

Dunkelberg, Elisa, Alexander Deisböck, Benjamin Herrmann, Bernd Hirschl, Tino Mitzi-
nger, Johannes Röder, Steven Salecki, Pablo Thier, Timo Wassermann

Fernwärme klimaneutral transformieren

Eine Bewertung der Handlungsoptionen am Beispiel Berlin
Nord-Neukölln

Schriftenreihe des IÖW 218/20



Dunkelberg, Elisa, Alexander Deisböck, Benjamin Herrmann, Bernd Hirschl, Tino Mitzinger, Johannes Röder, Steven Salecki, Pablo Thier, Timo Wassermann

Fernwärme klimaneutral transformieren

Eine Bewertung der Handlungsoptionen am Beispiel von Berlin Nord-Neukölln

gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)

Förderkennzeichen: 01UR1601

Schriftenreihe des IÖW 218/20

Berlin, Juni 2020

ISBN 978-3-940920-22-5

Impressum

Herausgeber:
 Institut für ökologische
 Wirtschaftsforschung (IÖW)
 Potsdamer Straße 105
 D-10785 Berlin
 Tel. +49 – 30 – 884 594-0
 Fax +49 – 30 – 882 54 39
 E-mail: mailbox@ioew.de
 www.ioew.de

Die Schriftenreihe entstand im Forschungsprojekt „Urbane Wärmewende – Partizipative Transformation von gekoppelten Infrastrukturen mit dem Fokus auf die Wärmeversorgung am Beispiel Berlin“. Das Projekt wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) in der Förderinitiative „Nachhaltige Transformation urbaner Räume“ des Programms Sozial-ökologische Forschung (SÖF) gefördert. (Förderkennzeichen: 01UR1601A). Für nähere Informationen zum Projekt: www.urbane-waermewende.de

GEFÖRDERT VOM



In Kooperation mit:

Partner in dem Projekt waren das Land Berlin, vertreten durch die Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz (SenUVK), Referat Klimaschutz und Klimaanpassung, das Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik an der Technischen Universität Berlin und das Fachgebiet Resiliente Energiesysteme an der Universität Bremen.

Die Autor/innen bedanken sich bei den Verbundpartnern und den Unterauftragnehmern für die gute Zusammenarbeit. Ein besonderer Dank gilt dem Praxispartner Fernheizwerk Neukölln AG. Die Mitarbeitenden haben das Vorhaben durch die Bereitstellung von Daten, das Einbringen von Praxiserfahrungen und eine konstruktive Diskussion der (Zwischen-)Ergebnisse sehr unterstützt.



Zusammenfassung

Fernwärme ist in Berlin wie in vielen anderen Großstädten wichtiger Bestandteil der urbanen Wärmeversorgung – etwa 40 % der Wohnungen beziehen in der Hauptstadt Fernwärme. Da in der Fernwärme überwiegend fossile Energieträger eingesetzt werden, muss die Fernwärmeerzeugung eine Transformation durchlaufen, um dem Klimaschutz- und Kohleausstiegsziel des Landes Berlin gerecht zu werden. Die Studie zeigt basierend auf Analysen zur Entwicklung des Wärmebedarfs und zu den Potenzialen an erneuerbarer Wärme und Abwärme im Versorgungsgebiet Nord-Neukölln unterschiedliche Erzeugungsoptionen für die dortige Fernwärme auf.

Anhand der Wärmegestehungskosten und der CO_{2eq}-Emissionen lässt sich ein Transformationspfad für die Fernwärme ableiten. Die erste Phase fokussiert den Kohleausstieg, den Ausbau von gasbasierter Kraft-Wärme-Kopplung und Power-to-Heat, die Einbindung von gewerblicher Abwärme sowie die Errichtung von Pilotanlagen zur Einbindung von Abwasser- und Flusswasserwärme sowie tiefer Geothermie. In der zweiten Phase folgt die umfassende Einbindung der lokalen Wärmequellen Abwasser, Flusswasser, Solarthermie und Geothermie sowie die Substitution von Erdgas durch synthetisches Gas.

Die zukünftige Höhe der CO_{2eq}-Emissionen in der Fernwärme hängt in hohem Maße von der Entwicklung des Gas- und Stromsektors ab. Als Folge des Kohleausstiegs werden in Zukunft mehr gas- und strombasierte Wärmeerzeugungstechnologien eingesetzt werden. Diese tragen nur dann zur Klimaneutralität bei, wenn der Ausbaupfad für erneuerbare Energien im Stromsektor konsequent verfolgt wird und es einen verbindlichen Grüngaspfad für den Gassektor gibt. Ein hoher Einsatz von Gas in der zukünftigen Fernwärme birgt das Risiko, dass aus ökonomischen Gründen auch längerfristig Erdgas anstelle von synthetischem Gas eingesetzt wird, was zu einem Lock-In-Effekt in Bezug auf die CO_{2eq}-Emissionen führen würde. Eine umfangreiche Nutzung lokaler Wärmequellen sowie die energetische Gebäudesanierung mindern hingegen die zukünftig erforderliche Gasmenge in der Fernwärme und führen damit mit größerer Planbarkeit zu einer CO_{2eq}-Reduktion in der erforderlichen Höhe. Zudem ist die große Menge an erneuerbarem Strom für die Produktion von synthetischem Gas bei hohem Gasbedarf in der Fernwärme kritisch zu sehen.

Für die Einbindung der lokalen Wärmequellen werden zukünftig auch aus Gründen der Resilienz höhere Speicherkapazitäten erforderlich und Kooperationen zwischen verschiedenen Akteuren werden wichtiger. Auch die Genehmigungsprozesse verändern sich. Das Land Berlin sollte den Transformationsprozess durch Maßnahmen wie die Förderung von Pilotanlagen, das Bereitstellen einer Absicherung für Investitionsrisiken sowie eine unterstützende Haltung bei den Genehmigungsprozessen mit voranbringen.

Abstract

District heating in Berlin, like in many other cities, makes a significant contribution to the heat supply – in the capital of Germany, 40% of the apartments use district heating. Since fossil fuels are predominantly used as an energy source in district heating, district heating has to undergo a transformation in order to meet the climate protection and coal phase-out goals of the state of Berlin.

Based on analysis of the development of heat demand and the potential of renewable heat and waste heat in the North of Neukölln, the study shows different generation options for the district heating there. A transformation path for district heating can be derived from the heat generation costs and CO_{2eq} emissions. The first phase focuses on the coal phase-out, the expansion of gas-based CHP and PtH, the integration of waste heat and the implementation of pilot plants for the integration of wastewater and river water heat as well as deep geothermal energy.

The second phase encompasses the comprehensive integration of the local heat sources wastewater, river water, solar thermal and geothermal energy as well as the substitution of natural gas by synthetic gas. The future level of CO_{2eq} emissions in district heating depends to a large extent on the development of the gas and electricity sectors. As a result of the coal phase-out, more gas and electricity-based heat generation technologies will be used in district heating in the future. These will only contribute to climate neutrality if the expansion path for renewable energies in the electricity sector is consistently followed and if there is a binding green gas path for the gas sector. A high use of gas in future district heating carries the risk that, for economic reasons, natural gas will still be used in the longer term instead of synthetic gas. In the long term, this would lead to a lock-in effect with regard to CO_{2eq} emissions. Extensive use of local heat sources and the energetic refurbishment of buildings, on the other hand, reduce the amount of gas that will be required in district heating in the future and thus, with greater predictability, lead to a CO_{2eq} reduction of the required amount.

For the integration of the local heat sources, new cooperation between different actors and companies will become more important in the future - and the approval processes will also change. The state of Berlin should advance the transformation process with measures such as the promotion of pilot plants and a supportive attitude in the approval processes.

Die Autorinnen und Autoren

Dr. Elisa Dunkelberg ist wissenschaftliche Mitarbeiterin im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz des IÖW. Sie ist Diplom-Ingenieurin für Technischen Umweltschutz und beschäftigt sich mit den Themenschwerpunkten ökologische Bewertung, Bioenergie und energetische Gebäudesanierung.

Kontakt: Elisa.Dunkelberg@ioew.de

Tel. +49 – 30 – 884 594-36

Alexander Deisböck war wissenschaftlicher Mitarbeiter im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz. Er beschäftigte sich mit Energiesystemmodellierung.

Benjamin Herrmann ist wissenschaftlicher Mitarbeiter im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz. Er ist „M.Sc. Economy, Risk and Society“ und beschäftigt sich mit den Themenschwerpunkten Sektorkopplung und Energiemärkte, Ökonomische Bewertung.

Kontakt: Benjamin.Herrmann@ioew.de

Tel. +49 – 30 – 884 594-46

Prof. Dr. Bernd Hirschl ist Leiter des Forschungsfelds „Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz“ am IÖW und Inhaber der Professur Management regionaler Energieversorgungsstrukturen an der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg. Seine inhaltlichen Schwerpunkte liegen in der Entwicklung und interdisziplinären Analyse energie- und klimapolitischer Strategien und Instrumente.

Kontakt: Bernd.Hirschl@ioew.de

Tel. +49 – 30 – 884 594-0

Tino Mitzinger ist wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Universität Bremen im Fachgebiet Resiliente Energiesysteme. Er ist M.Sc. der Energie- und Umwelttechnik und beschäftigt sich mit dem Themenschwerpunkt Systemdienliche und Resiliente Quartiere, Resilienzbewertung und Energiesysteme

Kontakt: mitzinger@uni-bremen.de

Tel. +49 – 421 – 218 64899

Johannes Röder ist wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Universität Bremen im Fachgebiet Resiliente Energiesysteme. Er ist M.Sc. für Maschinenwesen und beschäftigt sich mit dem Themenschwerpunkt Systemdienliche und Resiliente Wärmeversorgungssysteme, Modellentwicklung und Optimierung von Energiesystemen.

Kontakt: johannes.roeder@uni-bremen.de

Tel. +49 – 421 – 218 64889

Dr. Steven Salecki ist wissenschaftlicher Mitarbeiter im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz. Er ist Volkswirt (M.Sc.) und beschäftigt sich mit den Themenschwerpunkten Systemanalyse, energiewirtschaftliche Modellierung und kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien.

Kontakt: Steven.Salecki@ioew.de

Tel. +49 – 30 – 884 594-43

Pablo Thier ist wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Universität Bremen im Fachgebiet Resiliente Energiesysteme. Er ist Diplom-Physiker mit dem Themenschwerpunkt Vulnerabilitätsanalyse, Resilienz-Konzept für sozio-technische Systeme, Bewertung von Resilienz und der Ermittlung von Resilienzindikatoren für Energiesysteme.

Kontakt: thier@uni-bremen.de

Tel. +49 – 421 – 218 64895

Timo Wassermann ist wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Universität Bremen im Fachgebiet Resiliente Energiesysteme. Er ist M.Sc. für Verfahrens- und Energietechnik und beschäftigt sich mit den Themenschwerpunkten Modellentwicklung und Optimierung von Energiesystemen, Sektorenkopplung und strombasierte Kraftstoffe.

Kontakt: timo.wassermann@uni-bremen.de

Tel. +49 – 421 – 218 64897

Unter Mitarbeit von:

Sofia Haas, Florian Hewelt, Jannes Katner, Christian Laakmann (BLS Energieplan), Joscha Meisner, Cécile Pot d'Or, Lea Salthammer, Marie Schumak, Uwe Schwarz (BLS Energieplan)

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	17
2	Ausgangslage der Fernwärme	19
3	Ausgangslage der Gebäude	21
3.1	Gebäude und Wohnungen	21
3.1.1	Vorgehen bei der Ermittlung der Wärmebedarfe.....	21
3.1.2	Gebäudeeigentümerstruktur	25
3.1.3	Charakterisierung des Gebäudebestandes	25
3.1.4	Energetischer Zustand der Gebäude	26
3.1.5	Wärmebedarf im Gebiet und auf Blockebene.....	29
3.1.6	Einwohnerzahl und Sozialstruktur	31
3.2	Objektbezogene Wärmeversorgung	33
4	Wärmeerzeugungspotenziale	34
4.1	Gewerbliche Abwärme	34
4.2	Solarthermie und Photovoltaik	35
4.2.1	Solarthermie	35
4.2.2	Photovoltaik	37
4.2.3	Restriktionen für Solarthermie- und PV-Anlagen	39
4.3	Wärmepumpen allgemein	40
4.4	Abwasserwärme.....	41
4.5	Flusswasserwärme	43
4.6	Geothermie	45
4.6.1	Tiefe Geothermie	46
4.6.2	Oberflächennahe Geothermie / Grundwasser.....	47
4.6.3	Genehmigungsfähigkeit.....	48
4.7	Biomasse	48
4.8	Kraft-Wärme-Kopplung und Power-to-Heat.....	50
4.9	Wärmespeicher	51
4.9.1	Kurzzeitspeicher	51
4.9.2	Aquiferspeicher zur saisonalen Speicherung	52
5	Wärme-Szenarien 2030 und 2050	53
5.1	Szenarien zur Entwicklung der Energieeffizienz.....	55
5.2	Szenarien zur Entwicklung der Wärmeerzeugung.....	60
5.2.1	Vorgehen bei der Simulation	60
5.2.2	Erzeugerpark im Status quo	62
5.2.3	Szenario Referenz	65
5.2.4	Szenario „Lokale Wärme hoch“	69
5.2.5	Szenario „Lokale Wärme mittel“	72
5.2.6	Objektbezogene Versorgung.....	75

6	Ökonomische Bewertung	75
6.1	Vorgehen bei der ökonomischen Bewertung	75
6.2	Ergebnisse der ökonomischen Bewertung.....	78
7	Ökologische Bewertung	83
7.1	Vorgehen bei der ökologischen Bewertung	83
7.2	Ergebnisse der ökologischen Bewertung.....	85
8	Resilienz-Bewertung	94
8.1	Vulnerabilitäten der Fernwärmeversorgung	94
8.2	Methodik der Resilienzbewertung	97
8.2.1	Diversität	97
8.2.2	Redundanz.....	98
8.2.3	Lose Kopplungen	98
8.2.4	Subsidiarität / lokale Ressourcen.....	99
8.2.5	Speicher- und Pufferkapazitäten.....	99
8.3	Ergebnisse der Resilienzbewertung.....	99
8.3.1	Diversität	100
8.3.2	Redundanz.....	101
8.3.3	Lose Kopplungen	102
8.3.4	Subsidiarität / lokale Ressourcen.....	103
8.3.5	Puffer, Speicher und Dämpfer	103
8.3.6	Zusammenfassung und Empfehlungen	103
9	Transformationspfad Fernwärme	105
10	Fazit und Empfehlungen.....	109
11	Literaturverzeichnis	112
12	Anhang.....	121

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1:	Das ausgewählte Gebiet in Nord-Neukölln	19
Abb. 2.2:	Das Versorgungsgebiet der FHW Neukölln AG	20
Abb. 3.1:	Häufigkeitsverteilung der Gebäude und Wohnflächen nach Baualter	26
Abb. 3.2:	Milieuschutzgebiete im Gebiet Nord-Neukölln	27
Abb. 3.3:	Wärmebedarf pro Block im Gebiet Nord-Neukölln	30
Abb. 3.4:	Anteil der Fernwärmeversorgung bezogen auf die Gebäude.....	30
Abb. 3.5:	Entwicklung der Angebotsmieten im Bezirk Neukölln im Zeitraum 2011 bis 2017 (Nettokaltmiete in € pro Quadratmeter Wohnfläche).....	32
Abb. 4.1:	Potenziell für die Solarthermie-Erzeugung geeignete Flachdächer mit > 1.000 m ² Kollektorfläche im Gebiet Nord-Neukölln	37
Abb. 4.2:	Eignung der Dachflächen für Photovoltaik im Gebiet Nord-Neukölln.....	38
Abb. 4.3:	Anzahl der potenziell für PV geeigneten, noch ungenutzten Dächer und kumulierte Summe der potenziellen Kollektorfläche	39
Abb. 4.4:	Pumpwerke, Mischwasserkanäle und Abwasserdruckwasserleitungen mit einer maximalen theoretischen Entzugsleistung von > 1 MW _{th}	42
Abb. 4.5:	Gemittelter Jahresverlauf der Jahre 2015 - 2017 der Wassertemperatur und Durchflussrate der Kanäle in Nord-Neukölln	44
Abb. 5.1:	Entwicklung des Fernwärmeabsatzes und des spezifischen Wärmebedarfs im Referenz-Szenario und den Szenarien „Ambitionierte energetische Sanierung“ und „Sehr ambitionierte energetische Sanierung“	59
Abb. 5.2:	Wärmemengen pro Technologie und Energieträger im Status quo	65
Abb. 5.3:	Referenzszenario: Wärmemengen pro Technologie und Energieträger in 2050 bei unterschiedlichen Verbrauchsszenarien.....	67
Abb. 5.4:	Referenzszenario: Jahresdauerlinie für das Verbraucherszenario mit 2,0 % Sanierungsrate zum Zeitpunkt 2030	68
Abb. 5.5:	Szenario „Lokale Wärme hoch“: Wärmemengen pro Technologie und Energieträger in 2030 und 2050 bei unterschiedlichen Verbrauchsszenarien.....	71
Abb. 5.6:	Szenario „Lokale Wärme hoch“: Jahresdauerlinie für das Verbraucherszenario mit 2 % Sanierungsrate zum Zeitpunkt 2030	72
Abb. 5.7:	Szenario „Lokale Wärme mittel“: Wärmemengen pro Technologie und Energieträger in 2030 und 2050 bei unterschiedlichen Verbrauchsszenarien.....	74
Abb. 6.1:	Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von den Volllaststunden.....	79
Abb. 6.2:	Wärmegestehungskosten in 2030 und 2050 für unterschiedliche Erzeugerszenarien	80
Abb. 6.3:	Sensitivitätsanalyse: Veränderung der Wärmegestehungskosten bei Variation der Preisentwicklungsrate sowie des Gaspreises	81
Abb. 6.4:	Kostenannuitäten aus der energetischen Gebäudesanierung und der Wärmeerzeugung in 2030 und 2050 für unterschiedliche Erzeugerszenarien	82
Abb. 7.1:	CO _{2eq} -Emissionen pro Technologie und Energieträger in 2030 und 2050 für unterschiedliche Erzeugerszenarien	88
Abb. 7.2:	CO _{2eq} -Emissionen in 2030 und 2050 für das Referenz-Erzeugerszenario und unterschiedliche Verbraucherszenarien	89
Abb. 7.3:	CO _{2eq} -Emissionen der Fernwärme in 2030 und 2050 bei umfangreicher Nutzung lokaler, erneuerbarer Wärmequellen und unterschiedlichen Verbraucherszenarien	90

Abb. 7.4:	Bedarf an Windkraftanlagen für die Bereitstellung von synthetischem Gas für die Fernwärme in 2050 für unterschiedliche Erzeuger- und Verbraucherszenarien	91
Abb. 7.5:	Vergleich der CO _{2eq} -Emissionen der Fernwärme-Erzeugerszenarien mit verschiedenen Optionen der objektbezogenen Versorgung	93
Abb. 8.1:	Diversität anhand des Stirling-Indexes in den Erzeugerszenarien	100
Abb. 8.2:	Redundanz in den Erzeugerszenarien	101
Abb. 8.3:	Anteil an der Jahreswärmeenergiebereitstellung aus lose gekoppelten Anlagen in den Erzeugerszenarien heute (2019) sowie in den Jahren 2030 und 2050	102
Abb. 9.1:	Transformationspfad: Wärmemengen pro Technologie und Energieträger in 2030 und 2050 für eine kosteneffiziente CO _{2eq} -Vermeidung.....	106
Abb. 9.2:	Meilensteine auf dem Weg zu einer klimaneutralen Fernwärme.....	109

Tabellenverzeichnis

Tab. 3.1:	Annahmen zu Vor- und Rücklauftemperaturen in Abhängigkeit von Baualter und Sanierungszustand der Gebäude	25
Tab. 3.2:	Energetischer Zustand der Wohngebäude in den Milieuschutzgebieten	28
Tab. 3.3:	Spezifischer und absoluter Wärmebedarf in Nord-Neukölln.....	29
Tab. 3.4:	Sozialstrukturdaten zum Projektgebiet Nord-Neukölln	31
Tab. 4.1:	Potenzielle Kollektorfläche für Solarthermie in Nord-Neukölln	36
Tab. 4.2:	Abwasserwärmepotenziale in Nord-Neukölln mit Entzugsleistung > 1 MW	42
Tab. 4.3:	Energiebilanz Biomasse für Berlin und Brandenburg	50
Tab. 5.1:	Energetische Gebäudesanierung im Referenz-Szenario: Sanierungsraten und Anteil Gebäude mit saniertem Bauteil bezogen auf den beheizten Gebäudebestand	56
Tab. 5.2:	Energetische Gebäudesanierung in Szenario „Ambitionierte energetische Sanierung“: Sanierungsraten und Anteil Gebäude mit saniertem Bauteil bezogen auf den beheizten Gebäudebestand.....	56
Tab. 5.3:	Energetische Gebäudesanierung in Szenario „Sehr ambitionierte energetische Sanierung“: Sanierungsraten und Anteil Gebäude mit saniertem Bauteil bezogen auf den beheizten Gebäudebestand.....	57
Tab. 5.4:	Fernwärmeabsatz in 2030 und 2050 im Referenz-Szenario und den Szenarien „Ambitionierte energetische Sanierung“ und „Sehr ambitionierte energetische Sanierung“	58
Tab. 5.5:	Häufigkeitsverteilung der Vorlauftemperaturen im Heizkreis der Gebäude im Status quo, im Referenzszenario und den Szenarien „Ambitionierte energetische Sanierung“ und „Sehr ambitionierte Sanierung“	60
Tab. 5.6:	Thermische Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien im Status quo	64
Tab. 5.7:	Thermische Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien beim Erzeugerpark im Referenz-Szenario	66
Tab. 5.8:	Thermische Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien beim Erzeugerpark im Referenzszenario	70
Tab. 5.9:	Thermische Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien beim Erzeugerpark im Szenario „Lokale Wärme mittel“	73
Tab. 7.1:	CO _{2eq} -Emissionsfaktoren der in den Szenarien berücksichtigten Wärmeerzeugungsanlagen zu verschiedenen Zeitpunkten	86

Tab. 8.1:	Ergebnisübersicht der Resilienzbewertung. Auftragung der Ergebnisse von Diversität, Redundanz, lose Kopplungen und Subsidiarität über die Szenarien.....	104
Tab. 12.1:	Anzahl und kumulierte potenziellen Kollektorfläche für Photovoltaik	121
Tab. 12.2:	Brennstoffpreise.....	122
Tab. 12.3:	Angenommene Preisänderungsraten.....	123
Tab. 12.4:	Angenommene Kalkulationszinssätze	124
Tab. 12.5:	Investitions- und Betriebskosten der bewerteten Wärme- und Stromerzeugungsanlagen	125
Tab. 12.6:	Sanierte Bauteilflächen in 2030 und 2050 bei verschiedenen Verbraucherszenarien	127
Tab. 12.7:	Sanierungskosten und Kosten-Annuitäten für die Sanierung bei verschiedenen Verbraucherszenarien.....	128
Tab. 12.8:	Attribute des Wärmeerzeugertechnologien und deren Ausprägungen	129

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
ALK	Automatisierten Liegenschaftskarte
AfS	Amt für Statistik Berlin/Brandenburg
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BEK	Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMI	Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSR	Berliner Stadtreinigung
BVG	Berliner Verkehrsbetriebe
BWB	Berliner Wasserbetriebe
CO ₂ eq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent
COP	Coefficient of Performance
DDoS	Distributed Denial of Service
DiHeMo	District Heating Modell
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EW	Einwohner
FWVS	Fernwärmeversorgungssystem
GFZ	Deutsches GeoForschungsZentrum
GWh	Gigawattstunde
GW _{th}	Gigawattstunde thermisch
h	Stunde
IÖW	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung
IW	Institut der deutschen Wirtschaft
IWU	Deutsche Wohngebäudetypologie des Instituts für Wohnen und Umwelt
K	Kelvin
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LCA	Life Cycle Assessment
LOR	Lebensweltlich orientierten Räume
LUP	Luftbild Umwelt Planung GmbH
m	Meter
m ²	Quadratmeter
m ³	Kubikmeter
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
MW _{th}	Megawatt thermisch
NGF	Nettogrundfläche
PEF	Primärenergiefaktoren
PtH	Power-to-Heat
PJ	Petajoule
PV	Photovoltaik

SenUVK	Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TRY	Testreferenzjahr
UBA	Umweltbundesamt
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WP	Wärmepumpen

1 Einführung

Berlin hat sich ein Klimaneutralitätsziel bis zum Jahr 2050 gesetzt und die Klimaschutzziele mit dem Berliner Energiewendegesetz verankert (s. EWG Bln 2016). Der Zielwert bezieht sich aktuell nur auf eine 85 %ige Reduktion der CO_{2eq}-Emissionen. Für 2030 ist als Zwischenziel eine 60 %ige Reduktion formuliert (s. EWG Bln 2016). Gleichwohl hat sich die Regierung zu einer Treibhausgasenkung um 95 % bis 2050 bekannt, um den internationalen Klimaschutzzielen gerecht zu werden (SenUVK 2020). Eine zentrale Herausforderung für das Ziel klimaneutraler Städte stellt die Transformation des Wärmesektors dar. Für Berlin stellten die Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin und das darauf aufbauende Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm (BEK) fest, dass nach Verursacherbilanz Gebäude für fast 50 % der in der Stadt verursachten CO₂-Emissionen verantwortlich sind (Hirschl et al. 2015a). Für die Klimaneutralität in diesem Bereich sind zwei Handlungsfelder von zentraler Bedeutung: die energetische Gebäudesanierung, um den Wärmebedarf der Gebäude und das Temperaturniveau zu senken, und die Transformation der Wärmeerzeugung. Letztere umfasst sowohl die Möglichkeiten einer klimaschonenden objektbezogenen Versorgung als auch eine Transformation der in Berlin bedeutsamen Fernwärme.

Das Forschungsvorhaben Urbane Wärmewende befasste sich am Beispiel des Stadtteil Nord-Neukölln in Berlin mit der Frage, wie ein Transformationspfad für die Entwicklung der Fernwärme in Nord-Neukölln aussehen kann und welche Maßnahmen für eine Umsetzung erforderlich sind. Berücksichtigt wurde sowohl die energetische Gebäudesanierung und die damit verbundene Verbrauchsreduktion als auch die Umstellung der Wärmeerzeugung hin zu einer „Grünen Fernwärme“.

Fernwärme zählt in Städten zu den zentralen Energieinfrastrukturen. Während in Deutschland etwa 14 % der Wohnungen mit Fernwärme versorgt werden (Statistisches Bundesamt 2020), sind es in Berlin mehr als 40 % (Amt für Statistik Berlin-Brandenburg 2019a). Fernwärme stellt damit knapp ein Drittel des Endenergiebedarfs in Berlin für Heizwärme- und Trinkwarmwasser bereit. Abgesehen von der Fernwärme wird der Wärmemarkt von Erdgasheizungen dominiert (40 % bezogen auf den Endenergiebedarf), hinzu kommen 20 % Ölheizungen, ca. 5 % Stromheizungen und 2 % Heizungsanlagen, die auf erneuerbaren Energien basieren (BET 2019a). Die in Städten historisch gewachsenen Fernwärmeleitungen und die meist zentralen Wärmeerzeugungsanlagen stellen somit ein eigenes, wichtiges Handlungsfeld der Wärmewende dar und müssen zentraler Bestandteil einer kommunalen Wärmeplanung sein.

Das gesamte Berliner Fernwärmenetz umfasst ca. 70 Teilnetze mit einer Gesamtlänge von mehr als 2.000 km (BKartA 2012, 96) und ist damit eines der größten Fernwärmenetze in Westeuropa. Das Verbundnetz der Vattenfall Wärme Berlin AG umfasst davon den allergrößten Teil. Die Fernheizwerk Neukölln AG ist der integrierte Versorger des Fernwärmenetzes Neukölln (Fernheizwerk Neukölln AG 2015). Als weitere Betreiber von Heizkraftwerken und/oder Wärmenetzen in Berlin sind unter anderem tätig die BTB Blockheizkraftwerks-Träger- & Betreiberges. mbH, GETEC AG, Urbana Fernwärme, WGB Wärme und RWE Innogy. Daneben existieren kleinere (Block-)Heizwerke in Krankenhäusern und im Betrieb von Produktionsstätten. Die größeren Wärmenetze zeichneten sich in den vergangenen Jahren durch ein kontinuierliches Wachstum aus (Fernheizwerk Neukölln AG 2018; Vattenfall 2019).

Mit Fernwärme werden überwiegend Haushalte in Mehrfamilienhäusern und Nichtwohngebäude versorgt. Die Industrie stellt nur einen sehr geringen Anteil der Fernwärmeabnahme. Somit ist die Frage, wie sich die Fernwärme entwickeln wird, vor allem für die Gebäudeeigentümerinnen und -

eigentümer sowie die Mieterinnen und Mieter der Stadt relevant – und natürlich für das Land Berlin selbst, dass seine Klimaschutzziele nur erreichen kann, wenn die Fernwärme transformiert wird.

Fernwärme wird in Berlin wie in vielen anderen Großstädten aktuell noch überwiegend auf der Basis von fossilen Brennstoffen erzeugt. Dabei kommt auch die emissionsintensive Steinkohle in einigen Heiz(kraft)werken des großen Berliner Verbundnetzes sowie des kleineren Wärmenetzes in Nord-Neukölln zum Einsatz (Fernheizwerk Neukölln AG 2018; BET 2019b).

Um die Klimaschutzziele zu erreichen, ist ein schneller Ausstieg aus der Steinkohle erforderlich. Die Notwendigkeit eines Kohleausstiegs ist auf politischer Ebene erkannt worden. Seit der Novellierung des Energiewendegesetzes in 2017 ist daher der Kohleausstieg bis 2030 auch gesetzlich verankert. Nun stellt sich aktuell die Frage, wie eine Transformation der Fernwärme konkret aussehen kann, in welche Technologien investiert werden soll und welche Anteile erneuerbarer Wärme und Abwärme realisierbar sind. Eine Machbarkeitsstudie zum Thema „Kohleausstieg und nachhaltige Fernwärmeversorgung Berlin 2030“ wurde in 2019 gemeinsam von Vattenfall Wärme Berlin AG und dem Land Berlin veröffentlicht und betrifft die Zukunft des großen Verbundnetzes.

Die wichtigsten Maßnahmen, die in der Studie formuliert wurden, um den Kohleausstieg zu erreichen, sind der Aufbau hybrider Gas-KWK, worunter eine gasbasierte Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage in Kombination mit einer Rauchgaswärmepumpe, einem Wärmespeicher und einer Power-to-Heat-(PtH)-Anlage verstanden werden, sowie der Ausbau der Wärmenutzung aus der Abfallverbrennung. Darüber hinaus ist ein neues Biomasseheizwerk, optional eine Geothermie-Anlage sowie die Nutzung von Abwasserwärme (Kläranlage) vorgesehen. In Nord-Neukölln stellt sich ebenfalls die Frage, wie ein kurzfristiger Kohleausstieg und eine Transformation hin zu einer klimaneutralen Fernwärme aussehen kann (BET 2019b).

Die Schriftenreihe stellt die Ergebnisse einer ökonomischen und ökologischen Bewertung sowie einer Resilienzbewertung verschiedener Entwicklungsoptionen der Fernwärme vor. Grundlage für die Erstellung der Szenarien sind Erhebungen zur Ausgangslage der Fernwärmeerzeugung in Nord-Neukölln (siehe Kapitel 2), zu dem aktuellen Heizungs- und Trinkwarmwasserbedarf der Gebäude (siehe Kapitel 3) sowie zu den Potenzialen an erneuerbarer Wärme und Abwärme im Versorgungsgebiet und den einsetzbaren Technologien (siehe Kapitel 4). Diese Daten- und Informationen gingen in die Entwicklung von jeweils drei Verbrauchs- und Erzeugungsszenarien ein, die unterschiedlich ambitioniert mit Blick auf den Klimaschutz sind und in unterschiedlichem Maße darauf abzielen, lokale Potenziale an erneuerbarer Wärme und Abwärme in die Fernwärme zu integrieren (siehe Kapitel 5). Aus einer ökonomischen und ökologischen Bewertung (siehe Kapitel 6 und 7) sowie der Anwendung eines indikatorbasierten Ansatzes zur Resilienzbewertung der Versorgungssysteme (siehe Kapitel 8) lässt sich ein Transformationspfad für die Fernwärme ableiten (siehe Kapitel 9). Einer (kurzfristigen) Umsetzung stehen diverse Hemmnisse entgegen, die ebenfalls in diesem Kapitel beleuchtet werden. Auf der Grundlage dieser Ergebnisse werden in Kapitel 10 Empfehlungen formuliert, mit welchen Maßnahmen auf Bundes- und Landesebene eine Transformation der Fernwärme mit dem Ziel der Klimaneutralität unterstützt werden kann.

2 Ausgangslage der Fernwärme

Die räumliche Abgrenzung des betrachteten Gebietes in Nord-Neukölln orientiert sich an dem aktuellen Fernwärmeversorgungsgebiet der Fernheizwerk Neukölln Aktiengesellschaft. Im nördlichen Teil des Bezirks Neukölln wird ein großer Teil der Gebäude mit Fernwärme versorgt. Zum Versorgungsgebiet gehören auch kleine Teile der Bezirke Kreuzberg-Friedrichshain und Treptow-Köpenick (vgl. Abb. 2.1), die ebenfalls innerhalb der Betrachtungsgrenzen liegen.

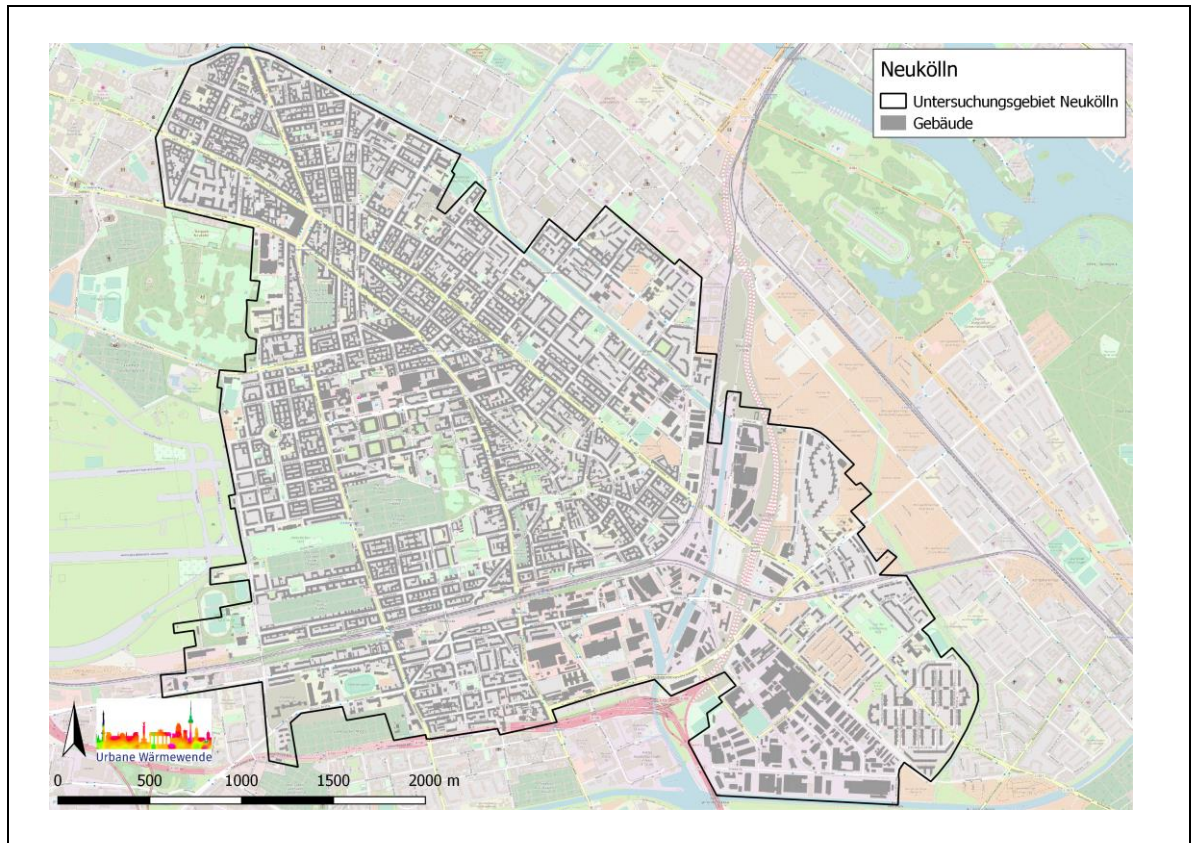


Abb. 2.1: Das ausgewählte Gebiet in Nord-Neukölln

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von OpenStreetMap ©OpenStreetMap-Mitwirkende;
www.openstreetmap.org/copyright

Die Fernheizwerk Neukölln AG ist der traditionelle Fernwärmeversorger im innerstädtisch gelegenen Norden des Berliner Bezirks Neukölln. Das Wärmenetz weist eine Trassenlänge von 109 km mit rund 1.300 Wärmeübergabestationen auf. Vor allem im nördlichen Teil des Gebietes, das durch seine Wohnnutzung geprägt ist, liegt eine sehr engmaschige Netzstruktur vor (und Abb. 2.2), im südlichen Teil des Gebietes befindet sich ein Gewerbegebiet. In den vergangenen Jahren wurde das Netz kontinuierlich ausgebaut und es kamen jährlich einige Neuanschlüsse hinzu, wohingegen kaum Netzabgänge erfolgten (Fernheizwerk Neukölln AG 2018).

Etwa die Hälfte der abgesetzten Wärme stammt aus dem Wärmeverbundnetz Mitte, während die restliche Wärme durch den eigenen Erzeugerpark bereitgestellt wird.

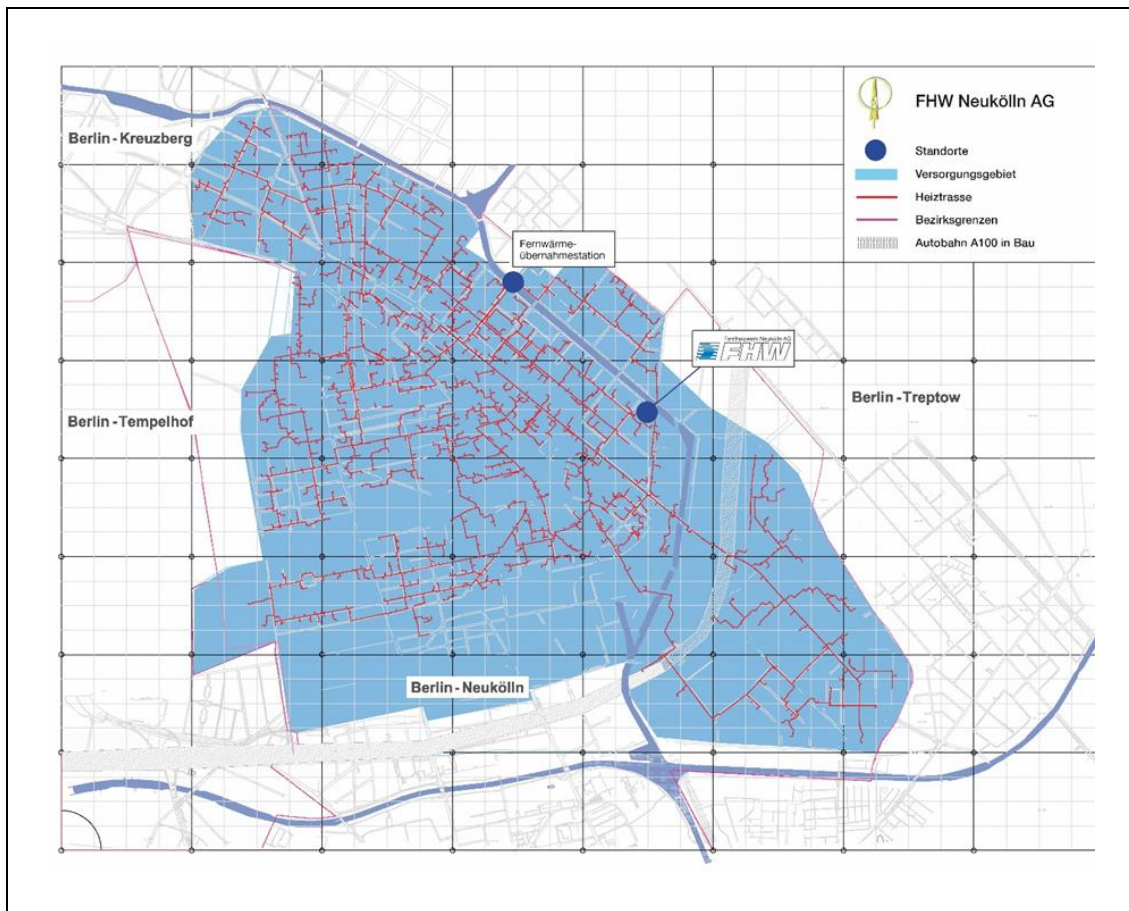


Abb. 2.2: Das Versorgungsgebiet der FHW Neukölln AG

Quelle: Fernheizwerk Neukölln AG 2018

Die Wärmeeinkopplung vom Wärmeverbundnetz findet am Standort Kiehlufer über eine Fernwärmeübergabestation mit einer thermischen Leistung von 40 MW_{th} statt. Am Standort des Heizwerkes Weigandufer ist über sieben Großkesselanlagen und sieben Blockheizkraftwerke (BHKW) insgesamt eine Feuerungswärmeleistung von 215 MW_{th} installiert. Die eingesetzten Brennstoffe sind Erdgas, Steinkohle, Holzpellets, Biomethan und Heizöl. Die erzeugte Wärme geht zu rund 85 % in die Wohnungswirtschaft, zu rund 9 % an öffentliche Einrichtungen und zu rund 6 % an Gewerbeobjekte (Fernheizwerk Neukölln AG 2019).

Etwa ein Drittel der am Standort Weigandufer erzeugten Wärme wird aktuell noch mit Steinkohle erzeugt, Gas liefert etwas über 40 % der Wärme und aus Biomasse resultieren weitere ca. 25 %. Der mit Heizöl betriebene Kessel dient der Absicherung der Leistung der Fernwärmeübergabestation, sodass Heizöl kaum mehr eingesetzt wird (Fernheizwerk Neukölln AG 2019).

3 Ausgangslage der Gebäude

3.1 Gebäude und Wohnungen

3.1.1 Vorgehen bei der Ermittlung der Wärmebedarfe

Um geeignete Wärmekonzepte zu entwickeln, bedarf es einer möglichst genauen Ermittlung der aktuellen und zukünftigen Heizwarmwasser- und Trinkwarmwasserbedarfe. Hierfür müssen die Gebäude und ihr energetischer Zustand erfasst und beschrieben werden. Da für das Gebiet Neukölln keine Verbrauchsdaten auf gebäudespezifischer Ebene zur Verfügung standen, erfolgt – wie in Wärmekatastern üblich – eine Abschätzung der Wärmebedarfe anhand von Gebäudetypen zu Wohn- und Nichtwohngebäuden.

Die Ermittlung gebäudespezifischer Werte der Raumwärme und Trinkwarmwasser auf Basis von Gebäudetypen bedarf folgende Informationen und Daten: Die Nutzung (Wohngebäude, Nichtwohngebäude), der Gebäudetyp (Mehr- oder Einfamilienhaus, Art des Nichtwohngebäudes), das Baualter und der energetische Zustand. Für die Berechnung des absoluten Wärmebedarfs eines Quartiers oder Stadtteils bedarf es zudem als Input die beheizte Fläche pro Gebäude. Das Projekt greift auf mehrere Methoden und Kanäle zur Gewinnung der erforderlichen Daten und Informationen zurück, die im Folgenden beschrieben sind.

1) Objektgenaue Daten aus 3D-Gebäudemodell

Im Zuge der „Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin 2050“ wurden Gebäudedaten der Automatisierten Liegenschaftskarte ALK (Stand 2012) genutzt und unter Verwendung des 3D-Stadtmodells (CityGML) Gebäudedaten für die Energiebedarfsberechnung kalkuliert. Dazu gehören für jedes Gebäude die Grundfläche, die Geschossanzahl, die Dachfläche, die Außenhüllfläche sowie das Gebäudevolumen. Aus der Bruttogeschossfläche (Grundfläche multipliziert mit der Geschossanzahl, wobei Dachgeschosse mit dem Faktor 0,5 berücksichtigt werden) wird darauf aufbauend nach einem vereinfachten Verfahren die beheizte Wohnfläche durch Multiplikation mit dem Faktor 0,59 bei Mehrfamilienhäusern und 0,71 bei Ein- und Zweifamilienhäusern berechnet (BUE 2016). Bei Nichtwohngebäuden wird als Bezugsgröße die beheizte Nettogrundfläche bzw. Nettogeschossfläche (NGF) herangezogen, die in Übereinstimmung mit Reusswig et al. (2014b) über den Faktor 0,77 aus der Bruttogeschossfläche berechnet wird. Die Gebäudedaten der ALK enthalten zudem Angaben zur Nutzung, wobei die Kategorien Wohnen, Nichtwohngebäude, Industrie und unbeheizte Gebäude unterschieden werden. Die Nichtwohngebäude werden in ihrer Art wie zum Beispiel Ladengebäude, Sporthalle, Öffentliche Verwaltung oder Fabrikgebäude charakterisiert, so dass dies in der Energiebedarfsberechnung berücksichtigt werden kann.

2) Ermittlung der objektgenauen Baujahre

Das Berliner Gebäudemodell, das im Zuge der „Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin 2050“ entwickelt wurde, enthält keine gebäudespezifischen Daten zum Gebäudealter. Die Baualter der Gebäude wurden daher im Projekt Urbane Wärmewende durch die im Unterauftrag eingebundene Luftbild Umwelt Planung GmbH (LUP) mit folgender Vorgehensweise erhoben.

In einem ersten Schritt wurden die Informationen aus der Denkmaldatenbank vom Landesdenkmalamt Berlin und die zugehörige Denkmalliste (Stand 10.8.2017) genutzt. Mithilfe der räumlichen In-

formation aus der Denkmalkarte Berlins (Geoportal Berlin) konnte Gebäuden in Denkmal-Ensembles und in Gesamtanlagen adressgenau ein Baualter zugeordnet werden. In einem weiteren Schritt wurden Informationen aus aktuellen und historischen Luftbildern herangezogen, die über das Geoportal Berlin heruntergeladen bzw. bestellt worden sind. Hier lagen für den Bereich Neukölln Bilder zwischen 1938 und 2017 vor. Vor ca. 1955 gab es nur die Bilder von 1938, die aufgrund ihrer schlechten Qualität für die Baualtersbestimmung kaum nutzbar waren. Ansonsten waren die Luftbild-Zeitreihen etwa vierjährlich aufgenommen. In den Zeitbereichen zwischen ca. 2000 und 2017 konnten teilweise auch die historischen Bilder aus Google Earth zu Hilfe genommen werden, wie auch einige Bilder aus den Jahren zuvor. Das Baualter wurde jeweils mit der Zeitspanne angegeben, mit dem Zeitpunkt, zu welchem das Gebäude in der Luftbild-Zeitreihe das erste Mal zu sehen war und dem Zeitpunkt, zu welchem es zuletzt nicht zu sehen war. Für weitere Berechnungen wurden Mittelwerte herangezogen.

Bei jenen Gebäuden, die nach beschriebenem Vorgehen noch ohne Baualter waren, wurden weitere Datensätze herangezogen. So wurden die Angaben zu den Baualtersklassen auf Ebene der ISU5 (Blöcke und Teilblöcke) vom Amt für Statistik Berlin/Brandenburg (AfS) genutzt. Da hier keine gebäudescharfen Angaben gemacht werden, sondern nur die Anzahl der Gebäude pro Altersklasse (Klassenbreite ≥ 20 Jahre) in einem Block angegeben werden, wurde eine visuelle Abschätzung des möglichen Baualters mithilfe der 3D-Ansicht in Google-Earth und den Luftbild-Schrägaufnahmen aus Bing durchgeführt. Hilfreich waren weitere Text- und Bildquellen zu baualtersspezifischen Merkmalen von Gebäuden (z.B. www.baunetzwissen.de und Deutsche Wohng Gebäudetypologie des Instituts für Wohnen und Umwelt (IWU)). Flächentypen aus der Stadtstrukturkarte Berlins wurden außerdem zur Unterstützung herangezogen (Geoportal Berlin). Schließlich blieben kleinere Gebäude, die meist in Hinterhöfen schlecht einsehbar gelegen sind, ohne Baualtersangabe. Je nach Plausibilität wurde hier das Baualter des Haupthauses oder von in der Nähe befindlichen großen Gebäuden mit gesicherten Baualtern zugewiesen.

3) Einschätzung des energetischen Zustandes der Gebäude

Informationen zum energetischen Zustand der Wohngebäude im Gebiet Nord-Neukölln liegen für die Blöcke vor, die den sozialen Erhaltungsgebieten (Milieuschutzgebieten) zuzuordnen sind. Da sich Dreiviertel der Gebäude im Gebiet Nord-Neukölln in sozialen Erhaltungsgebieten befinden, ist die Datenlage zum energetischen Zustand der Gebäude im Vergleich zu anderen Stadtteilen in Berlin relativ gut. Die Berichte zur „Voruntersuchung zur Prüfung des Einsatzes einer Verordnung zur Erhaltung der Zusammensetzung der Wohnbevölkerung“ (LPG 2015a; LPG 2015b; LPG 2016a; LPG 2016b; LPG 2016c; LPG 2016d; LPG 2017a; LPG 2017b) enthalten Angaben zum Anteil der Wohngebäude mit neuen Fenstern, gedämmten Fassaden, Dächern und Kellerdecken, die ausgewertet und in das Gebäudemodell integriert wurden. Eine objektgenaue Zuordnung des energetischen Zustands zu konkreten Gebäuden ist anhand dieser Datengrundlage nicht möglich, sodass eine zufällige Verteilung von Sanierungszuständen auf die Wohngebäude im Bezugsraum des jeweiligen Milieuschutzgebiets erfolgte. Die Betrachtung von Einzelgebäuden ist auf dieser Datengrundlage daher mit hohen Unsicherheiten behaftet, wohingegen die durchschnittlichen und absoluten Wärmebedarfe auf Blockebene gut abgebildet werden.

4) Berechnung der Heizenergie- und Warmwasserbedarfe

Die Abschätzung der Endenergiebedarfe für Heizwärme und Trinkwarmwasser der Wohngebäude erfolgte anhand der vom IWU im Zuge des TABULA-Projekts ermittelten Bedarfsdaten zu 44 Wohngebäudetypen und -subtypen (IWU 2015). Die Werte wurden jedoch nach Abgleich mit den witterungsbereinigten Fernwärmeabsatzdaten des Fernwärmebetreibers angepasst.

Die IWU-Gebäudetypen beziehen sich auf unterschiedliche Baualtersklassen und Gebäudetypen (Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, große Mehrfamilienhäuser). Das IWU stellt für diese Gebäudetypen Daten für Heizwärme- und Warmwasserbedarfe zur Verfügung. Der Heizwärmebedarf wird vor allem durch die Lage der Gebäude (freistehend, Reihenhäuser), die Geometrie und Größe sowie die Baumaterialien bestimmt. Die durch das IWU (2015) bereitgestellte Datengrundlage enthält neben den Angaben zu den unsanierten Wohngebäuden Werte für zwei Sanierungszustände mit unterschiedlicher Sanierungstiefe. Die Daten basieren nicht auf realen Verbrauchsdaten der Bewohner/innen, sondern sind theoretische, auf festgelegten U-Werten basierende Werte. Das IWU stellt allerdings für alle Gebäudetypen und Sanierungszustände Werte für Heizwärme und Warmwasser zur Verfügung, die eine Korrektur auf das Niveau von Verbrauchswerten enthalten. Dabei wird der nach Standard-Randbedingungen berechnete Energiebedarf durch Anwendung eines pauschalen Faktors an das typische Verbrauchsniveau angepasst (IWU 2015).

Bei der Modellierung der Wärmeversorgung im Rahmen des Projekts Urbane Wärmewende verläuft die Schnittstelle zwischen dem Gebäudemodell und der Simulation der Wärmeerzeugung an der Gebäudengrenze. Um die Heizwärmebedarfe abzuschätzen, müssen die Wärmeverluste im Gebäude berücksichtigt werden. Die Wirkungsgrade bei der Wärmeerzeugung sowie mögliche Verluste von Wärmenetzen liegen jedoch außerhalb des Gebäudemodells. In den durch das IWU angegebenen Werten sind die Wärmeverluste der Erzeuger inbegriffen. Mit den angegebenen Energieaufwandszahlen für die Wärmeversorgungssysteme können die Erzeugungsverluste und damit die Wärmeverluste für die Gebäudetypen abgeschätzt und herausgerechnet werden. Die sich daraus ergebenden Werte für Heizwärme und Trinkwarmwasser fanden zunächst Eingang in die Berechnungen. Nach einem Abgleich der Heizwärme- und Trinkwarmwasserverbräuche mit witterungsbereinigten Fernwärmeverbräuchen im gesamten Versorgungsgebiet, erfolgte eine weitere Anpassung der Werte nach unten (siehe weiter unten unter Punkt 5).

Die beiden Sanierungszustände, die die IWU-Gebäudetypologie bereitstellt, decken die vorzufindenden Sanierungszustände der Bestandsgebäude nicht hinreichend ab, da häufig nur einzelne Bauteile gedämmt sind. Aus diesem Grund wurden mit dem Sanierungskonfigurator des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) Werte für die prozentuale Reduktion des Endenergiebedarfs für weitere Sanierungszustände der Referenzgebäude berechnet. Die Berechnungen dieses Tools haben einen modellhaften Charakter, der für diese Zwecke als hinreichend angesehen wird. Die auf Basis des Sanierungskonfigurators berechnete prozentuale Reduktion wurde anschließend auf die Werte angewandt, die mit dem IWU Tool berechnet wurden.

Die IWU-Gebäudetypologie enthält keine hinreichenden Angaben zu Nichtwohngebäuden, weshalb auf eine veröffentlichte Studie des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2016 zurückgegriffen wird (Bürger et al. 2016). In dieser Studie werden sechs Nichtwohngebäudetypen mit teils mehreren Baujahren und jeweils zwei Sanierungszuständen unterschiedlicher Sanierungstiefe (vollsanziert und vollsanziert plus) aufgeführt. Neben dem Heizwärmebedarf ist hier auch ein für den jeweiligen Nichtwohngebäudetyp typischer Warmwasserbedarf ausgewiesen. Diese beiden Sanierungszustände werden wiederum ergänzt um eine Vollsanierung nach aktuellem Standard (Reduktion um 50 % des Wertes im unsanierten Zustand) sowie die Sanierung von Fenstern, Dach/Oberster Geschossdecke und Kellerdecke (Reduktion um 30 % des Wertes im unsanierten Zustand).

Im Gebäudemodell werden die Gebäude im Untersuchungsgebiet anhand der Informationen zu dem jeweiligen Baujahr des Gebäudes, der Anzahl der Geschosse und der beheizten Wohnfläche den IWU-Gebäudetypen zugeordnet. Im Durchschnitt über alle Gebäude im Untersuchungsgebiet liegt der spezifische Heizwärmebedarf nach der Anpassung bei 135 kWh/m²a.

Die Trinkwarmwasserbedarfe wurden angelehnt an die in DIN VDI 2067 Blatt 12 angegebenen Werte ermittelt. Die DIN führt Wärmebedarfe für Trinkwasser in Kilowattstunde pro Person und Jahr für unterschiedliche Wohnungsausstattungen, wie etwa das Vorhandensein einer Dusche oder Badewanne, auf. Die personenbezogenen Angaben können mit der mittleren Wohnfläche pro Person in Neukölln von 33,1 m² pro Einwohner (Amt für Statistik Berlin Brandenburg 2018) umgerechnet werden. Die Zirkulationsverluste, die je nach Baujahr zwischen 30 % und 50 % betragen können, sind zusätzlich hinzuzurechnen. Im Status quo kann basierend auf diesen Berechnungen für Nord-Neukölln abhängig von der Ausstattung der Wohnung von einem Energiebedarf für Trinkwarmwasser von etwa 6 bis 21 kWh/m²a ohne Zirkulationsverluste und von 11 bis 41 kWh/m²a mit Zirkulationsverlusten ausgegangen werden. Nach Abgleich mit Daten des Fernheizwerk Neukölln wurde ein Wert von 35 kWh/m²a festgelegt. Im Zuge von Sanierungen kann eine Reduktion der Trinkwarmwasserbedarfe durch eine Verminderung der Zirkulationsverluste erzielt werden, weshalb daraufhin von geringeren Werten ausgegangen wird. Im Durchschnitt über alle Gebäude im Untersuchungsgebiet liegt der spezifische Trinkwarmwasserbedarf bei 31 kWh/m²a.

5) Abgleich der berechneten Werte mit den Realverbräuchen

Bei den berechneten Werten handelt es sich um Heizenergie- und Warmwasserbedarfe ohne Berücksichtigung der Erzeugungs- oder Wärmenetzverteilungsverluste außerhalb der Gebäude. Im Fall der Fernwärmeversorgung kommen die Wärmeverluste der Wärmeübergabestationen hinzu, die im Simulationsmodell berücksichtigt sind. Für einen Abgleich auf Ebene der Einzelgebäude stehen für das Gebiet Nord-Neukölln keine Daten zur Verfügung.

Jedoch erfolgte ein Abgleich der berechneten Wärmebedarfe aller fernwärmeversorgten Gebäude mit dem witterungsbereinigten Fernwärmeabsatz der Fernheizwerk Neukölln AG und der insgesamt mit Fernwärme versorgten Fläche. Die Daten des Fernheizwerk Neukölln deuten darauf hin, dass die realen Verbräuche niedriger sind als die berechneten Werte – auch wenn die verbrauchs-korrigierten Werte des IWU herangezogen wurden – und auch niedriger sind als die im Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm aufgeführten Wärmebedarfe. Es fand daher eine weitere Verbrauchskorrektur nach unten statt, um den Status quo passend abzubilden.

