

IMPRESSUM

B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen

Hauptautoren B E T:

Dr. Michael Ritzau - Generalbevollmächtigter und Gründungsgesellschafter
Thomas Langrock - Leiter Kompetenzteam „Erzeugung“
Armin Michels - Partner „Nachhaltige Erzeugungssysteme“
Daneben haben viele weitere Mitarbeiter*innen an der Erstellung der Studie mitgewirkt.

Ansprechpartner Vattenfall Wärme Berlin AG:

Markus Witt – Vice President of Asset Management
Christoph Koch – Leiter Portfolioplanung Berlin
Alexander Noack – Referent Asset Management

Ansprechpartner Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz:

Jan Thomsen - Leiter der Pressestelle

INHALTSVERZEICHNIS - ZUSAMMENFASSUNG

A.	Einleitung	vii
B.	Zielsetzung und Durchführung der Machbarkeitsstudie	vii
C.	Ausgangssituation	ix
D.	Der methodische Ansatz der Machbarkeitsstudie	xi
D.1	Definition von Szenariorahmen für drei unterschiedliche Transformationsszenarien	xi
D.2	Herleitung der Kenngrößen für die Bewertung der Klimaverträglichkeit	xiv
D.3	Emissionsbudget.....	xv
D.4	Definition von drei möglichst klimafreundlichen dezentralen Versorgungsoptionen für die Ermittlung von Vergleichskenngrößen.....	xvi
E.	Herleitung der Transformationspfade	xviii
F.	Ergebnisse der Transformationsszenarien: Zeitraum Kohleausstieg bis 2030	xxi
F.1	Entwicklung der Wärmeerzeugung.....	xxi
F.2	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen	xxiv
F.3	Vergleich Entwicklung der Fernwärme und der dezentralen Versorgungsoptionen	xxiv
F.4	Ergebnisse der Transformationsszenarien bis 2030	xxvi
G.	Ergebnisse der Transformationsszenarien: Zeitraum Dekarbonisierung 2031-2050	xxvii
G.1	Entwicklung der Wärmeerzeugung.....	xxvii
G.2	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen	xxviii
G.3	Vergleich der Entwicklung der Fernwärme und der dezentralen Versorgungsoptionen	xxix
G.4	Zielerreichung der Transformationsszenarien beim Emissionsbudget.....	xxix
G.5	Ergebnisse der Transformationsszenarien, Zeitraum 2031-2050	xxx
H.	Ergebnisse von Sensitivitätsrechnungen	xxx
I.	Einordnung der Ergebnisse in die Berliner und die nationale Klimapolitik	xxxii

B E T

8	Wärmeversorgungsoptionen	62
8.1	Zentrale Versorgungsoptionen	62
8.1.1	Übersicht potenzieller Versorgungsoptionen	62
8.1.2	Ergebnisse von Teilstudien zu ausgewählten standortspezifischen Versorgungsoptionen	70
8.2	Exemplarische Dezentrale Versorgungsoptionen	80
9	Methodik zur Definition und Bewertung der Transformationsszenarien	86
9.1	Ableitung der Transformationspfade.....	86
9.2	Einsatzsimulation für den Erzeugungspark	89
9.3	Ermittlung von wirtschaftlichen Kenngrößen	91
9.4	Ermittlung von Kenngrößen zur Umweltverträglichkeit.....	93
9.5	Vergleich der Fernwärme mit dezentralen Versorgungsoptionen	97
10	Ergebnisse für die Transformationsszenarien KS 95, KS 80 und CP	98
10.1	Transformationsszenario KS 95	98
10.2	Transformationsszenario KS 80	111
10.3	Current Policies Szenario	117
11	Regulatorischer Anpassungsbedarf	123
12	Fazit und Empfehlung	125
13	Literaturverzeichnis	128
14	Gesetze und Normen	130
15	Glossar und Abkürzungsverzeichnis	131
16	Abbildungsverzeichnis	134
17	Tabellenverzeichnis	138
18	Anhang	139
18.1	Anhang (Institutionen der Mitglieder des Begleitkreises)	139
18.2	Anhang (Kriterienraster).....	140
18.3	Anhang (Vergleichende Einordnung im Kontext der betrachteten Studien).....	142
18.4	Anhang (Modellbeschreibung).....	145
18.5	Anhang (Parametrisierung der dezentralen Versorgungsoptionen)	148
18.6	Wärmedichte des Versorgungsgebiets und der Erweiterungsgebiete	149
18.7	Ergebnisse der Berechnungen der spezifischen Wärmeemissionen nach systemischer Methode, AGFW-Methode und finnischer Methode für das VG1	150

B E T

ZUSAMMENFASSUNG

A. EINLEITUNG

Diese Zusammenfassung stellt die wesentlichen Ergebnisse der „Machbarkeitsstudie Kohleausstieg und nachhaltige Fernwärmeversorgung Berlin 2030“ dar. Die Studie wurde von der Vattenfall Wärme Berlin AG und der Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz bei dem Beratungsunternehmens B E T als Gutachter beauftragt. Weiterhin wurden zahlreiche Teilstudien zur Realisierbarkeit einzelner Versorgungsoptionen durch Planungsbüros erstellt.

Die Erstellung wurde in einem in dieser Form einmaligen knapp zweijährigen Partizipationsprozess durchgeführt. Ein Begleitkreis, zusammengesetzt aus Vertreterinnen und Vertretern des Abgeordnetenhauses, der Berliner Stadtgesellschaft, der Gewerkschaften, der Wirtschaft und der Wissenschaft wurde einberufen, um den Prozess kritisch zu begleiten.

B. ZIELSETZUNG UND DURCHFÜHRUNG DER MACHBARKEITSSTUDIE

Das Land Berlin hat sich zum Ziel gesetzt, bis spätestens 2050 klimaneutral zu werden und bis spätestens 2030 aus der Braun- und Steinkohlenutzung auszusteigen (Berliner Energiewendegesetz). Um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen, wird durch die Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz (nachfolgend SenUVK) eine Reduzierung der Kohlendioxidemissionen um 95 % gegenüber dem Stand 1990 für Berlin angestrebt. Ein wichtiges Handlungsfeld wird dabei in einer zukünftig nachhaltigen und klimaneutralen Wärmeversorgung Berlins gesehen. Ein wesentlicher Baustein dafür ist die zukünftige Gestaltung der Fernwärmeversorgung.

Vattenfall will innerhalb einer Generation ein Leben ohne fossile Brennstoffe ermöglichen. Das Unternehmensziel ist es, innerhalb einer Generation konzernweit vollständig aus der fossilen Energienutzung auszusteigen („fossil free living within one generation“). Ein Schritt auf diesem Weg ist der stufenweise Verzicht auf fossile Brennstoffe für die Wärme- und Stromerzeugung. Ein wesentlicher Meilenstein dahin wird der Kohleausstieg sein. Der Ausstieg aus der Braunkohlenutzung wurde durch die Umstellung des Heizkraftwerks Klingenberg auf Gas bereits 2017 vollzogen. Vattenfall hat erklärt, in Berlin bis spätestens 2030 auch aus der Steinkohle und damit komplett aus der Nutzung von Kohle auszusteigen.

B E T

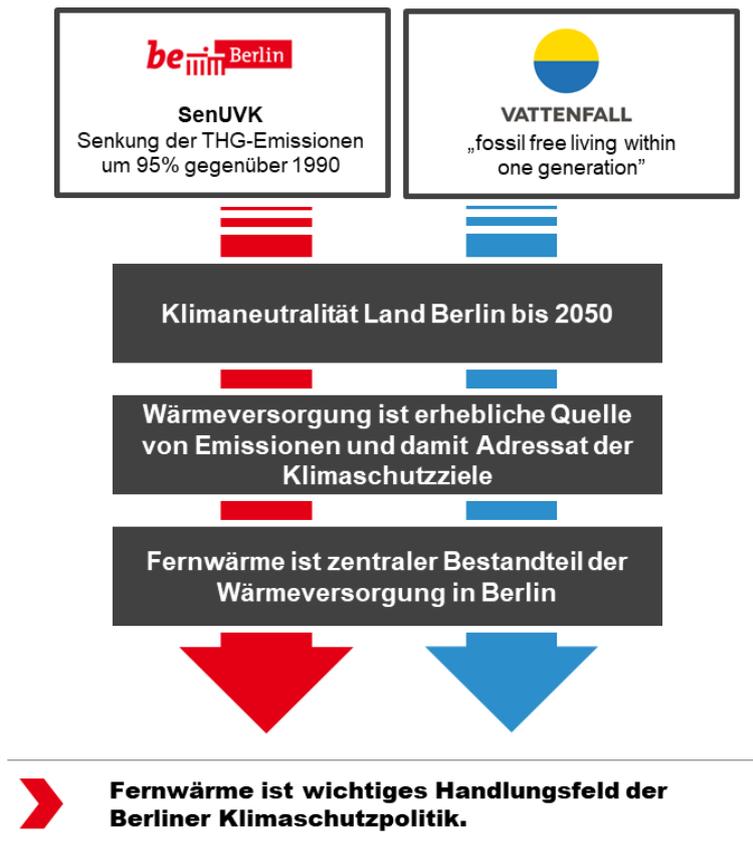


Abbildung Z - 1: Einordnung der Berliner Klimaschutzziele

Das Ziel der vorliegenden Machbarkeitsstudie ist die Erarbeitung konkreter, klimafreundlicher Transformationspfade zum Ersatz der Kohleheizkraftwerke Reuter West und Moabit mit einem weitgehend CO₂-freien innovativen Technologiemix. Die Versorgungsoptionen zum Ersatz der beiden Kohleheizkraftwerke werden detailliert auf die technische, genehmigungsrechtliche und wirtschaftliche Machbarkeit für den Ersatz der Kohlewärme analysiert.

Als Grundlage für die Erstellung der Machbarkeitsstudie haben SenUVK und die Vattenfall Europe Wärme AG (ab 01.01.2018 Vattenfall Wärme Berlin AG, nachfolgend VWB) eine Vereinbarung abgeschlossen, die die Eckpunkte für die Machbarkeitsstudie festlegt:

- Abschaltung der Berliner Kohleheizkraftwerke der VWB bis spätestens 2030
- Beitrag zur Erreichung des CO₂-Minderungszieles des Landes Berlin von 95 % bis 2050
- Berücksichtigung der Impulse aus dem Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm 2030 (BEK 2030¹) und
- Sicherstellung einer verlässlichen Versorgung mit sauberer und bezahlbarer Energie.

Vor diesem Hintergrund werden in der Machbarkeitsstudie drei konkret realisierbare Transformationspfade für den Ersatz der genannten Kohleheizkraftwerke in drei konsistenten Szenarien für den internationalen Energie- und den Berliner Wärmemarkt entwickelt. In zwei Klimaschuttszenarien (KS 95 und KS 80) werden mit 95 % bzw. 80 % eine unterschiedlich hohe Zielerreichung bei der Reduzierung der CO₂-Emissionen ggü. 1990 über alle Sektoren in Deutschland angenommen. In einem dritten Szenario, das lediglich als Vergleichsszenario dient, wird dagegen die Fortführung der gegenwärtig (Stand 2018) beschlossenen Maßnahmen in Land und Bund unterstellt (Current Policies–Szenario, CP).

¹ Senat von Berlin (2017): Vorlage – zur Beschlussfassung – Berliner Energie- und Klimaprogramm 2030, Umsetzungszeitraum 2017 bis 2021, Abgeordnetenhaus von Berlin Drucksache 18/0423.

C. AUSGANGSSITUATION

Vom gesamten Endenergiebedarf des Landes Berlin in Höhe von ca. 66 TWh/a entfallen mit rund 31,1 TWh/a ca. 47 % auf den Raumwärme- und Warmwasserbedarf des Gebäudesektors (Stand 2016). Daran hat die Fernwärme mit ca. 10,7 TWh/a einen Anteil von rund 33 %, wovon ca. 9,6 TWh/a auf VWB als größten Fernwärmeversorger Berlin entfallen. Damit deckt VWB rund 30 % am gesamten Wärmebedarf Berlins ab. Der Berliner Wärmemarkt wird darüber hinaus zu ca. 40 % mit Erdgasheizungen, ca. 20 % mit Ölheizungen, ca. 5 % mit Stromheizungen und zu weniger als 2 % mit erneuerbaren Energien versorgt.

Im Land Berlin betreiben neben VWB die FHW Neukölln AG und BTB Blockheizkraftwerks-Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin Fernwärmenetze und Erzeugungsanlagen. Mit ca. 90 % Anteil der Fernwärmeerzeugung ist VWB der mit deutlichem Abstand größte Fernwärmeversorger in Berlin. Alle drei genannten Unternehmen betreiben zurzeit mit Kohle gefeuerte Anlagen.

Nach der Quellenbilanz wurden 2016 in Berlin insgesamt 16,9 Mio. t CO₂ emittiert, dazu trug VWB mit 6,7 Mio. t/a CO₂ aus Strom- und Fernwärmeerzeugung bei. Die Anlagen im zu untersuchenden Versorgungsgebiet 1 (VG1) trugen dazu 4,0 Mio. t CO₂ bei. Die drei Kohleheizkraftwerke in Moabit und Reuter West verursachten dabei wiederum den größten Anteil mit ca. 3 Mio. t der Emissionen: Das sind ca. 75 % der Emissionen der Anlagen im VG1 und ca. 18 % an den gesamten Berliner Emissionen (Quellenbilanz) (vgl. Abbildung Z - 2). Das Kohleheizkraftwerk Reuter C, das sich seit Oktober 2019 im Prozess der Stilllegung befindet, emittierte in 2016 ca. 0,4 Mio. t CO₂.

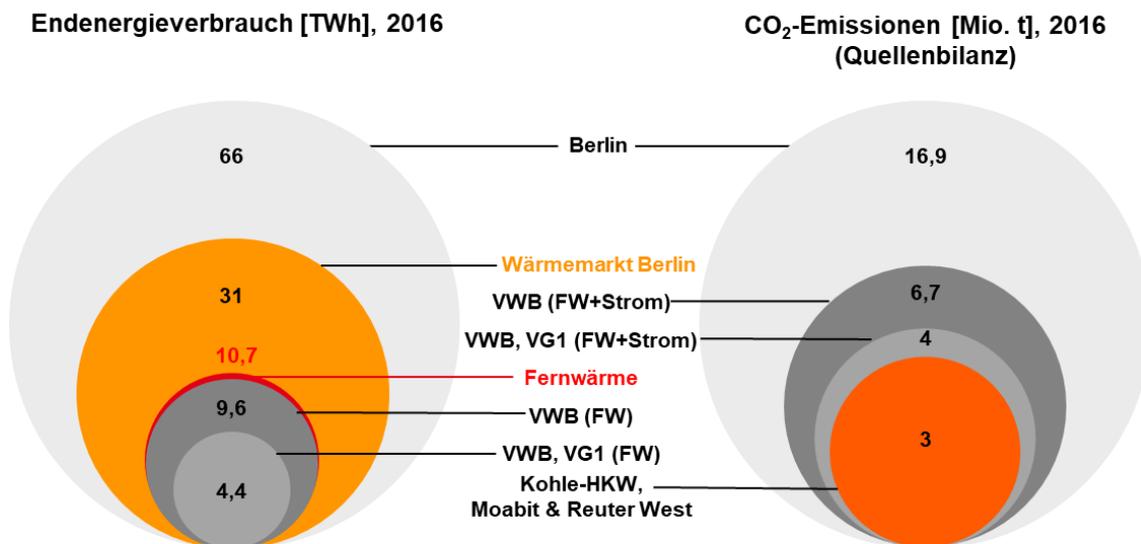


Abbildung Z - 2: Übersicht zum Endenergieverbrauch in Berlin (Quellen: Amt für Statistik Berlin-Brandenburg, eigene Berechnungen Machbarkeitsstudie) & Übersicht CO₂-Emissionen in Berlin 2016 (Quellenbilanz)

Im Vergleich zu anderen Metropolregionen hat die Fernwärmeversorgung in Berlin einen besonders hohen Stellenwert. Die Fernwärmeerzeugung Berlins beträgt etwa 75 % der Fernwärmeerzeugung des bevölkerungsreichsten Bundeslandes Nordrhein-Westfalen und liegt fast doppelt so hoch wie die der Metropolregion Hamburg (vgl. Abbildung Z - 3). Die Transformation des vergleichsweise sehr großen Berliner Fernwärmesystems stellt allein aufgrund der hohen Wärmeerzeugungsmengen in einem verdichteten innerstädtischen Raum eine besondere Herausforderung dar.

B E T

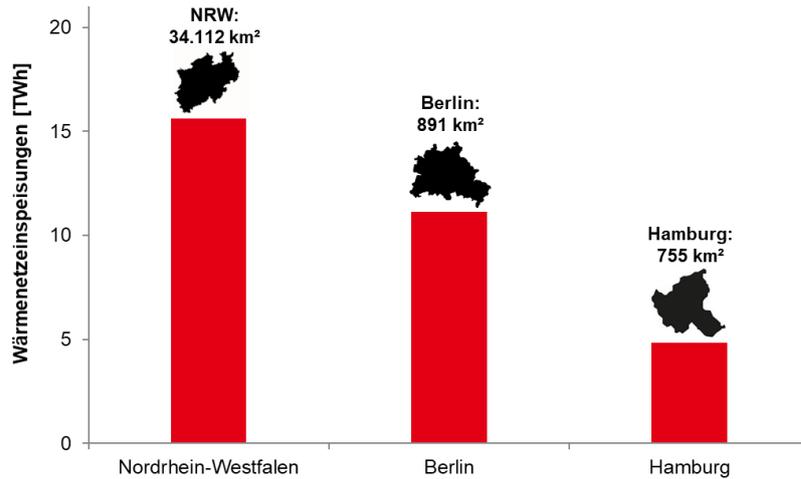


Abbildung Z - 3: Vergleich Fernwärmeversorgung Berlin mit NRW und Hamburg

Das Fernwärmesystem der VWB ist unterteilt in zwei Versorgungsgebiete, die zwar hydraulisch verbunden sind, sich aber historisch bedingt technisch unterschiedlich entwickelt haben und somit weitgehend entkoppelt voneinander betrieben werden. Die beiden Kohleheizkraftwerke an den Standorten Reuter West (Blöcke D und E²) sowie Moabit (Block A) speisen in das VG1 ein, das sich über den Westteil von Berlin erstreckt und in dem rund 4,7 TWh/a (Planzahl 2021) an Fernwärme erzeugt wird. Abbildung Z - 2 zeigt die Einordnung der Wärmeanteile am Berliner Endenergiebedarf.

Das VG1 lässt sich wiederum in einen Fernwärmeverbund Nord und Süd untergliedern, wobei die Kohleheizkraftwerke mit einer maximalen thermischen Leistung von insgesamt 856 MW und zwischen 2,3 und 2,8 TWh jährlicher Wärmeerzeugung in den Fernwärmeverbund Nord einspeisen. Sie erzeugen damit rund 60 % der Fernwärme im VG1. Abbildung Z - 4 gibt einen Überblick über das untersuchte Fernwärmesystem VG1. Der besondere Fokus der Machbarkeitsstudie liegt auf dem VG1 und insbesondere dem Fernwärmeverbund Nord mit den drei zu ersetzenden Kohleblöcken.

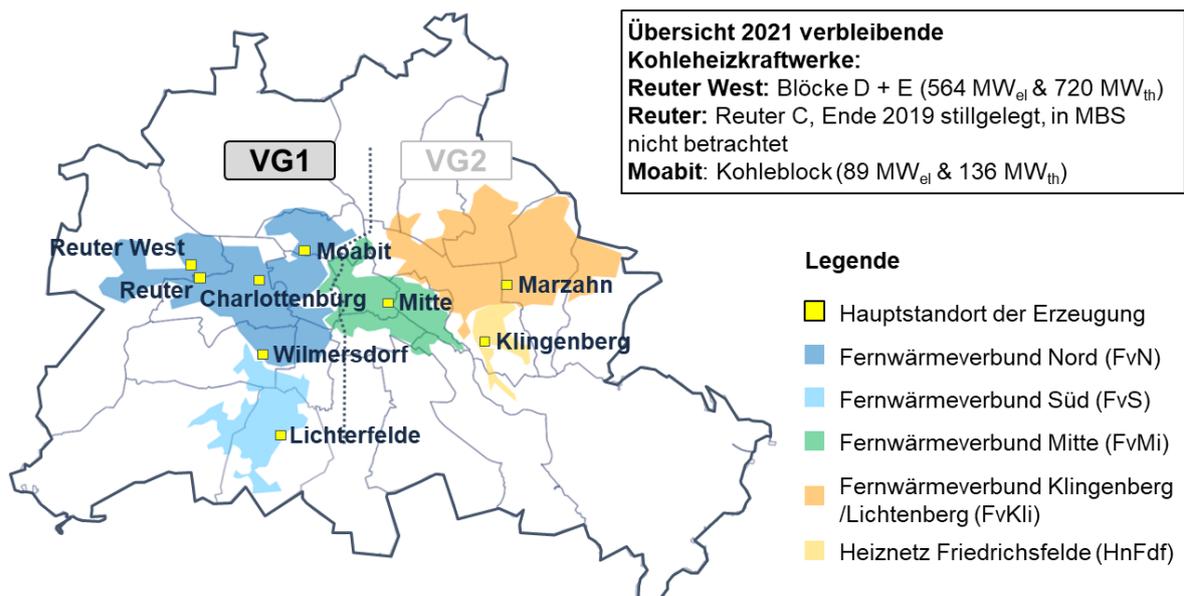


Abbildung Z - 4: Übersicht Versorgungsgebiete und betrachtete Fernwärmeverbünde, Hauptstandorte der Erzeugung

² Der Kohleblock Reuter C geht ab Oktober 2019 vom Netz und wurde daher in der Machbarkeitsstudie nicht mehr berücksichtigt.

D. DER METHODISCHE ANSATZ DER MACHBARKEITSTUDIE

Die Machbarkeitsstudie folgt methodisch einem sehr umfangreichen systemischen Ansatz. In Abbildung Z - 5 sind die verschiedenen Komponenten dieses Ansatzes in einem vereinfachten Schema dargestellt. Der Hauptteil der Untersuchung besteht aus einer umfangreichen quantitativen Bewertung des Anlagenparks der VWB mit einem Fokus auf das VG1 und hierbei wiederum dem Fernwärmeverbund Nord. Parallel erfolgt die Bewertung von drei möglichst klimafreundlichen dezentralen Versorgungsoptionen. Der Zweck dieser Bewertung ist es, Kenngrößen zur Klimaverträglichkeit und Kostenentwicklung zu erhalten und somit die Ergebnisse der Fernwärme in den gesamten Wärmemarkt einzuordnen.

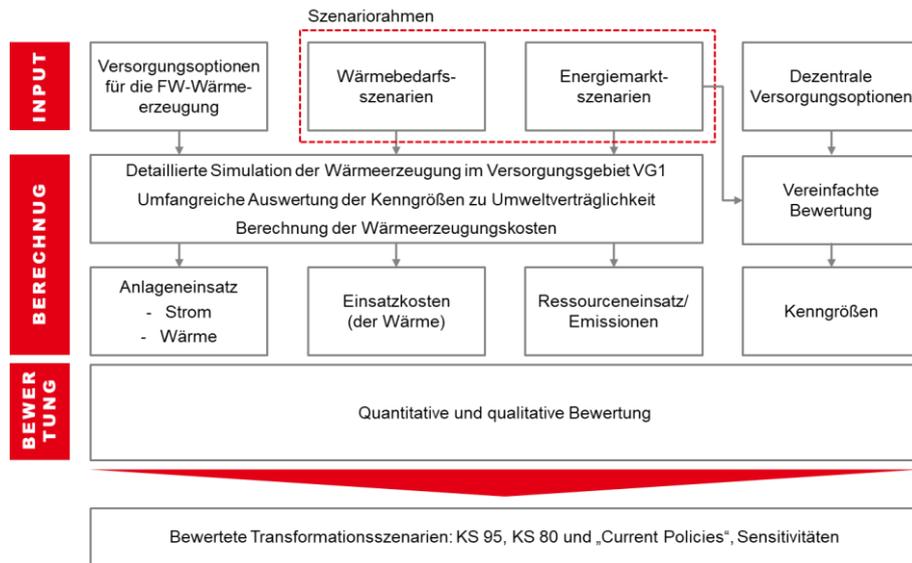


Abbildung Z - 5: Schematische Darstellung des systemischen Ansatzes der Machbarkeitsstudie

D.1 Definition von Szenariorahmen für drei unterschiedliche Transformationsszenarien

Für eine langfristige Bewertung von Versorgungsoptionen zum Ersatz der Kohleanlagen im VG1 sind Wärmebedarfsszenarien und Energiemarktszenarien wichtige Bausteine des systemischen Ansatzes. Szenarien sind hierbei in sich konsistente größtenteils quantitative Beschreibungen möglicher zukünftiger Entwicklungen. In diese Szenarien fließen zahlreiche Annahmen über energiepolitische Rahmenbedingungen sowie technische und wirtschaftliche Entwicklungen ein. Viele dieser Annahmen betreffen Sachverhalte, die außerhalb des Landes Berlins entschieden werden: Zum Beispiel wird über die Entwicklung des EU-weiten Emissionshandels auf EU-Ebene entschieden, über das Gebäudeenergieeffizienzgesetz und damit über Anreize zu Wärmedämmmaßnahmen wird auf der bundespolitischen Ebene entschieden.

Um eine angemessene Bandbreite der möglichen Entwicklungen abzudecken, werden drei unterschiedliche Szenarien sowohl für die Entwicklung des Energiemarktes als auch des Wärmebedarfs definiert. Die Herleitung dieser Szenarien erfolgt durch Auswertung mehrerer umfassender Studien zur deutschen Klimaschutzpolitik³. In diesen Studien werden jeweils Maßnahmen benannt und quantitativ bewertet, mit denen die deutschen Klimaschutzziele von 80 - 95 % Treibhausreduktion bis 2050 gegenüber 1990 erreicht werden. Für die vorliegende Machbarkeitsstudie werden daraus zwei Klimaschutzzszenarien (KS 80 und KS 95) und ein Current Policies-Szenario (CP) abgeleitet. Die für das Fernwärmeverbundsgebiet abgeleiteten Wärmebedarfsszenarien sind dabei konsistent mit dem jeweiligen Energiemarktszenario; beides zusammen bildet den Szenariorahmen für die Machbarkeitsstudie.

³ U.a. BCG & Prognos. (2018). Klimapfade für Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesverbandes des deutschen Industrie. | Fraunhofer ISI & Consentec GmbH & ifeu. (2017). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. | Öko-Institut e.V. & Fraunhofer ISI. (2015). Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht. Berlin.

B E T

- Im Szenariorahmen KS 95 wird in Deutschland eine stark ambitionierte Klimaschutzpolitik verfolgt. Konkret werden die Treibhausgasemissionen über alle Sektoren in Deutschland bis 2050 um 95 % ggü. 1990 reduziert. In dem Szenario steigt der Bruttostromverbrauch bis 2050 deutlich, unter anderem weil umfangreiche Sektorkopplung, also die Nutzung von überschüssigem EE-Strom für die Wärmeerzeugung und für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen (Wasserstoff) und Gasen, erfolgt. Das Ziel, den Anteil der EE-Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch auf 95 % zu erhöhen, wird erreicht. In diesem Szenario ist synthetisches Gas und Wasserstoff auf Basis von EE-Stromerzeugungsanlagen verfügbar. Der Preis für Emissionszertifikate steigt bis auf 126 €/t (real). Im Berliner Wärmemarkt werden pro Jahr deutlich mehr Gebäude saniert als bisher. Auch die Sanierungstiefe, also der Umfang der energieeffizienten Gebäudesanierung, steigt deutlich an. Das Fernwärmenetz im VG1 wird deutlich verdichtet und erweitert, um insbesondere fossile gas- und ölgefeuerte Anlagen zu substituieren.
- Im Szenariorahmen KS 80 wird in Deutschland eine ambitionierte Klimaschutzpolitik umgesetzt. Die Emissionen werden deutschlandweit über alle Sektoren entsprechend dem 80%-Reduktionsziel für die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 gesenkt. Die hierfür erforderlichen Maßnahmen sind weniger anspruchsvoll im Vergleich zum KS 95, insbesondere ist weniger Sektorkopplung notwendig. Als Folge steigt der Bruttostromverbrauch weniger stark an als im Szenariorahmen KS 95. Dadurch, und weil 88 % EE-Stromerzeugungsanteil am Bruttostromverbrauch als Zielerreichung genügen und der Bruttostromverbrauch geringer ist, müssen deutlich weniger EE-Stromerzeugungskapazitäten zugebaut werden. Der Einsatz von erneuerbarem Gas wird nicht unterstellt. Im Berliner Wärmemarkt erfolgt die Sanierung der Gebäude mit geringerer Häufigkeit als im Szenariorahmen KS 95. Sanierungen werden weniger umfangreich ausgestaltet. Das Fernwärmenetz wird etwas weniger stark verdichtet als im Szenariorahmen KS 95. Die Fernwärmeerweiterungsgebiete sind jedoch die gleichen, wie im Wärmebedarfsszenario KS 95.
- Der Szenariorahmen Current Policies setzt am deutschen / europäischen Energiemarkt die aktuellen politischen Entwicklungen (Stand 2018) fort. Das heißt u. a., dass das 65 % Ausbauziel für die EE-Stromerzeugung in 2030 in Deutschland verfehlt wird. Der Bruttostromverbrauch steigt gegenüber dem heutigen Niveau nur relativ leicht an. Im Jahr 2050 erreicht die EE-Stromerzeugung 83 % des Bruttostromverbrauchs. Am Berliner Wärmemarkt wird die jetzige Sanierungsrate und Sanierungstiefe beibehalten. Das Fernwärmenetz wird entsprechend der heutigen Entwicklung verdichtet und nicht erweitert.

Abbildung Z - 6 stellt die Hintergründe und einige charakteristische Kenngrößen der drei Szenariorahmen vor:

B E T

Szenariorahmen „KS 95“	Szenariorahmen „KS 80“	Szenariorahmen „Current Policies“
<p>Energiemarktszenario „KS 95“: starke ambitionierte Klimaschutzpolitik</p> <p>THG-Reduktion: 95 % in 2050 Bruttostromverbrauch (2050): 750 TWh Anteil EE-Stromerzeugung: 96 % CO₂-Preis (2050): ca. 126 €/t</p>	<p>Energiemarktszenario „KS 80“: weniger ambitionierte Klimaschutzpolitik als im KS 95</p> <p>THG-Reduktion: 80 % in 2050 Bruttostromverbrauch (2050): 680 TWh Anteil EE-Stromerzeugung : 88 % CO₂-Preis (2050): ca. 93 €/t</p>	<p>Energiemarktszenario „Current Policies“: Die aktuelle politische Entwicklung wird weiter fortgeschrieben.</p> <p>THG-Reduktion: etwa 60 % in 2050 Bruttostromverbrauch (2050): 620 TWh Anteil EE-Stromerzeugung: 83 % CO₂-Preis (2050): ca. 39 €/t</p>
<p>Wärmebedarfsszenario „KS 95“: Sehr ambitionierte Gebäudesanierungsrate und „konsequente Modernisierung“</p> <p>Marktdurchdringung: 48 % Sanierungsrate: Ø 2,2 %/a Netzverdichtung und –erweiterung FW-Bedarf VG1, 2030: 4,7 TWh FW-Bedarf VG1, 2050: 3,9 TWh</p>	<p>Wärmebedarfsszenario „KS 80“: Hohe Gebäudesanierungsrate und „moderate Modernisierung“</p> <p>Marktdurchdringung: 44 % Sanierungsrate: Ø 1,5 %/a Netzverdichtung und –erweiterung FW-Bedarf VG1, 2030: 5,0 TWh FW-Bedarf VG1, 2050: 4,8 TWh</p>	<p>Wärmebedarfsszenario „Current Policies“: Gebäudesanierungsrate bleibt auf aktuellem Niveau</p> <p>Marktdurchdringung: 34 % Sanierungsrate: Ø 0,6 %/a Netzverdichtung FW-Bedarf VG1, 2030: 4,7 TWh FW-Bedarf VG1, 2050: 5,0 TWh</p>

Abbildung Z - 6: Übersicht über die Szenariorahmen der drei Transformationsszenarien

Die Energiemarktszenarien wurden mit dem Fundamentalmodell der B E T für den europäischen Strommarkt erstellt. Mit Annahmen u. a. zu den politischen Rahmenbedingungen, zur Entwicklung der Preise für Brennstoffe und CO₂ oder auch zur Stromnachfrage werden der Erzeugungsmix im europäischen Strommarkt sowie die Entwicklung der Strompreise errechnet. Darüber hinaus liefert das Modell auch Informationen, die für eine ökologische Bewertung der Versorgungsoptionen herangezogen werden können (z. B. preissetzende Erzeugungsanlage zur Bewertung von CO₂-Emissionen).

Die Wärmebedarfsszenarien basieren auf dem energetischen Berliner Gebäudemodell, das im Rahmen der Arbeiten in der Studie „Klimaneutrales Berlin 2050“⁴ für die Entwicklung des Energieverbrauchs des Berliner Gebäudebestands erstellt wurde. Die Analysen der Daten im Berliner Gebäudemodell zeigen, dass der Untersuchungsraum VG1 ein hochverdichteter Innenstadtbereich ist, mit einem sehr hohen Anteil an Altbauten aus der Gründerzeit.

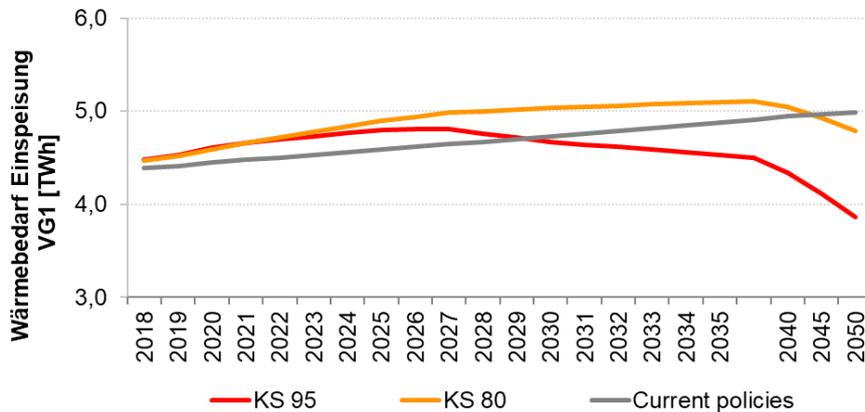
Das energetische Gebäudemodell wurde für die Wärmebedarfsentwicklung im Fernwärmeversorgungsgebiet aufbereitet und lieferte je Gebäudeblock den Wärmebedarf sowie weitere Kenndaten, aus denen u. a. die Wärmelastdichte und der Sanierungsstand abgeschätzt wurde. Diese Datensätze wurden in einem geografischen Informationssystem analysiert. Diese Analyse bildete die Grundlage, um die Entwicklung des Gebäudebestands und den damit verbundenen Wärmebedarf (Raumwärme, Warmwasser) im Versorgungsgebiet zu bestimmen. Darüber hinaus wurden aus diesen Informationen die Gebiete und Potenziale zur Verdichtung und Erweiterung des Fernwärmenetzes abgeleitet.

Das Wärmebedarfsszenario KS 95 lehnt sich an das Zielszenario II der Studie „Klimaneutrales Berlin“ an, das Szenario KS 80 an das Zielszenario I.

Weiterhin wurde der Wärmebedarf auf eine langfristig erwartete Einwohnerzahl von 4 Mio. Einwohnern umgerechnet. Es erfolgte auch ein Abgleich mit Vertriebsdaten der VWB.

⁴ Potsdam-Institut für Klimaforschung, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH, BLS Energieplan GmbH, et al. (2014). Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin 2050. Berlin: Auftraggeber Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt Berlin.

B E T



2018 Wärmeabsatz Berlin

KS 95, KS 80, CP	31 TWh
---------------------	--------

2050 Wärmeabsatz Berlin

KS 95	18 TWh
-------	--------

KS 80	23,5 TWh
-------	----------

CP	37 TWh
----	--------

Abbildung Z - 7: Entwicklung des Wärmebedarfs (Absatz und Verluste) im Betrachtungszeitraum und Vergleichszahlen Wärmeabsatz Berlin

D.2 Herleitung der Kenngrößen für die Bewertung der Klimaverträglichkeit

Der systemische Ansatz der Machbarkeitsstudie sieht die Herleitung mehrerer Kenngrößen für die Bewertung der Klimaverträglichkeit vor. Hierbei wird der Grundsatz beachtet, dass die Klimawirksamkeit der Kohlendioxidemissionen letztlich von der Gesamtheit der Emissionen unabhängig vom Ort und über einen Zeitraum abhängt. Die Kenngrößen werden deswegen so definiert, dass auch systemische Effekte Berliner Maßnahmen im gesamtdeutschen bzw. europäischen Energieversorgungssystem berücksichtigt werden.

Den Ausgangspunkt für die Ermittlung der Kohlendioxidemissionen bilden die Emissionen der Anlagen, die im Versorgungsgebiet 1 Wärme in das Fernwärmenetz einspeisen. Diese Emissionen werden als Produkt der eingesetzten Brennstoffmenge und eines CO₂-Emissionsfaktors ermittelt. Bei Erzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung werden dabei die gesamten Emissionen zur Erzeugung von Wärme und Strom erfasst. Regenerative Energiequellen und Abwärmequellen werden entsprechend der Festlegung der AGFW mit einem Emissionsfaktor von 0 g/kWh_{Brennstoffenergie} berücksichtigt⁵. Der Hintergrund dieser Festlegung ist, dass Abwärme *per definitionem* bisher ungenutzte Wärme von industriellen oder gewerblichen Prozessen ist. Eine Nutzung dieser Abwärme führt deswegen nicht zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen.

Der Ersatz der Kohleheizkraftwerke, der über die Transformationspfade beschrieben wird, hat auch Rückwirkungen auf andere Sektoren, die bei der Ermittlung der CO₂-Emissionen zu berücksichtigen sind. Dies betrifft zum einen den deutschen Strommarkt und zum anderen auch den Wärmemarkt in Berlin. Um bei der Entwicklung der CO₂-Emissionen aus den Anlagen zur Wärmeerzeugung eine Vergleichbarkeit zur Ausgangssituation zu gewährleisten, werden folgende drei Effekte berücksichtigt:

- **Der Einsatz von Strom zur Erzeugung von Fernwärme:** Ein derartiger Einsatz erfolgt zum Beispiel dann, wenn ein Elektrokessel Wärme erzeugt (Power-to-Heat) oder wenn eine elektrisch betriebene Wärmepumpe eingesetzt wird. Dieser Stromeinsatz führt zu einer höheren Produktion von Stromerzeugungsanlagen im deutschen Strommarkt und ist mit zusätzlichen CO₂-Emissionen verbunden. Diese werden in einer stundenscharfen Betrachtung über den Emissionsfaktor des preissetzenden Kraftwerks am europäischen Strommarkt ermittelt. Die resultierenden Emissionen hängen demnach vom Zeitpunkt und der Menge des genutzten Stroms sowie vom jeweiligen Energiemarktszenario (Unterschiede im Erzeugungsmix) ab.
- **Veränderung der Stromerzeugung der KWK-Anlagen im VG1:** Durch die Veränderung des Anlagenparks zum Ersatz der Kohleheizkraftwerke verändert sich auch die Stromerzeugung aus KWK-

⁵ AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2016). Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 6 Energetische Bewertung von Fernwärme – Bestimmung spezifischer CO₂-Emissionsfaktoren

B E T

Anlagen gegenüber dem Status quo. Bei einer Verringerung der Stromerzeugung muss die Differenzmenge durch eine andere Stromerzeugungsanlage im deutschen bzw. im europäischen Strommarkt zur Deckung der Stromnachfrage zur Verfügung gestellt werden, wodurch zusätzliche Emissionen entstehen. Umgekehrt verhält es sich bei einer Erhöhung der Stromerzeugung aus den KWK-Anlagen. Die mit der Veränderung der Stromerzeugung einhergehenden Emissionen werden ebenfalls über die stundenscharfe Betrachtung über den Emissionsfaktor des preissetzenden Kraftwerks am europäischen Strommarkt ermittelt. Eine verringerte Stromerzeugung führt zu einem Malus und eine Erhöhung führt zu einem Bonus bei den Gesamtemissionen.

- **Substitution anderer Wärmeerzeuger:** Die Steigerung des Marktanteils durch Verdichtung und Erweiterung des Fernwärmenetzes führt dazu, dass Wärmeerzeugung aus dezentralen Anlagen (i. W. Gas- und Ölheizungen, siehe Kapitel C) verdrängt wird. Die verdrängten dezentralen Emissionen sind nur spekulativ zu ermitteln. Andererseits würde eine Nicht-Berücksichtigung dieser verdrängten Emissionen die Ergebnisse verzerren. Zur Herstellung der Vergleichbarkeit mit dem Ausgangszustand wird für die zusätzlichen Mengen aus Verdichtung und Erweiterung daher eine Gutschrift auf die CO₂-Emissionen vorgenommen (Multiplikation der zusätzlichen Wärmemengen für Verdichtung und Erweiterung mit den spez. Emissionen der anteiligen Fernwärmeerzeugung). Es werden also nur die mit der zusätzlichen Fernwärmeerzeugung verbundenen Emissionen gutgeschrieben. Tatsächlich wäre die Gutschrift höher, wenn z. B. eine Ölheizung durch die Fernwärme verdrängt wird. Es handelt sich also um eine sehr konservative Abschätzung.

D.3 Emissionsbudget

Die Wirkung der Kohlendioxidemissionen auf das Weltklima entsteht durch die Summe der globalen Treibhausgasemissionen seit Beginn der Industrialisierung. Die klimapolitische und wissenschaftliche Diskussion über die Umsetzung des Pariser Übereinkommens zum Schutz des Klimas wird dieser Tatsache mit dem Konzept der Emissionsbudgets gerecht. Emissionsbudgets sind hierbei die zulässige Menge von Treibhausgasemissionen über längere Zeiträume. Bei diesem Konzept ist es unerheblich, wann die Emissionen erfolgen, wichtig ist nur die Summe der Emissionen über den Zielzeitraum.

In der Machbarkeitsstudie wird ausgehend von Modellrechnungen des IPCC (International Panel for Climate Change) ein globales Budget hergeleitet, bei welchem mit einer Wahrscheinlichkeit von 66 % die globale Erderwärmung auf maximal 2 °C begrenzt werden kann. Über einen Bevölkerungsschlüssel wird zunächst ein Budget für Deutschland berechnet, und dann über einen Sektorenschlüssel für die anteiligen Strom- und Fernwärmesektoren der dem VWB-Fernwärmesystem VG1 zurechenbare Anteil ermittelt. Diese Rechnung ergibt ein Budget in Höhe von rd. 0,051 Mrd. t also 51 Mio. t CO₂, welches für den Zeitraum ab 2015 noch zur Verfügung steht (vgl. Abbildung Z - 8).

B E T

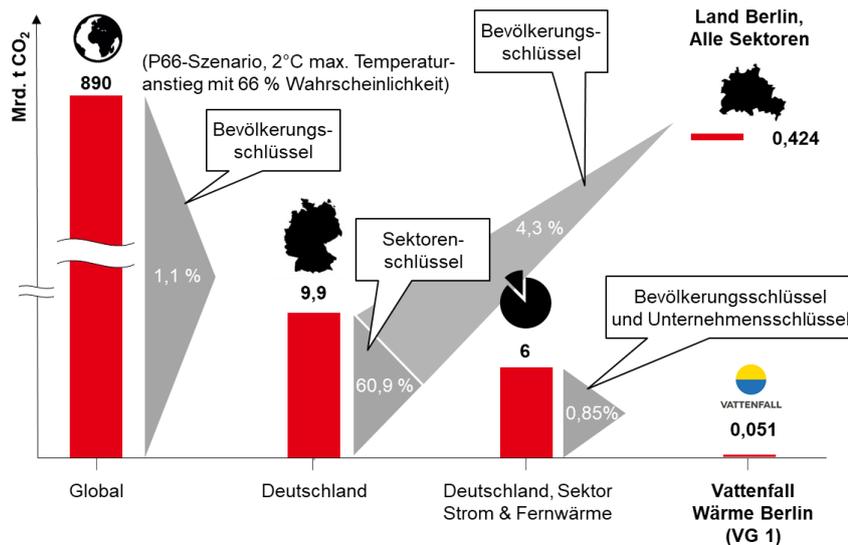


Abbildung Z - 8: Herleitung des Emissionsbudgets für das Versorgungsgebiet 1 der Vattenfall Wärme Berlin und für das Land Berlin⁶

Auf Basis der gegenwärtigen Emissionen ist dieses errechnete Budget bereits nach weniger als 13 Jahren ab 2015 aufgebraucht (2 °C Limit). Selbst wenn unterstellt wird, dass der Kohleausstieg bis 2030 vollzogen sein kann und bis 2050 95 % der Emissionen reduziert werden, kann mit keinem der technisch realisierbaren Szenarien das 2 °C Limit gewährleistet werden.

D.4 Definition von drei möglichst klimafreundlichen dezentralen Versorgungsoptionen für die Ermittlung von Vergleichskenngrößen

Zur Einordnung der Wirtschaftlichkeit der Wärmeerzeugungskosten und der Klimaverträglichkeit der Fernwärme werden in der Machbarkeitsstudie drei möglichst klimafreundliche dezentrale Versorgungsoptionen definiert und bewertet.

Diese dezentralen Versorgungsoptionen werden jeweils für den Altbaubestand als auch für einen Neubau bewertet. Der Neubau ist hierbei naturgemäß sehr viel energieeffizienter als der Altbau. Eine Folge dessen ist ein höherer Anteil des Wärmebedarfs für die Warmwassererwärmung im Neubau als im Altbau. Außerdem sind die benötigten thermischen Leistungen, um den Neubau zu versorgen, kleiner.

Die drei möglichst klimafreundlichen dezentralen Versorgungsoptionen sind in Abbildung Z - 9 dargestellt:

- Dezentrales Gas-Blockheizkraftwerk und Gaskessel:** Das Blockheizkraftwerk ist in Verbindung mit einem Warmwasserspeicher so dimensioniert, dass es ganzjährig in einem festen Verhältnis Strom und Wasser erzeugt. Ein zusätzlicher Gaskessel ergänzt die Wärmeversorgung an kalten Tagen, an denen der Wärmebedarf nicht ausschließlich durch das BHKW abgedeckt werden kann bzw. übernimmt die Wärmeversorgung, wenn das BHKW ausfällt. Das BHKW erzeugt ca. 60 % der Wärme.
- Solarthermie und Gaskessel:** Eine solarthermische Anlage auf dem Dach eines Mehrfamilienhauses erzeugt in Verbindung mit einem Warmwasserspeicher 50 % der Wärme für die Warmwasserbereitstellung und einen Teil des Wärmebedarfs für Raumwärme. Eine saisonale Speicherung findet nicht statt. Die solarthermische Anlage erzeugt im Altbau etwas über 13 % der Wärmeerzeugung. Im Neubau erreicht der Anteil der Solarthermie 17 % der Wärmeerzeugung. Die beschränkende Größe der Solarthermie ist nicht die Dachfläche, sondern das Fehlen einer saisonalen Speicherung, die aus Platzgründen im hochverdichteten Innenstadtraum nicht realisierbar ist. Den Rest der benötigten Wärme erzeugt der Gaskessel.

⁶ Ein Emissionsbudget, das von einer maximalen Erwärmung von 1,5°C ausgeht, wäre deutlich geringer.

B E T

- **Luft-Wärmepumpe, Photovoltaik-Anlage und Gaskessel:** Eine elektrisch betriebene bivalente Luft-Wärmepumpe entnimmt der Luft Umweltwärme und erzeugt auf diese Art Wärme für Warmwasser und Raumheizung. Die Anlage wird ganzjährig betrieben und erzeugt in Verbindung mit einem Warmwasserspeicher 66 % der benötigten Wärme. Die PV-Anlage erzeugt Strom, der zu einem großen Teil als Eigenversorgung vor Ort durch die Wärmepumpe verbraucht wird. Der Gaskessel erzeugt an besonders kalten Tagen zusätzliche Wärme.

Diese dezentralen Versorgungsoptionen wurden jeweils für den Wärmebedarf auf der Basis von Erfahrungswerten ausgelegt. Alle regulatorischen Rahmenbedingungen für die dezentralen Versorgungsoptionen wurden berücksichtigt. Dies schließt Investitionszuschüsse, KWK-Zuschläge aber auch Besonderheiten, wie zum Beispiel ein Mieterstrommodell für die Option mit BHKW, ein.

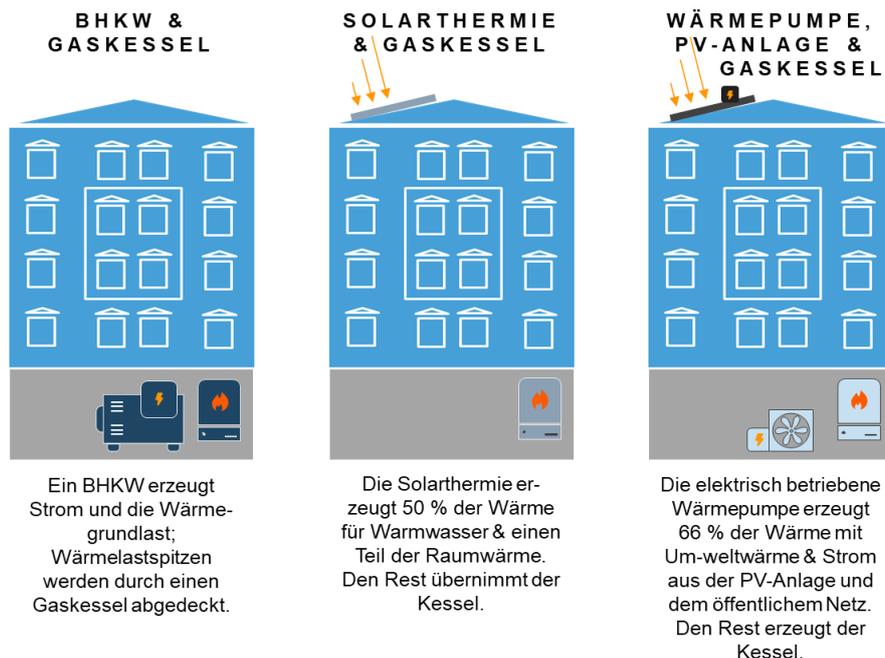


Abbildung Z - 9: Übersicht über die definierten dezentralen Versorgungsoptionen für einen Altbau und einen Neubau

Bei der Bewertung der Ergebnisse der dezentralen Versorgungsoptionen ist zu bedenken, dass die dezentralen Versorgungsoptionen aufgrund technischer Restriktionen nicht überall in Berlin flächendeckend eingesetzt werden können:

- Die meisten Gebäude im innerstädtischen Raum zeichnen sich durch sehr hohe Wärmelastdichten (Wärmebedarf bezogen auf die Grundfläche, 500 bis über 3000 kWh/m²) aus. Die Potenziale von Luftwärmepumpen und solarthermischen Anlagen reichen insbesondere im Altbau in der Regel nicht aus.
- Nicht überall sind die baulichen Gegebenheiten vorhanden, um Solarthermie, Luftwärmepumpen oder BHKW zu installieren. Oft fehlt es an Platz, sind die Dächer nicht ausreichend tragfähig oder die Lärmemissionen sind zu hoch⁷.

⁷ Gemäß einer Auswertung von Informationen des Berliner Gebäudemodells können mit dezentralen solarthermischen Anlagen bis zu 8 % des jährlichen Wärmebedarfs im VG1 erzeugt werden. Diese Wärmeerzeugung ist aber saisonal auf den Sommer beschränkt.

E. HERLEITUNG DER TRANSFORMATIONSPFADE

Ein wesentlicher Schwerpunkt der Machbarkeitsstudie liegt in der Auswahl derjenigen Versorgungsoptionen, mit denen die Kohleanlagen bis spätestens 2030 ersetzt werden können. Diese Auswahl erfolgt in einem mehrstufigen Vorgehen:

- Vorbewertung der grundsätzlich in Frage kommenden Versorgungsoptionen (Wärmeerzeugungsanlagen, Speicher) und Selektion der Optionen für eine Anwendung im VG1
- Ermittlung der technischen Potenziale für die ausgewählten Optionen an konkreten Standorten im VG1 unter Berücksichtigung der technischen Machbarkeit und Genehmigungsfähigkeit
- Definition von Transformationspfaden (Versorgungsoptionen mit definierter Leistung an konkreten Standorten und einem geplanten Inbetriebnahmejahr) zum Ersatz der Kohleheizkraftwerke

In die Vorbewertung der Versorgungsoptionen werden die bekannten Technologien zur Erzeugung und Speicherung von Fernwärme aufgenommen. Dabei werden auch die konkreten Maßnahmenvorschläge aus dem Klimaschutzprogramm BEK 2030 berücksichtigt. Bei dieser Vorauswahl werden lediglich die beiden Optionen „Agrothermie“ und „Flexi-Klärgasanlage“ ausgeschlossen, da keine Potenziale im innerstädtischen Bereich vorhanden sind. Die Nutzung der Abwasserwärme aus einer Kläranlage wird jedoch sehr wohl weiter betrachtet.

Die Machbarkeitsprüfung der verbliebenen Versorgungsoptionen erfolgt im Rahmen der Machbarkeitsstudie sowohl im Rahmen von externen Teilstudien zu einzelnen Versorgungsoptionen sowie über interne Potenzialanalysen und Kooperationen mit weiteren Unternehmen wie der Berliner Stadtreinigung (BSR) oder den Berliner Wasserbetrieben (BWB). Die Machbarkeitsprüfung liefert folgende Ergebnisse für die einzelnen Versorgungsoptionen:

B E T

Abfall- wärme	 Zusätzliches Potenzial in der Müllverbrennungsanlage Ruhleben durch Turbinenerneuerung und Rauchgas-Wärmepumpe in Transformationsszenarien nutzen	✓
Abwasser- WP	 Option in den Transformationsszenarien verwenden: keine bzw. geringe Emissionen bei Dampfantrieb	✓
Industr. Abwärme	 als „lohnenswert“ identifizierte Potenziale in Transformationsszenarien nutzen: wenig Emissionen; geringe bis mittlere Kosten zu erwarten; Temperaturniveaus der Einspeisung und ggf. erforderlicher Nachheizbedarf beachten; kein Beitrag zur gesicherten Leistung	✓
Bio- masse	 Option in den Transformationsszenarien verwenden: eine Brennstoffumstellung in Moabit könnte auch schon vor dem Stilllegungsdatum der anderen Kohleblöcke zur Reduzierung der Emissionen beitragen	✓
Geo- thermie	 Option in den Transformationsszenarien verwenden: allerdings nur geringe Leistungen möglich	✓
Power- to-Heat	 Option in den Transformationsszenarien verwenden: Diese Option ist Teil der hybriden KWK-Anlage	✓
Spree- WP	 Option nicht in den Transformationsszenarien verwenden: Passfähigkeit mit Saisonalität des Wärmebedarfs zu gering, nur in Kombination mit Saisonal-Wärmespeicher interessant	✗
Solar- thermie	 Option nicht in den Transformationsszenarien verwenden: derzeit keine Fläche verfügbar, nur in Kombination mit Saisonal-Wärmespeicher interessant	✗

Abbildung Z - 10: Ergebnisse der Machbarkeitsprüfung für die Versorgungsoptionen⁸

Die Analysen zeigen, dass im Vergleich zu anderen Metropolregionen die örtlich verfügbaren geothermischen Potenziale z. B. im Vergleich zu München erheblich niedriger sind. Auch sind größere industrielle Abwärmepotenziale – anders als in Hamburg oder NRW - kaum vorhanden. Die im Rahmen der Machbarkeitsstudie identifizierten Abwärmepotenziale wurden hinsichtlich Verfügbarkeit und Anschlussmöglichkeit an das FW-Netz des VG1 bewertet.

Des Weiteren können für das betrachtete Versorgungsgebiet keine Flächen zur Nutzung großtechnischer solarthermischer Anlagen identifiziert werden. Die größte in einer Teilstudie untersuchte zentrale, solarthermische Anlage (800.000 m² Kollektorfläche) benötigt eine Grundfläche von 1,6 km². Dazu kommen bis zu 0,5 km², die für einen Erdbeckenspeicher benötigt werden. Zum Vergleich: Der Tiergarten umfasst 2,1 km² Fläche. Mit diesen Anlagen können ca. 7 % des Wärmebedarfs des VG1 versorgt werden. Grundsätzlich ist auch eine Aufteilung der solarthermischen Anlage in mehrere Anlagen denkbar.

Auf Basis der Ergebnisse aus Abbildung Z - 10 werden dann für die drei unterschiedlichen Szenariorahmen KS 95, KS 80 und CP Transformationspfade für den Ersatz der Kohlewärme bis spätestens 2030 entwickelt. Die ausgewählten Transformationspfade erfüllen folgende Kriterien:

- Technische und genehmigungsrechtliche Machbarkeit der Anlagen an den jeweiligen Standorten
- Gewährleistung der Versorgungssicherheit (es muss genügend Einspeiseleistung zur Verfügung stehen) bei Wärme und Strom, und
- keine Brüche bei der Fernwärmeerzeugung (sukzessive Ablösung der Anlagen)

Bei den beiden Klimaschutzszenarien besteht die Zielsetzung darin, die Kohlewärme durch einen möglichst hohen Anteil an erneuerbarer Wärme – d. h. durch CO₂-freie bzw. CO₂-arme Wärme – zu ersetzen. Dazu

⁸ WP = Wärmepumpe

B E T

zählen die Biomasse, die Geothermie und der Einsatz von Power-to-Heat mit Strom aus erneuerbaren Energien sowie die Nutzung von Abfall- und Abwasserabwärme (im Rahmen des Abfallwirtschaftskonzeptes), gewerbliche bzw. industrielle Abwärme. Für den verbleibenden Anteil ist somit ein neues gasgefeuertes hybrides KWK-Konzept am Standort Reuter Teil der Lösung. Dieses Konzept beinhaltet eine hochflexible Gas-KWK-Anlage mit variabler Feuerungsmöglichkeit (Erdgas, erneuerbarer Gasmix, Wasserstoff), einer Rauchgaskondensationswärmepumpe, einen Wärmespeicher und eine Power-to-Heat-Anlage.

Der Transformationspfad im CP-Szenario wird unter der Maßgabe entwickelt, den Kohleausstieg möglichst kosteneffizient umzusetzen. Bestandteile dieser Lösung sind die Errichtung eines gasgefeuerten Heizkraftwerks am Standort Reuter sowie die Umstellung des Heizkraftwerks Moabit auf nachhaltige Biomasse. Die Erreichung der Klimaschutzziele des Landes Berlin bzw. des Ziels der Fossilfreiheit von Vattenfall stehen nicht im Vordergrund. Daher dient das CP-Szenario in dieser Machbarkeitsstudie nur als Vergleichsszenario.

Eine besondere Herausforderung liegt in dem Umstand, dass in allen Transformationspfaden für die Versorgung eines neuen Gaskraftwerkes am Standort Reuter West eine Hochdruckgasleitung aus dem Brandenburger Umland neu errichtet werden muss.

Die Portfolien der Wärmeerzeugungsanlagen wurden für alle drei Transformationspfade simuliert und hinsichtlich der ökonomischen und ökologischen Auswirkungen bewertet.

	Klimaschutz 95	Klimaschutz 80	Current Policies
› Kohleersatz durch EE	<ul style="list-style-type: none"> MüVA (optimiert)¹⁾ Abwasser-Wärmepumpe Ind. Abwärme Neues Biomasse-Heizwerk Geothermie P2H (Hybride KWK & Reuter)³⁾ <p style="text-align: center;">521 MW_{th}+ 180 MW_{th} (PtH 2030)</p>	<ul style="list-style-type: none"> MüVA (optimiert)¹⁾ Abwasser-Wärmepumpe Ind. Abwärme Neues Biomasse-Heizwerk Geothermie P2H (Hybride KWK & Reuter) <p style="text-align: center;">521 MW_{th}</p>	<ul style="list-style-type: none"> MüVA (Bestand)¹⁾ Moabit auf Biomassefeuerung P2H Reuter <p style="text-align: center;">279 MW_{th}²⁾</p>
› Kohleersatz durch Gas	<ul style="list-style-type: none"> Hybride KWK - Gas <p style="text-align: center;">503 MW_{th}</p>	<ul style="list-style-type: none"> Hybride KWK - Gas <p style="text-align: center;">644 MW_{th}</p>	<ul style="list-style-type: none"> GuD, BHKW, HWE <p style="text-align: center;">570 MW_{th}²⁾</p>
› Bestandsanlagen	<ul style="list-style-type: none"> Gasgefeuerte KWK-Anlagen & Warmwassererzeuger 	<ul style="list-style-type: none"> Gasgefeuerte KWK-Anlagen & Warmwassererzeuger 	<ul style="list-style-type: none"> Gasgefeuerte KWK-Anlagen & Warmwassererzeuger
› Max. FW-Last (VG 1)	<ul style="list-style-type: none"> • 2030: ca. 1.800 MW • 2050: ca. 1.500 MW 	<ul style="list-style-type: none"> • 2030: ca. 1.900 MW • 2050: ca. 1.800 MW 	<ul style="list-style-type: none"> • 2030: 1.800 MW • 2050: 1.900 MW
› FW-Netz-Temperatur	<ul style="list-style-type: none"> • Umstellung auf den gleitenden Vorlauf (überwiegend 80 °C) 	<ul style="list-style-type: none"> • Umstellung auf den gleitenden Vorlauf (überwiegend 80 °C) 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Änderung

1) Die Bestandsanlage der MüVA umfasst 99 MW. Dieser Leistungsteil ist somit nicht dem Kohleersatz zuzuschreiben.

2) Die Bestimmung der Ersatzleistung im CP-Szenario erfolgte durch eine vereinfachte (n-1)-Betrachtung

3) Ab dem Jahr 2030 wird eine um 180 MW höhere P2H-Leistung angenommen.

Alle Angaben sind auf das VG 1 bezogen.

Abbildung Z - 11: Übersicht über die Transformationspfade in den Szenarien

F. ERGEBNISSE DER TRANSFORMATIONSSZENARIEN: ZEITRAUM KOHLEAUSSTIEG BIS 2030

F.1 Entwicklung der Wärmeerzeugung

Die Machbarkeitsstudie zeigt, dass der Kohleausstieg in allen drei Transformationsszenarien bis spätestens 2030 technisch machbar ist. Abbildung Z - 12 stellt dar, mit welcher Primärenergie und mit welcher Technik die Wärme im Jahr 2021 und im Jahr 2030 erzeugt wird und wie die Wärmeerzeugung aus den Kohleheizkraftwerken ersetzt werden kann. Im Jahr 2021 werden 60 % der Wärme im VG1 durch die Kohleheizkraftwerke an den Standorten Moabit und Reuter West erzeugt. Die restliche Wärmeerzeugung erfolgt auf der Basis von Abwärme und Erdgas.

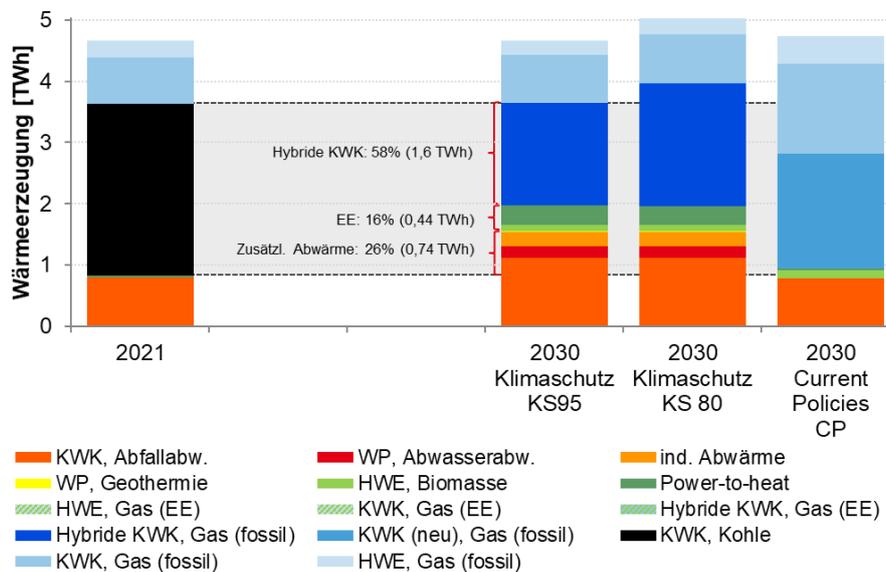


Abbildung Z - 12: Übersicht über die Wärmeversorgung im Jahr 2030 in den drei untersuchten Transformationsszenarien

Im Jahr 2030 wird die Wärmeerzeugung aus Kohle vollständig durch neue Wärmeerzeuger oder bestehende Wärmeerzeuger, die teilweise modernisiert oder erweitert werden, ersetzt:

- In allen drei Szenarien werden erneuerbare Energien für die Wärmeerzeugung eingesetzt. In den beiden Klimaschutzszenarien sind dies jeweils ein neues Biomasseheizwerk sowie eine Geothermieanlage (in Verbindung mit einer Wärmepumpe und einem Aquifer-Wärmespeicher) am Standort Moabit. Im Transformationsszenario Current Policies wird das bestehende Kohleheizkraftwerk Moabit in ein Biomasseheizkraftwerk umgebaut. In allen Szenarien nimmt die Bedeutung von Power-to-Heat, also die Umwandlung von Strom in Wärme zu. Auch diese Wärme ist im Wesentlichen erneuerbare Wärme und basiert nur zu kleinen Anteilen auf Eigenstromerzeugung. Denn diese Umwandlung geschieht fast nur dann, wenn aufgrund einer sehr hohen Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien Stromüberschüsse am europäischen Strommarkt bestehen und somit die PtH-Anlagen physisch durch EE-Stromerzeugungsanlagen beliefert werden. Die erneuerbare Wärme ersetzt in den beiden Klimaschutz-Transformationsszenarien ca. 15 % der Kohlewärme im Jahr 2021. Im CP-Szenario beträgt der Anteil erneuerbarer Wärme nur 3,5 %.
- In den beiden Klimaschutzszenarien nimmt die Wärmeerzeugung auf der Basis von Abwärme zu. Dies ist auf die Steigerung der Effizienz der Nutzung von Abfallabwärme bei gleichbleibender Abfallmenge im Müllheizkraftwerk Ruhleben⁹ sowie auf die Errichtung einer Abwasserwärmepumpe für Abwasser

⁹ In den Transformationsszenarien ist die thermische Verwertung einer Abfallmenge in Höhe von 580.000 t vorgesehen. Dies ist der Status quo laut Berliner Stadtreinigung (nachfolgend BSR).

des Klärwerks Ruhleben zurückzuführen. Die Annahme für die thermisch verwertete Abfallmenge ist während des gesamten Betrachtungszeitraums gleich und liegt auf dem Niveau des Jahres 2018. Außerdem wird in dem betrachteten Zeitraum schrittweise immer mehr industrielle bzw. gewerbliche Abwärme in das Fernwärmenetz eingespeist. Die zusätzliche Abwärme aus der thermischen Verwertung von Abfall ersetzt ca. 11 % der Kohlewärme 2021, die industrielle Abwärme ca. 8 % und die Abwasserabwärme ca. 7 %. Im Transformationsszenario Current Policies ist hingegen keine Ausweitung der Abwärmenutzung vorgesehen.

- In den beiden Klimaschutzszenarien erfolgt der Ersatz der Kohlewärme, der nach Abzug von Einspar- und Portfolioeffekten nicht durch erneuerbare Wärme oder zusätzliche Abwärmepotenziale gedeckt werden kann, durch eine hybride KWK-Anlage, zunächst auf der Basis von Erdgas. Diese hochflexible, hybride KWK-Anlage besteht aus einem modular aufgebauten hocheffizienten KWK-Teil, einem Wärmespeicher und einer Power-to-Heat-Anlage. Die Komponenten des KWK-Teils können Erdgas, Wasserstoff und synthetisches Gas verbrennen. Diese Anlage ist sehr flexibel einsetzbar: Bei Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom ermöglicht sie die Integration dessen mit Hilfe der Sektorkopplung (PtH). In den Stunden, in denen erneuerbarer Strom nicht verfügbar ist, kann der KWK-Teil mit hoher Brennstoffausnutzung Wärme und Strom produzieren. Die Wärmeerzeugung der Power-to-Heat-Anlage ist in Abbildung Z - 12 als erneuerbare Energie erfasst. Die hybride KWK ersetzt in den Klimaschutzszenarien jeweils ca. 58 % der Kohlewärme des Jahres 2021.
- Im Current Policies-Szenario wird unterstellt, dass eine neue erdgasgefeuerte KWK-Anlage, bestehend aus einem Gas- und Dampfturbinenheizkraftwerk (GuD) und mehreren Gasmotoren, errichtet wird. Auch diese Anlage ist modular aufgebaut. Sie bietet aber deutlich weniger Flexibilität als die hybride KWK. Die KWK-Anlage erzeugt einen Großteil der Wärme. Die Stromerzeugung im CP-Szenario aus der KWK-Anlage ist aufgrund einer besseren Stromkennzahl höher als bei der hybriden KWK-Anlage. Deshalb muss in den Szenarien mit der hybriden KWK-Anlage mehr Strom in anderen Stromerzeugungsanlagen im europäischen Strommarkt erzeugt werden. Diese Effekte werden bei der systemischen Bilanzierung der damit verbundenen Emissionen berücksichtigt.
- Die erdgasgefeuerten Bestandsanlagen tragen in den beiden Klimaschutzszenarien mit etwa 22 %, im CP-Szenario mit etwa 40 % zur Wärmeerzeugung im Versorgungsgebiet bei. Der Großteil dieser Wärmeerzeugung erfolgt in der Bestands-KWK-Anlage GuD Lichterfelde, die 2019 in Betrieb gegangen ist und in dem Heißwassererzeuger Lichterfelde. Diese beiden Anlagen speisen im Fernwärmeverbund Süd ein (vgl. Abbildung Z - 4), der nur mit hydraulischen Einschränkungen mit dem Fernwärmeverbund Nord verbunden ist.
- Die Summe der Wärmeerzeugung variiert in den drei Transformationsszenarien aufgrund der verschiedenen Wärmebedarfsszenarien. Aufgrund der deutlich höheren Verdichtung und Erweiterung in den beiden Klimaschutzszenarien ist bei diesen die Anzahl der versorgten Wohnungen bzw. Gebäude deutlich größer als im Current Policies-Szenario.

Tabelle Z - 1: Darstellung der Anteile der neuen Wärmeerzeuger am Ersatz der Kohlewärme

	Klimaschutz 95	Kommentar
Abwärmenutzung	26 %	
Nutzung von Abwärme aus Abwasser	7 % (195 GWh)	Statische Annahme zum Anlageneinsatz gemäß Dargebot
gewerbliche und industrielle Abwärmepotenziale	8 % (230 GWh)	Statische Annahme zum Anlageneinsatz gemäß Dargebot
Zusätzliche Abwärme aus der bestehenden MüVA in Ruhlleben (effizientere Nutzung, im Rahmen des Berliner Abfallwirtschaftskonzepts)	11 % (315 GWh)	Statische Annahme zum Anlageneinsatz gemäß Dargebot
Erneuerbare Wärmequellen	16 %	
Biomasse	4 % (100 GWh)	Ergebnis Kraftwerkseinsatzsimulation B E T
Power-to-Heat	11 % (325 GWh)	Ergebnis Kraftwerkseinsatzsimulation B E T
Geothermie	0,5 % (13 GWh)	Statische Annahme zum Anlageneinsatz gemäß Dargebot
Hochflexible, gasgefeuerte hybride KWK-Anlage (Kombination aus Gas-KWK, Wärmespeicher und PtH, die am Standort Reuter neu errichtet werden muss)	58 % (1630 GWh)	Ergebnis Kraftwerkseinsatzsimulation

Der Kohleausstieg erfolgt in allen Szenarien schrittweise und ohne Unterbrechung der Wärmeversorgung. Die konkreten Außerbetriebnahmen der Kohleheizkraftwerke sind gestaffelt: Das Heizkraftwerk Moabit geht 2025 außer Betrieb, die zwei Blöcke am Standort Reuter West gehen mit zeitlichem Versatz 2028 / 2029 außer Betrieb. In Abbildung Z - 13 ist der schrittweise Ersatz der Wärmeerzeugung mit Kohle durch andere Wärmeerzeuger deutlich zu sehen. Dargestellt ist die Entwicklung der Wärmeerzeugung im Transformationsszenario KS 95. Im Transformationsszenario KS 80 sieht die Entwicklung qualitativ gleich aus. Änderungen ergeben sich nur wegen der unterschiedlichen Gesamtwärmeerzeugung.

Die Abbildung Z - 13 zeigt die Anteile der verschiedenen Wärmeerzeuger auf der Basis von Abwärme oder erneuerbaren Energien. Abfallabwärme ist der Wärmeerzeugungsmenge nach am bedeutendsten gefolgt von industrieller Abwärme und Abwasserabwärme. Bei den erneuerbaren Energien ist ab 2028 Power-to-Heat bedeutender als die Wärmeerzeugung mit Biomasse. Die Geothermie spielt eine untergeordnete Rolle.

B E T

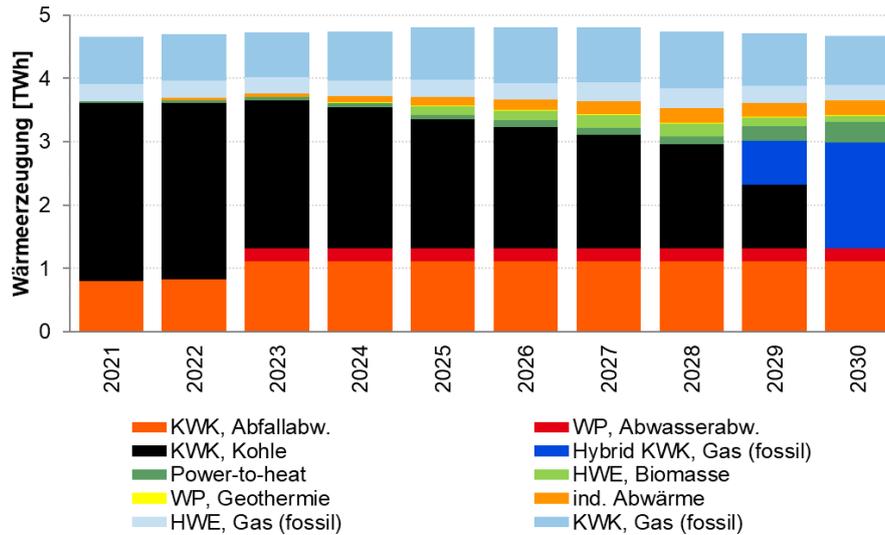


Abbildung Z - 13: Vertiefte Darstellung des Umbaus der Wärmeversorgung 2021-2030, Transformationsszenario KS 95

F.2 Entwicklung der CO₂-Emissionen

Die Kohlendioxidemissionen nach der Quellenbilanz, also die oben dargestellten Emissionen ohne Berücksichtigung von Gutschriften und Abzügen sinken 2030 gegenüber dem Jahr 2021 um 2,15 Mio. t CO₂ (KS 95) und 2,00 Mio. t CO₂ (KS 80) und 1,4 Mio. t CO₂ (CP).

Bezogen auf die Verursacherbilanz sinken in allen drei Transformationsszenarien die Kohlendioxidemissionen im Jahr 2030 im Vergleich zu 2021 um jährlich 1,4 Mio. t (KS 80) bis 1,5 Mio. t (KS 95, CP). In Abbildung Z - 14 sind der Verlauf und die Summe der Kohlendioxidemissionen nach der Berücksichtigung von Gutschriften und Abzügen im Zeitraum 2021-2030 dargestellt. Die Gutschriften und Abzüge sind wie beschrieben notwendig, um Effekte zu berücksichtigen, die sich aus einer höheren Nutzung von Strom für die Wärmeerzeugung, aus einer geänderten Stromerzeugungsmenge der KWK-Anlagen und aus einer geänderten Wärmeerzeugung durch Verdichtung und Erweiterung ergeben.

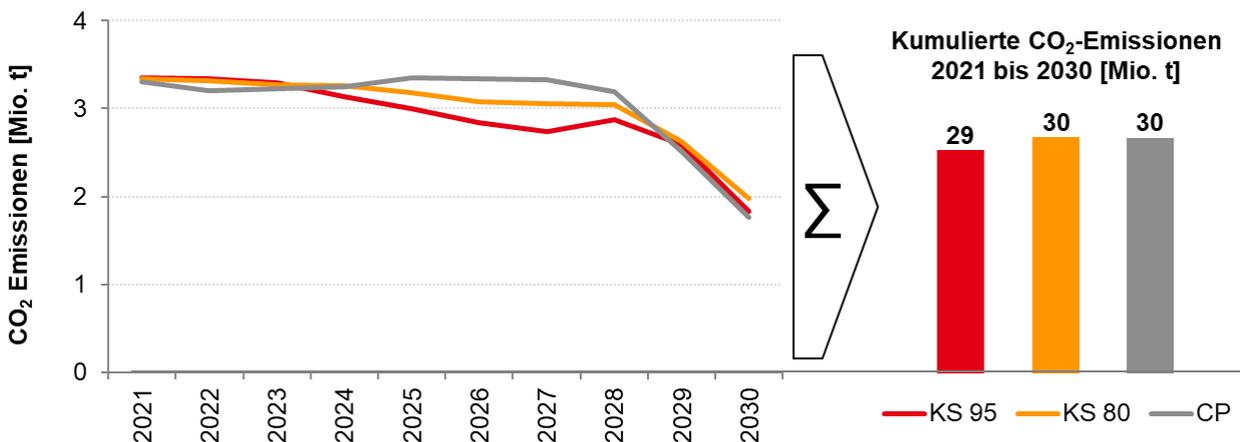


Abbildung Z - 14: Entwicklung der Kohlendioxidemissionen und kumulierte Kohlendioxidemissionen in den drei Transformationsszenarien im Zeitraum, Verursacherbilanz

F.3 Vergleich Entwicklung der Fernwärme und der dezentralen Versorgungsoptionen

Die Klimafreundlichkeit der Fernwärme wurde weiterhin im Vergleich mit drei dezentralen Versorgungsoptionen analysiert (Abbildung Z - 15, oberes Diagramm). Im Jahr 2030 betragen die spezifischen Emissionen der

B E T

Fernwärme in allen Transformationsszenarien nur noch zwischen 2 und 14 g/kWh. Die Fernwärme ist damit 2030 die klimafreundlichste der untersuchten Versorgungsoptionen. Die niedrigen Werte, die nach der systemischen Methode ermittelt wurden, erklären sich zum einen durch gestiegenen Anteil erneuerbarer Wärmeerzeuger. Zum anderen verdrängt die Gas-KWK überwiegend konventionelle Spitzenlast-Gaskraftwerke (75 %) im Strommarkt, teilweise auch noch verbliebene Steinkohle. Die Emissionen der Gas-KWK sind nur geringfügig höher als die verdrängten Emissionen der Gaskraftwerke im Strommarkt, die nur Strom (und nicht genutzte Abwärme) erzeugen.

Die dezentrale Versorgungsoption bestehend aus der bivalenten Luft-Wärmepumpe und dem Gaskessel ist die zweitklimafreundlichste Versorgungsoption mit spez. Emissionen zwischen 103 und 117 g/kWh. Diese Emissionen stammen wesentlich aus dem Gaskessel, der zu einem erheblichen Teil zur Wärmeversorgung speziell im Winterhalbjahr weiterhin erforderlich ist. Die dezentrale Versorgungsoption bestehend aus einer Solarthermieanlage und einem Gasbrennwertkessel weist Emissionen in Höhe von ca. 195 g/kWh auf. Auch hier sind die Emissionen auf den Gaseinsatz im Kessel zurückzuführen. Die Versorgungsoption mit einem BHKW und dem Gasbrennwertkessel verursacht die höchsten spez. Emissionen. Die Gründe hierfür liegen wiederum in der Nutzung von Gas für den Gasbrennwertkessel und zusätzlich in der Tatsache, dass der wärmegeführte Einsatz des BHKW nur eine vergleichsweise kleine Gutschrift für die Stromerzeugung erhält. Alle spezifischen Emissionswerte sind nach der systemischen Methode von B E T unter Nutzung der Ergebnisse des Strommarktmodells EuroMod – jeweils für das Transformationsszenario – berechnet.

In einer vergleichenden Analyse werden in der Machbarkeitsstudie zwei weitere, übliche Methoden zur Ermittlung von spezifischen Wärmeemissionen angewendet. Die Methode AGFW bestätigt das gezeigte Ergebnis. Die finnische Methode führt im Current Policies-Szenario zu höheren spezifischen Emissionen der Fernwärme als die der Option mit Wärmepumpe, die Fernwärme ist aber - so wie in den anderen Szenarien KS 80 und KS 95 auch - nach finnischer Methode klimafreundlicher als die Optionen mit BHKW oder Solarthermie.

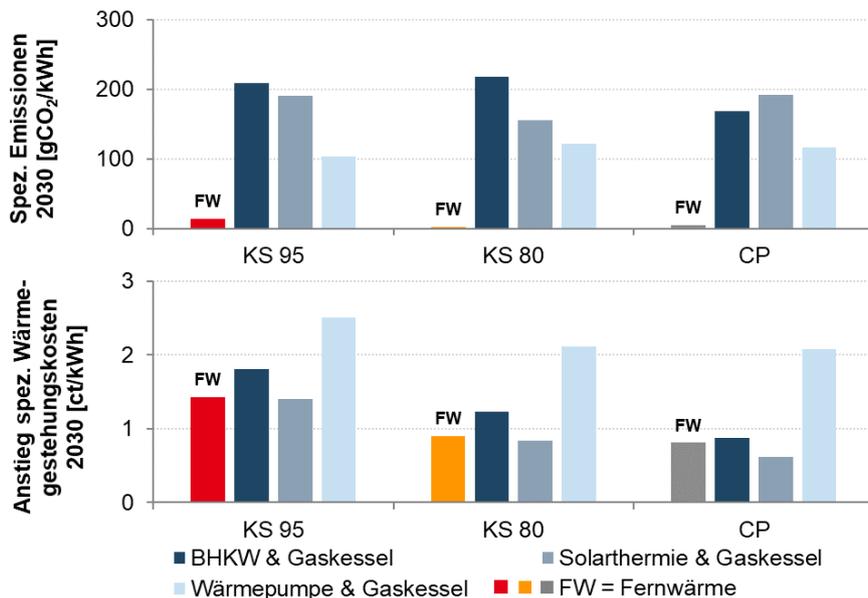


Abbildung Z - 15: Vergleichende Darstellung des Anstiegs der Wärmegestehungskosten und der spezifischen Kohlendioxidemissionen

Im unteren Diagramm der Abbildung Z - 15 sind die Anstiege der spezifischen Wärmegestehungskosten dargestellt. Der gemeinsame Bezugspunkt ist hierbei jeweils der durchschnittliche Wert der spezifischen Fernwärmekosten im Jahr 2021. Der gezeigte Anstieg der spezifischen Wärmekosten der Fernwärme im Transformationsszenario KS 95 in Höhe von 1,7 ct/kWh bedeutet, dass die Kosten der Fernwärmeezeugung ohne Berücksichtigung der Inflation im Jahr 2030 1,7 ct/kWh höher sind als 2021. Der Wert von 2,5 ct/kWh für die dezentrale Versorgungsoption mit Wärmepumpe bedeutet, dass die Wärmeezeugung mit dieser Versorgungsoption im Jahr 2030 2,5 ct/kWh mehr kosten als die Fernwärme 2021. Die dezentrale Option mit Wärmepumpe demzufolge im Jahr 2030 im Transformationsszenario KS 95 0,8 ct/kWh kostenintensiver als die Fernwärme.

B E T

Bezogen auf eine 65 qm-Wohnung in dem modellhaften Altbau, der in der Machbarkeitsstudie ausgewertet wird, bedeuten 1,7 ct/kWh Mehrkosten im Transformationsszenario KS 95 bei 8.580 kWh jährlichem Wärmeverbrauch eine absolute Kostensteigerung um 147 €/Jahr bzw. 12 €/Monat. Unter Berücksichtigung energetischer Gebäudesanierung sinken die Mehrkosten durch den deutlich reduzierten Verbrauch (6.950 kWh = -19% ggü. 2021, durchschnittlicher Rückgang im KS 95) auf nur noch rund 6 Euro pro Jahr bzw. 50 ct je Monat (unberücksichtigt sind Mietkostenaufschläge durch energetische Sanierung).

Für das Transformationsszenario KS 80 betragen die Werte 0,9 ct/kWh und 77 €/Jahr. Und im Transformationsszenario Current Policies steigen die Kosten der Fernwärmeerzeugung nur um 0,7 ct/kWh, für die 65 qm-Wohnung betragen dann die absoluten Mehrkosten 60 €/Jahr.

Wie in Abbildung Z - 15 deutlich wird, verzeichnen alle Versorgungsoptionen bis 2030 einen Kostenanstieg. Und im Vergleich zu den dezentralen Versorgungsoptionen ist die Fernwärme in allen Klimaschutz-Transformationsszenarien immer kostengünstiger oder gleich kostengünstig. Ein nicht unwesentlicher Kostentreiber bei den dezentralen Versorgungsoptionen ist in den Klimaschutz-Transformationsszenarien die Annahme einer CO₂-Bepreisung in Höhe des Preises für Emissionszertifikate.

Eine Ausnahme bildet das Transformationsszenario Current Policies. In diesem ist die Solarthermie in Verbindung mit dem Brennwertkessel deutlich kostengünstiger als die Fernwärme. Hierzu muss jedoch bemerkt werden, dass im Transformationsszenario Current Policies bei den dezentralen Versorgungsoptionen keine CO₂-Bepreisung vorgesehen ist. Daran wird die verzerrende Wirkung der derzeitigen Rahmenbedingungen deutlich: Während fossile Fernwärmeerzeugungsanlagen einen Preis für CO₂ zahlen müssen, sind für fossile dezentrale Wärmeerzeugungsanlagen derzeit keine Abgaben für CO₂ in entsprechender Höhe zu leisten und haben dadurch einen ungerechtfertigten ökonomischen Vorteil.

F.4 Ergebnisse der Transformationsszenarien bis 2030

Die Ergebnisse bis 2030 zusammenfassend, bleibt folgendes festzuhalten:

- Ein Kohleausstieg bis spätestens 2030 ohne Brüche in der Bereitstellung von Wärme oder Versorgungsunterbrechungen ist realisierbar.
- Die Kohlewärme wird ersetzt durch erneuerbare Wärme aus Biomasse, Geothermie und Power-to-Heat, durch die effizientere Nutzung der Abfallabwärme sowie die neue Nutzung von Abwasserabwärme und industrieller bzw. gewerblicher Abwärme.
- Die Reduktion der CO₂-Emissionen um 2,15 Mio. t in 2030 entspricht 13 % der Emissionen des Landes Berlin.
- Die Kosten der Fernwärme steigen bis 2030, also der Zeit des schrittweisen Ersatzes der Kohlewärme um 0,7 ct/kWh bis 1,7 ct/kWh. Dennoch bleibt die Fernwärme wettbewerbsfähig im Vergleich zu dezentralen Wärmeversorgungsoptionen, weil auch deren Kosten der Wärmeerzeugung steigen. Diese Aussagen sind jedoch abhängig von Voraussetzungen des regulatorischen Rahmens, insbesondere einer CO₂-Bepreisung für alle Sektoren und einer KWK-Förderung
- Der Kohleausstieg erfordert ein koordiniertes und sehr rasches Handeln (z. B. Vattenfall, kommunale Unternehmen des Landes Berlin, Genehmigungsbehörden, Netzbetreiber). Auf dem besonders zeitkritischen Pfad für das Gelingen des Kohleausstieges liegt die Errichtung eines Hochdruck-Gasnetzanschlusses für den Standort Reuter West.
- Ein Gelingen hängt auch maßgeblich von neuer bundesgesetzlicher Regelung ab.

G. ERGEBNISSE DER TRANSFORMATIONSSZENARIEN: ZEITRAUM DEKARBONISIERUNG 2031-2050

G.1 Entwicklung der Wärmeerzeugung

Im Zeitraum 2021 bis 2030 erfolgt der Ersatz der Kohleheizkraftwerke. Darüber hinaus ist es ein Ziel der Studie, die Nachhaltigkeit der Fernwärmeversorgung über diesen Zeitraum hinaus sicherzustellen und darzustellen. Im Zeitraum 2031 bis 2050 werden in den Transformationsszenarien keine weiteren Anlagen errichtet oder außer Betrieb genommen. Die Treiber für Veränderungen der Wärmeerzeugung resultieren deswegen vollständig aus dem Szenariorahmen, also der Entwicklung der Energiemärkte und des Berliner Wärmebedarfs. Mehrere Entwicklungen sind hierbei besonders hervorzuheben:

- Durch die steigende Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien nimmt in allen drei Transformationsszenarien die Anzahl der Stunden mit 100 % Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und darüber hinaus Stromüberschüssen (die abgeregelt werden müssen) zu. Dieser Effekt ist im Klimaschutz-Transformationsszenario KS 95 aufgrund der besonders hohen EE-Anteile besonders ausgeprägt.
- Ausschließlich im KS 95 wird ab 2031 schrittweise eine verpflichtende Nutzung von synthetischem Gas für die Strom- und Wärmeerzeugung eingeführt. Diese Verpflichtung gilt EU-weit für die Stromerzeugung und in Deutschland für alle gasbasierten Wärmeerzeugungsoptionen. Im Jahr 2050 erreicht der Anteil des synthetischen Gases 100 %. Durch diese Vorgabe steigen zum einen die Gaspreise, zum anderen auch die Strompreise in den Stunden an, die keinen EE-Stromerzeugungsüberschuss aufweisen, stark an.
- Die Gebäudesanierung wird in allen Transformationsszenarien fortgesetzt. Im Klimaschutzszenario KS 95 führt die hohe Sanierungsrate und die hohe Sanierungstiefe jedoch zu einem besonders deutlichen Rückgang des Wärmebedarfs.

