

Optimierung der sektorübergreifenden, regenerativen Energieversorgung in Quartieren

- am Beispiel der Alfons-Bayerer-Straße in Regensburg

Projektbearbeitung:

Prof. Dr.-jur. Astrid von Blumenthal, Hochschule Ansbach

M. Sc. Thomas Haupt, Hochschule Ansbach

Dr.-Ing. Miaomiao He, Technische Hochschule Rosenheim

Prof. Dr.-Ing. Johannes Jungwirth, Hochschule Ansbach

Prof. Dr.-Ing. Jochen Stopper, Technische Hochschule Rosenheim

Projektleitung:

Prof. Dr.-Ing. Isabell Nemeth, Technische Hochschule Rosenheim

Projektbeteiligte:

Stadtbau-GmbH, Regensburg

Auftraggeber:

Bayerisches Staatsministerium für Wohnen, Bau und Verkehr

Franz-Josef-Strauß-Ring 4

80539 München

Projektlaufzeit:

10.03.2022 – 10.10.2022

Berichtsdatum:

11.06.2023

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
1.1	Neue Anforderungen für Gebäude- und Quartiersbesitzer.....	5
1.1	Das Quartier Alfons-Bayerer-Straße in Regensburg	6
1.2	Projektziele und Forschungsfragen	11
1.3	Methodik der Studie.....	12
2	Modellierung und Szenariendefinition	14
2.1	Abbildung und Entwicklung des Energiebedarfs	14
2.1.1	Energiebedarf für die Beheizung der Gebäude	14
2.1.2	Energiebedarf für Trinkwassererwärmung	18
2.1.3	Energiebedarf für Haushaltsstrom und Elektromobilität	19
2.1.4	Übersicht: Heutiger und zukünftiger jährlicher Energiebedarf für Beheizung, Warmwasser, Haushaltsstrom und Elektromobilität im Quartier	20
2.2	Energiebereitstellung im Quartier in Zukunft	21
2.2.1	Wärmebereitstellung über Wärmepumpen.....	21
2.2.2	Stromerzeugung durch Photovoltaik	23
2.2.3	Wärme und Stromerzeugung über ein Blockheizkraftwerk	24
2.2.4	Speicherung der im Quartier gewonnen Energie über elektrische Speicher	26
2.3	Rechtliche Rahmenbedingungen verschiedener Technologien	26
2.3.1	Rechtliche Rahmenbedingungen der Errichtung eines BHKWs.....	26
2.3.2	Rechtliche Rahmenbedingungen der Errichtung von Wärmepumpen	32
2.3.3	Rechtliche Rahmenbedingungen für die Errichtung von PV-Gebäudeanlagen.....	36
2.3.4	Voraussetzung für die Nutzung fremder Gebäude	37
2.4	Szenariendefinition	40
2.4.1	Szenarien als Grundlage für die Entwicklung der Emissionen im Quartier	40
2.4.2	Kombination der Szenarien mit aktuell rechtlich und regulatorisch möglichen Vermarktungsmodellen als Grundlage für die Wirtschaftsbetrachtung	41
2.5	Bewertung der CO ₂ -Emissionen.....	42
3	Kostenmodell	44
3.1.1	Fördersätze nach dem EEG	44
3.1.2	Förderung nach dem KWKG für das BHKW	50
3.1.3	Kostenanteile und Gesamtkosten.....	53
4	Ergebnisse der Quartiersbetrachtung	57
4.1	Szenario 1: Zentrale Wärmepumpe.....	58
4.2	Szenario 2: BHKW.....	60
4.3	Ökologische Analyse	62
4.4	Ökonomische Analyse.....	65

4.5	Rechtliche Analyse	72
4.5.1	Mieterstrommodell im vernetzten Quartier	72
4.5.2	Quartierseigentümer als Anlagenbetreiber und Versorger	76
4.6	Transformationspotenziale zur Klimaneutralität	80
4.7	Regulatorische Erleichterungen	83
5	Abbildungen und Tabellen	87

Vorwort

Die vorliegende Studie wurde in Zusammenarbeit zwischen den Hochschulen Rosenheim und Ansbach sowie der Stadtbau-GmbH aus Regensburg erstellt. Aufgrund des kurzen Bearbeitungszeitraums konnten in der Studie nur die grundsätzlichen Potenziale in der Umgestaltung des Quartiers zu einem klimaneutralen Gebäudebestand erarbeitet werden. Darauf aufbauend werden die Schritte der Transformation in zwei konkreten Wegen dargestellt, die entsprechenden rechtlichen und regulatorischen Grenzen und Möglichkeiten zur Umstellung analysiert und die Wirtschaftlichkeit der Technologien unter verschiedenen Rahmenbedingungen verglichen.

1 Einleitung

Die anstehende Umsetzung der integrierten Energiewende zur Erreichung der Klimaschutzziele ist ein gesamtgesellschaftliches Projekt von enormer Tragweite. Technische Anlagen, Energieinfrastrukturen und Märkte müssen in ein optimiertes und intelligentes Energiesystem überführt werden. Über viele Jahre gewachsene Strukturen in den Sektoren Energie, Industrie, Gebäude und Verkehr und rechtliche Rahmenbedingungen müssen sich hinsichtlich der erforderlichen Flexibilisierung und Optimierung des Systems verändern und mit wachsender Interaktion zu einem ganzheitlichen System weiterentwickeln.

Um die dringend notwendigen Veränderungen zu bewältigen gilt es, Abhängigkeiten und Interaktionen zu erkennen sowie Optimierungspotenziale zu nutzen. Alle Handlungsebenen - ausgehend von einzelnen Erzeugungsanlagen, über Gebäude, lokale Quartiere, bis hin zum nationalen Energiesystem und dessen Integration in internationale Strukturen – müssen miteinander verbunden werden, damit sie zum Gelingen beitragen¹.

1.1 Neue Anforderungen für Gebäude- und Quartiersbesitzer

Da mit der Entwicklung eines ganzheitlichen, vielfach interagierenden Systems auch die Komplexität von Entscheidungswegen in den Teilbereichen des Systems wächst, ergeben sich für Gebäude- und Quartiersbesitzer grundlegend neue Aufgaben: Die spezifischen Ausgangssituationen, die Anforderungen an die Umstellung und die Einbettung des Teilbereichs in das Gesamtsystem, sind zu analysieren und in vielfacher Hinsicht zu optimieren. Es entsteht ein Zielraum, der sich aus mehreren Zielfaktoren wie Klimaschutz, Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und dem gesellschaftlichen Konsens zusammensetzt und entsprechend der Anzahl an Einflussfaktoren über verschiedene Wege erreicht werden kann².

Die vorliegende Studie greift die neuen Aufgaben der Gebäude- und Quartiersbesitzer in der Umstellung auf und untersucht anhand eines Quartiers in Regensburg, welche Wege grundsätzlich zur Gestaltung eines klimaneutralen Quartiers bestehen und welche rechtlichen Hemmnisse und Herausforderungen sich aufgrund der gewachsenen Strukturen in der Umgestaltung zum heutigen Zeitpunkt ergeben.

Eine besondere Schwierigkeit weist dabei die hohe Volatilität der Energiepolitik und Energiegesetzgebung auf. Es wird daher in der Studie zwar bereits auf künftige

¹ Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2018): Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050, S. 9, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf, abgerufen am 30.09.2022. (künftig: Dena 2018).

² Dena 2018, S. 6.

Entwicklungen und Gesetzespakete eingegangen, soweit diese bekannt sind. Eine künftige Orientierung bei der Umsetzung anderer Projekte an den Ergebnissen dieser Studie steht dennoch unter dem Vorbehalt des Fortbestandes der relevanten geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und erfordert einen intensiven Abgleich der dann gültigen Regelungen mit den aktuellen. Die Studie bezieht sich auf den Gesetzesstand vom 30.09.2022. Eine Haftung der Autoren für die rechtlichen Ausführungen in dieser Studie wird ausgeschlossen.

Anlass und Umfang der Studie

Die Idee zur vorliegenden Studie entstand im Zusammenhang mit der Sanierung und Erweiterung des Hochhauses innerhalb des betrachteten Quartiers, mit der sich die Möglichkeit zur umfangreichen Integration von Photovoltaik in einem architektonisch ansprechenden Gesamtkonzept bot. Die architektonische Gestaltung erfolgte durch das Studio Molter aus München. Dabei stellte sich die Frage, welches Potenzial der Energiegewinnung auf Dächern und Fassaden auf dem Weg zu einem klimaneutralen Gebäudebestand einem Quartier städtischer Dichte zukommt oder ob die aktuellen rechtlichen Vorgaben die zielgerichtete Vernetzung und direkte Nutzung der vor Ort erzeugten Energie hemmen.

Entsprechend den Anforderungen zur ganzheitlichen Umsetzung wurde die Studie in interdisziplinärer Zusammenarbeit den Fachbereichen Architektur, Bauphysik und Gebäudetechnik (Technische Hochschule Rosenheim) sowie Elektrotechnik und Energiewirtschaftsrecht (Hochschule Ansbach) erarbeitet.

Aufgrund des Bearbeitungszeitraums von weniger als 8 Monaten konnten die bestehenden Fragestellungen in der Studie nur grundsätzlich und mit erheblichen Vereinfachungen (z.B. in der Modellierung des Quartiers) bearbeitet werden.

1.1 Das Quartier Alfons-Bayerer-Straße in Regensburg

Lage und Abgrenzung des Quartiers

Das untersuchte Quartier befindet sich nahe der Donau im Westen der Stadt Regensburg und wird nördlich durch ein Gewerbegebiet begrenzt (siehe Abb.1).

Das reine Wohnquartier besteht aus 10 Mehrfamilienhäusern (ca. 18.000 m² Wohnfläche), einem Hochhaus (ca. 6.500 m² Wohnfläche) sowie verschiedenen Garagengebäuden. Sämtliche Wohnflächen innerhalb des Areals sind an ein Wärmenetz angeschlossen, in das Wärme aus einer Energiezentrale im Untergeschoss des Hochhauses eingespeist wird. Aufgrund des alle Gebäude verbindenden Wärmenetzes werden die genannten Gebäude in ihrer Gesamtheit als Quartier bezeichnet. In der Mitte des Quartiers verläuft die Alfons-Bayerer-Straße. Insgesamt bestehen innerhalb des Quartiers 342 Wohnungen für ca. 880 Einwohner.



Abb. 1: Lage des Quartiers Alfons-Bayerer-Straße im Stadtgebiet Regensburg³.



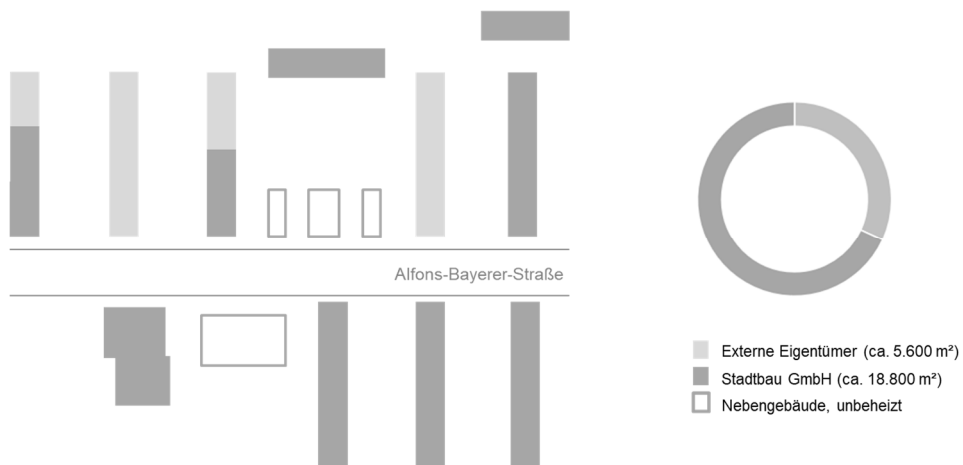
Abb. 2: Luftbild des Quartiers⁴

Eigentumsverhältnisse im Quartier

Die Stadtbau--GmbH ist Eigentümerin von 270 Wohnungen (ca. 18.800 m²) im Quartier, 72 Wohnungen (ca. 5.600 m²) befinden sich in Privateigentum. Die folgende Abbildung zeigt die Zuordnung der Eigentumsverhältnisse zu den einzelnen Gebäuden.

³ OpenStreetMap, <https://www.openstreetmap.org/#map=18/49.01924/12.04935> abgerufen am 17.12.2023. Hervorhebungen in Rot durch die Autoren.

⁴ Stadtbau-Regensburg GmbH.



-Abb. 3: Eigentumsverhältnisse innerhalb des Quartiers.

Systemgrenze und Wärmeversorgung im Quartier

Ein zentrales Wärmenetz versorgt alle Wohnungen im Quartier mit Wärme und teilweise Trinkwarmwasser (siehe Abb. 4). Derzeit wird die Wärme in zwei Gaskesseln im UG des Hochhauses erzeugt, durch einen Brennwertkessel (Nennleistung von 895 kW) und einen Niedertemperaturkessel (Nennleistung 875 kW). Die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes beträgt ca. 75 °C.

Die Warmwasserbereitung findet in den Gebäuden im Eigentum Dritter dezentral elektrisch über Durchlauferhitzer statt. In den Gebäuden der Stadtbau-GmbH wird das Warmwasser zentral über das Wärmenetz bereitgestellt, solarthermische Anlagen auf den Dächern dieser Gebäude unterstützen die Warmwasserbereitung.

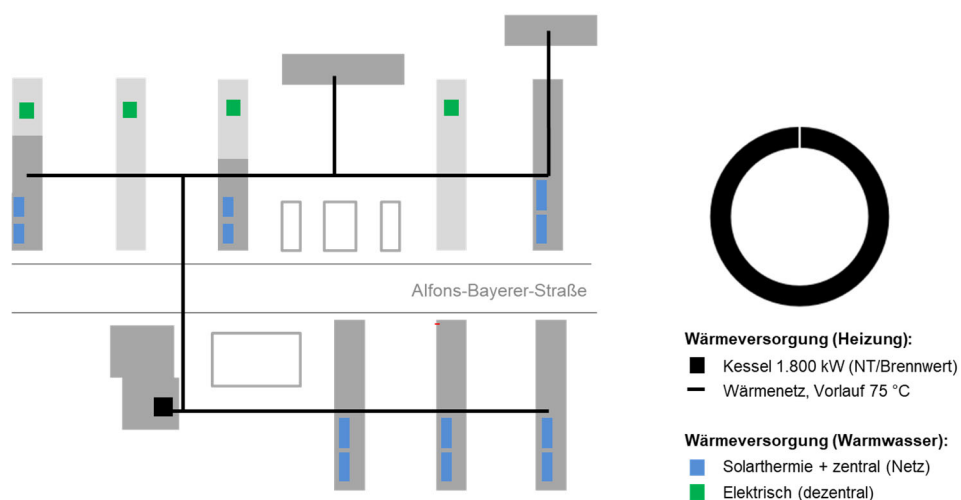


Abb. 4: Überblick über die Heiz- und Trinkwasserwärmeversorgung im Quartier.

Nach der Betriebskostenberechnung aus dem Jahr 2020 beträgt der Gesamtwärmeverbrauch innerhalb des Quartiers ca. 1.870 MWh, davon entfallen ca. 1.400 MWh auf

die Beheizung und ca. 470 MWh auf die Warmwasserbereitung (ausschließlich in den Gebäuden der Stadtbau-GmbH).

Alter und Effizienzstandard der Gebäude

Die Wohngebäude des Quartiers wurden Mitte der 1960er Jahre errichtet und bestehen heute in unterschiedlichen Effizienzstandards. An den mehrgeschossigen Wohngebäuden der Stadtbau-GmbH wurde die Gebäudehüllen bereits vor ca. 10 Jahren energetisch saniert, das Hochhaus wurde im Jahr 2022 im Zuge einer Entkernung und Erweiterung auf den Effizienzstandard KfW 55 umgestellt. Dabei wurde der neue Fassadenaufbau mit einem möglichst hohen Anteil von Baustoffen erstellt, die zur Wiederverwendung geeignet sind und geringe Umweltwirkung aufweisen.

Die Gebäude im Quartier, die sich im Eigentum Dritter befinden, bestehen weitgehend im baulichen Effizienzstandard aus dem Herstellungsjahr in den 1960er Jahren. Es wird davon ausgegangen, dass seit der Herstellung der Gebäude die Fenster ca. zwei Mal erneuert wurden und die obersten Geschossdecken nach Einführung der Vorgaben durch die Energieeinsparverordnung gedämmt wurden. Grundlagen der Einschätzung des Heizwärmebedarfs bilden die aus dem Jahr 2022 vorliegenden Betriebskostenabrechnungen sowie die Energiebilanzierung zur Sanierung des Hochhauses. Die nachfolgende Grafik stellt den Heizwärmebedarf der verschiedenen Gebäude im Quartier dar.

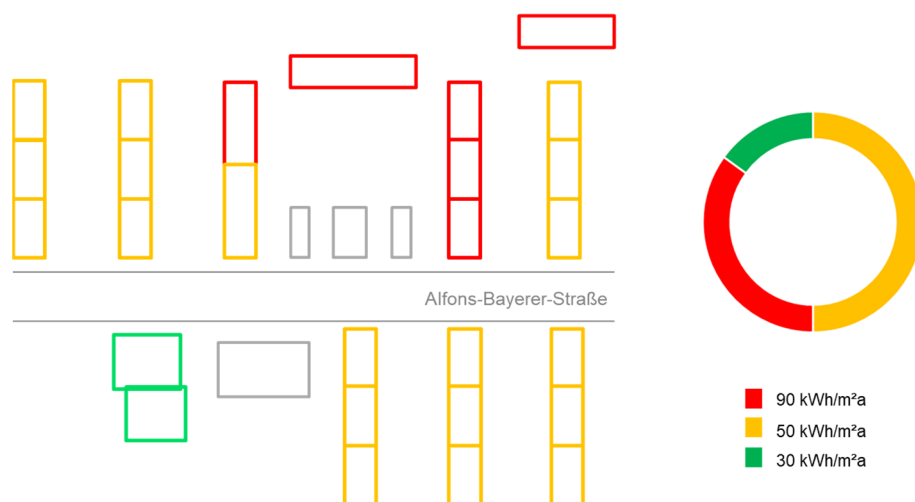


Abb. 5: Unterschiedliche Effizienzstandards: Heizwärmebedarf der verschiedenen Gebäude innerhalb des Quartiers.

Wärme-Übergabesysteme in den Gebäuden

Die Wärmeübergabe erfolgt in den mehrgeschossigen Wohngebäuden über Radiatoren, die entsprechend der Vorlauftemperatur des Netzes mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 75 °C betrieben werden. Innerhalb des Hochhauses wurden im Zuge der Sanierung (2022) Fußbodenheizungen eingebaut. Die erforderliche Wärme wird in einem 2-Leiter-System mit einer Vorlauftemperatur von 55 °C zu den Wohnungen geleitet, wo die Wärme über Übergabestationen in die Warmwasser- und

Heizungsnutzung der Wohnungen gelangt. Die folgende Abbildung zeigt die Verteilung der verschiedenen Übergabesysteme.

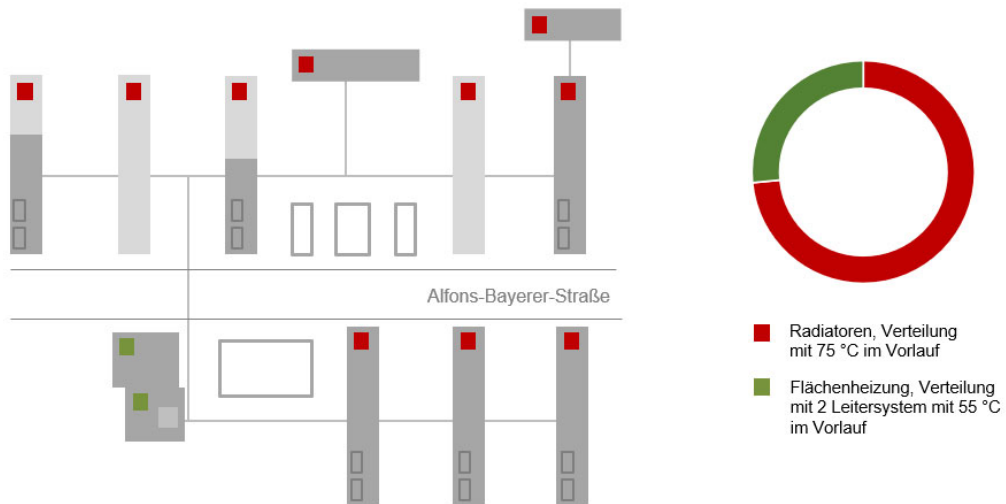


Abb. 6: Art der Wärmeübergabe in den verschiedenen Gebäuden.

Potenzialflächen zur Energiegewinnung (Eigentum Stadtbau-GmbH)

Bedingt durch die Eigentumsverhältnisse werden die Potenzialflächen zur Energiegewinnung an den Gebäuden in drei Gruppen (siehe auch Abb. 7) unterteilt:

1. aktuell nutzbare Dach- und Fassadenflächen der Stadtbau-GmbH (Fassadenfläche nur am Hochhaus),
2. wie 1. zzgl. nutzbare Dachflächen der Nebengebäude (ebenfalls Eigentum der Stadtbau-GmbH) und
3. wie 2. zzgl. nutzbare Dachflächen der Gebäude im Eigentum Dritter innerhalb des Quartiers.

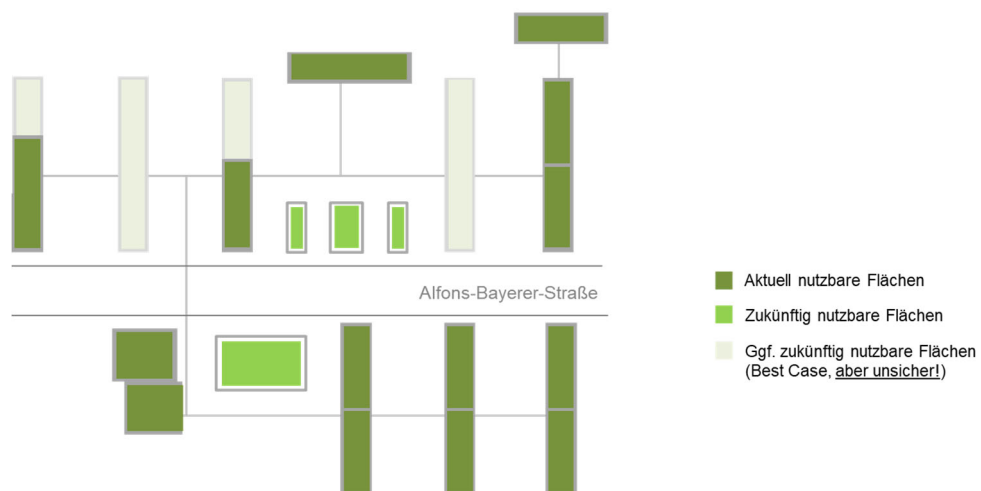


Abb. 7: Potenzialflächen für die Installation von Photovoltaik-Modulen.

1.2 Projektziele und Forschungsfragen

Zur Erreichung der Klimaschutzziele und zur Senkung der Treibhausgasemissionen bietet der Gebäudebestand zentrale Ansatzpunkte: Durch energetische Sanierung und Effizienzsteigerung kann der Energiebedarf der Gebäude massiv gesenkt und die direkte Nutzung sowie die zunehmende Integration von erneuerbarem Strom und Wärme gefördert werden.

Anhand des Quartiers Alfons-Bayerer-Straße bietet sich zusätzlich die Möglichkeit an, auf der Handlungsebene Quartier grundlegende Potenziale und noch bestehende Hemmnisse in der Umsetzung der integrierten Energiewende mit zunehmender Vernetzung von Wärme, Strom und Mobilität durch Sektorkopplung zu analysieren. In der vorliegenden Studie wird von der konkreten Situation des Areals ausgegangen und diese als Modell für ähnlich typische Areale herangezogen.

Ziel der Studie ist es, Potenziale und Transformationswege zur Umgestaltung des Quartiers zu einem klimaneutralen Gebäudebestand aufzuzeigen.

Da erneuerbare Energien nur in begrenztem Maß zur Verfügung stehen und es großer Anstrengungen aller Teile im System bedarf, das Energiesystem auf die fluktuierenden erneuerbaren Energien umzustellen, ist es grundlegend notwendig, den Energiebedarf in jeder möglichen Weise zu reduzieren. Damit bildet die umfangreiche Senkung des Energiebedarfs der Gebäude eine zentrale Voraussetzung für einen klimaneutralen Gebäudebestand:

Das Energiekonzept der Bundesregierung formuliert dazu „Klimaneutral heißt, dass die Gebäude nur noch einen sehr geringen Energiebedarf aufweisen und der verbleibende Energiebedarf überwiegend durch erneuerbare Energien gedeckt wird.“⁵

Im vorliegenden Modellquartier wurde die Reduzierung des Energiebedarfs von der Stadtbau-GmbH mit der Sanierung der eigenen Gebäude bis 2012 und der Sanierung des Hochhauses im Jahr 2022 bereits umfangreich initiiert. Zum Zeitpunkt der Studie betrug der Heizwärmebedarf in den Gebäuden der Stadtbau-GmbH nur noch ca. 55 % des Ausgangswerte im Jahr der Herstellung der Gebäude.

Besonderen Fokus der Studie bildet die Integration und Nutzung umfangreicher Flächen von Photovoltaik innerhalb des Quartiers, die mit der Sanierung des Hochhauses den Ausgangspunkt der Studie bildeten. In Sinne der Sektorkopplung könnten sie bei der Integration von Wärmepumpen einen nennenswerten Beitrag zur Wärmeerzeugung im Quartier beitragen.

⁵ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz. Unterrichtung durch die Bundesregierung. Deutscher Bundestag 18. Wahlperiode: Abgerufen am 19.02.2023: <https://dserver.bundestag.de/btd/18/034/1803485.pdf>.

Mit der Sanierung des Hochhauses war ursprünglich geplant, die Wärmeversorgung des Quartiers von den bestehenden Gaskesseln auf ein mit Erdgas betriebenes Blockheizkraftwerk (BHKW) umzustellen. Aufgrund der Möglichkeit, das BHKW auch mittels erneuerbarer Energieträger wie grünem Wasserstoff oder Biogas betreiben zu können, bleibt das BHKW weiterhin Bestandteil der Studie, allerdings verbunden mit dem Hinweis auf die in Kapitel 2.2.3 genannten Randbedingungen und limitierenden Faktoren.

Neben dem ursprünglichen Anlass der Studie ist mit dem Ausbruch des Krieges in der Ukraine am 24. Februar 2022 die Gasknappheit als neue Randbedingung entstanden. Die neue Situation unterstreicht die Wichtigkeit der Richtung der Studie, mit der auch eine Abkehr von Energieimporten verbunden sein kann. Es wurde daher ein Szenario aufgenommen, das die direkte Umstellung des Quartiers auf Wärmepumpen und die sich ergebende Systemeffizienz untersucht.

Es ergeben sich die folgenden Forschungsfragen:

Mit welchen Maßnahmen kann die direkte Nutzung der an den Gebäuden gewonnenen erneuerbaren Energie innerhalb des Quartiers erreicht werden?

Bis zu welchem Umfang kann der Energiebedarf für Haushaltsstrom, Beheizung und Warmwasser und ggf. Elektromobilität des Quartiers mit dezentral, im Quartier erzeugtem Strom gedeckt werden?

Welche Wirtschaftlichkeit ergibt sich aus den Maßnahmen und dem Bezug von Energieträgern für verschiedene Umsetzungspfade?

In welchem Umfang können die CO₂-Emissionen im energiebezogenen Betrieb des Quartiers durch die Maßnahmen gemindert werden?

Wie und in welchem Umfang erlauben die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen die Nutzung und Weitergabe von am Gebäude gewonnener elektrischer Energie an die Mieter?

Aus den gestellten Forschungsfragen leiten sich weitere rechtliche und energiebezogene Fragestellungen ab, diese werden im Abschnitt Methodik näher beschrieben. Vor dem Hintergrund des Umfangs der bestehenden rechtlichen Vorgaben ist es nicht möglich, im Rahmen der Studie sämtliche Umsetzungsvarianten innerhalb des Quartiers zu analysieren und zu bewerten. Die rechtliche Bewertung bezieht sich daher auf die in der energiebezogenen Analyse entworfenen Transformationswege und zeigt beispielhaft Chancen bzw. Hemmnisse der Umsetzung auf.

1.3 Methodik der Studie

Gemäß den formulierten Zielen und Forschungsfragen behandelt die Studie die Potenziale des Quartiers in zwei wesentlichen Teilbereichen: Die technischen Möglichkeiten zur Optimierung der sektorübergreifenden, regenerativen Energieversor-

gung in Quartieren sowie deren Umsetzbarkeit vor dem Hintergrund der aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen (mit Betrachtung der Gesamtkosten).

Zur Bewertung der Transformationspfade zu einem klimaneutralen Quartier wird das gesamte Areal der Alfons-Bayerer-Straße in einem Modell abgebildet. In diesem Modell werden alle Energieflüsse (Bedarf und Erzeugung) in stündlicher Auflösung betrachtet, um das mit Volatilität auftretende erneuerbare Energieangebot der über den Tag stark variierenden Energienachfrage im Quartier gegenüberzustellen. Dies bildet auch die Grundlage für die Berechnung der aus dem genutzten Energieangebot resultierenden CO₂-Emissionen.

Zur Deckung des Wärmebedarfs werden in zwei Transformationspfaden die Technologien Kraft-Wärme-Kopplung mittels Blockheizkraftwerk sowie Wärmepumpen betrachtet. Ergänzt werden beide durch Photovoltaikmodule auf Dach- und Fassadenflächen. In der technologischen Betrachtung der Studie steht die Erarbeitung von Potenzialen im Vordergrund, mit denen die CO₂-Emissionen aus dem Quartier gemindert werden können. Auch wenn aufgrund der Standortbedingungen im vorliegenden Quartier einzelne Technologien nicht verwendet werden können, werden diese für die Übertragbarkeit auf andere ähnliche Quartiere mit anderen Bedingungen dennoch einbezogen.

Da der aktuelle regulatorische Rahmen und die Gesetzgebung noch in weiten Teilen auf die zentrale Versorgung des Stromnetzes und die über viele Jahre in den Sektoren Wärme, Kälte, Strom und Mobilität getrennt gewachsenen Strukturen ausgelegt sind, können die rechtlichen Rahmenbedingungen zur Umgestaltung des Quartiers nur fallbezogen auf der Grundlage der heute geltenden Bedingungen bewertet werden.

Es wird damit technologisch offen dargestellt, welche Potenziale sich zur Emissionsminderung bieten und ein Ausblick auf zur Umsetzung anstehende EU-Richtlinien und deren Auswirkung gegeben, da eine baldige Umstellung und Flexibilisierung zur Nutzung der Vor-Ort-Potenziale sehr förderlich wäre.

Die Studie gliedert sich in folgende Abschnitte bzw. Erarbeitungsschritte

- Analyse der Ausgangslage sowie der Rahmenbedingungen in Kapitel 1.1
- Grundlagen zur Abbildung des heutigen und zukünftigen Energiebedarfs und zu möglichen Technologien für die Energiebereitstellung sowie Darstellung der damit verbundenen rechtlichen Randbedingungen in Kapitel 2.1 bis 2.3.
- Definition der Szenarien in Kapitel 2.4.
- Erläuterung des Kostenmodells als Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Kapitel 3.
- Ergebnisse der Szenarien zur Transformation des Quartiers mit Gegenüberstellung der Emissionsentwicklung, der Kostenentwicklung sowie der rechtlichen Rahmenbedingungen in Kapitel 4.

2 Modellierung und Szenariendefinition

In den folgenden Abschnitten werden Grundlagen und Annahmen zur modellhaften Abbildung des Quartiers erläutert.

2.1 Abbildung und Entwicklung des Energiebedarfs

Anteile und Entwicklung

Der Energiebedarf des Quartiers besteht durch die Beheizung der Gebäude, die Bereitstellung von Trinkwarmwasser, und den Haushaltsstrombedarf.

Mit der zunehmenden Integration der Elektromobilität entsteht in Zukunft für das Laden von Elektrofahrzeugen zusätzlicher Energiebedarf direkt im Quartier, der bisher durch die Betankung der Fahrzeuge nicht im Energiebedarf eines Quartiers bilanziert wurde. Der zusätzliche Bedarf wird in den Szenarien aufgenommen und schrittweise gesteigert.

Modellierung des Energiebedarfs in der Potenzialuntersuchung

Da erneuerbare Energieträger wie z.B. Sonne und Wind nicht regelmäßig in gleichem Umfang zur Verfügung stehen, erfordert der zukünftige Abgleich von Energiebedarf und Energieangebot detaillierterer Analysen. Der Energiebedarf und das Energieangebot im Quartier werden daher zur Gegenüberstellung in stündlicher Auflösung modelliert. Aufgrund des engen Zeitrahmens der vorliegenden Studie wurden die verwendeten Gebäudemodelle stark vereinfacht.

2.1.1 Energiebedarf für die Beheizung der Gebäude

Energiebedarf für Beheizung der Gebäude heute

Der Energiebedarf der Gebäude wird mithilfe eines thermisch-dynamischen Simulationsprogramms ermittelt. Darin wird die Wärmeschutzqualität der Gebäude in Anlehnung an typische Gebäude des Herstellungsjahrs und anhand der durchgeführten energetischen Sanierungsmaßnahmen eingeschätzt. Zur Validierung werden die Betriebskostenabrechnungen herangezogen. Nachfolgend sind ein Gebäudemodell und der Wärmebedarf eines unsanierten Mehrfamiliengebäudes über 8760 h dargestellt.



Abb.8: Gebäudemodell zur Simulation Energiebedarfs für die Beheizung.

