern sich auch zahlreiche weitere Größen innerhalb der Varianten. So entstehen zusätzliche Verbräuche oder Einsparungen, die in Summe kostenoptimal sind. Werden sämtliche zusätzlichen Verbräuche (rot) und Einsparungen (grün) gegeneinander aufgerechnet, ergibt sich immer noch ein Mehrbedarf von etwa 2,6 kWh pro ausgetauschter Kilowattstunde. Dieser müsste durch neu gebaute Windkraft- und Photovoltaikanlagen gedeckt werden (gelb).

Es ergibt sich eine Metrik zur Bewertung des Einsatzes synthetischer Kraftstoffe anstelle von Elektromobilität. Der Zusatzaufwand beträgt, wie beschrieben, 2,6 kWh pro ausgetauschter Kilowattstunde und ändert sich mit dem Anteil synthetischen Kraftstoffs am Gesamtenergiebedarf des Verkehrssektors wie in Abbildung 20 dargestellt.

Abbildung 20:
Zusätzlich benötigte
Energienmenge für die Produktion
synthetischer Kraftstoffe
abhängig von deren Anteil an
der Energieversorgung des
Verkehrssektors

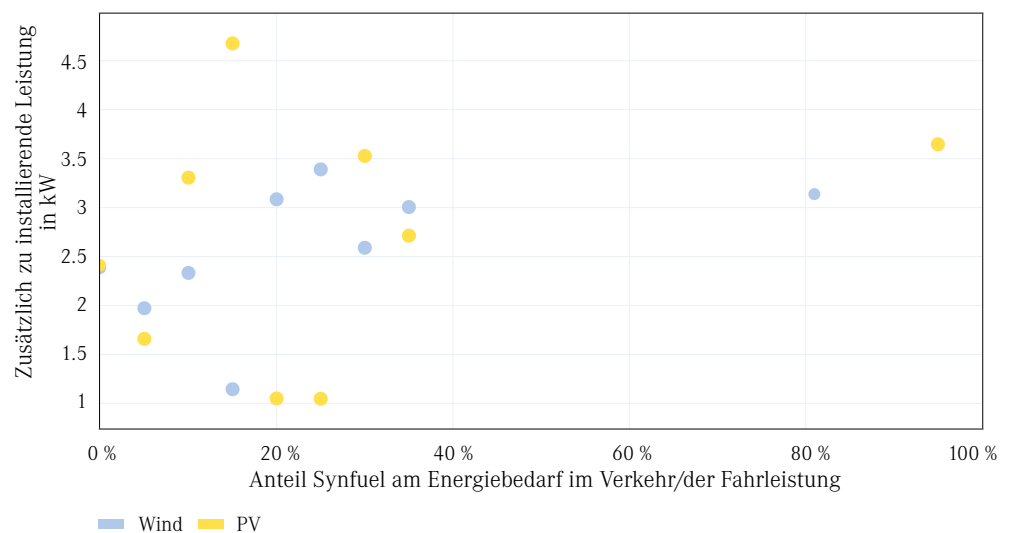


Daraus wird erkenntlich, dass der energetische Aufwand für die Nutzung synthetischer Kraftstoffe zunimmt, je mehr davon benötigt werden. Wird 1 % des Verkehrssektors mit synthetischen Kraftstoffen betrieben, steigt der Energiebedarf

im Vergleich zum vollelektrischen System um 2,6 %. Der Zusatzbedarf für einen Anstieg von 99 auf 100 % Synthetikkraftstoff wäre mit 4,1 % fast doppelt so groß. Diese Steigerung ist damit erklärbar, dass mit wachsendem Anteil synthetischer Kraftstoffe die Einsparpotenziale anderer Technologien wegfallen. Auf Abbildung 19 angewendet würden also, abgesehen von der eingesparten Elektromobilität, alle grünen Balken schrumpfen. Der zusätzliche Energiebedarf pro Kilowattstunde synthetischen Kraftstoffs stiege auf ca. 80 %. Die verbleibenden 20 % spiegeln die Einsparung der ansonsten für Elektromobilität aufgewendeten Energie.

Der zusätzliche Energiebedarf wird in dieser Szenariovariante durch neu installierte Windkraft- und Photovoltaikanlagen gedeckt. Abbildung 21 zeigt, in Abhängigkeit des Synthetikkraftstoff-Anteils im Verkehrssektor, in welchem Umfang solche Anlagen zugebaut werden müssten, um ein Elektrofahrzeug mit 15.000 km jährlicher Fahrleistung durch ein mit Synthetikkraftstoff betriebenes zu ersetzen. Dazu wurden die Zahlen zu den durchschnittlichen Volllaststunden von Photovoltaik- und Windkraftanlagen (s. Kapitel 2.3 und 2.4) und zum spezifischen Verbrauch des Beispielfahrzeugs (Tabelle 16) herangezogen. Außerdem wurde angenommen, dass die Erzeugung nicht abgeriegelt wird.

Abbildung 21:
Zur Ermöglichung synthetischer Kraftstoffe zusätzlich zu installierende Photovoltaik- und Windkraftleistung pro Fahrzeug



Die Schwankungen bei zunehmendem Anteil synthetischer Kraftstoffe resultieren aus der Optimierung. Wird bei einem geringen Systemanteil synthetischer Kraftstoffe nur ein Zubau von 2 kW Windkraft und 2 kW Photovoltaik pro Fahrzeug benötigt, sind es bei 95 % Systemanteil 3,6 und 2,8 kW. Bei ca. 8 Millionen Pkw in Bayern mit zunehmender Tendenz (KBA 2020b) bedeutet das einen Mehrbedarf von ca. 24 GW Photovoltaik und weitem 24 GW Windkraft. Zahlreiche weitere resultierende Systemveränderungen, die Wärmeversorgung und Energiespeicherung betreffend, brächten weitere Kosten mit sich, da von der eigentlich kostenoptimalen Konfiguration abgewichen würde, um den Mehrbedarf an Energie kostenoptimal zu decken bzw. an anderer Stelle einzusparen.

Um den vermeidbaren zusätzlichen Aufwand für die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe möglichst gering zu halten, könnten bevorzugt schwer elektrifizierbare Bereiche des Verkehrssektors damit versorgt werden. Der in diesem Modell nicht abgebildete Flugverkehr macht in Deutschland etwa 15 % des Endenergiebedarfs des Verkehrssektors aus (BMWi 2019). Seine Elektrifizierung wäre zwar theoretisch zumindest teilweise möglich, ist aber aktuell nicht absehbar (Schäfer et al. 2019). Entsprechend könnte die Nutzung synthetischer Kraftstoffe dort unvermeidbar sein. Umsetzbar wäre das möglicherweise auch über den Import synthetischer Kraftstoffe, wie ihn zum Beispiel das Projektconsortium Norsk e-Fuel plant (Norsk e-Fuel AS 2020).

4 Wärmesektor

Der Anteil erneuerbarer Energien am Wärmesektor stagniert seit Jahren. Aktuell liegt er in Deutschland bei 14,5 % des thermischen Endenergieverbrauchs (UBA 2020c). In Bayern fällt dieser Wert aufgrund der verstärkten Nutzung biogener Festbrennstoffe mit etwa 23 % etwas höher aus (Voigtländer und Ebert 2020). Die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme nimmt gleichzeitig zu.

Die meisten überregionalen Energiesystemoptimierungen bilden den Stromsektor sehr detailliert ab, während die Wärmeversorgung nur oberflächlich oder gar nicht betrachtet wird. Daher wurde nach einem innovativen Ansatz zur detaillierten Abbildung des Wärmesektors gesucht, der u. a. unterschiedliche Temperaturniveaus der Wärmeversorgung, verschiedene Wärmebereitstellungstechnologien sowie die geographische Lage und Nutzungsform der Gebäude berücksichtigt. Dieser Ansatz erlaubt die Analyse zahlreicher, für eine ganzheitliche Energiewende wesentlicher Fragestellungen wie:

- In welchen Anwendungen sollte die vorhandene Biomasse bevorzugt eingesetzt werden?
- Kann ein Ausbau des Fernwärmenetzes, insbesondere unter Berücksichtigung des Potenzials für hydrothermale Tiefengeothermie, die volkswirtschaftlichen Kosten einer ausschließlich erneuerbaren Energieversorgung reduzieren? Sollte das der Fall sein: In welchen Gebieten sollte vermehrt auf Fernwärme gesetzt werden?
- Inwiefern kann Kraft-Wärme-Kopplung in Kombination mit Wärmespeichern elektrische Flexibilitätstleistungen übernehmen?

4.1 Methodik zur Abbildung der Wärmeversorgungsgebiete

4.1.1 Einteilung in Typgebiete

Zur umfassenden Darstellung des Wärmesektors wurden die betrachteten Gebiete in sogenannte Typgebiete unterteilt. Es wurden Wärmeverbrauchslastgänge erstellt und unterschiedliche Wärmeversorgungstechnologien berücksichtigt.

Über ganz Bayern verteilt existieren etwa sieben Millionen Gebäude. Deren Wärmeversorgungen sind zu komplex, um sie einzeln in ein überregionales Energiesystemmodell zu integrieren. Um dennoch die Wärmerzeugung nach regionalen Gegebenheiten optimieren zu können, wurde der Gesamtwärmebedarf auf verschiedene Typgebiete aufgeteilt. Jedes Typgebiet steht dabei stellvertretend für den Durchschnitt vieler Einzelgebiete mit ähnlichen Randbedingungen. Je differenzierter diese Typgebiete definiert sind, desto genauer und folglich aussagekräftiger sind die Ergebnisse der Optimierung.

Datengrundlage für die Einteilung in Typgebiete waren bayernweite Geoinformationsdaten. Zunächst wurden Daten zu den Grundflächen aller Gebäude (Hausumringe (LDBV 2019)) mit solchen zur Gebäudenutzung (Tatsächliche Nutzung (LDBV 2019)) kombiniert, was die Zuteilung sektoren- und flächenspezifischer Wärmemengen ermöglichte. Aus diesem Datensatz wurden dann alle Gebäude ohne Wärmebedarf entfernt. Dazu wurde angenommen, dass Gebäude mit einer Grundfläche von weniger als 30 m² - z. B. Garagen, Unterstellplätze, Gartenhäuser - und landwirtschaftlich genutzte Gebäude (OpenStreetMap 2019) ohne Hausnummern (Hauskoordinaten (LDBV 2019)) in diese Kategorie fallen. Um die Außengrenzen der im Datensatz verbliebenen Gebäude wurde jeweils eine Pufferzone von 50 Metern gezogen. Gebäude mit sich überlagernden Zonen wurden zu Einzelgebieten zusammengefasst. Abbildung 22 zeigt beispielhaft ein solches Einzelgebiet mit den zugehörigen, nach Nutzungsart farblich unterschiedenen Gebäudegrundrissflächen. Die Einwohnerzahlen der Einzelgebiete wurden aus Geoinformationsdaten zur Bevölkerungsdichte (Eurostat 2016) ermittelt, die Gebiete anhand dieser und anderer Eigenschaften in Typgebiete eingeteilt.

Außerdem wurden mittels Geoinformationsdaten die Längen der Straßen innerhalb der Einzelgebiete bestimmt. So konnten später die Installationskosten für ein optionales Fernwärmenetz bestimmt werden.

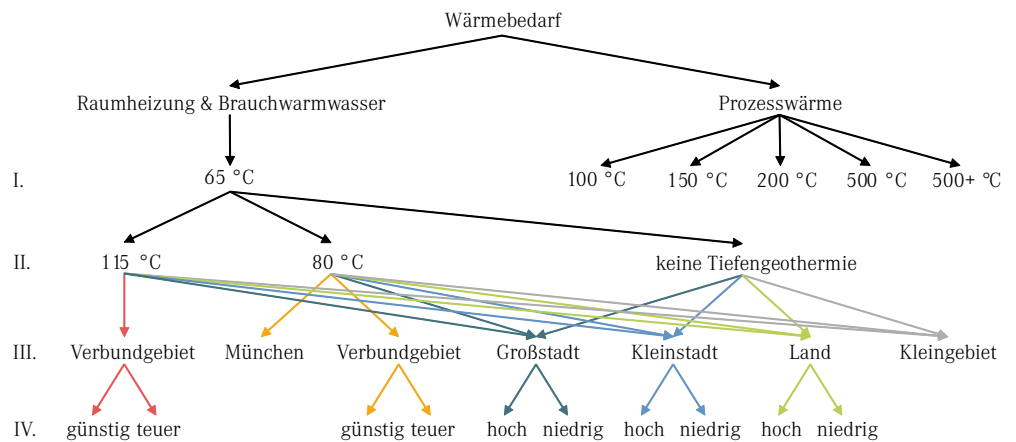
Abbildung 22:
Beispielhaftes Einzelgebiet
mit unterschiedlichen
Gebäudenutzungsarten (eigene
Darstellung nach (LDBV 2019))



■ besondere funktionale Prägung ■ gemischte Nutzung ■ Industrie und Gewerbe
■ Wohnbau ■ Einzelgebiet

Die Zuteilung der Einzelgebiete zu Typgebietskategorien, dargestellt in Abbildung 23, fand in vier Stufen statt. Zunächst wurde zwischen Prozesswärmeversorgung und Wärmebereitstellung zur Raumheizung und Brauchwassererwärmung unterschieden. Um das vorhandene Potenzial für hydrothermale Tiefengeothermie zu berücksichtigen, wurden im zweiten Schritt die Gebiete mit Heiz- und Brauchwarmwasserbedarf in drei diesbezügliche Unterkategorien eingeteilt. Auf der dritten Stufe erfolgte eine Unterteilung nach Siedlungsstruktur. Zuletzt wurde noch nach der fernwärmenetzlängenspezifischen Wärmebedarfsdichte (hoch, niedrig) bzw. den Installationskosten für potenzielle Fernwärmenetze (günstig, teuer) unterschieden.

Abbildung 23:
Vierstufige Kategorisierung der
Einzelgebiete in Typgebiete



Aufteilung nach Temperaturniveau der Wärmeversorgung

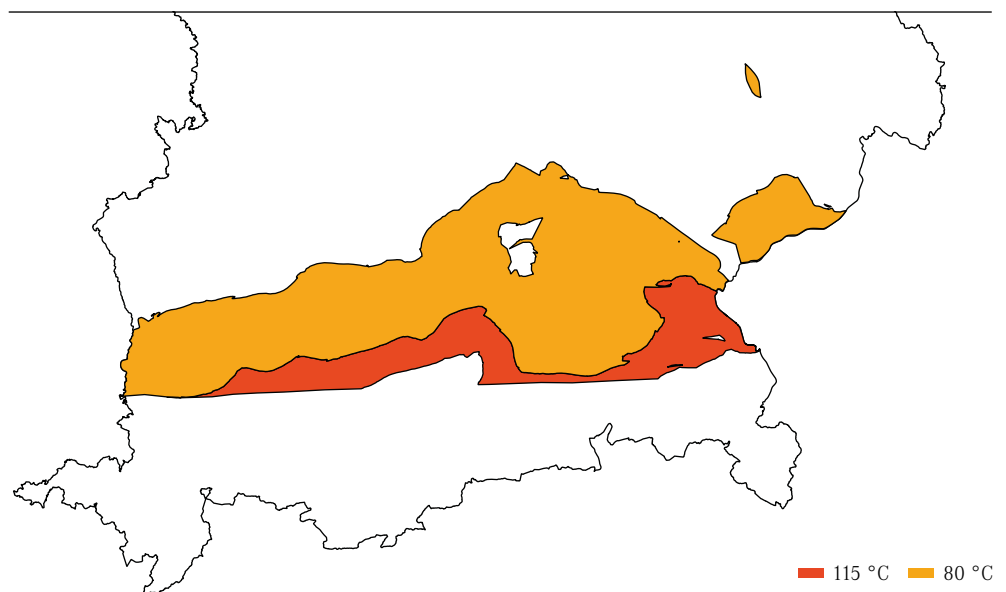
Für die Unterkategorie Raumheizung und Brauchwarmwasser wurden, unabhängig von der Nutzung, 65 °C als gebäudeinterne Vorlauftemperatur angenommen. Prozesswärme wurde in die fünf Temperaturniveaus < 100 °C, < 150 °C, < 200 °C, < 500 °C sowie > 500 °C unterteilt.