In Abbildung Z - 16 wird die Wärmeerzeugung im Jahr 2031 der Wärmeerzeugung im Jahr 2050 gegenübergestellt.

Im Transformationsszenario KS 95 gelingt die vollständige Dekarbonisierung zum einen durch Wärmeeinsparung (-17 % 2050 ggü. 2031) und zunehmende Wärmeerzeugung aus PtH (+168 % 2050 ggü. 2031). Dadurch sinkt der Gasbedarf der hybriden KWK und der übrigen Gas-Bestandsanlagen (-56 % 2050 ggü. 2031). Dem Szenario gemäß wird 2031 nur 5 % des Gaseinsatzes durch synthetisches Gas abgedeckt, 2050 beträgt der Anteil des synthetischen Gases 100 %.

Beim Transformationsszenario KS 80 wird weniger Wärme eingespart (-5 %), der EE-Anteil steigt im Vergleich zum KS 95 weniger stark, wiederum wesentlich getrieben durch eine Erhöhung des Einsatzes von Power-to-Heat (+132 % 2050 ggü. 2031). Dadurch ergibt sich ein verbleibender höherer Gasbedarf, der in diesem Szenario jedoch nicht durch PtG ersetzt wird. Beim Transformationsszenario CP steigt die Wärmeerzeugung entsprechend der Annahmen der Wärmebedarfsentwicklung. Der EE-Anteil beschränkt sich auf Biomasse in Moabit und deutlich kleinere Mengen Power-to-Heat. Dadurch wird eine deutlich größere Wärmeerzeugung auf der Basis von Erdgas erforderlich (+ 3 % 2050 ggü. 2031).

B E T

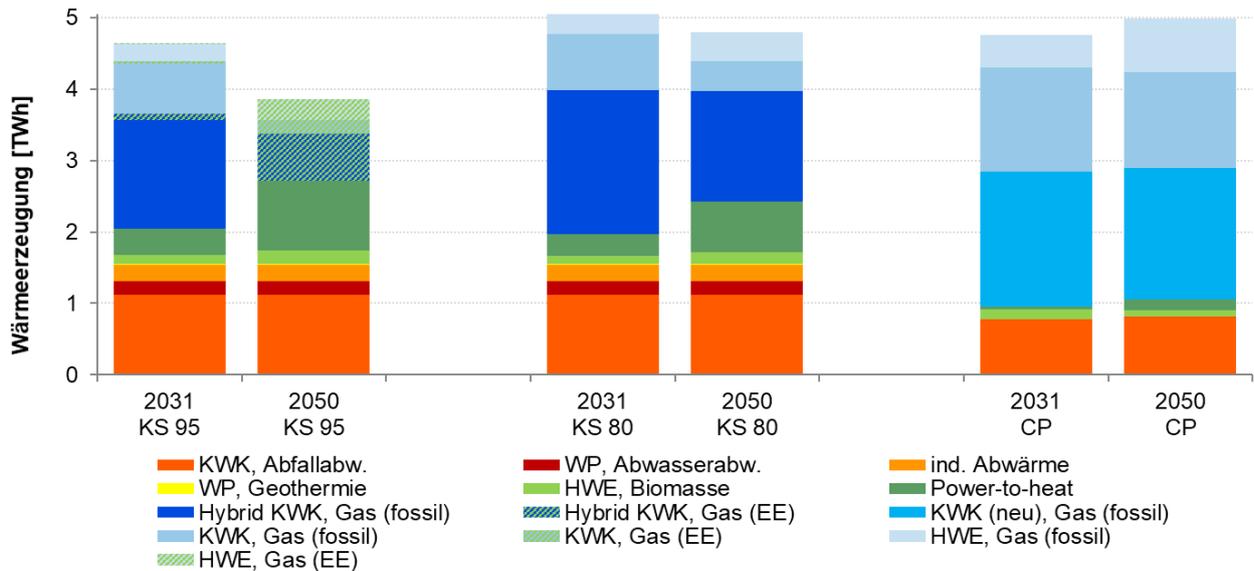


Abbildung Z - 16: Entwicklung der Wärmeerzeugung im Zeitraum 2031 bis 2050 in den drei Transformationsszenarien

G.2 Entwicklung der CO₂-Emissionen

Die sich unterschiedlich entwickelnden Wärmeerzeugungsmengen führen, wie Abbildung Z - 17 zeigt, zu unterschiedlichen Emissionsverläufen. Im Transformationsszenario KS 95 sinken die Emissionen bis auf 0,12 Mio. t im Jahr 2050. Im Szenario KS 80 sinken die Emissionen kontinuierlich bis auf ein Niveau von 1,3 Mio. t im Jahr 2050. Im Current Policies verlaufen die Kohlendioxidemissionen ab dem Jahr 2030 seitwärts.

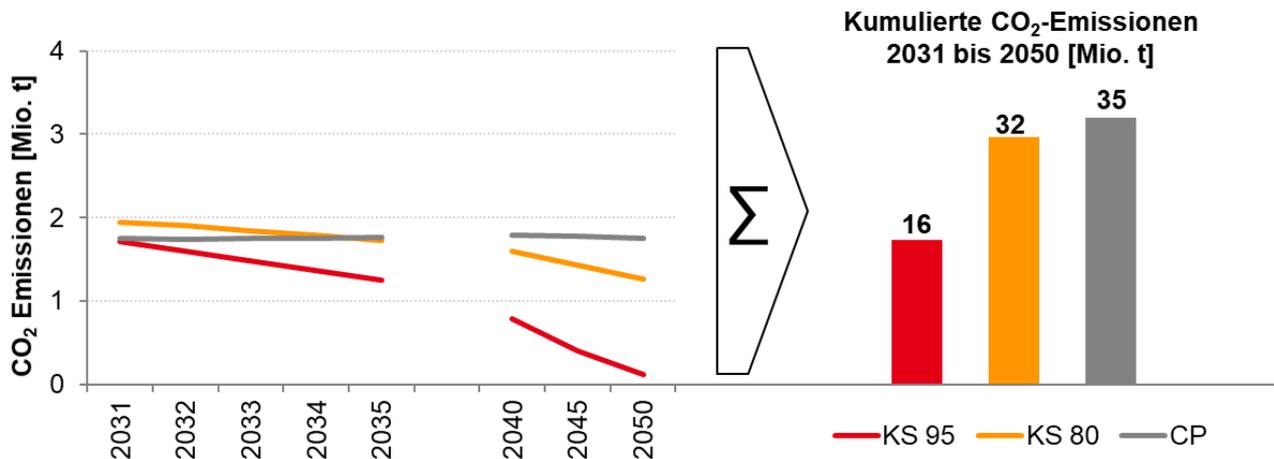


Abbildung Z - 17: Entwicklung der Kohlendioxidemissionen inkl. Gutschriften und Malussen bis 2050 und kumulierte Kohlendioxidemissionen im Zeitraum 2031-2050, Verursacherbilanz

Bei der Betrachtung der kumulierten Werte werden die Unterschiede zwischen den Emissionsszenarien deutlich sichtbar.

G.3 Vergleich der Entwicklung der Fernwärme und der dezentralen Versorgungsoptionen

In Abbildung Z - 18, oberes Diagramm, wird deutlich, dass im Transformationsszenario KS 95 eine vollständige Dekarbonisierung erreicht wird – die spezifischen Emissionen betragen 0 g/kWh. Dies gilt in diesem Transformationsszenario durch den Einsatz von synthetischem Gas auch für alle klimafreundlichen dezentralen Versorgungsoptionen. In den anderen beiden Transformationsszenarien weist die Fernwärme jeweils gemeinsam mit der Wärmepumpen-Versorgungsoption die geringsten spezifischen Emissionen auf.

Die spezifischen Emissionen der Fernwärme im Jahr 2050 sind in den Transformationsszenarien KS 80 und CP etwas höher als im Jahr 2030. Im Vergleich zu 2030 (vgl. Kapitel F.2) werden durch die Gas-KWK weniger konventionelle Gas-Kraftwerke im Strommarkt verdrängt (und gar keine Steinkohle mehr), da der EE-Anteil in 2050 auf 88 % bzw. 83 % gestiegen ist. Dadurch verringert sich somit die Stromgutschrift der Gas-KWK.

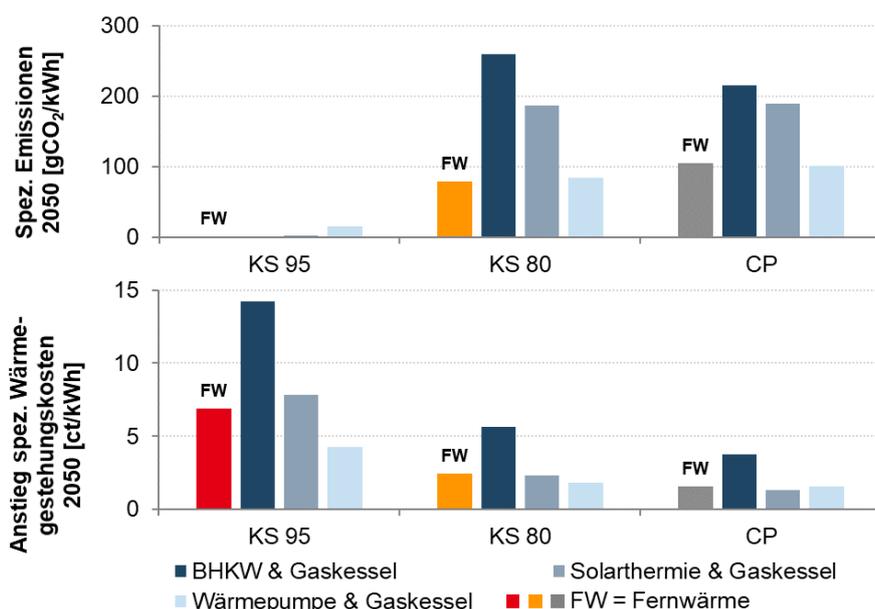


Abbildung Z - 18: Vergleich der spezifischen Emissionen und der Anstiege der spezifischen Wärmeerzeugungskosten im Jahr 2050

Die Kosten der Fernwärme steigen im Transformationsszenario KS 95 für die Fernwärme und die drei dezentralen Versorgungsoptionen deutlich. Die Fernwärme ist in diesem Transformationsszenario bezüglich der Kosten nach der Wärmepumpe aber vor den anderen Versorgungsoptionen platziert. Bei dieser Gegenüberstellung ist zu berücksichtigen, dass die dezentrale Versorgungsoption mit Wärmepumpe in hochverdichteten innerstädtischen Gebieten aus technischen Gründen nicht realistisch in einem größeren Umfang eingesetzt werden kann. In den anderen Transformationsszenarien bewegen sich die Anstiege der spezifischen Kosten in ähnlichen Größenordnungen. Im Ergebnis ist die Fernwärme auch langfristig im Vergleich mit klimafreundlichen dezentralen Versorgungsoptionen wettbewerbsfähig.

G.4 Zielerreichung der Transformationsszenarien beim Emissionsbudget

In der Machbarkeitsstudie wurde das klimapolitische Konzept der Emissionsbudgets auf Berlin übertragen. In Abbildung Z - 19 ist das Emissionsbudget für Vattenfall Wärme Berlin VG1 in Höhe von 51 Mio. t Kohlendioxid den kumulierten Emissionen gegenübergestellt. In der Abbildung wird sichtbar, dass in keinem Szenario die noch zur Verfügung stehenden Emissionen reichen, um im gesetzten Budgetrahmen zu bleiben. Im Szenario KS 95 würde das Budget um 18,25 Mio. t CO₂ überschritten werden.

B E T

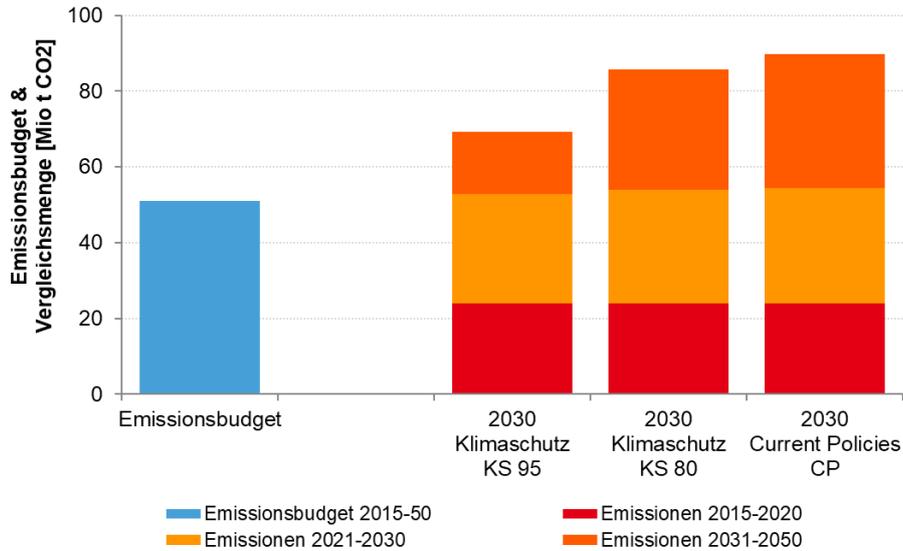


Abbildung Z - 19: Emissionsbudget und Emissionsbudget-Vergleichsmenge

G.5 Ergebnisse der Transformationsszenarien, Zeitraum 2031-2050

Im Transformationsszenario KS 95 werden alle in der Einleitung genannten Ziele, also der Kohleausstieg bis spätestens 2030, die Absenkung der Emissionen um 95 % gegenüber 1990 und die Fossilfreiheit – erreicht. Zusätzlich zu den Maßnahmen bis 2030 wird dieses Ziel maßgeblich durch den deutlich zunehmenden Einsatz der Sektorkopplungstechniken Power-to-Heat und Power-to-Gas erreicht.

- Power-to-Heat nimmt durch den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung zu. Residual wird an Tagen mit hohem Wärmebedarf und niedrigem Angebot erneuerbarer Energien weiterhin der Einsatz von synthetischem Gas unter anderem in der hybriden KWK-Anlage notwendig sein. Die hybride KWK leistet auch einen Beitrag zur Versorgungssicherheit am Strommarkt. Die KWK-Anlagen sind eine sehr effiziente Technologie, um an Tagen mit geringem Angebot erneuerbaren Energien Strom für den deutschen und europäischen Stromsektor zu erzeugen.
- Die Fernwärme kann auch langfristig im Vergleich zu dezentralen Versorgungsoptionen zu wettbewerbsfähigen Kosten bereitgestellt werden. Unter den gesetzten Annahmen ist die Fernwärme, verglichen mit den drei dezentralen Versorgungsoptionen, die klimafreundlichste Versorgungsoption. Diese Ergebnisse bestätigen die Richtigkeit des Ansatzes im BEK 2030, den Marktanteil der Fernwärme im hochverdichteten Innenstadtbereich zu erhöhen.
- Eine wichtige Gelingbedingung für die Dekarbonisierung des Berliner Wärmemarktes ist die Absenkung des Wärmebedarfs durch umfassende Gebäudesanierung (Verfügbarkeit und Kosten der Resource erneuerbares Gas).
- Die hybride KWK muss so ausgelegt werden, dass Lock-in-Effekte vermieden werden können. Das heißt, sie muss möglichst modular aufgebaut sein und die Verbrennung von klimaneutralen, synthetischem Gas sowie Wasserstoff erlauben.

H. ERGEBNISSE VON SENSITIVITÄTSRECHNUNGEN

In der Machbarkeitsstudie werden für die Transformationsszenarien KS 80 und KS 95 mehrere Sensitivitäten berechnet. Eine Sensitivität ist hierbei eine Abwandlung eines Transformationsszenarios in einer inhaltlichen Dimension des Szenariorahmens oder des Transformationspfades. Für jede Sensitivität werden alle Kenngrö-

B E T

ßen der Klimaverträglichkeit und der Wirtschaftlichkeit berechnet. Um einen sinnvollen Vergleich vorzunehmen, werden jeweils die kumulierten CO₂-Emissionen über den Zeitraum 2015 bis 2050 und die sogenannten dynamischen Wärmegestehungskosten miteinander verglichen. Konkret werden in der Machbarkeitsstudie Sensitivitäten in folgenden inhaltlichen Dimensionen berechnet:

- Variation der thermisch verwerteten Abfallmenge: In den Transformationsszenarien wird eine Abfallmenge gemäß dem Status quo 2018 angenommen. In der Machbarkeitsstudie wird untersucht, welche Effekte sich bei einer Bandbreite der Abfallmengen ergeben. Die Bandbreite reicht von der Nicht-Verfügbarkeit der Abfallabwärme ab 2028, über eine Absenkung der heutigen Abfallmenge auf 520.000 t/Jahr einer Erhöhung auf 630.000 t/Jahr bis zu einer deutlichen Ausweitung der Abfallmenge auf 900.000 t/Jahr. Im Fall der 900.000 t/Jahr müssen erhebliche Abfallmengen saisonal zwischengespeichert werden. Die Bewertung zeigt, dass eine Reduktion der Abfallmenge die kumulierten Emissionen erhöht, eine Erhöhung der Abfallmengen führt zu sinkenden Emissionen.
- Variation der Größe der hybriden KWK: Die Leistung der hybriden KWK wird um 50 MW_{thermisch} geringfügig verringert. Dies führt zu sehr geringfügig steigenden Emissionen und Kosten.
- Variation der Kohleerzeugung: Die Machbarkeitsstudie untersucht den Effekt eines veränderten Einsatzes der bestehenden Anlagen weg von der Erzeugung mit Kohle hin zu einer Erzeugung mit Gas (und zum deutlich kleineren Teil Biomasse). Der Emissionseffekt des veränderten Anlageneinsatzes ist erheblich. Er führt aber auch zu deutlichen Mehrkosten pro Jahr und ist daher betriebswirtschaftlich nicht vertretbar. Es stellen sich bei diesem zu Gunsten des Klimaschutzes veränderten, teureren Anlageneinsatz deswegen zahlreiche Fragen zur möglichen Umlage der Mehrkosten.
- Variation der PtH-Kapazität: Die Menge an installiertem PtH (+/-150 MW) wird variiert. Bei Erhöhung ergeben sich kaum positive Effekte auf die Emissionen, die Kosten können jedoch etwas gesenkt werden.
- Variation der Höhe der Investitionskosten: Da der Großteil der Investitionen nach 2022 getätigt wird besteht eine erhebliche Unsicherheit über die Höhe der Investitionskosten. Deswegen werden in dieser Sensitivität alle Investitionskosten um 30 % erhöht. Der Effekt wirkt sich nicht auf die Emissionen aus. Die Kosten steigen aber um mehrere Zehntel-ct/kWh. Zum Vergleich, in Kapitel F.3 wurde ermittelt, dass die spezifischen Wärmekosten bis 2030 zwischen 0,7 ct/kWh und 1,7 ct/kWh steigen.
- Variation der Höhe der KWKG Förderung: Es wird eine Sensitivität ohne KWK-Zuschläge für die neu zu errichtende hybride KWK-Anlage berechnet. Auch diese Änderung führt nicht zu einer Änderung der Emissionen, erhöht aber die Kosten um mehrere Zehntel-ct/kWh ab Inbetriebnahme der hybriden KWK-Anlage.
- Reduzierung Anteil erneuerbares Gas: Im Transformationsszenario KS 95 ist das Vorhandensein von synthetischem Gas eine zwingende Voraussetzung für eine vollständige Dekarbonisierung der Fernwärme. Da aber eine erhebliche Nutzungskonkurrenz um das synthetische Gas absehbar ist, wird in einer Sensitivität eine veränderte Anlagenkonfiguration betrachtet, in der möglichst wenig synthetisches Gas verwendet wird. Dazu werden – in einer aus heutiger Sicht – theoretischen Betrachtung zusätzliche EE-Wärmeerzeugungsanlagen in das Portfolio integriert und weitere Flexibilisierungsmaßnahmen untersucht. Die Betrachtung ist deswegen theoretisch, weil bei diesen Maßnahmen derzeit eine Realisierbarkeit ausgeschlossen wird (z. B. zentrale Solarthermie) oder die Realisierbarkeit nicht umfassend in der Machbarkeitsstudie geprüft wird (z. B. saisonale Verschiebung der thermischen Verwertung von Abfallmengen).

Zu diesen Maßnahmen gehört die Errichtung einer zentralen Solarthermieanlage mit 600.000 m² Kollektorfläche und eines Erdbeckenspeichers für die saisonale Speicherung. Beide Anlagen werden außerhalb Berlins errichtet, so dass eine Verbindungsleitung in das Stadtgebiet notwendig ist. Weiterhin wird die Nutzung von Solarthermie auf Dachflächen in der Sensitivität vorgesehen. Außerdem wird eine Flusswasserwärmepumpe am Standort Ruhleben, eine Vergrößerung des Biomasseheizwerks und die Errichtung weiterer Geothermieanlagen analog zu der Anlage am Standort Moabit vorgesehen. Auch das Fernwärmenetz wird dahingehend ausgebaut, dass keine hydraulischen Beschränkungen

gen zwischen dem Fernwärmeverbund Nord und Süd bestehen. Die Abwärme aus Abfall steht in dieser Sensitivität nur in einem Umfang, der einer Verwertung von 390.000 t entspricht, zur Verfügung. Es wird zusätzlich angenommen, dass ein Drittel der Abfallmenge saisonal gelagert wird (Zwischenlagerung z. B. über Ballierung).

Der erforderliche, verbleibende Gaseinsatz kann mit diesen Maßnahmen im VG1 im Jahr 2050 reduziert werden, so dass nicht mehr 30 % der Wärmeerzeugung, sondern nur noch 19 % auf synthetischem Gas basieren. Allerdings bleibt in den Wintermonaten der Gaseinsatz unumgänglich. Durch die hohen Investitionskosten in Anlagen und Netz ergeben sich insgesamt höhere Wärmeerzeugungskosten, die das beschriebene Maßnahmenbündel auch bei hohen EE-Gas-Preisen aus wirtschaftlicher Sicht nach heutigem Kenntnisstand nicht rechtfertigen. Allerdings sollte die technologische Entwicklung weiter beobachtet werden.

Da es sich um ergänzende Maßnahmen im Transformationsszenario KS 95 handelt, können die Investitionsentscheidungen darüber zu einem späteren Zeitpunkt mit Kenntnis zu den Entwicklungen beim erneuerbaren Gas getroffen werden.

I. EINORDNUNG DER ERGEBNISSE IN DIE BERLINER UND DIE NATIONALE KLIMAPOLITIK

Die CO₂-Emissionen in Berlin gemäß der Quellenbilanz betragen 16,9 Mio. t im Jahr 2016. Der Anteil des Fernwärmesystems der Vattenfall inklusive Inselnetze und FHW Neukölln AG lag bei 6,7 Mio. t CO₂ (knapp 40 %). Mit den bereits beschlossenen bzw. umgesetzten Maßnahmen (Abschaltung Braunkohle-Heizkraftwerk Klingenberg 2017, Ersatz Kraftwerk Lichterfelde 2019, Inbetriebnahme GuD Marzahn 2020, und Abschaltung des Kohleblocks Reuter C 2020) sinken die Emissionen gemäß Simulation des Verbundsystems VG1 und VG2 der Machbarkeitsstudie in 2021 auf 5,4 Mio. t CO₂ (vgl. Abbildung Z - 20).

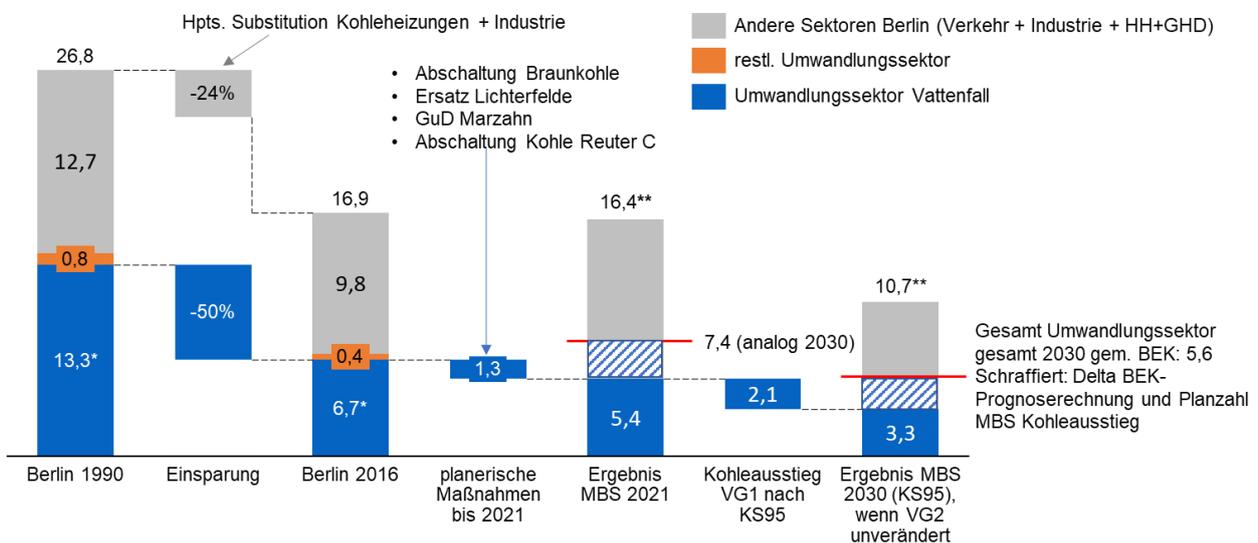


Abbildung Z - 20: Einsparungen im Fernwärmesystem im Kontext der Klimaziele des BEK 2030

Im Klimaschutzszenario KS 95 sinken durch den Kohleausstieg die CO₂-Emissionen im Jahr 2030 um 2,15 Mio. t auf 3,3 Mio. t. Bezogen auf die Berliner Gesamtemissionen entspricht dies einer Einsparung von 13 % (Quellenbilanz). Eine vollständige Dekarbonisierung bis 2050 führt zur Einsparung der übrigen 3,3 Mio. t. Dies entspricht einer Einsparung von 21 % gegenüber den Berliner Gesamtemissionen in 2016.

B E T

Die Umsetzung eines Transformationspfades in den Klimaschutzszenarien erfordert ein koordiniertes und sehr rasches Handeln zahlreicher Akteure (z. B. Vattenfall, kommunale Unternehmen des Landes Berlin, Genehmigungsbehörden, Netzbetreiber, Gesetzgeber):

- Auf dem besonders zeitkritischen Pfad für das Gelingen des Kohleausstieges liegt die Planung, Genehmigung und Errichtung eines Gasnetzanschlusses für den Standort Reuter aus dem Brandenburger Umland.
- Die hybride Gas-KWK Anlage muss so ausgelegt werden, dass sie perspektivisch mit Wasserstoff (aus EE-Anlagen) bzw. klimaneutralen synthetischem Gas betrieben werden kann, um Lock-in-Effekte zu vermeiden.
- Die optimierte Nutzung der Abfallwärme und der Abwasserwärme am Standort Ruhleben erfordert den Abschluss von Vereinbarungen zwischen VWB, BSR und BWB.
- Die Erschließung der aufgezeigten Abwärmepotenziale im gewerblichen/industriellen Bereich erfordert ebenfalls entsprechende möglichst langfristige Vereinbarungen. Soweit durch Dritte klimaneutrale Wärmequellen im Fernwärmeversorgungssystem erschlossen werden können, müssen auch hier entsprechende Vereinbarungen und Verträge zur Einspeisung geschlossen werden.
- Die Nachverdichtung und Erweiterung der Fernwärmenetzes insbesondere, um den Gebäudebestand mit hoher Wärmelastdichte, für die keine ökologisch und ökonomisch gleichwertigen dezentralen Lösungen zur Verfügung stehen, klimafreundlich zu versorgen.

Die Ergebnisse der Machbarkeitsstudie verdeutlichen darüber hinaus, dass die energiepolitischen Rahmenbedingungen in Deutschland für den Umbau der Fernwärmeversorgung in Richtung Klimaneutralität dringend verbessert werden müssen. Das betrifft insbesondere folgende Punkte:

- Das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) inkl. einer adäquaten Erhöhung des Kohleumstiegsbonus muss kurzfristig bis 2030 verlängert werden. Nur so entstehen verlässliche Rahmenbedingungen für Planung, Genehmigung und Errichtung für den Baustein hybride Gas-KWK als eine zugleich sozialverträgliche Lösung. Auch die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (Kohlekommission) fordert in ihrem Abschlussbericht eine solche Verlängerung.
- Die zügige Umsetzung des Wegfalls des PV-Ausbaudeckels sowie Erhöhung der Ausschreibungsmenge und verbesserte Rahmenbedingungen zum Ausbau der Windenergie (Onshore, Offshore), damit die für die erforderliche Sektorkopplung (Power-to-Heat, Power-to-Gas) notwendigen Ausbauziele zur Erzeugung erneuerbaren Stroms erreicht werden.
- Derzeit sind mit der Nutzung von Strom für die Wärmeerzeugung (z. B. Power-to-Heat, elektrisch betriebene Wärmepumpen) hohe Abgaben für EEG-Umlage, Stromsteuer und Netzentgelte verbunden. Die volkswirtschaftlich sinnvolle Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien für diese Anwendung – insbesondere in Überschusssituationen - erfordert eine Anpassung der Netzentgelt- und Umlagensystematik (u. a. Weiterentwicklung § 13 Abs. 6a EnWG „Nutzen statt Abregeln“).
- Berücksichtigung und Umsetzung der erforderlichen Netzverstärkungen für die Power-to-Heat Maßnahmen im Netzentwicklungsplan 2030.
- Für eine vollständige Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung bis 2050 muss erneuerbares Gas in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen. Dazu sind technologische Weiterentwicklungen und eine Kostendegression bei der Herstellung von synthetischem Gas erforderlich, die – analog zur Entwicklung der Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – über energiepolitische Förderprogramme forciert werden können.
- Sofortige Einführung einer wirksamen und ambitionierten CO₂-Bepreisung für die nicht unter den Emissionshandel fallenden Anlagen im Gebäude- und Verkehrssektors. Nur auf diese Weise kann

B E T

eine Steuerungswirkung hinzu weniger CO₂ für die beiden Sektoren erreicht werden. Eine CO₂-Steuer ließe sich schneller umsetzen und ist deshalb zu bevorzugen.

- Insbesondere für eine langfristige Dekarbonisierung des Gebäudesektors ist eine deutliche Erhöhung der Sanierungsraten und der Sanierungstiefe zur Verringerung des spezifischen Wärmebedarfs erforderlich. Hierzu müssen landes- und bundespolitische Rahmenbedingungen (u. a. Gebäudeenergiegesetz) geschaffen werden. Dies könnte z. B. durch Anhebung der Standards im Gebäudeenergiegesetz oder durch steuerliche Anreize für Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt werden. Bei diesen Maßnahmen ist insbesondere die Sozialverträglichkeit und Bezahlbarkeit von Wohnraum zu gewährleisten.
- Es sollte über eine Betriebsförderung zum Beispiel im Rahmen eines Wärmeerzeugungsbonus für Großwärmepumpen und Biomasseheiz(kraft)werke im Rahmen des KWKG nachgedacht werden. Für erneuerbare-Energien-Fernwärme und Abwärme-Fernwärme, die Kohlewärmeerzeugung ersetzt, sollte zusätzlich ein „Kohlewärmeersatzbonus“ gewährt werden.

B E T

LANGFASSUNG

1 ZIELSETZUNG DER STUDIE

Das Land Berlin hat sich zum Ziel gesetzt, bis spätestens 2050 klimaneutral zu werden und bis spätestens 2030 aus der Braun- und Steinkohlenutzung auszusteigen. Beide Ziele sind im Berliner Energiewendegesetz gesetzlich normiert.

Um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen, wird durch die Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz (nachfolgend SenUVK) eine Reduzierung der Kohlendioxidemissionen um 95 % gegenüber dem Stand 1990 für Berlin angestrebt. Ein wichtiges Handlungsfeld wird dabei in einer zukünftig nachhaltigen und klimaneutralen Wärmeversorgung Berlins gesehen. Ein wesentlicher Baustein dafür ist die zukünftige Gestaltung der Fernwärmeversorgung.

Vattenfall will innerhalb einer Generation ein Leben ohne fossile Brennstoffe ermöglichen. Das Unternehmensziel ist es, innerhalb einer Generation konzernweit vollständig aus der fossilen Energienutzung auszusteigen („fossil free living within one generation“). Ein Schritt auf diesem Weg ist der stufenweise Verzicht auf fossile Brennstoffe für die Wärme- und Stromerzeugung. Ein wesentlicher Meilenstein dahin wird der Kohleausstieg in Berlin sein. Der Ausstieg aus der Braunkohlenutzung wurde durch die Umstellung des Heizkraftwerks Klingenberg auf Gas bereits 2017 vollzogen. Vattenfall hat erklärt, in Berlin bis spätestens 2030 auch aus der Steinkohle und damit komplett aus der Nutzung von Kohle auszusteigen.

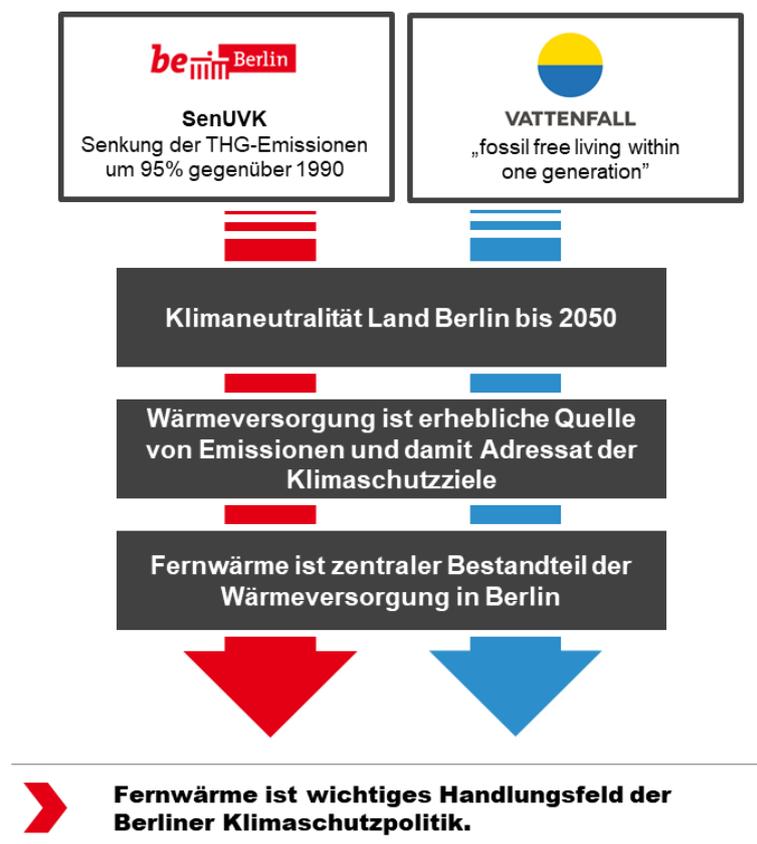


Abbildung 1: Einordnung der Berliner Klimaschutzziele

Das Ziel der vorliegenden Machbarkeitsstudie ist die Erarbeitung konkreter, klimafreundlicher Transformationspfade zum Ersatz der Kohleheizkraftwerke Reuter West und Moabit mit einem weitgehend CO₂-freien innovativen Technologiemix. Die Versorgungsoptionen zum Ersatz der beiden Kohleheizkraftwerke werden detailliert auf die technische, genehmigungsrechtliche und wirtschaftliche Machbarkeit für den Ersatz der Kohlewärme analysiert.

B E T

Als Grundlage für die Erstellung der Machbarkeitsstudie haben SenUVK und die Vattenfall Europe Wärme AG (ab 01.01.2018 Vattenfall Wärme Berlin AG, nachfolgend VWB) eine Vereinbarung abgeschlossen, die die Eckpunkte für die Machbarkeitsstudie festlegt:

- Abschaltung der Berliner Kohleheizkraftwerke der VWB bis spätestens 2030
- Beitrag zur Erreichung des CO₂-Minderungszieles des Landes Berlin von 95 % bis 2050
- Berücksichtigung der Impulse aus dem Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm 2030 (BEK 2030¹⁰) und
- Sicherstellung einer verlässlichen Versorgung mit sauberer und bezahlbarer Energie.

Vor diesem Hintergrund werden in der Machbarkeitsstudie drei konkret realisierbare Transformationspfade für den Ersatz der genannten Kohleheizkraftwerke in drei konsistenten Szenarien für den internationalen Energie- und den Berliner Wärmemarkt entwickelt. In zwei Klimaschutzszenarien (KS 95 und KS 80) werden mit 95 % bzw. 80 % eine unterschiedlich hohe Zielerreichung bei der Reduzierung der CO₂-Emissionen ggü. 1990 über alle Sektoren in Deutschland angenommen. In einem dritten Szenario, das lediglich als Vergleichsszenario dient, wird dagegen die Fortführung der gegenwärtig (Stand 2018) beschlossenen Maßnahmen in Land und Bund unterstellt (Current Policies–Szenario, CP).

Die Ausarbeitung der Machbarkeitsstudie erfolgte durch den Gutachter B E T Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH in Zusammenarbeit sowie in enger Abstimmung mit VWB und dem Land Berlin (vertreten durch SenUVK).

Für die Bearbeitung der Studie wurde ein Projektteam zwischen dem beauftragten Gutachter und Vertreter*innen von VWB und SenUVK gebildet. In regelmäßigen Projekttreffen wurden der aktuelle Arbeitsstand und die nächsten Arbeitsschritte abgestimmt sowie die Gremientermine vorbereitet. Darüber hinaus wurden im Verlauf des Projektes Machbarkeitsstudien zu unterschiedlichen Wärmeerzeugungsoptionen an externe Unternehmen vergeben (sogenannte Teilstudien), deren Ergebnisse in die Erstellung der Transformationsszenarien eingeflossen sind. Die Federführung und das Projektmanagement zur Bearbeitung der Machbarkeitsstudie lagen bei B E T.

Entscheidungen zur Erstellung dieser Machbarkeitsstudie wurden im Lenkungskreis getroffen, in dem Frau Senatorin Regine Günther (SenUVK) und Herr Gunther Müller (VWB, Vorstandsvorsitzender, bis Ende 2018) sowie anschließend Frau Dr. Tanja Wielgoß (VWB, Vorstandsvorsitzende) und Herr Dr. Michael Ritzau (B E T) vertreten waren. Weitere ständige Mitglieder des Lenkungskreises waren Herr Staatssekretär Stefan Tidow (SenUVK) sowie Herr Markus Witt (VWB, Vice President of Asset Management). Dem Lenkungskreis berichteten Vertreter des Projektteams unter Federführung von B E T.

Des Weiteren wurde die Erstellung der Machbarkeitsstudie von einem intensiven Stakeholderprozess begleitet, der folgende Zielsetzungen hatte:

- Berücksichtigung eines breiten Spektrums von Perspektiven zu den Möglichkeiten und den Auswirkungen des Kohleausstiegs der VWB
- Nutzung von zusätzlicher Expertise außerhalb des Projektteams und des Lenkungskreises
- Schaffung von Transparenz bei der Erstellung der Machbarkeitsstudie

Dazu wurde ein Begleitkreis eingerichtet, in dem Vertreter*innen des Abgeordnetenhauses, der Berliner Stadtgesellschaft, der Gewerkschaften, der Wirtschaft und der Wissenschaft vertreten waren. Die Institutionen der Teilnehmer*innen des Begleitkreises sind im Anhang 18.1 aufgelistet. In den dreizehn Sitzungen des Begleitkreises, an denen auch die ständigen Vertreter*innen des Lenkungskreises teilgenommen haben, wurden durch den Gutachter Vorgehensweisen, Zwischenergebnisse und die Endergebnisse der Machbarkeitsstudie

¹⁰ Senat von Berlin (2017): Vorlage – zur Beschlussfassung – Berliner Energie- und Klimaprogramm 2030, Umsetzungszeitraum 2017 bis 2021, Abgeordnetenhaus von Berlin Drucksache 18/0423.

B E T

vorgelegt und zur Diskussion gestellt. Der Begleitkreis hat regelmäßig Kommentare, Ideen und Vorschläge sowohl zum Vorgehen als auch zu den jeweils präsentierten Zwischenergebnissen eingebracht. Die Anregungen aus dem Begleitkreis wurden durch den Gutachter protokolliert und bewertet. Die Entscheidung über die Berücksichtigung der Anregungen aus dem Begleitkreis bei der Erstellung der Machbarkeitsstudie wurde durch den Lenkungskreis getroffen.

Darüber hinaus wurden in der ersten Phase des Stakeholderprozesses durch den Gutachter Interviews mit Vertretern aus dem Begleitkreis zur Erwartungshaltung an die Machbarkeitsstudie geführt. Im weiteren Verlauf stand der Gutachter den Mitgliedern des Begleitkreises für Einzelfragen sowie für ergänzende Erläuterungen zum Vorgehen und zu den Ergebnissen zur Verfügung. Zudem wurden in einzelnen Terminen Potenziale für zusätzliche Wärmeerzeugungsoptionen analysiert.

2 DAS FERNWÄRMESYSTEM IN BERLIN

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über das Fernwärmesystem der VWB, welches sich im Wesentlichen in zwei weitgehend voneinander getrennte Versorgungsgebiete aufteilt, die durch neun Hauptstandorte versorgt werden. Anschließend werden die einzelnen Wärmeerzeugungsanlagen der Fernwärmesysteme und deren Zusammenwirken beschrieben.

2.1 Ausgangssituation und Einordnung der VWB in den Berliner Wärmemarkt

Vom gesamten Endenergiebedarf des Landes Berlin in Höhe von ca. 66 TWh/a entfallen mit rund 31 TWh/a ca. 47 % auf den Raumwärme- und Warmwasserbedarf des Gebäudesektors (Stand 2016). Daran hat die Fernwärme mit ca. 10,7 TWh/a einen Anteil von rund 33 %, wovon ca. 9,6 TWh/a auf VWB entfallen. Damit deckt VWB rund 30 % am gesamten Wärmebedarf Berlins ab. Der Berliner Wärmemarkt wird darüber hinaus zu ca. 40 % mit Erdgasheizungen, ca. 20 % mit Ölheizungen, ca. 5 % mit Stromheizungen und zu weniger als 2 % mit erneuerbaren Energien versorgt¹¹.

Im Land Berlin betreiben neben VWB die FHW Neukölln AG und BTB Blockheizkraftwerks-Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin Fernwärmenetze und Erzeugungsanlagen. Darüber hinaus gibt es viele kleinere Wärmenetze. Mit ca. 90 % Anteil an der Fernwärmeerzeugung ist VWB der mit deutlichem Abstand größte Fernwärmeversorger in Berlin. Alle drei genannten Unternehmen betreiben zurzeit mit Kohle gefeuerte Anlagen.

Nach der Quellenbilanz wurden 2016 in Berlin insgesamt 16,9 Mio. t CO₂ emittiert, dazu trug VWB mit 6,7 Mio. t CO₂ aus Strom- und Fernwärmeerzeugung bei. Davon emittieren die Anlagen im zu untersuchenden Versorgungsgebiet VG1 4,0 Mio. t CO₂. Die beiden bis spätestens 2030 zu ersetzenden Kohleheizkraftwerke in Moabit und Reuter West verursachten dabei wiederum den größten Anteil mit ca. 3 Mio. t der Emissionen: Das sind ca. 75 % der Emissionen der Anlagen im VG1 und ca. 18 % an den gesamten Berliner Emissionen (Quellenbilanz) (vgl. Abbildung 2). Das Kohleheizkraftwerk Reuter C, dessen Stilllegung im Oktober 2019 begonnen hat, emittierte in 2016 ca. 0,4 Mio. t CO₂.

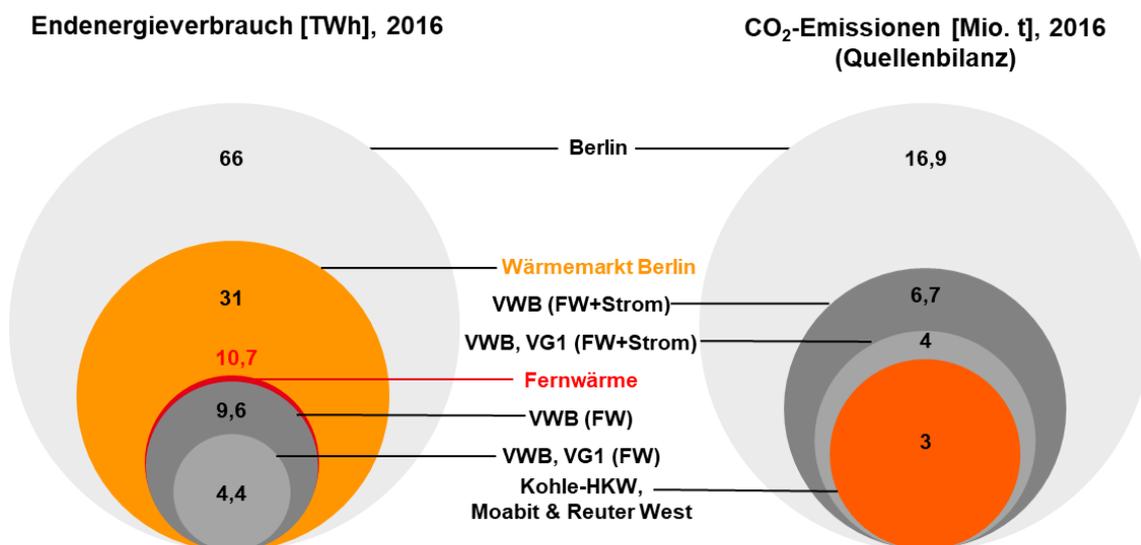


Abbildung 2: Übersicht zum Endenergieverbrauch in Berlin (Quellen: Amt für Statistik Berlin-Brandenburg, eigene Berechnungen Machbarkeitsstudie) & Übersicht CO₂-Emissionen in Berlin 2016 (Quellenbilanz)

¹¹ (Amt für Statistik Berlin Brandenburg, 2019) und eigene Berechnungen nach der Methodik der Machbarkeitsstudie „Klimaneutrales Berlin 2050“ (Potsdam Institut für Klimafolgenabschätzung (PIK), 2014, S. 48ff)

B E T

Im Vergleich zu anderen Metropolregionen hat die Fernwärmeversorgung in Berlin einen besonders hohen Stellenwert. Die Fernwärmeerzeugung Berlins beträgt etwa 75 % der Fernwärmeerzeugung des bevölkerungsreichsten Bundeslandes Nordrhein-Westfalen und liegt fast doppelt so hoch wie die der Metropolregion Hamburg (vgl. Abbildung 3). Die Transformation des vergleichsweise sehr großen Berliner Fernwärmesystems stellt allein aufgrund der hohen Wärmeerzeugungsmengen in einem verdichteten innerstädtischen Raum eine besondere Herausforderung dar.

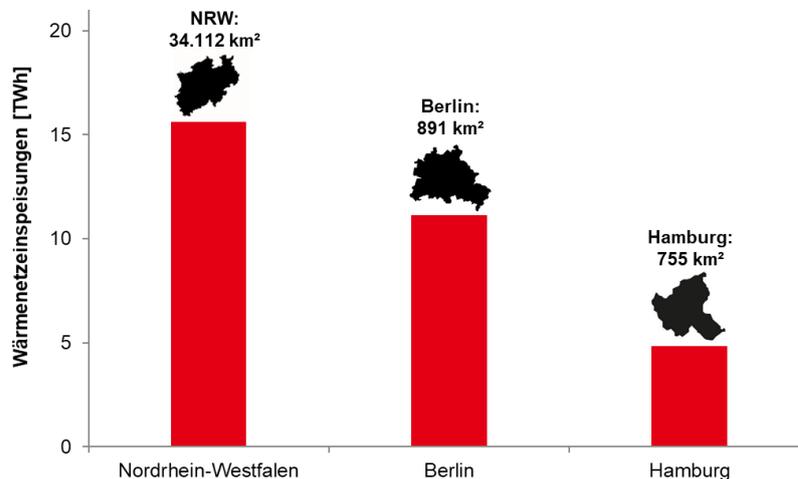


Abbildung 3: Vergleich Fernwärmeversorgung Berlin mit NRW und Hamburg

2.2 Das Fernwärmeversorgungsgebiet der VWB

Die VWB betreibt in Berlin ein im Vergleich zu anderen Netzen in Westeuropa sehr großes Fernwärmeverbundnetz sowie neun kleinere lokale Wärmenetze.¹² Stand 2018 hatte das Leitungsnetz eine Länge von rund 2000 km und pro Jahr wird es um 20 bis 25 Kilometer erweitert. Insgesamt werden rund 1,3 Millionen Wohneinheitenäquivalente¹³ mit Fernwärme versorgt. Jährlich kommen ca. 400 Liegenschaften hinzu, was einem Zuwachs von rund 25.000 Wohneinheitenäquivalenten pro Jahr entspricht.

Das Fernwärmeverbundnetz ist unterteilt in die Versorgungsgebiete 1 und 2, im Folgenden als VG1 und VG2 bezeichnet. Diese Differenzierung resultiert aus der historischen bedingten Teilung der Stadt Berlin in einen West- und einen Ostteil. So entstanden zwei getrennte Fernwärmesysteme mit unterschiedlichen technischen Eigenschaften, die nur durch einen limitierten lokalen Wärmeaustausch von etwa 14 MW_{th} verbunden sind.

Einer stärkeren Kopplung der beiden Versorgungsgebiete stehen insbesondere die eingangs erwähnten unterschiedlichen technischen Eigenschaften der Wärmenetze im Weg. Das VG1 verfügt über ein sogenanntes Drei-Leiter-Netz mit Vorlauftemperaturen zwischen 80 °C und 110 °C. Im VG2 wird hingegen ein Zwei-Leiter-Netz mit Vorlauftemperaturen zwischen 80 °C und 135 °C betrieben. Die Rücklauftemperatur beträgt in beiden Netzen zwischen 50 °C und 60 °C.

In einem Zwei-Leiter-System gibt es eine Wärmeleitung für den Vorlauf und eine Leitung für den Rücklauf. Über den Vorlauf gelangt die Wärme von den Erzeugungsstandorten zu den Verbrauchern. Der Rücklauf bringt das abgekühlte Wasser, nach Abgabe der Wärme an die Verbraucher, zurück zu den Wärmeerzeugungsstandorten, damit es dort erneut aufgeheizt werden kann. Die Temperatur im Vorlauf richtet sich nach dem Wärmebedarf der Kunden. Je höher dieser ist, desto stärker muss der Vorlauf aufgeheizt werden. Da der Wärmebedarf in der Regel mit fallender Außentemperatur steigt, gibt es im Zweileitersystem eine direkte Korrelation

¹² Neben der Vattenfall Wärme Berlin AG betreiben andere Unternehmen Fernwärmenetze in Berlin.

¹³ Wohneinheitenäquivalent: Eine prototypische Wohnung mit einem Anschlusswert in Höhe von 4,5 kW.

B E T

zwischen Außentemperatur und Vorlauftemperatur. Da die Durchflussmenge von Heißwasser in Fernwärmeleitungen begrenzt ist, bedarf es für den Transport höherer Leistungen einer höheren Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf.

Im Drei-Leiter-System gibt es neben dem außentemperaturabhängigen Vorlauf, auch gleitender Vorlauf genannt, einen weiteren Leiter, den sogenannten Konstant-Leiter. Dies ist ebenfalls ein Vorlauf, er bringt ebenfalls Wärme von den Wärmeerzeugungsstandorten zu den Verbrauchern, seine Temperatur beträgt jedoch unabhängig von der Außentemperatur stets 110 °C. Da typische Anwendungen für diesen Leiter in den Bereichen Klima-, Lüftungsanlagen und Brauchwasser liegen, wird dieser auch als KLB-Leiter bezeichnet. Der dritte Leiter ist wiederum der gemeinsame Rücklauf für den Transport des abgekühlten Wassers. Der Konstant-Leiter hat einen deutlich geringeren Querschnitt als der gleitende Vorlauf, es kann darin also erheblich weniger Wasser und damit auch weniger Energie transportiert werden. In den warmen Monaten, wenn in der Regel nur noch Energie für die Warmwasserbereitung und nicht mehr für die Heizung benötigt wird, reicht die Energieübertragungskapazität des Konstant-Leiters völlig aus. Dies ermöglicht es den gleitenden Vorlauf komplett abzuschalten, was die Wärmeverluste im Netz reduziert und Pumpstrom spart, da eine geringere Wassermenge bewegt werden muss.

In Abbildung 4 ist der Verlauf der Vorlauftemperaturen der beiden Versorgungsgebiete in Abhängigkeit von der Außentemperatur dargestellt. Für das VG1 wird die energetisch gewichtete Mischtemperatur aus der Temperatur des gleitenden Vorlaufs und der Temperatur des Konstant-Leiters dargestellt.

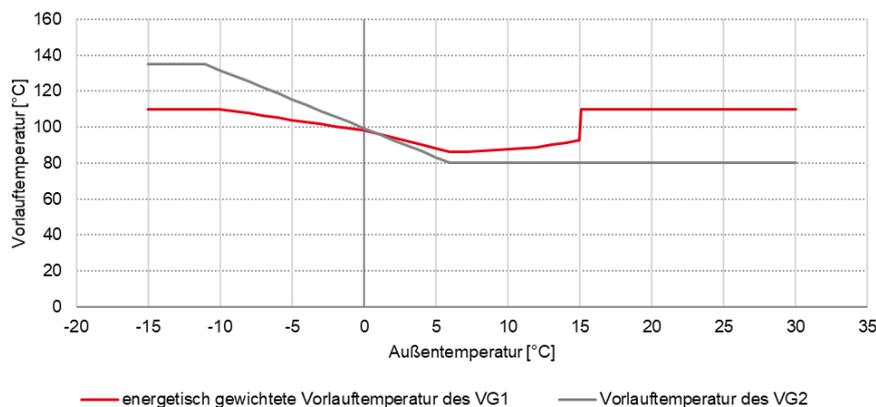


Abbildung 4: Vorlauftemperaturen des VG1 bzw. VG2

Die beiden Versorgungsgebiete VG1 und VG2 sind wiederum in einzelne Teilversorgungsgebiete untergliedert, die durch Fernwärmeleitungen teilweise untereinander verbunden sind. So wird das VG1 nochmals in den Fernwärmeverbundnetz Nord (FvN) und den Fernwärmeverbundnetz Süd (FvS) unterteilt. Das VG2 untergliedert sich hingegen in das Fernwärmeverbundnetz Mitte, das Fernwärmeverbundnetz Klingenberg/Lichtenberg und das Heiznetz Friedrichsfelde. In Abbildung 5 sind diese dargestellt.

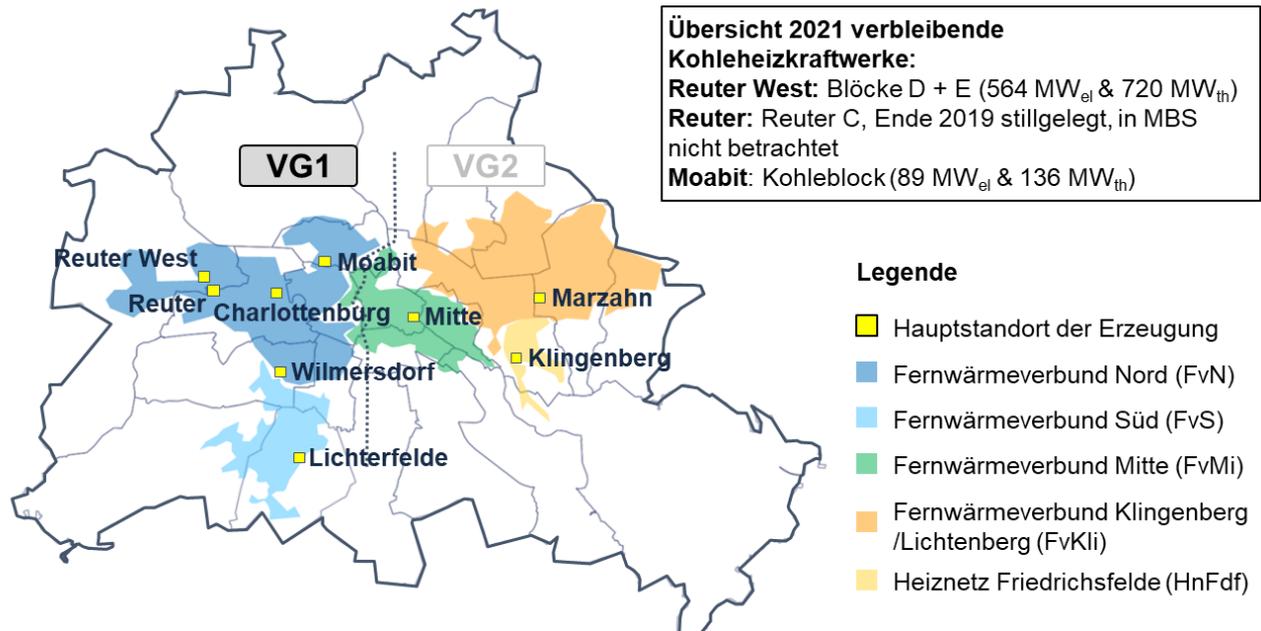


Abbildung 5: Fernwärmeversorgungsgebiete

Jedes dieser Versorgungsgebiete ist aus hydraulischer Sicht nochmals in weitere Teilnetze untergliedert, deren detaillierte Betrachtung im Rechenmodell der Machbarkeitsstudie nicht berücksichtigt ist. Einzig das Teilnetz Moabit Nord im VG1 wird an dieser Stelle erwähnt, weil die damit verbundenen hydraulischen Restriktionen bei der Dimensionierung der Ersatzanlagen wesentlich werden. Aufgrund seiner Lage und Anbindung innerhalb des FvN musste es aus hydraulischer Sicht im Rahmen der Studie gesondert betrachtet werden.

Exkurs: Niedertemperaturnetze

Wärmenetze lassen sich grundsätzlich neben ihrer Netztopologie und ihrem genutzten Wärmemedium auch bezüglich ihres Temperaturniveaus unterteilen. Während Dampfnetze üblicherweise auf einem Vorlauftemperaturniveau von 120 bis 250 °C arbeiten, transportieren Warmwassernetze Wärme bei 80 bis 110 °C. Durch das Förderprogramm Wärmenetze 4.0 des BMWi und BAFA ist es mittlerweile üblich, Netze mit ganzjährigen Vorlauftemperaturen kleiner 95 °C als Niedertemperaturnetze zu bezeichnen. Technisch deutlich andere Anforderungen an die Kundenanlagen stellen sogenannte Low-Ex-Netze, die Wärme bei einem Temperaturniveau von 35 bis 60 °C liefern. Sie werden deswegen nochmals begrifflich von den Niedertemperaturnetzen abgesetzt.

Wie in Kapitel 2 beschrieben, besteht das Fernwärmenetz des VG1 in Berlin aus einem 3-Leitersystem mit 2 Vorlaufleitungen (Heizungsvorlauf, KLB-Leiter) und einer Rücklaufleitung. Während der Heizungsvorlauf gleitend zwischen 80 und 110 °C gefahren wird, beträgt die Temperatur des KLB-Leiters konstant 110 °C. Je nach Betriebszustand arbeitet das Wärmenetz damit bereits während großer Teile des Jahres in Temperaturbereichen, wie sie beispielsweise im Förderprogramm „Wärmenetz 4.0“ vom BMWi und BAFA gefordert werden.

Eine Absenkung der Vorlauftemperatur auf das Niveau von Niedertemperaturnetzen würde sich auf die Erzeugung, das Netz und die Verbraucher auswirken. Qualitativ gesehen würden sich mehrere Vorteile ergeben: Erzeugungseinheiten wie z. B. Wärmepumpen und KWK-Anlagen verbessern sich in ihrer Effizienz durch günstigere Betriebszustände. Niedertemperaturwärme, besonders aus erneuerbaren Energien oder Abwärme, könnte leichter eingebunden werden. Und die Verteilverluste würden etwas sinken, da weniger Wärme aufgrund der niedrigeren Temperaturdifferenz zwischen dem Wärmetransportmedium und der Umgebung ausgetauscht wird.

Den genannten Vorteilen steht als wesentlicher begrenzender Faktor der enorm hohe Aufwand der Umstellung gegenüber: Senkt man die Vorlauftemperatur ab, können zu klein dimensionierte Heizkörper beim Kunden nicht mehr die geforderte Wärmeleistung an die Räume abgeben. Mit der sinkenden Wärmeleistung wird die Raumtemperatur von der Wohlfühltemperatur des Kunden abweichen. Um einer Wärmeleistungsreduktion entgegen zu wirken, müssen die Heizkörperflächen entsprechend den geringeren Vorlauftemperaturen größer dimensioniert werden, um die geforderte Wärmeabgabe zu ermöglichen. Eine Änderung der Vorlauftemperatur in einem Bestandsnetz ist demzufolge erst dann möglich, wenn alle restringierenden Kundenanlagen identifiziert und ggf. ausgetauscht, neu eingestellt oder verändert sind. Eine theoretische Alternative zur Änderung der restringierenden Kundenanlagen besteht in der Erhöhung der Strömungsgeschwindigkeit des Wärmemediums, dem sind aber in der Praxis häufig enge Grenzen gesetzt.

Ganzjährige Niedertemperaturnetze insbesondere mit Vorlauftemperaturen deutlich unter 95 °C sind vor diesem Hintergrund insbesondere da sinnvoll, wo Fernwärmenetze und ggf. Stadtteile neu errichtet werden und in Bezug auf den Gesamtabsatz sehr wesentliche Mengen Abwärme oder erneuerbare Wärme auf niedrigem Niveau integriert werden sollen.

Bei Fernwärmenetzen wie dem der VWB muss der Aufwand einer vollständigen und ganzjährigen Temperaturabsenkung mit dem Nutzen abgewogen werden. Wie in der Machbarkeitsstudie gezeigt, kann das Thema Absenkung der Vorlauftemperaturen im VG1 auch jahreszeitlich eingegrenzt werden und so ein Teil der oben genannten Vorteile mit relativ wenig Aufwand erreicht werden (vgl. Kapitel 10). Außerdem zeigt die Machbarkeitsstudie, dass in Berlin wesentliche Abwärmepotenziale aus Abfallabwärme und Abwasser auf relativ hohem Temperaturniveau existieren, die direkt an ihrem Erzeugungsstandort nachgeheizt und somit problemlos in das FW-Netz integriert werden können. erneuerbare Wärme aus Biomasse kann sogar unmittelbar in das derzeitige FW-Netz integriert werden. Auch der Vorteil niedrigerer Verteilverluste muss bei dem FW-Netz des VG1 relativiert werden. Da das Netz der VWB schon jetzt mit 9 % geringe Verteilverlust aufweist, betragen die erreichbaren Verbesserungen nur wenige Zehntelprozentpunkte.

2.3 Die Erzeugungsanlagen im Fernwärmesystem der VWB

Die benötigte Wärme für das Fernwärmeverbundnetz der VWB wird an neun verschiedenen Hauptstandorten und einigen kleineren Standorten, wie Treptow oder Scharnhorststraße, in Berlin erzeugt.

Erzeugungsanlagen im Versorgungsgebiet 1 (VG1)

Im Nordwesten des VG1 liegen die Standorte Reuter und Reuter West. Am Standort Reuter wird derzeit mit Reuter C noch ein Steinkohleheizkraftwerk mit einer elektrischen Netto-Leistung von 124 MW_{el} und einer thermischen Leistung von bis zu 169 MW_{th} betrieben, der bis Ende 2019 stillgelegt wird. Ebenfalls am Standort Reuter befindet sich eine Dampfturbine, die von der Müllverbrennungsanlage Ruhleben gelieferten Dampf in Strom und Wärme¹⁴ umwandelt. Deren elektrische Leistung beträgt maximal 36 MW_{el}, die thermische Leistung des Heizkondensators beläuft sich im Maximalfall auf 99 MW_{th}. Bis zum Jahr 2020 sollen am Standort außerdem 120 MW_{th} gasbefeuerte Heißwassererzeuger hinzukommen. Diese sind derzeit im Bau.

Am Standort Reuter West befindet sich mit dem Steinkohleheizkraftwerk Reuter West, bestehend aus den beiden baugleichen Blöcken Reuter D und Reuter E, die größte Erzeugungskapazität des VG1. Die beiden Blöcke wurden 1987 bzw. 1989 in Betrieb genommen und verfügen jeweils über eine elektrische Netto-Leistung von maximal 282 MW_{el} und eine thermische Leistung von bis zu 360 MW_{th}. Darüber hinaus ist an diesem Standort ein ölbefuelter Reservekessel mit 38 MW_{th} vorhanden. Weiterhin wurde im September 2019 eine PtH-Anlage (Elektrokessel) mit 120 MW_{th} Leistung in Betrieb genommen, die nach der Heizperiode 2019/2020 in den Regelbetrieb übergehen soll.

Der Standort Moabit existiert als Kraftwerksstandort bereits seit dem Jahr 1900. Die größte Anlage dort ist das Steinkohleheizkraftwerk Moabit A mit einer elektrischen Netto-Leistung von 89 MW_{el} und einer thermischen Leistung von bis zu 136 MW_{th}. Im Jahr 2013 wurde Moabit A umgerüstet, so dass heute in Abhängigkeit der Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit, bis zu 40 % der eingesetzten Kohle durch Biomasse ersetzt werden können. Darüber hinaus befinden sich an diesem Standort gasbefeuerte Heißwassererzeuger mit 60 MW_{th} und ölbefeuerte Heißwassererzeuger zur Reserve mit 105 MW_{th} thermischer Leistung.

Am Kraftwerksstandort Charlottenburg im Zentrum des VG1, werden zwei gasbefeuerte Gasturbinen mit einer elektrischen Nettoleistung von insgesamt 144 MW_{el} und einer thermischen Gesamtleistung von insgesamt 300 MW_{th} betrieben. Die Anlagen stammen aus dem Jahr 1975 und dienen hauptsächlich der Spitzenlastabdeckung.

Der Standort Wilmersdorf, am südlichen Ende des Fernwärmeverbundnetzes Nord gelegen, verfügt über gasbefeuerte Heißwassererzeuger mit insgesamt 120 MW_{th}. An diesem Standort befinden sich darüber hinaus drei ölbefeuerte Gasturbinen mit einer elektrischen Netto-Leistung von insgesamt 276 MW_{el} und einer thermischen Leistung von insgesamt 330 MW_{th}. Diese Gasturbinen stammen aus dem Jahr 1977 und werden in der Regel nur noch zur Spitzenlastabdeckung eingesetzt. Diese Anlagen werden in den nächsten Jahren sukzessive stillgelegt, eine Gasturbine ist genehmigungsseitig schon abgemeldet.

Der Kraftwerksstandort Lichterfelde liefert vorwiegend Wärme für das Fernwärmeverbundnetz Süd im VG1. Im Jahr 2019 wurde dort ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) mit einer elektrischen Leistung von 300 MW_{el} und einer thermischen Leistung von maximal 230 MW_{th} in Betrieb genommen. Gasbefeuerte Heißwassererzeuger mit einer thermischen Leistung von insgesamt 360 MW_{th} vervollständigen diesen Standort.

¹⁴ Im Jahr 2018 wurden im Müllheizkraftwerk Ruhleben nach Angaben der Berliner Stadtreinigung 581.000 t Siedlungsabfall thermisch verwertet. In den Müllkesseln wurden damit 1,55 Mio. t Prozessdampf erzeugt.

B E T

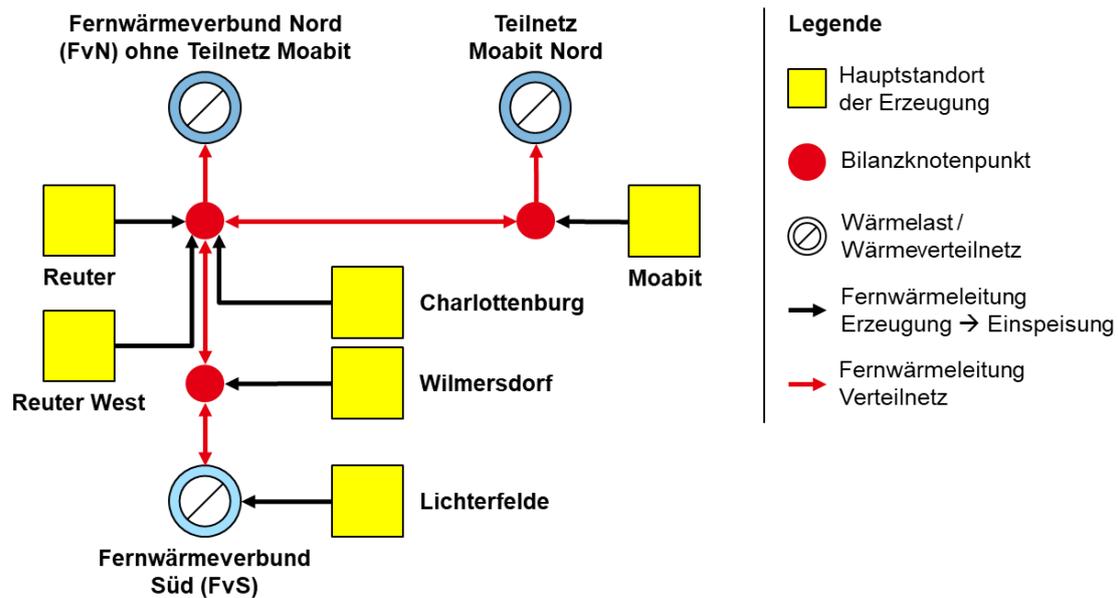


Abbildung 6: Vereinfachte Darstellung des in der Machbarkeitsstudie genutzten hydraulischen Modells, VG1

Die vorhergehende Abbildung 6 stellt in stark vereinfachter Darstellung das Zusammenspiel zwischen den Kraftwerksstandorten und den Wärmeverbundnetzen im VG2 dar. Die roten Punkte fassen die Einspeisemöglichkeiten in die Wärmenetze zusammen. Die Hauptstandorte der Erzeugung sind durch die gelben Kästen symbolisiert, die Einspeisemöglichkeiten durch die schwarzen Pfeile. Diese Einspeisungen von einzelnen Standorten unterliegen in der Regel Restriktionen, so gibt es beispielweise vorlauftemperaturabhängige Obergrenzen der übertragbaren Leistung. Rote Pfeile stehen für eine Kopplung zwischen einzelnen Netzen, d. h. es können in einem gewissen Umfang Wärmemengen von einem Netz in ein anderes übertragen werden. Die zu versorgenden Fernwärmeverbundnetze, d. h. der zu deckende Fernwärmebedarf, sind als Wärmelast dargestellt.

Für den in dieser Machbarkeitsstudie zu untersuchenden Ausstieg aus der Kohlewärme besteht die Aufgabe darin, die 2021 verbleibenden Steinkohleheizkraftwerke, die eine thermische Leistung von 856 MW_{th} haben und zwischen 2,2 und 2,8 TWh an jährlicher Wärmeezeugung liefern, zu ersetzen. Die Machbarkeitsstudie fokussiert hierbei aufgrund der Standorte dieser Anlagen auf den Umbau des VG1 und insbesondere des FvN.

Erzeugungsanlagen im Versorgungsgebiet 2 (VG2)

Der Kraftwerksstandort Klingenberg im VG2 existiert bereits seit 1927. Bis Mai 2017 wurde im dortigen Heizkraftwerk vor allem Braunkohle aus der Lausitz verfeuert. Inzwischen wurde der Standort komplett auf Erdgas umgestellt. Das heutige Heizkraftwerk verfügt über eine elektrische Leistung von 164 MW_{el} und eine thermische Leistung von maximal 580 MW_{th} in Kraftwärmekopplung. Es besteht aus insgesamt vier Gaskesseln zur Dampferzeugung. Dieser Dampf wird mittels dreier Dampfturbinen in Strom und Wärme umgewandelt. Wird auf die Umwandlung in Strom verzichtet, können bis zu 760 MW_{th} erzeugt werden. Es bestehen allerdings hydraulische Engpässe, so dass nicht die gesamte thermische Leistung eingespeist werden kann.

Am Kraftwerksstandort Mitte steht ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit einer elektrischen Netto-Leistung von 444 MW_{el} und einer thermischen Leistung von maximal 440 MW_{th}. Die Anlage besteht aus zwei Gasturbinen und einer Dampfturbine und wurde 1997 in Betrieb genommen. Zusätzlich verfügt der Standort über gasbefeuerte Heißwassererzeuger mit maximal 240 MW_{th} Leistung.

Am Kraftwerksstandort Marzahn wird zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 264 MW_{el} und einer thermischen Leistung von maximal 231 MW_{th} gebaut. Diese Anlage besteht ebenfalls aus einer Gasturbine und einer Dampfturbine. Die Anlage wird zurzeit

B E T

in Betrieb gesetzt und soll ab 2020 dauerhaft Wärme erzeugen. Darüber hinaus befinden sich an diesem Standort gasbefeuerte Heißwassererzeuger mit einer thermischen Gesamtleistung von 684 MW_{th}.

Zusätzlich verfügt das VG2 mit den gasbefeuerten Heißwassererzeugern Scharnhorststraße und Treptow (in Inbetriebsetzung) über zusätzliche thermische Leistungen von 165 MW_{th} bzw. 39 MW_{th}.

Die nachfolgende Abbildung 7 zeigt in gleicher Form wie zuvor für das VG1 das Zusammenspiel zwischen den Kraftwerksstandorten und den Fernwärmeverbundnetzen in stark vereinfachter Form.

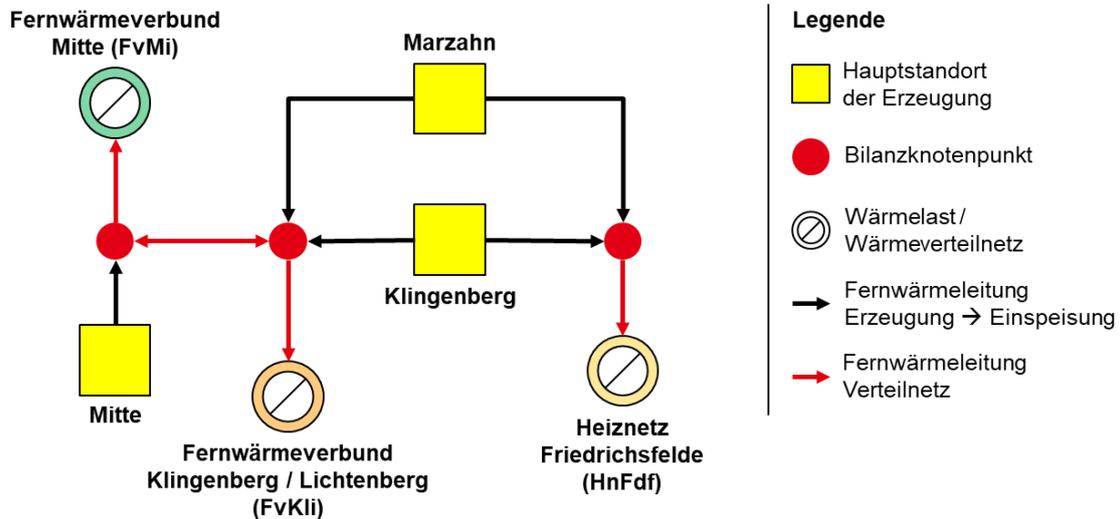


Abbildung 7: Vereinfachte Darstellung des in der Machbarkeitsstudie genutzten hydraulischen Modells, VG2

3 ANFORDERUNGEN UND BEWERTUNGSKRITERIEN FÜR DIE TRANSFORMATIONSSZENARIEN

In diesem Kapitel werden die Pflichtenforderungen und Bewertungskriterien für die Transformationsszenarien vorgestellt. Diese Bewertungskriterien sind in den folgenden vier Kategorien zusammengefasst. Mit den Bewertungskriterien wird sichergestellt, dass die Transformationsszenarien systematisch und gleich bewertet werden. Eine zusammenfassende Bewertung, etwa in Form eines Punktesystems, wird in der Machbarkeitsstudie nicht vorgenommen.

3.1 Übersicht über die Anforderungen und Bewertungskriterien

Der Kriterienkatalog besteht aus Anforderungen, die unbedingt erfüllt werden müssen (Pflichtenforderungen) und Bewertungskriterien, bei denen der Erfüllungsgrad ermittelt und dargestellt wird.

Zu den Pflicht-Anforderungen an die Transformationsszenarien bzw. auch an die darin verwendeten Anlagen gehören die technische Machbarkeit, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie die grundsätzliche Genehmigungsfähigkeit der Anlagen. Mit der technischen Machbarkeit wird die Realisierbarkeit des konkreten Konzepts aller Anlagen an den vorgesehenen Standorten bemessen. Zur Erfüllung der Versorgungssicherheit müssen die Voraussetzungen geschaffen werden, dass jederzeit eine Besicherung nach dem „n-1“-Kriterium unter Berücksichtigung der Wärmeleistung und der Netzhydraulik vorliegt. Wird das „n-1“-Kriterium erfüllt, können die Erzeuger den Ausfall der größten Versorgungseinheit in einem Erzeugungspark kompensieren und Wärmeversorgung aufrechterhalten.

Die Bewertungskriterien sind aufgeteilt in die vier Kategorien „Wirtschaftlichkeit“, „Akzeptanz“, „Umweltverträglichkeit“ und „Technik“. In jeder dieser Kategorien sind zahlreiche Bewertungskriterien definiert. Diese werden soweit möglich quantitativ und sonst qualitativ bewertet. Die einzelnen Bewertungskriterien sowie deren Einordnung in die Kategorien werden in Abbildung 8 zur Übersicht dargestellt und im Folgeabschnitt näher betrachtet. Die Zusammenführung aller Kriterien bzw. der Ergebnisse aus der Auswertung zur Bildung eines Gesamturteils über die Transformationsszenarien ist nicht vorgesehen. Der Hintergrund dieser Entscheidung ist, dass viele Inhalte der Transformationsszenarien nicht auswählbar sind, sondern sich durch Entscheidungen zahlreicher Akteure außerhalb Berlins ergeben.

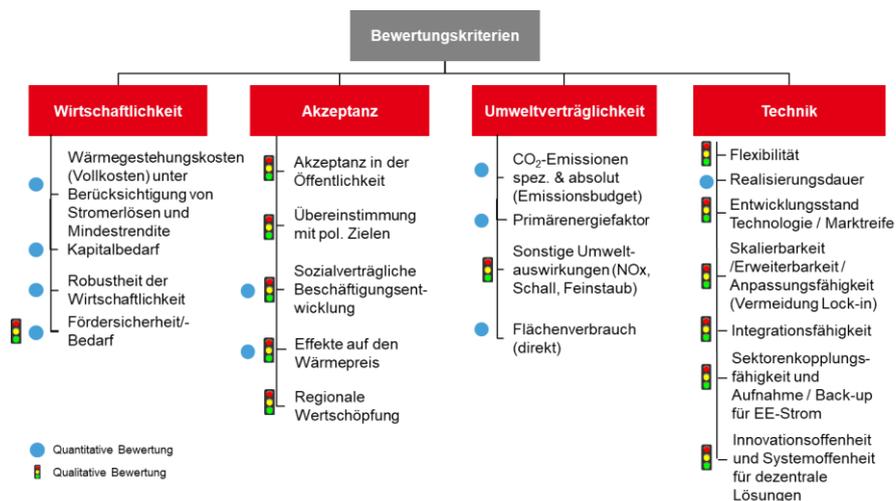


Abbildung 8: Kriterienraster zur quantitativen und qualitativen Bewertung der Transformationsszenarien

3.2 Inhalte der Bewertungskriterien

Die Kategorie „Wirtschaftlichkeit“ in Abbildung 8 enthält folgende Bewertungskriterien:

- **Wärmegestehungskosten:** Dafür wird die Änderung der Wärmegestehungskosten als wesentliche Bewertungsgröße bestimmt. Bei den Wärmegestehungskosten handelt es sich um die Vollkosten aller im Szenario betrachteten Erzeugungsanlagen inklusive der durch das Fernwärmenetz verursachten Netzkosten unter Berücksichtigung von Stromerlösen und gegebenenfalls vorhandenen finanziellen Vorteilen aus staatlichen Förderungen. Auf die Bestimmung der Wärmekosten wird in Kapitel 9.3 im Detail eingegangen.
- **Kapitalbedarf:** Der Kapitalbedarf für die neuen Erzeugungsanlagen innerhalb eines Szenarios, der ebenfalls für die Änderung Wärmegestehungskosten zu berücksichtigen ist, wird als zusätzliches Kriterium separat quantifiziert.
- **Robustheit der Wirtschaftlichkeit:** Die wirtschaftliche Robustheit eines Szenarios wird anhand der Abweichung von Sensitivitäten – das sind Variationen der Transformationsszenarien – ermittelt. Das genauere Vorgehen und die Kennziffer „dynamische Wärmegestehungskosten“ wird in Kapitel 9.3 detailliert beschrieben.
- **Fördersicherheit/-Förderbedarf:** Der Förderbedarf wird beschrieben. Sensitivitäten zeigen die Abhängigkeit des Ergebnisses von der Förderung.

Die Kategorie „Akzeptanz“ in Abbildung 8 enthält folgende Bewertungskriterien:

- **Akzeptanz in der Öffentlichkeit:** Das Kriterium „Akzeptanz in der Öffentlichkeit“ wird jeweils separat für die Gesellschaft von Gesamtberlin und für die Bürger*innen, deren alltäglicher Lebensbereich durch die Standortnähe tangiert wird, betrachtet. Bezüglich der Akzeptanz in Gesamtberlin wird die grundsätzliche Möglichkeit für eine Ablehnung einer Technologieform durch die Zivilgesellschaft erfasst. Für die standortnahen Bevölkerungsteile werden besonders die sie betreffenden, genehmigungskritischen Auswirkungen untersucht. Berichtet wird nur eine eventuelle Negativbewertung.
- **Übereinstimmung mit den politischen Zielen:** Es werden nur eventuelle Negativbewertungen – das sind Zielverfehlungen – berichtet. Dies betrifft politische Ziele sowohl der Bundesregierung als auch des Landes Berlin.
- **Sozialverträgliche Beschäftigungsentwicklung:** Dieses Kriterium erfasst die Akzeptanz bei den Beschäftigten der betroffenen Unternehmen. Es soll quantitativ und qualitativ erfasst werden, z. B. über die im zeitlichen Verlauf für die Mitarbeiter sich ergebenden Vollzeitäquivalente. Ebenfalls soll die Arbeitsplatzqualität bei VWB und Dritten bezüglich der Aspekte Tarifbindung, Vorhandensein von Betriebsräten und Fortbildungsangeboten bei diesem Bewertungskriterium berücksichtigt werden.
- **Effekte auf den Wärmepreis:** Für dieses Kriterium erfolgt eine Umrechnung der Wärmegestehungskosten je Jahr (siehe Kriterienkategorie „Wirtschaftlichkeit“) in spezifische Kosten (ct/kWh) und die Ausweisung der Differenz zwischen den Fernwärmekosten gemäß Transformationsszenario und alternativen dezentralen Wärmeversorgungsoptionen.
- **Regionale Wertschöpfung:** Hier werden die Unterschiede zwischen einer Referenzentwicklung und den durch die Transformationsszenarien bedingten Wertschöpfungsketten (bzw. des jeweiligen regionalen Anteils dieser Ketten) berücksichtigt.

In der Kriterienkategorie „Umweltverträglichkeit“ liegt ein Hauptfokus auf den CO₂-Emissionen:

- **CO₂-Emissionen:** Diese werden sowohl absolut als auch spezifisch intensiv bewertet. Die verwendeten Methoden werden in Kapitel 10.4 näher erläutert.

B E T

- Primärenergiefaktor: Der Primärenergiefaktor wird nach der AGFW-Methode (AGFW 309 Teil 1) ermittelt.
- Sonstige Umweltauswirkungen: Sonstige Umweltauswirkungen wie z. B. durch NOx-, Schall- und Feinstaubemissionen werden durch eine Aussage über die Konformität zum erwartenden technologischen Stand im Jahr 2030 eingeordnet.
- Flächenverbrauch: Der direkte Flächenverbrauch einer Wärmeerzeugungstechnologie wird als weiterer ökologischer Fußabdruck erfasst.

Die vierte Kategorie „Technik“ umfasst vor allem qualitative Einschätzungen:

- Flexibilität: Die (operative) Flexibilität der Anlagen, also zum Beispiel die Laständerungsgeschwindigkeit, die Mindestlast oder auch die Mindeststillstandsdauer wird in einen Expertenurteil als hoch, mittel oder tief eingeschätzt.
- Skalierbarkeit / Erweiterbarkeit / Anpassungsfähigkeit (Vermeidung Lock-in): Dieses Kriterium könnte auch strategische Flexibilität genannt werden. Diese drückt sich in den Dimensionierungsmöglichkeiten, den möglichen Investitionszeitpunkten sowie den Optionen zum Rückbau von Anlagenteilen aus.
- Realisierungsdauer: Der Gutachter bewertet die Realisierungsdauer für Neuanlagen und dafür benötigte infrastrukturelle Maßnahmen mit einer Experteneinschätzung.
- Entwicklungsstand der Technologie / Marktreife: Der Entwicklungsstand einer Technologie bzw. die Marktreife werden qualitativ durch Erfahrungswerte mit den jeweiligen Technologien berücksichtigt.
- Integrationsfähigkeit: Die Rolle einer Technologie in den Transformationsszenarien wird weiter über das Kriterium der Integrationsfähigkeit in das zukünftige Energieversorgungssystem beschrieben.
- Sektorkopplungsfähigkeit: Auch fließt die Fähigkeit zur Sektorkopplung z. B. mittels Stromaufnahme-fähigkeit aus erneuerbaren Energien bei gegebenen Situationen auf dem Strommarkt ein. Die Offenheit eines Versorgungssystems, zukünftig mehr dezentrale Eigenerzeugung von Wärme zuzulassen, spielt eine Rolle für die Bewertung von Transformationsszenarien in systemischer Hinsicht.

Das vorgestellte Kriterienraster ist im Anhang (vgl. Kapitel 18.2) detailliert wiedergegeben.

4 DARSTELLUNG DER GESAMTMETHODIK

In diesem Kapitel wird eine Übersicht über die methodische Vorgehensweise der Machbarkeitsstudie gegeben. Dabei wird ein systemanalytischer Untersuchungsansatz verfolgt, der nicht nur das durch VWB gestaltbare Fernwärmesystem an sich betrachtet, sondern wesentliche Wechselwirkungen mit exogenen Einflussfaktoren wie dem Strommarkt, Brennstoffmärkten, dem Emissionshandel, dem Berliner Wärmemarkt sowie weiteren regulatorischen Rahmenbedingungen.

Die Machbarkeitsstudie zielt auf die Erarbeitung mindestens zweier belastbarer Transformationsszenarien hin zu einer nachhaltigen und weitgehend CO₂-freien (Fern-)Wärmeversorgung. Ein Transformationsszenario besteht dabei aus drei Komponenten:

1. Der Transformationspfad beschreibt, aus welchen Wärmequellen die Kohlewärme bei einem Ausstieg aus der Kohle bis spätestens 2030 ersetzt wird und wann diese Wärmequellen ans Fernwärmenetz angeschlossen werden.
2. Ein Energiemarktszenario beschreibt die zukünftige Entwicklung des Energiemarktes in Deutschland und in Europa inkl. der Preisentwicklung. Diese beruht auf Prämissen wie z. B. den energiepolitischen Rahmenbedingungen. Bestandteil eines Energiemarktszenarios ist auch ein regulatorischer Rahmen für den Wärmemarkt.
3. Ein Wärmebedarfsszenario beschreibt die Entwicklung des Wärmebedarfs in Berlin und die Entwicklung des Fernwärmebedarfs, die in engem Zusammenhang zum Energiemarktszenario stehen. Daher ist ein Wärmebedarfsszenario mit einem Energiemarktszenario verknüpft.

Der Transformationspfad (Art und Größe der Wärmequellen) wird maßgeblich von der Entwicklung des Energiemarktes und des Wärmebedarfs geprägt und bildet daher zusammen mit einem Energiemarkt und Wärmebedarfsszenario das Transformationsszenario.

Neben den beiden Transformationsszenarien wird zu Vergleichszwecken ein weiteres Szenario erstellt, das einen möglichst kostengünstigen Ersatz der Kohlewärme in einem Szenario vorsieht, in dem die Klimaschutzziele verfehlt werden.

Nachfolgend erfolgt eine kurze Beschreibung der verschiedenen Bausteine und der methodischen Verzahnung.

Räumliche Abgrenzung und Untersuchungszeitraum

Aufgrund der limitierten hydraulischen Verknüpfung von VG1 und VG2 und weil die bis spätestens 2030 zu ersetzenden Kohleheizkraftwerke sich ausschließlich im VG1 befinden, konzentriert sich die Machbarkeitsstudie auf VG1 (vgl. Kapitel 2.2).

Der Untersuchungszeitraum umfasst die Jahre 2021 bis 2050. Dabei werden bereits getroffene unternehmerische Entscheidungen der VWB berücksichtigt (z. B. die Stilllegung des Kohlekraftwerks Reuter C, der Bau einer Power-to-Heat Anlage am Standort Reuter West und die Inbetriebnahme des GuD Lichterfelde).