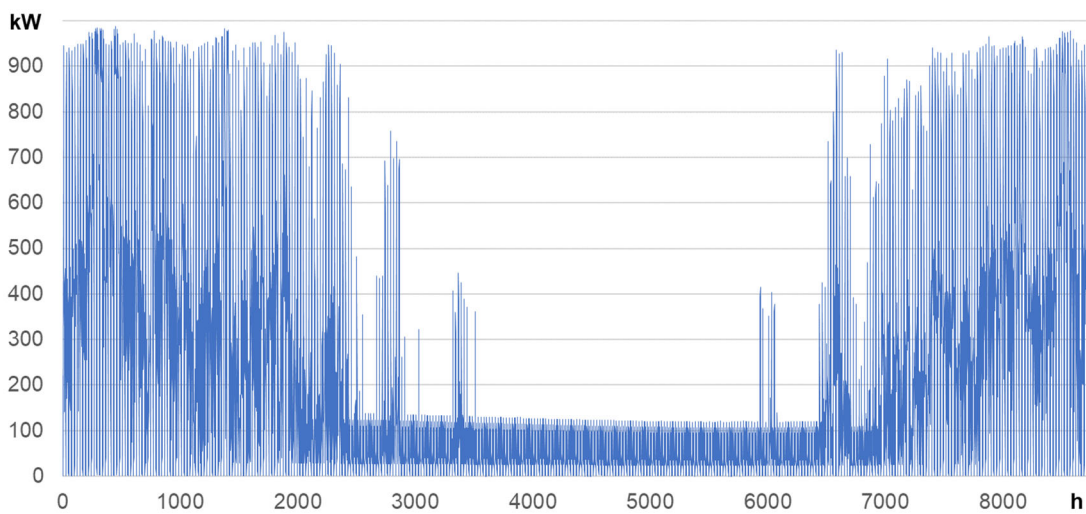


Abb.9: Lastprofil eines unsanierten Mehrfamilienhauses über 8760 h.

Temperaturniveau zur Beheizung

Mit der Integration der erneuerbaren Energieträger in die Beheizung entsteht insbesondere bei der Nutzung von Wärmepumpen eine neue Randbedingung für die Beheizung von Gebäuden. Während die beiden Gaskessel innerhalb des Hochhauses hohe Heizwassertemperaturen erzeugen konnten, sind bei der Wärmeerzeugung im effizienten Betrieb einer Wärmepumpe möglichst niedrigere Vorlauftemperaturen anzustreben.

Derzeit wird innerhalb des Wärmenetzes des Quartiers die Wärme mit ca. 75 °C im Vorlauf verteilt. Dabei sind die Heizkörper in den Gebäuden darauf ausgelegt, mit entsprechender Auslegungstemperatur im Winter auch bei sehr niedrigen Temperaturen noch ausreichend Wärme in die Räume einzubringen.

Um Wärmepumpen effizient in die Beheizung des Quartiers integrieren zu können, muss daher geklärt werden, wie weit die Temperatur im Vorlauf der Heizung im Betrieb der Gebäude abgesenkt werden kann. Bei Absenkung der Temperaturen muss für die Übergabe der Wärme in den Raum in der Regel eine entsprechend größere Heizfläche (z.B. Fußbodenheizungen) oder entsprechend dimensionierte Heizkörper zur Verfügung stehen.

Da innerhalb des Hochhauses im Zuge der energetischen Sanierung bereits Flächenheizungen eingebaut wurden, könnte die Vorlauftemperatur für die Beheizung des Hochhauses deutlich abgesenkt werden.

Für die bestehenden Mehrfamiliengebäude wird sowohl für den sanierten als auch für den unsanierten Zustand in den Gebäudesimulationen untersucht, ob auch dort eine Absenkung der Vorlauftemperaturen mit den vorhandenen Radiatoren möglich wäre bzw. in wie vielen Stunden die Raumtemperatur unterschritten wird. Nachfolgend sind die Ergebnisse am unsanierten Gebäude dargestellt. Bei einer Absenkung der Vorlauftemperaturen auf 60 °C kann eine gewünschte Raumtemperatur von 21 °C in 16

h der Heizperiode nicht erreicht werden, die maximal mögliche Raumtemperatur beträgt in diesen Stunden ca. 19,3 °C. Bei weiterer Absenkung der Vorlauftemperatur auf 55 °C kann in 176 h der Heizperiode nur eine maximale Raumtemperatur von 18,8 °C erreicht werden.

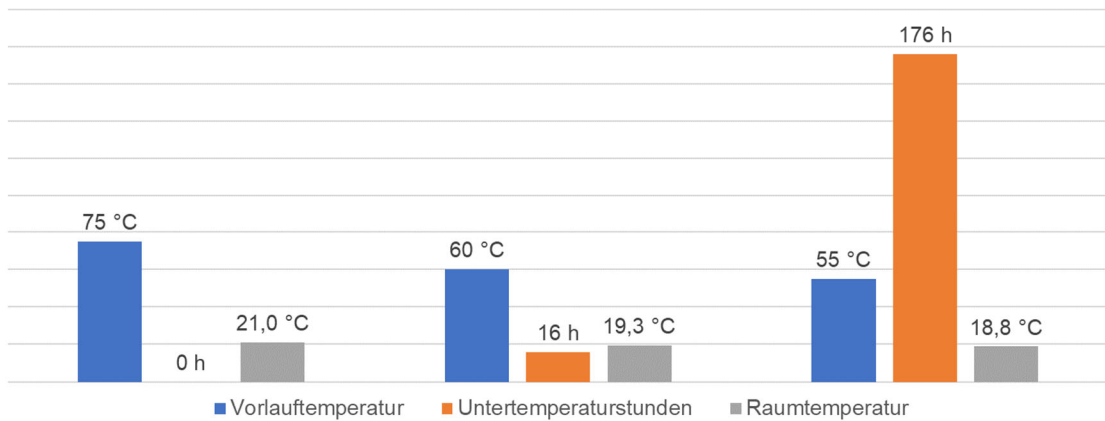


Abb.11: Untertemperaturstunden und erreichte Raumtemperaturen bei Absenkung der Vorlauftemperaturen in den unsanierten Mehrfamiliengebäuden.

In den bereits sanierten Mehrfamiliengebäuden kann die Vorlauftemperatur ohne Einbußen bei der Raumtemperatur auf 55 °C abgesenkt werden.

Aufgrund der im Zeitrahmen der Studie durchgeführten vereinfachten Berechnung stellen diese Ergebnisse Tendenzen dar und können nicht direkt auf individuelle Gebäudesituationen übertragen werden.

Energiebedarf für die Beheizung der Gebäude in Zukunft

Wichtige Schritte zur Minimierung des Energiebedarfs im Quartier wurden bereits mit den bis zum Jahr 2012 an den Mehrfamilienhäusern die Stadtbau-GmbH durchgeführten Sanierungen umgesetzt. Weiter fortgeführt wurde dies mit der Sanierung des Hochhauses im Jahr 2022, dessen absoluter Heizwärmebedarf jedoch aufgrund der gleichzeitigen Verdopplung der beheizten Wohnflächen durch den Anbau an das Hochhaus konstant bleibt.

Für **zukünftige Entwicklungen** wird davon ausgegangen, dass bei allen Gebäuden der Effizienzstandard erreicht wird, der aktuell bei der Sanierung des Hochhauses erreicht wurde (Effizienzhaus 55/GEG 2020). Dazu sind die Gebäudehüllen der noch im Originalzustand der 1960er Jahre vorhandenen Mehrfamiliengebäude vollständig energetisch zu sanieren, an den bereits bis zum Jahr 2012 durch die Stadtbau-GmbH energetisch sanierten Gebäude sind weitere Effizienzsteigerungen notwendig, z.B. beim zukünftigen Fenstertausch und durch zusätzliche Dämmung der obersten Geschosdecke. In den nachfolgenden Grafiken ist diese Effizienzstufe mit „ab 2030“

bezeichnet, da davon ausgegangen wird, dass die Umsetzung der energetischen Sanierung bis zum Jahr 2030 abgeschlossen ist.

In einer darauf aufbauenden **weiteren Effizienzstufe** wird angenommen, dass nahezu alle Effizienzmaßnahmen an den Gebäudehüllen umgesetzt werden und sich der Heizwärmebedarf der Gebäude weiter reduziert. Diese Effizienzstufe wird mit „ab 2030a“ bezeichnet.

Die nachfolgende Grafik stellt den absoluten Heizwärmebedarf aller Gebäude seit den ersten Sanierungen sowie mögliche Entwicklungen in der Zukunft für das gesamte Quartier dar.

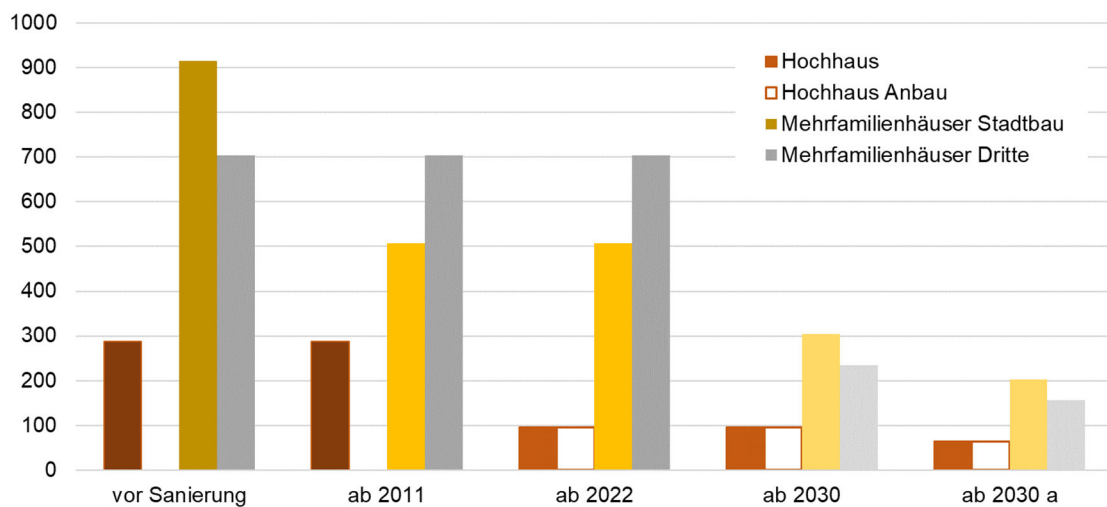


Abb. 12: Absoluter Heizwärmebedarf in MWh in verschiedenen Sanierungsschritten im Quartier.

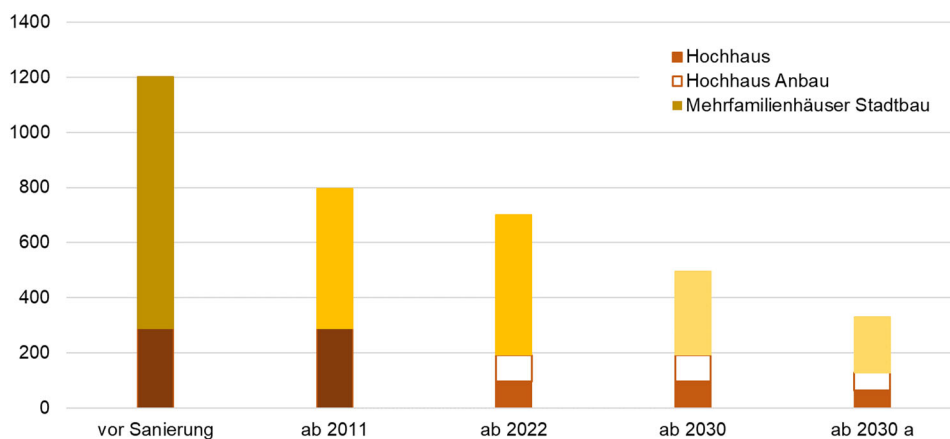


Abb. 13: Absoluter Heizwärmebedarf in MWh der Gebäude der Stadtbau-GmbH in verschiedenen Sanierungsschritten.

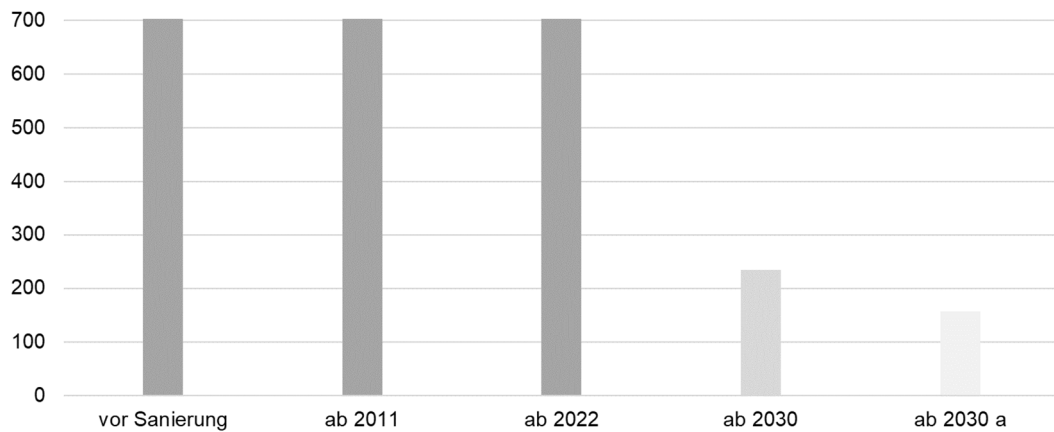


Abb. 14: Absoluter Heizwärmebedarf in MWh der Gebäude Dritter in verschiedenen Sanierungsschritten.

Über das gesamte Jahr betrachtet stellt sich der heutige und zukünftige („ab 2030“) Verlauf des Wärmebedarfs gemäß folgender Grafik dar:

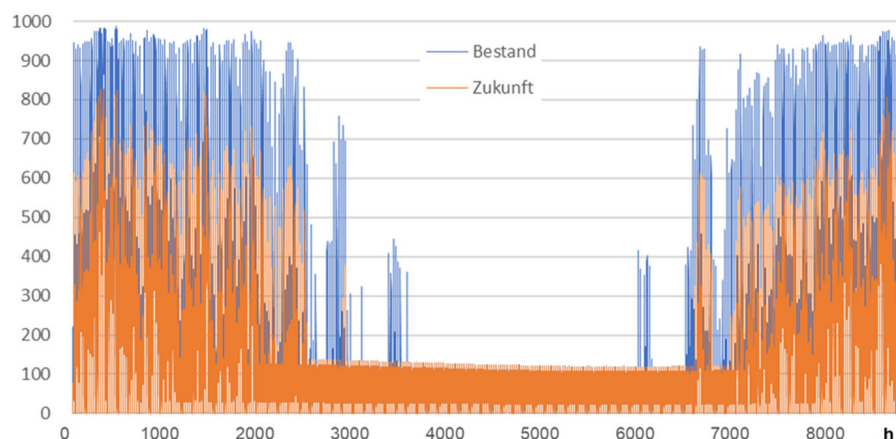


Abb.15: Verlauf der stündlichen Last zur Beheizung der Gebäude des Quartiers innerhalb eines Jahres.

2.1.2 Energiebedarf für Trinkwassererwärmung

Die Bereitstellung von Wärme für die Erwärmung des Trinkwassers erfolgt im Quartier derzeit

- dezentral elektrisch (z.B. Elektroboiler) in ca. 50 % der Mehrfamiliengebäude,
- zentral über das vorhandene Wärmenetz, ergänzt durch solarthermische Kollektoren, in ca. 50 % der Mehrfamiliengebäude und
- über die zentrale Wärmeverteilung (Vorlauftemperatur 55 °C) im Hochhaus und die jeweiligen Wohnungsübergabestationen

Auch bei der Trinkwassererwärmung ist die Abbildung des Bedarfs in zeitlich hoher Auflösung notwendig. Einerseits, um die entsprechenden CO₂-Emissionen für den

elektrischen Energiebedarf aus dem Stromnetz zu jedem Zeitpunkt bewerten zu können, andererseits, um die direkte Deckung durch Umweltwärme einschätzen zu können.

Der Wärmebedarf des Quartiers für die Trinkwassererwärmung wird auf der Grundlage der Betriebskostenabrechnungen mit 19,5 kWh je m² und Jahr beziehungsweise absolut 470 MWh angesetzt.

2.1.3 Energiebedarf für Haushaltsstrom und Elektromobilität

Strombedarf der Haushalte

Der Strombedarf der Haushalte wird anhand typischer Tagesverläufe des Strombedarfs von Haushalten angesetzt, die vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. herausgegeben werden.⁶ Als sogenannte Standardlastprofile repräsentieren die Bedarfsverläufe die Kundengruppe Haushalte (H0), innerhalb der grundsätzlich ein ähnliches Abnahmeverhalten angenommen wird. Der Verlauf der Standardlastprofile wird in den drei folgenden Grafiken, unterschieden nach Jahreszeiten und Art des Wochentages, dargestellt.

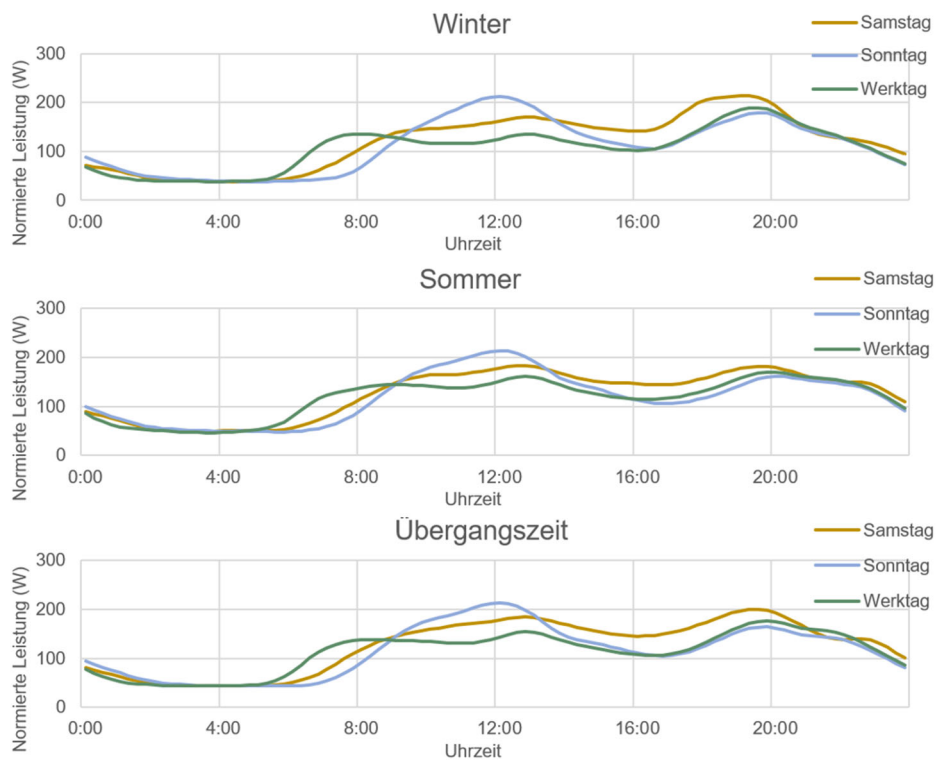


Abb. 16: VDEW – Standardlastprofile Strom

⁶ VDEW: Standardlastprofile Strom, abgerufen am 10.03.2023
<https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>.

Aufgrund der bereits heute sehr umfangreichen Haushaltsausstattung wird der heutige Haushaltsstrombedarf auch für die zukünftige Entwicklung angenommen.

Elektromobilität

Mit der zunehmenden Einführung der Elektromobilität erfolgt die Sektorkopplung innerhalb des Quartiers auch im Hinblick auf die Mobilität, so dass zukünftig innerhalb des Quartiers auch ein wachsender Energiebedarf für die Elektromobilität zu berücksichtigen ist. Für die Berechnung des zusätzlichen elektrischen Energiebedarfs werden ausschließlich vollelektrische Fahrzeuge angenommen. Die Berechnung basiert auf der Anzahl der Einwohner im Quartier. Die Werte für die Annahmen in den Szenarien basieren auf Stützjahren und werden zwischen diesen linear interpoliert. Die nachfolgende Tabelle zeigt die durchschnittlichen Werte eines 20-Jahres-Zeitraums für zwei Varianten im Anstieg der Elektromobilität.

Tabelle 1: Annahmen zur Abbildung der Elektromobilität im Quartier.

	Ausbaustufe 1	Ausbaustufe 2
Einwohner	ca. 800	ca. 800
PKW im Quartier	325 (41% PKW-Quote)	278 (35% PKW Quote)
BEV^{*)} im Quartier	58 (18% des Bestands)	110 (40% des Bestands)
Energie pro BEV	9000 km bei 0,21 kWh/km	9000 km bei 0,20 kWh/km
Ladeanteil im Quartier	75%	75%
Energiebedarf im Quartier	82 MWh/a	150 MWh/a

^{*)} BEV = Battery Electric Vehicle

Es wird davon ausgegangen, dass 75 % der erforderlichen Energie für den Betrieb der Fahrzeuge im Quartier geladen werden. Die übrigen 25 % werden außerhalb des Quartiers unterwegs geladen und nicht im Energiebedarf des Quartiers berücksichtigt. Damit ergibt sich im Quartier ein Energiebedarf von 82 MWh/a (Ausbaustufe 1) und 150 MWh/a (Ausbaustufe 2).

2.1.4 Übersicht: Heutiger und zukünftiger jährlicher Energiebedarf für Beheizung, Warmwasser, Haushaltsstrom und Elektromobilität im Quartier

Die nachfolgende Abbildung stellt den jährlichen Energiebedarf im Quartier für die verschiedenen Anwendungsarten Beheizung, Trinkwarmwasser, Haushaltsstrom und Elektromobilität heute und gemäß den geschilderten Annahmen im Jahr 2030 gegenüber. Während der Energiebedarf für die Anteile Warmwasser und Haushaltsstrom bis zum Jahr 2030 konstant bleibt und für die Mobilität ansteigt, können zusätzlich zu den bereits in den Jahren 2004-2011 durchgeführten Sanierungen

erhebliche weitere Energieeinsparungen durch energetische Gebäudesanierung erreicht werden.

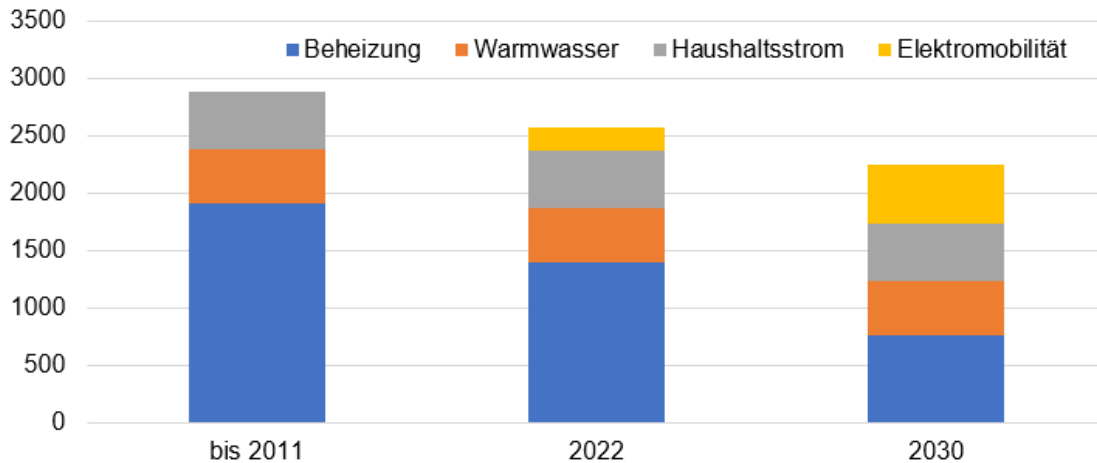


Abb. 17: VDEW – Standardlastprofile Strom

2.2 Energiebereitstellung im Quartier in Zukunft

Neben der Senkung des Energiebedarfs hat die Art der Energiebereitstellung einen wesentlichen Einfluss auf die CO₂-Emissionen des Quartiers. Nachfolgend werden zur Wärmebereitstellung die beiden Varianten Wärmepumpe und BHKW in verschiedenen Varianten dargestellt. Zur erneuerbaren elektrischen Energieversorgung wird von verschiedenen Belegungsdichten der Dächer mit Photovoltaik bzw. solarthermischen Modulen in Verbindung mit Batteriespeichern ausgegangen.

2.2.1 Wärmebereitstellung über Wärmepumpen

Im Abschnitt 2.1.1 wurden bereits Randbedingungen zum effizienten Betrieb von Wärmepumpen aus Sicht der Gebäudeheizung erläutert (siehe Abschnitt Temperaturniveau in der Beheizung).

Weitere Randbedingungen ergeben sich aus der Wärmequelle, in die die Wärmepumpe zur Nutzung von Umweltwärme eingebunden ist. Luft-Wärmepumpen werden in dieser Studie aufgrund ihrer erforderlichen Größe und den von ihnen ausgehenden Schallemissionen nicht berücksichtigt.

Stattdessen wurden die folgenden vier Varianten von Wärmepumpen untersucht:

- Erdwärmepumpen mit Grundwassernutzung
- Erdwärmepumpen mit Erdwärmesonden im Erdreich
- Wasserwärmepumpen mit Abwärme aus anderen Prozessen
- Wasserwärmepumpe mit photovoltaisch-thermischen Modulen in Verbindung mit einem Eisspeicher

Zur Bewertung der **Effizienz der Wärmepumpen** im Einsatz wird das Verhältnis zwischen der zur Temperaturerhöhung eingesetzten Energie und der von der Wärmepumpe insgesamt abgegebenen Energie herangezogen (Jahresarbeitszahl). Während bei der Beheizung von Gebäuden das für den Raum oder die Trinkwassererwärmung notwendige Temperaturniveau das abzugebende Temperaturniveau bestimmt, ist die Wärmequelle, der die Umweltwärme entzogen wird, für das aufnehmende Temperaturniveau bestimmend. Je geringer der Unterschied zwischen den beiden Temperaturniveaus ist, umso effizienter kann die Wärmepumpe betrieben werden.

Erdwärmepumpen sind aufgrund der gleichmäßigen Temperaturbedingungen innerhalb des Erdreichs eine der bevorzugten Optionen für Wärmepumpen in dieser Größenordnung. Im Quartier ABS können jedoch aufgrund der Bodenbeschaffenheit und der eingeschränkten Grundwassernutzung sowohl das geschlossene System mit Erdwärmesonden, als auch das offene System mit Grundwasser nicht installiert werden. Diese beiden Systeme wurden dennoch in die Studie aufgenommen, um sie mit anderen Systemen zu vergleichen und weil sie für andere, ähnliche Quartiere in Frage kommen könnten.

Die Wasser-Wärmepumpe, die **Abwärme aus anderen Prozessen** nutzt, ist möglicherweise die effizienteste und kostengünstigste Lösung für das vorliegende Quartier. In direkter Nähe zum Quartier befindet sich ein Industriebetrieb, der eventuell durch den Industrieprozesse erwärmtes Wasser über einen Wärmetauscher zur Verfügung stellen kann. Allerdings ist die langfristige Versorgung mit Abwärme durch einen Industrieprozess, der bei Beendigung eines Unternehmens abbricht, mit Unsicherheiten behaftet.

Eine weitere mögliche Lösung für das Quartier ist die Nutzung einer **Wasser-Wärmepumpe in Kombination mit photovoltaisch-thermischen Modulen (PVT) und einem Speicher** (z.B. Eisspeicher). Vorteil der Lösung ist, dass kein Eingriff in die Erde oder das Grundwasser durch tiefe Bohrungen erforderlich ist, sondern die Wärme zu Überschusszeiten (Sommer und Übergangszeiten) von PVT-Kollektoren auf Dächern einem Speicher zugeführt wird. Während der Heizperiode wird die Wärme dem Speicher wieder entzogen. Diese Lösung könnte möglicherweise die einzige Option für Quartiere sein, in denen Erdwärme, Grundwassernutzung und Abwärme nicht in Frage kommen.

Abbildung der Wärmepumpen im Quartiersmodell

Um die notwendige Leistung und den Energiebedarf der Wärmepumpen zu ermitteln, wurden alle vier Varianten der Wärmepumpensysteme dynamisch modelliert und der Betriebszustand über alle Stunden eines Jahres simuliert. Auf diese Weise können alle dynamischen Einflussfaktoren wie die lokalen Wetterbedingungen, der Wärmebedarf des Quartiers (zusammengesetzt aus der Simulation der Gebäudetypen), die Leistungskurven der Wärmepumpen und die Temperaturen der Wärmenetze

berücksichtigt werden. Da Kompressionswärmepumpen betrachtet werden, ergibt sich aus der Simulation der notwendige elektrische Energiebedarf für den Betrieb der Wärmepumpen, der optimalerweise durch die Photovoltaik-Module auf den Dächern des Quartiers gewonnen werden kann. Zur Optimierung der Größe der Wärmepumpen und Pufferspeicher wurde ein iterativer Prozess durchgeführt.

2.2.2 Stromerzeugung durch Photovoltaik

Die dezentrale Gewinnung von elektrischer Energie über Photovoltaik-Module (PV) bildet zusammen mit Batterie-Speichern einen wesentlichen Baustein zur Reduktion der Emissionen aus dem Quartiers-Energiebedarf. Der gewonnene Strom kann direkt im Quartier genutzt oder seine Nutzung über einen Speicher auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden. Mit der PV können erneuerbare Energien direkt eingebunden werden, während beim Bezug des Stroms aus dem allgemeinen Stromnetz die zum jeweiligen Zeitpunkt bestehende Zusammensetzung des Kraftwerksparks über die Emissionen bestimmt, die mit dem Netzbezug verbunden sind. Mit der Vor-Ort-Gewinnung und -Nutzung des Stroms kann der netzdienliche Lasten- und Nutzensausgleich gefördert werden.

Zur Gegenüberstellung von elektrischem Energiebedarf und dem Energieangebot wird auch die Energiegewinnung durch die PV-Module in stündlicher Auflösung ermittelt. Für die Simulation notwendige Parameter sind die verfügbaren Fassaden- und Dachflächen, ihre Ausrichtung sowie die Dachneigung. Eine mögliche Verschattung durch Gebäude konnte im Rahmen des Projekts nicht berücksichtigt werden. Innerhalb der Studie wurden die drei folgenden Ausbaustufen betrachtet (siehe hierzu auch Kapitel 1.1):

Ausbaustufe 1:

Insgesamt 2245 m² PV-Module mit einer installierbaren Leistung von 449 kWp und einem jährlichen Ertrag von 405 MWh. Flächen: Fassade des Hochhauses, Dächer der Mehrfamilienhäuser der Stadtbau-GmbH.

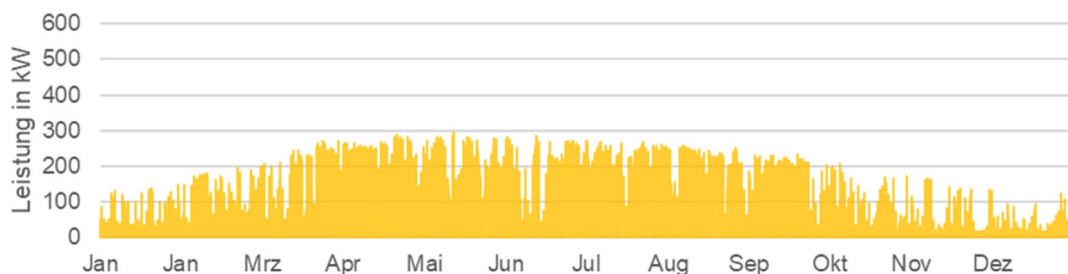


Abb. 18: Jahresverlauf der PV-Erzeugungsleistung der Ausbaustufe 1 in stündlicher Auflösung.

Ausbaustufe 2:

Insgesamt 3025 m² PV-Module mit einer installierbaren Leistung von 605 kWp und einem jährlichen Ertrag von 557 MWh. Flächen: Fassade des Hochhauses, Dächer der Mehrfamilienhäuser der Stadtbau-GmbH, Dächer der Garagen.

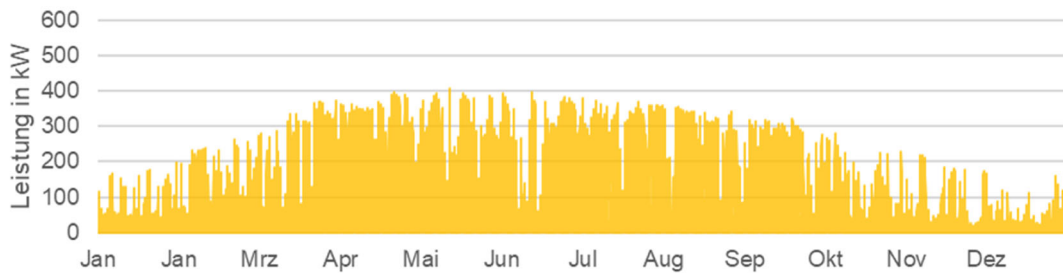


Abb. 19: Jahresverlauf der PV-Erzeugungsleistung der Ausbaustufe 2 in stündlicher Auflösung.

Ausbaustufe 3:

Maximaler Ausbau mit Belegung aller verfügbaren Dachflächen und aller sinnvoll nutzbaren Fassadenflächen. Insgesamt 4670 m² PV-Fläche mit einer installierbaren Leistung von 934 kWp und einem Ertrag von 851 MWh.

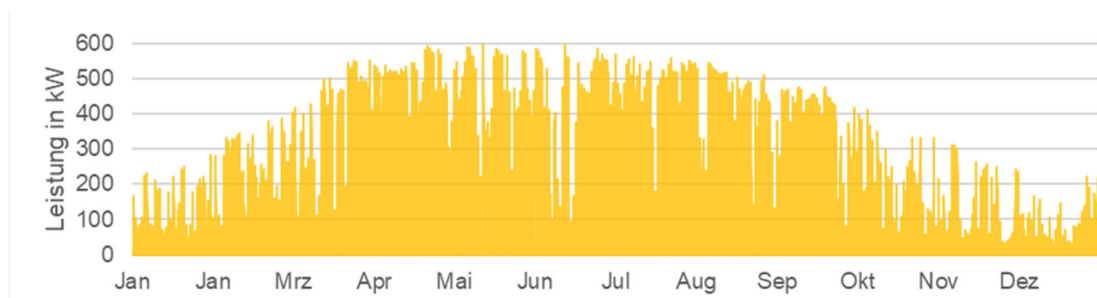


Abb. 20: Jahresverlauf der PV-Erzeugungsleistung der Ausbaustufe 3 in stündlicher Auflösung.

2.2.3 Wärme und Stromerzeugung über ein Blockheizkraftwerk

Blockheizkraftwerke (BHKW) ermöglichen die gleichzeitige Gewinnung von Wärme und Strom durch Kraft-Wärme-Kopplung. Durch die im BHKW stattfindende Verbrennung kann im Gegensatz zur Wärmepumpe Wärme mit einem hohen Temperaturniveau effizient bereitgestellt werden. Um das BHKW im sinnvollen Leistungsbereich zu betreiben, wird ein zusätzlicher Spitzenlastkessel angenommen, der das BHKW in Zeiten hohen Wärmebedarfs unterstützt. Die Auslegung des BHKWs erfolgt wärmegeführt und basiert auf dem Wärmebedarf des Quartiers sowie nach dem Kraft-

Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), das ab 2025 einen Betrieb von < 3500 Volllaststunden⁷ vorsieht.