Der bayerische Prozesswärmebedarf je Temperaturniveau wurde aus dem Gesamtprozesswärmebedarf Deutschlands (Heat Roadmap Europe 2017) extrapoliert. Dabei wurde das Verhältnis zwischen bayerischen und deutschen Umsätzen der verschiedenen Industriezweige (DESTATIS 2018) berücksichtigt und eine gleichmäßige Temperaturverteilung innerhalb der Industriezweige für Deutschland (Heat Roadmap Europe 2017) und Bayern angenommen. Die hohen Temperaturniveaus der Prozesswärme erschweren eine Versorgung über Fernwärmenetze. Daher wurden zur Deckung dieses Bedarfs im Optimierungsprozess nur gebäudespezifische Versorgungstechnologien berücksichtigt. Die Wärmebereitstellung für Raumheizung und Brauchwassererwärmung kann dagegen sowohl fernwärmenetzgebunden als auch gebäudespezifisch erfolgen. Für sie wurden daher weitere Unterscheidungskriterien, z. B. das lokale Potenzial für hydrothermale Tiefengeothermie, berücksichtigt.

Aufteilung nach hydrothermale Tiefengeothermiepotenzial

Die Kategorisierung der Einzelgebiete mit Wärmebedarf für Raumheizung und Brauchwassererwärmung erfolgte in der zweiten Stufe anhand ihrer jeweiligen geographischen Lage und dem lokalen Potenzial für hydrothermale Tiefengeothermie (Abbildung 24). Gebiete mit einer Oberflächentemperatur des Thermalwasserstroms von 100 bis 130 °C bzw. 60 bis 100 °C wurden den Unterkategorien 115 °C bzw. 80 °C zugeteilt. Die Unterkategorie *keine Tiefengeothermie* umfasst neben Gebieten ohne hydrothermales Tiefengeothermiepotenzial auch solche mit einer Oberflächentemperatur des Thermalwassers zwischen 130 und 160 °C sowie zwischen 40 und 60 °C. Für erstere ist das Potenzial in Bayern, insbesondere unter Einbezug aktueller Erkenntnisse nach (Mraz 2019), zu gering. Bei zweiteren reicht die Temperatur nicht für direkte Brauchwassererwärmung auf 65 °C aus. Der Bau von Fernwärmenetzen ist im Optimierungsprozess auch für die Typgebiete der Unterkategorie *keine Tiefengeothermie* möglich, diese können jedoch nicht aus hydrothermalen Tiefengeothermiequellen gespeist werden.

Abbildung 24:
Oberflächentemperaturen
der Thermalwasserströme
hydrothormaler
Tiefengeothermiezonen in Bayern
(eigene Darstellung nach
(Suchi et al. 2014))



Aufteilung nach Gebietsstruktur

Der Kategorisierung nach Temperaturniveau der Wärmeversorgung und hydrothermale Tiefengeothermiepotenzial folgt die Differenzierung der Einzelgebiete nach ihrer Struktur.

Einzelgebiete, die weniger als 40 Gebäude umfassen oder deren summierte Straßelängen weniger als 1.000 m betragen, wurden den *Kleingebieten* zugeteilt. Im Optimierungsprozess sind für diese Gebiete nur gebäudespezifische Wärmeversorgungsstechnologien verfügbar. Fernwärmeversorgung wurde als Option ausgeschlossen, da ihre Vorteile erst zum Tragen kommen, wenn eine große Zahl an Abnehmern eine zeitliche Verschiebung der Nachfrage bewirkt. Der sogenannte Gleichzeitigkeitsfaktor, der diese Glättung des Gesamtlastgangs bei zunehmender Anzahl von Abnehmern quantifiziert, beträgt für kleine Gebiete annähernd 1, bei vielen Abnehmern sinkt er hingegen bis unter 0,5 (Winter et al. 2001). Außerdem fallen die leistungsspezifischen Installationskosten bei sehr kurzen Fernwärmenetzen deutlich höher aus als bei größeren Leitungslängen. In Einzelfällen kann ein Fernwärmenetz für weniger als 40 Abnehmer dennoch wirtschaftlich sein, wenn zum Beispiel nutzbare lokale Abwärmequellen vorliegen.

Gebiete innerhalb der Tiefengeothermiepotenzialzonen 115 °C und 80 °C , die keine *Kleingebiete* sind, wurden nach ihrem Gesamtwärmebedarf für Raumheizung und Brauchwassererwärmung unterteilt. Innerhalb der Potenzialzone 80 °C wurde für München eine eigene Unterkategorie eingeführt, da die Stadt einen besonders hohen Wärmebedarf aufweist.

Als Voraussetzung für die wirtschaftlich sinnvolle Installation eines tiefengeothermisch betriebenen Heizwerks wurde für die beiden betrachteten Potenzialzonen jeweils ein zu überschreitender Wärmemengengrenzwert festgelegt. Dieser wurde als das Doppelte der Wärmemenge definiert, die sich aus der durchschnittlichen Förderleistung aller aktuell innerhalb der Potenzialzone betriebenen Tiefengeothermiebohrungen und der alleinigen Deckung des Wärmebedarfs ergibt. Der Faktor zwei wurde berücksichtigt, da die hohen leistungsspezifischen Investitionskosten hydrothormaler Tiefengeothermie sie zur Spitzenlastabdeckung unattraktiv machen.

Um die Möglichkeit einer tiefengeothermalen Versorgung auch für Einzelgebiete mit kleineren Wärmebedarfen berücksichtigen zu können, wurden *Verbundgebiete* definiert. Als Kriterium zur Integration in ein solches wurde ein maximaler Abstand zum nächsten Einzelgebiet von 3.000 m festgelegt und in drei Stufen aufgeteilt. So ist eine detailliertere Bestimmung der Kosten für die, für einen Gebietszusammenschluss erforderlichen, Verbindungsleitungen möglich. Die Verbundgebiete umfassen sowohl sogenannte Großgebiete, deren alleiniger Wärmebedarf mindestens eine Tiefengeothermiebohrung rechtfertigt, als auch Gebiete, die diesen minimalen Wärmebedarf erst durch Zusammenschluss mehrerer Einzelgebiete erreichen.

Einzelgebiete, die auch im Verbund den Wärmemengengrenzwert nicht überschreiten, können trotz ihrer geographischen Lage innerhalb einer Potenzialzone nicht wirtschaftlich mit tiefengeothermischer Wärme versorgt werden. Sie wurden, analog zu Einzelgebieten außerhalb der tiefengeothermalen Potenzialzonen, nach Einwohnerzahl den Unterkategorien *Großstadt* (ab 20.000 Einwohnern), *Kleinstadt* (5.000–20.000 Einwohner) und *Land* (< 5.000 Einwohner) zugewiesen.

Aufteilung nach Fernwärmenetzkosten bzw. Wärmebedarfsdichten

Im letzten Schritt der Kategorisierung wurden die Einzelgebiete (ausgenommen *München* und *Kleingebiet*) nach leistungsspezifischen Installationskosten für Fernwärmenetze bzw. den fernwärmenetzlängenspezifischen Wärmebedarfsdichten eingeteilt. Die Einteilung nach Installationskosten wurde auf Verbundgebiete angewendet. Neben den Kosten gebietsinterner Fernwärmeleitungen fallen in diesen auch Kosten für die Verbindungsleitungen zwischen den Teilgebieten an.

Für Einzelgebiete, die außerhalb der tiefengeothermalen Potenzialzonen liegen oder einen für eine Tiefengeothermiebohrung zu geringen Wärmebedarf aufweisen, erfolgt die Einteilung hingegen ausschließlich nach den Kosten für ein Fernwärmenetz innerhalb ihrer Gebietsgrenzen.

Zur Bestimmung der Netzkosten wurde angenommen, dass die nach (OpenStreetMap 2019) ermittelten Längen der Straßen den Längen der Versorgungsleitungen in einem potenziellen Fernwärmenetz entsprechen (Abbildung 25). Diese wurden dann, in Abhängigkeit der Größe des Einzelgebiets und des damit erforderlichen Rohrleitungsdurchmessers, mit längenspezifischen Installationskosten multipliziert. Außerdem wurden Kosten für Hausanschlussleitungen und Hausübergabestationen berücksichtigt.

Abbildung 25:
Beispielhafte Ermittlung der Fernwärmenetzlängen für ein Einzelgebiet mittels GIS (eigene Darstellung nach (LDBV 2019; OpenStreetMap 2019))



Abschließend wurden die Einzelgebiete, entsprechend der vorliegenden leistungsspezifischen Fernwärmenetzkosten bzw. netzlängenspezifischen Bedarfsdichten, in die Unterkategorien *günstig* und *teuer* bzw. *hoch* und *niedrig* eingeteilt. Zur Unterkategorie *günstig* zählen die Einzelgebiete mit den geringsten leistungsspezifischen Fernwärmenetzkosten. Die summierte Wärmemenge dieser Einzelgebiete entspricht jener der Gebiete der Unterkategorie *teuer*. Analog verhält es sich mit der Zuteilung nach spezifischer Wärmebedarfsdichte in *hoch* und *niedrig*.

Die vierstufige Einteilung der Einzelgebiete verzweigt sich auf der Seite der Raumheizung und Brauchwassererwärmung in insgesamt zwölf unterschiedliche Typgebietskategorien. Deren Nomenklatur ergibt sich aus den jeweils zugeordneten Werten auf der zweiten bis vierten Stufe des Schemas in Abbildung 23 bei Auslassung der Gruppe *keine Geothermie*. Es entstehen Kategorien wie *115_Verbundgebiet_teuer* oder *Land_hoch*. Für jede der zwölf Typgebietskategorien wurde ein sogenanntes Typgebiet definiert, welches dem Durchschnitt aller zur jeweiligen Kategorie gehörenden Einzelgebiete entspricht. Auf Seiten der Prozesswärme liegen fünf weitere Typgebiete vor, die sich im Temperaturniveau der Wärmeversorgung unterscheiden. Die Nomenklatur dieser insgesamt 17 Typgebiete kann Anhang B.1 entnommen werden.

4.1.2 Generierung der stündlichen Wärmebedarfslastgänge

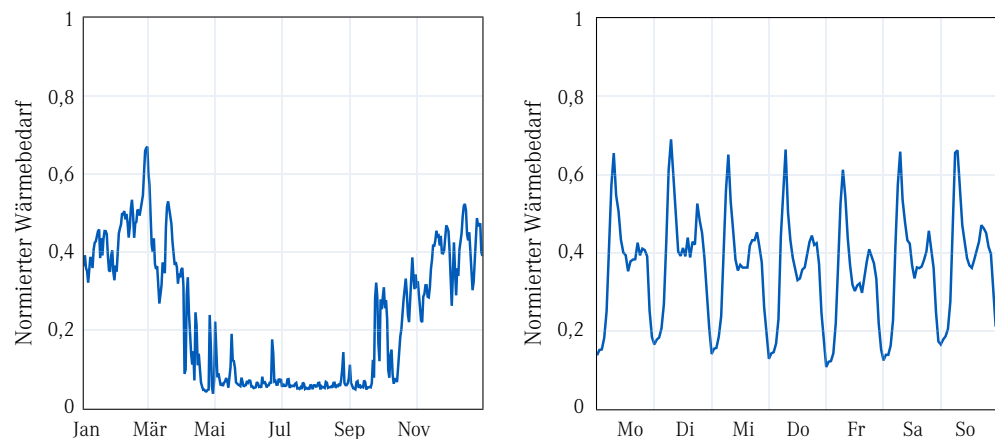
Den hier betrachteten Szenarien liegen ambitionierte Annahmen zur Wärmebedarfsentwicklung bis ins Jahr 2040 zugrunde (Tabelle 3). Im Vergleich zu den Daten im Energie-Atlas Bayern für 2017 (Koch 2018a) wurde ein Rückgang der Referenzwärmebedarfe für Raumheizung und Brauchwassererwärmung von ca. 54 % angenommen. Dabei berücksichtigt wurden Klimafaktoren, die Bevölkerungsentwicklung (LfStat 2020) und ambitionierte Reduktionsmaßnahmen (Szenario engagierter Klimaschutz in (Jochum et al.)). Für Prozesswärme wurde im selben Zeitraum eine Reduktion um 52 % angenommen (Purr et al. 2019).

Raumheizung und Brauchwarmwasser

Die Aufteilung der Jahresenergiemengen für Raumheizung und Brauchwassererwärmung auf die Gebäudegrundrissflächen erfolgte nach Gebäudenutzung und Landkreis. Durch die Berücksichtigung unterschiedlich hoher flächenspezifischer Wärmebedarfsmengen der Landkreise konnten indirekt auch Unterschiede in den durchschnittlichen Gebäudehöhen ländlicher und städtischer Regionen einbezogen werden. Über den Wärmebedarf je Gebäude konnte der jährliche Wärmebedarf für die Einzelgebiete sowie für die Summen aller Einzelgebiete je Typgebietskategorie bestimmt werden.

Zur Erstellung des Gesamtwärmelastgangs in stündlicher Auflösung wurden die Lastgänge für Raumbeheizung und Brauchwassererwärmung gesondert bearbeitet. Der Lastgang zur Raumbeheizung wurde mit Hilfe der sogenannten Gradtagezahlmethodik erstellt. Zunächst wurde, infolge der angesetzten hohen Sanierungsquote bis 2040, eine Grenztemperatur für Heizungsnutzung von 12 °C angenommen, dann für ein Jahr die Abweichung der Außentemperatur von diesem Schwellenwert bestimmt. Schließlich wurde der Jahresbedarf anteilig auf die einzelnen Tage des Jahres verteilt. Zuletzt dienten Stundenfaktoren nach (Hellwig 2003) dazu, diese Tagesbedarfe für ein bayerisches Standardgebäude in Stundenbedarfe aufzuteilen. Der normierte Lastgang für Brauchwarmwasser stützt sich auf den, auf Verbraucherverhalten basierenden, Lastprofilgenerator von Pflugradt (Pflugradt 2015). Mit dessen Hilfe wurden Lastgänge für insgesamt 64 vordefinierte Haushaltstypen erzeugt. Diese wurden dann, gewichtet nach der Größenverteilung der bayerischen Haushalte (DESTATIS 2019), zu einem Gesamtlastgang für die Erwärmung von Brauchwarmwasser zusammengefasst. Abschließend wurde aus den beiden normierten Lastgängen ein Gesamtlastgang erstellt. Für das Verhältnis von Raumheizung zu Brauchwassererwärmung wurde dabei, nach (Jochum et al.), ein Faktor von 3,05 angenommen. Abbildung 26 zeigt diesen Wärmebedarfslastgang für ein Jahr bzw. eine repräsentative Winterwoche.

Abbildung 26:
Bayerischer
Wärmebedarfslastgang
(Raumheizung und
Brauchwarmwasser): jährlicher
Verlauf der täglichen Mittelwerte
(links) und stündlicher Verlauf
für die erste Januarwoche
(rechts), jeweils normiert auf den
stündlichen Jahreshöchstwert



Prozesswärme

Die jährlichen Prozesswärmemengen für die fünf entsprechenden Typgebietskategorien (Abbildung 23) wurden anhand von Daten aus der Heat Roadmap Europe (Heat Roadmap Europe 2017; DESTATIS 2018) bestimmt. Diese liegen für Deutschland in Abhängigkeit des Industriezweigs und genutzten Temperaturniveaus vor. Es wurde angenommen, dass der Prozesswärmebedarf innerhalb eines Industriezweigs dessen Umsatz entsprechend über Deutschland verteilt ist und sich die Temperaturniveaubedarfe nicht unterscheiden. So konnten die Daten über den

Vergleich der Jahresumsätze der Industriezweige in Bayern und Gesamtdeutschland errechnet werden (DESTATIS 2018). Abschließend wurden diese Wärmemengen mit dem Faktor 0,48 multipliziert, um die bis 2040 angenommene Bedarfsabnahme von 52 % zu berücksichtigen.

Die Generierung von Lastgängen in stündlicher Auflösung für die Prozesswärme erwies sich, aufgrund der unzureichenden Datenlage auf deutscher wie bayerischer Ebene, als schwierig. Daher wurde die Jahresenergiemenge, unter Zuhilfenahme saisonal unterschiedlicher Tages- und Nachtfaktoren aus dem Wärmeatlas Baden-Württemberg (Blesl et al. 2009), über das Jahr verteilt. Veränderungen der Wärmelast finden folglich nur bei Tag-Nacht-Übergängen statt. Da die Tag-Nacht-Faktoren für verschiedene Verbrauchstypen unterschiedlicher Industriezweige und Unternehmensgrößen vorliegen, jedoch keine Informationen über deren prozesswärmemengenspezifische Verteilung in Bayern, wurde von einer Gleichverteilung der Prozesstypen und Unternehmensgrößen ausgegangen.