Systemmodell

Grundsätzlich sieht der Modellierungsansatz der B E T im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie eine integrierte Modellierung und Simulation der Erzeugungs- und Speicheranlagen (hochaufgelöst im Stundenraster) sowie

B E T

die simultane Einbeziehung wesentlicher Netzengpässe vor. Auf dieser Basis kann das Fernwärmeverbundsystem Nord im VG1 detailliert modelliert, simuliert und bewertet werden.

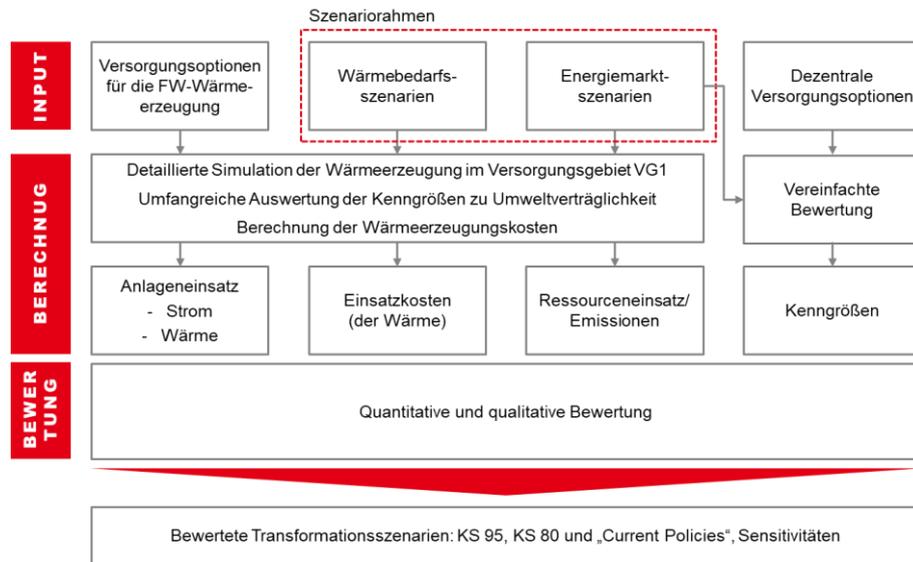


Abbildung 9: Schematische Darstellung des systemischen Ansatzes der Machbarkeitsstudie

Das Fernwärmeverbundsystem Süd im VG1 und das VG2 werden ebenfalls im Systemmodell abgebildet, allerdings bezüglich der Wärmebedarfsszenarien mit einem geringeren Detaillierungsgrad. Die vorhergehende Abbildung 9 gibt einen Überblick zum systemischen Ansatz der Machbarkeitsstudie.

Für die Herleitung konsistenter Transformationsszenarien ist es zunächst erforderlich, langfristige Energiemarktszenarien über den Bewertungszeitraum bis 2050 aufzuspannen. Das jeweilige Energiemarktszenario beschreibt jeweils eine konsistente Entwicklung relevanter Energiemärkte (insbesondere Strommarkt in stündlicher Auflösung, Gasmärkte, Kohlemärkte, CO₂-Markt, energiepolitische und regulatorische Rahmenbedingungen, etc.). Die Modellierung erfolgt auf Basis eines eigenen Fundamentalmodells des Gutachters (B E T-EuroMod) und auf Basis der Auswertung diverser Studien zur Modellierung von Energiemärkten (vgl. Kapitel 6).

Als weitere wesentliche Inputgröße sind die langfristigen Wärmebedarfsszenarien für den Untersuchungsraum der zukünftigen Ausgestaltung der Berliner Fernwärmeversorgung zu betrachten. Grundlagen bilden hierbei insbesondere das BEK 2030 und die Ergebnisse der Machbarkeitsstudie „Klimaneutrales Berlin 2050“. Hierzu wird auch das Berliner Gebäudeenergie-Modell (BeGeM)¹⁵ verwendet (vgl. Kapitel 7). Auf dieser Basis ist es möglich, Projektionen für die langfristige Wärmebedarfsentwicklung der bereits an das Fernwärmenetz angeschlossenen Objekte zu erstellen. Des Weiteren können Fernwärmepotenziale für Nachverdichtungen und punktuelle Netzerweiterungen identifiziert werden.

Zum Ersatz der Kohleheizkraftwerke ist als weiterer Arbeitsschritt der jeweilige Mix der Versorgungsoptionen zur Erzeugung und Speicherung von Wärme zu erstellen. Die jeweiligen Erzeugungs-/Speichertechnologien werden mit den jeweiligen technischen Parametern der Anlagen sowie durch die wirtschaftlichen Parameter (kapitalgebundene Kosten, Betriebskosten, verbrauchsgebundene Kosten) beschrieben. Hierzu werden in einem ersten Schritt grundsätzlich denkbare Wärmeversorgungsoptionen inkl. Speicher (Technologien) analysiert und hinsichtlich einer Eignung für den Einsatz im Erzeugungsportfolio der VWB bewertet. Für die geeigneten Wärmeversorgungsoptionen werden in einem zweiten Schritt mögliche Standorte identifiziert und die mögliche Ausprägung von Anlagen an diesen Standorten analysiert. In einem dritten Schritt werden dann

¹⁵ Das Modell wurde durch SenUVK dem Gutachter zur Verfügung gestellt. Es wurde im Rahmen der Erstellung der Machbarkeitsstudie „Klimaneutrales Berlin 2050“ (PIK et al., 2014) entwickelt. In ihm sind wesentliche Gebäudedaten (Flächen, Dächer inkl. solarer Nutzungspotenziale, Energieträger) auf Ebene von Bebauungsblöcken enthalten. Ein gebäudescharfer Wärmeatlas liegt hingegen nicht vor.

B E T

konkrete Anlagenkonfigurationen (Erzeugungsportfolien bestehend aus neuen Anlagen und Einspeisern, modifizierten und unveränderten Bestandsanlagen) zusammengestellt.

Als vierte wesentliche Inputgröße geht die jeweilige Fernwärmenetzkonfiguration, insbesondere mit ihren relevanten Netzrestriktionen (hydraulische Begrenzungen bzw. Netzengpässe) ein. Die Herleitung der Netzkonfigurationen erfolgt zum einen unter Berücksichtigung von etwaigen Nachverdichtungen im Bestandsnetz sowie von punktuellen Netzerweiterungen. Zum anderen werden, soweit erforderlich und sinnvoll, Anpassungserfordernisse der Netzparameter (z. B. Absenkung von Vorlauf- und Rücklauftemperaturen) herausgearbeitet. Eine eigenständige hydraulische Netzberechnung erfolgt im Rahmen des Gutachtens nicht; wo erforderlich wird auf Berechnungen und Ergebnisse des Netzmodells der VWB zurückgegriffen, die durch B E T plausibilisiert werden.

Zur Simulation der Fernwärmeversorgung in Berlin verwendet B E T ein integriertes Simulations- und Optimierungsmodell (SysMod). Dieses Modell ermittelt jeweils zusammenhängend für ein Jahr im stündlichen Zeitraster den technisch-wirtschaftlichen Anlageneinsatz für das gesamte Erzeugungsportfolio. Dabei werden die Rahmenbedingungen der Energiemärkte und Nachfrageszenarien zum Wärmebedarf berücksichtigt. Im Modell werden die einzelnen Technologien anlagenscharf abgebildet. Technische Restriktionen der Anlagen werden entsprechend berücksichtigt. Aus den Inputgrößen ergibt sich eine Einsatzrangfolge (engl. Merit-Order) für den Anlageneinsatz, weiterhin können Restriktionen aus z. B. hydraulischen Netzengpässen oder Mengenrestriktionen mit dem Modell in vereinfachter Form abgebildet werden. Des Weiteren können auch zeitkoppelnde Nebenbedingungen – auch über längere Zeiträume wie z. B. der Einsatz von saisonalen Wärmespeichern – umfassend berücksichtigt werden.

Im Ergebnis liefert das Modell einen langfristig optimalen Anlageneinsatz unter den jeweiligen Rahmenbedingungen der Energiemarktszenarien, der Nachfrageentwicklungen, der regulatorischen Rahmenbedingungen und des jeweiligen Technologieerzeugungsmixes. Resultate sind u. a. der detaillierte Anlageneinsatz (insbesondere Strom- und Wärmeerzeugung), der damit verbundene Ressourceneinsatz (Brennstoffe, Strombedarf), die resultierenden Emissionen sowie die Einsatzkosten der Wärmeerzeugung. Dabei werden die stündlichen Ergebnisse für die Darstellung in der Studie auf gröbere Zeitraster (z. B. Jahreswerte) verdichtet. Des Weiteren werden wesentliche Kenngrößen zur Umweltverträglichkeit ermittelt. Dadurch wird erreicht, dass die technisch-wirtschaftliche Machbarkeit und die ökologischen Auswirkungen eines jeweiligen Transformationszenarios unter realitätsnahen Rahmenbedingungen bewertet werden können. Abbildung 10 gibt einen Überblick.

B E T

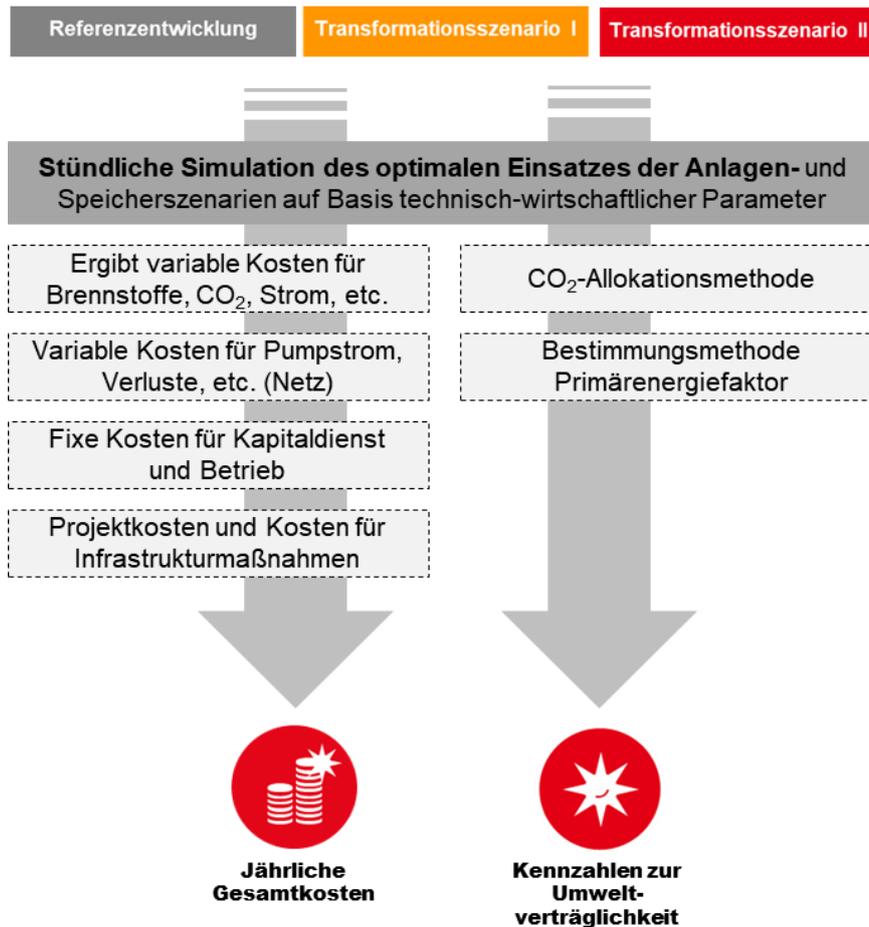


Abbildung 10: Ergebnisse des Systemmodells

Mit diesem gesamthaften Ansatz ist es auch möglich, Rückwirkungen des zukünftigen Berliner Fernwärme-konzeptes zu bestimmen. Führt z. B. der Anlageneinsatz aufgrund eines geänderten Technologiemies im Berliner Fernwärmenetz zu einer signifikant veränderten Stromerzeugung in Berlin gegenüber dem Status quo, so können die Auswirkungen auf den Markt über ein entsprechendes Energiemarktszenario bestimmt werden, das den veränderten Berliner Erzeugungsmix berücksichtigt (z. B. zusätzliche Stromerzeugungsmengen durch Power-to-Heat und deren Herkunft oder wegfallende Stromerzeugungsmengen, vgl. hierzu Kapitel 5.3).

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit werden, auf Basis der Simulationsergebnisse für die jeweiligen Szenarien, die Veränderungen gegenüber dem Status quo (2021) ermittelt. Die langfristige Ermittlung der Wärmegestehungskosten der Fernwärme und der Kostenentwicklungen der dezentralen Versorgungsoptionen in den einzelnen Szenarien erlaubt eine Einordnung der Entwicklung der Fernwärmekosten.

Bei den ökologischen Kenngrößen der Fernwärmeversorgung sind die CO₂-Emissionen von übergeordneter Bedeutung. Für den Vergleich der unterschiedlichen Transformationsszenarien sind die spezifischen oder auch die absoluten CO₂-Emissionen der Fernwärmerzeugung zu ermitteln. Dabei ist zu beachten, dass die Erzeugungsanlagen zur Fernwärmeversorgung – im Gegensatz zu den dezentralen Wärmeversorgungstechnologien¹⁶ – im Regelfall unter das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) fallen. Daher müssen für diese Anlagen Emissionszertifikate (EUA) zum Marktpreis für CO₂ beschafft werden und im Umfang der tatsächlichen CO₂-Emissionen bei der Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) abgegeben werden. Um eine sachgerechte Bewertung der fernwärmebedingten CO₂-Emissionen zu erreichen, muss auf die Verursacherbilanz abgestellt werden. Dabei werden die CO₂-Emissionen aller Anlagen zur Wärmeerzeugung über den

¹⁶ Dies bedeutet einen strukturellen Nachteil der Fernwärmeversorgung gegenüber dezentralen Wärmeerzeugungstechnologien, die derzeit keinen CO₂-Preis für den Einsatz fossiler Brennstoffe zahlen.

B E T

Brennstoffeinsatz erfasst. Für KWK-Anlagen ist eine Aufteilung der CO₂-Emissionen auf Strom und Wärme vorzunehmen. Für die Zuordnung der CO₂-Emissionen zu der jeweiligen Strom- und Wärmeerzeugung im Kraft-Wärme-Kopplungs-Betrieb existieren dabei unterschiedliche Ansätze. Eine der häufig verwendeten Methoden ist die sogenannte Carnot-Methode. Hierbei erfolgt die Aufteilung der CO₂-Emissionen auf Basis der kalorischen Wertigkeit der beiden Energieträger Strom und Wärme¹⁷. Daneben existieren diverse weitere Methoden, u. a. die finnische Methode (welche die Stromerzeugung günstiger stellt) sowie Methoden mit einer Stromgutschrift¹⁸. In dieser Machbarkeitsstudie wird eine systemische Methode verwendet, die im Kontext des Emissionsbudgets in Kapitel 5.3 beschrieben wird.

Bewertung

Die Bewertung der Transformationsszenarien erfolgt auf Basis eines Kriterienrasters, welches neben ökonomischen und ökologischen Kenngrößen aus dem Systemmodell auch Aspekte wie Bezahlbarkeit und Beschäftigung (bezogen auf das Fernwärmesystem) umfasst. Zur Beurteilung gehört auch die Einschätzung, inwieweit bestimmte Technologiepfade und Transformationsszenarien zu unerwünschten Lock-in-Effekten führen (eine einmal getroffene Entscheidung kann nur unter hohen ökonomischen Aufwänden korrigiert werden, wenn sich Voraussetzungen und Rahmenbedingungen anders als erwartet verändern). Dieses Kriterienraster wird im nachfolgenden Kapitel beschrieben.

¹⁷ Für nähere Erläuterungen wird auf das Arbeitsblatt FW 308 der AGFW verwiesen.

¹⁸ (IFEU, Die Nutzung von Exergieströmen in kommunalen Strom-Wärme-Systemen zur Erreichung der CO₂-Neutralität von Kommunen bis zum Jahr 2050, 2014, S. 14 f.)

5 EMISSIONSBUDGETS

Für die Frage, in welchem Umfang der Klimawandel aufgrund anthropogener Treibhausgasemissionen eintritt, ist nicht die Menge der Treibhausgasemissionen in einem Zieljahr, sondern die Summe der Treibhausgasemissionen über längere Zeiträume (z. B. 2015-2050) entscheidend. Dieser naturwissenschaftliche Fakt führt zur Idee von Emissionsbudgets. Das sind Zielmengen für die Summe der Treibhausgasemissionen von Akteuren oder Akteursgruppen über einen längeren Zeitraum. In diesem Kapitel wird beschrieben, wie die Idee eines Emissionsbudgets im Rahmen der Bewertung der Transformationsszenarien genutzt wird.

Nach Kenntnis der Autoren wurde das Konzept der Emissionsbudgets bisher noch nie auf einen einzelnen Energieakteur angewendet. Folglich existiert bisher für die sich stellenden methodischen Fragen zur Abgrenzung der Emissionen keine etablierte Praxis auf die sich die Autoren stützen können. Die Machbarkeitsstudie ist daher in Bezug auf das Emissionsbudget ein Prototyp über den diskutiert werden kann. Bei dieser Diskussion und insbesondere der Ergebnisdiskussion sollte jedoch beachtet werden, dass alle Sektoren und Akteure auf dem Berliner Wärmemarkt sehr anspruchsvolle Klimaziele übernehmen müssen.

5.1 Grundlagen zu Emissionsbudgets

Mit der Abschaltung der Kohleheizkraftwerke Reuter West und Moabit bis spätestens 2030 wird insbesondere das Ziel verfolgt, einen Beitrag zur Erreichung der Berliner Klimaschutzziele zu leisten (siehe Kapitel 1). Emissionsbudgets können dabei eine wichtige Vergleichsgröße sein, um zu beurteilen, ob und inwieweit die verschiedenen Transformationsszenarien einen Beitrag zum Klimaschutz leisten.

Unter einem Emissionsbudget wird hier eine kumulierte Menge von CO₂-Emissionen über einen Zeitraum bis 2050 verstanden, bei deren Einhaltung mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit die Erhöhung der globalen Mitteltemperatur auf einen bestimmten Wert begrenzt werden kann^{19,20}. Ein Emissionsbudget bietet hierbei den Vorteil von Flexibilität für die betroffenen Akteure: Maßstab und Vergleichswert ist nicht ein starrer, jährlicher Reduktionspfad, sondern die Einhaltung bzw. Unterschreitung einer kumulierten Obergrenze über einen Zeitraum bis zum Zieljahr, hier das Jahr 2050. Schnelle Reduktionserfolge zu Beginn eines solchen Betrachtungszeitraumes schaffen dann entsprechend mehr Handlungsspielraum in der längerfristigen Perspektive und schaffen zudem einen Anreiz zum möglichst schnellen Ausstieg aus der Kohlenutzung im hier betrachteten Fernwärmeversorgungssystem VG1.

Grundlage zur Ableitung derartiger Budgets sind umfangreiche Modellrechnungen und Analysen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)^{21,22}. In diesen Analysen wurden globale Emissionsbudgets hergeleitet, um den Anstieg der globalen Mitteltemperatur mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit auf ein bestimmtes Maß zu begrenzen. Einen Überblick gibt die folgende Tabelle 1.

¹⁹ (WBGU - Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für Globale Umweltveränderungen, 2009)

²⁰ (Öko-Institut e.V. & Prognos, 2017, S. 34)

²¹ (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2013)

²² (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2014)

B E T

Tabelle 1: Vom IPCC errechnete maximale Emissionsbudgets in Milliarden Tonnen CO₂ (Gt) für den Zeitraum 2015 bis 2050 in Abhängigkeit der Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung der Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs²³

		Eintrittswahrscheinlichkeit		
		33 %	50 %	66 %
Max. Anstieg 1,5 °C	[Gt CO ₂]	690	390	240
Max. Anstieg 2 °C	[Gt CO ₂]	1.290	1.000	890
Max. Anstieg 3 °C	[Gt CO ₂]	3.090	2.640	2.240

Als Vergleichsgröße wird im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie das Szenario zugrunde gelegt, welches mit einer Wahrscheinlichkeit von mindestens 66 % (P66) erwarten lässt, dass der Anstieg der globalen Mitteltemperatur auf unter 2 °C ($\Delta T \leq 2 \text{ °C}$) begrenzt werden kann. Mit der hohen Wahrscheinlichkeit von 66 % wird damit den Beschlüssen des Pariser Klimaschutzabkommens weitgehend Rechnung getragen.

Der Wert der weltweiten CO₂-Emissionen lag 2015 bei rund 40,6 Gt/a²⁴. Bei einer linearen Fortschreibung dieser jährlichen Emissionen wäre demnach das weltweite Emissionsbudget bereits nach etwa 22 Jahren (also beginnend 2015 bis 2037) aufgebraucht (statische Reichweite²⁵). Ohne weltweite Reduktion der jährlichen Emissionsraten dürfte demnach ab 2038 kein anthropogen verursachtes CO₂ mehr in die Atmosphäre ausgestoßen werden.

5.2 Herleitung eines Emissionsbudgets für die Fernwärme in Berlin

Um auf Basis des globalen Emissionsbudgets in Höhe von 890 Gt CO₂ für das hier zu betrachtende Fernwärmesystem der VWB abzuleiten, ist zunächst für Deutschland ein länderbezogenes Emissionsbudget zu ermitteln. Hierfür sind verschiedene Ansätze möglich:

- Aufteilung auf Basis der länderspezifischen Emissionen des Jahres 2015
- Aufteilung auf Basis volkswirtschaftlicher, länderspezifischer Kenngrößen (z. B. Bruttosozialprodukt)
- Aufteilung auf Basis von Einwohnerzahlen je Land
- Aufteilung auf Basis der „historischen Schuld“ (je höher der bisherige Pro-Kopf-Ausstoß von CO₂-Emissionen, desto niedriger das Restbudget pro Kopf)

In Anlehnung an die Studie des Öko-Instituts und von Prognos²⁶ wird hier die Ableitung eines Emissionsbudgets auf Basis von Einwohnerzahlen in Höhe von 1,1 % des globalen Budgets gewählt. Die Aufteilung auf der Basis der Einwohnerzahlen mit demografischem Referenzjahr am Beginn des Budgetzeitraums wird auch vom

²³ (Öko-Institut e.V. & Prognos, 2017, S. 34, Tabelle 4-1)

²⁴ (Öko-Institut e.V. & Prognos, 2017, S. 39, Tabelle 4-2)

²⁵ Die statische Reichweite gibt an, wie lange das Emissionsbudget bei unveränderten Emissionen ausreicht.

²⁶ (Öko-Institut e.V. & Prognos, 2017, S. 37 ff.)

Wissenschaftlichen Beirat der Bundesregierung für Globale Umweltveränderungen als Option „Zukunftsverantwortung“ vorgeschlagen²⁷. Dieser Schlüssel führt zu einer weltweiten Gleichbehandlung ab dem Jahr 2015 und ergibt ein Emissionsbudget von rd. 9,9 Mrd. t CO₂ für Deutschland²⁸.

In einem weiteren Schritt wird dieses deutschlandweite Budget auf die einzelnen Sektoren geschlüsselt. Ziel ist die Zuweisung eines entsprechenden CO₂-Budgets für das in Kapitel 2 beschriebene Fernwärmesystem der VWB. Da in diesem System aufgrund der Kraftwerk-Wärme-Kopplung sowohl Wärme als auch Strom erzeugt werden, ist die Betrachtung und Zuweisung auf Basis der jeweiligen Strom- und Wärmerzeugungsmengen vorzunehmen. Für die Schlüsselung wird wiederum das Jahr 2015 herangezogen.

Grundlage für die sektorspezifischen CO₂-Emissionen sind die Erhebungen des Umweltbundesamtes zu den energiebedingten Treibhausgasemissionen²⁹ (vgl. Abbildung 11). Demnach entfallen auf die Energiewirtschaft³⁰ im Jahr 2015 rund 336 Mio. t CO₂, auf die Wärmebereitstellung (Feuerungsanlagen) im Bereich Haushalte 88 Mio. t CO₂ sowie im Bereich Gewerbe/Handel/Dienstleistung weitere 44 Mio. t CO₂. Dies ergibt in Summe 467 Mio. t CO₂ für die strom- und wärmebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland, was einem Anteil von 60,9 % an den gesamten Emissionen (767 Mio. t CO₂) entspricht. Daraus resultiert ein CO₂-Budget von rund 6,0 Gt CO₂ für den Strom- und Wärmesektor in Deutschland.

Nach Angaben von VWB betragen die strom- und wärmebedingten CO₂-Emissionen für das hier zu betrachtende Fernwärmesystem in 2015 rund 6,37 Mio. t CO₂. Das entspricht wiederum 1,36 % der deutschlandweiten strom- und wärmebedingten CO₂-Emissionen. Schlussendlich errechnet sich hieraus somit ein CO₂-Emissionsbudget für das Fernwärmesystem der VWB in Höhe von rund 82 Mio. t CO₂.

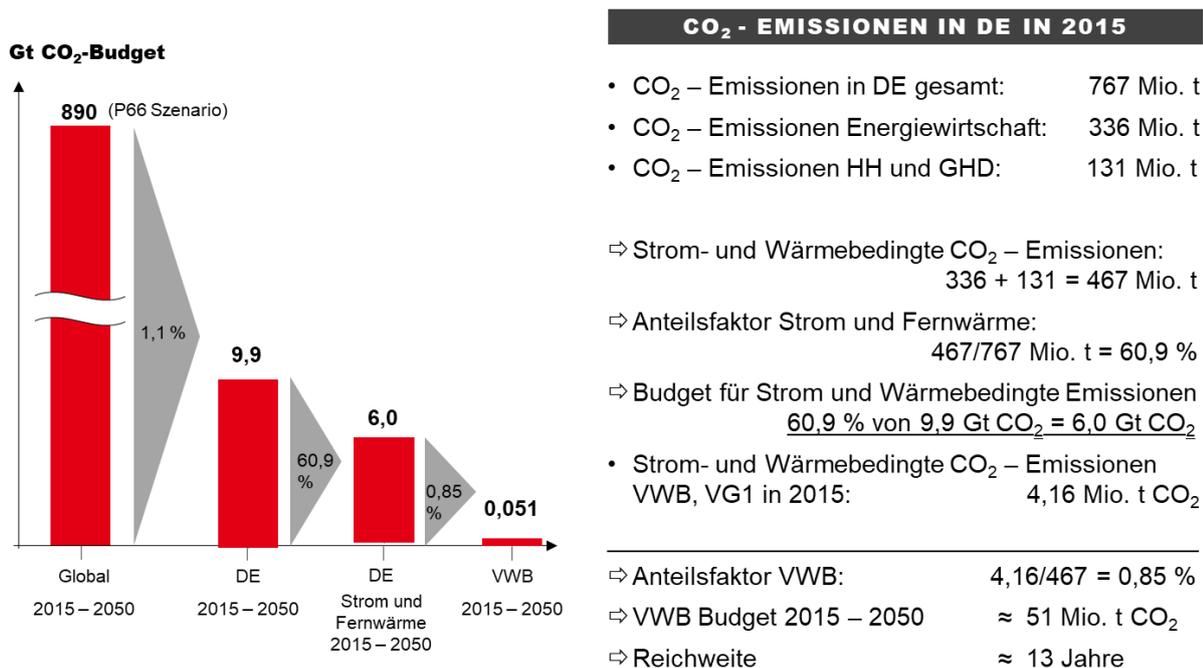


Abbildung 11: Ableitung eines Emissionsbudgets für das Fernwärmesystem der VWB in Berlin

Hieraus ergibt sich eine statische Reichweite von etwa 13 Jahren, gerechnet vom Jahr 2015 an. Der kurze Zeitraum macht deutlich, dass die Einhaltung eines solchen Budgets eine sofortige, drastische Reduzierung der CO₂-Emissionen erforderlich macht. Tatsächlich können realistischerweise für den Zeitbereich bis 2021

²⁷ (WBGU - Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für Globale Umweltveränderungen, 2009, S. 27)

²⁸ (Öko-Institut e.V. & Prognos, 2017, S. 39, Tabelle 4-2)

²⁹ (Umweltbundesamt, 2018)

³⁰ Im wesentlichen Stromerzeugung; Wärmeauskopplung im Rahmen von KWK wird nicht gesondert ausgewiesen.

B E T

keine Maßnahmen zusätzlich zu den bereits getroffenen Entscheidungen der VWB (z. B. Ersatz des Braunkohlekraftwerks Klingenberg in 2017, Stilllegung des Kohleblocks Reuter C bis 2021) erwartet bzw. umgesetzt werden, da Ersatzmaßnahmen einen mehrjährigen Vorlauf benötigen.

Grundsätzlich sei hier deshalb noch einmal klargestellt, dass ein derart hergeleitetes Emissionsbudget bisher in Deutschland keine rechtliche Verbindlichkeit aufweist. Es dient als Vergleichsgröße zur Einordnung eines CP-Szenarios sowie der zu erstellenden Transformationsszenarien inkl. der Sensitivitäten. Ein Budget räumt dem jeweils betroffenen Unternehmen gewisse Flexibilität hinsichtlich der zeitlichen Ausgestaltung seiner Transformationen (Anpassung des Erzeugungsmixes, Stilllegungszeitpunkte einzelner Anlagen) ein. Daher wird die Einhaltung bzw. Nicht-Einhaltung des Emissionsbudgets im Nachgang zur Einsatzsimulation ausgewertet. Der Einsatzsimulation wird jedoch keine Bedingung zur Einhaltung des Budgets vorgegeben.

Die Ableitung des dargestellten Emissionsbudgets stellt zunächst auf das Emissionsbudget der VWB im Zeitraum 2015-2050 ab. Die zu erstellenden Transformationsszenarien hingegen umfassen das Versorgungsgebiet VG1. Demzufolge ist es erforderlich, das Emissionsbudget auf diese Teilmenge des Fernwärmesystems der VWB herunterzurechnen. Diese Herunterskalierung des Emissionsbudgets auf das Versorgungsgebiet erfolgt analog zu den obigen Herleitungen durch Verhältnisrechnungen der CO₂-Emissionen 2015. Da die CO₂-Emissionen des VG1 im Jahr 2015 etwa 62 % der Gesamtemissionen der VWB betragen, ergibt sich für die weitere Verwendung im Rahmen dieses Gutachtens ein Emissionsbudget für das zu betrachtende Fernwärmesystem in Höhe von 51 Mio. t CO₂ für den Zeitraum 2015 bis 2050.

Abschließend sei angemerkt, dass die Herleitung eines Emissionsbudgets bei anderen denkbaren Schlüssellösungen zu abweichenden Ergebnissen kommt. Würde man für die Ableitung des Budgets für das Land Berlin z. B. das Verhältnis der Einwohnerzahlen Berlins (rund 3,6 Mio. EW) in Relation zu Deutschland (rund 82 Mio. EW) verwenden, ergäbe sich für das Fernwärmesystem der VWB ein Wert von 140 Mio. t CO₂, entsprechend einer statischen Reichweite in Höhe von rund 22 Jahren. Dieser deutlich höhere Wert erklärt sich aus dem im Vergleich zu Deutschland deutlich niedrigeren spezifischen Primärenergieverbrauch (PEV) des Landes pro Einwohner im Vergleich zu Deutschland³¹. Bei Anwendung dieser Herleitungsmethode würde somit die Fernwärmeversorgung der VWB von niedrigeren spezifischen PEV pro Einwohner profitieren, was aber nicht verursachungsgerecht wäre.

Als weitere Schlüssel käme das Verhältnis der CO₂-Emissionen des Landes Berlin (auf Basis der Verursacherbilanz) in Relation zu den CO₂-Emissionen Deutschlands in Betracht. Diese Methode würde zu einem Budget für das VWB-Fernwärmesystem in Höhe von rund 79 Mio. t führen, also ein etwas niedrigerer Wert als im gewählten Ansatz. Der Verursacherbilanz liegt hierbei die Anwendung der finnischen Methode bei der Herleitung der strombedingten Emissionen zugrunde. Der finnischen Methode liegen dabei Referenzkraftwerke mit Referenzwirkungsgraden zugrunde, die aber nur bedingt die strombedingten Emissionen des Landes erklären (siehe dazu auch Kapitel 5.3). Aus diesem Grund wurde dieser Ansatz im vorliegenden Gutachten ebenfalls nicht weiterverfolgt.

5.3 Ermittlung der Emissionen der Fernwärme in Berlin

Der Herleitung des Emissionsbudgets für das VWB-System liegt, wie in Kapitel 5.2 dargelegt, die Mengenbilanz der (überwiegend gekoppelten) Strom- und Wärmeerzeugung der Anlagen der VWB zugrunde. Bei der Erarbeitung der verschiedenen Szenarien der Fernwärmeversorgung muss beachtet werden, dass sich sowohl der Mix aus Strom- und Wärmeerzeugung als auch der Anteil der Fernwärme am Wärmemarkt in Berlin ändern kann und wird. Die alleinige Anwendung der Quellenbilanz, also der gesamthaften anlagenbezogenen CO₂-Emissionen für die Strom- und Wärmeerzeugung des Fernsystems der VWB wäre in diesem Zusammenhang nicht sachgerecht, da sich aus den genannten Veränderungen beim Erzeugungsmix und beim Marktanteil der Fernwärme externe Effekte ergeben, die dann nicht berücksichtigt würden. Dies betrifft die folgenden Faktoren:

³¹ (Amt für Statistik Berlin-Brandenburg, 2014, S. 15, Tabelle 2.3)

B E T

- Nicht in der Quellenbilanz berücksichtigte CO₂-Emissionen durch den Einsatz von Strom zur Erzeugung von Wärme (I)
- Veränderungen der Stromerzeugungsmengen der VWB gegenüber dem Status quo (II) und
- Veränderungen der Wärmeerzeugungsmengen infolge von Erweiterungen und Verdichtungen des FW-Versorgungsgebiets (III).

Stromeinsatz zur Wärmeerzeugung (I): Emissionen durch den Einsatz von Strom in der Wärmeerzeugung ergeben sich beispielsweise durch elektrisch angetriebene Großwärmepumpen, PtH-Anlagen, PtG-Anlagen etc. Wenn diese Anlagen für die Wärmeerzeugung betrieben werden und der hierfür notwendige Strom nicht durch die KWK-Anlagen im Untersuchungsraum erzeugt wird, sondern dem öffentlichen Netz entnommen wird, entstehen Emissionen, die in der Quellenbilanz nicht berücksichtigt werden. Diese Emissionen tragen aber zur Inanspruchnahme des Emissionsbudgets bei und müssen deswegen zusätzlich zur Quellenbilanz betrachtet werden. Dabei ist die Herkunft des Stroms zum Betrieb z. B. einer PtH-Anlage von entscheidender Bedeutung: Kommt der Strom physikalisch aus einer EE-Anlage, ist er emissionsfrei, kommt er z. B. aus einem deutschen Strommix, ist er mit entsprechenden CO₂-Emissionen verbunden. Im vorliegenden Gutachten werden die Emissionen des Stromeinsatzes im Fall eines Strombezugs aus dem öffentlichen Netz stundengenau durch Multiplikation des Stromeinsatzes mit dem Emissionsfaktor des in der jeweiligen Stunde preissetzenden Grenzkraftwerks ermittelt.

Die gewählte Methode bildet damit modellhaft die tatsächlichen, physikalisch bedingten Interaktionen beim Stromeinsatz für die Wärmeerzeugung ab. Insbesondere wird mit dieser methodischen Vorgehensweise sichergestellt, dass virtuelle Stromprodukte (z. B. ein Grünstromlieferant) nicht in die Bewertung einbezogen werden. Der Ausschluss virtueller Stromprodukte ist sachgerecht, da virtuelle Stromprodukte die Stromnachfrage genauso wenig ändern wie den Einsatz der bestehenden EE-Stromerzeugungsanlagen, da diese wetterabhängig sind. Damit ändern virtuelle Stromprodukte die Gesamtbilanz der CO₂-Emissionen kurzfristig nicht. Der Wert von virtuellen Stromprodukten besteht darin, dass die Käufer derartiger Produkte zusätzliche Anreize für den Aufbau erneuerbarer Energien setzen und damit den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung beschleunigen. Die Entscheidung hierüber betrifft nicht die Fernwärmeversorgung und deswegen sind virtuelle Stromprodukte in der Machbarkeitsstudie nicht weiter behandelt.

Änderungen der Stromerzeugungsmengen (II): Veränderungen der Stromerzeugungsmengen gegenüber dem Status quo können zu höheren oder geringeren Emissionen der KWK-Anlagen führen. Als Status quo ist hierbei die Stromerzeugung des Jahres 2021 festgelegt. Würde zum Beispiel die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung im Untersuchungsraum reduziert, führte dies in direkter Wirkung zu einer Absenkung der Emissionen aus Quellen im Untersuchungsraum. In einer zweiten Wirkungskette im Stromversorgungssystem müsste der nicht mehr lokal erzeugte Strom durch Mehrerzeugung anderer Kraftwerke im deutschen Strommarkt (unter Berücksichtigung des europäischen Stromaustausches) erzeugt werden. Dies führt wiederum zu CO₂-Emissionen. Entsprechendes gilt bei einer Erhöhung einer lokalen KWK-Stromerzeugung, bei welcher die Stromerzeugung in anderen Kraftwerken verdrängt wird.

Um diesen Sachverhalt möglichst sachgerecht zu berücksichtigen, wird die Strommehr- oder Mindererzeugung der KWK-Anlagen im Versorgungsgebiet in Relation zum deutschen Strommarkt jeweils stundengenau gegenüber dem Status quo bestimmt und dann mit dem Emissionsfaktor des preissetzenden Grenzkraftwerks multipliziert. Ein Beispiel: Angenommen in einer Stunde wird in den KWK-Anlagen im Untersuchungsraum mehr Strom erzeugt als 2021. Ist das preissetzende Kraftwerk in dieser Stunde z. B. eine EE-Anlage, dann wird die Strommehrerzeugung mit null bewertet, ist es ein Steinkohlekraftwerk, dann werden die spezifischen CO₂-Emissionen des Steinkohlekraftwerks mit der Strommehrerzeugung multipliziert. Es ergibt sich für diese Stunde ein Strombonus, der von den Emissionen aus Quellen abgezogen wird.

Die Basis für die Ermittlung der Stromboni bzw. Strommalusse sind die konsistenten Strommarktszenarien, welche die stündliche Stromerzeugung im deutschen Strommarkt konsistent zu den verschiedenen Transformationsszenarien abbilden (vgl. Kapitel 6). Im Rahmen der Strommarktmodellierung wird entsprechend der

B E T

Funktionsweise des Stromgroßhandelsmarktes eine stündliche Merit-Order der Kraftwerke ermittelt. Somit kann für jede Stunde eines Jahres das preissetzende Grenzkraftwerk bestimmt werden.

Änderungen der Wärmeerzeugungsmengen (III): Neben dem Bonus-Malus Modell für veränderte Stromerzeugung bzw. Stromnachfrage wird auch ein veränderter Marktanteil der Fernwärmeversorgung am Gesamtwärmemarkt und damit die Änderung der Wärmeerzeugungsmengen berücksichtigt. Entsprechend der in Kapitel 7 vorgestellten Fernwärmebedarfsszenarien ist – auch konsistent mit den Vorgaben des BEK 2030³² sowie der Machbarkeitsstudie klimaneutrales Berlin 2050³³ von einem steigenden Marktanteil der Fernwärme am Berliner Wärmemarkt auszugehen. Bei erhöhtem Marktanteil der Fernwärme werden entsprechende Emissionen anderer, dezentraler Feuerungswärmetechnologien (z. B. Ölheizungen) verdrängt. Hierfür muss für das Fernwärmesystem entsprechend eine Gutschrift angesetzt werden.

Anders als im Strommarkt stößt die Verdrängungsmethode auf die methodische Schwierigkeit, dass letztlich über den Zeitverlauf Annahmen getroffen werden müssen, welche einzelnen Gebäude mit welchen jeweiligen Technologien verdrängt werden. Des Weiteren müssen gebäudescharf für den Wärmebonus Annahmen zu verbesserten CO₂-armen Technologien je Gebäude, das neu an die Fernwärme angeschlossen wird, getroffen werden. Aufgrund der Vielzahl zu treffender Annahmen und zum Teil fehlender Angaben (ein gebäudescharfer Wärmeatlas liegt derzeit nicht vor) wird hier ein anderer Ansatz gewählt.

Der Bonus bzw. Malus der durch Netzverdichtung und Erweiterung zusätzlich versorgter Objekte erzielt wird, wird mit den spezifischen Wärmeemissionen des jeweiligen Fernwärmesystems der Transformationsszenarien bewertet. Diese werden nach der systemischen Methode der B E T ermittelt (vgl. Kapitel 9.4.). Die so ermittelte Wärmegutschrift wird von den Emissionen aus Quellen abgezogen, damit wird der Anstieg der CO₂-Emissionen durch gestiegene Wärmeerzeugungsmengen in Folge der Erweiterungen und Verdichtungen neutralisiert.

Die gewählte Methode führt zu einer deutlich geringeren Wärmegutschrift als eine Anwendung der Verdrängungsmethode, bei der die Emissionsminderungen einer Umstellung von Öl und Gasheizungen berücksichtigt werden. Die gewählte Methode führt deswegen tendenziell zu einer Unterschätzung der erfolgten Emissionsminderungen.

³² (Der Senat von Berlin , 2018, S. 39)

³³ (Potsdam Institut für Klimafolgenabschätzung (PIK), 2014, S. 108, Tabelle 17)

6 ENERGIEMARKTSZENARIOEN

In diesem Kapitel werden verschiedene Energiemarktszenarien beschrieben, die in der Machbarkeitsstudie entwickelt werden. Diese bilden unterschiedliche Entwicklungen des Energiemarktes und der energiepolitischen Rahmenbedingungen ab. Zwei der erstellten Szenarien beziehen sich hierbei auf das Erreichen bestimmter Emissionseinsparziele (Klimaschutzszenarien), das dritte Szenario stellt die Entwicklung bei gleichbleibender Politik (Current Policies) dar. Die Prämissen für die Energiemarktszenarien werden auf Basis dreier anerkannter Studien abgeleitet und dargestellt. Es erfolgt eine Gegenüberstellung wesentlicher Kennzahlen und Preisentwicklungen der Szenarien. Schließlich werden die regulatorischen Rahmenbedingungen für die drei Szenarien erläutert.

6.1 Methodisches Vorgehen zur Ableitung der Energiemarktszenarien

Wie bereits in Kapitel 4 beschrieben, bedarf es für die Erstellung und Bewertung der Transformationspfade für den Ersatz der Kohlekraftwerke der VWB unterschiedlicher Energiemarktszenarien. Sowohl die Energiemarktszenarien und die Szenarien zur Entwicklung des Wärmebedarfs stellen dabei den Rahmen für die Entwicklung der Transformationspfade dar.

Da sowohl die langfristige politische, wie auch wirtschaftliche Entwicklung mit Unsicherheiten behaftet ist, werden drei Energiemarktszenarien mit unterschiedlichen Ausrichtungen erstellt. Bei zweien dieser Szenarien steht der Klimaschutz mit einem unterschiedlichen Erreichungsgrad der Emissionseinsparziele im Vordergrund. Diesen beiden Szenarien wird ein drittes Szenario gegenübergestellt, das die Fortschreibung der derzeitigen Energiepolitik zum Gegenstand hat (Current Policies) und in dem die Emissionseinsparziele verfehlt werden. In der Ausgestaltung der Energiemarktszenarien erfolgt eine detaillierte Betrachtung bis 2030 mit einem langfristigen Ausblick bis zum Jahr 2050.

Wesentlich ist dabei, dass diese Szenarien eine in sich konsistente Entwicklung der europäischen und insbesondere der deutschen Energiemärkte abbilden. Zusätzlich müssen sie untereinander ausreichend verschieden sein, damit sie eine ausreichende Bandbreite möglicher Entwicklungen abdecken. Schwerpunkt stellt dabei der Stromsektor dar, dessen Ausgestaltung im Einklang mit der Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr erfolgen muss.

Das Schema in Abbildung 12 stellt den grundsätzlichen Aufbau eines Energiemarktszenarios dar. Grundlage eines jeden Szenarios stellt die Festlegung von globalpolitischen und -ökonomischen Entwicklungen dar, in der Regel sind diese beiden Entwicklungen kausal miteinander verbunden. Insbesondere weltweit handelbare Brennstoffe hängen von den internationalen klimapolitischen Entwicklungen ab, aber auch regional eingeschränkte Einflussgrößen (wie der CO₂-Emissionshandelspreis) werden beispielsweise aufgrund der weltweiten Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft durch die internationalen Entwicklungen bedingt. Nach Festlegung der weltweiten Entwicklungen erfolgt die Ausgestaltung der deutschlandweiten (und auch europaweiten) Entwicklungen. Um die Konsistenz innerhalb eines Szenarios zu wahren, müssen auch an dieser Stelle Abhängigkeiten von der weltweiten Klimapolitik berücksichtigt werden. So darf die deutsche Entwicklung beispielsweise nicht gegen rechtsverbindliche internationale Abkommen verstoßen. Im Zuge der Festlegung des Energiemarktszenarios wird daher die allgemeine Entwicklung der deutschen Klimaschutzpolitik festgelegt inklusive der Zielerreichung in 2050 oder auch 2030 (in allen Sektoren) sowie der dazu genutzten Instrumente (z. B. CO₂-Steuern, regulatorischer Kohleausstieg). Entsprechend der genutzten Instrumentarien werden die Entwicklungen in allen Sektoren detailliert ausgestaltet. Für die Erstellung der Energiemarktszenarien wird das Fundamentalmodell der B E T für den europäischen Strommarkt eingesetzt. Da dieses Fundamentalmodell auf den Stromsektor fokussiert, werden aus den verbleibenden Sektoren nur deren Rückwirkung auf den Stromsektor quantifiziert. Eine detaillierte Modellierung des bundesweiten bzw. europäischen Verkehrs- oder Wärmesektors findet nicht statt. Stattdessen werden die entsprechenden Entwicklungen aus öffentlich verfügbaren Studien abgeleitet.

B E T

Weltweite Entwicklungen, u. a.

- Entwicklung der internationalen Klimapolitik
- Entwicklung der internationalen Brennstoffpreise und des (EU-)Emissionshandelspreises

Deutschlandweite Entwicklungen, u. a.

- Allg. Entwicklung der deutschen Klimaschutzpolitik (alle Sektoren), Zielerreichung & Instrumente
- Klimaschutzpolitik in den Sektoren Verkehr, Industrie, private Haushalte bzw. Gebäude
- Entwicklung der Energieeffizienz
- Allg. wirtschaftliche Entwicklung

Entwicklungen des EU / D – Strommarkts, u. a.



Abbildung 12: Struktureller Aufbau eines Energiemarktszenarios

Der letzte Schritt in der Erstellung des Energiemarktszenarios stellt die Quantifizierung der Entwicklungen des Stromsektors dar. Dabei werden sowohl Annahmen in Bezug auf die Angebotsseite getroffen (z. B. Entwicklungspfad der erneuerbaren Energien, Kohle- und Kernenergieausstiege, Ausbau von Interkonnektoren) wie auch auf die Entwicklung der Nachfrage (z. B. Lastentwicklung aus Wärme und Verkehr, Auswirkung von Effizienzmaßnahmen, Lastverschiebepotenziale, Speichertechnologien). Diese Quantifizierung muss im Einklang mit den vorab festgelegten deutschlandweiten Entwicklungen stehen (z. B. bei der Stromnachfrage aus Sektorkopplung). Aus dem Abgleich von Angebot und Nachfrage lassen sich anschließend wesentliche Kenngrößen wie z. B. die Strompreise ableiten.

Die hier eingesetzten Energiemarktszenarien werden mit Hilfe von mathematischen Modellen erstellt. Diese bilden komplexe Wirkzusammenhänge ab und erlauben es, auf Basis von unterschiedlichen Prämissensets in sich konsistente Szenarien zu erstellen. Wesentlich ist dabei das fundamentale Strommarktmodell „B E T – EuroMod“, welches den europäischen Strommarkt detailliert abbildet. Auf Basis von Annahmen zu langfristigen Entwicklungen (z. B. Stromnachfrage, Kraftwerksparks, Brennstoffpreise) werden durch das Modell Projektionen der relevanten abgeleiteten Kenngrößen (z. B. Kraftwerkszubauten, Stromerzeugung, Emissionen, Strompreise, Marktwerte der erneuerbaren Energien) erstellt. Der Zusammenschluss aus Prämissen und Modellergebnissen bildet ein konsistentes Energiemarktszenario. Dabei sind die Projektionen nicht im Sinne von Prognosen anzusehen, sondern bilden die Konsequenz der Wirkzusammenhänge ab („wenn-dann“). Eine detaillierte Beschreibung der eingesetzten Modelle findet sich im Anhang.

Wie oben bereits beschrieben, liegt der Fokus der Modellierung auf dem europäischen Stromsektor, daher wird zur Ableitung der Entwicklungen der übrigen Sektoren auf existierende Studien zurückgegriffen. Für die Erstellung der Szenarien werden drei Studien ausgewertet, welche alle einen ganzheitlichen Blick auf die deutsche Energiewirtschaft haben und die alle Sektoren sehr detailliert abbilden. Alle Studien beinhalten mehrere, unterschiedliche Szenarien, welche sich an klimapolitischen Entwicklungen orientieren. Aufgrund der unterschiedlich gewählten Rahmenbedingungen (Prämissen), ergeben sich in den Energiemarktszenarien teilweise stark unterschiedliche Zielzustände. Durch Nutzung der drei in der Branche anerkannten Studien wird daher ein ausreichend diversifizierter „Möglichkeitenraum“ aufgespannt. Die drei genutzten Studien werden in Tabelle 2 kurz beschrieben:

Tabelle 2: Übersicht über die Studien zur Ableitung der Entwicklungen in den übrigen Sektoren

Studie	Szenarien
<p>Klimaschutzszenario 2050</p> <ul style="list-style-type: none"> • Auftraggeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit • Verfasser: Öko-Institut e.V.; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung • Veröffentlichungsdatum: Dezember 2015 	<ul style="list-style-type: none"> • Aktuelle Maßnahmen Szenario 2015: Alle Maßnahmen werden berücksichtigt, die bis Oktober 2012 ergriffen worden sind, und sie werden bis 2050 fortgeschrieben. • Klimaschutzszenario 80: Erreichen der im Energiekonzept der Bundesregierung festgelegten Ziele für Treibhausgasemissionen (Einsparung von 80 % gegenüber 1990 als Mindestziel), Erneuerbare Energien und Energieeffizienz • Klimaschutzszenario 95: Erreichen der im Energiekonzept der Bundesregierung festgelegten Ziele für Treibhausgasemissionen (Einsparung von 95 % gegenüber 1990 als oberer Wert der Zielsetzung), Erneuerbare Energien und Energieeffizienz
<p>Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland</p> <ul style="list-style-type: none"> • Auftraggeber: Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie • Verfasser: Consentec GmbH., Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH; Technische Universität Wien; M-Five; TEP Energy GmbH • Veröffentlichungsdatum: September 2017 	<ul style="list-style-type: none"> • Referenzszenario: Derzeit existierende Förderpolitiken laufen bis zu ihrem planmäßigen Ende weiter, werden danach aber nicht wieder aufgesetzt. Eine Verschärfung von etablierten Standards und Ordnungspolitiken findet nicht statt. • Basisszenario: Erreichbarkeit energie- und klimapolitische Ziele (Anteil EE, 80 % CO₂) zu möglichst geringen Kosten. Als extrem empfundene Lösungen werden nicht in Richtung einer als „kompromissfähiger“ vermuteten abgeschwächt. (So wird beispielsweise eine starke Konzentration des Windausbaus im Norden Deutschlands unterstellt, ohne dass dabei die gesellschaftliche oder politische Akzeptanz berücksichtigt wird)
<p>Klimapfade für Deutschland</p> <ul style="list-style-type: none"> • Auftraggeber: Bundesverband der Deutschen Industrie • Verfasser: The Boston Consulting Group (BCG); Prognos • Veröffentlichungsdatum: Januar 2018 	<ul style="list-style-type: none"> • Referenzszenario: Fortschreibung historischer Trends sowie aktueller Politik- und Technologieentwicklungen • 80 % Klimapfad: volkswirtschaftlich kostengünstigster, realistischer Weg zur Erreichung der Emissionsreduktionsziele bis 2050 (praktische Restriktionen sowie gesellschaftliche und politische Akzeptanzbeschränkungen werden berücksichtigt), in 2050 werden 80 % Emissionsreduktion gegenüber 1990 erreicht • 95 % Klimapfad: volkswirtschaftlich kostengünstigster, realistischer Weg zur Erreichung der Emissionsreduktionsziele bis 2050 (praktische Restriktionen sowie gesellschaftliche und politische Akzeptanzbeschränkungen werden berücksichtigt), in 2050 werden 95 % Emissionsreduktion gegenüber 1990 erreicht

In Anlehnung an diese Studien werden Prämissen für die drei im Rahmen der Machbarkeitsstudie zu erstellenden Szenarien abgeleitet, welche unterschiedliche Entwicklungen der Sektoren der deutschen Energiewirtschaft beschreiben. Für die Entwicklung des europäischen Auslandes wird auf die von der EU Kommission verfasste Studie „EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050“ zurückgegriffen. Diese stellt eine detaillierte Langfristbetrachtung aller EU-Länder auf Basis der bis Dezember 2014 verabschiedeten Gesetze und Maßnahmen (sowohl auf EU-weiter wie auch auf nationaler Ebene) dar. Da je nach Alter der jeweiligen Studie, einzelne Projektionen veraltet sind (z. B. im Falle von bereits heute deutlich höheren EE-Kapazitäten) oder wesentliche neue Rahmenbedingungen nicht mitberücksichtigt wurden (z. B. die sektoralen Ziele des Klimaschutzplans), erschwert dies die Vergleichbarkeit der Entwicklungen in den jeweiligen Szenarien teilweise zusätzlich. Bei Nutzung von älteren Studien in den drei Szenarien werden diese entsprechend der derzeitigen Entwicklungen aktualisiert bzw. modifiziert.

Die grundsätzliche klimapolitische Entwicklung und Zielerreichung in 2050 stellt die wesentliche gemeinsame Stellgröße aller drei herangezogenen Studien dar. Die Entwicklung der Emissionen für alle Szenarien ist in Abbildung 13 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Referenzszenarien in 2020, 2030 und 2050 eine Zielverfehlung in sehr ähnlicher Größenordnung sehen. In denjenigen Szenarien, in denen eine ausschließliche Fortschreibung aktueller Politik- und Technologieentwicklungen angenommen wird, kommt es in 2050 zu einer

B E T

Treibhausgasreduktion von 60 bis 65 % gegenüber dem Wert von 1990. In den anderen Szenarien ergibt sich dagegen eine größere Bandbreite bei der Treibhausgasreduktion (80 bis 95 %).

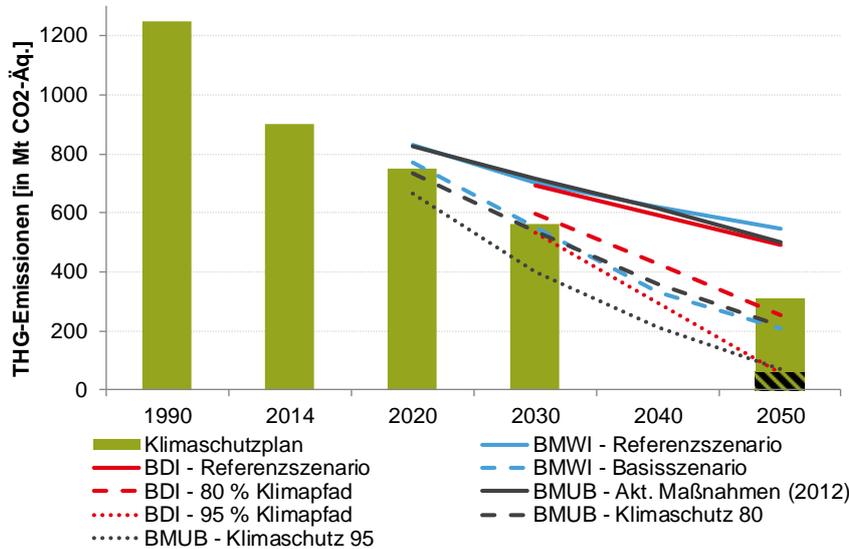


Abbildung 13: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in den untersuchten Studien

Übereinstimmende Ergebnisse aus den Studien für den Stromsektor lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Ohne eine vorzeitige Reduktion der Kohleverstromung verfehlt Deutschland seine langfristigen Klimaziele.
- Aufgrund der Sektorkopplung kommt es langfristig zu einem Anstieg der Stromnachfrage, trotz Einsparungen aufgrund von Effizienzgewinnen. Die Stromnachfrage der neuen Verbraucher in Folge der Sektorkopplung ist in Abhängigkeit von der Zielerreichung der Emissionsreduktion ähnlich hoch (mit Ausnahme von Power-to-Gas), vergleiche die Darstellung in Abbildung 14.
- Die Power-to-Gas Technologie wird nur in Szenarien mit einer 95 %-igen Treibhausgas Reduktion eingesetzt. Eine ausschließlich inländische Power-to-Gas Produktion würde zu einer extrem hohen Stromnachfrage und einem dementsprechend notwendigem (überproportionalen) EE-Ausbau in Deutschland führen. Daher werden wesentliche Mengen grünes Gas durch Importe bereitgestellt.

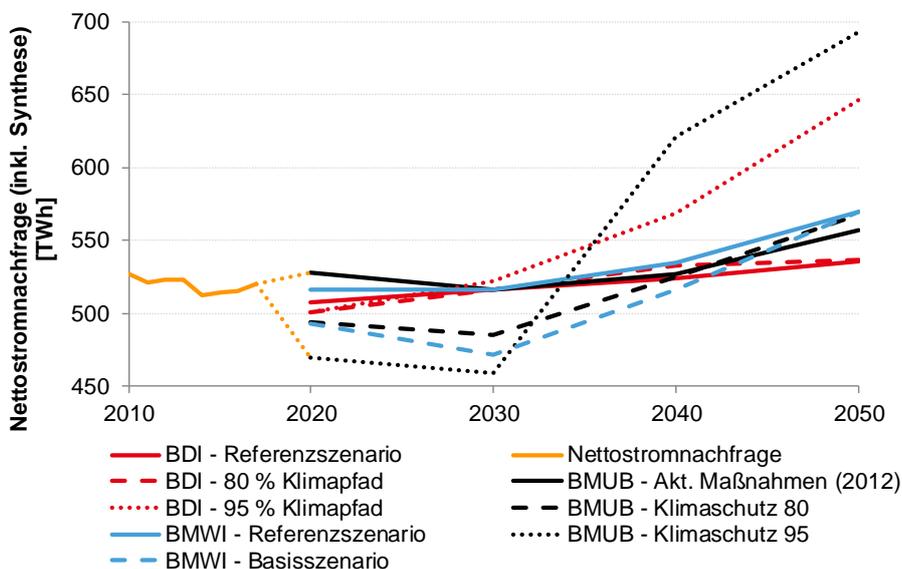


Abbildung 14: Entwicklung der Stromnachfrage in den untersuchten Studien

B E T

Im Bereich der Wärme für Haushalte und den Dienstleistungssektor kommt es aufgrund von Sanierung und steigender Effizienz grundsätzlich zu einem Rückgang der Wärmenachfrage. Der Umfang des Rückgangs hängt stark von der erreichten Sanierungsrate und -tiefe ab. Insbesondere hier zeigen sich Unterschiede in den Studien (vgl. Tabelle 2), was auf die unterschiedliche Bewertung der politischen Durchsetzungsfähigkeit und Leistbarkeit der Bauindustrie in Bezug auf Sanierungsmaßnahmen zurückgeführt werden kann.

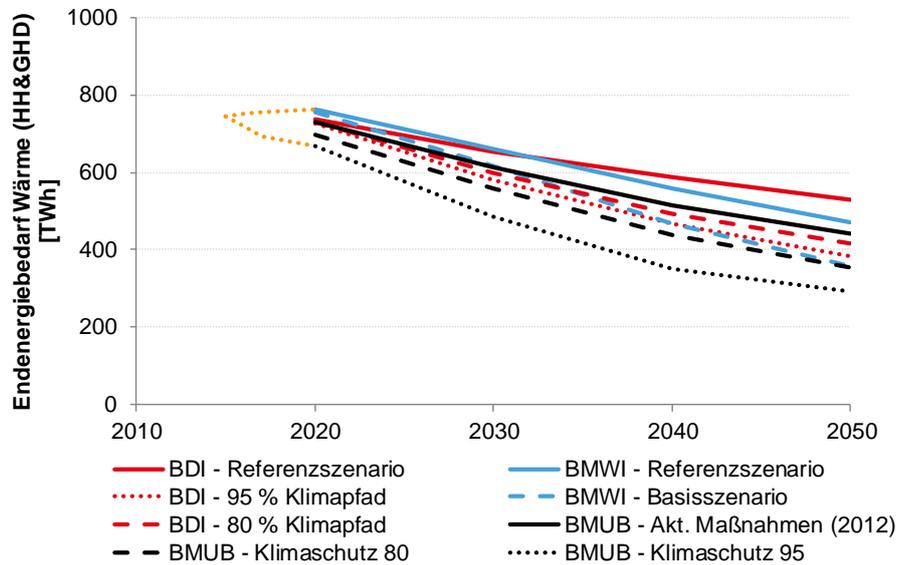


Abbildung 15: Entwicklung der Wärmenachfrage in den untersuchten Studien

Auf Basis dieser gemeinsamen Eckdaten werden in dieser Machbarkeitsstudie drei Energiemarktszenarien entwickelt, welche sich strukturell an den oben genannten Studien orientieren:

- Klimaschutz 95 (nachfolgend als KS 95 bezeichnet): Ein ambitioniertes Klimaschutzszenario, welches das 95 % Reduktionsziel in 2050 erreicht. Neben einer stark ausgeprägten Sektorkopplung wird langfristig auch grünes Gas eingesetzt.
- Klimaschutz 80 (nachfolgend: KS 80): Ein Klimaschutzszenario, welches das 80 % Reduktionsziel in 2050 erreicht.
- Current Policies (nachfolgend: CP): Ein Szenario, in dem die Klimaziele verfehlt werden, da die unternehmen Anstrengungen nicht ausreichend sind.

Dabei werden einzelne Prämissen aus den zugrunde gelegten Studien auf den Stand von 2018 aktualisiert, um den jüngsten politischen Entwicklungen bis zum Zeitpunkt der Erstellung der Energiemarktszenarien Rechnung zu tragen. So werden u. a. die im Koalitionsvertrag formulierten Ziele und Maßnahmen (z. B. Sonderausschreibungen) berücksichtigt. Eine vergleichende Gegenüberstellung zwischen den wesentlichen Kenngrößen der B E T Szenarien und denen aus den Studien findet sich in Abschnitt 6.2.4, die Eckpunkte der drei Szenarien sind in Abbildung 16 aufgezeigt.

B E T

	KS 95	KS 80	Current Policies
Geschichte	Aufgrund einer starken klimapolitischen Entwicklung erreicht Deutschland eine THG-Reduktion von 95 % in 2050	Durch eine weniger ambitionierte Klimapolitik als im KS 95 Szenario erreicht Deutschland eine THG-Reduktion von 80 % in 2050	Die aktuelle politische Entwicklung wird weiter fortgeschrieben. Auf diese Art erreicht Deutschland eine THG-Reduktion von etwa 70 % in 2050
Brennstoffpreise	Mittelfristig ein Anstieg der Preise, langfristig ein Abflachen aufgrund geringerer Nachfrage	Mittelfristig ein Anstieg der Preise, langfristig ein Abflachen aufgrund geringerer Nachfrage	Der Anstieg der Preise hält an, wenn auch mit geringerem Wachstum
CO₂-Handel	Langfristig starker Anstieg der Zertifikatspreise	Langfristig deutlicher Anstieg der Zertifikatspreise	Anstieg der Preise erfolgt, aber entfaltet keine Lenkungswirkung
Wärme-sektor	Reduktion der Nachfrage durch Sanierungsmaßnahmen um 50 % in 2050, Wärmedeckung durch Strom, Fernwärme und EE-Gas	Reduktion der Nachfrage durch Sanierungsmaßnahmen um 45 % in 2050, Wärmedeckung durch Strom, Fernwärme und konventionelles Gas	Reduktion der Nachfrage durch Sanierungsmaßnahmen um 35 % in 2050, Power-to-Heat und Fernwärmeversorgung nehmen zu, Erdgas behält jedoch einen signifikanten Marktanteil
Kohleausstieg in D	Kohleausstieg bis 2030 abgeschlossen	Kohleausstieg bis 2035 abgeschlossen	Kohleausstieg bis 2040 abgeschlossen
EE-Ausbau	Erreichung des 65 % Zieles in 2030, der finale Park in 2050 ermöglicht die Einhaltung des 95 % Reduktionszieles	Erreichung des 65 % Zieles in 2030, der finale Park in 2050 ermöglicht die Einhaltung des 80 % Reduktionszieles	Ausbau im Einklang mit den Zielen des EEG, im Jahr 2050 wird mindestens 80 % der Nachfrage aus EE gedeckt
Stromnachfrage	Stagnation bis 2030 aufgrund von Effizienzgewinnen, dann starker Anstieg um 130 TWh	Stagnation bis 2030 aufgrund von Effizienzgewinnen, dann moderater Anstieg um 80 TWh	Stagnation bis 2030 aufgrund von Effizienzgewinnen, dann leichter Anstieg um 55 TWh

Abbildung 16: Tabellarische Gegenüberstellung der wesentlichen Eckpunkte der drei Szenarien

Die in den Szenarien unterstellten Preisentwicklungen für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate orientieren sich für die kurzfristige Sicht (Frontjahre bis 2022) an den Preisen für die am Terminmarkt handelbaren Future-Produkte (Stichtag 15.03.2018). Für die Langfristentwicklung wird u. a. auf die Szenarien des World Energy Outlooks 2017 (WEO, veröffentlicht im November 2017) zurückgegriffen. Der WEO wird jährlich von der International Energy Agency erstellt und liefert in drei unterschiedliche Langfristszenarien Datensätze für die Entwicklungen der weltweiten Energiemärkte. Die Szenarien werden dabei auf Basis von verschiedenen weltpolitischen Entwicklungen ermittelt:

- Current Policies (als Basis für das Energiemarktszenario CP): Für das Szenario wird angenommen, dass alle Gesetze und Maßnahmen mit Einfluss auf die Energiemärkte, die bis Mitte 2017 umgesetzt, wie geplant in Kraft treten werden und nicht verstärkt oder abgeschwächt werden.
- New Policies (als Basis für das Energiemarktszenario KS 80): Neben den Entwicklungen des Current Policies Szenarios werden auch bis Mitte 2017 getätigte Zusicherungen berücksichtigt, unabhängig davon ob die dafür notwendigen Maßnahmen bereits umgesetzt wurden.
- Sustainable Development (als Basis für das Energiemarktszenario KS 95): Der unterstellte Maßnahmenkatalog wird zusätzlich um die Eingriffe erweitert, die notwendig sind, um weltweit die Ziele des Klimaabkommens von Paris zu erreichen, sowie die UN Entwicklungsziele für Luftqualität und universellen Zugang zu Elektrizität.

Die für die ersten Jahre verwendeten Terminpreise werden nicht mit den absoluten Werten, sondern mit den Steigungen der WEO Szenarien fortgeschrieben. Somit weichen die in dieser Studie genutzten Preise auch bei Nutzung von WEO Szenarien vom absoluten WEO-Preisniveau ab, orientieren sich jedoch an diesem.

6.2 Wesentliche Eckdaten der drei Energiemarktszenarien

6.2.1 Klimaschutzscenario 95 (KS 95)

In diesem Szenario wird von einer ambitionierten und koordinierten klimapolitischen Entwicklung in Europa und Deutschland ausgegangen. Auf diese Art erreicht Deutschland im Jahr 2050 eine Treibhausgasreduktion von 95 % gegenüber 1990. Ein stetiger Anstieg der erneuerbaren Energien, ein starker Ausbau der Batteriespeicherkapazitäten sowie ein steigender Anteil von grünem Gas in der Stromerzeugung sorgen dafür, dass die deutsche Stromerzeugung in 2050 emissionsfrei ist.

Ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung auf der Bundesebene ist in diesem Szenario bis 2030 abgeschlossen, neue Gaskraftwerke, zusätzliche erneuerbare Energien und Importe decken die entstehende Versorgungslücke. Insbesondere ab der zweiten Hälfte der 20er Jahre werden Braun- und Steinkohlekraftwerke in großem Umfang stillgelegt (Vergleiche Abbildung 17). Neben grundsätzlich erhöhten Importen aus Frankreich, kann der Kohlestrom auch durch signifikante Import von niederländischem Offshore-Windstrom kompensiert werden.

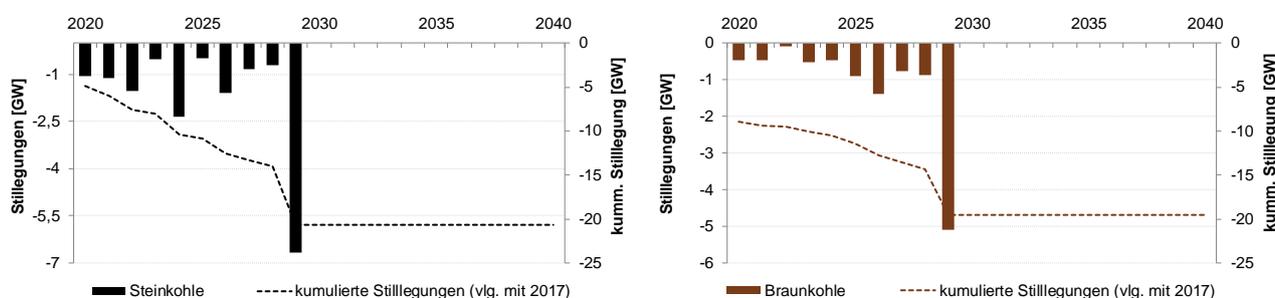


Abbildung 17: Entwicklung der Kohlekapazitäten im KS 95³⁴

Zur Emissionsreduktion der Sektoren außerhalb des Stromsektors wird eine koordinierte Sektorkopplung unterstellt. Für die Ausgestaltung des Wärmesektors werden die im Szenario „95 % Klimapfad“³⁵ beschriebenen Entwicklungen unterstellt. Durch Sanierungsmaßnahmen kommt es zu einer Reduktion der Wärmenachfrage um 50 % in 2050. Die Wärmedeckung erfolgt vornehmlich durch Strom, Fernwärme und (importiertes) EE-Gas. Die Entwicklung des Verkehrssektors und seine Rückwirkungen auf den Stromsektor sind dem Szenario „Klimaschutzscenario 95“³⁶ entnommen. Für die Entwicklung der sonstigen Stromnachfrage wird das „Basiszenario“³⁷ genutzt. Wesentliche Anpassung ist hier, dass abweichend eine höhere Kompensation durch Effizienzgewinne unterstellt wird, so dass die Stromnachfrage bis 2030 stagniert. Anschließend kommt es durch die Sektorkopplung zu einem starken Anstieg um 130 TWh bis 2050. Die grundsätzliche Entwicklung des Bruttostromverbrauchs kann Abbildung 18 entnommen werden. Es bleibt festzuhalten, dass sich die Stromnachfrage im KS 95 und im KS 80 ausschließlich durch die gesteigerte Sektorkopplung unterscheidet.

³⁴ Darstellung der zum Ende des jeweiligen Modelljahres stillgelegten Kapazitäten. Kapazitäten die zwischen zwei Modelljahren stillgelegt werden, sind dem vorhergehenden Modelljahr zugeordnet.

³⁵ (The Boston Consulting Group & Prognos, 2018, S. 220)

³⁶ (Öko-Institut e.V. & Fraunhofer ISI, 2015, S. 234 ff.)

³⁷ (Fraunhofer ISI & Consentec GmbH & ifeu, 2017, S. 220)

B E T

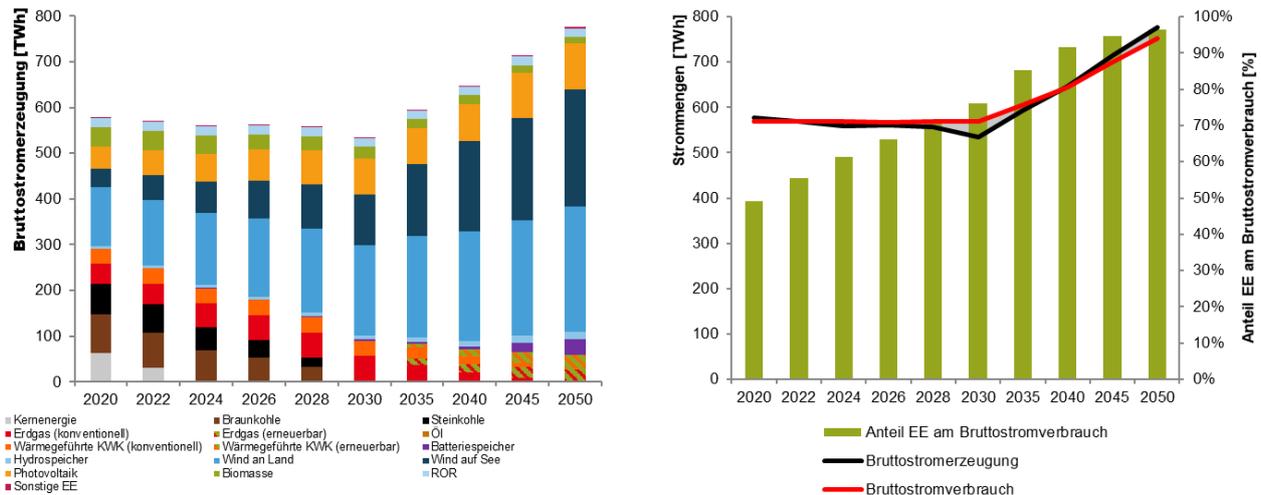


Abbildung 18: Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung und Entwicklung des EE-Anteils des Bruttostromverbrauchs im KS 95³⁸

Die Stilllegung der Kohlekraftwerke in den 20er Jahren wird neben dem Zubau von Erdgaskraftwerken im Umfang von 14 GW bis 2030 auch durch einen fokussierten Ausbau der erneuerbaren Energien kompensiert. Die Erdgaskraftwerke übernehmen hierbei die Aufgabe, gesicherte Leistung zur Verfügung zu stellen, im Gegensatz zu den wetterabhängigen erneuerbaren Energien, die keine gesicherte Leistung bieten können. So steigt die Erzeugung aus Windenergie von etwa 160 TWh/a in 2020 auf bis zu 560 TWh/a in 2050. Die unterstellten Wachstumsraten für die erneuerbaren Energien orientieren sich dabei an den Daten des „95 % Klimapfad“³⁹, jedoch wird abweichend zusätzliche Erzeugungskapazität aus den im Koalitionsvertrag festgelegten Sonderausschreibungen unterstellt. In 2030 werden damit bereits mehr als 75 % des Bruttostromverbrauchs durch Erneuerbare gedeckt. Beginnend in den 30er Jahren wird ein sukzessiver Einsatz von grünem Gas in der Stromerzeugung unterstellt, langfristig wird auf diese Art eine vollständige Dekarbonisierung der Stromerzeugung in 2050 erreicht. Im Jahr 2050 werden im Stromsektor etwa 60 TWh durch erneuerbares Gas erzeugt, grundsätzlich werden grüne Brennstoffe aber auch im Industrie- und Verkehrssektor eingesetzt. Die wesentliche Quelle für die Brennstoffe stellen dabei Importe dar, in der Stromnachfrage ist die Power-2-X Industrie im Jahr 2050 mit einem Stromverbrauch von 65 TWh berücksichtigt. Gemäß den entsprechenden Szenariodaten wird die inländische Produktion im Jahr 2050 um einen Import von 340 TWh an erneuerbaren Brennstoffen ergänzt. Diese werden dabei in Ländern mit besseren Bedingungen für erneuerbare Energien hergestellt, z. B. solche mit weniger Flächenrestriktionen oder umfangreichen Verfügbarkeiten von Wind und Sonne mit möglichst vielen Volllaststunden. In der Darstellung in Abbildung 18 wird bei der Bestimmung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch die Stromerzeugung aus Speichern nicht als erneuerbarer Strom gewertet⁴⁰, somit beträgt der Anteil in der Darstellung nur 96 %.

³⁸ Bruttostromerzeugung versteht sich hier als Nettostromerzeugung plus Kraftwerkseigenverbrauch und Transportnetzverlusten, Bruttostromverbrauch versteht sich als Summe aus Bruttostromerzeugung und Austauschsaldo

³⁹ (The Boston Consulting Group & Prognos, 2018, S. 67)

⁴⁰ Der aus Speichern erzeugte Strom wird in Statistiken nicht als „erneuerbar“ geführt (Ausnahme sind Speicher mit ausschließlich natürlichem Zufluss), da der Erzeugungsmix zum Zeitpunkt der Einspeicherung nicht nachgehalten wird.

B E T

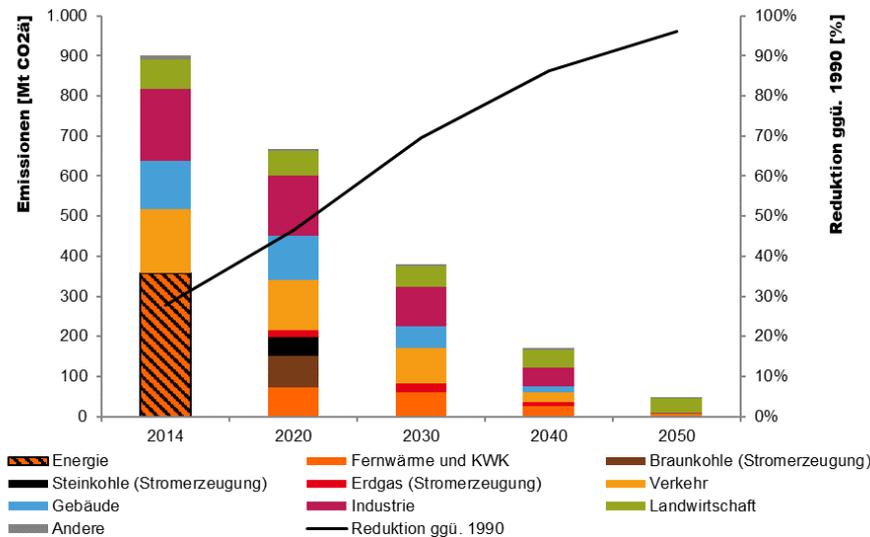


Abbildung 19: Die sektorübergreifende Emissionsbilanz im KS 95⁴¹

Da das B E T Energiemarktmodell ausschließlich den europäischen Stromsektor abbildet, werden die Entwicklungen der Emissionen der übrigen Sektoren aus den im Szenario verwendeten Studien abgeleitet. Dazu werden die Emissionsbilanzen der jeweiligen Studien auf die im Klimaschutzplan festgelegten Handlungsfelder aggregiert. Für die Stromerzeugung werden die Emissionsbilanzen des Fundamentalmodells genutzt. Die Emissionsentwicklung im KS 95-Szenario ist in Abbildung 19 dargestellt. So werden für die Handlungsfelder Industrie und Landwirtschaft die Emissionsentwicklung des „Basisszenario“⁴², für Gebäude die des Szenarios „95 % Klimapfad“⁴³ und für den Verkehrssektor die des „Klimaschutzszenario 95“⁴⁴ genutzt. In 2030 werden in allen Handlungsfeldern die Ziele des Klimaschutzplans erreicht, in 2050 betragen die deutschlandweiten Emissionen weniger als 5 % des Wertes von 1990. Dabei sind sowohl die Handlungsfelder Gebäude wie auch die Stromerzeugung vollständig dekarbonisiert, das Handlungsfeld Landwirtschaft trägt zu mehr als 70 % zu den verbleibenden Emissionen bei.

6.2.2 Klimaschutzszenario 80 (KS 80)

Das Klimaschutzszenario 80 – nachfolgend als KS 80 bezeichnet - orientiert sich am KS 95, geht jedoch von einer weniger ambitionierten klimapolitischen Entwicklung aus. Im Jahr 2050 erreicht Deutschland somit eine Treibhausgasreduktion von 80 % gegenüber 2050. Dies entspricht dem unteren Wert aus der Bandbreite der Zielsetzung von Deutschland (80 % bis 95 %), die auf das Energiekonzept der deutschen Bundesregierung aus dem Jahr 2010 zurückgeht. Eine vollständige Dekarbonisierung der deutschen Stromerzeugung wird dabei nicht erreicht, der Einsatz von erneuerbarem Gas wird nicht unterstellt, so dass Gaskraftwerke als fossile Erzeuger im System verbleiben. Diese Annahme basiert auf der zugrundeliegenden Studienlandschaft, welche auf Basis von Zielszenarien den volkswirtschaftlich kostenoptimalen CO₂-Reduktionspfad ableitet. Dabei stellt der Einsatz von erneuerbarem Gas eine wesentliche Voraussetzung für ein 95 %-iges Reduktionsszenario dar. Er ist jedoch nicht zwingend für die Erreichung des 80 % Ziels. Aufgrund der aktuell erwarteten hohen CO₂-Vermeidungskosten der flächendeckenden Power-to-Gas Industrie wird eine Markteinführung daher nicht berücksichtigt.

⁴¹ Die Emissionsbilanzen außerhalb der Stromerzeugung basieren auf dem Studienrahmen aus welchem die wesentlichen Reduktionsmaßnahmen und Rückwirkungen auf den Stromsektor abgeleitet werden.

⁴² (Fraunhofer ISI & Consentec GmbH & ifeu, 2017, S. 311 f.)

⁴³ (The Boston Consulting Group & Prognos, 2018, S. 64)

⁴⁴ (Öko-Institut e.V. & Fraunhofer ISI, 2015, S. 243)

B E T

Der Ausstieg aus der Kohleverstromung ist in diesem Szenario bis 2035 abgeschlossen und damit fünf Jahre später als im Szenario KS 95. Aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien ist der Zubau neuer Gaskraftwerke erst in 2030 notwendig. Bis 2035 werden etwa 17 GW neu gebaut. Da in diesem Szenario wesentliche Kohlekapazitäten erst zwischen 30 und 35 stillgelegt werden (vgl. die Darstellung in Abbildung 20), behält Deutschland mittelfristig seine Rolle als Nettoexporteur von Strom, auch wenn große Mengen von niederländischem Offshore-Windstrom importiert werden.

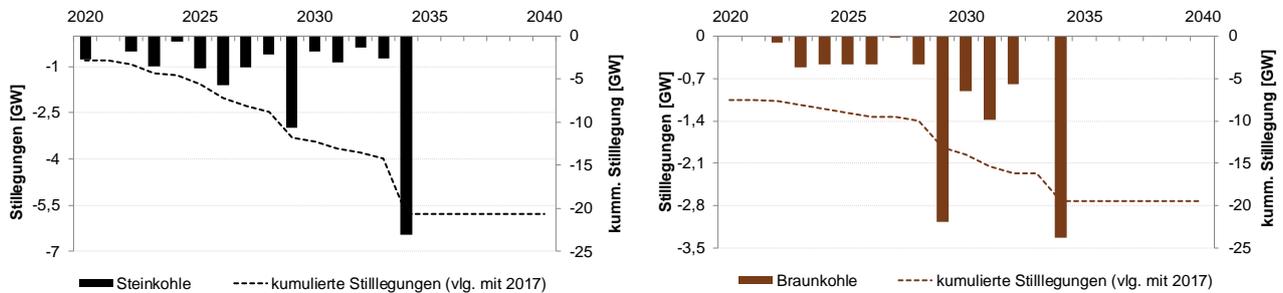


Abbildung 20: Entwicklung der Kohlekapazitäten im KS 80⁴⁵

Auch in diesem Szenario erfolgt die Emissionsreduktion in allen Sektoren durch eine Kopplung mit dem Stromsektor. Die Rückwirkungen des Wärmesektors auf den Stromsektor basieren auf den im Szenario „80 % Klimapfad“⁴⁶ beschriebenen Entwicklungen. Durch Sanierungsmaßnahmen kommt es zu einer Reduktion der Wärmenachfrage um 45 % in 2050. Die Wärmedeckung erfolgt vornehmlich durch Strom, Fernwärme und konventionelles Erdgas. Für die Entwicklung des Verkehrssektors und seine Rückwirkungen auf den Stromsektor und die Entwicklung der sonstigen Stromnachfrage wird das „Basisszenario“⁴⁷ genutzt. Ebenso wie im KS 95 wird hier eine höhere Kompensation durch Effizienzgewinne unterstellt, so dass die Stromnachfrage bis 2030 stagniert. Durch die Sektorkopplung kommt es anschließend zu einem Anstieg um 80 TWh bis 2050. Die grundsätzliche Entwicklung des Bruttostromverbrauchs kann Abbildung 21 entnommen werden.

⁴⁵ Darstellung der zum Ende des jeweiligen Modelljahres stillgelegten Kapazitäten. Kapazitäten die zwischen zwei Modelljahren stillgelegt werden, sind dem vorhergehenden Modelljahr zugeordnet.

⁴⁶ (The Boston Consulting Group & Prognos, 2018, S. 221)

⁴⁷ (Fraunhofer ISI & Consentec GmbH & ifeu, 2017, S. 75 und 220)

B E T

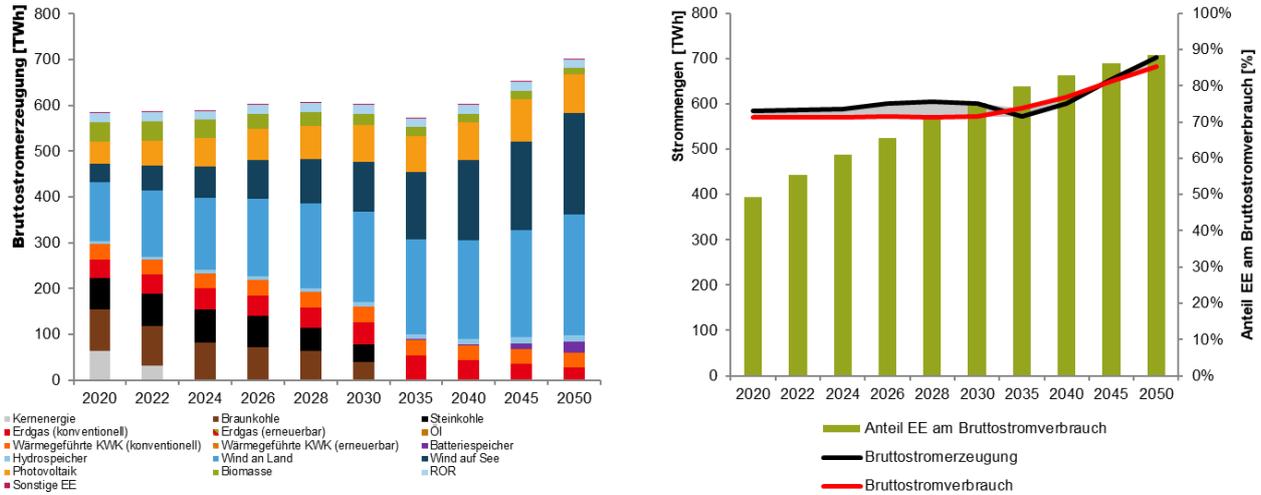


Abbildung 21: Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung und Entwicklung des EE-Anteils des Bruttostromverbrauchs im KS 80⁴⁸

In den 20er Jahren reicht der starke Zubau von erneuerbaren Energien aus, um den Kraftwerksrückgang zu kompensieren. Dabei wird für die Wachstumsraten der Erneuerbaren bis 2030 ebenfalls das Wachstum aus dem Szenario „95 % Klimapfad“ unterstellt, analog zum KS 95 werden zusätzliche Kapazitäten aus den Sonderausschreibungen unterstellt. Ab 2030 werden die geringeren Wachstumsraten des „80 % Klimapfad“ genutzt⁴⁹. Auch in diesem Szenario stellt Windenergie die wesentliche Erzeugungstechnologie dar, die Erzeugung verdreifacht sich von in etwa 160 TWh/a in 2020 auf bis zu 490 TWh/a in 2050. In 2030 werden analog zum KS 95 mehr als 75 % des Bruttostromverbrauchs durch Erneuerbare gedeckt, dieser Wert steigt wie in Abbildung 22 dargestellt auf etwa 88 % in 2050. Zu diesem Zeitpunkt stellen Speicher und Gaskraftwerke die einzigen nicht-erneuerbaren Erzeuger im deutschen Erzeugungsmix dar.

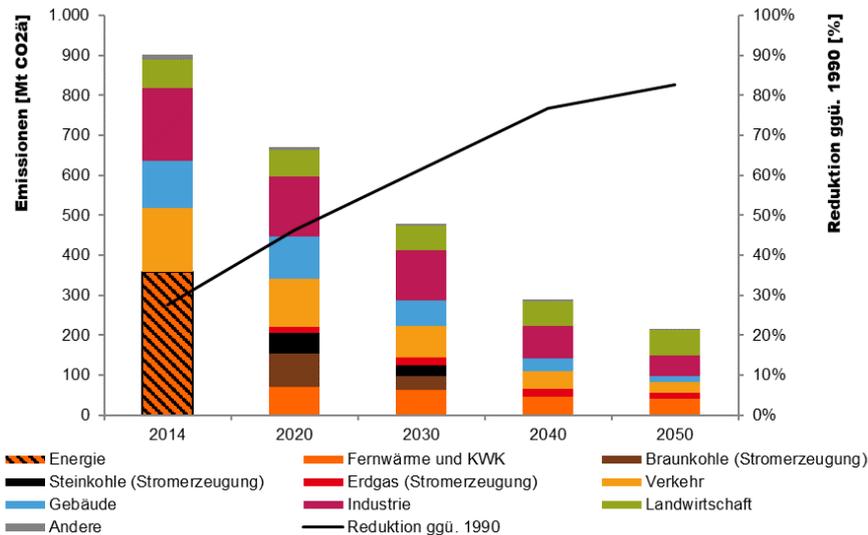


Abbildung 22: Die sektorübergreifende Emissionsbilanz im KS 80⁵⁰

⁴⁸ Bruttostromerzeugung versteht sich hier als Nettostromerzeugung plus Kraftwerkseigenverbrauch und Transportnetzverlusten, Bruttostromverbrauch versteht sich als Summe aus Bruttostromerzeugung und Austauschsaldo

⁴⁹ (The Boston Consulting Group & Prognos, 2018, S. 56)

⁵⁰ Die Emissionsbilanzen außerhalb der Stromerzeugung basieren auf dem Studienrahmen aus welchem die wesentlichen Reduktionsmaßnahmen und Rückwirkungen auf den Stromsektor abgeleitet werden.