Zwar sind bei Einsatz eines BHKW keine direkten Änderungen im Wärmenetzbetrieb notwendig, allerdings sind zum emissionsarmen Betrieb folgende Einschränkungen zu beachten:

Um ein Blockheizkraftwerk mit einem Spitzenlastkessel als Wärmequelle emissionsarm betreiben zu können, ist ein CO₂-neutraler Energieträger wie Biogas oder grüner Wasserstoff erforderlich.

Die Erzeugung von Biomethan erfolgt über die Aufbereitung von Biogas. Somit ist Biomethan direkt an die Verfügbarkeit von Rest- und Abfallstoffen sowie Energiepflanzen gekoppelt und unter anderem auf Grund der Fläche limitiert. Auf nationaler Ebene kann somit nur ein gewisser Anteil des aktuellen Erdgasbedarfs mit Biomethan substituiert werden. Für eine flächendeckende Anwendung stehen die dafür erforderlichen Rohstoffe aus Energiepflanzen derzeit nicht zur Verfügung.

Eine weitere Möglichkeit für einen CO₂-neutralen Betrieb des BHKWs bietet der Einsatz von grünem Wasserstoff. Die Herstellung und der Transport von grünem Wasserstoff ist heute bereits möglich. Jedoch ist die nationale Strategie zum Aufbau einer funktionierenden Wasserstoffwirtschaft (Erzeugung, Transport und Verbrauch) aktuell erst am Anfang. Momentan wird grüner Wasserstoff nur in Pilotprojekten in Deutschland erzeugt und meist lokal vor Ort verbraucht. Die Voraussetzung zur Herstellung von grünem Wasserstoff ist ein starker Ausbau der Erneuerbaren Energien (Windenergie- und Photovoltaikanlagen) in Deutschland.

Des Weiteren ist die Nutzung von grünem Wasserstoff in der Wärmeversorgung von Gebäuden (Temperaturniveau < 90°C) umstritten. Aus energetischer Sicht kann der Gebäudesektor mittels Wärmepumpen weitaus effizienter versorgt werden, da hier Strom direkt genutzt werden kann und keine Umwandlungsverluste auftreten. Zusätzlich ist die Notwendigkeit von grünem Wasserstoff in anderen Bereichen (bspw. Hochtemperaturprozesse in der Industrie) höher priorisiert. Somit ist heute sowie in naher Zukunft die CO₂-neutrale Versorgung des Quartiers mit grünem Wasserstoff kritisch zu sehen.

Insgesamt ist die Verfügbarkeit der Energieträger Biomethan und grünem Wasserstoff limitiert.

⁷ Festlegung der Volllaststunden auf 3500 ab 2025, <https://www.bkww.de/auslegung-kwk/>

2.2.4 Speicherung der im Quartier gewonnenen Energie über elektrische Speicher

Zur Erhöhung des Eigenverbrauchs an im Quartier gewandelter Energie wird ein variabler Batteriespeicher im Modell simuliert und analysiert. Für das Wirtschaftlichkeitsmodell beträgt die Kapazität 1000 kWh und die Leistung von 1000 kW. Für die Simulation des Batteriespeichers wird eine Nettokapazität von 90% der Bruttokapazität sowie Lade- und Entladeverluste von jeweils 5% angenommen. Die Auslegung der Kapazität basiert auf den Volllastzyklen und der Wirtschaftlichkeit des Systems.

2.3 Rechtliche Rahmenbedingungen verschiedener Technologien

Für die Auswahl passender Technologien ist im Einzelfall mitentscheidend, ob die rechtlichen anlagenbezogenen Rahmenbedingungen für die Errichtung und den Betrieb der Energieanlagen eingehalten werden können. Daher werden diese im Folgenden dargestellt.

2.3.1 Rechtliche Rahmenbedingungen der Errichtung eines BHKWs

Die rechtlichen Rahmenbedingungen sind für den Betreiber eines BHKWs allein wegen der verschiedenen Möglichkeiten der technischen Ausgestaltung vielfältig. Demgemäß können im Rahmen dieser Studie lediglich generelle und überblickhafte Ausführungen dazu erfolgen. Für detaillierte Ausführungen ist die Kenntnis der Parameter des gewählten BHKW zwingende Voraussetzung.

Die folgenden adressierten Rechtsgebiete sind keinesfalls vollständig oder abschließend. Der Überblick dient als Unterstützung, welche Überlegungen beim Betrieb eines BHKWs angestellt werden sollten.

Genehmigungspflicht

Nach Art. 55 Abs. 1 BayBO ist grundsätzlich jede Errichtung, Änderung und Nutzungsänderung von Anlagen genehmigungspflichtig, soweit Art. 56 – 58 BayBO, Art. 72 und Art. 73 BayBO nichts anderes bestimmen. Art. 57 Abs. 1 Nr. 3 c) BayBO definiert das BHKW als verfahrensfreie Anlage. Das bedeutet, dass die Errichtung eines BHKWs in Bayern genehmigungsfrei ist. Die Verfahrensfreiheit gilt jedoch nur für das BHKW

selbst.⁸ Sie erstreckt sich nicht weiter auf die Gebäudehülle, in dem das BHKW untergebracht ist. Darüber hinaus muss das Vorhaben grundsätzlich genehmigungsfähig sein, daher muss es natürlich trotz der Verfahrensfreiheit mit den öffentlich-rechtlichen Vorschriften vereinbar sein. Da im Modell-Quartier ein BHKW in einem bereits bestehenden Gebäude eingebaut werden soll, sind die bauplanungsrechtlichen Vorschriften zunächst irrelevant und nur das Bauordnungsrecht und die sonstigen Vorschriften sind näher zu betrachten.

Bauordnungsrecht, BayFeuVO, KÜO

Nach dem Bauordnungsrecht sind bauliche Anlagen so zu errichten, dass von ihnen weder eine Gefahr für die öffentliche Sicherheit und Ordnung ausgeht, noch eine solche für Leib und Leben besteht. Relevant werden würden daher u.a. Themen rund um Brandschutz und Beschaffenheit der Bauprodukte. Nach Art. 10 S. 1 BayBO muss jede Anlage im Ganzen, in ihren einzelnen Teilen und für sich allein standsicher sein. Die baulichen Anlagen sind ferner nach Art. 11 BayBO so anzuordnen, zu errichten, zu ändern und instand zu halten, dass durch Wasser, Feuchtigkeit, pflanzliche und tierische Schädlinge, sowie andere chemische, physikalische oder biologische Einflüsse, Gefahren oder unzumutbare Belästigungen nicht entstehen. Brandschutzrechtlich sind die Anlagen gemäß Art. 12 BayBO so anzuordnen, zu errichten, zu ändern und instand zu halten, dass der Entstehung eines Brandes vorgebeugt wird, aber auch bei einem Brand die Möglichkeit geschaffen wird, Löscharbeiten durchzuführen und Mensch und Tier zu retten. Geräusche sind gemäß Art. 13 Abs. 2 BayBO so zu dämmen, dass unzumutbare Belästigungen nicht entstehen. Daneben sind aber auch nach Art. 13 Abs. 3 BayBO Erschütterungen oder Schwingungen so einzudämmen, dass eine Gefahr oder unzumutbare Belästigung nicht entstehen. Zudem dürfen für ein BHKW nur zulässige Bauprodukte nach Art. 16 BayBO verwendet werden.⁹ Für die Aufstellung gelten die Anforderungen in Art. 40 Abs. 5 BayBO i.V.m. Art. 40 Abs. 1 bis 3 BayBO an die Betriebs- und Brandsicherheit. BHKWs dürfen gemäß Art. 78 Abs. 3 BayBO erst dann in Betrieb genommen werden, wenn der Bezirksschornsteinfeger die Tauglichkeit und sichere Benutzbarkeit der Leitungen zur Abführung von Verbrennungsgasen bescheinigt hat.

Art. 81a Abs. 1 S. 1 BayBO ermächtigt das Staatsministerium für Wohnen, Bau und Verkehr die allgemeinen Anforderungen an Anlagen zu konkretisieren. Daher ist neben der BayBO und den dazugehörigen Verordnungen auch die Bayerische Technische

⁸ Weinmann, Gerhart, 4. Blockheizkraftwerke (Abs. 1 Nr. 3 lit. c), in: BeckOK Bauordnungsrecht Bayern, Spannowsky/Manssen, 21. Edition, Stand 01.02.2022, Art. 57 BayBO, Rn. 82.

⁹ Zum Ganzen: Maier, Christoph/Seifert, Christine, BHKW-Praxiskommentar, München, Stand: 27.08.2018, 16. Öffentliches Baurecht.

Baubestimmung zu berücksichtigen, die im Ministerialblatt BayMBI bekannt gegeben wird,¹⁰ und die u.a. auf die BayFeuVO¹¹ verweist.

BHKWs werden vom Anwendungsbereich der BayFeuVO gemäß § 1 S. 1 erfasst, wenn sie der Beheizung von Räumen oder der Warmwasserversorgung dienen oder Gas-Haushalts-Kochgeräte sind. Es gelten dann gemäß § 10 Abs. 1 Nr. 2 BayFeuVO, der § 3 Abs. 1 bis Abs. 6, sowie der § 4 Abs. 1 bis Abs. 7 entsprechend. In § 3 BayFeuVO sind Anforderungen an die Verbrennungsluftversorgung von Feuerstätten, differenziert nach der Nennleistung der Anlage, in § 4 BayFeuVO sind Anforderungen an die Aufstellung von Feuerstätten und Gasleitungsanlagen dargestellt. Gemäß § 10 Abs. 2 Nr. 5 BayFeuVO dürfen BHKWs mit mehr als 35 kW Nennleistung in Gebäuden aufgestellt werden, wenn sie die Anforderungen nach § 5 BayFeuVO erfüllen. Die Verbrennungsgase von BHKWs in Gebäuden sind durch eigene, dichte Leitungen über Dach abzuleiten, vgl. § 10 Abs. 3 S. 1 BayFeuVO. Die Einleitung der Verbrennungsgase von BHKWs in Abgasanlagen für Feuerstätten ist zulässig, wenn die einwandfreie Abführung der Verbrennungsgase nachgewiesen ist, vgl. § 10 Abs. 4 S. 1 BayFeuVO.

BHKWs sind kehr- und überprüfungspflichtige Anlagen gemäß § 1 Abs. 2 i.V.m. § 1 Abs. 1 KÜO (Kehr- und Überprüfungsordnung), sodass die Verordnung auf sie anzuwenden ist. § 1 Abs. 2 KÜO bestimmt den Kohlenmonoxidanteil eines BHKWs im Rahmen der Abgaswegüberprüfung auf nicht mehr als 1000 ppm. Die Anlage 1 der KÜO legt außerdem fest, in welchen Abständen im Kalenderjahr gekehrt werden muss. So stehen für BHKWs nach Nr. 1. 4. Anlage 1 KÜO im Jahr zwei Kehrungen an.

Immissionsschutzrechtliche Regelungen

Unabhängig von der bauordnungsrechtlichen Verfahrensfreiheit kann eine immissionsschutzrechtliche Genehmigungspflicht vorliegen, wenn die Errichtung und der Betrieb von Anlagen im besonderen Maß schädliche Umwelteinwirkungen hervorrufen können, vgl. § 4 Abs. 1 S. 1 BImSchG. Welche Anlagen immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig sind, ergibt sich abschließend in der 4. BImSchV, v.a. aus deren Anlage 1. Die Genehmigungspflichtigkeit ist abhängig von den Einsatzstoffen, der zum Einsatz kommenden Technik und der Feuerungswärmeleistung des BHKW, sodass sich exakte Ausführungen zur Genehmigungspflicht nur machen lassen, wenn diese Parameter genau bekannt sind. Soll als Einsatzstoff Biogas oder Biomethangas und als eingesetzte Technik ein Verbrennungsmotor oder eine Gasturbine gewählt werden, so ist bei einer Feuerungswärmeleistung von unter 1 MW von einer Genehmigungsfreiheit auszugehen, wie sich aus Nr. 1.2.2.2 der Anlage 1 zur

¹⁰ Bay. Staatsministerium für Wohnen, Bauen und Verkehr, Technische und Sonstige Bestimmungen im Bauordnungsrecht, <https://www.stmb.bayern.de/buw/baurechtundtechnik/bauordnungsrecht/technischebestimmungen/index.php> (abgerufen am 30.09.2022).

¹¹ Bayerische Technische Baubestimmungen Ausgabe Juni 2022, Anhang 14 zu Lfd. Nr. A 2.2.1.16, Ziff. 1.3.

4. BImSchV ergibt. Wird die Leistungsgrenze von 1 MW überschritten, muss ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren durchgeführt werden.

In Bayern sind in der Regel die Kreisverwaltungsbehörden, daher die Landratsämter und kreisfreien Städte für die immissionsschutzrechtliche Genehmigung zuständig.¹² Eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung nach § 13 BImSchG entfaltet **Konzentrationswirkung**. Das bedeutet, dass eine solche Genehmigung andere behördliche Entscheidungen mit einschließt und in dem Genehmigungsverfahren die Einhaltung sämtlicher öffentlich-rechtlicher Vorschriften, wie z.B. des Bauordnungsrechts, mit geprüft werden.

Die materiell-rechtlichen Pflichten für genehmigungsbedürftige Anlage finden sich in § 6 BImSchG, der zentral auf § 5 BImSchG verweist, wonach, vereinfacht gesprochen, v.a. schädliche Umwelteinwirkungen (usw., siehe dort) nicht hervorgerufen werden dürfen, indem die Immissionen in der Umgebung entsprechend unter kritischen Grenzwerten gehalten werden müssen; zudem muss Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen getroffen werden, insbesondere durch die dem Stand der Technik entsprechenden Maßnahmen, indem die Emissionen am Entstehungsort auf ein möglichst geringes Maß reduziert werden.

Untergesetzliche Regelungen und Konkretisierungen zum BImSchG sind die Durchführungsverordnungen und die Verwaltungsvorschriften wie TA Lärm und Luft.

Besondere Relevanz entfaltet im Hinblick auf Luftschadstoffe die neue 44. BImSchV, die verschärfte Emissionsgrenzwerte enthält.

Ziel dieser Verordnung ist es, Emissionen **bestimmter** Schadstoffe wie Schwefeldioxid und Stickstoffoxide aus sog. mittelgroßen Feuerungsanlagen in die Luft zu begrenzen.¹³

Nach § 1 Abs. 1 Ziff. 2 der 44. BImSchV ist sie anzuwenden auf alle genehmigungsbedürftigen BHKWs, unabhängig von den eingesetzten Brennstoffen, und nach § 1 Abs. 1 Ziff. 1 auch auf alle nicht genehmigungspflichtigen BHKWs mit einer Feuerungswärmeleistung von 1 bis 50 Megawatt. Neben verschärften Grenzwerten sieht die 44. BImSchV Registrierungs- und Nachweispflichten vor. Insbesondere für nicht genehmigungsbedürftige Anlagen, für die bisher (nur) die Vorschriften der 1. BImSchV und der TA Luft galten, ergeben sich hieraus zahlreiche Neuerungen.¹⁴

¹² Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz, BayernPortal, <https://www.freistaat.bayern/dokumente/leistung/73998082413> (abgerufen am 16.05.2022).

¹³ Vgl. die Übersicht bei Energas, 44. BImSchV – die bevorstehenden Regelungen für Biogas ab 2023, 27. Juli 2022, <https://www.energas-gmbh.de/44-bimschv/> (abgerufen am 30.09.2022).

¹⁴ Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz, ein Arbeitsgremium der Umweltministerkonferenz der Bundesrepublik Deutschland, Auslegungsfragen zur 44. BImSchV, 2021/2022, S. 30., https://www.lai-immissionsschutz.de/documents/lai-auslegungsfragenkatalog-44-bimschv-mit-schaubild_1643987733.pdf, (abgerufen am 22.05.2022).

Neben den mittelgroßen Feuerungsanlagen kennt das Immissionsschutzrecht die Großfeuerungsanlagen, für die die 13. BImSchV gilt, die jedoch im Rahmen dieser Studie keine Rolle spielen. Außerdem kennt das System die kleinen Feuerungsanlagen, die unterhalb der Grenze der 44. BImSchV liegen. Auf diese ist die 1. BImSchV anzuwenden. D.h. wird im Modellquartier ein BHKW mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger als 1 MW installiert, das nicht immissionsschutzrechtlich genehmigungspflichtig ist, und Biogas, Biomethan oder Wasserstoff nutzt, sind die Grenzwerte, Prüfpflichten usw. nach der 1. BImSchV zu beachten.

Es gelten dann die Höchstgrenzwerte für Gasfeuerungsanlagen, § 9 Abs. 1 und § 10 Abs. 1 1. BImSchV. Eine Abnahme vor Inbetriebnahme des BHKW muss durch den Schornsteinfeger nach § 14 Abs. 1 1. BImSchV erfolgen. Auch muss wiederkehrend eine Überprüfung der Anlage gemäß § 15 1. BImSchV stattfinden. Eine wichtige Pflicht für den Betreiber einer Feuerungsanlage besteht darin, dass er gemäß § 20 1. BImSchV Sorge zu tragen hat, dass die Nachweise über die Durchführung aller Tätigkeiten des Schornsteinfegers weiter an den Bezirksschornsteinfeger zu melden sind.

Zusätzlich zu den vorgenannten Rechtsverordnungen ist die TA Luft zu beachten, die, diesen nachgeordnet, gem. § 48 BImSchG i.V.m. Nr. 1 (Anwendungsbereich) der TA Luft Immissions- und Emissionsgrenzwerte festlegt, deren Einhaltung im Genehmigungsverfahren zu prüfen ist.

Hervorzuheben ist, dass nach § 22 BImSchG die Betreiber von nicht genehmigungspflichtigen Anlagen selbst die Verantwortung dafür haben, dass die Anlagen keine nach dem Stand der Technik vermeidbaren Umwelteinwirkungen hervorrufen und unvermeidbare schädliche Umwelteinwirkungen auf ein Mindestmaß beschränkt werden. Bei der Beurteilung, ob im Einzelfall solche schädlichen Umwelteinwirkungen vorliegen, sind ebenfalls die in der TA Luft in Nr. 4 festgelegten Grundsätze heranzuziehen.

Gleiches gilt für die TA Lärm, die ebenfalls auf § 48 BImSchG beruht; sie dient dem Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Geräusche und gilt sowohl für immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftige als auch für nicht genehmigungsbedürftige Anlagen. Geräuschemissionen werden größtenteils durch den Verbrennungsmotor eines BHKW verursacht. Diese dürfen folgende Werte nicht überschreiten:

Gemäß Nr. 6.2. beträgt der zulässige Immissionswert für Immissionsorte innerhalb von Gebäuden tagsüber 35 dB, nachts 25dB. Außerhalb von Gebäuden richtet sich der zulässige Wert nach dem jeweiligen Gebietscharakter, der in Abhängigkeit von den im Quartier befindlichen Nutzungsarten zu bestimmen ist. Handelt es sich um ein reines Wohngebiet, in dem sich also durchgängig nur Wohnungen befinden, so beträgt der Wert Nr. 6.1 35 dB(A) nachts und 50 dB(A) tags, in sog. urbanen Gebieten (Wohnungen im städtischen Ballungsraum mit Infrastruktur vor Ort, also mindestens einer Gewerbeinheit im EG der Wohnhäuser) liegt er bei 45 dB nachts und 63 dB tags.

Tagzeit ist der Rahmen zwischen 06-22 Uhr, Nachtzeit zwischen 22-06 Uhr gemäß § 6.4. TA Lärm.

Zu Ausnahmen und Detailvorschriften über die Messung wird auf die TA verwiesen.

Abfallrecht

Abfälle im Sinne des Kreislaufwirtschaftsgesetzes sind alle Stoffe oder Gegenstände, derer sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss, § 3 Abs. 1 S. 1 KrWG. Neben dem Kreislaufwirtschaftsgesetz selbst sind die Nebengesetze und -Verordnungen zu berücksichtigen. Beim Betrieb von BHKWs können sowohl gefährliche, als auch ungefährliche Abfälle anfallen. Nach § 50 KrWG i.V. § 2 Abs. 1 NachwV muss der zuständigen Behörde die ordnungsgemäße Entsorgung gefährlicher Abfälle nachgewiesen werden.

Regelmäßig fallen folgende Abfälle beim Betrieb eines BHKWs an:¹⁵

- Maschinen-, Getriebe- und Schmieröle auf Mineralölbasis (Abfallschlüsselnummer (ASN) 13 02 05) – gefährlich im Sinne der AVV (Abfallverzeichnis-Verordnung)
- Aufsaug- und Filtermaterialien (einschließlich Ölfiler), Wischtücher und Schutzbekleidung, die durch gefährliche Stoffe verunreinigt sind (ASN 15 02 02) – gefährlich im Sinne der AVV
- gebrauchte Katalysatoren, die gefährliche Übergangsmetalle oder deren Verbindungen enthalten (ASN 16 08 03) – nicht gefährlich im Sinne der AVV
- gebrauchte Katalysatoren, die Gold, Silber, Rhenium, Rhodium, Palladium, Iridium oder Platin enthalten (ASN 16 08 01) – nicht gefährlich im Sinne der AVV
- wässrige Waschflüssigkeiten und Mutterlaugen (ASN 07 06 01) – gefährlich im Sinne der AVV
- Schlämme aus Öl-/ Wasserabscheidern (ASN 13 05 02) – gefährlich im Sinne der AVV
- Altöl (ASN 13 02 05) – gefährlich im Sinne der AVV
- feste fett- und överschmutzte Betriebsmittel (ASN 15 02 02) – gefährlich im Sinne der AVV

¹⁵ Siehe Abschlussbericht zum Vorhaben WastERGY Bioabfallvergärung, Anlage 6, Ziff. 3.4.1, https://www.umweltinnovationsprogramm.de/sites/default/files/2019-09/rsb_abschlussbericht_gesamt_rsb_gmbh.pdf (abgerufen am 30.09.2022) sowie Genehmigungsbeseid 05/14 des Thüringer Landesverwaltungsamts, s. 35, https://tlubn.thueringen.de/fileadmin/000_TLUBN/Umweltschutz/Immissionsschutz/IED_Genehmigungen/2015/2014-005_Agrar_GmbH_Am_Duen_Ruedigershagen.pdf (abgerufen am 30.09.2022).

Bodenschutzgesetz

Die Eigentümer des Gebäudes, in dem ein BHKW betrieben wird, haben zudem das Bundesbodenschutzgesetz und die Bundesbodenverordnung zu beachten. Denn jeden Grundstückseigentümer trifft die Pflicht, Vorsorge gegen das Entstehen schädlicher Bodenveränderungen zu treffen. Das bedeutet im Einzelnen, dass unter Umständen die Fläche unter dem BHKW nachzuversiegeln ist, so dass keine schädlichen Stoffe austreten und in den Boden gelangen können; jedermann hat sich so zu verhalten, dass schädliche Bodenveränderungen nicht hervorgerufen werden, § 4 Abs. 1 BBodSchG.

Das Bayerische Bodenschutzgesetz ist das Ausführungsgesetz zum Bundesbodenschutzgesetz. Hierin sind die Mitteilungspflichten über schädliche Veränderungen des Bodens zu finden, sowie die Zuständigkeiten in Bayern. Darüber hinaus regelt die BayBodSchVwV die Zusammenarbeit der Bayerischen Behörden.¹⁶

2.3.2 Rechtliche Rahmenbedingungen der Errichtung von Wärmepumpen

Baurechtlich ist die Wärmepumpe gemäß Art. 57 Abs. 1 S. 1 Nr. 2b BayBO verfahrensfrei,¹⁷ sodass hierzu **keine baurechtliche Genehmigung** eingeholt werden muss.

Darüber hinaus muss das Vorhaben genehmigungsfähig sein, daher muss es trotz der bauordnungsrechtlichen Verfahrensfreiheit **mit den öffentlich-rechtlichen Vorschriften vereinbar** sein.

Außer Betracht gelassen werden im Folgenden etwaige bauplanungsrechtliche Vorschriften, die jedoch in der Praxis je nach Baugebietstypus und ggf. vorhandenem Bebauungsplan relevant werden können.

Je nachdem welche Energiequelle für die Wärmepumpe im Quartier eingesetzt wird, ergeben sich aus unterschiedlichen Fachgesetzen Anforderungen an Errichtung und Betrieb.

Bauordnungsrecht, insbesondere Abstandsflächenrecht

Vor der Errichtung einer Luftwärmepumpe drängt sich die Frage auf, ob Vorgaben zu Abstandsflächen relevant werden. Insbesondere stellt sich die Frage, ob der Wärmepumpe rechtlich zumindest eine gebäudeähnliche Wirkung zukommt, sodass sie infolgedessen eigene Abstandsflächen gegenüber Grundstücksgrenzen und Gebäuden

¹⁶ Bayerisches Landesamt für Umwelt, Gesetze zum Bodenschutz, https://www.lfu.bayern.de/boden/gesetze_bodenschutz/index.htm (abgerufen am 16.05.2022).

¹⁷ Uschkerit, Tim, Zulässigkeit von Wärmepumpen auf Wohngrundstücken, in: NJW-Spezial 2015, 172 – 173, 172.

einhalten muss. In der **verwaltungsgerichtlichen Rechtsprechung** ist dies nicht einheitlich beurteilt.¹⁸

Beispielhaft ist hier die Entscheidung des VG München vom 06.12.2016. Es führte aus, dass aus Art. 6 Abs. 9 S. 1 Nr. 1 BayBO sich eindeutig ergebe, dass die Anlage ohne eigene Abstandsfläche zulässig sei und sogar an die Grundstücksgrenze gebaut werden dürfe.¹⁹ Ähnlich entschied auch das VG Mainz in einem neueren Urteil vom 30.09.2020. Die Luftwärmepumpe sei aufgrund ihrer geringen Größe kein Gebäude oder bauliche Anlage mit ähnlicher Wirkung wie Gebäude, sodass sie keinen Abstand zur Grundstücksgrenze einhalten müsse.²⁰

Die Rechtsprechung des Bayerischen Verwaltungsgerichtshofes geht dahin, selbst in Fällen festgestellter Abstandsverstöße erst dann die Pflicht der Behörde zum Einschreiten gemäß Art. 76 Abs. 1 BayBO anzunehmen, wenn weitere Umstände hinzukämen, wie die Beeinträchtigung des Nachbarn von erheblichem Grad, welche in Abwägung mit dem durch bspw. Eine Abrissverfügung entstehenden Schaden für den Bauherren ein deutliches Übergewicht einnehmen müsse.²¹

Ganz anders fällt die **obergerichtliche Rechtsprechung der Zivilgerichte** aus. Sie sieht die gebäudeähnliche Wirkung der Wärmepumpe darin begründet, dass diese ein Potenzial zur Störung des nachbarrechtlichen Wohnfriedens habe. In diesem Zuge würde Abstandsflächenrelevanz begründet und ein zivilrechtlicher Beseitigungsanspruch u.U. bejaht werden können.²²

Beispielhaft ist hier die Entscheidung des OLG Nürnberg. Es entschied, dass ein Nachbar seine Luftwärmepumpe grundsätzlich entfernen müsse, die er in einem Abstand von weniger als drei Metern zum Nachbargrundstück errichtet habe. Die Vorschriften des Bauordnungsrechts entfaltetten ihre Schutzwirkung auch im Nachbarverhältnis und führen zu einem zivilrechtlichen Beseitigungsanspruch. Die Beklagte habe die bauordnungsrechtlich vorgesehene Abstandsfläche, die mindestens 3 Meter betrage, nicht gewahrt. Die Wärmepumpe sei eine andere Anlage im Sinne von Art. 6 Abs. 1 S. 2 der BayBO, da von ihr eine Wirkung wie von einem Gebäude ausgehe. Unabhängig vom Ausmaß der Geräusche, die von der Wärmepumpe ausgingen, seien diese geeignet den Nachbarfrieden zu gefährden. Dieser solle gerade durch die Vorschriften über die Abstandsflächen geschützt werden.²³ Die Vorschriften des Bauordnungsrechts über den Grenzabstand seien als Schutzgesetz zu qualifizieren, welches auch dem Interesse des Nachbarn an ausreichender Belichtung und Belüftung

¹⁸ VG Würzburg, Urteil vom 24.10.2017, Az.: W 4 K 16.474, in: BeckRS 2017, 143808, Rn. 21.

¹⁹ VG München, Urteil vom 6.12.2016, Az.: M 1 K 16.3351, in: openjur 2020, 62721, Rn. 34.

²⁰ VG Mainz, Urteil vom 30.09.2020, Az.: 3 K 750/19.MZ, Rn. 6.

²¹ VG Würzburg, Urteil vom 24.10.2017, Az.: W 4 K 16.474, in: BeckRS 2017, 143808, Rn. 22.

²² VG Würzburg, Urteil vom 24.10.2017, Az.: W 4 K 16.474, in: BeckRS 2017, 143808, Rn. 21.

²³ OLG Nürnberg, Urteil vom 30.01.2017 – 14 U 2612/15, in: BeckRS 2017, 105542.

seines Grundstückes, an einem freien Ausblick und an der Vermeidung von Lärmimmissionen diene.²⁴

Die teilweise unterschiedlichen Auffassungen der Gerichtsbarkeiten zum Thema Abstandsflächen führen zu Rechtsunsicherheiten in der Praxis. Erfüllt eine Wärmepumpe die erforderlichen Voraussetzungen nach öffentlichem Recht, bedeutet das nicht den Ausschluss zivilrechtlicher Ansprüche.

Den Betreibern solcher Anlagen wird aus diesem Grund nahegelegt, bei der Errichtung von Luftwärmepumpen den Abstand, wie sie in der BayBO vorgegeben sind, **unabhängig** vom Anwendungsbereich des Art. 6 BayBO, in jedem Fall umzusetzen und dementsprechend vorausschauend zu agieren. So können nicht nur Konflikte mit Nachbarn vermieden werden, sondern durch das eigene Steuern eine gewisse Rechtssicherheit geschaffen werden. **Die Einhaltung der Abstandsgrenzen gemäß Art. 6 BayBO kann daher nur zu empfehlen sein.**

Immissionsschutzrecht

Im Kontext mit Luftwärmepumpen wird besonders das Thema Lärm bedeutend. Werden Wärmepumpen eingesetzt, die zum Heizen Wärme aus der Umgebungsluft nutzen, können Geräusche entstehen, die eine gewisse Störwirkung entfalten können. Besonders in dicht besiedelten Gebieten entstehen schnell nachbarschaftliche Spannungen, sodass das Immissionsschutzrecht relevant wird. Zwar sind Luftwärmepumpen wegen ihrer Art und Größe i.d.R. nicht immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig, die **Betreiberpflichten gemäß § 22 Abs. 1 S. 1 BimSchG sind jedoch einzuhalten**. Luftwärmepumpen sind so einzurichten, dass schädliche Umwelteinwirkungen, wie eben Lärm oder Geräusche, verhindert werden, wenn sie nach dem Stand der Technik vermeidbar sind, vgl. § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 BimSchG. Darüber hinaus müssen Vorkehrungen dahingehend getroffen werden, Auswirkungen auf ein Mindestmaß zu beschränken, vgl. § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 BimSchG. Das bedeutet eben auch die **TA Lärm zu beachten** und darauf zu achten, dass die Grenzwerte nicht überschritten werden. Auf die Ausführungen zum Immissionsschutzrecht bei BHKW wird verwiesen. **Zur Beurteilung der Lärmemissionen sollte ein Sachverständiger hinzugezogen werden**, der nicht nur die Emission werten kann, sondern auch Berechnungen unter Hinzuziehen anderer Lärmquellen anstellen kann.²⁵ Bei der Aufstellung des Gerätes ist Umsicht geboten. In jedem Fall sollte die Luftwärmepumpe nicht in der Nähe von Schlaf- und Ruhezimmern sowie Kinderzimmern, nicht zwischen zwei reflektierenden Flächen und besser innerhalb eines Gebäudes als außerhalb aufgestellt werden. Sofern technisch sinnvoll und machbar, können

²⁴ Wie vor, Rn. 18.

²⁵ Umweltamt Nürnberg, Merkblatt zum Lärmschutz bei Luftwärmepumpen, Stand: 23.09.2021, S. 2, https://www.nuernberg.de/imperia/md/umweltamt/dokumente/laerm/merkblatt_luftwaermepumpen.pdf (abgerufen am 30.09.2022).

Lärminderungsvorkehrungen in Form von Einhausungen getroffen werden. Das Bayerische Landesamt für Umwelt hat hierzu einen dezidierten Leitfaden herausgegeben,²⁶ ebenso die Bund/Länderarbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz,²⁷ an denen sich orientiert werden kann.

Wasserrecht

Generell können Wärmepumpen auch mit Grundwasser betrieben werden. Es kann technisch sowohl die Möglichkeit umgesetzt werden, Wärme aus dem Grundwasser zu entnehmen, um diese mittels Wärmepumpe für den Wohnraum nutzbar zu machen, als auch umgekehrt im Sommer die Wärme an das Grundwasser abzugeben, um den Wohnraum zu kühlen. Beide Varianten führen unweigerlich dazu, dass sich die Temperatur des Grundwassers verändert, und aus diesem Grund auch die physikalische Eigenschaft des Wassers.²⁸ Zu befürchten ist infolgedessen eine Beeinträchtigung der Selbstreinigungskraft des Grundwassers, sodass eine Maßnahme gemäß § 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG vorliegt, die geeignet ist, dauernd oder in einem nicht nur unerheblichen Ausmaß nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen. Bevor eine Wärmepumpe mit Grundwasserbezug eingesetzt wird, bedarf es daher vorher einer **Erlaubnis (oder Bewilligung)** gemäß § 9 Abs. 2 Nr. 2 WHG i.V.m. § 8 Abs. 1 WHG. Angesichts der sich verschärfenden Zielkonflikte innerhalb der Gewässerbewirtschaftung könnte es insbesondere in größeren Ballungsräumen schwierig werden, die erforderliche Erlaubnis zum Betrieb von Wärmepumpen zu erhalten. Dies insbesondere, weil die Erteilung einer solchen im pflichtgemäßen Ermessen der Behörde steht, es also keinen Anspruch auf die Erteilung gibt, und auch künftige Entwicklungen in die Ermessensentscheidung der Behörde mit einbezogen werden könnten.

Bergrecht

Muss für den Einsatz der Wärmepumpe tiefgebohrt werden, so wird das Bergrecht, das die Erschließung von Rohstoffen in Deutschland regelt, neben dem Wasserrecht einschlägig sein.