4.1.3 Auswahl der Wärmeversorgungstechnologien

Zur Deckung des Wärmebedarfs der Typgebiete waren im Optimierungsprozess verschiedene Versorgungstechnologien verfügbar. Für die *Prozesswärme*-Typgebiete und das Typgebiet *Kleingebiet* waren dabei nur Technologien auf Gebäudeebene vorgesehen. Für alle anderen Kategorien waren sowohl fernwärmenetzgebundene als auch gebäudespezifische Anlagen möglich.

Gebäudespezifische Wärmeversorgung

Die Festlegung techno-ökonomischer Kenndaten der Wärmeversorgungstechnologien hängt insbesondere von deren Leistungsgrößen ab. Für die gebäudespezifische Wärmeversorgung wurde daher zunächst die maximale Heizlast des bayerischen Standardgebäudes bestimmt, das als Basis der Berechnungen für alle Typgebiete diente. Beheizte Wohnfläche und wohnflächenspezifischer Wärmebedarf dieses Gebäudes wurden mit Hilfe der Jahresbedarfswerte für Heizung und Warmwasser in der Kategorie *Wohngebäude* aus dem Mischpult des Energie-Atlas Bayern (Koch 2018a) berechnet. Es ergaben sich eine beheizte Wohnfläche von 300 m² sowie, unter Berücksichtigung der angenommenen Bedarfsabnahme von 54 % bis 2040, ein Wärmebedarf von 66 kWh pro Quadratmeter Wohnfläche und Jahr. Unter Annahme der nach VDI 2067 für Mehrfamilienhäuser empfohlenen Volllaststundenzahl von 2.000 (VDI 2067 Blatt 1), resultiert daraus eine maximale Heizlast von ca. 10 kW pro Standardgebäude.

Für die maximale Jahresheizlast wurden die leistungsspezifischen Investitions- und Wartungskosten, der Wirkungsgrad sowie die zu erwartende Lebensdauer der folgenden gebäudespezifischen Wärmeversorgungstechnologien bestimmt:

- Biomassekessel (Biomasse-Wärme)
- Gaskessel (Gas-Wärme)
- Gas-Blockheizkraftwerk (Gas-KWK)
- Wärmepumpen: Luft-Wasser, Wasser-Wasser (Grundwasser), Sole-Wasser (Erdkollektoren und Erdsonden)
- Solarthermische Flachkollektoren
- Heizpatrone (elektrothermisch)

Die verwendeten Kenndaten aller hier und in den nächsten Punkten betrachteten Versorgungstechnologien können Anhang B.2 entnommen werden. Die Kosten für gebäudespezifische Versorgungsanlagen wurden zusätzlich durch den für

die Fernwärmenetzversorgung angenommenen Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,75 dividiert. Dieses Vorgehen sollte ausgleichen, dass Wärmelastgänge auf Gebäudeebene weniger geglättet sind als im Fernwärmenetz. Folglich bedarf es zur Deckung des gleichen Jahreswärmebedarfs über gebäudespezifische Anlagen einer höheren installierten Gesamtleistung als in einem Fernwärmenetzverbund.

Fernwärmenetzgebundene Wärmeversorgung

Auch für die fernwärmenetzgebundene Wärmeversorgung wurden zunächst die Leistungsgrößen der zentralen Anlagen festgelegt. Diese unterscheiden sich für die verschiedenen Typgebiete teilweise. In den Verbundtypgebieten 115 °C und 80 °C sind die Anlagenleistungen mit 30 bzw. 15 MW so angelegt, dass sie die Hälfte der jeweiligen Spitzenlast decken können. Eine Bezugsleistung von 30 MW wurde auch für die beiden *Großstadt*-Typgebiete angesetzt. So wurden die dortigen Fernwärmenetze in ihrer Größe an die Netze der Verbundtypgebiete angepasst. Wäre auch hier die halbe Deckung der Spitzenlast durch eine Anlage angesetzt worden, ermöglichten die *Großstadt*-Typgebiete Fernwärmenetze mit einer bis zu dreimal so großen Wärmeabnahme. Für die Typgebiete *Kleinstadt* und *Land* wurden die Standardleistungsgrößen der Versorgungsanlagen auf 10 bzw. 1 MW festgelegt. Für die vier so erhaltenen Anlagenleistungsgrößen von 30, 15, 10 und 1 MW wurden dieselben Kenndaten wie für die Gebäudeanlagen für folgende Technologien ermittelt:

- Biomasse-Heizwerk (Biomasse-Wärme)
- Biomasse-Heizkraftwerk mit Organic-Rankine-Cycle (ORC) für 1 MW (Biomasse-KWK)
- Biomasse-Heizkraftwerk mit Dampfprozess für 10–30 MW (Biomasse-KWK)
- Gasbetriebenes Heizwerk (Gas-Wärme)
- Gasmotor-KWK-Anlage (Gas-KWK)
- Hydrothermale Tiefengeothermiebohrung (nur Typgebiete 115 °C und 80 °C)
- Wärmepumpe: Luft-Wasser, Wasser-Wasser (Grundwasser)
- Heizpatrone (elektrothermisch)
- Solarthermische Flachkollektoren

Im Optimierungsprozess wurden neben den Kennwerten der Wärmebereitstellungsanlagen auch die der Fernwärmenetze und wasserbasierten Wärmespeicher berücksichtigt. Die Speicherkenndaten, zum Beispiel auftretende Verluste, wurden für die Typgebiete 115 °C sowie *Großstadt* für eine angenommene Speichergröße von 15.000 m^3 ermittelt. Für *Land* wurden 1.000 m^3 angesetzt, für alle weiteren Typgebiete 5.000 m^3 . Die entsprechenden Kennwerte können Anhang B.2.2 entnommen werden.

Prozesswärmeversorgung

Aufgrund der hohen nötigen Temperaturniveaus wurden zur Bereitstellung von Prozesswärme nur gebäudespezifische Wärmeversorgungsanlagen betrachtet. Die Jahreswärmemengen der betroffenen Typgebietskategorien (s. Kapitel 4.1.2) wurden auf die geschätzte Anzahl der Unternehmen aufgeteilt, die sich u. a. aus dem Vergleich der bayerischen mit den deutschen Beschäftigungszahlen je Industriezweig ergab. Unter Berücksichtigung der Volllaststundenzahl, die aus den generierten Prozesswärmelastgängen resultierte, wurde dann aus der unternehmensspezifischen Wärmemenge die maximal zu deckende Heizlast für die einzelnen Typgebiete berechnet (Tabelle 20).

Tabelle 20:
Maximale Jahresheizlast der
Prozesswärme-Typgebiete
in Abhängigkeit des
Vorlauftemperaturniveaus

Temperaturniveau	Maximale Heizlast in kW
bis 100 °C	350
100 bis 150 °C	1.050
150 bis 200 °C	200
200 bis 500 °C	85
über 500 °C	3.600

Aufgrund der unterschiedlichen Temperaturniveaus der Typgebiete mit Prozesswärmeversorgung wurde vom Einsatz unterschiedlicher Wärmeträgermedien ausgegangen: Warmwasser für Vorlauftemperaturen bis 100 °C, Heißwasser von 100 bis 150 °C, Wasserdampf von 150 bis 200 °C und Thermoöl von 200 bis 500 °C. Für Vorlauftemperaturen oberhalb 500 °C wurde eine Deckung des Prozesswärmebedarfs über direkte elektrothermische Erhitzung oder Gasverbrennung angenommen (Schmidmeier und Schrägle 2017). Unter Berücksichtigung dieser Wärmeträgermedien wurden die Kenndaten für folgende Technologien bestimmt:

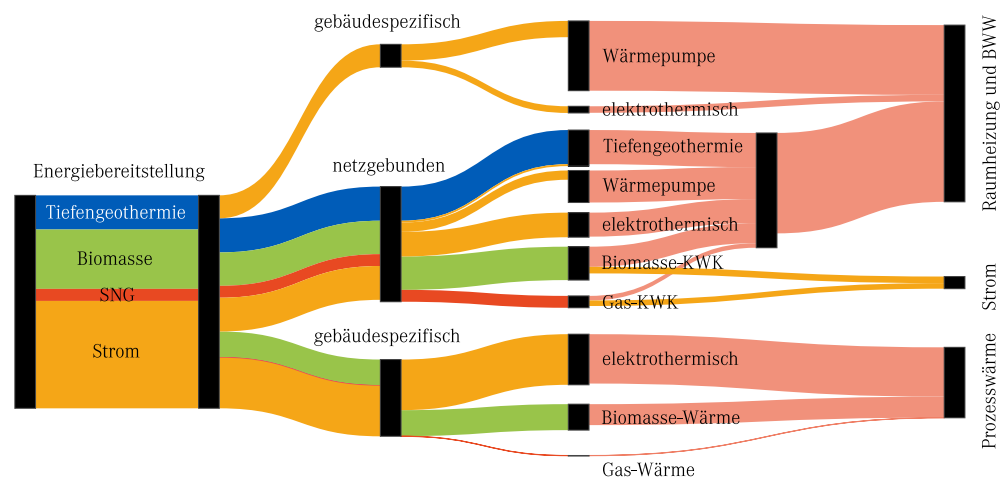
- Solarthermische Vakuumröhrenkollektoren bei 100 °C
- Gasgefeuertes Blockheizkraftwerk bis 200 °C (Gas-KWK)
- Biomassekessel bis 500 °C (Biomasse-Wärme)
- Gasbetriebener Kessel bis 500 °C (Gas-Wärme)
- Direkte elektrothermische Beheizung ab 500 °C
- Direkte Gasverbrennung ab 500 °C

Zur Festlegung der Wirkungsgrade dieser Anlagen wurden durchschnittliche Rücklauftemperaturen für die Wärmeträgermedien angenommen, die auf den typischen Rücklauftemperaturen der genutzten Prozesse basieren. Alle verwendeten Kenndaten finden sich in Anhang B.2.3.

4.2 Ergebnisse für das Basisszenario

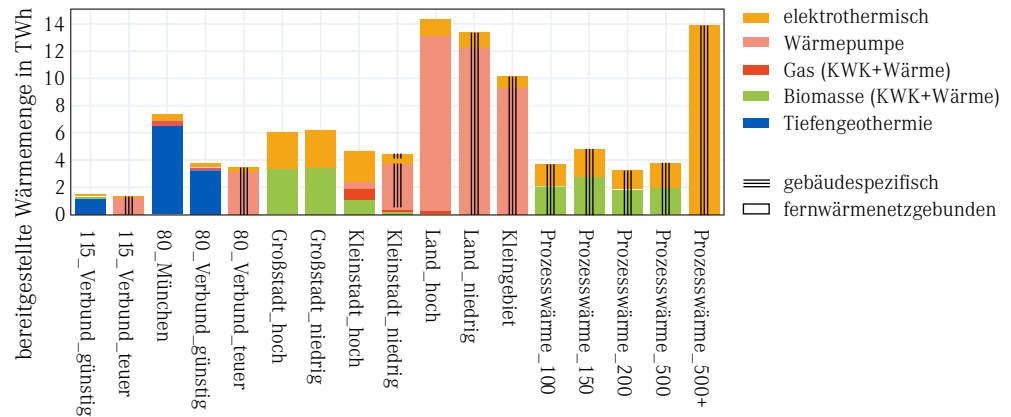
Auch bei einer vollständig erneuerbaren Wärmeversorgung und starker Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität dominiert keine Einzeltechnologie die Wärmebereitstellung. Abbildung 27 zeigt, wie im Basisszenario der jährliche Bedarf an Wärme für Raumheizung und Brauchwarmwasser bzw. Prozesswärme gedeckt wird.

Abbildung 27:
Flussdiagramm der bayernweiten
Wärmeversorgung im
Basisszenario



Der größte Teil des Wärmebedarfs wird im Basisszenario durch die Wandlung elektrischer in thermische Energie gedeckt. Hydrothermale Tiefengeothermie und Nutzung von Biomasse leisten ebenfalls einen erheblichen Beitrag. Mehr als die Hälfte des Wärmebedarfs für Raumheizung und Brauchwarmwasser wird über fernwärmenetzgebundene Technologien gedeckt: hydrothermale Tiefengeothermie, Großwärmepumpen, Heizpatronen sowie holz- und SNG-befeuerte KWK-Anlagen. Innerhalb der Fernwärmenetzversorgung decken hydrothermale Geothermie und Großwärmepumpen die größten Einzelanteile ab. KWK-Anlagen dienen der effizienten Nutzung der hochwertigen Energieträger Biomasse und SNG. Besonders in Kombination mit Wärmespeichern machen sie elektrische Energie zeitlich flexibel verfügbar. Einzelgebiete, in denen die Wärmeversorgung auf Hausebene erfolgt, werden ausschließlich über Wärmepumpen und Heizpatronen versorgt. Die Verbrennung von Holz findet aufgrund des geringen Wirkungsgrads und begrenzten Holzpotenzials in Bayern nicht in Kleinanlagen statt. Neben der Verbrennung in KWK-Anlagen dient es zur Bereitstellung von Prozesswärme. Unterschiede in der optimierten Wärmeversorgung der verschiedenen Typgebiete zeigt Abbildung 28.

Abbildung 28:
Wärmebereitstellung in den
Typgebieten für das Basisszenario



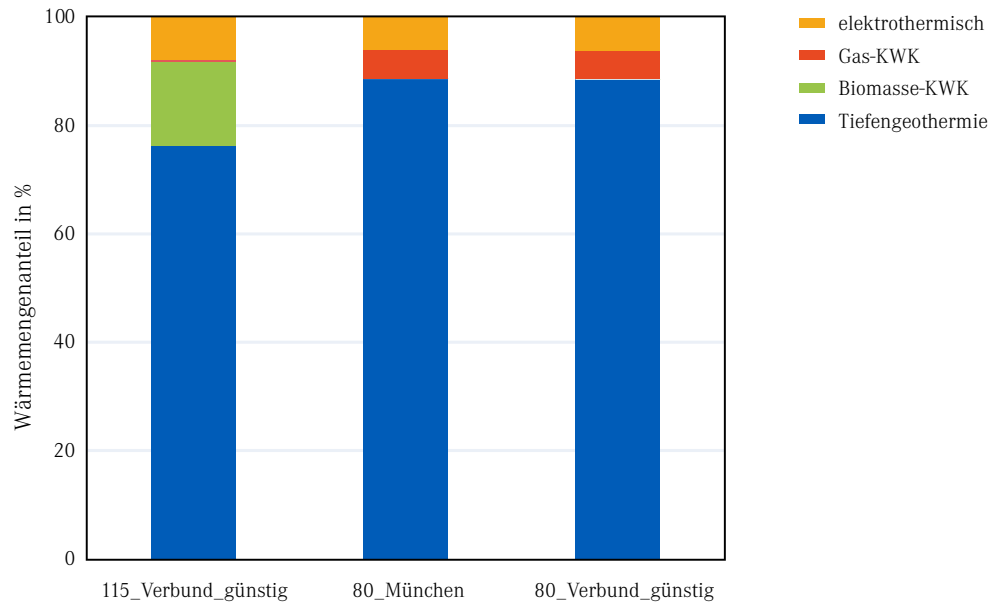
Fernwärmenetze, bestenfalls in Kombination mit hydrothormaler Tiefengeothermie (*Verbund_günstig*, *München*), werden besonders in großen Gebieten mit verhältnismäßig hohen Wärmebedarfsdichten (*hoch* bzw. *günstig*) installiert. Ihre Vorteile gegenüber gebäudespezifischer Versorgung liegen unter anderem in der geringeren nötigen Anlagenleistung, den geringeren leistungsspezifischen Kosten und höheren Wirkungsgraden sowie dem höheren Potenzial zur elektrischen Flexibilitätsbereitstellung. Nachteile sind die Wärmeverluste in den Netzen und die hohen Investitionskosten. Zusammen mit den hohen Kosten für Tiefengeothermiebohrungen führen dies dazu, dass im *Verbundgebiet_teuer* die gebäudespezifische Versorgung bevorzugt wird. Dort und in allen anderen Typgebieten mit gebäudespezifischer Wärmeversorgung für Raumheizung und Brauchwasser werden Wärmepumpen und Heizpatronen genutzt. Biomasse wird auf Gebäudeebene, wegen ihres limitierten Potenzials sowie den geringen Wirkungsgraden von Kleinf Feuerungen, nicht eingesetzt. Stattdessen werden damit KWK-Anlagen in großen Fernwärmenetzgebieten (*115_Verbund_günstig*, *Großstadt*, *Kleinstadt*) zur Bereitstellung elektrischer Flexibilität fürs Gesamtsystem sowie Kessel zur Prozesswärmeversorgung befeuert. Aufgrund des geringen Wirkungsgrades im Herstellungsprozess von SNG wird dieses ausschließlich in hocheffizienten KWK-Anlagen verbrannt. Reine Wärmezeugung findet damit nicht statt. Für industrielle Prozesse werden stattdessen holzbefeuerte Kessel oder elektrothermische Wärmeversorgung genutzt.