6) Jahresverbrauchsprofile für Heizwärme und Trinkwarmwasser

Für die Simulation von Wärmeverbrauch und -erzeugung, bedarf es Jahresverbrauchsprofile mit mindestens stündlicher Auflösung. Als Grundlage für Verbrauchsprofile, die durch die BLS Energieplan GmbH erstellt wurden, dient der Temperaturverlauf eines Jahres mit mittlerem Witterungsverhältnis der Region Potsdam basierend auf den Testreferenzjahren (TRY)-Daten des Deutschen Wetterdienstes. Der Modulationsgrad der Heizlast wird als linear ansteigend zwischen der Heizgrenz- und der Normaußentemperatur angenommen. Über die Grädigkeit von Außentemperatur zu Innentemperatur wird für jede Stunde des Testreferenzjahres der Heizwärmebedarf bestimmt. Im Zeitraum von Ende April bis Ende September wird bei dauerhaftem Überschreiten der Heizgrenztemperatur die Heizwärmebereitstellung eingestellt. Die Kurven wurden als relative Jahresverbrauchsprofile auf die gebäudespezifischen Wärmebedarfe aus dem Gebäudemodell angewandt.

7) Verteilung von Heizkörpern und von Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im Heizkreislauf

Für die Modellierung sind zudem die Art der Heizkörper sowie die Vor- und Rücklauftemperaturen im Heizkreis wichtige Inputparameter. Die Verteilung dieser Parameter sind für die Gebäude in Nord-Neukölln nicht bekannt, weswegen hierzu Annahmen getroffen werden.

Bei der Art der Heizkörper handelt es sich bei Bestandsgebäuden fast ausschließlich um Radiatoren, für die ein Heizkörperexponent von 1,3 angenommen wird. Nur bei Neubau und Vorlauftemperaturen im Heizkreis von weniger als 60 °C kann davon ausgegangen werden, dass Fußbodenheizungen mit einem Heizkörperexponenten von 1,1 vorliegen (vgl. Recknagel et al. 2010).

Die Vor- und Rücklauftemperaturen im Raumheizsystem hängen vom energetischen Zustand des Gebäudes und der Art des Heizkörpers ab. Jede Heizfläche kühlt die Vorlauftemperatur ab wenn Wärme abgegeben wird, wobei die Rücklauftemperatur umso geringer ist je besser der Durchfluss durch die Heizfläche unter Berücksichtigung derer Bauweise ist (UBA 2018). Die Vor- und Rücklauftemperaturen werden auf Grundlage des Baualters des Gebäudes sowie dessen Sanierungszustand angenommen (vgl. UBA 2018; Recknagel et al. 2010) (s. Tab. 3.1).

Tab. 3.1: Annahmen zu Vor- und Rücklauftemperaturen in Abhängigkeit von Baualter und Sanierungszustand der Gebäude

Quelle: Eigene Annahmen basierend auf Recknagel et al. (2010) und UBA (2018)

Bualter	unsaniert		teilsaniert		vollsanert	
	VL [°C]	RL [°C]	VL [°C]	RL [°C]	VL [°C]	RL [°C]
Vor 1968	90	70	70	50	60	45
1968-1994	70	50	70	50	60	45
1995-2001	60	45	60	45	60	45
Nach 2001	45	35	45	35	45	35

Für denkmalgeschützte Gebäude bedeutet dies, dass eine Absenkung der Vorlauftemperaturen auf 60 °C kaum möglich ist, da diese bei alten Gebäuden in der Regel nur bei einer kompletten Sanierung der Gebäudehülle und einem Austausch der Radiatoren erfolgen kann.

3.1.2 Gebäudeeigentümerstruktur

Statistische Informationen zur Art der Gebäudeeigentümer/innen liegen für das Gebiet Nord-Neukölln nicht vor. Größere Wohnungsvermieter, die in dem Gebiet tätig und damit wichtige Akteure im Hinblick darauf sind, wie sich die energetische Sanierungsrate und -tiefe in Zukunft entwickeln wird, sind unter anderem die städtische Wohnungsbaugesellschaft Stadt und Land, die Wohnungsgenossenschaften Ideal, WBV Neukölln und GeWoSüd sowie das Wohnungsunternehmen ADO. Darüber hinaus befinden sich viele landeseigene Gebäude sowie bezirkseigene Gebäude in Nord-Neukölln. Der Anteil an Ein- und Zweifamilienhäusern und damit potenziell selbst genutzten Wohngebäuden ist bezogen auf den gesamten Gebäudebestand sehr gering.

3.1.3 Charakterisierung des Gebäudebestandes

Bei dem betrachteten Gebiet Nord-Neukölln handelt es sich um einen hochverdichteten, innerstädtischen Stadtteil. 65 % aller Gebäude in Nord-Neukölln sind Wohngebäude, wobei es sich überwiegend um Mehrfamilienhäuser handelt. In die Kategorie der Nichtwohngebäude fallen 15 % aller Gebäude im Gebiet und 8 % in die der Industrie, etwa 13 % sind unbeheizte Gebäude.

Mehr als 50 % der Gebäude wurde vor 1918 erbaut (s. Abb. 3.1) und fallen somit potenziell in die Kategorie der erhaltenswerten Bausubstanz. Zwei Quartiere im Gebiet sind wegen ihrer historischen Bedeutung als Erhaltungsgebiete definiert (Rixdorf und Schillerpromenade). In diesen Gebieten sollen die bauliche Substanz und das Stadtbild bewahrt werden (Bezirksamt Neukölln von Berlin 2015). Drei Viertel der Gebäude in Nord-Neukölln liegen außerdem in sozialen Erhaltungsgebieten (Milieuschutzgebieten). Der Milieuschutz dient dem Erhalt der Zusammensetzung der Bevölkerung in einem ausgewählten Viertel oder Gebiet. Eine Kontrolle der Baumaßnahmen soll dafür sorgen, dass Mieterhöhungen gering ausfallen und die Mieten für die Bewohner/innen erschwing-

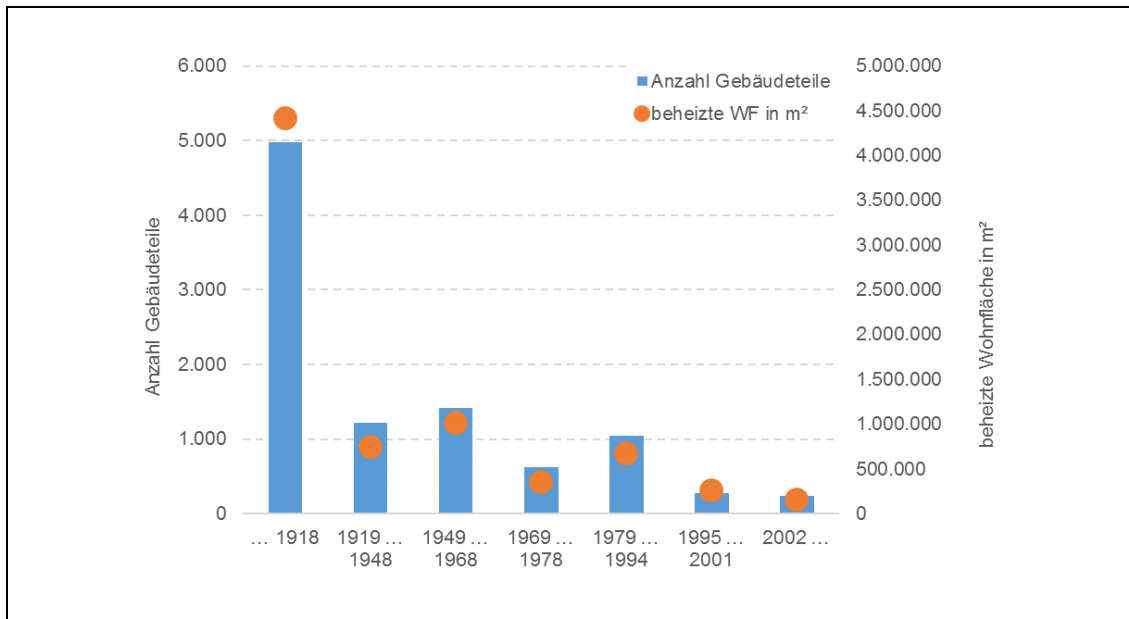


Abb. 3.1: Häufigkeitsverteilung der Gebäude und Wohnflächen nach Baualter

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von AfS 2013: Baualtersangaben pro statistischen Block, Geoportal Berlin / Gebäudealter 1992/93 ("Scan"), Geoportal Berlin / Luftbilder 2004 bis 2017, Denkmalliste Berlin 2017

lich bleiben (Schempp 2013). Sowohl in den Erhaltungsgebieten als auch in den Milieuschutzgebieten ist von besonderen Sanierungshemmnissen auszugehen, was sich wiederum auf die zu erwartenden Sanierungsraten niederschlägt. In Milieuschutzgebieten wird eine Fassadensanierung beispielsweise nur bei einem Schaden von mindestens 10 % der Gesamtfassadenfläche genehmigt. Energetische Mängel reichen als Argument zur Modernisierung einer Fassade nicht aus. Eine sanierte Fassade soll einem U-Wert von maximal 0,24 nach Energieeinsparverordnung (EnEV) entsprechen, weshalb ambitioniertere Maßnahmen in Milieuschutzgebieten nicht zu erwarten sind.

Ein Zehntel der Gebäude in Nord-Neukölln obliegt außerdem dem Denkmalschutz, ein Wert, der nur geringfügig höher ist als im gesamten Stadtgebiet (9,6 %) (Reusswig et al. 2014b).

3.1.4 Energetischer Zustand der Gebäude

Für Berlin liegen keine flächendeckenden Daten über den spezifischen Gebäudesanierungszustand vor. Allerdings gibt es zu einigen Gebieten Erhebungen, aus denen Informationen zum energetischen Gebäudezustand hervorgehen. Eine Besonderheit des Gebiets Nord-Neukölln liegt darin, dass sich Dreiviertel der Gebäude in sozialen Erhaltungsgebieten befinden (s. Abb. 3.2).

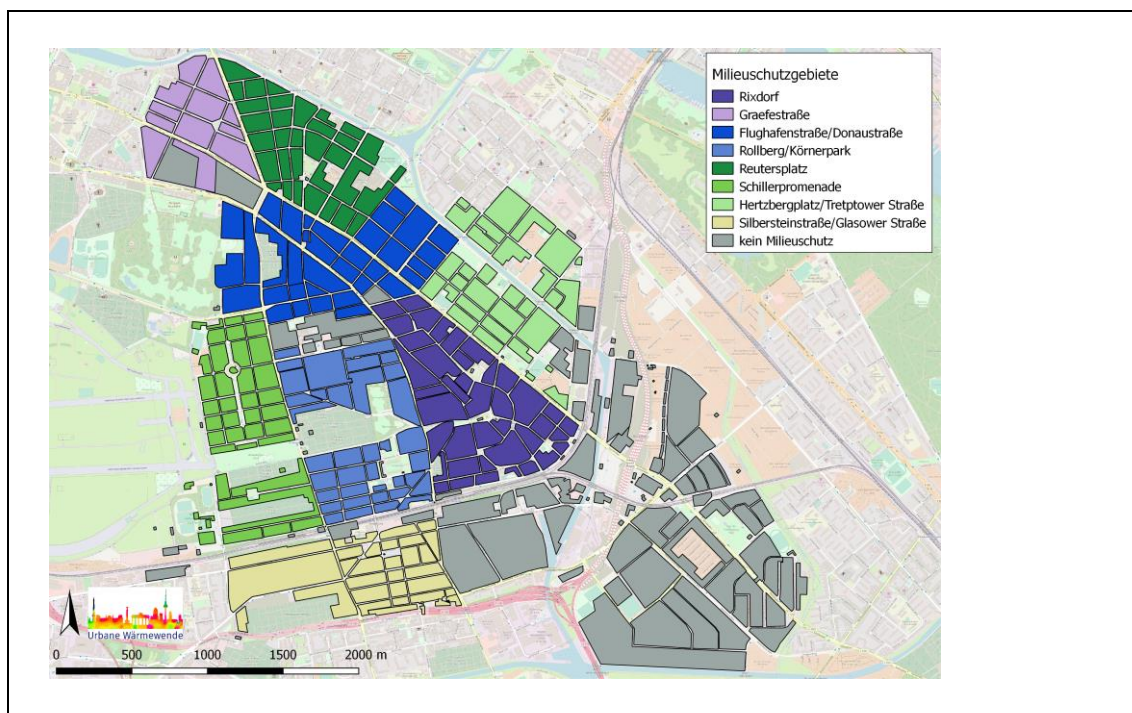


Abb. 3.2: Milieuschutzgebiete im Gebiet Nord-Neukölln

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Bezirksamt Neukölln von Berlin (2017) und Bezirksamt Friedrichshain-Kreuzberg von Berlin (2018) und auf Basis von OpenStreetMap ©OpenStreetMap-Mitwirkende; www.openstreetmap.org/copyright

Für diese Gebiete gab es im Zeitraum von 2011 bis 2017 Voruntersuchungen zur Prüfung der Notwendigkeit einer Milieuschutzverordnung. Teil der Voruntersuchungen waren Haushaltsbefragungen, bei denen auch der bauliche und energetische Zustand der Gebäude erhoben wurde (LPG 2015a; LPG 2015b; LPG 2016a; LPG 2016b; LPG 2016c; LPG 2016d; LPG 2017a; LPG 2017b).

Ein Abgleich der abgefragten Informationen mit Daten aus der Statistik spricht für eine hohe Qualität und Repräsentativität der generierten Daten aus der Haushaltsbefragung (LPG 2015b). Die Gebäudedaten in den Milieuschutzgebieten beziehen sich in den meisten Voruntersuchungen auf die Jahre zwischen 2015 und 2017. Eine Ausnahme ist der Kiez um den Reuterplatz, bei dem sich die Daten auf das Jahr 2011 beziehen. Die Voruntersuchungen stellen somit eine aktuelle Datenbasis für Wohngebäude dar.

In den Milieuschutzgebieten wurden diesen Daten zufolge teilweise bei bereits knapp 50 % der Wohngebäude die Fenster ausgetauscht. Während im Gebiet Rixdorf erst etwa 33 % der Gebäude über neue Fenster verfügen, sind es im Reuterkiez bereits nahezu 50 %. Eine Fassadendämmung liegt bei 7 % bis 21 % der Gebäude vor, eine Dachdämmung bei 4 % bis 27 % der Gebäude und eine Kellerdeckendämmung bei 2 % bis 5 % der Gebäude. Vergleichsweise hoch ist der Anteil energetisch (teil)sanierter Gebäude in den Gebieten Rollberg und Silbersteinstraße, wohingegen der Anteil im Kiez um den Reuterplatz gering ist. In Gebieten Reuterplatz, Hertzbergplatz und Graefestraße fällt jedoch der hohe Anteil an Gebäuden mit neuen Fenstern auf (s. Tab. 3.2).

Tab. 3.2: Energetischer Zustand der Wohngebäude in den Milieuschutzgebieten

Quelle: Voruntersuchungen zu den Milieuschutzgebieten: (LPG 2015a; LPG 2015b; LPG 2016a; LPG 2016b; LPG 2016c; LPG 2016d; LPG 2017a; LPG 2017b)

	Anteil an Wohngebäuden mit Energieeffizienzmaßnahmen [%]			
	Gedämmte Außenwand	Gedämmte Kellerdecke	Gedämmtes Dach	Neue Fenster
Rixdorf	14	4	14	33
Graefestraße	7	2	4	48
Flughafenstraße	14	3	14	35
Rollberg	19	4	14	39
Reuterplatz	7	2	4	48
Schillerpromenade	15	5	14	41
Hertzbergplatz	17	4	17	47
Silbersteinstraße	21	4	15	43
kein Milieuschutz	15	5	15	40

Eine gebäudegenaue Zuordnung der Sanierungsmaßnahmen ist nicht möglich, weshalb die Zuordnung auf die Gebäude im Gebäudemodell per Zufallsprinzip erfolgte, um das weitere Potenzial zur Wärmeverbrauchsreduktion durch eine weitere energetische Sanierung abschätzen zu können.

Für Nichtwohngebäude liegen keine vergleichbaren Erhebungen und Daten vor, weshalb für diese Gebäude angenommen wurde, dass 75 % der Gebäude unsaniert und 25 % teilsaniert sind (Dämmung von Kellerdecke, oberster Geschossdecke und Fensteraustausch).

Aus diesen Zahlen ergibt sich in der Summe, dass bereits an insgesamt 40 % aller beheizten Gebäude im Gebiet Nord-Neukölln die Fenster ausgetauscht wurden, 17 % über ein gedämmtes Dach oder eine gedämmte oberste Geschossdecke verfügen, in 12 % der Gebäude die Außenwände und knapp 10 % der Gebäude die Kellerdecken gedämmt wurden.

Im Vergleich zu dem in der „Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin 2050“ angenommenen Sanierungszustand der Wohngebäude im Status quo (Reuswig et al. 2014c S. 340), sind die ermittelten Werte für die Bauteile Außenwand, Kellerdecke und Dach im Gebiet Nord-Neukölln geringer. Dies erweist sich im betrachteten Gebiet aus folgenden Gründen als plausibel: Erstens ist ein Großteil der Gebäude vor 1918 erbaut worden und fällt somit potenziell in die Kategorie der erhaltenswerten Bausubstanz. Zwei Quartiere sind außerdem als Erhaltungsgebiete definiert (Rixdorf, Schillerpromenade), an welche besondere Anforderungen an den Erhalt der historischen Bausubstanz gekoppelt sind. Für die zukünftige Entwicklung ist zudem zu beachten, dass inzwischen für einen Großteil des Gebietes die soziale Erhaltungsverordnung (Milieuschutz) gilt. Die Milieuschutzverordnung wird von Vermieter/innen teilweise als Investitionshemmnis wahrgenommen, weshalb das Sanierungstempo im Vergleich zu benachbarten Sanierungsgebieten als langsamer beschrieben wird (Schempp 2013). In Milieuschutzgebieten können außerdem Genehmigungen versagt

bzw. auf Mindestanforderungen reduziert werden, wenn Sanierungs- oder Modernisierungsmaßnahmen über die Anforderungen der EnEV oder die Bauordnung hinausgehen (Beckmann 2015).

3.1.5 Wärmebedarf im Gebiet und auf Blockebene

Mit den vorangestellten Daten und Informationen lassen sich mit dem Gebäudemodell für Nord-Neukölln sowie auf Block- und Gebäudeebene die absoluten und spezifischen Wärmebedarfe berechnen (s. Tab. 5.4 und Abb. 3.3).

Tab. 3.3: Spezifischer und absoluter Wärmebedarf in Nord-Neukölln

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Erläuterungen: Die spezifischen Werte beziehen sich auf den Quadratmeter beheizte (Wohn)fläche. Etwa die Hälfte der mit Fernwärme versorgten Gebäude deckt nur ihren Heizwärmebedarf mit Fernwärme und verfügt über eine dezentrale Warmwasserversorgung. Der spezifische Warmwasserbedarf der fernwärmeversorgten Gebäude ist daher nur halb so hoch wie im gesamten Gebiet.

	Heizwärme	Warmwasser	Gesamt
Gesamtes Gebiet			
Mittlerer spez. Wärmebedarf [kWh/m ² a]	135	31	166
Absoluter Wärmebedarf [GWh]	1.023	232	1.255
Fernwärme			
Mittlerer spez. Wärmebedarf	136	15	
Absoluter Wärmebedarf	442	49	491

In der Summe beläuft sich der absolute Wärmebedarf im Gebiet Nord-Neukölln auf 1.255 GWh. Fast drei Viertel des Wärmebedarfs entfallen auf Wohngebäude. Etwa ein Drittel der beheizten Gebäude im Gebiet Nord-Neukölln bezieht Fernwärme. Über eine Zuordnung der fernwärmeversorgten Gebäude anhand von Kartenmaterial, lässt sich mithilfe des Gebäudemodells der gebäudespezifische und absolute Fernwärmebedarf errechnen. Aus den Berichten der Fernheizwerk Neukölln AG ist bekannt, dass etwa die Hälfte der Abnehmer/innen ausschließlich Heizwärme bezieht und das Trinkwarmwasser dezentral bereitgestellt wird. Die Verteilung der ausschließlich Heizwärme beziehenden Gebäude auf alle fernwärmeversorgten Gebäude erfolgte per Zufallsprinzip.

Der mit dem Gebäudemodell berechnete Fernwärmebedarf im Gebiet Nord-Neukölln beträgt für das Jahr 2017 491 GWh. Eine Validierung erfolgte über den Abgleich mit dem tatsächlichen Fernwärmeabsatz. Im Jahr 2017 betrug der Fernwärmeabsatz 435,5 GWh (Fernheizwerk Neukölln AG 2017). Nach Witterungsbereinigung mit den Klimadaten der Wetterstation Berlin-Tempelhof ergibt sich ein Wert von 478 GWh für das Jahr 2017. Der mit dem Gebäudemodell berechnete Wert weicht um 3 % von diesem Wert ab, sodass die Werte den tatsächlichen Verbrauch aller mit Fernwärme versorgten Gebäude in Nord-Neukölln gut abbilden. Auf das Einzelgebäude bezogen sind dennoch (auch größere) Abweichungen möglich, da es sich um eine modellhafte, vereinfachte Berechnung handelt, in die zahlreiche Annahmen eingehen. Abb. 3.4 zeigt den Anteil der fernwärmeversorgten Gebäude auf Blockebene, sodass das Kernversorgungsgebiet gut zu erkennen ist.

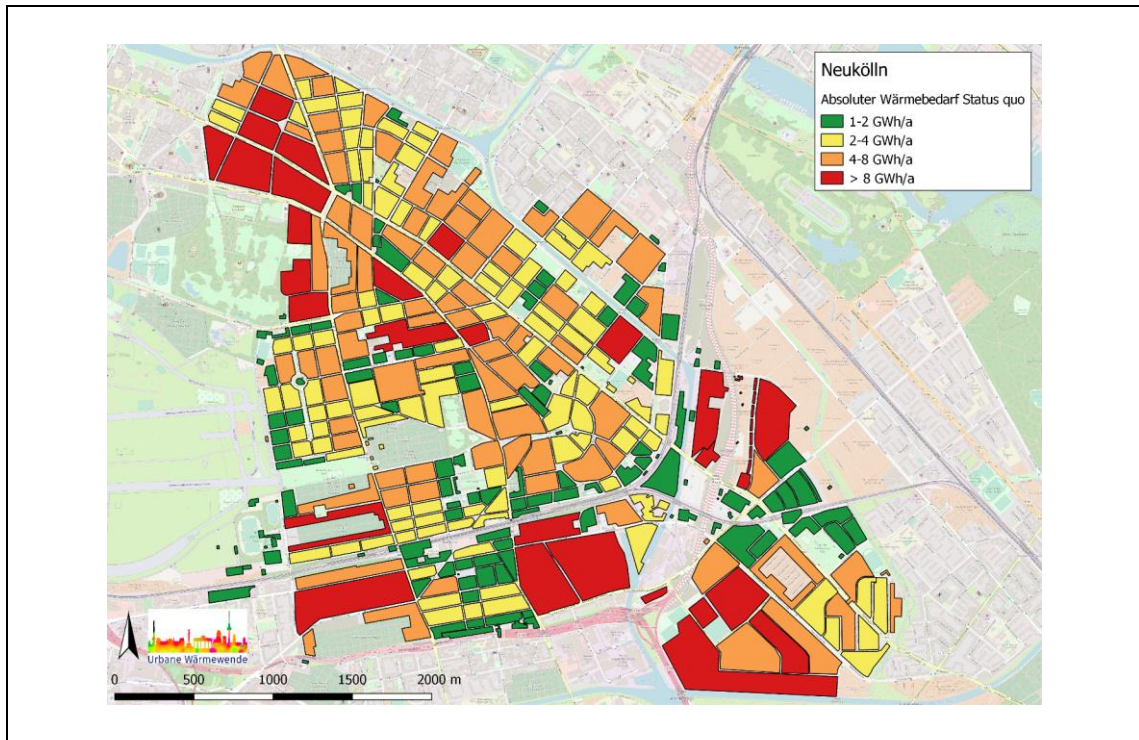


Abb. 3.3: Wärmebedarf pro Block im Gebiet Nord-Neukölln

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von OpenStreetMap ©OpenStreetMap-Mitwirkende; www.openstreetmap.org/copyright

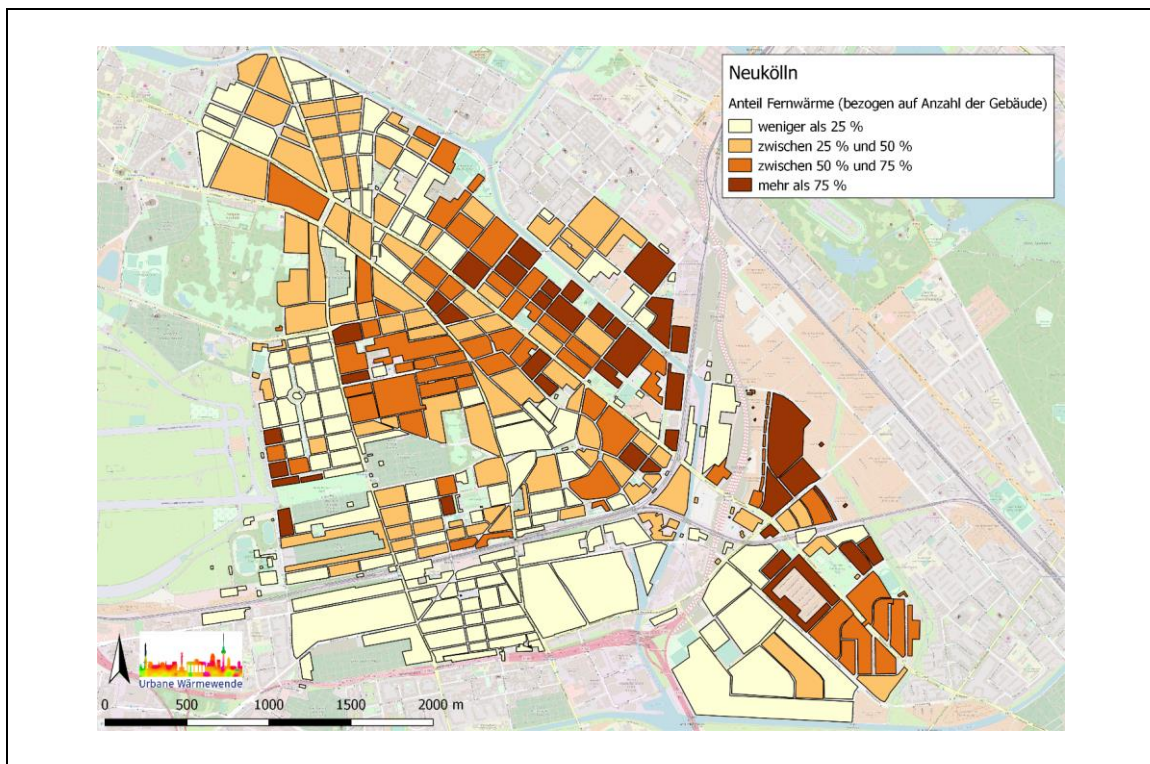


Abb. 3.4: Anteil der Fernwärmeversorgung bezogen auf die Gebäude

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von AfS 2013, Informationen der FHW Neukölln AG und von OpenStreetMap ©OpenStreetMap-Mitwirkende; www.openstreetmap.org/copyright

3.1.6 Einwohnerzahl und Sozialstruktur

Die aktuelle Einwohnerzahl für Nord-Neukölln kann auf Grundlage der Statistik der lebensweltlich orientierten Räume (LOR) abgeschätzt werden. Das Projektgebiet umfasst die LOR Reuterkiez, Graefekiez, Bouchéstraße Treptower Straße Nord, Donaustraße, Wissmannstraße, Schillerpromenade, Flughafenstraße, Rollberg, Körnerpark, Silbersteinstraße, Glasower Straße Rixdorf, Hasenheide, Hertzbergplatz, Gewerbegebiet Ederstraße, Gewerbegebiet Köllnische Heide, Weiße Siedlung sowie Schulenburgpark. Bis auf die LOR Weiße Siedlung, Bouchéstraße, Hasenheide und Wissmannstraße liegen die LOR vollständig im Untersuchungsgebiet. Bei diesen drei LOR wurde eine Abschätzung der Einwohnerzahl über den prozentualen Flächenanteil getroffen, der im Untersuchungsgebiet liegt, und mit der Gesamteinwohnerzahl im jeweiligen LOR-Planungsraum multipliziert. Die beiden LOR mit der größten Einwohnerzahl sind Rixdorf und der Reuterkiez. Mit diesem Vorgehen ergibt sich eine Einwohnerzahl von 181.468 Einwohner/innen im Gebiet Nord-Neukölln. Validiert werden kann diese Zahl über eine Abschätzung der Einwohnerzahl anhand der durchschnittlichen Wohnfläche pro Einwohner und der Gesamt-Wohnfläche im Gebiet. Im Jahr 2017 betrug die durchschnittliche Wohnfläche pro Einwohner im nördlichen Teil des Bezirks Neukölln 33,1 m²/EW (Amt für Statistik Berlin Brandenburg 2018). Das Gebäudemodell ergibt für Nord-Neukölln eine Wohnfläche von 6 Mio. m² (Anteil der beheizten Wohnfläche an der Wohnfläche: 95 %). Hieraus ergibt sich eine Einwohnerzahl von 181.269.

Daten zur Sozialstruktur zu den einzelnen LOR lassen sich aus dem Sozialstrukturatlas Berlin sowie aus dem Monitoring Soziale Stadtentwicklung ziehen (GsKA 2017). Auffällig ist im Vergleich zu Gesamtberlin die hohe Jugendarbeitslosigkeit im Gebiet Nord-Neukölln von durchschnittlich 6,5 %, was in etwa dem doppelten Wert im gesamten Stadtgebiet entspricht (3,2 %) (s. Tab. 3.4).

Tab. 3.4: Sozialstrukturdaten zum Projektgebiet Nord-Neukölln

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung von nach Einwohnerzahl gewichteten Mittelwerten der Werte zu den LOR im Gebiet Nord-Neukölln auf Basis des Sozialstrukturatlas (GsKA 2017)

Kategorie	Gebiet Nord-Neukölln	Berlin Gesamt
Jugendarbeitslosigkeit [%]	6,5	3,2
Städtische Wohnungen [%]	8,8	14,9
Wohnräume pro Einwohner	1,5	1,8
Einfache Wohnlage [%]	94,8	38,6
Altersarmut [%]	18,3	5,9
Einwohner mit Migrationshintergrund [%]	53,3	30,8

Bei der Altersarmut ergibt sich mit einem Anteil von 18,3 % eine noch deutlichere Differenz zum gesamten Stadtgebiet mit 5,9 %. Im Durchschnitt empfängt im Bezugsraum etwa jeder sechste Bewohner über 65 Jahren die Grundsicherung nach SGB XII, Kap. 4. Der Anteil an Arbeitslosen sowie der Anteil an Personen, die Transferleistungen nach SGB II und XII beziehen, liegt ebenfalls deutlich über dem Durchschnittswert im Stadtgebiet. So lag der Anteil an Arbeitslosen im Jahr 2016 zwischen 5,4 % (Hasenheide) und 15,9 % (Schulenburgpark), wobei der Berliner Durchschnittswert in diesem Jahr 6,7 % betrug. Der Anteil an Personen, die Transferleistungen nach

SGB II und XII beziehen, lag zwischen 10,6 % (Hasenheide) und 43,9 % (Schulenburgpark) und bei 13,4 % im gesamten Stadtgebiet. In den meisten Planungsräumen in Nord-Neukölln ist jedoch tendenziell eine Abnahme der Indikatorwerte zu beobachten. Ebenfalls hoch im Gebiet Nord-Neukölln ist der Anteil an Einwohner/innen in einfacher Wohnlage (94,8 %). Dieser liegt bei fast allen LOR im Projektgebiet bei 100 %. Lediglich im Gewerbegebiet Köllnische Heide und im Graefekiez liegt der Anteil deutlich darunter (65 % und 57 %), allerdings immer noch nennenswert über dem Durchschnitt aller Berliner Planungsräume von 39 %. Demgegenüber ist der Anteil städtischer Wohnungen vergleichsweise gering.

Die Zahlen des Sozialstrukturatlas lassen vermuten, dass die durchschnittlichen Haushaltseinkommen in dem Gebiet Nord-Neukölln vergleichsweise gering sind. Dies bestätigt der Wohnungsmarktbericht der IBB (2018), demzufolge im Jahr 2016 die mittleren Haushaltsnettoeinkommen im Bezirk Neukölln um 250 € unter dem gesamtstädtischen Durchschnittswert von 1.950 € lagen. Demgegenüber war die durchschnittliche Brutto-Kaltmiete pro Quadratmeter Wohnfläche im Jahr 2018 mit 8,46 €/m² Monat vergleichsweise hoch und nur geringfügig unter dem gesamtstädtischen Mittelwert von 8,71 €/m² Monat). Dies führt dazu, dass die Mietbelastungsquote, das heißt der Anteil der Miete am Haushaltsnettoeinkommen, im Bezirk Neukölln mit 30,4 % den höchsten Wert in ganz Berlin aufweist (Amt für Statistik Berlin-Brandenburg 2019a).

Die Entwicklung der Miethöhe lässt sich anhand der Nettokaltmieten bei Wohnungsangeboten nachvollziehen. Diese liegen je nach Datenquelle sogar über dem Berliner Durchschnitt. Laut Wohnungsmarktbericht der IBB (2018) waren die mittleren Angebotsmieten mit 10,00 €/m² monatlich geringfügig unter dem Berliner Durchschnitt von 10,15 €/m² Monat). Die hohen Mietpreise sind das Resultat eines rasanten Anstiegs der Angebotsmieten in den vergangenen Jahren (s. Abb. 3.5).

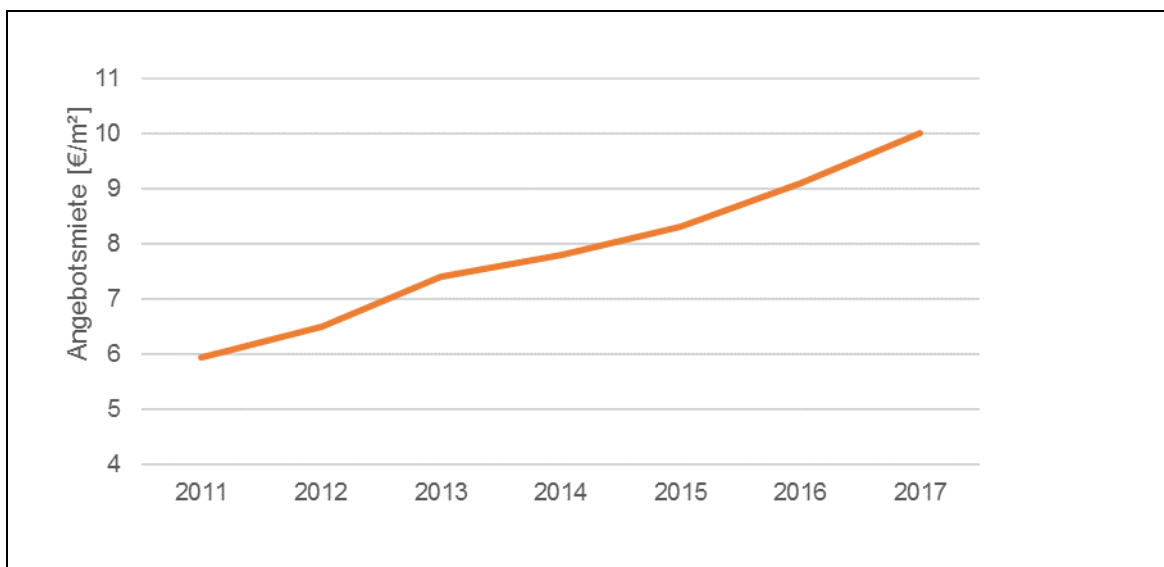


Abb. 3.5: Entwicklung der Angebotsmieten im Bezirk Neukölln im Zeitraum 2011 bis 2017 (Nettokaltmiete in € pro Quadratmeter Wohnfläche)

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von: (IBB 2011; IBB 2012; IBB 2013; IBB 2014; IBB 2015; IBB 2016; IBB 2017; IBB 2018)

Die Entwicklung der Angebotsmieten erzeugt den Eindruck, dass die im Jahr 2015 in Kraft getretene „Mietpreisbremse“ ihre geplante Wirkung verfehlt. Zur Wirkung dieses Instruments existieren mehrere Studien, die zu teilweise unterschiedlichen Schlüssen kommen (Deschermeier et al. 2017; Michelsen et al. 2018). Die Mietpreisbremse gibt vor, dass bei Neuvermietungen die Miete maximal 10 % über der örtlichen Vergleichsmiete liegen darf. Ausgenommen von dieser Regelung sind der Erstbezug in Neubauten sowie der Bezug nach Modernisierungs- und Sanierungsmaßnahmen (Deschermeier et al. 2017). Die Grundlage für diesen Prozentsatz stellt der örtliche Mietspiegel dar, dem somit eine große Bedeutung zukommt. Laut BGB §558 lässt sich dieser auf zwei Arten bestimmen: Der „einfache Mietspiegel“ ist laut §558c eine „Übersicht über die ortsübliche Vergleichsmiete“ und wird „von Interessenvertretern der Vermieter und der Mieter gemeinsam erstellt“. Ein „qualifizierter Mietspiegel“ wird laut §558d „nach anerkannten wissenschaftlichen Grundsätzen erstellt“ und alle zwei Jahre an die Marktentwicklung angepasst. In Berlin wurde ein qualifizierter Mietspiegel auf Grundlage einer empirischen Repräsentativerhebung der Mietpreise von ca. 15.000 mietspiegelrelevanten Wohnungen erstellt. Dabei werden verschiedene Kategorien von Häusern anhand der Baualtersklasse, der Ausstattung, der Wohnfläche und der Wohnlage unterschieden (F+B Forschung und Beratung für und Wohnen, Immobilien und Umwelt GmbH 2017).

Eine Möglichkeit die Wirkung der Mietpreisbremse auf die Miethöhe zu überprüfen, ist es, die Mietpreise von Wohnungsinseraten mit denen des örtlichen Mietspiegels zu vergleichen. Deschermeier et al. (2017) zeigen mit dieser Methode, dass in Berlin in 61 % aller Fälle die ortsübliche Vergleichsmiete durchschnittlich um 24,6 Prozent überschritten wird. Dabei treten hohe Überschreitungen vor allem bei gut ausgestatteten Wohnungen in Zentrumsnähe auf. In einer Studie von Michelsen et al. (2018) wird ein Zusammenhang der Wirkung der Mietpreisbremse mit dem jährlichen Mietpreisanstieg der vergangenen vier Jahre hergestellt. In Gebieten, in denen die Mieten durchschnittlich um unter 3,9 % pro Jahr gestiegen sind, habe die Mietpreisbremse keine dämpfende Wirkung. In Gebieten, in denen in den vier Jahren vor der Einführung der Mietpreisbremse ein größerer Mietpreisanstieg (4,8 %), zu verzeichnen war, führe die Regelung durchaus zu einer Dämpfung des Preisanstiegs. Als Beispiel wird in der Studie Neukölln als ein solches Gebiet genannt.

Dennoch deuten die Zahlen zu den Sozialstrukturdaten und zur Entwicklung der Angebots-Mietpreise auf eine Veränderung in der Zusammensetzung der Wohnbevölkerung hin. In diesem Zusammenhang ist es zu begrüßen, dass über den Milieuschutz und den neu eingeführten Mietendeckel Maßnahmen über die Mietpreisbremse hinaus ergriffen wurden, um einer sozialen Verdrängung entgegen zu wirken. Zugleich ist eine Sensibilität im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung der Energie- und Wärmekosten erforderlich. Der Milieuschutz sollte nicht dazu führen, dass eine energetische Sanierung verhindert wird. Denn aus Sicht der Mieter/innen gehen hohe Wärmebedarfe auch mit höheren Ausgaben für Wärme einher, wenn Wärme als Folge von Energiepreissteigerungen oder durch einen CO₂-Preis in Zukunft teurer wird.

3.2 Objektbezogene Wärmeversorgung

Im betrachteten Gebiet wird etwa ein Drittel der Gebäude mit Fernwärme versorgt, wobei der Anteil der fernwärmeversorgten Gebäude vor allem bei den großen Mehrfamilienhäusern vergleichsweise hoch ist. In den restlichen Gebäuden liegen Kleinf Feuerungsanlagen und teilweise Blockheizungen vor. Die Datenlage zu Art und Alter der Kleinf Feuerungsanlagen in Berlin ist nicht aktuell und wenig detailliert. Vergleichsweise aktuelle Daten liegen aus dem Emissionskataster 2015 vor (Aviso und IE Leipzig 2016). Die Daten beschreiben den Zustand im Jahr 2012. Im Zusammenhang mit der Erstellung des Katasters fand eine Auswertung des Zensus 2011, der Energiebilanz Berlin, der für die Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin 2050 erstellten Datenbasis sowie von

Schornsteinfegerdaten statt. Ergänzend erfolgte eine Befragung von Schornsteinfeger/innen verschiedener Bezirke (u.a. auch Neukölln). Im Ergebnis liegen Daten zur Verteilung der Brennstoffe Heizöl, Gas (inkl. Flüssiggas), Kohle und Holz / Pellets am Endenergieeinsatz für das gesamte Stadtgebiet vor. Demnach entfielen je nach Datenquelle 73 % bis 80 % auf Gas, 16 % bis 26 % auf Heizöl, 1 % bis 2 % auf Kohle und 1 % bis 2 % auf Holz und Pellets. Räumlich feiner aufgelöste Daten aus dem Emissionskataster mit Bezug auf die Blockebene, die von der SenUVK für das Projekt zur Verfügung gestellt wurden, deuten darauf hin, dass der Anteil an Gasheizungen im betrachteten Gebiet Nord-Neukölln etwas höher liegt als im gesamtstädtischen Durchschnitt und der Anteil an Ölheizungen etwas unter diesem Durchschnitt.

4 Wärmeherzeugungspotenziale

Die in diesem Kapitel vorgestellten Wärmeherzeugungspotenziale beziehen sich im Wesentlichen auf erneuerbare Wärme- und Abwärmeequellen, die im Versorgungsgebiet zur Verfügung stehen.

Die meisten Technologien zur Nutzung dieser Wärmequellen stellen Niedertemperaturwärme bereit. Als Niedertemperaturwärmequellen werden in einer Studie des UBA zur Untersuchung von Niedertemperaturwärmequellen in der Fernwärmeversorgung Wärmequellen bezeichnet, deren bereitgestellte Temperatur geringer als ca. 90 °C ist (Sandrock et al. 2018). Die Abgrenzung von Hoch- und Niedertemperaturwärmenetzen erfolgt in der Studie des UBA unter Zuhilfenahme sogenannter Wärmenetzklassen. Als Wärmenetze der 2. Generation werden Netze mit einer gleitenden Vorlauftemperatur im Netz von 80 – 135 °C bezeichnet, als Wärmenetze der 3. Generation solche, die durch eine konstante Vorlauftemperatur von 75°C – 110 °C gekennzeichnet sind (Sandrock et al. 2018). Das Neuköllner Fernwärmenetz stellt nach dieser Definition ein Fernwärmenetz der 2. Generation dar, wobei Vorlauftemperaturen von 110 °C nicht überschritten werden.

Wärmequellen, die im städtischen Raum zur Verfügung stehen, sind gewerbliche Abwärme, Solarthermie, Abwasserwärme, Flusswasserwärme, oberflächennahe und tiefe Geothermie sowie in sehr geringem Umfang Biomasse. Als Technologien, die externe Energiequellen nutzen, werden zudem Biomasseheiz(kraft)werke, Gas-KWK-Anlagen sowie Power-to-Heat-Anlagen betrachtet. Außerdem wird auf die Potenziale für Photovoltaik (PV) und auf Wärmespeicher eingegangen. Denn PV stellt kann flexibel und dezentral Strom zum Betrieb von Wärmepumpen und PtH-Anlagen zur Verfügung stellen, steht jedoch in Flächenkonkurrenz zur Solarthermie. Wärmespeicher sind hingegen imstande die Nutzbarkeit der betrachteten Wärmequellen zu erhöhen.

4.1 Gewerbliche Abwärme

Gewerbliche Abwärme kann aus Rechenzentren, (Groß-)Bäckereien, Kaffeeröstereien, Kühlhäusern, Supermärkten und Wäschereien gewonnen werden. Im Vergleich zur industriellen Abwärme hat Abwärme aus den genannten Gewerbebetrieben meist ein deutlich geringeres Temperaturniveau, das in den meisten Fällen durch Wärmepumpen auf ein verwertbares Temperaturniveau von > 55 °C angehoben werden muss. In anderen Städten wurden bereits Projekte zur Nutzung von gewerblicher Abwärme realisiert. Beispielsweise wurde in Dresden ein Projekt umgesetzt, in welchem 50 Wohneinheiten durch die Abwärme aus Rechenservern beheizt werden (DREWAG 2015).

Im Rahmen des Projektes wurde eine dezentrale Einspeisung von Abwärme in das Fernwärmenetz als eine Möglichkeit der klimaschonenden Wärmezeugung betrachtet. Vielfach bestehen allerdings innerhalb der Betriebe Effizienzpotenziale, die in Zukunft die Verfügbarkeit der Abwärme für die externe Wärmenutzung einschränken, und/oder die Abwärme kann objektbezogen durch eine Wärmerückgewinnung genutzt werden (Dunkelberg et al. 2018). Im Gebiet Nord-Neukölln befinden sich im südlich gelegenen Gewerbegebiet mehrere Kaffeeförstereien (Jacobs Douwe Egberts, Alois Dallmayr Kaffee Berlin GmbH u. Co. KG), Großbäckereien (Märkisches Landbrot GmbH, La nouvelle Boulangerie), Wäschereien, Hotels, eine Brauerei sowie ein Rechenzentrum, die potenziell Abwärme bereitstellen könnten. Nicht direkt im Gebiet aber sehr nahe gelegen befindet sich mit der DEK Deutsche Extrakt Kaffee GmbH ein weiterer Kaffeeproduzent. Im Zuge des Projektes wurden Anfragen bei einigen Betrieben gestellt, ob Abwärmepotenziale bestehen. In wenigen Fällen wurde Interesse bekundet, teilweise zurückgemeldet, dass kein Abwärmepotenzial bestehe. Der Fernwärmebetreiber plant konkret die Einbindung von Abwärme einer Kaffeerösterei im Versorgungsgebiet mit einer Leistung von 4 MW. Dieser Wert wurde konservativ als nutzbares Potenzial in den Analysen verwendet, es ist jedoch davon auszugehen, dass das reale Potenzial höher liegt.

4.2 Solarthermie und Photovoltaik

Das Gebiet Nord-Neukölln umfasst knapp 9.800 Gebäude/-teile mit einer Dachfläche von insgesamt etwa 5,4 Mio. m². Diese Dachflächen stellen gerade in urbanen Räumen, wo Freiflächen kaum verfügbar sind, eine wertvolle Ressource für die Energieerzeugung aus Solarenergie dar. In die Fernwärme kann Solarenergie entweder direkt über Solarthermie eingebunden werden oder indirekt über PV in Verbindung mit Power-to-Heat-Anlagen oder Wärmepumpen.

Grundsätzlich eignen sich Dachflächen bei ausreichender Größe sowohl für eine Solarthermie- als auch für eine Photovoltaiknutzung. Allerdings stellt die Solarthermie etwas größere Ansprüche an die Statik der Dächer, da die Anlagen durch das transportierte Medium schwerer sind. Welche der beiden Technologien für eine konkrete Fläche sinnvoller ist, hängt von mehreren Faktoren ab. Solarthermie hat einen höheren Wirkungsgrad, verbraucht für die gleiche Leistung weniger Platz und ist pro erzeugter kWh kostengünstiger. Allerdings lassen sich beide Systeme schwer vergleichen. Bei der Solarthermie existieren bei einer objektgebundenen Versorgung Begrenzungen in der Dimensionierung der Anlagen, da die Wärmenachfrage konträr zum Solarwärmeangebot verläuft. Strom lässt sich im Gegensatz zu Wärme flexibler einsetzen und ist leichter zu transportieren. Für die Integration in die Fernwärme eignen sich aus ökonomischen und organisatorischen Gründen vor allem Großanlagen. Fernwärmebetreiber, die eine Integration von Solarthermieanlagen in ihren Erzeugerpark anstreben, setzen meist auf große Freiflächenanlagen (z.B. Senftenberg, Graz).

Datengrundlage für die Abschätzung des Solarthermie- und PV-Potenzials ist der WirtschaftsAtlas, der aus einer Kooperation der Berliner „Wirtschaftsfördergesellschaft Berlin Partner für Wirtschaft und Technologie GmbH“ und der Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe entstand. Die Gebäude im Berliner Stadtgebiet wurden aus der Luft fotografiert und die Dächer mit Lasertechnologie vermessen. Teil des WirtschaftsAtlas ist der SolarAtlas. Hier sind auf Grundlage der Vermessung die Potenziale der Dächer für Photovoltaik, bzw. Solarthermie dargestellt (Business Location Center 2011; Berlin Partner für Wirtschaft und Technologie GmbH 2017).

4.2.1 Solarthermie

Der SolarAtlas weist für eine solarthermische Nutzung geeignete Dachflächen aus. In der Summe sind im Gebiet Nord-Neukölln 8.090 Dächer für eine **Solarthermie**-Nutzung geeignet. Es handelt

sich vielfach um sehr kleine bis kleine Dachflächen von weniger als 300 m² (s. Tab. 4.1). Für die Einbindung in Fernwärme kommen aus ökonomischen und organisatorischen Gründen Anlagen ab circa 1.000 m² Kollektorfläche in Frage. Diese stellen, obwohl sie nur weniger als 1 % der potenziell geeigneten Dächer ausmachen, in der Summe etwa 10 % der potenziellen Kollektorflächen bereit.

Tab. 4.1: Potenzielle Kollektorfläche für Solarthermie in Nord-Neukölln

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten des Solaratlas (Business Location Center 2017)
Erläuterung: Bereits genutzte Dächer wurden anhand des Solarkatasters und mit einer Internetrecherche (google maps) identifiziert.

Kategorie	Gesamt		Bereits genutzt		noch verfügbar	
	Anzahl	Fläche [m ²]	Anzahl	Fläche [m ²]	Anzahl	Fläche [m ²]
< 50	3.045	50.509	227	2.163	2.818	48.346
50 bis 150	3.055	279.764	24	1.980	3.031	277.784
150 - 300	1.450	303.630	34	6.685	1.416	296.945
300 bis 1.000	482	221.085	16	6.088	466	214.997
1.000 bis 2.500	48	72.896	2	2.011	46	70.885
> 2.500	10	32.821	1	794	9	32.026
Gesamt	8.090	960.705	304	19.721	7.786	940.984

Aus dem Solaratlas lassen sich neben den Angaben zu der potenziellen Kollektorfläche und der Eignung je Dach genauere Informationen zu Azimut und Dachneigung von Teildachflächen extrahieren. Eine Auswertung dieser Informationen zeigt, dass viele Dachflächen stark fragmentiert sind. Sie bestehen aus vielen teils sehr kleinen Teildachflächen mit unterschiedlicher Dachausrichtung und -neigung und stehen nicht als homogene Dachfläche zur Verfügung. Für die Erzeugung von Fernwärme aus Solarthermie-Anlagen im Gebiet Nord-Neukölln werden als nutzbares Potenzial ausschließlich Flachdächer mit einer potenziellen Kollektorfläche von mindestens 1.000 m² Kollektorfläche betrachtet. Dächer, die in der Summe die Mindestflächenanforderung erfüllen, bei denen die Teildachflächen jedoch diverse Winkel und Ausrichtungen aufweisen, werden wegen der zu erwartenden Installationsschwierigkeiten und den damit verbundenen Kosten ausgeschlossen.

Um nicht bereits genutzte Dachflächen als Potenzial auszuweisen, wurde ausgewertet, auf welchen Dachflächen bereits PV- oder Solarthermie-Anlagen installiert sind. Hierzu wurden mit Hilfe des Solarkatasters alle Bestandsanlagen identifiziert und mit den Daten des Solaratlas verglichen. Die bereits genutzten Gebäude und ihre Dachfläche wurden bei der Potenzialanalyse herausgerechnet. Über einen visuellen Abgleich mit Google Maps konnte die jeweils prozentuale Nutzung der Dachfläche bestimmt werden. Die verbleibende Fläche wird als verfügbares Potential gewertet.

Nach diesen Schritten zur Filterung geeigneter Dächer verblieben 42 Dächer mit ca. 86.000 m² akkumulierter Kollektorfläche. Elf dieser Gebäude weisen bereits einen Fernwärmeanschluss auf und wären somit aufgrund der bestehenden Leitungsanbindung einfacher zu integrieren (s. Abb. 4.1).

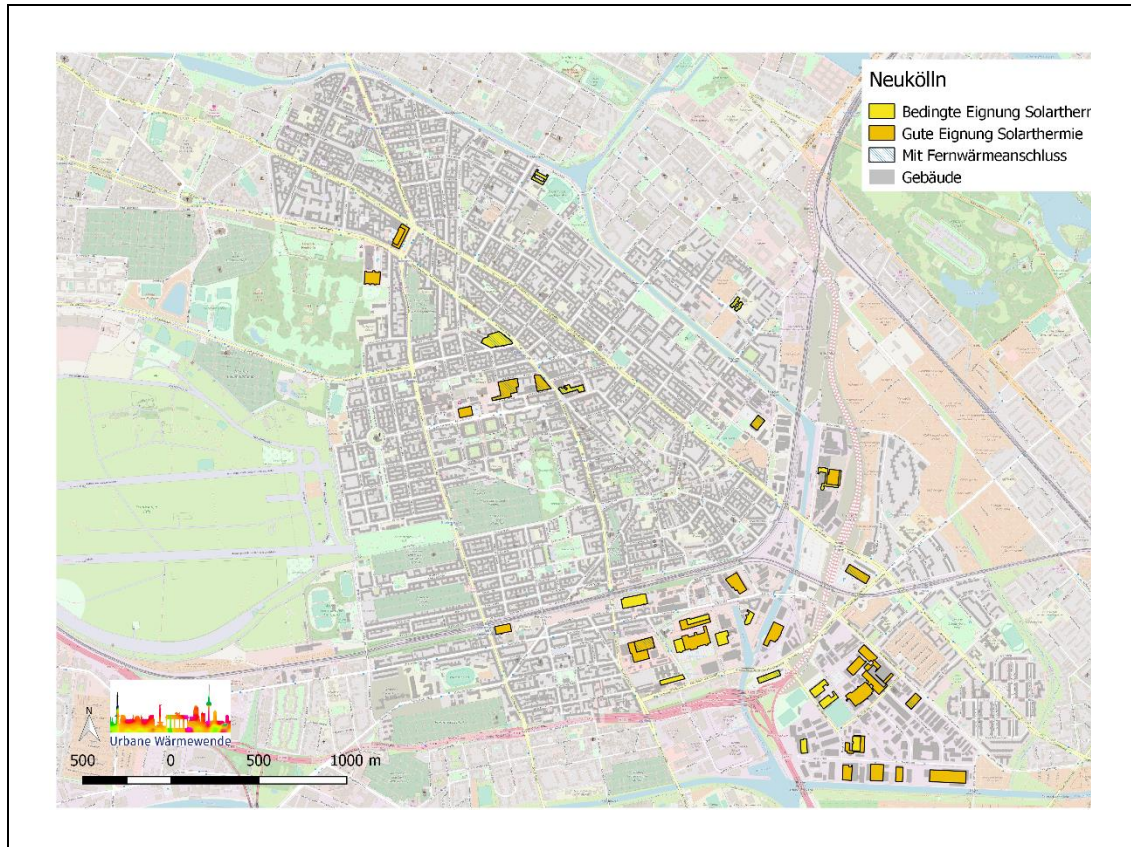


Abb. 4.1: Potenziell für die Solarthermie-Erzeugung geeignete Flachdächer mit > 1.000 m² Kollektorfläche im Gebiet Nord-Neukölln

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des Solaratlas (Business Location Center 2017) und OpenStreetMap ©OpenStreetMap-Mitwirkende; www.openstreetmap.org/copyright

In der Simulation der Entwicklungsoptionen der Fernwärme sind ausschließlich Vakuumröhrenkollektoren berücksichtigt, da diese im Vergleich zu Flachkollektoren höhere Wärmeerträge und bei Groß-Anlagen geringere Wärmegestehungskosten verursachen (Dunkelberg et al. 2018),

4.2.2 Photovoltaik

Das Vorgehen zur Abschätzung der potenziellen Stromerzeugung aus PV ist analog zur Solarthermie. Ein Unterschied besteht darin, dass die Eignung der Dachflächen im Solaratlas in drei PV-Eignungsklassen eingeteilt ist. Ist ein Dach über 95 % der jährlich möglichen Sonneneinstrahlung in Berlin von 1.133 kWh/(m²·a) ausgesetzt, wird es als „sehr gut geeignet“ eingestuft. Bei 90 % – 95 % wird es als „gut geeignet“ – und bei 80 % – 90 % als „bedingt geeignet“ betrachtet. Bei einem niedrigeren Prozentsatz wird ein Dach als ungeeignet angesehen. Bei Dachflächen mit Teilflächen, die unterschiedliche Eignungen aufweisen, wird als Gesamtergebnis die Eignungsklasse der prozentual größeren Fläche angegeben. Die Mindestfläche für das Installieren einer PV-Anlage ist auf 15 m² für Schrägdächer und 40 m² für Flachdächer festgelegt (Business Location Center 2011). Als Umrechnungsfaktor zur Berechnung der installierbaren Modulfläche aus der Dachfläche gilt ein Schätzwert von 40 % der geeigneten Dachfläche.

Etwa 7.000 Dächer im Gebiet Nord-Neukölln sind laut Solaratlas für eine Photovoltaiknutzung prinzipiell geeignet, zwei Drittel davon fallen in die Kategorie „sehr gut geeignet“, 19 % in die Kategorie „gut geeignet“ und 15 % in die Kategorie „bedingt geeignet“ (s. Abb. 4.2).