Werden vom Betreiber Erdsonden eingesetzt, bedarf es i.d.R. aufgrund des Erdaufschlusses gemäß § 49 Abs. 1 S. 1 WHG i.V.m. § 30 BayWG einer

²⁶ Bayerisches Landesamt für Umweltschutz, Tieffrequente Geräusche bei Biogasanlagen und Luftwärmepumpen, Ein Leitfaden (Auszug Teil III) Stand 2011, https://www.lfu.bayern.de/laerm/gewerbe_anlagen/luftwaermepumpen/doc/tieffrequente_geraeusche_teil_13_luftwaermepumpen.pdf (abgerufen am 30.09.2022).

²⁷ Bund/Länderarbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz, Leitfaden für die Verbesserung des Schutzes gegen Lärm bei stationären Geräten, vom 28.08.2013, aktualisiert mit Beschluss vom 24.03.2020, https://www.lai-immissionsschutz.de/documents/leitfaden_verbesserung_schutz_gegen_laerm_bei_stat_geraete_15885_94414.pdf (abgerufen am 30.09.2022).

²⁸ Knopp, Günther-Michael/Müller, Judith, in: Sieder/Zeitler/Dahme/Knopp WHG AbwAG Kommentar, Band 1, 56. EL Juli 2021, § 9 WHG Rn. 74.

wasserrechtlichen **Anzeige**, darüber hinaus einer wasserrechtlichen Erlaubnis und **ggf. ist ein hydrogeologisches Gutachten anzufertigen**.²⁹

Sonden mit einer Tiefe von mehr als 100 müssen der Bergbehörde gemäß § 127 Abs. 1 BBergG **angezeigt** werden.

2.3.3 Rechtliche Rahmenbedingungen für die Errichtung von PV-Gebäudeanlagen

Baurecht

Im Hinblick auf öffentlich-rechtliche Anforderungen an die Errichtung sind PV-Gebäudeanlagen – sowohl als Aufdach- als auch Fassadenanlagen – am einfachsten zu handhaben.

Wie Wärmepumpen und BHKWs handelt es sich auch bei PV-Modulen um bauliche Anlagen nach Art. 2 Abs. 1 der BayBO, die jedoch grundsätzlich nach Art. 57 Abs. 1 Nr. 3 a) aa) BayBO verfahrensfrei errichtet werden können. D.h. die Errichtung ist ggü. der unteren Bauaufsichtsbehörde nicht einmal anzeigepflichtig.

Wiederum entbindet die Verfahrensfreiheit nicht von der Beachtung und Einhaltung baurechtlicher Bestimmungen. So sind ggf. vorhandene städtebauliche Satzungen und einschlägige Bebauungspläne zu beachten. Dort können sich, insbesondere was Fassadenanlagen betrifft, Vorgaben zur Einhaltung von Abstandsflächen, zur Verwendung bestimmter Bauprodukte sowie zur Fassadengestaltung befinden.

Immissionsschutzrecht

Auch in diesem Kontext gilt ähnliches wie bei den Wärmepumpen. Trotz der nicht bestehenden immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbedürftigkeit sind die **Betreiberpflichten gemäß § 22 Abs. 1 S. 1 BImSchG einzuhalten, wonach** die Module so zu installieren sind, dass schädliche Umwelteinwirkungen, verhindert werden, wenn sie nach dem Stand der Technik vermeidbar sind, vgl. § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 BImSchG. Darüber hinaus müssen Vorkehrungen dahingehend getroffen werden, Auswirkungen auf ein Mindestmaß zu beschränken, vgl. § 22 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 BImSchG. Insbesondere bei Fassadenanlagen, aber ggf. auch bei Aufdächanlagen³⁰, innerhalb eines bebauten Gebietes, muss in Erwägung gezogen werden, ob die örtliche

²⁹ Bundesverband Wärmepumpe e.V. in Zusammenarbeit mit Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, Leitfaden Erdwärmesonden in Bayern, Juni 2012, S. 8, https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/publikationen/pdf/stmug_app000004.pdf (abgerufen am 30.09.2022).

³⁰ Was z.B. der Fall sein könnte aus Sicht von Bewohnern eines benachbarten Hochhauses, die auf die Aufdächanlagen umliegender niedrigerer Gebäude hinunterschauen.

Ausrichtung dergestalt ist, dass schädliche Umwelteinwirkungen in Form von störenden Lichtemissionen auftreten können. Werden die Module nämlich als übermäßige Belästigung für Nachbarn angesehen, wäre im Extremfall die Konsequenz, dass sie zurückgebaut werden müssten.³¹ Es empfiehlt sich daher die Einholung eines Blendgutachtens, das untersucht, ob die Blendwirkung von Solarmodulen für umliegende Wohnbebauungen unzumutbar sind. In kritischen Fällen sollte ein solches Gutachten blendreduzierende Maßnahmen vorschlagen.

Welche Blendwirkung tatsächlich unzumutbar ist, ist aufgrund der bestehenden Regelungslücke im Immissionsschutzrecht mit erheblicher Unsicherheit belegt. Aktuell findet sich die alleinige Bewertungsgrundlage in dem Papier „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI), kurz LAI-Richtlinie, die aber mangels Normcharakter keine Bindungswirkung entfaltet. Auch diese ist zwar in sich lückenhaft, wird aber weithin auch in der Rechtsprechung³² als maßgeblich anerkannt. Hieraus ergibt sich in zeitlicher Hinsicht, dass in der Regel eine erhebliche Belästigung vorliegt, wenn die Blenddauer zulasten von Nachbarn mindestens 30 Minuten pro Tag oder 30 Stunden pro Kalenderjahr beträgt.

Letztendlich ist aber immer eine Gesamtschau des Einzelfalls entscheidend.

2.3.4 Voraussetzung für die Nutzung fremder Gebäude

Eine optimale Nutzung der im Quartier vorhandenen Dachflächen lässt sich durch die Einbeziehung von Flächen erreichen, die in fremdem Eigentum stehen. Einen gesetzlichen Anspruch darauf, die Dachfreiflächen anderer Eigentümer mitzubeneutzen, gibt es zwar natürlich nicht. Im Rahmen der **Vertragsfreiheit** der Parteien kann durch eine individuelle Ausgestaltung eines Vertrages dennoch eine „Fremdbenutzung“ realisiert werden, und dadurch ein Anspruch auf Nutzung eines fremden Daches entstehen.

Sofern das kommunale Wohnbauunternehmen als (PV-) Anlagenbetreiber auch die Freiflächen auf fremden Dächern umliegender Häuser für die Errichtung und den Betrieb einer Photovoltaikanlage nutzen möchte, bietet sich der Abschluss eines **Mietvertrages**

³¹ Vgl. die Übersicht über die aktuelle Rechtsprechung in Haus&Co, OLG Düsseldorf: Blendung durch Solaranlagen muss nicht hingenommen werden, 3. August 2017, <https://www.haus.co/magazin/blendwirkung-photovoltaik/> (abgerufen am 30.09.2022).

³² Folgende Urteile haben sich mit der Thematik beschäftigt: VG Regensburg, Urteil vom 14.05.2019 – RN 6 K17/2047 ; OLG Düsseldorf, Urteil vom 21.07.2017 – 9 U 35/17; OLG Karlsruhe, Urteil vom 13.12.2013 – 9 U 184/11; OLG Stuttgart, Urteil vom 30.04.2013 -3 U 46/13; LG Nürnberg-Fürth, Urteil vom 16.10.2012 - 12 O 3652/12; LG Heidelberg, Urteil vom 15.05.2009 – 3 S 21/08 .

an.³³ Eine rechtssichere Ausgestaltung des Vertrages ist für die reibungslose Abwicklung elementar, da sich Inhalt und Wirkung des Vertrages grundsätzlich nach der **getroffenen Einigung** richten. Zum notwendigen Mindestinhalt eines solchen Mietvertrags gehört:

Die Vertragsparteien und die Mietobjekte müssen korrekt bezeichnet werden. Es ist die Höhe des Mietzinses für die Benutzung der Dachfläche festzulegen und ob eine fixe oder ertragsabhängige Miete geschuldet wird. Die Höhe wird sich nach den Standortbedingungen richten. Empfehlenswert ist die Vereinbarung fester Vertragslaufzeiten. Bestenfalls sollte die Mietdauer mehrere Jahrzehnte betragen, damit sich die Investition amortisiert. Soll eine solche feste Laufzeit vereinbart werden, ist umso mehr darauf zu achten, dass die **Schriftform** gemäß § 550 BGB i.V.m. § 126 BGB eingehalten ist.

Darüber hinaus wird die Haftungsverteilung in den Vertrag aufzunehmen sein:

Regelmäßig wird der Gebäudeeigentümer darauf bestehen, die Pflicht des Anlagenbetreibers im Vertrag festzuhalten, die technischen und baulichen Anlagen unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorschriften und der anerkannten Regeln der Technik zu errichten, zu warten, zu betreiben und zu reparieren.

In praktischer Hinsicht muss dem Anlagenbetreiber oder seinem Beauftragten ein Zugangs- und Nutzungsrecht zum fremden Grundstück gewährt werden, sodass er dieses zur Ausführung von Arbeiten an der Anlage betreten kann. Sinnvoll ist es, eine Abstimmung im Vertrag festzuhalten, der das Betreten nur mit vorheriger und rechtzeitiger Ankündigung und zu einem bestimmten Anlass gestattet.

Es ist insgesamt auf eine **klare Ausgestaltung der Rechtsbeziehungen** zu achten. Einerseits regelt der Vertrag die Rechtsbeziehung zwischen Eigentümer und Anlagenbetreiber. Andererseits muss, wenn der Eigentümer Wohnungen vermietet hat, auch die Rechtsposition der Mieter berücksichtigt werden. Hier darf der Eigentümer der vermieteten Flächen dem Anlagenbetreiber keine Rechte zusprechen, die er nicht gegenüber seinen Mietern durchsetzen kann.

Zur Sicherung des schuldrechtlichen Anspruches ist es empfehlenswert, die **Eintragung einer Dienstbarkeit im Grundbuch** vorzunehmen. Sofern der Eigentümer für den Anlagenbetreiber ein Photovoltaikanlagenbetriebsrecht als beschränkte persönliche Dienstbarkeit gemäß §§ 1090 BGB ff. bestellt, bleibt die Berechtigung zum Betrieb der Anlage und das Nutzungsrecht an dem fremden Grundstück, auch wenn ein Eigentümerwechsel stattfinden sollte, etwa durch einen Hausverkauf.

Ratsam ist es, festzuhalten, inwieweit ein Rückbau der PV-Anlage erfolgen soll oder eine Wiederherstellungspflicht nach Vertragsende besteht. Dies empfiehlt sich v.a. dann, wenn die im Eigentum des kommunalen Wohnbauunternehmens stehenden PV-Anlagen durch ihre Montage wesentlicher Bestandteil des fremden Gebäudes und damit

³³ Vgl. zum Streitstand über die richtige Einordnung: BGH Urteil vom 07.03.2018, Az.: XII ZR 129/16 Rn. 18, in: openJur 2018, 5434, <https://openjur.de/u/2120820.html> (abgerufen am 30.09.2022).

fremden Grundstücks werden. Rechtlich werden Aufdachanlagen in der Regel nur dann nicht als wesentliche Bestandteile angesehen,³⁴ wenn eine auf dem Dach eines Wohngebäudes montierte PV-Anlage nicht zu dessen eigener Stromversorgung beiträgt, und wenn sie ohne unverhältnismäßigen Aufwand und ohne Verursachung von Beschädigungen vom Gebäude getrennt und anderenorts wieder installiert werden können.³⁵ Wenn sie nicht wesentlicher Bestandteil wird, wird sich das Eigentum an dem Grundstück nicht auf sie erstrecken, so dass ein Rückbau der PV-Anlage nach Vertragsende ohne Zweifel möglich und verpflichtend ist.

Andernfalls bzw. **im Zweifelsfall** sollte eine vertragliche Abrede über den Rückbau der Anlage nach Vertragsende getroffen werden, in der klar geregelt ist, dass diese nach Vertragsende nicht dem fremden Grundstücks- und Gebäudeeigentümer zufallen soll.

Ferner wird es im Interesse des Eigentümers sein, einen Versicherungsnachweis vor der Installation der Anlage zu fordern. Dies kann und sollte ebenfalls vertraglich festgehalten werden.

Die Haftung bei Schäden, die durch die Aufdachanlage verursacht werden, richtet sich nach den **allgemeinen Haftungsgrundsätzen**. Je nachdem wie der Sachverhalt sich bei einem Schadensfall darstellt, kommen verschiedene Anspruchsgegner in Betracht wie etwa der Anlagenbetreiber, der Grundstücksbesitzer, der Produkthersteller. Ebenso kann unter Umständen auch eine eigenständige Haftung des Installateurs³⁶ begründet werden.

Mit der Errichtung einer Anlage schafft der Betreiber eine Gefahrenlage.³⁷ Jedem, der eine solche schafft oder unterhält, obliegt die Pflicht, Dritte vor drohendem Schaden zu schützen.³⁸

Insofern hat der PV-Aufdachanlagenbetreiber die Pflicht, die Anlage so auf dem Dach zu montieren, zu warten und zu überwachen, dass die Gefahr herabfallender Module und Anlagenteile nicht besteht. Im Hinblick auf ein vorhersehbares aufkommendes Unwetter kann es beispielsweise für ihn bedeuten, zusätzliche Sicherungsvorkehrungen zu treffen.

Dies gilt natürlich sowohl für PV-Anlagen, die auf einem eigenen Hausdach errichtet werden, als auch für solche, die auf fremden Dächern errichtet werden. In der Regel wird es vom Eigentümer des fremden Daches gewollt sein, dass der Anlagenbetreiber alle im

³⁴ OLG Nürnberg, Urteil vom 10.10.2016, Az. 14 U 1168/15, in: MittBayNot 2017, S. 146 – 150, hier S. 148 Rn. 26, vgl. BGH Entscheidungen vom 22.10.2021 zu Freiflächenanlagen Az. V ZR 225/19, V ZR 8/20, V ZR 44/20, V ZR 69/20.

³⁵ OLG Nürnberg, Urteil vom 10.10.2016, Az. 14 U 1168/15, in: MittBayNot 2017, S. 146 – 150, hier Leitsatz.

³⁶ Vgl. OLG Oldenburg Grundurteil v. 23.9.2019 – 13 U 20/17, in: BeckRS 2019, 58481.

³⁷ Sprau, Hartwig, in: Palandt Kommentar, 79. Aufl., München 2020, § 823 BGB Rn. 46.

³⁸ Staudinger, Ansgar, in: Schulze BGB Kommentar, 11. Aufl., München 2021, § 823 BGB Rn. 60.

Zusammenhang mit der Anlage stehenden Schäden vertraglich übernimmt und somit die alleinige Haftung auf sich nimmt, und es wird sich eine entsprechende Regelung im Mietvertrag finden.

Damit dieser im Schadensfall nicht selbst aufkommen muss, sollte er sich ausreichend versichern. Regelmäßig wird die **Gebäudeversicherung**, die grob gesagt das Haus oder die Wohnung und alles, was damit fest verbunden ist, versichert, nicht ausreichend sein und vor allem wird sie keine Schäden durch PV-Anlagen auf Fremddächern abdecken. Als **essenzielle zusätzliche Versicherungen** werden daher eine Elementarversicherung, eine Betreiberhaftpflichtversicherung, und eine Versicherung, die ggf. bei Ausfall der Anlage einspringt, erachtet.

2.4 Szenariendefinition

Die langfristigen Entwicklungsmöglichkeiten im Quartier werden nachfolgend in Form von Szenarien abgebildet, die die zuvor geschilderten Annahmen zur zukünftigen Entwicklung von Energienachfrage und Energieangebot kombinieren. Zwar leiten sich die Annahmen aus der spezifischen Ausgangslage des Quartiers Alfons-Bayerer-Straße und den dort bestehenden Gegebenheiten ab. Dennoch stellen sie grundsätzliche Schritte in der Transformation zu einem klimaneutralen Gebäudebestand dar, die sich prinzipiell auch auf Quartiere mit ähnlicher baulicher Struktur und Dichte übertragen lassen.

2.4.1 Szenarien als Grundlage für die Entwicklung der Emissionen im Quartier

Die Benennung der Szenarien erfolgt nach der für die Wärmeerzeugung gewählten Technologie. Um eine möglichst große Anzahl ähnlicher Quartiere mit der Modellierung aufzugreifen, wurden in den Szenarien auch Varianten mit Technologien berücksichtigt, die innerhalb des Modellquartiers selbst nicht eingesetzt werden können.

Szenario 1: Einsatz von **Wärmepumpen** mit Sektorkopplung durch Elektrifizierung des Wärmebedarfs.

Szenario 2: Einsatz von **BHKWs** in Kombination mit Biogas oder grünem Wasserstoff. In beiden Szenarien werden je drei **Unter-Szenarien** untersucht, deren Grundlagen im Abschnitt 2.2 erläutert wurden.

Unter-Szenario 1:

- Photovoltaik in Ausbaustufe 1
- Gebäudesanierung/Vorlauftemperaturen: aktueller Gebäudebestand (HWB ca. 50 kWh/(m²a)), hohe Vorlauftemperaturen von 65 °C (für Szenario WP relevant)
- Elektromobilität: Ausbaustufe 1

Unter-Szenario 2:

- Photovoltaik in Ausbaustufe 2
- Gebäudesanierung/Vorlauftemperaturen: Gebäudesanierung (HWB ca. 30 kWh/(m²a)), Absenkung der Vorlauftemperaturen auf 55 °C,
- Elektromobilität: Ausbaustufe 2

Unter-Szenario 3 (nur für Wärmepumpenszenario 1):

- Photovoltaik: Ausbaustufe 3
- Gebäudesanierung/Vorlauftemperaturen: umfangreiche Gebäudesanierung (HWB ca. 20 kWh/(m²a)), Absenkung der Vorlauftemperaturen auf 45 °C,
- Elektromobilität: Ausbaustufe 2

2.4.2 Kombination der Szenarien mit aktuell rechtlich und regulatorisch möglichen Vermarktungsmodellen als Grundlage für die Wirtschaftsbetrachtung

Um die in den beiden Szenarien entstehenden Kosten gegenüberstellen zu können, wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt. Aufgrund der bestehenden regulatorischen Randbedingungen müssen hierfür die aktuell möglichen spezifischen Vermarktungsmodelle für PV-Strom berücksichtigt werden. Neben der Eigennutzung bzw. Einspeisung der im Quartier erzeugten Energie sind dies die Vermarktungsmodelle „regionale Direktvermarktung“ und „Mieterstrom“.

In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die Einnahmen und Ausgaben für verschiedene Technologievarianten über einen Zeitraum von 20 Jahren analysiert und bewertet. Der 20-Jahreszeitraum wird in zwei Varianten untersucht, die zum einen den heutigen und zum anderen den zukünftigen sanierten Gebäudebestand betrachten, nämlich die Zeiträume 2023-2043 und 2030-2050. Das Referenzsystem bildet der derzeit bestehende Gas-Brennwertkessel. Es ergeben sich die in Abb. 21 dargestellten Technologie-Vermarktungs-Kombinationen.

Für die beiden Zeiträume werden folgende Entwicklungen angesetzt:

- 2023-2043: In diesem Zeitraum werden alle sofort umsetzbaren Möglichkeiten in Betracht gezogen und analysiert. Das bedeutet, technisch können zwar alle Varianten eingesetzt werden, jedoch im unsanierten (heutigen) Gebäudebestand (2.082 MWh/a incl. Leitungsverluste). Die Auslegung der PV-Anlage wird hierbei auf 449 kWp festgelegt.
- 2030-2050: In diesem Zeitraum werden alle umsetzbaren Möglichkeiten in Betracht gezogen. Hierbei ist die Gebäudesanierung eingeschlossen und der Energiebedarf unterscheidet sich im Wesentlichen vom vorherigen Zeitraum (1.386 MWh/a incl. Leitungsverluste). Die Auslegung der PV-Anlage wird hierbei auf 605 kWp festgelegt.

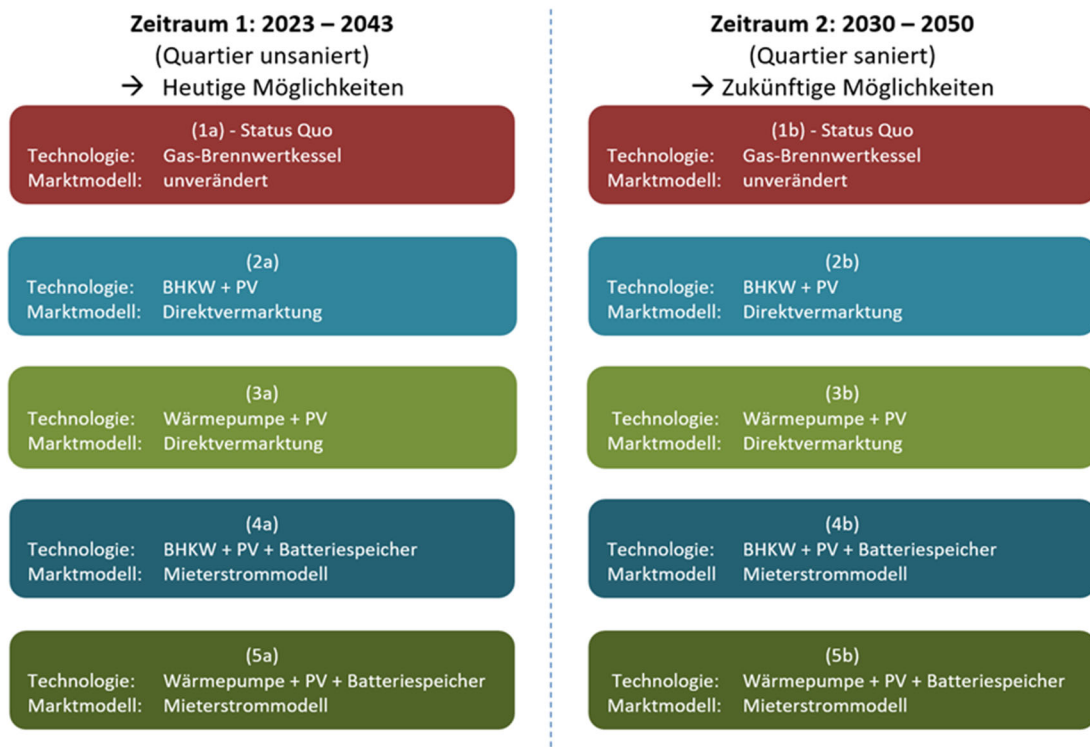


Abb. 21: Technologie- und Vermarktungskombinationen in den Szenario-Zeiträumen.

Den Status Quo bildet jeweils die heutige Erzeugung durch den Erdgas-Brennwertkessel. Diesem werden grundlegend die Wärmeerzeugung durch eine Wärmepumpe und ein BHKW gegenübergestellt.

2.5 Bewertung der CO₂-Emissionen

Die Emissionsbewertung der innerhalb des Quartiers genutzten Energie erfolgt auf der Grundlage der DIN V 18599-1:2018-09 anhand der Bezugsgröße Endenergie. Die dabei verwendeten CO₂-Äquivalente sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Es werden auch vorgelagerte Prozessketten außerhalb des Quartiers bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung der jeweils eingesetzten Brennstoffe oder Substanzen berücksichtigt.

Tabelle 2: CO₂-Äquivalente der Energieträger nach DIN V 18599-1:2018-09³⁹.

Energieträger		CO ₂ -Äquivalent In g/kWh
dem Bilanzraum zugeführte Endenergien		
Brennstoffe	Erdgas	240
	Biogas	120
Strom	allgemeiner Strommix	550
innerhalb der Bilanzgrenzen nutzbar gemachte Endenergien		
Wärme	Erdwärme	0
	Abwärme	40
Strom	aus Photovoltaik, Windkraft	0
aus dem Bilanzraum abgeführte Endenergien		
Strom	Verdrängungsstrommix für KWK	860
	Verdrängungsstrommix für PV, WEA	550

³⁹ DIN 18599-1:2018-09. Energetische Bewertung von Gebäuden –Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung –Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger.

3 Kostenmodell

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vergleicht die jährlichen Gesamtkosten, die sich aus den variablen Kosten (OPEX), den Kapitalkosten (CAPEX) und gegebenen Fördersätzen für die in Kapitel 2.4 definierten Zeiträume und Technologiekombinationen ergeben. Die Kosten werden jeweils jährlich und netto betrachtet. Die Rahmenbedingungen der Förderungen werden in den nachfolgenden Abschnitten erläutert.

3.1.1 Fördersätze nach dem EEG

Eine Förderung nach dem EEG käme sowohl für die aus PV erzeugten Strommengen, als auch die in einem BHKW unter Einsatz von Biomasse erzeugten Strommengen in Betracht. Die grundlegenden Regeln hinsichtlich der Fördermechanismen sind identisch, Unterschiede bestehen aber bei der Höhe der Förderung und der möglichen Inanspruchnahme einer Festvergütung bzw. der Verpflichtung zur Teilnahme an Ausschreibungen. Vorausgeschickt sei, dass die endgültige Berechnung der Förderhöhe von der installierten Leistung der jeweils betrachteten Energieanlage abhängt, so dass im Folgenden nur eine abstrakte Darstellung im Überblick möglich ist.

1. Mieterstromvergütung nach § 21 Abs. 3 EEG

Zunächst kommt das sog. Mieterstrommodell in Betracht. Ein solches kann prinzipiell auf der Basis von PV-Anlagen oder biomassebetriebenen BHKW-Anlagen betrieben werden. Die Förderung des § 21 Abs. 3 EEG 23 bezieht sich jedoch nur auf PV-Anlagen, daher erfolgt die weitere Darstellung bezogen auf PV-Mieterstrom. Die Förderung erfolgt auf Basis der anzulegenden Werte des § 48 a EEG. Diese, wie alle anderen EEG-Förderungen, würden 20 Jahre ab Inbetriebnahme beansprucht werden können, vgl. § 25 EEG 23.

Die Höhe der anzulegenden Werte nach § 48 a EEG findet sich gestaffelt nach Leistungsgrößen auf der Internetseite der Bundesnetzagentur, die diese gem. § 48 a EEG 2023 i.V.m. § 19 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b der Marktstammdatenregisterverordnung veröffentlicht.

Der Mieterstromanbieter erhält neben dem Zuschlag auch die Erlöse aus dem Verkauf des Mieterstroms, was erklärt, dass der Mieterstromzuschlag niedriger ist als die Einspeisevergütung. Der mit den Mietern vereinbarte Bezugspreis muss nach § 42 a Abs. 4 EnWG mindestens 10 % unter dem Grundtarif liegen, der im jeweiligen Netzgebiet verlangt wird. An der **grundsätzlichen** Berechnungsstruktur ändert sich gegenüber dem EEG 2021 nichts, so dass als Berechnungsbeispiel die Berechnung des Zuschlags im September 2022 herangezogen werden kann:

„Im September 2022 liegt der Mieterstromzuschlag für neue Photovoltaikanlagen bis 10 kW bei 2,86 Cent, bis 40 kW bei 2,66 Cent und bis 100 kW bei 1,79 Cent. Die genaue Vergütungshöhe berechnet sich in Abhängigkeit der jeweiligen Leistungsklassen.“

Tabelle 3: Mieterstromzuschläge in Abhängigkeit der installierten Leistung.

Bis einschließlich einer installierten Leistung von	Preis in Cent/kWh
10 kW	2,86
40 kW	2,66
100 kW	1,79

Beispielberechnung des Mieterstromzuschlags für eine 40 kWp Anlage

Mieterstromzuschlag für die ersten 10 kWp: 2,86 Cent pro kWp (25%)

Mieterstromzuschlag für 10-40 kWp: 2,66 Cent pro kWp (75%)

Mieterstromzuschlag = $2,86 \text{ Ct /kWh} \times 0,25 + 2,66 \text{ Ct /kWh} \times 0,75 = 2,71 \text{ Ct /kWh}$ ⁴⁰

Ab dem 01.01.2023 werden laut Bekanntmachung der Bundesnetzagentur folgende Werte gelten:⁴¹

Tabelle 4: Mieterstromzuschlag laut Bundesnetzagentur.

Inbetriebnahme	Mieterstromzuschlag (§ 48a EEG 2023)		
	bis 10 kW	bis 40 kW	bis 1 MW
Degression	1,8%		
ab 01.01.2023 bis 31.01.2024	2,6692	2,4791	1,6692
Rundung	2,67	2,48	1,67

Bisher galt unter dem EEG 2021, dass ein Mieterstromzuschlag nur für Anlagen bis 100 kW gezahlt wird, und dass alle PV-Anlagen eines Gebäudes, auch wenn sie an unterschiedlichen Anschlusspunkten betrieben werden, vergütungsmäßig

⁴⁰ Kumpel, So funktioniert das Mieterstrommodell, <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/foerderung-finanzierung/mieterstrommodell/>(abgerufen am 30.09.2022).

⁴¹ Bundesnetzagentur, EEG-Registerdaten und -Fördersätze, Tabelle: Anzulegende Werte für Solaranlagen November 2022 bis Januar 2024; https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/artikel.html;jsessionid=2F13DA64AB8DDD536AAC7AB0E2EC354C (abgerufen am 30.09.2022).

zusammengefasst werden müssen. Bei der Versorgung eines Quartiers sind diese Voraussetzungen häufig nicht gegeben, so dass es schwierig war, den Zuschlag zu erhalten. Durch die EEG-Reform wurden diese hinderlichen Vorgaben geändert: Unter dem EEG 2023 werden sie nicht mehr gelten. Dies stellt eine deutliche Verbesserung dar. Die Neufassung des § 21 Abs. 3 S. 1 EEG im Wortlaut:

Der Anspruch auf die Zahlung des Mieterstromzuschlags nach § 19 Absatz 1 Nummer 3 besteht für Strom aus Solaranlagen, die auf, an oder in einem Wohngebäude installiert sind, soweit er von dem Anlagenbetreiber oder einem Dritten an einen Letztverbraucher geliefert und verbraucht worden ist

1. innerhalb dieses Gebäudes oder in Wohngebäuden oder Nebenanlagen in demselben Quartier, in dem auch dieses Gebäude liegt, und

2. ohne Durchleitung durch ein Netz.

Bleiben wird allerdings demnach die Voraussetzung, dass der Mieterstrom nicht durch das allgemeine Netz geleitet wird. D.h. für das Modellquartier käme der Mieterstromzuschlag nur für den Strom in Betracht, der vor Ort verbraucht wird, solange das Quartiersnetz bzw. maßgebliche Teile daraus, die einzelne Gebäude miteinander verbinden, nicht als eigenes Netz betrieben werden können.

(Aus demselben Grund entfällt die Möglichkeit, den KWK-Zuschlag zu erhalten, falls der Quartierseigentümer sich entschließt, ein BHKW einzubauen; grundsätzlich besteht dann die Möglichkeit, sich den hieraus produzierten Strom fördern zu lassen durch einen KWK-Mieterstromzuschlag gem. § 7 Abs. 2 Ziff. 2 i.V.m. § 6 Abs. 3 Ziff. 2 KWKG, jedoch eben nur, wenn der Strom nicht über ein Netz der allgemeinen Versorgung verteilt wird. Zu anderen Möglichkeiten der KWK-Förderung siehe aber unter 3.1.)

Wird der PV-Mieterstromzuschlag in Anspruch genommen, so wird daneben auch eine Förderung für überschüssigen eingespeisten Strom gewährt. Bei einer Anlagengröße von mehr als 100 kW erfolgt die Förderung des eingespeisten Stroms in Form der Marktprämie für direkt vermarkteten Strom, so dass bezüglich der Überschusseinspeisung auf die nachfolgenden Ausführungen verwiesen werden kann.

2. (Regionale) Direktvermarktung des PV-Stroms mit Marktprämie

Eine alternative Möglichkeit, die Mieter direkt mit PV-Strom zu beliefern und hierfür EEG-Förderung zu erhalten, bietet das Direktvermarktungsmodell in Form der regionalen Direktvermarktung. Hierbei kann das allgemeine Versorgungsnetz genutzt werden.

Bei diesem Modell kann der Quartierseigentümer als Stromlieferant mit allen Pflichten als EVU auftreten, mit seinen Mietern Stromlieferverträge abschließen, und von diesen den vertraglich vereinbarten Verkaufserlös beanspruchen. Daneben steht ihm vom Netzbetreiber die Marktprämie nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 und § 20 EEG zu. Die Marktprämie besteht vereinfacht gesprochen in der Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem an der Börse gehandelten Wert, dem Referenzmarktwert. Zu beachten ist hierbei, dass die Berechnung der Marktprämie auf Basis der gesetzlichen anzulegenden Werte nur möglich ist für Anlagen von einer Größe bis zu 1 MW gem. § 22 Abs. 3 S. 2 EEG 23. Anlagen, die diese Größe überschreiten, müssen zwingend an einem Ausschreibungsverfahren teilnehmen, um den anzulegenden Wert ermitteln zu lassen. Die Durchführung solcher Ausschreibungsverfahren ist komplex und erfordert ausreichende Vorbereitung und Sachkunde sowie ausreichende Mittel, um erforderliche Sicherheitszahlungen leisten zu können.⁴²

Bei der Bestimmung der Leistungsgröße als Voraussetzung für die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren ist § 24 EEG zu beachten. Zunächst ist festzuhalten, dass nach § 3 Ziff. 1 EEG 21 „Anlage“ jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas ist, wobei im Fall von Solaranlagen jedes Modul eine eigenständige Anlage ist. Andererseits werden nach § 24 Abs. 1 S. 1 EEG 23 mehrere PV-Anlagen zum Zweck der Ermittlung der Pflicht zur Direktvermarktung oder zur Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine einzige Anlage zusammengefasst, wenn sie sich auf demselben Gebäude, demselben Gelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden und sie innerhalb eines Jahres in Betrieb genommen worden sind. PV-Anlagen, die auf demselben Gebäude oder demselben Grundstück befinden und innerhalb eines Jahres errichtet werden, werden demnach unstreitig zusammengefasst. Dies gilt unabhängig von den Eigentumsverhältnissen an den Anlagen. Schwieriger wird es bei der Beurteilung der Anlagen, die auf verschiedenen Gebäuden oder Grundstücken errichtet werden. Bei diesen ist fraglich, ob sie sich „sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe“ befinden, und daher ebenfalls rechnerisch zu einer einzigen großen Anlage aufaddiert werden müssen. Die unmittelbare räumliche Nähe kann nicht in Metern bestimmt werden, sondern es ist eine Gesamtbetrachtung des Einzelfalls vorzunehmen; letztlich soll mit diesem Auffangtatbestand eine Verhinderung des missbräuchlichen Anlagensplittings verhindert werden, so dass zu ermitteln ist, ob eine solche

⁴² Bundesnetzagentur, Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen/1/Ausschreibungsverfahren/start.html> (abgerufen am 30.09.2022).