4.2.1 Typgebiete mit Nutzung hydrothormaler Tiefengeothermie

Nachfolgend wird, stellvertretend für Typgebiete mit einer ähnlichen Wärmeversorgung, jeweils für ein Typgebiet die Wärmebereitstellung über ein Jahr betrachtet.

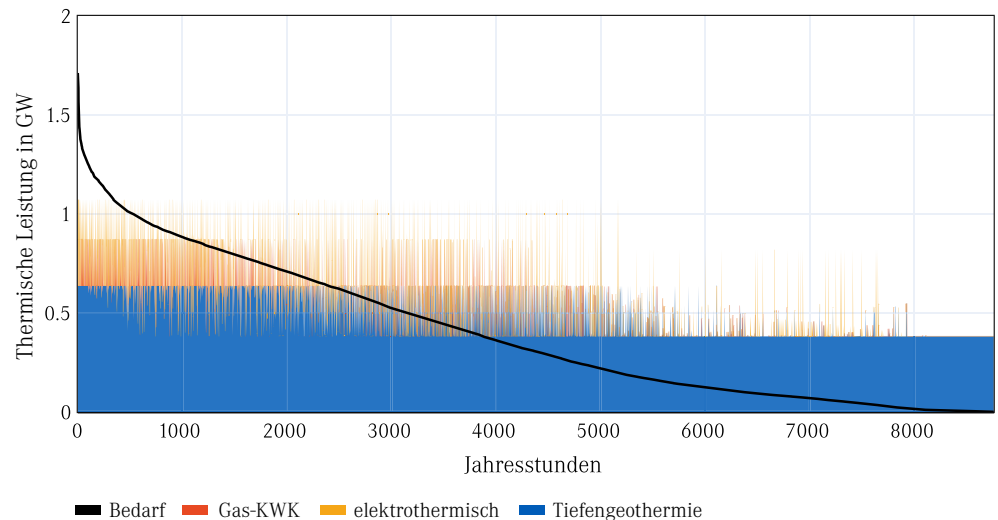
Abbildung 29 veranschaulicht die Wärmebereitstellung in denjenigen Typgebieten, die überwiegend mit Wärme aus hydrothormaler Tiefengeothermie versorgt werden. Diese liegen einerseits innerhalb der Tiefengeothermiepotenzialzonen (Abbildung 24), andererseits weisen sie geringe leistungsspezifische Fernwärmenetzkosten auf. Der übrige Wärmebedarf wird über Heizpatronen und mit Biomasse- oder SNG-betriebenen KWK-Anlagen gedeckt.

Abbildung 29: Anteile unterschiedlicher Technologien an der Wärmeversorgung von Typgebieten mit hydrothormaler Tiefengeothermienutzung



Beispielhaft für alle Typgebiete mit Nutzung hydrothormaler Tiefengeothermie, wird die Wärmeversorgung des Typgebiets *80_Verbundgebiet_günstig* näher betrachtet. Bei 11.000 Einwohnern weist es einen jährlichen Wärmebedarf von etwa 50 GWh auf. Abbildung 30 zeigt die Zusammensetzung der Wärmebereitstellung für alle Verbundgebiete dieser Typgebietskategorie über ein Jahr. Die Zeitschritte sind nach absteigendem Wärmebedarf angeordnet.

Abbildung 30: Geordnete Jahresdauerlinie der thermischen Wärmebereitstellung innerhalb aller Einzelgebiete der Typgebietskategorie *80_Verbundgebiet_günstig*

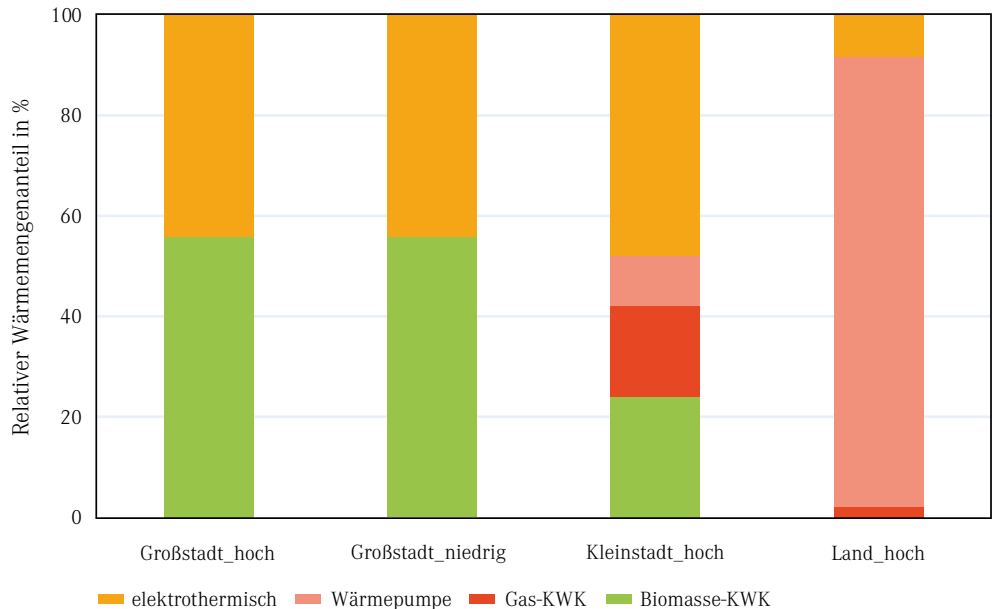


Die Grundlast wird ganzjährig durch hydrothermale Tiefengeothermie gedeckt. Zu Zeitpunkten geringen Wärmebedarfs, die typischerweise im Sommer auftreten, übersteigt die Wärmebereitstellung den Bedarf. In solchen Phasen werden Warmwasserspeicher aufgeheizt, deren Gesamtkapazität und -leistung in dieser Typgebietskategorie ca. 20 GWh und 1,7 GW betragen. Sind diese voll geladen, wird nur noch ein Teil der geothermisch gewonnenen Wärme genutzt. Der Rest wird zurück ins Erdreich geleitet. Gasgefeuerte KWK-Anlagen dienen als flexible Kraftwerke, wenn Photovoltaik- und Windkraftanlagen sowie Batteriespeicher den Strombedarf nicht mehr decken können. Da solche Fälle vermehrt im Winter auftreten, werden saisonale Gasspeicher genutzt. Durch die Entladung ins Fernwärmenetz eingebundener Warmwasserspeicher kann verhindert werden, dass ein zeitweise erhöhter Wärmebedarf unmittelbar gedeckt werden muss. Folglich können lokale Wärmeversorgungsanlagen kleiner dimensioniert werden.

4.2.2 Typgebiete mit netzgebundener Wärmeversorgung zur Bereitstellung elektrischer Flexibilität

Auch für diese Typgebiete sieht die Optimierung die Installation von Fernwärmenetzen vor. Abbildung 31 zeigt, welchen Anteil unterschiedliche Technologien an ihrer Wärmeversorgung haben.

Abbildung 31: Anteil unterschiedlicher Technologien an der Wärmeversorgung von Typgebieten mit netzgebundener Wärmeversorgung zur Bereitstellung elektrischer Flexibilität



Aufgrund ihrer Größe (*Großstadt*) und/oder hohen Wärmebedarfsdichte (*hoch*) agieren diese Gebiete als elektrische Flexibilitätsfaktoren für das Gesamtsystem. Das schlägt sich auch in den hohen Anteilen nieder, die KWK-Technologien an ihrer Wärmeversorgung haben. Mit zunehmender Größe solcher Anlagen nehmen die leistungsspezifischen Installationskosten ab, während der Wirkungsgrad steigt. Entsprechend werden sie in großen Gebieten verstärkt genutzt. Im ländlichen Typgebiet *Land_hoch* produzieren KWK-Anlagen nur einen sehr geringen Teil der Wärme. Die Versorgung findet dennoch netzgebunden statt, um Elektrizität flexibler bereitstellen zu können. Durch den Einsatz großer Wärmespeicher, die deutlich günstiger als Stromspeicher sind, kann die Energiebereitstellung teilweise zeitlich vom Bedarf entkoppelt werden. So lassen sich auch in die Fernwärmenetze integrierte Heizpatronen und Großwärmepumpen flexibler betreiben.

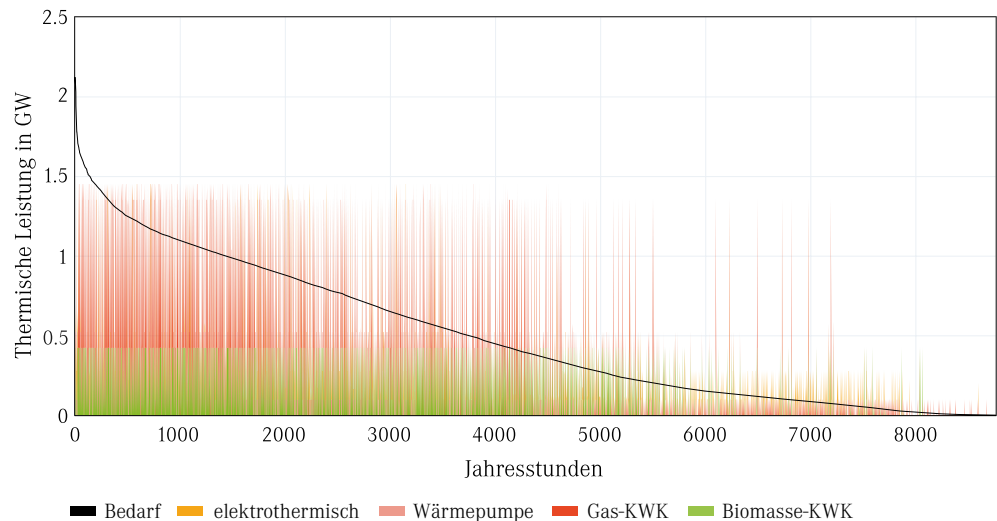
Als Beispiel für Typgebiete mit netzgebundener Wärmeversorgung zur Bereitstellung elektrischer Flexibilität wird im Folgenden das Typgebiet *Kleinstadt_hoch* betrachtet. Bei 8.800 Einwohnern weist es einen Jahreswärmebedarf von 44 GWh auf. Abbildung 32 zeigt ein real existierendes Einzelgebiet, das in Wärmebedarf, Einwohnerzahl und Wärmebedarfsdichte dem Typgebiet stark ähnelt.

Abbildung 32:
Real existierendes Einzelgebiet,
repräsentativ für das Typgebiet
Kleinstadt_hoch (eigene
Darstellung nach (LDBV 2019))



Aufgrund der Nutzung dieser Gebiete als Flexibilitätsfaktor für das elektrische Gesamtnetz wird keine der dortigen Versorgungsanlagen über das Jahr hinweg konstant betrieben (Abbildung 33). Die höchste Zahl an Volllaststunden erreichen Großwärmepumpen, die auch bei geringem Bedarf im Sommer Wärme liefern. KWK-Anlagen kommen vornehmlich in den Wintermonaten zum Einsatz, wenn Photovoltaikanlagen nur wenig Strom bereitstellen können.

Abbildung 33:
Geordnete Jahresdauerlinie der
thermischen Wärmebereitstellung
aller Einzelgebiete der
Typgebietskategorie
Kleinstadt_hoch

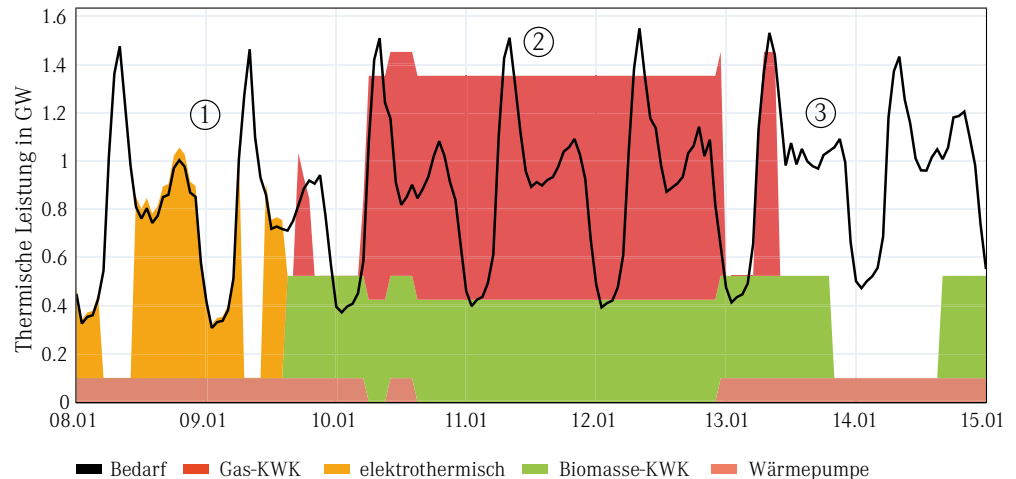
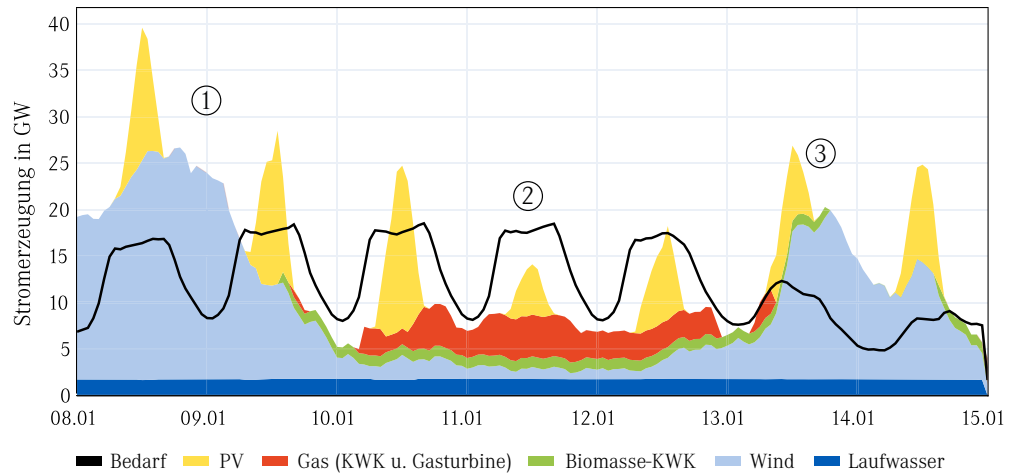


Über alle Einzelgebiete dieser Typgebietskategorie verteilt sind im Basisszenario thermische Energiespeicher mit einer Gesamtkapazität von 40 GWh verbaut. Das entspricht annähernd einem Prozent ihres summierten jährlichen Wärmebedarfs. Für jedes einzelne Typgebiet ist ein 8.000 m³ großer Wasserspeicher vorgesehen. Dieser erlaubt eine starke Entkopplung von Wärmebereitstellung und -verbrauch und ermöglicht so große elektrische Flexibilität bei geringen Kosten. Durch die Speicherung von Wärme kann Strom aus KWK-Anlagen flexibel bereitgestellt und mittels Heizpatronen in speicherbare Wärme gewandelt werden.

Die Sektorenkopplung im Basisszenario wird durch die Betrachtung jeweils einer beispielhaften Winter- und Sommerwoche sichtbar.