Die Emissionsentwicklung des KS 80 wird nach dem in Kapitel 6.2.1 beschriebenen Vorgehen abgeleitet und ist in Abbildung 22 dargestellt. Für das Handlungsfeld Gebäude werden dementsprechend die Daten des Szenarios „80 % Klimapfad“⁵¹ genutzt, für alle übrigen Handlungsfelder die Daten des „Basisszenario“⁵². Da in diesem Szenario die Ziele des Handlungsfelds „Landwirtschaft“ für 2030 verfehlt werden, erreicht auch das KS 80 in diesem Bereich nicht die Ziele des Klimaschutzplans. In allen übrigen Handlungsfeldern werden die Ziele des Klimaschutzplans erreicht. In 2050 betragen die deutschlandweiten Emissionen weniger als 20 % des Wertes von 1990, dabei macht das Handlungsfeld Energie etwa 26 % der verbliebenen Emissionen aus, und ist damit weitestgehend gleichauf mit den Handlungsfeldern Landwirtschaft (29 %) und Industrie (24 %).

6.2.3 Current Policies Szenario (CP)

Wesentliche Annahme für das Current Policies Szenario stellt die Fortschreibung der zum Zeitpunkt der Erstellung der Energiemarktszenarien (2018) gültigen klimapolitischen Entwicklung in Deutschland und Europa dar. Bereits verabschiedete Maßnahmen werden weiter fortgeschrieben, jedoch nicht verschärft. Abweichend von der aktuellen Gesetzeslage wird ein vollständiger Kohleausstieg bis 2040 unterstellt. Aufgrund aller Maßnahmen erreicht Deutschland in 2050 eine Treibhausgasreduktion von etwa 60 % gegenüber 1990.

Der Ausstieg aus der Kohleverstromung ist in diesem Szenario bis 2040 abgeschlossen, in den 40er Jahren müssen neue Gaskraftwerke zur Lastdeckung errichtet werden. Der Kohleausstiegspfad ist in Abbildung 23 dargestellt. Da der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht ausreicht, um den schrittweisen Rückgang der Erzeugungskapazitäten zu kompensieren, steigen die Stromimporte ab den 30er Jahren kontinuierlich an und Deutschland bleibt langfristig Nettoimporteur von Strom.

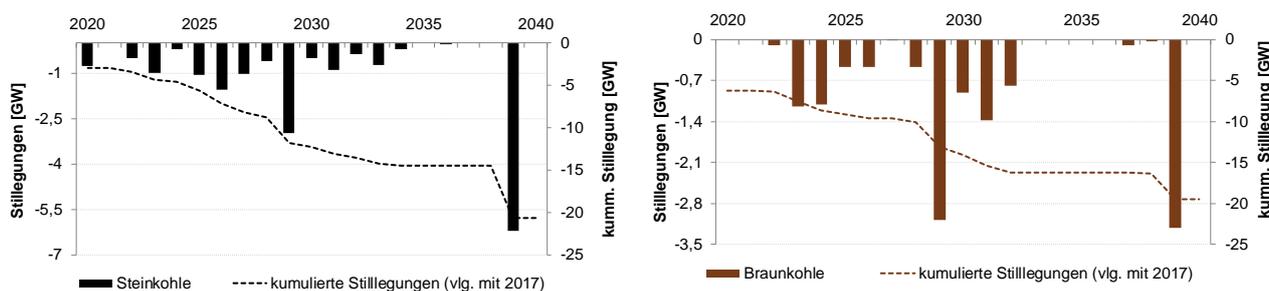


Abbildung 23: Entwicklung der Kohlekapazitäten im CP⁵³

Auch ohne gesonderte politische Anstrengung findet eine Kopplung der Sektoren Wärme, Verkehr und Strom statt, jedoch nicht in dem Umfang wie in den Klimaschutzszenarien. Insbesondere eine flächendeckende Elektrifizierung des Verkehrs findet nicht statt, die Auswirkungen auf die Stromnachfrage sind dem „Referenzszenario“⁵⁴ entnommen. Im Wärmesektor kommt es durch Sanierungsmaßnahmen zu einer Reduktion der Wärmenachfrage um 35 % bis 2050, die Wärmedeckung mit Power-to-Heat und Fernwärmeversorgung nehmen zu, Erdgas behält jedoch einen signifikanten Marktanteil. Für die Ausgestaltung der Fernwärme und der Wärmepumpen wird ebenfalls das „Referenzszenario“⁵⁵ genutzt. Da dieses Szenario jedoch keine Aussagen über die Entwicklung der existierenden Stromdirektheizungen macht, werden die entsprechenden Daten aus dem „Referenzszenario“⁵⁶ genutzt. Die Entwicklung der sonstigen Stromnachfrage wird ebenfalls dem „Referenzszenario“⁵⁷ entnommen, analog zu KS 80 und 95 wird eine höhere Kompensation durch Effizienzgewinne

⁵¹ (The Boston Consulting Group & Prognos, 2018, S. 55)

⁵² (Fraunhofer ISI & Consentec GmbH & ifeu, 2017, S. 8)

⁵³ Darstellung der zum Ende des jeweiligen Modelljahres stillgelegten Kapazitäten. Kapazitäten die zwischen zwei Modelljahren stillgelegt werden, sind dem vorhergehenden Modelljahr zugeordnet.

⁵⁴ (Fraunhofer ISI & Consentec GmbH & ifeu, 2017, S. 81)

⁵⁵ (Fraunhofer ISI & Consentec GmbH & ifeu, 2017, S. 159)

⁵⁶ (The Boston Consulting Group & Prognos, 2018, S. 223)

⁵⁷ (Fraunhofer ISI & Consentec GmbH & ifeu, 2017, S. 159)

B E T

unterstellt, so dass die Stromnachfrage bis 2030 stagniert. Durch die Sektorenkopplung kommt es anschließend zu einem Anstieg um 55 TWh bis 2050. Die grundsätzliche Entwicklung des Bruttostromverbrauchs kann Abbildung 24 entnommen werden.

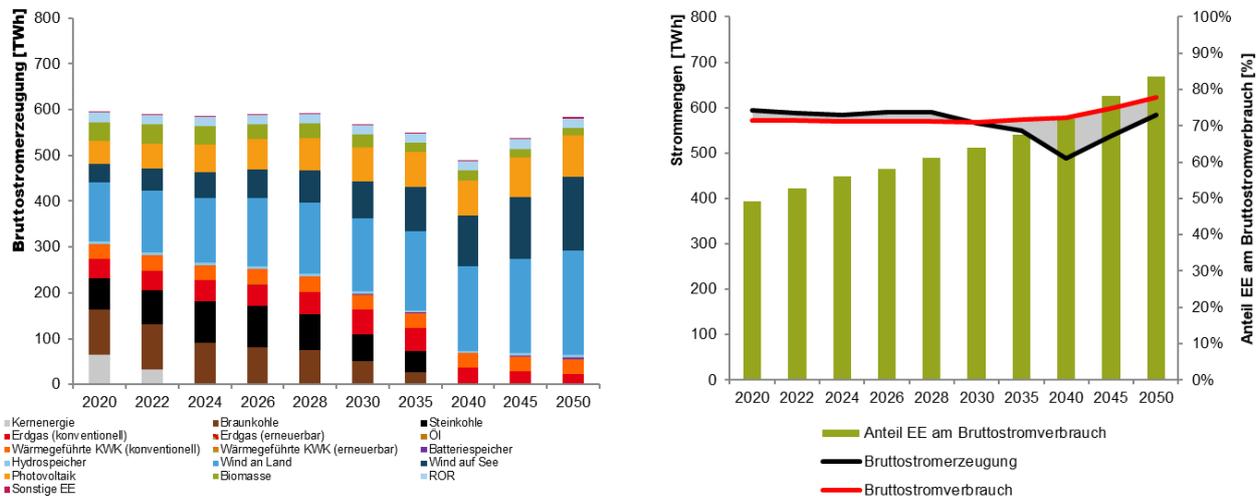


Abbildung 24: Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung und Entwicklung des EE-Anteils des Bruttostromverbrauchs im CP⁵⁸

Zwar wird die Stilllegung der Kohlekraftwerke in den 40er Jahren durch den Neubau von Gaskraftwerken teilweise kompensiert, jedoch steigen bis dahin die deutschen Stromimporte stark an. Wesentlicher Treiber hierfür ist die Entwicklung der erneuerbaren Energien: So steigen die Erzeugungskapazitäten kontinuierlich an, jedoch kann insbesondere der Rückbau von Onshore Windkraftanlagen, die in den 20er Jahren aus dem EEG fallen, nicht durch Neubauten überkompensiert werden, so dass die Erzeugung hier weitestgehend stagniert. Dabei wird unter anderem unterstellt, dass der Vorbehalt des Netzausbaus greift, unter dem die Zielmarke von 65 % aus dem Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung steht. Trotz der Berücksichtigung der Sonderausschreibungen wird diese Marke in 2030 leicht verfehlt. Die grundsätzliche Entwicklung der Erneuerbaren ist dabei an das „Referenzszenario“⁵⁹ angelehnt und erfüllt das langfristige EEG-Ziel eines 80 %-igen Anteils von Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch in 2050. Wie in Abbildung 24 dargestellt, wird trotz einer Zielverfehlung in den 30ern der wesentliche Anteil der deutschen Stromversorgung in 2050 aus Windenergie

⁵⁸ Bruttostromerzeugung versteht sich hier als Nettostromerzeugung plus Kraftwerkseigenverbrauch und Transportnetzverlusten, Bruttostromverbrauch versteht sich als Summe aus Bruttostromerzeugung und Austauschsaldo

⁵⁹ (The Boston Consulting Group & Prognos, 2018, S. 41)

bereitgestellt, die Erzeugung ist in 2050 mehr als doppelt so hoch wie in 2020, sie steigt von etwa 160 TWh/a auf bis zu 380 TWh/a.

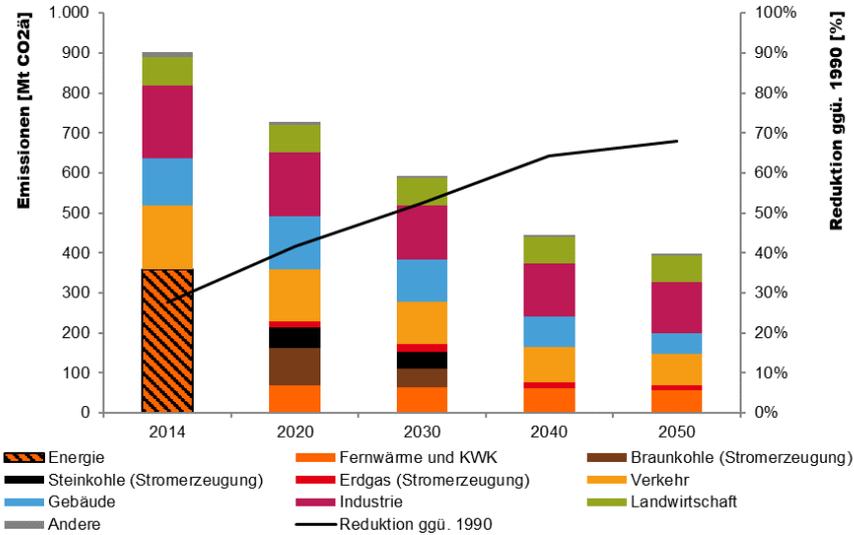


Abbildung 25: Die sektorübergreifende Emissionsbilanz im CP⁶⁰

Die Emissionsentwicklung des CP-Szenarios ist in Abbildung 25 dargestellt, Basis für die Sektoren außerhalb des Handlungsfelds „Energie“ stellt das „Referenzszenario“⁶¹ dar. Die Ziele des Klimaschutzplans werden für 2030 in den Handlungsfeldern „Industrie“ und „Energie“ erfüllt und in allen weiteren verfehlt. Wesentlicher Grund für die Zielerreichung im Feld „Energie“ in 2030 ist die Stilllegung von alten Braun- und Steinkohlekraftwerken in den 20er Jahren. In 2050 betragen die deutschlandweiten Emissionen noch immer mehr als 30 % des Wertes von 1990, insbesondere stellt sich in den 40er Jahren keine signifikante Verringerung der Emissionen mehr ein. In 2050 ist das Handlungsfeld „Industrie“ mit etwa 32 % für den Großteil der Emissionen verantwortlich, „Energie“ (17 %), „Verkehr“ (20 %) und „Landwirtschaft“ (17 %) liegen in etwa auf gleichem Niveau.

6.2.4 Vergleichende Gegenüberstellung der Energiemarktszenarien

In diesem Abschnitt werden die wesentlichen Kennzahlen der drei Szenarien gegenübergestellt. Dabei wird sich auf die Parameter beschränkt, welche für die schlussendliche Bewertung der Anlagenkonfigurationen für den Kohleausstieg in Berlin (CP-Szenario und Transformationsszenarien) benötigt werden. Diese sind neben den Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungen insbesondere die Großhandelsstrompreise für Deutschland. Für die Bewertungen der Anlagenkonfigurationen wird auch untersucht, in welchem Umfang durch die Maßnahme erneuerbarer Strom genutzt werden kann, welcher ansonsten abgeregelt werden müsste. Daher sind auch diese entsprechenden Energiemengen aufgeführt.

⁶⁰ Die Emissionsbilanzen außerhalb der Stromerzeugung basieren auf dem Studienrahmen aus welchem die wesentlichen Reduktionsmaßnahmen und Rückwirkungen auf den Stromsektor abgeleitet werden.

⁶¹ (Fraunhofer ISI & Consentec GmbH & ifeu, 2017, S. 308)

B E T

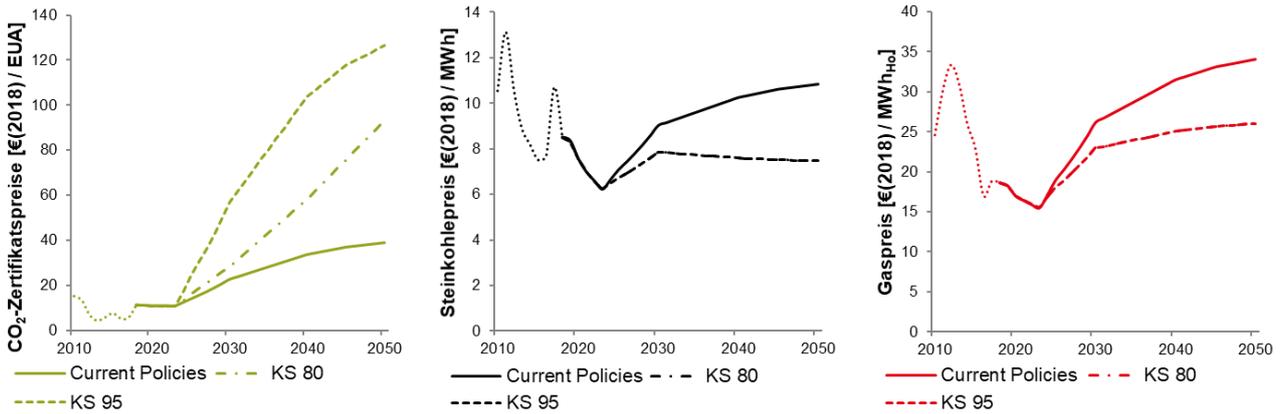


Abbildung 26: Gegenüberstellung der Brennstoffpreis- und CO₂-Preisentwicklung der drei Szenarien

Für die langfristige Entwicklung der Brennstoffpreise wird in den **Klimaschutzszenarien** (KS 80 und KS 95) die Entwicklung des „Sustainable Development“ Szenarios des WEOs unterstellt, dabei wird die in Kapitel 6.1 aufgezeigte Methodik zur Ableitung der Preiseentwicklung genutzt. In den beiden Klimaschutzszenarien verläuft die Brennstoffpreisentwicklung identisch, die vergleichende Darstellung der Brennstoffpreisentwicklungen aller Szenarien findet sich in Abbildung 26. Die Terminpreise der Brennstoffe, die für die Jahre bis 2022 verwendet werden, spiegeln die Erwartung fallender Preise wider und zeigen eine rückläufige Bewegung für die kommenden Jahre, bis 2030 kommt es jedoch wieder zu einem Anstieg der Preise. Bei Steinkohle sinken die Preise ab 2030, da die weltweite Nachfrage aufgrund klimapolitischer Maßnahmen signifikant absinkt. Erdgas wird wesentlicher fossiler Energieträger und zeigt dementsprechend auch nach 2030 einen Preisanstieg, wenn auch weniger stark als in den 20er Jahren. Durch den zunehmenden weltweiten Ausbau der Erneuerbaren geht die Bedeutung für fossiles Erdgas langfristig zurück.

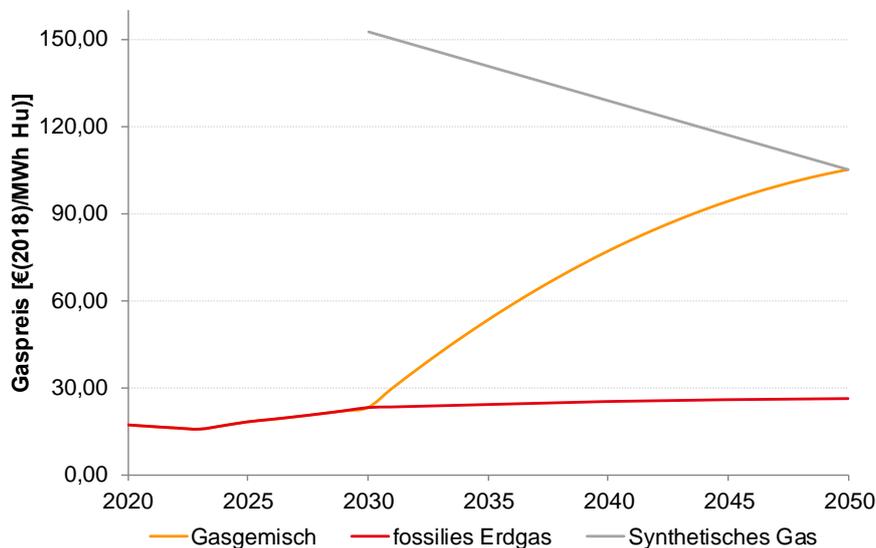


Abbildung 27: Entwicklung des Gaspreises im KS 95-Szenario

Für das KS 95-Szenario wird ab 2030 der Einsatz von synthetischem Gas angenommen. Der Anteil des synthetischen Gases steigt beginnend ab 2030 jährlich um 5 % und erreicht dann in 2050 die Marke von 100 %. Die Preisentwicklung für synthetisches Gas entspricht dem Mittelwert einer aus einer Studie der Agora⁶² abgeleiteten Bandbreite. Damit steigt der mengengewichtete Mischpreis für Gas (in realen Preisen 2018) von unter 30 €/MWh in 2030 auf 105 €/MWh an, siehe Abbildung 27.

⁶² (Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics, 2018)

B E T

In der Entwicklung der Preise der CO₂-Zertifikate spiegelt sich die Ambition der europäischen Klimapolitik wider. Im KS 95 wird eine signifikante Weiterentwicklung des CO₂-Handels unterstellt, so dass dieser einerseits grundsätzlich eine Lenkungswirkung entfaltet und andererseits bereits in den 20er Jahren einen signifikanten Anstieg der CO₂-Preise aufweist. Für die langfristige Entwicklung der Zertifikatspreise wird im KS 95 daher ebenfalls auf die Projektionen aus dem „Sustainable Development“ Szenario des WEOs zurückgegriffen. Dabei wird ein starker Preisanstieg erwartet, da eine wesentliche Verschärfung der Marktmechanismen unterstellt wird. Insbesondere wird unterstellt, dass der deutsche Kohleausstieg bis 2030 nicht zu einem Überangebot an Zertifikaten führt.

Im KS 80 wird eine weniger stark koordinierte Klimaschutzpolitik unterstellt, so dass das Preisniveau für CO₂ zwar ansteigt, jedoch weniger stark als im Szenario KS 95. Eine koordinierte europäische Klimapolitik könnte beispielsweise auf einen vorzeitigen deutschen Kohleausstieg mit einer zusätzlichen Reduktion des Angebots an Zertifikaten reagieren, um den Markt knapp zu halten. Aufgrund der aktuellen Ausgestaltung des Marktes erfordert ein solcher Eingriff jedoch eine große Europäische Koordination und einen entsprechenden politischen Willen. Da sich das KS 80 in weiten Teilen an den Entwicklungen der deutschen Klimapolitik des „Bassisszenario“⁶³ orientiert, wird auch für den Verlauf der Preise der CO₂-Zertifikate auf das entsprechende Szenario zurückgegriffen. Auch bei diesen Preisentwicklungen findet eine Verschneidung mit den Futurepreisen und für die Ableitung der Langfristprojektionen die Nutzung der Steigungsrate anstelle des absoluten Niveaus statt, vergleiche dazu die Ausführungen zum WEO in Kapitel 6.1. Analog zum KS 95 wird somit eine grundsätzliche Präzisierung der Mechaniken des CO₂-Handels unterstellt, jedoch steigen die Preise nicht so stark an wie im KS 95.

Die langfristige Entwicklung der Brennstoff- und Zertifikatspreise im Current Policies-Szenario basiert auf den Entwicklungen des „Current Policies“ Szenarios des WEOs, da auch dieses eine Fortschreibung der aktuellen weltweiten Klimapolitiken unterstellt. Fossile Energieträger tragen in diesem Szenario auch langfristig weltweit in signifikantem Umfang zur Energieerzeugung bei. Nach einem starken Anstieg der Brennstoffpreise bis 2030, erfolgt der weitere Anstieg mit einem geringeren Wachstum. Trotz eines generellen Preisanstiegs liegen die Preise für Steinkohle auch in 2050 noch unter den Höchstpreisen des vergangenen Jahrzehnts, da sich auch weltweit eine gesteigerte Bedeutung von Erdgas als fossile Erzeugungstechnologie durchsetzt. Bei Erdgas wird der Höchstpreis der vergangenen Jahre erst Mitte der 40er Jahre überschritten. Bei CO₂-Zertifikaten findet langfristig aufgrund der bereits verabschiedeten Maßnahmen (z. B. Einführung der Marktstabilitätsreserve) zwar ein Preisanstieg statt, diese Entwicklungen führen jedoch nicht dazu, dass der CO₂-Preis eine Lenkungswirkung entfaltet.

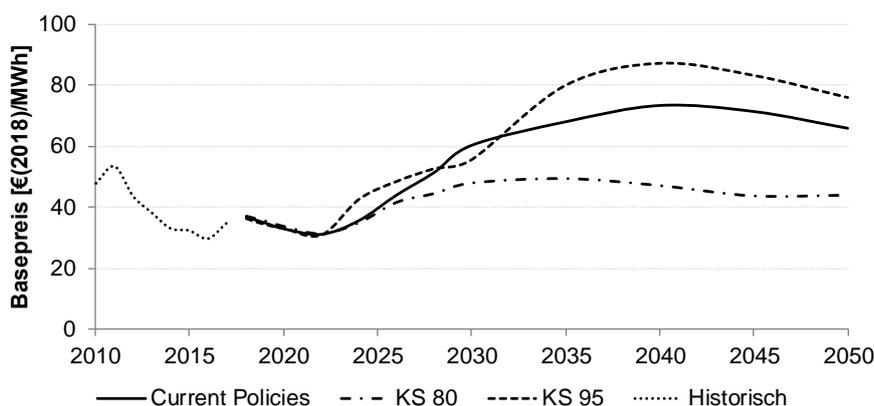


Abbildung 28: Gegenüberstellung der Strompreise der drei Energiemarktszenarien

Die resultierenden Strompreise sind bis 2030 in allen Szenarien vom starken Wachstum geprägt, erst dann kommt es zu einer generellen Trendwende. Die Strompreisentwicklungen aller drei Szenarien sind in Abbildung 28 dargestellt. Aufgrund der einheitlichen Verwendung von Terminmarktpreisen bis 2022 und der nur

⁶³ (Fraunhofer ISI & Consentec GmbH & ifeu, 2017, S. 10)

B E T

moderaten Unterschiede in den Kraftwerksparks verlaufen die Strompreise für das Base-Produkt⁶⁴ in allen Szenarien bis zu diesem Jahr auf gleichem Niveau. Wegen der Erwartung sinkender Brennstoffpreise sinken auch die Strompreise leicht ab, sie verbleiben jedoch über dem niedrigen Niveau von 2016. Anschließend erfolgt in allen drei Szenarien ein Preisanstieg.

Aufgrund des Kohleausstiegs bis 2030 und des damit verbundenen starken Rückbaus von konventionellen Erzeugern mit geringen Grenzkosten fällt der Preisanstieg im KS 95 am stärksten aus, erst in 2030 stellt sich im CP-Szenario ein höherer Strompreis ein. Zwischen 2030 und 2040 kommt es im KS 95 durch den steigenden Anteil von synthetischem Gas zu einem starken Preisanstieg, erst nach 2040 kann der Anstieg durch den Ausbau der erneuerbaren Energien kompensiert werden. Der Basepreis bleibt aber gegenüber dem CP und dem KS 80 auf einem relativen hohen Niveau.

Im KS 80 fällt der Anstieg der Preise in den 20er Jahren im Vergleich mit dem KS 95 geringer aus, da die Kohlekraftwerke länger im Markt verbleiben und gleichzeitig die Kosten für CO₂-Zertifikate geringer sind. Nach 2030 kompensieren sich im KS 80 die preissteigernden Effekte (Brennstoff- und CO₂-Preis, steigende Nachfrage, Kohleausstieg) und die preissenkenden Effekte (Ausbau Erneuerbarer, Zubau von Batteriespeichern) weitestgehend, so dass bis 2040 beinahe eine Stagnation des Basepreises eintritt. Langfristig dominiert auch in diesem Szenario der hohe Zubau der Erneuerbaren und die Strompreise fallen in den 40er Jahren trotz steigender Erzeugungskosten der Konventionellen leicht ab.

Das Current Policies Szenario hingegen ist bis 2040 vom starken Wachstum der Brennstoffpreise geprägt. Aufgrund der steigenden Preise für Brennstoffe und CO₂ steigen auch die Strompreise an. Trotz des grundsätzlichen Anstiegs des Anteils der Erneuerbaren am europäischen Erzeugungsmix dominieren die fossilen Erzeuger das obere Ende der Merit-Order und somit den Strompreis. Erst ab den 40er Jahren erhöht sich der Anteil der Stunden in denen die Erneuerbaren preissetzend sind, dies führt trotz weiter steigender Brennstoffkosten und dem Abschalten der Kohlekraftwerke zu einem Absinken der Strompreise.

Wesentliche Bewertungsgrundlage der in dieser Studie erstellten alternativen Wärmekonzepte stellt deren ökologischer Fußabdruck dar. Daher stellen die nicht integrierbaren erneuerbaren Strommengen eine sinnvolle Stromquelle für Power-to-Heat Anwendungen dar. Bei den in Abbildung 29 dargestellten Strommengen handelt es sich um in Deutschland erzeugten erneuerbaren Strom, welcher nicht im europäischen Verbundsystem genutzt werden kann⁶⁵. Dies geschieht in der Regel zu Zeiten mit einer länger anhaltenden hohen gesamteuropäischen Erzeugung aus Erneuerbaren, so dass auch durch Nutzung aller verfügbaren Kuppelkapazitäten und aller Speicher eine negative Residuallast entsteht und erneuerbare Erzeugungsanlagen abgeregelt werden müssen. Exemplarisch ist eine solche Situation für eine Woche im Januar 2040 in Abbildung 30 dargestellt, hier für das Szenario KS 95. Dabei kommt es in Stunden mit hoher EE-Einspeisung und zu teilweise hohen Spitzen an erneuerbarem Strom, der nicht genutzt werden kann. Der Zustand hält teilweise für mehrere Stunden an.

⁶⁴ Beim Lieferprodukt „Base“ handelt es sich um eine Stromlieferung mit konstanter Leistung über einen definierten Zeitraum (hier: ein Jahr).

⁶⁵ Da in jeder Stunde Angebot und Nachfrage übereinstimmen müssen, wird erzeugter Strom für den keine Nachfrage generiert werden kann (z. B. durch Exporte oder Einspeicherung) als „Überschussstrom“ dem System entnommen – dies entspricht der Abregelung der EE-Anlage.

B E T

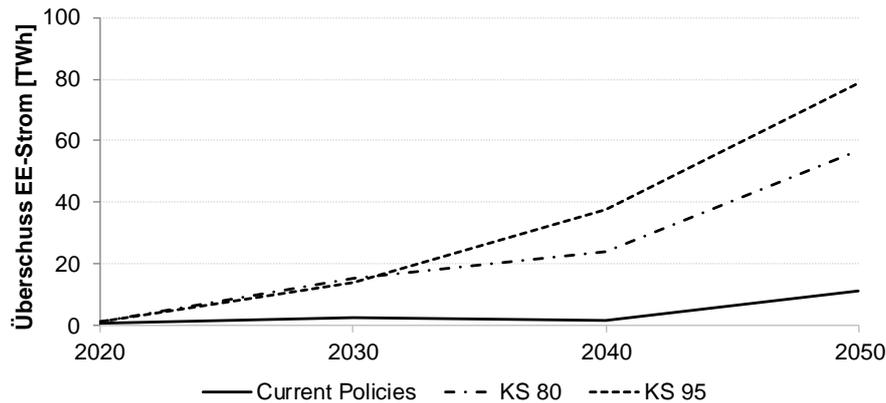


Abbildung 29: Nicht integrierbare erneuerbare Strommengen

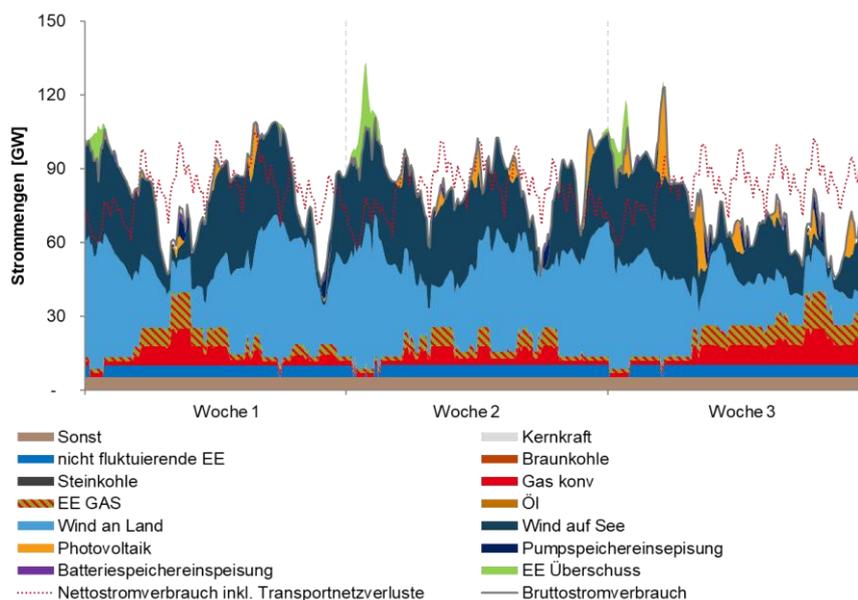


Abbildung 30: Exemplarische Darstellung der Stromerzeugung für drei Wochen im Januar in 2040 aus KS 95 mit Überschuss EE-Strom

Da die modellierten Länder als „Kupferplatten“ abgebildet werden, werden diese Überschussmengen nicht durch inländische Netzengpässe bedingt. Die in diesen Szenarien ermittelten Überschussmengen lassen sich auch durch zusätzlichen Speicherausbau nur bedingt nutzen, dazu müssten Zubauten mit signifikant hoher Ladeleistung und Speichervolumen erfolgen. Diese zusätzlichen Kapazitäten wären jedoch nur in extremen Situationen notwendig und vollständig ausgelastet, über weite Teile des Jahres hinweg würden sie keine ausreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaften. Allerdings kann dieser Strom zur Deckung von zusätzlichen Stromlasten (im Sinne der Sektorkopplung) genutzt werden, da er CO₂-frei und kostengünstig ist. Zu diesem Zweck muss sichergestellt werden, dass Überschussstrom und dessen Nutzung in Anlagen zur Sektorkopplung (z. B. Power-to-Heat-Anlagen) zeitgleich auftreten, auf diesen Umstand wird ausführlich in der Bewertung in Kapitel 10 eingegangen.

Ein weiterer wesentlicher Bestandteil zur Bewertung der alternativen Wärmekonzepte sind die preissetzenden Technologien und deren Emissionsfaktoren. Die Strompreise der Energiemarktszenarien werden aus dem Einsatz der Kraftwerke und deren Grenzkosten abgeleitet, sowie den Austauschflüssen zwischen den Ländern. Dabei wird im ersten Schritt für jedes Land eine Merit-Order aus der Leistung und den jeweiligen Grenzkosten der laufenden Kraftwerke erstellt. Im zweiten Schritt finden auch die Im- und Exporte in der Preisfindung Einklang, wodurch es zu einer länderübergreifenden Merit-Order kommt. Nach mehreren Iterationen des Strommarktmodells hat sich ein Preisgefüge eingestellt, welches die Fahrweise der Kraftwerke rechtfertigt. Als Ergebnis erhält man somit für jede Stunde einen Strompreis, das preissetzende Kraftwerk aus dem In- oder Ausland sowie dessen spezifischen Emissionsfaktor.

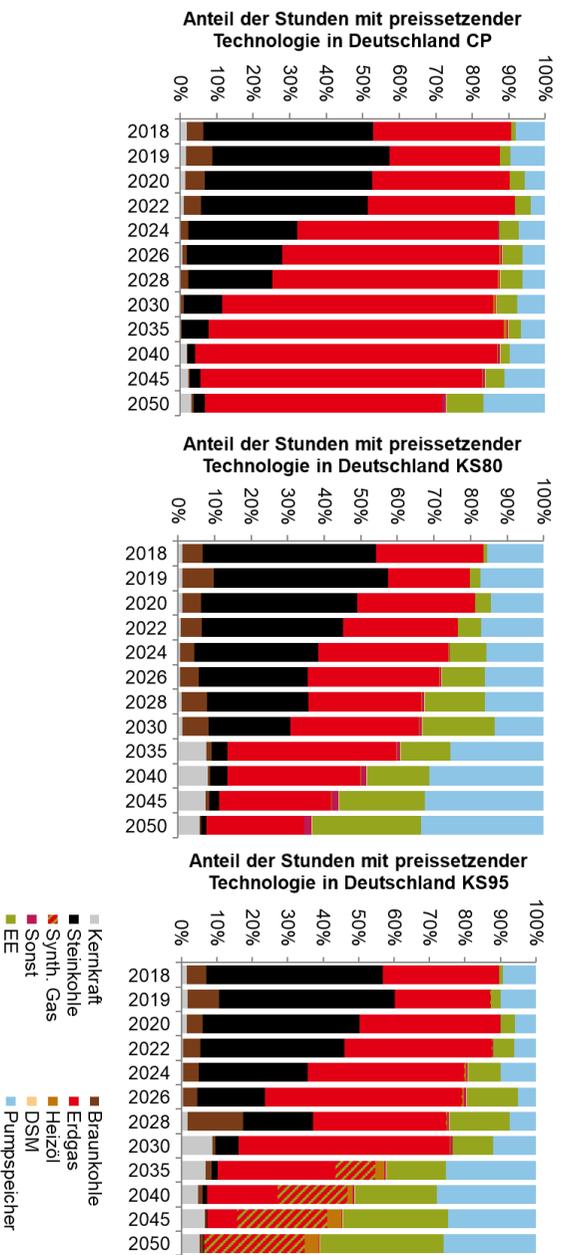


Abbildung 31: Anteil Stunden mit preissetzenden Technologien

Die preissetzenden Technologien unterscheiden sich in den drei Szenarien hauptsächlich durch zugrunde liegende Annahmen zum EE-Ausbau und zum Kohleausstieg in Deutschland. Im CP-Szenario sind über die Jahre hinweg zum Großteil Gaskraftwerke preissetzend. In den beiden Klimaschutz-Szenarien KS 80 und KS 95 nimmt der Anteil der EE zu, wodurch die Gaskraftwerke als preissetzende Technologie in den Hintergrund gedrängt werden. Im Szenario KS 95 nimmt der Anteil an synthetischem Gas zu (vgl. Abbildung 27), dadurch nehmen die Emissionsfaktoren schneller ab als im KS 80, es verbleiben aber auch hier noch Stunden in denen Kohle und Heizöl preissetzend bleiben, wodurch der mittlere Emissionsfaktor nicht bis auf 0 sinkt. Da die preissetzenden Kraftwerke länderübergreifend berechnet werden, gibt es auch nach dem deutschen Kohle- und Kernenergieausstieg noch vereinzelt Stunden, in denen Kohle- bzw. Kernkraftwerke aus den europäischen Nachbarländern preissetzend sind. Die Emissionsfaktoren, die sich aus den preissetzenden Kraftwerken ableiten, sind in Abbildung 32 dargestellt.

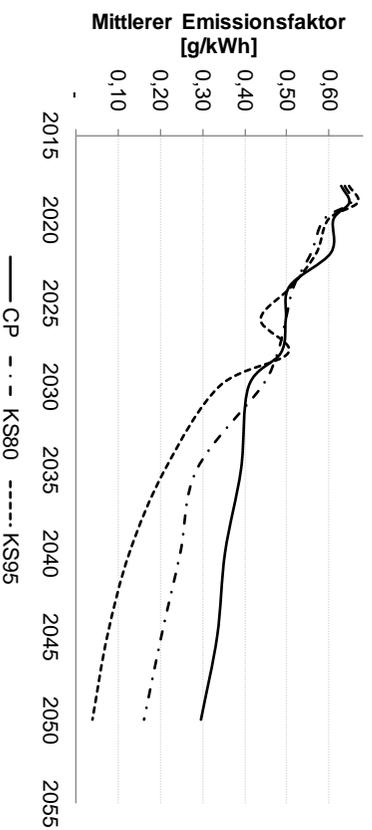


Abbildung 32: Mittlere Emissionsfaktoren der Grenzkraftwerke im Vergleich

6.3 Regulatorischer Rahmen der Energiemarktszenarien

Die in dieser Studie untersuchten Energiemarktszenarien werden jeweils von einem regulatorischen Rahmen begleitet, der Annahmen zu Steuern und Abgaben, aber auch zur Förderung für Anlagen zur Strom- und Wär-

meerzeugungen beinhaltet. Während für die beiden Klimaschutzszenarien (KS 95, KS 80) derselbe regulatorische Rahmen angenommen wird, weist dieser für das CP-Szenario einige Unterschiede auf. Abbildung 33 zeigt die wesentlichen Eckpunkte zum regulatorischen Rahmen in den Szenarien als Übersicht.

Randbedingungen	Current Policies Szenario	Klimaschutzszenarien
KWK-Förderung nach 2022	<ul style="list-style-type: none"> Inbetriebnahme bis 2025: Fortschreibung der aktuellen Regelung Inbetriebnahme nach 2025: Kürzung der Förderung + Beibehaltung Kohlebonus 	<ul style="list-style-type: none"> Inbetriebnahme bis 2025: Fortschreibung der aktuellen Regelung Inbetriebnahme nach 2025: Kürzung der Förderung + Beibehaltung Kohlebonus
Vermiedene Netzentgelte	<ul style="list-style-type: none"> Fortführung der jetzigen Regelung (Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab dem 01.01.2023 erhalten keine vermiedenen Netzentgelte mehr) 	<ul style="list-style-type: none"> Fortführung der jetzigen Regelung (Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab dem 01.01.2023 erhalten keine vermiedenen Netzentgelte mehr)
EEG-Umlage auf PtH- bzw. Wärmepumpen-Strom (aus Stromnetz)	<ul style="list-style-type: none"> Beaufschlagung mit voller EEG-Umlage ab 2030: Befreiung in Stunden mit EE-Überschuss im Marktgebiet Deutschland 	<ul style="list-style-type: none"> Befreiung der EEG-Umlage in Stunden mit EE-Überschuss ab Inbetriebnahme der Anlagen
EEG-Umlage auf PtH- bzw. Wärmepumpen-Strom (aus eigenen Anlagen)	<ul style="list-style-type: none"> auf 40% reduzierte EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom aus hoch-effizienten KWK-Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> auf 40% reduzierte EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom aus hoch-effizienten KWK-Anlagen 0% EEG-Umlage bei Inselbetrieb
Netzentgelte auf PtH- bzw. Wärmepumpen-Strombezug	<ul style="list-style-type: none"> Beaufschlagung wie im Status Quo ab 2030: Absenkung des zu zahlenden Netzentgeltes in Abhängigkeit der Netznutzungsform und Systemdienlichkeit: Absenkung Netzentgelte auf 10% nur in Stunden mit EE-Überschuss 	<ul style="list-style-type: none"> Reduzierung der Netzentgelte auf 10 % des Entgeltes in Stunden mit EE-Überschuss ab Inbetriebnahme der Anlagen
Stromsteuer auf PtH- bzw. und Wärmepumpen-Strombezug	<ul style="list-style-type: none"> Entfällt ab Inbetriebnahme der Anlagen (in CP: erst ab 2030) 	

Abbildung 33: Übersicht zum regulatorischen Rahmen der Szenarien

Das aktuelle Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) fördert KWK-Strom aus neuen bzw. modernisierten KWK-Anlagen, deren elektrische KWK-Leistung größer als 50 MW ist, mit einem Zuschlag von 34 €/MWh (inkl. eines Zuschlags nach dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz von 3 €/MWh) für eine begrenzte Strommenge, sofern die Anlagen bis spätestens Ende 2022 in Betrieb gehen⁶⁶. Ersetzen diese Anlagen eine kohle-basierte Erzeugungsanlage erfolgt zusätzlich die Zahlung eines Kohlebonus in Höhe von 6 €/MWh. Eine Verlängerung des aktuellen KWKG für Inbetriebnahmen bis Ende 2025 ist beschlossen, aber zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie noch nicht in Kraft getreten. Darüber hinaus wird in der Branche auch die Verlängerung und Weiterentwicklung des KWKG bis 2030 diskutiert. Auch die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (Kohlekommission) fordert in ihrem Abschlussbericht eine solche Verlängerung. In dem hier definierten regulatorischen Rahmen wird für den Zeitraum nach 2025 in allen Szenarien bis 2030 eine Fortführung der Förderung mit einem Fördersatz von 25 €/MWh (inkl. Kohlebonus) angenommen. Dies stellt gegenüber dem aktuellen Fördersatz von 34 €/MWh zzgl. 6 €/MWh für die Ablösung von Kohle-KWK eine konservative Annahme dar.

Hinsichtlich des Anspruchs auf eine Vergütung von vermiedenen Netzentgelten für dezentrale Stromeinspeiser wird in allen Szenarien die aktuelle gesetzliche Regelung entsprechend § 18 der Stromnetzentgeltverordnung angenommen. Diese sieht eine Vergütung für Anlagen vor, die bis Ende des Jahres 2022 in Betrieb gehen. Anlagen mit einem späteren Inbetriebnahmedatum erhalten keine vermiedenen Netzentgelte mehr.

Aktuell fallen für Anlagen, die Strom zur Wärmeerzeugung einsetzen (Sektorkopplung) und diesen aus dem öffentlichen Netz entnehmen, zusätzlich Netzentgelte, die EEG-Umlage sowie die Stromsteuer an. Wird dieser Strom aus eigenen KWK-Anlagen zur Verfügung gestellt, dann entfallen die Netzentgelte und die EEG-Umlage reduziert sich auf 40 % des jeweils gültigen Wertes. Durch diese Abgaben verteuert sich der Stromeinsatz für die Wärmeerzeugung erheblich. Um zukünftig Anreize für den Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien

⁶⁶ § 7 Satz 2 KWKG 2017

B E T

für die Wärmeerzeugung z. B. über PtH-Anlagen (Elektrodenkessel) oder Wärmepumpen zu setzen, werden in den Szenarien folgende Veränderungen bei der Anwendung dieser Abgaben unterstellt:

- Bei der EEG-Umlage wird eine Befreiung in denjenigen Stunden angenommen, in denen im Strommarkt ein Überschuss an Strom aus erneuerbaren Energien besteht. Diese Stunden werden aus den Ergebnissen des fundamentalen Strommarktmodells für das jeweilige Szenario abgeleitet. In den Klimaschutzszenarien treten diese Stunden früher und häufiger auf als im CP-Szenario.
- Die von den Anlagen zu zahlenden Netzentgelte werden in Abhängigkeit von der Netznutzungsform und der Systemdienlichkeit einer Anlage abgesenkt. In Stunden mit Überschuss aus erneuerbaren Energien wird der Arbeitspreis der Netzentgelte auf 10 % reduziert. Der Leistungspreis wird hingegen weiterhin in voller Höhe angesetzt.
- Entfall der Stromsteuer für die genannten Anlagen

Während diese Veränderungen in den Klimaschutzszenarien schon zu Beginn des Bewertungszeitraums - d. h. ab dem Jahr 2021 – wirksam werden, ist dies im CP-Szenario erst ab 2030 der Fall. Bis dahin gelten die bestehenden Regelungen.

Das folgende Kapitel dient der Erstellung verschiedener Energiemarktszenarien, welche den Stromsektor im Inland sowie im europäischen Ausland auf Grundlage von politischen und ökonomischen Entwicklungen modellieren. Zwei der erstellten Szenarien beziehen sich hierbei auf das Erreichen bestimmter Emissionseinsparziele, das dritte Szenario stellt die Entwicklung bei gleichbleibender Politik dar. Die Prämissen für die Energiemarktszenarien werden auf Basis dreier anerkannter Studien abgeleitet und dargestellt. Es erfolgt eine Gegenüberstellung wesentlicher Kennzahlen und Preisentwicklungen der Szenarien. Schließlich werden die regulatorischen Rahmenbedingungen für die drei Szenarien erläutert.

7 SZENARIEN DES FERNWÄRMEABSATZES

Im nachfolgenden Kapitel wird die Entwicklung des Fernwärmebedarfs im FvN auf der Basis einer Entwicklung des gesamten Berliner Wärmemarkts analysiert. Dabei werden die Entwicklungen des Bestandskundenabsatzes, die Erschließung neuer Kundenpotenziale durch Netzverdichtung und die Erschließung neuer Potenziale durch Netzerweiterung betrachtet. Die Ausprägungen der Fernwärmebedarfsentwicklungen werden in Kapitel 7.5 jeweils für die drei erstellten Transformationsszenarien dargestellt und analysiert. Anschließend erfolgt eine vereinfachte Betrachtung der Ausprägungen im FvS und es werden die voraussichtlichen Fernwärmeverluste berücksichtigt. Im Ergebnis liegen Wärmebedarfsszenarien für das VG1 vor.

7.1 Die Entwicklung des Wärmeabsatzes

Für die Machbarkeitsstudie wurden drei unterschiedliche Wärmebedarfsszenarien erstellt, welche verschiedene Entwicklungspfade des Fernwärmebedarfs für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme im Fernwärmesystem der VWB abbilden. Der Fokus der detaillierten Analysen lag dabei auf dem Fernwärmeverbund Nord (FvN), d. h. dem Fernwärmenetz mit den zu ersetzenden Kohleanlagen. Der Fernwärmeverbund Süd (FvS), der ebenfalls Bestandteil des Versorgungsgebietes 1 (VG1) ist, sowie das Versorgungsgebiet 2 (VG2) wurden mit einer vereinfachten Methodik behandelt. Die Szenarien wurden konsistent zu den Prämissen der Energiemarktszenarien (siehe Kapitel 6) und im Einklang mit den Zielvorgaben und Annahmen zur Entwicklung des Berliner Wärmemarkts der folgenden Papiere abgeleitet:

- Das Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm 2030 (BEK 2030) und
- die Machbarkeitsstudie „Klimaneutrales Berlin 2050“

Die Erarbeitung der Fernwärmebedarfsszenarien erfolgte auf Basis einer Prognose der Absatzentwicklung in den folgenden drei Bereichen:

- Bestand
- Verdichtung
- Erweiterung

Der Bestand bezieht sich auf die Entwicklung des Fernwärmeabsatzes der Bestandskunden, die bereits an das Fernwärmenetz angebunden sind. Dabei spielt vor allem die Entwicklung der Gebäudeenergieeffizienz, also der Rückgang des Wärmebedarfs durch Gebäudesanierung (z. B. Wärmedämmung) eine Rolle. Ein weiterer, jedoch wesentlich geringerer Einflussfaktor sind Absatzverluste durch Kundenabgänge.

Bei der Verdichtung handelt es sich um den hinzukommenden Fernwärmeabsatz neuer Fernwärmekunden, die sich im angestammten Fernwärmegebiet, welches überwiegend im verdichteten innerstädtischen Bereich liegt, befinden und für deren Anschluss an das Fernwärmenetz im Regelfall der Bau weniger Meter Anschlussleitung notwendig ist. Teilweise erfordert aber auch die Verdichtung größere Maßnahmen im Fernwärmenetz, z. B. Netzverstärkungsmaßnahmen. Der Bau neuer, größerer Transportleitungen ist aber bei Verdichtungen definitionsgemäß ausgeschlossen.

Die Erweiterung bezieht sich auf den hinzukommenden Fernwärmeabsatz neuer Fernwärmekunden. Im Gegensatz zur Verdichtung befinden sich die Erweiterungskunden nicht im angestammten Fernwärmegebiet, sondern in räumlicher Nähe dazu. Für den Anschluss dieser Kunden ist ein gewisser Ausbau des Fernwärmenetzes (inkl. neuer Transportleitungen) erforderlich.

Für die Prognose der Absatzentwicklung wurden drei unterschiedliche Szenarien herausgearbeitet, die weitestgehend auf den Annahmen der Machbarkeitsstudie „Klimaneutrales Berlin 2050“ basieren: Das Current Policies Szenario orientiert sich dabei am Referenzszenario, das Klimaschutzszenario 80 am Zielszenario 1 und das Klimaschutzszenario 95 am Zielszenario 2 der Machbarkeitsstudie „Klimaneutrales Berlin 2050“.

B E T

Um unterschiedliche Welten bei der Entwicklung im Gebäudesektor abzubilden, wurde auf die Szenarien der Machbarkeitsstudie „Klimaneutrales Berlin 2050“ und das darin verwendete Berliner Gebäudeenergiemodell (BeGeM) zurückgegriffen. Letzteres teilt jeden statistischen Gebäudeblock Berlins in energetisch relevante Baualtersklassen und ihren jeweiligen Sanierungsstand ein. Für jeden Gebäudeblock liegt im BeGeM eine Klassifizierung des spezifischen Endenergieverbrauchs in kWh/m² BGF (von „sehr hoch“ bis „gering“ bzw. „kein“) im Status quo vor. Außerdem gibt es eine Auswertung des prognostizierten spezifischen Endenergieverbrauchs für das Jahr 2050, in Abhängigkeit von dem untersuchten Szenario und den darin unterstellten Annahmen für den Gebäudesektor. Die Szenarien berücksichtigen u. a. folgende Einflussparameter:

- Bevölkerungsentwicklung
- Wohnfläche pro Einwohner
- Arbeitsflächenbedarf pro Arbeitsplatz
- Nachverdichtung (Neubau von Gebäuden im verdichteten Gebiet)
- Substitution (Ersatz von Gebäuden nach Abriss)
- Sanierungsrate der Gebäudehülle
- Sanierungstiefe
- Denkmalschutz

Die hierzu unterstellten Annahmen wurden aus der Machbarkeitsstudie „Klimaneutrales Berlin 2050“ für diese Studie weitestgehend übernommen⁶⁷. Abweichungen gibt es bei der Bevölkerungsentwicklung und der Sanierungsrate. In der Machbarkeitsstudie werden 4 Millionen Einwohner im Jahr 2050 angenommen (anstatt 3,75 Mio. in der Studie „Klimaneutrales Berlin 2050“), die Sanierungsrate der Gebäudehülle ist im Szenario KS 95 zeitlich differenziert und über den gesamten Zeitverlauf etwas höher als in der Studie „Klimaneutrales Berlin 2050“.

Die Nachverdichtungsrate gibt an, um wieviel Prozent die Bruttogeschossfläche in Stadtflächen mit Bestandsgebäuden über den Betrachtungszeitraum wächst. In den Berechnungen wurde dieser Wert differenziert nach Stadtstruktur je Stadtviertel einzeln angesetzt. In den schon sehr verdichteten Gründerzeit-Altbaugebieten im Versorgungsgebiet ist die Nachverdichtung deutlich geringer angenommen als zum Beispiel in einem Viertel mit Einfamilienhäusern. Die Substitutionsrate gibt an, welcher Anteil des Gebäudebestands pro Jahr ersetzt wird. Die teilweise bei einer Substitution eines Altbaus durch einen Neubau entstehende Nachverdichtung wird hierbei berücksichtigt.

⁶⁷ (Potsdam-Institut für Klimaforschung, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH, BLS Energieplan GmbH, et al., 2014, S. 97 ff.)

B E T

	Referenz / Current Policies	Ziel 1 / KS 80	Ziel 2 / KS 95
BEVÖLKERUNGS-ENTWICKLUNG	• Steigender Trend: von 3,73 Mio. auf 4 Mio. in 2050	• Steigender Trend: von 3,73 Mio. auf 4 Mio. in 2050	• Steigender Trend: von 3,73 Mio. auf 4 Mio. in 2050
WOHNFLÄCHE PRO EINWOHNER	• Steigender Trend: von 39 m ² auf 42 m ²	• Stagnierend: 39 m ²	• Leicht fallend: von 39 m ² auf 36 m ²
ARBEITSFLÄCHENBEDARF PRO ARBEITSPLATZ	• Stagnierend	• Leicht fallend	• Leicht fallend
NACHVERDICHTUNG	• Gering, 2 % bis 2050	• Moderat, 3,7 % bis 2050	• Hoch, 6 % bis 2050
SUBSTITUTION (NEU VS. ALT)	• Gering, 0,27 % p.a.	• Moderat, 0,5 % p.a.	• Hoch, 0,7 % p.a.
SANIERUNGSRATE	• 0,8 %/a	• 1,5 %/a	• Gemäß BEK: Bis 2020: 1,3 %, 2021-2025: 2,1 %, 2026-2030: 2,6 %, 2031-2050: 2%
DENKMALSCHUTZ	• Gleichbleibende Auflagen zum Denkmalschutz	• Gleichbleibende Auflagen zum Denkmalschutz	• Gelockerte Auflagen zum Denkmalschutz
SANIERUNGSTIEFE	• Nur unsanierte Altbauten, 1/3 der Bauteilfläche mit vorbildlichem Dämmstandard	• 2/3 der Bauteilfläche mit vorbildlichem Dämmstandard	• Vorbildlicher Dämmstandard für alle Gebäude

Abbildung 34: Annahmen der Szenarien im Handlungsfeld Gebäude und Stadtentwicklung der Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin angepasst bezüglich Bevölkerungsentwicklung und Sanierungsrate im Ziel 2-/ KS 95-Szenario⁶⁸

Die **Bevölkerungszahl** in Berlin ist in den vergangenen Jahren gestiegen. Zwischen 2011 und 2014 lag der Zuwachs bei rund 135.000 Personen⁶⁹. Bis 2016 kamen weitere rund 110.000 Menschen hinzu. Eine wachsende Bevölkerungszahl geht mit einem ansteigenden Endenergiebedarf einher. Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wird in allen Szenarien von einem Bevölkerungswachstum von aktuell ca. 3,73 Mio. Einwohnern (2018) auf 4 Mio. Einwohnern in 2050 ausgegangen (siehe Tabelle 3). Diese Prognosen liegen nochmal ca. 250.000 Personen über den in der Machbarkeitsstudie „Klimaneutrales Berlin 2050“ angenommenen Werten für 2050.

Tabelle 3: Bevölkerungsprognose 2018-2050

		2018	2020	2025	2030	2050
Einwohner Berlin	[Mio.]	3,73	3,78	3,8	3,85	4

Die Annahmen zur Wohnfläche pro Einwohner, Arbeitsfläche pro Arbeitsplatz sowie Sanierungsrate und -tiefe sind insbesondere in den Klimaschutzszenarien ambitioniert bis äußerst ambitioniert.

Die **Wohnungsfläche pro Einwohner** ist, etwa bedingt durch den Zuwachs an Single-Haushalten, in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen. In den Klimaschutzszenarien wurde ein Abbremsen bzw. eine

⁶⁸ (Potsdam-Institut für Klimaforschung, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH, BLS Energieplan GmbH, et al., 2014)

⁶⁹ (Der Senat von Berlin, 2018, S. 27). Am Stichtag 31.12.2018 waren in Berlin 3.748.148 gemeldet (Amt für Statistik Berlin Brandenburg, 2019).

Umkehr dieses Trends unterstellt, sodass die Wohnfläche pro Einwohner im KS 80-Szenario auf heutigem Niveau stagniert und im KS 95-Szenario sogar absinkt. Diese Entwicklung ist absehbar nur durch flankierende Regelungen und Anreizprogramme erreichbar.

Auch bei der **Arbeitsfläche pro Arbeitsplatz** wird mit einem leicht sinkenden Flächenbedarf in den Klimaschutzenszenarien gerechnet. Dies ist sowohl von der wirtschaftlichen Entwicklung in Berlin, als auch von Programmen zur Förderung optimaler Arbeitsplatzgestaltung, abhängig.

Bezüglich der **Sanierungsrate und -tiefe** ist mit den hier angenommenen Szenarien ein erheblicher Aufwand verbunden. Das KS 95-Szenario geht von Sanierungsraten von über 1,3 bis 2,6 % pro Jahr aus. Das heißt das jährlich zwischen 1,3 bis 2,6 %⁷⁰ der Gebäude in Berlin umfassend saniert werden (Vollsanierungsäquivalent bestehend aus den Einzelmaßnahmen: Dämmung Außenwand, Dämmung Dach- und Obergeschossdecke, Dämmung Fußboden und Kellerdecke sowie Fenstererneuerung)⁷¹. Die in diesem Szenario unterstellte „Konsequente Modernisierung“ bedeutet, dass im Zeitraum von 2018-2050 66 % des Berliner Gebäudebestandes umfassend saniert werden. Restriktionen für den **Denkmalschutz** werden in diesem Szenario im Sinne des Klimaschutzes gelockert, um auch dort Fassadendämmung vornehmen zu können.

7.2 Fernwärmebedarfsentwicklung im Bestand

Abhängig von den Gebäudetypen in den verschiedenen Vierteln Berlins, kann sich der Endenergiebedarf für Wärme, je nach Stadtgebiet, sehr unterschiedlich entwickeln. Der Fokus der Machbarkeitsstudie ist das Gebiet des Fernwärmeverbands Nord (siehe Abbildung 35, blaue Fläche).

⁷⁰ Der Maximalwert von 2,6 % wird nur in den Jahren 2026-2030 angenommen. In den anderen Jahren beträgt der Wert zwischen 1,3 und 2,1 %.

⁷¹ (Potsdam-Institut für Klimaforschung, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH, BLS Energieplan GmbH, et al., 2014)

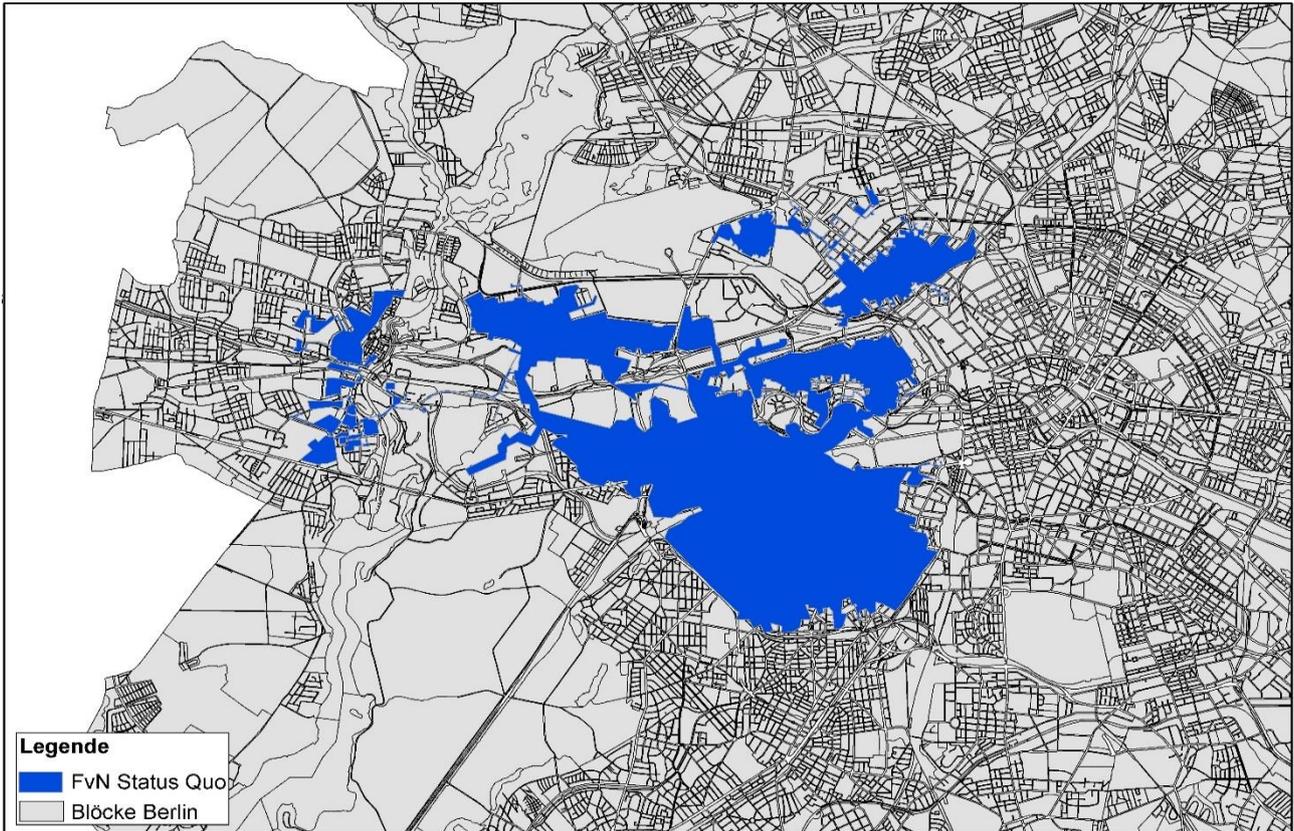


Abbildung 35: Das Gebiet des Fernwärmeverbunds Nord

Für dieses Gebiet wird eine Auswertung der BeGeM-Daten vorgenommen, um die Entwicklung des Endenergiebedarfs im Fernwärmegebiet FvN genauer abzubilden (siehe Tabelle 4). Dazu werden den Endenergieverbrauchsklassen der Gebäude („sehr hoch“, „hoch“, „mittel“, „niedrig“) aus dem BeGeM spezifische Werte für den Endenergieverbrauch für jedes Szenario zugeordnet⁷².

Tabelle 4: Annahmen zum spezifischen Endenergiebedarf

Spezifischer Endenergiebedarf	2010	Referenz	2050 Ziel I	2050 Ziel II
Durchschnitt über <u>alle</u> Gebäude-[kWh/m ² BGF] klassen	163	101	83	67

Um auf Basis der gewählten Annahmen Erkenntnisse zum Endenergieverbrauch des Fernwärmegebiets FvN ableiten zu können, wurden verschiedene aufeinander aufbauende geografischen Datenaufbereitungen und Analysen durchgeführt.

Auf Grundlage von zur Verfügung gestellten Darstellungen des Fernwärmegebietes der VWB wurde eine georeferenzierte Abbildung des FvN erstellt. In Verbindung mit den von der SenUVK zur Verfügung gestellten GIS-Daten auf Gebäude- bzw. blockscharfer Ebene konnte der Energiebedarf des Gebiets FvN ermittelt werden. Das Gebiet FvN umfasst alle Gebäude im Fernwärmegebiet, also auch diejenigen, die derzeit nicht an die Fernwärme angeschlossen sind, aber im Gebiet mit Fernwärme liegen.

⁷² Die spezifischen Verbrauchswerte wurden so gewählt, dass der Endenergiebedarf aller Gebäudeblöcke in Berlin in Summe dem prognostizierten Endenergiebedarf für Gebäude in Berlin der Szenarien aus der Machbarkeitsstudie „Klimaneutrales Berlin 2050“ entspricht. Letztere liegen bei 105.359 TJ im Referenzszenario (Current Policies Szenario), 78.676 TJ im Zielszenario I (KS 80 Szenario) und 61.273 TJ im Zielszenario II (KS 95 Szenario) (MBS KN Berlin, Anhang S. 428-430)

Schließlich konnte so die Entwicklung des Endenergiebedarfs im Fernwärmegebiet FvN abgeschätzt werden. In Tabelle 5 ist der prozentuale Rückgang des Endenergiebedarfs (Wärmereduktionsfaktor⁷³) bezogen auf 2010 im FvN dargestellt, der sich aus der Auswertung ergeben hat.

Tabelle 5: Wärmereduktionsfaktor

Wärmereduktionsfaktor (bezogen auf den Endenergiebedarf in 2010)		2020	2025	2030	2050
Current Policies	[%]	-0,9 %/a	-0,9 %/a	-0,9 %/a	-0,9 %/a
KS 80	[%]	-1,2 %/a	-1,2 %/a	-1,2 %/a	-1,2 %/a
KS 95	[%]	-1 %/a	-1,6 %/a	-2,0 %/a	-1,5 %/a

Für den Absatz der Bestandskunden der Fernwärme wurde im jeweiligen Szenario eine äquivalente Entwicklung wie für alle anderen Kunden im FvN unterstellt.

Des Weiteren wurden Mengenrückgänge, die sich aus Kündigungen des Fernwärmeliefervertrags durch Bestandskunden ergeben können, in die Prognose mit einbezogen. Die Annahmen dafür entstammen aus den Plandaten des Vertriebes der VWB.

Die daraus folgende Entwicklung des Bestandskundenabsatzes ist in Tabelle 6 ersichtlich:

Tabelle 6: Bestandskundenabsatz-Entwicklung

Fernwärmeabsatz Bestandskunden		2020	2025	2030	2050
Current Policies	[GWh]	2.915	2.795	2.694	2.299
KS 80	[GWh]	2.854	2.631	2.429	1.631
KS 95	[GWh]	2.872	2.584	2.258	1.255

Dies bedeutet folgenden Rückgang des Wärmebedarfs bei den Bestandskunden zwischen 2020 und 2050:

- um 21 % im CP-Szenario
- um 43 % im KS 80
- um 56 % im KS 95

7.3 Ableitung von Potenzialen durch Netzverdichtung

Die Substitution von Öl- und Gasheizungen durch Fernwärme ist eine wirtschaftlich und ökologisch sinnvolle Maßnahme, um die Emissionen in den Innenstädten zu reduzieren. Neukunden zu gewinnen, die sich im bestehenden Fernwärmegebiet befinden, ist dabei besonders naheliegend, weil ein Anschluss dieser Kunden i. d. R. mit wenigen Metern Anschlussleitung erzielbar ist und zusätzliche Netzverluste und Anschlusskosten

⁷³ Der Wärmereduktionsfaktor gibt an, um welchen Anteil des Endenergieverbrauchs des Jahres 2010 der Endenergieverbrauch in einem Jahr in Folge von Sanierungen sinkt. Er ist das Produkt aus der Sanierungsrate und dem Sanierungserfolg.

B E T

somit gering bleiben. Anhand der Analyse des Gebäudeenergiemodells liegt der Marktanteil der VWB im Versorgungsgebiet FvN im Status quo bei etwas über 30 %. Es besteht also noch Potenzial zur Verdichtung im Versorgungsgebiet. Ein guter Indikator für die Eignung der Straßenabschnitte oder Gebiete für den Anschluss an das Fernwärmenetz ist die Wärmedichte. Die Wärmedichte ist hier definiert als der Endenergiebedarf pro m² Grundfläche (Stand 2010). In Gebieten mit hoher Wärmedichte hat ein Fernwärmenetzbetreiber die Möglichkeit durch das Verlegen von wenigen Metern zusätzlicher Rohrleitung relativ große Wärmebedarfspotenziale zu erschließen und zu versorgen. In Gebieten mit niedriger Wärmedichte muss das Netz entsprechend weitläufig ausgebaut werden, um den gleichen zusätzlichen Wärmeabsatz zu erschließen, was entsprechend kostenintensiver ist und zu erhöhten Netzverlusten führt. Ein weiterer Grund, warum Fernwärme in Gebieten mit hoher Wärmedichte sinnvoll ist, ist, dass in diesen Gebieten aufgrund der hohen Verdichtung sehr wenig Möglichkeiten zur Nutzung von erneuerbaren Energien, wie Geothermie oder Umweltwärme bestehen⁷⁴.

Für das Fernwärmeversorgungsgebiet „Fernwärmeverbund Nord“ (FvN) wurde die Wärmedichte der Gebäudeblöcke auf Basis der BeGEM-Daten ausgewertet (siehe Abbildung 36). Die Auswertung zeigt, dass im gesamten Versorgungsgebiet FvN die Wärmedichte überwiegend mittel bis hoch bewertet ist.

Für die Neukundenentwicklung im Fernwärmegebiet FvN (Verdichtung) wird angenommen, dass der Marktanteil im Versorgungsgebiet in 2050 40 % im Current Policies Szenario und 60 % in den Transformationsszenarien erreicht. Im Current Policies Szenario wurde ein niedrigerer Marktanteil als realistisch angenommen, weil in diesem Szenario weniger Wert auf Klimaschutz gelegt wird und dadurch der Anreiz Öl- und Gasheizungen auf Fernwärme umzustellen, weniger stark ausgeprägt ist. Demzufolge wurde in den beiden Klimaschutzszenarien ein höherer Marktanteil der Fernwärme, die nach dem Kohleausstieg nochmals deutlich geringere CO₂-Emissionen aufweisen wird, unterstellt. Neben dem ökologischen Vorteil ist eine weitere Voraussetzung für das Hinzugewinnen von Marktanteilen, dass die Fernwärme wettbewerbsfähig zu dezentralen Versorgungslösungen ist. Um dies zu überprüfen, wird in Kapitel 10 sowohl die ökologische als auch die ökonomische Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme in den unterschiedlichen Szenarien untersucht.

Wie beschrieben wird für die Verdichtung ein maximaler Marktanteil i. H. v. 60 % (KS 80) bzw. 58 % (KS 95) als realistische Grenze angenommen. Diese Grenze wird am Ende des Betrachtungszeitraums also 2050 erreicht. Dies stellt eine Verdopplung des Marktanteils gegenüber heute dar und ist nur mit einem kontinuierlichen vertrieblichen Aufwand verbunden. Die Vertriebsplanung der VWB sieht in den ersten fünf Jahren einen Anstieg der Neukundengewinne durch Verdichtung vor. Für den Zeitraum danach - dann existiert keine konkrete Vertriebsplanung mehr - wird angenommen, dass die Neukundengewinne ab Ende der 20er Jahre etwas zurückgehen und ab Ende der 30er Jahre auf einem nochmal geringeren Niveau weiterlaufen (Siehe Abbildung 34).

⁷⁴ (Der Senat von Berlin, 2018, S. Seite 67, Maßnahme E-13)

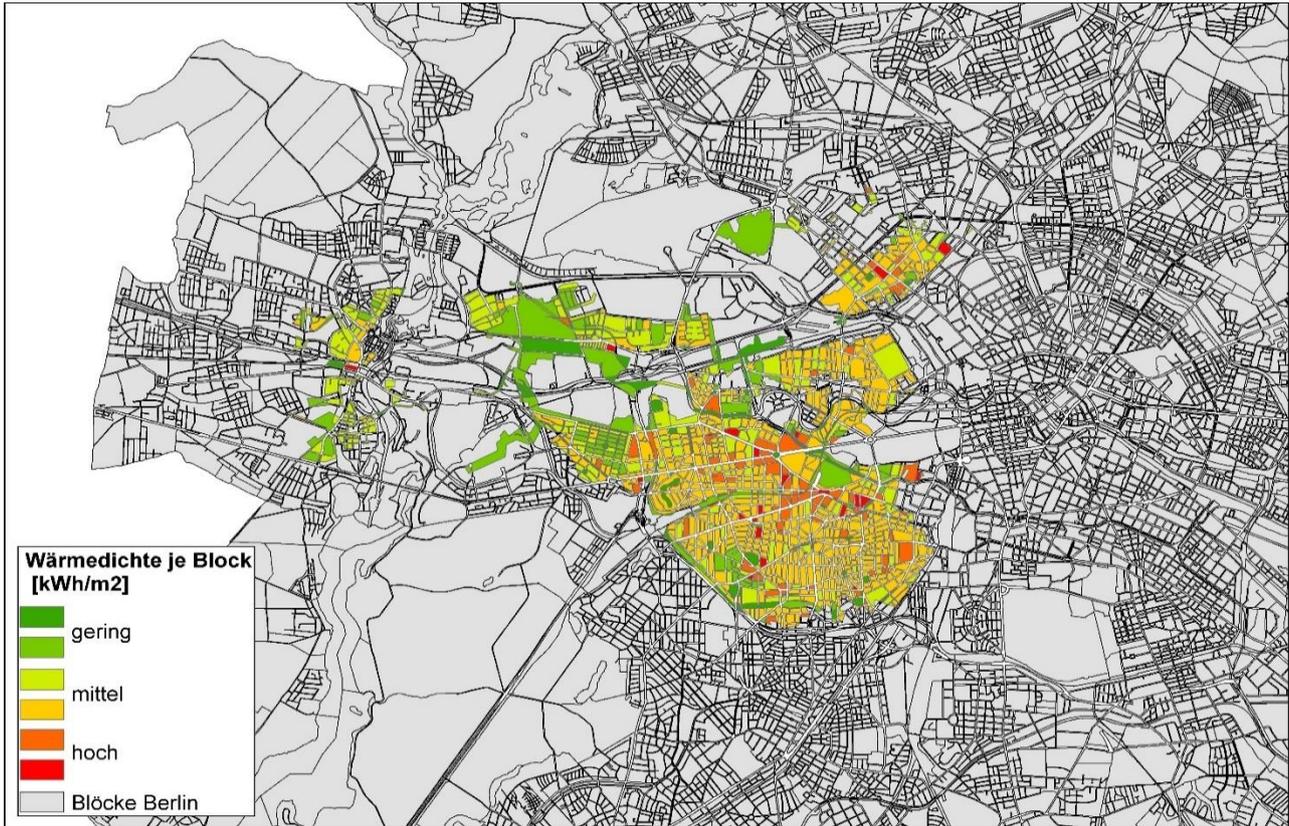


Abbildung 36: Wärmedichte je Gebäudeblock im Versorgungsgebiet FvN, Stand 2010

Daraus ergibt sich die in Tabelle 7 folgende Entwicklung des Neukundenabsatzes durch Verdichtung im Fernwärmeversorgungsgebiet FvN. Es handelt sich um die kumulierten Werte, das heißt der Fernwärmeabsatz an einen Neukunden des Jahres 2020 ist auch in der Angabe für 2030 enthalten:

Tabelle 7: Fernwärmeabsatz der Verdichtungskunden

Fernwärmeabsatz Verdichtungskunden	2020	2025	2030	2050
CP	[GWh] 175	420	597	1.120
KS 80	[GWh] 346	810	1.048	1.378
KS 95	[GWh] 348	801	953	1.089

Wie bei den Bestandskunden wird auch bei den durch Verdichtung neu hinzugewonnenen Kunden im Verlauf des Bewertungszeitraums ein Rückgang des Fernwärmebedarfs durch Sanierung unterstellt. Zudem fällt der Umfang an Gebäudesanierungen im CP-Szenario geringer als in den Klimaschutzszenarien aus. Dies führt dazu, dass sich im CP-Szenario durch den höheren spez. Wärmebedarf (eine Konsequenz der geringer ausfallenden Gebäudesanierungen) trotz deutlich weniger Verdichtungs-Neukunden im Jahr 2050 mit 1.120 GWh nahezu gleich viel Wärme an die Verdichtungskunden geliefert wird wie im Szenario KS 95 (1.089 GWh).

7.4 Ableitung von Potenzialen durch Netzerweiterung

Netzerweiterungen können eine weitere sinnvolle Maßnahme sein, um Emissionen zu senken. Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurde eine Analyse der Erweiterungspotenziale in einem Kilometer Umkreis zum FvN (hellblaue Fläche in Abbildung 37) ausgewertet.

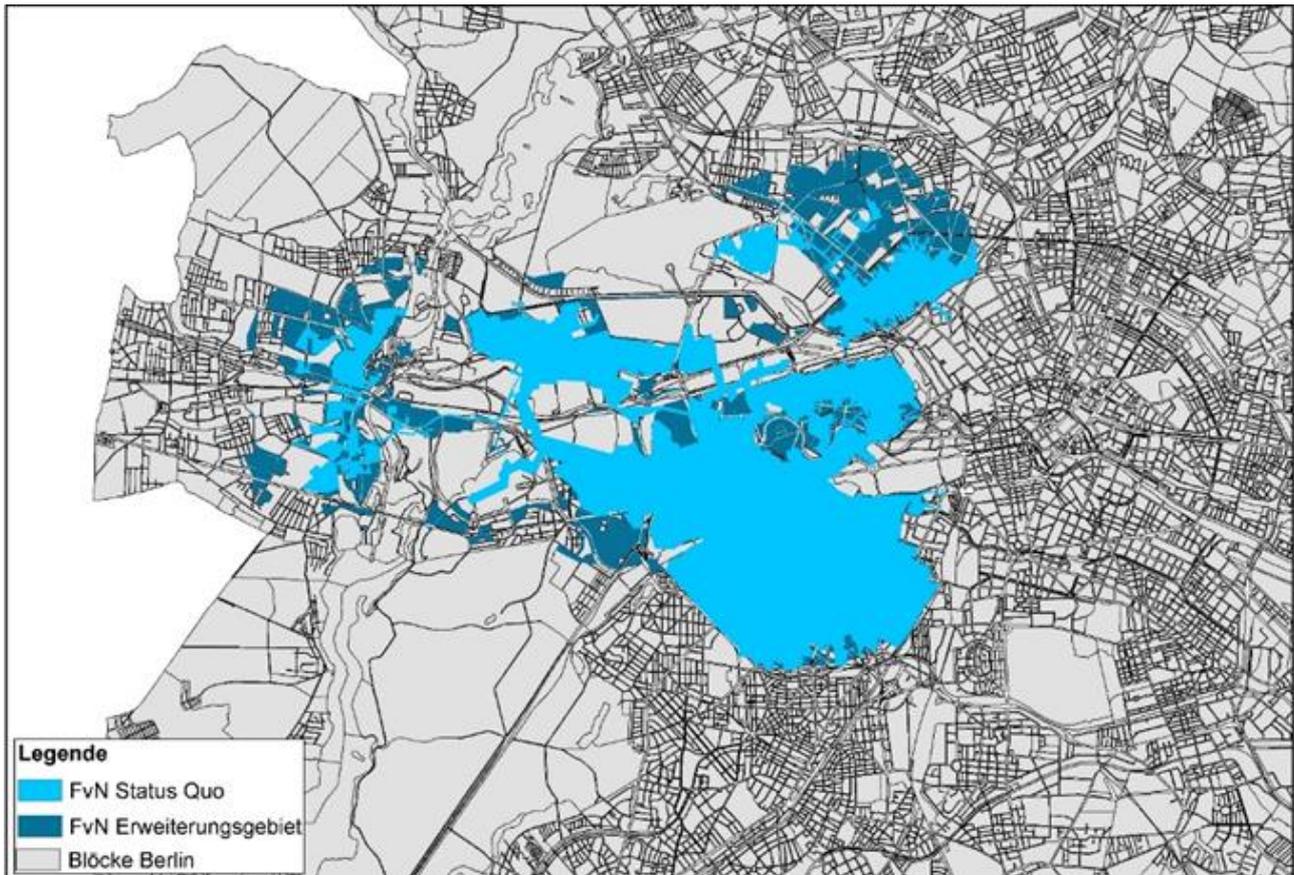


Abbildung 37: Das Gebiet des Fernwärmeverbunds Nord plus Erweiterungsgebiet

Erster Schritt der Analyse ist die Auswertung der Wärmedichte der Gebäudeblöcke im potenziellen Erweiterungsgebiet auf Basis der BeGeM-Daten. Die Auswertung zeigt, dass die Wärmedichte im potenziellen Erweiterungsgebiet gegenüber dem Bestandsgebiet deutlich abfällt. Es gibt zwar Gebäudeblöcke mit mittlerer und hoher Wärmedichte, jedoch ist der Anteil der Gebäudeblöcke mit geringer Wärmedichte dominierend. Im Rahmen der Wärmebedarfsszenarien wurden Erweiterungen nur in den Gebäudeblöcken angenommen, in denen die Wärmedichte mindestens „mittel“ beträgt. Mittel bedeutet hierbei, dass der durchschnittliche Endenergiebedarf je Quadratmeter Gebäudegrundfläche in einem Block mindestens 400 kWh/m² beträgt. Diese Wärmedichte ist inhaltlich wesentlich anders als der spez. Endenergieverbrauch je Bruttogeschossfläche. In der Abbildung 37 ist das Versorgungsgebiet inklusive der angenommenen Erweiterungsgebiete zu sehen.

Das Erweiterungspotenzial in diesem Gebiet liegt in Summe bei rund 1,8 TWh (Stand 2010) und reduziert sich durch die Gebäudesanierung in den Wärmebedarfsszenarien auf 0,6 bis 1 TWh in 2050.

Für die Häuserblöcke mit mittlerer und hoher Wärmedichte im Erweiterungsgebiet werden Annahmen bezüglich der Anschlussquote (Rate zur erfolgreiche Akquisition der Wärmekunden) getroffen und somit ein konkretes Erweiterungspotenzial abgeschätzt. In beiden Klimaschutzszenarien wird bezüglich der Gebäude das gleiche Erweiterungspotenzial unterstellt, jedoch geht das Absatzpotenzial in beiden Szenarien wegen der Gebäudesanierung unterschiedlich stark zurück. Damit ergibt sich ein Erweiterungspotenzial von rund 400 bis 475 GWh in 2050 in den beiden Klimaschutzszenarien. Damit ist das angenommene Erweiterungspotenzial erheblich geringer als das Verdichtungspotenzial.

Für das CP-Szenario werden keine Erweiterungen angesetzt.

7.5 Ausprägung der drei Szenarien für den Fernwärmeverbund Nord

Nachfolgend wird der Verlauf des Fernwärmeabsatzes im FvN für die drei einzelnen Szenarien erläutert und eingeordnet.

7.5.1 Current Policies

Im CP-Szenario nimmt der Gesamtwärmebedarf im Gebiet des FvN (inklusive dem Erweiterungsgebiet) von 10 TWh in 2018 leicht ab auf 9,6 TWh bis 2035. In den Folgejahren von 2040 bis 2050 setzt sich der leichte Abwärtstrend auf 8,6 TWh fort. Die Entwicklung des Fernwärmeabsatzes im Gebiet des FvN setzt sich zusammen aus dem Absatz der Bestandskunden und dem Absatz von Neukunden (Verdichtung, keine Erweiterung). Die Abbildung zeigt, dass der Mengenrückgang bei den Bestandskunden durch zusätzliche Mengen der Neukunden aufgefangen wird und sogar in Summe leicht überkompensiert wird. Zwischen 2020 und 2050 reduziert sich der Fernwärmeabsatz bei den Bestandskunden um 0,62 TWh (-21 %), wohingegen durch die Gewinnung von Neukunden ein Fernwärmeabsatz von 0,95 TWh hinzukommt. Dadurch steigt der Fernwärmeabsatz insgesamt bis 2050 um 0,33 TWh an (siehe Abbildung 38).

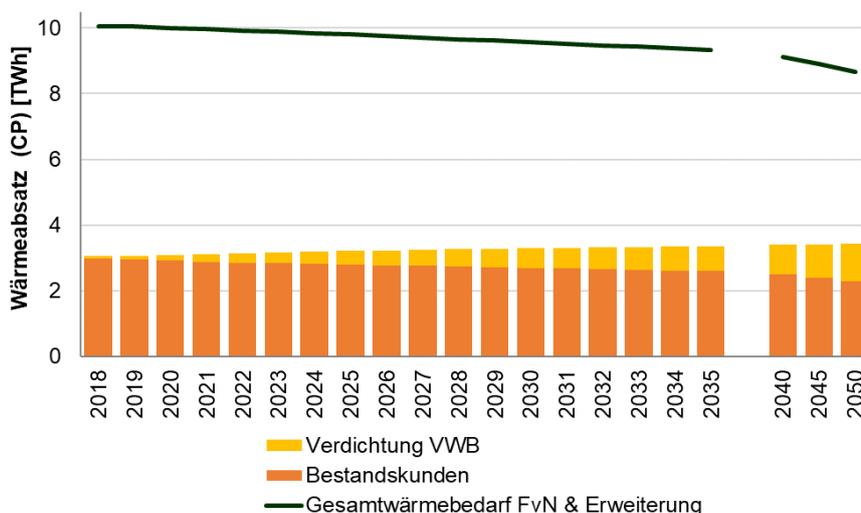


Abbildung 38: Fernwärmeabsatz (ohne Netzverluste) nach Neukunden (Verdichtung und Erweiterung) und Bestandskunden sowie Gesamtwärmebedarf aller Gebäude im Gebiet des FvN inkl. Erweiterungsgebiet, CP-Szenario

7.5.2 Klimaschutzszenario KS 80

Die Abbildung 39 zeigt die Entwicklung für den Wärmeabsatz im KS 80-Szenario. Im Vergleich zum CP-Szenario fällt der Gesamtwärmebedarf im Gebiet des FvN inkl. der Erweiterungsgebiete hier bis 2035 deutlich auf 7,7 TWh, um dann zwischen 2040 und 2050 auf 5,8 TWh zu sinken. Neben dem Wärmeabsatz an die Bestandskunden und der Neukundengewinnung durch Verdichtung werden in diesem Szenario zusätzliche Absatzmengen durch die Erweiterung des Fernwärmenetzes berücksichtigt. Bis 2037 steigt der Wärmeabsatz in Summe über Bestandskunden, Neukunden (Verdichtung und Erweiterung) leicht an. Ab 2037 sinkt der Wärmeabsatz. Zwischen 2020 und 2050 reduziert sich der Fernwärmeabsatz bei den Bestandskunden um ca. 1,2 TWh (-43 %), wohingegen durch die Gewinnung von Neukunden ein Fernwärmeabsatz von ca. 1,45 TWh hinzukommt. Dadurch steigt der Fernwärmeabsatz insgesamt bis 2050 um ca. 0,34 TWh an.

B E T

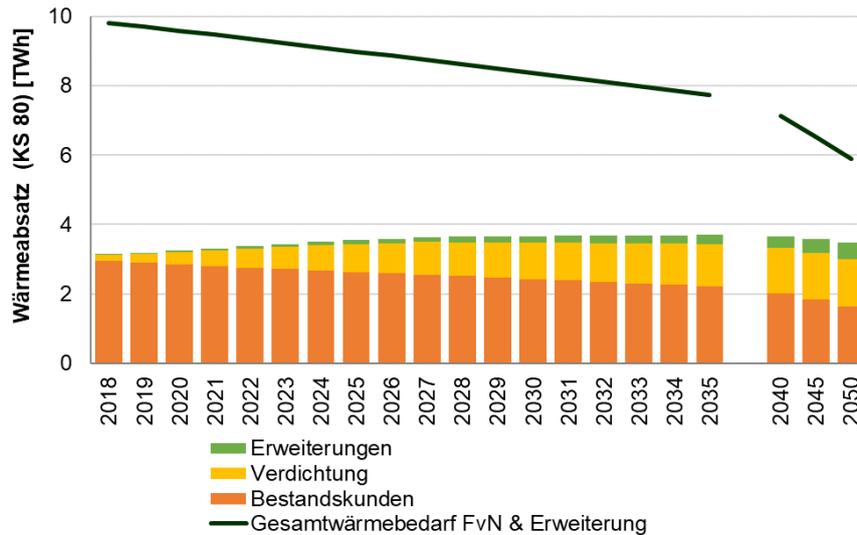


Abbildung 39: Fernwärmeabsatz (ohne Netzverluste) nach Neukunden (Verdichtung und Erweiterung) und Bestandskunden sowie Gesamtwärmebedarf aller Gebäude im Gebiet des FvN inkl. Erweiterungsgebiet, KS 80

7.5.3 Klimaschutzszenario KS 95

Die Entwicklung des Wärmeabsatzes im KS 95-Szenario ist in Abbildung 40 dargestellt. Wie in der Darstellung zu sehen ist, sinkt der gesamte Wärmebedarf im Gebiet des FvN inkl. der Erweiterungsgebiete bis 2035 auf ca. 7 TWh und dann von 2040 bis 2050 von 6,3 TWh auf 4,8 TWh.