Missbräuchlichkeit vorliegen könnte. Für die unmittelbare räumliche Nähe sprechen gemäß der Gesetzesbegründung die Verbindung der Anlagen durch den Betrieb gemeinsamer technischer Einrichtungen wie z.B. Wechselrichter, Netzanschluss, gemeinsame Messeinrichtungen, die Stromabführung durch gemeinsame Leitungen, sowie gemeinsame Verbindungswege und Verwaltungseinrichtungen. Aber auch landschaftliche Merkmale sind einzubeziehen. Trennt z.B. ein Waldstück zwei Anlagen, ist eher nicht von räumlicher Nähe auszugehen.⁴³ Als entsprechendes Merkmal könnte im Modellquartier die querende Straße angesehen werden. Im Übrigen dürfte es mangels sonstiger natürlicher Begrenzungen stark auf die o.g. gemeinsam oder eben nicht gemeinsam genutzten Infrastrukturbestandteile ankommen. Eine eindeutig normierte Ausnahme von der Pflicht der einheitlichen Betrachtung von Anlagen existiert nur für Mieterstrommodelle nach § 21 Abs. 3., wenn diese nicht am selben Anschlusspunkt betrieben werden, vgl. § 24 Abs. 1 S. 4 EEG 23.

Es wird daher anhand der konkreten räumlichen Verhältnisse im jeweiligen Quartier zu ermitteln sein, für welche PV-Anlagen die „unmittelbare räumliche Nähe“ gegeben ist, um festzustellen, welche Anlagen zu einer größeren zusammengefassten Anlage zusammengefasst werden müssen.

Für PV-Anlagen, die unter der Leistungsgrenze von 1 MW bleiben, ist der anzulegende Wert gesetzlich festgeschrieben:

Unter dem EEG 23⁴⁴ gelten für ausschließlich an oder auf Gebäuden installierte PV-Anlagen folgende anzulegende Werte nach § 48 Abs. 2: Bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 kW 8,6 Cent/kWh, bis einschließlich 40 kW 7,5 Cent/kWh, und für den Leistungsanteil darüber hinaus bis einschließlich 1 MW 6,2 Cent/kWh.

Diese Werte unterliegen gem. § 49 EEG 23 bis zum 31.01.2024 nicht der Degression; anschließend verringern sie sich nur noch halbjährlich um 1 % gegenüber dem jeweils vorangegangenen Zeitraum.⁴⁵

In der Direktvermarktung kann der Anlagenbetreiber anstelle der regionalen Belieferung von Endkunden auch **die Vermarktung an der Strombörse** wählen. Die Prinzipien für die Vergütung sind die gleichen wie bei der regionalen Direktvermarktung.

Es kommt daneben ein Erhöhungsbetrag nach § 48 Abs. 2a EEG 23 für die Volleinspeisung in Betracht, wenn eben der erzeugte Strom voll eingespeist wird und lediglich zu einem untergeordneten Teil in der Erzeugungsanlage selbst oder deren

⁴³ Siehe zum Ganzen Theobald/Kühling/Doderer/Antoni, 116. EL Mai 2022, EEG 2021 § 24 Rn. 16-22 mwN; die dortige Kommentierung zum EEG 21 kann entsprechend zum EEG 23 herangezogen werden.

⁴⁴ Die anzulegenden Werte galten bereits ab dem 30.07.2022, vgl. C.A.R.M.E.N., EEG 2023: Neue Vergütungssätze für Photovoltaik gelten ab dem 30. Juli 2022, 2. August 2022, [EEG 2023: Neue Vergütungssätze für Photovoltaik gelten ab 30. Juli 2022 – C.A.R.M.E.N. e.V. \(carmen-ev.de\)](#) (abgerufen am 30.09.2022).

⁴⁵ Was eine deutliche Verlangsamung der Degression ggü. dem EEG 2021 bedeutet.

Hilfsanlagen verbraucht wird. Dieser Erhöhungsbetrag ist wiederum nach Leistungsgrößen gestaffelt.

Hervorzuheben ist eine Besserstellung für Solaranlagen durch das EEG 23 für Anlagen von mehr als 300 Kilowatt bis einschließlich 750 Kilowatt, die auf, an, oder in einem Gebäude oder an einer Lärmschutzwand errichtet werden. Hier erfolgte bisher nur für 80 Prozent der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge eine Förderung in Gestalt der Marktprämie. Diese Regelung soll zum 1.1.2023 auslaufen.⁴⁶

Zu beachten ist, dass eine etwa gewährte Stromsteuerbefreiung auf die Förderung nach dem EEG angerechnet werden muss. Nach § 53 c) EEG 23 verringert sich der anzulegende Wert für Strom, der durch ein Netz durchgeleitet und von der Stromsteuer befreit ist, um die Höhe der pro Kilowattstunde gewährten Stromsteuerbefreiung. Damit dies vom Netzbetreiber umgesetzt werden kann, muss ein Anlagenbetreiber nach § 71 Nr. 2 EEG 23 dem Netzbetreiber mitteilen, für welche Strommengen eine Stromsteuerbefreiung vorlag.

3. PV-Strom - Einspeisung statt (regionaler) Direktvermarktung

Letztlich bleibt dem Quartierseigentümer in einem engen Rahmen wie jedem Anlagenbetreiber die Wahl einer festen Einspeisevergütung.

Nach § 21 Abs. 1 Ziff. 1 EEG 23 kann nur für PV-Anlagen bis 100 kW die Einspeisevergütung gewählt werden. In diesem Fall besteht ein Anspruch des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber auf Anschluss an das allgemeine Netz und auf Abnahme des erzeugten Stroms. Im Gegenzug erhält der Anlagenbetreiber die Einspeisevergütung in Höhe des anzulegenden Wertes abzüglich der Pauschale des § 53 Abs. 1 EEG. Auch unter dem EEG 23 verbleibt es nämlich dabei, dass der anzulegende Wert zur Berechnung der Einspeisevergütung für Solaranlagen bis 100 kW weiterhin pauschal um 0,4 Ct/kWh reduziert wird.

Die anzulegenden Werte erhöhen sich künftig bei sog. „Volleinspeisung“ nach § 48 Abs. 2a) EEG 23, d.h. wenn ein Anlagenbetreiber nicht das Modell des Eigenverbrauchs mit Überschusseinspeisung wählt, sondern den gesamten in der Anlage erzeugten Strom in das Netz einspeist. Die Erhöhungen sind wiederum nach Leistungsstufen gestaffelt und ergeben sich im Detail aus § 48 Abs. 2 a) S. 1 EEG 23.

Da im Fall des Quartiers mehrere Gebäude in unmittelbarer Nähe zueinander mit PV-Modulen ausgestattet werden sollen, stellt sich die Frage, ob die Leistungsgrenze der 100 kW hierdurch nicht überschritten wird. Letztlich wird es auf eine Einzelfallprüfung der örtlichen Lage der PV-Anlagen kommen.

⁴⁶ Solarenergie Förderverein, Wichtige Neuregelungen für PV-Anlagen im EEG 2023, <https://www.sfv.de/wichtige-neuregelungen-fuer-pv-anlagen-im-eeeg-2023> (abgerufen am 30.09.2022).

3.1.2 Förderung nach dem KWKG für das BHKW

Aufgrund der gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung könnte der Quartierseigentümer wahlweise auch die Förderungen nach dem KWKG für das BHKW in Anspruch nehmen, wenn er sich für die Installation eines solchen entscheidet. Die Förderung der dezentralen Wärmeversorgung im Quartier führt über die Förderung des zugleich erzeugten Stroms, da für den Strom aus KWK-Anlagen der KWK-Zuschlag verlangt werden kann.

Voraussetzung für die Förderung einer KWK-Anlage ist nach § 6 Abs. 1 und 2 KWKG 23⁴⁷, dass die KWK-Anlage Strom auf Basis von Abfall, Abwärme, Biomasse oder gasförmigen⁴⁸ oder flüssigen Brennstoffen gewinnt, die Anlage hocheffizient ist, eine Zulassung durch das BAFA besitzt, die technischen Voraussetzungen für ein ferngesteuertes Einspeisemanagement besitzt und schließlich keine bereits bestehende Fernwärmeversorgung aus KWK-Anlagen verdrängt wird.

Ähnlich wie im EEG sieht das KWKG unterschiedliche Zuschläge für die Eigennutzung und die Einspeisung in das allgemeine Netz vor, wobei der Gesetzgeber vom letzteren Fall als Normalfall ausgeht. Die Vergütungshöhe nimmt mit zunehmender installierter Leistung ab. Sie richtet sich nach der Nutzung des erzeugten Stroms (dem Vermarktungsmodell). Auch die Dauer der Förderung variiert je nach Nutzungsart und Leistungsgröße. Zudem unterscheidet das KWKG zwischen neu errichteten, modernisierten und nachgerüsteten Anlagen, wobei auf diese Unterscheidung im Folgenden nicht näher eingegangen wird, da für die Zwecke dieser Studie von einer neu errichteten Anlage ausgegangen wird. Die Dauer der Förderung wird in Vollbenutzungsstunden (Vbh) ausgedrückt. Diese errechnet sich aus der gelieferten Strommenge dividiert durch die elektrische Leistung einer Anlage. Die Förderdauer variiert zwischen 6000 und 30000 Vollbenutzungsstunden (letzterer Wert gilt für kleine neue BHKW mit bis 50 kW). Zusätzlich sieht das Gesetz eine Höchstgrenze an förderfähigen Vollbenutzungsstunden pro Jahr vor, siehe hier im Abschnitt unten.

Für Anlagen, die nicht **in ein Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen (also typischerweise Mieterstromanlagen)**, ergibt sich die Höhe des KWK-Zuschlags aus § 7 Abs. 2 bis 3a) KWKG 23, wobei diese wiederum leistungsabhängig ist. Am höchsten ist der Satz für neue kleine Anlagen bis 50 kW (wiederum im weiteren Verlauf als kWel zu lesen) mit 8 Cent/kWh nach § 7 Abs. 3 a) Ziff. 2. Für größer dimensionierte Anlagen

⁴⁷ Entspricht dem KWKG 2021 unter Berücksichtigung der Änderungen durch das Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energie und weiteren Maßnahmen im Stromsektor vom 20. Juli 2022, BGBl. I Nr. 28 vom 28. Juli 2022. Eine Arbeitsausgabe des KWKG2023 findet sich auf den Seiten der Clearingstelle EEG/KWKG unter <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2022-09/KWKG-230101-220720-web.pdf> (abgerufen am 30.09.2022) .

⁴⁸ Mit Ausnahme von Biomethan!

sieht das Gesetz eine gestaffelte Zuschlagshöhe pro Leistungssegment vor. Ob Anlagen, die nicht einspeisen, überhaupt zuschlagsfähig sind, ergibt sich aus § 6 Abs. 3 KWKG 23 und setzt -soweit es nicht um die Nutzung in Unternehmen geht - entweder voraus, dass die Anlage über eine Leistung von max. 100 kW verfügt, oder aber, bei einer höheren Leistung, an Letztverbraucher in einer Kundenanlage oder einem geschlossenen Verteilernetz Strom liefert. Treffen beide Varianten nicht zu, kommt die sonstige Förderung nach KWKG für die Einspeisung des Stroms ins Netz in Betracht, die viele Parallelen zur EEG-Förderung aufweist:

Bei der **Einspeisung in ein Netz der allgemeinen Versorgung** erfolgt die Förderung von Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 500 kW oder über 50 MW aufgrund von § 5 Abs. 1 Ziff. 1 KWKG 23 anhand fester Fördersätze nach § 7 Abs. 1 KWKG 23. Anlagen im mittleren Leistungsbereich müssen nach § 8a ff. KWKG 23 an einer Ausschreibung teilnehmen, aus der sich dann die Höhe der Förderung ermitteln lässt. Überschreitet eine Anlage die Leistungsgrenze von 100 kW, muss sie darüber hinaus den Strom direkt vermarkten, vgl. § 4 Abs. 1 KWKG 23, d.h. der Strom muss an einen Dritten geliefert werden, wobei dies auch ein Letztverbraucher sein kann. Im Bereich bis 100 kW kann der Anlagenbetreiber, ähnlich wie nach EEG, zwischen Direktvermarktung und kaufmännischer Abnahme durch den Netzbetreiber wählen.

Sollte die Anlage so dimensioniert sein, dass noch eine kaufmännische Abnahme in Betracht kommt, stellt sich der Gesamterlös wie folgt dar: Nach § 4 Abs. 3, § 6 Abs. 1 und 4 KWKG 23 erhält der Quartierseigentümer und Anlagenbetreiber den üblichen Preis (= KWK-Index), den KWK-Zuschlag und ein Entgelt für die dezentrale Einspeisung. Andernfalls wird der übliche Preis durch den vereinbarten Preis ersetzt, die anderen Erlösbestandteile sind identisch (es sei denn, im vereinbarten Preis ist vermiedenes Netzentgelt bereits enthalten, dann entfällt natürlich der Anspruch auf Entgelt für dezentrale Einspeisung), vgl. § 4 Abs. 1, § 6 Abs. 1 und 4 KWKG 23.

Zusätzlich können in folgenden bestimmten Fällen alternativ Boni zur Auszahlung kommen:

Sollte der Quartierseigentümer eine KWK-Anlage mit über 1 MW wählen, könnte der in § 7b KWKG 23 geregelte Power-to-Heat-Bonus eine Rolle spielen. Der Bonus beträgt 70 Euro pro kW thermischer Leistung des elektrischen Wärmeerzeugers. Der Bonus wird nur bis zu einer thermischen Leistung des elektrischen Wärmeerzeugers gewährt, die der Wärmeleistung entspricht, die aus dem KWK-Prozess maximal ausgekoppelt werden kann. Er wird nach § 7b Abs. 1 KWKG zusätzlich zum Zuschlag nach § 7 Absatz 1 oder § 8a in Verbindung mit der KWK-Ausschreibungsverordnung gezahlt, wenn

1.

die Anlage technisch dazu in der Lage ist, die Wärmeleistung, die aus dem KWK-Prozess ausgekoppelt werden kann, mit einem mit der Anlage verbundenen fabrikneuen elektrischen Wärmeerzeuger zu mindestens 30 Prozent zu erzeugen,

2. *die KWK-Anlage nach dem 31. Dezember 2024 in Dauerbetrieb genommen worden ist und*
3. *der Anlagenbetreiber seine Mitteilungspflicht nach § 7e erfüllt hat.*

Der **Kohleersatzbonus** nach § 7c Abs. 1 KWKG 23 ist nicht zu erlangen, wenn zwar dasselbe Wärmenetz wie bisher genutzt werden soll, dieses aber bisher nicht mit Wärme aus einer KWK-Anlage auf Basis von Kohle betrieben wurde.

Möglicherweise kann eine Ausschreibung interessant werden, wenn die Anlage auf mehr als 500 kW ausgelegt wird, um den sog. iKWK-Bonus (Bonus für innovative KWK-Anlagen) nach § 7a KWKG zu erlangen. Nach dem § 5 Abs. 2 S.1 KWKG 23 (neu) besteht bereits bei dieser Anlagengröße Anspruch auf zusätzliche Förderung, wenn die Anlage um eine Komponente zur Erzeugung innovativer erneuerbarer Wärme ergänzt wird. Innovative KWK-Systeme sind ausgewählte moderne Strom-Wärme-Systeme. Sie verbinden KWK-Anlagen mit hohen Anteilen innovativer erneuerbarer Wärmeversorgung. Zur Bereitstellung von Wärme werden erneuerbare Energien sowie stromverbrauchende Techniken und Technikkombinationen neu installiert und eingesetzt. Mindestbestandteile eines innovativen Systems sind die KWK-Anlage (§ 24 Absatz 1 Nr. 1 KWKAusV), eine Komponente zur Bereitstellung innovativer erneuerbarer Wärme (§ 24 Absatz 1 Nr. 2 KWKAusV) und Verbindung zu einem elektrischer Wärmeerzeuger (z.B. direktelektrische Heizkessel) (§ 24 Absatz 1 Nr. 5 KWKAusV). Der Bonus nach § 7 a) KWKG 23 lässt sich aber nur erlangen, wenn an einer Ausschreibung teilgenommen wurde.

Eine wichtige Komponente des KWKG 23 ist wiederum das Verbot der Nutzung von Biomethan, wie sich aus § 6 Abs. 1 S. 1 Ziff. 2 KWKG 23 ergibt. Der Einsatz von Biomethan in KWK-Anlagen soll nicht mehr förderfähig sein, da dieses nur noch in Spitzenlastkraftwerken eingesetzt werden soll. Ungeklärt ist aber, wie sich diese Vorgabe auf Anlagen auswirkt, die als iKWK-Anlagen am Ausschreibungsverfahren nach § 7 a) KWKG 23 teilnehmen.⁴⁹

Biogas und Wasserstoff kommen als Einsatzstoffe auch künftig problemlos in Betracht. Zu beachten ist schließlich die durch das KWKG 23 reduzierte jährliche Förderung. Bis zum Jahr 2030 sollen die bisher förderfähigen Volllaststunden pro Jahr schrittweise auf nur noch 2500 Vbh/a abgesenkt werden. Im Jahr 2023 sollen sie noch 4000 Vbh/a betragen.⁵⁰

⁴⁹ Becker/Büttner/Held, Das Osterpaket – Teil 2: Das KWKG 2023 und das Energie-Umlagen-Gesetz, 4. April 2022, <https://www.bbh-blog.de/alle-themen/erneuerbare-energien/das-osterpaket-teil-2-das-kwkg-2023-und-das-energie-umlagen-gesetz/> (abgerufen am 30.09.2022) .

⁵⁰ § 8 Abs. 4 KWKG 23.

3.1.3 Kostenanteile und Gesamtkosten

Operative Kosten - OPEX

Die Kosten für den Energieträgerbezug stellen einen zentralen Einfluss auf die ökonomische Bewertung der Technologien dar. Auf Grund der volatilen Energiepreise für Strom und Gas werden diese in Preisspannen analysiert. Die Eckpunkte der Preisspannen basieren auf den teilweise geringen Preisen der letzten Jahre sowie den hohen Preisen in 2021 und 2022. Die Analyse über Preisspannen ermöglicht eine flexible Auswertung der Ergebnisse. Zusätzlich kann der Gaspreis stellvertretend für die Preise für Erdgas, Biogas oder Wasserstoff individuell angepasst werden.

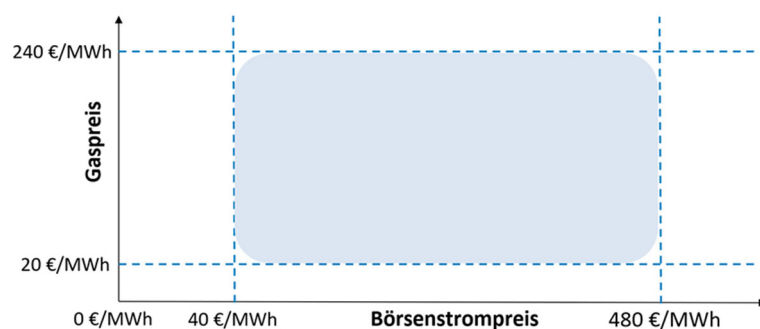


Abb. 22: Preisbereiche zur Analyse von variierenden Strom- und Erdgaspreisen.

Der Börsenstrompreis spiegelt den realen Wert des Stroms zu einem betrachteten Zeitpunkt wider. Im Modell wird der stündliche Börsenstrompreis (1) als Jahresmittel zur Bildung des Arbeitspreises für Endkunden sowie (2) zur Vergütung von eingespeistem Strom eingesetzt.

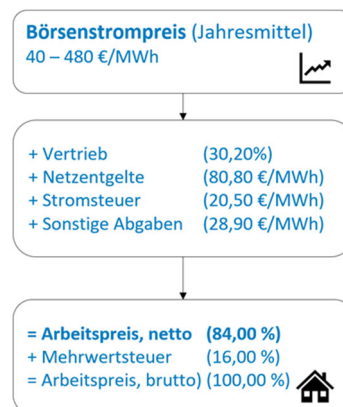


Abb. 23: Schematische Darstellung für den Zusammenhang zwischen Börsenstrompreis und Arbeitspreis.

Die dargestellte Berechnung zeigt den Zusammenhang aus Börsenstrompreis und Arbeitspreis. Die Vergütung für im Quartier erzeugten und verkauften Strom wird über

den stündlichen Börsenstrompreis kalkuliert, dabei wird der historische Preisverlauf des Day-Ahead-Preises von 2021 eingesetzt.

Auf der anderen Seite benötigen die Haushalte, die Elektromobilität und die Wärmepumpe Strom. Für den Bezug von Strom wird der Netto-Arbeitspreis kalkuliert. Basierend auf den verfügbaren Strompreisen, wird der Wärmepumpenstrompreis mit 85%⁵¹ des Arbeitspreises kalkuliert. Folglich lässt sich die Korrelation des Arbeitspreises mit dem Börsenstrompreis in der Preisspanne von 40 € bis 480 € je MWh im Modell abbilden. Für den Eigenverbrauch oder zur Einspeisung des im Quartier erzeugten Stroms (PV oder BHKW) wurden die Marktmodelle „Direktvermarktung“ und „Mieterstrommodell“ modelliert. Diese werden nachfolgend erläutert.

Direktvermarktung:

Im Modell Direktvermarktung wird der gesamte im Quartier erzeugte Strom an der Strombörse zu stündlich schwankenden Preisen verkauft. Es findet kein Eigenverbrauch statt. Zusätzlich wird der KWKG-Zuschlag für den BHKW-Strom sowie eine Marktprämie nach dem EEG für den PV-Strom einbezogen. Die Kosten für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz basieren auf dem Jahresmittel des Börsenstrompreises und werden, wie in Abbildung 23 dargestellt, kalkuliert.

Mieterstrommodell:

Den Gegensatz der Direktvermarktung bildet das Mieterstrommodell. Hierbei wird das Quartier als eine „Kupferplatte“⁵² betrachtet. Rechtlich ist der Quartiersinhaber Energieversorger und Inhaber eines privaten Netzes, über das er die im Quartier gewonnene Energie an die Mieter weitergibt. Der nun ermöglichte Eigenverbrauch von PV-Strom oder BHKW-Strom wird zusätzlich durch einen Batteriespeicher optimiert. Der überschüssige Strom wird analog zur Direktvermarktung in das Stromnetz eingespeist und an der Strombörse vergütet. Zusätzlich werden der KWKG-Zuschlag, die EEG-Marktprämie und der Mieterstromzuschlag einbezogen. Für den Strombezug wird der Arbeitspreis angenommen. Entstehende Kosten für den Status „Energieversorger“ sowie Inhaber des privaten Stromnetzes sind nicht Teil der Betrachtung.

Des Weiteren werden Kosten für Wartung und Instandhaltung für die jeweilige Technologie kalkuliert.

⁵¹ Tarife für Endkunden und Wärmepumpen, <https://strom.stadtwerke-feuchtwangen.de/>, abgerufen am 30.09.2022.

⁵² Damit wird angenommen, dass alle elektrischen Verbraucher und Erzeuger in einem gemeinsamen Stromnetz ohne Restriktionen verbunden sind.

Kapitalkosten (CAPEX)

Für die Technologien wurden folgende Kapitalkosten angesetzt. Die Preise werden jeweils für den Szenario-Zeitraum 2023-2043 sowie 2030-2050 im Folgenden angegeben.

Tabelle 5: Spezifische CAPEX der jeweiligen Technologien.

	Preis	Lebensdauer
PV (2023)	1075 €/kWp	30 Jahre
PV (2030)	750 €/kWp	30 Jahre
Wärmepumpe Abwärme, 960 kW (2023)	868 €/kW	20 Jahre
Wärmepumpe Abwärme, 750 kW (2030)	798 €/kW	20 Jahre
BHKW, 500 kW thermisch (2023)	806 €/kW	20 Jahre
BHKW, 350 kW thermisch (2030)	806 €/kW	20 Jahre
Batteriespeicher	1000 €/kWh	15 Jahre

Die jeweiligen CAPEX werden über ihre Lebenszeit abgeschrieben, so dass die jährlichen Kosten im Weiteren mit den OPEX kalkuliert werden können (d.h. sie werden jährlich zusammen in einem Kostenbetrag mit den OPEX einbezogen). Für die Wärmepumpe kann ein Zuschuss (Förderung durch das Bundesamt für Ausfuhrkontrolle, BAFA) von 30% in Anspruch genommen werden. Dieser ist in den Preisangaben der Wärmepumpe bereits kostenmindernd berücksichtigt.

Im Zeitraum 2030-2050 der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind Kosten für die Gebäudesanierung 7,4 Mio € angenommen. Die CAPEX zur Gebäudesanierung fließen ebenfalls als jährliche Abschreibung in das Modell auf 30 Jahre ein.

Gesamtkosten

OPEX und CAPEX bilden zusammen die jährlichen Gesamtkosten und die Basis für den ökonomischen Vergleich der verschiedenen Technologiepfade bzw. mit der Referenztechnologie (bestehende Gas-Brennwertkessel). Die nachfolgende Tabelle stellt die Kostenanteile zusammen.

Tabelle 6: Zusammensetzung der jährlichen Gesamtkosten.

	Kostenart	Beschreibung	Einheit
+	CAPEX / Lebenszeit der jeweiligen Technologie	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Photovoltaik, Wärmepumpe, BHKW, Batteriespeicher ▪ Abschreibung über Lebenszeit der Anschaffung 	€/a
+	OPEX der jeweiligen Technologie	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiekosten (Gaskosten, Stromkosten) ▪ Erlöse aus Direktvermarktung (+Marktprämie, +KWKG, +Miterstromzuschlag) ▪ Betriebskosten, Wartungskosten, ... 	€/a
+	Sanierungskosten		€/a
=	Jährliche Gesamtkosten		€/a

4 Ergebnisse der Quartiersbetrachtung

Mit einem heterogenen Gebäudebestand, einem bestehenden, zentral gespeisten Nahwärmenetz, einer Lage zwischen Wohn- und Gewerbebauten und unterschiedlicher gebäudetechnischer Ausstattungen bietet das Quartier Alfons-Bayerer-Straße zahlreiche Ansatzpunkte für eine Analyse der Transformationspotenziale zu einem klimaneutralen Gebäudebestand, anhand derer bestehende Chancen und Stärken einerseits, aber auch Hemmnisse und Herausforderungen der Umsetzung andererseits beispielhaft dargestellt werden können.

Während durch das alle Gebäude verbindende Wärmenetz ein „Quartier“ und damit bereits die Vorteile einer zentralen Energieversorgung mit Austausch von Energie innerhalb des Quartiers gegeben zu sein scheinen, muss bedacht werden, dass aufgrund der aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen die gemeinsame Nutzung der Energiegewinnungsflächen (Photovoltaik) an einer wie hier vorliegenden Anzahl an Gebäuden nicht ohne Einschränkungen bzw. Auflagen möglich ist. So ist z.B. die Verteilung von PV-Strom innerhalb des Quartiers mit Durchleitung durch das alle Gebäude verbindende allgemeine elektrische Versorgungsnetz nicht möglich (siehe Abschnitt 4.5).

Auswirkungen hat dies insbesondere auf die Kopplung der Sektoren Wärme und Strom, die in der Transformation des Energiesystems eine zentrale Rolle einnimmt. Wie eingangs beschrieben, gilt es, zur Bewältigung der Herausforderungen die verschiedenen Sektoren mit wachsender Interaktion zu einem ganzheitlichen System weiterzuentwickeln um Flexibilisierung und Optimierung zu ermöglichen.⁵³

Bis zur Einführung einer lokalen Organisations- und Handlungsebene innerhalb des Energierechts, die unter anderem mit der zur Umsetzung überfälligen EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Renewable Energy Directive, RED II, siehe Kapitel 4.7) gegeben sein könnte, kann im Quartier erzeugter PV-Strom nur indirekt für den Betrieb z.B. einer zentralen Wärmepumpe genutzt werden. Dazu muss der auf den verschiedenen Gebäuden im Quartier erzeugte PV-Strom zunächst in das allgemeine Versorgungsnetz eingespeist und Strom zum Betrieb der Wärmepumpen wieder aus diesem bezogen werden.

Entsprechend dem kurzen Bearbeitungszeitraum der Studie konzentriert sich die Analyse auf Transformationspotenziale und grundsätzliche Möglichkeiten, für deren technische Betrachtung nur eine stark vereinfachte Modellierung des Quartiers erfolgen konnte. Die Analyse der rechtlichen und regulatorischen Randbedingungen der Transformation wurde auf die beiden zentralen Szenarien ausgelegt und um die Diskussion begleitender Themen angereichert. Die wirtschaftliche Betrachtung beleuchtet insbesondere die Entwicklung der Energiepreise in den beiden Szenarien, da

⁵³ Dena 2018, S. 6 ff.

diese neben vergleichsweise geringen Investitionskosten den höchsten Kostenanteil einnehmen.

4.1 Szenario 1: Zentrale Wärmepumpe

Zentrale Wärmepumpe

Im Szenario 1 wird die Wärme zur Beheizung und Trinkwassererwärmung (ausschließlich Gebäude der Stadtbau-GmbH) zentral durch eine Wärmepumpe erzeugt. Es werden folgende Wärmequellen untersucht und in Hinblick auf Energiebedarf und CO₂-Emissionen gegenübergestellt:

- Erdwärme,
- Grundwasser,
- Abwärme
- Photovoltaisch-Thermische Module + Eisspeicher

Die Simulationen wurden für die in Kapitel 2.4 beschriebenen Szenarien 1.1 (heutiger Gebäudebestand, Vorlauftemperatur der Heizung 65 °C) und 1.2 (saniertes Quartier, Vorlauftemperatur der Heizung 55 °C) durchgeführt.

Der Vergleich der Jahresarbeitszahlen der verschiedenen Wärmepumpensysteme in den beiden Szenarien ist in Abbildung 24 dargestellt und im Anschluss an die Darstellung erläutert.

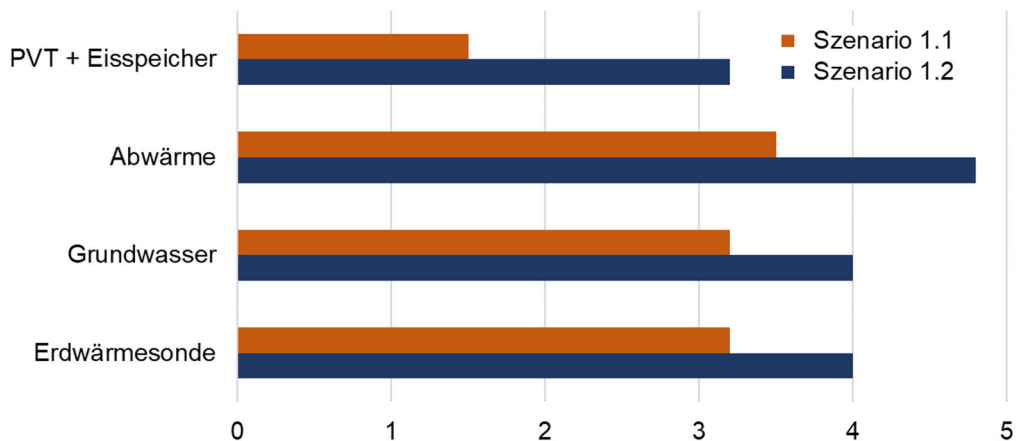


Abb. 24: Gegenüberstellung der Systemkoeffizienten (Jahresarbeitszahlen) verschiedener Wärmepumpensysteme zur Wärmebereitstellung im Quartier.

Wärmequelle Erdwärmesonde oder Grundwasser: Die Jahresarbeitszahlen (JAZ) der Wärmepumpensysteme mit den Wärmequellen Erdwärmesonde und Grundwasser sind in beiden Szenarien ähnlich, da die Erdreichtemperatur und die Grundwassertemperatur nahezu gleich sind und sich zwischen 9 °C und 12 °C bewegen.

Wärmequelle Abwärme: Die JAZ der Wärmepumpe, die mit Abwärme betrieben wird, liegt über den Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen mit den Wärmequellen Erdwärmesonde und Grundwasser, da die Abwärme eines benachbarten

Industriebetriebs mit einer Temperatur von ca. 13 °C und damit über der Erdreich- oder Grundwassertemperatur bereitgestellt werden kann.

Wärmequelle PVT + Eisspeicher: Die JAZ des Systems PVT-Module und Eisspeicher ist deutlich niedriger als die der übrigen Wärmequellen, da in der PV-Ausbaustufe 1 nur wenige Dachflächen für die Warmegewinnung zur Verfügung stehen. Die Jahresarbeitszahl dieses Systems verbessert sich im Szenario 1.2, in dem mehr Dachflächen für die Gewinnung von Umweltwärme bestehen und das Temperaturniveau im Vorlauf der Beheizung auf 55 °C abgesenkt wird.

Entsprechend der Jahresarbeitszahl unterscheidet sich der zusätzliche elektrische Energiebedarf der vier Wärmepumpen-Systeme in den Szenarien 1.1 und 1.2 (siehe folgenden Abbildung). Besteht beim heutigen Gebäudebestand für die drei Varianten Erdwärme, Grundwasser und Abwärme ein elektrischer Energiebedarf von ca. 580 MWh bzw. ca. 530 MWh, so liegt der Bedarf im System PVT + Eisspeicher bei ca. 1200 MWh.

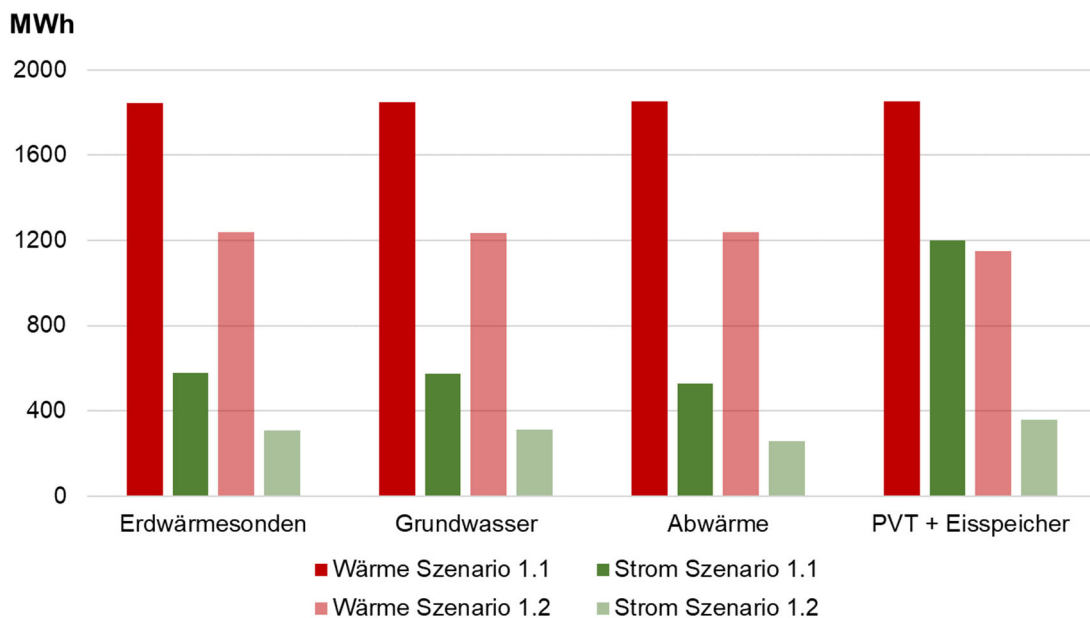


Abb. 25: Wärme- und Strombedarf der verschiedenen Wärmepumpensystem innerhalb des Quartiers.