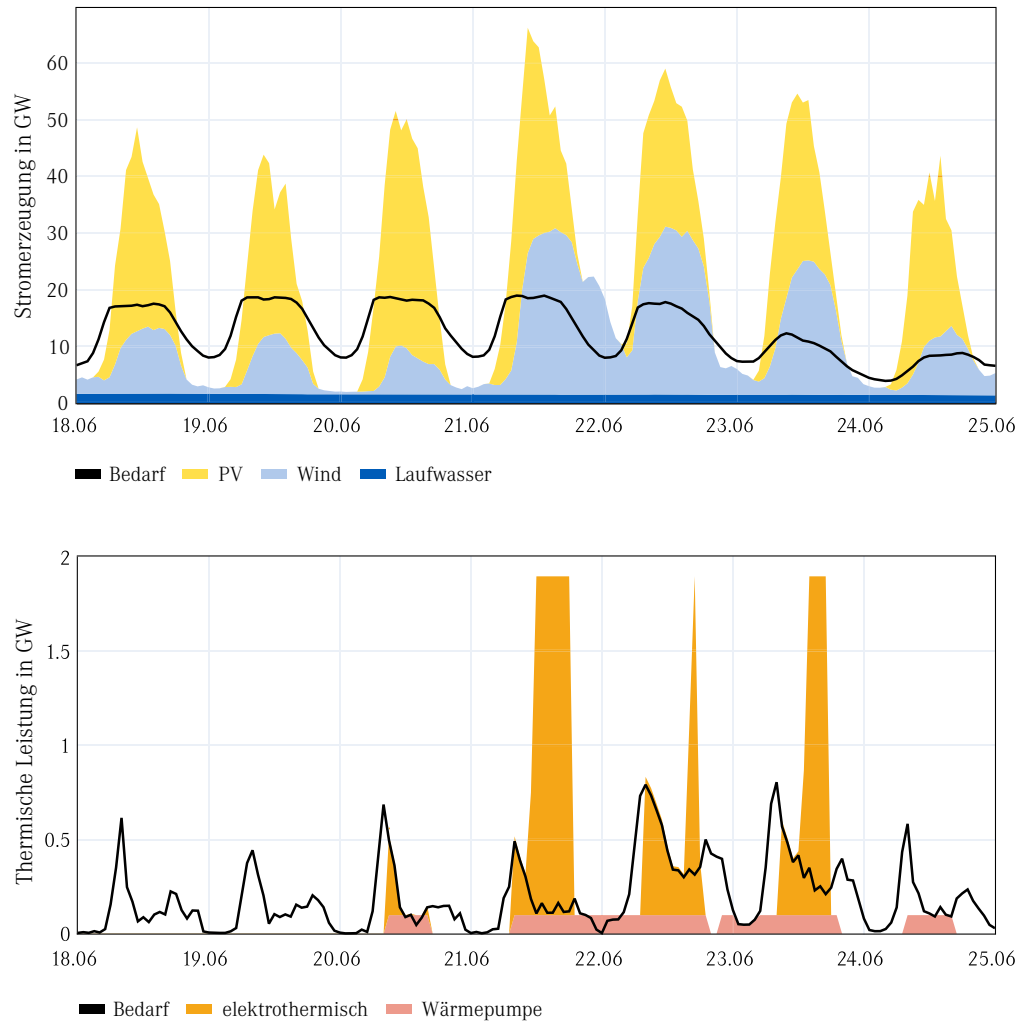
Zu Beginn der Winterwoche in Abbildung 34 übersteigt die Stromerzeugung mittels Photovoltaik- und Windkraftanlagen für mehr als einen Tag den ebenfalls abgebildeten elektrischen Bedarf für konventionelle Stromanwendungen und Mobilität ①. Aus diesem Überschuss wird elektrisch, mittels Wärmepumpen und Heizpatronen, der Wärmebedarf gedeckt, Batteriespeicher werden geladen. In den darauffolgenden Tagen ② liefern Windkraftanlagen nur eine geringe Stromausbeute. Der Wärmebedarf übersteigt die Bereitstellung. Die Wärmespeicher werden jetzt entladen, einerseits zur Deckung des Bedarfs, andererseits, um in der folgenden Dunkelflaute zur Verfügung zu stehen. Während dieser muss mehrere Tage lang elektrische Energie aus flexiblen Quellen wie KWK-Anlagen bereitgestellt werden. Die dabei anfallende, aber nicht direkt verbrauchte Wärme wird gespeichert. Zur Deckung des Strombedarfs werden außerdem Batteriespeicher entladen und Strom importiert. Nimmt der Wind wieder zu ③, kommen erneut die Großwärmepumpen zum Einsatz. Die gasbetriebenen und holzbefeuerten KWK-Anlagen werden, in dieser Reihenfolge, abgeschaltet. Der Wärmebedarf wird überwiegend aus den, während der Dunkelflaute vollständig geladenen, Wärmespeichern gedeckt.

Abbildung 34:
Strom- (oben) und
Wärmeversorgung (unten)
während einer für die
Typgebietskategorie
Kleinstadt_hoch repräsentativen
Winterwoche: keine Darstellung
der elektrischen und thermischen
Speicher, des Stromimports
und -exports sowie der
SNG-Herstellung



Im Sommer stellen die Photovoltaikanlagen tagsüber deutlich mehr Strom bereit als im Winter (Abbildung 34, Abbildung 35). Der dabei entstehende Überschuss wird exportiert, für den Nachtbedarf in Batteriespeicher oder zur saisonalen Speicherung in SNG umgewandelt.

Abbildung 35:
Strom- (oben) und Wärme-
versorgung (unten) in
repräsentativer Sommerwoche
für alle Einzelgebiete der
Typgebietskategorie
Kleinstadt_hoch;
keine Darstellung der elektrischen
und thermischen Speicher, des
Stromimports bzw. -exports sowie
der SNG-Herstellung

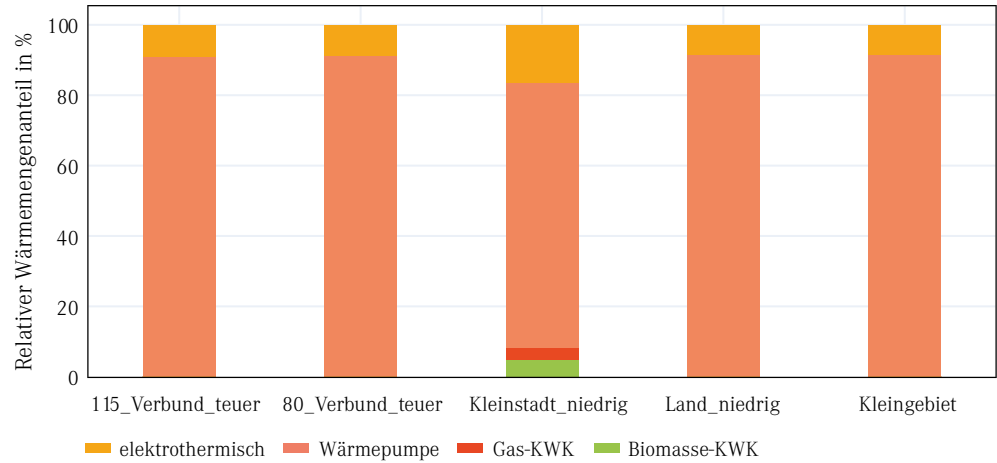


Der Wärmebedarf wird im Sommer ausschließlich elektrisch mittels Wärmepumpen und Heizpatronen gedeckt. Heizpatronen machen dabei den Großteil der Versorgung aus, da sie deutlich günstiger zu installieren sind als Wärmepumpen und den sommerlichen Stromüberschuss, besonders aus Photovoltaikanlagen, nutzen können, der den Bedarf um ein Vielfaches übersteigt. Entsprechend wird der Großteil dieser Wärme in thermischen Speichern zwischengespeichert.

4.2.3 Typgebiete mit gebäudespezifischer Wärmeversorgung

In Typgebieten mit geringer Wärmebedarfsdichte oder hohen Kosten für ein Fernwärmenetz wird Wärme direkt in den Gebäuden bereitgestellt. Die Zusammensetzung der Wärmebereitstellung dieser Gebiete zeigt Abbildung 36. Wärmepumpen liefern hier den Großteil der thermischen Energie. Das Typgebiet *Kleinstadt_niedrig* fällt aus der Reihe, da es teilweise mit Fernwärme aus KWK-Anlagen versorgt wird, die der Sicherstellung elektrischer Flexibilität dienen. Dennoch machen auch hier Wärmepumpen den Großteil der Produktion aus, Heizpatronen ergänzen diese.

Abbildung 36: Anteil unterschiedlicher Technologien an der Wärmeversorgung von Typgebieten mit gebäudespezifischer Wärmeversorgung



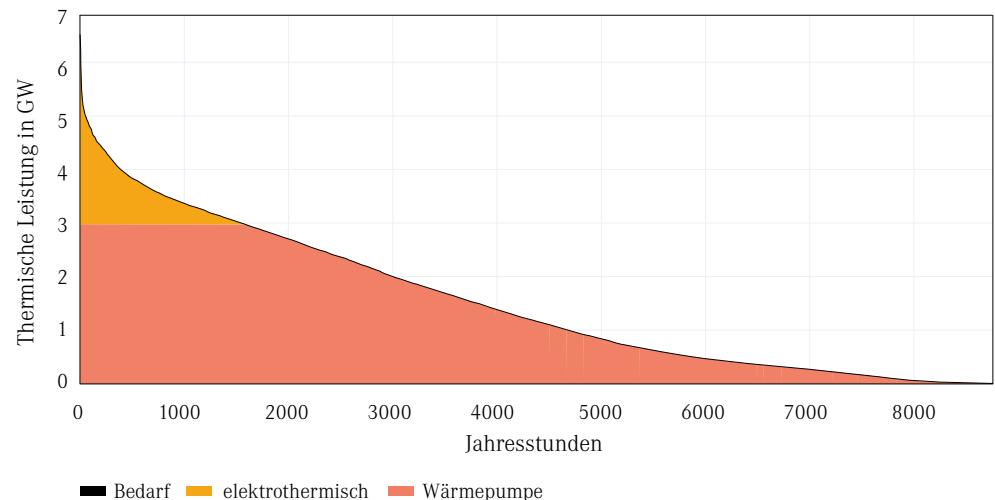
Als repräsentatives Beispiel dient hier das Typgebiet *Land_niedrig*. In diesem leben etwa 650 Menschen, deren Wärmebedarf 3,7 GWh beträgt. Abbildung 37 zeigt ein Einzelgebiet in Bayern, das diesem Typgebiet nahekommt.

Abbildung 37: Real existierendes Einzelgebiet, repräsentativ für das Typgebiet *Land_niedrig* (eigene Darstellung nach (LDBV 2019))



Im Optimierungsprozess ist eine Kombination gebäudespezifischer Wärmeversorgungsanlagen mit kleinen, ebenfalls gebäudespezifischen Warmwasserspeichern nicht möglich. Diese Annahme wurde getroffen, da ein volkswirtschaftlich sinnvoller Betrieb solcher Speicher nur dann möglich wäre, wenn sie externen Zugriff erlauben. Durch Ausschluss dieser Kombination auf Gebäudeebene folgen die Versorgungsanlagen stets der Wärmebedarfsvorgabe, wie aus Abbildung 38 ersichtlich wird.

Abbildung 38: Geordnete Jahresdauerlinie der thermischen Wärmebereitstellung aller Gebäude der Typgebietskategorie *Land_niedrig*



Wärmepumpen decken über das gesamte Jahr die Grund- und Mittellast ab, Heizpatronen die Spitzenlast in den Winterstunden mit den höchsten Wärmeanforderungen.

4.2.4 Prozesswärme

Aufgrund der hohen benötigten Temperaturniveaus und entsprechend hohen Verluste bei netzgebundener Wärmeversorgung wurde für die Optimierung eine ausschließlich gebäudespezifische Bereitstellung von Prozesswärme angenommen. Abbildung 39 zeigt die genutzten Technologien und Temperaturniveaus. Vorlauftemperaturen bis 500 °C werden elektrothermisch und durch Holzverfeuerung abgedeckt. Für höhere Temperaturen stehen nur noch direkte elektrothermische Bereitstellung oder direkte Gasfeuerung zur Auswahl, wobei ausschließlich die elektrische Variante zum Einsatz kommt.

Abbildung 39:
Anteil unterschiedlicher
Technologien an der
Wärmeversorgung von
Prozesswärme-Typgebieten

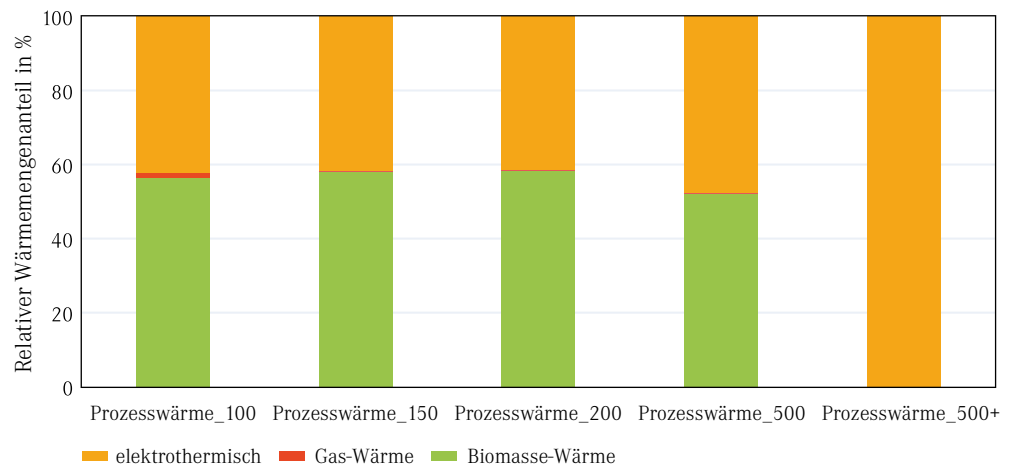
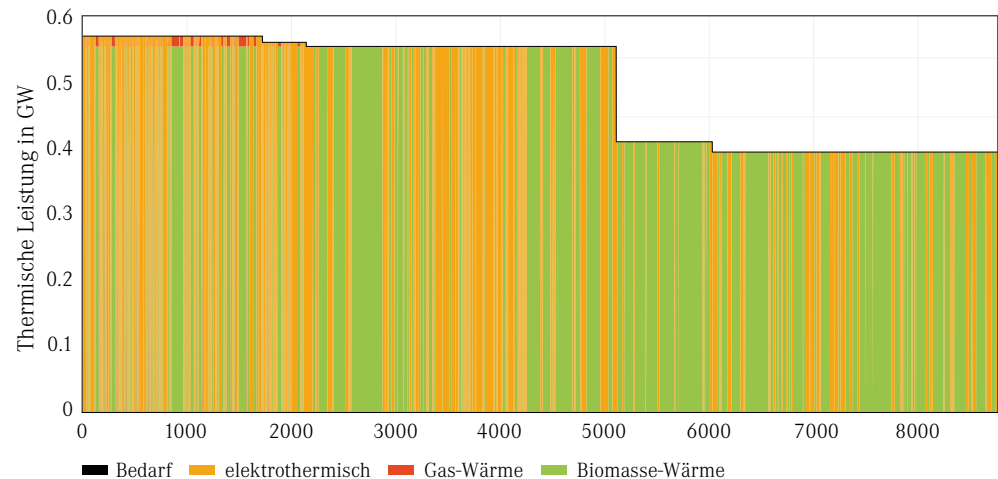


Abbildung 40 zeigt beispielhaft die Bereitstellung von Prozesswärme für das Typgebiet mit einer Vorlauftemperatur von 150 °C für ein Jahr.

Abbildung 40:
Geordnete Jahresdauerlinie der
thermischen Wärmebereitstellung
für alle Gebäude der Typgebiets-
kategorie *Prozesswärme_150*



Die Prozesswärmeversorgung mittels holzbefuerter und elektrischer Kessel ist redundant ausgelegt. Der Gesamtbedarf kann sowohl elektrisch als auch über Holzverfeuerung mit SNG-Zusatzfeuerung bei Bedarfsspitzen gedeckt werden. So wird die maximal mögliche elektrische Flexibilität garantiert. Ist ausreichend Strom aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen, Batteriespeichern oder Importregionen verfügbar, wird Wärme elektrothermisch bereitgestellt. Ist dies nicht der Fall, wird stattdessen Holz verbrannt. Die Elektrokessel werden vermehrt tagsüber, während der üblichen Arbeitszeiten eingesetzt, wenn der Prozesswärmebedarf sein Maximum erreicht und gleichzeitig die Photovoltaikanlagen elektrische Energie bereitstellen. Biomassekessel werden dagegen überwiegend nachts genutzt, wenn der Wärmebedarf geringer ausfällt.