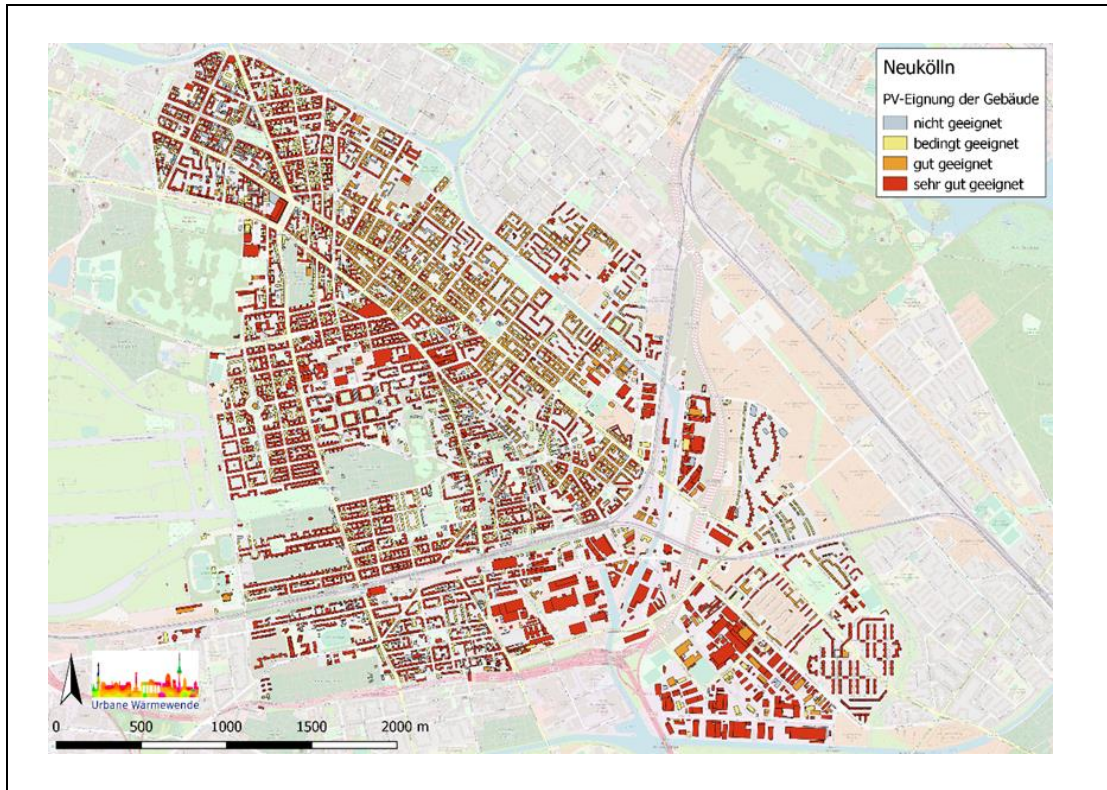


Abb. 4.2: Eignung der Dachflächen für Photovoltaik im Gebiet Nord-Neukölln

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des Solaratlas (Business Location Center 2017) und von OpenStreetMap ©OpenStreetMap-Mitwirkende; www.openstreetmap.org/copyright

Für die weitere Auswertung wurden wie bei der Solarthermie die Dächer in mehrere Größenklassen eingeordnet. Im Unterschied zu Solarthermie wurden für die PV-Nutzung alle Dachflächen berücksichtigt. Es gibt somit keine über den Solaratlas hinausgehende Mindestflächenanforderung. Es wurden jedoch analog zur Solarthermie bereits genutzte Dachflächen abgezogen. Die Dachflächen von Gebäuden, bei denen anhand des Solarkatasters Bestandsanlagen identifiziert wurden, sind bei der Potenzialanalyse herausgerechnet. Ein nicht vollständig genutztes Dach taucht also nach wie vor in der Anzahl der verfügbaren Dächer der jeweiligen Kategorie auf, die genutzte Dachfläche ist jedoch abgezogen. Bei den PV-Potenzialen ist in allen Dachgrößenkategorien der Großteil der Dächer sehr gut für PV geeignet. Die allermeisten Dächer fallen in die Größenkategorie 50 - 150 m² (s. Tab. 12.1 im Anhang). In den Größenklassen darüber sinkt die Anzahl der Dächer sukzessive. Die Summe der Dachflächen über die drei Leistungsklassen ist hingegen in der Größenklasse 150 - 300 m² am größten (s. Abb. 4.3).

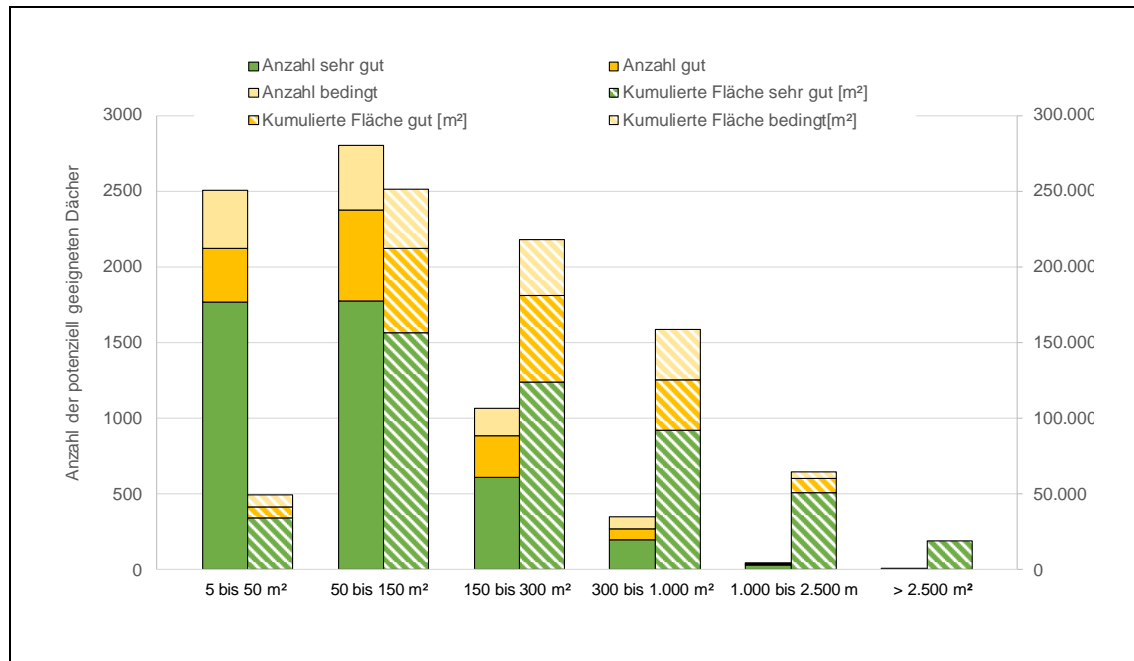


Abb. 4.3: Anzahl der potenziell für PV geeigneten, noch ungenutzten Dächer und kumulierte Summe der potenziellen Kollektorfläche

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des Solaratlas (Business Location Center 2017)

4.2.3 Restriktionen für Solarthermie- und PV-Anlagen

Bei der Nutzung der Dachflächen für Solarenergie stellt sich Frage, welche Restriktionen es für die Errichtung von PV- und Solarthermie-Anlagen gibt, bzw. welche konkurrierenden Nutzungsvorstellungen für die in Städten verfügbaren Flächen existieren.

Restriktionen, die sich aus der Verschattung der Dachflächen durch andere Gebäude oder große Bäume ergeben, sind in den Daten des Solaratlas bereits berücksichtigt. Allerdings kann sich die Verschattung mit der Zeit zum Beispiel durch Neubauten ändern.

Die Statik eines Daches entscheidet maßgeblich darüber, ob die Installation einer PV- oder Solarthermie-Anlage möglich ist. Um ein Verrutschen der Module zu verhindern, bedarf es einer Lagesicherung. Eine Variante der Lagesicherung besteht darin, die Module im Dachtragwerk zu befestigen. Die alternative Sicherung mithilfe einer Auflast kann zu hohen Punktlasten führen und lässt sich nicht immer mit der Statik eines Daches vereinbaren. Solarthermie-Anlagen sind wegen des Mediums etwas schwerer, weshalb es bei dieser Technologie zu mehr Einschränkungen kommt.

Dachausbau und Aufstockung sind im verdichteten Stadtgebiet wichtige Möglichkeiten, um zusätzliche Wohnfläche zu schaffen. Gebäudeeigentümer/innen zögern im Moment bei der Investition in eine PV- oder Solarthermie-Anlage, um sich die Option des Dachausbaus und der Aufstockung offen zu halten. Dies stellt – vermutlich ein zeitlich begrenztes – Hemmnis für den Ausbau von Solarthermie und PV dar.

Dachbegrünung gilt als eine Maßnahme im Zuge der Klimaanpassung. Eine Dachbegrünung hat viele positive Effekte vor allem für Flachdächer. Sie schützt das Dach vor Wettereinflüssen und

kann es auf diese Weise langlebiger machen. Die Begrünung trägt zur Wärmedämmung und zum Schallschutz bei und kann zur Entlastung der Kanalisation bei Starkregenereignissen beitragen, da durch die Pflanzen und das Substrat eine erhöhte Retention des Regenwassers im Vergleich zu Beton, Bitumen oder Kiesdächern stattfindet (Fachbereich Umwelt und Stadtgrün 2015). Eine Dachbegrünung steht nicht notwendigerweise in Konkurrenz mit einer Nutzung der Dächer für die Gewinnung von Solarenergie. In Kombination mit PV-Anlagen lassen sich sogar Synergieeffekte erkennen. Mit zunehmender Temperatur sinkt die Leistung von Photovoltaikmodulen um ca. 0,5 % pro Grad Celsius. Vor allem Bitumendächer können sich im Sommer auf bis zu 70°C aufheizen, während die Temperatur eines begrünten Daches bei etwa 35°C liegt. Eine Dachbegrünung kann durch diese Kühlung die Leistung von PV-Modulen erhöhen (Fachbereich Umwelt und Stadtgrün 2015). Des Weiteren kann eine Dachbegrünung bei der Lagesicherung von PV-Modulen hilfreich sein. Denn in Kombination mit einer Dachbegrünung kann das Substrat als Auflast im Zuge der Lagesicherung dienen. Die Auflast verteilt sich in diesem Fall auf eine größere Fläche.

Neben diesen technischen Aspekten begrenzt der inzwischen geringe wirtschaftliche Nutzen für den Investor den Ausbau der PV und Solarthermie. In Städten braucht es attraktive Lösungen für den vermieteten Bestand. Eine breite Umsetzung von Mieterstromprojekten wird derzeit durch die enge räumliche Begrenzung für Erzeugung und Verbrauch und die EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz)-Umlage von Mieterstrom blockiert (Stryi-Hipp et al. 2019). Eine Anpassung des rechtlich-regulativen Rahmens ist hier notwendig, um die Flächenpotenziale besser nutzen zu können.

4.3 Wärmepumpen allgemein

Wärmepumpen erlauben unter Zuhilfenahme von elektrischer Energie oder eines Brennstoffs die Anhebung von Wärme von einem niedrigeren Exergie- und Temperaturniveau auf ein höheres. Viele Wärmequellen, die in urbanen Räumen vorkommen, wie etwa Abwasser, Flusswasser, Grundwasser und Abluft, weisen zu geringe Temperaturniveaus auf, um direkt für die Gebäudebeheizung oder die Bereitstellung von Trinkwarmwasser genutzt zu werden. Aus diesem Grund stellen Wärmepumpen eine zentrale Technologie für die Nutzbarmachung von Umweltwärme dar.

Das Verhältnis zwischen der nutzbaren Energiemenge auf der Sekundärseite des Systems und der eingesetzten Hilfsenergie wird als Coefficient of Performance (COP, Leistungszahl) bezeichnet. Der COP ist, neben der Leistung der Anlage, die zentrale technische Kenngröße. Sowohl COP als auch Leistung hängen maßgeblich vom Temperaturniveau und der Energiedichte auf der Primärseite, also der Wärmequelle, sowie vom gewünschten Temperaturniveau auf Sekundärseite ab.

Wärmepumpen gewinnen in der objektbezogenen Versorgung zunehmend an Bedeutung und kommen insbesondere im Neubau vielfach zum Einsatz. So sind die Absatzzahlen von Luft-Wärmepumpen, die in neuen Ein- und Zweifamilienhäusern zum Einsatz kommen, in den vergangenen Jahren stetig gestiegen (BWP 2019). Voraussetzung für eine Nutzung in Bestandsgebäuden ist jedoch eine umfassende energetische Gebäudesanierung, was einer breiten Marktdurchdringung derzeit entgegensteht. Eine Einbindung von Wärmepumpen in Fernwärmenetze kann über Großwärmepumpen erfolgen, die beispielsweise Flusswasser als Wärmequelle nutzen. Großwärmepumpen stehen in einem Leistungsbereich von 100 bis 2.500 kW thermisch zur Verfügung. Einzelne Hersteller bieten auch Leistungen bis hin zu mehreren 10 MW thermischer Leistung an. Für die Höhe des COP ist die Temperaturdifferenz zwischen der Wärmequelle und der Wärmesenke (z. B. Vor- oder Rücklauf der Fernwärme) entscheidend. Um einen effizienten und wirtschaftlichen COP von mindestens 4 zu erreichen, sollte die Temperaturdifferenz nicht deutlich über 40 Kelvin

liegen (vgl. Viessmann 2011). Als Wärmequellen für Großwärmepumpen werden meist Grundwasser, Flusswasser und Abwärme genannt. Reine Außenluft als Wärmequelle wurde in der Vergangenheit aufgrund der ungenügenden erreichbaren Leistung für Großwärmepumpen ausgeschlossen (Lambauer et al. 2008). Als mögliche Wärmequellen im Gebiet Nord-Neukölln wurden Flusswasser, Abwasser sowie Grundwasser näher untersucht. Zukünftig könnte unter Umständen warme Luft aus U-Bahnschächten ebenfalls eine interessante Wärmequelle darstellen.

Eine Restriktion für den Einsatz von Groß-Wärmepumpen in der städtischen Wärmeversorgung stellt ihr vergleichsweise großer Platzbedarf dar. So betragen die Abmessungen von Wärmepumpen im Leistungsbereich von 1 bis 2 MW_{th} mehrere Meter Länge – die Länge einer Beispielanlage mit 1,2 MW Wärmeleistung und 0,9 MW Kälteleistung beträgt etwa 7 m, bei 1,8 m Breite und 2,4 m Höhe. Ein geeigneter Standort für eine Groß-Wärmepumpe in der erforderlichen direkten räumlichen Nähe der Wärmepumpe zur Wärmequelle wird im verdichteten urbanen Raum nicht immer zur Verfügung stehen. Des Weiteren müssen infrastrukturelle Voraussetzungen wie ein Strom- und Fernwärmeanschluss gegeben sein.

4.4 Abwasserwärme

Abwasserwärme weist ganzjährig Temperaturen zwischen 10 und 24°C auf und stellt somit eine potenziell geeignete Wärmequelle für Wärmepumpen dar. Im Kanalisationsnetz der Berliner Wasserbetriebe (BWB) ist der Einbau von Wärmetauschern zur Anbindung von Wärmepumpen in Klärwerken, Pumpwerken, Abwasserdruckleitungen und Mischwasserkanälen grundsätzlich möglich. Die BWB hat in Berlin bereits mehrere Projekte umgesetzt, etwa die Wärmeversorgung eines IKEA Einrichtungshauses in Lichtenberg sowie eines Baumarktes in Kreuzberg. Eine organisatorische Herausforderung bei der Umsetzung von Wärmekonzepten, die Abwasserwärme integrieren, ist das zeitliche Zusammenspiel von ohnehin durchzuführenden baulichen Maßnahmen an einer Abwasserleitung und der Errichtung der Heizzentrale. Ist der Einbau eines Wärmetauschers in Kombination mit sowieso erforderlichen Baumaßnahmen möglich, so fallen die Investitionskosten deutlich niedriger aus. In Pilotanlagen wurde teilweise ein erheblicher Aufwand zur Sauberhaltung der Wärmeübertrager festgestellt (Sandrock et al. 2018), was als Kostenposition zu berücksichtigen ist.

Den BWB zufolge müssen die Kanäle und auch die Abnehmer/innen einige Voraussetzungen erfüllen, damit eine Nutzung der Abwasserwärme zur Wärmebereitstellung machbar ist (BWB 2017). Über das Jahr und auch langfristig müssen konstante Abwassermengen durch die Leitungen transportiert werden. Druckrohre sind wegen ihrer konstanten vollständigen Füllung die bevorzugte Variante. Bei einigen Kanälen variieren die Förderwege, sodass die Kanäle nicht kontinuierlich durchströmt werden. Die Nennweite der Leitungen sollte größer sein als DN 700. Damit sich die Investitionen in den Wärmetauscher und die Wärmepumpe amortisieren, bedarf es außerdem einer Mindestabnahmemenge. Ein- und Zweifamilienhäuser sind keine geeigneten Abnehmer, in Frage kommen größere Gebäudekomplexe, Quartiere oder eine Integration in bestehende Wärmenetze. Laut den BWB sind technische Kriterien für die Wirtschaftlichkeit eines Projektes eine Entzugsleistung von mindestens 150 kW, eine räumliche Nähe von Abwasserleitung und zu versorgendem Objekt sowie nach Möglichkeit eine niedrigexergetische Sekundärseite (BWB 2018).

Im Gebiet Nord-Neukölln liegen der BWB zufolge zwei Pumpwerke und insgesamt knapp 40 Leitungen vor, die die Mindestanforderungen der BWB für ein sinnvolles Projekt erfüllen. Für jeden der potenziellen Standorte stellte die BWB auf Basis der verfügbaren Daten abgeleitete, maximale theoretische Entzugsleistungen zur Verfügung. Für die Integration in die Fernwärme wurden in ei-

nem nächsten Schritt nur die Standorte berücksichtigt, die eine maximale theoretische Entzugsleistung von 1 MW aufweisen. Ein Korrekturfaktor von 70 % dient dazu, die nutzbare Wärmeleistung abzuschätzen. Tab. 4.2 führt die Anzahl der im Gebiet befindlichen Pumpwerke, Abwasserdruckleitungen sowie Mischkanäle auf, die die Kriterien für eine Einbindung in die Fernwärme erfüllen, sowie die Entzugsleistung. Abb. 4.4 zeigt die räumliche Verortung der potenziellen Standorte.

Tab. 4.2: Abwasserwärmepotenziale in Nord-Neukölln mit Entzugsleistung > 1 MW

Quelle: Geoportal Berlin / Stadtentwicklungsplan Ver- und Entsorgung: Abwasser, Stand 2007; BWB (Abstimmung per Telefon und E-Mail)

	Anzahl	Maximale theor. Entzugsleistung [MW _{th}]	Voraussichtlich nutzbare Entzugsleistung [MW _{th}]
Pumpwerke	2	3,3	2,3
Abwasserdruckleitungen	6	14,4	10,1
Mischwasserkanäle	3	4,8	3,4
Gesamt	11	22,5	15,8

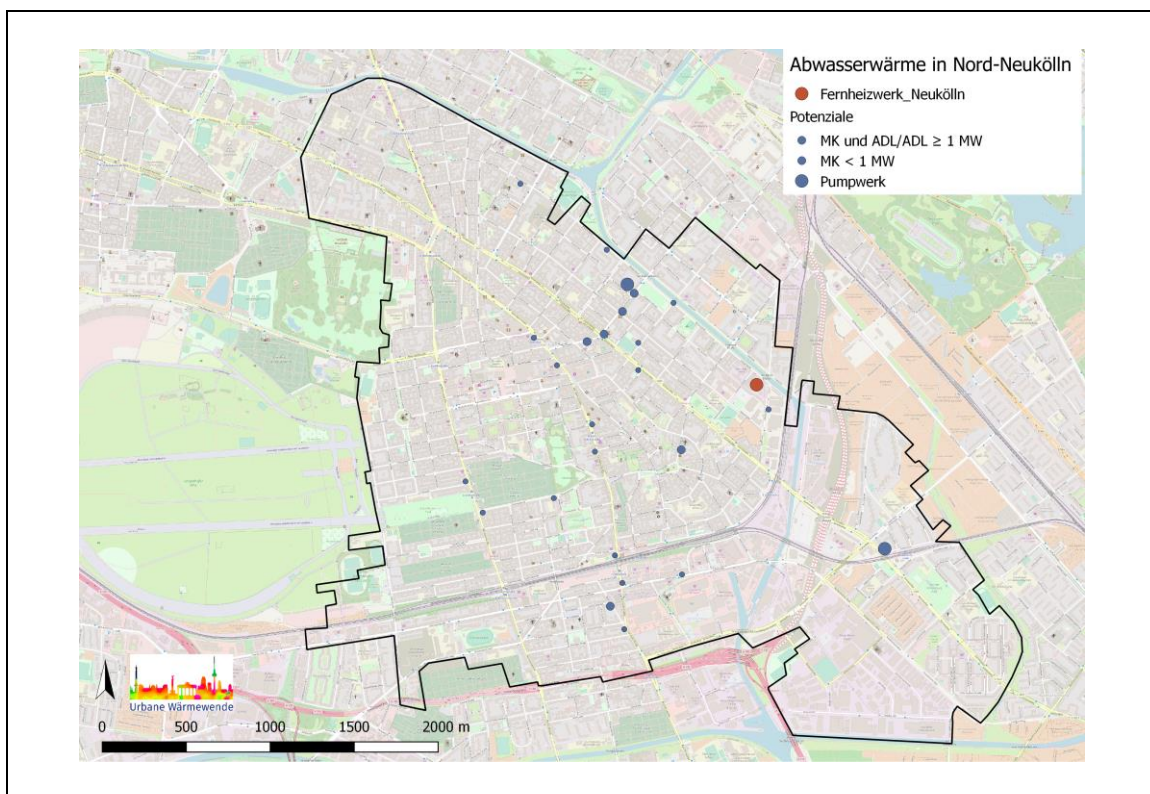


Abb. 4.4: Pumpwerke, Mischwasserkanäle und Abwasserdruckwasserleitungen mit einer maximalen theoretischen Entzugsleistung von > 1 MW_{th}

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Geoportal Berlin / Stadtentwicklungsplan Ver- und Entsorgung: Abwasser, Stand 2007; BWB (Abstimmung per Telefon und E-Mail) und auf Basis von OpenStreetMap ©OpenStreetMap-Mitwirkende; www.openstreetmap.org/copyright

Restriktionen in Hinblick auf die Integration in Bestands-Wärmenetze ergeben sich vor allem aus dem letztgenannten Punkt. Die aktuellen Vorlauftemperaturen in Fernwärmenetzen sind in der Regel zu hoch, um Abwasserwärme effizient zu integrieren. Mit dem Fortschreiten der energetischen Gebäudesanierung ist auch eine Temperaturabsenkung im Wärmenetz denkbar, zudem ist eine vergleichsweise effiziente Einspeisung der Wärme in den Fernwärmerücklauf möglich. Abwasser kann deshalb mit fortschreitender Gebäudesanierung in Zukunft an Bedeutung gewinnen.

4.5 Flusswasserwärme

An das Untersuchungsgebiet Neukölln grenzt im Norden des Kottbusser Damms bis zur Lohmühlenstraße der Landwehrkanal. Im Süden liegt ein Stück des Britzer Verbindungskanals und es beginnt der Neuköllner Schifffahrtskanal, der das Gebiet durchquert und im Norden in den Landwehrkanal mündet. Die drei Kanäle sind aufgrund ihrer Lage potenzielle Wärmequellen für Groß-Wasser-Wärmepumpen. Um dieses Potenzial zu nutzen, wären Wärmetauscher im Gewässer notwendig, die über Rohrleitungen mit einer Wärmepumpe verbunden sind. Bereits 1982 wurde die Nutzung des Landwehrkanals als Wärmequelle diskutiert und als möglich bewertet (Institut für Bauforschung e.V. und Klimasystemtechnik Esdorn Jahn Ingenieur GmbH 1982). Im Rahmen des Projekts Urbane Wärmewende erfolgte eine vereinfachte Abschätzung der theoretischen Potenziale und eine Einschätzung der Machbarkeit solcher Anlagen.

Technische Voraussetzung für die Nutzung der Potenziale ist eine ausreichende Nähe zwischen dem Kanal und dem zu versorgenden Objekt (oder einem Einspeisepunkt in ein Wärmenetz). Die Leistung, die sich dem Gewässer entnehmen ließe, ist wesentlich von der Temperatur und der Fließgeschwindigkeit des Gewässers abhängig. Die Temperatur von Oberflächenwasser hängt erheblich stärker von der Außentemperatur ab als die des Grundwassers, weshalb im Winter bei hohem Wärmebedarf durch Vereisung unter Umständen keine Wärmeentnahme möglich ist. Ein Beispiel für die thermische Nutzung von Oberflächenwasser im großen Maßstab ist die Anlage Värtan Ropsten mit einer Leistung von 180 MW, welche Ostseewasser nutzt (Friothers AG 2008).

Der Landwehrkanal wurde Ende des 19. Jahrhunderts als Umfahrungsmöglichkeit der Spree errichtet (WSA 2014). Der Landwehrkanal hat eine maximale Tiefe von 2 m und die Tiefe des Neuköllner Schifffahrtskanals liegt zwischen 2,5 m und 3,5 m, das Flussbett beider Kanäle ist 22 m breit (O A 2018b; O A 2018a). Für den Britzer Verbindungskanal werden die gleichen Werte wie für den Landwehrkanal unterstellt. Die Kanäle sind aufgestaut und dadurch sehr langsam fließend. Nach Messdaten der SenUVK Berlin liegt die Durchflussrate des Landwehrkanals im Mittel bei 2,2 m³/s. Der Neuköllner Schifffahrtskanal hat eine Durchflussrate von ganzjährig nur 0,3 m³/s. Im Sommer beträgt die Temperatur bis zu 23°C, im Winter sinkt sie auf bis zu 2°C ab (s. Abb. 4.5). Eine erste Potenzialabschätzung durch die BLS Energieplan geht von folgenden Randbedingungen aus:

- Maximale Temperaturänderung des entnommenen Volumenstroms = 5 K
- Minimale Entnahmetemperatur = 8°C
- Maximale Entnahmetemperatur = 23 °C
- Minimale Mischwassertemperatur des Gesamtgewässers = 9°C
- Maximale Temperaturänderung des Gesamtgewässers = 1 K

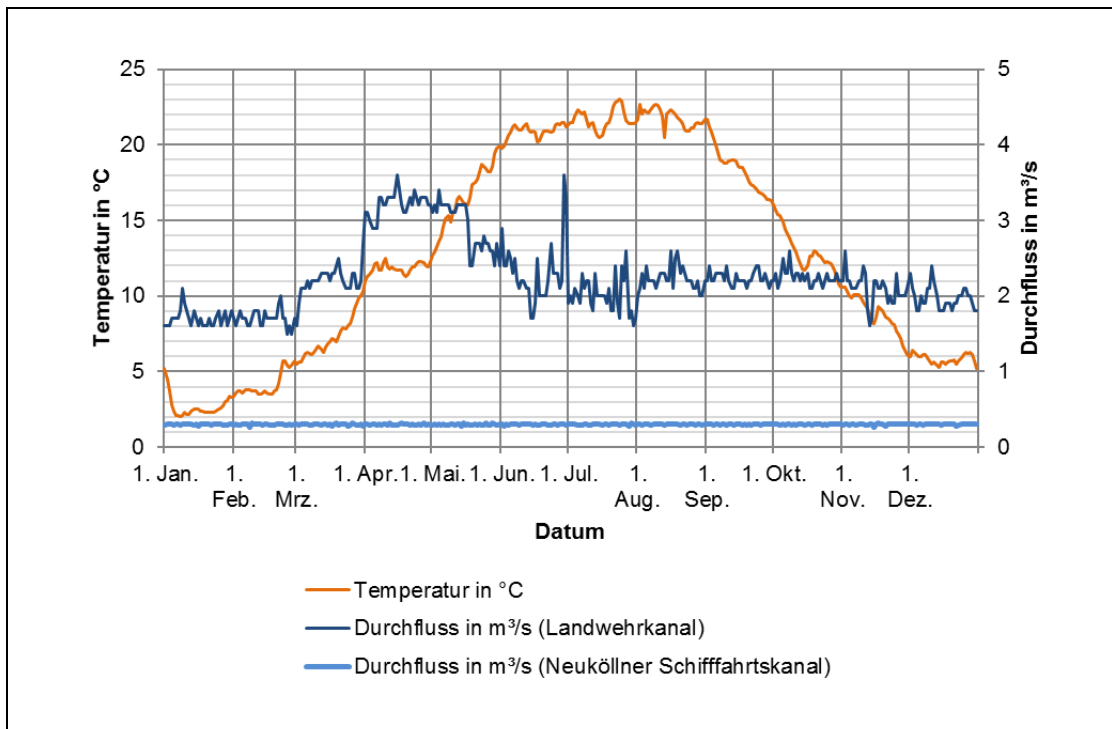


Abb. 4.5: Gemittelter Jahresverlauf der Jahre 2015 – 2017 der Wassertemperatur und Durchflussrate der Kanäle in Nord-Neukölln

Quelle: Eigene Darstellung auf von SenUVK (2018)

Die Kennwerte sind dem Merkblatt (Wasserwirtschaftsamt Deggendorf 2011) entnommen, teilweise handelt es sich um typische Parameter für den Betrieb einer Wärmepumpe. Der Landwehrkanal und der Britzer Verbindungskanal weisen aufgrund der höheren Fließgeschwindigkeit größere Potenziale auf. Bei einem Durchfluss von $2,2 \text{ m}^3/\text{s}$ kann bei einer Auskühlung des Gesamtgewässers um 1 K jeweils eine Wärmeleistung von $9,2 \text{ MW}$ entnommen werden. Dies entspricht dem Gesamtpotenzial des Gewässers. Die Wärmepumpen arbeiten im Regelfall mit einem Temperaturgradienten von 5 K . Bei einer Entnahme von 200 l/s sind dem Gewässer bis zu $4,2 \text{ MW}$ an Wärmeleistung zu entnehmen. Durch die Beschränkung der minimalen Entnahmetemperatur ist die Wärmepumpe im Zeitraum von Mitte November bis Mitte März nicht nutzbar. Durch eine Verringerung des Temperaturgradienten könnte die Wärmepumpe mit Leistungseinbußen einen Monat länger betrieben werden, die Temperaturen von Dezember bis Februar sind jedoch für einen Betrieb weiterhin zu niedrig. In der übrigen Zeit kann die Wärmepumpe bei einer Netztemperatur von 65°C mit einem COP zwischen $3,0$ und $3,9$ betrieben werden, woraus eine Wärmeleistung von ca. 5 bis 6 MW_{th} pro Wärmepumpe resultiert. Der Neuköllner Schifffahrtskanal weist aufgrund der geringeren Fließgeschwindigkeit ein deutlich geringeres Potenzial von ca. $1,6 \text{ MW}_{\text{th}}$ auf. In der Summe beläuft sich das aus aktueller Sicht nutzbare Potenzial auf maximal $12 \text{ MW}_{\text{th}}$.

Für den Einsatz einer Flusswasserwärmepumpe bedarf es einer wasserrechtlichen Erlaubnis gemäß § 8 Wasserhaushaltsgesetz (WHG). Weitere relevante Vorschriften des WHG sind der § 9 Abs.1 Nr.1 (Entnehmen und Ableiten von Wasser), § 9 Abs.1 Nr.4 (Einbringen von Stoffen in Gewässer) und § 9 Abs.2 Nr.2, da die Anlage grundsätzlich geeignet ist „dauernd oder in einem nicht nur unerheblichen Ausmaß nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit herbeizuführen“. Es besteht kein Anspruch von Wasser in einer bestimmten Menge oder Qualität (§ 10 Abs.

2 WHG). Für Anlagen, die sich in einem Gewässer befinden, ist § 36 WHG anzuwenden. Grundsätzlich darf der Einsatz einer Flusswasserwärmepumpe die Gewässereigenschaften nicht nachteilig verändern. Nach einer ersten Einordnung der verantwortlichen Verwaltungsabteilung ist eine nachteilige Veränderung der Kanäle nicht zu erwarten, eine genaue Prüfung steht jedoch noch aus. Da die Kanäle Bundeswasserstraßen darstellen ist das Wasser- und Schifffahrtsamt Berlin stellvertretend für den Eigentümer und als Schifffahrtsbehörde mit in die Planungen einzubeziehen.

Für den Einsatz von Flusswärmepumpen bestehen ähnliche Restriktionen wie für den von Abwasserwärmepumpen. Da die Wärmepumpe aufgrund der geringen Wassertemperatur und möglichen Vereisung in den Wintermonaten nicht betrieben werden kann, besteht in besonderem Maße eine Diskrepanz zwischen der zeitlichen Verfügbarkeit der Wärme und der Höhe des Wärmebedarfs.

4.6 Geothermie

Die Verfügbarkeit von Erdwärme hängt vornehmlich vom geothermischen Gradienten ab, der weltweit im Mittel $3^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ beträgt, regional jedoch sehr unterschiedlich ist. Für Berlin gilt ein Wert von $2^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ (SenUVK 2017). Geothermie wird unterschieden nach oberflächennaher und tiefer Geothermie, hierbei liegt die Grenze bei einer Tiefe von 400 m. Erdwärme kann bis zu einer Tiefe von etwa 5.000 m über Bohrungen erschlossen und abhängig von der Temperatur für die Wärme- und/oder Stromerzeugung genutzt werden. Zur Nutzung tiefer Geothermie ab einer Tiefe von 400 m können hydrothermale Systeme, petrothermale Systeme oder tiefe Erdwärmesonden eingesetzt werden. Deutschlandweit existieren 37 Anlagen (Stand 2019) zur energetischen Nutzung tiefer Geothermie. Weitere Anlagen befinden sich in Planung. Die meisten Projekte dienen ausschließlich der Wärmeproduktion. Die Anzahl oberflächennaher Geothermieanlagen beträgt rund 390.000 bei einer kumulierten Leistung von ca. 4.300 MW (Bundesverband Geothermie 2018).

Die Stadtwerke München setzen in großem Umfang auf tiefe Geothermie, um die Münchner Fernwärme bis 2040 CO_2 -neutral zu gestalten (SWM 2018). Diese Strategie ist aufgrund der in München günstigen Rahmenbedingung nicht auf andere Städte übertragbar. Denn die Nutzbarmachung von Geothermie ist mit technischen, organisatorischen und ökonomischen Herausforderungen verknüpft. Technisch erfordert die Nutzung, je nach Temperaturniveau, bei Einspeisung in ein Fernwärmenetz eine exergetische Aufwertung der geförderten Wärme. Für oberflächennahe Geothermie ist diese Aufwertung immer erforderlich. Bei der tiefen Geothermie liegen die Temperaturen teils hoch genug, um die Wärme direkt in vorhandene Wärmenetze einzubinden. Üblicherweise geschieht die Temperaturerhöhung mit elektrischen Wärmepumpen, aber auch gasbetriebene Wärmepumpen kommen in Frage. Unter Umständen kann zur exergetischen Aufwertung industrielle Abwärme genutzt werden. Dies setzt voraus, dass eine ausreichende räumliche Nähe zwischen der Industrieanlage und der geothermischen Wärmequelle besteht (Sandrock et al. 2018).

Die am Bohrlochkopf vorgefundene Temperatur hat außerdem Einfluss auf die Leistung einer geothermischen Anlage. Diese ist das Produkt aus der realisierten Temperaturdifferenz, der Wärmekapazität des wärmeleitenden Mediums (Wasser mit unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung) und der Schüttung des Mediums. All diese Parameter sind bis zur tatsächlichen Bohrung und der ersten Probenahme aus dem Bohrloch unbekannt und können nur grob geschätzt werden. Versicherungen gegen das Fündigkeitsrisiko stehen nur sehr begrenzt zur Verfügung und belasten derartige Projekte finanziell. Zudem sind hydrochemische Effekte bei der Nutzung von Thermalwasser wie Ablagerungen und Korrosion zu berücksichtigen (Sandrock et al. 2018).

Bei petrothermalen Anlagen werden tiefliegende Wärmereservoirs mit natürlicherweise geringer hydraulischer Durchlässigkeit genutzt, was sich in niedrigen Schüttungen äußert. Um diese zu erhöhen, werden Wegsamkeiten im Untergrund erweitert bzw. neue Risse durch das Pressen von Fluiden unter hohem Druck in den Untergrund erzeugt. Eine dadurch bedingte Gefährdung von zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Grundwasserschichten kann laut Umweltbundesamt ausgeschlossen werden. Auch das Risiko spürbarer seismischer Ereignisse lässt sich minimieren (Plenefisch et al. 2015). Mögliche unerwünschte Effekte sind hydrogeologische Stockwerksverbindungen (Grimm et al. 2014) und der Austritt von Wärmeträgerflüssigkeit (Ilieva et al.). In Trinkwasserschutz- und Einzugsgebieten von Trinkwassergewinnungsanlagen ist die thermische Nutzung von Erdwärme meist ausgeschlossen (Verein Deutscher Ingenieure e.V. 2010).

Im Auftrag der ehemaligen Senatsverwaltung für Gesundheit, Umwelt und Verbraucherschutz wurden zwischen 2009 und 2012 die geothermischen Ressourcen des Landes Berlin untersucht. Das Ergebnis ist eine Studie, in der das Potenzial in drei Klassen aufgeteilt nach unterschiedlichen Methoden bewertet wird. Der Studie zufolge liegt die nutzbare Wärmemenge für geothermische Ressourcen bis 100 m unter Gelände bei 1.050 bis 9.000 GWh. Zur Berechnung des unteren Wertes wurden 70 bis 240 Erdwärmesonden je km² mit jeweils 5,6 kW Leistung und 2.400 Betriebsstunden angenommen. Dem Anlagenabstand liegt eine sogenannte „starke“ Nachhaltigkeit zugrunde nach der eine Minimierung der gegenseitigen thermischen Beeinflussung der Sondenanlagen gewährleistet werden muss. Der obere Wert geht von 2,5 Mio. Erdwärmesonden und einer jeweiligen Jahresleistung von rund 7 MWh aus. Für die Ressourcenklasse über 100 m unter Gelände gibt die Studie Wärmemengen zwischen 660 GWh_{th} und 15.800 GWh_{th} im Jahr an. Zur Ermittlung des oberen Wertes wurde die geschätzte gespeicherte Wärme in den zwei relevanten Nutzungshorizonten mit einem Gewinnungsfaktor von 1,5 % multipliziert. Der untere Wert basiert auf der Annahme von insgesamt 150 hydrothermalen Dublettsystemen mit einer Leistung von jeweils 500 kW. Dasselbe Modul ermittelt für diese Ressourcenklasse ein mögliches Potenzial von 8.800 GWh/a, wenn statt hydrothermalen Dubletts insgesamt 5.000 tiefe Erdwärmesonden zum Einsatz kommen. Diese Anzahl an Sonden wird von den Autoren selbst als nicht realistisch eingeschätzt (Henning Energie- und Umweltberatung 2009; Hydro-Geo-Consult GmbH und Geos Ingenieurgesellschaft mbH 2011; Arcadis und Hydor 2012).

Im Vergleich zu anderen Regionen in Deutschland bietet der Berliner Untergrund aufgrund seiner Lage keine idealen Voraussetzungen für die Nutzungen tiefer Geothermie. Denn die wasserführenden Schichten, die sich in einer Tiefe von etwa 300 m befinden, weisen nur Temperaturen um die 20 bis 30°C auf (Saadat 2018). Im Zeitraum zwischen 2010 und 2013 untersuchte die GASAG Berliner Gaswerke AG das geothermische Potenzial in Berlin mit dem Ziel einer möglichen Versorgung des EUREF-Geländes mit erneuerbarer Energie aus Erdwärme. Auf Grundlage von Tiefbohrungen wurden am Standort Schöneberg Temperaturen von 20°C in 400 m Tiefe und bis 140°C in 4.000 m Tiefe prognostiziert (Stefan Bredel-Schürmann et al. 2011).

4.6.1 Tiefe Geothermie

Im Rahmen des Projekts Urbane Wärmewende wurde das Deutsche GeoForschungsZentrum (GFZ) konsultiert, um zu einer Abschätzung zu gelangen, welche Potenziale für eine Wärmegewinnung aus tiefer Geothermie sowie für eine saisonale Speicherung von Wärme über Aquiferspeicher in unterschiedlichen Tiefen im Gebiet Nord-Neukölln vorhanden sind.

Laut Einschätzung des GFZ könnten sich die Temperaturen im Untergrund des Gebietes Nord-Neukölln bei einer Tiefe von drei bis vier Kilometer auf ca. 130°C belaufen. Realisierbar wären bei

einem Flächenbedarf einer Dublette von 0,5 bis 2 ha abhängig von der Bohrtiefe eine thermische Leistung von 4 bis 5 MW_{th}. Bei einer Volllaststundenzahl von 7.500 könnten mit einer solchen Anlage etwa 30 bis 37,5 GWh_{th} Wärme bereitgestellt werden (Saadat 2018). In näher an der Erdoberfläche liegenden Schichten wie dem „Mittlere Buntsandstein“ in ca. 1.300 bis 1.500 m Tiefe sind hingegen nur Temperaturen um die 50 bis 55°C zu erwarten (Saadat 2018). Inwiefern und wo im Gebiet Nord-Neukölln geeignete Flächen zur Realisierung einer solchen Anlage existieren, ist weiter zu prüfen. Der Flächenbedarf ist kein grundsätzliches Hindernis. Theoretisch käme die an das Untersuchungsgebiet angrenzende Freifläche des Tempelhofer Feldes bzw. die dortigen Randgebiete in Frage, wobei sich die Bevölkerung in 2014 für eine weitgehende Erhaltung des jetzigen Zustands ausgesprochen hat und zu prüfen ist, inwiefern eine solche Nutzung möglich wäre. Für den Standort des Fernheizwerk Neuköllns am Weigandufer wurde eine Genehmigung von Bohrungen ausgeschlossen.

Die Investitionskosten von Anlagen zur Nutzung tiefer Geothermie sind mit etwa 1.350 € je kW verhältnismäßig hoch, weswegen der große Bedarf an Risikokapital eine Herausforderung für die Technologie darstellt (Greller und Bieberbach 2015). Um die Potenziale im Versorgungsgebiet zu konkretisieren, bedarf es Probebohrungen, die vergleichsweise teuer sind. Hinzu kommen organisatorische Herausforderungen insbesondere in Bezug auf die Akzeptanz. Das führt derzeit insgesamt zu einer Zurückhaltung von Energieversorgern und -dienstleistern in Bezug auf die Exploration und Nutzung dieser Ressource. Dennoch erscheint vor allem mit Blick auf eine längerfristige Dekarbonisierung bis 2050 eine Modellierung und Nutzung dieser Versorgungsoption sinnvoll.

4.6.2 Oberflächennahe Geothermie / Grundwasser

Die oberflächennahe Geothermie ist ebenfalls eine im Rahmen dieses Projektes betrachtungswürdige Option. Möglich ist die Einbindung von Wärme in ein (möglichst niedrigexergetisches) Fernwärmenetz über eine zentrale Großwärmepumpe (Sandrock et al. 2018).

Beispiele für Großwärmepumpen mit Grundwasser als Wärmequelle und Fernwärmenetzen als Senke stehen im dänischen Rye (2,4 MW) und in Mailand (15,5 MW). Konkret wird für das Gebiet des Tempelhofer Feldes eine mögliche Entzugsleistung von 35 – 45 W/m bei 1.800 h/a bzw. 30 – 35 W/m bei 2.400 h/a angegeben (Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt 2015). Bei maximaler Ausnutzung des Feldes zur geothermischen Nutzung mittels Sonden könnten fast 100.000 Sonden auf der Fläche installiert werden¹. Bei einer jeweiligen Tiefe von 100 m ergäbe sich eine Leistung von etwa 345 MW_{th} und eine Jahresarbeit von über 800 GWh/a. Nun ist es unrealistisch, dass in diesem Umfang Wärme aus oberflächennaher Geothermie genutzt wird, die Zahlen veranschaulichen aber deutlich das große theoretische Potenzial der Wärme aus Geothermie.

Neben der Umweltwirkung durch den Einsatz von Strom in Wärmepumpen, stellt bei der oberflächennahen Geothermie auch der Entzug von Wärme aus dem Untergrund eine Umweltwirkung dar (Griebler et al. 2015), die entsprechend berücksichtigt und einzelfallbezogen bewertet werden muss. Ideal ist in diesem Zusammenhang, wenn die im Winter entnommene Wärmemenge der im Sommer eingebrachten Wärmemenge entspricht (Sandrock et al. 2018). Zudem muss ausgeschlossen werden, dass vorhandene Altlasten oder Versalzenungen durch Bohrungen die Grundwasserleiter beeinträchtigen, die als Trinkwasserreservoir gelten.

¹ Annahmen: Fläche von 355 ha und Sondenabstand von 6 m

Im Zuge des Vorhabens erarbeitete die Firma GeoEn GmbH für den konkreten Standort am Weigandufer ein Konzept zur Nutzung der tiefer gelegenen Grundwasserleiter über sieben Förder- und drei Schluckbrunnen, mit dem sich eine Wärmepumpe von mit einer Heizleistung von 2 MW_{th} und einem COP von 3,2 bis 3,6 umsetzen ließe. Für den konkreten Standort erfolgte eine Prüfung durch die Wasserbehörde, nach der eine Genehmigung von Bohrungen in den zweiten oder dritten Grundwasserleiter (oder tiefer) ausgeschlossen wurde. Gründe sind eine Versalzung der tiefergelegenen Grundwasserleiter sowie fehlende Schutzschichten zwischen den Grundwasserleitern (Holstein). Eine Prüfung für weitere Standorte im Gebiet halten die Autor/innen für sinnvoll.

4.6.3 Genehmigungsfähigkeit

In Berlin ist die Nutzung von Erdwärme des Bodens und des Grundwassers in ausgewiesenen Wasserschutzgebieten verboten (SenUVK 2017). Diese Einschränkung trifft auf weite Teile des Gebiets Nord-Neukölln und auch das anliegende Tempelhofer Feld nicht zu. Im Südosten des Gebietes gibt es allerdings eine Überlappung mit dem Wasserschutzgebiet Johannisthal (SenStadt 2018).

Unabhängig davon sind für die Genehmigung von Projekten der oberflächennahen und tiefen Geothermie mehrere Institutionen der Verwaltung einzubeziehen. So muss eine Gewässerbenutzung, worunter Bohrungen ins Erdreich fallen, durch die Wasserbehörde der SenUVK genehmigt werden (SenUVK 2017). Geprüft wird im Zuge des Vorgangs, inwiefern Restriktionen für Bohrung aufgrund von Altlastenvorkommen, Versalzungen der tieferliegenden Grundwasserleiter oder fehlender Schutzschichten zwischen den Grundwasserleitern bestehen. Darüber hinaus sind nach § 4 des Gesetzes über die Durchforschung des Reichsgebietes nach nutzbaren Lagerstätten (Lagerstättengesetz) Bohrungen bei der SenUVK anzuzeigen. Nach Abschluss der Bohrarbeiten ist das Ergebnis der Bohrungen ebenfalls mitzuteilen (SenUVK 2017).

Bei Projekten der tiefen Geothermie bedarf es zudem einer bergrechtlichen Erlaubnis, die Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe in Cottbus erteilt, das auch für Berlin zuständig ist.

4.7 Biomasse

Biomasse findet in unterschiedlicher Form Eingang in die Fernwärmeerzeugung. Neben Holzhackschnitzeln, Holzpellets und Scheitholz zählen auch der Biomasseanteil der Müllverbrennung, Biomassereststoffe sowie das aus Abfällen und Grünschnitt gewonnene Biogas zur Biomasse. Eine regionale Bereitstellung ist dabei Voraussetzung für eine nachhaltige Biomassenutzung.

Biomasse kann ohne nennenswerte technische Hemmnisse in Heizwerken, KWK-Anlagen und BHKW eingesetzt werden. Ein Umstieg von fossilen Brennstoffen auf feste und gasförmige Biomasse ist auch insofern eine niedrighschwellige Änderung, als das erreichbare Temperaturniveau dem heutigen Temperaturniveau in typischen Bestandwärmenetzen von ca. 90 bis 120°C entspricht. Die Betriebsführung der Wärmenetze muss somit anders als bei vielen anderen erneuerbaren Wärmequellen nicht angepasst werden und die Anlagen können direkt in den Vorlauf einspeisen. Erst bei einem vermehrten Einsatz von kleineren, biogasbetriebenen BHKW ist eine Absenkung der Netztemperaturen auf 90°C erforderlich (Paar et al. 2013). Darüber hinaus hat feste Biomasse die Vorteile lagerfähig und transportierfähig zu sein. Aufbereitetes Biogas kann über die vorhandene Gasnetzinfrastruktur transportiert werden und ist daher besonders flexibel einsetzbar. Neben dem ausschließlichen Einsatz von Biomasse in Heiz(kraft)werken stellt die Mitverbrennung eine etablierte Möglichkeit des Einsatzes von fester Biomasse dar. Erst wenn neben dem fossilen

Brennstoff größere Anteile Biomasse mitverbrannt werden, sind Anpassungen in der baulichen Ausstattung oder der Betriebsführung von Heiz(kraft)werken erforderlich (Paar et al. 2013).

Von Nachteil sind beim Einsatz von Biomasse die begrenzten Mengenpotenziale. Bei Holz und Anbaubiomasse bestehen hohe Nutzungskonkurrenzen und Nachhaltigkeitsprobleme (Paar et al. 2013). Bei Holz besteht eine Konkurrenz zur stofflichen und baulichen Nutzung, die Vorrang vor der energetischen Nutzung hat. Möglichkeiten das Potenzial an holzartiger Biomasse für die energetische Nutzung auszubauen sind Kurzumtriebsplantagen, Agroforstsysteme sowie die Nutzung von Stroh und anderen Reststoffen (Klebsch et al. 2014). Die nationale Politikstrategie Bioökonomie soll den Weg bereiten für ein zukunftsfähiges Wirtschaften, das zunehmend auf nachhaltig erzeugten und nachwachsenden Ressourcen sowie biogenen Rest- und Abfallstoffen beruht (BMEL 2014). Für die Zukunft ist aufgrund der zunehmenden Bedeutung biogener Ressourcen auch für die Industrie somit von einer Verschärfung vorhandener Nutzungskonkurrenzen auszugehen.

Das endogene Biomassepotenzial lässt sich aus der Stoffstrom-, Klimagas- und Umweltbilanz für das Land Berlin für das Jahr 2016 ableiten (s. Vogt und Fehrenbach 2017). Die Bilanz umfasst alle überlassungspflichtigen und nicht überlassungspflichtigen Abfälle. Abfallfraktionen, die teilweise Organik enthalten, sind u.a. der Haus- und Geschäftsmüll, Bioabfall, Laubsack und sonstiges anfallendes Laub, Grünabfälle und Straßenbegleitgrün, Altholz und Altfette. Über den Anteil der Organik in der jeweiligen Fraktion und den Heizwert lässt sich ein theoretisch energetisch nutzbares Biomassepotenzial in PJ ableiten. In der Summe beläuft sich das Potenzial auf ca. 1,2 Mio. Tonnen (Frischmasse) mit einem Energiegehalt von ca. 8,3 PJ. Etwa 0,2 bis 0,3 Mio. Tonnen davon werden aktuell kompostiert und ca. 0,6 bis 0,7 Mio. Tonnen (Frischmasse) werden bereits energetisch verwertet. Demnach wird der größte Teil der in der Stadt anfallenden Biomasse bereits entweder stofflich oder energetisch verwertet. Grundsätzlich bieten die Berliner Stadtgüter das Potenzial zum Anbau von nachwachsenden Rohstoffen, wobei die Biomasseemengen sehr begrenzt sind.

Des Weiteren könnte Biomasse aus dem Umland in Berlin energetisch genutzt werden. Für das Land Brandenburg wird das energetisch nutzbare Biomassepotenzial mit Werten von 42,5 PJ bis 48 PJ angegeben (MUGV 2010; Bost et al. 2012). Eine weitere Steigerung des Potenzials ist nicht anzunehmen, auch wenn das Land Brandenburg über eine Waldfläche von 1,05 Mio. ha verfügt. Dies lässt ein großes Potenzial vermuten, doch ist die nachhaltig nutzbare Menge an Waldholz nach der Leitmaxime der gemeinsamen Landesplanung Berlin-Brandenburg prioritär für die stoffliche Verwertung vorgesehen. Einzig im Bereich der Agrarhölzer ist nach MUGV (2010) ein Potenzial zu sehen, welches in den nächsten Jahrzehnten auf ca. 1,4 PJ/a ausgebaut werden kann.

Den ausgewiesenen Potenzialen steht der aktuelle Biomasseeinsatz für die Energieerzeugung in Berlin und Brandenburg gegenüber (s. Tab. 4.3). Die Energiebilanz für das Jahr 2016 lässt darauf schließen, dass das regionale Potenzial bereits ausgeschöpft ist. Ein nennenswertes Potenzial zum Ausbau der energetischen Biomassenutzung ist für Berlin ausgehend von der Prämisse einer regionalen Nutzung von Biomasse nicht gegeben. Eine größere Zunahme des Biomasseeinsatzes in der Wärmeerzeugung sollte daher aus Nachhaltigkeitsgründen nicht angesetzt werden.

Tab. 4.3: Energiebilanz Biomasse für Berlin und Brandenburg

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis von AfS Berlin-Brandenburg (2019b; 2019c)

Energiebilanz Biomasse 2016	Berlin	Brandenburg
Heizkraftwerke der allg. Versorgung [PJ]	3,1	14,1
Industriewärmeleistung (nur Strom) [PJ]	0,0	6,5
Windkraft-, Photovoltaik- und andere Anlagen [PJ]	0,8	21,2
Heizwerke [PJ]	2,7	0,9
Gesamt [PJ]	6,6	42,7

4.8 Kraft-Wärme-Kopplung und Power-to-Heat

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist seit den 1960er Jahren in der Fernwärme im Einsatz, um eine effiziente Brennstoffnutzung durch Strom- und Wärmeproduktion zu ermöglichen. Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) zielt, um die Effizienz der Brennstoffnutzung zu erhöhen, darauf ab die Investition in reine Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen zu vermeiden. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor ist allerdings der Bedarf an KWK-Strom geringer. Um zu vermeiden, dass KWK-Strom in Konkurrenz zu EE-Strom tritt und dessen Einspeisung aufgrund bestehender Wärmelieferverträge beschränkt, ist die Förderung seit der Novellierung des KWKG ab 2020 auf eine maximale Volllaststundenzahl für KWK und BHKW von 3.500 Stunden beschränkt (Bundesregierung 2018).

Wie klimafreundlich eine KWK-Anlage ist, hängt vom eingesetzten Brennstoff und der Betriebsführung ab. Mit Blick auf das Gesamtenergiesystem weisen KWK-Anlagen den Vorteil auf, dass sie flexibel einsetzbar sind und bei Bedarf Regelenergie liefern können. Damit sind sie in einem regenerativen Versorgungssystem nützlich zur Erhaltung der Systemstabilität von Strom- und Fernwärmenetzen. KWK-Anlagen sollten aber nicht betrieben werden, wenn hinreichend erneuerbarer Strom zur Verfügung steht. Eine systemdienliche Steuerung ist daher Voraussetzung für den klimaschonenden Einsatz einer KWK-Anlage. Werden KWK-Anlagen mit PtH-Anlagen und Wärmespeichern kombiniert, so wird teilweise von hybriden KWK-Anlagen gesprochen.

Unter dem Begriff Power-to-Heat (PtH) sind alle Wärmeerzeugungsanlagen zu verstehen, die elektrische in thermische Energie umwandeln. Als Anlagen zur Wärmeeinspeisung in Fernwärmenetzen kommen Widerstandserhitzer und Elektrodenkessel sowie Groß-Wärmepumpen zum Einsatz (Christidis et al. 2017). Elektrodenkessel liegen in höheren Leistungsklassen von 1 bis 90 MW vor und sind daher besonders geeignet für die Einbindung in ein Fernwärmeversorgungssystem. Die Anlagen können Wirkungsgrade von bis zu 99 % erreichen. Ziel des Einsatzes von PtH-Anlagen ist es, Strom in jenen Zeiten in Wärme umzuwandeln, in denen die Strompreise niedrig sind, bzw. wenn wegen hoher erneuerbarer Stromeinspeisung negative Regelenergie benötigt wird (Christidis et al. 2017). Ziel eines hybriden Anlagenparks ist es KWK-Anlagen dann zu betreiben, wenn eine EE-Stromflaute herrscht und die PtH-Anlagen dann, wenn ein Überschuss an EE-Strom zu verzeichnen ist. Mit einem Speicher lässt sich der Anlagenbetrieb optimieren, indem Abweichungen zwischen Wärmebedarf und Wärmeerzeugung teils ausgeglichen werden können.

4.9 Wärmespeicher

Wärmespeicher erlauben eine zeitliche Entkopplung der Wärmezeugung und -nachfrage. Kurzzeitspeicher zielen vor allem auf eine Entkopplung der Wärmenachfrage und der Anforderungen des Stromsystems ab, sodass KWK- und PtH-Anlagen flexibel gefahren werden und sich möglichst gut ergänzen können (Wünsch et al. 2011). Saisonale Speicher hingegen zielen darauf ab Wärme über längere Zeiträume zu speichern, sodass Wärmeüberschüsse im Sommer aus beispielsweise Solarthermie oder Abwärme in den Übergangszeiten oder im Winter genutzt werden können.

4.9.1 Kurzzeitspeicher

Kurzzeitspeicher vollziehen eine hohe Anzahl an Vollzyklen, also Be- und Entladungen des Speichers mit dem Nennvolumen. So durchlaufen Kurzzeitspeicher bis zu 200 Vollzyklen pro Jahr, während bei saisonalen Speicher lediglich ein Vollzyklus beim Wechsel zwischen Sommer und Winter auftritt (Christidis et al. 2017).

Die technisch einfachste und in der Fernwärme am häufigsten eingesetzte Lösung für die Kurzzeitspeicherung ist der Verdrängungswärmespeicher. Ein solcher besteht aus einem isolierten, meist mit Wasser gefülltem Tank und einem Zu- und Ablauf. Innerhalb des Tanks entwickeln sich zwei Temperaturbereiche. Im oberen Teil befindet sich warmes Wasser, das sich durch eine relativ stabile Grenzschicht von kälterem Wasser im unterem Tankbereich abgrenzt. Beim Beladen wird das warme Wasser direkt aus dem Fernwärmenetz in den Tank geleitet. Die obere warme Schicht wird größer und verdrängt die kältere Schicht. Das Wasservolumen im Tank bleibt konstant. Beim Entladen erfolgt dieser Vorgang in umgekehrter Weise. Um eine zu starke Durchmischung zu vermeiden, werden die Strömungsgeschwindigkeiten geringgehalten. Der Austausch findet über Diffusoren statt, die für die Austauschleistung der limitierenden Faktor sind (Christidis et al. 2017).