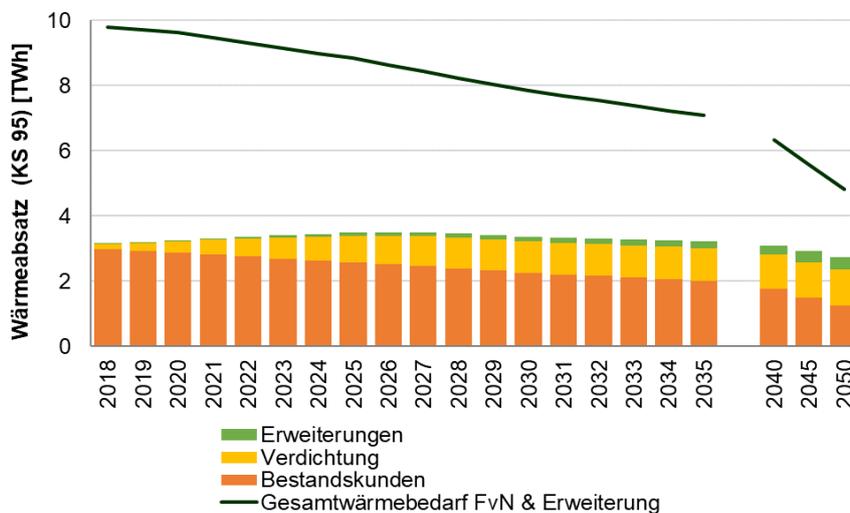


Abbildung 40: Fernwärmeabsatz (ohne Netzverluste) nach Neukunden (Verdichtung und Erweiterung) und Bestandskunden sowie Gesamtwärmebedarf aller Gebäude im Gebiet des FvN inkl. Erweiterungsgebiet, KS 95

Der Fernwärmeabsatz steigt durch die Neukundengewinnung bis 2027 auf 3,5 TWh an und sinkt danach kontinuierlich. Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums fällt der Wärmeabsatz in diesem Szenario auf 3 TWh in 2040 und auf 2,7 TWh in 2050. Zwischen 2020 und 2050 reduziert sich der Fernwärmeabsatz bei den Bestandskunden um ca. 1,6 TWh (-56 %). Im gleichen Zeitraum kommt durch die Gewinnung von Neukunden ein Fernwärmeabsatz von ca. 0,7 TWh hinzu. Dadurch sinkt der Fernwärmeabsatz insgesamt bis 2050 um ca. 0,5 TWh.

Abbildung 41 illustriert anhand des Klimaschutzszenarios KS 95 beispielhaft die Entwicklung des Fernwärmebedarfs im FvN inklusive Erweiterungen. Der Fernwärmebedarf ist die Wärmemenge, die von den Wärmeerzeugungsanlagen und Einspeisern bereitgestellt werden muss. Er besteht aus dem Fernwärmeabsatz und

B E T

den Netzverlusten. Der Wärmebedarf wird wiederum unterschieden in den Warmwasserbedarf (Trinkwarmwasser, TWW) und den Heizbedarf. Abbildung 41 zeigt die Entwicklung dieser drei Komponenten, jeweils aufgeteilt auf die drei Komponenten Bestandskunden, Verdichtungskunden und Erweiterungskunden:

- Die Netzverluste (graue Balken) bleiben in Summe etwa konstant bei 0,3 TWh, obwohl das Netz deutlich verdichtet und erweitert wird. Der Anteil der Netzverluste beträgt im Jahr 2050 ca. 10,7 %. Er ist damit höher als 2020.
- Der Warmwasserbedarf (blaue Balken) steigt aufgrund des hinzukommenden Warmwasserbedarfs der Neukunden. Im Jahr 2050 beträgt der Anteil des Warmwasserbedarfs ca. 45 %. Dieser Anteil ist deutlich höher als 2020.
- Der Heizbedarf sinkt bei den Bestandskunden durch Gebäudesanierungen. Der Heizbedarf der neugewonnenen Kunden im FvN-Bestandsgebiet bzw. im Erweiterungsgebiet ist geringer als der zurückgehende Heizbedarf der Bestandskunden. Deswegen sinkt der Heizbedarf insgesamt. Der Anteil des Heizbedarfs ist 2050 deutlich geringer als 2020.

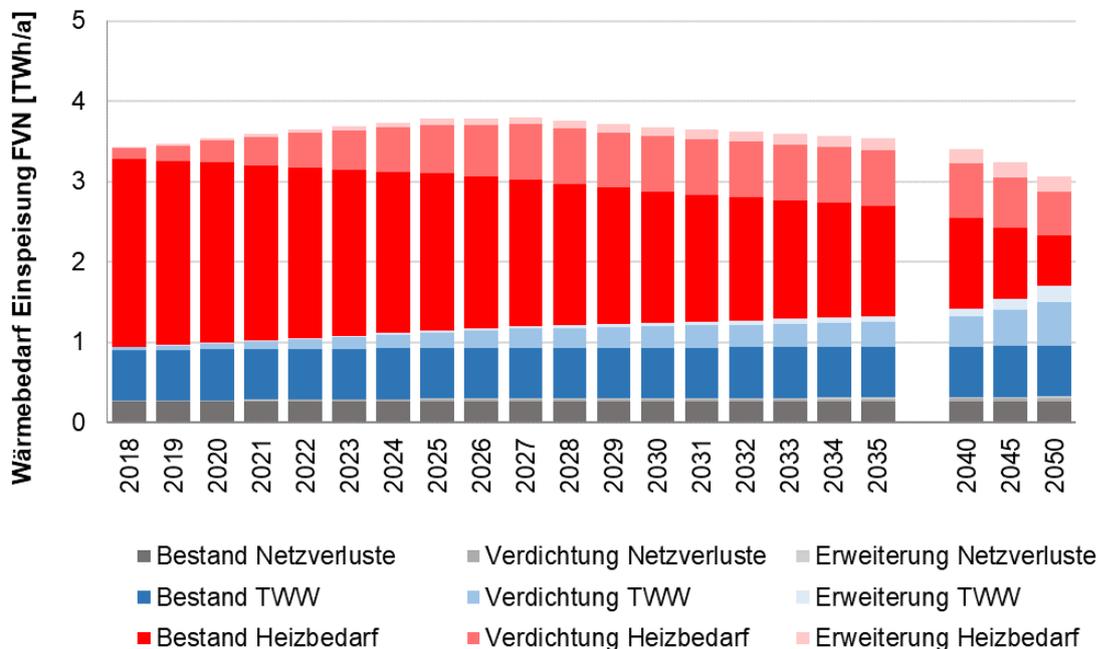


Abbildung 41: Aufteilung Fernwärmebedarf (inkl. Netzverlusten) für das FvN inkl. Erweiterungen im Klimaschutzszenario 95

Abbildung 42 zeigt die resultierende mittlere Last (Absatz plus Verluste) im KS 95-Szenario monatlich für die beiden Jahre 2020 und 2050. Zum einen verdeutlicht diese Darstellung die sehr starken Unterschiede im Wärmebedarf zwischen den Sommermonaten und den Wintermonaten. Im Sommer besteht der Fernwärmebedarf aus der Warmwassererwärmung und den Netzverlusten. Der Anteil der Warmwasserbereitstellung steigt im Zeitverlauf, somit sind die mittleren Lasten im Sommer im Jahr 2050 höher als im Jahr 2020. Im Winter dominiert der Heizbedarf. Da dieser im Zeitverlauf sinkt, sinken die mittleren Lasten in den Wintermonaten und teilweise auch in der Übergangszeit.

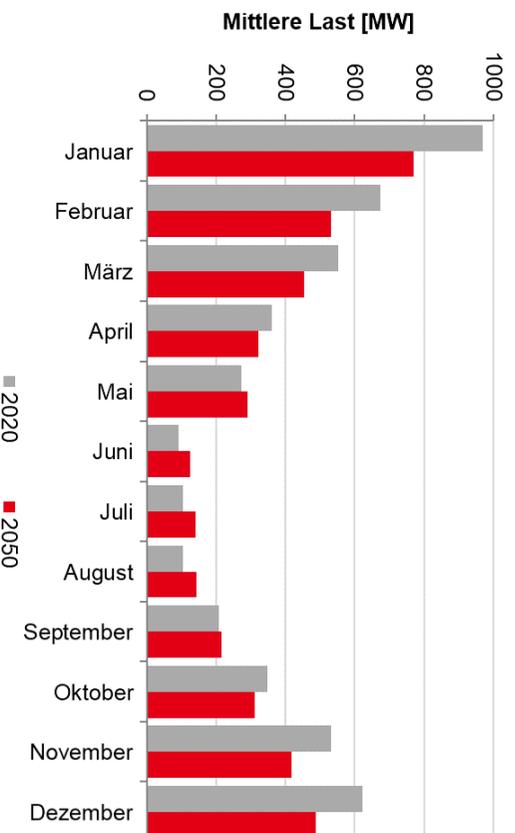


Abbildung 42: Mittlere monatliche Last inklusive Netzverluste in 2020 und 2050 im Klimaschutzszenario 95

7.6 Ausprägung der drei Szenarien für das VG1

Die Analysen im vorangegangenen Kapitel konzentrieren sich auf den Fernwärmeverbund Nord (FVN). Das VG1 umfasst darüber hinaus auch den Fernwärmeverbund Süd (FVS). Für das FVS-Gebiet wird eine vereinfachte Analyse des Wärmebedarfs vorgenommen. Der Rückgang durch Gebäudesanierung im Bestand wird dort mit den gleichen Annahmen wie für den FVN in den drei Bedarfsszenarien fortgeschrieben. Mit diesen Annahmen ergeben sich die in (siehe Abbildung 43) dargestellten Verläufe für den Wärmebedarf (Absatz plus Netzverluste) in den unterschiedlichen Szenarien. So ergibt sich im CP-Szenario ein ansteigender Wärmebedarf im FVS von 1 TWh auf 1,2 TWh in 2050. Im KS 80-Szenario steigt der Wärmebedarf zunächst bis 2038 leicht an, sinkt von da an aber bis zum Ende des Betrachtungszeitraums auf 0,9 TWh ab. Im KS 95-Szenario sinkt der Wärmebedarf im FVS kontinuierlich bis hin zu 0,7 TWh in 2050.

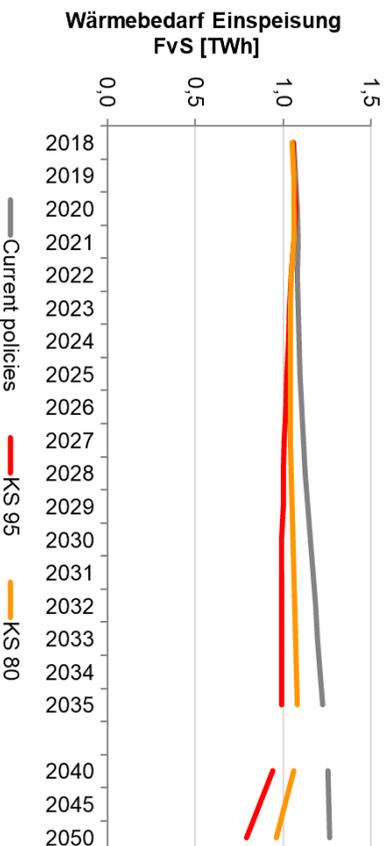


Abbildung 43: Fernwärmebedarf im FVS

Im Ergebnis ergibt sich folgender Verlauf des Fernwärmebedarfs für das gesamte VG1 (siehe Abbildung 44). Der Wärmebedarf steigt im CP-Szenario über den Betrachtungszeitraum von 2020 bis 2050 von 4,4 auf 4,9 TWh/a an. Im KS 80-Szenario steigt der Wärmebedarf von 2020 bis 2038 von 4,5 TWh/a auf 5,1 TWh/a und sinkt dann bis 2050 auf 4,7 TWh/a ab. Beim KS 95-Szenario steigt der Wärmebedarf von 4,5 TWh/a in 2020 auf 4,8 TWh/a in 2026 und sinkt danach stärker ab auf 3,8 TWh/a in 2050.

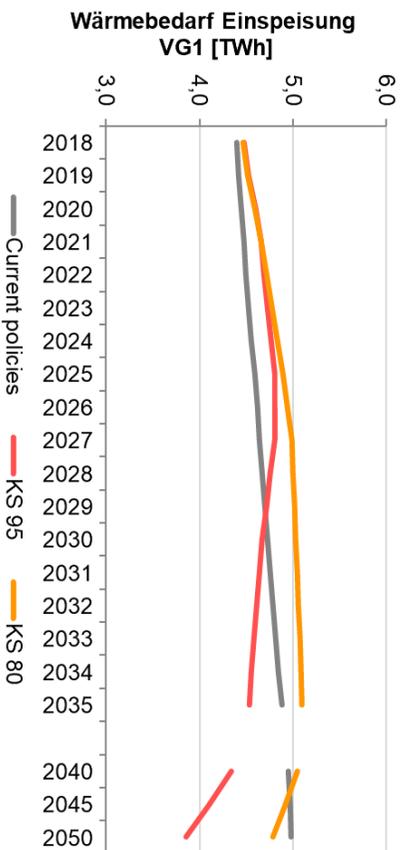


Abbildung 44: Wärmebedarfe im VG1

8 WÄRMEVERSORGUNGSOPTIONEN

Für den Ersatz der Fernwärmebereitstellung aus den Kohlekraftwerken Moabit und Reuter West existiert heutzutage eine Reihe ökologisch sinnvoller Wärmeversorgungsoptionen. Diese werden im folgenden Kapitel zunächst vorgestellt und hinsichtlich ihrer grundsätzlichen Eignung für Berlin eingeordnet (siehe Kapitel 8.1.1). Im darauffolgenden Schritt werden diejenigen Technologien, die für einen Einsatz im VG1 in Berlin grundsätzlich in Frage kommen, näher untersucht. Dabei werden einerseits die Potenziale für die Nutzung der Technologien an den konkreten Standorten ermittelt und andererseits die technischen, ökonomischen und ökologischen Auswirkungen einer Wärmebereitstellung aus diesen Anlagen beschrieben (siehe Kapitel 8.1.2).

Da in dieser Studie auch ein Vergleich der Fernwärmeerzeugung mit dezentralen Wärmeversorgungsoptionen hinsichtlich Ökologie und Ökonomie vorgenommen wird, erfolgt in Kapitel 8.2 eine Beschreibung von möglichst ökologischen, dezentralen Wärmeversorgungsoptionen, die heute bzw. zukünftig eine bedeutende Rolle spielen können.

8.1 Zentrale Versorgungsoptionen

8.1.1 Übersicht potenzieller Versorgungsoptionen

Grundsätzlich bieten verschiedene Versorgungsoptionen ein Potenzial, die Kohlewärme aus den beiden Kraftwerken in Reuter West und Moabit zu ersetzen. Die potenziellen Technologien sind in Abbildung 45 dargestellt. Diese Technologien werden in der Machbarkeitsstudie durch Expertenurteil, Diskussion im Begleitkreis und Literaturrecherche⁷⁵ zusammengetragen.

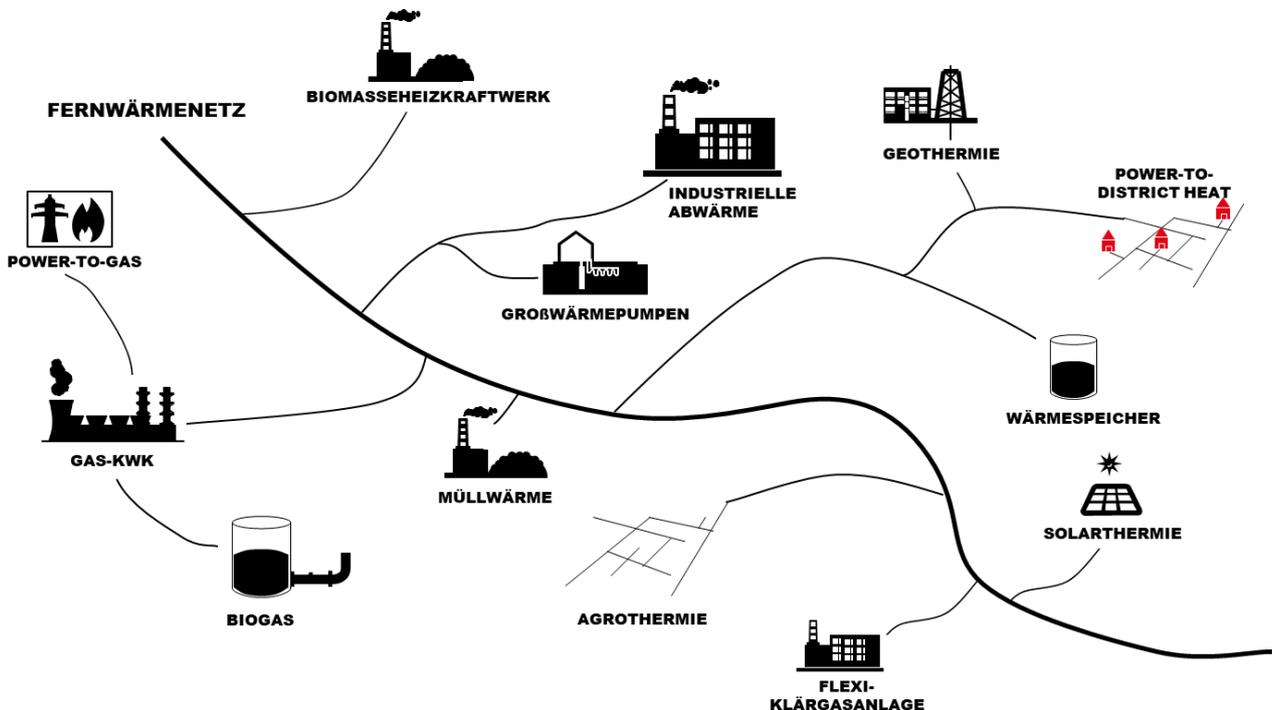


Abbildung 45: Potenzielle Versorgungsoptionen für das Fernwärmenetz

In diesem Abschnitt wird jede dieser Optionen separat beschrieben. Dabei erfolgt zunächst eine kurze Beschreibung der Funktionsweise der Technologie. Anschließend werden ihre ökonomischen und ökologischen Eigenschaften sowie die sich ergebende Rolle für den möglichen Einsatz im Portfolio qualitativ erläutert. Wesentliche Vergleiche z. B. im Bereich der CO₂-Emissionen werden immer auf den Status quo der aktuellen

⁷⁵ Zum Beispiel (Der Senat von Berlin, 2018), (The Boston Consulting Group & Prognos, 2018)

konventionellen Erzeugung bezogen. Schließlich wird eine Einordnung der Option dahingehend vorgenommen, ob sie für eine Verwendung in Berlin grundsätzlich geeignet ist und in der Studie bzw. den Transformationsszenarios weiter betrachtet wird.

Biomasseheizkraftwerke

Diese Art von Erzeugern verwenden Biomasse zur Bereitstellung von Wärme und ggf. auch elektrischer Energie⁷⁶ über einen Verbrennungsvorgang, der bei KWK-Anlagen einen Dampf- bzw. Kraftwerkskreislauf antreibt. Bei reinen Heizwerken wird i. d. R. nur Warmwasser erzeugt. Für die Feuerung lassen sich z. B. Restholz in Form von Holzhackschnitzeln oder Pellets für die energetische Verwertung nutzen. Für die Verbrennung in Großanlagen (ab ca. 50 MW FWL) werden in der Regel Holzhackschnitzel statt Pellets genutzt, weil Holzhackschnitzel deutlich preisgünstiger sind und weil größere Anlagen typischerweise aufgrund von Nebenanlagen (Rauchgasreinigung und Brennstofflogistik) besser mit Holzhackschnitzeln umgehen können.

Biomasseheizkraftwerke bieten eine gesicherte Leistung an, die sich für einen Einsatz in der Grund- und Mittellast eignet. Aufgrund der Lagerfähigkeit der Biomasse wird ein Wärmespeicher nicht benötigt, um eine kontinuierliche Versorgung zu garantieren. Für die erzeugte Wärme sind hohe Temperaturniveaus realisierbar, was die Integrierbarkeit in ein Portfolio zur Erzeugung von Fernwärme erleichtert. Zu berücksichtigen ist jedoch eine Limitierung des vor Ort bzw. regional verfügbaren Biomasseaufkommens, sofern man aus ökologischen Gründen lange Transportwege ausschließen will. Die Biomasse kann über langfristige Lieferkontrakte (10-20 Jahre) bezogen werden. Gefährdet wird dies durch eine Nutzungskonkurrenz durch andere Verbraucher. Die Logistik für die Brennstoffanlieferung und -lagerung stellt erhöhte Anforderungen an die Zugänglichkeit der Erzeugungsstandorte.

Aufgrund der geringen Emissionen bei Verwendung nachhaltig nachwachsender Biomasse, die im Wesentlichen durch Hilfsenergien für den Kraftwerksbetrieb und die Fernwärmeversorgung anfallen, aber auch von Art und Ort des Bezuges der Rohstoffe abhängen, sind Biomasseheizkraftwerke als klimafreundliche Versorgungsoption einzuordnen. Durch die positive ökologische Bewertung sowie durch die gesicherte Leistungserbringung erfolgt eine nähere Untersuchung und Bewertung im Rahmen des Kohleausstiegs in Berlin.

Wärme aus energetischer Abfallverwertung

Abfallmengen, die nach der Abfallhierarchie nicht vermieden oder recycelt werden können, sind energetisch verwertbar. Müllverbrennungsanlagen erzeugen durch die Verbrennung der brennbaren Anteile dieser Abfälle Wasserdampf. Der Dampf bzw. die darin enthaltene Wärme kann theoretisch direkt an ein Fernwärmesystem übergeben werden. In der Praxis wird der Dampf fast immer über eine Dampfturbine im KWK-Prozess zur Produktion von Strom- und Wärme genutzt. Der Hintergrund des KWK-Prozesses ist der hohe Eigenstromverbrauch der Rauchgasreinigung, der eine Stromerzeugung vor Ort ökonomisch sinnvoll macht. Müllverbrennungsanlagen dienen primär der Entsorgung von Abfall und bieten darüber hinaus die Möglichkeit, die in den Abfällen bzw. Reststoffen enthaltene Energie zu nutzen.

Die Wärmenutzung aus Abfall kann in der Regel als gesicherte Leistung angesehen werden. Die Anlagen werden, weil Müll ganzjährig anfällt und bisher nicht in größerem Umfang gelagert wird, hauptsächlich im Grundlastbereich, aber auch im Mittellastbereich eingesetzt, so dass die Wärme auch für diese Lastdeckungsbereiche zur Verfügung steht. Es sind hohe Temperaturniveaus und Leistungen realisierbar, welche die Aufnahme in ein Fernwärmesystem vereinfachen. Ein mit Unsicherheit behafteter Aspekt für die Einplanung in ein Wärmeerzeugungsportfolio ist die Annahme zur Entwicklung der Abfallmengen. Hierzu ist eine Abschätzung für das Aufkommen an Abfall für die jeweilige Anlage zu ermitteln und das kurzfristige wie auch langfristige Verfügbarkeitsrisiko der Wärmequelle abzuschätzen. Um eine kontinuierliche Erzeugung bereitzustellen, können gegebenenfalls thermische Kurzfristspeicher zum Ausgleich zeitlich begrenzter Ressourcenschwankungen genutzt werden (vgl. Abschnitt „Wärmespeicher“). Eine Lagerung von Abfall zur saisonalen Verschiebung der Wärmeerzeugung in die bedarfsstarken Wintermonate ist angesichts der Höhe der zu verbrennenden Abfallmengen und dem damit verbundenen Aufwand bzw. Platzbedarf derzeit nicht realisierbar.

⁷⁶ In Heizkraftwerken werden sowohl Wärme als auch Strom erzeugt (KWK-Anlage). Wird ausschließlich Wärme erzeugt, dann handelt es sich um ein Heizwerk.

B E T

Die der Wärmeerzeugung zugeordneten CO₂-Emissionen der Abfallverbrennung sind als gering einzustufen. Zwar entstehen bei der Verbrennung des Abfalls CO₂-Emissionen, diese werden jedoch nach Argumentation des AGFW (S.20, Kapitel 8.1, Arbeitsblatt FW 309 Teil 6), welcher die derzeit anerkannte statistische Methode vertritt, dem Entsorgungssektor zugerechnet und nicht der Wärme- bzw. Stromerzeugung. Demnach fallen die Emissionen auch ohne die Nutzung der Abwärme ohnehin bei der Verbrennung des Abfalls an. Daher ist die Abwärme als CO₂-frei zu behandeln und deren Nutzung im Fernwärmenetz sinnvoll (vgl. Kapitel 9.4). Folglich wird durch eine Integration von Abfallwärme in ein Wärmeerzeugungsportfolio häufig eine signifikante Wärmemenge ersetzt, was bei einer Verdrängung von fossil erzeugter Wärme wie z. B. Kohlewärme zu einer wesentlichen Reduktion der Emissionen der Wärmeerzeugung führt. Zudem kann die Abfallwärme in aller Regel kostengünstig zur Verfügung gestellt werden. Somit ist die (optimierte) Nutzung von Abfallwärme eine geeignete Wärmeerzeugungsoption zum Ersatz von Kohlewärme. Die energetische Nutzung von Abfallwärme wird deswegen in der Machbarkeitsstudie weiterverfolgt.

Industrielle Abwärme

Bei dieser möglichen Energiequelle fällt Wärme als Nebenprodukt von Industrieprozessen an (z. B. bei der Dampferzeugung zum Schmelzen von Materialien oder in Trocknungsprozessen). Die Abwärme wird hierbei durch einen Wärmeübertrager aus dem Industrieprozess ausgekoppelt und über eine Anbindungsleitung einem Nah- oder Fernwärmenetz zur Verfügung gestellt.

Für die Nutzung von Abwärme im Fernwärmenetz sind Investitionen für die Auskopplung der Wärme und die Anbindung an das bestehende Fernwärmenetz (Leitungsbau) erforderlich. Sofern die Entfernung zum bestehenden Fernwärmenetz und der Einfluss auf die bestehende Industrieanlage nicht allzu hoch ist, kann industrielle Abwärme oft kostengünstig bezogen werden. Allerdings ist durch die Abhängigkeit vom Produktionsprozess ein Verfügbarkeitsrisiko gegeben. Dieses kann sowohl kurzfristiger Natur (z. B. kurzfristige Schwankungen im Produktionsprozess) als auch mittel- bzw. langfristiger Natur sein (z. B. Reduzierung oder Stilllegung der Produktion am Standort). Industrielle Abwärme ist daher nicht als gesicherte Leistung einzuordnen, da betriebsbezogene und unternehmenswirtschaftliche Faktoren des Produktionsprozesses im Vordergrund stehen und die Wärmelieferung nur als Nebenprodukt anfällt. Das Temperaturniveau, auf dem die Wärme zur Verfügung steht, und damit die Einspeisetemperatur ins Fernwärmenetz, ist vom jeweiligen Produktionsprozess abhängig. Sofern die Einspeisetemperatur (zeitweise) niedriger ist als die erforderliche Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes, ergibt sich ein Handlungsbedarf bei der Einspeisung dieser Wärme (z. B. Nachheizung durch andere Einspeiser auf die erforderliche Temperatur).

Da die Abwärme ohnehin prozessbedingt anfällt, ist die energetische Verwertung des Nebenprodukts, abgesehen von Hilfsenergieverbräuchen, emissionsfrei und damit ökologisch vorteilhaft. In der Machbarkeitsstudie wird das tatsächlich vorliegende Potenzial für das Aufkommen von Abwärme durch Industriebetriebe vor Ort und deren wirtschaftliche Nutzung für das Fernwärmesystem näher untersucht.

Geothermie

Bei geothermischen Anlagen wird die innerhalb der Erdkruste gespeicherte Wärme mit Hilfe einer Bohrung genutzt. Je nach Tiefe unterscheidet man oberflächennahe Geothermie (< 400 m) und Tiefengeothermie. Die in der Erdschicht enthaltene Wärme wird an ein Arbeitsmedium z. B. Wasser übergeben, welches über eine Pumpe innerhalb eines Kreislaufs zirkuliert. Dort kann die Wärme durch einen Wärmeübertrager bzw. eine Wärmepumpe an ein Wärmenetz übergeben oder über einen Dampfkraftprozess zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden. Hierbei entscheidet das geothermisch zur Verfügung gestellte Temperaturniveau über die zu verwendende Technologie.

Der Wärmeertrag und das Temperaturniveau einer solchen Anlage hängt hauptsächlich von der Tiefe der Bohrung, dem potenziellen Durchflussvolumen durch die Gesteinsschicht und deren geologischer Aktivität ab. Sofern die Bohrung erfolgreich ist, kann über diese zuverlässig und ohne saisonalen Einfluss Wärme (als gesicherte Leistung) für die Versorgung von Grundlasten bereitgestellt werden. Gegebenenfalls muss für die Einspeisung in ein Wärmenetz aufgrund der Differenz zwischen Einspeisetemperatur und erforderlicher Vorlauftemperatur eine Nachheizung mit einer zusätzlichen externen Quelle oder der Einsatz einer Wärmepumpe erfolgen. Als weitere Rolle im Versorgungsportfolio kann die geothermische Quelle nicht nur zur Erzeugung, sondern auch als Speicher überschüssiger Wärme genutzt werden.

B E T

Neben den Emissionen für Hilfsenergien wie z. B. zum Pumpen des Arbeitsmediums, fallen keine weiteren Emissionsmengen an. Ausnahme bildet hier die Verwendung einer Wärmepumpe bei niedrigen geothermischen Temperaturniveaus, für welche je nach Wahl der Antriebsform erhöhte Emissionen anfallen können. Das Potenzial für Geothermie ist in Deutschland regional sehr unterschiedlich. Durch das somit vorhandene Fündigkeitsrisiko können hohe Investitionen für Explorationsbohrungen entstehen, die ertraglos bleiben. Daher ergibt sich mit dem Erschließungsversuch einer geothermischen Quelle ein hohes wirtschaftliches Risiko. Aufgrund der klimafreundlichen Bewertung und dem zusätzlichen Nutzen als Speichertechnologie wird im Rahmen dieser Studie das geothermische Potenzial an ausgewählten Standorten in Berlin auf Basis zur Verfügung stehender geologischer Daten analysiert.

Agrothermie

Bei der Agrothermie wird die im Boden gespeicherte Umweltwärme einer landwirtschaftlichen Fläche genutzt. In zwei Meter Tiefe führt ein Kabelsystem, welches von einem Wasser-Glycol-Gemisch durchströmt wird, die Wärme aus dem Boden ab. Das Kabelsystem wird mit Hilfe eines sogenannten Drainagepfluges für Ackerfahrzeuge im Erdreich verlegt.

Die gewonnene Wärme verfügt über ein niedriges Temperaturniveau und ist daher eher für die Einspeisung in kältere Nahwärmenetze geeignet. Auch die gewinnbaren Energiemengen sind verhältnismäßig zu den anderen Erzeugungstechnologien als gering einzustufen. Die Kombination mit einer Wärmepumpe zur Bereitstellung der Wärme auf einem höheren Temperaturniveau ist jedoch denkbar. Auch ist der Einfluss des Wärmeentzugs auf die Vegetation und die Nutzbarkeit der Agrarfläche ein zu berücksichtigender Aspekt.

Trotz der geringen Emissionen dieser Wärmeversorgungsoption und der vergleichsweise geringen Investitionskosten wird eine weitere Untersuchung der Agrothermie im Rahmen dieser Studie nicht durchgeführt, da die bereitgestellten Leistungen zu niedrig und auch das Potenzial für Agrarflächen in städtischen bzw. stadtnahen Gebieten als zu gering angesehen werden.

Solarthermie

Solarthermische Anlagen wandeln Strahlungsenergie der Sonne in thermische Energie um. Die Strahlung wird hierbei zur Erwärmung eines Arbeitsmediums genutzt. Dazu können verschiedene Arten von Kollektoren eingesetzt werden: Flach-, Vakuumröhren- und Parabolrinnenkollektoren sowie auch Solartürme. Sie unterscheiden sich im Wesentlichen durch den apparativen Aufwand sowie durch die zur Verfügung gestellten Temperaturen und möglichen Leistungsgrößen. Beispielsweise liefern Flachkollektoren Wärme bei einer Einspeisetemperatur von bis zu 80 °C und Vakuumröhrenkollektoren bei bis zu 120 °C⁷⁷.

Genauso wie die Sonneneinstrahlung über den Tag und während der Jahrzeiten schwankt, verändert sich zeitlich die Möglichkeit über Kollektoren thermische Energie zur Verfügung zu stellen. Das Einstrahlungsdargebot ist somit ein limitierender Faktor, so dass Solarthermieanlagen keine gesicherte Leistung (besonders im Winter) zur Verfügung stellen können. Der Wärmebedarf und das Dargebot der solaren Einstrahlung sind sogar gegenläufig, so dass ohne saisonalen Wärmespeicher nur eine geringe Abdeckung zwischen Erzeugung und Verbrauch besteht. Ein weiterer zu berücksichtigender Faktor ist der hohe Flächenbedarf für solarthermische Kollektorfelder. Besonders in städtischen Gebieten ist die Verfügbarkeit voraussichtlich eingeschränkt.

Die geringen Emissionen, die einzig für die Nutzung von Hilfsenergien, beispielsweise für den Pumpeneinsatz zum Umlauf des Arbeitsmediums, anfallen, sprechen für eine hohe Klimafreundlichkeit dieser Wärmeversorgungsoption. Dieser positive ökologische Nutzen der Solarthermie legt, eine weitere Untersuchung des Flächen- und des Ertragspotenzials sowie der Wärmegegestehungskosten in den städtischen und stadtnahen Gebieten nahe.

⁷⁷ Datenbasis: interne Auswertung verfügbarer Daten von B E T Aachen

Großwärmepumpen

Wärmepumpen nutzen Umgebungsenergie, um diese in aller Regel unter Einsatz mechanischer Arbeit (Kompressionswärmepumpe) auf einem höheren, nutzbaren Temperaturniveau zur Verfügung zu stellen. Als mögliche Quellen für Umgebungsenergien sind die Außenluft, der Erdboden (vgl. Geothermie und Agrothermie) sowie Abgase- und Abwässer zu nennen. Darüber hinaus können auch Fluss und Seewasser als Quellen herangezogen werden.

Je nach Wärmequelle ergibt sich eine (saisonale) Abhängigkeit der erzeugbaren Wärmemengen von der Umgebungstemperatur. Typische Einspeisetemperaturen von Großwärmepumpen liegen im Bereich von 80 bis 90 °C. Andernfalls ist eine Nachheizung der bereitgestellten Wärme notwendig oder es ist eine Absenkung der Netztemperaturen bzw. eine Versorgung von Teilnetzen zu prüfen.

Die Umweltverträglichkeit der Technologie hängt im Wesentlichen von der Antriebsart und dem geforderten Temperaturhub der Wärmepumpe ab:

- Kompressionswärmepumpen verfügen typischerweise über einen Verdichter, der mit mechanischer Energie aus einem Motor betrieben wird. Stammt der Strom für den Motor aus dem öffentlichen Netz, bestimmen sich die Emissionen der Antriebsenergie nach dem Emissionsfaktor des aktuellen deutschen Strommixes. Bei Eigenstromerzeugungskonzepten sind die Emissionen der entsprechenden Stromerzeugungsanlage zu berücksichtigen.
- Bei Kompressionswärmepumpen können auch Verdichter eingebaut werden, die mit mechanischer Energie aus einer Dampfturbine betrieben werden. Dann enthält der Dampf, die Antriebsenergie und die Emissionen der Antriebsenergie werden von den Emissionen des dazugehörigen Dampferzeugers bestimmt.
- Bei Sorptionswärmepumpen wird ein sogenannter thermischer Verdichter eingesetzt. Die Antriebsenergie bei solchen Wärmepumpen ist Wärme, zum Beispiel in Form von Fernwärme. Bei solchen Anlagen bestimmen die Emissionen der Wärmerzeugung die Emissionen der Antriebsenergie.

Die Umweltwärme oder die genutzte Abwärme ist emissionsfrei. Welche Emissionsintensität die in der Großwärmepumpe erzeugte Wärme hat, hängt damit von den Emissionen der Antriebsenergie und dem Verhältnis zwischen notwendiger Antriebsenergie und Umweltwärme bzw. Abwärme ab. Hier gilt als grundsätzlicher Zusammenhang je größer der zu bewältigende Temperaturhub der Wärmepumpe, umso höher der Anteil Antriebsenergie.

Grundsätzlich sind im Versorgungsgebiet 1 Quellen für Wärmepumpen vorhanden wie z. B. im Klärwerk Ruhleben, Rauchgase aus KWK-Anlagen oder auch Umgebungswärme aus der Spree, so dass eine nähere Untersuchung dieser Potenziale im Rahmen dieser Studie erfolgt.

Flexi-Kläranlage

Diese Technologie wurde bereits in der Machbarkeitsstudie „Klimaneutrales Berlin 2050“⁷⁸ als Leitprojekt erwähnt. Infolge dessen wurde die Option auch in dieser Studie als potenzieller Wärmelieferant näher untersucht. Die Flexi-Kläranlage nutzt Überschussströme aus erneuerbaren Energieanlagen, um ähnlich wie bei Power-to-Gas-Systemen über Elektrolyse Wasserstoff bzw. Sauerstoff herzustellen. Der Sauerstoff kann in den Kläranlagen zur Belüftung eingesetzt werden. Der Wasserstoff dient zur Faulgaskonditionierung und kann vor Ort gespeichert werden. Die Abwärme, die bei der Elektrolyse entsteht, wird für die chemischen Prozesse der Kläranlage lokal genutzt oder in ein Fernwärmenetz eingespeist. Des Weiteren können die Überschussströme aus den erneuerbaren Energien genutzt werden, um Pumpen und Rührwerke zu betreiben sowie um die Faulgasbehälter zu beheizen. Die Nutzung des überschüssigen Stroms reduziert damit den Betrieb von Blockheizkraftwerken. Das überschüssige CO₂ im Faulgasbehälter kann zur Methanisierung von Wasserstoff

⁷⁸ (Potsdam Institut für Klimafolgenabschätzung (PIK), 2014)

verwendet werden, so dass ebenfalls die Möglichkeit entsteht, diesen auch alternativ ins Erdgasnetz einzuspeisen.

Die ökologische Wertigkeit von Flexi-Kläranlagen ist abhängig von der Art des genutzten Stroms. Während bei Überschussströmen aus erneuerbaren Energien geringe Emissionen verursacht werden, kommt es bei der Nutzung von Graustrom zu erhöhten Emissionen, aufgrund der im Strommix vertretenen fossilen Erzeugungstechnologien. Mit der Nutzung von Überschussströmen aus erneuerbaren Energien tritt eine Wetterabhängigkeit des Dargebots ein. Da die Flexi-Kläranlage sehr stark auf die Klärwerksprozesse und die Stromseite und weniger auf die Wärmeseite abstellt, wird diese Option hier nicht weiter betrachtet.

Biogasanlagen

Biogasanlagen erzeugen Biogas durch die Vergärung von Biomasse bzw. biogenen Reststoffen. Die Hauptbestandteile von Biogas sind Methan und Kohlendioxid. Das energetisch wertvolle Methan wird oft zur Erzeugung von Wärme und elektrischer Energie in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) verbrannt. Alternativ kann es bei gegebenem Anschluss auch ins Erdgasnetz eingespeist und an anderer Stelle in einem Gasgemisch aus Erd- und Biogas verwendet werden. Als Biomasse können tierische Exkremente, biologische Abfallprodukte und Energiepflanzen, die jeweils als Produkt bzw. Nebenprodukt bei Agrarbetrieben anfallen, verwendet werden. In Berlin betreibt die BSR eine Biogasanlage, in der Bioabfall zur Biogaserzeugung genutzt wird. Das (gereinigte) Biogas wird in der LKW-Flotte der BSR eingesetzt⁷⁹.

Bei der Vergärung von Biomasse und der Verbrennung von Biogas entstehen CO₂-Emissionen. Diese Emissionen sind jedoch genauso wie bei Biomasseheizkraftwerken als klimaneutral einzustufen, da sie zuvor beim Pflanzenwachstum aus der Atmosphäre aufgenommen wurden. Neben den Emissionen aus dem Erzeugungsprozess, fallen jedoch weitere Emissionen durch benötigte Hilfsenergien sowie für den Transport an. Weiterhin muss in der Klimabilanz von Biogasanlagen ein mögliches Entweichen von Methan aus der Biogasanlage (sogenannter Methan-Schlupf) berücksichtigt werden.

In der Machbarkeitsstudie werden Biogasanlagen mit Biomasse außerhalb des Stadtgebiets nicht näher verfolgt. Biomasse, die innerhalb des Stadtgebiets anfällt, sind der organische Anteil des Hausmülls und zum Beispiel Laub.

Die Steigerung der Abtrennung von organischem Abfall im Haushalt durch eine getrennte Sammlung als Bioabfall wurde in der Machbarkeitsstudie als Option diskutiert. Nach Modellrechnungen könnte mit einer derartigen Abtrennung ausreichend Biogas erzeugt werden, um ein Blockheizkraftwerk mit 5-10 MW_{th} zu betreiben. Da das Biogas ganzjährig anfällt, würde diese Wärme ebenfalls ganzjährig anfallen. Eine andere Nutzungsmöglichkeit als die Strom- und Wärmeerzeugung ist die Aufbereitung und Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz oder die Nutzung im Verkehrssektor. Aufgrund der vielfältigen Nutzungswege wird die Option Biogas in der Machbarkeitsstudie für die Wärmeversorgung nicht weiterverfolgt.

Power-to-Heat

Power-to-Heat-Systeme wandeln Strom in Wärme um und stellen diese für Fernwärmesysteme bereit (Sektorkopplung). Als mögliche Anwendungsformen kommen Elektrokessel zur direkten Dampf- oder Wärmeerzeugung oder auch in Wärmespeicher integrierte Heizstäbe in Frage, welche jeweils eine hohe Einspeisetemperatur realisieren können. Darüber hinaus können E-Kessel auch mit einer Gas-KWK-Anlage kombiniert werden: In Phasen mit sehr niedrigen Strompreisen ist der Einsatz der Gas-KWK-Anlage unwirtschaftlich, der Einsatz des E-Kessels kann dann jedoch wirtschaftlich sein, so dass sich die beiden Komponenten zu einer hybriden KWK-Anlage ergänzen können (vgl. Abschnitt zur hybriden Gas-KWK).

Die Bereitstellung von Wärme aus PtH kann prinzipiell als gesichert angesehen werden, weshalb man E-Kessel auch als Alternative zu Gaskesseln für eine Besicherung des Wärmeerzeugungsportfolios heranziehen kann. Allerdings kann der Einsatz PtH zu sehr hohen Kosten führen, wenn in der Einsatzstunde ein hoher Strompreis vorherrscht. Zudem fallen für den Einsatz noch weitere Kostenkomponenten wie Netzentgelte, EEG-Umlage und Stromsteuer an, die in Summe zu sehr hohen Einsatzkosten führen können. Ökologisch –

⁷⁹ (Stadtreinigung, 2019)

B E T

und auch wirtschaftlich – macht der Einsatz von PtH dann Sinn, wenn im Erzeugungssystem Überschüsse aus EE-Strom bestehen. Bei vorhandenen Netzengpässen ergibt sich ebenfalls ein sinnvoller Einsatz, wenn andernfalls die Stromerzeugung aus EE-Anlagen zurückgefahren werden müsste (Abregelung). Sofern diese Einsatzweise im Vordergrund steht, kann man die PtH-Anlagen nicht für eine Besicherung des Wärmeerzeugungsportfolios einplanen. Bei einer Veränderung des regulatorischen Rahmens im Hinblick auf eine Entlastung von PtH von Stromsteuer, Netzentgelten und EEG-Umlagen würde der Einsatz von PtH deutlich attraktiver werden, in Hochpreisstunden aber immer noch zu hohen Kosten führen. Neben der Einsparung von Wärmekosten ergibt sich durch die Bereitstellung von Regelernergie eine zusätzliche Erlösmöglichkeit, deren wirtschaftliche Potenziale in den letzten Jahren gesunken sind.

Die Umweltverträglichkeit ist abhängig von dem Mix des eingesetzten Stroms. Wenn durch PtH-Einsatz Überschussstrom aus EE-Anlagen genutzt und ins System integriert werden kann, entstehen faktisch keine anrechenbaren Emissionen. Setzt man – wie bisher vorgesehen – spezifische CO₂-Emissionen aus dem deutschen Strommix an, dann werden der PtH-Wärme Emissionen in signifikantem Umfang zugeordnet. PtH wird in der Machbarkeitsstudie weiterverfolgt.

Power-to-Gas

Power-to-Gas-Systeme nutzen erneuerbaren Strom zur Wasserstoffelektrolyse. Bei dieser Elektrolyseform wird Wasser mit Hilfe eines Elektrolyseurs in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. In Deutschland und Europa wird zurzeit viel über Power-to-Gas als Nutzungsmöglichkeit für überschüssigen EE-Strom diskutiert. Langfristig ist aber auch denkbar Power-to-Gas dort großindustriell aufzubauen, wo erneuerbare Energien in großem Umfang ganzjährig vorhanden sind, zum Beispiel in den Maghreb-Staaten.

Der erzeugte Wasserstoff kann als brennbares Gas zur Strom- und Wärmeerzeugung in Verbrennungsmaschinen oder für chemische Prozesse genutzt werden. Besteht vor Ort keine Nutzungsmöglichkeit muss der Wasserstoff abtransportiert werden. In Deutschland kann der Wasserstoff aus Sicherheitsgründen und zum Schutz von Netzbetriebsmitteln nur bis zu einem bestimmten Anteil in das Erdgasnetz eingespeist werden⁸⁰. Wie hoch dieser zulässige Anteil liegt, ist derzeit Gegenstand von Arbeiten der Akteure der Gaswirtschaft. Ein zweiter Weg des Transports über Gasleitungen ist den Wasserstoff zu methanisieren, dann kann er wie herkömmliches Erdgas transportiert werden. Im internationalen Maßstab wird an der Realisierung des Transports von flüssigem Wasserstoff, analog zu flüssigem Erdgas, gearbeitet. In der Machbarkeitsstudie werden Wasserstoff und methanisierter Wasserstoff aus Power-to-Gas als synthetisches Gas begrifflich zusammengefasst.

Neben den Erdgastransportleitungen können synthetische Gase mittel- bis langfristig auch die Erdgasspeicher nutzen. Die vorhandene Erdgasinfrastruktur kann somit auch als Speicher für erneuerbaren Strom verwendet werden.

Wenn für PtG Strom aus erneuerbaren Energien genutzt wird, entstehen keine CO₂-Emissionen. Selbstverständlich müssen eventuelle CO₂-Emissionen des Transports, der Verflüssigung etc. in die Klimabilanz von PtG einbezogen werden. Das Hauptproblem bei PtG sind aber die hohen Kosten der Elektrolyse.

In der Machbarkeitsstudie wird der Aufbau einer PtG-Anlage im Berliner Stadtgebiet mit Nutzung des synthetischen Gases vor Ort nicht untersucht. Bei den Sektorkopplungstechnologien fokussiert die Machbarkeitsstudie auf Power-to-Heat.

Im Transformationsszenario KS 95 ist ab 2031 ein jährlich steigender Anteil synthetischer Gase am Gaseinsatz angenommen (vgl. Abbildung 27). Dieser kann wie oben beschrieben ein Mix aus Deutschland, dem mittleren Osten, den Maghreb-Staaten und anderswo sein.

⁸⁰ Alternativ ist auch der Aufbau einer eigenen Infrastruktur für Wasserstoff denkbar.

Da das synthetische Gas in Erzeugungsanlagen mit Gasfeuerung genutzt werden kann (z. B. Gas-KWK, Gaskessel) ist die Power-to-Gas-Technologie eine vorgelagerte Technologie und keine direkte Wärmeerzeugungsoption.

Hybride-Gas-KWK

Als hybride Gas-KWK-Systeme wird in dieser Studie eine Kombination von Erzeugungstechnologien verstanden, die auf der Basis von Erdgas (und auch synthetischem Gas) sowohl Wärme als auch Strom erzeugen und dabei auch Strom für die Wärmeerzeugung nutzen können. Für den KWK-Teil können Gas- und Dampfkraftwerke (GuD), Gasturbinen sowie BHKWs (Motorenkraftwerk) modular eingesetzt werden. Diese kombiniert man mit weiteren Effizienz- und Flexibilisierungsoptionen wie einem Zusatzfeuer im Abhitzeessel, E-Kessel, Wärmepumpen und / oder Wärmespeicher. Durch die Kombination der verschiedenen Anlagen wird eine sehr hohe Flexibilität der Wärmeerzeugung erreicht. Der hocheffiziente KWK-Teil wird besonders bei geringem Dargebot der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt betrieben. Bei hohem Dargebot der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen trägt die hybride KWK-Anlage zur Integration des EE-Stroms bei, indem der KWK-Teil seine Stromerzeugung reduziert oder sogar stoppt und ggf. der Elektrokessel überschüssigen Strom zur Wärmeerzeugung nutzt.

Hybride Gas-KWK-Anlagen bieten eine gesicherte Leistung für den Einsatz im Grund- und Mittellastbereich. Sie können flexibel auf Laständerungen reagieren und damit volatilere Erzeuger ergänzen. Auch bei einem strompreisorientierten Einsatz schwankt die Wärmeerzeugung aus hybriden KWK-Anlagen, was den Einsatz eines Speichers sinnvoll erscheinen lässt.

Das beschriebene Hybridsystem verringert die Emissionen gegenüber einem konventionellen Kohlekraftwerk signifikant und kann gleichzeitig in großen Leistungsbereichen dimensioniert werden. Besonders mit hohen Anteilen an synthetischem Gas (siehe Power-to-Gas) und der Integration von PtH sinken die CO₂-Emissionen weiter. Durch die Fähigkeit große Wärmemengen bei gleichzeitig starker Reduktion der CO₂-Emissionen bereitzustellen, sind hybride KWK-Systeme für die weitere Betrachtung in dieser Studie geeignet und werden weiter verfolgt.

Wärmespeicher

Wärmespeicher dienen sowohl dem kurzfristigen als auch dem langfristigen Ausgleich zwischen der zeitlichen Verschiebung von Erzeugung und Verbrauch. Speziell bei KWK-Anlagen kann durch Kurzfristspeicher zusätzlich die Wärmeerzeugung von der Stromerzeugung entkoppelt werden. Dies ist erforderlich, wenn Stunden mit hohen Strompreisen (wirtschaftliche Erzeugung der KWK-Anlage) und Stunden mit Bedarf an KWK-Wärme auseinanderfallen. Speicher für den langfristigen Ausgleich – sogenannte Saisonspeicher – werden z.B. eingesetzt, um ein hohes Dargebot an Solarwärme oder Umweltwärme im Sommer bzw. typischerweise sogar den Monaten April bis September zu speichern und dann im Winter, wenn die Nachfrage nach Wärme aufgrund des Heizbedarfs hoch ist, auszuspeichern.

Grundsätzlich kann zwischen unterirdischen Speichern und überirdischen Speichern unterschieden werden. Unter überirdischen Speichern werden isolierte Behälter aus Stahl oder Beton verstanden, die dazu verwendet werden, ein Medium mit einem hohen Wärmegehalt aufzubewahren und damit für den späteren Verbrauch zur Verfügung zu stellen. Bei unterirdischen Speichern speist man die Wärme z. B. in Betonbecken mit Abdeckungen (Erdbeckenspeicher), Erdsondenspeicher oder Aquiferspeichern ein. In der Regel wird Wasser aufgrund seiner geringen Kosten und Umweltgefahren als Speichermedium verwendet. Es kommen jedoch auch andere Medien wie z. B. Paraffine, Salze, Keramiken bzw. Gesteine (bei hohen Temperaturen) in Frage. Die verschiedenen Speicherformen können die Wärme unterschiedlich lang aufbewahren und werden daher in Kurzzeit- (1-12 h), Tages- (1-3 Tage) und Saisonspeicher (1 bis mehrere Monate) unterteilt.

Aus technischer Sicht ist speziell bei Wärme aus KWK-Anlagen und erneuerbaren Energieanlagen bei gegebenem Platz ein Einsatz von Wärmespeichern sinnvoll. Die Errichtung eines Wärmespeichers ist jedoch mit Investitionen verbunden, was die Wirtschaftlichkeit einschränken kann. In die wirtschaftliche Bewertung sind daher Möglichkeiten von Investitionszuschüssen – wie sie im aktuellen KWK-Gesetz enthalten sind – einzubeziehen. Die Kombination einer KWK-Anlage mit einem Kurzfristspeicher ist in vielen Fällen wirtschaftlich vor-

teilhaft. Grundsätzlich ist zu prüfen, ob der Einsatz von Wärmespeichern bei bestimmten Erzeugungstechnologien wie z. B. Solarthermie zu einer angemessenen Erhöhung des Deckungsanteils an der Wärmeversorgung im Verhältnis zu den anfallenden Investitionskosten führt.

Fazit

Prinzipiell kommt die überwiegende Anzahl der hier vorgestellten Technologien als Option für den Ersatz der Kohlewärme im Versorgungsgebiet 1 in Frage. Sie bieten das Potenzial, die CO₂-Emissionen der Wärmeversorgung zu reduzieren. Von den vorgestellten Wärmeerzeugungstechnologien werden aus den zuvor genannten Gründen die Optionen „Agrothermie“, „Flexi-Klärgasanlage“ und „Biogas“ nicht weiterverfolgt, wobei die Nutzung der Abwasserwärme aus der Kläranlage sehr wohl Gegenstand der weiteren Betrachtung sein wird.

Dem entsprechend erfolgt im nächsten Schritt eine Detaillierung der verbliebenen Wärmeerzeugungsoptionen im Hinblick auf ihre konkrete Ausprägung an definierten Standorten und ihrer Einbindung in das Wärmeerzeugungsportfolio des VG1.

8.1.2 Ergebnisse von Teilstudien zu ausgewählten standortspezifischen Versorgungsoptionen

Die im vorherigen Abschnitt ausgewählten Erzeugungstechnologien werden in diesem Kapitel bezüglich ihres Konzeptes für den Standort Berlin konkretisiert. Die Ausführungsform der Systeme und ihre technischen Eigenschaften werden dargestellt, die Potenziale für die Verwendung in Berlin genauer identifiziert und die wirtschaftliche Machbarkeit eingeordnet. Auf diese Weise wird ein grundlegendes Verständnis für die Rolle der gewählten Erzeugungstechnologien in den späteren Auswertungen der verschiedenen Szenarien geschaffen.

Biomasseheizwerk

Am Standort Moabit wird bisher ein hauptsächlich mit steinkohlegefeuertes Heizkraftwerk betrieben. In diesem Heizkraftwerk wird seit mehreren Jahren Biomasse mitverbrannt. Technisch ist die Mitverbrennung auf maximal 40 % der Feuerungswärmeleistung begrenzt. In der Machbarkeitsstudie wird der ausschließliche Einsatz von Biomasse für die Wärmebereitstellung an diesem Standort Moabit näher untersucht.

In den beiden Klimaschutzszenarien ist die Neuerrichtung eines Biomasseheizwerkes mit einer thermischen Leistung von 60 bis 90 MW_{th} und einer Einspeisetemperatur von bis zu 110 °C in den Vorlauf des Fernwärmenetzes geplant. Der Eigenstromverbrauch des Heizwerkes sowie der Fernwärmepumpen am Standort soll durch ein BHKW (elektrische Leistung 10 MW_{el} | thermische Leistung 9,6 MW_{th}) gedeckt werden. Das BHKW speist die Wärme mit einer Temperatur von bis zu 110 °C in das Fernwärmenetz ein. Die Verwendung der bereits durch den bisherigen Kraftwerksstandort vorhandenen Infrastruktur ist dabei grundsätzlich möglich und vorteilhaft. Dennoch wird die Leistungsgröße des Erzeugungssystems durch Netzrestriktionen an den verfügbaren Platz am Standort Moabit begrenzt.

Im CP-Szenario soll der Dampferzeuger des bereits bestehenden Heizkraftwerkes auf eine Feuerung, die zu 100 % Biomasse verbrennt, umgestellt werden. Das resultierende Biomasseheizkraftwerk hat eine elektrische Leistung von 58 MW_{th} und eine elektrische Leistung von 60 MW_{th}.

Für die Verbrennung soll Biomasse in Form von forstwirtschaftlichen Reststoffen sowie Reststoffen von sonstigen Flächen aus der Landschaftspflege als Ressource⁸¹ genutzt werden. Beide Reststoffe werden verarbeitet und in Form von Pellets bzw. Holzhackschnitzeln zur Verfügung gestellt. Das nachhaltige Potenzial für die jährlich anfallenden biologischen Reststoffe in der Forstwirtschaft und Landschaftspflege wurde in einer Teilstudie⁸² für einen Umkreis von 250 km um die Stadt Berlin untersucht. In der Studie wird die Verfügbarkeit der Biomasse unter Berücksichtigung technischer, gesetzlicher, biologischer und gesellschaftlicher Restriktionen

⁸¹ Forstwirtschaftliche Reststoffe sind Waldrestholz und Rinde von Laub- und Nadelbäumen sowie Holzreste, die bei der Verarbeitung von Hölzern anfallen. Zu den Reststoffen aus der Landschaftspflege zählt beispielsweise Biomasse von kommunalen Grünanlagen und Wegebegleitflächen.

⁸² (Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2019)

B E T

eingegrenzt, so dass sich ein theoretisches vorhandenes Potenzial auf ein technisch machbares Potenzial reduziert. Die Ergebnisse zu den technischen Potenzialen werden in der folgenden Abbildung 46 gezeigt.

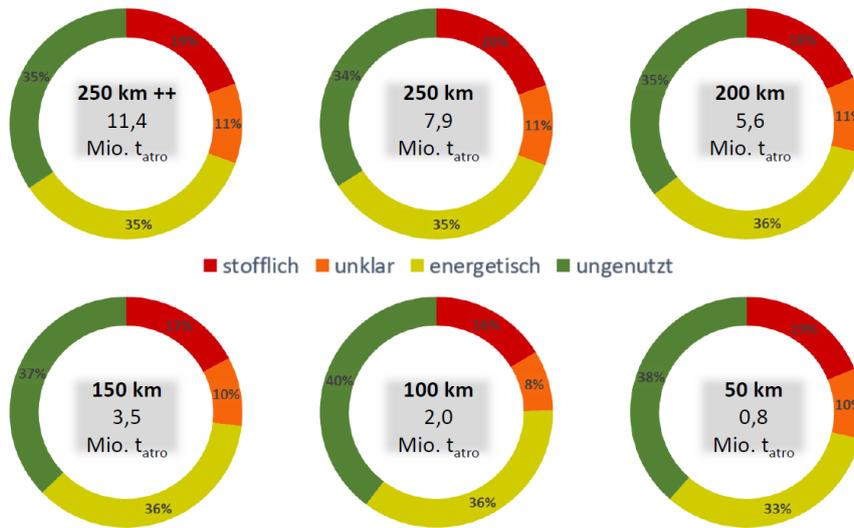


Abbildung 46: Übersicht der Potenziale zur Nutzung Biomasse im Umkreis der Stadt Berlin⁸²

Als Potenziale werden zwischen 0,8 Mio. t absolut trockene (atro) Biomasse im Umkreis von 50 km um Berlin und bis zu 11,4 Mio. t im Umkreis von 250 km inklusive Teile Polens und Tschechiens (++) identifiziert. Wesentliche Mengen werden bereits in stofflicher und energetischer Hinsicht verwendet, wobei die Anteile von durchschnittlich 35 % energetischer Verwertung und 18 % stofflicher Verwertung über die Größe des gewählten Umkreises unwesentlich variieren. Als bisher durch andere Verbraucher ungenutztes und damit technisch für das Biomasseheizwerk realisierbares Potenzial sind durchschnittlich 37 % der Biomasse eingestuft worden. Dieser Anteil besteht dabei zumeist aus Waldrestholz, Landschaftspflegeholz sowie Laub und Grüngut. Folglich ist eine bestehende Nutzungskonkurrenz durch andere Verbraucher für den Einsatz des Biomasseheizwerkes aktuell zu berücksichtigen. Der beginnende Auslauf der Förderdauer der ersten Biomasseanlagen (20 Jahre) über das EEG im Jahr 2021 und der damit einhergehende Rückbau deutet jedoch eine sinkende Nutzungskonkurrenz im energetischen Bereich für die Zukunft an⁸².

Die Neuerrichtung eines Biomasseheizwerks in den Klimaschutz-Transformationsszenarien KS 80 und KS 95 erfordert Investitionen in die Anlage und die notwendige Errichtung bzw. Erweiterung des Anlieferungs-, Lagerungs- und Befüllungssystems (Brennstofflogistik). Im CP-Szenario wird die bestehende Anlage mit geringen Anpassungen, z. B. der Rauchgasreinigung weitergenutzt. Deswegen sind hier die Investitionskosten geringer, da im Wesentlichen nur die Brennstofflogistik geändert werden muss. Die Fixkosten für den Betrieb und die Wartung des Biomasseheizwerks sind zwar geringer als die der auf Biomasse umgestellten Bestandsanlage, sie sind aber dennoch höher als zum Beispiel die von gasgefeuerten Anlagen. Die Brennstoffkosten sind bei hohem CO₂-Preis vergleichbar mit Erdgas, bei dem anfänglich geringen CO₂-Preis sind sie höher. Im Ergebnis sind die Gesamtwärmegestehungskosten im mittleren bis hohen Bereich im Verhältnis zu anderen untersuchten Erzeugungstechnologien einzustufen.

Die Preise für die Biomasse werden in der Machbarkeitsstudie nach dem Prinzip der Anlegbarkeit angenommen, das heißt ihre Höhe orientiert sich – allerdings mit einem geringen Abschlag am Preis für den Brennstoff Erdgas inklusive der Kosten für die CO₂-Emissionsberechtigungen. Hintergrund dieser Annahme ist, dass mit fortschreitender Wärmewende immer mehr Akteure in erneuerbare Energien investieren und sich ihre Zahlungsbereitschaft ableitet von den Kosten der alternativen Verfeuerung von Erdgas.

Nutzung von Abfallabwärme & Abwasserabwärme

Zur erhöhten und effizienteren thermischen Nutzung von bereits vorhandener Abfallmengen prüfen die Berliner Stadtreinigung (BSR), die Berliner Wasserbetriebe (BWB) und VWB ein Konzept am Standort Ruhleben.

B E T

Die BSR wird eine Dampfturbine zur Strom- und Wärmebereitstellung bauen und betreiben. Die Turbine wird in die bestehende Müllverbrennungsanlage (MüVa) integriert werden und mit dem Prozeßdampf der MüVa betrieben. VWB wird ebenfalls eine neue Dampfturbine auf dem Gelände des Kraftwerks Reuter errichten und betreiben, die auch mit Dampf aus den Kesseln der MüVa versorgt wird.

Auf Seiten der BSR wird zusätzlich geprüft, wie eine mit Prozessdampf betriebene Rauchgaswärmepumpe zur Nutzung der im Rauchgas der Müllverbrennung enthaltenen Abwärme technisch und wirtschaftlich erfolgreich umgesetzt werden kann. Die auf diese Weise erzeugte Wärme soll gemeinsam mit der Wärme des in der Turbine der BSR entspannten Prozessdampfes von der BSR an die VWB geliefert werden.

Für die Dampf- bzw. Wärmelieferung der BSR wird ein Vertragsmodell unterstellt, das sich saisonal differenziert von den Kosten der Wärmeerzeugungsanlagen der VWB abgeleitet und für die BSR wirtschaftlich vorteilhaft ist.

Auf der Seite der VWB wird zusätzlich zur Turbine eine Abwasserwärmepumpe installiert, die über die Welle der VWB-Dampfturbine betrieben wird. Die Wärme aus der Abwasserwärmepumpe wird gemeinsam mit der Wärme aus dem Dampf, der in der Turbine der VWB entspannt wird, für das Fernwärmenetz bereitgestellt. Das Abwasser stammt hierbei aus dem Klärwerk Ruhleben der Berliner Wasserbetriebe. Die Investitionskosten für Abwasserwärmepumpe und Turbine werden in der Machbarkeitsstudie bei VWB allokiert, es wird also nicht weiter differenziert zwischen VWB und BWB.

Das Gesamtkonzept aller Anlagen (Turbinen, Abwasserwärmepumpe, Rauchgaswärmepumpe) stellt insgesamt Wärme mit einer mittleren thermischen Leistung 167 MW und einer Einspeisetemperatur von 110 °C bereit und kann ganzjährig eingesetzt werden. Hierbei ist angenommen, dass die Prozessdampflieferung auf dem Niveau des Jahres 2018 fortgesetzt wird. Die angegebene mittlere thermische Leistung betrifft den Betriebspunkt drei, in dem die beiden Turbinen und beide Wärmepumpen betrieben werden. In der Machbarkeitsstudie sind noch zwei weitere Betriebspunkte definiert, in dem einmal beide Wärmepumpen (mittlere thermische Leistung 100 MW) ausgeschaltet sind und einmal nur die Rauchgaswärmepumpe (mittlere thermische Leistung 148 MW) betrieben wird.

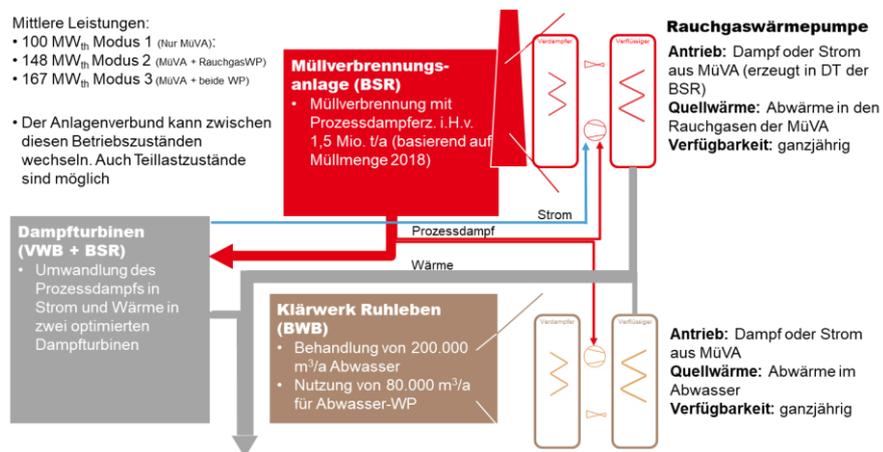


Abbildung 47: Schematische Darstellung der Anlagen an Standort Ruhleben

Die elektrische und thermische Leistung des Anlagenkomplexes bestehend aus Müllverbrennungsanlage und Abwasserwärmepumpe ist abhängig von der in den Müllkesseln erzeugten Prozessdampfmenge. Diese wiederum ist direkt verbunden mit der thermisch verwerteten Abfallmenge. Im Jahr 2018 wurden nach Informationen der BSR 581.000 t Siedlungsabfall im Müllheizkraftwerk Ruhleben thermisch verwertet⁸³. Dies ist nur ein Teil der insgesamt in Berlin anfallenden Menge an Siedlungsabfall. Die BSR berichtet in ihrem Geschäftsbe-

⁸³ Berliner Stadtreinigung (BSR) (2019): Gut für Dich. Gut für Berlin: Geschäftsbericht 2018. S. 94

richt von der Annahme von 874.000 Restabfällen, die entweder thermisch verwertet wurden oder in zwei Anlagen zur mechanisch-physikalischen Stabilisation (MPS-Anlagen) zu Ersatzbrennstoffen aufbereitet und anschließend thermisch verwertet wurden.

Industrielle Abwärme

Das Konzept zur Nutzung industrieller Abwärme lässt sich durch die Einrichtung einer Wärmeauskopplung bei verschiedenen industriellen Prozessen realisieren. Die abführbare thermische Energie variiert dabei von Prozess zu Prozess sowie über den aktuellen Betriebszustand der Anlagen. Sowohl die Leistung als auch das Temperaturniveau der möglichen Abwärme sind daher extrinsisch vorgegeben und somit nicht zwingend konstant. Aufgrund ggf. geringerer Abwärmemetemperaturen ergibt sich möglicherweise ein Nachheizbedarf. Alternativ zur Nachheizung besteht in Abhängigkeit von den hydraulischen Verhältnissen manchmal die Möglichkeit Wärme in den Rücklauf des Wärmenetzes einzuspeisen.

Von VWB wurde für Berlin eine Untersuchung⁸⁴ zu den Potenzialen aus industrieller Abwärme durchgeführt. Insgesamt wurden ca. 125 industrielle Betriebe für eine Bereitstellung von Abwärme näher betrachtet und eingeordnet. Das theoretische Potenzial umfasst eine jährliche Menge von ca. 700 GWh bei einer (ungesicherten) Leistung von ungefähr 134 MW. Als „attraktives“ Potenzial wurde von VWB eine Menge von ca. 300 GWh/a identifiziert. B E T hat die Untersuchungsergebnisse von VWB plausibilisiert und seinerseits eine Verdichtung auf die für die Fernwärme wirtschaftlich nutzbaren Potenziale vorgenommen. Dazu wurden einerseits sehr kleine Potenziale (Leistung kleiner als 500 kW) ausgeschlossen (Geringfügigkeitsschwelle). Darüber hinaus wurden auch Quellen ausgeschlossen, deren Anschlusskosten (umgerechnet auf die gelieferte Wärmemenge) 3 ct/kWh übersteigen. Dies ist bei größeren Entfernungen zum bestehenden Fernwärmenetz im VG1 der Fall, da dann die Kosten für die Leitung zu hoch werden. Auch auf diesem Weg ergibt sich eine Menge von etwas mehr als 300 GWh/a aus 21 Quellen.

Bei der Nutzung von industrieller Abwärme wird ein großer Teil der Kosten durch Investitionen in die Auskopplung der Wärme aus den betrieblichen Anlagen sowie für die Leitung zur Anbindung an das Fernwärmenetz verursacht. Dagegen sind die variablen Kosten, die für den Abruf der Fernwärme entstehen, i. d. R. verhältnismäßig gering. Damit stellen Quellen mit industrieller Abwärme in der Nähe des Fernwärmenetzes im Rahmen ihres realisierbaren Potenzials eine Versorgung zu relativ günstigen Wärmegestehungskosten dar.

Geothermie

Für die Ausnutzung von geothermisch aktiven Schichten in Berlin wurden die Standorte Moabit und Reuter West in einer Teilstudie⁸⁵ näher untersucht. Grundsätzlich sind die Untergrundverhältnisse im Raum Berlin als inhomogen einzuordnen. Die Studie zeigte jedoch, dass an beiden genannten Standorten ein Potenzial für geothermische Wärmenutzung in tiefen Schichten von bis zu 2.000 m vorhanden ist. Dabei handelt es sich um die Delfurth-Unterbank des mittleren Buntsandsteins, die im Berliner Stadtgebiet flächenhaft verbreitet ist. Generell wird die Produktivität einer Bohrung durch die Mächtigkeit, die hydraulische Durchlässigkeit sowie das Temperaturniveau des Nutzungshorizonts bestimmt. Die Standorte Reuter West und Moabit weisen diesbezüglich unterschiedliche Eigenschaften auf. Während am Standort Reuter die hydraulischen Eigenschaften zur Förderung der Wärme aus den Erdschichten an die Oberfläche als vorteilhafter eingeschätzt werden, sind aufgrund der größeren Tiefenlage am Standort Moabit voraussichtlich höhere Temperaturen erreichbar. Die tatsächliche Nutzbarkeit der geothermischen Quellen an den Standorten kann jedoch nur durch eine Explorationsbohrung bestätigt werden.

Die Erschließung der beiden Standorte Moabit und Reuter West würde über eine abgelenkte Bohrung mit einer horizontalen Strecke in der Delfurth-Unterbank des Buntsandsteins, wo maximale Temperaturen zwischen 60 und 70 °C zu erwarten sind, erfolgen. Dort wird die Wärme über ein flüssiges, pumpbares Transportmedium aus den aktiven Erdschichten entnommen. Das Transportmedium tritt mit einer minimalen Injektionstemperatur von 35 °C in die geologischen Schichten ein und verlässt diese nach der Wärmeübertragung wieder mit einer Temperatur von 56 bis 64 °C am Standort Moabit und einer Temperatur von 46 bis 59 °C am

⁸⁴ Bearbeitung durch B E T Aachen

⁸⁵ (GeoThermal Engineering, 2018)

B E T

Standort Reuter West (vgl. Abbildung 48). Damit ergibt sich über die standortbedingten Förderraten eine Leistungsentnahme von 1,11 bis 1,95 MW in Moabit und von 0,75 bis 1,8 MW bei Reuter West. Aufgrund der niedrigen Temperaturen wird eine zusätzliche Gewinnung von Strom ausgeschlossen. Die Temperaturen der abführbaren Wärme liegen damit allerdings unterhalb der für das Fernwärmenetz erforderlichen Temperaturen von 80 bis 110 °C. Durch zusätzliche Integration einer Wärmepumpe und eines Aquiferspeichers (im Unterjura), welcher Überschusswärme von anderen Erzeugern aufnimmt, können jedoch die erforderlichen Temperaturen und eine Leistung von bis zu 8,8 MW letztlich erreicht werden. Die Eignung und Ausprägung kann jedoch erst mit der zuvor bereits erwähnten Explorationsbohrung nachgewiesen werden. Der Vorteil des Unterjuras zur Wärmespeicherung liegt in seiner oberflächennahen Lage (Teufe: 270-390 m) und den damit verbundenen geringeren Erschließungskosten. Ergänzend ist zu sagen, dass beide Kraftwerksstandorte außerhalb von Wasserschutzgebieten liegen. Auch eine Beeinträchtigung von umliegenden Schutzgebieten kann bei entsprechender planerischer Berücksichtigung ausgeschlossen werden.

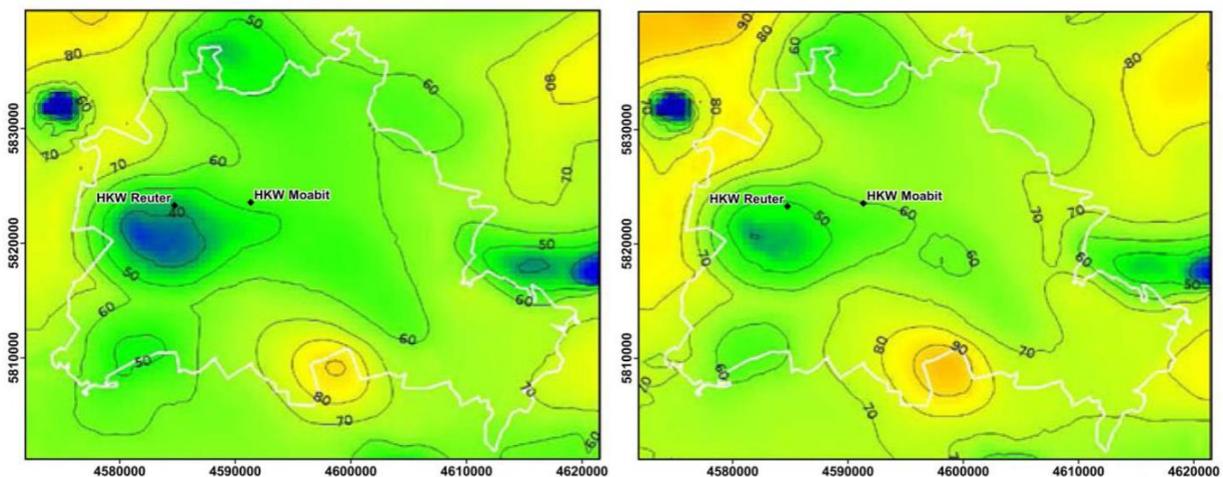


Abbildung 48: Modellierter Temperaturverteilung (konservative Annahmen) an der Oberkante des Mittleren Buntsandsteins (links) sowie des Unteren Buntsandsteins (rechts) mit der Lage der Standort Reuter und Moabit auf Basis nach Kastner et al. (2013, angepasste Grafik)⁸⁵

Für die Einrichtung einer Anlage zur Gewinnung geothermischer Energie inklusive der notwendigen Bohrungen sind mittlere bis hohe Investitionskosten im Vergleich zu den übrigen Erzeugungstechnologien zu erwarten. Dabei hängen die Kosten auch von der letztlich ausgeführten Variante des Anlagenkonzeptes, d. h. mit oder ohne geologischen Wärmespeicher, ab. Diese Entscheidung ist im Wesentlichen durch die geologischen Gegebenheiten bedingt, die noch über die kostenintensive Explorationsbohrung für die Wärmequelle und den Wärmespeicher zu ermitteln sind. Mit dem finanziellen Aufwand dieser Bohrung und dem Fündigkeitsrisiko geht folglich auch ein hohes finanzielles Risiko insbesondere von sunk costs einher. Durch die regelmäßigen Wechsel von z. B. untertägigen Pumpen und Filtern, durch Integritätskontrollen der Bohrungen, Monitoring sowie Wartung und Instandhaltung entstehen ebenfalls relativ hohe Betriebskosten für die Anlage. Die variablen Kosten werden weiterhin bestimmt von den Kosten des Strombezugs für den Betrieb der Wärmepumpe während der Ausspeicherung. Je nach Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens können hier hohe variable Kosten resultieren. Unter Berücksichtigung aller Kostenkomponenten ergeben sich somit je nach Auswahl der detaillierteren technischeren Auslegung mittlere bis hohe Wärmegestehungskosten.

Solarthermie

Der Einsatz einer Solarthermieanlage als Einspeiser in das Berliner Fernwärmenetz wurde ohne die nähere Betrachtung eines konkreten Standortes untersucht, da zum Zeitpunkt der Gesamtstudie keine konkreten Flächen zur Nutzung einer zentralen solarthermischen Anlage im näheren Stadtgebiet identifiziert werden konnten. Daher hatte die Teilstudie zur Solarthermie⁸⁶ das Ziel, den potenziellen Beitrag einer solchen Anlage aus technischer und wirtschaftlicher Sicht über eine modellhafte Energiesystems simulation einzuordnen. Dabei sollten geeignete solarthermische Energiekonzepte gefunden und die entscheidenden Einflussfaktoren für eine

⁸⁶ (PlanEnerg, 2019)

B E T

Dimensionierung ermittelt werden. Als geeignete Auslegung der Anlagen wurde in dieser Studie diejenige verstanden, die bei möglichst geringen Wärmegestehungskosten die größtmögliche Wärme bereitstellt.

Das in der Teilstudie untersuchte Anlagenkonzept besteht im Wesentlichen aus Flachkollektoren, die über ein Leitungssystem mit einer elektrisch angetriebenen Wärmepumpe, einen saisonalen Erdbeckenspeicher und einem erdgasbasierten Spitzenlastkessel verbunden sind. Diese Elemente die neben den Kollektoren in das Energiesystem eingebunden werden, dienen der Flexibilisierung der Einspeisung in das Fernwärmenetz. Durch den Wärmespeicher sollen Versorgungsschwankungen der solar zur Verfügung gestellten Energiemengen über das Jahr hinweg ausgeglichen werden. Dabei ist der saisonale Speicher besonders erforderlich, um größere Energiemengen aus der Solarthermie auch bei gleichzeitiger Grundlasteinspeisung anderer Erzeuger weiterhin integrieren zu können. Kommt es zu Schwankungen in der verfügbaren Leistung oder im Temperaturniveau der regenerativ gewonnenen Wärme, unterstützen Wärmepumpe und Brennwertkessel dabei die geforderte Qualität der Wärmeversorgung einzuhalten. Auf diese Weise kann mit diesem System Wärme mit einer Einspeisetemperatur von bis zu 100 °C in das Fernwärmenetz geliefert werden.

Die Studie untersucht verschiedene systemische Zusammenhänge zur Integration einer zentralen Solarthermieanlage in das Berliner Fernwärmenetz. Untersucht wurden solarthermische Anlagen mit Kollektorflächen bis zu 1.000.000 m² und bis zu 3.000.000 m³ großen Wärmespeichern. Dabei werden die Systeme jeweils durch eine elektrisch angetriebene Wärmepumpe mit einer Leistung von bis zu 75 MW unterstützt.

Neben diesen systemischen Untersuchungen analysiert die Studie die Auswirkungen der Länge der Verbindungsleitung zwischen solarthermischer Anlagen / Erdbeckenspeicher und dem FW-Netz und der Grundstückskosten auf die spez. Wärmegestehungskosten. Hierbei zeigt sich ein sehr wesentlicher Zusammenhang zwischen den Grundstückspreisen und den spez. Wärmegestehungskosten. Außerdem ist der Flächenbedarf für die solarthermische Anlage zentral. Typischerweise wird als Grundfläche das 2 bis 2,5 fache der Kollektorfläche gebraucht. Für eine Kollektorfläche von 700.000 m² wären demzufolge mindestens 1.400.000 m² Grundfläche notwendig. Für den Erdbeckenspeicher mit 2.000.000 m³ sind bei einer Tiefe von 10 m mindestens weitere 200.000 m² nötig. Zum Vergleich, die Parkfläche des Berliner Tiergartens umfasst 2.100.000 m², die Fläche des Tempelhofer Feldes 3.000.000 m² und die des Flughafens Tegel 4.950.000 m².

In der Studie werden Modellrechnungen mit Grundstückspreisen zwischen 50 €/m² und 500 €/m² durchgeführt.

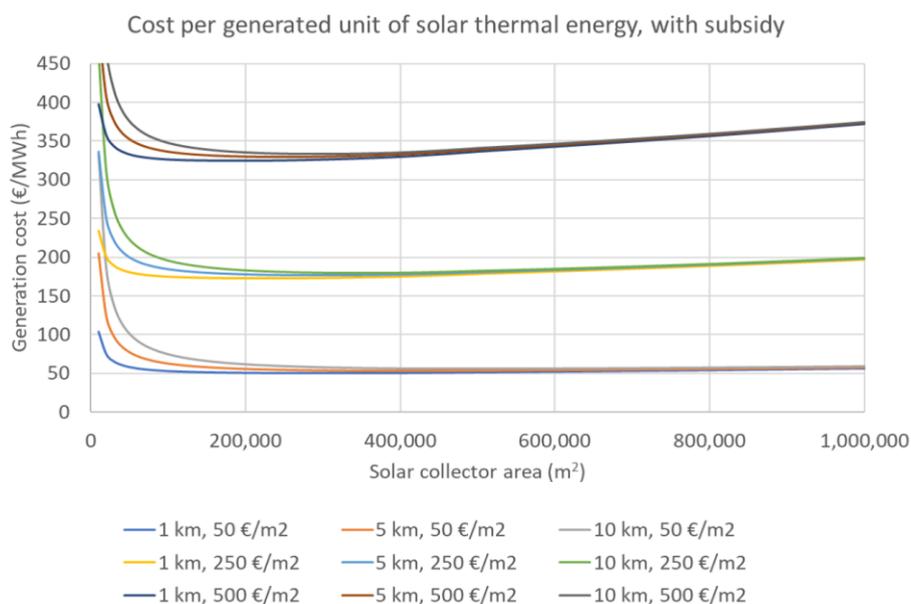


Abbildung 49: Einfluss von Kollektorfläche, Grundstückskosten und Länge der Transmissionsleitungen auf die Wärmeerzeugungskosten (System ohne Wärmespeicher und Wärmepumpe)

B E T

In Abbildung 49 werden die Wärmegestehungskosten (bei einer Förderung in Höhe von 45 % des Investments) über die Kollektorfläche bei verschiedenen Grundstückspreisen und Längen von Transmissionsleitungen dargestellt. Hier zeigt sich, dass die Grundstückspreise den größten Einfluss auf die Wärmegestehungskosten haben, wohingegen die Auswirkungen der Länge der Transmissionsleitung oberhalb einer „Mindestkollektorfläche“ als relativ gering einzustufen sind. Der kostensenkende Effekt bei steigender Kollektorfläche ist ebenfalls nur bis zu einer bestimmten Kollektorfeldgröße ersichtlich. Vergleicht man nun insgesamt die Wärmegestehungskosten mit anderen möglichen Einspeisern in das Fernwärmenetz in Berlin, so sind die Wärmegestehungskosten aus der Solarthermie als hoch einzuordnen.

Flusswärmepumpe

Eine weitere Möglichkeit, über eine Wärmepumpe aus der Umgebung Energie aufzunehmen, ist - wie im vorherigen Abschnitt bereits erwähnt - die Nutzung von Gewässern als Energiequelle. Im Rahmen einer Teilstudie wurde daher die Möglichkeit näher betrachtet, der Spree Wärme zu entziehen. Als möglicher Standort für die benötigte Anlage wurde das Betriebsgelände des Kraftwerkes Reuter und Reuter West ermittelt⁸⁷. Das Anlagenkonzept sieht grundsätzlich eine Wärmepumpe vor, die die Umgebungsenergie des Spreewassers mit einem niedrigen Temperaturniveau aufnimmt und diese auf einem höheren Temperaturniveau unter Zuführung externer Energie zur Verfügung stellt. Es werden zwei unterschiedliche Konzepte mit jeweils zwei Varianten für die Einbindung der Wärmepumpe in das Flusswasser der Spree betrachtet. Im ersten Konzept wird die bestehende Infrastruktur am Standort Reuter zur Entnahme von Kühlwasser für die Flusswasserwärmepumpe genutzt. Im zweiten Konzept wird die Wärme der Spree direkt entnommen⁸⁷. In Konzept 1 (vgl. Abbildung 50, 1)) wird die bestehende Entnahmeinfrastruktur für das Kühlwasser an den Kraftwerksstandorten Reuter bzw. Reuter West genutzt. Bei Konzept 2 wird die Entnahme der Wärme am Spreeufer errichtet. Bei beiden Konzepten besteht jeweils die Möglichkeit den Wärmetauscher direkt im Spreewasser zu installieren oder das Spreewasser durch den Wärmetauscher fließen zu lassen.



Abbildung 50: Konzepte zur Entnahme des Flusswassers der Spree⁸⁷

Der Antrieb der Wärmepumpenanlage ist dabei über unterschiedliche Varianten möglich. Einerseits kann die Wärmepumpe mittels Strom aus dem öffentlichen Netz und andererseits über ein BHKW betrieben werden. Die Wärmepumpe könnte mit bis zu 90 MW thermischer Leistung in das Fernwärmeversorgungsnetz bei einer Temperatur von 80 bis 88 °C einspeisen. Sollte die maximale Einspeisetemperatur - in Zeiten mit einer höheren Vorlauftemperatur im Fernwärmenetz - nicht ausreichen, ist eine Nachheizung mit Anlagen, die höhere

⁸⁷ (BLS Energieplan GmbH, 2019); eigene Darstellung unter Nutzung von © Google Kartendaten

B E T

Temperaturen liefern können, vorzusehen oder auch die Versorgung eines Teilnetzes, das mit einer geringeren Vorlauftemperatur auskommt, denkbar.

Die aus der Spree nutzbare Umgebungswärme variiert saisonal sehr stark. Über den Jahresverlauf verändern sich sowohl das Temperaturniveau als auch die Flussmengen des Gewässers. Beide Faktoren beeinflussen die nutzbare Wärme. Während die Gewässertemperatur zwischen durchschnittlich unter 5° C im Januar und 22,5° C im Juli variiert, ist bei der Gewässerflussmenge ein gegensätzliches Verhalten mit einer erhöhten Durchflussmenge von ca. 50 m³/s im Januar und einer Absenkung auf ca. 20 m³/s in den Sommermonaten zu beobachten. Wie in Abbildung 51 beispielhaft für eine Wärmepumpe mit einer Leistung von 90 MW und einer geforderten Vorlauftemperatur von 80 °C dargestellt, variiert der Wärmeertrag der Spreewärmepumpe im Jahresverlauf deutlich.

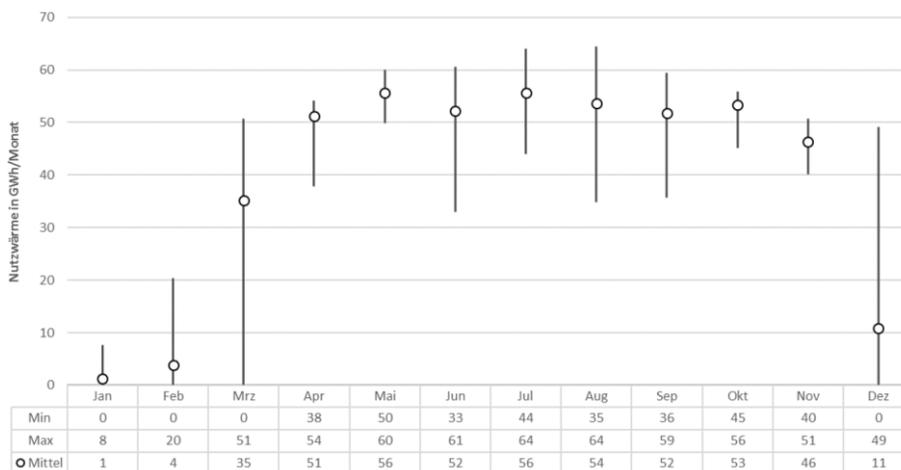


Abbildung 51: Bandbreite des monatlichen Wärmeertrages in das Fernwärmesystem (gemittelt über Daten aus dem Zeitraum 2008-2017)

Der höchste Wärmeertrag wird hier in den Sommermonaten mit bis zu maximal 64 GWh pro Monat erreicht und sinkt jeweils zu den Wintermonaten hin bis auf 0 GWh ab. Während dieser kalten Monate kommt es oft zu Stillstandzeiten durch das Erreichen der unteren Betriebsgrenze der Flusswärmepumpe bei einer Wassertemperatur von 5 °C. In den Sommermonaten wird die Wärmepumpe nahezu maximal ausgenutzt und einzig durch die niedrigere Gewässerflussmenge begrenzt. Somit ergibt sich ein gegenläufiges Verhalten zwischen Wärmezeugungspotenzial und saisonalem Verbrauch im Fernwärmenetz. Während die Flusswasserwärmepumpe im Sommer bei niedrigem Fernwärmebedarf mit anderen, zum Teil sehr günstigen Wärmequellen, konkurriert, kann sie zu Zeiten des höchsten Fernwärmebedarfs keine oder nur wenig Wärme liefern. Die Arbeitszahl der Wärmepumpe unterliegt dabei ebenfalls einem saisonalen Verhalten und reduziert sich in den Wintermonaten um ca. 0,1 bis 0,15.