Literaturverzeichnis

Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e. V. (ADAC) (2020): Synthetische Kraftstoffe - Energieträger der Zukunft? Online verfügbar unter <https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/alternative-antriebe/synthetische-kraftstoffe/>, zuletzt aktualisiert am 08.07.2020, zuletzt geprüft am 08.07.2020.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB) (Hg.) (2019): Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland. Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken.

Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015. Module, Anbieter, Kosten. Berlin.

Bayerisches Landesamt für Statistik (LfStat) (2019): Energiebilanzen 2017. Online verfügbar unter https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/Energiebilanz/2017_Energiebilanz/M-3.pdf, zuletzt geprüft am 08.07.2020.

Bayerisches Landesamt für Statistik (LfStat) (2020): Regionalisierte Bevölkerungsvorausberechnung für Bayern bis 2038. Online verfügbar unter https://www.statistik.bayern.de/mam/statistik/gebiet_bevoelkerung/demographischer_wandel/demographische_profile/091.pdf, zuletzt geprüft am 25.08.2020.

Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (StMELF) (Hg.) (2018): Land- und Forstwirtschaft in Bayern. Grafiken und Tabellen 2018.

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Energie und Technologie (StMWi) (Hg.) (2018): Bayerischer Windatlas. Windernte und Energieertrag: Wie Windenergieanlagen wirken und sich rechnen.

Biedermann, Franziska; Kolb, Michael (2014): Faktenblatt Power to Heat. Online verfügbar unter https://www.ffegmbh.de/download/informationen/528_ihk_hessen_waerme/fb_power-to-heat.pdf, zuletzt geprüft am 07.12.2020.

Blesl, Markus; Kempe, Stephan; Ohl, Michael; Fahl, Ulrich; König, Andreas; Jenssen, Till; Eltrop, Ludger (2009): Wärmeatlas Baden-Württemberg. Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen. Forschungsbericht. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

BMVI (2012): Ermittlung von spezifischen Kosten energiesparender Bauteil-, Beleuchtungs-, Heizungs- und Klimatechnikausführungen bei Nichtwohngebäuden für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen zur EnEV 2012. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Online verfügbar unter https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/ministerien/bmvbs/bmvbs-online/2012/DL_ON082012.pdf;jsessionid=2F79DFE8ACE2207A0E4AE16A751140C9.live21304?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 07.12.2020.

Böhning, Dorith; Beckmann, Michael (2013): Konzepte zur Biomasse-Vergasung und -Verbrennung für die dezentrale Energieversorgung. In: Karl J. Thomé-Kozmiensky und Michael Beckmann (Hg.): Dezentrale Energieversorgung. Neuruppin: TK, S. 341-366. Online verfügbar unter https://tudresden.de/ing/maschinenwesen/int/das-institut/verarbeitungsmaschinen-verarbeitungstechnik/ing/maschinenwesen/ifvu/evt/ressourcen/dateien/Veroeffentlichungen/VWS-2013-7_bhning.pdf?lang=de, zuletzt geprüft am 04.12.2020.

Brandt, Mathias (2020): Neuzulassungsrekord bei SUVs. Digitales Bild. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/infografik/19572/anzahl-der-neuzulassungen-von-suv-in-deutschland/>.

Brauner, Günther (2019): Systemeffizienz bei regenerativer Stromerzeugung. Strategien für effiziente Energieversorgung bis 2050. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.1007/978-3-658-24854-3>.

Bründlinger, Thomas; König, Julian Elizalde; Frank, Oliver; Gründing, Dieter; Jugel, Christoph; Kraft, Patrizia et al. (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf, zuletzt geprüft am 07.12.2020.

Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) (2018): Automatische Zählstellen auf Autobahnen und Bundesstraßen. Bundesanstalt für Straßenwesen. online. Online verfügbar unter <https://www.bast.de/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/Stundenwerte.html;jsessionid=0EBD0F74464BC86B20348A3247A449AD.live11294?nn=626916>.

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) (2017): Synthetische Kraftstoffe. Online verfügbar unter <https://www.bmbf.de/de/synthetische-kraftstoffe-5040.html>, zuletzt aktualisiert am 08.07.2020, zuletzt geprüft am 08.07.2020.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2017): Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz. TA Lärm.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2019): Energieeffizienz in Zahlen 2019 - Entwicklungen und Trends in Deutschland 2019. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2019.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D8, zuletzt geprüft am 10.08.2020.

Bundesnetzagentur (BNA): Marktstammdatenregister (MaStR.). Online verfügbar unter <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/>, zuletzt geprüft am 2020.

Bundesnetzagentur (BNA) (2020): EEG-Registerdaten und -Fördersätze. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html.

Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE) (Hg.) (2018): Schallimmissionen von Windenergieanlagen. Online verfügbar unter https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch-und-umwelt/05-schall/20181123_BWE_Informationspapier_Schall_und_WEA.pdf.

Denholm, P.; Hand, M.; Jackson, M.; Ong, S. (2009): Land-Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States. Hg. v. National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Deutscher Wetterdienst (DWD) (Hg.) (2020a): Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland. Mittlere Jahressumme, Zeitraum 1981 - 2010.

Deutscher Wetterdienst (DWD) (Hg.) (2020b): Open Data Server. Online verfügbar unter <https://opendata.dwd.de/>.

Eltrop, Ludger (2014): Leitfaden feste Biobrennstoffe. Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen im mittleren und großen Leistungsbereich. 4., vollst. überarb. Aufl. Gülzow-Prüzen: FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.

ENERCON GmbH (Hg.): E-141 EP4_4,2 MW. Produktdatenblatt. Online verfügbar unter https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/EC_E-141_EP4_092016.pdf, zuletzt geprüft am 10.12.2020.

ENERCON GmbH (Hg.) (2015): ENERCON Produktübersicht.

Eurostat (2016): Bevölkerungsdichte. Online verfügbar unter <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/GISCO/geodatafiles/GEOSTAT-grid-POP-1K-2011-V2-0-1.zip>, zuletzt geprüft am 25.08.2020.

Fraunhofer IEE (Hg.) (2019): Windenergie Report Deutschland 2018.

Gaderer, Matthias (2008): Wärmeversorgung mit fester Biomasse bei kleiner Leistung. Dissertation. Technische Universität München, München.

Heat Roadmap Europe (2017): 2015 Final Heating & Cooling Demand in Germany. Online verfügbar unter https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/09/HRE4-Country_presentation-Germany-1.pdf, zuletzt geprüft am 25.08.2020.

Hellwig, Mark (2003): Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. Dissertation. Technische Universität München, München.

Hiendlmeier, Sabine (2018): Betriebsdaten geförderter bayerischer Biomasse-Heizwerke. Auswertung Jahresberichte 2016. Hg. v. C.A.R.M.E.N.

Irmiler, Johannes (2019): Voruntersuchung Nahwärmeversorgung. Gemeinde Ostrach „Im Grund und Buchbühlareal“. Planungsbüro Vogt und Feist, 20.10.2019.

Jinko Solar (2020): Tiger Mono-facial 345-365 Watt. Datenblatt. Online verfügbar unter <https://jinkosolar.eu/de/download/datenblaetter.html>.

Jochum, Patrick; Lempik, Julia; Kulka, Melanie; Blachut, Thomas; Wolff, Jürgen; Wallstab, Tim et al.: Dämmbarkeit des deutschen Gebäudebestands. Endbericht. Beuth Hochschule für Technik Berlin, Berlin. ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH.

Koch, Julia (2018a): Energie-Atlas Bayern. Informationen zu den Rahmendaten: Wärmebedarf. Hg. v. Bayerisches Landesamt für Umwelt (LFU). Online verfügbar unter https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/2184/Rahmendaten_Waermebedarf.pdf, zuletzt geprüft am 25.08.2020.

Koch, Julia (2018b): Mischpult „Wärme“ Information zur Berechnung. Hg. v. Bayerisches Landesamt für Umwelt. Online verfügbar unter https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/2185/Berechnung_Mischpult_Waerme.pdf, zuletzt geprüft am 25.08.2020.

Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) (Hg.) (2020a): Neuzulassungen von Pkw in den Jahren 2009 bis 2018 nach ausgewählten Kraftstoffarten. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/Umwelt/fz_n_umwelt_archiv/2018/n_umwelt_z.html?nn=2594996, zuletzt aktualisiert am 08.07.2020, zuletzt geprüft am 08.07.2020.

Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) (2020b): Fahrzeuge. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/fahrzeuge_node.html, zuletzt aktualisiert am 23.10.2020, zuletzt geprüft am 23.10.2020.

Kranzl, Lukas; Müller, Andreas; Maia, Iná; Büchele, Richard; Hartner, Michael (2018): Wärmезukunft 2050. Erfordernisse und Konsequenzen der Dekarbonisierung von Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in Österreich. Technische Universität Wien. Wien.

Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung (LDBV) (2019): Geobasisdaten.

Lütkehus, Insa; Salecker, Hanno; Adlunger, Kirsten (2013): Potenzial der Windenergie an Land. Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA).

Mangold, Dirk; Miedaner, Oliver; Tziggili, Ekaterini Primoudi; Schmidt, Thomas; Unterberger, Markus; Zeh, Beatrice (2012): Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung. Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme.

Mercedes-Benz AG (06.11.2019): Mercedes-Benz Trucks zieht Zwischenbilanz: Elektro-Lkw eActros seit über einem Jahr erfolgreich im Kundeneinsatz. Stuttgart. Online verfügbar unter <https://media.daimler.com/443/marsMediaSite/Media/29z2B961YvOIIWn80PVP79QVU08p5y670992b7vU0gidm72m703rMt97rx606B5c/46763038>, zuletzt geprüft am 08.07.2020.

Merkel, Erik (2018): Analyse und Bewertung des Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude in Deutschland. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe. Online verfügbar unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0072-661485>.

Mraz, Elena (2019): Reservoir characterization to improve exploration concepts of the Upper Jurassic in the southern Bavarian Molasse Basin. Dissertation. Technische Universität München, München.

Norsk e-Fuel AS (08.06.2020): Norsk e-Fuel is planning Europe's first commercial plant for hydrogen-based renewable aviation fuel in Norway. Online verfügbar unter <https://www.norsk-e-fuel.com/en/>, zuletzt geprüft am 10.08.2020.

OpenStreetMap (2019): OpenStreetMap: OpenStreetMap Foundation. Online verfügbar unter <https://www.openstreetmap.org/copyright>, zuletzt geprüft am 25.08.2020.

Pflugradt, Noah (2015): LoadProfileGenerator. Online verfügbar unter <https://www.loadprofilegenerator.de>, zuletzt geprüft am 25.08.2020.

Porsche AG (13.12.2018): Ultra-Schnellladetechnologie für die Elektrofahrzeuge der Zukunft. Porsche unterstützt Forschungsprojekt „FastCharge“. Online verfügbar unter <https://newsroom.porsche.com/download/?id=4760e755-2378-4ca8-be9c-ec948b8241f8&lang=de>, zuletzt geprüft am 08.07.2020.

Purper, Gabriele; Neumann, Werner (2017): Konzept für eine zukunftsfähige Energieversorgung. 66 Positionen. Unter Mitarbeit von Mitglieder des AK Energie. Hg. v. Bund für Umwelt- und Naturschutz Deutschland e. V. (BUND). Berlin. Online verfügbar unter https://www.bund-naturschutz.de/fileadmin/Bilder_und_Dokumente/Themen/Energie_und_Klima/Energiewende/Zukunftsfahige_Energieversorgung.pdf, zuletzt geprüft am 17.11.2020.

Purr, Katja; Jens Günther; Harry Lehmann; Philip Nuss (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. Rescue-Studie. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019-wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet.pdf, zuletzt geprüft am 25.08.2020.

Radke, Sabine (2019): Verkehr in Zahlen 2019/2020. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.; Kraftfahrt-Bundesamt.

REN21 (2020): REN21. Renewables 2020 Global Status Report. Hg. v. REN21 Secretariat.

Ruhdorfer, M. (2017): VW Golf 1.5 TSI ACT BMT Highline. ADAC. Online verfügbar unter https://www.adac.de/_ext/itr/tests/autotest/at5601_vw_golf_1.5_tsi_act_bmt_highline/vw_golf_1.5_tsi_act_bmt_highline.pdf, zuletzt geprüft am 08.07.2020.

Schäfer, Andreas W.; Barrett, Steven R. H.; Doyme, Khan; Dray, Lynnette M.; Gnadt, Albert R.; Self, Rod et al. (2019): Technological, economic and environmental prospects of all-electric aircraft. In: Nat Energy 4 (2), S. 160–166. DOI: 10.1038/s41560-018-0294-x.

Schmidmeier, Thomas; Schrägle, Rainer (2017): CO₂-neutrale Prozesswärme im mittleren Temperaturbereich zwischen 110 und 500°C. Biomasse: CO₂-neutral. Heimisch. Flexibel. Hochwirtschaftlich. Schmidmeier NaturEnergie GmbH; Technologica GmbH, 24.10.2017. Online verfügbar unter https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Pr%C3%A4sentationen/BEE-Fachdialog_Vortrag_CO2-neutrale_Prozesswaerme_Technologica_GmbH.pdf, zuletzt geprüft am 26.08.2020.

Schmied, Martin; Mottschall, Moritz: Berechnung des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen des ÖPNV. Leitfaden zur Anwendung der europäischen Norm EN 16258. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. INFRA3, Öko-Institut e. V. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/energieverbrauch-treibhausgasemission-oepnv.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 08.12.2020.

Schmitz, Bastian; Ritter, Dominik; Giovannetti, Federico (2017): Solare Prozesswärme. Hg. v. BINE Informationsdienst. Online verfügbar unter http://www.bine.info/fileadmin/content/Presse/Themeninfos/Themen_0217/themen_0217_internetx.pdf, zuletzt geprüft am 17.11.2020.

Silva, Carla Alexandra Monteiro da (Hg.) (2013): Grid electrified vehicles. Performance, design and environmental impacts. Hauppauge, New York: Nova Science Publishers Inc (Mechanical engineering theory and applications). Online verfügbar unter <https://core.ac.uk/download/pdf/55627041.pdf>, zuletzt geprüft am 08.07.2020.

Statistisches Bundesamt (DESTATIS) (2018): Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im verarbeitenden Gewerbe.

Statistisches Bundesamt (DESTATIS) (2019): Haushalte für Deutschland, das frühere Bundesgebiet und die Neuen Länder einschließlich Berlin und Bundesländer. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Tabellen/1-2-privathaushalte-bundeslaender.html>, zuletzt geprüft am 25.08.2020.

StMWi: Monitoringbericht 2019.

Suchi, E.; Dittmann, J.; Knopf, S.; Müller, C.; Schulz, R. (2014): Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CO₂-Einlagerung (CCS) und Tiefer Geothermie in Deutschland. In: ZDGG Band 165 (3), S. 439–453.

Toll Collect (2018): Synthetische Kraftstoffe für den Lkw. Online verfügbar unter <https://toll-collect-blog.de/synthetische-kraftstoffe-fuer-den-lkw/>, zuletzt aktualisiert am 27.04.2018, zuletzt geprüft am 08.07.2020.

Umweltbundesamt (UBA), Fachgebiet V 1.4, und BMWi (2019): Energieeffizienz in Zahlen 2019 - Entwicklungen und Trends in Deutschland 2019. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BmWi). online. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2019.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D8, zuletzt geprüft am 17.04.2020.

Umweltbundesamt (UBA) (2020a): Endenergieverbrauch und Energieeffizienz des Verkehrs. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/endenergieverbrauch-energieeffizienz-des-verkehrs#endenergieverbrauch-steigt-seit-2010-wieder-an>, zuletzt geprüft am 08.12.2020.

Umweltbundesamt (UBA) (2020b): Energiebedingte Emissionen. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). online. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen#energiebedingte-treibhausgas-emissionen>, zuletzt geprüft am 15.04.2020.