In Kurzzeitspeichern mit atmosphärischem Druck ist die Maximaltemperatur durch den Siedepunkt des Wassers begrenzt und beträgt daher höchstens 98°C. Bei höheren Maximaltemperaturen kommen Druckspeicher zum Einsatz. Diese fallen in der Regel mit einem Volumen von unter 500 m³ deutlich kleiner aus als die atmosphärischen Verdrängungsspeicher mit bis zu mehreren 10.000 m³. Gesetzt dem Fall, dass die Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes höher liegt als die des Wärmespeichers, kann eine Nachheizung am Ablauf des Kurzzeitspeichers installiert werden (Christidis et al. 2017). Entscheidende Elemente für die Höhe der Investitionskosten sind Behälter, Isolierung, Mess- und Steuerungstechnik, Fundamente, Rohrleitungen und Pumpen sowie die Planung. Für atmosphärische Speicher belaufen sich die Investitionskosten auf ca. 200 – 600 €/m³. Bei Druckspeichern liegen sie mit bis zu 1.700 €/m³ deutlich höher (Christidis et al. 2017).

In vielen Städten und Fernwärmegebieten gibt es Öltanks, die inzwischen nicht mehr benötigt werden. Solche ungenutzten Öltanks in Heißwasserspeicher umzurüsten, ist eine auch mit Blick auf die Investitionskosten sinnvolle Weiterverwendung der vorhandenen Infrastrukturen. Eine solche Umrüstung hat die Fernheizwerk Neukölln AG 2014/2015 für einen Speicher mit einem Fassungsvermögen von 10.000 m³ umgesetzt (Fernheizwerk Neukölln AG 2019).

4.9.2 Aquiferspeicher zur saisonalen Speicherung

Saisonale Speicher sind von Bedeutung, wenn erneuerbare Wärmequellen und Abwärme in die Fernwärme integriert werden. Der Wärmebedarf ist in den Wintermonaten hoch, während Solarthermie und Flusswasserwärme vor allem im Sommer Wärme liefern, und Abwärme, Geothermie und Abwasserwärme ganzjährig zur Verfügung stehen. Im Sommer stehen diese Wärmeerzeuger somit in Konkurrenz zueinander. Mit einem saisonalen Speicher können erneuerbare Wärme- und Abwärmequellen besser ausgeschöpft werden (Sandrock et al. 2018). Saisonspeicher ermöglichen aber auch einen flexible KWK- und PtH-Einsatz und verbessern dadurch die Integration von KWK-Anlagen in den Strommarkt. Ein Wärmespeicher erlaubt bei ausreichender Dimensionierung eine Auslegung von KWK-Anlagen auf Basis der durchschnittlichen Jahreswärmelast anstatt der deutlich geringeren Sommerlast. Geht man davon aus, dass der sommerliche Strombedarf perspektivisch vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt wird, so stellt sich die saisonale Speicherung von Wärme für KWK-Anlagen als unabdingbar dar. Die deutliche Kostendegression von Wärmespeichern bei zunehmenden Speichervolumen (Sandrock et al. 2018) sprechen zusätzlich für die vorzugsweise Verwendung großer, saisonaler Speicher insbesondere in Wärmeverbänden.

Saisonale Wärmespeicher können ober- oder unterirdisch in Wärmenetze integriert werden. Die oberirdische Integration ist im urbanen Raum mit hoher Flächenkonkurrenz gegenüber der unterirdischen Integration im Nachteil. Ein Typ des unterirdischen saisonalen Wärmespeichers ist der Aquiferspeicher. Mit dem Reichstagsgebäude und Energieverbund der Parlamentsbauten existiert bereits ein Aquiferspeicher in Berlin, der die konsequente Stromführung von acht BHKW mit einer kumulierten Leistung von 3,2 MW_{el} erlaubt (Geothermie Neubrandenburg GmbH). Kapitel 4.6 ging bereits auf die mögliche Eignung des Untergrundes im Gebiet Nord-Neukölln für die Tiefe Geothermie sowie die oberflächennahe Geothermie ein. Der Untergrund kann jedoch auch für die Wärmespeicherung genutzt werden. In einer unveröffentlichten Studie zur potenziellen Nutzung des Untergrundes des Tempelhofer Feldes wird als eine Variante empfohlen, die sommerliche Wärmelast eines BHKW in einem 300 m tief liegenden Aquiferspeicher zwischen zu speichern. Technisch werden Aquiferspeicher über Brunnenbohrungen realisiert, über die die Wärme eingebracht und entnommen wird. Voraussetzung ist, dass der Untergrund eine hinreichende Wasserdurchlässigkeit aufweist. Die Option eines Aquiferspeichers wurde mit dem GFZ diskutiert. Für die Errichtung eines Aquiferspeichers in Nord-Neukölln kommen dem GFZ zufolge unterschiedliche Schichten in Frage. In einer Tiefe von 340 bis 380 m, im sogenannten Hettang mit einer Mächtigkeit von ca. 30 m, finden sich Temperaturen von 20 bis 23°C, alternativ käme in einer Tiefe von 1.100 bis 1.170 m der sogenannte „Rüdersdorfer Schaumkalk“ mit einer Mächtigkeit von 25 m in Frage, wo Temperaturen von 44 bis 46 °C erwartet werden (Saadat 2018). Zum aktuellen Zeitpunkt erscheint die Umsetzung eines Aquiferspeichers in einer Tiefe von ca. 300 m realistischer als die eines Speichers in größerer Tiefe. Die Speicherkapazität bei Ein- und Ausspeicherung von 100 m³/h und 3000 h/a wird durch das GFZ auf ca. 9 - 12 GWh/a beziffert. Dabei ist von einem Rückwirkungsgrad von ausgespeicherter zu eingespeicherter Wärme von 50 bis 75 % auszugehen (Saadat 2018).

Bezüglich der Genehmigungswürdigkeit von Aquiferspeichern gelten die gleichen Voraussetzungen und Einschränkungen wie bei tiefer und oberflächennaher Geothermie. Eine Bohrung direkt am Standort des Fernheizwerk Neuköllns wurde von der Wasserbehörde ausgeschlossen. Eine Prüfung weiterer Standorte ist aus Sicht der Autor/innen zu empfehlen.

5 Wärme-Szenarien 2030 und 2050

Für die Entwicklung der Fernwärme, muss zunächst die Verbraucherseite in den Blick genommen werden. Die Berechnungen zur Entwicklung des Wärmeverbrauchs beziehen sich dabei auf die Zeitpunkte 2030 und 2050. Wie hoch der zukünftige Heizwärme- und Trinkwarmwasserverbrauch sein wird, hängt von vielen verschiedenen Faktoren ab. Einflussfaktoren sind zum Beispiel die Entwicklung der Bevölkerung, der durchschnittlichen Wohnfläche pro Person, der Abriss- und Neubaurate sowie bereits beschrieben der energetischen Gebäudesanierung(srate) und -tiefe.

Die aktuelle Einwohnerzahl für Nord-Neukölln liegt bei 181.468 Einwohner/innen (s. Kapitel 3.1.6). Für die zukünftige Bevölkerungsentwicklung in Berlin gibt es unterschiedliche Prognosen. Neben der Prognose der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen liegen Berechnungen des Instituts der deutschen Wirtschaft (IW) vor (IW 2017; Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt 2016a). Beide Prognosen gehen von einer Bevölkerungszunahme aus. Während die Senatsverwaltung mit einem Zuwachs von 7,5 % bis 2030 rechnet, geht das IW von einem Bevölkerungsanstieg um 11 % bis 2030 aus und prognostiziert, dass bis 2035 über vier Millionen Menschen in Berlin leben werden. Vergleicht man die Prognosewerte der Jahre 2016 und 2017 mit den realen Bevölkerungszuwachsraten dann fällt auf, dass die die Prognosewerte niedriger sind als die realen Zuwachszahlen der beiden Jahre. Anstelle der 80.050 prognostizierten zusätzlichen Einwohner/innen im Vergleich zum Jahr 2015 lag der reale Zuwachswert bis Ende 2017 bei 101.774 zusätzlichen Einwohner/innen (Amt für Statistik Berlin Brandenburg 2018). Dies verdeutlicht die Unsicherheiten, die bezüglich Prognosen der Bevölkerungsentwicklung bestehen.

Aus dem Bevölkerungszuwachs ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf nach Wohnraum. Laut der „BerlinStrategie 2.0“ (Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt 2016b) werden berlinweit jährlich 15.000 bis 20.000 neue Wohnungen benötigt, die sich ungleich auf die Bezirke in Berlin verteilen. Für den Bezirk Neukölln geht die Berliner Verwaltung von einer Bevölkerungszunahme um 2,2 % zwischen 2017 und 2030 aus (Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt 2016c). Auf dieser Grundlage nimmt die vorliegende Studie bis 2050 für das Gebiet Nord-Neukölln eine Bevölkerungszunahme von insgesamt 4,3 % im Vergleich zu 2017 an.

Die zusätzlich benötigte Wohnfläche wird neben der Einwohnerzahl durch die Wohnfläche pro Person bestimmt. Im Zeitraum von 1996 bis 2006 stieg die mittlere Wohnfläche pro Person in Berlin um 8,7 %. Im Zeitraum von 2006 bis 2016 vergrößerte sich die Wohnfläche pro Einwohner noch um 2,8 % (Amt für Statistik Berlin-Brandenburg 2017). In den letzten Jahren ist eine Abnahme festzustellen, die auf den starken Einwohnerzuwachs zurückgeführt wird (IBB 2018). Das BEK sieht Maßnahmen zur Reduktion der Wohnfläche pro Kopf vor, etwa über Wohnungstauschbörsen der landeseigenen Wohnungsunternehmen (Land Berlin 2018). Für das Gebiet Nord-Neukölln wird für die zukünftige Entwicklung bis 2050 davon ausgegangen, dass die durchschnittliche Wohnfläche pro Person in Nord-Neukölln von 33,1 m²/EW auf 35 m²/EW steigt, da der Wert im Vergleich zu anderen Berliner Stadtteilen am unteren Ende liegt (IBB 2018). Zusammen mit dem Bevölkerungszuwachs bis 2030 und 2050 ergibt sich für das Gebiet bei diesen Annahmen ein zusätzlicher Wohnflächenbedarf von 299.000 m² in 2030 und 615.000 m² in 2050 im Vergleich zu 2017.

Neue Wohnfläche kann über Neubau oder über einen Ausbau der Dachgeschosse bzw. eine Aufstockung vorhandener Wohngebäude erreicht werden. Der „Stadtentwicklungsplan Wohnen 2025“ der ehemaligen Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt (2014) führt für den Bezirk Neukölln vier große Neubaustandorte mit jeweils über 350 Wohneinheiten und in der Summe 1.360 Wohneinheiten auf (zwei der Standorte liegen innerhalb der räumlichen Grenzen des untersuchten

Gebietes Nord-Neukölln). Die Daten des Amtes für Statistik Berlin-Brandenburg zu den erteilten Baugenehmigungen lassen höhere Neubautätigkeiten vermuten. So wurden in den Jahren 2016 und 2017 im gesamten Bezirk Baugenehmigungen für jeweils 1.033 und 1.350 neue Wohnungen erteilt (Amt für Statistik Berlin-Brandenburg 2018). Die statistischen Daten lassen keine Schlussfolgerung zu, welcher Anteil auf das Gebiet Nord-Neukölln entfällt. Die vorliegende Studie geht basierend auf dieser Datengrundlage davon aus, dass im Gebiet Nord-Neukölln bis 2030 2.400 Wohneinheiten und bis 2050 4.000 Wohneinheiten neu errichtet werden. Bei einer durchschnittlichen Anzahl von 35 Wohneinheiten pro Gebäude übersetzt sich dieser Wert in knapp 70 bzw. 115 Gebäude und bei einer mittleren Wohnungsgröße von 69,7 m²/Wohneinheit (IBB 2018) auf knapp 167.000 bzw. 279.000 m² Wohnfläche. Die verbleibende Wohnfläche wird über Dachausbauten und Aufstockungen geschaffen. Bis 2050 betrifft dies 20 % der Wohngebäude.

Die Abriss- und Ersatzneubaurate hat neben der Sanierungsrate einen Einfluss auf den mittleren spezifischen Wärmebedarf pro Quadratmeter und den absoluten Wärmebedarf, weswegen zu diesem Parameter eine Annahme getroffen werden muss. Im BEK wurde in Anlehnung an eine Studie des IWU für das gesamte Stadtgebiet eine jährliche Abrissrate von 0,23 %/a des Wohngebäudebestandes angenommen (Hirschl et al. 2015b). Für Nord-Neukölln erscheint dieser Wert wegen des hohen Anteils an Gründerzeitenbauten zu hoch, weshalb eine Rate von 0,06 %/a unterstellt wird.

Zentral für die Entwicklung des zukünftigen Fernwärmeabsatzes ist neben dem Fortschreiten der energetischen Sanierung die Frage, inwiefern und in welchem Umfang eine Nachverdichtung, das heißt ein Ausbau der Fernwärme, erfolgen wird. Die Zahl der fernwärmeversorgten Gebäude ist in den vergangenen Jahren in Nord-Neukölln kontinuierlich gestiegen (Fernheizwerk Neukölln AG 2018). Der Wärmeabsatz nahm tendenziell ebenfalls zu (Fernheizwerk Neukölln AG 2018), das heißt der Neuanschluss von Gebäuden an die Fernwärme und der dadurch steigende Wärmeabsatz überwog in den vergangenen Jahren gegenüber der Reduktion des Wärmebedarfs durch die energetische Sanierung der Gebäudehülle im Bestand. Das BEK sieht für die Stadt Berlin vor, dass bis 2050 weiterhin ein Ausbau der Fernwärme erfolgt und mehr Gebäude an die Fernwärmenetze angeschlossen werden (Hirschl et al. 2015b). In der Summe wird im BEK und der „Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin 2050“ bis 2050 dennoch ein Rückgang des Fernwärmeabsatzes angenommen (Hirschl et al. 2015b; Reusswig et al. 2014a), da die Reduktion der Wärmeverbräuche durch die voranschreitende energetische Sanierung der Gebäudehülle die zusätzlichen Fernwärmeanschlüsse überwiegen wird.

Im Gebiet Nord-Neukölln besteht bei Mehrfamilienhäusern und Nichtwohngebäuden weiteres Anschlusspotenzial. Das Gebiet ist durch eine große Anzahl an vor 1918 erbauten Mehrfamilienhäusern geprägt. Diese Gebäude eignen sich aufgrund hoher Wärmeverbräuche für den Anschluss an das Fernwärmenetz. Für Nord-Neukölln wird angenommen, dass bis 2030 jeweils 5 % und bis 2050 15 % der noch nicht an die Fernwärme angebotenen Mehrfamilienhäuser und Nichtwohngebäude einen Fernwärmeanschluss erhalten. Dies bedeutet, dass jährlich etwa 20 Bestandsgebäude zusätzlich mit einem Fernwärmeanschluss versehen werden. Die neu angeschlossenen Gebäude beziehen sowohl Heizwärme als auch Trinkwarmwasser aus der Fernwärme. Für die bereits an die Fernwärme angebotenen Gebäude wird davon ausgegangen, dass diese weiterhin Fernwärme beziehen werden. Darüber hinaus wird unterstellt, dass ein Drittel der Neubauten mit Fernwärme versorgt wird. In welchem Maße und in welchem Zeitraum eine Nachverdichtung erfolgt, hängt auch von den politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen etwa der Entwicklung der Brennstoffpreise und des CO₂-Preises ab und ist somit mit Unsicherheit behaftet.

5.1 Szenarien zur Entwicklung der Energieeffizienz

Die zukünftige Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Nord-Neukölln hängt neben den im vorherigen Kapitel beschriebenen Faktoren vor allem von der jährlichen Sanierungsrate und der Sanierungstiefe ab. Das Sanierungsverhalten der Gebäudeeigentümer/innen wird dabei maßgeblich durch die ökonomischen, politischen und regulativen Rahmenbedingungen beeinflusst.

Für Nord-Neukölln gelten einige Besonderheiten, die das Sanierungsverhalten beeinflussen. In dem Gebiet befinden sich zwei Quartiere, die als Erhaltungsgebiete definiert sind (Rixdorf und Schillerpromenade). Der Leitfaden zum Umgang mit historischer Bausubstanz im Erhaltungsgebiet Schillerpromenade empfiehlt Kellerdecken und oberste Geschossdecken zu dämmen sowie die Kastenfenster zu sanieren. Auf den Einsatz von Wärmeverbundsystemen für die Dämmung der Fassaden soll verzichtet werden und stattdessen eine Innendämmung erfolgen (Bezirksamt Neukölln von Berlin 2015). 12 % aller beheizten Gebäude im Gebiet obliegen dem Denkmalschutz. Zudem wurde etwa die Hälfte der Gebäude vor 1918 erbaut. Sie fallen somit potenziell in die Kategorie der erhaltenswerten Bausubstanz, was mit Sanierungshemmnissen vor allem für die Fassadendämmung einhergeht. Ein weiteres Sanierungshemmnis besteht darin, dass sich drei Viertel der Gebäude in Nord-Neukölln in sozialen Erhaltungsgebieten (Milieuschutzgebieten) befinden. Eine Fassadensanierung wird hier nur bei einem Schaden von mindestens 10 % der Gesamtfläche der Fassade genehmigt. Energetische Mängel allein reichen zur Modernisierung einer Fassade nicht aus. Die energetische Sanierung darf zudem nicht über die Mindestanforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) hinausgehen, sodass eine ambitionierte Sanierung kaum möglich ist.

Die Frage, in welchem Umfang und wie ambitioniert energetisch saniert wird, hängt vor allem von den regulativen Rahmen- und Förderbedingungen ab. Fernwärmeversorger können die Entwicklung des zukünftigen Wärmebedarfs kaum selbst beeinflussen, müssen sich jedoch zugleich auf unterschiedliche Entwicklungsoptionen einstellen. Um unterschiedliche Entwicklungen der Energieeffizienz aufzuzeigen und zu berücksichtigen, werden in dieser Studie drei Sanierungsszenarien modelliert. Neben einem Referenzszenario, das das aktuelle Sanierungsverhalten fortschreibt, werden in Anlehnung an die „Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin 2050“ (Reusswig et al. 2014a) ein Szenario mit einem ambitionierten energetischen Sanierungsverhalten und eines mit einem sehr ambitionierteren Verhalten unterstellt. Die Annahmen zur Entwicklung der Bevölkerung, des Wohnflächenbedarfs und der Fernwärmennachverdichtung gelten für alle drei Szenarien in gleicher Weise. Zudem wird die gleiche Abriss- und Substitutionsrate unterstellt. Die Szenarien berücksichtigen die bestehenden Sanierungshemmnisse in unterschiedlichem Maße.

Dem **Referenz-Szenario** liegt eine geringe Sanierungsrate und -tiefe zu Grunde. Die tatsächlichen Sanierungsraten für die einzelnen Bauteile sind weder für das Gebiet Nord-Neukölln noch für die Gesamtstadt Berlin bekannt. Das BEK geht für den Status quo von einer Sanierungsrate von 0,55 %/a aus, die sich bei Trendentwicklung bis 2020 auf 0,71%/a steigern soll. Für die vorliegende Studie wird für das Referenzszenario eine Sanierungsrate von 0,6 %/a bis 2030 und von 0,7 %/a bis 2050 angenommen. Bei denkmalgeschützten Wohngebäuden wird ausschließlich eine Dämmung des Daches bzw. der obersten Geschossdecke angenommen, wohingegen anderen Bauteile nicht energetisch saniert werden. Maßnahmen, die über eine Anpassung an die baulichen oder anlagentechnischen Mindestanforderungen der EnEV an bestehende Gebäude hinausgehen, sind nicht berücksichtigt. Die bauteilbezogenen Sanierungsraten sind in Tab. 5.1 aufgeführt.

Im Mittel werden bis 2050 ein Heizwärme- und Trinkwarmwasserbedarf von 144 kWh/m² beheizte Wohnfläche erreicht. Dabei entfallen 29 kWh/m² auf den Trinkwarmwasserbedarf.

Tab. 5.1: Energetische Gebäudesanierung im Referenz-Szenario: Sanierungsraten und Anteil Gebäude mit saniertem Bauteil bezogen auf den beheizten Gebäudebestand

Quelle: IÖW. Eigene Darstellung und Berechnung

Bauteil	Jährliche Sanierungsrate [%] bis 2050	Anteil der an diesem Bauteil nachträglich sanierter Gebäude mit Baujahr < 1996 [%]		
		Status quo	2030	2050
Kellerdecke	0,7	9	17	31
Außenwand	0,7	11	20	34
Dach / OG	0,7	15	24	39
Fenster	0,7	37	46	60

Dem Szenario „Ambitionierte energetische Sanierung“ liegt eine höhere Sanierungsrate zu Grunde. Bei denkmalgeschützten Wohngebäuden wird hier ebenfalls ausschließlich eine Dämmung des Daches / der obersten Geschossdecke angenommen, wohingegen andere Bauteile nicht energetisch saniert werden. Den aktuell geltenden Regelungen des Milieuschutzes zufolge sind Maßnahmen, die über eine Anpassung an die baulichen oder anlagentechnischen Mindestanforderungen der EnEV an bestehende Gebäude hinausgehen, in den Milieuschutzgebieten unzulässig. Dies ist insofern berücksichtigt, als dass im gesamten Gebiet bis 2030 nur für 3 % der Wohngebäude und bis 2050 für 8 % der Wohngebäude eine ambitioniertere Sanierungstiefe als ENEC-Standard angenommen ist. Die bauteilbezogenen Sanierungsraten sind in Tab. 5.2 aufgeführt.

Tab. 5.2: Energetische Gebäudesanierung in Szenario „Ambitionierte energetische Sanierung“: Sanierungsraten und Anteil Gebäude mit saniertem Bauteil bezogen auf den beheizten Gebäudebestand

Quelle: IÖW. Eigene Darstellung und Berechnung

Bauteil	Jährliche Sanierungsrate [%] bis 2050	Anteil der an diesem Bauteil nachträglich sanierter Gebäude mit Baujahr < 1996 [%]		
		Status quo	2030	2050
Kellerdecke	1,5	9	29	60
Außenwand	1,5	11	31	62
Dach / OG	1,5	15	35	68
Fenster	1,5	37	57	87

Ein Sanierungshemmnis für die Fassadedämmung besteht darin, dass ein sehr hoher Anteil der Gebäude vor 1918 erbaut wurde und somit potenziell in die Kategorie der erhaltenswerten Bausubstanz fällt. Es ist nicht davon auszugehen, dass alle bis 1918 erbauten Gebäude gar nicht an der Außenwand saniert werden können. Bei einigen Gebäuden ist unter Umständen eine Dämmung der Fassade auch aus ästhetischen Gründen gut vertretbar. Je nach Gebäude kann es zudem

möglich sein, die Seitenflügel oder Rückseiten der Gebäude zu dämmen und nur die Straßenfassade auszusparen. Die Sanierungsraten in diesem Szenario führen dazu, dass bis zum Jahr 2050 etwas mehr als ein Drittel der bis 1918 erbauten Wohngebäude nicht an der Außenwand gedämmt ist. Das Szenario berücksichtigt somit die Restriktionen mit Blick auf den Erhalt der Straßenfassaden. Im Mittel werden in diesem Szenario bis 2050 ein Heizwärme- und Trinkwarmwasserbedarf von 122 kWh/m² Wohnfläche erreicht. Dabei entfallen 27 kWh/m² auf den Trinkwarmwasserbedarf.

Dem Szenario „Sehr ambitionierte energetische Sanierung“ liegen eine höhere Sanierungsrate und in der Summe eine ambitioniertere Sanierungstiefe zu Grunde. Bei denkmalgeschützten Wohngebäuden wird in diesem Szenario eine Dämmung des Daches bzw. der obersten Geschossdecke, der Kellerdecke und ein Austausch der Fenster angenommen, eine Dämmung der Fassade wird bei denkmalgeschützten Gebäuden auch in diesem Szenario nicht unterstellt.

Im gesamten Gebiet weisen bis zum Jahr 2050 20 % der Wohngebäude eine ambitionierte Sanierungstiefe nach der IWU-Gebäudetypologie (s. IWU 2015) auf. Dieser Anteil lässt sich nur erzielen, wenn die aktuell bestehenden Begrenzungen der Sanierungstiefe durch die Regelungen des Milieuschutzes verändert oder aufgehoben werden. Die bauteilbezogenen Sanierungsraten sind in Tab. 5.3 aufgeführt. In diesem Szenario sind bis zum Jahr 2050 nur 12 % der bis 1918 erbauten Wohngebäude nicht an der Außenwand gedämmt oder mit einer vergleichbaren Innendämmung versehen. Die mittleren Heizenergie- und Warmwasserbedarfe liegen aufgrund der höheren Sanierungsrate und -tiefe mit 104 kWh/m² deutlich niedriger als im Szenario „Ambitionierte energetische Sanierung“. Auf Warmwasser entfallen davon 26 kWh/m².

Tab. 5.3: Energetische Gebäudesanierung in Szenario „Sehr ambitionierte energetische Sanierung“: Sanierungsraten und Anteil Gebäude mit saniertem Bauteil bezogen auf den beheizten Gebäudebestand

Quelle: IÖW. Eigene Darstellung und Berechnung

Bauteil	Jährliche Sanierungsrate [%] bis 2050	Anteil der an diesem Bauteil nachträglich sanierter Gebäude mit Baujahr < 1996 [%]		
		Status quo	2030	2050
Kellerdecke	2,0	9	35	78
Außenwand	2,0	11	37	78
Dach / OG	2,0	15	42	83
Fenster	1,9	37	64	100

Um die Werte mit den im BEK formulierten Zielwerten zu vergleichen, bedarf es einer Umrechnung auf die im BEK verwendete Bezugsfläche Nettogeschossfläche. Der im Szenario „Sehr ambitionierte energetische Sanierung“ erreichte Wert lässt sich auf einen Wert von 81 kWh/m² (NGF) umrechnen. Der im Szenario „Ambitionierte energetische Sanierung“ erreichte Wert entspricht 95 kWh/m² (NGF) und der im Referenz-Szenario erreichte Werte entspricht einem Wert von 113 kWh/m² (NGF). Keines der Szenarien erreicht somit die im BEK formulieren Zielwerte für die Stadt Berlin von 77 kWh/m² (NGF).

Die für den Stadtteil Nord-Neukölln ermittelten im Vergleich zum BEK-Zielwert hohen Werte spiegeln die im Gebiet vorhandenen Restriktionen wider. Es handelt sich um einen hochverdichteten, innerstädtischen Stadtteil, in dem 12 % der beheizten Gebäude dem Denkmalschutz mit entsprechenden Sanierungsrestriktionen obliegen. Etwa die Hälfte der Gebäude wurden vor 1918 erbaut. Hinzu kommen die beiden Quartiere, die als Erhaltungsgebiete definiert sind, sowie der große Anteil an Gebäuden in sozialen Erhaltungsgebieten (Milieuschutzgebieten). Zuletzt waren die Neubauproduktionen im Vergleich zu anderen Gebieten in Berlin geringer. Neubauten tragen aufgrund ihrer geringen spezifischen Wärmebedarfe zu einer Reduktion der mittleren spezifischen Wärmebedarfe in einem Stadtteil bei. Daher trägt auch dieser Zusammenhang zu vergleichsweise hohen durchschnittlichen Werten in 2050 bei. Vor dem Hintergrund der stadtteilbezogenen Besonderheiten in der Bausubstanz und den sozialen Aspekten ist das Szenario „Sehr ambitionierte energetische Sanierung“ trotz der im Vergleich zum BEK geringeren Sanierungsraten und höheren spezifischen Wärmebedarfen als sehr ehrgeizig zu bezeichnen.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es Antworten auf die Frage zu geben, welchen Beitrag die Fernwärme im Gebiet Nord-Neukölln zum Klimaschutz leisten kann. Die Studie befasst sich daher nur mit den fernwärmeversorgten Gebäuden. Der Fernwärmeabsatz nimmt im Referenz-Szenario bis 2050 aufgrund des angenommenen Fernwärmeausbaus um 12 % zu. Die Nachverdichtung überwiegt hier den Effekt der energetischen Sanierung. In den beiden ambitionierteren Szenarien sinkt der Fernwärmeabsatz um 7 % bzw. um 21 % (s. Tab. 5.4).

Tab. 5.4: Fernwärmeabsatz in 2030 und 2050 im Referenz-Szenario und den Szenarien „Ambitionierte energetische Sanierung“ und „Sehr ambitionierte energetische Sanierung“

Quelle: IÖW. Eigene Berechnung und Darstellung

	Referenz-Szenario		Szenario Ambitionierte Sanierung		Szenario Sehr ambitionierte Sanierung	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Spez. Heizenergiebedarf [kWh/m ² a]	128	116	121	95	116	78
Spez. Warmwasserbedarf [kWh/m ² a]	30	29	29	27	28	26
Absoluter Fernwärmeabsatz [GWh]	522	549	496	459	475	387
Entwicklung des spez. Wärmebedarfs (Bezug 2017)	-5 %	-13 %	-10 %	-27 %	-13 %	-38 %
Entwicklung des Fernwärmeabsatzes (Bezug 2017)	+6 %	+12 %	1 %	-7 %	-3 %	-21 %

Bis 2030 entwickelt sich der Fernwärmeabsatz in den drei Szenarien recht ähnlich. Im Referenz-Szenario ist ein geringfügiger Zuwachs festzustellen, wohingegen der Fernwärmeabsatz im Szenario „Ambitionierte energetische Sanierung“ im Vergleich zum Status quo auf gleichem Niveau verbleibt und im Szenario „Sehr ambitionierte energetische Sanierung“ geringfügig sinkt. Erst mit Blick auf das Jahr 2050 weicht die Entwicklung des Fernwärmeabsatzes in den Szenarien infolge der unterschiedlichen Sanierungsraten und -tiefen deutlich voneinander ab (s. Abb. 5.1).

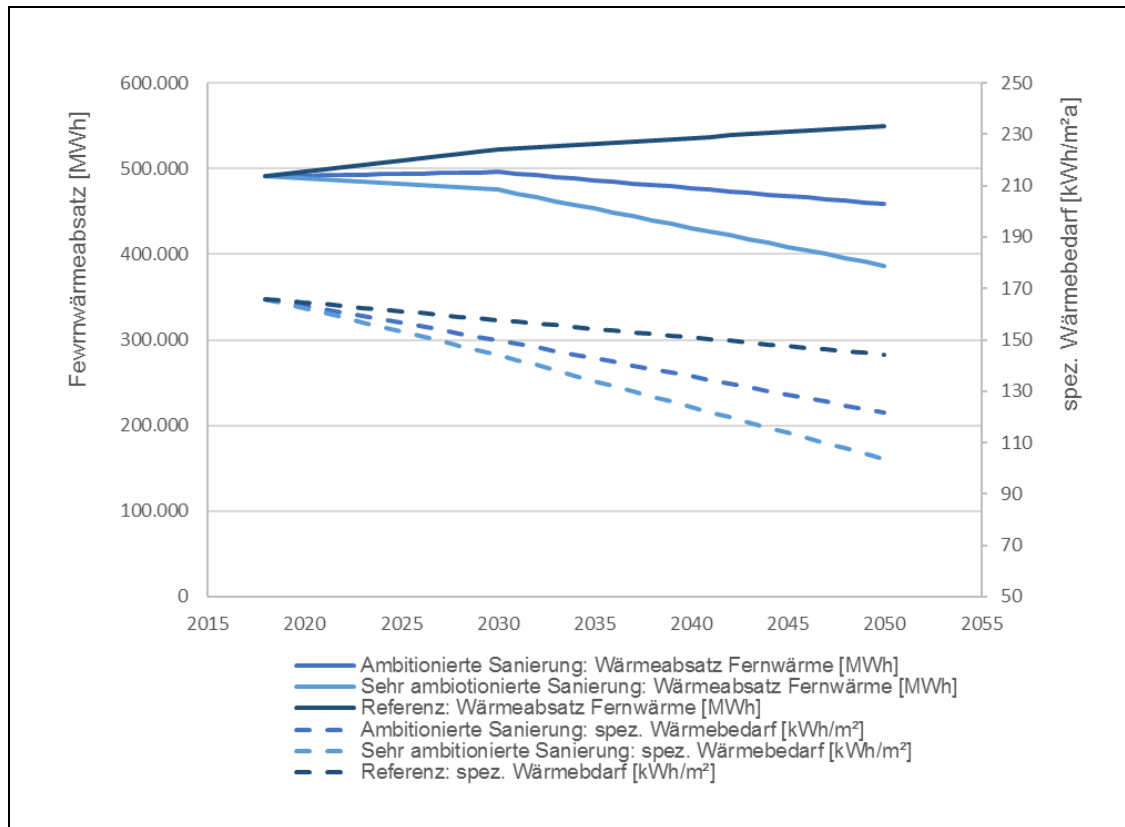


Abb. 5.1: Entwicklung des Fernwärmeabsatzes und des spezifischen Wärmebedarfs im Referenz-Szenario und den Szenarien „Ambitionierte energetische Sanierung“ und „Sehr ambitionierte energetische Sanierung“

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Die energetische Sanierung hat auch Auswirkungen auf die Temperaturen im Vor- und Rücklauf der Heizkreise in den Gebäuden und somit auf die Betriebstemperaturen, die in der Fernwärme umgesetzt werden können. Mit fortschreitender Energieeffizienz werden Temperaturbedarfe von 70° C überwiegen, höhere Temperaturanforderungen weisen in den Szenarien „Ambitionierte energetische Sanierung“ und „Sehr ambitionierte energetische Sanierung“ bis 2050 nur noch sehr wenige Gebäude auf (s. Tab. 5.5). Abhängig von der Entwicklung der Vor- und Rücklauftemperaturen im Heizkreis der Gebäude kann die Temperatur im Wärmenetz ebenfalls gesenkt werden.

Die große Bandbreite zur Höhe des Fernwärmeabsatzes und zu den Temperaturen in den Heizkreisen in 2050 verdeutlicht, in welchem Maße die zukünftige Entwicklung der Fernwärme von der Verbraucherseite abhängt, das heißt davon, welche Sanierungsraten und Sanierungstiefe erreicht wird. Diese Entwicklung wiederum ist durch den Fernwärmebetreiber selbst nicht zu steuern, weshalb Investitionsentscheidungen in den Erzeugerpark und die Netzinfrastruktur immer vor dem Hintergrund der Unsicherheiten zur Entwicklung der Verbraucherseite getroffen werden müssen.

Tab. 5.5: Häufigkeitsverteilung der Vorlauftemperaturen im Heizkreis der Gebäude im Status quo, im Referenzszenario und den Szenarien „Ambitionierte energetische Sanierung“ und „Sehr ambitionierte Sanierung“

Quelle: IÖW. Eigene Berechnung und Darstellung

Vorlauftemperatur im Heizkreis der Gebäude [°C]	Status quo	Referenz-Szenario		Ambitionierte Sanierung		Sehr ambitionierte Sanierung	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050
90	46 %	39 %	22 %	31 %	6 %	28 %	0 %
70	51 %	56 %	72 %	62 %	81 %	66 %	78 %
60	2 %	3 %	4 %	5 %	11 %	4 %	20 %
45	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %

5.2 Szenarien zur Entwicklung der Wärmeerzeugung

Aufbauend auf den Ergebnissen zur Entwicklung des Fernwärmeabsatzes folgt eine Darstellung dreier Szenarien zur Entwicklung der Fernwärmeerzeugung. Für die Fernwärmeerzeugung existieren unterschiedliche Entwicklungsoptionen, deren Umsetzbarkeit auch von der Entwicklung des energetischen Zustands und den Temperaturanforderungen der Gebäude abhängt. Um die Machbarkeit und Effizienz verschiedener Erzeugersysteme abbilden zu können, bedarf es eines Simulationstools, das den Wärmebedarf zu jeder Zeiteinheit in einer hinreichend genauen zeitlichen Auflösung und die daraus resultierende erforderliche Wärmeerzeugung thermodynamisch abbildet. Zu diesem Zweck wurde das Simulationsmodell DiHeMo (District Heating Modell) am IÖW entwickelt. Das Modell wurde so parametrisiert, dass es die Fernwärmeerzeugung im Status quo adäquat abbildet. Einige zeitnah geplante Ergänzungen des Erzeugerparks sind als Variante des Status quo ebenfalls berücksichtigt. Für die mittel- bis längerfristige Entwicklung wurden aufbauend auf der Potenzialanalyse drei Erzeugersysteme erstellt. Das Referenz-Szenario setzt vorwiegend auf den Ausbau von Gas-KWK und PtH sowie den Einsatz von Gas- und Biomassekesseln. Beim Szenario „Lokale Wärme hoch“ werden die nutzbaren Potenziale an lokalen Wärmequellen komplett erschlossen und in die Fernwärme integriert, das Szenario „Lokale Wärme mittel“ begrenzt die in die Fernwärme integrierte Menge lokaler Wärmequellen auf die kurzfristig erschließbaren Potenziale.

5.2.1 Vorgehen bei der Simulation

Zum besseren Verständnis der Funktionsweise und der Grenzen des Simulationsmodells, wird dieses in Kürze vorgestellt. Das in MatLab programmierte Modell dient der Simulation der Wärmebereitstellung in urbanen Räumen durch Fern- oder Nahwärmenetze. Es können Wärmeverbände mit gemeinsamen Erzeugungsanlagen (Heizzentrale) und einem Zwei-Leiter-Wärmenetz simuliert werden. Zweck der Simulation ist es, energetische Kennzahlen des jeweiligen Versorgungssystems, etwa die Verbräuche von Brennstoffen und Strom sowie Informationen zu der tatsächlichen Ausschöpfung vorhandener Potenziale und Anlagen zu gewinnen. Denn gerade in den Sommermonaten treten Konkurrenzen zwischen den Wärmeerzeugungsanlagen auf, sodass die potenziell ver-

fügbare Wärme nicht komplett in der Fernwärme genutzt werden kann. Damit stellt das Modell Ergebnisse über die Effizienz des Systems, die Intensität der Sektorenkopplung sowie wichtige Inputs für die Generierung ökonomischer und ökologischer Kennzahlen bereit. Die zeitliche Auflösung des Modells beträgt eine Stunde, kann jedoch bei entsprechender Datengrundlage verfeinert werden. Eine räumliche Differenzierung der Erzeugungsanlagen ist nicht möglich. Dies führt bei Szenarien mit einer größeren Anzahl dezentraler Einspeisepunkte, die sich über das gesamte Versorgungsgebiet verteilen (vor allem im Szenario „Lokale Wärme hoch“), zu Unsicherheiten und Ungenauigkeiten in der Ergebnisqualität.

Die Inputdaten bezüglich der Verbraucherseite resultieren aus dem Gebäudemodell (s. Kapitel 3.1.1). Die Gebäudedatenbank, welche neben der beheizten Fläche auch die flächenspezifischen Heiz- und Warmwasserbedarfe, das Baualter und den Sanierungszustand des Gebäudes beinhaltet, stellt die Datengrundlage dar, um aus einer Kombination aus Baualter und Sanierungszustand anhand einer definierten Matrix jeweils vordefinierte Jahresprofile, Systemtemperaturen der Heizkreise und Heizkörpertypen (und deren zugehörige Heizkörperexponenten) zuzuordnen (s. Kapitel 3.1.1). Die Jahresprofile sind die Grundlage zur Verteilung des Jahresheizwärmebedarfs eines Objekts auf die einzelnen Stunden des Jahres. In Abstimmung mit dem Fernwärmebetreiber wurden die Verbrauchsprofile für die Simulation des Gebietes Nord-Neukölln einer Glättung unterzogen, um der in einem Netz dieser Größe vorliegenden Gleichzeitigkeit gerecht zu werden. Der Jahreswarmwasserbedarf wird aus dem gleichen Grund als Bandlast mit ganzjährig konstantem Wärmebedarf auf die einzelnen Stunden des Jahres verteilt.

Im Zuge der Datenerhebung und Szenarien-Erstellung findet eine Zuordnung der einzelnen Objekte zu einem Wärmeverbund statt. Zwei oder mehr Objekte gehören demselben Wärmeverbund durch die Zuweisung einer gemeinsamen VerbundID an. Diese gibt im Fall von Nord-Neukölln an, ob das Gebäude in den Jahren 2018, 2030 und/oder 2050 fernwärmeversorgt sein wird. Die anschließende Simulation des Wärmeverbundes erfolgt in stündlicher Auflösung für ein Jahr. Ziel ist die Erstellung einer Heizkurve für den Verbund, der die Vorlauftemperatur in Abhängigkeit der Außentemperatur abbildet. In jeder Zeiteinheit wird die erforderliche Temperatur jedes gebäudebezogenen Heizkreises und Trinkwarmwasserspeichers ermittelt. Auf dieser Grundlage ergibt sich die notwendige Vorlauftemperatur im Netz pro Zeiteinheit. In Verbindung mit dem Wärmebedarf ergibt sich der erforderliche Massenstrom pro Zeiteinheit. Es existiert außerdem ein maximaler Massenstrom im Netz, der sich durch Dimensionierung des Netzes ergibt und nicht überschritten werden darf. Aus diesem Schritt der Simulation resultiert eine Heizkurve für das gesamte Netz.

Anschließend werden die Erzeuger simuliert. Der zuvor definierte Erzeugerpark erhält die Information vom Verbraucherkreis, welche Solltemperatur im Netz vorhanden sein muss, um die Heizkreise und Warmwasserspeicher bedienen zu können. Daraus sowie aus dem für den Erzeugerkreis maßgeblichen Massenstrom des Verbraucherkreises wird errechnet, auf welche Temperatur der Massenstrom vom Erzeugerkreis gebracht werden muss, um am Ende der Zeiteinheit eben jene geforderte Solltemperatur zu erreichen.

Die Einsatzreihenfolge der Erzeugungsanlagen ist innerhalb des Skriptes festgelegt. Sie orientiert sich an den CO₂-Emissionen, Wärmegestehungskosten und CO₂-Vermeidungskosten der einzelnen Technologien und Anlagen. Einige Erzeugertypen wie tiefe Geothermie (bei einer Bohrtiefe von 3.000 bis 4.000 m) erreichen erst bei sehr hohen Volllaststunden Wärmegestehungskosten in einer akzeptablen Höhe. Entsprechend hat dieser Anlagentyp die höchste Priorität bei der Einspeisung. Es folgen Solarthermie, gewerbliche Abwärme, Flusswasser-, Abwasser-, Erd- und Luftwärmepumpen. Bei den KWK-Anlagen und den Kesseln entscheidet der Brennstoff über die Einsatz-

priorität (Biomasse vor Gas vor Kohle vor Heizöl). Der Einsatz von PtH richtet sich nach einer Zeitreihe, die eine Information enthält, zu welchen Zeiten mit einem regional hohen Angebot an erneuerbarem Strom zu rechnen ist, und demnach eine Wärmebereitstellung vorzugsweise mit Strom erfolgen sollte. Diese Zeitreihe wurde vereinfacht durch eine Differenzbildung einer Zeitreihe, welche die Erzeugung von EE-Strom in der Regelzone von 50 Hertz abbildet, und einer Zeitreihe, welche den Verbrauch innerhalb dieser Regelzone abbildet, ermittelt. Je höher diese Differenz ist, desto wahrscheinlicher ist ein regional hohes Angebot an EE-Strom. Für den Status quo wurden als Anzahl der Stunden mit regionalem Überschuss an EE-Strom ein Wert von 146 Stunden angenommen, der der Anzahl an Stunden mit negativen Strompreisen entspricht (Statista 2019). Für das Jahr 2030 wurde basierend auf einer Studie von Energy Brainpool (2014) ein Wert von 800 Stunden angenommen, der für das Jahr 2050 auf 3.500 Stunden extrapoliert wurde. Im Falle eines angenommenen, regionalen Überschusses an EE-Strom rückt PtH an eine Stelle weit vorn in der Erzeuger Reihenfolge direkt nach tiefer Geothermie, Solarthermie und den Wärmepumpen.

Ist ein Erzeuger in der Simulation „an der Reihe“, so versucht er den Massenstrom soweit wie möglich auf die geforderte Temperatur zu bringen. Anlagen, die dazu technisch in der Lage sind, passen ihre Vorlauftemperatur an das gewünschte Niveau an. Solarthermie dagegen hat keine Regelung der erbrachten Temperatur und heizt den Massenstrom soweit wie möglich auf. Alle Erzeuger bis auf die Fluss- und Abwasser-Wärmepumpen speisen Wärme in den Fernwärmeverlauf ein. Für diese Wärmepumpen ist eine Rücklauf-Einspeisung angenommen, das heißt es wird aus dem Rücklauf ein Massenstrom entnommen und in diesen aufgeheizt wieder rückgeführt. In Abstimmung mit dem Fernwärmebetreiber ist die Rücklaufanhebung auf eine Temperatur im Rücklauf von 67°C begrenzt. Hydraulische Aspekte sind in der Simulation nicht berücksichtigt, sodass an dieser Stelle weiterführende Analysen erforderlich sind. Es ist in diesem Zusammenhang möglich, dass die potenzielle Wärmemenge, die mit Wärmepumpen für Fernwärme nutzbar ist, und ihre Effizienz durch das vereinfachte Vorgehen in der Simulation überschätzt wird. Alternativ ist auch bei Wärmepumpen mit Effizienzeinbußen eine Vorlaufeinspeisung möglich, da die Vorlauftemperaturen im Wärmenetz bereits heute über längere Zeiträume bei ca. 70°C liegen. Output aus der Simulation ist neben Ergebnisgrößen wiederum ein thermodynamischer Vektor.

Zuletzt wird das Wärmenetz simuliert. Die wesentlichen Eingangsgrößen sind die thermodynamischen Vektoren aus dem Verbraucher- und Erzeugerkreis, die den Leitern im Netz zugeordnet werden. Es wird ein Wärmestrom berechnet, der sich aus der Temperaturdifferenz aus der bestehenden Temperatur des Netzleiters und den zu- bzw. abgeführten Strömen ergibt. Die resultierenden Temperaturen im Leiter sind die Summe der Wärmemenge zu Beginn des Zeitschritts und der zu- und abgeführten Wärmeströme inklusive der Netzverluste während der Zeiteinheit bezogen auf die Masse innerhalb des Leiters. Als Ergebnis der Simulation eines Zeitschritts stehen u.a. die Brennstoff- und Strombedarfe der Anlagen, die jeweils in das Netz abgegebene Wärme sowie einige technische Kenngrößen zur Verfügung, woraus in der Summe Zeitreihen resultieren.

5.2.2 Erzeugerpark im Status quo

Für die Bereitstellung der Fernwärme sind aktuell mehrere Kesselanlagen im Einsatz, die mit Erdgas, Heizöl, Holzpellets und Steinkohle befeuert werden, sowie sieben gasbetriebene BHKW-Anlagen, von denen drei mit Biomethan betrieben werden, und eine PtH-Anlage. Hinzu kommt ein Fernwärmebezug aus dem großen Berliner Fernwärmeverbundsystem. Die Fernwärmeübergabestation weist im Mittel eine nutzbare Wärmeleistung von 40 MW_{th} auf, wobei die tatsächlich zu einem bestimmten Zeitpunkt verfügbare Leistung von der Temperatur im Vorlauf des Verbundnetzes

abhängt und anhand derselben Außentemperaturkurve, wie sie auch zur Ermittlung der Jahresheizwärmeprofile eingesetzt wurde, dynamisch in der Simulation berechnet wird. Der mit Heizöl betriebene Kessel dient der Absicherung der Leistung der Fernwärmeübergabestation, sodass der Einsatz von Heizöl bereits weitestgehend abgeschafft wurde (Fernheizwerk Neukölln AG 2019).

Um Steinkohle durch andere Energieträger zu ersetzen, bedarf es eines gezielten Ausbaus des Erzeugerparks. Für das Jahr 2020 sind zwei konkrete Maßnahmen geplant. Eine Maßnahme betrifft die Einbindung der gewerblichen Abwärme eines Betriebes im Versorgungsgebiet. Das Temperaturniveau der Abwärme ist mit deutlich über 100°C hoch genug für eine direkte Nutzung über einen Wärmetauscher. Das Unternehmen produziert aufgrund von Wochenenden und Feiertagen nur zu etwa 6.000 Stunden im Jahr. In der Simulation ist die gewerbliche Abwärme für die Wochentage aus der Wärmebereitstellung ausgeschlossen. Als weitere Maßnahmen sind ein weiteres gasbetriebenes BHKW mit einer Leistung von 2 MW_{th} geplant sowie der Einsatz einer Groß-Wärmepumpe in Kombination mit den BHKW, um derzeit nicht genutzte Abwärmeströme der BHKW auf ein nutzbares Temperaturniveau zu heben. In der Simulation wird von einer Quelltemperatur dieser Wärmequelle von konstant 30°C ausgegangen. Diese Wärmequelle steht real und in der Simulation immer nur bei gleichzeitigem Einsatz der BHKW zur Verfügung. Bei einem Teillastbetrieb der KWK findet der entsprechende Faktor, das heißt der Quotient aus genutzter Leistung und Nennleistung, auch auf diese Technologie Anwendung.

Diese beiden Maßnahmen wurden als Variante zum Status quo mit dem Modell simuliert, um die kurzfristige geplante Entwicklung abzubilden (s. Tab. 5.6).

Für die Modellierung wurden die Kessel jeweils nur für einen Energieträger ausgelegt und teils einzelne Kessel als mehrere (kleinere) Anlagen simuliert, um eine energieträgerspezifische Steuerung zu ermöglichen. Die Ergebnisse der Simulation in Bezug auf die Wärmemengen pro Technologie und Energieträger stimmen in etwa mit den in 2017 tatsächlich bereitgestellten Wärmemengen überein. Bei der Fernwärmeübergabe aus dem Verbundnetz wird davon ausgegangen, dass es sich um Wärme von Gas-KWK-Anlagen handelt. Damit ergeben sich Anteile an Wärme aus Erdgas von 71 % (kumuliert aus Wärme von der Fernwärmeübergabestation, Gas-KWK und Gaskessel), aus Steinkohle von 17 % und aus Biomasse 12 % (Holzpellets und Biomethan). Aus gewerblicher Abwärme stammen mit den geplanten Maßnahmen ca. 6 % der Wärme (s. Abb. 5.2).

Die PtH-Anlage kam in der Vergangenheit aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen kaum zum Einsatz. Für Strom zum Betrieb von PtH-Anlagen müssen die üblichen Entgelte, Abgaben und Umlagen gezahlt werden, auch wenn die Strombörsenpreise bei Null oder sogar im negativen Bereich liegen. Im Energiewirtschaftsgesetz (§ 14a EnWG) ist grundsätzlich die Möglichkeit angelegt, steuerbare Verbrauchseinrichtung über ein reduziertes Netzentgelt von einem Teil der Kostenlast zu befreien. Allerdings ist diese Möglichkeit auf den Bereich der Niederspannung begrenzt. PtH-Anlagen, die systemdienlich gefahren werden, indem beispielsweise dem Stromnetzbetreiber die Steuerung überlassen ist, könnten als steuerbare Verbrauchseinrichtung ebenfalls eine Reduktion der Entgelte erreichen, sofern eine Klarstellung erfolgt, dass die Regelung auf PtH-Anlagen zutrifft und eine Ausweitung auf höhere Spannungsebenen erfolgt (Doderer et al. 2018).

Tab. 5.6: Thermische Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien im Status quo

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Fernheizwerk Neukölln AG (2019)

Technologie	Wärmeleistung [MW _{th}]	
	Status quo (2017)	Mit geplanten Maßnahmen
Biomethan-BHKW	0,53	0,53
Biomethan-BHKW	0,53	0,53
Biomethan-BHKW	0,65	0,65
Gas-KWK	2,2	2,2
Gas-KWK	2,2	2,2
Gas-KWK	2,2	2,2
Gas-KWK	2,2	2,2
Fernwärmeübergabestation	40	40
Steinkohle- / Biomassekessel	23,9	23,9
Steinkohle- / Biomassekessel	23,9	23,9
Steinkohlekessel	23,2	23,2
Gaskessel	15,8	15,8
Gaskessel	7,9	7,9
Gaskessel	30	30
Heizölkessel	47	47
PtH	10	10
KWK-Wärmepumpe		1
Gewerbliche Abwärme		4
Gesamt	232	237

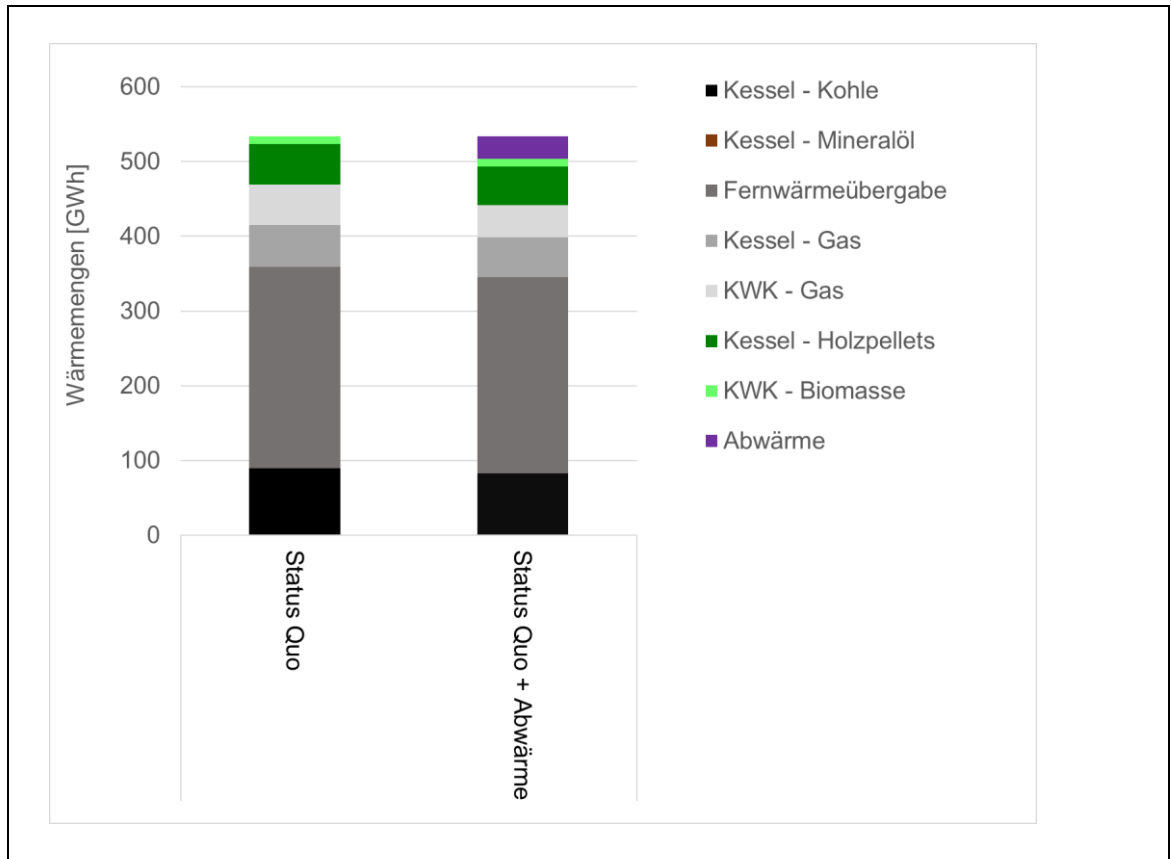


Abb. 5.2: Wärmemengen pro Technologie und Energieträger im Status quo

Quelle: IÖW, eigene Berechnung und Darstellung

5.2.3 Szenario Referenz

Das Szenario Referenz sieht einen organisatorisch vergleichsweise einfach umsetzbaren Erzeugerpark vor. Um den Kohleausstieg zu realisieren und den Anteil erneuerbarer Energien in der Fernwärme zu erhöhen, erfolgt ein Ausbau von gasbasierter KWK-Leistung und PtH. Die Nutzung von EE-Strom in der Fernwärme trägt zu einer Defossilisierung des Wärmesektors bei. Ein Vorteil der Sektorenkopplung liegt im Speicherpotenzial des Wärmenetzes. So kann flexibel und stromgeführt Wärme entweder kombiniert mit Strom erzeugt werden oder auch die Strom- und Wärmeerzeugung heruntergefahren werden und stattdessen erneuerbarer Strom verbraucht werden. Für die Wärmeverbrauchsspitzen werden in diesem Szenario nach wie vor Gas- und Biomasse-Kessel eingesetzt. Darüber hinaus wird als lokale Wärmequelle gewerbliche Abwärme in die Fernwärme integriert. Mögliche Abwärmelieferanten im Versorgungsgebiet sind Kaffeeröstereien, Großbäckereien sowie Unternehmen aus den Bereichen Druck- und Metallherzeugung.

Organisatorisch ist ein solcher Erzeugerpark insofern einfach umzusetzen, als dass ein Fernwärmebetreiber nahezu alle Anlagen wie gehabt selbst betreiben und als integrierter Versorger auftreten kann. Die erforderlichen technischen Kompetenzen und Erfahrungen liegen in den Unternehmen bereits vor. Der erforderliche Ausbau des Gasnetz- und Stromnetzanschlusses und in Zusammenhang mit der Nutzung gewerblicher Abwärme entstehen Abstimmungs-, Planungs- und Genehmigungsprozesse. Der Abstimmungsbedarf konzentriert sich auf die Akteure Gasnetz- und Strom-

netzbetreiber und die Unternehmen, die Abwärme liefern können. Die Genehmigungsanforderungen und -prozesse liegen ebenfalls weitgehend im Erfahrungsraum von Fernwärmebetreibern, die Einbindung gewerblicher Abwärme stellt hier gegebenenfalls die Ausnahme dar.

Die Dimensionierung der Anlagen (s. Tab. 5.7) orientiert sich an verschiedenen Aspekten. Die thermische Leistung der Fernwärmeübergabestation entspricht dem Status Quo. Die Dimensionierung des Biomassekessels richtet sich nach der aktuell durch den Netzbetreiber eingesetzten Menge an Biomasse. Größere Einsatzmengen an Biomasse erscheinen unrealistisch und sind auch aus Nachhaltigkeitsperspektive nicht sinnvoll, da erstens die vorhandenen Lagerkapazitäten am Standort des Fernheizwerks überschritten würden und zweitens, ein Abgleich der Biomassepotenziale und der eingesetzten Biomassemenge in Berlin und Brandenburg zeigt, dass das Biomassepotenzial aus der näheren Umgebung bereits jetzt schon ausgeschöpft ist (s. Kapitel 4.7).