Analog zum elektrischen Energiebedarf verhalten sich die verschiedenen Systeme im Vergleich der CO₂-Emissionen. In der nachfolgenden Grafik sind die Emissionen für die vier verschiedenen Wärmepumpensysteme dargestellt. Grundlage der Emissionsberechnung ist der in stündlicher Auflösung ermittelte elektrische Energiebedarf des Quartiers, der zum jeweiligen Zeitpunkt im Quartier verfügbare PV-Strom bzw. der Bezug von Strom aus dem allgemeinen Stromnetz und die damit verbundenen Emissionen. In der Wärmeversorgung des Quartiers über die zwei Gaskessel werden ca. 550 t CO₂-Emissionen verursacht.

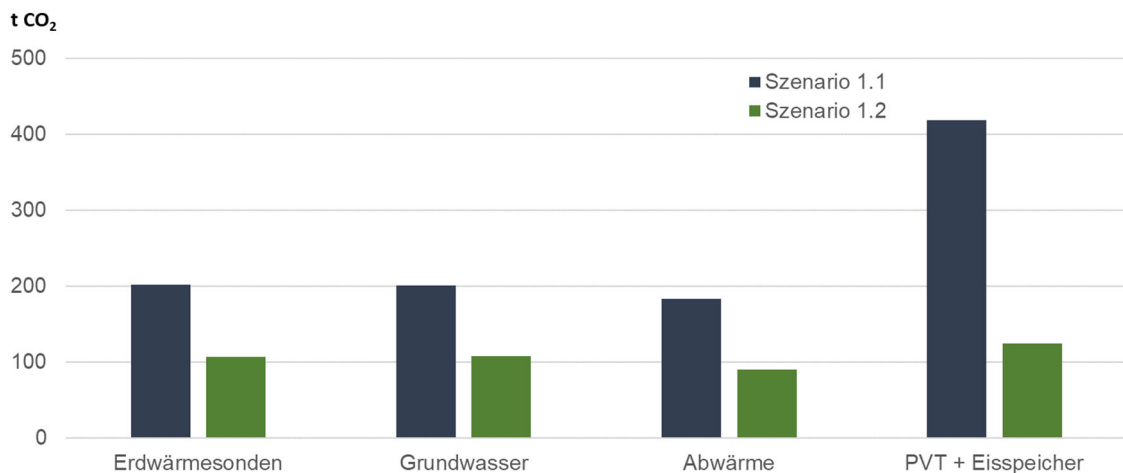


Abb. 26: Vergleich der CO₂-Emissionen der verschiedenen Wärmepumpensysteme zur Wärmebereitstellung im Quartier.

Der Vergleich der strombedingten Emissionen zeigt, dass das Ziel, das Quartier klimaneutral zu gestalten, auch mit der Sanierung aller Gebäude im Szenario 1.2 und den zur PV-Nutzung zur Verfügung stehenden Flächen nicht erreicht werden kann, sondern weiterhin CO₂-Emissionen von mindestens ca. 90 t/Jahr (Abwärme-WP) anfallen. Mögliche Wege zur weiteren Senkung der Emissionen bestehen innerhalb des Quartiers in einer weiteren Steigerung der Effizienz der Gebäudehüllen sowie im Ausbau der Flächen für die PV im Quartier. Es wird daher im Szenario 1.3 in der Variante Wärmepumpe mit der Wärmequelle Abwärme untersucht, wie weit sich mithilfe weiterer Effizienzmaßnahmen die Emissionen mindern lassen. Die Ergebnisse sind in der Emissionsbetrachtung im Kapitel 4.3 enthalten.

Dezentrale Wärmepumpen

Neben der zentralen Wärmeerzeugung, bei der der gesamte Wärmebedarf über das Quartiersnetz bereitgestellt wird, besteht die Möglichkeit einer zweistufigen Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen. Dabei könnte eine zentrale Wärmepumpe Wärme mit einer Vorlauftemperatur von ca. 35 °C in das Netz einspeisen, während dezentrale Mikro-Wärmepumpen anschließend die Vorlauftemperatur je nach Bedarf der einzelnen Gebäude anheben. Aufgrund des kurzen Bearbeitungszeitraums der Studie konnte diese Variante jedoch nicht untersucht werden.

4.2 Szenario 2: BHKW

In diesem Szenario wird die Wärmeerzeugung für das unsanierte und sanierte Quartier mit einem BHKW und Spitzenlastkessel erzeugt. Mit dem Einsatz des BHKWs ist keine Absenkung der Vorlauftemperatur notwendig. Die Vorlauftemperatur wird mit 75°C angenommen.

Konfiguration des BHKW

Das wärmegeführte BHKW wird für das unsanierte Quartier mit 500 kW thermisch dimensioniert. Die jährlichen Betriebsstunden betragen 3360 h. Der Gasverbrauch des BHKWs liegt für die Wärme- und Strombereitstellung bei 4200 MWh pro Jahr (zusätzlich benötigt der Brennwertkessel 442 MWh/a). Zusammen mit dem Spitzenlastkessel erzeugt das BHKW die im Quartier benötigte Wärme erzeugt. Gleichzeitig stellt das BHKW 1680 MWh Strom für das Quartier bereit.

Für das sanierte Quartier wird das BHKW mit 350 kW thermisch dimensioniert. Die Betriebsstunden betragen 3298 h pro Jahr. Hierbei werden 3142 MWh/a Gas benötigt und 1154 MWh Strom pro Jahr erzeugt.

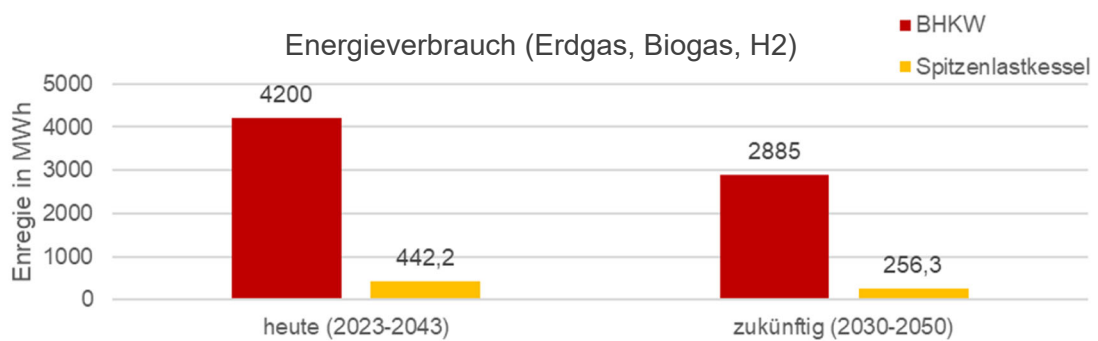


Abb. 27: Vergleich des Energieverbrauchs von BHKW und Gaskessel - heute und zukünftig.

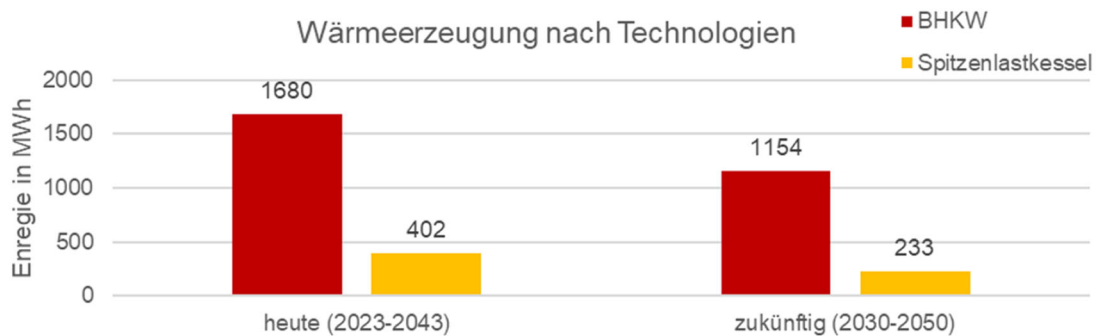


Abb. 28 : Vergleich der Wärmebereitstellung durch das BHKW und den Spitzenlastkessel.

Das BHKW wird wärmegeführt und gleichzeitig am Strommarkt optimiert betrieben. Ökonomisch erbringt der optimierte BHKW-Betrieb eine Steigerung von 20% in der Vergütung am Strommarkt. Den saisonalen Ausgleich zur Stromerzeugung des wärmegeführten BHKWs übernimmt die PV-Anlage.

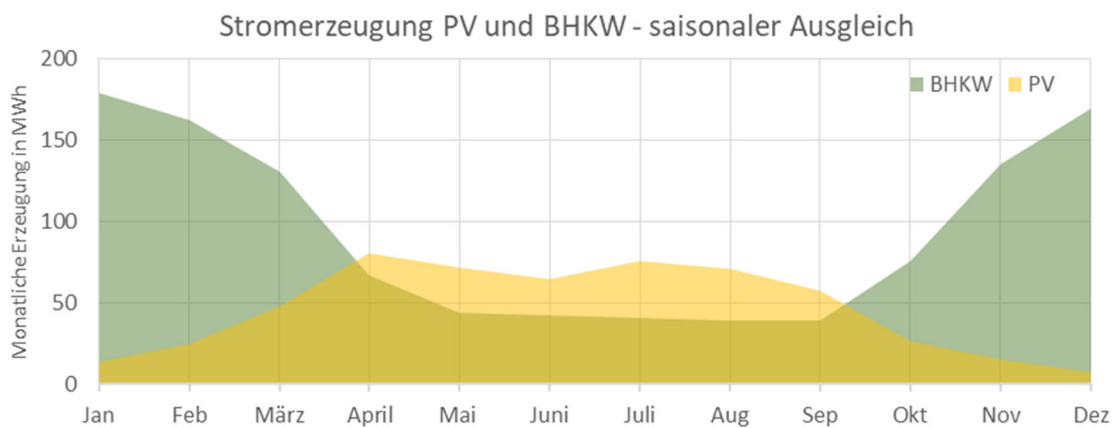


Abb. 29: Saisonaler Ausgleich zur Stromerzeugung im Zeitraum 2030-2050 (BHKW 350 kWel und 605 kWp PV-Anlage).

Die an die Heizperiode gekoppelte Stromerzeugung des BHKWs wird außerhalb der Heizperiode durch die PV-Erzeugung ergänzt. Eine Überlappung der BHKW-Erzeugung und PV-Erzeugung im Sommer begründet sich durch den Warmwasserbedarf, den das BHKW im Sommer bereitstellt.

4.3 Ökologische Analyse

In der folgenden Grafik sind die einzelnen Schritte zur Minderung der Emissionen des Quartiers (Energiebedarf für Haushaltsstrom und Wärmebereitstellung) in den Szenarien 1.1, 1.2 und 1.3 für den Fall der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpe mit Wärmequelle Abwärme bilanziell gegenübergestellt. Nur im Szenario 1.3 können die Emissionen aus der Wärmeerzeugung für das Quartier weitreichend minimiert werden, während bei Einbeziehung des zusätzlichen Energiebedarfs durch Elektromobilität sich wieder zusätzliche Emissionen aus dem Laden der Elektromobile im Quartier ergeben.

In mittelfristiger Betrachtung besteht eine wesentliche Stellschraube in der Emissionsminderung durch den aus dem öffentlichen Versorgungsnetz bezogenen Strom. Indem der Anteil der erneuerbaren Energien des allgemeinen Strommix ansteigt, sinken die dem Energiebedarf im Quartier zuzurechnenden Emissionen. Da jedoch durch zusätzliche Verbraucher wie z.B. Wärmepumpen und Elektromobilität der Strombedarf allgemein ansteigen wird, sind sinnvolle Maßnahmen zur Reduzierung und zeitlichen Verschiebung bzw. Flexibilisierung des Energiebedarfs innerhalb des Quartiers auch bei steigender Einbindung erneuerbarer Energien in das allgemeine Versorgungsnetz von großer Bedeutung. Dabei kann durch den Batteriespeicher der Netzbezug im Quartier bis zu 293 MWh/a reduziert werden.

Die CO₂-Emissionen in den verschiedenen Szenarien bei Wärmeversorgung mittels Wärmepumpe mit Wärmequelle Abwärme sind in Abbildung 30 dargestellt. Die Ergebnisse werden schrittweise kumuliert dargestellt, was bedeutet, dass die Emission

jeder gekennzeichneten Maßnahme die zuvor durchgeführten Maßnahmen berücksichtigt. Unter „Aktuell“ werden die Emissionen des Quartiers durch Haushaltstrom und Wärmebereitstellung in der aktuellen Energieversorgung (Netzstrom, Gaskessel, Solarthermie) summiert. Mit dem Schritt „Gebäudesanierung“ werden der Energiebedarf und entsprechend die Emissionen gemindert. Mit dem zusätzlichen Schritt „Photovoltaik“ sinken die Emissionen durch den Haushaltstrombedarf. Die mit "Wärmepumpen" gekennzeichneten Emission enthalten schließlich alle vorhergehenden Maßnahmen "Sanierung", "Photovoltaik" und "Elektromobilität".

In Szenario 1.1 kann somit die Emissionsminderung maximal 51% erreichen. Dies ist auf die höhere Vorlauftemperatur des Wärmenetzes (65 °C) zurückzuführen, die erforderlich ist, um die Raumtemperatur (21 °C) in den nicht sanierten MFH aufrechtzuerhalten, was zu einer niedrigen Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen führt. In Szenario 1.2, mit saniertem MFH und niedrigerer Vorlauftemperatur (55 °C), steigt die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen deutlich an, was zu einer wesentlich höheren maximalen Emissionsreduktion von bis zu 75 % führt.

Mit Gebäuden im Passivhausstandard und einer niedrigen Vorlauftemperatur von 45 °C (Szenario 1.3) kann eine Reduzierung der Emissionen von 97 % erreicht werden. Allerdings müssen zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, um sicherzustellen, dass bei der Warmwasserversorgung kein Legionellenrisiko besteht.

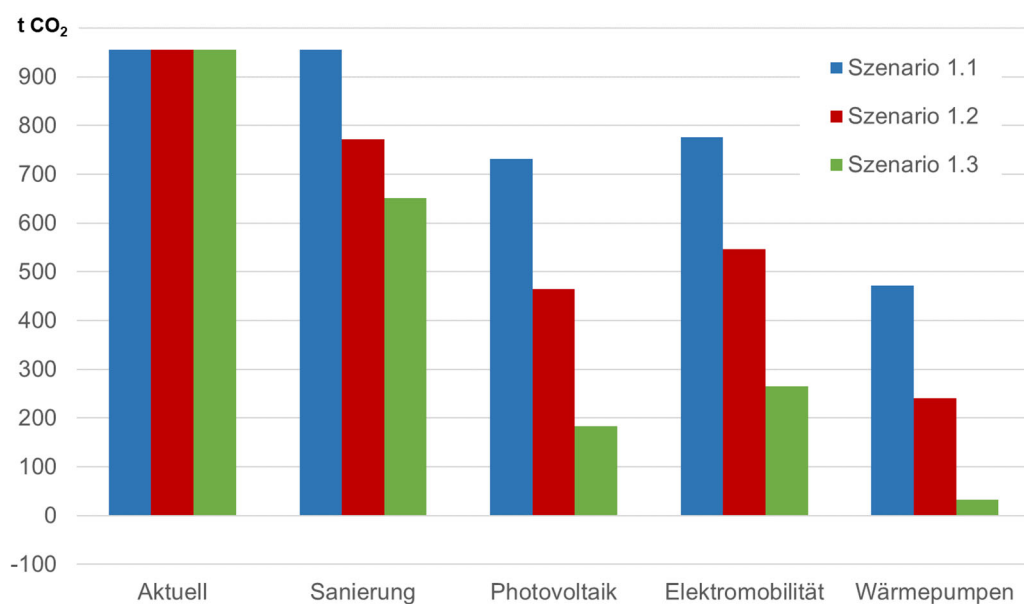


Abb. 30: Emissionsminderungsschritte in den verschiedenen Szenarien bei Wärmeversorgung mittels Wärmepumpe mit Wärmequelle Abwärme.

Ähnlich verhalten sich die CO₂-Emissionen in den verschiedenen Szenarien bei Wärmeversorgung mittels BHKW (Biogas), sie sind in Abbildung 29 dargestellt. In Szenario 2.1, in dem keine Gebäudesanierung erfolgt, kann durch Photovoltaik und die Nutzung des BHKWs mit gleichzeitiger Wärme und Stromerzeugung eine CO₂-

Reduzierung von 77 % erreicht werden, in Szenario 2.2 können PV und BHKW mit Biogas 88 % der Emissionen reduzieren und in Szenario 2.3 ist die Emission negativ, d. h. es wird mehr Energie in der Nachbarschaft erzeugt als verbraucht wird, so dass das Ziel der Klimaneutralität erreicht wird. Ein Vorteil des Ersatzes der bestehenden Heizkessel durch ein mit Biogas betriebenes BHKW besteht darin, dass die hohe Vorlauftemperatur des Wärmenetzes beibehalten werden kann und die Raumtemperatur in den Innenräumen in allen bestehenden Gebäuden erreicht wird. Auf nationaler Ebene kann jedoch nur ein bestimmter Anteil des derzeitigen Erdgasbedarfs durch Biogas ersetzt werden (siehe Kapitel 2.2.3).

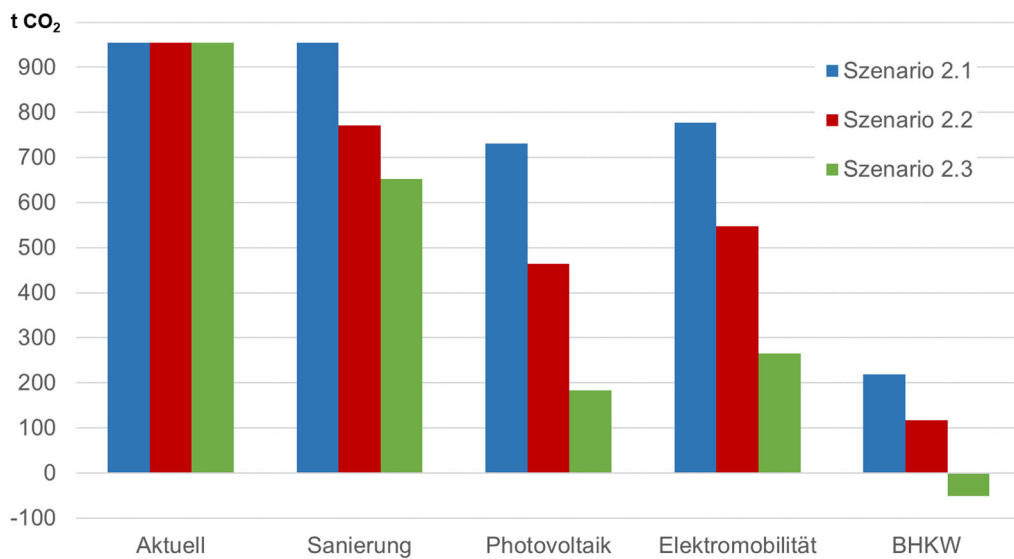


Abb. 31: Emissionsminderungsschritte in den verschiedenen Szenarien bei Wärmeversorgung mittels BHKW.

4.4 Ökonomische Analyse

Für die ökonomische Analyse wurden im Kapitel 5.6.1 Preisspannen für Gas und Strom definiert.

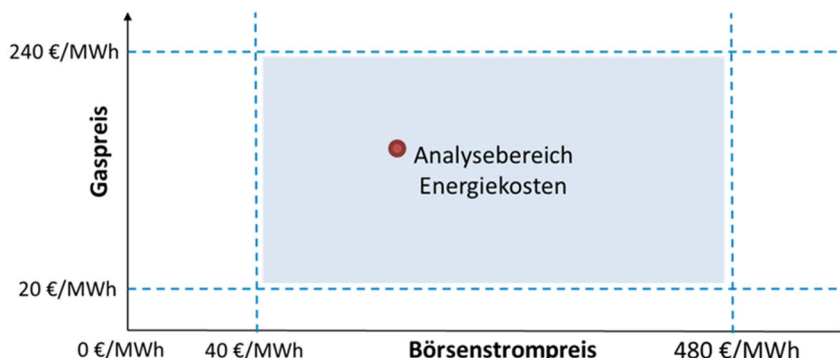


Abb. 32: Darstellung der Preisspannen mit einem spezifischen Preispunkt für eine Beispielanalyse.

Zur vereinfachten Darstellung werden vorerst feste Preise angenommen, nämlich ein Börsenstrompreis von 120 €/MWh und ein Gaspreis von 140 €/MWh (roter Punkt im Diagramm). Für die vereinfachte Analyse wird der Szenario-Zeitraum 1 (2023 bis 2043) dargestellt. Im Folgenden werden die jährlichen Gesamtkosten dargestellt.

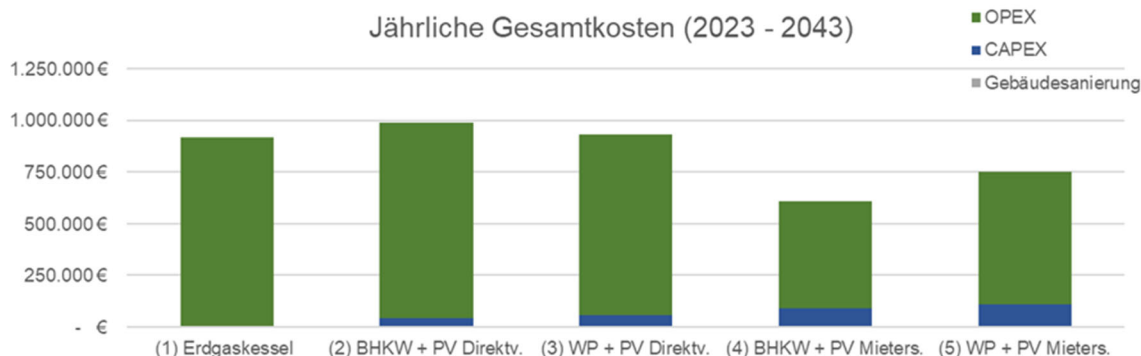


Abb. 33: Darstellung der Preisspannen mit einem spezifischen Preispunkt für eine Beispielanalyse.

Die jährlichen Gesamtkosten definieren sich aus den entstehenden OPEX, und den jährlich abgeschriebenem CAPEX. Für den Szenario-Zeitraum 1 ist keine Gebäudesanierung vorgesehen. Mit dieser Kalkulation kann der Status Quo mit den Technologien zur Dekarbonisierung sowie dem jeweiligen Marktmodell verglichen werden. In den jährlichen Gesamtkosten beträgt der CAPEX-Anteil 4% bis 15% (für (1) Erdgaskessel entstehen keine CAPEX, da dieser bereits verbaut ist). In dieser Preiskonstellatation ist das BHKW mit PV und Batteriespeicher im Mieterstrommodell die günstigste Variante (600.000 €/a). Hingegen die teuerste Variante ist das BHKW mit PV in der Direktvermarktung mit 990.000 €/a. Da diese Auswertung nur für die vorher

definierten Preise von Strom und Gas aussagekräftig ist, erfolgt nunmehr im Folgenden der Vergleich mit Preisspannen.

Nachfolgend werden die jährlichen Gesamtkosten der Wärmepumpe mit PV in der Direktvermarktung dargestellt.

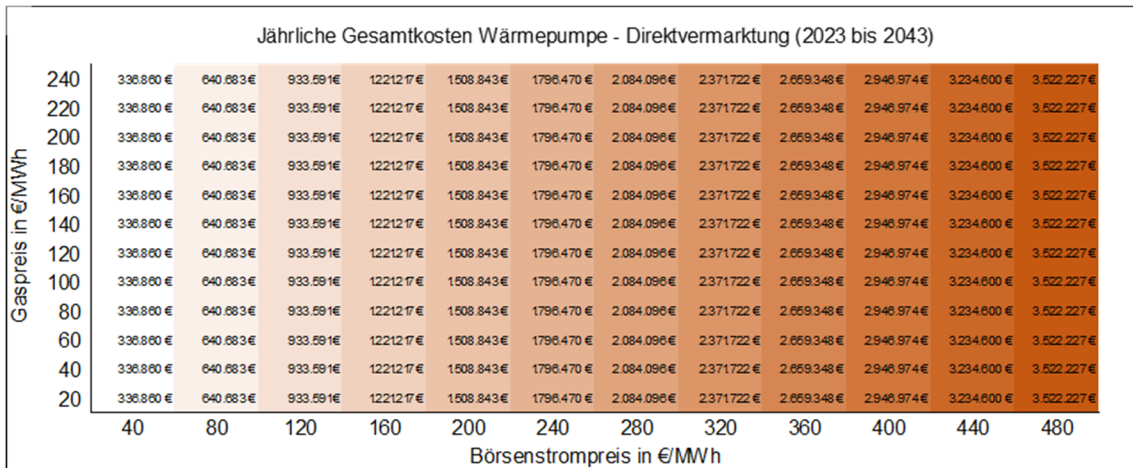


Abb. 34: Jährliche Gesamtkosten in Abhängigkeit der Preisspannen für die Wärmepumpe in der Direktvermarktung.

In der dargestellten Preisspanne bewegen sich die Gesamtkosten zwischen 336.860 €/a und 3.522.227 €/a. Auf die Gesamtkosten bei Einsatz einer Wärmepumpe hat der steigende Gaspreis keinen Einfluss. Zum Vergleich wird nun das entsprechende Diagramm für das BHKW in der Direktvermarktung abgebildet.

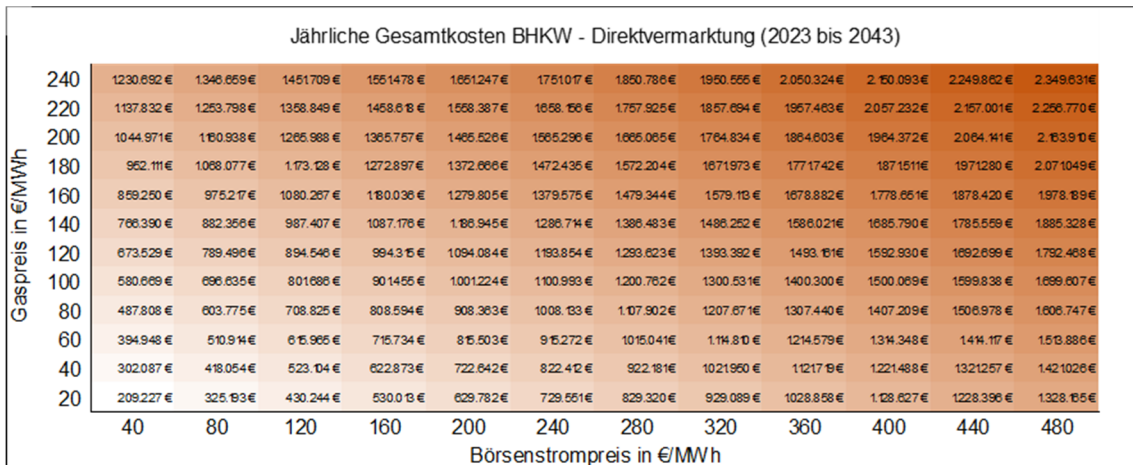


Abb. 35: Jährliche Gesamtkosten in Abhängigkeit der Preisspannen für das BHKW in der Direktvermarktung.

Für das BHKW mit PV-Anlage haben der Gaspreis und der Börsenstrompreis einen Einfluss auf die entstehenden Gesamtkosten. Die steigenden Gaspreise korrelieren direkt mit den steigenden Gesamtkosten. Für den Börsenstrompreis ist ein geringerer

Anstieg zu verzeichnen. Hintergrund ist die höhere Vergütung des PV- und BHKW-Stroms bei steigenden Börsenstrompreisen.

Für den Vergleich von Wärmepumpe und BHKW in der Direktvermarktung werden die jeweiligen Gesamtkosten voneinander subtrahiert und wie folgt dargestellt:

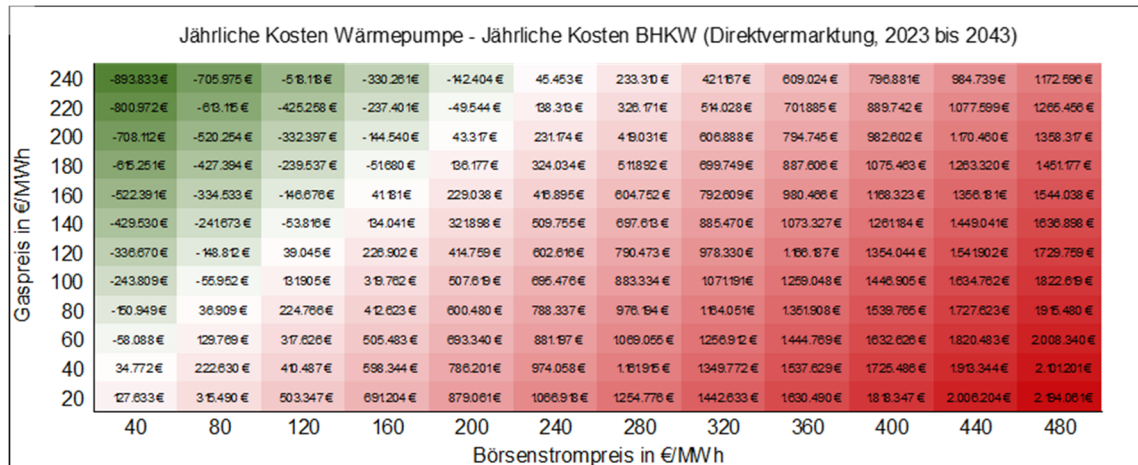


Abb. 36: Darstellung der Differenz aus den jährlichen Gesamtkosten der Wärmepumpe und des BHKWs in der Direktvermarktung in Abhängigkeit der Preisspannen für den Börsenstrompreis und Gas.

Diese Heatmap ermöglicht den Vergleich zwischen den Kosten bei Einsatz einer Wärmepumpe und eines BHKWs auf einen Blick. Die Darstellung bildet die Gesamtkosten in Abhängigkeit der Energiekosten ab. In der Preisspanne für Gaspreise können sowohl der Erdgaspreis als auch die Preise für Biogas oder Wasserstoff eingesetzt werden. Im grünmarkierten Bereich ist die Wärmepumpe wirtschaftlicher, im rotmarkierten Bereich das BHKW. Im weißen Mittelbereich sind die Kosten nahezu identisch.

Im Folgenden werden die für diese Studie relevanten Heatmaps dargestellt. Als Grundlage der Auswertung werden beispielhaft die Preise von 2021 angenommen, wobei ein fiktiver Wert für grünen Wasserstoff angenommen werden musste, da der Markt für grünen Wasserstoff gerade erst entsteht. Die Bepreisung von grünem Wasserstoff ist an den Börsenstrompreis gekoppelt. Zur Vereinfachung wurde der Preis für grünen Wasserstoff identisch zu dem Preis von Biomethan gewählt.

Börsenstrompreis Day Ahead Auktion	96,85 €/MWh (volumengewichtet)
Biomethan	165,00 €/MWh
Grüner Wasserstoff (zukünftig)	165,00 €/MWh

Auswertung 1: Wärmepumpe vs. BHKW in der Direktvermarktung (2023 bis 2043)

In dieser Auswertung werden die jährlichen Kosten für die Kombination Wärmepumpe mit PV der Kombination BHKW mit PV im Modell „Direktvermarktung“ gegenübergestellt.

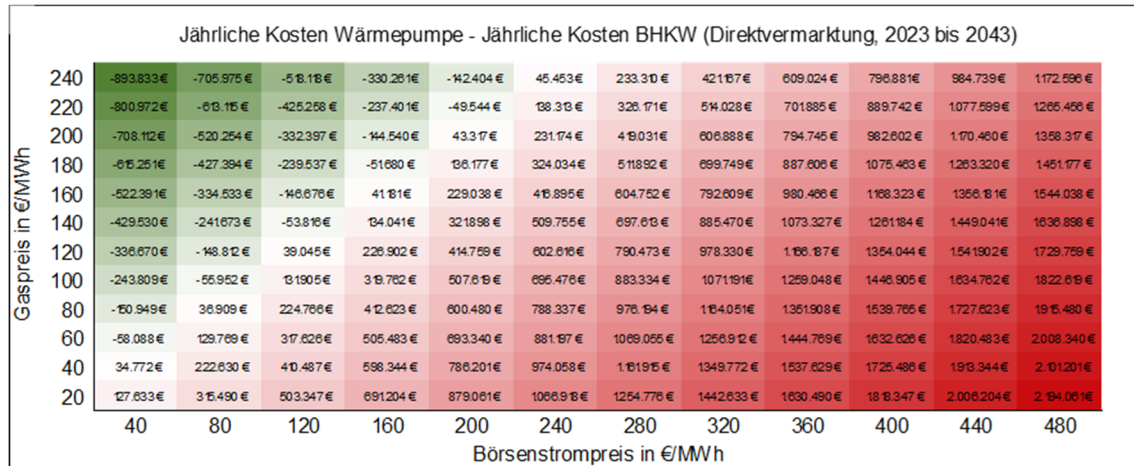


Abb. 37: Darstellung der Differenz aus den jährlichen Gesamtkosten der Wärmepumpe und des BHKWs in der Direktvermarktung in Abhängigkeit der Preisspannen für den Börsenstrompreis und den Gaspreis.

Bei einem gegebenen Biomethan- bzw. Wasserstoffpreis von 165 €/MWh ist die Wärmepumpe bis zu einem Börsenstrompreis von ca. 140 €/MWh die wirtschaftlichere Variante. Bei einem gegebenen Börsenstrompreis von ca. 97 €/MWh ist das System Wärmepumpe ca. 277.000 €/a günstiger als das BHKW. Die absoluten Kosten für die Wärmepumpe in der Direktvermarktung betragen 767.017 € pro Jahr.