Umweltbundesamt (UBA) (2020c): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2019.

Voigtländer, Christoph; Ebert, Marcel (2020): Energiedaten.Bayern - Schätzbilanz. Daten bis zum Jahr 2019. Hg. v. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie. Online verfügbar unter https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Publikationen/2020/2020-08-31_Energiedaten_Bayern_Schaetzbilanz.pdf, zuletzt geprüft am 14.10.2020.

Wedel, Wolf G.; Hanel, Andreas; Spliethoff, Hartmut; Vandersickel, Annelies: Improving information gain from optimization problems using artificial neural networks. In: Proceedings of ECOS 2019 - The 32nd International Conference 2019, S. 12.

Wieler, Jochen (2020): Elektroauto Reichweiten & Stromverbrauch im Vergleich. Hg. v. Allgemeiner Deutscher Automobilclub (ADAC). Online verfügbar unter <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/>, zuletzt aktualisiert am 08.07.2020, zuletzt geprüft am 08.07.2020.

wind-turbine-models.com (Hg.) (2020): Windkraftanlagen-Datenbank. Online verfügbar unter <https://www.wind-turbine-models.com/>, zuletzt geprüft am 16.07.2020.

Winter, Walter; Haslauer, Thomas; Obernberger, Ingwald (2001): Reservoir characterization to improve exploration concepts of the Upper Jurassic in the southern Bavarian Molasse Basin. In: Euroheat & Power.

VDI 2067 Blatt 1, 2012: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen.

www.energieheld.de: Kosten Solarthermie. Online verfügbar unter <https://www.energieheld.de/solaranlage/solarthermie/kosten>, zuletzt geprüft am 16.11.2020.

www.gewerbegas.info (Hg.): Gerätesteckbriefe Wäscherei. Online verfügbar unter https://www.gewerbegas.info/fileadmin/Public/PDF_Sonstiges/Erdgas_Gewerbe/Steckbrief_Waeschereien.pdf, zuletzt geprüft am 07.12.2020.

www.heizsparer.de: Solarthermie Leistung. Online verfügbar unter <https://www.heizsparer.de/solar/solarthermie/solarthermie-leistung>, zuletzt geprüft am 16.11.2020.

www.spritmonitor.de (2020): Dieselverbrauch: Mercedes-Benz - Actros. Baujahr 2018-2020, <3000 km. Online verfügbar unter https://www.spritmonitor.de/de/uebersicht/28-Mercedes-Benz/751-Actros.html?fueltype=1&constyear_s=2018&constyear_e=2020&minkm=3000, zuletzt aktualisiert am 08.07.2020, zuletzt geprüft am 08.07.2020.

Abbildungen

Abbildung 1: Zubau von Windkraftanlagen in Bayern seit 2001 (eigene Darstellung basierend auf (BNA))	8	Abbildung 20: Zusätzlich benötigte Energiemenge für die Produktion synthetischer Kraftstoffe abhängig von deren Anteil an der Energieversorgung des Verkehrssektors	39
Abbildung 2: Einbettung der bayerischen Sektoren Strom, Wärme und Verkehr im deutschen und europäischen Kontext	10	Abbildung 21: Zur Ermöglichung synthetischer Kraftstoffe zusätzlich zu installierende Photovoltaik- und Windkraftleistung pro Fahrzeug	40
Abbildung 3: Flussdiagramm zu Stromflüssen im Basisszenario	17	Abbildung 22: Beispielhaftes Einzelgebiet mit unterschiedlichen Gebäudenutzungsarten (eigene Darstellung nach (LDBV 2019))	42
Abbildung 4: Charakteristische Verläufe im Sommer: a) Stromerzeugung, b) flexible Technologien und c) Stromverbrauch	21	Abbildung 23: Vierstufige Kategorisierung der Einzelgebiete in Typgebiete	42
Abbildung 5: Charakteristische Verläufe im Winter: a) Stromerzeugung, b) flexible Technologien und c) Stromverbrauch	23	Abbildung 24: Oberflächentemperaturen der Thermalwasserströme hydrothermaler Tiefengeothermiezonen in Bayern (eigene Darstellung nach (Suchi et al. 2014))	43
Abbildung 6: Zubau an Windkraftanlagen in Deutschland seit 2010; Daten aus (BNA)	25	Abbildung 25: Beispielhafte Ermittlung der Fernwärmenetzlängen für ein Einzelgebiet mittels GIS (eigene Darstellung nach (LDBV 2019 OpenStreetMap 2019))	45
Abbildung 7: Kartenausschnitt mit 1000-m-Potenzialflächen	27	Abbildung 26: Bayerischer Wärmebedarfslastgang (Raumheizung und Brauchwarmwasser): jährlicher Verlauf der täglichen Mittelwerte (links) und stündlicher Verlauf für die erste Januarwoche (rechts), jeweils normiert auf den stündlichen Jahreshöchstwert	46
Abbildung 8: Aktuelle Nutzung der Windkraft-Potenzialfläche für einen Mindestabstand von 1000 m	27	Abbildung 27: Flussdiagramm der bayernweiten Wärmeversorgung im Basisszenario	49
Abbildung 9: Annäherung eines natürlichen Logarithmus an die Auswertungsdatenpunkte zur Bestimmung des minimal benötigten Abstandes bei vorgegebener installierter Leistung	28	Abbildung 28: Wärmebereitstellung in den Typgebieten für das Basisszenario	50
Abbildung 10: Potenzialflächen bei einem Mindestabstand zu Wohnhäusern von 1.000 m (a), 1.750 m (b) und 2.500 m (c)	29	Abbildung 29: Anteile unterschiedlicher Technologien an der Wärmeversorgung von Typgebieten mit hydrothermaler Tiefengeothermienutzung	51
Abbildung 11: Windverhältnisse in 100 Metern Höhe über Grund in Bayern (StMWi 2018)	29	Abbildung 30: Geordnete Jahresdauerlinie der thermischen Wärmebereitstellung innerhalb aller Einzelgebiete der Typgebietskategorie <i>80_Verbundgebiet_günstig</i>	51
Abbildung 12: Benötigte installierte elektrische Leistung je Szenario und Technologie	30	Abbildung 31: Anteil unterschiedlicher Technologien an der Wärmeversorgung von Typgebieten mit netzgebundener Wärmeversorgung zur Bereitstellung elektrischer Flexibilität	52
Abbildung 13: Benötigte bereitgestellte elektrische Energiemenge je Szenario und Technologie	30	Abbildung 32: Real existierendes Einzelgebiet, repräsentativ für das Typgebiet <i>Kleinstadt_hoch</i> (eigene Darstellung nach (LDBV 2019))	53
Abbildung 14: Vorgehensweise zur Ermittlung des zeitaufgelösten Energiebedarfs im Straßenverkehr	34	Abbildung 33: Geordnete Jahresdauerlinie der thermischen Wärmebereitstellung aller Einzelgebiete der Typgebietskategorie <i>Kleinstadt_hoch</i>	53
Abbildung 15: Vergleich der Zeitreihen mit und ohne Verbrauchsreduktion durch Elektrifizierung für eine Durchschnittswoche im Jahr 2018	35	Abbildung 34: Strom- (oben) und Wärmeversorgung (unten) während einer für die Typgebietskategorie <i>Kleinstadt_hoch</i> repräsentativen Winterwoche: keine Darstellung der elektrischen und thermischen Speicher, des Stromimports und -exports sowie der SNG-Herstellung	54
Abbildung 16: Zeitreihe für elektrifizierte Pkw und Lkw an einem durchschnittlichen Mittwoch (links) und Feiertag (rechts)	36		
Abbildung 17: Anteil der unterschiedlichen Technologien an der Strombereitstellung für Mobilität im Basisszenario	37		
Abbildung 18: Vergleich der benötigten elektrischen Anlagengrößen zwischen einem elektrifizierten und teilelektrifiziertem Transportsektor	38		
Abbildung 19: Einsparungen, zusätzliche Produktion und Mehrverbrauch bei der Umstellung von 1 kWh Elektromobilität auf synthetische Kraftstoffe	39		

Abbildung 35: Strom- (oben) und Wärmeversorgung (unten) in repräsentativer Sommerwoche für alle Einzelgebiete der Typgebietskategorie *Kleinstadt_hoch*; keine Darstellung der elektrischen und thermischen Speicher, des Stromimports bzw. -exports sowie der SNG-Herstellung 55

Abbildung 36: Anteil unterschiedlicher Technologien an der Wärmeversorgung von Typgebieten mit gebäudespezifischer Wärmeversorgung 56

Abbildung 37: Real existierendes Einzelgebiet, repräsentativ für das Typgebiet *Land_niedrig* (eigene Darstellung nach (LDBV 2019)) 56

Abbildung 38: Geordnete Jahresdauerlinie der thermischen Wärmebereitstellung aller Gebäude der Typgebietskategorie *Land_niedrig* 56

Abbildung 39: Anteil unterschiedlicher Technologien an der Wärmeversorgung von *Prozesswärme*-Typgebieten 57

Abbildung 40: Geordnete Jahresdauerlinie der thermischen Wärmebereitstellung für alle Gebäude der Typgebietskategorie *Prozesswärme_150* 57

Tabellen

Tabelle 1: Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Vergleich (Quelle: DE: (StMWi); Weltweit und EU-28: (REN21 2020); Bayern: (BNA)) 8

Tabelle 2: Angenommene Randbedingungen der betrachteten Szenarien 11

Tabelle 3: Angenommene Entwicklung der Energienachfrage nach Sektoren bis 2040 12

Tabelle 4: Jahresenergiemengen, installierte Leistungen und Volllaststunden der elektrischen Erzeugungstechnologien im Basisszenario 18

Tabelle 5: Jahresenergiemengen, installierte Leistungen und Volllaststunden der flexiblen Technologien im Basisszenario 19

Tabelle 6: Strombedarfe und Spitzenlasten der verschiedenen Abnehmer 19

Tabelle 7: Annahmen zur Ausrichtung von Photovoltaikanlagen in Bayern 24

Tabelle 8: Beispiel-Photovoltaikmodul, basierend auf (Jinko Solar 2020) 24

Tabelle 9: Flächenbedarf der Photovoltaikanlagen im Basisszenario 24

Tabelle 10: Parameter der Referenz-Windkraftanlage 24

Tabelle 11: Flächennutzung in Bayern nach (StMELF 2018; LDBV 2019) 26

Tabelle 12: Ergebnisse der Windkraftanlagen-Potenzialflächenbestimmung für einen Mindestabstand zu Wohngebäuden von 1000 m 27

Tabelle 13: Ergebnisse der Potenzialanalyse in Abhängigkeit des minimalen Abstandes zu Wohngebäuden 28

Tabelle 14: Ergebnisse der Platzbedarfsanalyse in Abhängigkeit einer Variation des Windkraft-Zubaus 28

Tabelle 15: Anteil der verschiedenen Verkehrsmittel am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors 32

Tabelle 16: Vergleich der Effizienzsteigerung beim Umstieg von Verbrennungsmotoren auf elektrische Antriebe 33

Tabelle 17: Vergleich des Endenergiebedarfs bei fossiler Versorgung (Status quo) mit dem eines elektrifizierten Transportsystems und dem Bedarf für die Nutzung und Herstellung synthetischen Diesels 34

Tabelle 18: Betrachtete Szenariovarianten im Verkehrssektor 36

Tabelle 19: Versorgung des Verkehrssektors abhängig von der Jahreszeit 37

Tabelle 20: Maximale Jahresheizlast der Prozesswärme-Typgebiete in Abhängigkeit des Vorlauf-temperaturniveaus 49

Anhang

Zahlen im Anhang, soweit nicht anders angegeben, nach eigenen Annahmen (e. A.), eigenen Annahmen nach Quelle (e. A. n.), eigenen Berechnungen (e. B.) oder eigenen Berechnungen nach Quelle (e. B. n.).

A Stromsektor

Anhang 1:
Angenommene technoökonomische Parameter für elektrische Energieversorgungsanlagen

Technologie	Investitionskosten in €/kW _{el}	Fixkosten in €/kW _{el} * a	Wirkungsgrad	Lebensdauer in a
Photovoltaik (e. A.)	450	17		30
Windkraft (e. A.)	1.600	25		25
GuD (Bründlinger et al. 2018)	700	24	0,60	30
Gasturbine (Bründlinger et al. 2018)	400	13	0,40	25
Biomassekraftwerk (Bründlinger et al. 2018)	3.287	165	0,33	30
Batteriespeicher (e. A.)	100	10	0,90	20
Power-to-SNG23 (e. B.)	592	20	0,54	30

B Wärmesektor

B.1 Nomenklatur der Typgebiete

Anhang 2:
Bezeichnung der Typgebiete nach Einteilungskriterien

Typgebietsbezeichnung	Stufe 1 Temperatur Wärmebedarf in °C	Stufe 2 Hydrothermale Tiefengeo- thermiezone	Stufe 3 Gebietsstruktur	Stufe 4 Fernwärmenetz- kosten bzw. Bedarfsdichten
115_Verbundgebiet_günstig	65	115 °C Thermalwasser	im Verbund	günstig
115_Verbundgebiet_teuer	65	115 °C Thermalwasser	im Verbund	teuer
80_München	65	80 °C Thermalwasser	München	
80_Verbundgebiet_günstig	65	80 °C Thermalwasser	im Verbund	günstig
80_Verbundgebiet_teuer	65	80 °C Thermalwasser	im Verbund	teuer
Großstadt_hoch	65		> 20.000 Personen	hoch
Großstadt_niedrig	65		> 20.000 Personen	niedrig
Kleinstadt_hoch	65		5.000 bis 20.000 Personen	hoch
Kleinstadt_niedrig	65		5.000 bis 20.000 Personen	niedrig
Land_hoch	65		< 5.000 Personen	hoch
Land_niedrig	65		< 5.000 Personen	niedrig
Kleingebiet	65		< 40 Gebäude oder < 1 km Fernwärmenetz	
Prozesswärme_100	100			
Prozesswärme_150	150			
Prozesswärme_200	200			
Prozesswärme_500	500			
Prozesswärme_500+	über 500			



B.2 Wärmeversorgungs- technologien

B.2.1 Gebäudespezifische Wärmeversorgung (Raumheizung und Brauchwarmwasser)

Anhang 3:
Angenommene technoökonomische Parameter für gebäudespezifische Wärmeversorgungsanlagen

Technologie	Investitionskosten	Fixkosten	Wirkungsgrad thermisch	Wirkungsgrad elektrisch	Lebensdauer in a
Biomasse- pelletkessel	860 €/kW _{th} (e. B.)	34,50 €/kW _{th} (Merkel 2018)	0,81 (Gaderer 2008)		20 (Gaderer 2008)
Gas-Blockheiz- kraftwerk	3.510 €/kW _{el} (e. B. n. ASUE 2014)	0,037 €/kWh _{el} (e. B. n. ASUE 2014)	0,51 (e. A.)	0,29 (ASUE 2014)	15 (VDI 2067 Blatt 1)
Gaskessel	670 €/kW _{th} (e. B. n. Brauner 2019)	25,90 €/kW _{th} (Merkel 2018)	0,90 (Kranzl et al. 2018; Merkel 2018)		20 (Merkel 2018; VDI 2067 Blatt 1)
Heizpatrone	85 €/kW _{el} (e. A.)	2,60 €/kW _{el} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,98 (e. A.)		20 (VDI 2067 Blatt 1)
Solarth. Flach- kollektoren	400 €/m ² (www.energieheld.de)	6,00 €/m ² (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,45 (www.Heizsparer.de)		20 (VDI 2067 Blatt 1)
Wärmepumpe Luft-Wasser	1.065 €/kW _{th} (e. B. n. Brauner 2019)	26,67 €/kW _{th} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	3,63 (e. A.)		18 (VDI 2067 Blatt 1)
Wärmepumpe Sole-Wasser	1.160 €/kW _{th} (Brauner 2019)	29,04 €/kW _{th} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	4,29 (e. A.)		20 (VDI 2067 Blatt 1)

B.2.2 Fernwärmenetzgebundene Wärmeversorgung (Raumheizung und Brauchwarmwasser)

Anhang 4:

Angenommene technoökonomische Parameter für fernwärmenetzgebundene Wärmeversorgungsanlagen mit einer Leistung von 30 MW in den Typgebieten 115_Verbundgebiet und Großstadt