Tab. 5.7: Thermische Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien beim Erzeugerpark im Referenz-Szenario

Quelle: IÖW. Eigene Berechnung und Darstellung

Technologie	Wärmeleistung für den Wärmbedarf in 2050 [MW _{th}]		
	Sanierungsrate 0,6 %	Sanierungsrate 1,5 %	Sanierungsrate 2,0 %
Gas-KWK	20	20	20
Gas-KWK	20	20	20
Fernwärmeübergabe	40	40	40
Biomassekessel	16	16	16
Gaskessel	40	40	40
Gaskessel	40	33	6
Gaskessel	22		
PtH	30	30	30
PtH	10	10	10
KWK-Wärmepumpe	4	4	4
Gewerbliche Abwärme	4	4	4
Gesamt	246	217	190

Die thermische Leistung der gewerblichen Abwärme entspricht dem aktuell bekannten Abwärmepotenzial eines konkreten Betriebes im Versorgungsgebiet (s. Kapitel 5.2.2). Es ist davon auszugehen, dass es im Versorgungsgebiet weitere geeignete Betriebe gibt, die – in gegebenenfalls geringerem Umfang und mit geringerem Temperaturniveau – Wärme bereitstellen könnten. Zugleich ist zu erwarten, dass die Betriebe in Zukunft effizienter produzieren werden und somit unter Umständen weniger Wärme pro Produktmenge anfallen wird. In der Summe schätzen die Autor/innen die

im Szenario berücksichtige Leistung an Abwärme als eher konservative Schätzung ein. Die Dimensionierung der gasbasierten KWK orientiert sich an einer angestrebten Volllaststundenzahl von 3.500 Stunden, die sich aus den Regelungen des ab 2020 geltenden KWKG ergibt (Bundesregierung 2018). Die Leistung der PtH-Anlagen entspricht der Leistung an KWK. Diese Kopplung mit dem Stromsektor ermöglicht es, zu Zeiten mit einem Mangel an EE-Strom, Strom durch KWK bereitzustellen, und zu Zeiten mit ausreichend EE-Strom in der Regelzone, diesen über PtH für die Wärmeerzeugung zu nutzen. Zugleich stellen KWK und PtH gegenseitige Redundanz dar, sodass im bei einem Ausfall einer Komponente die jeweils andere Technologie die Wärmebereitstellung gewährleisten kann. Die Dimensionierung der Gaskessel erfolgte so, dass sie die restliche Spitzenlast zur Verfügung stellen können sowie dass insgesamt ausreichend Redundanz zur Verfügung steht, das heißt das N-1-Kriterium erfüllt ist. Die Leistung des Gaskessels wurde dementsprechend für die unterschiedlichen Verbrauchsszenarien angepasst, da bei höheren Sanierungsraten und -tiefen geringere Wärmemengen und -leistungen erforderlich sind.

Aus der energetischen Bilanzierung ergeben sich für 2030 Anteile an Wärme aus Erdgas von 75 bis 77 % abhängig von der Sanierungsrate (s. Abb. 5.3). Es handelt sich dabei um den kumulierten Wert aus Wärme von der Fernwärmeübergabestation, Gas-KWK und Gaskessel. Aus Biomasse stammen etwa 12 % aus gewerblicher Abwärme 8 % und aus PtH etwa 4 %. In 2050 sind die Unterschiede zwischen den Verbrauchsszenarien größer. Insgesamt wird im ambitionierten Sanierungsszenario deutlich weniger Fernwärme erzeugt als im Referenz-Szenario. Dies wirkt sich positiv auf den erzielbaren Anteil an erneuerbarer Wärme und Abwärme im Fernwärmemix aus. So

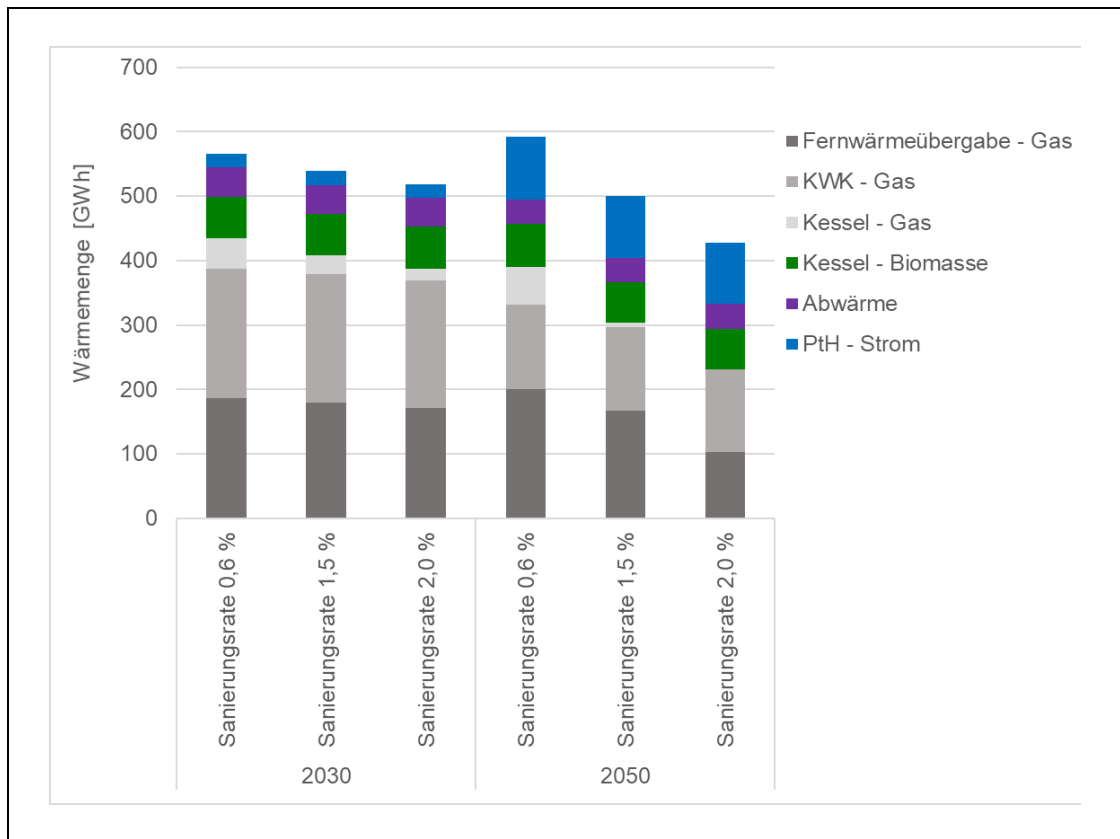


Abb. 5.3: Referenzszenario: Wärmemengen pro Technologie und Energieträger in 2050 bei unterschiedlichen Verbrauchsszenarien

Quelle: IÖW, eigene Berechnung und Darstellung

liegt der Anteil an Wärme aus Gas zwischen 54 und 66 %, der Anteil aus Biomasse zwischen 15 und 11 %, der Anteil aus gewerblicher Abwärme zwischen 9 und 6 % und der Anteil aus PtH zwischen 22 und 17 % (als erstes ist immer das Szenario mit Sanierungsrate 0,6 % genannt, als zweites das Szenario mit 2,0 % Sanierungsrate).

Abb. 5.4 zeigt die Jahresdauerlinie für dieses Erzeugerszenario beispielhaft für das Verbraucherszenario mit 2,0 % Sanierungsrate und für den Zeitpunkt 2030.

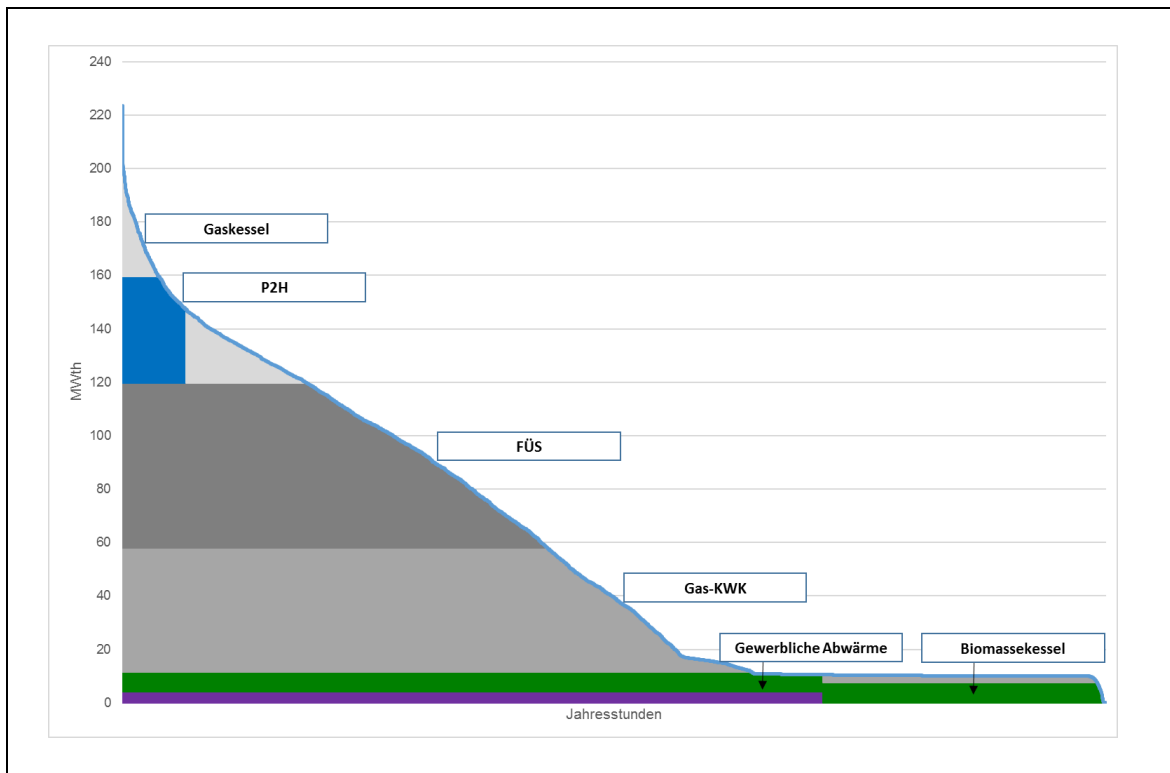


Abb. 5.4: Referenzszenario: Jahresdauerlinie für das Verbraucherszenario mit 2,0 % Sanierungsrate zum Zeitpunkt 2030

Quelle: IÖW, eigene Berechnung und Darstellung

Für die energetische Bilanzierung spielt es keine Rolle, ob in den Kesseln und KWK-Anlagen Erdgas oder synthetisches Gas eingesetzt wird. Das unterstellte Gasmisch beeinflusst jedoch in hohem Maße die Ergebnisse der ökologischen und ökonomischen Bewertung (s. Kapitel 6 und 7).

Mit Erdgas lässt sich langfristig keine Klimaneutralität erreichen. Soll Fernwärme zukünftig klimaneutral erzeugt werden, so umfasst dies die Substitution von Erdgas durch synthetisches Gas. Da synthetisches Gas aktuell noch sehr teuer ist und erneuerbarer Strom nicht in hinreichenden Mengen zur Verfügung steht, geht die vorliegende Arbeit davon aus, dass es sich bis 2030 bei dem eingesetzten Gas ausschließlich um Erdgas handelt. Die langfristige Preisentwicklung für synthetisches Gas ist mit hohen Unsicherheiten behaftet. Einigen Prognosen zufolge wird synthetisches Gas auch im Jahr 2050 noch teurer sein als Erdgas. Somit ist es nicht auszuschließen, dass aus ökonomischen Gründen auch in 2050 noch Erdgas eingesetzt wird, sofern der regulatorische Rahmen dies nicht verhindert. Um die Bandbreite möglicher Entwicklungen abzubilden, werden für den

Betrachtungszeitpunkt 2050 unterschiedliche Varianten mit 100 %igem Einsatz von Erdgas sowie 100 %igem Einsatz von synthetischem Gas aus EE-Strom angenommen. Bei synthetischem Gas stellt sich die Frage, zu welchen Teilen es sich um Wasserstoff und Methan handelt. Die Herstellung von Wasserstoff benötigt nur einen Verfahrensschritt, sodass der Wirkungsgrad bei der Umwandlung von Strom zu Gas höher und das Produkt günstiger ist als synthetisches Methan. Die Wärmeerzeugungsanlagen erlauben laut Fernwärmebetreiber aus technischer Sicht Anteile von Wasserstoff im Gasgemisch von bis zu 30 %. Die vorliegende Arbeit geht von einem Wasserstoffanteil bezogen auf den Energiegehalt des Gasmixes von 10 % aus (entspricht ca. 27 % Volumenprozent). Gesetzlich zulässig ist derzeit ein Anteil von fünf Volumenprozent Wasserstoff im deutschen Gasnetz. Eine Toleranzerhöhung auf 10 % wird von Experten als unkritisch eingeschätzt und im Zuge der Sektorenkopplung anvisiert (Müller-Syring und Henel 2014; Deutscher Bundestag 2019). Denkbar sind höhere Anteile, wenn eine Elektrolyse vor Ort erfolgen kann. Grundsätzlich hat dies auch den Vorteil, dass die Abwärme aus dem Verfahren in die Fernwärme eingebunden werden könnte. Eine Abwärmenutzung wurde jedoch nicht modelliert.

5.2.4 Szenario „Lokale Wärme hoch“

Das Szenario „Lokale Wärme hoch“ verfolgt einen konträren Ansatz. Die im Versorgungsgebiet identifizierten Potenziale an lokaler erneuerbarer Wärme und Abwärme sollen möglichst umfassend in der Fernwärmeerzeugung genutzt werden. Die Dimensionierung der Anlagen richtet sich somit nach dem nutzbaren Potenzial der jeweiligen Wärmequelle. Bei der gewerblichen Abwärme entspricht das Vorgehen dem des Referenz-Szenarios. Bei der tiefen Geothermie wird von einer Bohrung in eine Tiefe von 3 bis 4 km ausgegangen, sodass Temperaturen von über 100°C erreicht werden und eine direkte Nutzung der Wärme im Fernwärmenetz möglich ist. Mit einer solchen Bohrung lässt sich laut Einschätzung des GFZ eine Anlage mit einer thermischen Leistung von 4 bis 5 MW_{th} realisieren (Saadat 2018). Eine Begrenzung der Volllaststunden existiert nur durch Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten. Aus ökonomischen Gründen ist aufgrund der hohen Investitionskosten eine maximale Volllaststundenzahl anzustreben. Die Temperaturen der Wärmequellen Ab- und Flusswasser bedürfen einer Wärmepumpe, um die Temperatur der Wärme auf ein nutzbares Temperaturniveau zu heben. Aus ökonomischen Gründen ist ein Einsatz der Wärmepumpen von mindestens 4.000 Vlh anzustreben. Bei den aktuell hohen Vorlauftemperaturen im Wärmenetz erscheint eine Einbindung in den Rücklauf sinnvoll, sodass die nachgeordneten Heizkessel weniger Arbeit leisten müssen, um die Wärme auf das benötigte Temperaturniveau anzuheben. Alternativ kann eine Vorlaufeinspeisung erfolgen. Dies wird vor allem dann interessant, wenn ein sehr ambitioniertes Sanierungsszenario erreicht wird und in der Folge die Temperatur im Wärmenetz sinkt. Die Frage der Vor- oder Rücklaufeinspeisung ist abhängig von den tatsächlichen und den in näherer Zukunft erwarteten Vorlauftemperaturen für die Umsetzung von Pilotanlagen weiter zu prüfen. Die Wärmeleistung der Erzeugungsanlagen ist in Tab. 5.8 dargestellt.

Die Wärmebereitstellung und -einspeisung der Anlagen in das Fernwärmenetz hängt nicht nur von der Rangordnung bei der Einsatzplanung der Erzeugungsanlagen ab, sondern auch von externen Faktoren wie der saisonalen Verfügbarkeit der Wärmequelle. Ganzjährig stehen tiefe Geothermie, Abwasserwärme und gewerbliche Abwärme zur Verfügung. Bei der gewerblichen Abwärme ist die maximale Wärmemenge dadurch begrenzt, dass an Wochenenden und Feiertagen keine Produktion stattfindet. Flusswasserwärme und Solarthermie sind vor allem in den Sommer- und den Übergangsmonaten verfügbar. Die Wärmemenge pro Anlagentyp, die sich in den unterschiedlichen Verbrauchsszenarien aus der energetischen Bilanzierung ergibt, zeigt Abb. 5.5.

Tab. 5.8: Thermische Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien beim Erzeugerpark im Referenzszenario

Quelle: IÖW. Eigene Berechnung und Darstellung

Technologie	Wärmeleistung für den Wärmbedarf in 2050 [MW _{th}]		
	Sanierungsrate 0,6 %	Sanierungsrate 1,5 %	Sanierungsrate 2,0 %
Gas-KWK	20	20	20
Gas-KWK	20	20	20
Fernwärmeübergabe	40	40	40
Biomassekessel	20	20	20
Gaskessel	40	40	40
Gaskessel	40	29	2
Gaskessel	18		
PtH	30	30	30
PtH	10	10	10
KWK-Wärmepumpe	4	4	4
Gewerbliche Abwärme	4	4	4
Tiefe Geothermie	4,5	4,5	4,5
Flusswasserwärmepumpe (drei Anlagen aufsummiert)	11,6	11,6	11,6
Abwasser-Wärmepumpe (11 Anlagen aufsummiert)	20,9	20,9	20,9
Solarthermie – hier m ² Kollektoren (19 Anlagen aufsummiert)	56.000	56.000	56.000
Gesamt	305	276	249

Aus der energetischen Bilanzierung ergeben sich für 2030 Anteile an Wärme aus Erdgas von 41 % bis 44 % abhängig von der Sanierungsrate (kumulierter Wert aus Fernwärmeübergabestation, Gas-KWK und Gaskessel.) Aus Wärmepumpen stammen zwischen 27 % und 30 % der Wärme (vornehmlich aus Abwasser), aus Biomasse 11 %, aus Geothermie 7 %, aus gewerblicher Abwärme 5 % - 6 % und aus Solarthermie und PtH jeweils knapp 4 %. Abb. 5.6 zeigt die Jahresdauerlinie für dieses Erzeugerszenario für das Verbraucherszenario mit 2 % Sanierungsrate für 2030.

In 2050 sind die Unterschiede zwischen den Verbrauchsszenarien größer. Der geringere Fernwärmeabsatz in den ambitionierteren Sanierungsszenarien wirkt sich positiv auf den erzielbaren Anteil an erneuerbarer Wärme und Abwärme im Fernwärmemix aus. So liegt der Anteil an Wärme aus Gas nur noch zwischen 22 % und 37 % (als erstes ist das Szenario mit Sanierungsrate 0,6 % genannt, als zweites das Szenario mit 2 % Sanierungsrate). Im Vergleich zu 2030 nimmt vor allem der Anteil an Wärme aus PtH auf bis zu 14 % zu. Biomasse wird beim Verbrauchsszenario mit einer Sanierungsrate von 2 % merklich weniger eingesetzt, sodass die Biomasseressourcen geschont werden.

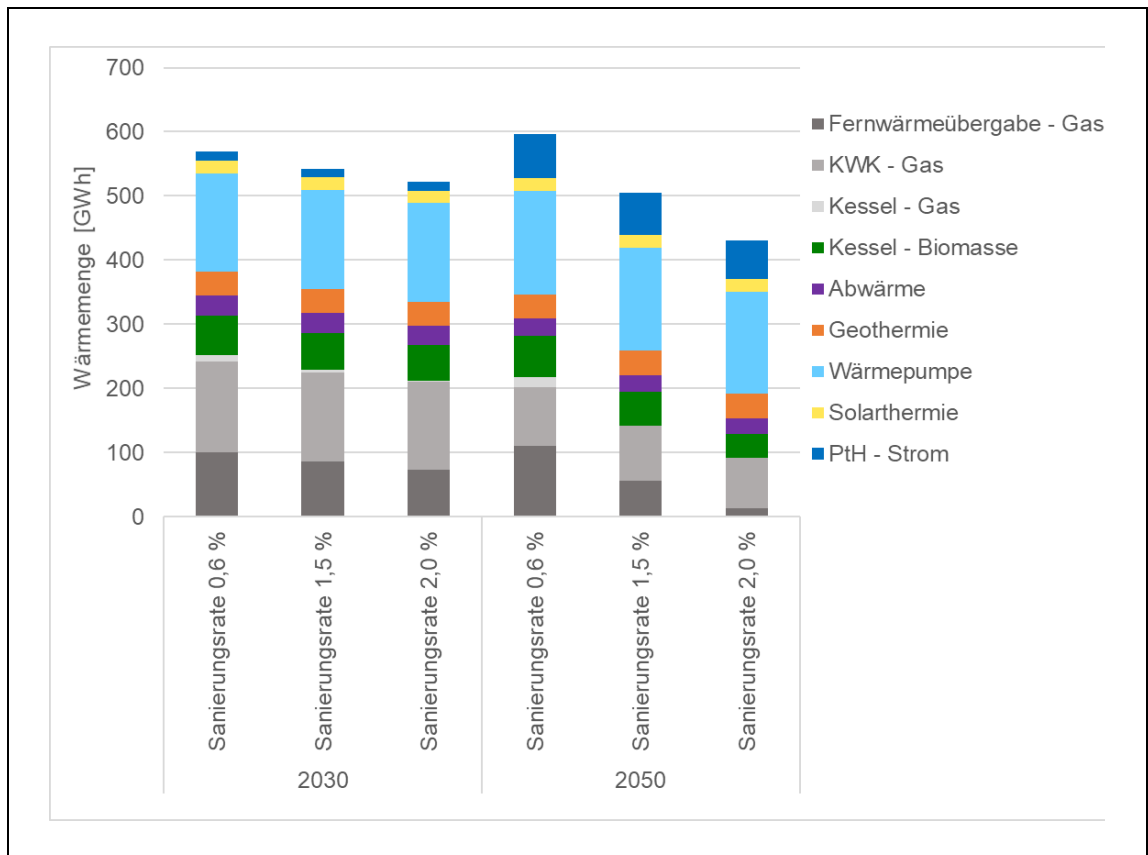


Abb. 5.5: Szenario „Lokale Wärme hoch“: Wärmemengen pro Technologie und Energieträger in 2030 und 2050 bei unterschiedlichen Verbrauchsszenarien

Quelle: IÖW, eigene Berechnung und Darstellung

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass vor allem bei den Wärmepumpen durch Vereinfachungen in der Modellierung Unsicherheiten bestehen. Dies betrifft zum Beispiel die Frage der Lokalität der Anlagen. Die Modellierung geht von einem Anlagenstandort für alle Erzeuger aus. In der Realität handelt es sich aber bei den Wärmepumpen um dezentrale Anlagen, die dem Wärmepotenzial entsprechend über das gesamte Versorgungsgebiet verstreut liegen. Zwischen den Anlagen treten Wärmenetzverluste auf, die bei der Simulation der Erzeuger nicht berücksichtigt sind. Ebenfalls nicht Teil der Simulation war die Frage nach der hydraulischen Machbarkeit. Als Ergebnis der Modellierung ergaben sich bei den Wärmepumpen Jahresarbeitszahlen von etwa 3. Inwiefern sich Jahresarbeitszahlen in dieser Größenordnung im realen Betrieb wiederfinden, lässt sich nur über Pilotanlagen und deren Monitoring überprüfen.

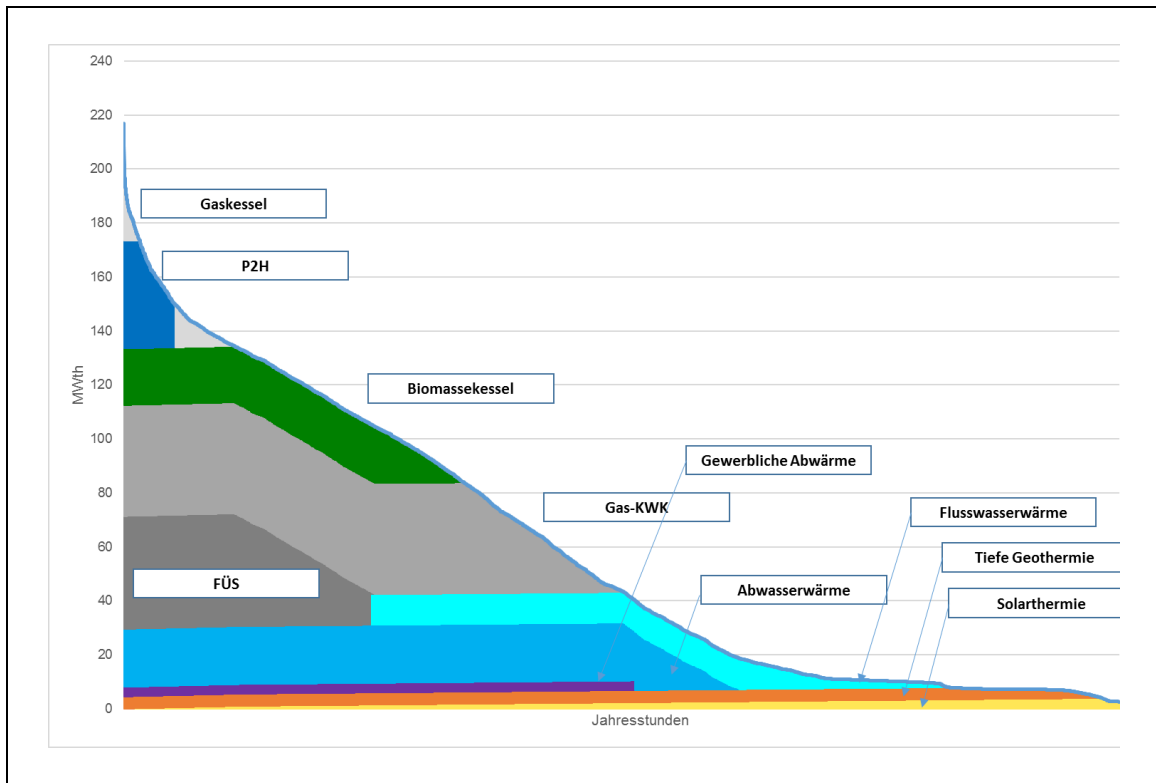


Abb. 5.6: Szenario „Lokale Wärme hoch“: Jahresdauerlinie für das Verbraucherszenario mit 2 % Sanierungsrate zum Zeitpunkt 2030

Quelle: IÖW, eigene Berechnung und Darstellung

Trotz der Unsicherheiten lassen sich einige Schlussfolgerungen ziehen. In den Sommermonaten, wenn die Fernwärmeabnahme auf Warmwasser begrenzt und damit gering ist, steht viel Wärme aus lokalen Wärmequellen zur Verfügung. Aufgrund dieser saisonalen Effekte sowie der damit in Zusammenhang stehenden Konkurrenzen zwischen den Wärmeerzeugungsanlagen treten Verdrängungseffekte auf, wodurch die Potenziale an lokaler Wärme bei maximal möglicher installierter Leistung nicht komplett genutzt werden können. Geringere Wärmemengen als im Szenario Referenz stellen vor allem die PtH-Anlagen bereit, da sie in der Rangordnung hinter den lokalen Wärmequellen geschaltet sind. Dies ist aus Sicht der Ressourcenschonung durchaus sinnvoll, da der erneuerbare Strom dann für andere Nutzungsformen zur Verfügung steht. Allerdings wird auch das Potenzial an gewerblicher Abwärme nicht komplett ausgeschöpft, da im Sommer Konkurrenz durch tiefe Geothermie und Solarthermie besteht. Eine weitere Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien und Abwärme wie auch eine möglichst umfassende Ausschöpfung der Potenziale in diesem Szenario ließe sich durch einen saisonalen Speicher erreichen. Ohne Speicher lässt sich der Gasanteil im ambitioniertesten Verbrauchsszenario auf bis zu 22 % reduzieren, was aus ökologischer und ökonomischer Perspektive relevant ist (s. Kapitel 6 und 7).

5.2.5 Szenario „Lokale Wärme mittel“

Da einige Hemmnisse bestehen, die die Erschließung der lokalen Wärmequellen erschweren, beschränkt sich das Szenario „Lokale Wärme mittel“ auf die aus Sicht der Autor/innen kurzfristig erschließbaren Potenziale. Die Einordnung in kurzfristig und längerfristig erschließbare Wärmequellen berücksichtigt technische und räumliche Aspekte sowie die Einschätzung von Praxisakteuren. Tab. 5.9 führt die Wärmeleistung der Erzeugungsanlagen auf.

Tab. 5.9: Thermische Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien beim Erzeugerpark im Szenario „Lokale Wärme mittel“

Quelle: IÖW. Eigene Berechnung und Darstellung

Technologie	Wärmeleistung für den Wärmebedarf in 2050 [MW _{th}]		
	Sanierungsrate 0,6 %	Sanierungsrate 1,5 %	Sanierungsrate 2,0 %
Gas-KWK (2 Anlagen, 20 MW _{th})	40	40	40
Fernwärmeübergabe	40	40	40
Biomassekessel	16	16	16
Gaskessel	40	40	40
Gaskessel	40	33	6
Gaskessel	22		
PtH	30	30	30
PtH	10	10	10
KWK-Wärmepumpe	4	4	4
Gewerbliche Abwärme	4	4	4
Tiefe Geothermie	4,5	4,5	4,5
Flusswasserwärmepumpe	1,6	1,6	1,6
Abwasser-Wärmepumpe (2 Anlagen aufsummiert)	3,1	3,1	3,1
Gesamt	255	226	199

Bei der Abwasserwärme beschränkt sich das Szenario auf die beiden Pumpwerke im Versorgungsgebiet. Bei den Pumpwerken ist davon auszugehen, dass in den Bauwerken ausreichend Platz für die Installation einer Wärmepumpe besteht, was in dem hochverdichteten und von großen Straßen durchzogenen Gebiet bei den Kanälen nicht unbedingt der Fall ist. In einigen Straßenzügen ist aufgrund kurzzeitig zurückliegender Bautätigkeiten zudem nicht davon auszugehen, dass die Straßen zeitnah wieder aufgerissen werden. Bei der Flusswasserwärme wird nur der Neuköllner Schifffahrtskanal berücksichtigt, da hier die Installation von Wärmetauscher und Wärmepumpe direkt am Standort des Anlagenparks des Fernwärmebetreibers möglich wäre. Dies lässt die Inanspruchnahme von Fördermitteln zu, wenn Wärmepumpen in Kombination mit KWK-Anlagen errichtet werden würden (innovative KWK). Solarthermie ist in diesem Szenario nicht vorgesehen. Ein Grund hierfür ist die Flächenkonkurrenz mit PV, die derzeit aus wirtschaftlichen Gründen häufig bevorzugt wird. Zudem sind die Dächer teilweise statisch nicht in der Lage, die relativ schweren Kollektoren inklusive Medium zu tragen. Eine Errichtung von Solarthermie-Anlagen wäre in diesen Fällen nur in Kombination mit einer Erneuerung oder Verstärkung der Dachkonstruktion möglich. Die Potenziale an gewerblicher Abwärme und tiefer Geothermie sind in gleicher Weise wie im Szenario „Lokale

Wärme hoch“ berücksichtigt. Die Dimensionierung und Priorisierung der Anlagen in der Erzeugerschaltung entsprechen dem Vorgehen in Szenario „Lokale Wärme hoch“.

Aus der energetischen Bilanzierung ergeben sich für 2030 Anteile an Wärme aus Gas von 62 % bis 65 % abhängig von der Sanierungsrate (s. Abb. 5.7). Es handelt sich dabei um den kumulierten Wert aus Wärme von der Fernwärmeübergabestation, Gas-KWK und Gaskesseln.

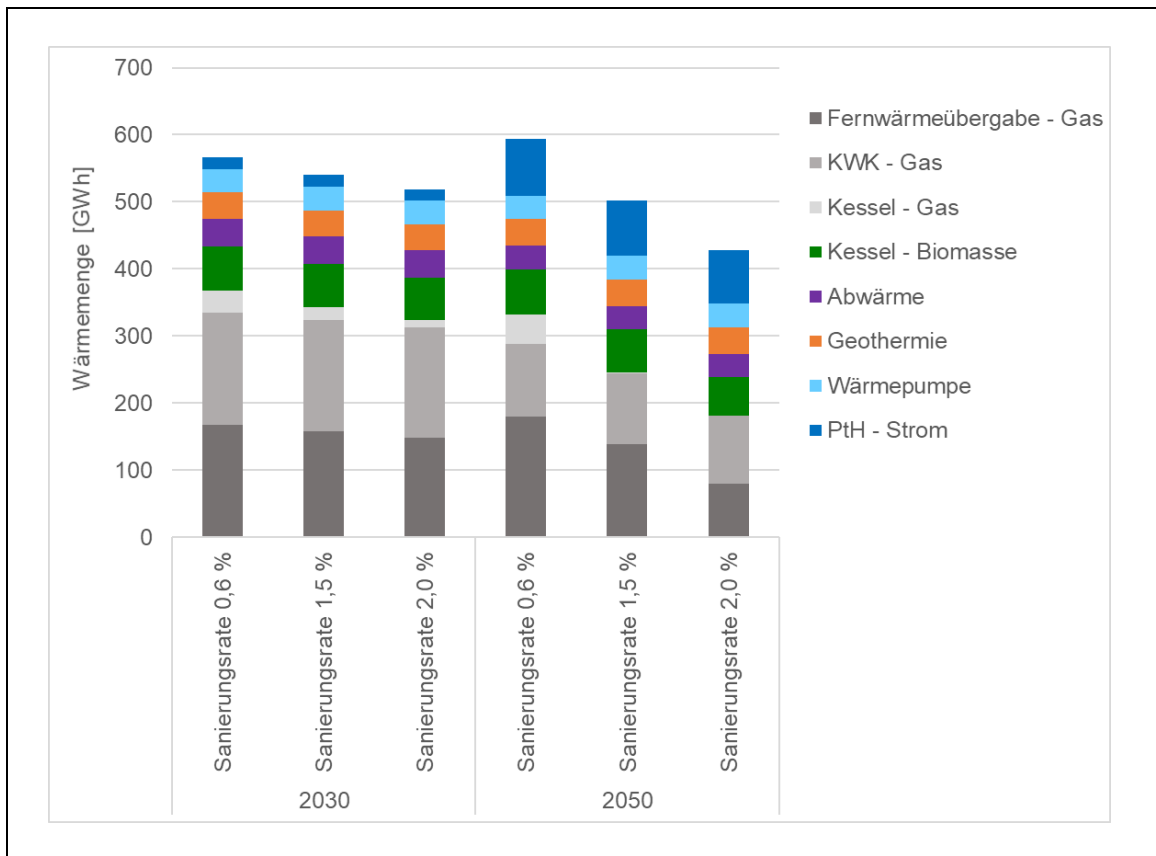


Abb. 5.7: Szenario „Lokale Wärme mittel“: Wärmemengen pro Technologie und Energieträger in 2030 und 2050 bei unterschiedlichen Verbrauchsszenarien

Quelle: IÖW, eigene Berechnung und Darstellung

Aus Wärmepumpen stammen in 2030 knapp 7 % der Wärme (vornehmlich aus Abwasser), aus Biomasse 12 %, aus Geothermie 7 % bis 8 %, aus gewerblicher und KWK-Abwärme 7 % bis 8 % und aus PtH 3 %. In 2050 sind die Unterschiede zwischen den Verbrauchsszenarien wieder größer. Der Anteil an Wärme aus Gas liegt zwischen 42 % und 56 %, der Anteil aus Wärmepumpen zwischen 8 % und 6 %, der Anteil aus Biomasse zwischen 14 % und 11 %, der Anteil aus Geothermie zwischen 9 % und 7 %, der Anteil aus gewerblicher Abwärme zwischen 8 % und 6 % und der Anteil aus PtH zwischen 19 % und 14 % (als erstes ist immer das Szenario mit Sanierungsrate 0,6 % genannt, als zweites das Szenario mit 2 % Sanierungsrate). Im Vergleich zu Szenario „Lokale Wärme hoch“ sind die Unsicherheiten, die sich aus der Hydraulik und der Lokalität der Anlagen ergeben, geringer, da insgesamt weniger dezentrale Wärmeerzeugungsanlagen vorliegen und insbesondere auch weniger Anlagen, die Niedertemperaturwärme in den Rücklauf einspeisen.

5.2.6 Objektbezogene Versorgung

Neben einer Versorgung mit Fernwärme kommt eine objektbezogene Wärmebereitstellung mit dezentralen Erzeugungsanlagen in Frage. Als Referenzgebäude, für die ein Vergleich einer Fernwärmeversorgung mit einer objektbezogenen Versorgung erfolgt, dienen ein Altbau-Mehrfamilienhaus in unsaniertem sowie nach EnEV-Standard sanierten Zustand sowie ein neueres Gebäude mit einem spezifischen Wärmebedarf von 75 kWh/m²a (Heizwärme und Trinkwarmwasser). Die Wärmebedarfe des Altbaus betragen 168 kWh/m²a im unsanierten und 103 kWh/m²a im sanierten Zustand. Bei den Referenz-Erzeugersystemen wird davon ausgegangen, dass diese über eine zentrale Warmwasserheizung verfügen. Des Weiteren wurde angenommen, dass die Vorlauf-/Rücklauftemperatur bei dem Bestandsgebäude im unsanierten Zustand 90°C/70°C beträgt, im sanierten Zustand 70°C/55°C und bei dem neueren Gebäuden 45°C/35°C. Es werden folgende Wärmeerzeuger untersucht:

- Niedertemperatur-Öl-Kessel (Öl-NT)
- Niedertemperatur-Gas-Kessel (Gas-NT)
- Brennwert-Gas-Kessel (Gas-BW)
- Brennwert-Gas-Kessel mit Solarthermie (Gas-BW + ST)
- Luft-Wärmepumpe (bei Altbauten im Hybrid mit einem Gaskessel) (Luft-WP).

In unsanierten Altbauten ist ein ausschließlicher Einsatz von Wärmepumpen aufgrund der hohen Wärme- und Temperaturbedarfe aus Effizienzgründen nicht sinnvoll. Es wurde daher für das Bestandsgebäude ein hybrides System aus Gaskessel und Luft-Wärmepumpe angenommen, für den Neubau hingegen der monovalente Einsatz einer Luft-Wärmepumpe. Darüber hinaus erfolgte als Variante eine Kombination der Wärmepumpen mit einer PV-Anlage auf dem Dach, die einen Teil des erforderlichen Stroms als Eigenverbrauch bereitstellt.

6 Ökonomische Bewertung

6.1 Vorgehen bei der ökonomischen Bewertung

Um die Wirtschaftlichkeit der Erzeugeroptionen über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren möglichst ganzheitlich zu bewerten und untereinander vergleichbar zu machen, kommt die Annuitätenmethode nach Richtlinie 2067 des Vereins Deutscher Ingenieure e.V. genutzt (VDI 2000) zum Einsatz. Dabei werden für jede Versorgungsvariante sämtliche Ein- und Auszahlungen, die für verschiedene Technologien der Wärmeerzeugung innerhalb der Nutzungsdauer anfallen, gleichmäßig über den Betrachtungszeitraum verteilt und in einer jährlichen Zahlung, der Annuität, zusammengefasst. Die Anwendung eines Kalkulationszinses berücksichtigt Opportunitätskosten der Investition. Mithilfe einer angenommenen Inflationsrate werden die Kosten und Erlöse auf ein heutiges Preisniveau abgezinst und so untereinander vergleichbar gemacht. Mittels spezifischer Preisänderungsraten für einzelne Kostenpositionen werden auch erwartete zukünftige Marktentwicklungen berücksichtigt. Folgende Kosten- und Erlöspositionen werden gesondert in der Annuitätenmethode ausgewiesen:

- Kapitalgebundene Kosten: Anlageninvestition, Nebenkosten und Ersatzinvestitionen;
- Betriebsgebundene Kosten: Wartung und Instandhaltung;
- Verbrauchsgebundene Kosten: Brennstoff- und Hilfsenergiekosten; Erlöse von Koppelprodukten, wie bspw. elektrischer Strom in wärmegeführten KWK-Anlagen.

Die Annuitäten der Erlöse von Koppelprodukten werden als Gutschrift von den Kostenannuitäten abgezogen. So ergibt sich für jedes Szenario eine Kostenannuität zur Wärmeproduktion. Um für die Erzeugerszenarien Wärmegestehungskosten (Euro/kWh_{th}) zu berechnen, werden diese Kostenannuitäten durch die durchschnittlichen jährlichen Wärmemengen des jeweiligen Erzeugerszenarios geteilt (Kost et al. 2013). Die so errechneten Wärmegestehungskosten stellen naturgemäß eine Abstraktion der Realität dar und sind nicht unmittelbar mit den Wärmegestehungskosten, die im Betrieb eines Wärmeerzeugers erlebt werden, vergleichbar. Vielmehr dienen sie dazu, unterschiedliche Erzeugerszenarien und ihre spezifischen Abhängigkeiten von Einflussfaktoren zu bewerten und in einer leicht zu interpretierenden Zahl abzubilden. Die mit der Annuitätenmethode eingenommene Perspektive einer ex ante Investitionsrechnung entspricht der Zielsetzung des Projektes potenzielle zukünftige Ausgestaltungsvarianten der urbanen Wärmeversorgung zu bewerten.

Die berücksichtigten Kosten- und Erlösbestandteile werden im Folgenden kurz skizziert. Die Datengrundlagen für die Investitions- und Betriebskosten, die Brennstoffkosten sowie die Preisänderungsraten und kalkulatorischen Zinssätze finden sich im Anhang ab Seite 121. Bei dem angenommenen Eigenkapitalanteil von 20 %, einem Eigenkapitalzins von 10 % p.a. und einem Fremdkapitalzins von 4 % p.a. sowie einer Bereinigung um eine angenommene Inflationsrate von 2 % p.a. ein realer Mischzins in Höhe von 3,5 % p.a., der in die Berechnung der Wärmegestehungskosten der einzelnen Erzeugungsanlagen eingeht.

Ein entscheidender Faktor bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Wärmeerzeugungstechnologien sind die anfänglich anfallenden Investitions-, Planungs- und Installationskosten. Diese Kosten werden in den kapitalgebundenen Kosten zusammengefasst und als jährliche Abschreibung über den Betrachtungszeitraum abgebildet. In die kapitalgebundenen Kosten fließen auch die Zinsen auf Fremdkapital sowie kalkulatorische Zinsen auf das aufgebrauchte Eigenkapital ein. Sollte die erwartete Nutzungsdauer einer Technologie kleiner sein als der Betrachtungszeitraum, wird der Barwert zukünftig notwendiger Ersatzinvestitionen zu den kapitalgebundenen Kosten addiert. Übersteigt die Nutzungsdauer einer Technologie den Betrachtungszeitraum, wird der Barwert des Restwerts von den kapitalgebundenen Kosten abgezogen. Dabei wird nicht genauer festgelegt, ob Anlagen mit einer Restlaufzeit tatsächlich noch verkauft oder anderweitig genutzt werden können. Vielmehr wird auch dieser Aspekt nur kalkulatorisch einbezogen.

Über den Betrachtungszeitraum, der auf 20 Jahre festgelegt ist, fallen für jede Erzeugertechnologie Kosten für den Betrieb der Anlage an, die Personal-, Wartungs- und Instandhaltungskosten beinhalten. Für manche Technologien, wie BHKW, stehen Betriebskosten in direkter Abhängigkeit zu den erzeugten Energiemengen, was sich auch in entsprechenden laufzeitgebundenen Wartungsverträgen widerspiegelt. Bei anderen Technologien entstehen Kosten unabhängig von den erzeugten Energiemengen, beispielsweise bei den Reinigungskosten von Photovoltaikanlagen.

Eine zusätzliche wichtige Kostenkomponente sind die verbrauchsgebundenen Kosten, die sowohl die Kosten für den Primärenergieverbrauch als auch die Kosten für die benötigte Hilfsenergie der Erzeugertechnologien abbilden. Die erwarteten Preisentwicklungen der jeweiligen Brennstoffe und von Strom als Hilfsenergie werden in der Annuität der verbrauchsgebundenen Kosten gebündelt.

Bei hohen Anteilen der verbrauchsgebundenen Kosten an den gesamten Kosten können die Preisänderungsraten über die Lebensdauer einen großen Einfluss auf die Wärmegestehungskosten haben. So ist beispielsweise für die noch in Entwicklung befindliche Herstellung von synthetischem Gas eine größere negative Preisentwicklung angesetzt. Sofern in einem der Szenarien Strom durch ein BHKW oder eine PV-Anlage bereitgestellt werden, ist es möglich die potenzielle Eigenstromnutzung in den verbrauchsgebundenen Kosten zu berücksichtigen. Dazu werden die Stromgestehungskosten für die stromerzeugenden Anlagen errechnet, um damit zum Eigenverbrauch bereitgestellte Strommengen zu bewerten. Für Szenarien, die aufgrund ihrer Erzeugerzusammensetzung eine Teilnahme am EU-Emissionshandel voraussetzen, sind die Kosten für die jährlich benötigten Emissionszertifikate den verbrauchsgebundenen Kosten zugeordnet. Dafür wurden die Standardfaktoren für Emissionsfaktoren der Deutschen Emissionshandelsstelle genutzt (DEHSt 2018). Bei BHKW und PV-Anlagen werden durch die Vermarktung bzw. die Stromeinspeisung Erlöse erzielt, die die Wirtschaftlichkeit dieser Technologien positiv beeinflussen. Aus den Erlösen wird mit einem preisdynamischen Annuitätenfaktor eine jährliche Einzahlung berechnet, die von den summierten Kostenannuitäten abgezogen wird.

Als Input für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dienen die Ergebnisse der modellbasierten technisch-energetischen Simulation (s. Kapitel 5.2). Die Simulation liefert die Eingangsparameter, die für die Wirtschaftlichkeitsbewertung genutzt werden. Dazu gehören:

- Erzeugertechnologie und thermische und elektrische Anlagenleistung,
- verbrauchte Brennstoffmengen pro Jahr,
- verbrauchte Strommengen pro Jahr (Netzbezug und aus der Eigenerzeugung),
- erzeugte Wärmemengen, sowie
- Strommengen (zur Netzeinspeisung und zur Eigennutzung durch andere Anlagen im System).

Dieses Vorgehen ermöglicht die potenzielle Nutzung von Eigenstrom aus BHKW oder PV abzubilden und die resultierenden Effekte auf die Wirtschaftlichkeit des Szenarios zu untersuchen.

Die konkreten, mit Wärmegestehungskosten bewerteten und verglichenen Wärmeversorgungs-szenarien sind in Kapitel 5.2 als Ergebnis der technisch-energetischen Simulation vorgestellt.

Für die Ermittlung der Kosten der energetischen Gebäudesanierung als eine Säule der Wärmeversorgung im Sinne einer verbesserten Gebäudeeffizienz werden die aktuellen Kosten für verschiedene Sanierungsmaßnahmen an mehreren Gebäudeteilen zusammengetragen und mit den in Kapitel 5.1 beschriebenen Szenarien zur Entwicklung der Energieeffizienz im Gebäudebestand verrechnet. Zu den betrachteten Sanierungsmaßnahmen gehören:

- Dämmung der Außenwand (Wärmedämmverbundsystem),
- Dämmung der obersten Geschossdecke,
- Dämmung des Dachs,
- Dämmung der Kellerdecke (unterseitig),

- Austausch von Fenstern,
- Austausch von Heizkörpern inkl. hydraulischen Abgleich.

Die relevanten Kostendaten wurden dem Baupreislexikon entnommen (F:DATA GMBH 2019). Diese Datenbank ermöglicht eine Anpassung der Dämmstoffe und Dämmstärken auf die in Kapitel 5.1 vorgestellten Annahmen zu den Sanierungsszenarien. Zugleich erlaubt die Datenbank den Ab- ruf regionalspezifischer Kostendaten für das Land Berlin.

Für Beispielgebäude erfolgte ein Abgleich der sich in der Summe ergebenden Investitionskosten mit Werten aus Kostenrechnern. Die auf Basis der Angaben im Baupreislexikon errechneten Werte fallen etwas geringer aus. Gründe können darin liegen, dass bauliche Besonderheiten wie Erker, Balkone etc., die eine Sanierung verteuern können, nicht berücksichtigt sind. Aus diesem Grund erfolgte ein pauschaler Aufschlag von 15 % auf die Sanierungskosten.

6.2 Ergebnisse der ökonomischen Bewertung

Die Wärmegestehungskosten der Erzeugungsanlagen hängen neben den Marktbedingungen, wie etwa den Energiepreisen, teilweise auch stark von den erreichten Volllaststunden ab. Je höher der Anteil der Investitionskosten an den Gesamtkosten, umso wichtiger ist eine hohe Auslastung für die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Dies gilt z. B. für die tiefe Geothermie, bei der die Wärmegestehungskosten mit zunehmender Volllaststundenzahl deutlich sinken (s. Abb. 6.1) und die daher bei der Einsatzreihenfolge der Erzeuger in der Simulation die höchste Priorität zugewiesen bekommt.

Die Wärmegestehungskosten für die Fernwärme insgesamt errechnen sich aus den Annuitäten (Investitionskosten und laufende Kosten) bezogen auf die insgesamt erzeugte Wärmemenge. Damit ermöglicht diese Kenngröße einen schnellen, ökonomischen Vergleich der Erzeugerszenarien. Die Verbrauchsentwicklung hat auf die Wärmegestehungskosten – im Gegensatz zu den Gesamtkosten – nur einen geringfügigen Einfluss, sodass zunächst beispielhaft nur die Ergebnisse für das Verbraucherszenario mit einer Sanierungsrate von 0,6 % aufgezeigt werden. Im Bezugsjahr 2030 weist das Szenario „Lokale Wärme hoch“ die höchsten mittleren Wärmegestehungskosten auf (s. Abb. 6.2), wohingegen die Werte bei den anderen Szenarien sehr ähnlich sind. Im Bezugsjahr 2050 hingegen gleichen sich die Kosten der drei Erzeugersysteme an.

Ein Grund hierfür ist, dass eine stärkere Erdgas- als Strompreissteigerung angenommen ist. Wird allerdings Erdgas durch synthetisches Gas in 2050 substituiert, so liegen nicht nur die Wärmegestehungskosten insgesamt deutlich höher, sondern es treten auch die Unterschiede zwischen den Szenarien deutlicher zutage.

Die Entwicklung des zukünftigen Preises von synthetischem Gas ist höchst unsicher. Diese Arbeit geht analog zu anderen Studien davon aus, dass synthetisches Gas auch in 2050 noch teurer sein wird als Erdgas (vgl. bspw. Perner et al. 2018; Huneke 2018), wodurch ein hoher Gasanteil sich negativ auf die Wärmegestehungskosten auswirkt. Unter diesen Randbedingungen weist das Szenario „Lokale Wärme hoch“ in 2050 die geringsten Wärmegestehungskosten auf.

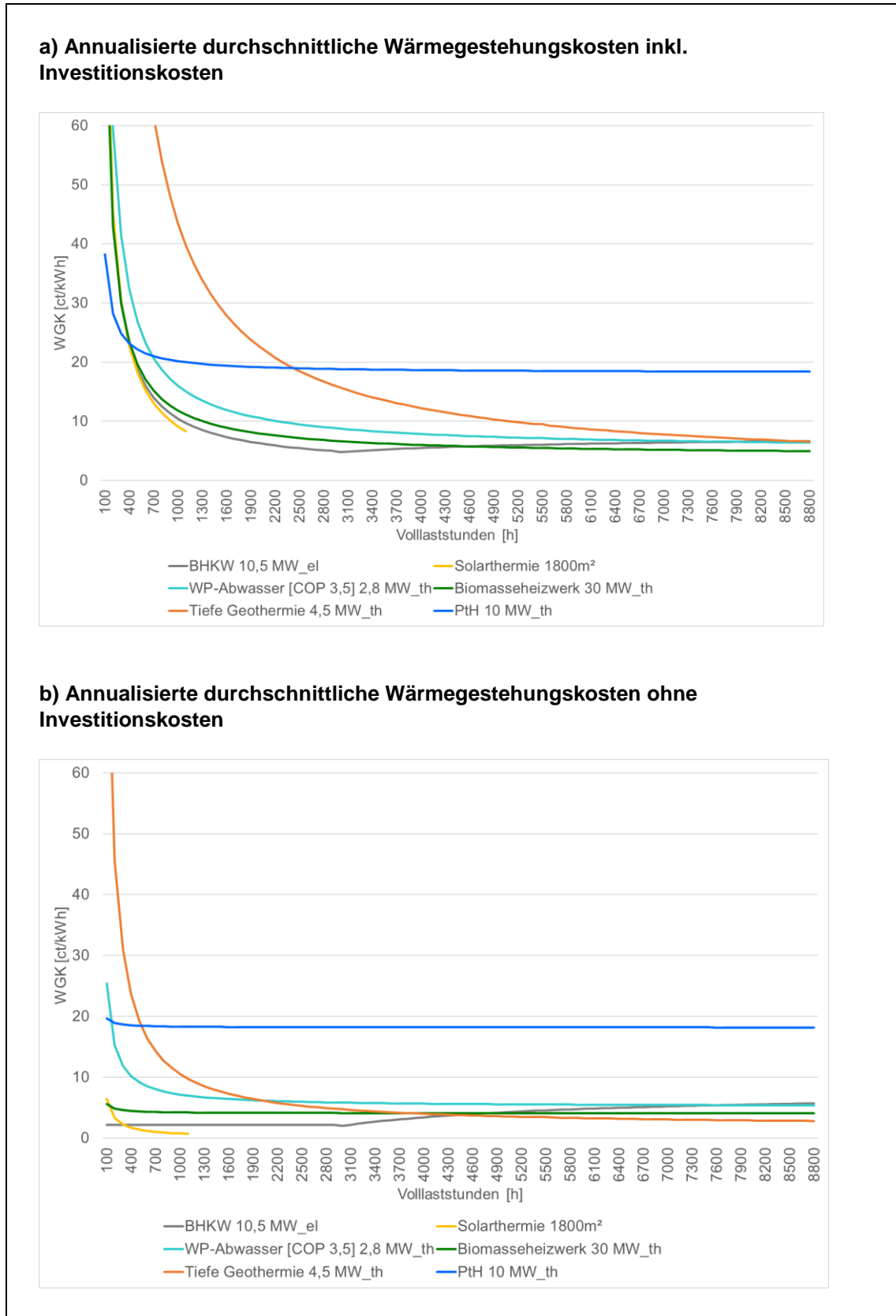


Abb. 6.1: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von den Volllaststunden
 Quelle: IÖW, eigene Berechnung und Darstellung

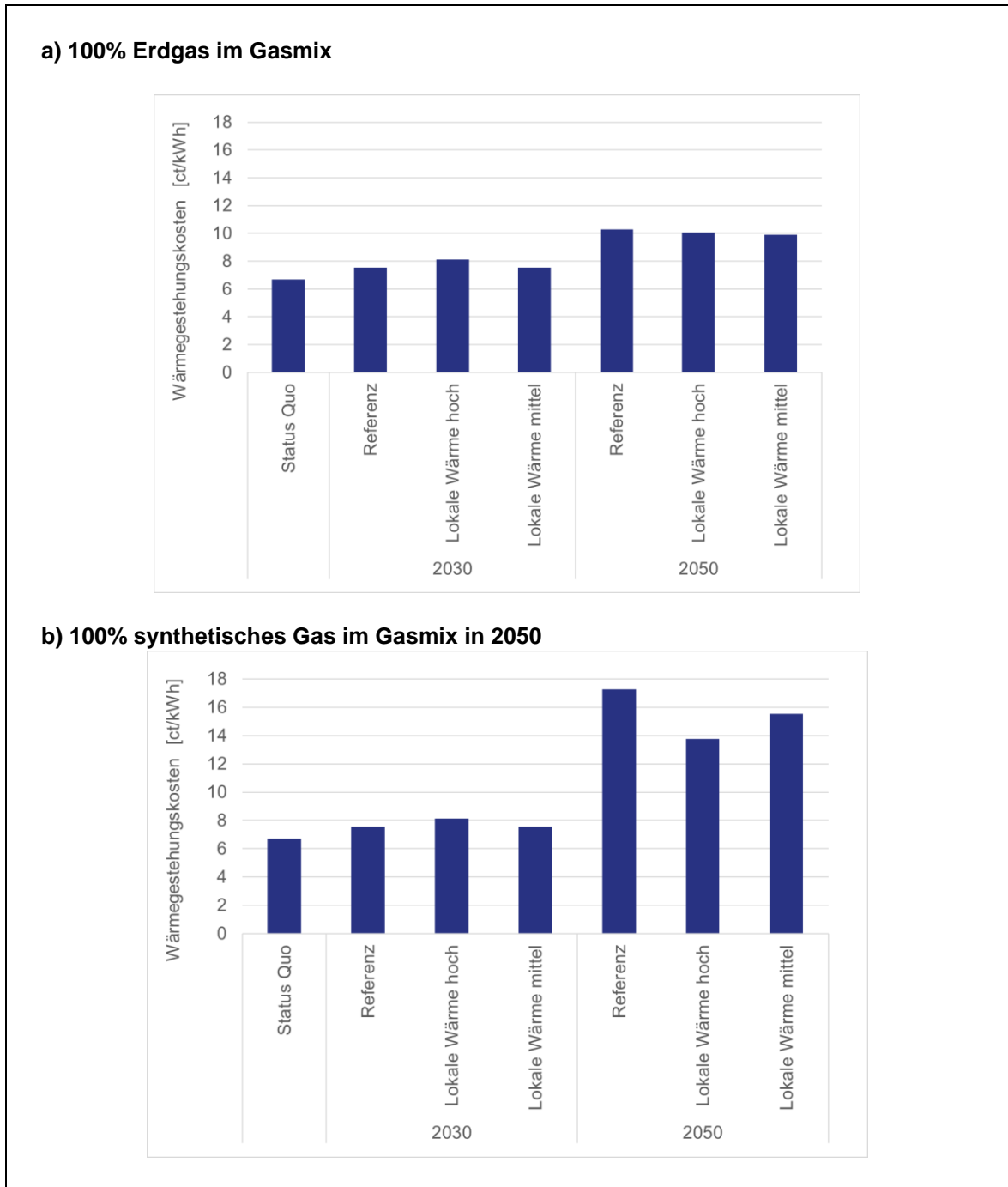


Abb. 6.2: Wärmegestehungskosten in 2030 und 2050 für unterschiedliche Erzeugerszenarien

Erläuterung: Alle Werte beziehen sich auf das Verbraucherszenario mit Sanierungsrate 0,6 %.

Quelle: IÖW, eigene Berechnung und Darstellung

Um den Einfluss der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und der gesetzten Annahmen einschätzen zu können, wurden Sensitivitätsanalysen zu den Parametern Gaspreisentwicklungsrate, Strompreisentwicklungsrate, CO₂-Zertifikatpreisentwicklungsrate, Kalkulationszins, Investitionskosten der Einzelanlagen durchgeführt. Es zeigte sich, dass insbesondere die Annahmen zur Gaspreisentwicklung die Ergebnisse sehr stark beeinflussen (s. Abb. 6.3).