Auswertung 2: Wärmepumpe vs. BHKW im Mieterstrommodell (2023 bis 2043)

In dieser Auswertung werden die jährlichen Kosten für die Kombination Wärmepumpe mit PV und Batteriespeicher der Kombination BHKW mit PV und Batteriespeicher im Modell „Mieterstrommodell“ gegenübergestellt.

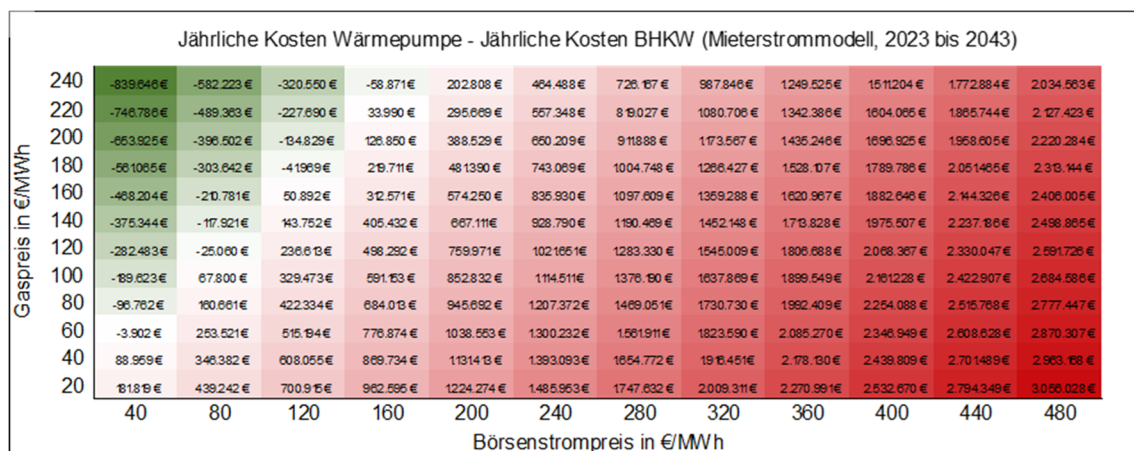


Abb. 38: Darstellung der Differenz aus den jährlichen Gesamtkosten der Wärmepumpe und des BHKWs im Mieterstrommodell in Abhängigkeit der Preisspannen für den Börsenstrompreis und den Gaspreis.

Bei einem gegebenen Biomethan- bzw. Wasserstoffpreis von 165 €/MWh ist die Wärmepumpe bis zu einem Börsenstrompreis von ca. 110 €/MWh die wirtschaftlichere Variante. Bei einem gegebenen Börsenstrompreis von ca. 97 €/MWh ist das System Wärmepumpe ca. 122.000 €/a günstiger als das BHKW. Die absoluten Kosten für die Wärmepumpe in der Direktvermarktung betragen 631.038 € pro Jahr. Im Vergleich zur vorherigen Auswertung zeigt sich, dass das Mieterstrommodell ca. 135.000 €/a günstiger ist als das Modell Direktvermarktung.

Auswertung 3: Auswirkungen Energieversorger und privates Netz:

In der folgenden Auswertung für die Wärmepumpe mit PV wird das Mieterstrommodell mit der Direktvermarktung verglichen.

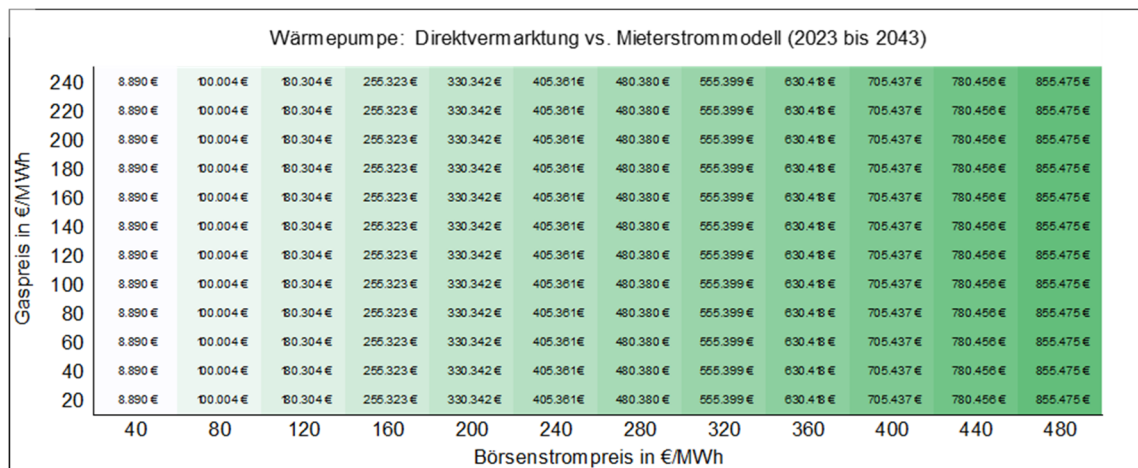


Abb. 39: Darstellung der Preisdifferenz aus Direktvermarktung und Mieterstrommodell in Abhängigkeit der Preisspannen für die Wärmepumpe.

Da die Modelle „Direktvermarktung“ und „Mieterstrommodelle“ nur Einfluss auf die Stromvergütung haben, ergeben sich bei steigenden Gaspreisen keine Änderungen. Der Vergleich von Direktvermarktung und Mieterstrommodell zeigt für den gesamten analysierten Börsenstrompreis einen wirtschaftlichen Vorteil für das Mieterstrommodell. Bei einem günstigen Strompreis (< 40 €/MWh) besteht kein nennenswerter Vorteil mehr. Zu beachten ist, dass in der Kalkulation die Kosten für den Status „Energieversorger“ sowie für das private Stromnetz nicht inbegriffen sind.

Auswertung 4: Auswirkungen Energieversorger und privates Netz:

In der folgenden Auswertung für das BHKW mit PV wird das Mieterstrommodell mit der Direktvermarktung verglichen.

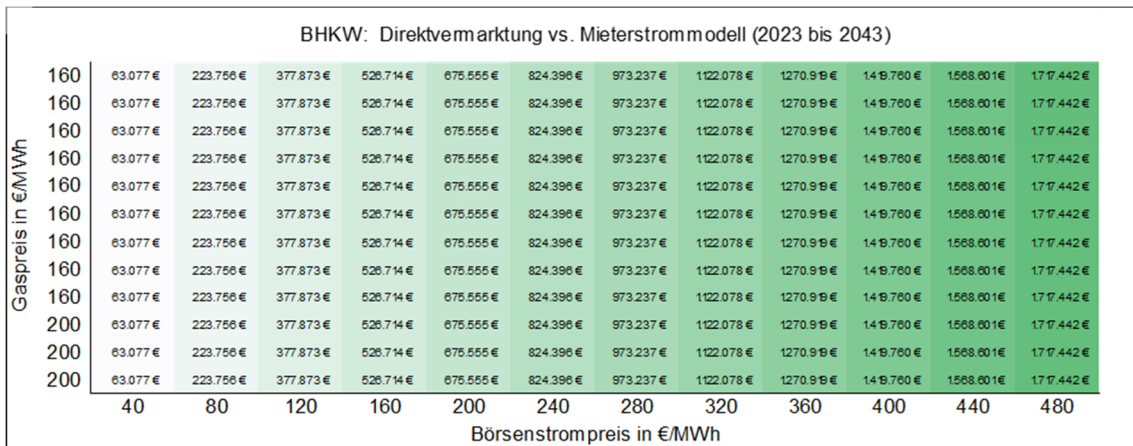


Abb. 40: Darstellung der Preisdifferenz aus Direktvermarktung und Mieterstrommodell in Abhängigkeit der Preisspannen für das BHKW.

Wie auch im vorherigen Diagramm ist das Mieterstrommodell beim Einsatz von einem BHKW durchweg wirtschaftlicher als die Direktvermarktung. Im Vergleich zum System Wärmepumpe sind die Einsparungen höher. Hintergrund ist der hohe Eigenverbrauch im Sommer (PV) und im Winter (BHKW). Für den beispielhaften Börsenstrompreis von 2021 (96,85 €/MWh) sind die Kosten im Mieterstrommodell ca. 300.000 €/a geringer.

Im Folgenden werden die Auswertungen für den zweiten Szenario-Zeitraum dargestellt. Hierbei fließt die Sanierung der Gebäude in das Modell ein.

Auswertung 5: Wärmepumpe vs. BHKW in der Direktvermarktung (2030 - 2050)

In dieser Auswertung werden die jährlichen Kosten für die Kombination Wärmepumpe mit PV der Kombination BHKW mit PV im Modell „Direktvermarktung“ gegenübergestellt.

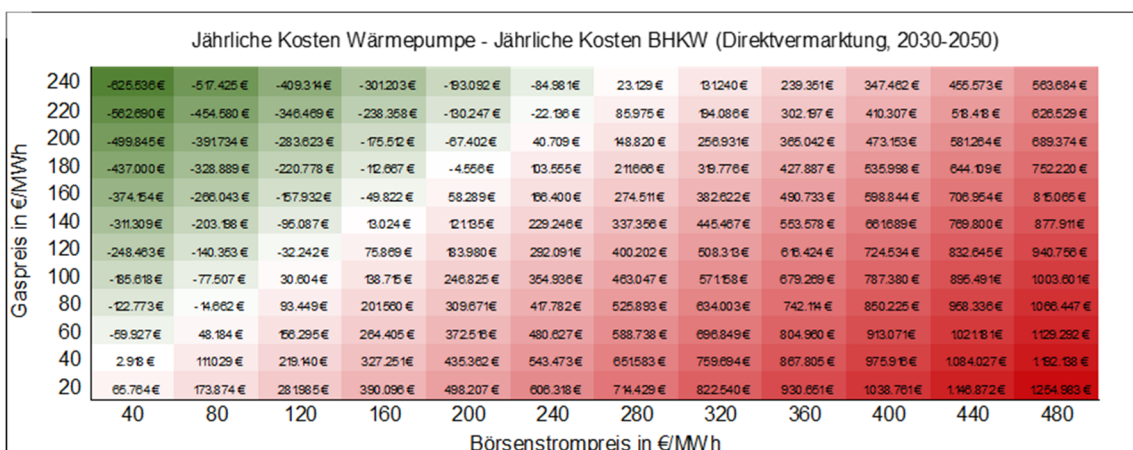


Abb. 41: Darstellung der Differenz aus den jährlichen Gesamtkosten der Wärmepumpe und des BHKWs in der Direktvermarktung in Abhängigkeit der Preisspannen für den Börsenstrompreis und den Gaspreis.

Bei einem gegebenen Biomethan- bzw. Wasserstoffpreis von 165 €/MWh ist das System Wärmepumpe bis zu einem Börsenstrompreis von ca. 180 €/MWh die wirtschaftlichere Variante. Bei einem gegebenen Börsenstrompreis von ca. 97 €/MWh ist das System Wärmepumpe ca. 236.000 €/a günstiger als das System BHKW. Die absoluten Kosten für das System Wärmepumpe in der Direktvermarktung betragen 858.329 € pro Jahr.

Auswertung 6: Wärmepumpe vs. BHKW im Mieterstrommodell (2030 - 2050)

In dieser Auswertung werden die jährlichen Kosten für die Kombination Wärmepumpe mit PV der Kombination BHKW mit PV im Modell „Mieterstrommodell“ gegenübergestellt.

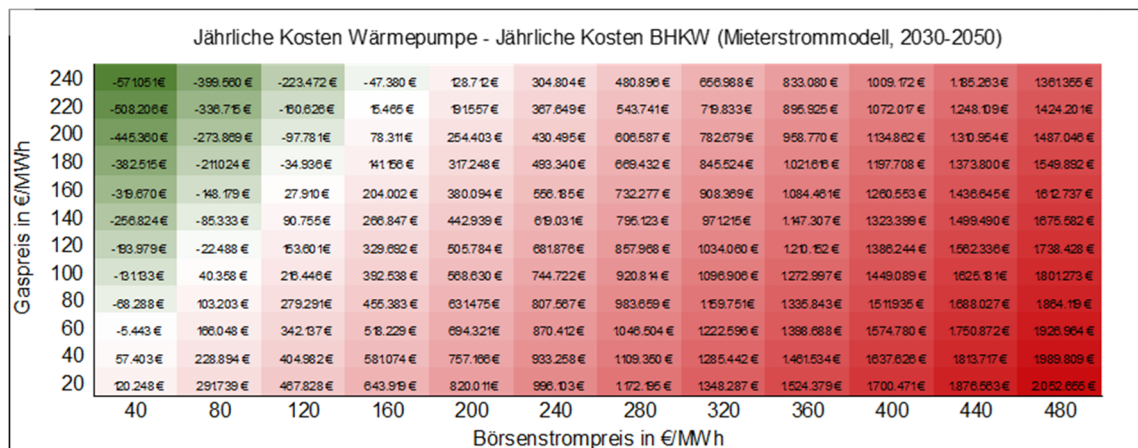


Abb. 42: Darstellung der Differenz aus den jährlichen Gesamtkosten der Wärmepumpe und des BHKWs im Mieterstrommodell in Abhängigkeit der Preisspannen für den Börsenstrompreis und den Gaspreis.

Bei einem gegebenen Biomethan- bzw. Wasserstoffpreis von 165 €/MWh ist das System Wärmepumpe bis zu einem Börsenstrompreis von ca. 110 €/MWh die wirtschaftlichere Variante. Bei einem gegebenen Börsenstrompreis von ca. 97 €/MWh ist das System Wärmepumpe ca. 89.000 €/a günstiger als das System BHKW. Die absoluten Kosten für das System Wärmepumpe in der Direktvermarktung betragen 677.454 € pro Jahr.

Zusammenfassung

Die Darstellung der Kosten in Abhängigkeit der Preisspannen gilt spezifisch für das Alfons-Bayerer-Quartier. Mit der Gegenüberstellung der Kosten von zwei Systemen kann die Wirtschaftlichkeit und deren Abhängigkeit vom jeweiligen Gas- und Börsenstrompreis analysiert werden. Für die beispielhaften Preise aus 2021 ist die Dekarbonisierung mittels der Wärmepumpe durchweg die wirtschaftlichere Variante. Zu beachten ist jedoch, dass teilweise ab einem Börsenstrompreis von 110 €/MWh (anstatt der gewählten 97 €/MWh) das System mit BHKW wirtschaftlicher wäre. Des Weiteren zeigt sich, dass das Mieterstrommodell für alle Analysen die günstigere Variante darstellt. Dieser Effekt verstärkt sich mit steigenden Strompreisen.

4.5 Rechtliche Analyse

4.5.1 Mieterstrommodell im vernetzten Quartier

Durch die Neufassung des EEG kann das Mieterstrommodell für Quartiere nunmehr in einem größeren Rahmen eine Option sein, da die Leistungsgrenze 100 kW gefallen ist und inzwischen auch die Lieferung von PV-Strom zwischen mehreren Gebäuden erfasst wird. Allerdings ist zu beachten, dass in diesem Fall, wenn also PV-Strom nicht unmittelbar in dem Gebäude verbraucht wird, in oder auf dem dieser erzeugt wird, keine Durchleitung durch das allgemeine Versorgungsnetz erfolgen darf. D.h. soll eine Vernetzung der Quartiersgebäude erfolgen, um die Energieeffizienz weitmöglichst zu erhöhen, so dürfen die dafür erforderlichen Leitungen nicht als Teil des allgemeinen Netzes angesehen werden können.

Ein solches eigenständiges Netz lässt sich unter rechtlichen Gesichtspunkten nur unter Beachtung bestimmter begrenzender Faktoren errichten. Wird dieser Rahmen eingehalten, so handelt es sich bei dem Netz um eine sog. Kundenanlage, die auch hinsichtlich der mit dem Betrieb eines Stromnetzes verbundenen Pflichten privilegiert ist. Abgesehen von der betrieblichen Kundenanlage nach § 3 Nr. 24 b) EnWG, die im Rahmen dieser Studie nicht relevant ist, **definieren sich Kundenanlagen gemäß § 3 Nr. 24 a) EnWG** als Energieanlagen zur Abgabe von Energie,

- a) die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden,
- b) mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind,
- c) für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend sind und
- e) jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden.

Ausweislich der Gesetzesbegründung gilt: „Kundenanlagen sind Energieanlagen zur Abgabe von Energie (§ 3 Nummer 15 4. Variante EnWG). Kundenanlagen sind mit einem oder mehreren Energieversorgungsnetzen (§ 3 Nummer 16 EnWG) oder einer oder mehreren Erzeugungsanlagen verbunden. Ausreichend ist auch eine Verbindung mit einer Erzeugungsanlage, die über keine Verbindung mit einem Energieversorgungsnetz verfügt („Insellösungen“).“⁵⁴

Typischerweise hatte der Gesetzgeber die Hausanlage im Blick, bei der weder zusätzliche Stromleitungen erforderlich noch (sinnvoll) möglich sind, aber auch die Situation, „dass sich die Energieanlage über mehrere Grundstücke erstreckt und diese

⁵⁴ BT-Drucks. 17/6072, S. 51.

Grundstücke so gut wie ausschließlich über diese Anlage versorgt werden, sofern die Grundstücke aneinander angrenzen und nicht verstreut liegen und auf diese Weise ein geschlossenes, von den äußeren Grundstücksgrenzen begrenztes Gebiet darstellen.“⁵⁵

Allerdings kann nicht jedes geschlossen wirkende Areal, das über eine zentrale Energieanlage versorgt wird, als Kundenanlage angesehen werden. Entscheidend für die Einordnung als solche ist die Frage, ob durch sie ein wirksamer und unverfälschter Wettbewerb gefährdet ist, oder die Anlage eben für den Wettbewerb unbedeutend ist.

Insgesamt ist es in der praktischen Anwendung nicht immer einfach, die Abgrenzung vorzunehmen, da der Tatbestand dieser Norm viele unbestimmte Rechtsbegriffe aufweist, die nicht zweifelsfrei eine Zuordnung zulassen.

Der BGH hat in zwei Entscheidungen⁵⁶ die **unbestimmten Rechtsbegriffe näher konkretisiert**. Er nannte bestimmte Kenngrößen, bei deren Vorliegen das Tatbestandsmerkmal „für den Wettbewerb bedeutend“ erfüllt wäre und daher eine Einstufung als Kundenanlage ausscheidet. Konkret sei dies der Fall, wenn mehrere Hundert Letztverbraucher angeschlossen seien, die Anlage eine Fläche von deutlich über 10.000 m² versorgen, die jährliche Menge an durchgeleiteter Energie voraussichtlich 1.000 MWh [Jahresverbrauch der Anlage]⁵⁷ deutlich übersteige und mehrere Gebäude angeschlossen seien. Eine Energieanlage mit diesen Größen könne allenfalls unter besonderen Umständen des Einzelfalls noch als eine für den Wettbewerb unbedeutende Kundenanlage gesehen werden. Bleibe die Größe der Energieanlage in mehreren Punkten hinter den genannten Werten zurück, handele es sich regelmäßig um eine für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutende Kundenanlage.⁵⁸ Die Ausführungen zeigen, dass es sich immer um eine individuelle Bewertung und daher um eine **Einzelfallprüfung** handelt.

Darüber hinaus hat der BGH zum Tatbestandsmerkmal „**räumlich zusammenhängendes Gebiet**“ Stellung genommen. Ein solches liege vor, wenn sich die Kundenanlage über mehrere Grundstücke erstrecke und diese Grundstücke so gut wie ausschließlich über die Kundenanlage versorgt werden, sofern die Grundstücke einander angrenzen und nicht verstreut liegen und auf diese Weise ein geschlossenes, von den äußeren Grundstücksgrenzen begrenztes Gebiet darstellen. Dabei sei es unschädlich, wenn ein so abgegrenztes Gebiet Straßen, ähnliche öffentliche Räume oder vereinzelt, nicht ins Gebiet fallende andere Grundstücke einschließe, welche nicht

⁵⁵ BGH Beschluss vom Beschluss vom 21.01.2020, Rdnr. 27, in: *openJur* 2020, 1335, <https://openjur.de/u/2194128.html> (abgerufen am 30.09.2022).

⁵⁶ Vgl. BGH Beschluss vom 12.11.2019, Az. EnVR, 65/18, EWeRK 2020,124; BeckRS 2019, 37126 und BGH Beschluss vom 12.11.2019, Az. EnVR 66/18, RdE 2020, 193; BeckRS 2019, 35718.

⁵⁷ BGH Beschluss vom 12.11.2019, Az. EnVR, 65/18, in: BeckRS 2019, 37126 Rn. 32.

⁵⁸ Wie vor.

durch die Kundenanlage versorgt werde.⁵⁹ Eine Querstraße, die in dem Areal mitten durch die Häuser führt,⁶⁰ wird den räumlichen Zusammenhang also nicht erschüttern und nach dem BGH-Verständnis unproblematisch sein.

Auf Grundlage dieser Kriterien sind die Gegebenheiten des Modellquartieres zu analysieren und eine erste grobe Einschätzung vorzunehmen.

Die Annahme einer Kundenanlage ist in der Dimension des Modellquartiers eher nicht realistisch, so dass davon auszugehen ist, dass das Netz innerhalb des Quartiers als allgemeines Netz anzusehen ist.

Den Annahmen der vorangegangenen Potenzialstudie folgend würden 790 Bewohner im Quartier Platz finden und daher mehrere Hundert Letztverbraucher angeschlossen werden. Die Anlage würde eine Fläche von ca. 24.500 m² versorgen.⁶¹ Jährlich würden laut Potenzialstudie 834 MWh/a Strom für alle Haushalte zuzüglich der Warmwasserbereitung durch E-Boiler im Quartier nachgefragt werden. Die Kenngrößen übersteigen allesamt die Richtwerte, die der BGH vorgegeben hat, abgesehen von der Menge an durchgeleiteter Energie, die unter 1000 MWh/a liegt.

Zwar hat der BGH offengelassen, ob die Kriterien hinsichtlich der Bedeutung für den Wettbewerb (Anzahl der Letztverbraucher, Strommengen, Gebietsgröße) kumulativ vorliegen müssen, oder ob eine unterschiedliche Gewichtung der Kriterien vorgenommen werden kann und daher, ob das Fehlen eines Kriteriums durch ein anderes ausgeglichen werden kann. In jedem Fall bleibt es eine **Einzelfallprüfung**, wonach die Umstände jedes Quartiers im Gesamten betrachtet werden müssen.

Zumal wenn der Bedarf des Quartiers sich durch die Einbindung von E-Mobilität erhöht, erscheint die Einordnung als Kundenanlage bei Größenordnungen wie denen des Modellquartiers als unwahrscheinlich. Zwar erhöht die Integration von Ladepunkten in eine Kundenanlage die Zahl der Letztverbraucher nicht (so dass insofern nicht die Gefahr besteht, dass das Kriterium „Anzahl der Letztverbraucher“ durch die Nutzer der Ladepunkte unvorteilhaft erhöht wird).⁶² Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Einbindung von E-Mobilität eine höhere Stromnachfrage auslöst, und so eine höhere jährliche Menge durchgeleiteter Energie zu erwarten ist, und sich dieser Umstand ggf. wieder auf die Wettbewerbsrelevanz und so auf Einordnung als Kundenanlage auswirken kann. Insofern ist auch die voraussichtliche Steigerung des Strombedarfs durch E-Ladestationen einzubeziehen. Laut Potenzialstudie würde in diesem Fall der

⁵⁹ BGH Beschluss vom 12.11.2019, Az. EnVR 66/18, in: BeckRS 2019, 35718 Rn. 22. Zusammen zu lesen mit: OLG Düsseldorf, Urteil vom 13.06.2018, Az. VI-3 Kart 48/17 (V), NJOZ 2019,709.

⁶⁰ Power Point vom 25.05.2022, Quartier Alfons-Bayerer-Straße in Regensburg, Potenzialstudie zur sektorübergreifenden, regenerativen Energieversorgung im Quartier – am Beispiel der Alfons-Bayerer-Straße in Regensburg, Ergebnisse, Folie 5.

⁶¹ Wobei es unerheblich zu sein scheint, ob Verkehrsflächen darin enthalten sind oder nicht, vgl. BGH Beschluss vom 12.11.2019, Az. EnVR 65/18, BeckRS 2019, 37126 Rn. 34.

⁶² Vgl. BT-Drs. 18/7317, S. 78. Hier wird der Betreiber und nicht der Nutzer der Ladeeinrichtung als Letztverbraucher gemäß § 3 Nr. 25 EnWG angesehen.

prognostizierte Bedarf bis zum Jahr 2030 bei 968 MWh/a für das gesamte Quartier liegen.⁶³ Der Wert liegt zwar immer noch unterhalb der kritischen Grenze des Bedarfs, fraglich ist aber natürlich, ob dieser nicht zu konservativ gerechnet ist. Möglicherweise kommen auch weitere Bedarfe z.B. durch den Einsatz von Wärmepumpen hinzu, die ja die Menge an durchgeleitetem Strom ebenfalls erhöhen können.

Je mehr Möglichkeiten zur Sektorenkopplung genutzt werden, etwa durch Einbindung von E-Mobilität, und je größer diese Bereiche dimensioniert sind, desto mehr Strom wird im Quartier durchgeleitet werden und desto **weniger realistisch** ist die Einbindung einer Kundenanlage. Dann kann zwar der Quartierseigentümer dennoch Eigentümer des Quartiersnetzes sein und es selbst betreiben, er wird dadurch aber zum allgemeinen Netzbetreiber mit allen daraus folgenden Konsequenzen. Eine andere Alternative könnte darin bestehen, das Quartier in kleinere Einheiten herunterzubrechen, die für sich genommen die kritischen Grenzwerte unterschreiten und daher als nicht wettbewerbsbedeutende Kundenanlage definiert werden könnten. Allerdings stellt sich dann im Modellquartier das Problem, dass voraussichtlich eine zentrale Wärmeversorgung für das gesamte Gebiet geplant ist. Durch diese Verklammerung durch die gemeinsame Wärmeinfrastruktur würde die Aufteilung in einzelne Kundenanlagen nach der aktuellen obergerichtlichen Rechtsprechung möglicherweise wieder bedeutungslos, und die mehreren kleinen Kundenanlagen würden für die Berechnung der Größen belieferte Letztverbraucher/durchgeleitete Strommenge/versorgtes Gebiet doch wieder zusammengefasst.⁶⁴

Im Übrigen müssten die weiteren Tatbestandsmerkmale für die Einordnung als Kundenanlage ebenfalls erfüllt sein. Möchte der Quartierseigentümer eine Kundenanlage betreiben, ist daher darauf zu achten, dass ein diskriminierungsfreier Zugang für andere Stromlieferanten gewährt wird, und insofern dürfen keine zwingenden Vereinbarungen über den Bezug des innerhalb des Quartiers erzeugten Stroms getroffen werden. Ferner muss jedem Letztverbraucher ein unentgeltlicher Zugang zur Energieanlage zustehen, es dürfen keine versteckten Netzentgelte erhoben werden. Dies bedeutet allerdings nicht, dass für den Letztverbraucher überhaupt keine Netznutzungskosten erhoben werden dürfen. Die Kosten für Installation, Wartung und Instandhaltung des Netzes der Kundenanlage können vielmehr pauschal in die Miete einkalkuliert werden.

Über die Einstufung der eigenen Versorgungsinfrastruktur in die energierechtliche Kategorie einer Kundenanlage, **entscheidet der Quartierseigentümer als Betreiber**

⁶³ Power Point vom 25.05.2022, Quartier Alfons-Bayerer-Straße in Regensburg, Potenzialstudie zur sektorübergreifenden, regenerativen Energieversorgung im Quartier – am Beispiel der Alfons-Bayerer-Straße in Regensburg, Ergebnisse, Folie 15.

⁶⁴ OLG Dresden, Beschl. v. 16.9.2020 – Kart 9/19; vgl. Köster, Aus zwei Kundenanlagen wird ein Netz, IR 2021,84.

zwar zunächst selbst.⁶⁵ Allerdings ist bei einer fehlerhaften Einstufung mit einer Sanktion nach § 95 Abs. 1 EnWG zu rechnen, wenn nämlich die Erfüllung der nach dem EnWG anfallenden Pflichten aufgrund dieser fehlerhaften Einordnung ausbleibt. Zudem drohen auch Konflikte mit dem Betreiber des vorgelagerten Mittelspannungsnetzes, an das die Quartiersanlage angeschlossen werden soll, wenn dieser sich weigert, die Kundenanlageneigenschaft anzuerkennen.⁶⁶

Soll das Mieterstrommodell in Quartieren wie dem Modellquartier trotzdem in Anspruch genommen werden, so bleibt die Möglichkeit, jedes Gebäude mit eigenen PV-Modulen unabhängig voneinander zu betreiben.

4.5.2 Quartierseigentümer als Anlagenbetreiber und Versorger

Möchte der Quartierseigentümer als Quartiersversorger auftreten und sein Quartier mit Strom beliefern, also Strom an Letztverbraucher abgeben, wird er prinzipiell zum Energieversorger und muss sich daher den Pflichten des EnWGs und weiterer Gesetze unterwerfen. Er muss Stromzähler stellen, den Messstellenbetrieb übernehmen und den kompletten Strombedarf des Mieters decken. Er muss sich um das Bilanzkreismanagement kümmern, um den Verkauf von Überkapazitäten des erzeugten Stroms, und Zukauf von Fehlmengen bei Unterproduktion. Es trifft ihn die Verantwortung für die Entrichtung von Steuern, Netznutzungsentgelten und weiteren Ablagen und Umlagen. Außerdem muss er spezielle Vorschriften bei der Rechnungslegung und Vertragsgestaltung mit den Mietern beachten. Einige der einschlägigen Gesetze sehen in gewissem Rahmen Erleichterungen für Quartiere oder Kundenanlagen vor, vgl. § 3 Ziff. 18 EnWG, wonach der Betrieb einer Kundenanlage nicht zum Energieversorgungsunternehmen werden lässt; auch ist z.B. nach weit verbreiteter Ansicht das Messstellenbetriebsgesetz in einer Kundenanlage nicht anwendbar.⁶⁷ Wichtig ist zu beachten, dass jedes der vielen energiewirtschaftlichen Gesetze eigene Begrifflichkeiten bzw. unterschiedliche Definitionen für identische Begriffe verwendet. D.h. es muss für jeden Regelungsbereich unabhängig untersucht werden, ob und welche Privilegierungen sich darin für Quartiersversorger und/oder Kundenanlagen finden.

⁶⁵ Jacobshagen, Ulf/Kachel, Markus, § 110 EnWG Geschlossene Verteilernetze, in: Theobald/Kühling Energierecht Kommentar, Band 3, 114. EL Januar München 2022, § 110 EnWG Rn. 33; Kundenanlagen: Wenn die Strominfrastruktur zur Haftungsfalle wird, Der Betrieb, 28.12.2018, <https://der-betrieb.de/meldungen/kundenanlagen-wenn-die-strominfrastruktur-zur-haftungsfalle-wird/> (abgerufen am 30.09.2022).

⁶⁶ Vgl. BGH Beschluss vom 21.01.2020 – EnvR 65/18, Rdnr. 5 in: openJur 2020, 1335, <https://openjur.de/u/2194128.html> (abgerufen am 30.09.2022).

⁶⁷ Zum Diskussionsstand siehe Rödl&Partner, Stromlieferungen im Quartier, 3. September 2018, <https://www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/september-2018/stromlieferungen-quartier>.

Eine große Erleichterung für Quartiersversorger stellt der Wegfall der EEG-Umlagepflicht dar: Gemäß § 60 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 waren die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, **die EEG-Umlage** zu verlangen. Definiert wird das Elektrizitätsversorgungsunternehmen gemäß § 3 Nr. 20 EEG 2012 als jede natürliche oder juristische Person, die Elektrizität an den Letztverbraucher liefert. Demnach hätte ein Quartiersversorger, der die eigenen Mieter mit Strom beliefert, grundsätzlich ein solches Unternehmen nach § 3 Nr. 20 EEG 2012 dargestellt, welches die EEG-Umlage abzuführen hat. Mit dem EEG 2023, das ab 01.01.2023 gelten wird, wird die EEG-Umlage jedoch abgeschafft.⁶⁸ Aufgrund des „Gesetzes zur Absenkung der Kostenbelastung durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher“ vom 28. Mai 2022 darf die EEG-Umlage bereits seit dem 01.07.2022 nicht mehr erhoben werden.⁶⁹

Daneben bleibt es jedoch bei zahlreichen anderen Pflichten. Im Folgenden soll lediglich auf den Aspekt der Steuerpflicht eingegangen werden. Neben der Stromsteuerpflicht trifft den Versorger auch die Gewerbesteuerpflicht.

Betätigen sich Wohnungsunternehmen energiewirtschaftlich, so unterliegen sie grundsätzlich auch der **Gewerbesteuerpflicht**. (vgl. §§ 1, 2 Gewerbesteuergesetz (GewStG) i.V.m. § 15 Einkommensteuergesetz (EStG)).⁷⁰ Allerdings existiert ein sog. Gewerbesteuerprivileg für bestimmte Tätigkeiten, was zu einer Kürzung oder Streichung der Gewerbesteuerpflicht führen kann. Für Immobilienunternehmen ist dies in (§ 9 Nr. 1 S. 2 GewStG) geregelt. Dieses Gewerbesteuerprivileg wurde durch das Fondsstandortgesetz (FoStoG) zum 11. Juni 2021 erweitert um den § 9 Nr. 1 Satz 3 GewStG. Die neue Regelung privilegiert also seit kurzem auch Immobiliengesellschaften, wenn

„ b). *in Verbindung mit der Verwaltung und Nutzung des eigenen Grundbesitzes Einnahmen aus der Lieferung von Strom*

aa) im Zusammenhang mit dem Betrieb von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 3 Nummer 21 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder

bb) aus dem Betrieb von Ladestationen für Elektrofahrzeuge oder Elektrofahrräder erzielt werden und diese Einnahmen im Wirtschaftsjahr nicht höher als 10 Prozent der Einnahmen aus der Gebrauchsüberlassung des

⁶⁸ Die Bundesregierung, Aktuelles, Stromkunden werden entlastet, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/eeg-umlage-faellt-weg-2011728> (abgerufen am 30.09.2022).

⁶⁹ Wie vor.

⁷⁰ Und zwar auch nach der kürzlich erweiterten Steuerprivilegierung, vgl. BT-Drs. 19/28868, S. 151.