Hinsichtlich der Nutzung des Flusswassers aus der Spree ist ebenfalls der Schutz des Gewässerökosystems zu berücksichtigen. Es werden sowohl eine Fischeischanlage, welche das Einschwimmen der Fische in den Entnahmekanal verhindert, als auch eine Fischeischanlage als weitere Barriere im Anlagenkonzept einbezogen. Die Fischeischanlage dient in weiterer Funktion auch zur Feinsäuberung des entnommenen Flusswassers neben einer Rechenanlage zur Grobsäuberung. Durch die Säuberung des Flusswassers wird die Langlebigkeit der Anlagen unterstützt. Die Begrenzung für Wasserentnahmemengen aus dem Fluss auf 40.000 m³/h sowie das nicht Überschreiten der erwarteten, maximal zugelassenen Teilstromauskühlung von 1 °C wird in der Auslegung des Anlagenkonzepts ebenfalls berücksichtigt werden. Im Sommer ist die Kühlung der Spree ein positiver Beitrag für die Gewässerökologie.

Bei einer Wärmepumpe dieser Größenordnung verbunden mit der Errichtung von Aufstellbauwerken, einer Fischeischanlage sowie der Nutzung eines saisonalen Speichers fallen hohe spezifische Investitionskosten an. Ggf. ergeben sich bei derartigen Leuchtturmprojekten individuelle Möglichkeiten zur Inanspruchnahme von Förderung. Diesbezügliche Förderprogramme sind zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie nicht bekannt. Die Betriebskosten der Flusswasserwärmepumpe wiederum sind abhängig von der gewählten Antriebsform. Bei

B E T

Nutzung von Netzstrom fallen erhöhte Betriebskosten durch die derzeit hohen Belastungen des Strompreises mit Stromsteuer, Umlagen und weiteren Abgaben (z. B. Netzentgelte) an. Diese zusätzlichen Belastungen des Strompreises würden bei Nutzung eines BHKWs, das zusätzliche Wärme liefern kann, durch die Eigenversorgungskonstellation vermutlich entfallen. Für die Flusswasserwärmepumpe sind relativ hohe Wärmegestehungskosten, besonders aufgrund hoher Investitionskosten und erst Recht bei Ergänzung eines saisonalen Speichers, zu erwarten. Bzgl. der CO₂-Emissionen ist die Nutzung von Umweltwärme emissionsfrei. Für den Antrieb fallen CO₂-Emissionen an, wenn die Antriebsenergie aus fossilen Quellen stammt. Bei einem elektrischen Antrieb mit Strom aus dem öffentlichen Netz sind derzeit 60 % des Stroms nicht erneuerbar. Zukünftig wird dieser Anteil aber deutlich sinken.

Hybride Gas-KWK-Anlage

Der Bau einer hybriden KWK-Anlage ist für den Standort Reuter West vorgesehen. Die hybride KWK-Anlage bietet gesicherte thermische Leistung an und kann daher eine mögliche Unterversorgung mit Wärme aus erneuerbaren Energien und der industriellen Abwärme ausgleichen. In einer Studie⁸⁸ wurde untersucht, welche Art von KWK-Technologie mit welchen zusätzlichen Erzeugungskomponenten kombiniert werden kann, um eine möglichst reaktionsschnelle, flexible Wärmeerzeugung wirtschaftlich bereitstellen zu können. Dazu wurden drei Varianten näher betrachtet, die in Abbildung 52 dargestellt sind.

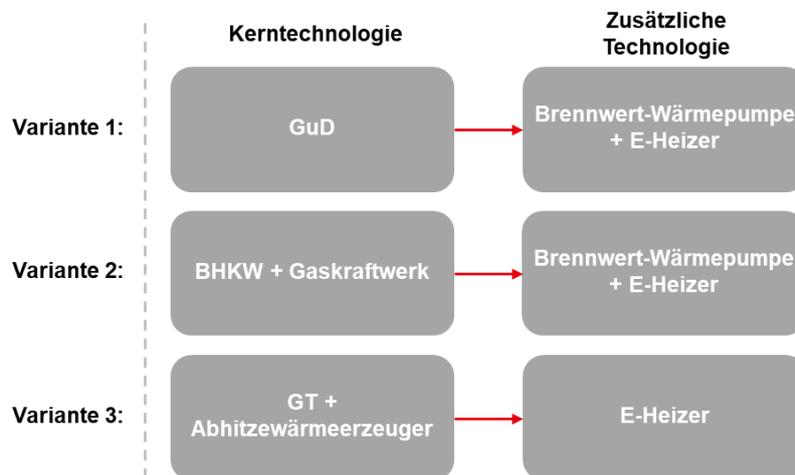


Abbildung 52: Übersicht der untersuchten Varianten einer hybriden Gas-KWK-Anlage

Alle dargestellten Kombinationen sind in einem gewissen Bereich skalierbar, in der Teilstudie konkret geprüft wurden thermische Leistungen zwischen 450 und 650 MW, es können aber auch andere Größen realisiert werden. Alle Anlagenkonzepte erlauben die Einspeisung ins Fernwärmenetz mit einer Temperatur von 110 °C. In jeder Variante ist ein elektrischer Heizer (E-Heizer) Bestandteil, um besonders in Zeiten niedriger bzw. negativer Strompreise, Strom zur Wärmebereitstellung nutzen zu können. Außerdem können alle relevanten Anlagenkomponenten sowohl Erdgas als auch synthetische Gase verbrennen.

Die GuD-Variante besteht aus mehreren Gasturbinen zur Stromerzeugung, mit deren heißen Abgasen in jeweils einem Abhitzekegel Dampf erzeugt wird. Dieser Dampf wird dann in einer Dampfturbine für die Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Zusätzlich sind an den Abhitzekegeln Zusatzfeuer installiert, mit denen entweder zusätzlich zur Abhitze oder alternativ zur Abhitze Dampf erzeugt werden kann. Die Dampfturbine kann weiterhin umfahren werden, das heißt der Dampf aus den Abhitzekegeln kann über eine Drosselung entspannt werden und nur für die Wärmeerzeugung genutzt werden. Zusätzlich wird die Anlage an jedem Abhitzekegel mit Brennwert-Wärmepumpen ausgestattet, um einerseits den Brennstoffnutzungsgrad und andererseits die Flexibilität zu erhöhen. Für dieses Anlagenkonzept ist mit hohen Investitionskosten zu rechnen. Zusammenfassend bietet die GuD-Variante mit den sehr verschiedenen Einsatzmöglichkeiten der Gasturbinen, Abhitzekegel, Zusatzfeuer, der Dampfturbine und den Rauchgaswärmepumpen eine sehr hohe Flexibilität:

⁸⁸ (Pyöry, 2019)

B E T

Zum einen kann das Verhältnis zwischen Strom- und Wärmeerzeugung (die sogenannte Stromkennzahl) in einer großen Bandbreite bis zu knapp über 1⁸⁹ variiert werden. Zum anderen ist die Mindestteillast aufgrund des modularen Aufbaus relativ gering. Daneben weist die Anlage einen in der Spitze sehr hohen Brennstoffnutzungsgrad auf.

Die zweite Variante kombiniert mehrere Gasmotoren (auch Blockheizkraftwerke, BHKW) mit einem klassischen Heizkraftwerk. Die Gasmotoren haben hierbei jeweils eine elektrische und thermische Leistung von ca. 10 MW. Die Gasmotoren haben kurze Anfahrzeiten und eine niedrige Mindestlast, sie können jedoch das Verhältnis aus erzeugter Wärme und erzeugtem Strom nicht beeinflussen. Daher werden die Gasmotoren mit einem Heizkraftwerk ergänzt. Dieses Heizkraftwerk besteht aus zwei Erdgaskessel, die Dampf erzeugen. Der Dampf treibt eine Dampfturbine an und erzeugt auf diese Weise Strom und Wärme. Wie bei der GuD-Variante werden alle Verbrennungseinheiten (Gasmotoren und Erdgaskessel) jeweils mit einer Rauchgas-Wärmepumpe ausgestattet. Zusammenfassend bietet auch diese Variante eine relativ hohe Flexibilität und eine sogar noch geringere Mindestteillast als die GuD-Variante.

Die letzte dargestellte Variante besteht aus mehreren Gasturbinen mit jeweils einem Abhitzekegel und auch hier wieder jeweils einer Rauchgaswärmepumpe. Der wesentliche Vorteil dieser Variante besteht in ihren niedrigen Investitionskosten. Jedoch besitzt dieses System auch die geringste Stromkennzahl (0,5 bis 0,7) der betrachteten Varianten und sie ist wenig flexibel in ihrer Fahrweise.

Um die Flexibilität der hybriden KWK-Anlage maximal auszunutzen, wird ein Wärmespeicher vorgesehen, der bei einer maximalen Ein- und Ausspeicherleistung von jeweils 200 MW thermisch bis zu 2500 MWh speichern kann.

Fazit

Die in diesem Kapitel vorgestellten Möglichkeiten zum Ersatz der Kohlewärme im VG1 durch andere Wärmequellen an konkreten Standorten (Ausnahme: Solarthermie) bieten jeweils verschiedene Vor- und Nachteile in ökologischer und ökonomischer Sicht (vgl. Abbildung 53).

⁸⁹ Die Stromkennzahl gibt das Verhältnis aus Strom- zu Wärmeerzeugung an. Stromkennzahlen über 1 sind eher hoch und kommen insbesondere bei Anlagen vor, die den Schwerpunkt ihres Geschäftsmodells auf die Stromerzeugung legen. Stromkennzahlen unter 1 legen den Schwerpunkt eher auf die Wärmeerzeugung. Bei Stromkennzahlen unter 0,5 ist häufig die Stromerzeugung nur ein Nebengeschäft, zum Beispiel um Eigenstrom zu nutzen etc. Die Bewertung der Stromkennzahl als gut oder schlecht hängt sehr stark vom jeweiligen Einsatzzweck ab.

B E T

	Abschätzung ökologischer Effekte	Abschätzung ökonomischer Effekte	
MüVa	<ul style="list-style-type: none"> Abwärmenutzung in der Müllverbrennung ist emissionsfrei, ebenso ist die Rauchgaswärmepumpe emissionsfrei (Antrieb mit Dampf aus der Müllverbrennung) 	<ul style="list-style-type: none"> Grundsätzlich eine vergleichsweise günstige Versorgungsoption. Für die neuen Maßnahmen sind die Wärmegestehungskosten abhängig von den Investitionskosten 	✓
Abwasser-WP	<ul style="list-style-type: none"> Emissionen abhängig vom Antrieb der Wärmepumpe. Beim Antrieb durch Dampf aus MüVa nahezu keine Emissionen 	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig vom Antrieb und den Investitionskosten der Anlage, mittlere bis hohe Vollkosten werden erwartet 	✓
Bio-masse	<ul style="list-style-type: none"> Geringe Emissionen (ausschließlich für Hilfsenergie und Stützfeuer) 	<ul style="list-style-type: none"> Biomasse ist wegen der Brennstoffkosten eine mittel-teure Versorgungsoption.. 	✓
Industr. Abwärme	<ul style="list-style-type: none"> Abwärmenutzung aus Industrie und Gewerbe ist emissionsfrei 	<ul style="list-style-type: none"> In der Regel können für die Nutzung von Industrieabwärme niedrige Preise erzielt werden. Die Anschlusskosten sind meist ausschlaggebend. 	✓
Sprei-WP	<ul style="list-style-type: none"> Emissionen abhängig vom Antrieb der Wärmepumpe. Bei Antrieb durch Strom aus dem Netz oder einem BHKW am Standort sind Emissionen abhängig vom EE-Stromerzeugungsmix und dem Zeitpunkt der Nachfrage. Alternativ ist der Dampfantrieb aus der MüVa mit nahezu keinen Emission möglich. 	<ul style="list-style-type: none"> Durch Erzeugungsüberschuss im Sommer und vergleichsweise hohe spezifische Investitionskosten nur sinnvoll mit saisonaler Speicherung (vgl. Solarthermie). 	✗
Solarthermie	<ul style="list-style-type: none"> Geringe Emissionen (für Wärmepumpe und Hilfsenergie) 	<ul style="list-style-type: none"> Teilstudie ergibt in Kombination mit einem saisonalen Speicher vergleichsweise teure Wärmegestehungskosten. Kosten stark abhängig von Grundstückskosten und Entfernung vom FW-Netz (Anbindungsleitung) & Speicherkosten 	✗
Geo-thermie	<ul style="list-style-type: none"> Geringe Emissionen (für Wärmepumpe und Hilfsenergie) 	<ul style="list-style-type: none"> Aus der Teilstudie ergeben sich mittlere bis hohe Wärmegestehungskosten. 	✓

Abbildung 53: Übersicht zu den Eigenschaften der ausgewerteten Erzeugungstechnologien

Die erneuerbare Wärme aus Biomasse und Solarthermie sowie der Umweltwärmeteil der Geothermie und Flusswasserwärmepumpe sind CO₂-frei. Das gleiche gilt für Wärme aus Power-to-Heat-Anlagen mit erneuerbarem Strom. Die Nutzung von Abfallabwärme, Abwasserwärme ist aufgrund des integrierten Verbunds am Standort Ruhleben ebenfalls CO₂-frei. Industrielle Abwärme ist ebenfalls CO₂-frei.

Auf der ökonomischen Seite ist die Nutzung von Abfallwärme und auch die industrielle Abwärme (bei gegebener Nähe zum Fernwärmenetz) vorteilhaft. Biomasse, Abwasser-Wärmepumpe und Geothermie sind im mittleren bis höheren Preisbereich zu erwarten. Bei der Solarthermie und der Flusswasserwärmepumpe ist von hohen Kosten auszugehen.

Neben den ökologischen und den ökonomischen Aspekten unterscheiden sich die Quellen auch im Dargebot (saisonale Mengenschwankungen) und bei der Einspeisetemperatur. Demzufolge können einige Einspeiser keinen Beitrag zur Deckung der Lastspitze leisten, weil sie in den Wintermonaten keine Wärme liefern können (Flusswasserwärmepumpe, Solarthermie) oder keine gesicherte Leistung zur Verfügung stellen können (industrielle Abwärme). Dies muss dann durch andere Anlagen oder auch über Speicher kompensiert werden.

Um die ökologischen Ziele zu erreichen und dabei die Wärme möglichst kostengünstig und zuverlässig zur Verfügung zu stellen, bietet es sich an, die Kohlewärme durch eine Kombination von unterschiedlichen Anlagentypen zu ersetzen. Aufgrund der hohen Leistung und des hohen Mengenanteils der Kohleblöcke und angesichts beschränkter Nutzungspotenziale von EE-Anlagen, werden zum Ersatz der Kohlewärme auch neue Gas-KWK-Anlagen benötigt. Diese Anlagen können Wärme (und Strom) unabhängig von saisonalen Einflüssen erzeugen und können am heutigen Kraftwerksstandort Reuter West errichtet werden. Die Wärmegestehungskosten sind abhängig von den Preisen für Gas und CO₂ sowie vom Strompreis als Erlösponente. Darüber hinaus hat auch die KWK-Förderung eine ökonomische Auswirkung. Allerdings fallen bei Gas-KWK-Anlagen – bei Einsatz von fossilem Gas - im Vergleich zu anderen Technologien höhere CO₂-Emissionen an.

8.2 Exemplarische Dezentrale Versorgungsoptionen

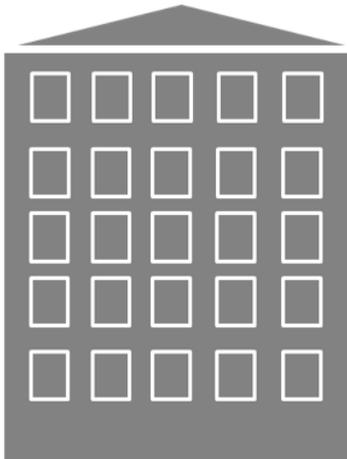
Für den ökologischen und ökonomischen Vergleich der Fernwärme mit dezentralen Versorgungslösungen werden in der Machbarkeitsstudie drei unterschiedliche dezentrale Versorgungslösungen untersucht, welche

B E T

jeweils auf zwei Wärmebedarfsfälle angewandt werden. Für die Betrachtung der dezentralen Versorgungsoptionen werden zwei Gebäudetypen betrachtet: ein Neubaumehrfamilienhaus (Gebäudetyp I) und ein saniertes Altbau-Mehrfamilienhaus (Gebäudetyp II). Je Gebäudetyp wird ausgehend vom jeweiligen energetischen Gebäudestandard sowie typischer Wohnraumaufteilung, der Endenergieverbrauch für die Trinkwassererwärmung und die Raumwärme ermittelt. Diese Werte sind von den spezifischen Endenergieverbräuchen je Bruttogeschossfläche abgeleitet und orientieren sich am BeGeM. Sie sind für alle Szenarien und im Zeitverlauf konstant angesetzt.

Darüber hinaus wird ausgehend von einer typischen nutzbaren Dachfläche das maximale theoretische Potenzial für die Bereitstellung von Wärme aus Solarthermie bzw. der Stromerzeugung mit Hilfe von Photovoltaikanlagen ermittelt.

Abbildung 54 zeigt die Annahmen für das Neubaumehrfamilienhaus (Gebäudetyp I), welches auf einen spezifischen Energieenergieverbrauch von 54 kWh/(m²*a) kommt, der sich aus einem Bedarf von 10 kWh/(m²*a) für die Trinkwassererwärmung und 44 kWh/(m²*a) für Raumwärme zusammensetzt. Die Dachfläche bietet ein theoretisches Potenzial für einen PV-Stromertrag von ca. 21,5 MWh/a bzw. für einen solaren Wärmeertrag in Höhe von 63 MWh/a.

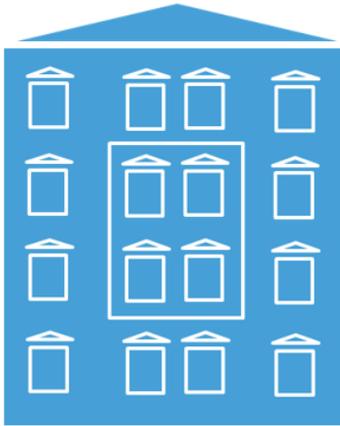


- 5 Geschosse mit jeweils 4 Wohnungen à 65 m²
- Annahme: spezifischer Endenergieverbrauch pro Wohnfläche: 54 kWh / (m² * a)
 - Davon 10 kWh / (m² * a) für Trinkwassererwärmung
 - Davon 44 kWh / (m² * a) für Raumwärme
- Ergebnis: Endenergieverbrauch für das Gebäude: 84 MWh/a , davon 16 MWh/a für Trinkwassererwärmung
- 420 m² Dachfläche bieten Potenzial
 - Für 126 m² PV mit ca. 21,5 MWh/a Stromertrag oder
 - Für 126 m² Solarthermie mit ca. 63 MWh/a theor. Wärmeertrag
- Die Annahmen wurden für das Current Policies Szenario abgeleitet und mit Angaben aus dem Berliner Gebäudemodell und anderen Quellen abgeglichen.

Abbildung 54: Wärmebedarfsfall Gebäudetyp I: Neubaumehrfamilienhaus

Abbildung 55 zeigt die Annahmen für einen typischen Gründerzeitaltbau, welcher auf einen spezifischen Energieenergieverbrauch von 132 (kWh/m²*a) kommt, der sich aus einem Bedarf von 10 (kWh/m²*a) für die Trinkwassererwärmung und 122 (kWh/m²*a) für Raumwärme zusammensetzt. Die Dachfläche bietet auch hier ein theoretisches Potenzial für einen PV-Stromertrag von ca. 21,5 MWh/a bzw. für einen solaren Wärmeertrag in Höhe von 63 MWh/a.

B E T



- 4 Geschosse mit jeweils 5 Wohnungen à 65 m²
- Annahme: spezifischer Endenergieverbrauch pro Wohnfläche: 132 kWh / (m² * a)
 - Davon 10 kWh / (m² * a) für Trinkwassererwärmung
 - Davon 122 kWh / (m² * a) für Raumwärme
- Ergebnis: Endenergieverbrauch für das Gebäude: 172 MWh / a , davon 13 MWh / a für Trinkwassererwärmung
- 420 m² Dachfläche bieten Potenzial
 - Für 126 m² PV mit ca. 21,5 MWh/a Stromertrag oder
 - Für 126 m² Solarthermie mit ca. 63 MWh/a theor. Wärmeertrag
- Die Annahmen wurden für das Current Policies Szenario abgeleitet und mit Angaben aus dem Berliner Gebäudemodell und anderen Quellen abgeglichen

Abbildung 55: Wärmebedarfsfall Gebäudetyp II: Gründerzeitaltbau, saniert

Im VG1 der VWB sind in vielen Vierteln Gründerzeitaltbauten anzutreffen. Der Gebäudetyp II hat deswegen für die Machbarkeitsstudie die deutlich größere Relevanz, gleichwohl werden je Gebäudetyp exemplarisch drei verschiedene Wärmeversorgungskonzepte untersucht, welche jeweils typische Konzepte der Wärmeversorgung in Mehrfamilienhäusern abbilden.

Dezentrales BHKW

In dieser Versorgungslösung erfolgt die Erzeugung von Wärme hauptsächlich mit einem BHKW. Für beide Wärmebedarfsfälle wird angenommen, dass 60 % des Wärmebedarfs durch das BHKW bereitgestellt werden kann. Der Restwärmebedarf zu Spitzenzeiten oder Nicht-Verfügbarkeiten des BHKW wird durch einen Erdgasbrennwertkessel bereitgestellt.

In einem BHKW erfolgt die Erzeugung von Strom und Wärme im Prozess der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), d. h. die Erzeugung erfolgt gleichzeitig in einem gekoppelten Prozess. Die zugrundeliegende Technik ist ein für diesen Zweck optimierter Verbrennungsmotor, welcher mit Erdgas betrieben wird. Der erzeugte Strom wird in der Regel in das öffentliche Netz eingespeist – dafür erhält der Betreiber des BHKWs eine Vergütung für den eingespeisten Strom (Marktwert), eine Vergütung für die vermiedenen Netzentgelte und die Vergütungszahlung nach KWKG. Im hier vorliegenden Fall wird eine anteilige Eigennutzung von 20 % des Stroms im Haus als Allgemeinstrom angenommen – in diesem Fall erhält der Betreiber des BHKWs als Vergütung den vermiedenen Strombezugspreis sowie den gültigen KWKG-Vergütungssatz. Die Höhe des Gesamt-Vergütungssatzes für die Eigennutzung liegt deutlich oberhalb des Wertes für den Vergütungssatz bei Netzeinspeisung und enthält unter anderem die vermiedene EEG-Umlage⁹⁰ und sonstige vermiedenen Abgaben und Umlagen.

Die Nutzung von KWK stellt eine sehr effiziente Nutzung des eingesetzten Brennstoffes sicher, allerdings ist der Gesamtnutzungsgrad (welcher sich aus dem thermischen und elektrischen Nutzungsgrad zusammensetzt) und insbesondere der elektrische Nutzungsgrad bei den hier angesetzten kleinen Motoren im Vergleich zu größeren Motoren deutlich geringer – dabei weisen die kleineren Motoren die deutlich höheren spezifischen Investitions- und Wartungskosten auf.

Gas-Brennwertkessel und Solarthermie

In dieser Versorgungslösung erfolgt die Versorgung der Objekte mit Wärme aus einer Solarthermieanlage und einem Erdgasbrennwertkessel. Die solarthermischen Anlagen werden in Form von Kollektoren auf die Dächer

⁹⁰ Die Vermeidung der EEG-Umlage setzt die Personenidentität von Erzeuger und Verbraucher des Stromes im Sinne des EEG voraus.

B E T

der Objekte montiert, in denen Wasser als Wärmeträger durch direkte und indirekte Sonnenstrahlung erwärmt wird.

Mit Hilfe einer Pumpe erfolgt die Zirkulation des erwärmten Wassers und eine Zwischenspeicherung in einem Pufferspeicher, welche je nach Auslegung die Speicherung der Wärme über einen bis mehrere Tage ermöglicht. Die aus dem Pufferspeicher entnommene Wärme kann zur Raumheizung und Warmwasserbereitung genutzt werden. Die Bereitstellung des residualen Wärmebedarfs erfolgt durch die Gasbrennwerttherme.

Zu beachten ist die starke Saisonalität der bereitgestellten Solarthermie und der benötigten Wärme auf der anderen Seite: Während im Sommer die durch Solarthermie bereitgestellte Wärmemenge hoch und der Wärmebedarf niedrig ist, stehen im Winter einem hohen Wärmebedarf eine geringe solarthermische Wärmemenge gegenüber. In dem hier unterstellten System werden in der Praxis typische Werte für den solaren Deckungsgrad angenommen: 50 % der für die Warmwasserbereitung benötigte Energie bzw. 10 % der für die Beheizung benötigte Energie werden jeweils durch Solarthermie bereitgestellt. Die dabei genutzte Energie entspricht nicht dem vollständigen ermittelten Potenzial – Grund dafür ist, dass in der Praxis eine technisch-wirtschaftliche sinnvolle Auslegung der solarthermischen Anlagen erfolgt. Würde das komplette theoretische Potenzial ausgebaut, würden große Mengen der gewonnenen solarthermischen Wärme aufgrund des dann geringen Wärmebedarfs nicht genutzt werden.

Die Nutzung von Solarthermie ist emissionsfrei und damit positiv zu bewerten. Da trotz Nutzung der Solarthermie ein Großteil der Wärme über den Erdgas-Brennwertkessel bereitgestellt wird, ist der Anteil der bei dieser Versorgungsoption genutzten fossilen Energie nach wie vor hoch und nicht wesentlich niedriger, als wenn eine alleinige Wärmeerzeugung in Brennwertkesseln erfolgen würde.

Anzumerken ist, dass der Einsatz von Solarthermie immer der Restriktion unterliegt, dass auch geeignete Dachflächen, d. h. mit der nötigen Ausrichtung und möglichst geringer Verschattung durch Aufbauten vorhanden sind. Des Weiteren besteht eine direkte Konkurrenz bei der Nutzung der Dachflächen zwischen Solarthermie- und Photovoltaik-Anlagen, welche zu möglichen Einschränkungen führen kann.

Wärmepumpe mit Photovoltaiksystem und Erdgasbrennwertkessel als Spitzenkessel

In dieser Versorgungslösung erfolgt die Bereitstellung der Wärme im Wesentlichen durch eine elektrische Wärmepumpe, welche zum Teil mit Strom aus einem Photovoltaiksystem betrieben wird. Der Restwärmebedarf zu Spitzenzeiten oder Nicht-Verfügbarkeiten der Wärmepumpe wird durch einen Erdgasbrennwertkessel bereitgestellt.

Eine Wärmepumpe nutzt Umweltwärme mit einem niedrigen Temperaturniveau (Luft, Wasser, Boden), welche mit Hilfe „technischer Arbeit“ auf ein höheres Temperaturniveau gebracht wird, welches für die Nutzung als Heizenergie oder für die Bereitstellung von Warmwasser (Nutzwärme) erforderlich ist. Die „technische Arbeit“ wird dabei von einem Antrieb verrichtet – meist ein elektrischer Antrieb in Form eines Elektromotors. Ein Gradmesser für die Effizienz des Umwandlungsprozesses ist die sog. „Jahresarbeitszahl“, welche den Quotienten aus erzeugter Nutzwärme und eingesetzter Strommenge über den Zeitraum eines Jahres abbildet. Je geringer die Temperaturdifferenz zwischen eingesetzter Umweltwärme und Nutzwärme ist, desto höher ist die erzielbare Jahresarbeitszahl. Im hier untersuchten Beispiel wird eine Luft-Wasser-Wärmepumpe unterstellt, d. h. als Wärmequelle dient hier die Umgebungsluft – die angesetzte Jahresarbeitszahl ist 3,0.

Vor dem Hintergrund, dass der in einem Photovoltaiksystem (PV-System) erzeugte Strom bei eigener Nutzung deutlich günstiger als der aus dem öffentlichen Netz bezogene Strom ist, wird im vorliegenden Fall eine teilweise Deckung des Strombedarfs der Wärmepumpe aus dem PV-System zu Stromgestehungskosten des PV-Stroms unterstellt. Um eine weitere technische Optimierung zu erreichen, wird darüber hinaus davon ausgegangen, dass ein Stromspeicher eingesetzt wird – auf diese Weise erfolgt die Entkopplung der Stromerzeugung und Strombedarf und somit eine Steigerung des in der Wärmepumpe eingesetzten Stromanteils.

Um die Gewinne der Investition in die PV-Anlage und die Kosten der Wärmeversorgung zu trennen, sind das gesamte PV-System und der Energiespeicher nicht Teil der Betrachtung. Stattdessen werden die Stromgestehungskosten des PV-Systems als Eingangsgröße in der wirtschaftlichen Abbildung berücksichtigt.

B E T

Der effiziente Wärmepumpenprozess stellt prinzipiell eine emissionsarme Wärmeerzeugung dar – diese ist aber im Wesentlichen abhängig vom eingesetzten Strom. Mit dem weiter fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor und/oder durch die (wie hier angenommene) Nutzung von lokalem PV-Strom wird dieser Effekt nochmal deutlich verstärkt - bis hin zu einer möglichen Klimaneutralität. Voraussetzung einer effizienten, und somit für die Wirtschaftlichkeit des Systems entscheidenden Betriebsweise, stellen wie oben beschrieben, möglichst niedrige Vorlauftemperaturen dar – diese sind durch Flächenheizungen (integriert in Wände und Decken oder als konventionelle Fußbodenheizung) erzielbar.

Anzumerken ist, dass der Einsatz von Wärmepumpen in innerstädtischen Bereich auf Luft-Wasser-Wärmepumpe begrenzt ist, da es eine begrenzte Flächenverfügbarkeit für oberflächennahe Geothermie gibt. Zudem schränken die Lärmemissionen von Luft-Wasser-Wärmepumpen auch deren Einsatz ein. Eine weitere Einschränkung der Nutzung ergibt sich in den gerade im Bestand nur aufwendig zu realisierenden niedrigen Vorlauftemperaturen, da der Einsatz von Flächenheizungen hier mit großen Umbaumaßnahmen verbunden ist, die oftmals wirtschaftlich nicht vertretbar sind.

Methode des Vergleichs mit den dezentralen Versorgungsoptionen

Das Ziel des Vergleichs der Fernwärme mit den dezentralen Versorgungsoptionen ist es, die Umweltverträglichkeit und Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme im Vergleich zu den dezentralen Versorgungsoptionen zu prüfen.

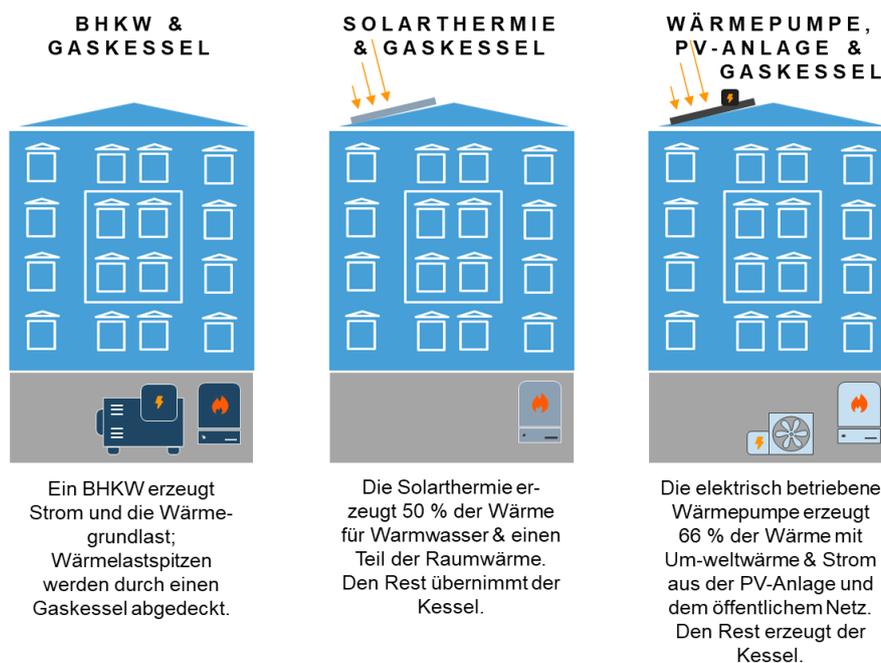


Abbildung 56: Übersicht über die definierten dezentralen Versorgungsoptionen für einen Neubau (Gebäudetyp I) und einen Altbau (Gebäudetyp II)

Bei der Bewertung dieses Vergleichs ist zu bedenken, dass die dezentralen Versorgungsoptionen aufgrund technischer Restriktionen nicht überall in Berlin flächendeckend eingesetzt werden können:

- Die meisten Gebäude im innerstädtischen Raum zeichnen sich durch sehr hohe Wärmelastdichten (Wärmebedarf bezogen auf die Grundfläche, 500 bis über 3000 kWh/m²) aus. Die Potenziale von Luftwärmepumpen und solarthermischen Anlagen reichen insbesondere im Altbau in der Regel nicht aus.

B E T

- Nicht überall sind die baulichen Gegebenheiten vorhanden, um Solarthermie, Luftwärmepumpen oder BHKW zu installieren. Oft fehlt es an Platz, sind die Dächer nicht ausreichend tragfähig oder die Lärmemissionen sind zu hoch⁹¹.

Um einen Vergleich der Varianten gegenüber der Versorgung mit Fernwärme zu ermöglichen, werden jeweils die spezifischen Wärmekosten bezogen auf den Absatz sowie die CO₂-Emissionen verglichen.

Die spezifischen Wärmekosten beinhalten alle bei der Bereitstellung von Wärme anfallenden Kosten und Erlöse bezogen auf den jeweiligen Jahreswärmebedarf. Wesentliche Kosten- und Erlösblöcke sind:

- Kapitalkosten zur Abbildung der Investitionskosten sowie Investitionszuschüsse
- Brennstoff – und Strombezugskosten
- Stromvergütung für eingespeisten und eigenverbrauchten Strom
- Kosten für Wartung und Betrieb

Die Ermittlung der spezifischen CO₂-Emissionen erfolgt gemäß der systemischen Methode sowie gemäß der finnischen und der AGFW Methode. Die systemische Methode wird hierbei etwas vereinfacht angewendet, weil keine stundenscharfe Simulation des Einsatzes der dezentralen Versorgungsoptionen erfolgt. Der Vergleich erfolgt für alle drei Transformationsszenarien.

⁹¹ Gemäß einer Auswertung von Informationen des Berliner Gebäudemodells können mit dezentralen solarthermischen Anlagen bis zu 8 % des jährlichen Wärmebedarfs im VG1 erzeugt werden. Diese Wärmeerzeugung ist aber saisonal auf den Sommer beschränkt.

9 METHODIK ZUR DEFINITION UND BEWERTUNG DER TRANSFORMATIONSSZENARIEN

Nachdem die Potenziale für unterschiedliche Wärmeerzeugungsoptionen an konkreten Standorten zum Ersatz der Kohlewärme vorgestellt sind, werden in diesem Kapitel und dem Folgekapitel diese Optionen unter Berücksichtigung von ökonomischen und ökologischen Aspekten zu sinnvollen Erzeugungsportfolien zusammengestellt. Anschließend wird der Einsatz der Anlagen im Portfolio simuliert und ausgewertet. Diese Vorgehensweise ist in diesem Kapitel detailliert beschrieben und im Folgekapitel für die Transformationsszenarien konkret durchgeführt.

9.1 Ableitung der Transformationspfade

Ein Transformationsszenario ist bezogen auf den Betrachtungsraum VG1 eine Beschreibung einer möglichen zukünftigen Entwicklung

- des Anlagenparks, also der Gesamtheit aller Wärme erzeugenden oder speichernden Einheiten (Transformationspfad)
- des Wärmebedarfs, also des Wärmeabsatzes und der Verteilverluste (Teil des Szenariorahmens)
- des Strom- und Energiemarkts (Teil des Szenariorahmens) und
- des Fernwärmenetzes, also der Größe, Betriebsparameter und der hydraulischen Gegebenheiten des Fernwärmenetzes (Teil des Transformationspfads).

Die Definition der Transformationsszenarien erfolgt in vier Bearbeitungsschritten.

Im ersten Schritt werden die notwendigen neuen Erzeugungskapazitäten (Kapazitätslücke) bei einer jeweils angenommenen Entwicklung des Wärmebedarfs auf der Basis einer (n-1) und einer (n-0)-Betrachtung ermittelt. Bei einer (n-1)-Betrachtung muss die Summe aller Erzeugungsanlagen die Summe aus Wärmelast und Leistung des größten Block erreichen, damit auch bei einem Ausfall des größten Blocks noch ausreichend Wärme erzeugt werden kann, um alle Kunden zu versorgen. Bei einer (n-0)-Betrachtung muss die Summe der Erzeugungsanlagen, die im regulären Betrieb eingesetzt werden sollen, die Wärmelast decken können. Die Betrachtung wurde für alle Transformationsszenarien jeweils für den Zeitraum ab 2030 (nach Stilllegung der kohlegefeuerten Heizkraftwerke Reuter und Moabit) durchgeführt. Für bestehende gas- und ölgefeuerte Anlagen wird entweder eine Fortsetzung des Betriebs über den gesamten Betrachtungszeitraum unterstellt oder, wenn die technische Lebensdauer diese Annahme nicht rechtfertigt, eine Stilllegung vorgesehen. Tabelle 8 zeigt das Ergebnis des ersten Schritts.

B E T

Tabelle 8: Ableitung der Kapazitätslücke nach Berücksichtigung der Bestandanlagen.

	CP (n-1)	KS 80 (n-1)	KS 80 (n-0)	KS 95 (n-1)	KS 95 (n-0)
Max. Wärmelast im Zeitraum 2030-2050	1.437 MW	1.556 MW	1.556 MW	1.415 MW	1.415 MW
Besicherung (= Leistung des größten Blocks)	+150 MW	+150 MW		+ 150 MW	
Notwendige Leistung	=1.587 MW	= 1.706 MW	= 1.556 MW	= 1.565 MW	= 1.415 MW
Nach 2030 betriebene Bestandanlagen an den Standorten Reuter, Reuter West, Moabit, Charlottenburg und Wilmersdorf	-919 MW	-919 MW	-694 MW	-919 MW	-694 MW
Kapazitätslücke nach Berücksichtigung der Bestandanlagen	= 668 MW (2050)	= 787 MW (2037)	= <u>862 MW</u> (2037)	= 646 MW (2030)	= <u>721 MW</u> (2030)

Hinweis: Die Power-to-Heat-Anlage in Reuter und die ölbefeuerten Kessel am Standort Moabit werden in die (n-0)-Betrachtung der Klimaschutz-Transformationszenarien nicht einbezogen, weil ihr Einsatz zu sehr hohen variablen Kosten und gleichzeitig sehr hohen CO₂-Emissionen (Einsatz von Heizöl, Nutzung von PtH aus fossilem Strom) führen kann. Die Wärmelast erreicht in KS 80 ihr Maximum im Jahr 2037. In KS 95 sinkt die maximale Last nach 2027; es wurde der Wert für 2030 herangezogen.

Im zweiten Schritt werden die neuen Wärmeversorgungsoptionen auf der Basis von erneuerbaren Energien oder Abwärme ausgewählt. Diese Auswahl erfolgte auf der Basis der Vorbewertung der Versorgungsoption (siehe Kapitel 8.1.2) unter Anwendung einer Kaskade von Kriterien:

- Technische Machbarkeit: Jede Versorgungsoption muss mit positivem Ergebnis auf die technische und genehmigungsrechtliche Machbarkeit geprüft sein. Ein konkreter Standort der Versorgungsoption muss existieren und der Inbetriebnahmezeitpunkt realistisch sein. Die Nichterfüllung dieses Kriteriums führt zum Ausschluss der Versorgungsoption.
- Deckung des Ersatzbedarfs⁹²: Für erneuerbare Wärme und Abwärme umfasst dieses Kriterium vor allem die Passfähigkeit zwischen saisonaler Struktur der Wärmerzeugung und der saisonalen Struktur des Wärmebedarfs.
- Erreichen der Emissionsziele: Die Option muss emissionsarm sein und in der Verfügbarkeit der Wärmerzeugung einen Beitrag zum Ersatz der Kohlewärme liefern. Dieses Kriterium wird vor allem zur Abwägung zwischen verschiedenen Versorgungsoptionen und zur Dimensionierung genutzt.
- Kosteneffizienz: Bei Versorgungsoptionen mit gleichem Beitrag zur Erreichung der Emissionsziele wird die kostengünstigere Versorgungsoption ausgewählt.

Auf der Basis dieser Kriterien wird für die Klimaschuttszenarien die zentrale Solarthermie verworfen, weil keine geeignete und ausreichend große Fläche für die Solarkollektoren und den Erdbeckenspeicher gefunden werden konnte sowie die Passfähigkeit der zentralen Solarthermie zum Wärmebedarf sehr gering ist. Als weitere Option wird die Flusswasserwärmepumpe für die Transformationsszenarien verworfen, weil durch die

⁹² Ursprünglich sollte mit diesem Kriterium insbesondere der Beitrag zur gesicherten Fernwärmeversorgung im Rahmen des (n-1) und n-0)-Kriteriums analysiert bewertet werden.

B E T

sehr geringe Wärmeerzeugung im Januar und Februar eine deutlich schlechtere Passfähigkeit zum Wärmebedarf vorliegt als bei den anderen Versorgungsoptionen. Bezüglich der Geothermie wird entschieden, diese wegen des Fündigkeitsrisikos der Bohrungen und der hohen Kosten nur am Standort Moabit in die Transformationsszenarien aufzunehmen. Alle anderen Versorgungsoptionen, die in Abbildung 57 aufgelistet sind, wurden in den Start-Transformationsszenarien aufgenommen.

	Deckung Ersatzbedarf	Technische Machbarkeit	Erreichen Emissionsziele	Kosteneffizienz
MüVA, DT-Ersatz und Rauchgas WP				
Abwasser-WP iVm MüVA				hohe Kosten für Wärmepumpe
Biomasse HW				Rel. hohe Brennstoffkosten, aussch. Wärmeerzeugung
Industrielle und gewerbl. Abwärme	Keine gesicherte Leistung - aber Potenzial auch in Heizperiode vorhanden			Anschlusskosten
Spree-WP	Sehr geringe Passfähigkeit mit Wärmebedarf		Elektrischer Antrieb mit allgemeinem Strommix	Investitionskosten hoch, ggf. Speicher erforderlich
Solarthermie	Sehr geringe Passfähigkeit mit Wärmebedarf	Fläche aktuell nicht vorhanden		abhängig von Grundstücks-, Anbindungs- & ggf. Speicherkosten
Geothermie	Geringe Leistungen	Fündigkeitsrisiko		Hohe Kosten für WP, hohe Verluste der Wärmespeicherung

Abbildung 57: Bewertung der näher untersuchten Versorgungsoptionen für erneuerbare Wärme und Abwärme

Nach der Auswahl der Wärmeversorgungsoptionen auf der Basis von erneuerbaren Energien und Abwärme wird im dritten Schritt ermittelt, welche Kapazitätslücke noch besteht. Diese muss dann durch gasbasierte Versorgungsoptionen geschlossen werden. In Tabelle 9 ist die Ableitung der entsprechenden Größen dargestellt. Im Current Policies Szenario besteht eine Kapazitätslücke von 570 MW_{th}. Im Transformationsszenario KS 80 besteht auf der Basis der (n-0)-Betrachtung eine Kapazitätslücke von 644 MW_{th}. Für das Transformationsszenario KS 95 beträgt der Wert ebenfalls auf der Basis einer (n-0)-Betrachtung 503 MW_{th}.

B E T

Tabelle 9: Ableitung der Kapazitätslücke nach Berücksichtigung der gesicherten Leistung der Versorgungsoptionen mit erneuerbarer Wärme und Abwärme

	CP	KS 80 (n-1)	KS 80 (n-0)	KS 95 (n-1)	KS 95 (n-0)
Kapazitätslücke ohne neue Versorgungsopt.	= 668 MW	= 787 MW (2037)	= 862 MW (2037)	= 646 MW (2030)	= 721 MW (2030)
Zusätzliche Leistung MüVA inkl. Abwasser-WP	0 MW			- 67 MW	
Neuer Biomassekessel in Moabit / geänderter Biomassekessel	-60 MW			- 90 MW	
Neues BHKW in Moabit	0 MW			- 12 MW	
Industrielle Abwärme (keine gesicherte Leistung)	0 MW			- 0 MW	
Geothermie	0 MW			- 8 MW	
Ersatzanlage Wilmersdorf	-65 MW			- 40 MW	
Kapazitätslücke	= 543 MW	= 569 MW	= 644 MW	= 428 MW	= 503 MW
Berücksichtigung Netzrestriktionen*	+ 40 MW	+ 40 MW	+ 0 MW	+ 40 MW	+0 MW
Schritt 3: Kapazitätslücke für gasbasierte Erzeugungsanlage	= 583 MW	609 MW	= 644 MW	= 468 MW	503 MW

Wie in Kapitel 8.1.2 beschrieben, stehen als gasbasierte Versorgungsoption verschiedene Techniken zur Verfügung, die sich insbesondere hinsichtlich ihrer Flexibilitätseigenschaften aber auch hinsichtlich des Verhältnisses zwischen Strom- und Wärmeerzeugung unterscheiden. In den Transformationsszenarien wird der KWK-Teil der hybriden KWK-Anlage als GuD ausgeführt. Im CP-Szenario wird eine Kombination aus einer GuD und einem Gasmotorenheizkraftwerk angenommen.

Im abschließenden vierten Schritt werden die Inbetriebnahmedaten der neuen Versorgungsoptionen festgelegt und darauf aufbauend die Außerbetriebnahmedaten der Kohleheizkraftwerke Reuter West und Moabit abgeleitet. Die Festlegung der Daten erfolgte aus ermittelten Zeitplänen der Teilstudien sowie Annahmen zur kontinuierlichen Erschließung von Abwärmepotenzialen bzw. Aussagen von beteiligten Akteuren zu frühest möglichen Zeitpunkten. Aufgrund der hohen Bedeutung der zwei Blöcke D und E des Kohleheizkraftwerkes Reuter West für die Versorgungssicherheit des Fernwärmesystems wird eine schrittweise Außerbetriebnahme angenommen.

9.2 Einsatzsimulation für den Erzeugungspark

An die Definition der Start-Transformationsszenarien schließt die Bewertung der Start-Transformationsszenarien unmittelbar an. Die Basis für diese Bewertung ist eine Simulation des Zusammenspiels der Wärmeerzeugungsanlagen während des gesamten Betrachtungszeitraums 2021-2050.

Zu diesem Zweck werden für alle Anlagen sämtliche technischen und wirtschaftlichen Parameter, die den Anlageneinsatz bestimmen, festgelegt und in dem Simulationstool SysMod der B E T niedergelegt. Dieses

B E T

Programm errechnet unter der Annahme einer perfekten Voraussicht den optimalen Anlageneinsatz in stündlicher Auflösung über den Bewertungszeitraum bis zum Jahr 2050. Die Zielfunktion der Optimierung ist die Minimierung der variablen Wärmeerzeugungskosten (siehe Abbildung 58).

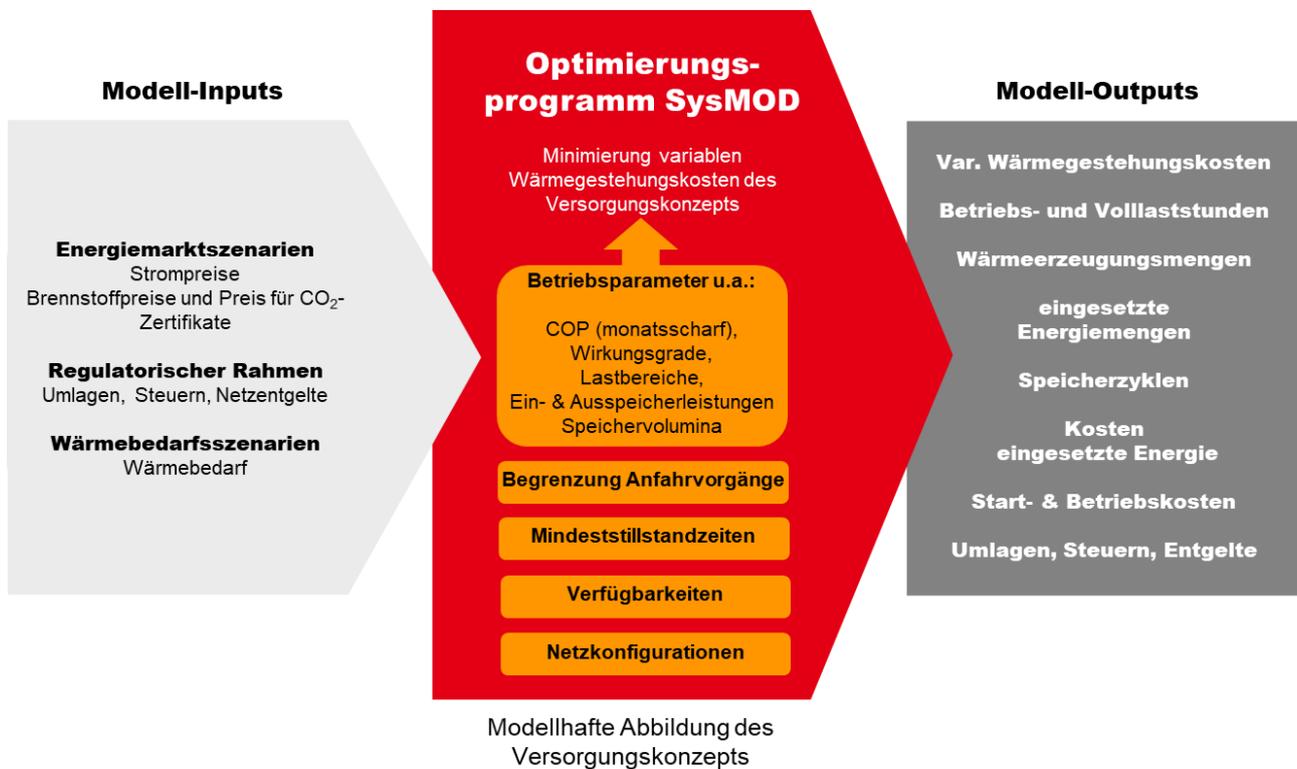


Abbildung 58: Grundsätzliches Schema der Einsatzsimulation durch B E T

Die Anlagen werden in der Einsatzsimulation vereinfachend als Zusammenspiel einzelner Komponenten abgebildet. So werden zum Beispiel beim KWK-Teil der hybriden KWK, die verschiedenen Gasturbinen zusammen mit dem Abhitze-kessel (inkl. Zusatzfeuer) und der Rauchgaswärmepumpe jeweils einzeln abgebildet. Auch die Abhängigkeiten der Leistungen von der Außentemperatur und von der Vorlauf-temperatur des Netzes werden berücksichtigt. Im Ergebnis kann der Computer im Rahmen der Einsatzoptimierung zwischen verschiedenen Betriebspunkten auswählen.

Bei den Anlagen der Dritteinspeiser (u. a. industrielle / gewerbliche Abwärme) wird ein vereinfachtes Modell für den Zugang von Dritteinspeisern hinterlegt (TPI-Modell). Dieses Modell vergütet die eingespeiste Wärme in der Höhe der Wärmeerzeugungskosten, die sich ergeben würden, wenn VWB die eingespeiste Wärme mit den eigenen Anlagen erzeugen müsste. Das niedergelegte Modell differenziert bei den Kosten zwischen den Sommermonaten Juni bis August und dem Rest des Jahres. Dies führt dazu, dass die Einspeisungen des integrierten Anlagenkonzepts aus MüVA und Abwasserwärmepumpe sowie die gewerbliche Abwärme vereinfachend nur zwischen zwei Betriebspunkten wechseln. Im Sommer wird hierbei weniger Wärme eingespeist als im Winter (MüVA) bzw. keine (industrielle Abwärme).

Beim Fernwärmenetz werden in der Einsatzsimulation die Einspeiserrestriktionen an den Standorten sowie die eingeschränkten Kapazitäten zwischen dem Teilnetz Moabit und dem Rest des FvN sowie zwischen FvS und FvN berücksichtigt. Diese geschieht, um die hydraulischen Verhältnisse angemessen abzubilden, in Abhängigkeit von der Vorlauf-temperatur.

Aufgrund des hohen Rechenaufwandes wird die Einsatzsimulation nicht für jedes Jahr des Betrachtungszeitraums, sondern nur für Stützjahre durchgeführt. Die Stützjahre sind hierbei so gewählt, dass bis 2030 jedes Jahr gerechnet wird. Ab 2030 liegen die Stützjahre jeweils 5 Jahre auseinander.

Zwischen dem FvN und dem FvS besteht eine hydraulische Verbindung, die aber in der Höhe begrenzt ist. Aufgrund dieser Verbindung erfolgt die Einsatzoptimierung der Anlagen über beide Fernwärmeverbünde. Im

B E T

Ergebnis werden zwischen den beiden Fernwärmeverbänden Wärmemengen hin und her exportiert, wobei kein eindeutiges Schema für diesen Wärmeaustausch identifizierbar ist. Dieser Sachverhalt ist der Grund dafür, dass in dieser Studie die Bewertung für das Versorgungsgebiet VG1, welches der Summe beider Fernwärmeverbände entspricht, durchgeführt wird - obwohl der Fokus der Machbarkeitsstudie auf dem Fernwärmeverbund Nord liegt.

Das Ergebnis der Einsatzsimulation sind Jahreszeitreihen für den gesamten Betrachtungszeitraum für sämtliche Energiemengen, die Kosten und Erlöse, die CO₂-Emissionen und Kenndaten des Anlageneinsatzes. Außerdem liegen als Ergebnis die Strom- und Wärmeerzeugungsmengen aller Anlagen für jede Stunde der Stützjahre vor.

Die Richtigkeit der Simulation wird durch zahlreiche Maßnahmen sichergestellt:

- Es wird beispielhaft der errechnete Anlageneinsatz in verschiedenen Stützjahren und verschiedenen Zeiträumen geprüft. Typischerweise werden hierbei besondere Situationen als Zeiträume ausgewählt, wie zum Beispiel Zeiten besonders hoher und niedriger Wärmenachfrage, Zeiträume mit besonders hohen und tiefen Strompreisen usw.
- Es wird anhand von zahlreichen aggregierten Prüfsummen überprüft, ob der errechnete Anlageneinsatz konsistent mit dem Verlauf des Energiemarktszenarios ist.
- Es werde zahlreiche Aufschläge, spezifische Preise und Kosten nachgerechnet und diese mit dem Input der Simulation verglichen.

Zusätzlich zu den genannten Maßnahmen wurde in diesem Projekt eine zweite Einsatzsimulation durch den Auftraggeber VWB durchgeführt. Die Ergebnisse der beiden Simulationsprogramme wurden für das CP-Szenario und die Start-Transformationsszenarien abgeglichen.

9.3 Ermittlung von wirtschaftlichen Kenngrößen

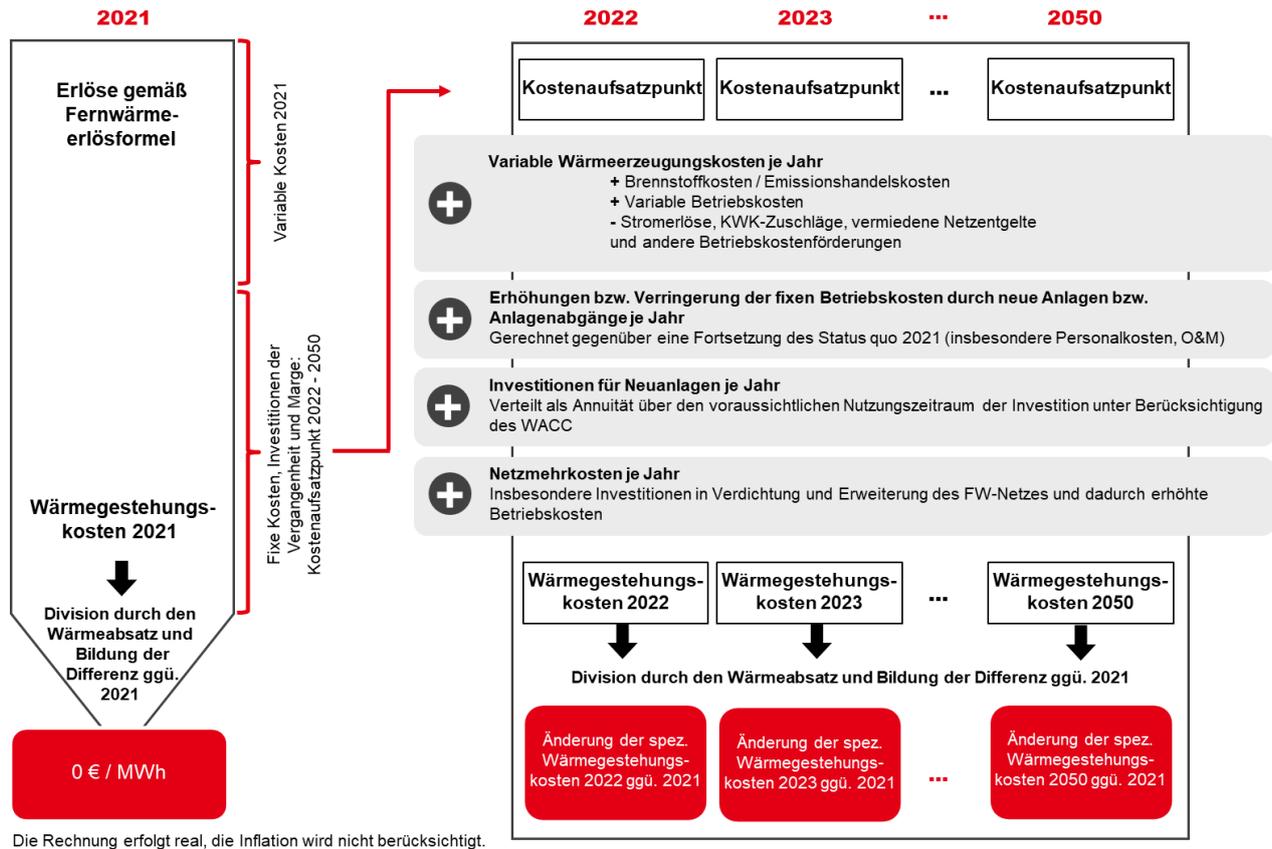
Die Ermittlung wirtschaftlicher Kenngrößen ist ein wesentlicher Teil der Bewertung. Um die Komplexität der Bewertung zu reduzieren, werden in der Machbarkeitsstudie in Übereinstimmung mit dem Kriterienkatalog (siehe Kapitel 3) nur wenige wirtschaftliche Kenngrößen ausgewiesen:

- die Höhe und Zeitpunkte der Investitionen
- der Verlauf der spezifischen Wärmegestehungskosten als Differenz zum Wert 2021 und
- die Höhe der sogenannten dynamischen Wärmegestehungskosten.

Die methodisch einfachste dieser Kenngrößen sind die Höhe und Zeitpunkte der Investitionen. Diese liegen entweder als Ergebnisse der Teilstudien oder aufgrund der Praxiserfahrung des Gutachters und des Auftraggebers vor.

Die spezifischen Wärmegestehungskosten werden in der Machbarkeitsstudie im Verlauf ermittelt. Für die Zwecke der Studie wird, um die Veröffentlichung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen zu vermeiden, entschieden, eine Differenzbetrachtung der Wärmegestehungskosten vorzunehmen. In Abbildung 59 ist die rechnerische Ermittlung der spezifischen Wärmegestehungskosten dargestellt.

B E T



Die Rechnung erfolgt real, die Inflation wird nicht berücksichtigt.

Abbildung 59: Ableitung der Wärmegestehungskosten inklusive der Netzmehrkosten

Die auf diese Art ausgerechneten spezifischen Wärmegestehungskosten erlauben sowohl Aussagen über den zeitlichen Verlauf der spezifischen Wärmegestehungskosten als auch Vergleiche zwischen den Transformationsszenarien. Wichtig ist, dass diese Aussagen über Kosten nicht direkt in Aussagen über Fernwärmepreise übertragen werden dürfen. Hintergrund hierfür sind der unternehmerische Freiraum der Fernwärmebetreiber wie Kostenänderungen in tatsächliche Preisänderungen sowie bestehende Verträge mit festgelegter Preisänderungsklausel übertragen werden. Diese Übertragung von Kosten in Preise geschieht auch vor dem Hintergrund des Wettbewerbs mit alternativen Wärmeversorgungsoptionen.

Zur Einordnung der Kostenverläufe der Fernwärme in den verschiedenen Transformationsszenarien werden die spezifischen Wärmegestehungskosten der untersuchten dezentralen Versorgungsoptionen in analoger Art berechnet und dargestellt. Durch diesen Quervergleich können Kostenentwicklungen, die durch die Energiemarktentwicklung bedingt sind, von Kostenentwicklungen abgegrenzt werden, die aus Änderungen des Anlagenparks bzw. des Fernwärmnetzes resultieren.

In der Machbarkeitsstudie werden alle Berechnungen ohne Berücksichtigung einer Inflation durchgeführt. Für die Bildung der Annuitäten wird ein nach marktüblichen Methoden abgeleiteter Diskontierungszinssatz (engl. Weighted Average Cost of Capital, WACC) genutzt. Dieser ist kleiner als 5 %.

Um die Robustheit der Transformationsszenarien gegenüber (kleineren) Änderungen im Anlagenpark und gegenüber Änderungen des regulatorischen Rahmens und des Energiemarktes abzugrenzen, werden die Wärmegestehungskosten auch für veränderte Transformationsszenarien, sogenannte Sensitivitäten, ermittelt. Für eine leichte Vergleichbarkeit dieser Sensitivitäten untereinander und mit den Transformationsszenarien wird in der Machbarkeitsstudie die Kennziffer der dynamischen Wärmegestehungskosten ermittelt. Diese dynamischen Wärmegestehungskosten sind definiert als Barwert der Wärmegestehungskosten geteilt durch den Barwert der Wärmeerzeugung⁹³. Die dynamischen Wärmegestehungskosten sind somit in gewisser Weise mit

⁹³ Das Konzept der dynamischen Wärmegestehungskosten wird in der Wissenschaft unter dem Namen levelised cost of energy bzw. levelised cost of electricity genutzt. (VGB Power Tech e.V., 2015)

einer Durchschnittsbildung über den Zeitraum vergleichbar, wobei Kosten in der Zukunft abdiskontiert werden. Die dynamischen Wärmegestehungskosten erlauben damit einen Vergleich der Transformationsszenarien mit den Sensitivitäten.

9.4 Ermittlung von Kenngrößen zur Umweltverträglichkeit

Der Kriterienkatalog der Machbarkeitsstudie sieht verschiedene Kenngrößen zur Umweltverträglichkeit für die Transformationsszenarien vor. Im Hinblick auf den Klimaschutz ist die wesentliche Kenngröße die CO₂-Emissionen. Um dieses Thema umfassend zu betrachten, wurden in der Machbarkeitsstudie mehrere Kenngrößen für die CO₂-Emissionen ermittelt.

Die Basis für die Ermittlung der Kenngrößen bildet die Ermittlung der direkten CO₂-Emissionen der Anlagen in den Transformationsszenarien. Derartige direkte CO₂-Emissionen entstehen beim Betrieb von Verbrennungsanlagen, also im Fall der Transformationsszenarien beim Betrieb des Müllheizkraftwerkes Ruhleben, der mit Steinkohle gefeuerten Heizkraftwerke Moabit und Reuter West, der mit Erdgas bzw. synthetischen Gas befeuerten KWK-Kopplungsanlagen, der mit Erdgas bzw. synthetischen Gas befeuerten Heizwerke und der mit Heizöl befeuerten Heizwerke sowie beim Einsatz von Biomasse. Die Emissionen werden hierbei jeweils ermittelt als Produkt eines Emissionsfaktors mit der eingesetzten Brennstoffenergie.

In Tabelle 10 sind die Emissionsfaktoren der verschiedenen Brennstoffe dargestellt, die in der Machbarkeitsstudie verwendet werden. Wie die Tabelle zeigt, werden nicht alle stofflich vorhandenen CO₂-Emissionen tatsächlich als direkte CO₂-Emissionen erfasst. Emissionen aus Abfall, Biomasse und synthetischem Gas werden nicht als direkte CO₂-Emissionen angerechnet.

Tabelle 10: Verwendete Emissionsfaktoren für die eingesetzten Brennstoffe

Brennstoff	Emissionsfaktor	Kommentar
Steinkohle	341 g/kWh _{Brennstoffenergie} = 0,0947 t/GJ _{Brennstoffenergie}	üblicher Emissionsfaktor im EU-Emissionshandel für Importsteinkohle ⁹⁴
Erdgas	201 g/kWh _{Brennstoffenergie} = 0,056 t/GJ _{Brennstoffenergie}	Üblicher Emissionsfaktor im EU-Emissionshandel für Erdgas ⁹⁵
Heizöl leicht	266 g/kWh _{Brennstoffenergie} = 0,074 t/GJ _{Brennstoffenergie}	Üblicher Emissionsfaktor im EU-Emissionshandel ⁹⁶
Abfall im Müllheizkraftwerk Ruhleben	0 g/kWh _{Brennstoffenergie}	Siehe Ausführungen in Box auf Seite 94
Biomasseeinsatz am Standort Moabit	0 g/kWh _{Brennstoffenergie}	Gemäß Regelwerk EU-Monitoringverordnung
Synthetisches Gas	0 g/kWh _{Brennstoffenergie}	Synthetisches Gas auf der Basis erneuerbarer Energie wird unabhängig vom Einspeiseort als Biomasse gewertet.

Die direkten Emissionen der Anlagen im Betrachtungsraum sind die Basis für die Ermittlung der CO₂-Emissionen. Um in der Machbarkeitsstudie die Umweltverträglichkeit möglichst gut abzubilden, werden bei der Berechnung der CO₂-Emissionen auch externe Effekte berücksichtigt. Zu den berücksichtigten Effekten gehören

- CO₂-Emissionen außerhalb des Betrachtungsraums, die sich durch einen Stromeinsatz zur Erzeugung von Wärme ergeben

⁹⁴ (Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt), 2019)

⁹⁵ Ebenda

⁹⁶ Ebenda

B E T

- CO₂-Emissionen aus einer veränderten Stromerzeugung und
- CO₂-Emissionen aus einer veränderten Wärmeerzeugung in Folge von Verdichtungen und Erweiterungen der Fernwärmeversorgung im VG1.

Ermittlung von verbrennungsbedingten Emissionen aus Siedlungsabfall

Für Emissionen des Müllheizkraftwerks Ruhleben wird in der Machbarkeitsstudie ein Emissionsfaktor von 0 g CO₂/kWh Brennstoffenergie angesetzt. Dies geschieht in Übereinstimmung mit dem relevanten Regelwerk der AGFW⁹⁷. Der Hintergrund für diese Festlegung ist, dass die Emissionen aus der Verbrennung von Siedlungsabfällen dem Entsorgungsprozess zugewiesen werden. Die Zuordnung der Emissionen zum Entsorgungsprozess wird dadurch begründet, dass der primäre Zweck des Verbrennungsprozesses nicht in der Erzeugung von Strom und Wärme liegt, sondern in der Beseitigung der Abfälle.

Am EU-Emissionshandel nehmen Anlagen, die Siedlungsabfälle verbrennen, nicht teil.⁹⁸ Die CO₂-Emissionen für die Verbrennung von Siedlungsabfällen sind demzufolge ausgenommen, von der Pflicht für jede emittierte Tonne CO₂ ein Emissionszertifikat abzugeben.

Anders erfolgt die Bilanzierung von CO₂-Emissionen der Verbrennung von Siedlungsabfällen in den Emissionsinventaren. Diese Emissionsinventare werden sowohl für die Bundesrepublik Deutschland⁹⁹ als auch für die einzelnen Bundesländer erstellt. Hier beträgt der Emissionsfaktor von Hausmüll und Siedlungsabfall 329 g CO₂/kWh = 0,092 t/GJ Brennstoffenergie (LAK Energiebilanzen, 2019). Dieser Emissionsfaktor umfasst den biogenen und den fossilen Kohlenstoffanteil. Als Emissionen werden nur diejenigen des fossilen Kohlenstoffanteils, der mit 50 % angenommen wird, gewertet (Länderarbeitskreis Energiebilanzen, 2019). Der anzuwendende Emissionsfaktor beträgt damit 165 g CO₂/kWh = 0,046 t/GJ Brennstoffenergie.

Nach Angaben der BSR betrug der Heizwert des Abfalls im MHKW Ruhleben 8,800 GJ/t. Folgt man den zuvor aufgeführten Annahmen und berücksichtigt man eine Abfallmenge von ca. 580.000 t im Jahr 2018 ergibt sich für das MHKW Ruhleben damit ein Ausstoß von ca. 234.000 t CO₂ (inkl. Emissionen aus der Verbrennung von Heizöl für An- und Abfahrvorgänge).

In der Berliner Energie- und CO₂-Bilanz werden die Emissionen aus Müllheizkraftwerken für Siedlungsabfall ebenfalls mit 50 % biogen und 50 % fossil bewertet. Die Emissionen werden in der Quellenbilanz des Landes Berlin als Emissionen¹⁰⁰ des Umwandlungssektors ausgewiesen. Konkret steht dort für das Jahr 2016 unter „Sonstige Brennstoffe“ eine Emission von 214.000 t CO₂ – was die Größenordnung des Ergebnisses aus der vorgegangenen Berechnung bestätigt.

In Kapitel 5.3 ist beschrieben, wie der Malus für den Strombezug für PtH bzw. elektrische Wärmepumpen, die Wärmegutschrift und die Stromgutschrift / der Strommalus jeweils berechnet wird.

⁹⁷ AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2016, S. 20, konkret heißt es dort: „Für Fremdeinspeisungen aus industriellen Abwärmequellen sind der Brennstoffaufwand und die CO₂-Emissionen dem industriellen Produktionsprozess zuzurechnen. Dies gilt auch für Fremdeinspeisungen aus Abfallverbrennungsanlagen. Der primäre Zweck des vorgelagerten Verbrennungsprozesses liegt hier nicht in der Erzeugung von Strom und Wärme, sondern in der Beseitigung von Schadstoffpotenzialen.“

⁹⁸ § 2 Abs. 5 Ziffer 3. TEHG

⁹⁹ (Umweltbundesamt, 2018)

¹⁰⁰ (Amt für Statistik Berlin Brandenburg, 2019, S. 31)

B E T

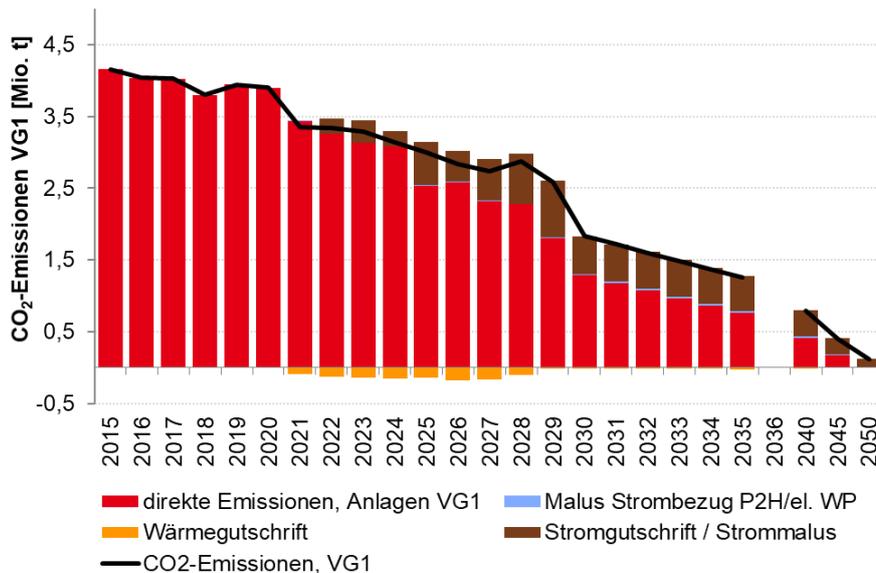


Abbildung 60: Ermittlung der CO₂-Emissionen auf der Basis der Gesamtemissionen vermindert um die Wärmegutschrift und erhöht um den Strommalus. Beispiel Transformationsszenario KS 95

Abbildung 60 zeigt am Beispiel des Transformationsszenarios KS 95 die Verläufe der direkten Emissionen aus den Anlagen im VG1 sowie die Verläufe der Gutschriften und Malusse. Ab 2022 wird ein Malus für eine gegenüber 2021 reduzierte Stromerzeugung auf die direkten Emissionen addiert, so dass sich die CO₂-Emissionen erhöhen. Auf der anderen Seite wird zwischen 2021 und 2028 eine Wärmegutschrift ermittelt, die von den direkten Emissionen abgezogen wird. Dadurch sinken die CO₂-Emissionen. Der Malus für den Strombezug zur Wärmeerzeugung mit PtH bzw. zur Wärmeerzeugung mit Hilfe von elektrischen Wärmepumpen ist relativ klein im Vergleich zu den anderen gezeigten Positionen. Er ist zwischen den direkten Emissionen und dem Strommalus zu finden. Als Malus wirken diese Werte ebenfalls erhöhend auf die CO₂-Emissionen.

Die CO₂-Emissionen, die sich auf diese Art ergeben, sind die Grundlage für die Vergleiche der Emissionsentwicklung gegenüber 1990. Diese Größe ist aber auch die Grundlage für die Berechnung der Einhaltung bzw. Nicht-Einhaltung des Emissionsbudgets. Die sogenannte Emissionsbudget-Vergleichsmenge ist die Summe der CO₂-Emissionen über den Zeitraum 2015 bis 2050. Die Emissionen der Jahre 2015 bis 2018 sind tatsächliche Werte, die Werte der Jahre 2019 und 2020 sind Schätzgrößen. Damit beträgt die Emissionsbudget-Vergleichsmenge am ersten Januar 2021, dem Startpunkt des Betrachtungszeitraums, schon 19,1 Mio. t. Dies sind 37 % des Emissionsbudgets in Höhe von 51 Mio. t CO₂ (siehe Kapitel 5.3).

Eine weitere Kenngröße im Zusammenhang mit den CO₂-Emissionen sind die spez. Emissionen der Wärmebereitstellung. Auch für diese Größe bilden die direkten CO₂-Emissionen der Anlagen in den Transformationsszenarien den Ausgangspunkt. Da ein großer Teil dieser Emissionen von Anlagen erzeugt wird, die in Kraft-Wärme-Kopplung Strom und Wärme erzeugen, beinhalten die direkten Emissionen die Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung. Um spezifische Emissionen der Wärmeerzeugung auszurechnen, müssen diese Emissionen deswegen aufgeteilt werden auf einen Teil, der der Stromerzeugung zugeordnet wird und einen Teil, der der Wärmeerzeugung zugeordnet wird. Für diese Zuordnung wird in der Machbarkeitsstudie eine gesonderte Methode entwickelt, die methodisch verwandt ist mit der Bestimmung der Stromgutschriften und Strommalusse.

Für die Aufteilung wird in jeder Stunde des Betrachtungszeitraums ermittelt, wieviel Strom durch die Anlagen des Transformationsszenarios erzeugt wurde und welches Kraftwerk in dieser Stunde gemäß dem B E T-Modell für den europäischen Strommarkt preissetzend war. Für diese Stunde werden dann die Emissionen der Stromerzeugung durch Multiplikation der Stromerzeugung mit dem Emissionsfaktor des preissetzenden Kraftwerks ermittelt. Die Emissionen der Stromerzeugung ergeben sich als Summe der Emissionen der Stromerzeugung in allen Einzelstunden. Sie können jedoch nicht größer sein als die direkten Emissionen der Anlagen. Die Emissionen der Wärmeerzeugung ergeben sich durch Abzug der Emissionen der Stromerzeugung

B E T

von den direkten Emissionen der Anlagen. Die spezifischen Emissionen des Wärmeabsatzes ergeben sich durch Division der Emissionen der Wärmeerzeugung durch den Wärmeabsatz.

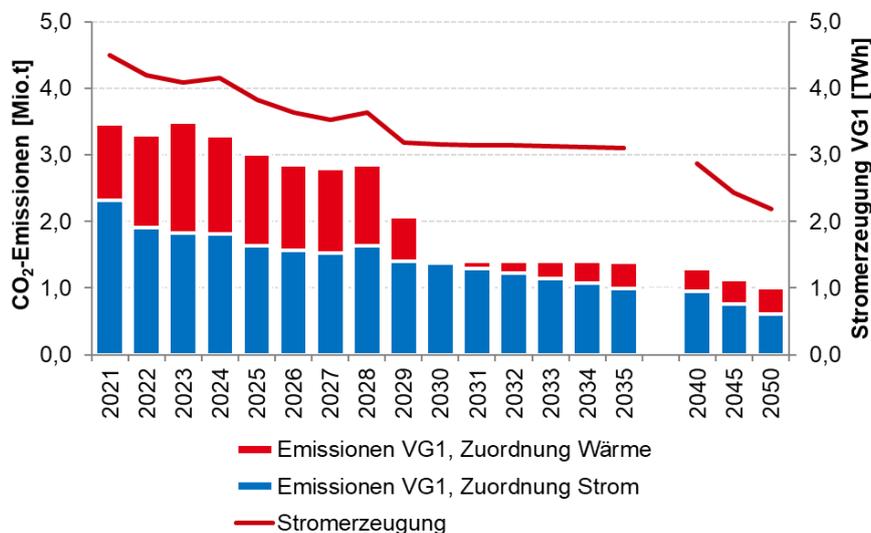


Abbildung 61: Aufteilung der direkten CO₂-Emissionen auf die Komponenten Strom und Wärme, Beispiel Transformationsszenario KS 80, VG1

In Abbildung 61 ist diese Aufteilung am Beispiel des Transformationsszenarios KS 80 dargestellt. Im Verlauf der CO₂-Emissionen ist der schrittweise Kohleausstieg am Standort Reuter West 2028/2029 deutlich zu erkennen. Der Kohleausstieg am Standort Moabit im Jahr 2025 wird etwas überlagert von einem allgemeinen Rückgang der Emissionen. Die Emissionen, die der Stromerzeugung zugeordnet werden, sinken kontinuierlich über den gesamten Zeitraum. Besonders hervorzuheben ist der Zeitraum 2030-2031. In diesem Zeitraum werden die gesamten direkten Emissionen der Stromerzeugung zugeordnet. Die Stromerzeugung mit den grenzsetzenden Kraftwerken im europäischen Strommarkt erzeugt in diesem Zeitraum mehr Emissionen als die kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung mit den Anlagen im VG1. Ab dem Jahr 2032 ändert sich dieses Bild: Nun ist die Stromerzeugung mit den grenzsetzenden Kraftwerken emissionsärmer als die Stromerzeugung mit den Anlagen im VG1. Die Folge ist, dass wieder Emissionen der Wärme zugeordnet werden.

In Abbildung 62 ist der Verlauf der Kenngröße spez. Emissionen des Wärmeabsatzes in g/kWh Wärmeabsatz dargestellt. Solange das mit Kohle befeuerte Heizkraftwerk Reuter West in Betrieb ist, liegen die spez. Emissionen im VG1 oberhalb von 200 g/kWh Wärmeabsatz. Mit dem Kohleausstieg sinken die spez. Emissionen der Fernwärme im Jahr 2030 auf 0 g CO₂/kWh und steigen danach wieder an. Wie oben erläutert ist dieser Anstieg nicht mehr auf Änderungen der spezifischen Emissionen des Anlagenparks zurückzuführen, sondern auf die Reduktion der Emissionen der preissetzenden Kraftwerke im europäischen Strommarkt (siehe Kapitel 6).

Die Abbildung 62 zeigt zum Vergleich auch den Verlauf der spezifischen Emissionen des Wärmeabsatzes, wenn man nach der AGFW-Methode und der finnischen Methode rechnet¹⁰¹. Die AGFW-Methode und die finnische Methode sind durch Normen standardisierte Methoden etabliert. Die finnische Methode wird unter anderem in Energie- und Klimabilanzen statistischer Ämter benutzt.

In Abbildung 62 sind die spezifischen Emissionen für das VG1 dargestellt. Diese Angaben sind aufgrund der Emissionen der Kohlekraftwerke im VG1 höher als sie bei einer Betrachtung der Gesamtheit aus VG1 und VG2 wären. Die Technische Universität Dresden hat VWB gemäß der AGFW Methode 129,3 g/kWh spezifische Emissionen bezogen auf den Wärmeabsatz bestätigt.

Mit der AGFW-Methode und der finnischen Methode sind die Reduktionen der spezifischen Wärmeemissionen eindeutiger auf Änderungen im Anlagenpark zurückzuführen: Die erste Reduktion von 2022 auf 2023 resultiert

¹⁰¹ Für nähere Erläuterungen sei auf das Arbeitsblatt FW 308 der AGFW verwiesen.

B E T

aus der Inbetriebnahme der Abwasserwärmepumpe und der Rauchgaswärmepumpe. Die zweite große Reduktion 2028 bis 2030 ist auf den schrittweisen Kohleausstieg am Standort Reuter West zurückzuführen. Bei beiden Methoden sind die spezifischen Emissionen bis zum Kohleausstieg geringer als mit der systemischen Methode ermittelt. Nach dem Kohleausstieg sind die spezifischen Emissionen bei beiden Methoden höher als die mit der spezifischen Methode ermittelten spez. Emissionen.

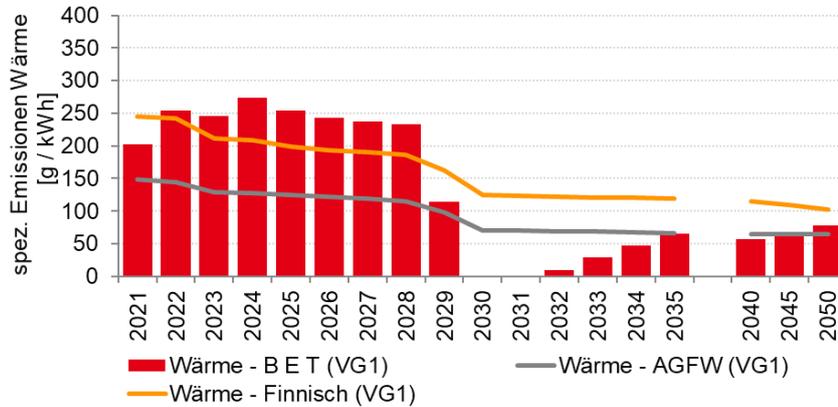


Abbildung 62: Spezifische Emissionen der Wärmeerzeugung gemäß der systemischen Methode der Machbarkeitsstudie, der AGFW Methode und der finnischen Methode, Beispiel Transformationsszenario KS 80

9.5 Vergleich der Fernwärme mit dezentralen Versorgungsoptionen

Der Vergleich der Fernwärme mit den dezentralen Versorgungsoptionen erfolgt durch Gegenüberstellung der Kenngrößen Anstieg der spezifischen Wärmegehungskosten ggü. 2021 und der spezifischen CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung ermittelt nach der systemischen Methode.

10 ERGEBNISSE FÜR DIE TRANSFORMATIONSSZENARIEN KS 95, KS 80 UND CP

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus der Bewertung der Klimaschutz-Transformationsszenarien KS 80 und KS 95 sowie des Current Policies Szenarios vorgestellt.

10.1 Transformationsszenario KS 95

Im Klimaschutz-Transformationsszenario KS 95 wird der Ersatz der Kohlewärme schrittweise ab 2021 bis zum Jahr 2030 umgesetzt. Abbildung 63 illustriert anhand der thermischen Leistungen der Anlagen im Versorgungsgebiet 1 den Umbau des Anlagenparks. Es wird angenommen, dass die neuen Turbinen am MHKW Ruhleben im Jahr 2022 in Betrieb genommen werden, ein Jahr später folgt die Inbetriebnahme der Abwasserwärmepumpe im Klärwerk Ruhleben sowie der Rauchgaswärmepumpe im MHW Ruhleben. Ebenfalls startet ab 2022 zusätzlich zur bereits verwendeten Abfallabwärme die Nutzung der gewerblichen bzw. industriellen Abwärme, diese wird schrittweise über mehrere Jahre ausgebaut. Weitere Schritte sind die Inbetriebnahme der Geothermie-Anlage sowie eines Biomasseheizwerks am Standort Moabit im Jahr 2024. Im Jahr 2025 erfolgt die Stilllegung des Kohle-Heizkraftwerks Moabit.

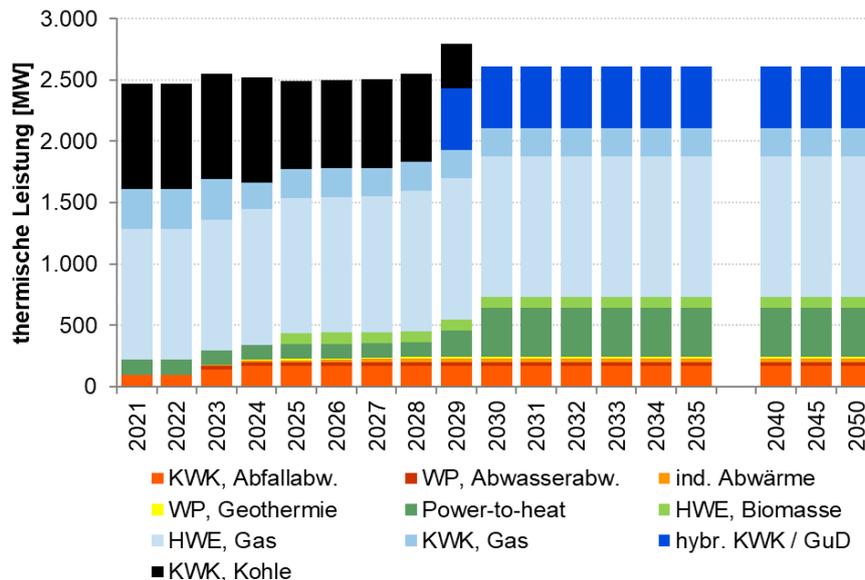


Abbildung 63: Übersicht über die installierten thermischen Leistungen im Transformationsszenario KS 95, Versorgungsgebiet 1

Im Jahr 2029 geht die hybride KWK-Anlage in Betrieb. Diese Anlage besteht aus einem KWK-Teil, der modular aus mehreren Gasturbinen und einer Dampfturbine aufgebaut ist, sowie dem PtH-Teil mit zunächst einer thermischen Leistung von 100 MW_{th} und einem Wärmespeicher. Die Inbetriebnahme dieser Anlage ist die Voraussetzung für den Kohleausstieg am Standort Reuter West. Dieser ist im Transformationsszenario KS 95 schrittweise im Jahr 2029 vorgesehen. Als letzter Umbau-Schritt erfolgt 2030 eine Aufstockung der Kapazitäten der PtH-Anlagen um weitere 180 MW_{th}. Im nachfolgenden Zeitraum von 2031 bis 2050 erfolgen keine weiteren Veränderungen im Anlagenpark, allerdings ändert sich der Brennstoffeinsatz, weil Erdgase ab 2031 mit steigenden Anteilen von synthetischem Gas gemischt werden. Außerdem steigt in diesem Zeitraum die Nutzung von PtH.

Neben dem Umbau der Erzeugungsanlagen im VG1 sieht das Transformationsszenario KS 95 erhebliche Änderungen am Fernwärmenetz vor. Jedes Jahr sollen durch Erweiterungen des Fernwärmenetzes im VG1 über das bisherige Gebiet hinaus ca. 5 MW Fernwärmeanschlusswert an das Netz angeschlossen werden. Im Hinblick auf den Fernwärmeanschlusswert noch bedeutsamer sind die Verdichtungen des bestehenden Fernwärmenetzes im VG1. Hier sind im Transformationsszenario KS 95 in den Jahren 2021-2030 durchschnittlich 46 MW Fernwärmeanschlusswert an jährlichem Zuwachs vorgesehen. In den Jahrzehnten nach 2030 sinkt

B E T

das Wachstum auf 25 MW Zuwachs (bis 2040) bzw. 16 MW (bis 2050). Bezüglich der Betriebsweise geht das Transformationsszenario davon aus, dass die Vorlauftemperaturen ganzjährig auf das heutige Niveau des gleitenden Vorlaufs absinken. Dies bedeutet insbesondere, dass der Konstantleiter im Sommer nicht mehr mit 110 °C Vorlauftemperatur betrieben wird, sondern nur noch mit 80 °C.