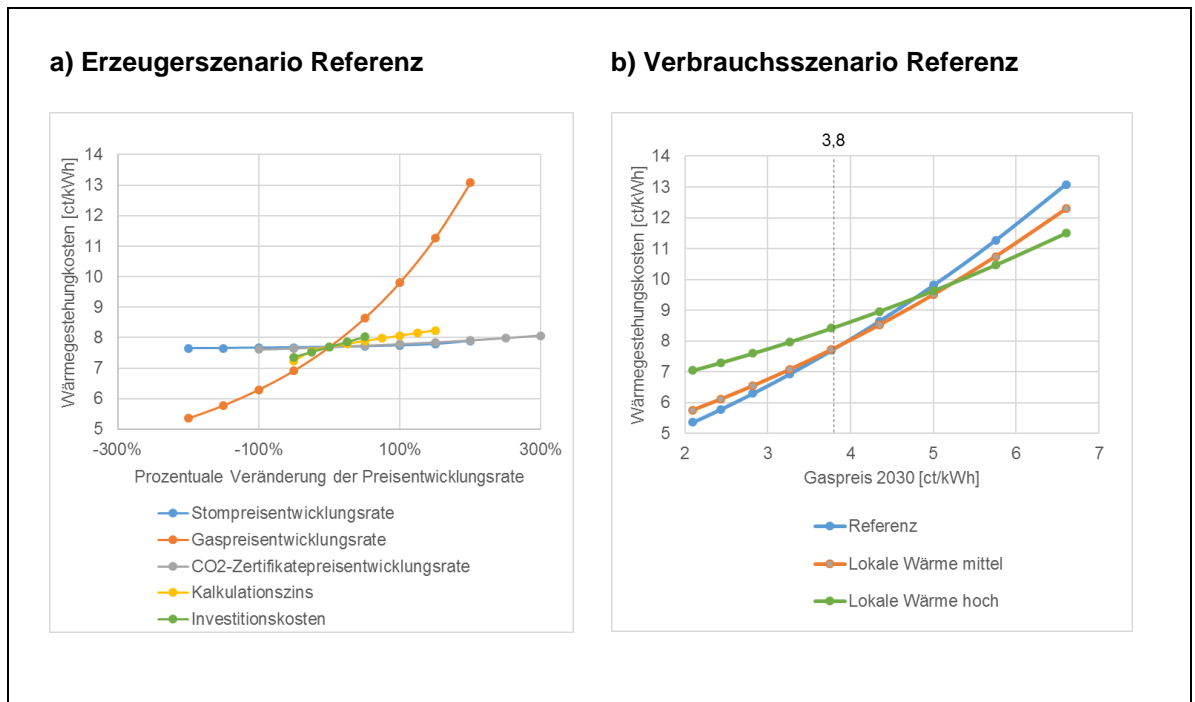


Abb. 6.3: Sensitivitätsanalyse: Veränderung der Wärmegestehungskosten bei Variation der Preisentwicklungsrate sowie des Gaspreises

Quelle: IÖW, eigene Berechnung und Darstellung

Erläuterung: Der Wert von 3,8 c/kWh in Abbildung b) markiert den Gaspreis, der in 2030 bei der standardmäßig zugrunde gelegten Preisentwicklungsrate erreicht wird. Die Bandbreite ergibt sich bei einer Variation der Gaspreisentwicklungsrate von +/- 200 %.

Die Höhe der zukünftigen Gaspreise kann demnach einen großen Einfluss darauf haben, wie sich der Erzeugerpark entwickeln wird und ob zukünftig Erdgas oder synthetisches Gas eingesetzt wird. Im Vergleich reagiert das Erzeugerszenario Referenz am sensitivsten gegenüber einer Veränderung des Gaspreises, wohingegen das Szenario „Lokale Wärme hoch“ aufgrund des deutlich geringeren Gaseinsatzes robuster gegenüber einer Veränderung des Gaspreises ist.

Ein CO₂-Preis, wie er im Klimapaket formuliert ist, hat kaum einen Einfluss auf die Kosten der Fernwärme, da für die Wärmeerzeugungsanlagen bereits CO₂-Zertifikate erworben werden müssen. Allerdings verändert sich bei Einführung eines CO₂-Preises das Verhältnis der Kosten der Fernwärme zu fossil betriebenen, objektbezogenen Wärmeerzeugungsanlagen. Durch einen CO₂-Preis, der Wärme von objektbezogenen Gas- und Ölkesseln verteuert, kann Fernwärme ihre Wettbewerbsfähigkeit verbessern. Wie ein ökonomischer Vergleich der verschiedenen Optionen der Wärmeversorgung langfristig aussieht, hängt vor allem von den regulativen Rahmenbedingungen und der Marktentwicklung ab. Treten die in der Studie angenommen Preisänderungsraten ein (s. Tab. 12.3 im Anhang), so weisen objektbezogene, strombasierte Wärmepumpen auch als Hybrid-Anlagen mit Gaskesseln langfristig bis 2050 geringere Wärmegestehungskosten auf als fossil betriebene objektbezogene Kessel und auch als die Fernwärmeversorgungsoptionen.

Aus gesamtsystemischer Sicht stellt sich die Frage, wie sich die Gesamtkosten, bestehend aus den Wärmeerzeugungs- und den Sanierungskosten, in den Erzeuger- und Verbraucherszenarien entwickeln. Abb. 6.4 stellt die Kostenannuitäten aus den Investitionen in die energetische Gebäudesanierung sowie aus den Investitionskosten und laufenden Kosten der Wärmeerzeugung dar.

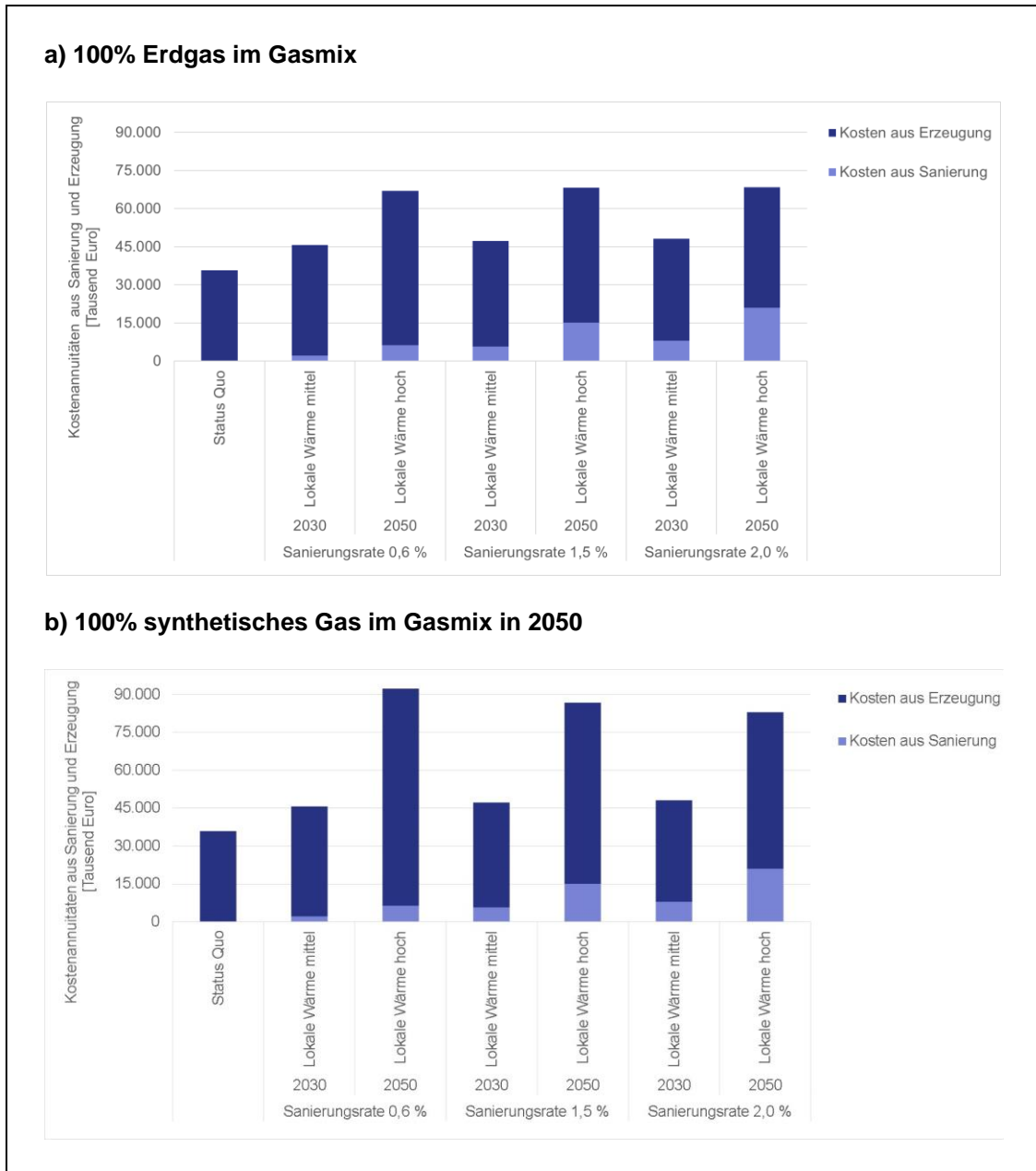


Abb. 6.4: Kostenannuitäten aus der energetischen Gebäudesanierung und der Wärmeerzeugung in 2030 und 2050 für unterschiedliche Erzeugerszenarien

Quelle: IÖW, eigene Berechnung und Darstellung (für die Bauteilflächen und Sanierungskosten, s. Tab. 12.6 und Tab. 12.7 im Anhang)

Die Kosten für die Gebäudesanierung stellen einmalige Ausgaben dar, die mittels der Annuitätenmethode über die Betrachtungsdauer von 20 Jahren verteilt werden. Laufende Kosten und Annahmen zu Preisentwicklungen sind bei energetischen Sanierungsmaßnahmen nicht notwendig, da es sich um eine einmalige Investition handelt. Dennoch erlaubt gerade die Annuitätenmethode einen Vergleich bzw. eine Aufsummierung dieser einmaligen Sanierungskosten und der Investitions- und Betriebskosten der Wärmeerzeugung. Da die Lebensdauer von Dämmungen und Fenstern bei 40 Jahren liegt, wird ein Restwert berücksichtigt. Es handelt sich um eine kalkulatorische Größe, um die Betrachtungsdauer von Sanierung und Wärmeerzeugung anzugleichen.

Die Kosten für die Wärmeerzeugung werden in Zukunft infolge der Energiepreissteigerungen für Gas, dem zunehmenden Einsatz von Strom für die Wärmeerzeugung und die teilweise hochinvestiven Technologien wie tiefe Geothermie voraussichtlich zunehmen. Es handelt es sich dabei allerdings nicht um volkswirtschaftliche Gesamtkosten, die die tatsächlichen Folgekosten des CO_{2eq}-Ausstoßes berücksichtigen müssten und im Status quo deutlich höhere Werte aufweisen würden.

Die Ergebnisse zu den Kostenannuitäten verdeutlichen, dass eine ambitionierte energetische Gebäudesanierung abhängig von dem Gasmix langfristig zu gleich hohen oder sogar zu geringeren Gesamtkosten führt wie weniger ambitionierte Verbraucherszenarien. Bei einem weiteren Einsatz von Erdgas auch im Bezugsjahr 2050 ist der Unterschied zwischen den Verbraucherszenarien nur gering. Deutlicher ist die Differenz bei einer Substitution von Erdgas durch synthetisches Gas, für das ein höherer Preis auch im Jahr 2050 unterstellt ist. Dies ist insbesondere aus der Perspektive der Mieter/innen ein wichtiges Ergebnis, da sich höhere Wärmepreise in zunehmenden Ausgaben auf der Haushaltsebene widerspiegeln. Die energetische Gebäudesanierung kann daher langfristig – und nach einer angemessenen Gestaltung der Modernisierungumlage – eine Maßnahme sein, um Mieter/innen vor zunehmenden Ausgaben für Wärme zu schützen.

7 Ökologische Bewertung

7.1 Vorgehen bei der ökologischen Bewertung

Als Methode für die Umweltbewertung kommt die Ökobilanzierung (Life Cycle Assessment, LCA) zum Einsatz. Das Vorgehen orientiert sich an der Ökobilanz-Norm (DIN EN ISO 14040). Ziel ist es, Erkenntnisse zu gewinnen, wie sich die Umweltperformance der Fernwärme bei unterschiedlichen Entwicklungsmöglichkeiten des Erzeugerparks verändert. Da im Zuge der Studie vornehmlich auf generische Daten aus Datenbanken zurückgegriffen wird und Annahmen für die zukünftige Entwicklung getroffen werden, weist die Methode Charakteristika einer Screening-LCA auf.

Die Ergebnisse der ökologischen Bewertung sollen Akteuren wie Fernwärmebetreibern, Stadtwerken, Vertreter/innen der Verwaltung auf Senats- und Bezirksebene sowie Gebäudeeigentümer/innen Informationen bereitstellen, mit welchen ökologischen Vor- und Nachteilen verschiedene Entwicklungsoptionen einhergehen und unter welchen Bedingungen aus ökologischer Sicht eine Versorgung mit Fernwärme oder eine gebäudeindividuelle Versorgung zu bevorzugen ist.

Funktionelle Einheit ist eine Kilowattstunde Wärme. Da KWK-Anlagen sowohl Wärme als auch Strom bereitstellen, bedarf es eines Allokationsverfahrens zur Aufteilung der Input- und Outputflüsse auf diese beiden Produkte (DIN EN ISO 14040; Klöpffer und Grahl 2009). Als Allokationsver-

fahren wird die Carnot-Methode gewählt, die neben dem thermischen und elektrischen Wirkungsgrad die exergetische Wertigkeit von Strom (festgesetzt auf 1) und Wärme berücksichtigt. Die exergetische Wertigkeit der Wärme errechnet sich aus der Vor- und Rücklauftemperatur sowie der Umgebungstemperatur (Hertel 2016). Für die in den Szenarien berücksichtigten KWK-Anlagen ergeben sich mit dieser Methode Allokationsfaktoren für die Wärme von 0,21 bis 0,24.

Räumlich beziehen sich die Ökobilanzen auf den deutschen Raum. Zeitlicher Bezug ist zunächst der Status Quo, das heißt es werden die aktuell gültigen rechtlichen, technischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen unterstellt und Datensätze mit möglichst aktuellem Referenzjahr verwendet. Darüber hinaus erfolgt eine prospektive, ökologische Bewertung der Wärmeversorgungssysteme für die Jahre 2030 und 2050, wobei ausschließlich die Strom- und Gaszusammensetzung angepasst werden und ansonsten die gleiche Datengrundlage verwendet wird.

Die Wirkungsabschätzung erfolgt nach der CML-Methode, die durch das CML Institute of Environmental Science, University of Leiden entwickelt wurde und regelmäßig aktualisiert wird. Die Methode zählt zu den Midpoint-Ansätzen, die über die jeweiligen Wirkungsindikatoren die potenziellen Veränderungen des Umweltzustandes quantitativ beschreiben. Für die Ökobilanzierung wird die Software Simapro 9.0 eingesetzt, in der die CML-Methode (CML-IA baseline, Version 4.7) standardmäßig genutzt werden kann. Die in Simapro 9.0 integrierte Methodologie bezieht sich auf das in 2016 durch das CML veröffentlichte Daten-Set (siehe CML 2016), wobei in späteren Jahren umgesetzte Anpassungen und Aktualisierungen (z. B. eine Aktualisierung der Charakterisierungsfaktoren) ebenfalls integriert sind. Insgesamt gibt die Methode Ergebnisse zu den Wirkungskategorien Klimaerwärmung, Versauerung, Eutrophierung, Ozonabbau, Photochemische Ozonbildung, Humantoxizität, Ökotoxizität, Verknappung von abiotischen Ressourcen Stoffe und Verknappung von abiotischen Ressourcen fossile Energieträger aus.

Die Wirkungskategorie Klimaerwärmung steht im Zentrum der Auswertung. Der anthropogene Treibhauseffekt resultiert aus einer steigenden Konzentration von Treibhausgasen, vor allem Kohlenstoffdioxid, Methan und Lachgas, in der Atmosphäre. Mögliche Klimafolgen sind der steigende Meeresspiegel, häufigere Extremwetterereignisse und Veränderungen in Niederschlagsmustern (UBA 1999b; IPCC 2018). Für die Charakterisierung wird das Global Warming Potential (GWP) erfasst, das in CO₂-Äquivalenten (CO_{2eq}) angegeben wird. Da die Verweildauern der Gase unterschiedlich sind, hängen die Äquivalenzfaktoren vom Zeitbezug ab. Es wird ein Zeitbezug von 100 Jahren gewählt (GWP 100).

Für die Ökobilanzierung werden Daten aus mehreren Quellen genutzt. Für die objektbezogenen Wärmeerzeugungsanlagen (Herstellung, Transport, Entsorgung inkl. Recycling und Nutzung) wird die Online-Datenbank ÖKOBAUDAT verwendet. Daten für die Herstellung und Entsorgung von Wärmepumpen werden ebenfalls der ÖKOBAUDAT entnommen und auf größere Anlagen extrapoliert. Für die Nutzung der Wärmepumpen werden die Stromverbräuche, die sich aus der energetischen Simulation ergeben (s. Kapitel 5.2) mit dem Stromemissionsfaktor des jeweiligen Jahres kombiniert. Die ÖKOBAUDAT wird vom Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat (BMI) herausgegeben und vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) betrieben. Bei den Daten der ÖKOBAUDAT ist standardmäßig eine Geltungsdauer der eingereichten Daten angegeben und es ist eine regelmäßige Aktualisierung der Daten vorgesehen (BBSR 2019). Für alle Datensätze, die für die vorliegende Arbeit aus der ÖKOBAUDAT entnommenen wurden, ist als Referenzjahr das Jahr 2017 angegeben mit einer Gültigkeit bis 2021. Die zeitliche Repräsentativität der Datensätze ist der jährliche Durchschnitt. Für die KWK-Anlagen werden generische Daten-

sätze aus der Datenbank Ecoinvent 3.5 für Herstellung und Entsorgung genutzt und mit Emissionsfaktoren unterschiedlicher Brennstoffe (Steinkohle, Erdgas, Holzpellets, Biogas) und Aufwendungen für den Transport kombiniert.

Der deutsche Strommix, das heißt die Zusammensetzung einer Kilowattstunde Strom, für das aktuellste verfügbare Jahr (2018) vom Fraunhofer ISE (2019) übernommen und wurde mit den in Ecoinvent 3.5 enthaltenen Datensätze zur Stromproduktion aus Einzeltechnologien in Simapro modelliert. Da die Datensätze für Deutschland teilweise älteren Datums (z.B. 2011 für Steinkohle-Kraftwerke) sind, wurde der jeweilige Wirkungsgrad für fossile Kraftwerke (Erdgas, Steinkohle, Braunkohle) dem durch das Umweltbundesamt (UBA) veröffentlichten durchschnittlichen Brutto-Wirkungsgrad aus dem Jahr 2018 angepasst (UBA 2018), um die technologischen Verbesserungen im Erzeugerpark abzubilden. Bezogen auf den Endverbraucher (Niederspannungsnetz) ergeben sich auf dieser Datengrundlage $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen in einer Höhe von $489 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ und somit eine sehr geringe Abweichung zu dem durch das Umweltbundesamt veröffentlichten Wert von $474 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ für das Jahr 2018. Der Strommix für die Jahre 2030 und 2050 wird anhand der Studie „Klimapfade für Deutschland“ (Gerbert et al. 2018) abgebildet. Es wird als konservative Herangehensweise auf das Szenario 80 % CO_2 -Reduktion Bezug genommen. Sofern das 95 %ige Reduktions-Szenario erreicht wird, fallen die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionsfaktoren für die strombasierten Wärmeerzeugungsanlagen in 2030 und 2050 noch etwas geringer aus.

Für das Jahr 2050 werden für die gasbasierten Technologien zwei Varianten gerechnet (einerseits mit 100 % Erdgas und andererseits mit 100 % synthetischem Gas bestehend aus 10 % Wasserstoff und 90 % Methan). Der Emissionsfaktor für synthetisches Gas wird auf Basis von Windstrom und einem Wirkungsgrad von 70 % abgeschätzt (iwr 2018). Dabei wird von einer Produktion in Deutschland ausgegangen, sodass der Transport über die Gasnetzinfrastruktur erfolgen kann.

7.2 Ergebnisse der ökologischen Bewertung

Da Steinkohle unter den für die Fernwärme aktuell eingesetzten Brennstoffen den höchsten $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionsfaktor aufweist (s. Tab. 7.1) und in der Summe für knapp 40 % der $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen der Fernwärmeerzeugung im Status quo verantwortlich ist (s. Abb. 2.1), ist es ein primäres umweltpolitisches Ziel, in der Wärmeversorgung zeitnah auf Kohle zu verzichten.

Die mit Erdgas betriebenen KWK-Anlagen weisen im Vergleich zu reinen Erdgas-Kesseln einen etwa halb so hohen $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionsfaktor auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass ein Teil der Emissionen aus der Verbrennung des Erdgases nach der Carnot-Methode auf den erzeugten Strom alloziert wird. Dass sich der Emissionsfaktor der Gas-KWK über die Zeit nicht verändert, liegt ebenfalls in der Methode begründet. Andere Methoden wie das Stromgutschrift-Verfahren berücksichtigen die Wechselwirkung mit dem Stromsektor über Annahmen darüber, welche Stromart durch den KWK-Strom aus dem Strommix gedrängt wird. Gas-KWK erhält nach Stromgutschrift-Methode aktuell einen deutlich geringeren Emissionsfaktor als nach Carnot-Methode, da eine Verdrängung von fossilem Strom unterstellt wird. Daraus resultiert eine zu positive Bewertung der KWK, weswegen die Carnot-Methode gewählt wurde. Im zukünftigen Energiesystem mit zunehmenden Anteilen an EE-Strom muss auf eine stromnetzdienliche Steuerung der KWK geachtet werden, damit EE-Stromerzeugungsanlagen nicht infolge des KWK-Betriebs abgeregelt werden. Methodisch kann ein auch ein $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Malus für verdrängten EE-Strom vergeben werden.

Tab. 7.1: CO_{2eq}-Emissionsfaktoren der in den Szenarien berücksichtigten Wärmeerzeugungsanlagen zu verschiedenen Zeitpunkten

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Technologie	CO _{2eq} -Emissionsfaktor [kg CO _{2eq} /kWh _{th}]		
	Status quo	2030	2050
Biomethan-BHKW	0,08	0,08	0,08
Gas-KWK (Erdgas)	0,12	0,12	0,12
Gas-KWK (Syngas)	0,02	0,02	0,02
Fernwärmeübergabe (Erdgas)	0,11	0,11	0,11
Fernwärmeübergabe (Syngas)	0,02	0,02	0,02
Steinkohlekessel	0,37	0,37	0,37
Gaskessel (Erdgas)	0,24	0,24	0,24
Gaskessel (Syngas)	0,05	0,05	0,05
Heizölkessel	0,30	0,30	0,30
Biomassekessel	0,06	0,06	0,06
PtH	0,03	0,03	0,03
KWK-Wärmepumpe (Eigenverbrauch KWK-Strom)	0,05	0,05	0,05
Gewerbliche Abwärme	0,01	0,01	0,01
Tiefe Geothermie	0,07	0,06	0,03
Flusswasserwärmepumpe	0,17	0,12	0,03
Abwasserwärmepumpe	0,15	0,11	0,03
Solarthermie	0,04	0,04	0,04

Die CO_{2eq}-Emissionsfaktoren, die für die Wärmepumpen angegeben sind (s. Tab. 7.1), resultieren aus der Annahme, dass die Wärmepumpen Strom aus dem Stromnetz beziehen. Hinterlegt ist daher der aktuelle bzw. ein prognostizierter Strommix für 2030 und 2050 (s. Kapitel 7.1). Wegen des zunehmenden EE-Anteils im Strommix sinkt der CO_{2eq}-Emissionsfaktor sehr deutlich über die Zeit.

Die CO_{2eq}-Emissionen im Status quo resultieren vor allem aus der Verbrennung von Kohle und Erdgas und zu sehr geringen Anteilen aus dem Einsatz von Mineralöl, Holzpellets, Biomethan und sowie aus dem für den Netzbetrieb notwendigen Stromeinsatz (s. Abb. 7.1). In den vergangenen Jahren ist der Einsatz von Kohle in der Fernwärme in Nord-Neukölln bereits reduziert worden, wodurch die CO_{2eq}-Emissionen deutlich gesenkt werden konnten (Fernheizwerk Neukölln AG

2019). Durch die geplanten Maßnahmen in den nächsten beiden Jahren, Einbindung von industrieller Abwärme und Nutzung der KWK-Abwärme über eine Wärmepumpe, können die CO_{2eq}-Emissionen um weitere ca. 6 % im Vergleich zum Status quo reduziert werden (Status quo + Abwärme).

In welchem Umfang eine CO_{2eq}-Vermeidung möglich sein wird, hängt von der weiteren Entwicklung des Wärmebedarfs, des Erzeugerparcs und den Brennstoffen ab. Im Referenzszenario, das vor allem auf den Einsatz von Gas-KWK und PtH setzt (s. Kapitel 5.2.3), resultieren die CO_{2eq}-Emissionen in 2030 und 2050 nahezu vollständig aus der Verbrennung von Erdgas.

Im Bezugsjahr 2030 sind die Unterschiede in den CO_{2eq}-Emissionen zwischen den drei Erzeugerszenarien vergleichsweise gering, die Emissionen resultieren jedoch aus unterschiedlichen Quellen. Das Szenario Referenz geht mit den höchsten Emissionen einher, während die Szenarien „Lokale Wärme hoch“ und „Lokale Wärme mittel“ nahezu identische Emissionen aufweisen. Im Szenario „Lokale Wärme hoch“ tragen strombetriebene Wärmepumpen in nennenswertem Umfang zu den CO_{2eq}-Emissionen bei, wohingegen in den beiden anderen Szenarien die CO_{2eq}-Emissionen vor allem aus der Verbrennung von Erdgas stammen.

Im Bezugsjahr 2050, für das im deutschen Strommix ein deutlich höherer Anteil erneuerbarer Energien zu erwarten und angenommen ist, tragen die niedrigen spezifischen CO_{2eq}-Emissionen der Wärmepumpen zu insgesamt geringen CO_{2eq}-Emissionen im Szenario „Lokale Wärme hoch“ bei. Diese liegen nun merklich unter denen des Szenarios „Lokale Wärme mittel“. Hingegen sinken die CO_{2eq}-Emissionen des Szenarios Referenz zwischen den Jahren 2030 und 2050 nur in geringem Umfang und die Reduktion ist vor allem auf die Reduktion des Wärmebedarfs zurückzuführen.

Findet keine nennenswerte Reduktion des Wärmebedarfs statt, so ist mit dem Erzeugerszenario Referenz nur dann eine deutliche Vermeidung an CO_{2eq}-Emissionen möglich, wenn synthetisches Gas anstelle von Erdgas Einsatz findet. Bei einer Substitution von Erdgas durch synthetisches Gas im Bezugsjahr 2050 gleichen sich die CO_{2eq}-Emissionen zwischen den Erzeugerszenarien an und liegen auf einem im Vergleich zum Status quo sehr niedrigen Niveau (s. Abb. 7.1 b)

Es ist selbsterklärend, dass umso mehr CO_{2eq} im Vergleich zum Status quo vermieden werden kann, je mehr erneuerbare Wärme genutzt wird und je höher die Reduktion des Wärmeverbrauchs ist. Abb. 7.2 verdeutlicht, dass ein Log-In-Effekt in Bezug auf die CO_{2eq}-Emissionen entstehen kann, wenn der zukünftige Erzeugerpark vornehmlich auf Gas-KWK und PtH basiert.

Selbst das ambitionierte Verbraucherszenario mit hoher Sanierungsrate weist bei weiterem Einsatz von Erdgas CO_{2eq}-Emissionen in einer Höhe auf, die den Klimaschutzzielen nicht gerecht wird. Nur durch eine Substitution von Erdgas durch synthetisches Gas lässt sich eine aus Klimaschutzsicht hinreichend hohe CO_{2eq}-Reduktion erzielen. Wird hingegen langfristig das Szenario „Lokale Wärme hoch“ umgesetzt, so liegen die Emissionen robuster auf einem geringeren Niveau (s. Abb. 7.3).

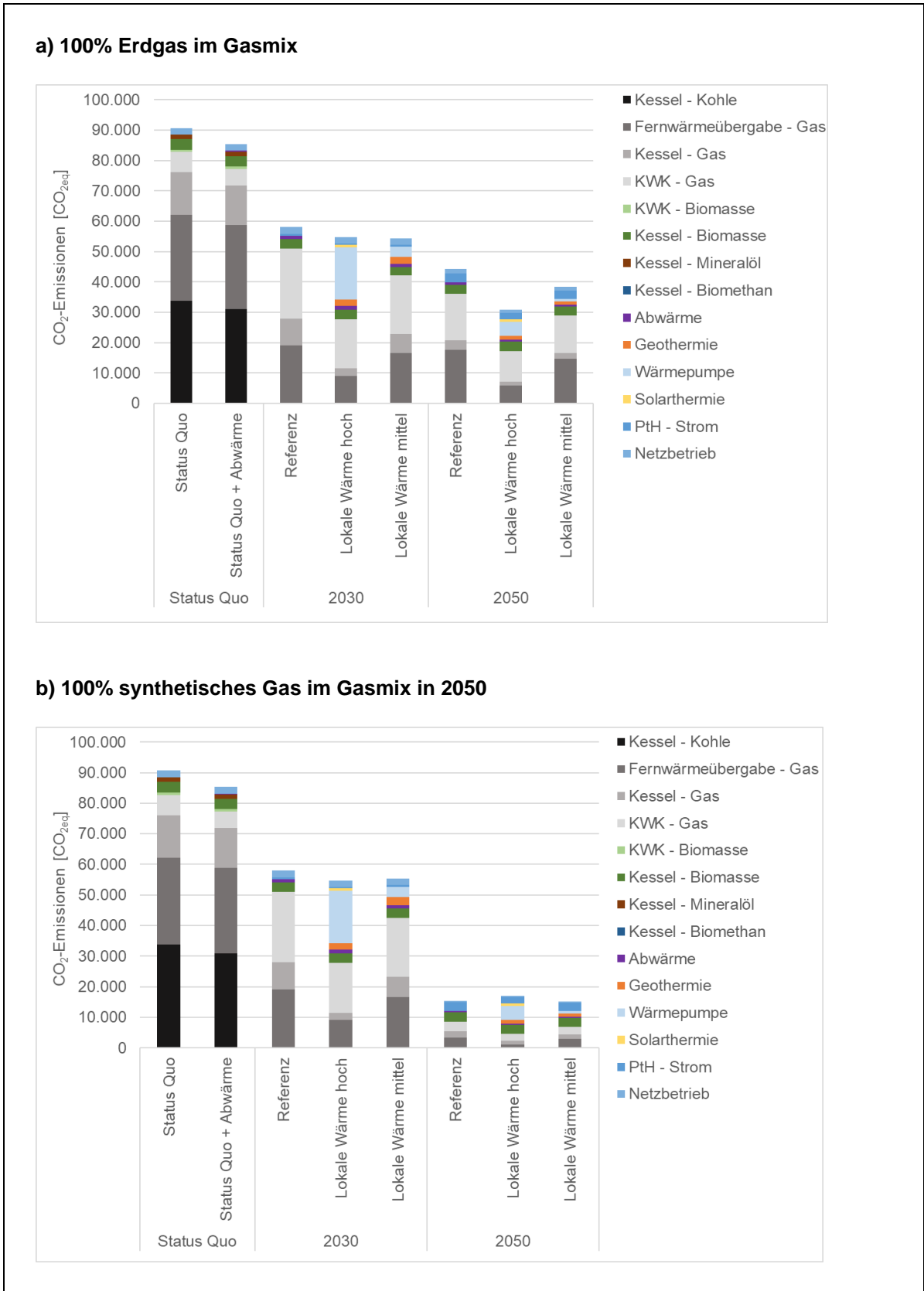


Abb. 7.1: CO_{2eq}-Emissionen pro Technologie und Energieträger in 2030 und 2050 für unterschiedliche Erzeugerszenarien

Erläuterung: alle Werte beziehen sich auf das Verbraucherszenario mit Sanierungsrate 1,5 %

Quelle: IÖW, eigene Berechnung und Darstellung

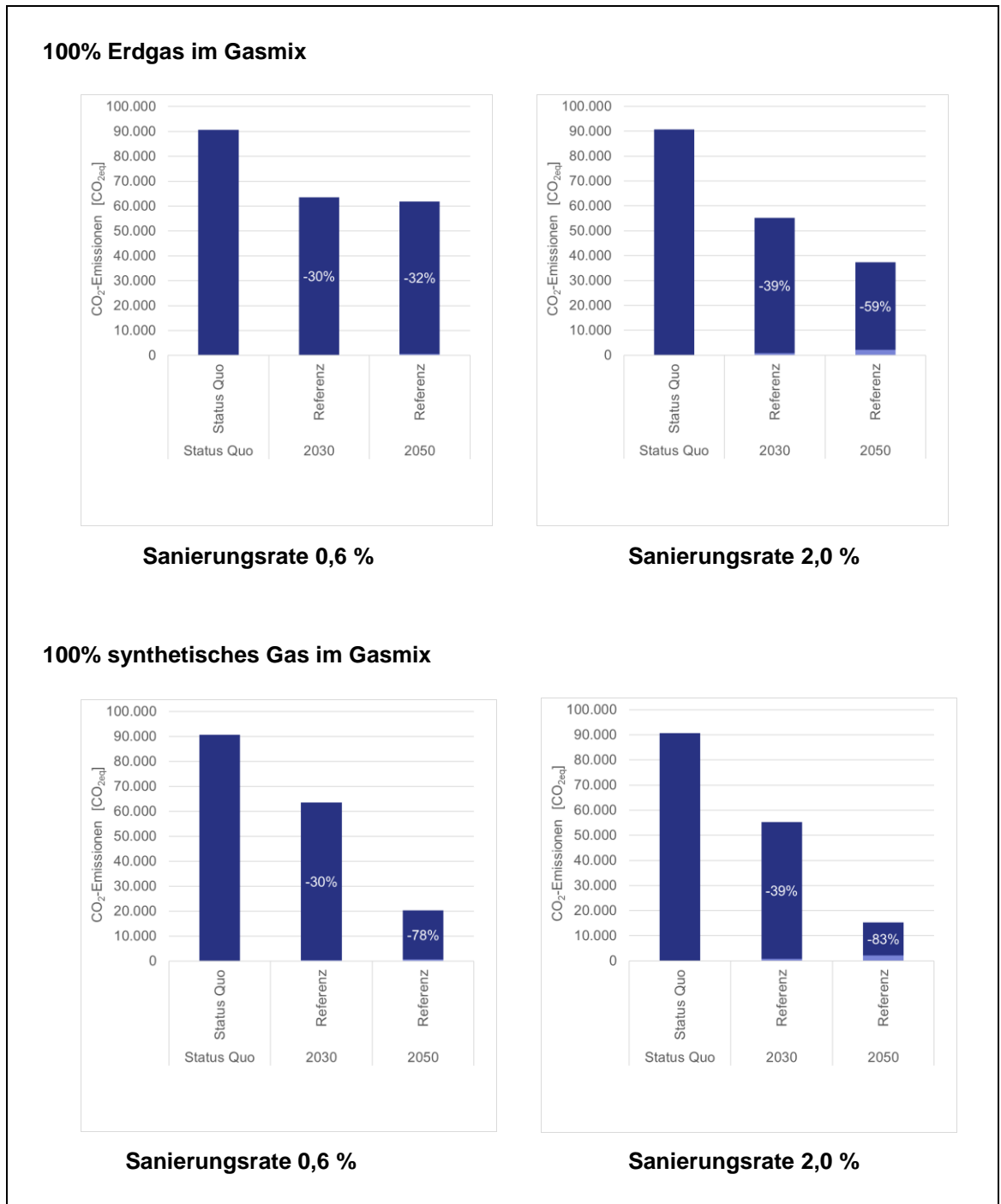


Abb. 7.2: CO_{2eq}-Emissionen in 2030 und 2050 für das Referenz-Erzeugerszenario und unterschiedliche Verbraucherszenarien

Quelle: IÖW, eigene Berechnung und Darstellung

Ein wichtiger Wert ist somit die Gasmenge, die für die Fernwärmeerzeugung erforderlich ist. Der Anteil der Wärme, die durch gasbasierte Technologien bereitgestellt wird, liegt in den Szenarien zwischen 21 % („Lokale Wärme hoch“ bei Sanierungsrate 2,0 %) und 77 % (Referenz-Erzeuger-park bei Sanierungsrate von 0,6 %). Die Gasmenge ist aus zwei Gründen relevant. Zum einen verursacht die Verbrennung von Gas bei Einsatz von Erdgas auch langfristig hohe CO_{2eq}-Emissionen.

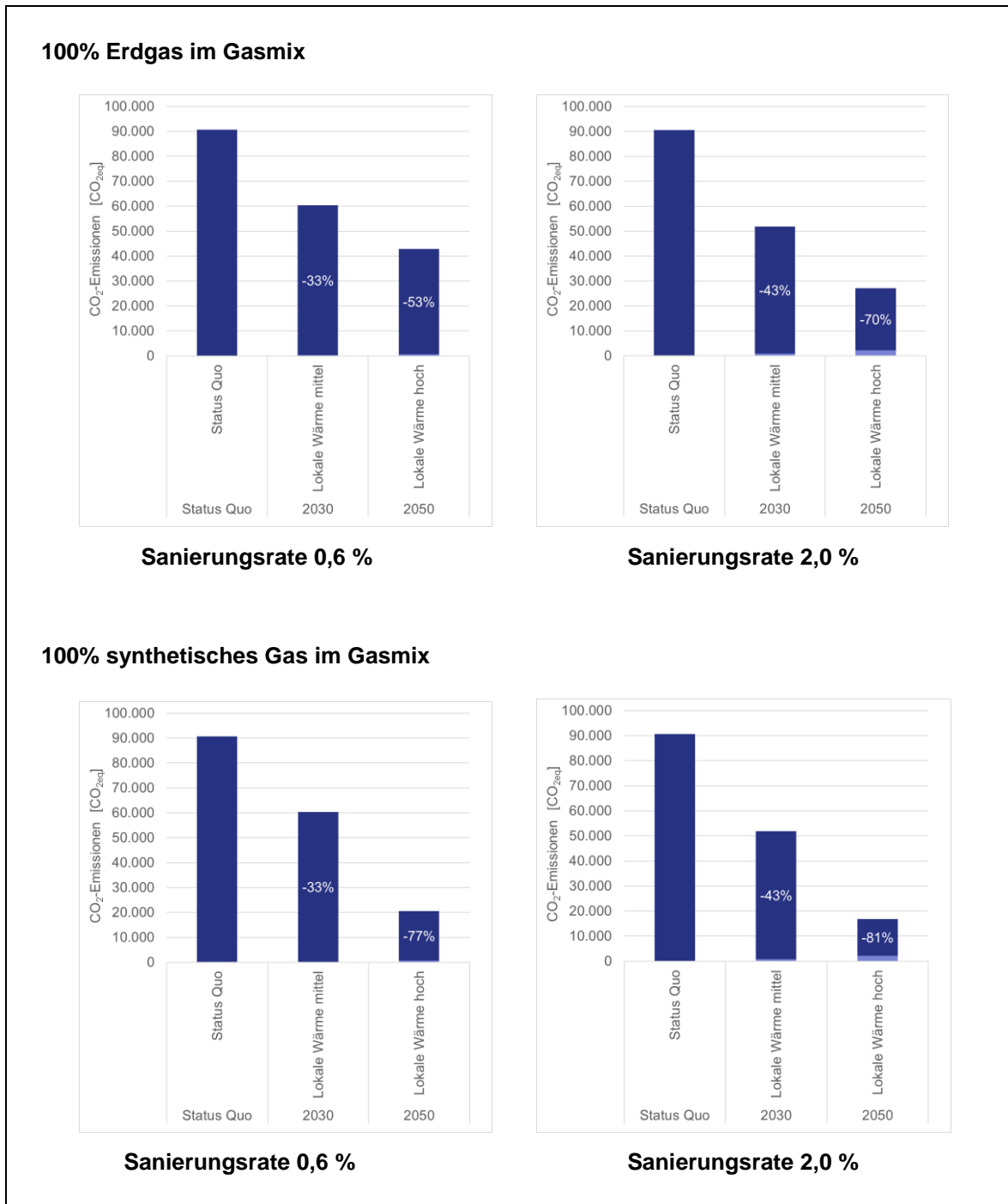


Abb. 7.3: CO_{2eq}-Emissionen der Fernwärme in 2030 und 2050 bei umfangreicher Nutzung lokaler, erneuerbarer Wärmequellen und unterschiedlichen Verbraucherszenarien

Quelle: IÖW, eigene Berechnung und Darstellung

Erläuterung: Die zeitliche Abfolge der Szenarien „Lokale Wärme mittel“ und „Lokale Wärme hoch“ leitet sich aus den vermiedenen Menge an CO_{2eq} pro Euro ab (CO_{2eq}-Vermeidung im Vergleich zum Status Quo geteilt durch die annuitätischen Gesamtkosten). Dieser Wert macht eine Aussage darüber, mit welchem Szenario sich am kosteneffizientesten die CO_{2eq}-Emissionen reduzieren lassen. Die CO_{2eq}-Vermeidung pro Euro ist unter den angenommen ökonomischen

Es besteht hier ein Risiko, dass aus ökonomischen Gründen auch zukünftig Erdgas eingesetzt wird, sofern die regulativen Rahmenbedingungen dies nicht verhindern. Zum anderen sind bei einem Einsatz von synthetischem Gas erhebliche Mengen an EE-Strom erforderlich, um Wasserstoff oder Methan zu erzeugen. Mit Blick auf die zu erwartende Elektrifizierung des Mobilitätssektors einerseits und den Einbruch des Windenergieausbaus andererseits, ist eine ausreichende Bereitstellung von EE-Strom in Deutschland kritisch zu sehen. Eine Alternative zu synthetischem Gas aus Deutschland sind Importe aus anderen Ländern, was ebenfalls mit Unsicherheiten einhergeht.

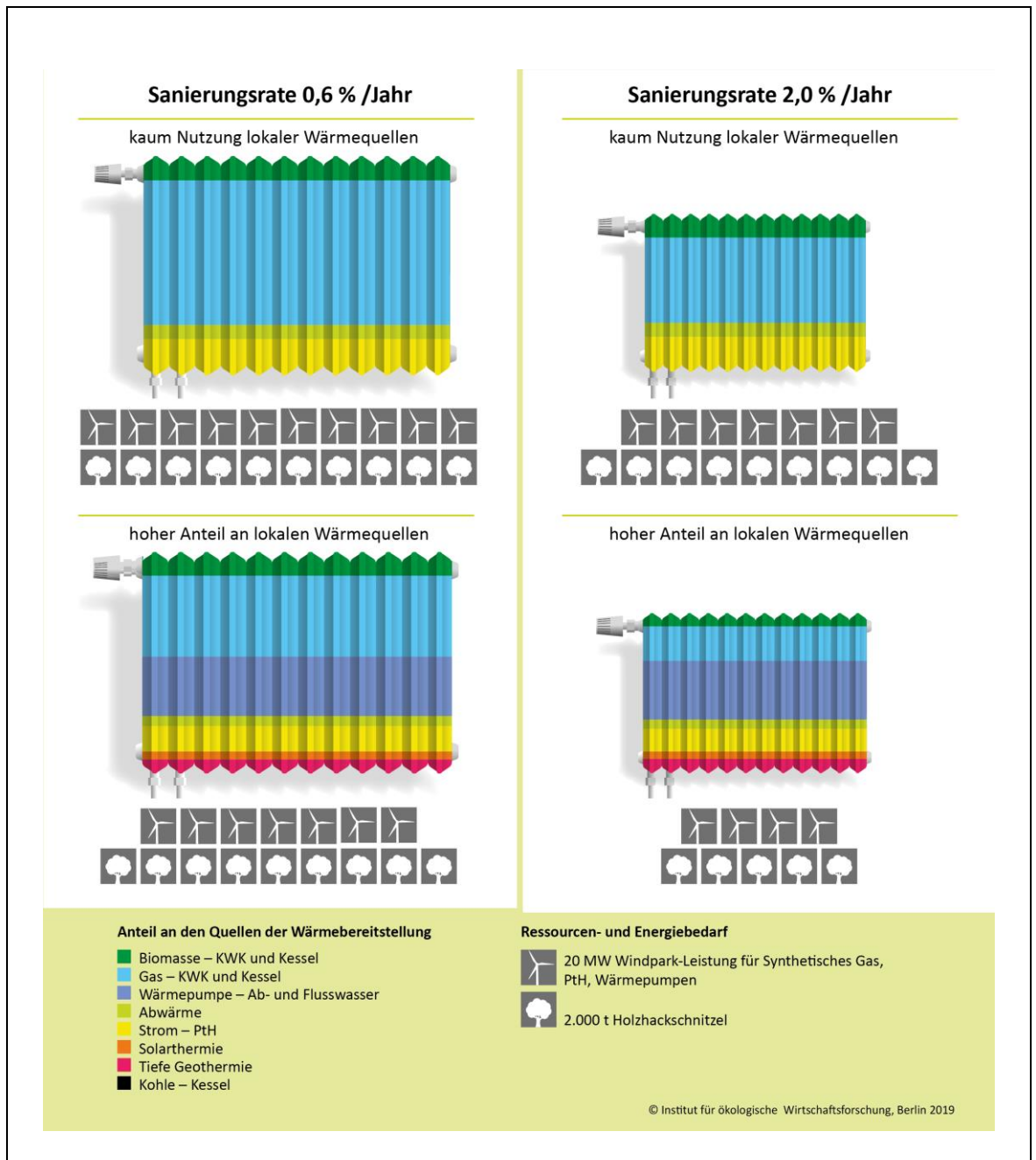


Abb. 7.4: Bedarf an Windkraftanlagen für die Bereitstellung von synthetischem Gas für die Fernwärme in 2050 für unterschiedliche Erzeuger- und Verbraucherszenarien
Quelle: IÖW, eigene Berechnung und Darstellung

Abb. 7.4 veranschaulicht den Zusammenhang zwischen dem Erzeugerpark, der Sanierungsrate und dem Bedarf an Windkraftanlagen zur Herstellung von synthetischem Gas in Deutschland. Die energetische Gebäudesanierung und die Einbindung erneuerbarer, lokaler Wärmequellen sind somit Voraussetzungen nicht nur dafür, die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen zu reduzieren, sondern auch den Bedarf an EE-Strom und installierter Erzeugungskapazität für die Herstellung von synthetischem Gas.

Wichtig für eine Einordnung der Ergebnisse zu den $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen der Fernwärme ist ein Vergleich mit den Optionen für eine objektbezogene Wärmeerzeugung. Aktuell sind im innerstädtischen Raum vor allem Gas- und in geringerem Maße Öl-Kessel in Betrieb. Grundsätzlich können diese Kessel mit Solarthermieanlagen für Trinkwarmwasser oder für die Heizungsunterstützung kombiniert werden oder auch mit Wärmepumpen (z. B. Luft-WP, Erd-WP).

Im Status quo weist Fernwärme trotz des Einsatzes von Kohle geringere $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen auf als die Öl- und Gaskessel (auch in Kombination mit Solarthermie) (s. Abb. 7.5). Die Emissionen liegen ähnlich hoch wie bei dem Hybridsystem bestehend aus Gaskessel und Wärmepumpe. Bei dem neueren Gebäude ist die Wärmepumpe vorteilhaft, da sie aufgrund der geringeren Temperaturanforderung effizienter läuft. Grund für das insgesamt positive Abschneiden der Fernwärme ist der hohe Anteil an KWK. Nach Carnot-Allokation wird ein vergleichsweise hoher Anteil der Emissionen dem Strom zugewiesen, da Strom eine hohe Exergie aufweist. Wichtig für das Gesamtenergiesystem und den realen Nutzen der KWK ist dabei, dass die KWK-Anlagen stromnetzdienlich gefahren werden und nur zum Einsatz kommen, wenn nicht hinreichend EE-Strom zur Verfügung steht. Ist ausreichend EE-Strom vorhanden, sollten andere Erzeuger zum Einsatz kommen, bei einem regionalen Überschuss steuerbare strombasierte Technologien wie Pth.

Im Bezugsjahr 2030 liegen die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen der Fernwärme aufgrund des Kohleausstiegs und des Ausbaus an Gas-KWK deutlich niedriger als im Status quo. Bei dem Bestandsgebäude vergrößert sich dadurch die Differenz zu den Gas- und Ölkesseln. Die Unterschiede zwischen den Fernwärme-Szenarien sind dabei vergleichsweise gering. Das hybride System aus Gaskessel und Wärmepumpe verursacht beim Bestandsgebäude wie im Status quo ähnlich hohe Emissionen wie die Fernwärme, die Luft-Wärmepumpe im Neubau weist weiterhin geringere Emissionen auf, da sich auch der $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionsfaktor des Stroms bis 2030 reduziert.

Für das Bezugsjahr 2050 hängt das Ergebnis des Vergleichs maßgeblich davon ab, ob Erdgas oder synthetisches Gas eingesetzt wird. Bei Einsatz von Erdgas verbleiben die spezifischen Emissionen der Gaskessel auf hohem Niveau, wohingegen die spezifischen Emissionsfaktoren der Wärmepumpen aufgrund des hohen EE-Anteils im Strommix inzwischen sehr gering sind. Aufgrund des weiterhin vergleichsweise hohen Gasanteils in den Erzeugerszenarien Referenz und „Lokale Wärme mittel“ weist die Fernwärme bei dem Bestandsgebäude nun höhere Emissionen auf als das hybride System aus Gaskessel und Wärmepumpe. Nur das Szenario „Lokale Wärme hoch“ führt zu ähnlich niedrigen $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen wie das hybride System aus Gaskessel und Wärmepumpe. Im neueren Gebäude lassen sich mit Wärmepumpen deutlich geringere $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen erreichen als mit Fernwärme. Eine Substitution von Erdgas durch synthetisches Gas führt dazu, dass sich die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen zwischen allen betrachteten Wärmeerzeugungsoptionen angleichen. Aus den Werten lässt sich kaum ableiten, welches Versorgungssystem aus Klimaschutzsicht zu bevorzugen ist. Stattdessen rücken Einschätzungen zu den Kosten von auf synthetischem Gas basierenden Versorgungssystemen sowie Überlegungen zur Umsetzbarkeit, was Ausbauraten an Windstrom, Flächenverfügbarkeit und Akzeptanz anbelangt, in den Vordergrund.

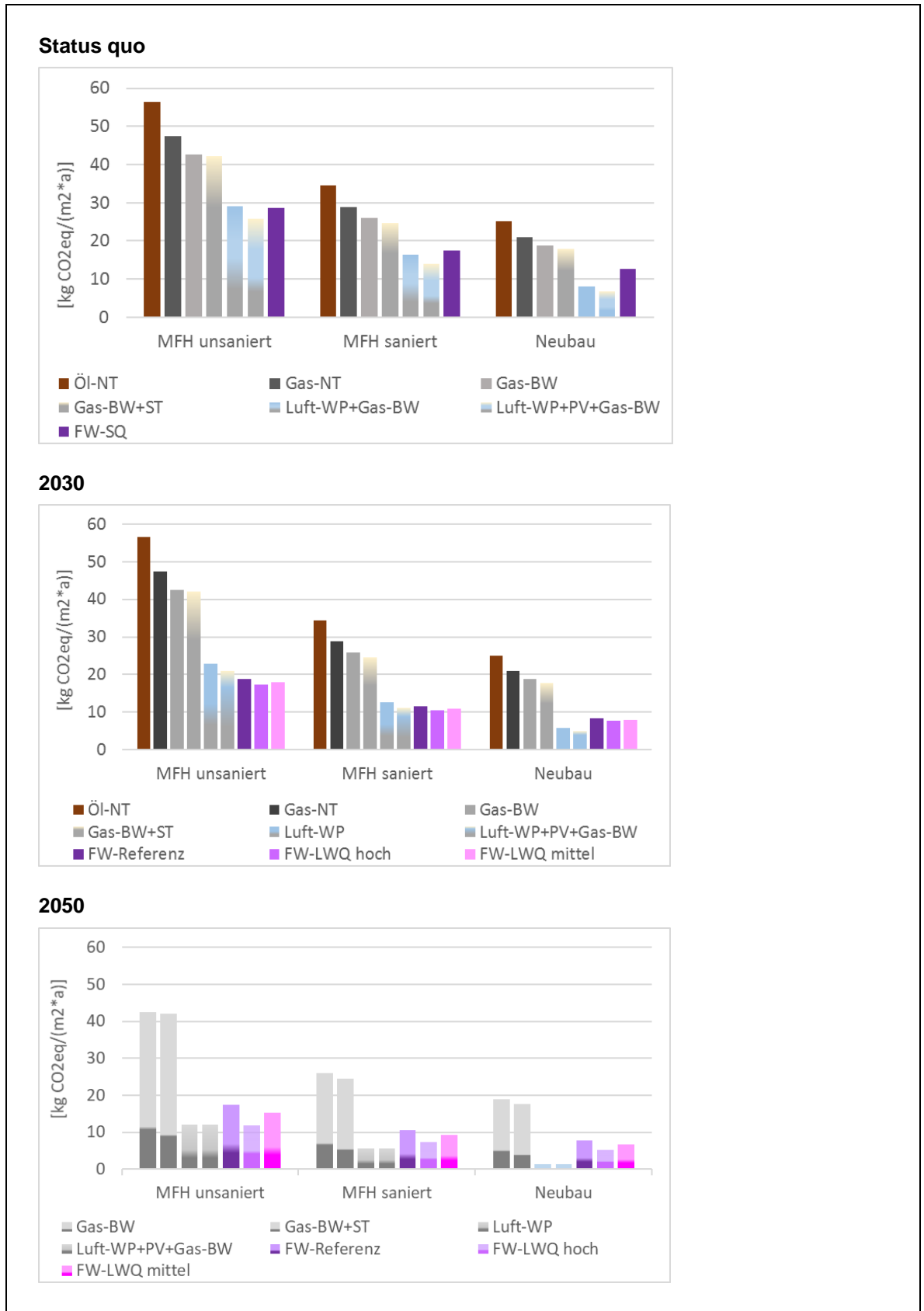


Abb. 7.5: Vergleich der CO_{2eq}-Emissionen der Fernwärme-Erzeugerszenarien mit verschiedenen Optionen der objektbezogenen Versorgung

Quelle: IÖW, eigene Berechnung und Darstellung

Erläuterung: Mit Einsatz von synthetischem Gas in 2050 lassen sich die CO_{2eq}-Emissionen um den transparent dargestellten Anteil reduzieren.

Den zukünftigen Preis von synthetischem Gas abzuschätzen, ist mit hohen Unsicherheiten behaftet. Derzeit gehen viele Studien davon aus, dass synthetisches Gas auch in 2050 noch teurer sein wird als Erdgas, wodurch ein hoher Gasanteil sich negativ auf die Wärmegestehungskosten auswirkt. Das hybride System im Bestandsgebäude sowie die Wärmepumpe weisen unter diesen Rahmenbedingungen in 2050 einen Kostenvorteil gegenüber der Fernwärme auf. Die Ergebnisse der ökonomischen und ökologischen Bewertung zeigen, dass es eine CO₂-orientierte Neuordnung der Steuern, Abgaben und Umlagen braucht, um den Klimaschutz in der Wärmeversorgung zu stärken. CO₂-Preis bzw. geänderte Steuern und Umlagen im Energiebereich und eine finanzielle Unterstützung der Herstellung synthetischer Brennstoffe können wichtige Elemente sein.

Neben der Klimaerwärmung gibt es weitere Umweltwirkungen, die in Zusammenhang mit der Wärmeerzeugung stehen. Bei nahezu allen Wirkungskategorien führen die drei Versorger szenarien Referenz, „Lokale Wärme hoch“ und „Lokale Wärme mittel“ zu einer deutlichen Verbesserung aus ökologischer Perspektive. Ein Unterschied zwischen den drei Szenarien zeigt sich vor allem bei der Eutrophierung. Strombasierte Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen, die den Strommix einsetzen, weisen in 2030 recht hohe Werte auf, da für die Stromproduktion weiterhin Kohle eingesetzt wird. Erst 2050 nach dem Kohleausstieg gleichen sich die drei Szenarien an. Bei der Versauerung ist dies in der Tendenz auch zu erkennen, die Unterschiede sind jedoch schwächer.

Durch einige Wärmeerzeugungsanlagen können neben den Umweltwirkungen, die über die Ökobilanzierung erfasst werden, weitere ökologische Wirkungen auftreten. An dieser Stelle werden nur ausgewählte Aspekte genannt. Eine Flusswasserwärme kann beispielsweise Auswirkungen auf die Gewässerökologie haben. Die Wärmepumpe führt im Betrieb zu einer Auskühlung des Gewässers, was im Sommer einen positiven Einfluss auf den Sauerstoffgehalt und die Gewässerökologie haben kann. Einer Eisbildung infolge des Wärmeentzugs wird im Winter durch saisonales Ausschalten der Anlage entgegenwirkt. Bei der Geothermie ist vor allem der Grundwasserschutz zu beachten, da an einigen Standorten das Risiko besteht Versalzungen oder Altlasten durch Bohrungen zu verteilen. Diese Risikoeinschätzung wird durch die SenUVK übernommen (s. Kapitel 4.6).

8 Resilienz-Bewertung

Neben der Ökonomie und der Ökologie spielt im Zusammenhang mit der Energieversorgung das Thema der Resilienz eine wichtige Rolle. Ziel dieses Kapitels ist es eine prospektive Bewertung, das heißt eine Bewertung von zukünftigen Wärmeversorgungskonzepten, der Resilienz. Dazu gibt der erste Abschnitt einen Überblick über die Verwundbarkeiten (Vulnerabilitäten) von Fernwärmeversorgungssystemen (FWVS). Im Anschluss wird die Bedeutung von resilienten Energiesystemen erläutert und eine Indikatoren-basierte Operationalisierung wichtiger Resilienz-steigernder Design-Prinzipien eingeführt. Zuletzt werden die Ergebnisse für Nord-Neukölln vorgestellt.