Technologie	Investitionskosten	Fixkosten	Wirkungsgrad thermisch	Wirkungsgrad elektrisch	Lebensdauer in a
Biomasse-Heizwerk	320 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	15,60 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	0,86 (Hiendlmeier 2018)		20 (Eltrop 2014)
Biomasse-KWK-Anlage (Dampfturbine)	1.835 €/kW _{el} (e. B. n. Eltrop 2014; Böhning und Beckmann 2013)	82,57 €/kW _{el} (e. B. n. Eltrop 2014)	0,6 (e. A. n. Eltrop 2014)	0,2 (e. B. n. Böhning und Beckmann 2013)	25 (e. A. n. Eltrop 2014)
Gas-Heizwerk	36 €/kW _{th} (e. B.)	1,63 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	0,9 (Eltrop 2014; Irmeler 2019)		20 (e. A.)
Gas-KWK-Anlage (Gasmotor)	645 €/kW _{el} (e. B. n. ASUE 2014)	0,0038 €/kWh _{el} (e. B. n. ASUE 2014)	0,37 (e. A.)	0,48 (e. B. n. ASUE 2014)	15 (VDI 2067 Blatt 1)
Heizpatrone	85 €/kW _{el} (e. A.)	2,00 €/kW _{el} (e. A.)	0,98 (e. A.)		20 (VDI 2067 Blatt 1)
Solarth. Flachkollektoren	250 €/m ² (e. A.)	3,75 €/m ² (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,45 (e. A. n. Schmitz et al. 2017)		20 (VDI 2067 Blatt 1)
Wärmepumpe Grundwasser	870 €/kW _{th} (e. A.)	21,74 €/kW _{th} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	4,07 (e. A.)		20 (VDI 2067 Blatt 1)
Wärmepumpe Luft-Wasser	670 €/kW _{th} (e. A.)	16,73 €/kW _{th} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	3,47 (e. A.)		18 (VDI 2067 Blatt 1)
Hyroth. Tiefengeothermie-Heizwerk ²⁴	2.000 €/kW _{th} (e. A.)	10 €/kW _{th} (e. A.)	34 ²⁵ (e. A.)		50 (e. A.)
Wärmespeicher Stahltank	2,71 €/kWh _{th} (e. B. n. Mangold et al. 2012)	0,03 €/kWh (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,999981 ²⁶ (e. B.)		50 (VDI 2067 Blatt 1)

²⁴ Optionale Wärmeversorgungs-technologie nur für Typgebiete 115_Verbundgebiet

²⁵ Verhältnis von thermischer Leistung zur benötigten elektrischen Leistung der Tauchkreiselpumpe

²⁶ Bezugswert eine Stunde

Anhang 5:

Angenommene technoökonomische Parameter für fernwärmenetzgebundene Wärmeversorgungsanlagen mit einer Leistung von 15 MW in den Typgebieten *80_Muc* und *80_Verbundgebiet*

Technologie	Investitionskosten	Fixkosten	Wirkungsgrad thermisch	Wirkungsgrad elektrisch	Lebensdauer in a
Biomasse-Heizwerk	320 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	15,60 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	0,86 (Hiendlmeier 2018)		20 (Eltrop 2014)
Biomasse-KWK-Anlage (Dampfturbine)	1.895 €/kW _{el} (e. B. n. Eltrop 2014; Böhning und Beckmann 2013)	85,18 €/kW _{el} (e. B. n. Eltrop 2014)	0,62 (e. A. n. Eltrop 2014)	0,18 (e. B. n. Böhning und Beckmann 2013)	25 (e. A. n. Eltrop 2014)
Gas-Heizwerk	45 €/kW _{th} (e. B.)	2,03 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	0,9 (Eltrop 2014; Irmeler 2019)		20 (e. A.)
Gas-KWK-Anlage (Gasmotor)	645 €/kW _{el} (e. B. n. ASUE 2014)	0,0041 €/kW _{el} (e. B. n. ASUE 2014)	0,37 (e. A.)	0,48 (e. B. n. ASUE 2014)	15 (VDI 2067 Blatt 1)
Heizpatrone	85 €/kW _{el} (e. A.)	2,00 €/kW _{el} (e. A.)	0,98 (e. A.)		20 (VDI 2067 Blatt 1)
Solarth. Flachkollektoren	250 €/m ² (e. A.)	3,75 €/m ² (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,45 (e. A. n. Schmitz et al. 2017)		20 (VDI 2067 Blatt 1)
Wärmepumpe Grundwasser	870 €/kW _{th} (e. A.)	21,74 €/kW _{th} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	4,07 (e. A.)		20 (VDI 2067 Blatt 1)
Wärmepumpe Luft-Wasser	670 €/kW _{th} (e. A.)	16,73 €/kW _{th} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	3,47 (e. A.)		18 (VDI 2067 Blatt 1)
Hyroth. Tiefengeo-thermie-Heizwerk	1.500 €/kW _{th} (e. A.)	10 €/kW _{th} (e. A.)	17 ²⁵ (e. A.)		50 (e. A.)
Wärmespeicher Stahltank	3,68 €/kWh _{th} (e. B. n. Mangold et al. 2012)	0,05 €/kWh (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,999959 ²⁶ (e. B.)		50 (VDI 2067 Blatt 1)

Anhang 6:
 Angenommene technoökonomische Parameter für fernwärmenetzgebundene Wärmeversorgungsanlagen mit einer Leistung von 10 MW in den Typgebieten *Kleinstadt*

Technologie	Investitionskosten	Fixkosten	Wirkungsgrad thermisch	Wirkungsgrad elektrisch	Lebensdauer in a
Biomasse-Heizwerk	320 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	15,60 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	0,86 (Hiendlmeier 2018)		20 (Eltrop 2014)
Biomasse-KWK-Anlage (Dampfturbine)	1.895 €/kW _{el} (e. B. n. Eltrop 2014; Böhning und Beckmann 2013)	85,18 €/kW _{el} (e. B. n. Eltrop 2014)	0,62 (e. A. n. Eltrop 2014)	0,18 (e. B. n. Böhning und Beckmann 2013)	25 (e. A. n. Eltrop 2014)
Gas-Heizwerk	50 €/kW _{th} (e. B.)	2,24 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	0,9 (Eltrop 2014; Irmeler 2019)		20 (e. A.)
Gas-KWK-Anlage (Gasmotor)	650 €/kW _{el} (e. B. n. ASUE 2014)	0,0043 €/kW _{el} (e. B. n. ASUE 2014)	0,38 (e. A.)	0,47 (e. B. n. ASUE 2014)	15 (VDI 2067 Blatt 1)
Heizpatrone	85 €/kW _{el} (e. A.)	2,00 €/kW _{el} (e. A.)	0,98 (e. A.)		20 (VDI 2067 Blatt 1)
Solarth. Flachkollektoren	250 €/m ² (e. A.)	3,75 €/m ² (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,45 (e. A. n. Schmitz et al. 2017)		20 (VDI 2067 Blatt 1)
Wärmepumpe Grundwasser	870 €/kW _{th} (e. A.)	21,74 €/kW _{th} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	4,07 (e. A.)		20 (VDI 2067 Blatt 1)
Wärmepumpe Luft-Wasser	670 €/kW _{th} (e. A.)	16,73 €/kW _{th} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	3,47 (e. A.)		18 (VDI 2067 Blatt 1)
Wärmespeicher Stahltank	3,68 €/kWh _{th} (e. B. n. Mangold et al. 2012)	0,05 €/kWh (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,999959 ²⁶ (e. B.)		50 (VDI 2067 Blatt 1)

Anhang 7:
Angenommene technoökonomische Parameter für fernwärmenetzgebundene Wärmeversorgungsanlagen mit einer Leistung von 1 MW in den Typgebieten *Land*

Technologie	Investitionskosten	Fixkosten	Wirkungsgrad thermisch	Wirkungsgrad elektrisch	Lebensdauer in a
Biomasse-Heizwerk	215 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	10,52 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	0,83 (Hiendlmeier 2018)		20 (Eltrop 2014)
Biomasse-KWK-Anlage (ORC-Prozess)	5.680 €/kW _{el} (e. B. n. Eltrop 2014; Böhning und Beckmann 2013)	255,69 €/kW _{el} (e. B. n. Eltrop 2014)	0,65 (e. A. n. Eltrop 2014)	0,15 (e. B. n. Böhning und Beckmann 2013)	20 (e. A. n. Eltrop 2014)
Gas-Heizwerk	70 €/kW _{th} (e. B.)	3,25 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	0,9 (Eltrop 2014; Irmeler 2019)		20 (e. A.)
Gas-KWK-Anlage (Gasmotor)	755 €/kW _{el} (e. B. n. ASUE 2014)	0,0089 €/kWh _{el} (e. B. n. ASUE 2014)	0,43 (e. A.)	0,42 (e. B. n. ASUE 2014)	15 (VDI 2067 Blatt 1)
Heizpatrone	85 €/kW _{el} (e. A.)	2,00 €/kW _{el} (e. A.)	0,98 (e. A.)		20 (VDI 2067 Blatt 1)
Solarth. Flachkollektoren	250 €/m ² (e. A.)	3,75 €/m ² (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,45 (e. A. n. Schmitz et al. 2017)		20 (VDI 2067 Blatt 1)
Wärmepumpe Grundwasser	1.400 €/kW _{th} (e. A.)	35,00 €/kW _{th} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	4,07 (e. A.)		20 (VDI 2067 Blatt 1)
Wärmepumpe Luft-Wasser	1.000 €/kW _{th} (e. A.)	25,00 €/kW _{th} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	3,47 (e. A.)		18 (VDI 2067 Blatt 1)
Wärmespeicher Stahltank	6,78 €/kWh _{th} (e. B. n. Mangold et al. 2012)	0,08 €/kWh (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,999959 ²⁶ (e. B.)		50 (VDI 2067 Blatt 1)

Anhang 8:
Angenommene technoökonomische Parameter für Fernwärmenetze in verschiedenen Typgebieten

Typgebiet	Investitionskosten in €/kW (e. B.)	Fixkosten in €/kW (e. B.)	Wirkungsgrad thermisch ²⁷ (e. B.)	Lebensdauer in a (e. A.)
115_Verbundgebiet_günstig	890	8,89	0,95	50
115_Verbundgebiet_teuer	1.410	14,12	0,92	50
80_München	610	6,11	0,97	50
80_Verbundgebiet_günstig	985	9,87	0,97	50
80_Verbundgebiet_teuer	1.620	16,20	0,93	50
Großstad_hoch	710	7,09	0,96	50
Großstad_niedrig	920	9,18	0,94	50
Kleinstad_hoch	795	7,97	0,95	50
Kleinstad_niedrig	1.015	10,17	0,93	50
Land_hoch	885	8,85	0,94	50
Land_niedrig	1.130	11,30	0,92	50

²⁷ Berücksichtigung des durchschnittlichen Wärmeverlustes innerhalb des Fernwärmenetzes

B.2.3 Prozesswärme-
versorgung

Anhang 9:

 Angenommene technoökonomische Parameter für gebäudespezifische Wärmeversorgungsanlagen mit einer Leistung von 350 kW zur Prozesswärmebereitstellung von 100 °C (Typgebiet *Prozesswärme_100*)

Technologie	Investitionskosten	Fixkosten	Wirkungsgrad thermisch	Wirkungsgrad elektrisch	Lebensdauer in a
Biomassekessel	415 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	20,16 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	0,82 (Hiendlmeier 2018)		20 (Eltrop 2014)
Gaskessel	60 €/kW _{th} (BMVI 2012)	1,80 €/kW _{th} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,92 (e. A.)		20 (VDI 2067 Blatt 1)
Gas-KWK-Anlage (Gasmotor)	1.025 €/kW _{el} (e. B. n. ASUE 2014)	0,013 €/kWh _{el} (e. B. n. ASUE 2014)	0,43 (e. B.)	0,42 (e. B. n. ASUE 2014)	15 (VDI 2067 Blatt 1)
elektrothermisch	200 €/kW _{el} (e. A. n. Biedermann und Kolb 2014)	2,00 €/kW _{el} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,98 (e. A.)		20 (e. A.)
Solarth. Vakuumröhrenkollektoren	545 €/m ² (e. A.)	8,19 €/m ² (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,30 (e. A. n. Schmitz et al. 2017)		50 (e. A.)

Anhang 10:

 Angenommene technoökonomische Parameter für gebäudespezifische Wärmeversorgungsanlagen mit einer Leistung von 1.050 kW zur Prozesswärmebereitstellung von 150 °C (Typgebiet *Prozesswärme_150*)

Technologie	Investitionskosten	Fixkosten	Wirkungsgrad thermisch	Wirkungsgrad elektrisch	Lebensdauer in a
Biomassekessel	260 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	12,53 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	0,82 (Hiendlmeier 2018)		20 (Eltrop 2014)
Gaskessel	75 €/kW _{th} (e. A. n. www.gewerbegas.info)	2,63 €/kW _{th} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,89 (e. A.)		25 (VDI 2067 Blatt 1)
Gas-KWK-Anlage (Gasmotor)	725 €/kW _{el} (e. B. n. ASUE 2014)	0,010 €/kWh _{el} (e. B. n. ASUE 2014)	0,17 (e. B.)	0,42 (e. B. n. ASUE 2014)	15 (VDI 2067 Blatt 1)
elektrothermisch	200 €/kW _{el} (e. A. n. Biedermann und Kolb 2014)	2,00 €/kW _{el} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,98 (e. A.)		20 (e. A.)

Anhang 11:
 Angenommene technoökonomische Parameter für gebäudespezifische Wärmeversorgungsanlagen mit einer Leistung von 200 kW zur Prozesswärmebereitstellung von 200 °C (Typgebiet *Prozesswärme_200*)

Technologie	Investitionskosten	Fixkosten	Wirkungsgrad thermisch	Wirkungsgrad elektrisch	Lebensdauer in a
Biomassekessel	815 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	39,44 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	0,82 (Hiendlmeier 2018)		20 (Eltrop 2014)
Gaskessel	80 €/kW _{th} (e. A. n. www.gewerbegas.info)	2,80 €/kW _{th} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,89 (e. A.)		25 (VDI 2067 Blatt 1)
Gas-KWK-Anlage (Gasmotor)	855 €/kW _{el} (e. B. n. ASUE 2014)	0,010 €/kWh _{el} (e. B. n. ASUE 2014)	0,17 (e. B.)	0,41 (e. B. n. ASUE 2014)	15 (VDI 2067 Blatt 1)
elektrothermisch	250 €/kW _{el} (e. A. n. Biedermann und Kolb 2014)	2,00 €/kW _{el} (e. A.)	0,98 (e. A.)		20 (e. A.)

Anhang 12:
 Angenommene technoökonomische Parameter für gebäudespezifische Wärmeversorgungsanlagen mit einer Leistung von 85 kW zur Prozesswärmebereitstellung von 500 °C (Typgebiet *Prozesswärme_500*)

Technologie	Investitionskosten	Fixkosten	Wirkungsgrad thermisch	Wirkungsgrad elektrisch	Lebensdauer in a
Biomassekessel	815 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	39,44 €/kW _{th} (e. B. n. Eltrop 2014)	0,76 (e. B.)		20 (Eltrop 2014)
Gaskessel	80 €/kW _{th} (e. A. n. www.gewerbegas.info)	2,80 €/kW _{th} (e. B. n. VDI 2067 Blatt 1)	0,80 (e. A.)		25 (VDI 2067 Blatt 1)
elektrothermisch	350 €/kW _{el} (e. A. n. Biedermann und Kolb 2014)	2,00 €/kW _{el} (e. A.)	0,98 (e. A.)		20 (e. A.)

Anhang 13:
 Angenommene technoökonomische Parameter für gebäudespezifische Wärmeversorgungsanlagen mit einer Leistung von 3.600 kW zur Prozesswärmebereitstellung von über 500 °C (Typgebiet *Prozesswärme_500+*)

Technologie	Investitionskosten	Fixkosten	Wirkungsgrad thermisch	Wirkungsgrad elektrisch	Lebensdauer in a
elektrothermisch direkt	100 €/kW _{el} (e. A.)	0 €/kW _{el} (e. A.)	0,98 (e. A.)		20 (e.A.)
Gas direkt	80 €/kW _{th} (e. A.)	2,80 €/kW _{th} (e. A.)	0,45 (e. A.)		25 (e. A.)