Investitionen

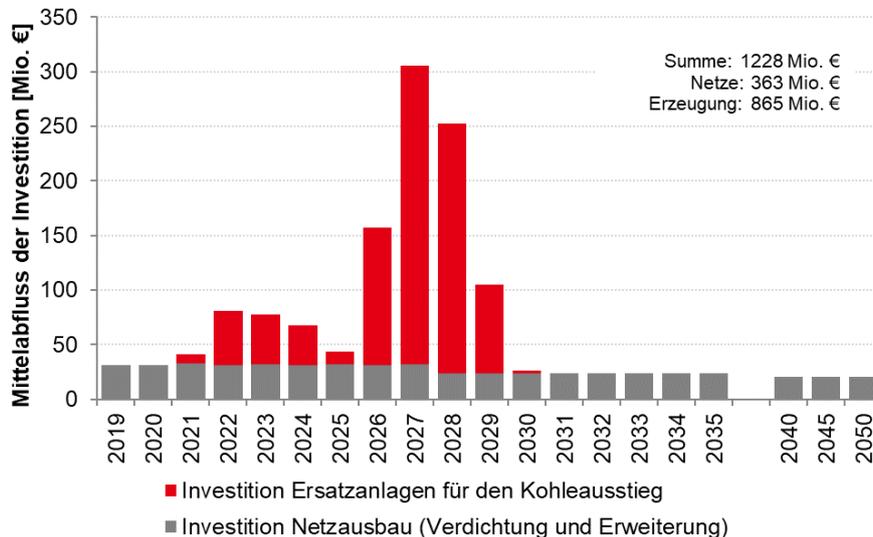


Abbildung 64: Investitionen in Erzeugungsanlagen und Netze im Transformationsszenario KS 95, Versorgungsgebiet 1

Der Umbau des Versorgungssystems erfordert erhebliche Investitionen. In Abbildung 64 sind die Investitionen dargestellt, die in der Machbarkeitsstudie für eine Realisierung durch VWB für Erzeugungsanlagen und das Fernwärmenetz ermittelt wurden. Bei den dargestellten Investitionskosten handelt es sich um reale Kosten, also den Kosten mit Preisen zum Beginn des Betrachtungszeitraums. Die Inflation wurde nicht berücksichtigt. Die Abbildung zeigt, dass mit 836 Mio. € der Großteil der Investitionen auf Erzeugungsanlagen entfällt. Von diesen sind die drei größten Positionen die Investition in die hybride KWK, das Biomasseheizwerk und die Umsetzung des integrierten Anlagenkonzepts am Standort Ruhleben. Für die Fernwärmenetze sind Investitionen in Höhe von 363 Mio. € vorgesehen. Neben den Kosten von VWB sind Investitionen der Drittanbieter von Abwärme und für die Umsetzung des Konzepts durch die BSR notwendig. Diese sind hier nicht dargestellt, weil in der Einsatzsimulation ein Preismodell für die Vergütung von Drittanbietern hinterlegt ist.

Ergebnisse der Einsatzsimulation

Wie in Kapitel 9.2 beschrieben, wird in der Machbarkeitsstudie der Anlageneinsatz mit Hilfe einer Einsatzsimulation ermittelt. Ein Ergebnis der Einsatzsimulation ist die Verteilung der Wärmeerzeugung auf die verschiedenen Anlagen. In Abbildung 65 sind die Wärmeerzeugungsmengen dargestellt. Wie in allen Abbildungen bezieht sich diese Darstellung auf das gesamte Versorgungsgebiet VG1, weil eine eindeutige Zuordnung der erzeugten Wärme zum Ort des Wärmeverbrauchs (FvN oder FvS) nicht möglich ist. Um dennoch eine Orientierung zum Umfang der Wärmeerzeugung für den Fernwärmeverbund Nord zu geben, ist als weiße Linie der Wärmebedarf (Absatz+Verluste) im Fernwärmeverbund Nord eingezeichnet.

Die Abbildung zeigt wie der Ersatz der Kohlewärme im Jahr 2030 geschieht. Die Wärmeerzeugungsmenge der Kohleheizkraftwerke wird im Jahr 2030 zu ca. 58 % mit der hybriden KWK, zu ca. 16 % mit erneuerbarer Energie und zu ca. 26 % mit zusätzlicher Abwärme erzeugt.

Im zweiten Zeitraum von 2031 bis 2050 erfolgt schrittweise Dekarbonisierung durch eine Erhöhung des Anteils der Abwärme und der erneuerbaren Energien auf zum Schluss 100 %. Hierfür bestehen zwei wesentliche Gründe:

- Die Erzeugungsmengen von Power-to-Heat steigen von knapp 7 % der gesamten Wärmeerzeugung im Jahr 2030 auf über 25 % im Jahr 2050 an. Dieser Anstieg ist zurückzuführen auf den Anstieg der

B E T

Anzahl an Stunden, in denen ein Überschuss an Stromerzeugungsmengen im europäischen Strommarkt besteht. In diesen Stunden sinkt der Strompreis auf 0 ct/kWh und entsprechend den Annahmen zum regulatorischen Rahmen, werden in diesen Stunden keine Umlagen erhoben. Die Anzahl der Vollbenutzungsstunden der 400 MW Power-to-Heat beträgt im Jahr 2050 2.440 Stunden (2030: 800 Stunden).

- Die Wärmeerzeugung der gasgefeuerten Anlagen (hybride KWK, KWK-Anlagen, Heißwasserkessel) wird ab 2030 schrittweise bis 2050 auf 100 % Anteil synthetischen Gases umgestellt (siehe Abbildung 27). Damit erfolgt eine fossilfreie Wärmeerzeugung.

Die Erzeugung von Wärme mit nachhaltiger Biomasse trägt ab der Inbetriebnahme 2025 zwischen 3 und 6 % zur Wärmeerzeugung bei. Die Anzahl der Vollbenutzungsstunden des Biomasseheizwerks (90 MW thermische Leistung) betragen zwischen 1.400 und 3.000 Stunden. Die eingesetzte Brennstoffenergie beträgt unter der Annahme eines Heizwertes von 4,8 MWh (Hu) /t_{atro} zwischen 20.000 t_{atro} und 65.000 t_{atro} Biomasse¹⁰². Zum Vergleich, die Potenzialstudie für Biomasse hatte ergeben, dass im Umkreis von 50 km um Berlin 800.000 t_{atro} Biomassepotenzial bestehen, von dem 38 % (ca. 300.000 t_{atro}) bisher ungenutzt ist.

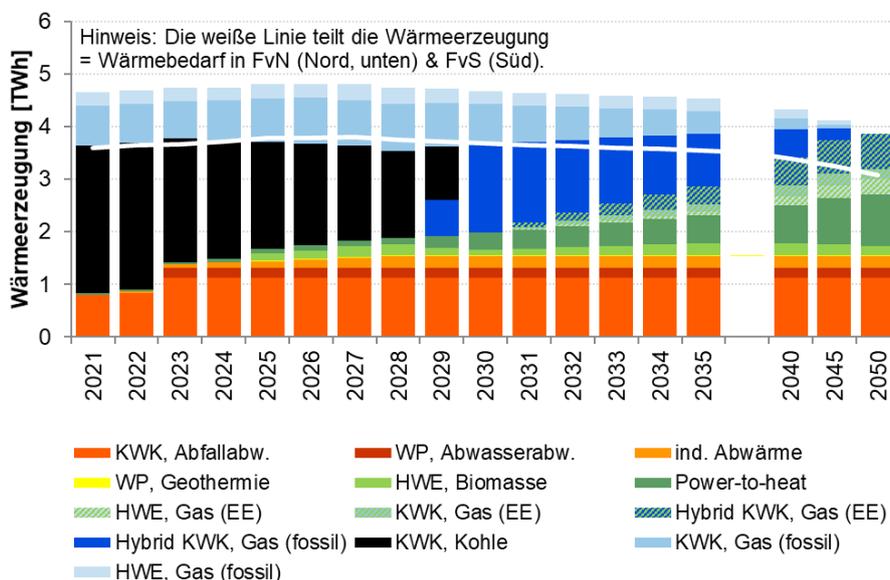


Abbildung 65: Ergebnis der Einsatzsimulation: Wärmeerzeugungsmengen im Transformationsszenario KS 95

Die Stromerzeugung des Anlagenparks im VG1 nimmt über den gesamten Betrachtungszeitraum deutlich ab, wie in Abbildung 66 dargestellt. Die Stromerzeugung aus Abfallabwärme, also der Nutzung des Dampfes aus den Kesseln zur Müllverbrennung, produziert aufgrund der vereinfachten Modellierung dieser Anlagen ab 2023 gleichbleibend viel Strom. Die Absenkung der Stromerzeugung in 2022 und 2023 ist auf die schrittweise Errichtung des integrierten Anlagenkonzepts, das auch eine Nutzung von Teilen des Prozessdampfes als Wärmepumpenantrieb vorsieht, zurückzuführen.

Die Stromerzeugung der kohlegefeuerten Anlagen sinkt in Folge von drei Effekten:

- Die Änderungen am Energiemarkt, insbesondere der Preisanstieg der Emissionszertifikate verschlechtern die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung mit Kohle.
- Die schrittweise erhöhte Wärmeerzeugung mit Abwärme und erneuerbaren Energien reduziert die verbleibende mögliche Wärmeerzeugung für die Kohleanlagen. Damit schrumpft das Potenzial für den wirtschaftlich attraktiven KWK-Betrieb der Kohleanlagen.

¹⁰² Bei einem typischen Wassergehalt von 25 % betragen die oben genannten Werte zwischen 26.666 und 86.664 t Biomasse.

- Die mit Kohle gefeuerten Anlagen werden 2025 (Standort Moabit) und 2029 (Standort Reuter West) schrittweise außer Betrieb genommen. 2029 geht die hybride KWK-Anlage in Betrieb, die jedoch die abgehende Stromerzeugungskapazität nicht vollständig ersetzt.

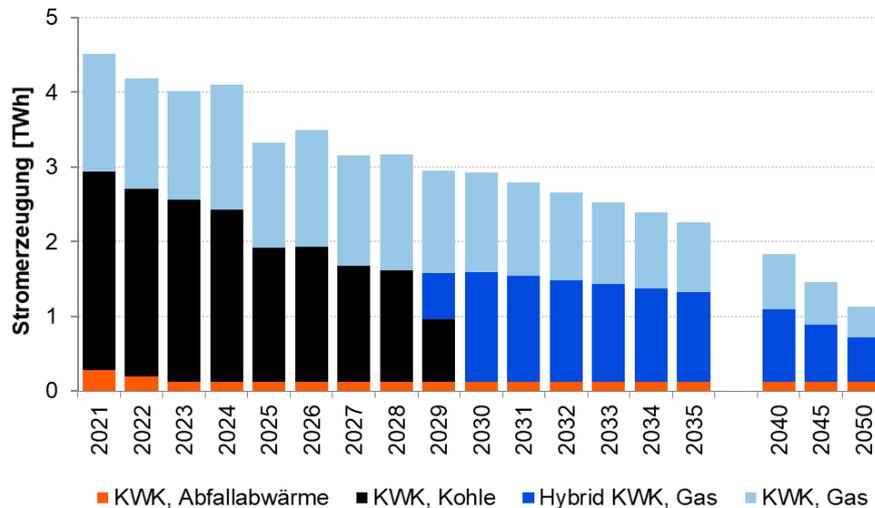


Abbildung 66: Ergebnis der Einsatzsimulation: Stromerzeugungsmengen im Transformationsszenario KS 95

Die Stromerzeugung auf der Basis von Erdgas bzw. im zweiten Zeitraum (ab 2031) zunehmend synthetischem Gas erfolgt im Wesentlichen in den KWK-Anlagen GuD-Lichterfelde und dem KWK-Teil der hybriden KWK. Die Stromerzeugung auf der Basis von Erdgas sinkt zwischen 2021 und 2030 nur leicht. Im Jahr 2030 – nach Inbetriebnahme der hybriden KWK – beträgt sie 2,8 TWh. Das entspricht bezogen auf die Summe der elektrischen Leistungen beider Anlagen knapp 4.000 Vollbenutzungsstunden. Bis zum Jahr 2050 – bis dahin steigt der Preis des Gases infolge der schrittweisen Vollumstellung auf synthetisches Gas sehr deutlich an – sinkt die Stromerzeugung auf knapp über 1 TWh. Dies entspricht ca. 1.400 Vollbenutzungsstunden, wiederum bezogen auf die Summe der elektrischen Leistungen beider Anlagen. Diese Stromerzeugung erfolgt im Wesentlichen im KWK-Modus, die Wärmeerzeugungsmengen der beiden Anlagen betragen 2050 knapp 0,9 TWh. Die Stromerzeugung im KWK-Modus ist also unter den Annahmen des Energiemarktszenarios KS 95 und dem gewählten regulatorischen Rahmen in vielen Stunden wirtschaftlich.

Ergebnisse der wirtschaftlichen Bewertung

Das zentrale Ergebnis der wirtschaftlichen Bewertung des Transformationsszenarios KS 95 ist der Verlauf des Anstiegs der Kosten der Wärmebereitstellung. Bei der Interpretation dieser Ergebnisse sind zwei Sachverhalte unbedingt zu beachten:

- In der wirtschaftlichen Bewertung sind bewusst die Kostenänderungen dargestellt. Diese Kosten sind konzeptionell zu trennen von den Preisen, die für die Fernwärme tatsächlich zu bezahlen sind. Die Preise entwickeln sich aktuell entsprechend den bestehenden Preisänderungsklauseln in langlaufenden Verträgen. Eine Anpassung dieser Klauseln ist nicht Teil dieser Studie.
- Die Änderungen der Kosten sind immer im Kontext des Marktumfelds zu bewerten. In der Machbarkeitsstudie sind auch die Änderungen der Kosten von dezentralen Versorgungsoptionen bewertet worden. Auch diese dezentralen Versorgungsoptionen unterliegen den Änderungen der Preise an den Energiemärkten bzw. den Änderungen im regulatorischen Rahmen.

B E T

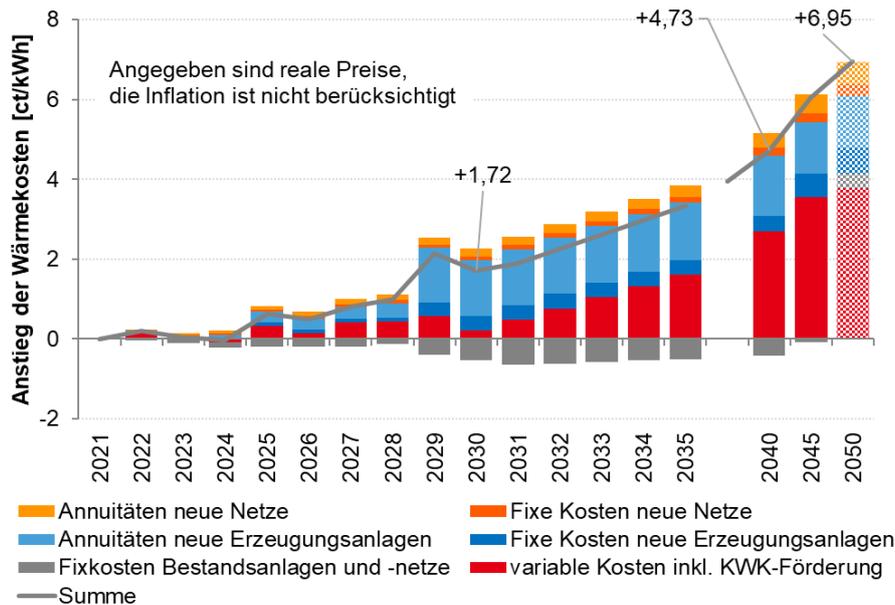


Abbildung 67: Ergebnis der wirtschaftlichen Bewertung: spez. Anstieg der Wärmekosten ggü. 2021, Transformationsszenario KS 95

Wie in Abbildung 67 dargestellt, steigen die spez. Kosten im Zeitraum von 2021 bis 2030 um ca. 1,7 ct/kWh. Dieser Anstieg ist ganz wesentlich auf die gestiegenen Annuitäten für neue Erzeugungsanlagen zurückzuführen. Die variablen Kosten (das sind vor allem die Brennstoffkosten und die Kosten für Emissionszertifikate) steigen nur in relativ geringem Umfang. Der Anstieg durch diese Positionen wird etwas gemildert durch den Rückgang der Fixkosten für Bestandsanlagen und -netze. Der Balken im Jahr 2050 ist schraffiert dargestellt, weil diese Angabe mit deutlich höheren Unsicherheiten über den Kostenverlauf behaftet ist. Diese Unsicherheiten betreffen insbesondere die Annuitäten für neue Erzeugungsanlagen, denn im Jahr 2050 erreichen einige der in den 20er Jahren neu errichteten Anlagen ein Lebensalter, in dem Ertüchtigungsinvestitionen anstehen. Da aber im Transformationsszenario KS 95 der Wärmeabsatz erheblich sinkt, können diese Investitionen möglicherweise unterbleiben.

Im Zeitraum 2031 bis 2050 steigen die spezifischen Kosten der Wärme deutlich um zuletzt maximal 6,95 ct/kWh im Vergleich zum Jahr 2021. Diese Änderung ist ganz wesentlich auf die variablen Kosten zurückzuführen.

Ergebnisse der Bewertung der Umweltverträglichkeit

Die wesentlichen Kenngrößen zur Bewertung der Umweltverträglichkeit des Transformationsszenarios KS 95 sind in der Abbildung 68 zusammengefasst. Die CO₂-Emissionen inkl. Gutschriften und Malus sinken von Anfangs über 3 Mio. t im Jahr 2021 bis 2030 auf unter 2 Mio. t. Hierbei ist besonders hervorzuheben, dass der Effekt der gesunkenen Stromerzeugung in Form eines Malus, also eines Aufschlages auf die direkten Emissionen aus Quellen, berücksichtigt wurde (siehe Kapitel 5.3). Die Gutschriften für die gestiegene Wärmeerzeugung sind im Vergleich dazu eher klein. Bei einer ausschließlichen Betrachtung der Emissionen aus Quellen, also ohne Gutschriften bzw. Malusse sinken die Emissionen von 2021 bis 2030 um 2,15 Mio. t CO₂ auf 1,3 Mio. t CO₂.

Da die Wärmeerzeugungsmengen im Zeitraum bis 2030 weitgehend gleichgeblieben sind, ist das Absinken der CO₂-Emissionen in diesem Zeitraum wesentlich auf den Ersatz der Kohlewärme durch Abwärme und erneuerbare Energien zurückzuführen. Dieser Ersatz zeigt sich am deutlichen Ansteigen des Anteils der erneuerbaren Energien und der Abwärme auf 42 % im Jahr 2030.

B E T

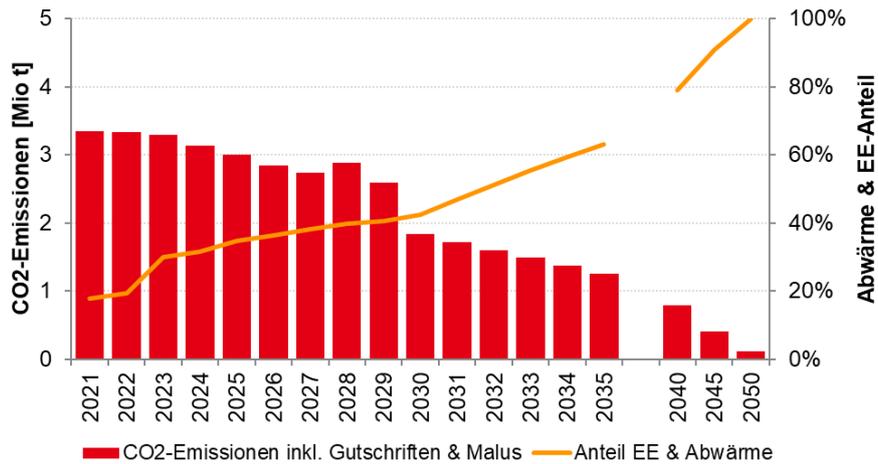


Abbildung 68: Ergebnisse der Bewertung: Entwicklung der CO₂-Emissionen und des Anteil Abwärme & EE

Das weitere Absinken der Emissionen im Zeitraum 2031 bis 2050 bis auf 0,12 Mio. t CO₂ ist, wie oben erklärt, insbesondere auf die zunehmende Nutzung von PtH und den steigenden Anteil des synthetischen Gases zurückzuführen.

Zu den Kenngrößen der Umweltverträglichkeit gehört auch die Emissionsbudget-Vergleichsmenge für den Zeitraum 2015 bis 2050. Abbildung 69 zeigt, dass die Emissionen aus Quellen im Zeitraum 2015 bis 2050 58,7 Mio. t CO₂ betragen. Hiervon erfolgen 19,7 Mio. t CO₂-Emissionen vor dem Start des Betrachtungszeitraums am ersten Januar 2021. Der Malus für den Strombezug zur Wärmeerzeugung für PtH sowie Wärmepumpen, die Strom einsetzen, beträgt 0,4 Mio. t CO₂. Dieser geringe Malus in Höhe von 28 g CO₂/kWh ist folgerichtig, da PtH vor allem in Stunden mit hohen Überschüssen an erneuerbaren Energien am europäischen Strommarkt eingesetzt wird. Der Malus entsteht im Wesentlichen durch die Wärmepumpe der Geothermieanlage, die während der gesamten Auspreisphase in Betrieb ist, also auch in Zeiten, in denen kein Überschuss an EE-Dargebot existiert.

Die Wärmegutschrift beträgt 1,3 Mio. t CO₂. Sie wird durch die Erweiterung und Verdichtung des Fernwärmenetzes und der dadurch notwendigerweise steigenden Wärmeerzeugung gerechtfertigt. Über den Zeitraum 2021 bis 2050 gerechnet, beträgt die zusätzliche Wärmeerzeugung 35,5 Mio. TWh Wärme. Die Wärmegutschrift beträgt damit 35 g CO₂/kWh zusätzlich erzeugter Wärme und ist damit vergleichsweise gering. Eine Interpretation dieses geringen Wertes wäre ihn als Ableitung eines anspruchsvollen Emissionsbudgets zu sehen¹⁰³.

Der Strommalus leitet sich von der Strommindererzeugung und den Emissionsfaktoren der jeweils preissetzenden Kraftwerke im europäischen Strommarkt ab. Dieser Strommalus beträgt 11,4 Mio. CO₂, bei einer Strommindererzeugung von 63 TWh. Spezifisch bedeutet dies einen Strommalus von durchschnittlich 180 g/kWh. Hierbei ist zu beachten, dass der Malus im Zeitraum 2021 bis 2030 mit durchschnittlich 466 g/kWh deutlich größer ist als im folgenden Zeitraum von 2031 bis 2050.

¹⁰³ Bezüglich der Wärmegutschrift wären auch andere Ableitungen möglich gewesen. Zum Beispiel könnte die spez. Wärmegutschrift am Anfang des Betrachtungszeitraums gleich den spezifischen Emissionen der tatsächlich bestehenden Heizungen auf der Basis von Erdgas und Heizöl sein und zum Ende des Betrachtungszeitraums auf die Werte der dezentralen Versorgungsoptionen absinken. Mit so einer Ableitung betrüge die spez. Wärmegutschrift und damit auch die absolute Wärmegutschrift mehr als das Dreifache des angesetzten Wertes.

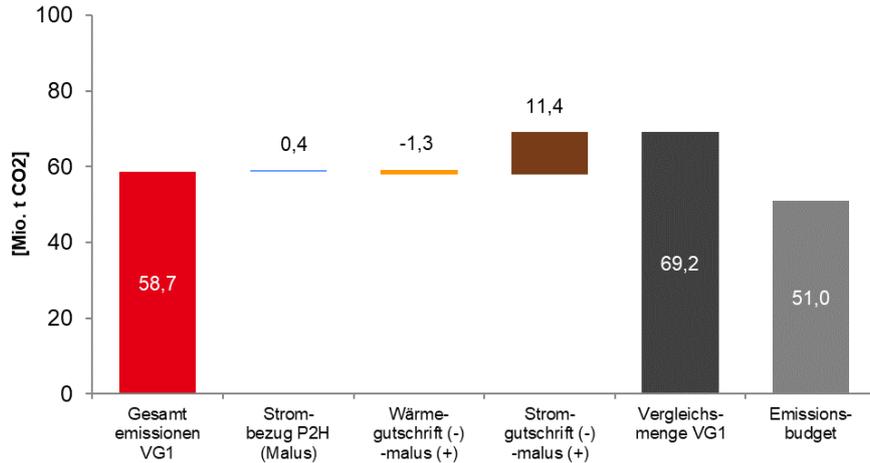


Abbildung 69: Ergebnisse der Bewertung: Emissionsbudget und Emissionsbudget-Vergleichsmenge bis zum Jahr 2050

Im Ergebnis resultiert bis zum Jahr 2050 eine Emissionsbudget-Vergleichsmenge in Höhe von 69,2 Mio. t CO₂, welches das ermittelte Emissionsbudget um 18,2 Mio. t CO₂ übersteigt.

Auswertung von Sensitivitäten des Transformationsszenarios KS 95

In der Machbarkeitsstudie werden für die Transformationsszenarios KS 80 und KS 95 mehrere Sensitivitäten berechnet. Eine Sensitivität ist hierbei eine Abwandlung eines Transformationsszenarios in einer inhaltlichen Dimension des Energiemarktszenarios, des regulatorischen Rahmens oder des Anlagenparks. Für jede Sensitivität werden in der Machbarkeitsstudie alle oben eingeführten Kenngrößen der Klimaverträglichkeit und der Wirtschaftlichkeit berechnet. Um einen sinnvollen Vergleich vorzunehmen, werden jeweils die kumulierten CO₂-Emissionen über den Zeitraum 2015 bis 2050 und die sogenannten dynamischen Wärmegestehungskosten miteinander verglichen.

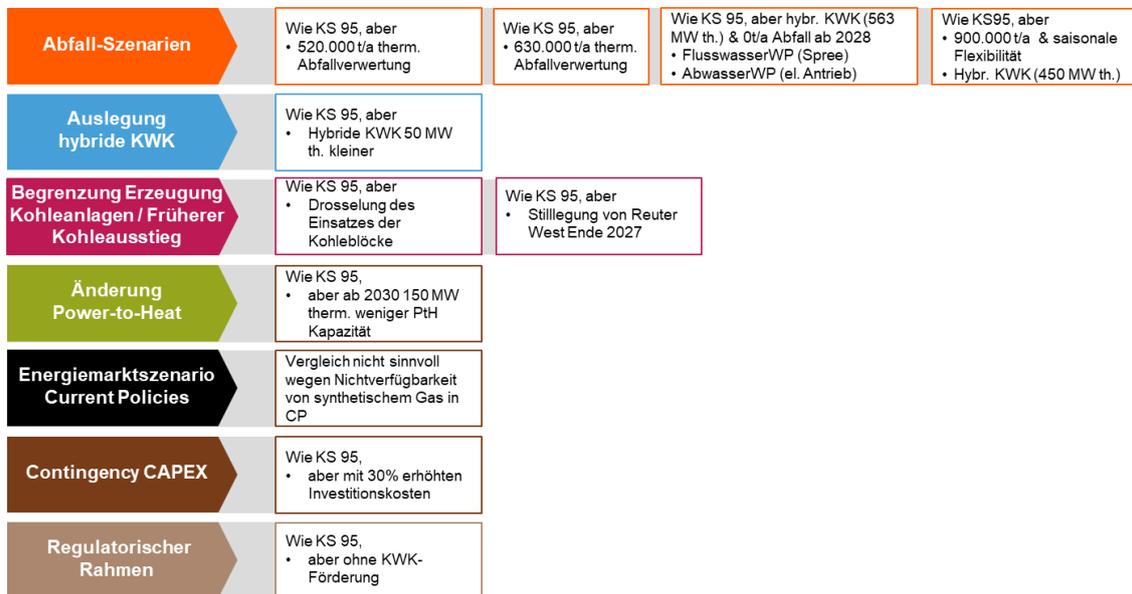


Abbildung 70: Kurzbeschreibung der betrachteten Sensitivitäten im Klimaschutz-Transformationsszenario KS 95

In Abbildung 70 sind die Dimensionen, in denen die Sensitivitäten variieren, beschrieben. Für das Klimaschutzszenario KS 95 ergeben sich umfangreiche Ergebnisse, die in Abbildung 71 dargestellt sind.

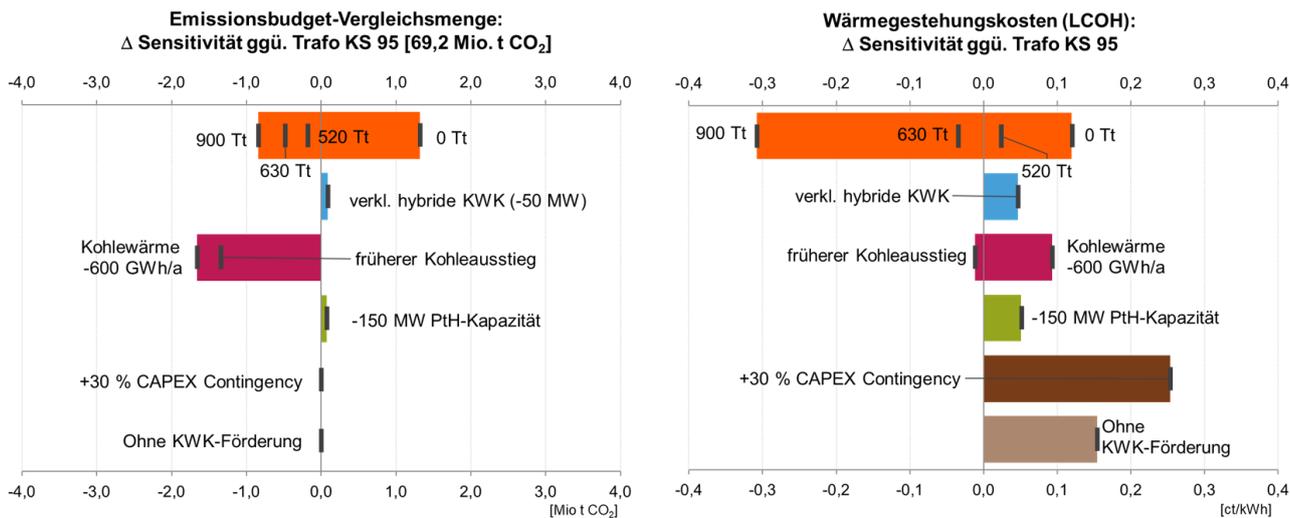


Abbildung 71: Ergebnisse der Sensitivitäten für das Klimaschutzscenario KS 95

Variation der thermisch verwerteten Abfallmenge: In den Transformations-szenarien wird eine Abfallmenge gemäß dem Status quo 2018 angenommen. In der Machbarkeitsstudie wird untersucht, welche Effekte sich bei einer Bandbreite der Abfallmengen ergeben. Am unteren Ende der Skala steht eine Sensitivität, in der ab 2028 keine Abfallabwärme mehr in der Fernwärme aufgenommen wird. In dieser Sensitivität wird zur Kompensation der Abfallabwärme eine Flusswasserwärmepumpe errichtet, die Abwasserwärmepumpe wird mit einem elektrischen Antrieb errichtet und die hybride KWK-Anlage wird um 60 MW thermische Leistung vergrößert.

Neben diesem Abfallszenario werden zwei Abfallsensitivitäten bewertet, in denen die thermisch verwertete Abfallmenge ab 2022 nur relativ wenig verändert wird. Zum einen wird eine Sensitivität mit 520.000 t Abfallmenge berechnet. Zum anderen wird eine Sensitivität mit 630.000 t Abfallmenge berechnet.

Am oberen Ende der Skala steht eine Sensitivität, in der ab 2023 900.000 t Abfall pro Jahr verwertet werden. Die Menge 900.000 t ergab sich in der Diskussion über Abfallmengen im Begleitkreis als obere Grenze der Bandbreite für den langfristig anfallenden Haus- und Geschäftsmüll in Berlin, der thermisch entsorgt werden muss. In dieser Sensitivität müssen auf Seiten des Müllheizkraftwerks Erweiterungsinvestitionen für neue Kessel getätigt werden. Außerdem muss die erforderliche Logistik für die saisonale Speicherung von Abfall errichtet werden. Die genannten Investitionen muss der Betreiber des Müllheizkraftwerks erbringen. Als weitere Maßnahme wird in dieser Sensitivität die hybride KWK um 53 MW thermische Leistung kleiner errichtet, damit die größere Wärmeerzeugung der MüVA ausgeglichen wird.

Die Veränderung der Abfallmenge wirkt sich in der Quellenbilanz des Landes Berlin relativ stark aus. Wie Abbildung 71 zeigt, sind die Emissionen in der Quellenbilanz in den Sensitivitäten 630.000 t und 900.000 t geringer als im Transformations-szenario KS 95. In den Sensitivitäten mit 0 t Abfall ab 2028 und der Sensitivität mit 520.000 t Abfall sind die Emissionen der Quellenbilanz jeweils höher als im Transformations-szenario KS 95. Werden die Emissionen nach Berücksichtigung der Gutschriften und Malusse betrachtet, sind immer noch die Sensitivitäten mit 630.000 t bzw. 900.000 t Abfallverwertung klimafreundlicher als das Transformations-szenario. Der Vorteil hat sich jedoch deutlich reduziert.

B E T

Tabelle 11: Darstellung der Wirkung einer Variation der thermisch verwerteten Abfallmengen auf die Emissionen

Summengröße	Einheit	KS 95	Sensitivität 0 t	Sensitivität 520.000 t	Sensitivität 630.000 t	Sensitivität 900.000 t
Emissionen, VG1 Quellenbilanz	Mio. t	58,7	63,7	61,6	58,2	54,5
Strombezug P2H (Malus)	Mio. t	0,4	0,6	0,4	0,4	0,3
Wärmegutschrift (-) -malus (+)	Mio. t	-1,3	-1,7	-1,4	-1,2	-1,0
Stromgutschrift (-) -malus (+)	Mio. t	11,4	8,0	7,9	11,3	14,6
Emissionen inkl. Gut- schriften & Malusse	Mio. t	69,2	70,6	68,5	68,8	68,4

Auch bezüglich der Wärmegestehungskosten ergeben sich deutliche Unterschiede in Abhängigkeit von der verwerteten Abfallmenge. Die Sensitivität mit 900.000 t Abfallmenge hat um 0,3 ct/kWh geringere dynamische Gestehungskosten. Dieser Effekt ist vor allem auf die deutlich geringeren Kosten des Wärmebezugs aus dem Anlagenkomplex bestehend aus Müllverbrennungsanlage, Rauchgaswärmepumpe und Abwasserwärmepumpe zurückzuführen. Hier ist das TPI-Modell des Transformationsszenarios unterstellt, das ein Ansteigen der Wärmevergütung in Abhängigkeit vom Gaspreis und vom Strompreis vorsieht. So wie die Preisformel hinterlegt ist, steigt der Wärmepreis aus Müll absolut und relativ weniger stark als der Gaspreis. Deswegen ergeben sich die um 0,3 ct/kWh geringeren dynamischen Gestehungskosten. Die Kostenvorteile nehmen hierbei ab 2031 absolut deutlich zu.

Bei 0 t Abfallmenge sind die dynamischen Gestehungskosten nur 0,12 ct/kWh höher. Diese Differenz zum Transformationsszenario KS 95 ist auf zahlreiche Effekte zurückzuführen, unter anderem wirken die Investitionskosten für die Flusswasserwärmepumpe ab 2023 kostenerhöhend. Auf der anderen Seite sind die variablen Kosten durchweg geringer als im Transformationsszenario KS 95, weil die Wärmeerzeugung mit den KWK-Anlagen (bis 2029 kohlebasiert, danach hybride KWK und GuD-Lichterfelde) deutlich umfangreicher ist und diese Wärmeerzeugung im wirtschaftlich sehr günstigen KWK-Modus erfolgt.

Variation der Größe der hybriden KWK: Bei dieser Sensitivität wird weniger Wärme durch die kleinere hybride KWK-Anlage erzeugt. Auf der anderen Seite erzeugen die GuD-Lichterfelde und die Spitzenlast-Heißwassererzeuger mehr Wärme. Im Ergebnis resultieren kaum veränderte Emissionen. Die dynamischen Gestehungskosten der kleineren KWK-Anlage sind 0,05 ct/kWh höher als im Klimaschutz-Transformationsszenario. In dieser Sensitivität sind die variablen Kosten durchweg höher als im Transformationsszenario KS 95. Die höheren variablen Kosten und der Rückgang der KWK-Förderung durch die kleinere Größe der hybriden KWK-Anlage werden nicht kompensiert durch die geringeren Investitionskosten und die geringeren fixen Betriebskosten der kleineren hybriden KWK. Bei der Bewertung der 0,05 ct/kWh Kostendifferenz bei den dynamischen Gestehungskosten ist zu berücksichtigen, dass die Kostendifferenz erst ab 2029 anfällt.

Drosselung der Strom- und Wärmeerzeugung mit Kohle: In dieser Dimension sind zwei Sensitivitäten berechnet worden. Die erste Sensitivität sieht einen Kohleausstieg zum Ende des Jahres 2027 vor. Dies ist ca. zwei Jahre früher als im Klimaschutz-Transformationsszenario KS 95 vorgesehen. Diese Sensitivität soll illustrieren, wie sich die Emissionen und Kosten ändern, wenn die Errichtung der hybriden KWK-Anlagen schneller realisiert werden kann als vorgesehen. Ein derartig schneller Verlauf der Umsetzung ist technisch, wirtschaftlich und genehmigungsseitig sehr anspruchsvoll und deswegen als nicht realistisch eingeschätzt. Dennoch besteht mit einer geringen Wahrscheinlichkeit die Aussicht auf den schnellen Verlauf. Die Ergebnisse zeigen, dass die kumulierten Emissionen um 1,35 Mio. t CO₂ deutlich geringer sind. Die Kosten wären fast gleich.

Eine zweite Sensitivität untersucht, wie sich eine Drosselung des Anlageneinsatzes der Kohleheizkraftwerke um jahresdurchschnittlich 600 GWh im Zeitraum 2022 bis 2029 auf die Emissionen und Kosten auswirkt. Der gedrosselte Anlageneinsatz der Kohleheizkraftwerke führt zu einer höheren Auslastung der gasgefeuerten

B E T

Bestandsanlagen, das ist insbesondere die GuD-Lichterfelde. Ab dem Jahr 2025 also mit der Inbetriebnahme des Biomasseheizwerks wird auch dieses etwas höher ausgelastet als ohne die Drosselung der Kohleheizkraftwerke. Das Ergebnis dieser Drosselung ist also ein etwas veränderter Anlageneinsatz, der zu ca. 1,8 Mio. t weniger kumulierten CO₂-Emissionen führt. Da diese Drosselung nicht das betriebswirtschaftliche Optimum darstellt, sind die dynamischen Wärmegestehungskosten in dieser Sensitivität um 0,09 ct/kWh höher. Da aber diese Drosselung nur im Zeitraum 2022 bis 2029 erfolgt, fallen die Kostensteigerungen nur in diesen Jahren an und sind dann auch höher als der Anstieg der dynamischen Wärmegestehungskosten, die über den gesamten Betrachtungszeitraum mitteln. Konkret sind die Kosten der Sensitivität im Durchschnitt der Jahre 2022 bis 2029 0,23 ct/kWh Wärmeabsatz höher, das sind pro Jahr 9,8 Mio. €.

Verringerung der PtH-Kapazität um 150 MW_{th}: Im Klimaschutz-Transformationsszenario sind ab 2030 400 MW PtH-Kapazität vorgesehen. Die Sensitivität untersucht, wie sich eine Verringerung der PtH-Kapazität auswirken würde. Das Ergebnis ist, dass die Emissionen geringfügig höher sind und die Kosten deutlich steigen. PtH ist demzufolge in großem Umfang wirtschaftlich sinnvoll.

Variation der CAPEX-Kosten: Eine Erhöhung der Investitionskosten um 30 % ändert die Emissionen nicht, da exakt die gleichen Anlagenparameter angenommen werden und folglich in den Berechnungen der gleiche Anlageneinsatz resultiert. Der Effekt auf die Wärmegestehungskosten ist mit ca. 0,25 ct/kWh Erhöhung sehr erheblich.

Variation der KWK-Förderung: In der Einsatzsimulation der Kraftwerke wird die KWK-Förderung nicht als Einflussfaktor berücksichtigt. Damit ändert sich der Anlageneinsatz nicht, wenn in der Sensitivität die KWK-Förderung auf 0 € abgesenkt wird. Folglich sind die Emissionen gleich zum Transformationsszenario KS 95. Die Wärmegestehungskosten sind allerdings ca. 0,15 ct/kWh höher.

Extra-Sensitivität: Reduktion der eingesetzten Menge synthetischen Gases

Insbesondere im Begleitkreis wurde intensiv über die Verfügbarkeit von synthetischem Gas und über die langfristige Verfügbarkeit von Abfall gesprochen. Einige Vertreter äußerten Bedenken, dass eine Dekarbonisierung, die wesentlich auf der Verfügbarkeit von synthetischem Gas basiert, möglicherweise so nicht umgesetzt werden kann. Sie argumentierten damit, dass für synthetisches Gas erhebliche Nutzungskonkurrenzen entstehen werden, weil synthetisches Gas auch im Wärmemarkt außerhalb der Fernwärme, in der Industrie und als synthetische Kraftstoffe im Verkehr, eingesetzt werden soll. In Bezug auf die Abfallmengen wurde argumentiert, das bestehende Politikziel der „Zero-Waste-Strategie“ würde mittel- bis langfristig zu einem geringeren Abfallaufkommen führen.

Um zu ermitteln, ob Möglichkeiten bestehen den Anteil des synthetischen Gases an der Wärmeerzeugung zu reduzieren, wird in der Machbarkeitsstudie eine Sensitivität des Transformationsszenarios KS 95 für das Jahr 2050 erarbeitet. Zusätzlich zu der Reduktion des Einsatzes von synthetischem Gas wird in dieser Sensitivität auch der Einsatz von Abfall reduziert.

Tabelle 12 zeigt, welche Maßnahmen in dieser Sensitivität zusätzlich bzw. alternativ zum Transformationsszenario KS 95 angenommen werden. Aus heutiger Sicht handelt es sich hierbei um eine theoretische Betrachtung, weil bei diesen Maßnahmen eine Realisierbarkeit bis 2030 ausgeschlossen wird (z. B. zentrale Solarthermie). Über 2030 hinaus kann eine Neubewertung der Realisierbarkeit zu anderen Erkenntnissen kommen. Die rechte Spalte hebt die wesentlichen Herausforderungen bei den Maßnahmen jeweils hervor.

B E T

Tabelle 12: Übersicht über zusätzliche Maßnahmen der Sensitivität zur Reduktion des Einsatzes von synthetischem Gas

Wesentliche Maßnahmen	Herausforderung
Nutzung der dezentralen Solarthermie auf Dachflächen im Umfang von 3,25 % des Wärmebedarfs	Knapp 10% der Dachflächen des VG 1 werden für eine solarthermische Nutzung vorgesehen (Nutzungskonkurrenz zur PV).
Nutzung einer zentralen Solarthermie (600.000 m ² Kollektorfläche) mit Erdbeckenspeicher (3.000.000 m ³ Wasser) im Umland von Berlin	Neben der Flächenverfügbarkeit im Umland ist eine lange Fernwärmetransportleitung über Land und durch das Innenstadtgebiet notwendig.
Thermische Verwertung einer Abfallmenge von 390.000 t Abfall (geringeres Abfallaufkommen, Vermeidung von Emissionen) mit saisonaler Flexibilisierung	Saisonale Flexibilisierung verlangt eine zwischenzeitliche Aufbereitung und Lagerung von Abfall ; technische Machbarkeit und Genehmigungsfähigkeit ist zu prüfen.
Leistungserhöhung Biomasse-Kessel von 90 MW auf 150 MW	Größerer Platzbedarf für Anlage und Lagerung sowie erhöhtes Lieferaufkommen durch höheren Brennstoffbedarf im limitierten innerstädtischen Bereich
Nutzung einer 75 MW Flusswasserwärmepumpe in der Spree	Hohe Investitionskosten und betriebliche Einschränkung im Winter. Neben dem Ausbau von PV und Windanlagen ist die Verstärkung des vorgelagerten Stromnetzes Voraussetzung. Anpassung regulatorischer Rahmen notwendig.
Errichtung von 10 geothermischen Anlagen analog zum Standort Moabit	Erhöhung der geothermischen Nutzung um den Faktor 10 bedarf Standorte für die Errichtung von Heizzentralen mit entsprechender Strom- und Fernwärmeanbindung sowie Genehmigung
Aufhebung der Restriktionen zwischen FvS und FvN	Ausbau von Leitungen im innerstädtischen Bereich mit erheblichem finanziellen und zeitlichem Aufwand

Die durchgeführte Berechnung (vgl. Abbildung 72) zeigt, dass der erforderliche, verbleibende Gaseinsatz mit diesen Maßnahmen im VG1 im Jahr 2050 so reduziert werden kann, dass nicht mehr 30 % der Wärmeherzeugung, sondern nur noch 19 % auf synthetischem Gas basieren. Die Rechnung zeigt aber auch, dass in den Wintermonaten der Gaseinsatz unumgänglich ist.

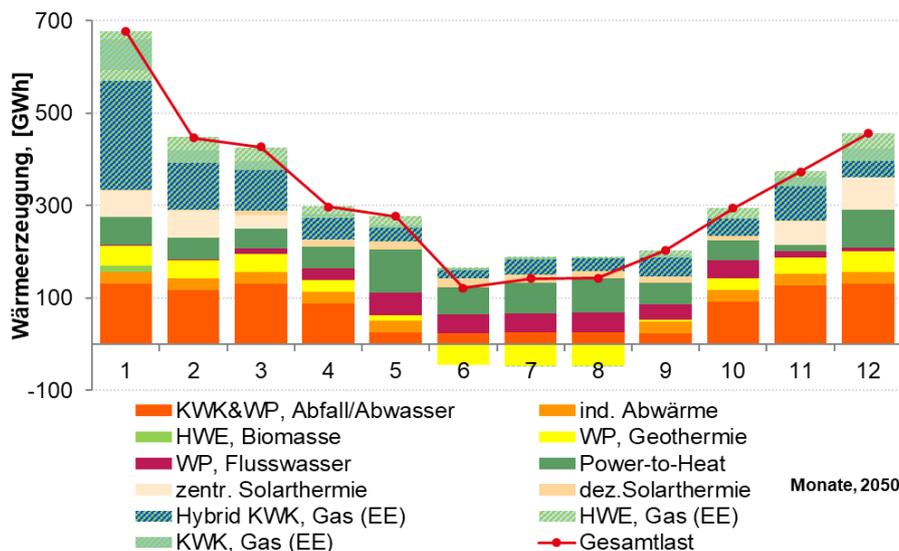


Abbildung 72: Darstellung der monatlichen Wärmeherzeugungsmengen in der Sensitivität zur Reduzierung des Einsatzes von synthetischem Gas

B E T

Durch die hohen Investitionskosten in Anlagen und Netz ergeben sich insgesamt höhere Wärmeerzeugungskosten.

Die technologische Entwicklung der ausgewählten Maßnahmen sollte weiter beobachtet werden. Da es sich um ergänzende Maßnahmen im Transformationsszenario KS 95 handelt, können die Investitionsentscheidungen darüber zu einem späteren Zeitpunkt mit Kenntnis zu den Entwicklungen beim erneuerbaren Gas getroffen werden.

Vergleich mit dezentralen Versorgungsoptionen

Neben den Sensitivitäten wird die Klimafreundlichkeit der Fernwärme im Vergleich mit drei dezentralen Versorgungsoptionen analysiert. Dazu werden in Abbildung 73 die spezifischen Emissionen und die spezifischen Wärmeerzeugungskosten der jeweiligen Technologiesysteme über den zeitlichen Verlauf für das KS 95 für den Altbaubestand dargestellt. Alle spezifischen Emissionswerte sind nach der systemischen Methode von B E T unter Nutzung der Ergebnisse des Strommarktmodells EuroMod – jeweils für das Transformationsszenario – berechnet worden. Bei den Wärmeerzeugungskosten wird die Erhöhung, die sich durch die Einführung einer CO₂-Bepreisung der dezentralen Technologien in Höhe des Emissionszertifikatspreises ergibt zusätzlich angezeigt. Unter den dezentralen Versorgungsoptionen sind in dieser Studie die folgenden drei Technologiekombinationen zu verstehen:

- Bivalente Luft-Wärmepumpe (mit einer Eigenbedarfsdeckung aus PV-Anlage mit Stromspeicher) und Stromspeicher mit Erdgasbrennwert-Gaskessel
- Solarthermie-Anlage mit Erdgasbrennwert-Gaskessel
- Dezentrale BHKW mit Erdgasbrennwert-Gaskessel

Betrachtet man zunächst insgesamt die Emissionen der verschiedenen Systeme ist grundsätzliche deren langfristige Reduzierung gegenüber dem Jahr 2021 festzustellen, die sich besonders durch die schrittweise Einführung von synthetischem Gas im KS 95 ab dem Jahr 2030 begründet. Bereits im Jahr 2030 stellt sich die Fernwärme gegenüber den dezentralen Versorgungsoptionen mit nahezu keinen spezifischen Emissionen als klimafreundlichste Option heraus. Die niedrigen Werte, die nach der systemischen Methode ermittelt wurden, erklären sich zum einen durch gestiegene Anteile erneuerbarer Wärmeerzeuger im Anlagenpark. Zum anderen verdrängt die Gas-KWK im Jahr 2030 überwiegend konventionelle Spitzenlast-Gaskraftwerke im Strommarkt, teilweise auch noch verbliebene Steinkohle, was zu einer Stromgutschrift führt. Die Emissionen der Gas-KWK sind nur geringfügig höher als die verdrängten Emissionen der Gaskraftwerke im Strommarkt, die nur Strom (und nicht genutzte Abwärme) erzeugen. Die zweitklimafreundlichste Versorgungsoption in diesem Szenario ist die bivalente Wärmepumpe in Kombination mit einem Gaskessel. Hier ergeben sich Emissionen von ca. 100 g/kWh für das Jahr 2030. Diese Emissionen stammen im Wesentlichen aus dem Gaskessel, der zu einem erheblichen Teil zur Wärmeversorgung speziell im Winterhalbjahr erforderlich ist. Die Versorgungsoption mit einem gasbasierten BHKW und einem Gasbrennwertkessel verursacht die höchsten spezifischen Emissionen im Jahr 2030. Die Gründe hierfür liegen wiederum in einer vergleichsweise stärkeren Nutzung eines Gaskessels und zusätzlich in der Tatsache, dass der wärmegeführte Einsatz des BHKW nur eine vergleichsweise kleine Gutschrift für die Stromerzeugung erhält. Bis zum Jahr 2050 sinken die Emissionen aller Optionen. Es wird deutlich, dass im Transformationsszenario KS 95 für die Fernwärme eine vollständige und für die dezentralen Versorgungsoptionen eine nahezu vollständige Dekarbonisierung erreicht wird. Hierfür ist die schrittweise Einführung von synthetischem Gas ab dem Jahr 2030 verantwortlich.

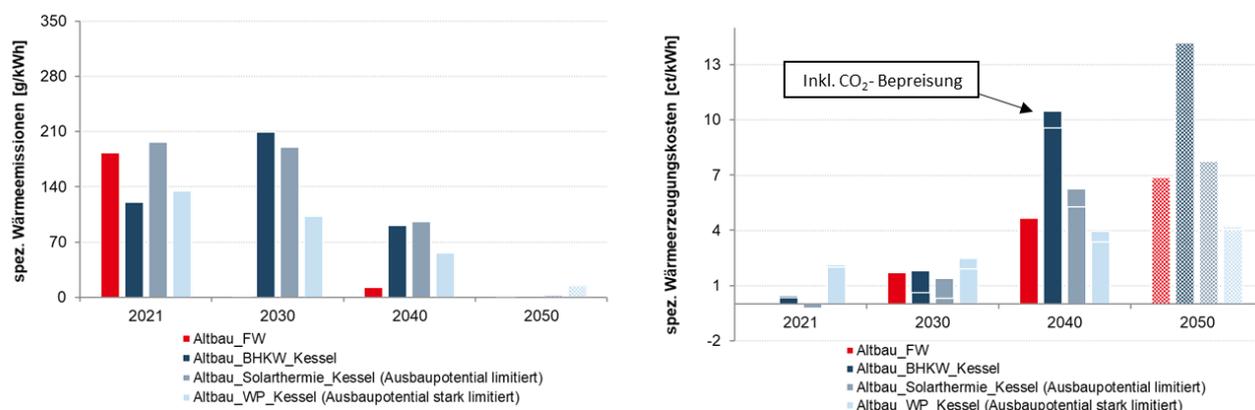


Abbildung 73: Vergleich der Emissionen und des Anstiegs der Wärmeerzeugungskosten ggü. 2021 von Fernwärme mit den dezentralen Versorgungsoptionen, KS 95

Betrachtet man nun die Wärmegestehungskosten so zeigt sich, dass insgesamt mit steigenden Kosten für die Nutzung der jeweiligen Technologien und die damit verbundenen Emissionseinsparungen zu rechnen ist. Schon im Jahr 2030 ergibt sich die Konkurrenzfähigkeit der Fernwärme gegenüber den dezentralen Versorgungsoptionen. Während die Kombination aus Wärmepumpe und Gaskessel mit 2,5 ct/kWh erhöhte Kosten gegenüber der Fernwärme mit 1,7 ct/kWh aufweist, liegt das BHKW-System auf einem ähnlichen Niveau und das solarthermische System leicht unterhalb. Ein nicht unwesentlicher Kostentreiber bis 2030 bei den dezentralen Versorgungsoptionen ist die Annahme einer CO₂-Bepreisung in der Höhe des EU-Emissionshandels. Im nachfolgenden Zeitraum bis 2050 steigen die Kosten aller Optionen im KS 95 deutlich durch die Verwendung von synthetischem Gas an. Die höchsten Kosten entstehen hier bei der Kombination von BHKW und Gaskessel aufgrund des insgesamt größten Gasbedarfs. Die Fernwärme ist mit einem Kostenanstieg von 6,9 ct/kWh im Jahr 2050 die zweitgünstigste Technologie. Sie befindet sich auf einem ähnlichen Niveau wie das solarthermische System. Als günstigste Option ergibt sich das System aus Wärmepumpe und Gaskessel aufgrund des langfristig geringeren Einsatzes des Gaskessels.

Für die Bewertung der dezentralen Versorgungsoptionen in diesem Kontext sind jedoch deren Einschränkungen für den Ausbau im innerstädtischen Bereich zu berücksichtigen. Wesentliche Gründe bestehen hierfür im benötigten Platzbedarf der Technologien sowie der teilweise schwierig realisierbaren technischen Integration der Anlagen.

10.2 Transformationszenario KS 80

Auch im Klimaschutz-Transformationszenario KS 80 wird der Ersatz der Kohlewärme schrittweise umgesetzt. Abbildung 74 zeigt anhand der thermischen Leistungen der Anlagen im Versorgungsgebiet 1 die Veränderung des Anlagenparks im zeitlichen Verlauf. Im Zeitraum von 2021 bis 2030 erfolgt der Umbau des MHKWs Ruhleben, die Integration von industrieller Abwärme sowie die Inbetriebnahme einer Geothermie-Anlage und eines Biomasseheizwerkes am Standort Moabit wie im KS 95. Ein Unterschied zum KS 95 entsteht durch eine größere Dimensionierung der hybriden KWK-Anlage, welche im Jahr 2029 errichtet werden soll. Gleichzeitig wird der Leistungsanteil der PTH-Anlage reduziert. Im nachfolgenden Zeitraum von 2031 bis 2050 erfolgen keine weiteren Veränderungen in der Struktur der thermischen Leistung.

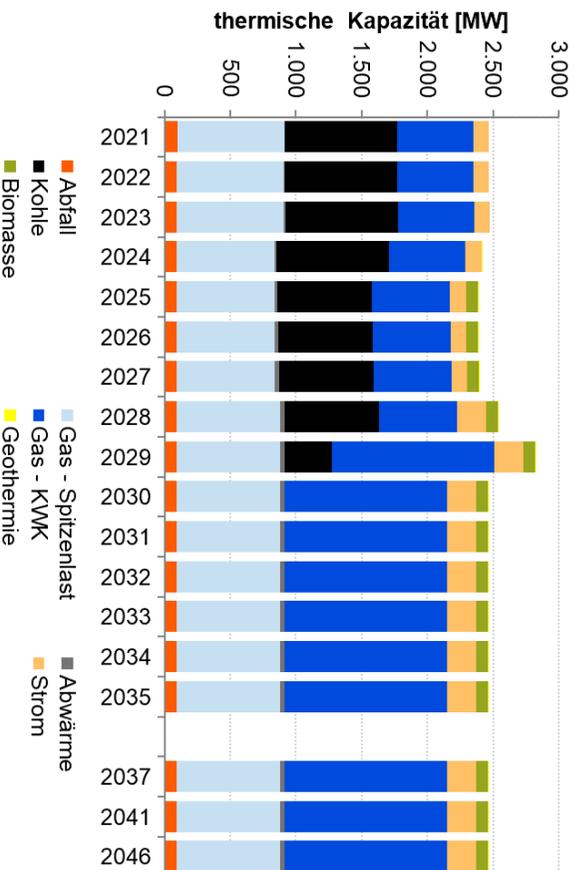


Abbildung 74: Übersicht über die installierten thermische Leistungen im Transformationszenario KS 80, Versorgungsgebiet 1

Investitionen

Wie im KS 95 erfordert auch der Umbau des Versorgungssystems im KS 80 erhebliche Investitionen. In Abbildung 75 sind die Investitionen dargestellt, die in der Machbarkeitsstudie für eine Realisierung durch VWB für Erzeugungsanlagen und das Fernwärmenetz abgeschätzt werden. Mit 912 Mio. € entfällt auch hier der

Großteil der Investitionen auf Erzeugungsanlagen. Hierbei erfordern die hybride KWK, das Biomasseheizwerk und die Umsetzung des integrierten Anlagenkonzepts am Standort Ruhleben einen Großteil der Investitionen. Speziell die Investitionskosten für die hybride KWK steigen nochmals durch die vergrößerte Leistung der hybriden KWK-Anlage gegenüber dem KS 95. Auch die Investitionen in die Fernwärmenetze sind aufgrund des höheren Anschlusswertes der Neukunden infolge der geringeren Gebäudesanierung etwas höher als in KS 95. Neben den genannten Kosten von VWB existieren auch hier Investitionen der Drittanbieter von Abwärme und für die Umsetzung des Konzepts durch die BSR. Diese sind aus bereits im Kapitel 8.1.2 genannten Gründen nicht in Abbildung 75 enthalten.

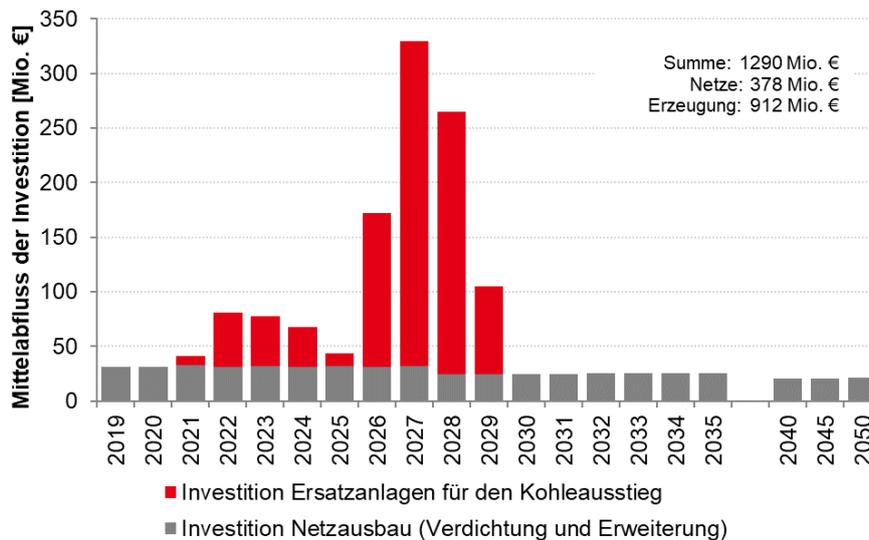


Abbildung 75: Investitionen in Erzeugungsanlagen und Netze im Transformationsszenario KS 80, Versorgungsgebiet 1

Ergebnisse der Einsatzsimulation

Als wesentliche Ergebnisse aus der Anlageneinsatzsimulation ergeben sich die bereitgestellten Wärme- und Strommengen der Anlagen über den zeitlichen Verlauf für das gesamte Versorgungsgebiet VG1. In Abbildung 76 wird die Wärmeerzeugung für das KS 80 und deren Veränderung durch den Ersatz der Kohlewärme dargestellt. Insgesamt werden bis zum Jahr 2030 hier dieselben Transformationsschritte für den Anlagenpark mit den bereits genannten Ausnahmen bei der hybriden KWK- und der PtH-Anlage vollzogen. Ähnlich wie im KS 95 ergibt sich dadurch eine Ersatzerzeugung für die Kohleheizkraftwerke, die im Jahr 2030 zu ca. 58 % aus der hybriden KWK, zu ca. 15 % aus erneuerbaren Energie und zu ca. 27 % aus zusätzlicher Abwärme besteht. Nach dem Jahr 2030 ergeben sich Änderungen gegenüber dem ersten Zeitraum in der Wärmeerzeugung durch den erhöhten Einsatz von PtH-Anlagen in Zeiten günstigen Stroms sowie durch den verringerten Wärmebedarf aufgrund von Gebäudesanierungen. Gegenüber dem KS 95 ergibt sich eine reduzierte PtH-Erzeugung aufgrund der geringeren Bereitstellung an PtH-Kapazitäten. Ebenfalls ist aus der Darstellung ersichtlich, dass kein synthetisches Gas wie im KS 95 in den späteren Jahrzehnten des betrachteten Zeitraums zum Einsatz kommt.

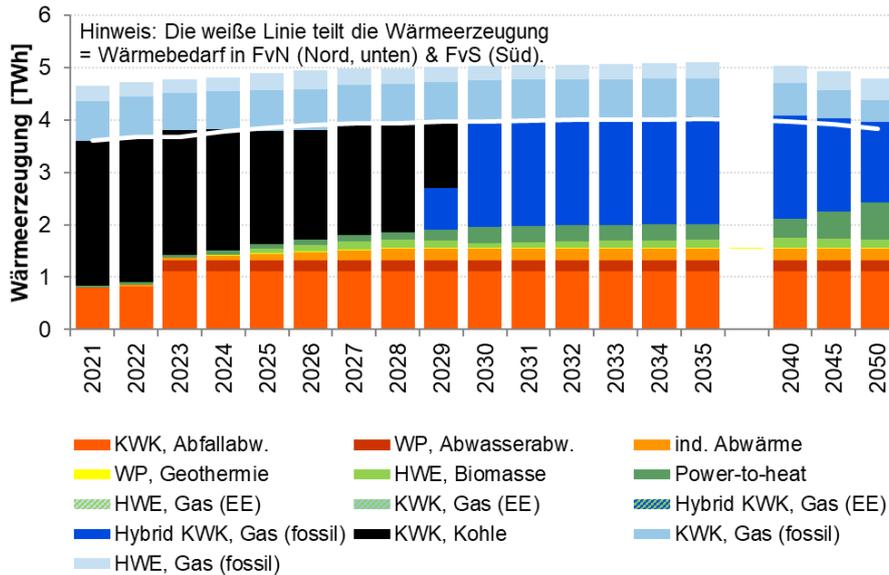


Abbildung 76: Ergebnis der Einsatzsimulation: Wärmeerzeugungsmengen im Transformationsszenario KS 80

In Abbildung 77 wird die Stromerzeugung des Anlagenparks für das VG1 über den betrachteten Zeitraum dargestellt. Wie im zuvor betrachteten Szenario ist die kontinuierliche Abnahme der Stromerzeugung auch hier zu beobachten. In Verbindung mit der geringeren Wärmeerzeugung sinkt auch die Stromerzeugung aus der hybriden KWK-Anlage.

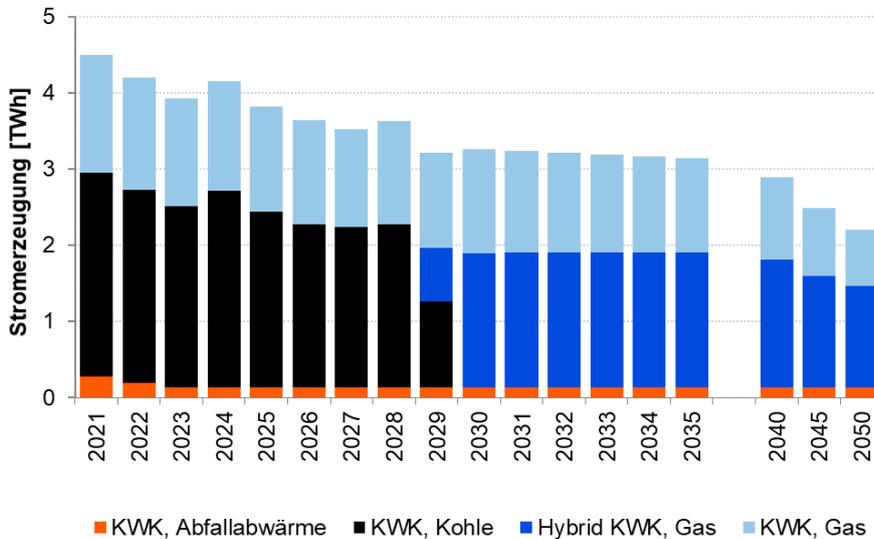


Abbildung 77: Ergebnis der Einsatzsimulation: Stromerzeugungsmengen im Transformationsszenario KS 80

Ergebnisse der wirtschaftlichen Bewertung

Wie in der wirtschaftlichen Bewertung zum KS 95 ist der Verlauf des Anstiegs der Wärmekosten in Abbildung 78 für das KS 80 dargestellt. Für die Interpretation der Abbildung sind die Wärmekosten auch hier separat von den tatsächlichen Fernwärmepreisen zu betrachten. Der Differenzbetrag der spezifischen Kosten zum Jahr 2021 steigt bis zum Jahr 2030 um ca. 0,9 ct/kWh gegenüber dem Jahr 2021 an. Wesentlich verantwortlich für die Kostensteigerung sind die Erhöhung der Annuitäten der neuen Erzeugungsanlagen sowie die Steigerung von deren Fixkosten. Das zuvor entstehende lokale Maximum im Jahr 2029 ergibt sich aus dem Wegfall der Betriebskosten der Kohleheizkraftwerke. Im nachfolgenden Zeitraum von 2030 bis 2050 bleibt das Kostenniveau zunächst erhalten, steigt jedoch im letzten Jahrzehnt der Betrachtung bis auf ca. 2,5 ct/kWh im Jahr 2050. Die Preissteigerung begründet sich durch erhöhte variablen Kosten (hauptsächlich Brennstoffkosten und Kosten für Emissionszertifikate).

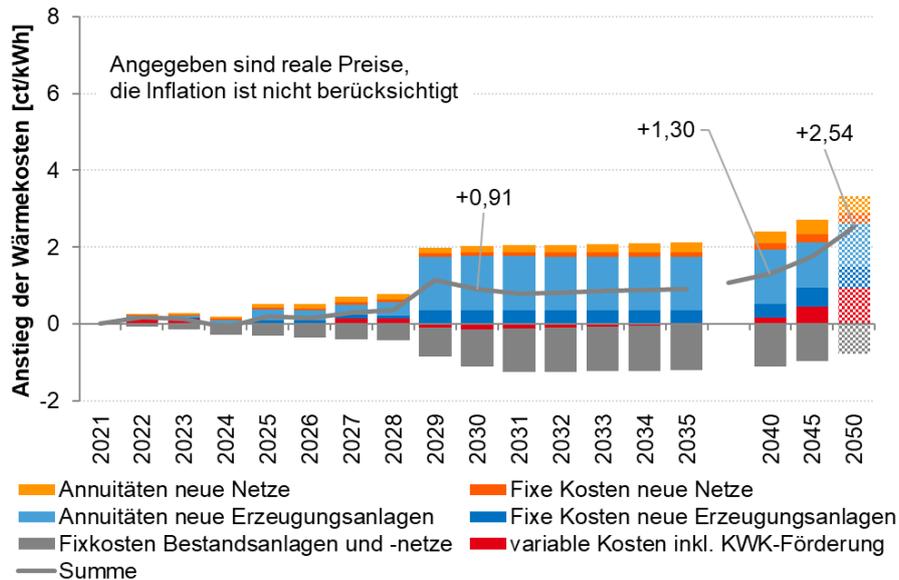


Abbildung 78: Ergebnis der wirtschaftlichen Bewertung: spez. Anstieg der Wärmekosten ggü. 2021, Transformationsszenario KS 80

Ergebnisse der Bewertung der Umweltverträglichkeit

Auch für das KS 80 bilden die CO₂-Emissionen die wesentliche Bewertungskenngröße der Umweltverträglichkeit der Szenarien. In Abbildung 79 werden diese sowie der Anteil der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien und Abwärme über den zeitlichen Verlauf bis zum Jahr 2050 dargestellt. Die Emissionen sinken hier von über 3 Mio. t CO₂ im Jahr 2021 auf annähernd 2 Mio. t CO₂ im Jahr 2030. Bei einer ausschließlichen Betrachtung der Emissionen aus Quellen sinken die Emissionen von 3,4 Mio. t CO₂ in 2021 auf 1,4 Mio. t CO₂. Diese Emissionsreduktion ist auf die Integration der Ersatzerzeugung für die Kohleheizkraftwerke bestehend aus erneuerbaren Energien und Abwärme, die im Jahr 2030 39 % des Wärmebedarfs aus VG1 decken, zurückzuführen. Die weitere Reduzierung der Emissionen auf ca. 1,3 Mio. t CO₂ im Jahr 2050 ergibt sich aus dem steigenden Einsatz der PtH-Anlagen und der damit einhergehenden reduzierten Nutzung der hybriden KWK-Anlage.

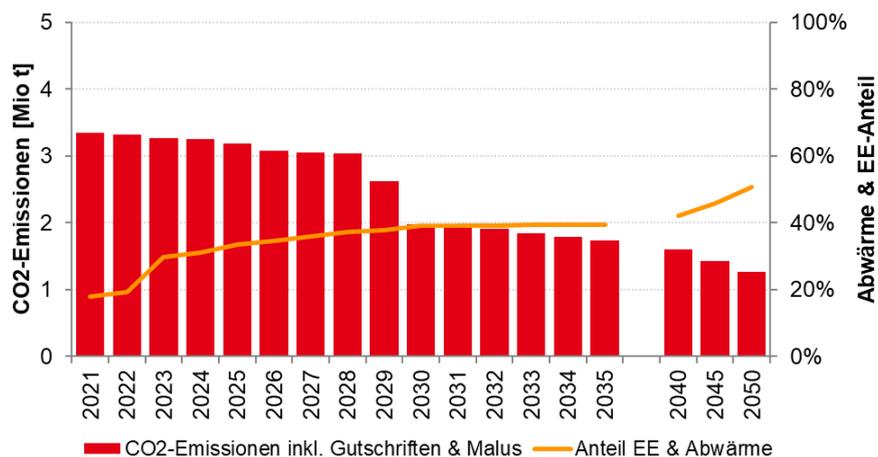


Abbildung 79: Entwicklung der CO₂-Emissionen und des Anteil Abwärme & EE, Transformationsszenario KS 80

Als weiteres Beurteilungskriterium der Umweltverträglichkeit wird neben dem zeitlichen Verlauf der jährlichen Emissionen der Vergleich der kumulierten Emissionen mit dem zur Verfügung stehenden Emissionsbudget für den Zeitraum von 2015 bis 2050 genutzt, welches 51 Mio. t an CO₂-Emissionen beinhaltet. Im KS 80 entstehen über den betrachteten Zeitraum 85,7 Mio. t CO₂ (vgl. Abbildung 80), wovon 19,7 Mio. CO₂-Emissionen vor dem Start des Betrachtungszeitraums am ersten Januar 2021 bereits emittiert werden. Weiterhin werden ein Strommalus für die Erzeugung von Wärme aus PtH-Anlagen sowie Wärmepumpen in Höhe von 0,5 Mio. t

B E T

CO₂, eine Wärmegutschrift in Höhe von 3,4 Mio. t CO₂ für die Erweiterung und Verdichtung des Fernwärmenetzes sowie ein Strommalus für die durch die Transformationen des Anlageparks wegfallende Stromerzeugung in Höhe von 11,3 Mio. t CO₂ mit den direkten Emissionen aus den Quellen verrechnet und damit für die Bildung der Vergleichsmenge berücksichtigt.

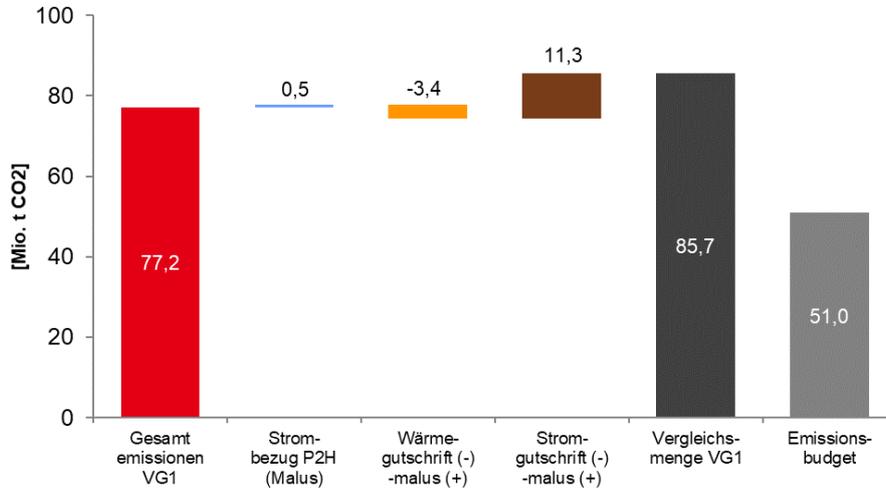


Abbildung 80: Emissionsbudget und Emissionsbudget-Vergleichsmenge bis zum Jahr 2050, Transformationsszenario KS 80

Auswertung von Sensitivitäten des Transformationsszenarios KS 80

Analog zum Transformationsszenarios KS 95 werden in der Machbarkeitsstudie auch Sensitivitäten für das Transformationsszenario KS 80 berechnet.

Abfall-Szenarien	Wie KS 80, aber • 520.000 t/a therm. Abfallverwertung	Wie KS 80, aber • 630.000 t/a therm. Abfallverwertung	Wie KS 80, aber hybr. KWK (700 MW th.) & 0 t/a Abfall ab 2028 • FlusswasserWP (Spree) • AbwasserWP (el. Antrieb)	Wie KS95, aber • 900.000 t/a & saisonale Flexibilität • Hybr. KWK (600 MW th.)
Auslegung hybride KWK	Wie KS 80, aber • Hybride KWK 50 MW _{th} kleiner			
Begrenzung Erzeugung Kohleanlagen / Früherer Kohleausstieg	Wie KS 80, aber • Drosselung des Einsatzes der Kohleblöcke	Wie KS 80, aber • Stilllegung von Reuter West Ende 2027		
Änderung Power-to-Heat	Wie KS 80, • aber ab 2030 150 MW therm. mehr PtH Kapazität			
Energiemarktszenario Current Policies	Wie KS 80, • aber Verwendung des Energiemarktszenarios Current Policies			
Contingency CAPEX	Wie KS 80, • aber mit 30% erhöhten Investitionskosten			
Regulatorischer Rahmen	Wie KS 80, • aber ohne KWK-Förderung			

Abbildung 81: Darstellung der im Transformationsszenario KS 80 gerechneten Sensitivitäten

Abbildung 81 zeigt den Inhalt dieser Sensitivitäten. Wesentliche Abweichungen zum Szenario KS 95 sind, dass die Sensitivität Power-to-Heat eine Erhöhung der Kapazität untersucht und dass das Energiemarktszenario Current Policies als Sensitivität sinnvoll bewertet werden kann.

Abbildung 82 zeigt die Ergebnisse. Bei der Variation der Abfallmenge der Verkleinerung der hybriden KWK und der Drosselung zeigen sich sehr ähnliche Effekte wie bei KS 95. Bei PtH zeigt die Auswertung, dass eine Erhöhung der PtH-Kapazität emissionsseitig kaum Veränderungen bringt, aber die Kosten etwas reduzieren hilft. Auch in Bezug auf die Variation der Investitionskosten und der KWK-Förderung ergeben sich ähnliche Effekte wie bei KS 95.

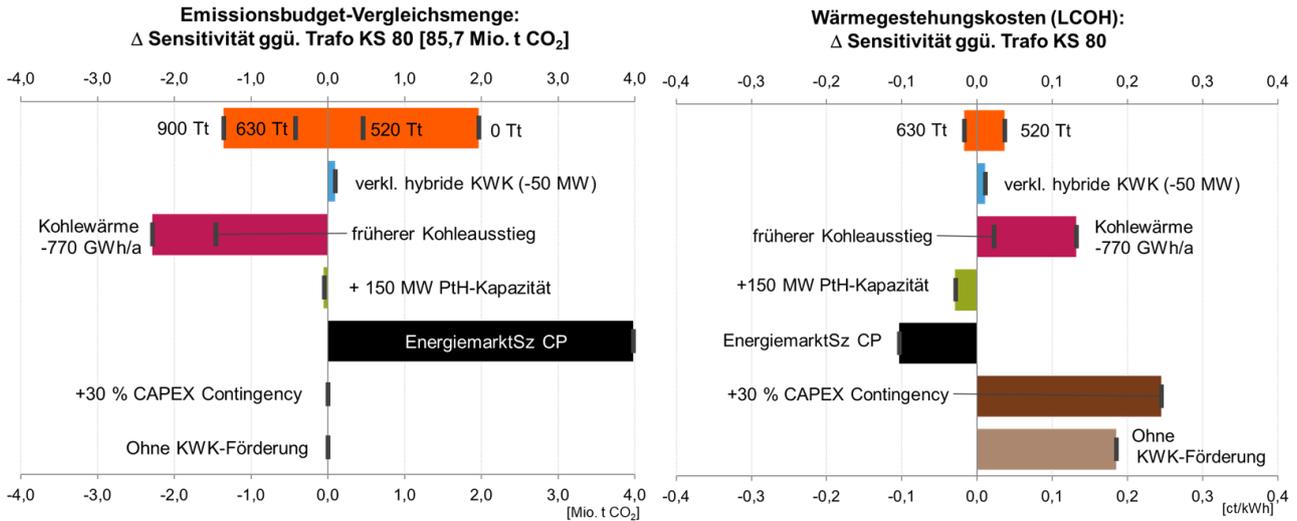


Abbildung 82: Ergebnisse der Sensitivitäten für das Klimaschutzszenario KS 80

Vergleich mit dezentralen Versorgungsoptionen

Wie im Kapitel zum Transformationsszenario KS 95 zeigt Abbildung 83 den Vergleich der Fernwärme mit den dezentralen Versorgungsoptionen bezüglich der spezifischen Emissionen und Wärmeerzeugungskosten nun auch für das Transformationsszenario KS 80. Während im KS 95 langfristig eine Reduzierung der Emissionen für alle Optionen über den Betrachtungszeitraum stattfindet, treten unterschiedliche Entwicklungen für die einzelnen Erzeugungsoptionen auf. Bis zum Jahr 2030 findet eine wesentliche Reduzierung der Emissionen durch die Fernwärme aufgrund der Transformation des Anlagenparks statt. Der anschließende Anstieg der spezifischen CO₂-Emissionen der Fernwärme nach dem Jahr 2030 ergibt sich aus der über den zeitlichen Verlauf geringer werdenden CO₂-Gutschrift für den erzeugten KWK-Strom des transformierten Anlagenparks. Während nun die Emissionen des solarthermischen Systems über den betrachteten Zeitraum annähernd konstant verläuft, ergibt sich ein Anstieg der Emissionen der BHKW-Gaskessel-Kombination auf 260 g/kWh im Jahr 2050. Damit ist dieses hauptsächlich gasbasierte System langfristig die Option mit den höchsten spezifischen Emissionen. Das Wachstum der Emissionen resultiert hier aus der immer geringer werdenden Gutschrift für die Stromerzeugung des BHKWs. Bei der Kombination aus Wärmepumpe und Gaskessel tritt hingegen eine Reduzierung der Emissionen auf. Insgesamt lässt sich somit für das KS 80 feststellen, dass die Fernwärme langfristig gesehen ähnlich emissionsarm wie die Wärmepumpe ist und über geringere Emissionen als die übrigen Optionen verfügt.

Betrachtet man nun die Entwicklung der spezifischen Wärmeerzeugungskosten ergeben sich grundsätzlich die gleichen Tendenzen wie im KS 95 jedoch mit einem wesentlich reduzierteren Anstieg. Langfristig befinden sich alle Systeme mit Ausnahme der Kombination aus BHKW und Kessel auf einem annähernd gleichem Kostenniveau. Aufgrund des Einsatzes von konventionellem Erdgas bis zum Jahr 2050 in diesem Szenario ergibt sich ein größeren Anteil an Kosten, die durch die Bepreisung von CO₂-Emissionen verursacht wird. Hieraus resultiert das BHKW-System als langfristig kostenintensivste Variante. Insgesamt zeigt sich die Fernwärme unter Berücksichtigung eines CO₂-Preises gegenüber den dezentralen Versorgungsoptionen als wirtschaftlich konkurrenzfähige Lösung. Weiterhin ist, wie für das KS 95 schon erwähnt, die eingeschränkte Integrationsfähigkeit für den Berliner Innenstadtbereich für die Bewertung zu berücksichtigen.

B E T

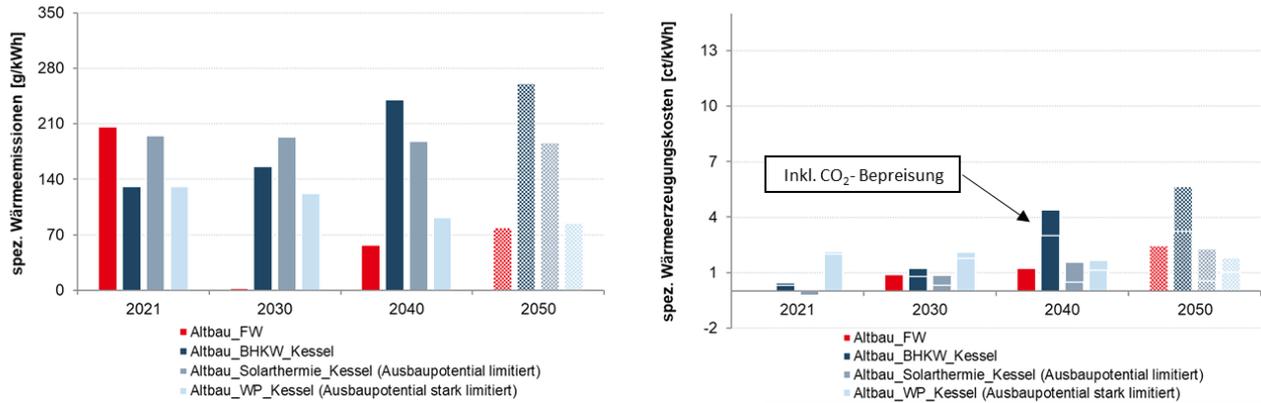


Abbildung 83: Vergleich der Emissionen und Anstieg der Wärmeerzeugungskosten ggü. 2021 von Fernwärme mit den dezentralen Versorgungsoptionen, KS 80

10.3 Current Policies Szenario

Während das KS 80 Ähnlichkeiten zum KS 95 besitzt, treten nun im Current Policies Szenario, welches als Referenzszenario zu betrachten ist und nicht der Unternehmensstrategie der VWB und der Klimaschutzziele des Landes Berlins entspricht, größere Unterschiede in der Transformation des Anlagenparks auf. Statt der Errichtung eines Biomasseheizwerkes am Standort Moabit wird das bestehende Kohleheizkraftwerk 2028 zu einem Biomasseheizkraftwerk umgebaut. Der Umbau des Müllheizwerkes Ruhleben findet nicht statt. Auch eine Ausweitung der Abwärmenutzung durch eine Abwasserwärmepumpe und die Integration von industrieller Abwärme erfolgt im CP-Szenario nicht. Anstelle der hybriden KWK-Anlage wird eine erdgasgefeuerte KWK-Anlage (nachfolgend als neue KWK-Anlage bezeichnet), bestehend aus einem Gas- und Dampfturbinenheizkraftwerk und mehreren Gasmotoren, im Jahr 2029 errichtet. Somit ergibt sich insgesamt eine kurze Transformationsphase des Anlagenparks hauptsächlich in den Jahren 2028 bis 2030, wie in Abbildung 84 gezeigt.

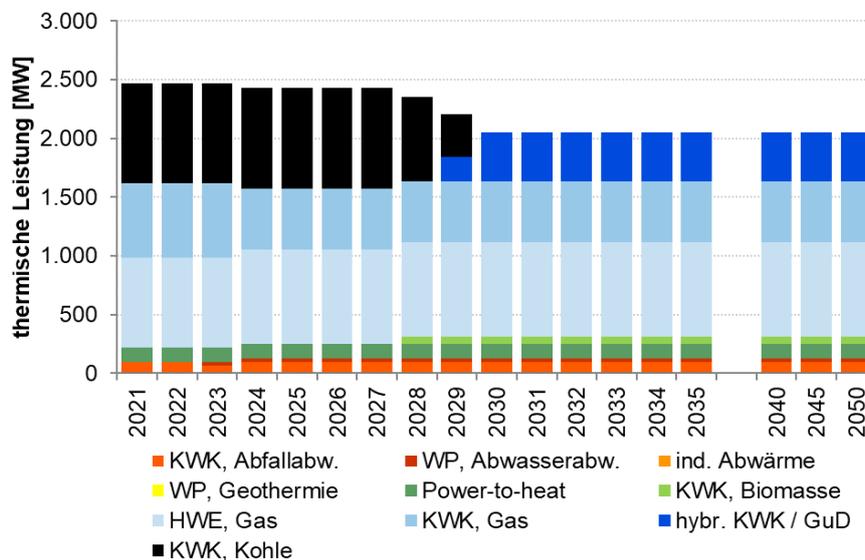


Abbildung 84: Übersicht über die installierten thermische Leistungen im Transformationsszenario CP, Versorgungsgebiet 1

Investitionen

In Abbildung 85 sind die Investitionen für die genannten Transformationsschritte im CP-Szenario dargestellt, die in der Machbarkeitsstudie für eine Realisierung durch VWB für Erzeugungsanlagen und das Fernwärmenetz ermittelt werden. Aufgrund reduzierter Transformationsvorhaben ergibt sich hier ein geringeres Investitionsvolumen im Vergleich zu den beiden Klimaschuttszenarien. Dennoch entfällt weiterhin mit 762 Mio. € ein Großteil der Investitionen auf die Erzeugungsanlagen, wobei hauptsächlich die Kombination aus neuer GuD-

B E T

Anlage und Gasmotoren diese erfordern. Mit dem geringeren Transformationsvorhaben im Erzeugungsbereich ergeben sich auch weniger notwendige Anpassungen im Bereich des Fernwärmenetzes, wodurch die Investitionen in dieses auf 178 Mio. € gegenüber den beiden Klimaschutzszenarien sinken. Weiterhin ist zu bemerken, dass während in den beiden KS-Szenarien Investitionen schon zu Anfang des betrachteten Zeitraums auftreten, diese im CP-Szenario hauptsächlich erst in den Jahren 2026 bis 2030 stattfinden.

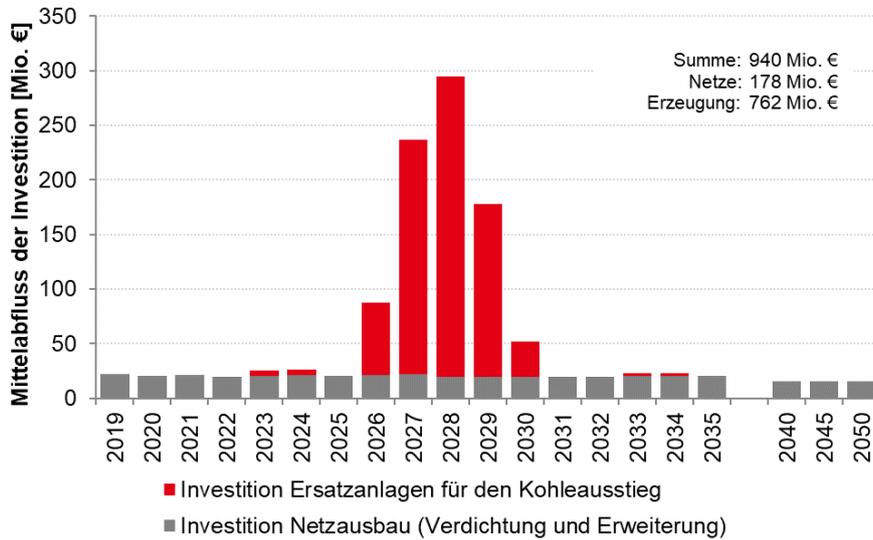


Abbildung 85: Investitionen in Erzeugungsanlagen und Netze im Transformationsszenario KS 80, Versorgungsgebiet 1

Ergebnisse der Einsatzsimulation

Als ein wesentliches Ergebnis aus der Einsatzsimulation werden in Abbildung 86 die jährlichen Wärmeerzeugungsmengen über den Betrachtungszeitraum dargestellt. Während in den beiden Klimaschutzszenarien schon schrittweise Wärmeerzeugung aus Kohleheizkraftwerken ersetzt wird, finden die Ersatzmaßnahmen zur Wärmebereitstellung im CP-Szenario in den Jahren 2028 bis 2030 statt. Im Jahr 2030 wird die Ersatzwärme aus den Kohleheizkraftwerken dann zu ca. 70 % aus der neuen KWK-Anlage gedeckt. Die übrigen Ersatzmengen werden zum Großteil von bereits bestehenden gasbasierten KWK-Anlagen und dem Biomasseheizkraftwerk bereitgestellt.