8.1 Vulnerabilitäten der Fernwärmeversorgung

Die Wärmeversorgung ist eine kritische Infrastruktur (Dolle und Hoff 2015) und von großer Bedeutung zur Befriedung menschlicher Grundbedürfnisse, wie Warmwasser und Heizung. Bisher gelten FWVS als sehr sicher (Angabe Fernwärmeversorger). Im Zuge der Sektorenkopplung und Digitalisierung entstehen möglicherweise neue Risiken/Stressoren für eine sichere Versorgung von

Wärme. Dieser Abschnitt fasst gegenwärtige bekannte Stressoren (=Gefährdungen) für eine Fernwärmeversorgung zusammen und leitet anschließend mögliche zukünftige Stressoren durch die Systemtransformation hin zu einem mit EE versorgten Fernwärmesystem ab.

Der Ausgangspunkt zur Bewertung von Vulnerabilität von Energiesystemen ist die Definition der assoziierten Systemleistungen, welche klassischerweise auf Basis technischer Parameter vorgenommen wird. Vereinfacht dargestellt wird die stabile Bereitstellung von Wärme als Systemleistung der inneren Resilienz eines Wärmeversorgungssystems bezeichnet. Die Erbringung von Systemleistungen in Form eines systemdienlichen Betriebs für den Stromsektor ist der äußeren Resilienz eines Wärmeversorgungssystems zuzurechnen. Grundsätzlich führt eine kurze Unterbrechung der Fernwärmeversorgung von drei bis fünf Stunden durch die Speicherwirkung der Gebäude und des Wärmenetzes zu keinem Komfortverlust beim Kunden (AGFW 2018). Alle Schwachstellen, die die Sicherstellung der Systemleistung gefährden, werden als Vulnerabilität bezeichnet.

Dieser Abschnitt gibt eine Auswahl wichtiger Vulnerabilitäten der Fernwärmeversorgung wieder, um diese bei zukünftigen Versorgungskonzepten zu berücksichtigen. Im Hinblick auf das Fernwärmeversorgungssystem bestehend aus der Leitwarte, dem Fernwärmenetz und den Pumpenstationen unterteilt die AGFW (2018) die Gefährdungen von FWVS in zwei Gruppen: IT-relevante Gefährdungen und Gefährdungen ohne IT-Bezug. Als IT-relevante Gefährdungen werden vom AGFW 25 Gefährdungen, wie zum Beispiel die Unterbrechung der Stromversorgung, die Einbringung von Schadcode und die physikalische Beeinträchtigung durch Naturgefahren, genannt. Die Gefährdungen ohne IT-Bezug betreffen die Pumpenstationen und die Fernwärmeverteilung (AGFW 2018). Gefährdungen sind zum Beispiel ein Ausfall oder Störung von Pumpen oder eine Leckage in den Verteilleitungen. Eine Leckage kann durch Beschädigungen der Fernwärmeleitungen wie Risse in den Rohren verursacht werden. Neben dem FWVS müssen die Wärmeerzeugung und die Wärmeübergabestationen der Abnehmer/innen funktionieren. Eine detaillierte Beschreibung einzelner Gefährdungen findet sich u.a. in Rimkevicius et al. (2012) und Tereshchenko und Nord (2016).

Weitere Vulnerabilitäten, die das Übertragungssystem betreffen, sind externe Störungen wie das menschliche Handeln oder Fehler bei der Reparatur. Menschliches Handeln wird im Falle eines Fehlers bei der Verwaltung von technologischen Prozessen als Störung angesehen (Rimkevicius et al. 2012). Der Hauptteil aller Störungen geht mit 30 % bis 40 % zurück auf Korrosion von Rohrleitungen, die zur Intensivierung verschiedener Bruchmechanismen führt (Rimkevicius et al. 2012). Weite Teile des Rohrleitungssystems sind vergraben, wodurch sich Brüche und Leckagen schwer lokalisieren lassen (Tereshchenko und Nord 2016). Valincius et al. (2015) zeigen, dass Defekte an Rohrleitungen größtenteils an der Schweißnaht auftreten. Nach Wirths (2008) kann eine weitere Ursache für Fehler in Fernwärmesystemen eine zu hohe Rücklauftemperatur sein, die durch defekte Regelventile, undichte Kurzschlussleitungen, eine fehlerhaft eingestellte Außentemperaturabhängige Regelung oder eine unzureichende Wärmedämmung hervorgerufen werden kann.

Nicht zuletzt ist die Qualität der eingesetzten Technologien und Komponenten ein wichtiger Faktor, der die Vulnerabilität eines FWVS beeinflusst. Ein guter Zustand von Vorrichtungen, insbesondere von Ventilen und eine hohe Qualität der Rohre können die Fehlerrate in Fernwärmenetzen maßgeblich senken, wie eine Analyse des Warschauer Fernwärmenetzes von Gilski et al. (2014) zeigt.

Als Beispiele für Cyberangriffe auf Wärmesysteme sind folgende Fälle zu nennen: Zum einen fiel mehrere Monate lang ein Steuerungscomputer des Heizungssystems von mehreren Wohneinheiten in der ostfinnischen Stadt Lappeenranta aus, ausgelöst durch DDoS-Angriffe. Dabei reagierten die Steuerungscomputer auf jeden Angriff mit einem Neustart. Sobald das System wieder online

war, begannen die Attacken erneut, sodass dies in einen Angriff-Neustart-Angriff-Kreislauf resultierte. Der Vorfall ereignete sich im Zeitraum Oktober bis November 2016. In der Region ist zu dieser Jahreszeit mit zweistelligen Minustemperaturen zu rechnen, was die Kritikalität verdeutlicht. Die Verwundbarkeit resultierte in diesem Beispiel durch das Anschließen der Heizungsanlage an das Internet, um Fernwartungen zu ermöglichen (Jung 2017). Ein anderer Angriff wurde im Jahr 2016 von den Sicherheitsexperten Andrew Tierney und Ken Munro im Kontext der Hacker-Konferenz Def Con ausgeführt. Auf Basis einer Sicherheitslücke in einem Thermostat wurde dieses mit Ransomware infiziert. Die Hacker erlangten die Kontrolle über das Thermostat und sperrten für den Besitzer sämtliche Funktionen. Über das Thermostatdisplay wurde die Zahlung von Bitcoins verlangt und bis zum Zahlungseingang eine Anpassung der Raumtemperatur auf ein unbehagliches Niveau angedroht (Briegleb 2016).

In Bezug auf die eingesetzten Rohstoffe ist in der Fernwärme grundsätzlich eine Abkehr von fossilen Rohstoffen, die einen hohen CO₂ Beitrag bei deren Verbrennung aufweisen, zu beobachten. In den meisten Fällen wird Gas als Substitut für Kohle verwendet, was die Abhängigkeit von diesem Rohstoff und den Ursprungsländern erhöht. Dies stellt eine potenzielle Schwachstelle dar, wenn nicht der Gasbezug und die Gewinnungsart, z. B. durch synthetisches Gas diversifiziert wird.

Durch die angestrebte Transformation des Energiesystems hin zu einem von EE versorgten System ergeben sich weitere noch nicht im Detail absehbare strukturelle Änderungen des Gesamtsystems. Die folgende Liste zeigt beispielhaft mögliche Entwicklungen:

- Die Erschließung von im Stadtquartier verteilten Abwärme-Quellen erfordert die Errichtung von dezentralen Wärme-Einspeisepunkten. Dies steigert den Gesamtkoordinationsaufwand.
- Die Betriebstemperaturen werden abgesenkt, insofern es die Haustechnik der angeschlossenen Objekte zulässt. Dies könnte zu einer Verringerung der Temperaturspreizung und damit bei gleichbleibendem Leistungsbedarf zu hydraulischen Problemen führen.
- Der Anteil der PtH-basierten Wärmeerzeugern erhöht sich und neue Technologien werden zur Wärmeerzeugung eingesetzt (z.B. Brennstoffzelle, Wasserstoff-BHKW, etc.).
- Der Ausbau von thermischen Speichern wird erforderlich.
- Der Betrieb und die Regelung der Anlagen wird durch die Sektorenkopplung nicht nur vom Wärmeversorgungssystem, sondern auch von weiteren Faktoren wie der Verfügbarkeit von Wind- und Solarstrom abhängig sein.
- Möglicherweise werden dezentrale Wärmeerzeuger zur Temperaturerhöhung und zur Sicherstellung der Wärmeversorgung in Teilsträngen mit hohen Temperaturanforderungen installiert.
- Das Fernwärmenetz könnte als Plattform dienen, in das verschiedene dezentrale Akteure einspeisen und ihre Wärme verkaufen.

Die genauen Systemveränderungen sind schwer vorherzusehen. In Summe ist aber von einer Steigerung der Komplexität des Betriebs und der Regelung der Anlagen und engeren Verzahnung und Erhöhung des Informationsaustausches mit anderen Sektoren und Akteuren auszugehen.

Die Darstellung ausgewählter Vulnerabilitäten fokussierte auf bekannte gegenwärtige und zukünftige Gefährdungen. Neben diesen bekannten Risiken entstehen im Zuge der Transformation des

Energiesystems möglicherweise auch noch zum jetzigen Zeitpunkt unbekannte Gefährdungen. Der einzige uns bisher bekannte Ansatz zur Vorbereitung eines Systems auf sogenannte „*unknown unknowns*“, also unvorhersehbare und völlig unbekannte Gefährdungen ist die Gestaltung eines Systems gemäß dem Leitkonzept der Resilienz. In den folgenden Abschnitten soll als einen ersten Schritt bewertet werden, welche Anlagenkonfigurationen der verschiedenen Transformationsszenarien dem Leitkonzept Resilienz und seinen Gestaltungsprinzipien am Nächsten kommen.

8.2 Methodik der Resilienzbewertung

Resilienz beschreibt die Fähigkeit eines Systems, seine Leistungsfähigkeit auch unter Stress und unter turbulenten Bedingungen aufrechtzuerhalten (von Gleich et al. 2010). Ein resilientes Energiesystem liefert zuverlässig Energie für die verschiedenen nachgefragten Dienstleistungen wie Licht, Wärme und Fahrzeugantrieb, selbst wenn äußere Störungen oder innere Ausfälle das System belasten. Resiliente Energiesysteme sind vom Design her besonders gut auf Überraschungen und Unvorhergesehenes vorbereitet und reagieren adäquat auf Störungen. Das Bewertungskriterium „Resilienz“ überprüft, wie sich die Resilienz steigernden Strukturen und Funktionalitäten (Designprinzipien) bei der Transformation des Energiesystems der untersuchten Versorgungsszenarien verändern. Diese Designprinzipien sind abgeleitet aus Erfahrungswerten aus evolutionär erprobten Ökosystemen, Risikomanagement und bewährten Maßnahmen zum Schutz kritischer Infrastrukturen. Ihre Berücksichtigung fördert und gestaltet auf vielfältige Art und Weise die Widerstands-, Anpassungs-, Innovations- und Improvisationsfähigkeit der betreffenden Systeme. Im Folgenden wird eine indikatorbasierte Bewertungsmethode für die Resilienz steigernden Strukturen und Funktionalitäten Diversität, Redundanz, lose und optionale Kopplungen sowie Subsidiarität vorgestellt und deren Anwendung auf die Versorgungsszenarien für Nord-Neukölln gezeigt.

8.2.1 Diversität

Die Diversität eines Systems wird nach Stirling (2007) durch drei Elemente beschrieben: Varietät (Anzahl an Optionskategorien im System), Balance (Verteilung der Systemelemente über die Optionskategorien) und Disparität (Verschiedenheit der Optionskategorien zueinander). Diversität trägt aufgrund der zugrundeliegenden Vielfalt zur evolutionären Innovationsfähigkeit von Systemen bei (Peterson et al. 1998; Molyneaux et al. 2016). Des Weiteren ist die Optionenvielfalt eines Systems hilfreich, um Pfadabhängigkeiten zu vermeiden (Farrell et al. 2004). Nach Lovins und Lovins (1982) ist die Dispersion, also die räumliche Verteilung von Systemkomponenten ebenfalls ein relevanter Faktor der Diversität. Funktionelle und strukturelle Diversität wird durch eine entsprechende Auswahl und Anordnung von Erzeugungs-, Konversions-, Speicher-, Verteilungs-, Steuerungs-, und Kommunikationstechnologien sowie der dazugehörigen Ressourcen erreicht.

Zur Quantifizierung der Diversität sind Bewertungsmethoden wie der Shannon-, Gini- oder Stirling-Index etabliert (Stirling 2010; Binder et al. 2017). In dieser Arbeit wird der Stirling-Index als Quantifizierungsmetrik ausgewählt, da dieser sowohl die Vielfalt der Kategorien in einem System, die Ausgewogenheit der Verteilung der Elemente zwischen den verschiedenen Kategorien und die Disparität, das heißt die Unähnlichkeit zwischen den Kategorien, berücksichtigt (Stirling 2010). In der Bewertung dieser Arbeit wurden die Unterschiedlichkeit der Wärmeerzeugertechnologien anhand der in Tab. 12.8 im Anhang gelisteten Attribute vorgenommen. Die einzelnen Attribute wurden hinsichtlich ihres Beitrags zur Verschiedenheit gleich gewichtet.

8.2.2 Redundanz

Unter Redundanz versteht man die Dopplung oder das mehrfache Vorhandensein von gleichartigen Systemkomponenten. Bei Ausfall einer Komponente wird der Betrieb nicht beeinträchtigt, wenn eine andere Komponente die Funktion wirksam substituiert (N-1 Prinzip) (Biggs et al. 2012). Somit wirkt physische Redundanz widerstandserhöhend gegenüber einem (Stör-) Ereignis und fördert die Resilienz des Systems, da selbst bei einem Ausfall einer oder mehrerer Komponenten eine stabile und sichere Systemleistung gewährleistet werden kann. Die gesicherte installierte Leistung des Systems sollte den maximalen prognostizierten Leistungsbedarf um einen möglichst großzügigen Faktor übertreffen, damit selbst bei Anlagenausfällen bei Spitzelast ausreichend Back-up-Kapazitäten verfügbar sind. Zur Bewertung der Redundanz eines Systems wird eine probabilistische Risikoanalyse unter Berücksichtigung eines schrittweisen Ausfalls von Einheiten durchgeführt. Zu diesem Zweck wird das Versorgungsrisiko bei fortschreitendem Ausfall von Einheiten berücksichtigt. Das Versorgungsrisiko ergibt sich aus dem Produkt des Versorgungsdefizits in der Kombination aus ausfallenden Einheiten und der Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Ausfallkombination.

8.2.3 Lose Kopplungen

Ein System zeichnet sich dadurch aus, dass Elemente und Komponenten miteinander verbunden bzw. gekoppelt sind. Kopplungen können als lose bezeichnet, wenn bestimmten Teile des Systems erlaubt ist nach ihrer eigenen Logik zu funktionieren. Bei Systemen mit engen Kopplungen ist zwischen den verbundenen Teilen kein Spiel, Pufferzone oder Elastizität erlaubt (Perrow 2011). Im Energiesektor setzt sich immer mehr eine stärkere Kopplung unterschiedlicher Infrastrukturen, Erzeugung und Energiequellen durch – auch Sektorenkopplung genannt. Beispiele aus dem Bereich der Wärme sind Kraft-Wärme-Aggregate, wie z. B. BHKW oder Wärmepumpen. Bei beiden werden Stromnetze und Wärmeerzeugung miteinander gekoppelt, wodurch Abhängigkeiten entstehen. Grundsätzlich sind derzeit alle Wärmeerzeugungstechnologien, wenn nicht speziell ausgelegt, über die elektrische Steuerung und Regelung von einer Versorgung mit elektrischer Energie abhängig.

Beim dem Gestaltungsprinzip „Lose Kopplung“ wird zwischen Kopplungen unterschieden, bei denen eine Trennung vorgesehen und vorbereitet ist (lose Kopplungen) und bei denen eine Auflösung nicht vorgesehen ist (starre Kopplung) (Goessling-Reisemann und Thier 2019). Ein Vorteil loser Kopplungen ist, dass im Störfall kaskadierende Fortsetzungen von Störungen verhindert werden können. Lose Kopplungen erlauben also eine schnelle Isolierung im Schadensfall (Lovins und Lovins 1982; Gershenson et al. 2003).

Die Beurteilung, ob Kopplungen lose oder fest sind, wurde durch Analyse der Abhängigkeiten von Versorgungstechnologien und zugehörigen Infrastrukturen bestimmt. Leitungsgebundene Energieträger sind starrer zu betrachten als Feststoffe, da die Verteilung und Lagerung bei letzteren loser und auf vielfältige Art und Weise erfolgen kann. Umweltwärme und Solarthermie (jahreszeitliche Erzeugungscharakteristika) in Kombination mit dezentraler Steuerung sind autark und werden als lose gekoppelt angesehen. Kann ein Wärmeerzeuger mit mehr als einer Energiequelle versorgt werden, wobei eine davon unabhängig von zusammenhängenden Infrastrukturen ist, so werden die Kopplungen als lose bezeichnet. Beispiele sind Wärmepumpen, die mit Netzstrom und PV oder BHKW erzeugten Strom versorgt werden. Ausschlaggebend für die Kopplung eines Systems ist die Anzahl der möglichen Optionen des Systems. Beispielsweise kann die Brennkammer eines Kohlekessels üblicherweise auch mit Biomasse oder anderen brennbaren Quellen befeuert werden.

Als Indikator für die Bewertung dient das Verhältnis der durch als lose definierten gekoppelten Anlagen bereitgestellter Wärmeenergie an der gesamten Jahreswärmeenergiebereitstellung. Als lose gekoppelte Anlagen gelten Kessel betrieben mit Kohle, Biomasse oder Öl, Solarthermie und Wärmepumpen, die an Photovoltaikanlagen, KWK und das Stromnetz angeschlossen sind.

8.2.4 Subsidiarität / lokale Ressourcen

Subsidiarität beschreibt die Gestaltung von Hierarchien in einem System, bei der Elemente der unteren Organisationsebenen möglichst weitgehend ohne Rückgriff auf Entscheidungen oder Leistungen übergeordneter Ebenen auskommen. Als förderlich für Subsidiarität wird eine polyzentrische Führung angesehen (Ostrom 2010). Durch die Berücksichtigung des Prinzips der Subsidiarität bei der Gestaltung von Systemen wird ein stärkerer Fokus auf dezentrale Strukturen gelegt.

Als Operationalisierung kann der Eigenversorgungsgrad auf Basis von lokalen Ressourcen als Indikator für die Subsidiarität angewendet werden. Auch wenn der Eigenversorgungsgrad nur einen Teil der Aspekte von Subsidiarität widerspiegelt, so ist dieser dennoch ein Indiz für die Erfüllung des Designprinzips der Subsidiarität. Der Eigenversorgungsgrad ist das Verhältnis der Wärmeenergemengen, die im Betrachtungsgebiet selbst erzeugt werden können, zum gesamten Jahreswärmeenergiebedarf des Fernwärmeversorgungssystems. Als Eigenerzeugung sind lokale Erzeuger aus erneuerbaren Energien berücksichtigt. Dies sind Solarthermie und die Wärmemengenanteile von Wärmepumpen, die mit Photovoltaikstrom gespeist werden. Ab- und Flusswasserwärme gelten hier nicht als lokale Ressourcen, da sie Strom zum Betrieb benötigen. Der Strom der BHKW wird komplett eingespeist und steht nicht für den Betrieb von Wärmepumpen zur Verfügung. Die BHKW sind zudem gasbetrieben und bedürfen somit einer nichtlokalen Ressource.

8.2.5 Speicher- und Pufferkapazitäten

Speicher und Puffer führen zur Überbrückung oder im Falle einer starken Störung zu einer geringen und zeitlich verzögerten Reaktion des Systems bzw. der Komponenten. So verschafft diese inhärente Trägheit der Reaktion Spielraum für Maßnahmen, mit denen Auswirkungen des Versagens abgemildert werden können (Lovins und Lovins 1982). Energiespeicher und -puffer ermöglichen eine teilweise Entkopplung von Verbrauch und Erzeugung. Sie haben eine ausgleichende Funktion und erhöhen die Widerstands- und Anpassungsfähigkeit des Systems. Da Speicher und Pufferkapazitäten bei den Simulationen der Szenarien nicht explizit berücksichtigt wurden, erfolgt im Rahmen der Resilienz-Bewertung keine Operationalisierung dieser Elemente. Aufgrund der Bedeutung für die Resilienz des Systems erfolgt allerdings eine qualitative Bewertung.

8.3 Ergebnisse der Resilienzbewertung

Die indikatorbasierte Bewertung der Resilienz bezieht sich auf die in Kapitel 5 dargestellten Wärmeversorgungszenarien. Die in den nachfolgenden Kapiteln dargestellten Ergebnisse beziehen sich dabei auf das Sanierungsszenario mit einer Sanierungsrate von 2,0 %.

8.3.1 Diversität

In Abb. 8.1 sind die Ergebnisse der Diversitätsbewertung der Erzeugersysteme anhand des Stirling-Index dargestellt. Die Untersuchung zeigt, dass bei der Einschlagung des ambitionierten Transformationspfades „Lokale Wärme hoch“ mittelfristig die Diversität erhöht wird. Der Stirling-Index aller Versorgungsvarianten des Jahres 2030 liegt über den Werten des Status quo. Dies ist

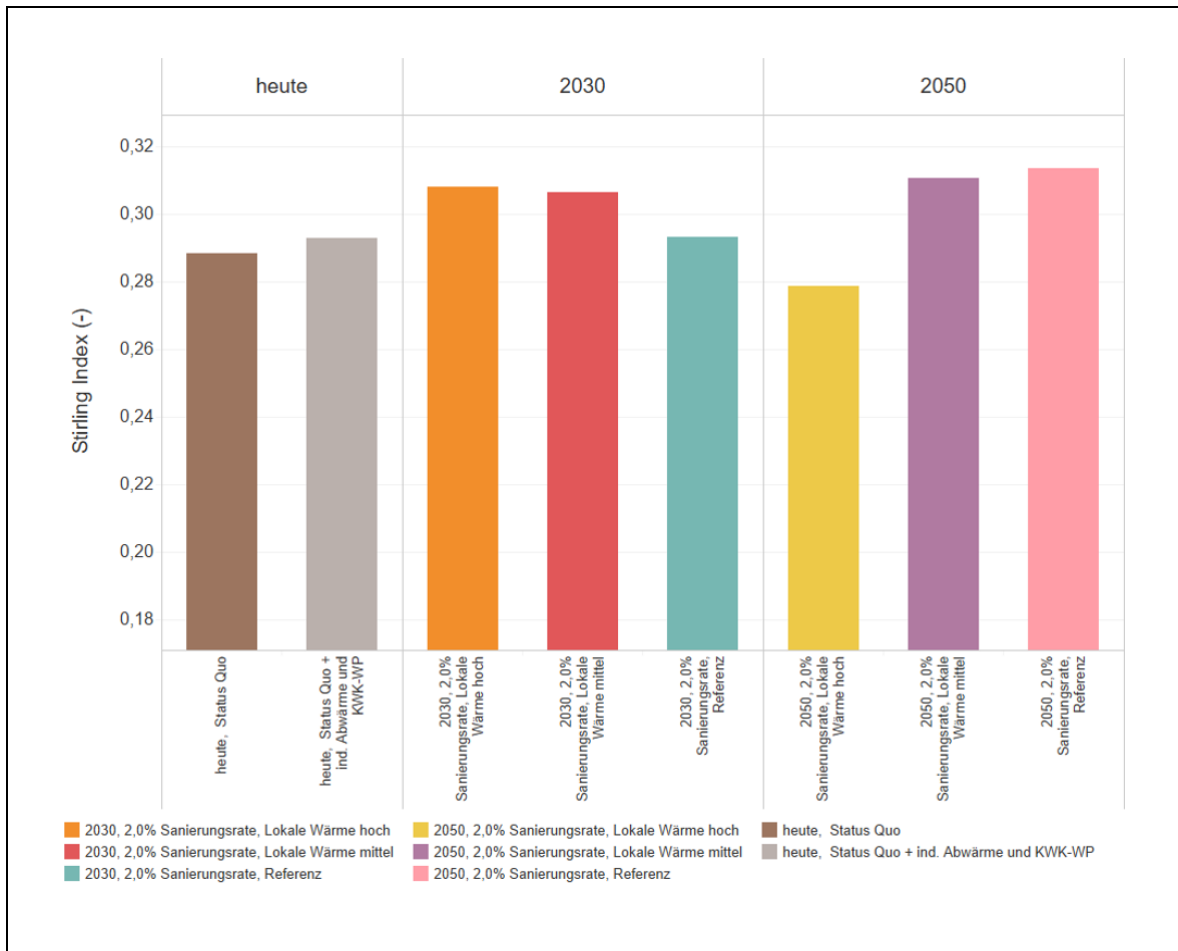


Abb. 8.1: Diversität anhand des Stirling-Indexes in den Erzeugerszenarien

Erläuterung: alle Werte beziehen sich auf das Verbraucherszenario mit Sanierungsrate 2 %

Quelle: Universität Bremen, eigene Berechnung und Darstellung auf Grundlage die Berechnungsergebnisse des IÖW

auf die teilweise vorangegangene Substitution fossiler Brennstoffe durch biogene und synthetische sowie durch elektrifizierte Versorgungstechnologien zurückzuführen. Mit fortschreitender Transformation verschiebt sich das Gleichgewicht zur strombasierten Wärmeversorgung, wodurch die Diversität des Systems verringert wird. Im Szenario „Lokale Wärme hoch“ verringert sich der Wert des Stirling-Index in den Versorgungsvarianten des Jahres 2050 im Vergleich zum Jahr 2030 deutlich. Für den konservativen Transformationspfad ergibt sich eine kontinuierliche Steigerung der Diversität. Im Jahr 2030 liegt der Stirling-Index zwar noch unter, im Jahr 2050 dann aber über den Index-Werten der ambitionierteren Transformationspfade. Aufgrund einer breit aufgestellten Ressourcenbasis der veranlagten Wärmeversorgungsanlagen übersteigt die Diversität des konservativen Transformationspfads die des ambitionierten im Jahr 2050.

Für die Bewertung der Diversität spielt auch die Sanierungsrate eine große Rolle. Dadurch, dass die Wärmemengen im Verbraucherszenario mit Sanierungsrate 2,0 % gering sind, ist der Gasanteil in den Erzeugerszenarien ebenfalls gering und es überwiegen vor allem im Erzeugerszenario „Lokale Wärme hoch“ strombasierte Wärmeerzeugungstechnologien. Der Einsatz von Fernwärme aus dem Verbundnetz geht nahezu ganz zurück. Dies führt dazu, dass der Stirling-Index als Indikator für die Diversität im Erzeugerszenario „Lokale Wärme hoch“ im Vergleich zum Erzeugerszenario Referenz geringer ausfällt. Beim Verbraucherszenario mit einer Sanierungsrate von nur 0,6 % weist der Stirling Index allen drei Erzeugerszenarien hingegen nahezu gleich hohe Werte auf.

8.3.2 Redundanz

Der Redundanz-Index stellt das Versorgungsrisiko in kWh dar, weshalb hier größere Werte ein größeres Versorgungsrisiko bedeuten. Die zusätzliche Installation von Wärmeerzeugungskapazitäten im Vergleich zum Status quo führt im Szenario Status quo + ind. Abwärme und KWK-WP zu einer Steigerung der Redundanz (s. Abb. 8.2). Das Risiko der Unterversorgung verringert sich somit.

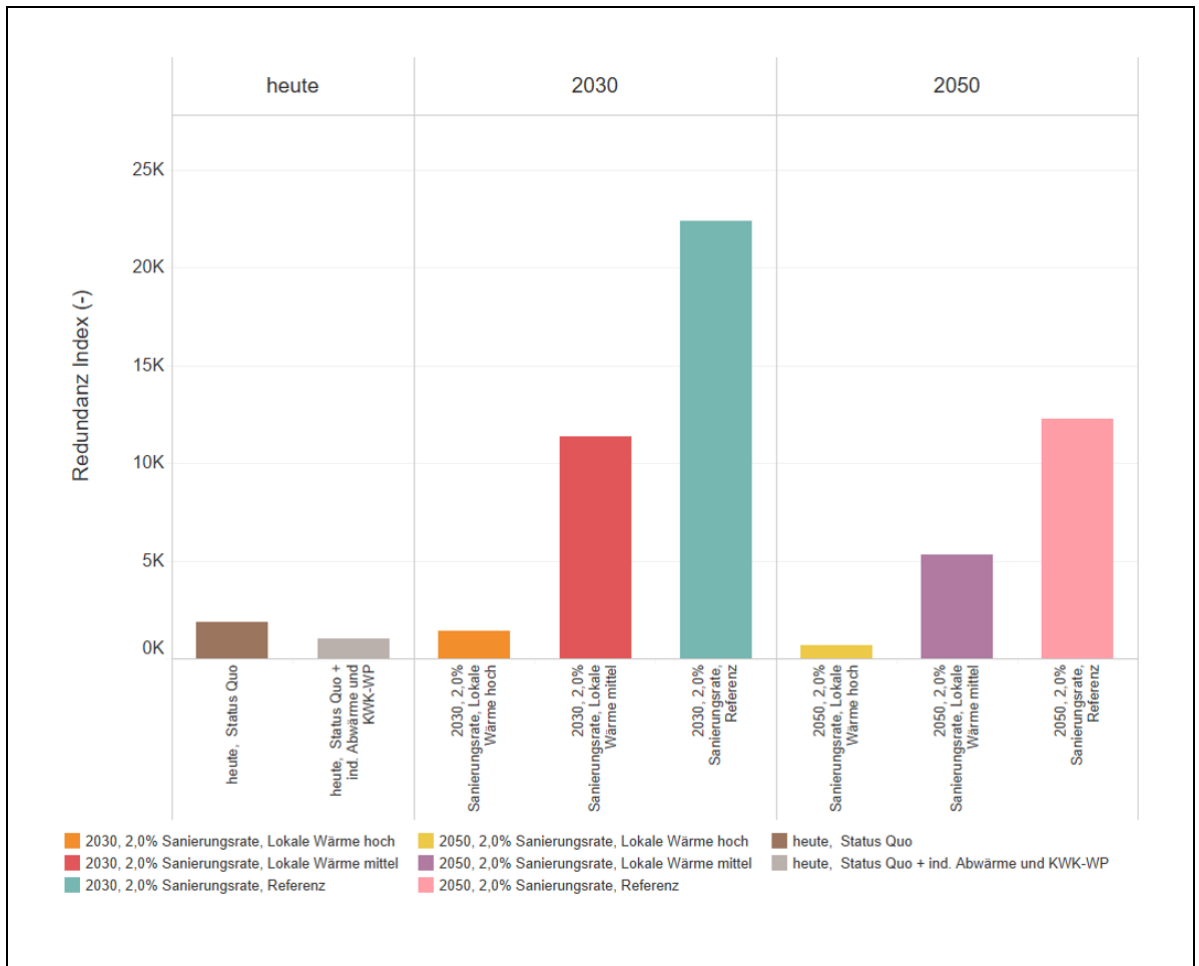


Abb. 8.2: Redundanz in den Erzeugerszenarien

Erläuterung: alle Werte beziehen sich auf das Verbraucherszenario mit Sanierungsrate 2 %
 Quelle: Universität Bremen, eigene Berechnung und Darstellung auf Grundlage die Berechnungsergebnisse des IÖW

In den Versorgungsszenarien des Jahres 2050 nimmt das Versorgungsrisiko in allen Szenarien im Vergleich zum Jahr 2030 ab, da in dem Verbraucherszenario der Wärmebedarf sinkt. Die relativen Unterschiede zwischen den Versorgungsvarianten bleiben bestehen. Insgesamt ist in allen Szenarien das n-1-Kriterium erfüllt, das heißt das Versorgungsrisiko beim Ausfall einer Anlage ist null. Erst bei dem Ausfall von zwei Anlagen und mehr würde es zu einer Unterdeckung kommen.

8.3.3 Lose Kopplungen

Ein zur Diversität ähnliches Trendbild ergibt sich bei der Betrachtung der Anteile der erzeugten Wärmemenge aus lose gekoppelten Anlagen (s. Abb. 8.3).

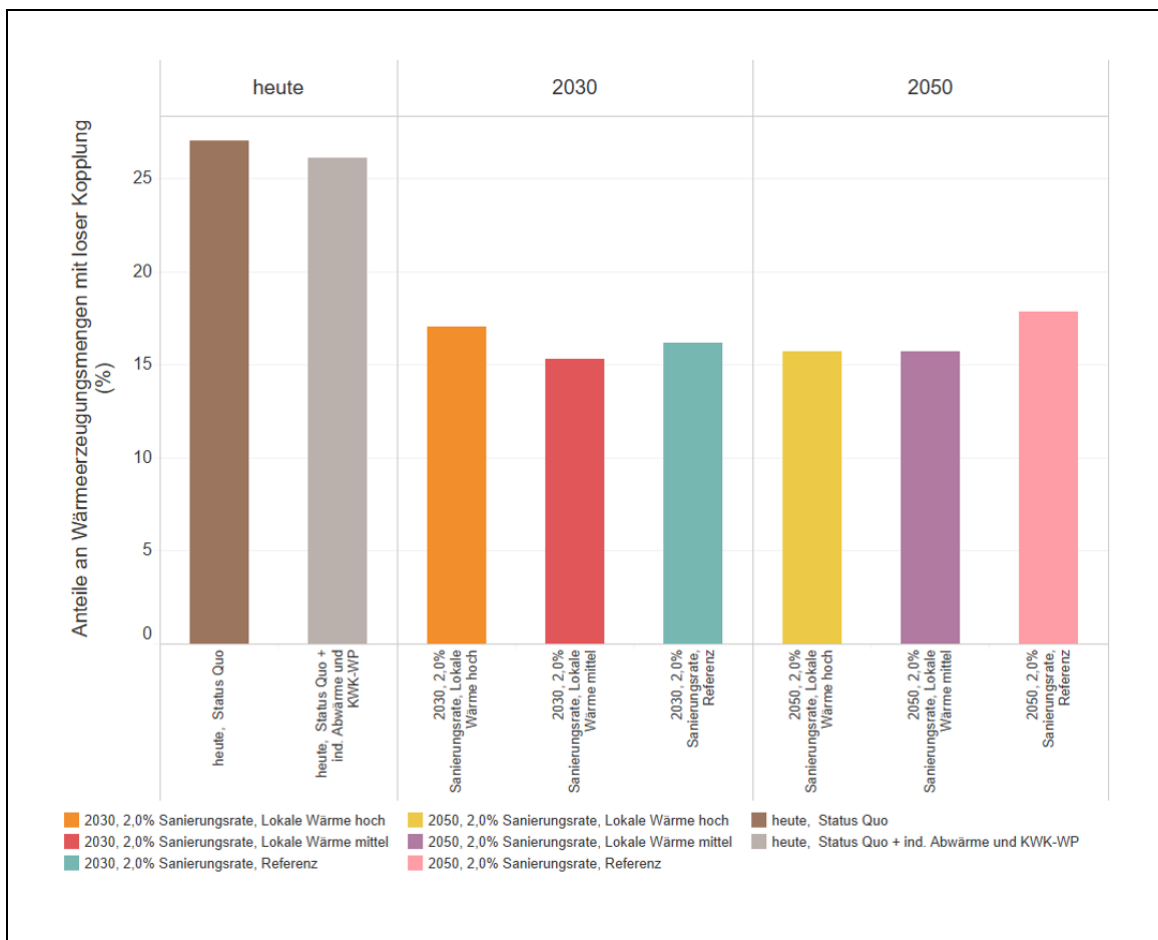


Abb. 8.3: Anteil an der Jahreswärmeenergiebereitstellung aus lose gekoppelten Anlagen in den Erzeugerszenarien heute (2019) sowie in den Jahren 2030 und 2050

Erläuterung: alle Werte beziehen sich auf das Verbraucherszenario mit Sanierungsrate 2 %
Quelle: Universität Bremen, eigene Berechnung und Darstellung auf Grundlage die Berechnungsergebnisse des IÖW

In einem mittleren Zeithorizont (2030) erzielt der ambitionierte Transformationspfad die besseren Ergebnisse. Langfristig (2050), also mit fortschreitender Transformation und somit fortschreitender Elektrifizierung des Wärmesektors und sinkendem Wärmebedarf, schneidet der konservative

Transformationspfad besser ab. Auffallend ist, dass in Relation zum Status quo, alle Transformationsszenarien hinsichtlich der Anteile der erzeugten Wärmemenge aus lose gekoppelten Anlagen schlechter abschneiden. Dies liegt vor allem an den in 2030 und 2050 nicht mehr vorhandenen Kapazitäten von Kohle-basierter Wärmeerzeugung und dem höheren Anteil an Wärme aus KWK.

8.3.4 Subsidiarität / lokale Ressourcen

Subsidiarität kann über den Eigenerzeugungsanteil aus lokal verfügbaren Ressourcen operationalisiert werden. Der Einsatz gewerblicher Abwärme ist in allen Szenarien in etwa gleich hoch. Hinzu kommt im Szenario „Lokale Wärme hoch“ die Wärme aus Solarthermie, weshalb dieses Szenario eine höhere Subsidiarität aufweist. Ab- und Flusswasserwärme gelten hier nicht als lokale Ressourcen, da sie Strom zum Betrieb benötigen, um die Wärme auf ein nutzbares Niveau zu bringen. Auf die Subsidiarität kann sich jedoch die Eigenstromnutzung von lokal erzeugtem Photovoltaikstrom durch Wärmepumpen positiv auswirken.

8.3.5 Puffer, Speicher und Dämpfer

Das Designprinzip Speicher-, Puffer-, und Dämpferkapazitäten ist in den betrachteten Szenarien anteilig realisiert, da neben den jeweiligen Gebäudeinfrastrukturen das Wärmenetz und der bereits vorhandene Kurzzeitspeicher als Puffer dient. Kurzzeitige Ausfälle der Wärmeeinspeisung können somit überbrückt bzw. deren Auswirkungen abgemildert werden. In der Resilienzbewertung wurden die Speicher- Puffer und Dämpferkapazität in den Versorgungsszenarien nicht tiefgreifender berücksichtigt, da keine unterschiedlichen Speichersysteme betrachtet wurden. Unabhängig davon soll hier Erwähnung finden, dass die Berücksichtigung solcher Kapazitäten nicht nur für die Resilienz des Systems, sondern auch für die Flexibilität und Effizienz günstig ist und daher in der zukünftigen Wärmeplanung Beachtung finden sollte.

8.3.6 Zusammenfassung und Empfehlungen

Die vorgestellte indikatorbasierte Bewertung bietet einen Ansatz, einen quantitativen Vergleich der Resilienz verschiedener Energiesysteme zu ermöglichen. In Tab. 8.1 sind die Ergebnisse der Indikatoren basierten Bewertung der Resilienz steigernden Strukturen und Funktionalitäten hinsichtlich der Veränderung der Transformationspfade gegenüber dem Status quo. Dabei gilt: +=Verbesserung; -=Verschlechterung und o=keine Veränderung.

Die Bewertung basiert auf den in Kapitel 5 dargestellten Szenarien. Bedingt durch die berücksichtigten Eingangs- und Ausgabeparameter des Simulationsmodells konnten nur die in den vorherigen Kapiteln dargestellten Resilienz Design-Prinzipien operationalisiert und angewandt werden. Im optimalen Fall sollten aber weitere Resilienz Design-Prinzipien operationalisiert und als Ganzes betrachtet werden (Brand et al. 2017). Für eine belastbarere Resilienzbewertung muss die Methodik daher erweitert, justiert und validiert werden.

Genauso wie Resilienz bei der Transformation von Energiesystemen mit anderen Zielgrößen wie Defossilierung (s. Kapitel 7) und Kosteneffizienz (s. Kapitel 6) konkurriert, gibt es auch Zielkonflikte bei der Implementierung von Resilienz steigernden Strukturen und Funktionalitäten. Beispielsweise wird mit zunehmender Diversität des Systems die Komplexität gleichermaßen zunehmen oder vielmehr das Designprinzip der Einfachheit abnehmen. Um die allgemeine Resilienz beurteilen zu können, ist es erforderlich, eine Methodik zur Quantifizierung weiterer Designprinzipien zu entwickeln

und eine Gesamtbewertung unter einer gewichteten Berücksichtigung aller Designprinzipien abzuleiten. Aus der Ergebnisübersicht ist die Tendenz zu erkennen, dass eine starke Erschließung von lokalen Ressourcen im urbanen Raum perspektivisch die Resilienz des Systems positiv beeinflusst. Hinsichtlich der Designprinzipien Diversität und lose Kopplung sind Defizite zu verzeichnen, die durch geringfügige Anpassung der Szenarien behoben werden können.

Tab. 8.1: Ergebnisübersicht der Resilienzbewertung. Auftragung der Ergebnisse von Diversität, Redundanz, lose Kopplungen und Subsidiarität über die Szenarien.

Quelle: Universität Bremen, eigene Berechnung auf Grundlage die Ergebnisse des IÖW.

Erläuterung: alle Ergebnisse beziehen sich auf das Verbraucherszenario mit Sanierungsrate 2 %

	Status Quo		2030			2050		
	Status Quo	Status Quo + Ind.	Lokale Wärme hoch	Lokale Wärme mittel	Referenz	Lokale Wärme hoch	Lokale Wärme mittel	Referenz
Diversität	o	+	+	+	+	-	+	+
Redundanz	o	+	+	-	-	+	-	-
Lose Kopplungen	o	-	-	-	-	-	-	-
Subsidiarität	o	o	+	o	o	+	o	o

Obwohl die Bewertung der Resilienz kein eindeutiges Bild ergibt, lassen sich aus den Ergebnissen Handlungsempfehlungen verallgemeinern, durch die die Resilienz der Fernwärmeversorgung im Gebiet Nord-Neukölln erhöht wird. Zum einen sollte das leitungsgebundene Fernwärmesystem mit unterschiedlichen Technologien zur Wärmebereitstellung ausgestattet werden. Dabei ist zu beachten, dass deren jeweilige Funktionsweise möglichst auf verschiedenen Energieträgern und Steuerungsroutinen basiert. So ist beispielsweise eine Kombination von gas- und biomassebasierter Kraftwärmekopplung, auf EE-Strom basierten PtH-Einheiten und Solarthermie denkbar. Somit kann das Fernwärmesystem bei entsprechender Auslegung einen temporären Zusammenbruch der Versorgung mit einem Energieträger sowie Dunkelflauten ohne Einbruch der Systemleistung verkraften. Hierzu sind Reserve- sowie Speicherkapazitäten vorzuhalten, auf die bei entsprechenden Ereignissen zurückgegriffen werden kann. Ferner können solche Wärmenetze durch stromgeführten und damit stromnetzdienlichen Betrieb eine Systemdienstleistung für den Stromsektor erbringen. Ein solches Konzept kann sinnvoll durch den Einsatz von (Langzeit-)Wärmespeichern erweitert werden, die zu Zeiten hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energien über PtH oder Solarthermie aufgeladen werden. Durch einen für das Stromnetz systemdienlichen Betrieb des Fernwärmenetzes entstünden Synergieeffekte aus der Sektorenkopplung. Bei der Gestaltung gilt es wiederum die Prinzipien Diversität und Redundanz zu berücksichtigen, also möglichst verschiedene Speichertechnologien in das System zu integrieren. Die räumliche Dispersion der Erzeugereinheiten und Speicher lässt sich für netzgebundene Wärmesysteme steigern, indem das Prinzip mit einer erhöhten Relevanz belegt wird. Hierbei kann es in urbanen Räumen allerdings zu Einschränkungen durch Bestandsbauten und geographische Eigenheiten kommen.

Um die Abhängigkeit der Kopplung von Wärme- und Stromsektor im Sinne der Resilienz zu minimieren, sind Wärmeversorgungssysteme mit sektorengekoppelten Erzeugereinheiten auszurüsten, die einen systemdienlichen Betriebsmodus vorsehen. Denkbar ist ein stromgeführter Betrieb von

BHKW, Wärmepumpen oder Elektrodenheizkesseln, als Bestandteil bi- oder multivalenter Heizsysteme oder in Verbindung mit Speicherkapazitäten. Zur Minimierung der Abhängigkeit der Wärmeversorgung vom Stromnetz sind Notstromkonzepte zur Versorgung der Steuerungsmodule und IKT-Systeme zu integrieren, die einen Betrieb unabhängig vom Zustand des Stromsektors ermöglichen. Die Diversifizierung der leitungsgebundenen Rohstoffquellen kann durch die Modifizierung von Gasanlagen für den Betrieb mit Flüssiggas oder anderen Brennstoffen erreicht werden.

Die starre Kopplung der meisten modernen Systeme, aufgrund ihrer Steuerungs- und Regelungselektronik an das Stromnetz, wird durch die Installation einer Notstromversorgung bereits adressiert. Ferner sollte die Möglichkeit geprüft werden, inwiefern eine Inselnetzfähigkeit der Betriebsgebäude und der Anlagen über eine inselnetzfähige Einbindung der BHKW und Photovoltaik-Anlagen durch zusätzliche elektrische Batteriespeicher erreicht werden kann. Die Installation eines regulierbaren Stromabnehmers in der elektrischen Leistungsgröße des BHKW (Widerstandsheizung, Wärmepumpen, etc.) ermöglicht die Reduzierung der Abhängigkeit des Betriebes vom Stromnetz und somit eine losere Kopplung der Wärmeerzeugung vom Stromnetz. Eine weitere Möglichkeit den Anteil der losen Kopplung zu erhöhen, ist die Ausrüstung der Gaskessel mit zusätzlichen Kupplungen für Flüssiggas. In Notfallsituationen, beispielsweise bei einer Versorgungsunterbrechung im Gasnetz, gibt es die Möglichkeit die Kessel mit mobilen Flüssiggas-Transportern zu betreiben.

9 Transformationspfad Fernwärme

Ziel der Studie war es, einen Transformationspfad für die Entwicklung der Fernwärme in Nord-Neukölln herzuleiten. Die Informationen, die hierfür herangezogen wurden, sind die Potenziale an erneuerbarer Wärme und Abwärme im Versorgungsgebiet sowie die ökonomischen und ökologischen Kenngrößen zu den Verbraucher- und Erzeugerszenarien. Dies sind vor allem die Wärmegestehungskosten, die Gesamt-Annuitäten aus Wärmeerzeugung und energetischer Sanierung sowie die Entwicklung der $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen, bzw. die sich daraus ergebende $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidung pro Euro. Die Ergebnisse aus der Resilienz-Bewertung werden ebenfalls berücksichtigt.

Die energetische Sanierung des Gebäudebestands ist eine wichtige Voraussetzung, um möglichst kosteneffizient die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen zu vermeiden. Allerdings haben Fernwärmebetreiber kaum Einflussmöglichkeiten darauf, ob und wie ambitioniert energetische Gebäudesanierungen erfolgen. Dieses Kapitel geht daher vornehmlich auf die Frage ein, wie die Fernwärmeerzeugung transformiert werden sollte, um langfristig möglichst nachhaltig Fernwärme bereitzustellen.

Aus den in den vorherigen Kapiteln beschriebenen Daten und Analysen lässt sich ein Transformationspfad ableiten, der bis 2030 die Umsetzung des Szenarios „Lokale Wärme mittel“ und bis 2050 die Umsetzung des Szenarios „Lokale Wärme hoch“ anstrebt (s. Abb. 9.1). Dieses Ergebnis resultiert aus der $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Vermeidung pro Euro, die unter den in den Kalkulationen angenommenen ökonomischen Rahmenbedingungen im Bezugsjahr 2030 für das Szenario „Lokale Wärme mittel“ am höchsten und im Bezugsjahr 2050 für das Szenario „Lokale Wärme hoch“ am höchsten ist.

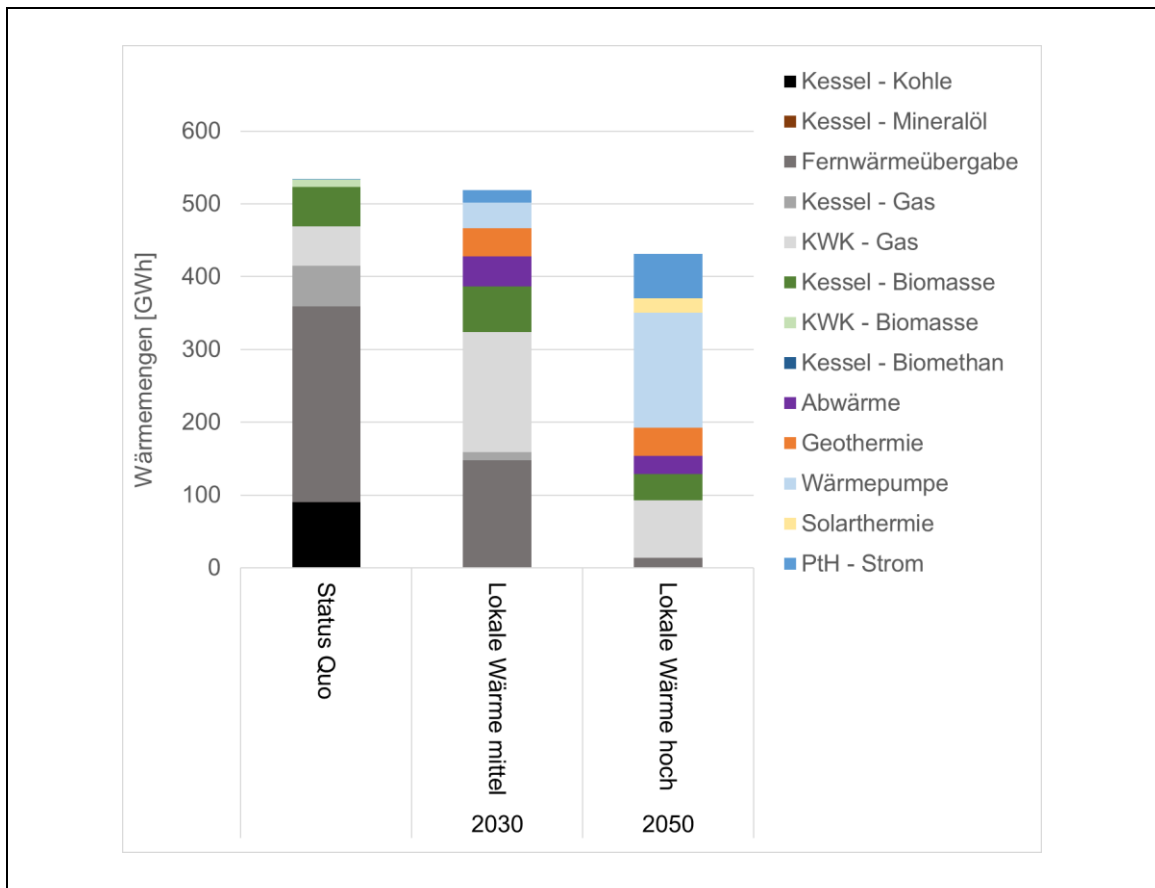


Abb. 9.1: Transformationspfad: Wärmemengen pro Technologie und Energieträger in 2030 und 2050 für eine kosteneffiziente CO_{2eq}-Vermeidung

Quelle: IÖW, eigene Berechnung und Darstellung

Aus den Ergebnissen der Resilienz-Bewertung lässt sich ebenfalls eine Tendenz erkennen, dass eine starke Erschließung von lokalen Ressourcen im urbanen Raum perspektivisch die Resilienz des Systems positiv beeinflusst. Für eine hohe Resilienz ist es dabei wichtig, Speicherkapazitäten aufzubauen. Die Integration unterschiedlicher Speicher war nicht Teil der Untersuchungen, sollte jedoch in Zukunft unbedingt betrachtet werden.

Für die weitere Entwicklung und die Umsetzung eines Transformationspfades sind nun folgende Fragen wichtig: Welche Unsicherheiten bestehen in den Analysen? Welche Aktivitäten stehen in den beiden Phasen an? Und wer kann welche Aufgaben übernehmen?

Mittelfristig bis 2030 steht der Kohleausstieg im Vordergrund. Um den Kohleausstieg zeitnah umzusetzen, besteht kurzfristiger Entscheidungs- und Investitionsbedarf. Gas-KWK ist aufgrund der günstigen Wärmegestehungskosten der Technologie, der möglichen flexiblen Fahrweise und der im Vergleich zu kohlebasierten Kesseln geringen CO_{2eq}-Emissionen aktuell eine wichtige Technologie, um den Kohleausstieg zu schaffen. Um zugleich eine flexible Einbindung von erneuerbarer Wärme und Abwärme zu ermöglichen, muss die KWK möglichst modular (kleine Einheiten) aufgebaut sein und die flexible Fahrweise so genutzt werden, dass im Stromsystem eine maximale EE-Einspeisung begünstigt wird. Hierfür ist eine Kombination mit PtH erforderlich, sodass sich die beiden Technologien ergänzen.

Darüber hinaus müssen bereits jetzt schon Bemühungen zur Einbindung der nachhaltigen, lokalen Wärmequellen erfolgen. Gewerbliche Abwärme aus dem Versorgungsgebiet sollte bereits heute möglichst umfassend genutzt werden. Der lokale Fernwärmebetreiber setzt dies in einem konkret geplanten Projekt zur Einbindung der Abwärme einer Kaffeerösterei bereits um und strebt in Kooperation mit den Gewerbetreibenden im Versorgungsgebiet zeitnah weitere Aktivitäten an.

Als weitere Wärmeerzeuger sieht das Szenario „Lokale Wärme mittel“ den weiteren Einsatz von Biomasse (in einem neuen Kessel), eine Tiefe Geothermie-Anlage sowie drei Groß-Wärmepumpen vor. Während der Biomassekessel ebenfalls direkt vom Fernwärmebetreiber errichtet und betrieben werden kann, stellt sich bei den anderen Erzeugungsanlagen, die räumlich verstreut über das Versorgungsgebiet liegen, die Frage, wer Investor und Betreiber der Anlagen sein kann.

Unsicherheiten bzgl. der Umsetzung und der energietechnischen Einbindung bestehen bei der tiefen Geothermie und den Wärmepumpen. Bei der tiefen Geothermie ist die Frage zu beantworten, welche Bohrtiefe anzustreben ist. In einer Tiefe von 3.500 bis 4.000 m liegen die Temperaturen so hoch, dass eine direkte Wärmenutzung über einen Wärmetauscher möglich ist. In einer Tiefe von 1.000 bis 1.500 m bedarf es hingegen einer Wärmepumpe, um das für den Fernwärmeverlauf notwendige Temperaturniveau zu erreichen. Da die Höhe von den Investitionskosten in hohem Maße von der Bohrtiefe abhängen, ist dies vor allem eine ökonomische Frage.

Bei den Groß-Wärmepumpen ist in der Simulation eine Einspeisung in den Fernwärmerücklauf unterstellt. Da in der Modellierung die Lokalität der Anlagen nicht berücksichtigt wird, sondern vereinfachend von einem Anlagenstandort für alle Erzeuger ausgegangen wird, entstehen bei den Wärmepumpen Unsicherheiten in den Ergebnissen der Simulation. Durch die Einspeisung von Wärme in den Rücklauf, steigt dessen Temperatur, sodass die anschließenden Kessel und KWK-Anlagen weniger Wärme erzeugen müssen. Da zwischen den Wärmepumpen Wärmenetzverluste im Rücklauf auftreten, die in der Bilanz an dieser Stelle nicht berücksichtigt sind, ist zu vermuten, dass der Beitrag der Wärmepumpen überschätzt wird. Alternativ wäre eine Einspeisung der Wärme in den Vorlauf auch bei den Wärmepumpen möglich, wodurch allerdings die Jahresarbeitszahl und damit die Effizienz der Wärmepumpen etwas geringer ausfallen würde.

Um die energietechnische und hydraulische Einbindung sowie die tatsächlich erreichbare Effizienz zu testen, bedarf es Pilotanlagen für die Einbindung von Großwärmepumpen in das Neuköllner Fernwärmenetz. Als Standorte kommen nach erster Einschätzung vor allem die beiden Pumpwerke im Versorgungsgebiet sowie der Schiffahrtskanal in Frage, wie es im Szenario „Lokale Wärme mittel“ angenommen ist. Wärmepumpen sind umso effizienter je geringer das Temperaturniveau der Verbraucherseite ist. Somit ist die Fernwärme unter Umständen nicht die effizienteste Möglichkeit um Flusswasser- oder Abwasserwärme zu nutzen. Geeigneter sind Neubauquartiere oder Quartiere, in denen alle Gebäude energetisch saniert sind. Um eine effiziente Nutzung der lokalen Wärme zu gewährleisten, sollte daher ausgehend von den Potenzialen geprüft werden, welche geeigneten Wärmeabnehmer es in direkter räumlicher Nähe gibt. Für den Fall, dass es keine geeigneten Abnehmer abseits der Fernwärme gibt, erscheint eine Nutzung der Wärmequellen für die Fernwärme trotz vergleichsweise geringer Effizienz sinnvoll. Denn die langfristig verfügbaren Alternativen wie PtH oder synthetisches Gas gehen mit noch deutlich geringeren Wirkungsgraden bei der Umwandlung von Strom zu Wärme einher.

Bei der tiefen Geothermie und den Abwasser- und Flusswasser-Groß-Wärmepumpen ist es im Vergleich zu Gas-KWK und PtH weniger eindeutig, wer sich um die Erschließung und Einbindung dieser Potenziale in die Fernwärme bemüht. Es braucht für die Erschließung Kooperationen mit anderen Akteuren wie beispielsweise den Berliner Wasserbetrieben. Die Genehmigungsprozesse

sind bei der Nutzung lokaler Wärmequellen andere als bei KWK-Anlagen und Kesseln. Die Förderregime, die technischen Kompetenzen und das Know How, das bei den Anlagenbetreibern erforderlich ist, unterscheidet sich ebenfalls. Damit liegen diese Technologien außerhalb des üblicherweise von Fernwärmebetreibern abgedeckten Technologiespektrums.

Es könnten daher andere Akteure wie die Berliner Stadtwerke, die sich das Kompetenzfeld Abwasserwärme auch in Quartiersansätzen erarbeiten, als Anlagenbetreiber tätig werden und die Wärme an den Fernwärmebetreiber verkaufen. In diesem Zusammenhang besteht Klärungsbedarf, wie eine vertragliche Regelung aussehen kann. Für die hochinvestiven Technologien wie vor allem die Tiefe Geothermie und auch zeitlich unsichere Wärmequellen wie Abwärme aus dem produzierenden Gewerbe, das in anderen Planungszeiträumen denkt als die Fernwärme, braucht es zudem Maßnahmen zur Risikoabsicherung. Dies sind ebenfalls Themen, die bereits heute auf Landesebene angegangen werden sollten, um die nächste Phase der Transformation vorzubereiten.