Grundbesitzes sind; die Einnahmen im Sinne von Doppelbuchstabe aa dürfen nicht aus der Lieferung an Letztverbraucher stammen, es sei denn, diese sind Mieter des Anlagenbetreibers, oder

- c) *Einnahmen aus unmittelbaren Vertragsbeziehungen mit den Mietern des Grundbesitzes aus anderen als den in den Buchstaben a und b bezeichneten Tätigkeiten erzielt werden und diese Einnahmen im Wirtschaftsjahr nicht höher als 5 % der Einnahmen aus der Gebrauchsüberlassung des Grundbesitzes sind.“*

Mit anderen Worten: Grundstücksunternehmen kommen in den Genuss der erweiterten Kürzung bei der Gewerbesteuer, wenn ihre Einnahmen aus der energiewirtschaftlichen Tätigkeit im Zusammenhang mit erneuerbaren Energiequellen in dem für den Erhebungszeitraum maßgeblichen Wirtschaftsjahr nachweislich nicht höher als 10 Prozent der Einnahmen aus der Gebrauchsüberlassung des Grundbesitzes sind. Dies gilt, wenn der Strom aus den Energieerzeugungsanlagen in das Netz eingespeist oder an die Mieterinnen und Mieter des Grundstücksunternehmens geliefert werden, z.B. in Mieterstrommodellen. Zu den begünstigten Einnahmen, die im Zusammenhang mit dem Betrieb der Anlagen erzielt werden, würden übrigens auch die Einnahmen aus zusätzlichen Stromlieferungen im Sinne des § 42a Abs. 2 Satz 6 EnWG bei Mieterstromanlagen zählen.

Auch für anderweitige (energie-)wirtschaftliche Tätigkeiten als in § 9 Nr. 1 Satz 3 lit. b) GewStG soll die Kürzung der Gewerbesteuer möglich sein, wenn die Einnahmen in dem für den Erhebungszeitraum maßgeblichen Wirtschaftsjahr aus diesen Tätigkeiten nicht höher als 5 Prozent der Einnahmen aus der Gebrauchsüberlassung des Grundbesitzes sind und aus unmittelbaren Vertragsverhältnissen mit den Mieterinnen und Mietern des Grundstücks stammen, vgl. § 9 Nr. 1 Satz 3 lit. c) GewStG.

Für Quartierseigentümer in Form von Wohnungsbaugenossenschaften kommt eine weitere Vergünstigung hinzu; diese sind nach § 5 Abs. 1 Nr. 10 Körperschaftssteuergesetz (KStG) von der Körperschaftsteuer und nach Maßgabe und im Rahmen von § 3 Nr. 15 GewStG und § 9 GewStG von der Gewerbesteuer befreit. Anders als bei sonstigen Immobilienunternehmen kommt es bei der Bemessungsgrundlage für die Kürzung nach § 9 Nr. 1 S. 2 GewStG auf die **Gesamtstätigkeit** an, und nicht nur *auf die Einnahmen aus der Gebrauchsüberlassung des Grundbesitzes*:⁷¹ Erst, wenn also die Einnahmen aus nicht begünstigten Tätigkeiten (also energiewirtschaftlichen Tätigkeiten) 10 Prozent der **Gesamteinnahmen** übersteigen, entfällt die Steuerfreiheit (§ 5 Abs. 1 Nr. 10 S. 2 KStG). § 5 Abs. 1 Nr. 10 S. 3 KStG würde darüber hinaus Einnahmen aus Mieterstrom privilegieren: Die **Steuerbefreiung** bei Mieterstromanlagen gibt es zwar ebenfalls nur, wenn die

⁷¹ Vgl. BMF Schreiben vom 24. Juli 1989, BStBl I 89, 271, 275.

Einnahmen daraus 10 % der Gesamteinnahmen nicht übersteigen, wird diese Grenze jedoch alleine durch die Einnahmen aus Mieterstrom überschritten, so erhöht sich diese Grenze auf 20 %. Einnahmen aus zusätzlichen Stromlieferungen (§ 42 a Abs. 2 S. 6 EnWG) und Einnahmen aus Überschusseinspeisungen ins Netz (§ 5 Abs. 1 Nr. 10 S. 4 KStG) gehen hier ebenfalls in die Berechnung mit ein.

Eine Möglichkeit, z.B. gewerbesteuerliche Hindernisse für eine energiewirtschaftliche Betätigung zu umgehen, könnte in der Wahl einer passenden gesellschaftsrechtlichen Struktur liegen. Hier kann sich die Gründung einer (unabhängigen) Schwester- oder Tochtergesellschaft anbieten, die die energiewirtschaftlichen Betätigungsfelder übernimmt. Allerdings entstehen dadurch natürlich wieder neue rechtliche Herausforderungen. Die erforderliche Einbindung einer weiteren Gesellschaft macht weitere und deutlich komplexere vertragliche Strukturen nötig, z.B. Überlassungsverträge für die Energieanlagen oder Ladesäulen, wenn diese Einrichtungen von einer Gesellschaft betrieben werden, die nicht zugleich Eigentümerin des Quartiers ist.

Alternativ besteht die Option der Einschaltung eines Dienstleisters; inzwischen existieren Dienstleister (EDL), die sich darauf spezialisiert haben, Aufgaben des Energieversorgers zu übernehmen. In diesem Fall bleibt der Anlagenbetreiber der Lieferant und Energieversorger, überträgt aber gegen Entgelt seine Pflichten.

Möchte der Anlagenbetreiber die Versorgerpflichten gänzlich umgehen, bleibt ihm die Möglichkeit eines sog. Contracting-Modells. Dabei wird der Strom an einen Zwischenhändler verkauft, der als Energieversorger für die Mieter auftritt. Der Vorteil besteht in der wesentlich einfacheren Abwicklung für den Anlagenbetreiber. **Innerhalb** eines Mieterstrommodells (s.u.) nach dem KWKG oder dem EEG ist ein solches Modell nach neuer Rechtslage auch nicht förderschädlich, d.h. eine solche Lieferkette würde dennoch als direkte Lieferung zwischen Anlagenbetreiber (=Gebäudeeigentümer) und Mieter gelten. Ansonsten ist aber zu beachten, dass z.B. die Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit b) StromStG entfällt, da hierfür kein Dienstleister in die Lieferkette zwischen dem stromsteuerbefreiten Lieferanten bzw. Händler und die Endkunden treten darf.

Außerhalb eines Mieterstrommodells würde es sich bei einer solchen Fallgestaltung um einen Fall der „sonstigen Direktvermarktung“ handeln, für den keine Förderung nach EEG und KWKG in Anspruch genommen werden kann.

4.6 Transformationspotenziale zur Klimaneutralität

Stadtnahe Wohnquartiere, die in der heutigen Ausgangssituation dem Gebäudebestand im Quartier Alfons-Bayerer-Straße ähneln, bieten prinzipiell vielfältige Ansatzpunkte, eine sektorübergreifende erneuerbare Energieversorgung zu initiieren. Trotz der städtischen Lage bieten die Dach- und Fassadenflächen derartiger Quartiere die Möglichkeit in erheblichem Umfang erneuerbare Energie zu gewinnen und diese im Quartier für weite Teile der Energienachfrage nutzen zu können. Der Umfang, in dem die energiebedingten Emissionen im Quartier gesenkt werden können, ist dabei von verschiedenen Faktoren abhängig.

Die Transformationspotenziale werden nachfolgend in Bezug auf die in der Studie betrachteten Technologien BHKW und Wärmepumpe geschildert. Voraussetzung für den Einsatz eines BHKWs zur nahezu emissionsfreien Wärme- und Stromgewinnung bildet die ausreichende Verfügbarkeit von z.B. Biogas. Aus energetischer Sicht ist die Kopplung der dezentralen Strom- und Wärmeversorgung mittels BHKWs mit einer Photovoltaikanlage und optional mit einem Batteriespeicher sinnvoll. In diesem Fall wird die Stromversorgung während der Heizperiode durch das BHKW und außerhalb der Heizperiode durch die Photovoltaikanlage ergänzt.

Zwar bietet sich mit dem Einsatz eines BHKW bereits heute die Möglichkeit die Energieversorgung im Quartier nahezu klimaneutral zu gestalten, allerdings ist die Verfügbarkeit von Biogas stark limitiert, so dass sein Einsatz nur für einen notwendigen Anteil in der Wärmeversorgung des Quartiers empfohlen werden kann.

Eine weitere Möglichkeit für einen CO₂-neutralen Betrieb des BHKW ist der Einsatz von grünem Wasserstoff; die Produktion und der Transport von grünem Wasserstoff sind bereits heute möglich. Allerdings steht die nationale Strategie zum Aufbau einer funktionierenden Wasserstoffwirtschaft (Produktion, Transport und Verbrauch) erst am Anfang. Derzeit wird grüner Wasserstoff in Deutschland nur in Pilotprojekten hergestellt und meist direkt vor Ort verwendet. Voraussetzung für die Produktion von grünem Wasserstoff ist ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien (Windenergie- und Photovoltaikanlagen) in Deutschland. Der Einsatz von grünem Wasserstoff in der Wärmeversorgung von Gebäuden (Temperaturniveau <90°C) ist daher bisher umstritten.

Voraussetzung für den Einsatz von Wärmepumpen zur Gestaltung eines klimaneutralen Quartiers bildet das Vorhandensein einer geeigneten Wärmequelle (z.B. Grundwasser, Abwärme, Umweltwärme). Zwar könnte bei entsprechend umfangreicher Dimensionierung von Energiegewinnungsflächen wie PV oder PVT-Kollektoren in Verbindung mit Wärmepumpen und Speichern auch heute schon die Energieversorgung des Quartiers durch Wärmepumpen erreicht werden. Da jedoch der Wärmebedarf des Quartiers im Verhältnis zu den nutzbaren Wärmegewinnen aus den Energiegewinnungsflächen (z.B. PVT-Kollektoren auf allen Dächern, Ausbaustufe 2) sehr hoch ist, kann mit dem Wärmebedarf des heutigen Gebäudebestands nur ein sehr

niedriger Systemkoeffizient (Jahresarbeitszahl 1,5) im Quartier erreicht werden. Eine weitere Schwierigkeit bildet neben dem grundsätzlich hohen Energiebedarf das Energieeffizienzniveau der Gebäude im Eigentum Dritter, die noch weitgehend unsaniert aus dem Zeitraum der Herstellung in den 1960er Jahren bestehen. Zu ihrer Beheizung sind vergleichsweise hohe Temperaturen (ca. 65 °C Vorlauftemperatur) erforderlich, um mit den vorhandenen Übergabesystemen an Tagen mit niedrigen Außentemperaturen ausreichend Wärme im Raum zu übergeben. Um einen effizienten Betrieb der Wärmepumpen mit hohen Jahresarbeitszahlen und niedrigem zusätzlichem Energieaufwand (Strom aus PV vor Ort bzw. mit Netzbezug) erreichen zu können, ist die Absenkung der Vorlauftemperaturen von erheblicher Bedeutung.

Damit ist, sowohl bei Wahl eines BHKW als auch bei Wahl einer Wärmepumpe für die Wärmeerzeugung, der Rückgang des Energiebedarfs der Wohngebäude eine wesentliche Voraussetzung für eine zukünftige klimaneutrale Wärmebereitstellung im Quartier.

Im Beispielquartier wurde mit der Sanierung der Mehrfamilienhäuser in den letzten Jahren (Wärmebedarf aktuell ca. 50 kWh/(m²·a)) sowie des Hochhauses im Jahr 2022 (Wärmebedarf aktuell ca. 30 kWh/(m²·a)) bereits eine deutliche Senkung des Energiebedarfs erreicht. Bei weiterer Absenkung auf ca. 20 kWh/(m²·a) (Szenario 1.3) bietet das Quartier aufgrund der für die Energiegewinnung zur Verfügung stehenden Flächen vielversprechende Potenziale, um die Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen (Sektorkopplung) nahezu bilanziell klimaneutral zu gestalten (siehe Kapitel 4.3).

Beantwortung der Forschungsfragen:

„Mit welchen Maßnahmen kann die direkte Nutzung der an den Gebäuden gewonnenen erneuerbaren Energie innerhalb des Quartiers erreicht werden?“ – Mit den in der vorliegenden Studie untersuchten Technologien der erneuerbaren Energiegewinnung bestehen unterschiedliche Anforderungen der direkten Nutzung. Während mittels BHKW in Verbindung mit Biogas oder grünem Wasserstoff erneuerbare Energie im Zeitpunkt der Nachfrage bereit gestellt werden kann, muss für eine direkte Nutzung bei den Technologien PV oder PVT die Energienachfrage zum Zeitpunkt der Energiegewinnung bestehen. So kann z.B. über das Jahr betrachtet, regelmäßig tagsüber Haushaltsstrom aus dem Quartier bereitgestellt werden, dieser kann durch elektrische Energiespeicher auch für die Nutzung am Abend zwischengespeichert werden. Ähnliche Möglichkeiten bestehen für die Nutzung von Elektromobilität, bei der eine direkte Nutzung der Energie aus dem Quartier durch das Laden der BEV tagsüber möglich ist. Da der Betrieb von Wärmepumpen für die Erzeugung von Raumwärme in den Übergangszeiten und im Winter zu Zeitpunkten mit niedriger Energiegewinnung im Quartier erforderlich ist, kann eine auf die Nachfrage ausgelegte Bereitstellung nur mit aus wirtschaftlicher Sicht erheblicher Überdimensionierung der PV-Flächen erreicht werden.

„Bis zu welchem Umfang kann der Energiebedarf für Haushaltsstrom, Beheizung und Warmwasser und ggf. Elektromobilität des Quartiers mit dezentral, im Quartier erzeugtem Strom gedeckt werden?“ – Wie zuvor beschrieben, kann der Deckungsgrad zur Bereitstellung der nachgefragten Energie im Quartier sehr weit gesteigert werden, während der Eigennutzungsgrad der im Quartier gewonnenen Energie auf niedrigem Niveau verbleibt. Betrachtet man die Ausbaustufe 3 der PV (934 kWp) mit einem Batteriespeicher von 500 kWh allein in Verbindung mit der niedrigen Wärmenachfrage im Szenario 1.3, so könnte ein Deckungsgrad des Strombedarfs für die Wärmepumpe von 90 % sowie ein nahezu emissionsfreier Betrieb der Wärmepumpen erreicht werden. Allerdings stagniert der Eigennutzungsgrad der PV in diesem Fall auf ca. 12 % und die übrigen 88 % PV-Strom müssten in das allgemeine Versorgungsnetz eingespeist werden.

Um sowohl für den Deckungsgrad als auch für den Eigenverbrauch sinnvolle Grenzen einzuhalten, bietet sich die Nutzung des im Quartier gewonnenen Stroms für die Wärmepumpen (mit Wärmenachfrage im Szenario 1.3) sowie für den Haushaltsstrom als auch für die Elektromobilität an. Für alle drei Anteile zusammen kann mit PV-Ausbaustufe 3 und ca. 1000 kWh Batteriespeicher ein Deckungsgrad von 50-60 % bei einem Eigenverbrauch von 60-70 % erreicht werden.

Wird für die Wärmebereitstellung ein BHKW im Quartier eingesetzt, kann für den Haushaltstrombedarf ein Deckungsgrad von 70 %, für hier angesetzte Elektromobilität ein Deckungsgrad von 61 % erreicht werden.

„Welche Wirtschaftlichkeit ergibt sich aus den Maßnahmen und dem Bezug von Energieträgern für verschiedene Umsetzungspfade?“ – Die Kosten des energiebedingten Betriebs sind im Wesentlichen vom Gas- und Börsenstrompreisen abhängig und wurden daher in Kapitel 4.4 für Preisspannen spezifisch für das Quartier Alfons-Bayerer-Straße dargestellt. Die Wirtschaftlichkeit muss je nach Preissituation in Abhängigkeit vom jeweiligen Gas- und Börsenstrompreis analysiert werden. Für die beispielhaften Preise aus 2021 ist die Dekarbonisierung mittels der Wärmepumpe durchweg die wirtschaftlichere Variante. Zu beachten ist jedoch, dass teilweise ab einem mittleren Börsenstrompreis von 110 €/MWh (anstatt der gewählten 97 €/MWh) das System mit BHKW wirtschaftlicher wäre. Des Weiteren zeigt sich, dass das Mieterstrommodell für alle Analysen die günstigere Variante darstellt. Dieser Effekt verstärkt sich mit steigenden Strompreisen.

„In welchem Umfang können die CO₂-Emissionen im energiebezogenen Betrieb des Quartiers durch die Maßnahmen gemindert werden?“ – Wird das Szenario 1.3 (umfangreiche Gebäudesanierung + Wärmepumpe) umgesetzt, können die CO₂-Emissionen im energiebezogenen Betrieb bilanziell nahezu bis zur Klimaneutralität gesenkt werden. Dies bedeutet, dass über das Jahr betrachtet ausreichend Strom im Quartier gewonnen wird, um insgesamt den Bedarf der Wärmepumpe zu decken. Wird zur Wärmeerzeugung ein BHKW mittels Biogas betrieben, können die CO₂-Emissionen

im energiebezogenen Betrieb ebenfalls weitgehend abgesenkt werden. Allerdings besteht weiterhin die Einschränkung, dass Biogas ggf. nur eingeschränkt zur Verfügung steht.

Zusätzlich zu der hier zunächst geschilderten, rein technologischen Potenzialbetrachtung zur Energiegewinnung im Quartier muss berücksichtigt werden, dass die gemeinschaftliche Nutzung aller PV-Flächen im Quartier derzeit aufgrund von regulatorischen Rahmenbedingungen noch nicht ohne Einschränkungen möglich ist. Hierfür müsste ein eigenständiges Quartiersnetz bestehen oder der zukünftig wahrscheinlich mögliche Austausch von Energie innerhalb von Energiegemeinschaften umsetzbar werden. Den Ausblick auf die Umsetzbarkeit einer quartiersweiten Energieversorgung aus regulatorischer Sicht beinhaltet das nachfolgende Kapitel.

4.7 Regulatorische Erleichterungen

Im Hinblick auf eine klimaneutrale Energieversorgung in einem Quartier wäre es der Idealfall, wenn der Quartierseigentümer als Energieversorger fungieren und ein eigenständiges Energiesystem im Quartier aufbauen und betreiben könnte. Besonders interessant wäre dabei ein eigenständiges Stromnetz, in dem zwischen den gekoppelten Gebäuden und Sektoren der Energiebedarf- und -überschuss intelligent ausgetauscht werden kann. Allerdings ist bislang im Energierecht eine lokale Organisations- und Handlungsebene nicht vorhanden, die insbesondere den Quartiersversorger im Hinblick auf regulatorische Pflichten entlasten würde.

Eventuell kann eine aus dem EU-Recht stammende Gesetzesinitiative Abhilfe schaffen und für einen Rechtsrahmen sorgen, der den lokalen Austausch von Strom unter den Letztverbrauchern im Quartier unter unveränderter Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung ermöglicht. Damit einhergehen müssten allerdings (Kosten-)vorteile bei Netzgebühren, Steuern und Abgaben. Ob dies in naher Zukunft tatsächlich erfolgt, ist derzeit noch offen.

Sog. „lokale Energiegemeinschaften“ sind in einer EU-Richtlinie bereits verankert: Die EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Renewable Energy Directive, RED II)⁷² aus dem Jahr 2018 sieht in Artikel 22 die Einführung von „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften“ vor. Zudem wurde im Jahr 2019 die EU-Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Common Rules for the Internal Market for Electricity Directive, IEMD)⁷³ verabschiedet, die die Mitgliedsstaaten in Artikel 16 zum

⁷² Europäisches Parlament und Rat (2018): RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. RED II.

⁷³ Europäisches Parlament und Rat (2019): RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. IEMD.

Erlass eines Regulierungsrahmens für „Bürgerenergiegemeinschaften“ verpflichtet. Beide Richtlinien verfolgen das Ziel, die Erzeugung durch und den Austausch von Energie zwischen lokalen Erzeugerinnen und Erzeugern sowie Verbraucherinnen und Verbrauchern zu ermöglichen bzw. zu erleichtern.

Artikel 22 Absatz 2 RED II sieht mitgliedstaatliche Regeln vor, die sicherstellen, dass sich Endkunden und insbesondere Haushalte an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft beteiligen dürfen und dass diese berechtigt sind, (a) erneuerbare Energie zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen; und (b) innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft die mit eigenen Produktionseinheiten produzierte erneuerbare Energie gemeinsam zu nutzen. Artikel 22 Absatz 4 RED II verpflichtet die Mitgliedstaaten, durch Erlass entsprechender Vorschriften die Entwicklung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu unterstützen und voranzubringen. Insbesondere ist nach der Vorstellung des europäischen Gesetzgebers sicherzustellen, dass Verteilernetzbetreiber mit Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zusammenarbeiten, dass sich diese angemessen und ausgewogen an den Systemgesamtkosten beteiligen und die Beteiligung an Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften allen Endkunden unabhängig von der Finanzkraft offensteht.

Die IEMD-Richtlinie belässt den Mitgliedstaaten bei Bürgerenergiegemeinschaften Freiheiten; es ist diesen nach der Richtlinie freigestellt, solchen Gemeinschaften zu ermöglichen, dass diese das Recht haben, innerhalb der Gemeinschaft Elektrizität gemeinsam zu nutzen, die mit Erzeugungsanlagen im Eigentum der Gemeinschaft erzeugt wird (Artikel 16 Nummer 3e IEMD). Außerdem können die MS Bürgerenergiegemeinschaften ermöglichen, in ihrem Tätigkeitsgebiet Verteilernetze zu betreiben (Artikel 16 Nummer 4 IEMD). Bürgerenergiegemeinschaften können in den Bereichen Erzeugung, (einschließlich aus erneuerbaren Quellen), Verteilung, Versorgung, Verbrauch, Aggregation, Energiespeicherung, Energieeffizienzdienstleistungen oder Ladedienstleistungen für Elektrofahrzeuge tätig sein oder andere Energiedienstleistungen für ihre Mitglieder oder Anteilseigner erbringen (Artikel 2 Nummer 11c IEMD). Haushalte und sonstige lokale Akteure können sich zusammenschließen, um auf Quartiersebene die eigene Energieversorgung durch eigene Anlagen zu bewerkstelligen. Die Bürgerenergiegemeinschaft ist geographisch unbeschränkt und nicht auf Erneuerbare-Energie-Anlagen begrenzt.

Dagegen ist eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft eine Rechtsperson, deren Anteilseigner oder Mitglieder natürliche Personen, lokale Behörden einschließlich Gemeinden, oder KMU sind, die in der Nähe der Projekte im Bereich erneuerbare Energie angesiedelt sind, deren Eigentümer und Betreiber diese Rechtsperson selbst ist (Artikel 2 Nummer 16 RED II). In diesen Gemeinschaften werden ausschließlich Erneuerbare Energien eingesetzt, und sie sind lokal begrenzt. Angesichts der Formulierung des genannten Artikels ist davon auszugehen, dass sie innerhalb des Konzessionsgebiets eines einzelnen Netzbetreibers angesiedelt sein müssen, dessen Netz sie mit nutzen. Für einen Quartiersversorger wie im Modellquartier bietet sich die Form der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft an.

Bisher ist insbesondere die Richtlinie RED II nur unzureichend in der deutschen Energiegesetzgebung umgesetzt worden. Abgesehen von einer Teilberücksichtigung im neuen EEG sind die zentralen Punkte, die eine Quartierslieferung von Strom unter Einbeziehung des allgemeinen Netzes ermöglichen sollen, noch nicht ausreichend abgearbeitet worden. Eine vollumfängliche Umsetzung der RED II Richtlinie hinsichtlich von Energiegemeinschaften steht noch aus.⁷⁴ Möglicherweise wird diese jedoch in absehbarer Zeit erfolgen. Vorschläge für eine gelungene Umsetzung unter Einbeziehung von Erfahrungen aus anderen europäischen Ländern liegen bereits vor.⁷⁵ Die Umsetzungsfrist bis zum 30. Juni 2021 ist zwar bereits abgelaufen, wie schnell und wie umfassend der Gesetzgeber die vorliegenden Vorschläge aufnehmen wird, ist dennoch nicht absehbar. Proaktiver ist der Gesetzgeber bisher das Thema der Bürgerenergiegemeinschaft angegangen. § 3 Ziff. 15 EEG 23 enthält nunmehr eine Definition dieser Gemeinschaft, wobei Kritik⁷⁶ dahingehend laut wird, dass die in dieser Vorschrift enthaltenen Kennzahlen so restriktiv bemessen sind, dass sich nur noch wenige Bürgerenergiegemeinschaften gründen könnten; zudem wird kritisiert, dass die Gemeinschaften bei der Ausschreibungspflicht der gemeinsam betriebenen Anlagen nicht ausreichend privilegiert ist u.a. mehr.⁷⁷

Festzuhalten ist, dass das Idealziel von Quartierseigentümern wie im Fall des Quartiermodells (zentrale Energieversorgung unter Einbeziehung aller Sektoren und mit Interkonnexität der Gebäude/Energieanlagen) sich derzeit nur unter zwei Bedingungen erreichen lässt:

Option 1: Es wird – idealerweise vom Gesetzgeber – die Regulatorik von Kundenanlagen verändert, so dass die Nutzung dieser Konstruktion nicht nur für kleine Quartiere mit einer überschaubaren Anzahl von Verbrauchern offensteht, sondern typische Quartiersstrukturen wie die im Modellquartier umfasst. Insofern wäre eine gesetzliche Anhebung der bisher entwickelten Größen bzgl. Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher, Energiemengen und Anzahl der Gebäude notwendig. Da in diesem Fall wahrscheinlich dann zunehmend eigenständige lokale Netze auf Quartiersebene

⁷⁴ So bereits IZES gGmbH, Stand der Umsetzung der RED II-Richtlinie in Deutschland mit Blick auf die Bürgerenergie, S. 35 ff, https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/bilder/energiewende/Energiewende_IZES_Kurzstudie_Umsetzung_red2_richtlinie_Buergerenergie.pdf (abgerufen am 30.09.2022); seither sind keine wesentlichen Fortschritte erzielt worden, vgl. Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2022) Energy Communities: Beschleuniger der dezentralen Energiewende, S. 16, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/dena-ANALYSE_Energy_Communities_Beschleuniger_der_dezentralen_Energiewende.pdf (abgerufen am 30.09.2022). Das Umsetzungsdefizit kritisiert z.B. Energiezukunft, Bessere Bedingungen für Energiegemeinschaften gefordert, 06.05.2022, [EEG 2023: Bessere Bedingungen für Energiegemeinschaften gefordert - energiezukunft](https://www.energiezukunft.eu/buergerenergie/knackpunkte-fuer-die-buergerenergie/) (abgerufen am 30.09.2022).

⁷⁵ Vgl. IZES gGmbH, S. 17 und 22.

⁷⁶ Energiezukunft, Knackpunkte für die Bürgerenergie, 02.05.2022, <https://www.energiezukunft.eu/buergerenergie/knackpunkte-fuer-die-buergerenergie/> (abgerufen am 30.09.2022).

⁷⁷ Wie vor.

entstehen würden, müssten zugleich der Einfluss der Quartiere auf das vorgelagerte Stromsystem und die Systemdienlichkeit der Quartiere bewertet und geregelt werden. Zudem wären Regeln für eine ausgewogene Beteiligung an der Finanzierung des Gesamtenergiesystems durch die Betreiber der Kundenanlagen nötig.

Option 2: Der Gesetzgeber schafft eine eigene gesetzliche Basis zur Implementierung von lokalen Energiegemeinschaften, die ermöglicht, dass sich Energiegemeinschaften auf Quartiersebene gründen und vor Ort ein Energiesystem mit hohem Selbstversorgungsanteil und hoher Systemdienlichkeit für das vorgelagerte Energiesystem betreiben, wobei eine Nutzung des allgemeinen Netzes ermöglicht wird. Hierfür sind ausreichende Anreize im Hinblick auf die Belastung mit Netzumlagen etc. zu schaffen. Es ist zu hoffen, dass der Gesetzgeber dabei nicht nur den Stromsektor, sondern das Gesamtenergiesystem im Blick hat und eine bestmögliche Kopplung der Sektoren Strom, Wärme, Kälte und Mobilität ermöglicht. In diesem Fall müsste der Quartierseigentümer allerdings eine Gesellschaft gründen, an der sich die Abnehmer der Energie als Anteilseigner beteiligen können.

Da zwischenzeitlich wegen der fehlenden Umsetzung der RED II Richtlinie ein Vertragsverletzungsverfahren⁷⁸ bei der EU- Kommission eingeleitet wurde, ist damit zu rechnen, dass der deutsche Gesetzgeber nunmehr die Umsetzung priorisiert, so dass bei einer Realisierung des Projekts in ein oder zwei Jahren der rechtliche Rahmen geschaffen worden sein könnte.

⁷⁸ Europäische Kommission, Vertretung in Deutschland, Vertragsverletzungsverfahren: Kommission leitete in drei Fällen rechtliche Schritte gegen Deutschland ein, 19. Mai 2022, https://germany.representation.ec.europa.eu/news/vertragsverletzungsverfahren-kommission-leitet-drei-fallen-rechtliche-schritte-gegen-deutschland-ein-2022-05-19_de (abgerufen am 30.09.2022).

5 Abbildungen und Tabellen

Abbildungen

1. Lage des Quartiers Alfons-Bayerer-Straße im Stadtgebiet Regensburg.
2. Luftbild des Quartiers (vor dem Umbau des Hochhauses).
3. Eigentumsverhältnisse innerhalb des Quartiers
4. Überblick über die Heiz- und Trinkwasserwärmeversorgung im Quartier
5. Unterschiedliche Effizienzstandards: Heizwärmebedarf der verschiedenen Gebäude innerhalb des Quartiers.
6. Art der Wärmeübergabe in den verschiedenen Gebäuden.
7. Potenzialflächen für die Installation von Photovoltaik-Modulen.
8. Gebäudemodell zur Simulation Energiebedarfs für die Beheizung.
9. Lastprofil eines unsanierten Mehrfamilienhauses über 8760 h.
10. Lastprofil eines sanierten Mehrfamilienhauses über 8760 h.
11. Untertemperaturstunden und erreichte Raumtemperaturen bei Absenkung der Vorlauftemperaturen in den unsanierten Mehrfamiliengebäuden.
12. Absoluter Heizwärmebedarf in MWh in verschiedenen Sanierungsschritten im Quartier.
13. Absoluter Heizwärmebedarf in MWh der Gebäude der Stadtbau-GmbH in verschiedenen Sanierungsschritten.
14. Absoluter Heizwärmebedarf in MWh der Gebäude Dritter in verschiedenen Sanierungsschritten.
15. Verlauf der stündlichen Last zur Beheizung der Gebäude des Quartiers innerhalb eines Jahres.
16. VDEW – Standardlastprofile Strom <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>.
17. Heutiger und zukünftiger absoluter Energiebedarf im Quartier in MWh.
18. Jahresverlauf der PV-Erzeugungsleistung der Ausbaustufe 1 in stündlicher Auflösung.
19. Jahresverlauf der PV-Erzeugungsleistung der Ausbaustufe 2 in stündlicher Auflösung.
20. Jahresverlauf der PV-Erzeugungsleistung der Ausbaustufe 3 in stündlicher Auflösung.
21. Technologie- und Vermarktungskombinationen in den Szenario-Zeiträumen.
22. Preisbereiche zur Analyse von variierenden Strom- und Erdgaspreisen.
23. Schematische Darstellung für den Zusammenhang zwischen Börsenstrompreis und Arbeitspreis.
24. Gegenüberstellung der Systemkoeffizienten (Jahresarbeitszahlen) verschiedener Wärmepumpensysteme zur Wärmebereitstellung im Quartier.

25. Wärme- und Strombedarf der verschiedenen Wärmepumpensystem innerhalb des Quartiers.
26. Vergleich der CO₂-Emissionen der verschiedenen Wärmepumpensysteme zur Wärmebereitstellung im Quartier.
27. Vergleich des Energieverbrauchs von BHKW und Gaskessel - heute und zukünftig.
28. Vergleich der Wärmebereitstellung durch das BHKW und den Spitzenlastkessel.
29. Saisonaler Ausgleich zur Stromerzeugung im Zeitraum 2030-2050 (BHKW 350 kWel und 605 kWp PV-Anlage).
30. Emissionsminderungsschritte in den verschiedenen Szenarien bei Wärmeversorgung mittels Wärmepumpe mit Wärmequelle Abwärme.
31. Emissionsminderungsschritte in den verschiedenen Szenarien bei Wärmeversorgung mittels BHKW.
32. Darstellung der Preisspannen mit einem spezifischen Preispunkt für eine Beispielanalyse.
33. Vergleich der jährlichen Gesamtkosten für den spezifischen Preispunkt für einen Börsenstrompreis von 120 €/MWh und einem Gaspreis von 140 €/MWh.
34. Jährliche Gesamtkosten in Abhängigkeit der Preisspannen für die Wärmepumpe in der Direktvermarktung.
35. Jährliche Gesamtkosten in Abhängigkeit der Preisspannen für das BHKW in der Direktvermarktung.
36. Darstellung der Differenz aus den jährlichen Gesamtkosten der Wärmepumpe und des BHKWs in der Direktvermarktung in Abhängigkeit der Preisspannen für den Börsenstrompreis und Gas.
37. Darstellung der Differenz aus den jährlichen Gesamtkosten der Wärmepumpe und des BHKWs in der Direktvermarktung in Abhängigkeit der Preisspannen für den Börsenstrompreis und den Gaspreis.
38. Darstellung der Differenz aus den jährlichen Gesamtkosten der Wärmepumpe und des BHKWs im Mieterstrommodell in Abhängigkeit der Preisspannen für den Börsenstrompreis und den Gaspreis.
39. Darstellung der Preisdifferenz aus Direktvermarktung und Mieterstrommodell in Abhängigkeit der Preisspannen für die Wärmepumpe.
40. Darstellung der Preisdifferenz aus Direktvermarktung und Mieterstrommodell in Abhängigkeit der Preisspannen für das BHKW.
41. Darstellung der Differenz aus den jährlichen Gesamtkosten der Wärmepumpe und des BHKWs in der Direktvermarktung in Abhängigkeit der Preisspannen für den Börsenstrompreis und den Gaspreis.
42. Darstellung der Differenz aus den jährlichen Gesamtkosten der Wärmepumpe und des BHKWs im Mieterstrommodell in Abhängigkeit der Preisspannen für den Börsenstrompreis und den Gaspreis.

Tabellen

1. Annahmen zur Abbildung der Elektromobilität im Quartier.
2. CO₂-Äquivalente der Energieträger nach DIN V 18599-1:2018-09
3. Mieterstromzuschläge in Abhängigkeit der installierten Leistung.
4. Mieterstromzuschlag laut Bundesnetzagentur.
5. Spezifische CAPEX der jeweiligen Technologien.
6. Zusammensetzung der jährlichen Gesamtkosten.