Schwerpunkte in der zweiten Phase sind die umfassende Erschließung der lokalen Wärmequellen sowie die Substitution von Erdgas durch synthetisches Gas. Bei letzterem ist zu prüfen, inwiefern eine lokale Produktion von Wasserstoff möglich ist. Diese hätte den Vorteil, dass die bei der Elektrolyse anfallende Abwärme in der Fernwärme genutzt werden könnte. Die aktuell genutzten KWK-Anlagen können bereits Wasserstoffanteile im Gasmix von ca. 20 % bis 30 % verkraften, sodass die Substitution von Erdgas bereits früher Schritt für Schritt erfolgen kann. Eine umfangreiche Einbindung von Solarthermie ist in der Studie erst im Szenario „Lokale Wärme hoch“ vorgesehen, kann aber bereits früher erfolgen.

Abb. 9.2 veranschaulicht die Meilensteine auf dem Weg zu einer klimaneutralen Fernwärme. Auf der rechten Seite des Pfades finden sich die Maßnahmen, die der Fernwärmebetreiber selbst voraussichtlich abdecken kann und wird. Auf der linken Seite des Pfades befinden sich Maßnahmen, für die es Kooperationen mit anderen Akteuren bedarf und bei denen insgesamt mehr Planungunsicherheiten bestehen. Wichtiger Bestandteil der Planung ist ein Netztransformationsplan des Fernwärmebetreibers, der die bis zu einem festgelegten Zeitpunkt angestrebten Anteile an erneuerbarer Wärme, die $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen und den konkreten Anlagenplan beschreibt.

Der Netztransformationsplan sollte außerdem Maßnahmen zur Temperaturabsenkung der Vor- und Rücklauftemperatur des Wärmenetzes enthalten. Die Fernwärmebetreiber haben nur begrenzte Möglichkeiten, eine Temperaturabsenkung zu forcieren, da die Netztemperatur durch die Temperaturbedarfe der Verbraucher bestimmt wird. Allerdings sollten die vorhandenen Möglichkeiten genutzt werden. Im Rahmen der Technischen Anschlussbedingungen (TAB) wäre mittelfristig z. B. eine Absenkung der Grädigkeit bei den Wärmetauschern auf max. 2 K möglich. Die Einhaltung der TAB sollte mit smarten Zählern überwacht werden und es sollten Anreize für die Einhaltung oder eine Pönalisierung der Nicht-Einhaltung angedacht werden.

Grundsätzlich ist ein Netztransformationsplan kein Dokument für die Ewigkeit, sondern sollte regelmäßig überarbeitet werden. Denn die Potenziale an erneuerbarer Wärme und Abwärme beruhen derzeit auf theoretischen Berechnungen und müssen durch konkrete Messungen und beispielsweise Probebohrungen belegt und konkretisiert werden. Es können außerdem Erkenntnisse aus Pilotvorhaben gewonnen werden oder weitere Potenziale wie Abwärme aus U-Bahnschächten berücksichtigt werden. Möglich ist es auch, dass Potenziale hinzukommen, z. B. dadurch, dass sich neues Gewerbe ansiedelt. Zuletzt können sich auch die Rahmenbedingungen und Förderregime auf Bundes- und Landesebene ändern. Einige der genannten Aspekte können aktiv gestaltet werden. So ist es beispielsweise denkbar, dass sich Bezirke nicht nur darum bemühen, im Rahmen

der lokalen Wärmequellen Abwasser, Flusswasser, Solarthermie und Geothermie sowie die Substitution von Erdgas durch synthetisches Gas. Vor allem für die Einbindung der lokalen Wärmequellen werden zukünftig Kooperationen zwischen verschiedenen Akteuren wichtiger.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Höhe der CO_{2eq}-Emissionen in der Fernwärme in hohem Maße von der Entwicklung des Gas- und Stromsektors abhängt. Als Folge des Kohleausstiegs werden in Zukunft mehr gas- und strombasierte Wärmeerzeugungstechnologien eingesetzt werden. Diese tragen nur dann zur Klimaneutralität bei, wenn der Ausbaupfad für EE im Stromsektor konsequent verfolgt wird und es einen verbindlichen Grüngaspfad für den Gassektor gibt.

Da diese Entwicklung ebenso wie das Eintreten des Fernwärme-Transformationspfades kein Selbstläufer ist, werden zum Abschluss einige Empfehlungen formuliert, welche Instrumente auf Bundes- und Landesebene eine solche Transformation befördern würden.

Maßnahmen auf Bundesebene

- EE-Ausbaupfad absichern: Derzeit ist ein Einbruch beim Ausbau der Windenergie in Deutschland zu beobachten. Wichtig ist es nun, die lokale Akzeptanz z. B. durch eine verbesserte ökonomische Teilhabe zu erhöhen und hinderliche Regelungen wie die aktuell diskutierte Abstandsregelung bei Windkraft zu vermeiden.
- Weiterentwicklung bestehender Förderprogramme: Das KWKG fördert KWK-Anlagen und unterstützt somit die Umstellung von kohlebasierten Wärmeerzeugungsanlagen auf Gas-KWK. Damit das Instrument keine negativen Wirkungen durch Verdrängung von EE-Strom durch KWK-Strom entfaltet, sollte das KWKG stetig weiterentwickelt werden, indem beispielsweise die förderfähigen Volllaststunden weiter begrenzt werden. Bei innovativen KWK-Systemen, die KWK-Anlagen mit erneuerbaren Energien kombinieren und fördern, ist eine Anerkennung gewerblicher Abwärme und Abwasserwärme anzustreben.
- Sofortprogramm Fernwärme: Zusätzlich ist für die Transformation bestehender Fernwärmenetze ein bereits von verschiedenen Studien gefordertes Sofort- oder Basisprogramm Transformation Fernwärme nötig, um Maßnahmen wie Temperaturabsenkungen, Einbindung von erneuerbaren Wärmequellen und von Abwärme sowie Netzoptimierungen zu unterstützen.
- Ordnungsrecht: Die Verbraucherseite kann vor allem über eine Weiterentwicklung des Ordnungsrechts aktiviert werden. Vorgaben zur Einbindung von erneuerbaren Energien oder zur Einhaltung definierter CO₂-Grenzwerte auch an den Gebäudebestand würde technologieübergreifend eine Transformation der Wärmeversorgung bewirken.
- Primärenergiefaktoren (PEF): In diesem Zusammenhang aber auch für den Neubaubereich ist es wichtig, die Berechnungsgrundlage der PEF von Wärmenetzen umzustellen. Das Gebäudeenergiesetz greift die Kritik an der Berechnung der PEF auf, indem eine Umstellung des Berechnungsverfahrens von der Stromgutschrift auf die Carnot-Methode ab 2030 untersucht werden soll. Diese Prüfung sollte jedoch weitere Methoden und Kritikpunkte adressieren.
- Reform der Stromabgaben und -umlagen: Für einen wirtschaftlichen Betrieb von PtH ist die Netzentgelt- bzw. Umlagebefreiung eine wichtige Grundlage. Im § 14a EnWG gibt es bereits die Möglichkeit für eine Netzentgeltreduzierung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen. Diese sollte auf PtH und ggf. Groß-Wärmepumpen auf höheren Spannungsebenen erweitert werden.

Darüber hinaus sollte eine Reduktion des Strompreises durch Anpassung der Stromsteuer bzw. des EEG-Umlagesystems angestrebt werden.

- CO₂-Bepreisung: Eine ambitionierte CO₂-Bepreisung von fossilen Brennstoffen würde vor allem objektbezogene Gas- und Öl-Kessel verteuern. Die Fernwärme, bei der für die Wärmeerzeugungsanlagen bereits CO₂-Zertifikate erworben werden müssen, würde ihre Wettbewerbsfähigkeit vor allem bei Bestandsgebäuden verbessern.

Maßnahmen auf Landesebene

- Abschließen von Klimaschutzvereinbarungen: Klimaschutzvereinbarungen zwischen dem Land Berlin und allen Fernwärmebetreibern in Berlin sind eine wichtige Voraussetzung für die Transformation im Bereich der Fernwärme.
- Unterstützung durch Behörden bei Genehmigungen: Im Zuge der Transformation der Fernwärme stehen viele Genehmigungsprozesse an, bei denen es eine positive Unterstützungshaltung der Genehmigungsbehörden braucht. Genehmigungen sind sowohl bei den fernwärmety-pischen Technologien wie KWK-Anlagen aber auch bei Anlagen zur Nutzung der gewerblichen Abwärme, von Geothermie, Flusswasserwärme und Abwasserwärme erforderlich. Eine Abwägung der Landesinteressen in Bezug auf die Schutzgüter und den Klimaschutz ist dabei wichtig. In diesem Zusammenhang müssen Kompetenzen und Kapazitäten weiter ausgebaut werden sowohl bei den verantwortlichen Behörden als auch in den Unternehmen.
- Risikoabsicherung bei hochinvestiven und/oder risikoreichen Maßnahmen: Einige Technologien gehen mit hohen Investitionen einher (z. B. tiefe Geothermie), bei anderen Technologien ist das Ausfallrisiko hoch, da gewerbliche Einrichtungen in anderen Planungshorizonten denken als sie in der Fernwärme üblich und notwendig sind. Förderungen oder Bürgschaften für eine Absicherung im Falle eines Ausfalls sind Ansätze in diesem Zusammenhang.
- Aufbau von Kooperationen und Netzwerken: Kooperationen werden in Zukunft wichtiger: Um die Transformation der Fernwärme zu unterstützen wäre z. B. eine Arbeitsgruppe zum Strom-, Gas- und Fernwärmenetzausbau sinnvoll. Die Rolle der Berliner Stadtwerke als Kooperationspartner zur Erschließung dezentraler Wärmequellen sollte geklärt werden. Ebenso sollte eine Kooperation verschiedener Unternehmen wie Fernwärmebetreiber, Berliner Stadtreinigung (BSR) und Berliner Verkehrsbetriebe (BVG) zum Thema Wasserstoff überprüft werden.
- Erfahrungen im Rahmen von Pilotanlagen sammeln: Bei einigen Wärmeerzeugungstechnologien fehlen bislang Erfahrungen in Bezug auf die hydraulische Einbindung und die tatsächliche Effizienz der Anlagen. Dies betrifft vor allem Groß-Wärmepumpen zur Nutzung von Abwasser und Flusswasser aber auch geothermische Anlagen. Pilotanlagen mit einem (wissenschaftlichen) Monitoring sind eine gute Möglichkeit Erkenntnisse zu generieren.
- Die Bezirke sollten im Rahmen ihres Flächenmanagements und der Wärmeplanung Flächen für Energieinfrastrukturen wie z. B. Umspannwerke und Erzeugungsanlagen vorhalten bzw. Grundstücke hierfür reservieren. Darüber hinaus wäre es denkbar, gezielt Industrie und Gewerbe in Fernwärmeversorgungsgebieten anzusiedeln, die Abwärme bereitstellen.

11 Literaturverzeichnis

- AGFW [AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.] (2018): Branchenspezifischer Sicherheitsstandard für die Verteilung von Fernwärme (B3S VvFw). https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20180503_B3S-Verteilung-Fernwaerme.pdf (Zugriff: 11. Februar 2020).
- Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2018): Einwohnerinnen und Einwohner im Land Berlin am 31. Dezember 2017. Statistik. Potsdam.
- Amt für Statistik Berlin-Brandenburg (2017): Gebäude und Wohnungen 1991 bis 2016.
- Amt für Statistik Berlin-Brandenburg (2018): Baugenehmigungen im Bezirk Neukölln.
- Amt für Statistik Berlin-Brandenburg (2019a): Statistischer Bericht F I 2 – 4j / 18. Ergebnisse des Mikrozensus im Land Berlin 2018. Wohnsituation. Potsdam.
- Amt für Statistik Berlin-Brandenburg (2019b): Energie- und CO₂-Bilanz in Brandenburg 2016. Potsdam.
- Amt für Statistik Berlin-Brandenburg (2019c): Energie- und CO₂-Bilanz in Berlin 2016. Potsdam.
- Arcadis und Hydor (2012): *Potenzialstudie zur Nutzung der geothermischen Ressourcen des Landes Berlin, Modul 3: Thermisch-hydraulische Modellierung, Abschlussbericht zu den Ergebnissen.*
- Aviso und IE Leipzig (2016): Erstellung der Berliner Emissionskataster Industrie, Gebäudeheizung, sonstiger Verkehr, Kleingewerbe, sonstige Quellen, Baustellen. Aachen.
- BBSR [Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung] (2019): Grundsätze zur Aufnahme von Ökobilanzdaten in die Online-Datenbank ÖKOBAUDAT - Stand: 2019-02-20.
- Beckmann, Jörg (2015): Rechtsgutachten zur sozialverträglichen Steuerung der energetischen Sanierung in den sozialen Erhaltungsgebieten nach § 172 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 BauGB im Bezirk Pankow. 15. April.
- Berlin Partner für Wirtschaft und Technologie GmbH (2017): Wirtschafts atlas Berlin. <https://www.businesslocationcenter.de/wab/maps/main/#/> (Zugriff: 21. November 2017).
- BET [Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH] (2019a): Machbarkeitsstudie Kohleausstieg und nachhaltige Fernwärmeversorgung Berlin 2030. Berlin.
- BET [Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH] (2019b): Zusammenfassung. Machbarkeitsstudie Kohleausstieg und nachhaltige Fernwärmeversorgung Berlin 2030. Berlin.
- Bezirksamt Friedrichshain-Kreuzberg von Berlin (2018): Erhaltungsgebiete, Milieuschutz, Vorkaufsrecht. <https://www.berlin.de/ba-friedrichshain-kreuzberg/> (Zugriff: 12. November 2018).
- Bezirksamt Neukölln von Berlin (2015): Leitfaden für den Umgang mit historischer Bausubstanz im Erhaltungsgebiet Schillerpromenade Berlin-Neukölln. Stadtentwicklungsamt. Fachbereich Stadtplanung.
- Bezirksamt Neukölln von Berlin (2017): Milieuschutzgebiete. <https://www.berlin.de/ba-neukoelln/> (Zugriff: 12. November 2018).
- Biggs, Reinetta, Maja Schlüter, Duan Biggs, Erin L. Bohensky, Shauna BurnSilver, Georgina Cundill, Vasilis Dakos, Tim M. Daw, Louisa S. Evans, Karen Kotschy, et al. (2012): Toward Principles for Enhancing the Resilience of Ecosystem Services. *Annual Review of Environment and Resources* 37, Nr. 1: 421–448.
- Binder, Claudia, Susan Mühlemeier und Romano Wyss (2017): An Indicator-Based Approach for Analyzing the Resilience of Transitions for Energy Regions. Part I: Theoretical and Conceptual Considerations. *Energies* 10, Nr. 1: 36.
- BKartA [Bundeskartellamt] (2012): Sektoruntersuchung Fernwärme. Abschlussbericht gemäß § 32e GWB - August 2012. Bonn.

- BMEL [Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft] (2014): Nationale Politikstrategie Bioökonomie - Nachwachsende Ressourcen und biotechnologische Verfahren als Basis für Ernährung, Industrie und Energie. Berlin. http://www.bmbf.de/pubRD/Politikstrategie_Biooekonomie_barrierefrei.pdf.
- Bost, Mark, Timo Böther, Bernd Hirschl, Sebastian Kreuz, Anna Neumann und Julika Weiß (2012): Erneuerbare Energien Potenziale in Brandenburg 2030. Berlin.
- Brand, Urte, Bernd Giese, Arnim von Gleich, Katharina Heinbach, Ulrich Petschow, Christian Schnülle, Sönke Stührmann, Torben Stührmann, Pablo Thier, Jakob Wachsmuth, et al. (2017): *Resiliente Gestaltung der Energiesysteme am Beispiel der Transformationsoptionen IEE-Methan-System und Regionale Selbstversorgung: Schlussbericht des vom BMBF geförderten Projektes RESYSTRÄ (FKZ:01UN1219A-B)*. <http://www.resystra.de/files/publikationen/resystra-schlussbericht.master.pdf>.
- Briegleb, Volker (2016): Smart Home: Hacker übernehmen Kontrolle über Thermostat. <https://www.heise.de/newsticker/meldung/Smart-Home-Hacker-uebernehmen-Kontrolle-ueber-Thermostat-3291209.html> (Zugriff: 4. April 2018).
- BUE (2016): Wärmekataster Handbuch. Hamburg.
- Bundesnetzagentur (2019): Monitoringbericht 2018. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (Zugriff: 4. März 2019).
- Bundesregierung (2018): Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften.
- Bundesverband Geothermie (2018): Nutzung der Geothermie in Deutschland. März. <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/in-deutschland.html> (Zugriff: 21. März 2018).
- Bürger, Veit, Tilman Hesse, Dietlinde Quack, Andreas Palzer, Benjamin Köhler, Sebastian Herkel und Peter Engelmann (2016): Klimaneutraler Gebäudebestand 2016. Climate Change 06/2016.
- Business Location Center (2011): Solarpotentialanalyse Berlin – Datendokumentation.
- Business Location Center (2017): Solaratlas Berlin. Website: <http://www.businesslocationcenter.de/wab/maps/solaratlas/> (Zugriff: 16. November 2015).
- BWB [Berliner Wasserbetriebe] (2017): Abwasser als Wärmequelle – Projekte und Erfahrungen aus Berlin.
- BWB [Berliner Wasserbetriebe] (2018): Heizen und Kühlen mit Abwasser. <http://www.bwb.de> (Zugriff: 14. Januar 2019).
- BWP [Bundesverband Wärmepumpe e.V.] (2019): BWP Marktzahlen 2018: Nachhaltiges Wachstum mit Luft nach oben, deutliches Signal für die Politik.
- CBRE GmbH und Berlin Hyp AG (2017): Wohnungsmarktreport Berlin 2017. Report, Statistiken. Berlin. https://www.berlinhyp.de/medias/sys_master/pdf/hcd/h3d/8809133441054.pdf (Zugriff: 2. Oktober 2018).
- Christidis, Andreas, Eike Mollenhauer, George Tsatsaronis, Georg K. Schuchardt, Stefan Holler, Diana Böttger und Thomas Bruckner (2017): EnEff-Wärme: Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeerzeugung.
- CML [Institute of Environmental Sciences of Leiden University] (2016): CML-IA Characterisation Factors. 5. September. Website: <https://www.universiteitleiden.nl/en/research/research-output/science/cml-ia-characterisation-factors> (Zugriff: 14. November 2019).
- DEHSt (2018): Leitfaden zur Erstellung von Überwachungsplänen und Emissionsberichten für stationäre Anlagen in der 3. Handelsperiode (2013-2020). Deutsche Emissionshandelsstelle.

- DEPV [Deutscher Energieholz- und Pellet-Verband e.V.] (2019): Pelletpreis. *DEPV*. Website: <https://depv.de/de/pelletpreis> (Zugriff: 11. Dezember 2019).
- Deschermeier, Philipp, Björn Seipelt und Michael Voigtländer (2017): Evaluation der Mietpreisbremse. *IW policy paper*. Köln: Institut der deutschen Wirtschaft Köln.
- Destatis (2018): Daten zur Energiepreisentwicklung: Lange Reihen von Januar 2000 bis April 2018. https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/EnergiepreisentwicklungPDF_5619001.pdf?__blob=publicationFile.
- Destatis (2019): Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte. *Destatis - Statistisches Bundesamt*. Website: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Konjunkturindikatoren/Preise/kpre550.html> (Zugriff: 11. Dezember 2019).
- Deutscher Bundestag (2019): Grenzwerte für Wasserstoff (H₂) in der Erdgasinfrastruktur.
- DIN EN ISO 14040 Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen. Deutsches Institut für Normung e.V. 2009.
- Doderer, Hannes, Sophia Steffensen und Simon Schäfer-Stradowsky (2018): Power to Heat. Eine Chance für die Energiewende. IKEM, Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.
- Dolle, Wilhelm und Jan Hoff (2015): *KRITIS-Sektorstudie* *Energy*. Hg. v. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. Bonn.
- DREWAG (2015): Innovatives Heizen für Dresdner Wohnungen - Möglichkeiten der Zusammenarbeit zwischen Wohnungswirtschaft und Stadtwerken. Berlin. http://web.gdw.de/uploads/pdf/veranstaltungen/vku-kongress/3_Vortrag_Boerner.pdf (Zugriff: 22. März 2018).
- Dunkelberg, Elisa, Swantje Gähns, Julika Weiß und Steven Salecki (2018): Wirtschaftlichkeit von Mehrleiter-Wärmenetzen. Ökonomische Bewertung von Mehrleiter- Wärmenetzen zur Nutzung von Niedertemperaturwärme. Schriftenreihe des IÖW 196/10. Berlin: Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung.
- Energy Brainpool (2014): Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014. Berlin.
- EWG Bln (2016): Berliner Energiewendegesetz (EWG Bln) vom 22. März 2016. Zum 13.01.2020 aktuellste verfügbare Fassung der Gesamtausgabe.
- F+B Forschung und Beratung für und Wohnen, Immobilien und Umwelt GmbH (2017): Berliner Mietspiegel 2017. Grundlagendaten für den empirischen Mietspiegel und Aktualisierung des Wohnlagenverzeichnisses zum Berliner Mietspiegel 2017. Methodenbericht. Hamburg.
- Fachbereich Umwelt und Stadtgrün (2015): Dachbegrünung und Photovoltaik - Eine Handreichung der Landeshauptstadt Hannover. Hannover: Landeshauptstadt Hannover - Fachbereich Umwelt und Stadtgrün.
- Farrell, Alexander E., Hisham Zerriffi und Hadi Dowlatabadi (2004): ENERGY INFRASTRUCTURE AND SECURITY. *Annual Review of Environment and Resources* 29, Nr. 1: 421–469.
- F:DATA GMBH (2019): Baupreislexikon - aktuelle Baupreise und Baukosten für Ihre Region. Website: <http://www.baupreislexikon.de/>.
- Fernheizwerk Neukölln AG (2015): Geschäftsbericht Fernheizwerk Neukölln AG 2015. Berlin.
- Fernheizwerk Neukölln AG (2017): Geschäftsbericht Fernheizwerk Neukölln AG 2017. Berlin.
- Fernheizwerk Neukölln AG (2018): Geschäftsbericht Fernheizwerk Neukölln AG 2018. Berlin.
- Fernheizwerk Neukölln AG (2019): Umwelterklärung Fernheizwerk Neukölln AG 2019. Berlin.
- Fraunhofer ISE (2019): Der Strommix in Deutschland in 2018. <https://strom-report.de/strom/> (Zugriff: 15. Oktober 2019).

- Friotherm AG (2008): Värtan Ropsten – Weltgrößte Anlage mit Meerwasser- Wärmepumpen: 6 Unitop ® 50FY, Gesamtkapazität 180 MW. Winterthur. http://www.friotherm.de/webautor-data/41/vaertan_e008_de__12jun08web.pdf (Zugriff: 22. März 2018).
- Geothermie Neubrandenburg GmbH Projektdatenblatt: Reichstagsgebäude und Energieverbund der Parlamentsbauten in Berlin. (Zugriff: 15. März 2018).
- Gerbert, Philipp, Patrick Herhold, Jens Burchardt, Stefan Schönberger, Florian Rechenmacher, Almut Kirchner, Andreas Kemmler und Marco Wunsch (2018): Klimapfade für Deutschland. The Boston Consulting Group (BCG), Prognos.
- Gershenson, J. K., G. J. Prasad und Y. Zhang (2003): Product modularity: Definitions and benefits. *Journal of Engineering Design* 14, Nr. 3: 295–313.
- Gilski, Pawel, Ewa Krecielewska, Jean-Marc Lucatelli, Bertrand Bouttier und Yannick Gourbeyre (2014): Probability of Failure Assessment in District Heating Network. *Journal of Power and Energy Engineering* 9, Nr. 6. (Zugriff: 7. September 2014).
- von Gleich, Arnim, Stefan Gößling-Reisemann, Birgitt Lutz-Kunisch, Sönke Stührmann und Peer Woizeschke (2010): Resilienz als Leitkonzept – Vulnerabilität als analytische Kategorie. In: *Theoretische Grundlagen für erfolgreiche Klimaanpassungsstrategien*, hg. v. Klaus Fichter, Arnim von Gleich, Reinhard Pfriem, und Bernd Siebenhüner, S. 13–49. Projektkonsortium'nordwest2050'/c/o Metropolregion Bremen-Oldenburg im Nordwesten eV.
- Goessling-Reisemann, Stefan und Pablo Thier (2019): On the difference between risk management and resilience management for critical infrastructures. In: *Handbook on Resilience of Socio-Technical Systems*, hg. v. Matthias Ruth und Stefan Goessling-Reisemann, S. 117–135. Edward Elgar Publishing.
- Greller, Martin und Florian Bieberbach (2015): Entwurf eines technischen und ökologischen Strukturwandels in der Fernwärmeversorgung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65, Nr. 8: 14–17.
- Griebler, Christian, Claudia Kellermann, Christine Stumpp, Florian Hegler, David Kuntz und Simone Walker-Hertkorn (2015): Auswirkungen thermischer Veränderungen infolge der Nutzung oberflächennaher Geothermie auf die Beschaffenheit des Grundwassers und seiner Lebensgemeinschaften. Umweltbundesamt.
- Grimm, Manuel, Ingrid Stober, Thomas Kohl und Philipp Blum (2014): Schadensfallanalyse von Erdwärmesondenbohrungen in Baden-Württemberg. *Grundwasser*, Nr. 19 (Dezember): 275–286.
- GsKA [Gemeinnützige Gesellschaft für sozial-kulturelle Arbeit] (2017): Datenbank lebensweltlich orientierter Räume (LOR).
- Henning Energie- und Umweltberatung (2009): *Potenzialstudie zur Nutzung der geothermischen Ressourcen des Landes Berlin - Modul 1, Grundlagenermittlung, Endbericht*.
- Hertel, Hans (2016): Klimaschutz und Treibhausgasbilanzierung. Fach- und Vernetzungstreffen zum kommunalen Klimaschutz, 7. Juni 2016, Nürnberg: Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU).
- Hirschl, Bernd, Fritz Reusswig, Julika Weiß, Lars Bölling, Mark Bost, Ursula Flecken, Leilah Haag, Philipp Heiduk, Patrick Klemm, Christoph Lange, et al. (2015a): Für ein klimaneutrales Berlin. Entwurf für ein Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm (BEK). Endbericht im Auftrag des Landes Berlin, Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).
- Hirschl, Bernd, Fritz Reusswig, Julika Weiß, Lars Bölling, Mark Bost, Ursula Flecken, Leilah Haag, Philipp Heiduk, Patrick Klemm, Christoph Lange, et al. (2015b): Für ein klimaneutrales Berlin. Entwurf für ein Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm (BEK). Anhang B: ergänzende methodische Erläuterungen. Endbericht im Auftrag des Landes Berlin, Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).

- Huneke, F. (2018): Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs. https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/180419_GPE_Kurzanalyse_Kostenentwicklung-erneuerbare-Elektrolysegase_fin....pdf (Zugriff: 16. Juli 2019).
- Hydro-Geo-Consult GmbH und Geos Ingenieurgesellschaft mbH (2011): *Potenzialstudie zur Nutzung der geothermischen Ressourcen des Landes Berlin (Modul 2), Abschlussbericht zu den Ergebnissen*.
- IBB [Investitionsbank Berlin] (2011): IBB Wohnungsmarktbericht 2010. Bericht. Berlin: Investitionsbank Berlin.
- IBB [Investitionsbank Berlin] (2012): IBB Wohnungsmarktbericht 2011. Berlin.
- IBB [Investitionsbank Berlin] (2013): IBB Wohnungsmarktbericht 2012. Berlin.
- IBB [Investitionsbank Berlin] (2014): IBB Wohnungsmarktbericht 2013. Berlin.
- IBB [Investitionsbank Berlin] (2015): IBB Wohnungsmarktbericht 2014. Berlin.
- IBB [Investitionsbank Berlin] (2016): IBB Wohnungsmarktbericht 2015. Berlin.
- IBB [Investitionsbank Berlin] (2017): IBB Wohnungsmarktbericht 2016. Berlin.
- IBB [Investitionsbank Berlin] (2018): IBB Wohnungsmarktbericht 2017. Berlin.
- IE Leipzig (2013): Auswirkungen einer Übertragung des EEWärmeG auf den Bestand. Leipzig: Leipziger Institut für Energie.
- Ilieva, Dafina, Stefan Haderlein und Barbara Morasch Grundwassergefährdungspotenzial von Additiven in Wärmeträgerflüssigkeiten aus Erdwärmesonden. *Grundwasser* 19, Nr. 4: 263–274.
- Institut für Bauforschung e.V. und Klimasystemtechnik Esdorn Jahn Ingenieur GmbH (1982): Energiesparhäuser Berlin und Kassel. Minimierung der Investitions- und Energiekosten im Wohnungsbau. Forschungsbericht. Hannover.
- IW [Institut der deutschen Wirtschaft Köln] (2017): Bevölkerungsentwicklung in den deutschen Bundesländern bis 2035. Prognose. Konrad-Adenauer-Ufer 21, 50668 Köln. https://www.iwkoeln.de/fileadmin/publikationen/2017/357919/IW-Trends_2017-03-04_Deschermeier.pdf (Zugriff: 14. September 2018).
- iwr [Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien] (2018): Forscher steigern Wirkungsgrad von Power-to-Gas Anlagen kräftig. <https://www.iwr.de> (Zugriff: 10. November 2019).
- IWU [Institut für Wohnen und Umwelt] (2015): Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden - zweite erweiterte Auflage. Darmstadt.
- Jung, Jens-Philipp (2017): Trauriger Rekord: DDoS-Gefahr schon wieder gestiegen. <https://www.exali.de/Info-Base/gefahr-DDoS> (Zugriff: 17. September 2018).
- Kaltschmitt, Martin, Wolfgang Streicher und Andreas Wiese, Hrsg. (2013): *Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 5. Aufl. Springer Vieweg.
- Kelm, Tobias, Jochen Metzger, Henning Jachmann, Dieter Günnewig, Michael Püschel, Sven Schicketanz, Pascal Kinast, Miron Thylmann und Venus Nazerian (2018): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben II c): Solare Strahlungsenergie- Zwischenbericht. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-4-solar.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Zugriff: 8. Juli 2018).
- KfW (2018): Merkblatt Erneuerbare Energien. KfW -Programm Erneuerbare Energien „Premium“. Stand 02/2018.

- Klebsch, R., F. Hollandt, U. Schwarz, E. Dunkelberg und B. Hirschl (2014): Technische und wirtschaftliche Bewertung einer getrennten Betriebsführung von Netz und Erzeugung des Fernwärmenetzes von Vattenfall für den Fall eines Eigentumsübergangs auf Berlin.
- Klöpffer, Walter und Birgit Grahl (2009): *Ökobilanz (LCA) – Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf*. Weinheim: WILEY-VCH Verlag.
- Kölbel, Thomas, Lena Kölbel, Christoph Kruck und Thorsten Weimann (2012): Strom aus Geothermie: Kosten und Kostensenkungspotenziale. *bbr Sonderheft Geothermie 2012*: 56–62.
- Kost, Christoph, Johannes N. Mayer, Jessica Thomsen und Niklas Hartmann (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien. Studie. Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme Fraunhofer ISE.
- Lambauer, J., U. Fahl, M. Ohl, M. Blesl und A. Voß (2008): Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.
- Land Berlin (2018): Konsolidierte Fassung. Für ein klimaneutrales Berlin. Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm 2030 (BEK 2030). Umsetzungszeitraum 2017 bis 2021.
- Lovins, A. B und L. H Lovins (1982): *Brittle power: Energy strategy for national security*. Andover: Brickhouse Publishing Company.
- LPG [Landesweite Planungsgesellschaft mbH] (2015a): Voruntersuchung zur Prüfung des Einsatzes einer Verordnung zur Erhaltung der Zusammensetzung der Wohnbevölkerung („Milieuschutzverordnung“) gemäß § 172 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 BauGB für das Quartier Reuterplatz. Berlin.
- LPG [Landesweite Planungsgesellschaft] (2015b): Voruntersuchung zur Prüfung des Einsatzes einer Verordnung zur Erhaltung der Zusammensetzung der Wohnbevölkerung („Milieuschutzverordnung“) gemäß § 172 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 BauGB für das Quartier Schillerpromenade. Berlin.
- LPG [Landesweite Planungsgesellschaft mbH] (2016a): Voruntersuchung zur Prüfung des Einsatzes einer Verordnung zur Erhaltung der Zusammensetzung der Wohnbevölkerung („Milieuschutzverordnung“) gemäß § 172 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 BauGB für das Quartier Rixdorf. Berlin.
- LPG [Landesweite Planungsgesellschaft mbH] (2016b): Voruntersuchung zur Prüfung des Einsatzes einer Verordnung zur Erhaltung der Zusammensetzung der Wohnbevölkerung („Milieuschutzverordnung“) gemäß § 3 § 172 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 BauGB für das Quartier Rixdorf. 24. Juni.
- LPG [Landesweite Planungsgesellschaft mbH] (2016c): Voruntersuchung zur Prüfung des Einsatzes einer Verordnung zur Erhaltung der Zusammensetzung der Wohnbevölkerung („Milieuschutzverordnung“) gemäß § 172 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 BauGB für das Quartier Flughafenstraße/Donaustraße. Berlin.
- LPG (2016d): Voruntersuchung zur Prüfung des Einsatzes einer Verordnung zur Erhaltung der Zusammensetzung der Wohnbevölkerung („Milieuschutzverordnung“) gemäß § 172 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 BauGB für das Quartier Rollberg/Körnerpark. Berlin.
- LPG [Landesweite Planungsgesellschaft] (2017a): Voruntersuchung zur Prüfung der Notwendigkeit einer Verordnung zur Erhaltung der Zusammensetzung der Wohnbevölkerung („Milieuschutzverordnung“) gemäß § 172 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 BauGB für das Quartier Hertzbergplatz/Treptower Straße. Berlin.
- LPG [Landesweite Planungsgesellschaft mbH] (2017b): Voruntersuchung zur Prüfung der Notwendigkeit einer Verordnung zur Erhaltung der Zusammensetzung der Wohnbevölkerung („Milieuschutzverordnung“) gemäß § 172 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 BauGB für das Quartier Silbersteinstraße/Glasower Straße. Berlin.
- Michelsen, Claus (2016): Wärmemonitor 2015: Mit der Erfahrung kommt der Sanierungserfolg. 2. korrigierte Fassung. *DIW Wochenbericht Nr. 39.2016*.

- Michelsen, Claus, Konstantin Kholodilin und Andreas Mense (2018): Mietpreisbremse ist besser als ihr Ruf, aber nicht die Lösung des Wohnungsmarktproblems. DIW Wochenbericht. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.
- Molyneaux, Lynette, Colin Brown, Liam Wagner und John Foster (2016): Measuring resilience in energy systems: Insights from a range of disciplines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 59: 1068–1079.
- MUGV [Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg] (2010): Biomassestrategie des Landes Brandenburg.
- Müller-Syring, Gert und Marco Henel (2014): Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusiver aller assoziierten Anlagen. Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
- Netzgesellschaft Berlin Brandenburg (2019): Netzentgelte für das Netzgebiet der NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg inklusive Kostenwälzung. https://www.nbb-netzgesellschaft.de/fileadmin/NBB/2_NBB_DownloadCenter/1_Kunden/Transportkunden/Netznutzungsentgelte_NNE/NNE_NBB_01012019.pdf (Zugriff: 11. Dezember 2019).
- O A [Page Version ID: 174271617] (2018a): Neuköllner Schifffahrtskanal. *Wikipedia*. 22. Februar. https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Neuk%C3%B6llner_Schifffahrtskanal&oldid=174271617.
- O A [Page Version ID: 176914417] (2018b): Landwehrkanal. *Wikipedia*. 27. April. <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Landwehrkanal&oldid=176914417>.
- Ostrom, Elinor (2010): Polycentric systems for coping with collective action and global environmental change. *Global Environmental Change* 20 (Oktober): 550–557.
- Paar, A., F. Herbert, M. Pehnt, S. Ochse, S. Richter, S. Maier, M. Kley, H. Huther, J. Kühne und I. Weidlich (2013): Transformationsstrategien Fernwärme. Forschung und Entwicklung. Frankfurt am Main.
- Perner, Jens, Michaela Unteutsch und Andrea Lövenich (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf (Zugriff: 11. September 2019).
- Perrow, Charles (2011): *Normal Accidents: Living with High Risk Technologies*. ebook. Princeton University Press.
- Peterson, Garry, Craig R. Allen und Crawford Stanley Holling (1998): Ecological resilience, biodiversity, and scale. *Ecosystems* 1, Nr. 1: 6–18.
- Plenefisch, Thomas, Lisa Brückner, Lars Ceranna, Nicolai Gestermann, Georg Houben, Torsten Tischner, Ulrich Wegler, Matthias Wellbrink und Christian Bönnemann (2015): Tiefe Geothermie – mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen. Umweltbundesamt.
- Recknagel, Hermann, Eberhard Sprenger und Ernst-Rudolf Schramek (2010): *Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik 11/12*. Oldenbourg Industrieverlag 201.
- Reusswig, Fritz, Bernd Hirschl und Wiebke Lass (2014a): Klimaneutrales Berlin 2050. Ergebnisse der Machbarkeitsstudie.
- Reusswig, Fritz, Bernd Hirschl, Wiebke Lass, Carlo Becker, Lars Bölling, Wulf Clausen, Leilah Haag, Henrike Hahmann, Philipp Heiduk, Manuel Hendzlik, et al. (2014b): Klimaneutrales Berlin 2050. Machbarkeitsstudie. Hauptbericht. Berlin, Potsdam.
- Reusswig, Fritz, Bernd Hirschl, Wiebke Lass, Carlo Becker, Lars Bölling, Wulf Clausen, Leilah Haag, Henrike Hahmann, Philipp Heiduk, Manuel Hendzlik, et al. (2014c): Klimaneutrales Berlin 2050. Anhang zur Machbarkeitsstudie. Anhang. Berlin, Potsdam.
- Rimkevicius, Sigitas, Algridas Kaliatka, Mindaugas Valincius, Gintautas Dundulis, Remigijus Janulionis, Albertas Grybenas und Inga Zutautaitė (2012): Development of approach for reliability assessment of pipeline network systems. *Applied Energy* 94: 22–33.

- Saadat, Ali (2018): Thermische Untergrundspeicher in Großstädten Wärme- und Kältespeicherung in Aquifere. Berlin, Potsdam: Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ).
- Sandrock, Matthias, Christian Maaß, Simona Weisleder, Hilmar Westholm, Wolfgang Schulz, Christina Baisch, Geraldine Löschan, Dorothea Reyer, Horst Kreuter, Dirk Mangold, et al. (2018): Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefegeothermischer Ressourcen (Entwurf Endbericht).
- Schempp, Christine (2013): Varianten der Altbausanierung in Berlin-Mitte und deren Auswirkungen auf betroffene Bewohner. Berlin: Technische Universität Berlin, Fakultät VI Planen Bauen Umwelt, 7. Mai. https://www.depositonce.tu-berlin.de/bitstream/11303/4101/1/schempp_christine.pdf.
- Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt (2014): Stadtentwicklungsplan Wohnen 2025. Berlin.
- Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt (2015): Umweltatlas Berlin - 02.18 Geothermisches Potenzial - spezifische Wärmeleitfähigkeit und spezifische Entzugsleistung (Ausgabe 2015). November. <http://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/umweltatlas/k218.htm>.
- Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt (2016a): Bevölkerungsprognose für Berlin und die Bezirke 2015-2030. Prognose. Berlin: in Zusammenarbeit mit Amt für Statistik Berlin-Brandenburg. https://www.stadtentwicklung.berlin.de/planen/bevoelkerungsprognose/download/2015-2030/Bericht_Bevprog2015-2030.pdf (Zugriff: 14. September 2018).
- Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt (2016b): Berlin Strategie 2.0. Berlin. https://www.stadtentwicklung.berlin.de/planen/stadtentwicklungskonzept/download/stadtforum/20160711_SFWS_Dokumentation.pdf (Zugriff: 13. September 2018).
- Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt (2016c): Bevölkerungsprognose für Berlin 2015-2030.
- SenStadt [Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen] (2018): Wasserschutzgebiet Johannisthal (vorläufige Anordnung). FisBroker. <https://fbinter.stadt-berlin.de>.
- SenUVK [Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz Berlin] (2017): Erdwärmennutzung in Berlin. Leitfaden für Erdwärmesonden und Erdwärmekollektoren mit einer Heizleistung bis 30 kW außerhalb von Wasserschutzgebieten.
- SenUVK [Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz Berlin] (2018): Historische Durchflussraten und Wassertemperaturen des Landwehr- und Neuköllner Schifffahrtskanals.
- SenUVK [Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz Berlin] (2020): Klimaschutz. Ziele und Grundlagen der Klimaschutzpolitik in Berlin.
- Solar District Heating (2012): Solar district heating guidelines .- Collection of fact sheets WP3 – D3.1 & D3.2. https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/04/SDHtake-off_SDH_Guidelines.pdf (Zugriff: 30. Juli 2019).
- SolnetBW (2015): Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg. Grundlagen, Potenziale, Strategien. <http://solar-district-heating.eu> (Zugriff: 30. März 2016).
- Statista (2019): Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen in Deutschland in den Jahren 2008 bis 2018. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/618751/umfrage/anzahl-der-stunden-mit-negativen-strompreisen-in-deutschland/> (Zugriff: 10. Januar 2019).
- Statistisches Bundesamt (2020): Wohnungen nach Energieart der Beheizung 2018.
- Stefan Bredel-Schürmann, Manfred Stiller, Klaus Bauer, Trond Ryberg, Angela Spalek und Ernst Huenges (2011): Erschließung des geothermischen Potenzials für die Wärmeversorgung der Hauptstadt. *Geothermische Energie*, Nr. 71: 8–11.
- Stirling, Andy (2007): A general framework for analysing diversity in science, technology and society. *Journal of the Royal Society Interface* 4, Nr. 15: 707–719.

- Stirling, Andy (2010): Multicriteria diversity analysis: A Novel Heuristic Framework for Appraising Energy Portfolios. *Energy Policy* 38, Nr. 4: 1622–1634.
- Stromnetz Berlin GmbH (2019): Preisblatt der Stromnetz Berlin GmbH. <https://www.stromnetz.berlin/globalassets/dokumente/entgelte/zugang/entgelte-01.01.2019/nne-b-2019.pdf> (Zugriff: 11. Dezember 2019).
- Stryi-Hipp, Gerhard, Sebastian Gölz, Stefan Wieland, Bin Xu-Sigurdsson, Till Freudenmacher und Rania Taani (2019): Expertenempfehlung zum Masterplan Solarcity Berlin, Masterplanstudie und Maßnahmenkatalog, im Auftrag des Landes Berlin, Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe, Berlin.
- SWM (2018): Stadtwerke München: Gestalter der Wärmewende. Fernwärme – 100 Prozent erneuerbar.
- Tereshchenko, Tymofii und Natasa Nord (2016): Importance of Increased Knowledge on Reliability of District Heating Pipes. *Procedia Engineering* 146: 415–423.
- UBA [Umweltbundesamt] (2018): Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefergeothermischer Ressourcen (Entwurf Endbericht).
- Valinčius, Mindaugas, Inga Žutautaitė, Gintautas Dundulis, Sigitas Rimkevicius, Remigijus Janulionis und Rimantas Bakas (2015): Integrated assessment of failure probability of the district heating network. *Reliability Engineering & System Safety* 133: 314–322.
- Vattenfall (2019): Faktenblatt der Wärme Berlin.
- VDI (2000): VDI 2067 Blatt 1. Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnungen.
- Verein Deutscher Ingenieure e.V. (2010): Richtlinie 4640 Blatt 1: Thermische Nutzung des Untergrundes, Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte. VDI.
- Viessmann (2011): Planungshandbuch Wärmepumpen.
- Vogt, Regine und Sophia Fehrenbach (2017): Stoffstrom-, Klimagas- und Umweltbilanz für das Jahr 2016 für das Land Berlin. Heidelberg.
- Wasserwirtschaftsamt Deggendorf (2011): Wärmetauscher in oberirdischen Gewässern. 5. August. http://www.wwa-deg.bayern.de/service/veroeffentlichungen/doc/w_tauscher_gew.pdf (Zugriff: 2. Mai 2018).
- WHG Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts Wasserhaushaltsgesetz-WHG. „Wasserhaushaltsgesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 4. Dezember 2018 (BGBl. I S. 2254) geändert worden ist“.
- Wirths, Andreas (2008): Einfluss der Netzzücklauftemperatur auf die Effizienz von Fernwärmesystemen. Berlin: Vattenfall Europe Berlin AG & Co. KG.
- WSA [Wasser- und Schifffahrtsamt Berlin] (2014): Zukunft Landwehrkanal. Dokumentation des Mediationsverfahrens. Berlin.
- Wünsch, Marco, Nils Thamling, Peter Frank und Friedrich Seefeldt (2011): *Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien*. Berlin.

12 Anhang

Tab. 12.1: Anzahl und kumulierte potenziellen Kollektorfläche für Photovoltaik

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten des Solaratlas (Business Location Center 2017)

Eignung	Kategorie	Gesamt		Bereits genutzt		Noch verfügbar	
		Anzahl	Fläche [m ²]	Anzahl	Fläche [m ²]	Anzahl	Fläche [m ²]
Sehr gut geeignet	< 50	1.959	26.623	25	373	1.934	26.250
	50 bis 150	1.774	158.477	28	3.348	1.746	155.129
	150 - 300	632	129.253	13	2.970	619	126.283
	300 bis 1.000	222	104.345	4	4.188	218	100.157
	1.000 bis 2.500	32	52.468	0	1.856	32	50.611
	> 2.500	7	22.988	0	657	7	22.330
	Gesamt	4.626	494.154	70	13.394	4.556	480.760
Gut geeignet	< 50	353	5.340	1	20	352	5.320
	50 bis 150	586	54.155	1	181	585	53.974
	150 - 300	285	59.251	1	362	284	58.889
	300 bis 1.000	81	36.427	1	645	80	35.783
	1.000 bis 2.500	9	11.198	0	693	9	10.504
	> 2.500	0	0	0	0	0	0
	Gesamt	1.314	166.371	4	1.901	1.310	164.470
Bedingt geeignet	< 50	384	5.867	0	0	384	5.867
	50 bis 150	419	38.225	1	100	418	38.124
	150 - 300	192	38.932	1	175	191	38.756
	300 bis 1.000	80	35.129	1	599	79	34.530
	1.000 bis 2.500	3	4.509	0	0	3	4.509
	> 2.500	0	0	0	0	0	0
	Gesamt	1.078	122.661	3	875	1.075	121.786

Tab. 12.2: Brennstoffpreise

Quelle: (Bundesnetzagentur 2019; Stromnetz Berlin GmbH 2019; Netzgesellschaft Berlin Brandenburg 2019; Perner et al. 2018; DEPV 2019)

Brennstoff	Abnahme-Niveau	Arbeitspreis energiebezogen [Euro/kWh]	Grundpreis [Euro/a]	Leistungspreis [Euro/kW*a]
Erdgas	Haushalte	0,061	171,01	0
Erdgas	Gewerbe/Industrie	0,028	0,00	5,21 bis 10,85*
Biomethan	Haushalte	0,106	120,70	0
Biomethan	Gewerbe/Industrie	0,081	0,00	5,21 bis 10,85*
SynGas	Haushalte	0,218	171,01	0
SynGas	Gewerbe/Industrie	0,169	0,00	5,21 bis 10,85*
Strom	Haushalte	0,299	84,64	0
Strom	Gewerbe/Industrie	0,153	0	69,5 bis 74,36**
Strom für Wärmepumpen	Haushalte	0,219	84,64	0
Strom für Wärmepumpen	Gewerbe/Industrie	0,153	0	69,5 bis 74,36**
Strom für Power to Heat Anlagen	Gewerbe/Industrie	0,118	84,64	0
Heizöl	Haushalte	0,066	102,36	0
Heizöl	Gewerbe/Industrie	0,066	102,36	0
Kohle	Gewerbe/Industrie	0,012	0	0
Biomasse Holzpellets	Gewerbe/Industrie	0,050	0	0

Tab. 12.3: Angenommene Preisänderungsraten

Quelle: (VDI 2000; Destatis 2018; Destatis 2019; Bundesnetzagentur 2019; Perner et al. 2018 und eigene Annahmen)

Kostenposition	Abnahme-Niveau	Jährliche Preisänderung bis zum Jahr...		
		2025	2035	2045
... Investitionsmittel	-	0,60 %	0,60 %	0,60 %
... Betriebskosten	-	1,60 %	1,60 %	1,60 %
... sonstige Kosten	-	1,60 %	1,60 %	1,60 %
Erdgas	Haushalte	2,30 %	1,90 %	1,60 %
Erdgas	Gewerbe/Industrie	2,30 %	1,90 %	1,60 %
Biomethan	Haushalte	1,45 %	1,20 %	1,00 %
Biomethan	Gewerbe/Industrie	2,30 %	1,90 %	1,60 %
SynGas	Haushalte	-1,67 %	-1,67 %	-1,67 %
SynGas	Gewerbe/Industrie	-1,67 %	-1,67 %	-1,67 %
Strom	Haushalte	0,70 %	1,20 %	1,10 %
Strom	Gewerbe/Industrie	0,70 %	1,20 %	1,10 %
Strom für Wärmepumpen	Haushalte	0,70 %	1,20 %	1,10 %
Strom für Wärmepumpen	Gewerbe/Industrie	0,70 %	1,20 %	1,10 %
Strom für Power to Heat Anlagen	Gewerbe/Industrie	0,70 %	1,20 %	1,10 %
Heizöl	Haushalte	2,00 %	1,40 %	1,30 %
Heizöl	Gewerbe/Industrie	2,00 %	1,40 %	1,30 %

Kostenposition	Abnahme-Niveau	Jährliche Preisänderung bis zum Jahr...		
		2025	2035	2045
Fernwärmeanschluss	Haushalte	2,30 %	1,90 %	1,60 %
Fernwärmeanschluss	Gewerbe/Industrie	2,30 %	1,90 %	1,60 %
Kohle	Gewerbe/Industrie	2,20 %	0,54 %	0,54 %
Biomasse Holzpellets	Gewerbe/Industrie	0,80 %	0,25 %	0,80 %

Tab. 12.4: Angenommene Kalkulationszinssätze

Quelle: (KfW 2018 und eigene Annahmen)

Akteure	Misch-Zins (real)	EK-Zins	FK-Zins	EK-Anteil
Private Haushalte	0,9 %	1,3 %	1,3 %	60 %
Hauseigentümer	0,9 %	1,3 %	1,3 %	60 %
Contractor	3,0 %	6,0 %	4,0 %	20 %
Netzbetreiber	3,5 %	10,0 %	4,0 %	20 %
Öffentliche Hand	0,9 %	1,3 %	1,3 %	60 %
Gewerbe	3,0 %	6,0 %	4,0 %	20 %

Tab. 12.5: Investitions- und Betriebskosten der bewerteten Wärme- und Stromerzeugungsanlagen

Quellenangaben finden sich in der letzten Spalte der Tabelle.

Wärmeerzeuger	Anlagenleistung thermisch [kW_th oder m² BKF]	Anlagenleistung elektrische [kWh_el]	Leistungsspezifische Investitionskosten [Euro/kW_th]	Leistungsspezifische Investitionsförderung [Euro/kWh_th]	Leistungsspezifische Betriebskosten [Euro/kW_th]	Datenquellen
BHKW Erdgas	9.380	9.521	1.400,00	0,00	0,01	(Pers. Mitteil. FHW Neukölln 2019)
Brennwertkessel Erdgas	20.000	0	350,00	0,00	1,35	(Pers. Mitteil. FHW Neukölln 2019)
Power-to-Heat	10.000	0	243,43	0,00	1,35	(Pers. Mitteil. FHW Neukölln 2019)
Fernwärmeanschluss	40.000	0	312,36	0,00	10,98	(Pers. Mitteil. Vattenfall 2016)
Heizwerk Biomasse	15.000	0	1.000,00	0,00	1,35	(Pers. Mitteil. FHW Neukölln 2019)
Niedertemperaturkessel Erdgas	10.000	0	350,00	0,00	1,35	(F:DATA GMBH 2019)
Niedertemperaturkessel Erdgas	35.000	0	350,00	0,00	1,35	(F:DATA GMBH 2019)
Niedertemperaturkessel HeizöINT	47.000	0	1.000,00	0,00	1,35	(F:DATA GMBH 2019)
Niedertemperaturkessel Kohle	22.000	0	1.000,00	0,00	1,35	(Pers. Mitteil. FHW Neukölln 2019)
Photovoltaik Dach	0	100	900,00	0,00	22,50	(Kelm et al. 2018)
Photovoltaik Dach	0	2.000	700,00	0,00	17,50	(Kelm et al. 2018)

Wärmeerzeuger	Anlagenleistung thermisch [kW_th oder m ² BKF]	Anlagenleistung elektrische [kWh_el]	Leistungsspezifische Investitionskosten [Euro/kW_th]	Leistungsspezifische Investitionsförderung [Euro/kWh_th]	Leistungsspezifische Betriebskosten [Euro/kW_th]	Datenquellen
Solarthermie Flachdach/Röhrenkollektor	600	0	550,00	140,83	2,75	(Solar District Heating 2012; SolnetBW 2015)
Solarthermie Flachdach/Röhrenkollektor	1.800	0	525,00	140,28	2,63	(Solar District Heating 2012; SolnetBW 2015)
Tiefe Geothermie 4000m	4.500	0	5.085,09	755,56	76,66	(Kaltschmitt et al. 2013; Kölbl et al. 2012)
Wärmepumpe Abwärme	3.500	0	550,00	160,00	10,98	(Pers. Mitteil. FHW Neukölln 2019)
Wärmepumpe Abwasser	700	0	1.228,98	430,14	17,74	Pers. Mitteil. Berliner Wasserbetriebe 2019)
Wärmepumpe Abwasser	1.400	0	1.205,91	422,07	17,74	Pers. Mitteil. Berliner Wasserbetriebe 2019)
Wärmepumpe Abwasser	2.800	0	1.159,76	405,91	17,74	Pers. Mitteil. Berliner Wasserbetriebe 2019)
Wärmepumpe Flusswasser	3.500	0	1.077,60	377,16	15,89	(Pers. Mitteil. BLS 2019)
Wärmepumpe KWK-NT-Abwärme	1.000	0	800,00	280,00	17,74	(Pers. Mitteil. FHW Neukölln 2019)
Wärmespeicher Tank	1.500	0	336,00	100,80	4,37	(IE Leipzig 2013)
Wärmespeicher Tank	10.000	0	168,00	50,40	2,18	(IE Leipzig 2013)

Tab. 12.6: Sanierte Bauteilflächen in 2030 und 2050 bei verschiedenen Verbraucherszenarien

Quelle: Eigene Berechnung auf Grundlage der Szenarien zur Entwicklung der Energieeffizienz (s. Kapitel 5.1)

	Sanierte Bauteilflächen [m²]			
	Außenwand	Dach	OG	Kellerdecke
Sanierungsrate 0,6 % 2030	157.701	50.915	60.541	87.336
Sanierungsrate 0,6 % 2050	447.390	172.043	139.703	254.531
Sanierungsrate 1,5 % 2030	418.060	124.815	104.154	204.717
Sanierungsrate 1,5 % 2050	1.076.394	350.564	331.902	588.103
Sanierungsrate 2,0 % 2030	617.304	172.819	182.119	312.699
Sanierungsrate 2,0 % 2050	1.578.600	454.262	468.718	836.010

Tab. 12.7: Sanierungskosten und Kosten-Annuitäten für die Sanierung bei verschiedenen Verbraucherszenarien

Quelle: Eigene Berechnung auf Grundlage der Szenarien zur Entwicklung der Energieeffizienz (s. Kapitel 5.1)

	Sanierungsrate 0,6 % 2030	Sanierungsrate 0,6 % 2050	Sanierungsrate 1,5 % 2030	Sanierungsrate 1,5 % 2050	Sanierungsrate 2,0 % 2030	Sanierungsrate 2,0 % 2050
	[Euro]	[Euro]	[Euro]	[Euro]	[Euro]	[Euro]
Summe Sanierungskosten	48.902.436	145.142.739	132.382.801	356.314.138	185.761.419	505.023.821
... davon Außenwand-Dämmung	16.358.085	46.726.160	44.648.283	117.437.553	64.499.646	175.726.369
... davon Dach-Dämmung	3.634.343	12.280.484	9.202.488	26.799.491	12.700.379	37.992.964
... davon OG-Dämmung	1.232.172	2.851.722	2.265.705	9.074.154	3.949.719	13.199.431
... davon Keller-Dämmung	4.121.166	12.026.367	10.037.792	29.401.195	15.006.255	42.624.076
... davon Fenster-Tausch	22.897.993	68.884.721	60.956.670	155.656.709	85.224.552	199.436.873
... davon Heizungstausch	658.678	2.373.286	1.369.835	4.052.587	1.876.268	5.020.678
... davon Lüftungsanlagen	0	0	3.902.029	13.892.449	2.504.602	31.023.431
Summe Kosten-Annuitäten	2.121.059	6.280.212	5.633.354	15.104.351	7.947.029	20.958.731

Tab. 12.8: Attribute des Wärmeerzeugertechnologien und deren Ausprägungen

Quelle: Eigene Darstellung

Attribut	Ressourcenbasis	Infrastrukturabhängigkeit	Brennstoff	Technologieklasse	Technologieart
Ausprägungen	Fossil	Netz-/Leitungsgebunden	Gas	KWK	Gasturbine
	Regenerativ	Netz-/Leitungsunabhängig	Öl/Benzin	Kessel	Gasmotor
	Gemischt		Kohle	Wärmepumpe	Gas- und Dampf Kraftwerk
			Solar	Solarthermie	Niedertemperatur
			Synthetisches Gas	Wärmeübertrager	Brennwert
			Biogas	Power to Heat	Brennstoffzelle
			Biomasse	Photovoltaik	Heizkraftwerk
			Geothermie		Außenluft-Wärmepumpe
			Netzstrom		Flusswasserwärmepumpe
			PV-Strom		Abwasser-Wärmepumpe
			KWK-Strom		Geothermalwärmepumpe
			Abwärme		Flachkollektoren
			Fernwärme		Vakuumrenkollektoren
					Wärmeübertrager
					Elektrodenkessel
					Dünnschichtzellen
				Abwärme-Wärmepumpe	

GESCHÄFTSSTELLE BERLIN

MAIN OFFICE

Potsdamer Straße 105

10785 Berlin

Telefon: + 49 – 30 – 884 594-0

Fax: + 49 – 30 – 882 54 39

BÜRO HEIDELBERG

HEIDELBERG OFFICE

Bergstraße 7

69120 Heidelberg

Telefon: + 49 – 6221 – 649 16-0

Fax: + 49 – 6221 – 270 60

mailbox@ioew.de

www.ioew.de