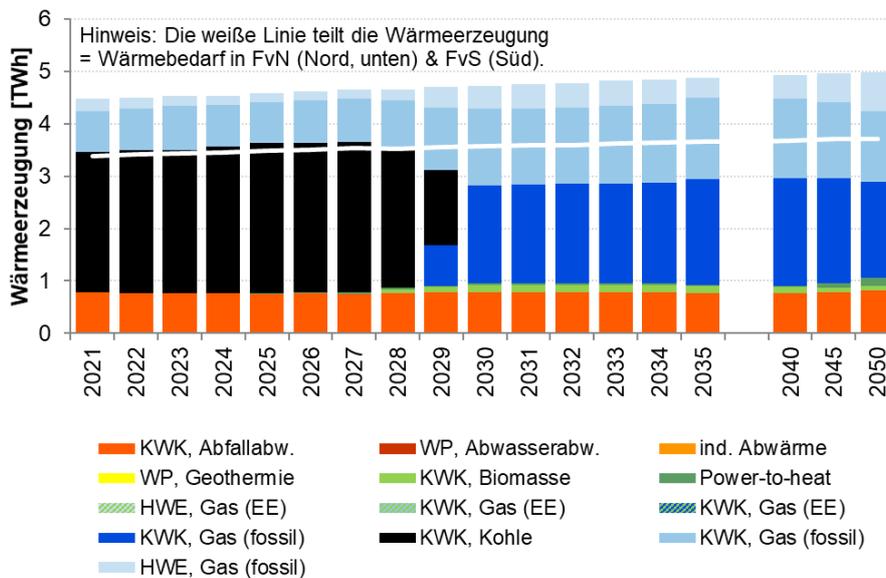


Abbildung 86: Ergebnis der Einsatzsimulation: Wärmeerzeugungsmengen im Transformationsszenario CP

B E T

Aufgrund des späteren Austritts aus der Wärmezeugung auf Basis von Kohleheizkraftwerken und deren steigender Wärmeerzeugung im CP-Szenario ergibt sich damit auch eine ansteigende Stromproduktion aus den Kohleheizkraftwerken bis 2027. In den Folgejahren bis 2030 wird der Einsatz der Kohleheizkraftwerke zunächst reduziert und diese anschließend durch die Stromerzeugung aus der neuen KWK-Anlage ersetzt. Die Stromerzeugung im CP-Szenario aus dieser Anlage ist aufgrund einer besseren Stromkennzahl höher als bei der hybriden KWK-Anlage.

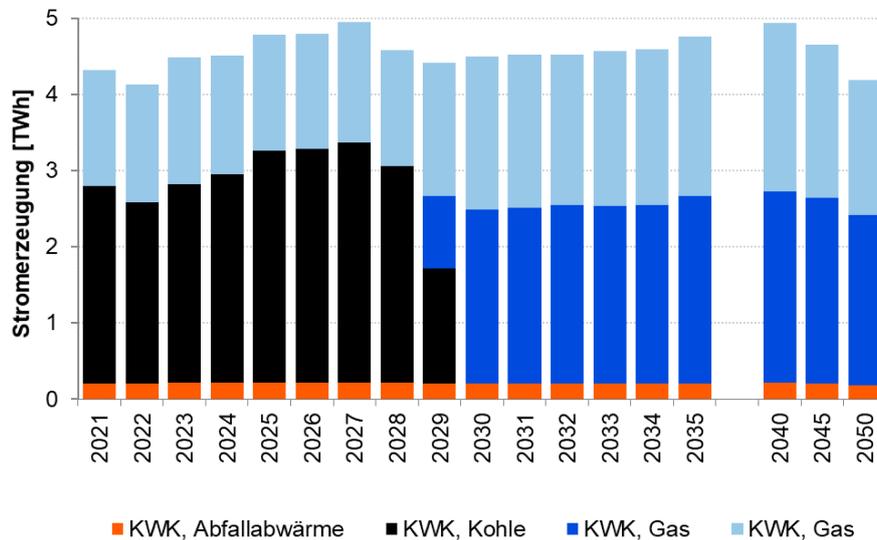


Abbildung 87: Ergebnis der Einsatzsimulation: Stromerzeugungsmengen im Transformationsszenario KS 80

Ergebnisse der wirtschaftlichen Bewertung

In Abbildung 87 wird die Entwicklung der Wärmekosten des Betrachtungszeitraum gegenüber dem Startjahr 2021 dargestellt. Durch die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung in KWK-Prozessen sinken die variablen Kosten in den Jahren 2022-2029 und damit auch die Wärmeerzeugungskosten. Mit dem Ersatz der Kohlewärme durch die neue KWK-Anlage und das umgebaute Biomasseheizkraftwerk steigen die Wärmekosten auf einen Differenzbetrag von ca. 0,8 ct/kWh im Jahr 2030, welches aufgrund wegfallender Betriebskosten der kohlebasierten Bestandsanlagen und noch nicht auftretender Betriebskosten von neuen Anlagen ein lokales Maximum darstellt. Nach einer leichten Reduzierung des Differenzbetrages steigt dieser letztlich im Jahr 2050 auf ca. 1,6 ct/kWh durch anwachsende variable Kosten in Form von Brennstoff- und Emissionszertifikatskosten an.

B E T

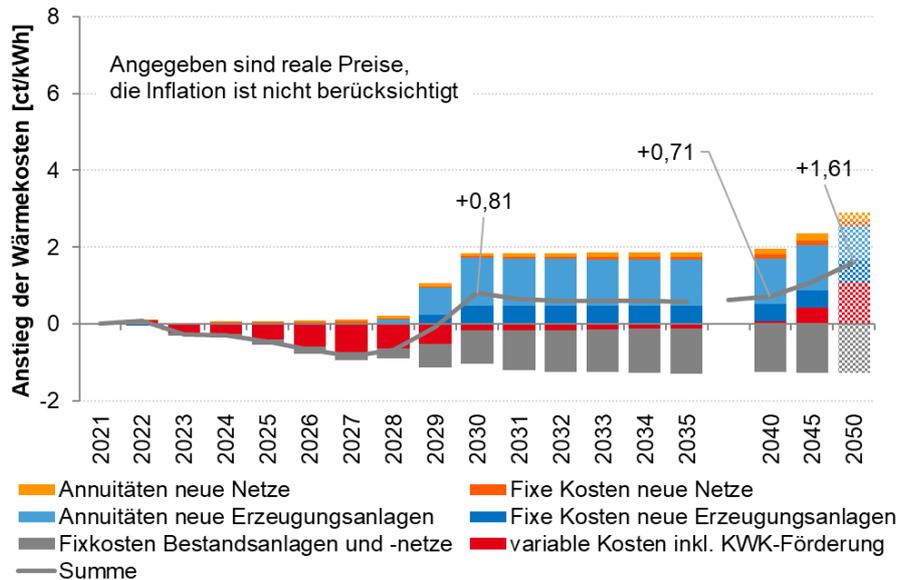


Abbildung 88: Ergebnis der wirtschaftlichen Bewertung: spez. Anstieg der Wärmekosten ggü. 2021, Transformationsszenario CP

Ergebnisse der Bewertung der Umweltverträglichkeit

Zur Bewertung der Umweltverträglichkeit des CP-Szenarios werden wie in den beiden Klimaschutzszenarien die CO₂-Emissionen betrachtet. In Abbildung 89 ist ersichtlich, dass die Emissionsminderung folgerichtig erst mit der Ersetzung der Wärmemengen aus den Kohleheizkraftwerken in den Jahren 2028 bis 2030 eintritt. Dabei reduzieren sich die Emissionen von ca. 3,3 Mio. t CO₂ auf 1,8 Mio. t CO₂. Bei einem ausschließlichen Blick auf die Quellbilanz sinken die Emissionen von 3,4 Mio. t CO₂ auf 1,9 Mio. t CO₂. Anschließend verbleiben die Emissionen auf einem konstanten Niveau, da weder Anpassungen im Anlagenpark noch Veränderung in der Erzeugung durch veränderte Marktbedingungen auftreten. Der Anteil der erneuerbaren Wärme verbleibt nach einer leichten Steigerung durch die Inbetriebnahme des Biomasseheizkraftwerkes im Jahr 2028 auf einem ähnlichen Niveau von ca. 20 % über den restlichen Zeitraum, da keine weiteren Erzeugungsanlagen dieser Art dem Anlagenpark hinzugefügt werden.

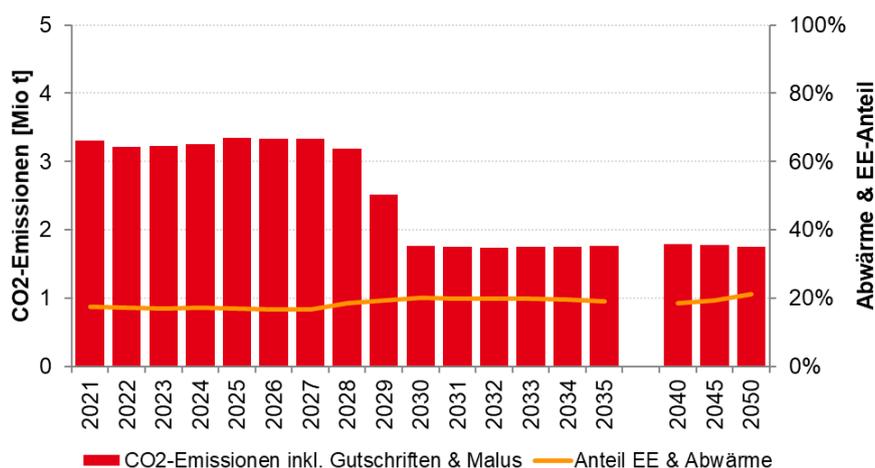
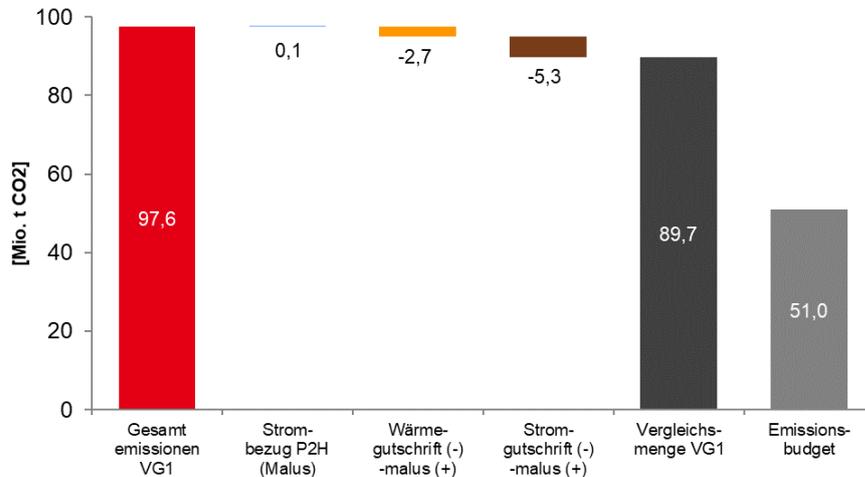


Abbildung 89: Entwicklung der CO₂-Emissionen und des Anteil Abwärme & EE, Transformationsszenario CP

Auch beim CP-Szenario wird das Emissionsbudget von 51 Mio. t CO₂ als Referenz für die insgesamt über den Zeitraum von 2015 bis 2050 durch den Anlagenpark generierten Emissionen angewendet. Im CP-Szenario entstehen über den betrachteten Zeitraum 89,7 Mio. t CO₂ (vgl. Abbildung 90), wovon 19,7 Mio. t CO₂ vor dem Start des Betrachtungszeitraums am ersten Januar 2021 bereits emittiert werden. Es werden ein Strommalus

B E T

für die Erzeugung von Wärme aus PtH-Anlagen und Wärmepumpen in Höhe von 0,1 Mio. t CO₂, eine Wärmegutschrift in Höhe von 2,7 Mio. t CO₂ für die Erweiterung und Verdichtung des Fernwärmenetzes sowie eine Stromgutschrift durch die erhöhte Stromproduktion des transformierten Anlagenparks in Höhe von 5,3 Mio. t CO₂ mit den direkten Emissionen aus den Quellen verrechnet und damit für die Bildung der Vergleichs-



menge berücksichtigt.

Abbildung 90: Emissionsbudget und Emissionsbudget-Vergleichsmenge bis zum Jahr 2050, Transformationsszenario CP

Vergleich der Fernwärme mit dezentralen Versorgungsoptionen

Für den Vergleich der Fernwärme mit den dezentralen Versorgungsoptionen zeigt Abbildung 91 die spezifischen Emissionen und Wärmeerzeugungskosten. Es ergeben sich für die Emissionen der jeweiligen Technologie ähnliche Entwicklungen wie im KS 80. Die Fernwärme reduziert ihre Emissionen wesentlich bis zum Jahr 2030 durch die Transformation des Anlagenparks. Anschließend steigen diese bis 2050 auf einen Wert von 105 g/kWh an. Im Vergleich zum Jahr 2030 werden in den folgenden Jahrzehnten durch die Gas-KWK des Anlagenparks weniger konventionelle Gas-Kraftwerke und besonders keine kohlebasierten Anlagen im Strommarkt verdrängt, da der EE-Anteil in 2050 auf 83 % gestiegen ist. Dadurch verringert sich die Stromgutschrift der Gas-KWK, wodurch die Emissionen der Fernwärme steigen. Die Emissionen des solarthermischen Systems bleiben über den gesamten betrachteten Zeitraum konstant. Während die Emissionen der Kombination aus Wärmepumpe und Gaskessel leicht sinken, wachsen die Emissionen des BHKW-Systems aus bereits im KS 80 genannten Gründen an. Langfristig betrachtet befinden sich die Emissionen der Fernwärme auf einem ähnlichen Niveau wie bei der Wärmepumpe. Jedoch auch im CP-Szenario sind die Einschränkungen zur Integration dezentraler Technologien wie der Wärmepumpe im innerstädtischen Bereich zu berücksichtigen.

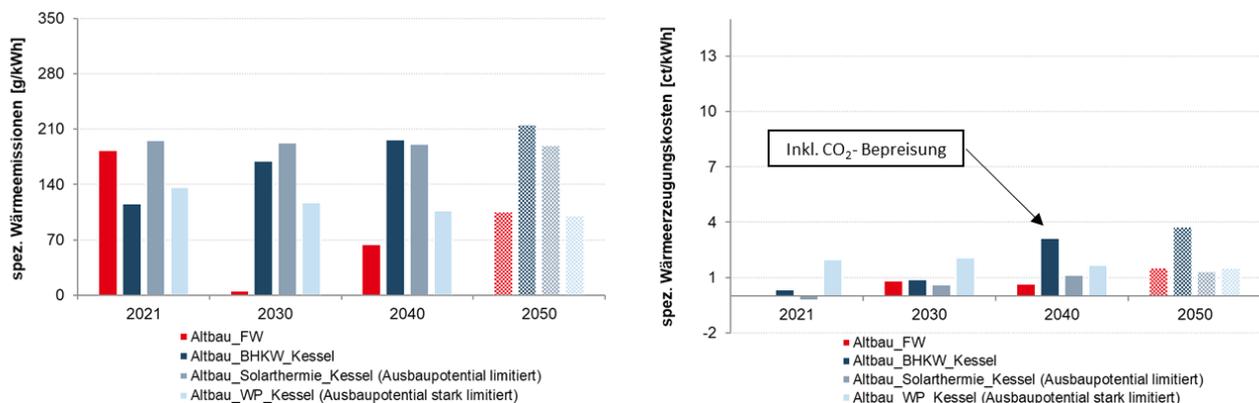


Abbildung 91: Vergleich der Emissionen und Anstieg der Wärmeerzeugungskosten ggü. 2021 von Fernwärme mit den dezentralen Versorgungsoptionen, CP

Betrachtet man nun die Wärmeerzeugungskosten im CP-Szenario, so ist grundsätzlich zu bemerken, dass hier keine CO₂-Bepreisung der dezentralen Versorgungsoptionen vorgenommen wird. Während in den beiden zuvor beschriebenen Szenarien die Fernwärme sowie die Kombination aus Wärmepumpe und Gaskessel die günstigsten Optionen darstellen, zeigt sich im CP-Szenario das solarthermische System langfristig als leicht

B E T

kostengünstiger gegenüber der Fernwärme und der Wärmepumpe. Hier wird die verzerrende Wirkung der derzeitigen Rahmenbedingungen ersichtlich: Während fossile Fernwärmeerzeugungsanlagen einen Preis für CO₂ zahlen müssen, sind für fossile dezentrale Wärmeerzeugungsanlagen derzeit keine Abgaben für CO₂ in entsprechender Höhe zu leisten und haben dadurch einen ungerechtfertigten ökonomischen Vorteil. Als kostenintensivste Option ergibt hier wie auch in den beiden anderen Szenarien weiterhin das System aus BHKW und Gaskessel.

11 REGULATORISCHER ANPASSUNGSBEDARF

Bei der Bewertung der Transformationspfade in den unterschiedlichen Szenarien zur Entwicklung des Energiemarktes und des Wärmebedarfs wurden für die Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung Annahmen zur künftigen Entwicklung von Steuern und Abgaben sowie zu Förderungen getroffen (vgl. hierzu Kapitel 6.3). Dies betrifft zum Beispiel das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG). Auch für den Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung (Power-to-Heat, Wärmepumpen) wird ausgehend von den derzeit gültigen Regelungen eine Entlastung von Entgelten, Steuern und Abgaben postuliert, sofern es sich dabei um überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien handelt.

Die Ergebnisse der Machbarkeitsstudie verdeutlichen, dass die energiepolitischen Rahmenbedingungen in Deutschland für den Umbau der Fernwärmeversorgung in Richtung Klimaneutralität dringend verbessert werden müssen. Das betrifft konkret die in Kapitel 6.3 beschriebenen Annahmen und umfasst darüber hinaus weitere Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sowie zur Verringerung des Einsatzes von fossilem Gas. Im Einzelnen ergibt sich insbesondere bei den folgenden Punkten ein Anpassungsbedarf bei den energiepolitischen Rahmenbedingungen¹⁰⁴:

- Das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) muss kurzfristig bis 2030 verlängert werden. Dies schließt eine adäquate Erhöhung des Bonus für den Ersatz von Kohle-KWK mit ein. Nur so entstehen verlässliche Rahmenbedingungen für Planung, Genehmigung und Errichtung für den Baustein hybride Gas-KWK als eine zugleich sozialverträgliche Lösung. Auch die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (Kohlekommission) fordert in ihrem Abschlussbericht eine solche Verlängerung.
- Die zügige Umsetzung des Wegfalls des PV-Ausbaudeckels sowie Erhöhung der Ausschreibungsmenge und verbesserte Rahmenbedingungen zum Ausbau der Windenergie (Onshore, Offshore), damit die für die erforderliche Sektorkopplung (Power-to-Heat, Power-to-Gas) notwendigen Ausbauziele zur Erzeugung erneuerbaren Stroms erreicht werden.
- Derzeit sind mit der Nutzung von Strom für die Wärmeerzeugung (z. B. Power-to-Heat, elektrisch betriebene Wärmepumpen) hohe Abgaben für EEG-Umlage, Stromsteuer und Netzentgelte verbunden. Die volkswirtschaftlich sinnvolle Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien für diese Anwendung – insbesondere in Überschusssituationen - erfordert eine Anpassung der Netzentgelt- und Umlagensystematik (u. a. Weiterentwicklung § 13 Abs. 6a EnWG „Nutzen statt Abregeln“).
- Im Transformationsszenario KS 95 werden – zusätzlich zu der kürzlich in Betrieb genommenen Anlage mit 120 MW am Standort Reuter - weitere Power-to-Heat-Kapazitäten in erheblichem Umfang zugebaut, die auch einen steigenden Beitrag zur Wärmeerzeugung aus erneuerbarem Strom leisten. Dies erfordert die Berücksichtigung und Umsetzung der erforderlichen Netzverstärkungen für die Power-to-Heat Maßnahmen im Netzentwicklungsplan 2030.
- Für eine vollständige Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung bis 2050 muss erneuerbares Gas in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen. Dazu sind technologische Weiterentwicklungen und eine Kostendegression bei der Herstellung von synthetischem Gas erforderlich, die – analog zur Entwicklung der Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – über energiepolitische Förderprogramme forciert werden können.
- Sofortige Einführung einer wirksamen und ambitionierten CO₂-Bepreisung für die nicht unter den Emissionshandel fallenden Anlagen im Gebäude- und Verkehrssektor. Nur auf diese Weise kann eine

¹⁰⁴ In den Beschlüssen des Klimakabinetts der deutschen Bundesregierung vom 20.09.2019 („Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030“) werden einige dieser Punkte aufgegriffen. Dies betrifft die CO₂-Bepreisung, die energetische Gebäudesanierung, das KWKG sowie den PV-Ausbaudeckel.

B E T

Steuerungswirkung hin zu weniger CO₂ für die beiden Sektoren erreicht werden. Eine CO₂-Steuer ließe sich schneller umsetzen und ist deshalb zu bevorzugen.

- Insbesondere für eine langfristige Dekarbonisierung des Gebäudesektors ist eine deutliche Erhöhung der Sanierungsraten und der Sanierungstiefe zur Verringerung des spezifischen Wärmebedarfs erforderlich. Hierzu müssen landes- und bundespolitische Rahmenbedingungen (u. a. Gebäudeenergiegesetz) geschaffen werden. Dies könnte z. B. durch Anhebung der Standards im Gebäudeenergiegesetz oder durch steuerliche Anreize für Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt werden. Bei diesen Maßnahmen ist insbesondere die Sozialverträglichkeit und Bezahlbarkeit von Wohnraum zu gewährleisten.
- Es sollte über eine Betriebsförderung zum Beispiel im Rahmen eines Wärmeerzeugungsbonus für Großwärmepumpen und Biomasseheiz(kraft)werke im Rahmen des KWKG nachgedacht werden. Für erneuerbare-Energien-Fernwärme und Abwärme-Fernwärme, die Kohlewärmeerzeugung ersetzt, sollte zusätzlich ein „Kohlewärmeersatzbonus“ gewährt werden.

12 FAZIT UND EMPFEHLUNG

Der Kohleausstieg in Berlin ist bis spätestens 2030 technisch und zu wettbewerbsfähigen Kosten machbar. Er führt gemäß den durchgeführten Modellberechnungen zu einer jährlichen Einsparung von bis zu 2,15 Mio. t CO₂ (Quellenbilanz, KS 95, ggü. 2021).

Die CO₂-Emissionen in Berlin gemäß der Quellenbilanz betragen 16,9 Mio. t CO₂ im Jahr 2016. Der Anteil der Strom- und Wärmeerzeugung der Vattenfall inklusive Inselnetze und FHW Neukölln AG lag bei 6,7 Mio. t CO₂ (knapp 40 %). Mit den bereits beschlossenen bzw. umgesetzten Maßnahmen (Abschaltung Braunkohle-Heizkraftwerk Klingenberg 2017, Ersatz Kraftwerk Lichterfelde 2019, Inbetriebnahme GuD Marzahn 2020 und Abschaltung des Kohleblocks Reuter C 2020) sinken die Emissionen der Machbarkeitsstudie in 2021 auf 5,4 Mio. t CO₂ (vgl. Abbildung 92).

Mit einem Ausstieg aus der Kohle leistet die Vattenfall-Fernwärme damit einen signifikanten Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele in Berlin.

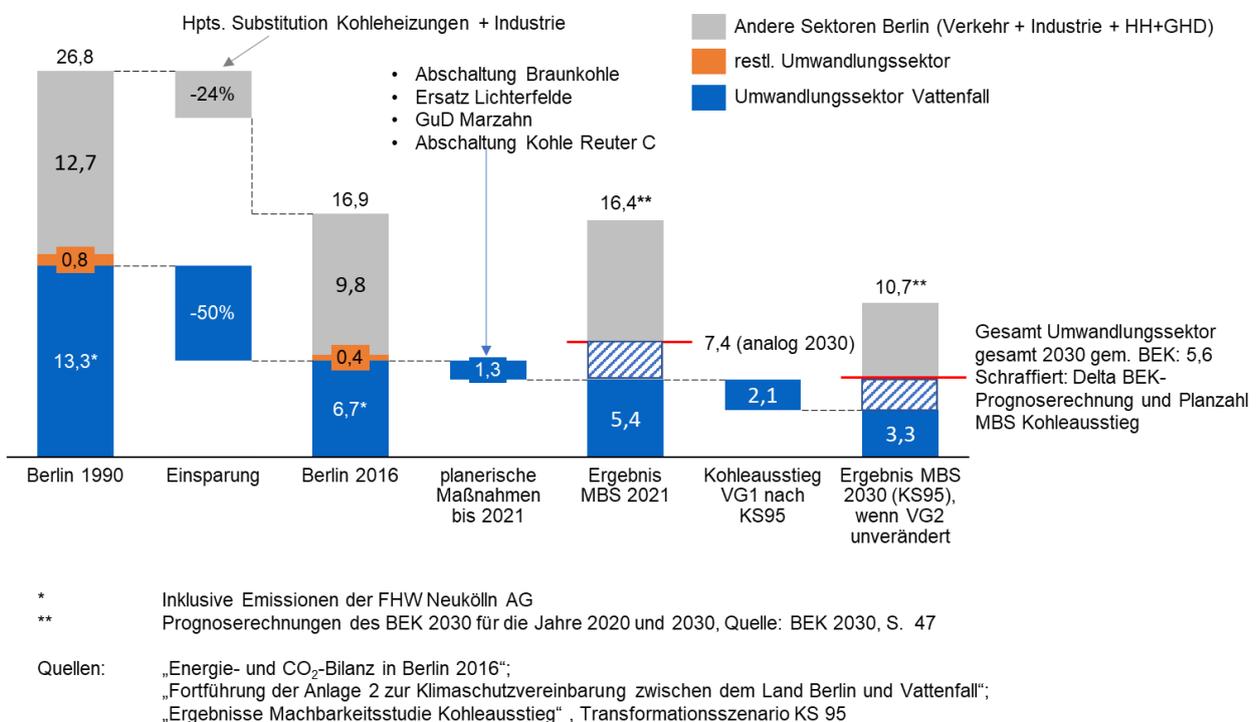


Abbildung 92: CO₂-Einsparungen im Fernwärmesystem im Kontext der Klimaziele des BEK 2030

Bezogen auf die gemäß BEK angestrebten Berliner Gesamtemissionen in 2021¹⁰⁵ entspricht der Kohleausstieg bis 2030 einer Einsparung von 13 % (Quellenbilanz). Eine vollständige Dekarbonisierung bis 2050 führt zur Einsparung der übrigen 3,3 Mio. t. Dies entspricht einer Einsparung von 21 % gegenüber den Berliner Gesamtemissionen in 2016.

Mit der Machbarkeitsstudie wurde ein neues, technisch und wirtschaftlich machbares Erzeugungskonzept für eine erfolgreiche, klima- und verbraucherfreundliche Wärmewende bei gleichzeitig hoher Versorgungssicherheit vorgelegt.

Das Fernwärmesystem bietet die Möglichkeit, Wärme aus verschiedenen Quellen aufzunehmen und zu verteilen. Die Nutzung und Integration erneuerbarer Energien (Geothermie, Biomasse) und der Abwärme anderer Quellen, die ansonsten ungenutzt in die Umwelt abgegeben werden müssten, und hocheffiziente modulare

¹⁰⁵ Bezogen auf die Zielwerte 2020 und 2030 wurde der Wert für 2021 durch lineare Interpolation ermittelt.

B E T

Gas-KWK-Konzepte werden wesentliche Bausteine für den Kohleausstieg für Berlin sein. Dazu leistet dieser Umbau des Fernwärmesystems in Berlin einen Beitrag zur Energiewende in Deutschland, in dem mit der hybriden KWK-Anlage gesicherte Stromerzeugungsleistung zur Verfügung gestellt wird.

Die Einbindung von erneuerbarem Strom über Sektorkopplung (Power-to-Heat, Power-to-Gas) liefert effizient klimaschonende Wärme für Metropolen mit ihren hohen Wärmelastdichten. Im Zeitraum bis 2050 bietet die Sektorkopplung in Verbindung mit den anderen Optionen für erneuerbare Wärme und Abwärme die Option auf eine vollständige Dekarbonisierung.

Die Umsetzung eines Transformationspfades in den Klimaschutzszenarien erfordert ein koordiniertes und sehr rasches Handeln zahlreicher Akteure (z. B. Vattenfall, kommunale Unternehmen des Landes Berlin, Genehmigungsbehörden, Netzbetreiber, Gesetzgeber):

- Die optimierte Nutzung der Abfallwärme und der Abwasserwärme am Standort Ruhleben könnte bereits bis 2023 erfolgen und damit einen ersten Beitrag zur Reduzierung der Wärmeerzeugung aus den Kohleheizkraftwerken leisten. Dies erfordert den zügigen Abschluss von Vereinbarungen (Wärmelieferverträge, Vereinbarungen zum technischen Konzept) zwischen VWB, BSR und BWB. Ebenso muss schnellstmöglich der bundesweite Förderrahmen für derartige Investitionsmaßnahmen geklärt werden. Weiterhin müssen die erforderlichen Investitionen auch auf Seiten der BSR und der BWB genehmigt und beschlossen werden. Die effiziente Abwärmennutzung aus der MüVA Ruhleben ist solange sinnvoll, soweit ohnehin Abfallmengen aus Berlin thermisch verwertet werden müssen (eine Reduzierung der Wärmeauskopplung würde zu keinen verringerten CO₂-Emissionen führen).
- Die Umrüstung des Kohleheizkraftwerkes Moabit kann bereits bis etwa 2025 erfolgen und damit als weiterer Schritt bis zum vollständigen Kohleausstieg deutlich vor 2030. Es sollte daher umgehend mit der Planung und Umsetzung begonnen werden. Wichtig ist dabei auch der Abschluss längerfristiger Verträge zur Nutzung des lokalen Biomasseaufkommens in Berlin und Umland.
- Auf dem besonders zeitkritischen Pfad für das Gelingen des vollständigen Kohleausstieges liegt die Planung, Genehmigung und Errichtung eines Gasnetzanschlusses für den Standort Reuter West aus dem Brandenburger Umland.
- Die hybride Gas-KWK Anlage muss so ausgelegt werden, dass sie perspektivisch mit klimaneutralem synthetischem Gas betrieben werden kann, um Lock-in-Effekte zu vermeiden.
- Die Erschließung der aufgezeigten Abwärmepotenziale im gewerblichen/industriellen Bereich erfordert entsprechende möglichst langfristige Vereinbarungen. Soweit durch Dritte klimaneutrale Wärmequellen im Fernwärmeversorgungssystem erschlossen werden können, müssen auch hier entsprechende Vereinbarungen und Verträge zur Einspeisung geschlossen werden.
- Auf Basis der durchgeführten Teilstudien sind die geothermischen Potenziale in Berlin an den untersuchten Kraftwerksstandorten eher ungünstig. Gleichwohl wird empfohlen, die aufgezeigten Potenziale zu nutzen, auch um Erfahrungen mit der konkreten Nutzung zu sammeln und um daraus Schlüsse für ggfs. weitere geothermische Potenziale an weiteren Standorten zu ziehen.
- Die Umstellung des KLB-Leiters auf den gleitenden Vorlauf wird als Maßnahme zur besseren Integration von industrieller Abwärme und erneuerbaren Energie empfohlen. Durch diese Maßnahme sinkt das Temperaturniveau des KLB-Leiters, abgesehen von Kälteperioden, auf 80°C.
- Die Nachverdichtung und Erweiterung der Fernwärmenetze empfiehlt sich insbesondere, um den Gebäudebestand mit hoher Wärmelastdichte, für die keine ökologisch und ökonomisch gleichwertigen dezentralen Lösungen zur Verfügung stehen, klimafreundlich zu versorgen. Eine wichtige Voraussetzung ist dabei, im Bereich der Wärmeversorgung ein „level-playing field“ zu schaffen. Konkret bedeutet dies, dass alle fossilen dezentralen Wärmeversorgungslösungen mit einem CO₂-Preis beaufschlagt werden müssen, welcher in der Höhe dem Preis im ETS-System entspricht, und in der Höhe deutlich ambitionierter als bisher ausfallen sollte.

B E T

- Eine wichtige Rolle zur Erreichung der Berliner Klimaschutzziele kommt der deutlichen Erhöhung der Wärmedämmstandards im Gebäudebestand zu. Um die aufgezeigten Sanierungsraten tatsächlich zu erreichen, sind einerseits erhebliche Investitionen in den Gebäudebestand erforderlich. Zum anderen sind flankierende Maßnahmen notwendig, um Wohnraum auch bei umfassenden Sanierungsraten bezahlbar zu belassen.

Neben diesen konkreten Handlungsempfehlungen haben die Analysen auch einige Punkte adressiert, die bis 2030 nicht realisiert werden können, die aber ggf. langfristig einen weiteren Beitrag für die Dekarbonisierung leisten können. Die Analysen haben gezeigt, dass schon das Dargebot an realisierbaren Optionen erneuerbarer Wärme bzw. Abwärme (u. a. industrielle Abwärme, Abwasserabwärme, Abfallabwärme, Flusswasserpumpe, Power-to-Heat) die Nachfrage nach Wärme im Sommer deutlich überschreitet. Daraus ergeben sich weitere Empfehlungen, wie die genannten Wärmeversorgungsoptionen besser integriert werden können und ggf. ein Teil des Erdgases/synthetischen Gases zurückgedrängt werden könnte:

- Ein saisonaler Wärmespeicher kann zur Integration von Umweltwärme und erneuerbarer Wärme, die im Sommer in großem Umfang zur Verfügung steht, wesentlich beitragen. Für diesen Speicher muss eine Fläche gefunden werden. Neue, innovative Wärmespeichertechnologien können den Flächenbedarf deutlich reduzieren und sollten deswegen weiter erforscht werden.
- Solange signifikante Abfallmengen am Standort Ruhleben weiterhin thermisch verwertet werden müssen, sollte auch geprüft werden, inwieweit eine saisonale Verlagerung der Abfallmengen in die Wintermonate (z. B. durch Ballierung) technisch und wirtschaftlich machbar ist.
- Falls im Rahmen einer Zero-Waste-Strategie langfristig die nicht-biogenen Abfallmengen deutlich zurückgehen oder ganz entfallen sollten, können die oben genannten Wärmeversorgungsoptionen den Verlust an Abfallabwärme kompensieren.
- Darüber hinaus könnten solarthermische Großanlagen einen weiteren Beitrag für eine Dekarbonisierung der Berliner Fernwärmeversorgung leisten. Bisher konnten keine geeigneten Flächen in dem erforderlichen, erheblichen Umfang gefunden werden. Um die Realisierungschancen einer solarthermischen Großanlage (inkl. eines dann auch erforderlichen saisonalen Wärmespeichers) zu verbessern, sollte die Flächenverfügbarkeit im Rahmen einer Umlandstrategie untersucht werden und geprüft werden, ob eine Fernwärmearbeitung in das Versorgungsgebiet Fernwärmeverbund Nord wirtschaftlich und technisch realisierbar wäre.

13 LITERATURVERZEICHNIS

- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics. (2018). *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*. Berlin: Agora.
- Amt für Statistik Berlin Brandenburg. (15. 10 2019). *Einwohner am Ort der Hauptwohnung am 31.12.2018*. Von <https://www.statistik-berlin-brandenburg.de/BasisZeitreiheGrafik/BasisEinwohnerregister.asp?Ptyp=300&Sageb=12041&creg=BBB&anzwer=10> abgerufen
- Amt für Statistik Berlin Brandenburg. (2019). *Statistischer Bericht : E IV 4 - j / 16 : Energie- und CO2-Bilanz in Berlin 2016*. Potsdam: Amt für Statistik.
- Amt für Statistik Berlin-Brandenburg. (2014). *Statistischer Bericht E IV 4 – j / 14*. Berlin.
- BLS Energieplan GmbH. (2019). Errichtung einer Wärmepumpenanlage zu Flusswasserkühlung am HKW-Standort Reuter/Reuter West. Berlin: Auftraggeber Vattenfall Wärme Berlin AG.
- Der Senat von Berlin . (2018). *Berliner Energie- und Klimaschutzkonzept 2030*. Berlin: Abgeordnetenhaus Berlin, Drucksache 18/0423 .
- Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt). (19. 10 2019). *Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte*. Von https://www.dehst.de/DE/service/archivsuche/archiv/SharedDocs/downloads/DE/Berichterstattung_2005-2007/EB2007_Stoffliste.pdf;jsessionid=8513E4E810E01432964AE80387D637AA.1_cid292?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen
- Deutsches Biomasseforschungszentrum. (2019). Kurzstudie zur Untersuchung des nachhaltigen Biomassereststoffpotenzials im Umkreis von Berlin. Berlin: Auftraggeber Vattenfall Wärme Berlin AG.
- Fraunhofer ISI & Consentec GmbH & ifeu. (2017). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basiszenario.
- GeoThermal Engineering. (2018). Konzeptstudie Geothermie an den Standorten der Kraftwerke Reuter und Moabit. Berlin: Auftraggeber Vattenfall Europe Wärme AG.
- IFEU, e. a. (2014). *Die Nutzung von Exergieströmen in kommunalen Strom-Wärme-Systemen zur Erreichung der CO2-Neutralität von Kommunen bis zum Jahr 2050*. Heidelberg.
- IFEU, e. a. (2014). *Die Nutzung von Exergieströmen in kommunalen Strom-Wärme-Systemen zur Erreichung der CO2-Neutralität von Kommunen bis zum Jahr 2050*. Heidelberg: BMU, Ufoplan, FK 3710 16 124.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2013). *Climate Change 2013. The Physical Science Basis. Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, New York, Melbourne, Madrid, Cape Town, Singapore, São Paulo, Delhi, Mexico City: www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2014). *Climate Change 2014. Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Geneva: www.ipcc.ch/report/ar5/syr/.
- LAK Energiebilanzen. (19. 10 2019). *Kohlendioxid (CO2) - Emissionsfaktoren nach Energieträgern*. Von <http://www.lak-energiebilanzen.de/methodik-der-co2-bilanzen/> abgerufen
- Länderarbeitskreis Energiebilanzen. (27. 08 2019). *Methodik der CO2-Bilanzen : CO2-Faktoren für energiebedingte Emissionen*. Von <http://www.lak-energiebilanzen.de/methodik-der-co2-bilanzen/>: <http://www.lak-energiebilanzen.de/methodik-der-co2-bilanzen/> abgerufen

- Öko-Institut e.V. & Fraunhofer ISI. (2015). Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht. Berlin.
- Öko-Institut e.V. & Prognos. (2017). *Zukunft Stromsystem - Kohleausstieg 2035 - Vom Ziel her denken*. Berlin: WWF Deutschland.
- PlanEnergi. (2019). Teilmachbarkeitsstudie Solarthermie. Kopenhagen: Auftraggeber Vattenfall Wärme Berlin AG.
- Potsdam Institut für Klimafolgenabschätzung (PIK), e. a. (2014). *Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin 2050*. Berlin: Auftraggeber Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt.
- Potsdam-Institut für Klimaforschung, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH, BLS Energieplan GmbH, et al. (2014). *Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin 2050*. Berlin: Auftraggeber Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt Berlin.
- Pyöry. (2019). *Teilstudie* .
- Stadtreinigung, B. (19. 10 2019). *Biogasanlage : Klimaschutz mit Bioabfall*. Von <https://www.bsr.de/biogasanlage-22250.php> abgerufen
- The Boston Consulting Group & Prognos. (Januar 2018). Klimapfade für Deutschland.
- Umweltbundesamt. (3. März 2018). *Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen nach Quellgruppen*. Von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen#textpart-1> abgerufen
- VGB Power Tech e.V. (2015). *Levelised cost of electricity* . Essen.
- WBGU - Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für Globale Umweltveränderungen. (2009). *Kassensturz für den Weltklimavertrag - Der Budgetansatz : Sondergutachten*. Berlin: Geschäftsstelle WBGU.

14 GESETZE UND NORMEN

AGFW-Arbeitsblatt FW 308: Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK Stroms, AGFW, September 2015

AGFW-Arbeitsblatt FW 309 Teil 6: Energetische Bewertung der Fernwärme – Bestimmung spezifischer CO₂-Emissionsfaktoren, AGFW, Juni 2016

ARegV, Anreizregulierungsverordnung: Behördliches Instrument zur Marktregulierung der Energieversorgung in Deutschland

EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706)

EWG Bln: Berliner Energiewendegesetz in der Fassung vom 22. März 2016 (GVBl. S. 122), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 26.10.2017 (GVBl. S. 548)

Finnische Methode: Anhang II - Verfahren zur Bestimmung der Effizienz des KWK-Prozesses, Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, 25. Oktober 2012

KWKG: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), zuletzt geändert durch Artikel 6 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706)

TEHG: Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 18. Januar 2019 (BGBl. I S. 37)

15 GLOSSAR UND ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AGFW, Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.: Verband der deutschen Heizkraftwerks- und Fernwärmenetzbetreiber

a, Jahr: Zeiteinheit

B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH: Beratungsunternehmen der Energie- und Wasserwirtschaft mit Hauptsitz in Aachen

BGF, Bruttogeschossfläche: Summe aller zur Verfügung stehenden Geschossflächen (gemessen an den Außenabmessungen)

BEK, Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm: Instrument der Berliner Klimaschutzpolitik zur Reduktion der Kohlendioxidemissionen in unterschiedlichen Handlungsfeldern

BeGeM, Berliner Gebäudeenergiemodell: Modell zur Prognose der spezifischen Endenergieverbräuche anhand von gebäudeblockscharfen Daten zum Baualtersklassen und Sanierungsstand der Stadt Berlin

BHKW, Block-Heizkraftwerk: Anlage zur Erzeugung von Strom und Wärme

CP, Current Policies Szenario: Szenario auf Basis derzeitiger energiepolitischer und regulatorischer Rahmenbedingungen (Stand Mitte 2018)

DEHSt, Deutsche Emissionshandelsstelle: Nationale Stelle Deutschlands zum EU-Emissionshandels im Umweltbundesamt

Dezentrale Versorgungsoption: Eine Versorgungsoption, die ein Gebäude oder einen Gebäudekomplex mit Wärme versorgt. Die Wärmeversorgung erfolgt direkt vor Ort ohne Durchleitung der Wärme durch ein Fernwärmenetz.

DT, Dampfturbine: Kraftmaschine zur Umwandlung der in Wasserdampf enthaltenen thermischen Energie in mechanische Rotationsenergie, die einen Stromgenerator antreibt.

EE, erneuerbare Energie: Energie aus nachhaltig nutzbaren Quellen, die sich natürlich regeneriert

EEG, Erneuerbare Energien-Gesetz: Gesetz zum Ausbau erneuerbarer Energien

EEG-Umlage: Abgabe des Stromendverbrauchers an den Übertragungsnetzbetreiber, um dessen Differenzkosten aus der Förderung von erneuerbaren Energien und deren Stromverkauf an der auszugleichen

Einsatzrangfolge, engl. Merit-Order: Einsatzrangfolge von Kraftwerken anhand ihrer Grenzkosten der Stromerzeugung oder Wärmeerzeugung

EUA, Emissionszertifikate, engl. emission allowance: Emissionszertifikate im Rahmen des EU-Emissionshandels

EWG Berlin, Berliner Energiewendegesetz: Gesetzlicher Handlungsrahmen zur Ausrichtung der Energie- und Klimaschutzpolitik in Berlin

el: elektrisch

FvN / FvS, Fernwärmeverbundnetz Nord / Süd: Teilverbundnetze des Berliner Fernwärmesystems

GT, Gasturbine: Kraftmaschine zur Umwandlung der im Treibstoff enthaltenen chemischen Energie in mechanische Rotationsenergie, die einen Stromgenerator antreibt.

B E T

GuD, Gas- und Dampfturbinenheizkraftwerk: KWK-Anlage in der in einem hocheffizienten Prozess Strom und Wärme erzeugt werden

GWh, Gigawattstunde: Maßeinheit zur Quantifizierung von Energiemengen (10^9 Wattstunden)

HWE, Heißwassererzeuger: Anlage zur Erzeugung von heißem Wasser, welches unter hohem Druck transportiert werden kann

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change: Zwischenstaatliche Institution zur Unterstützung politischer Entscheidungen durch Aussprache wissenschaftlich basierter Handlungsempfehlungen zum Klimawandel

KLB-Leiter: Vorlaufheißwasserleitung mit ganzjährig konstanter Vorlauftemperatur. Deswegen auf Konstant-Leiter. KLB leitet sich von den Hauptnutzern ab Klimaanlage, Lüftungsanlagen und Brauchwassererwärmungsanlagen

KS 80, Klimaschutzszenario 80: Klimaschutzszenario, das auf eine CO₂-Emissionsminderung um 80 % im Vergleich zu 1990 zielt

KS 95, Klimaschutzszenario 95: Klimaschutzszenario, das auf eine CO₂-Emissionsminderung um 95 % im Vergleich zu 1990 zielt

kWh, Kilowattstunde: Maßeinheit zur Quantifizierung von Energiemengen (10^3 Wattstunden)

KWK, Kraft-Wärme-Kopplung: Sammelbegriff für eine Vielzahl möglicher Anlagen, die in einem gekoppelten Prozess gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen

KWKG, Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz: Gesetz zur Regelung der Einspeisung und Vergütung von KWK-Anlagen

MW, Megawatt: Maßeinheit zur Quantifizierung einer Leistung, d. h. der erzeugten Energiemenge pro Zeitschritt (10^6 Watt)

MWh, Megawattstunde: Maßeinheit zur Quantifizierung von Energiemengen (10^6 Wattstunden)

PEV, Primärenergieverbrauch: Verbrauch an Energie, die durch Energieträger in unverarbeitete Form am Anfang der Wertschöpfungskette zur Verfügung gestellt wird

PtH, Power-to-Heat: Anlage, die unter Einsatz von EE-Strom Wärme erzeugt

PtG, Power-to-Gas: Sammelbegriff für die Herstellung und Nutzung von synthetischem Gas. Die Herstellung erfolgt mit Hilfe von erneuerbarem Strom

PV, Photovoltaik: Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie unter Nutzung von Sonnenenergie

SenUVK, Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz: Fachverwaltung des Berliner Senats für Umwelt-, Verkehrs- und Klimaschutzpolitik

SysMod, Simulations- und Optimierungsmodell: Berechnungsmodell zur Kraftwerkseinsatzplanung- bzw. -optimierung der B E T

Szenario: Qualitative und quantitative Beschreibung einer möglichen Entwicklung einer Gesamtheit technischer, wirtschaftlicher oder politischer Größen. Ein Szenario muss in sich konsistent sein.

Szenariorahmen: Beschreibung der Entwicklung der internationalen Energiemärkte (= Energiemarktszenario) und des Wärmebedarfes in dem untersuchten Versorgungsgebiet (= Wärmebedarfsszenario)

TEHG, Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz: Gesetzlicher Rahmen in Deutschland für den Handel mit Emissionszertifikaten

B E T

th: thermisch

TJ, Terajoule: Maßeinheit zur Quantifizierung von Energiemengen (Tera = 10^{12} ; 1 Joule = $2,78 \times 10^{-4}$ kWh)

TPI-Modell: Third-Party-Injection-Modell, Verrechnungsmodell für Wärme, die von Dritteinspeisern in das Fernwärmenetz geliefert wird.

Transformationsszenario: Gesamtheit einer Beschreibung der Entwicklung der internationalen Energiemärkte, des Wärmebedarfes in dem untersuchten Versorgungsgebiet und der Entwicklung des Portfolios aller Wärme erzeugenden, speichernden und verteilenden Anlagen im Versorgungsgebiet 1 der VWB. Ein Transformationsszenario besteht aus einem Szenariorahmen und einem Transformationspfad.

Transformationspfad: Beschreibung der Entwicklung des Portfolios aller Wärme erzeugenden, speichernden und verteilenden Anlagen im Versorgungsgebiet 1 der VWB.

Versorgungsoption: Eine Wärme erzeugende Anlage und gegebenenfalls Hilfseinrichtungen wie zum Beispiel ein Wärmespeicher.

TWW: Trinkwarmwasser

VG 1 / 2, Versorgungsgebiet 1 / 2: Teilgebiet zur Versorgung aus dem Fernwärmenetz

VEW, Vattenfall Europe Wärme AG: Tochtergesellschaft von Vattenfall, die am 01.01.2018 zur Vattenfall Wärme Berlin AG umfirmierte.

VWB, Vattenfall Wärme Berlin AG: Wärmeversorger der Stadt Berlin

WP, Wärmepumpe: Eine Technik mit der Wärme in einem niedrig temperierten Wärmedium z. B. Abwärme im Abwasser oder Umweltwärme in der Luft, unter Einsatz einer Antriebsenergie für die Fernwärme mit ihrem Temperaturniveau (in VG1 überwiegend 80 °C Vorlauftemperatur) nutzbar gemacht werden kann.

Wohneinheitenäquivalent: Eine prototypische Wohnung mit einem Anschlusswert in Höhe von 4,5 kW.

16 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Einordnung der Berliner Klimaschutzziele	2
Abbildung 2: Übersicht zum Endenergieverbrauch in Berlin (Quellen: Amt für Statistik Berlin-Brandenburg, eigene Berechnungen Machbarkeitsstudie) & Übersicht CO ₂ -Emissionen in Berlin 2016 (Quellenbilanz)	5
Abbildung 3: Vergleich Fernwärmeversorgung Berlin mit NRW und Hamburg	6
Abbildung 4: Vorlauftemperaturen des VG1 bzw. VG2	7
Abbildung 5: Fernwärmeversorgungsgebiete	8
Abbildung 6: Vereinfachte Darstellung des in der Machbarkeitsstudie genutzten hydraulischen Modells, VG1 11	
Abbildung 7: Vereinfachte Darstellung des in der Machbarkeitsstudie genutzten hydraulischen Modells, VG2 12	
Abbildung 8: Kriterienraster zur quantitativen und qualitativen Bewertung der Transformationsszenarien .	13
Abbildung 9: Schematische Darstellung des systemischen Ansatzes der Machbarkeitsstudie	17
Abbildung 10: Ergebnisse des Systemmodells	19
Abbildung 11: Ableitung eines Emissionsbudgets für das Fernwärmesystem der VWB in Berlin	23
Abbildung 12: Struktureller Aufbau eines Energiemarktszenarios	28
Abbildung 13: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in den untersuchten Studien	30
Abbildung 14: Entwicklung der Stromnachfrage in den untersuchten Studien	30
Abbildung 15: Entwicklung der Wärmenachfrage in den untersuchten Studien	31
Abbildung 16: Tabellarische Gegenüberstellung der wesentlichen Eckpunkte der drei Szenarien	32
Abbildung 17: Entwicklung der Kohlekapazitäten im KS 95	33
Abbildung 18: Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung und Entwicklung des EE-Anteils des Bruttostromverbrauchs im KS 95	34
Abbildung 19: Die sektorübergreifende Emissionsbilanz im KS 95	35
Abbildung 20: Entwicklung der Kohlekapazitäten im KS 80	36
Abbildung 21: Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung und Entwicklung des EE-Anteils des Bruttostromverbrauchs im KS 80	37
Abbildung 22: Die sektorübergreifende Emissionsbilanz im KS 80	37
Abbildung 23: Entwicklung der Kohlekapazitäten im CP	38
Abbildung 24: Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung und Entwicklung des EE-Anteils des Bruttostromverbrauchs im CP	39
Abbildung 25: Die sektorübergreifende Emissionsbilanz im CP	40
Abbildung 26: Gegenüberstellung der Brennstoffpreis- und CO ₂ -Preisentwicklung der drei Szenarien	41
Abbildung 27: Entwicklung des Gaspreises im KS 95-Szenario	41
Abbildung 28: Gegenüberstellung der Strompreise der drei Energiemarktszenarien	42
Abbildung 29: Nicht integrierbare erneuerbare Strommengen	44
Abbildung 30: Exemplarische Darstellung der Stromerzeugung für drei Wochen im Januar in 2040 aus KS 95 mit Überschuss EE-Strom	44
Abbildung 31: Anteil Stunden mit preissetzenden Technologien	45
Abbildung 32: Mittlere Emissionsfaktoren der Grenzkraftwerke im Vergleich	45

B E T

Abbildung 33: Übersicht zum regulatorischen Rahmen der Szenarien	46
Abbildung 34: Annahmen der Szenarien im Handlungsfeld Gebäude und Stadtentwicklung der Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin angepasst bezüglich Bevölkerungsentwicklung und Sanierungsrate im Ziel 2-/ KS 95-Szenario	50
Abbildung 35: Das Gebiet des Fernwärmeverbands Nord	52
Abbildung 36: Wärmedichte je Gebäudeblock im Versorgungsgebiet FvN, Stand 2010	55
Abbildung 37: Das Gebiet des Fernwärmeverbands Nord plus Erweiterungsgebiet	56
Abbildung 38: Fernwärmeabsatz (ohne Netzverluste) nach Neukunden (Verdichtung und Erweiterung) und Bestandskunden sowie Gesamtwärmebedarf aller Gebäude im Gebiet des FvN inkl. Erweiterungsgebiet, CP-Szenario	57
Abbildung 39: Fernwärmeabsatz (ohne Netzverluste) nach Neukunden (Verdichtung und Erweiterung) und Bestandskunden sowie Gesamtwärmebedarf aller Gebäude im Gebiet des FvN inkl. Erweiterungsgebiet, KS 80	58
Abbildung 40: Fernwärmeabsatz (ohne Netzverluste) nach Neukunden (Verdichtung und Erweiterung) und Bestandskunden sowie Gesamtwärmebedarf aller Gebäude im Gebiet des FvN inkl. Erweiterungsgebiet, KS 95	58
Abbildung 41: Aufteilung Fernwärmebedarf (inkl. Netzverlusten) für das FvN inkl. Erweiterungen im Klimaschutzszenario 95	59
Abbildung 42: Mittlere monatliche Last inklusive Netzverluste in 2020 und 2050 im Klimaschutzszenario 95	60
Abbildung 43: Fernwärmebedarf im FvS	60
Abbildung 44: Wärmebedarfe im VG1	61
Abbildung 45: Potenzielle Versorgungsoptionen für das Fernwärmenetz	62
Abbildung 46: Übersicht der Potenziale zur Nutzung Biomasse im Umkreis der Stadt Berlin ⁸²	71
Abbildung 47: Schematische Darstellung der Anlagen an Standort Ruhleben	72
Abbildung 48: Modellierter Temperaturverteilung (konservative Annahmen) an der Oberkante des Mittleren Buntsandsteins (links) sowie des Unteren Buntsandsteins (rechts) mit der Lage der Standort Reuter und Moabit auf Basis nach Kastner et al. (2013, angepasste Grafik) ⁸⁵	74
Abbildung 49: Einfluss von Kollektorfläche, Grundstückskosten und Länge der Transmissionsleitungen auf die Wärmeerzeugungskosten (System ohne Wärmespeicher und Wärmepumpe)	75
Abbildung 50: Konzepte zur Entnahme des Flusswassers der Spree ⁸⁷	76
Abbildung 51: Bandbreite des monatlichen Wärmeertrages in das Fernwärmesystem (gemittelt über Daten aus dem Zeitraum 2008-2017)	77
Abbildung 52: Übersicht der untersuchten Varianten einer hybriden Gas-KWK-Anlage	78
Abbildung 53: Übersicht zu den Eigenschaften der ausgewerteten Erzeugungstechnologien	80
Abbildung 54: Wärmebedarfsfall Gebäudetyp I: Neubaumehrfamilienhaus	81
Abbildung 55: Wärmebedarfsfall Gebäudetyp II: Gründerzeitaltbau, saniert	82
Abbildung 56: Übersicht über die definierten dezentralen Versorgungsoptionen für einen Neubau (Gebäudetyp I) und einen Altbau (Gebäudetyp II)	84
Abbildung 57: Bewertung der näher untersuchten Versorgungsoptionen für erneuerbare Wärme und Abwärme	88
Abbildung 58: Grundsätzliches Schema der Einsatzsimulation durch B E T	90
Abbildung 59: Ableitung der Wärmegegostehungskosten inklusive der Netzmehrkosten	92

B E T

Abbildung 60: Ermittlung der CO ₂ -Emissionen auf der Basis der Gesamtemissionen vermindert um die Wärmegutschrift und erhöht um den Strommalus. Beispiel Transformationsszenario KS 95	95
Abbildung 61: Aufteilung der direkten CO ₂ -Emissionen auf die Komponenten Strom und Wärme, Beispiel Transformationsszenario KS 80, VG1	96
Abbildung 62: Spezifische Emissionen der Wärmeerzeugung gemäß der systemischen Methode der Machbarkeitsstudie, der AGFW Methode und der finnischen Methode, Beispiel Transformationsszenario KS 80	97
Abbildung 63: Übersicht über die installierten thermischen Leistungen im Transformationsszenario KS 95, Versorgungsgebiet 1.....	98
Abbildung 64: Investitionen in Erzeugungsanlagen und Netze im Transformationsszenario KS 95, Versorgungsgebiet 1.....	99
Abbildung 65: Ergebnis der Einsatzsimulation: Wärmeerzeugungsmengen im Transformationsszenario KS 95	100
Abbildung 66: Ergebnis der Einsatzsimulation: Stromerzeugungsmengen im Transformationsszenario KS 95	101
Abbildung 67: Ergebnis der wirtschaftlichen Bewertung: spez. Anstieg der Wärmekosten ggü. 2021, Transformationsszenario KS 95	102
Abbildung 68: Ergebnisse der Bewertung: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen und des Anteil Abwärme & EE	103
Abbildung 69: Ergebnisse der Bewertung: Emissionsbudget und Emissionsbudget-Vergleichsmenge bis zum Jahr 2050	104
Abbildung 70: Kurzbeschreibung der betrachteten Sensitivitäten im Klimaschutz-Transformationsszenario KS 95	104
Abbildung 71: Ergebnisse der Sensitivitäten für das Klimaschutzszenario KS 95	105
Abbildung 72: Darstellung der monatlichen Wärmeerzeugungsmengen in der Sensitivität zur Reduzierung des Einsatzes von synthetischem Gas.....	108
Abbildung 73: Vergleich der Emissionen und des Anstiegs der Wärmeerzeugungskosten ggü. 2021 von Fernwärme mit den dezentralen Versorgungsoptionen, KS 95.....	110
Abbildung 74: Übersicht über die installierten thermische Leistungen im Transformationsszenario KS 80, Versorgungsgebiet 1.....	111
Abbildung 75: Investitionen in Erzeugungsanlagen und Netze im Transformationsszenario KS 80, Versorgungsgebiet 1.....	112
Abbildung 76: Ergebnis der Einsatzsimulation: Wärmeerzeugungsmengen im Transformationsszenario KS 80	113
Abbildung 77: Ergebnis der Einsatzsimulation: Stromerzeugungsmengen im Transformationsszenario KS 80	113
Abbildung 78: Ergebnis der wirtschaftlichen Bewertung: spez. Anstieg der Wärmekosten ggü. 2021, Transformationsszenario KS 80	114
Abbildung 79: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen und des Anteil Abwärme & EE, Transformationsszenario KS 80	114
Abbildung 80: Emissionsbudget und Emissionsbudget-Vergleichsmenge bis zum Jahr 2050, Transformationsszenario KS 80	115
Abbildung 81: Darstellung der im Transformationsszenario KS 80 gerechneten Sensitivitäten	115
Abbildung 82: Ergebnisse der Sensitivitäten für das Klimaschutzszenario KS 80	116

B E T

Abbildung 83: Vergleich der Emissionen und Anstieg der Wärmeerzeugungskosten ggü. 2021 von Fernwärme mit den dezentralen Versorgungsoptionen, KS 80.....	117
Abbildung 84: Übersicht über die installierten thermische Leistungen im Transformationsszenario CP, Versorgungsgebiet 1.....	117
Abbildung 85: Investitionen in Erzeugungsanlagen und Netze im Transformationsszenario KS 80, Versorgungsgebiet 1.....	118
Abbildung 86: Ergebnis der Einsatzsimulation: Wärmeerzeugungsmengen im Transformationsszenario CP 118	118
Abbildung 87: Ergebnis der Einsatzsimulation: Stromerzeugungsmengen im Transformationsszenario KS 80 119	119
Abbildung 88: Ergebnis der wirtschaftlichen Bewertung: spez. Anstieg der Wärmekosten ggü. 2021, Transformationsszenario CP	120
Abbildung 89: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen und des Anteil Abwärme & EE, Transformationsszenario CP 120	120
Abbildung 90: Emissionsbudget und Emissionsbudget-Vergleichsmenge bis zum Jahr 2050, Transformationsszenario CP	121
Abbildung 91: Vergleich der Emissionen und Anstieg der Wärmeerzeugungskosten ggü. 2021 von Fernwärme mit den dezentralen Versorgungsoptionen, CP.....	121
Abbildung 92: CO ₂ -Einsparungen im Fernwärmesystem im Kontext der Klimaziele des BEK 2030	125
Abbildung 93: Räumliche Auflösung des eingesetzten Wetterdatensatzes	146
Abbildung 94: Auslegung dezentrale Versorgungsoptionen für Gebäudetyp I.....	148
Abbildung 95: Auslegung dezentrale Versorgungsoptionen für Gebäudetyp II.....	149
Abbildung 96: Das Gebiet des Fernwärmeverbunds Nord plus Erweiterungsgebiet	150
Abbildung 97: Spezifische Emissionen der Wärmeabgabe nach verschiedenen Methoden, KS 95	150
Abbildung 98: Spezifische Emissionen der Wärmeabgabe nach verschiedenen Methoden, KS 80	150
Abbildung 99: Spezifische Emissionen der Wärmeabgabe nach verschiedenen Methoden, CP	150

17 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Vom IPCC errechnete maximale Emissionsbudgets in Milliarden Tonnen CO ₂ (Gt) für den Zeitraum 2015 bis 2050 in Abhängigkeit der Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung der Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs	22
Tabelle 2:	Übersicht über die Studien zur Ableitung der Entwicklungen in den übrigen Sektoren	29
Tabelle 3:	Bevölkerungsprognose 2018-2050.....	50
Tabelle 4:	Annahmen zum spezifischen Endenergiebedarf	52
Tabelle 5:	Wärmereduktionsfaktor.....	53
Tabelle 6:	Bestandskundenabsatz-Entwicklung.....	53
Tabelle 7:	Fernwärmeabsatz der Verdichtungskunden.....	55
Tabelle 8:	Ableitung der Kapazitätslücke nach Berücksichtigung der Bestandanlagen.	87
Tabelle 9:	Ableitung der Kapazitätslücke nach Berücksichtigung der gesicherten Leistung der Versorgungsoptionen mit erneuerbarer Wärme und Abwärme.....	89
Tabelle 10:	Verwendete Emissionsfaktoren für die eingesetzten Brennstoffe	93
Tabelle 11:	Darstellung der Wirkung einer Variation der thermisch verwerteten Abfallmengen auf die Emissionen	106
Tabelle 12:	Übersicht über zusätzliche Maßnahmen der Sensitivität zur Reduktion des Einsatzes von synthetischem Gas	108
Tabelle 13:	Kriterienraster zur Bewertung der Transformationsszenarien	140

18.1 Anhang (Institutionen der Mitglieder des Begleitkreises)

Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz, Land Berlin

Vattenfall Wärme Berlin AG

B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen

AfD-Fraktion im Abgeordnetenhaus von Berlin

CDU-Fraktion im Abgeordnetenhaus von Berlin

Fraktion DIE LINKE. im Abgeordnetenhaus von Berlin

Fraktion der Freien Demokraten im Abgeordnetenhaus von Berlin

Fraktion Bündnis 90/Die Grünen im Abgeordnetenhaus von Berlin

SPD-Fraktion des Abgeordnetenhauses von Berlin

AGEB AG Energiebilanzen e. V.

Agora Energiewende

BBU Verband Berlin-Brandenburgischer Wohnungsunternehmen e.V.

Berliner Mieterverein e.V.

Berliner Stadtreinigungsbetriebe Anstalt des öffentlichen Rechts (BSR)

Berliner Wasserbetriebe

BUND für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) Landesverband Berlin e.V.

Bündnis Kohleausstieg Berlin

Greenpeace e.V. Politische Vertretung Berlin

Industrie- und Handelskammer zu Berlin (IHK)

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH, Berlin

ver.di - Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft Bundesverwaltung

WWF Deutschland

Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe, Land Berlin

Senatskanzlei Berlin

PowerShift e.V

B E T

18.2 Anhang (Kriterienraster)

Tabelle 13: Kriterienraster zur Bewertung der Transformationsszenarien

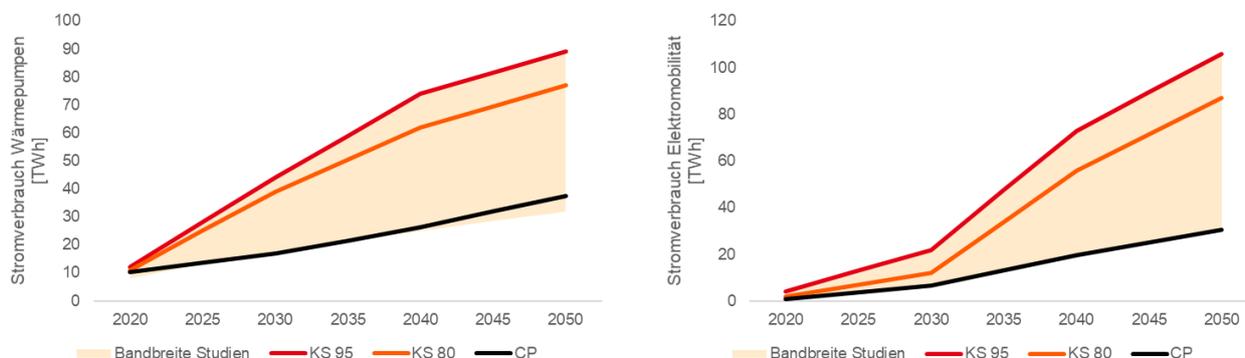
	Kriterium	Bewertungsgröße	Quantitativ & qualitativ
Wirtschaftlichkeit	Wärmegestehungskosten (Vollkosten) unter Berücksichtigung von Stromerlösen und Mindestrendite	Berechnung der Wärmeerzeugungskosten inkl. der transformationsszenariospezifischen Netzkosten je Jahr und als Barwert über den gesamten Betrachtungszeitraum	Quantitativ
	Kapitalbedarf	Summe CAPEX für Neuanlagen	Quantitativ
	Robustheit der Wirtschaftlichkeit	Ermittlung der Abweichung vom Referenzszenario der Kosten der Wärmeerzeugung ausgedrückt in %	Quantitativ
	Fördersicherheit/-bedarf	Beschreibung der in die Bewertung einbezogenen Förderungen und des rechtlichen Status der Förderung; in die Wirtschaftlichkeitsrechnung einbezogen werden die bestehenden Förderinstrumente bzw. Annahmen über die Fortsetzung bestehender Förderinstrumente.	Qualitativ & quantitativ
Akzeptanz	Effekte auf den Wärmepreis	Umrechnung der Wärmeerzeugungskosten je Jahr (siehe Kriterium Wirtschaftlichkeit) in spezifische Kosten je kWh und Ausweisung der Differenz zwischen Referenzentwicklung und dem jeweiligen Transformationsszenario Ggf. Nennung des Anteils der Wärmeerzeugungskosten an den derzeitigen Fernwärmepreisen z. B. für typische Beispielkunden	Quantitativ
	Regionale Wertschöpfung	<p>Qualitative Beschreibung der Unterschiede zwischen Referenzentwicklung und Transformationsszenario der Wertschöpfungskette und des jeweiligen regionalen Anteils an dieser Kette. Wertschöpfung wird hierbei verstanden als Differenz zwischen Gesamtleistung und Vorleistungen aller Unternehmen,</p> <ul style="list-style-type: none"> • die im Untersuchungsraum Wärme erzeugen oder • die im Rahmen des Transformationsszenarios Anlagen zur Wärmeerzeugung /-verteilung liefern oder zur Gebäudesanierung beitragen und • die Brennstoffe, Hilfsstoffe usw. für die Verwendung im Rahmen des Transformationsszenarios herstellen. <p>Eine Wertschöpfung gilt als regional, wenn sie bei Unternehmen / Betrieben in Berlin oder Brandenburg entsteht.</p>	Qualitativ

B E T

	Kriterium	Bewertungsgröße	Quantitativ & qualitativ
Umweltverträglichkeit	CO₂-Emissionen Spez. & absolut (Emissionsbudget)	Aufteilung der CO ₂ -Emissionen aller wärmeerzeugenden Anlagen und Aufteilung auf Strom & Wärme gemäß AGFW FW 309 Teil 6 (Carnot-Methode ggf. Arbeitswertmethode) Kommentierung in Hinblick auf Quellen- und Verursacherbilanz	Quantitativ
	Primärenergiefaktor	Berechnung nach AGFW FW 309 Teil 1 (aktuell) und nach AGFW FW 309 Teil 1 (Entwurf)	Quantitativ
	Sonstige Umweltwirkungen (NO_x-, Schall-, Feinstaub-emissionen)	Aussage über die Konformität mit den zu erwartenden BREF / BAT im Jahre 2030	Qualitativ
	Flächenverbrauch (direkt)	Direkter Flächenverbrauch der Wärmeerzeugungstechnologien	Quantitativ
Technik	Flexibilität	Operativ Flexibilität: Hoch, mittel, tief unter Berücksichtigung von Laständerungsgeschwindigkeiten und Mindestteillast und Mindeststillstandsdauer / Mindestbetriebsdauer	Qualitativ
	Realisierungsdauer	Angabe der Realisierungsdauern für alle Neuanlagen und Infrastrukturmaßnahmen	Quantitativ
	Entwicklungsstand Technologie / Marktreife	Qualitativ unter Berücksichtigung von Erfahrungswerten mit den Technologien	Qualitativ
	Skalierbarkeit / Erweiterbarkeit / Anpassungsfähigkeit (Vermeidung Lock-in)	Strategische Flexibilität: Hoch, mittel, tief unter Berücksichtigung von Kriterien wie Flexibilität bei der Wahl der Dimensionierung der Anlage, des Investitionszeitpunkts und ggf. der Desinvestition von Anlageanteilen	Qualitativ
	Integrationsfähigkeit	Experteneinschätzung sehr gut, gut, schlecht darüber wie sich ein Transformationsszenario in das Energieversorgungssystem der Zukunft einfügt	Qualitativ
	Sektorenkopplungsfähigkeit und Aufnahme / Back-up für EE-Strom	Experteneinschätzung sehr gut, gut, schlecht unter Berücksichtigung der Aufnahme von EE-Strom in Relation zur Marktsituation von Strom.	Qualitativ
	Innovationsoffenheit und Systemoffenheit für dezentrale Lösungen	Experteneinschätzung sehr gut, gut, schlecht bzgl. der Offenheit des Versorgungssystems zukünftig mehr dezentrale Eigenerzeugung von Wärme vorzunehmen	Qualitativ

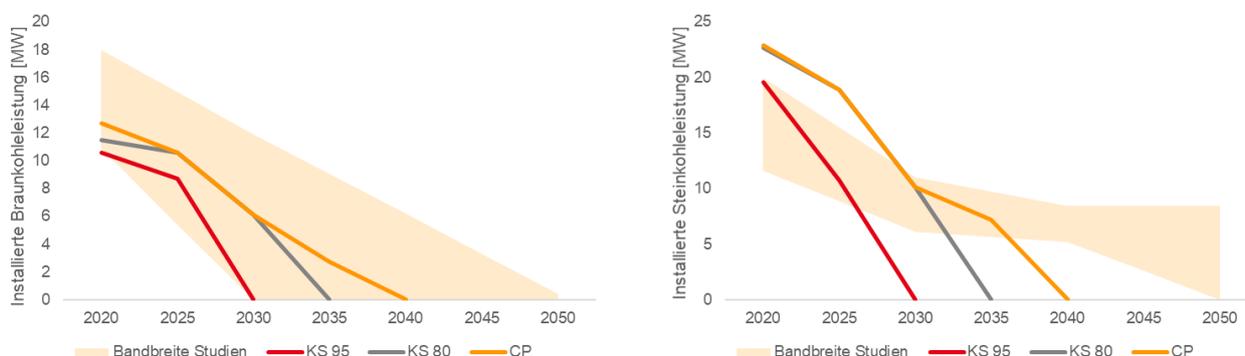
18.3 Anhang (Vergleichende Einordnung im Kontext der betrachteten Studien)

Ausgestaltung der Sektorkopplung:



Allen Studien ist gemein, dass sie die Auswirkungen der Sektorkopplung auf den Stromsektor bis 2020 auf einem ähnlichen Niveau sehen. Insbesondere bei der Entwicklung der Elektromobilität erfolgt die Projektion der Stromnachfrage über die Studien hinweg in einem engen Rahmen. Erst nach 2030 fächern die Studien bezüglich des Stromverbrauchs durch Elektromobilität weiter auf. Die Zielzustände der Szenarien in der Studienlandschaft weisen in 2050 einen großen Unterschied auf. Die für die drei Szenarien gewählten Projektionen liegen bei CP und KS 95 jeweils am unteren bzw. oberen Rand der Studienlandschaft, lediglich bei der Nachfrage durch Wärmepumpen gibt es eine Studie mit einer konservativeren langfristigen Abschätzung.

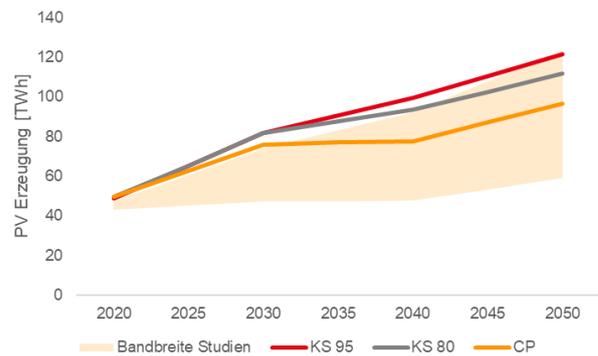
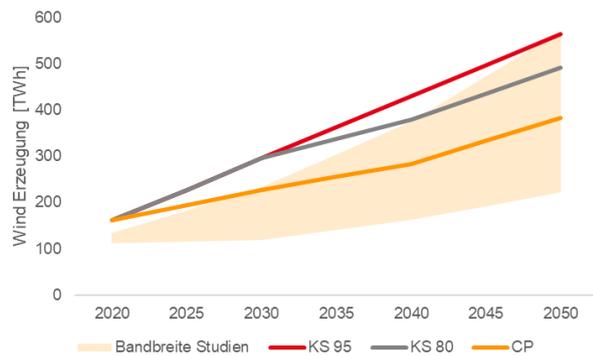
Entwicklung der Kohlekraftwerksparks bei Szenarien mit vorzeitigem Ausstieg



Die Studienlandschaft zeigt sehr unterschiedliche Ausstiegspfade für Kohlekraftwerke auf, in allen Studien erfolgt ein vollständiger Ausstieg der Braunkohleverstromung bis spätestens 2050, insbesondere bei ambitionierten Klimaschutzzielen erfolgt der Ausstieg schon bis 2030. Auffällig ist das Alter der Studien insbesondere wenn das Niveau im Jahr 2020 berücksichtigt wird. Bei Braunkohlekraftwerken findet oftmals die eingeführte Sicherheitsbereitschaft noch keine Berücksichtigung, bei Steinkohlekraftwerken wurden bereits signifikante Stilllegungen im Zeitraum 2015-2020 unterstellt, bzw. Kraftwerksblöcke wie Datteln 4 nicht in Betrieb genommen. Bei Steinkohlekraftwerken liegt die installierte Leistung in 2020 im KS 80 und CP daher über dem Niveau der Studienlandschaft, jedoch wird auch hier der Studienrahmen in 2030 wieder erreicht. In den untersuchten Studien erfolgt ein vollständiger Ausstieg aus der Steinkohle erst bis 2050, im Zeitraum davor verbleibt oftmals eine signifikante Menge an Kohlekraftwerken im System. Diese Kraftwerke haben je nach Ausgestaltung des jeweiligen Szenarios teilweise nur wenige Vollbenutzungsstunden und es ist unklar, ob sie außerhalb der Markterlöse noch eine weitere Vergütung erhalten. Es zeigt sich, dass die genutzten Steinkohleausstiege ambitionierter sind, als im Studienrahmen angenommen.

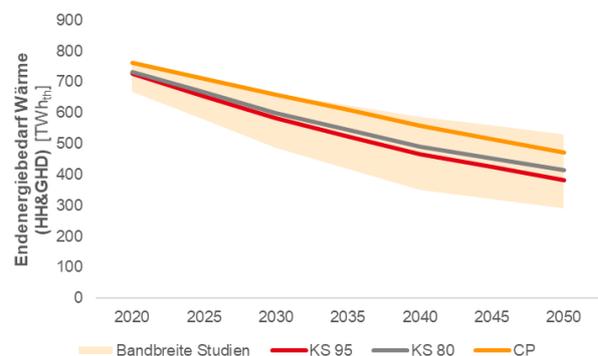
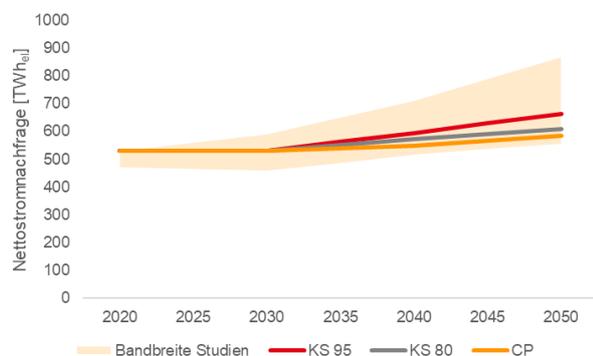
Ausgestaltung der EE-Erzeugung:

B E T



Die Studienlandschaft unterscheidet sich teilweise signifikant in der Gewichtung Onshore- und Offshore-Wind-erzeugung, daher wird an dieser Stelle für die bessere Vergleichbarkeit die Summe aus beiden gewählt. Darüber hinaus ist auch zu berücksichtigen, dass die Studien zum Teil schon älteren Datums sind. Teilweise sind (insbesondere bei Wind) die Erzeugungsmengen in 2020 wesentlich geringer als die aktuellen Erwartungswerte. Keine der Studien berücksichtigt die Sonderausschreibung des Koalitionsvertrags und das 65 % Ziel in 2030, daher erfolgte eine Anpassung der genutzten Daten durch B E T. Wenn auch die Pfade teilweise steiler verlaufen, befinden sich die Zielzustände bei PV und bei Wind wieder im durch den Studienrahmen abgesteckten Bereich. Insbesondere orientiert sich das Current Policies Szenario nicht am unteren Rand der Studienlandschaft, da hier eine Fortschreibung des Status quo unterstellt wird, so dass der Ausbau Erneuerbarer auch langfristig weiter fortschreitet (teilweise wird in den Studien ein Auslaufen der Förderungen unterstellt, was dann zu einem Kapazitätsrückgang führt).

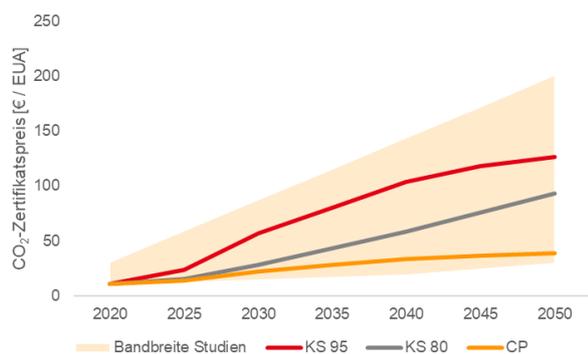
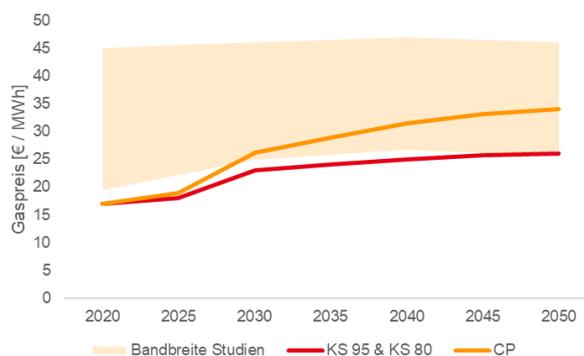
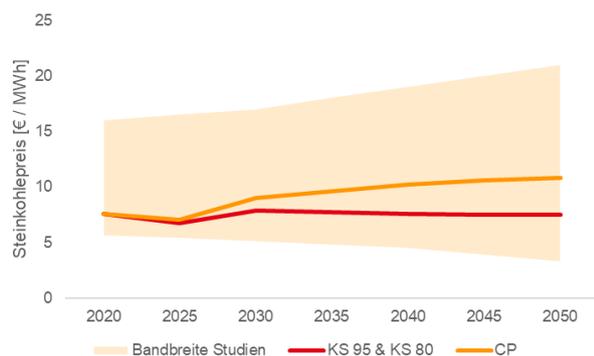
Entwicklung der Stromnachfrage und des Endenergiebedarfs für Wärme für HH & GHD:



Alle Szenarien der Studienlandschaft weisen langfristig ein Wachstum der Stromnachfrage auf, da auch in den Referenzentwicklungen ein Anstieg des Stromverbrauches durch Sektorkopplung unterstellt wird. In der kurzen Frist unterscheiden sich die Szenarien insbesondere in der Bewertung der Effizienzgewinnen: Während einzelne Szenarien von einem Rückgang der Stromnachfrage zwischen 2020 und 2030 ausgehen, unterstellen andere einen Anstieg. Da die Szenarien des Gutachtens von einer Stagnation aufgrund der Kompensation aus Wachstum und Effizienzgewinnen ausgehen, bewegen sie sich in der Mitte des Studienraums. In den berücksichtigten Studien finden sich keine Szenarien mit ausgeprägter innerdeutscher Power-2-Gas Industrie, welche zu vierstelligen Werten für die Stromnachfrage führen würden. Da die drei Szenarien der Machbarkeitsstudie von einer Stagnation bis 2030 ausgehen, führt auch das anschließende Wachstum in den KS Szenarien dazu, dass die Stromnachfrage in 2050 eher im Mittelfeld der Bandbreite aus den Studien anzusiedeln ist.

Im Endenergiebedarf der Wärme orientieren sich die im Gutachten verwendeten Projektionen an solchen Szenarien, denen eine als realistischer eingestufte Sanierungsrate und –tiefe zugrunde liegt. So stellen die Studien, welche sich für die untere Bandbreite der Wärmenachfrage verantwortlich zeichnen, infrage, ob die deutsche Bauwirtschaft in der Lage ist, die unterstellten Sanierungsraten zu gewährleisten. Somit bewegt sich die Entwicklung der Wärmenachfrage für die Klimaschutz Szenarien in der Mitte der Studienlandschaft.

Preisentwicklungen der Brennstoff- und CO₂-Preise



Aufgrund des verwendeten Modellierungsansatzes entsprechen die genutzten Projektionen bis 2022 den handelbaren Futureprodukten (Terminpreise). Bei den Brennstoffpreisen liegen die Terminpreise am unteren Rand bzw. außerhalb des Korridors der Projektionen der Studienlandschaft. Dabei zeigt die Studienlandschaft bereits in 2020 eine hohe Bandbreite in der Entwicklung der Steinkohlepreise, diese führt zu einem großen Möglichkeitenraum in 2050. Da das in der Machbarkeitsstudie gewählte Niveau in 2020 am unteren Ende der Bandbreite angesiedelt ist, liegen auch die langfristigen Projektionen eher am unteren bis mittleren Ende. Analoge Aussagen lassen sich in Bezug auf das Gaspreisniveau treffen, auch hier führt die Nutzung eines wesentlich geringeren Preises in 2020 dazu, dass die langfristigen Projektionen am unteren Rand des Studienrahmes anzusiedeln sind.

Da die Entwicklung des CO₂-Preises im Wesentlichen durch die politische Koordination und das zugehörige Ambitionsniveau bestimmt wird, ist bei diesem Wert eine bessere Vergleichbarkeit gegeben. So zeigt sich, dass das CO₂-Niveau in Current Policies in etwa dem unteren Rand der Studienlandschaft entspricht. Der CO₂-Preis im KS 95 verläuft zwar nicht ganz am oberen Rand der Preisentwicklung der Studienlandschaft, spannt aber dennoch eine große Bandbreite auf. So gibt es Szenarien in den betrachteten Studien, bei denen in ambitionierten Klimaschutzszenarien langfristige CO₂-Preise von 200€/EUA in 2050 unterstellt werden. Solch extrem hohen Preise werden im Rahmen der Machbarkeitsstudie nicht betrachtet.

18.4 Anhang (Modellbeschreibung)

Funktionsweise von *B E T - EuroMod*

B E T - EuroMod ist ein fundamentales Marktmodell zur Analyse des europäischen Strommarktes und der langfristigen Entwicklung des Energiesystems in Europa. Das Modell bildet die strukturellen und technischen Eigenschaften der zentralen Bestandteile des Energiesystems im Detail ab und modelliert auf dieser Basis die Marktmechanismen im europäischen Binnenmarkt für Strom. *B E T - EuroMod* ist ein Modell, das zunächst den Kraftwerkspark kostenoptimal ausbaut (Investitionen/Desinvestitionen) und dann den optimalen Kraftwerkseinsatz (Dispatch) bestimmt. In einer dritten Stufe wird basierend auf den Kraftwerkseinsätzen und den sich einstellenden Transferflüssen eine Projektion der stündlichen Strompreise für alle Modellregionen erstellt. Dabei ist das Modell als lineares Optimierungsmodell abgebildet.

B E T - EuroMod modelliert den Strommarkt in Zentraleuropa. Die wesentlichen im Modell abgebildeten Regionen sind Deutschland, Schweden, Norwegen, Dänemark, Niederlande, Großbritannien, Belgien, Frankreich, Schweiz, Italien, Österreich, Tschechien und Polen. Angrenzende Regionen finden als Satellitenregionen im Modell Berücksichtigung.

Die Modellierung der verschiedenen Modellregionen erfolgt simultan, so dass sowohl Kraftwerksinvestitions- wie auch Kraftwerkseinsatzentscheidungen unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten sowie der Zusammensetzung und Kostenstruktur des europäischen Kraftwerksparks getroffen werden. Die Optimierung der grenzüberschreitenden Stromflüsse erfolgt somit unter Berücksichtigung der Marktkopplung im europäischen Strombinnenmarkt. Der Stromaustausch stellt damit das Handelsergebnis dar, das vom physikalischen Stromaustausch abweichen kann.

Die Modellierung der Einspeisung erneuerbarer Energien in stundenscharfer Auflösung erfolgt mittels des Modells *B E T - RESMod*. Die Nachfrageseite, inklusive typischen jahreszeitlichen, wöchentlichen und täglichen Zyklen wird auf Basis von historischen Nachfrageprofilen sowie unter Einsatz des Modells *B E T - LoadMod* zur Abbildung der Sektorkopplung bestimmt. Eine Flexibilisierung der Nachfrage über Lastverzicht wird im Strommarktmodell ebenfalls berücksichtigt. Der Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken ist durch natürliche Zuflüsse, maximal und minimal zulässige Speicherstände sowie ggf. Speichernutzungsgrade beschränkt, Batteriespeicher können durch das Modell weitestgehend restriktionsfrei eingesetzt werden.

Stufe 1: Simultanes Invest- und Dispatchmodell

Die erste Stufe von *B E T - EuroMod* ist ein Kraftwerksinvestitionsmodell, welches die Modellierung von Investitions- oder Desinvestitionsentscheidungen im europäischen Strommarkt zur Deckung eines erforderlichen Investitionsbedarfes ermöglicht. Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen werden in *B E T - EuroMod* auf Grundlage der Bestandsstruktur des europäischen Kraftwerksparks, der Kostenstruktur der individuellen Kraftwerke, technischer Restriktionen sowie der Entwicklung der Stromnachfrage berechnet. Kraftwerkszuba- und Stilllegungsentscheidungen basieren auf der perfekten Voraussicht eines idealtypischen Investors, der über vollständige Informationen der Kosten und technische Restriktionen für den gesamten Planungshorizont verfügt. Die Modellierung der Kraftwerksinvestitionen erfolgt kostengetrieben durch eine gesamtwirtschaftlich kostenminimale Deckung der Stromnachfrage. Dabei werden neben fixen Investitions- und Betriebskosten des Kraftwerks zusätzlich variable Kosten und Erlöse betrachtet, die sich aus den Rahmenbedingungen zur Entwicklung der Brennstoffpreise und –Zertifikatspreise sowie technologischer Entwicklungen ergeben.

Die Optimierung erfolgt linear auf Basis einer zweistündlichen Übersetzung, die dem Modell für den gesamten Optimierungszeitraum (z. B. 30 Jahre) simultan als Eingangsdatum dient. Durch die hohe zeitliche Auflösung ist sichergestellt, dass die sowohl die Zyklen als auch die Volatilitäten der residualen Last adäquat abgebildet werden.

Stufe 2: Jährliches / unterjähriges Dispatchmodell

Das jährliche Dispatchmodell bestimmt den Kraftwerkseinsatz der konventionellen Erzeugungsanlagen und Speicher im stündlichen Zeitraster unter detaillierter Berücksichtigung von technischen und ökonomischen

B E T

Parametern und Restriktionen. Der Einsatz der konventionellen, regenerativen Erzeugungsanlagen und Speicher- bzw., Pumpspeicher sowie der grenzüberschreitende Stromaustausch wird für 8.760 Stunden simultan auf europäischer Ebene unter Berücksichtigung der Kosten der Stromerzeugung sowie technischer und betriebswirtschaftlicher Restriktionen und weiterer Parameter bestimmt. Zwischen den Modellregionen werden die maximalen Stromflüsse auf die verfügbaren Transportkapazitäten begrenzt.

Stufe 3: Ermittlung der Strompreise

Auf Basis der stündlichen Kraftwerksfahrpläne sowie der ermittelten Austauschflüsse wird in einer dritten Stufe der Strompreis in allen Modellregionen bestimmt. Dies erfolgt durch Erstellung einer Merit-Order, unter Berücksichtigung von konventionellen Kraftwerken, Speichern und erneuerbaren Energien. Auf Basis der Austauschflüsse werden einzelne Marktgebiete gegebenenfalls gekoppelt, so dass sich in den jeweiligen Gebieten ein gleicher Strompreis einstellt. In Stunden mit einem Überangebot von erneuerbaren Energien wird der Preis auf 0 ct/kWh fixiert, dies impliziert, dass in der Preisfindung ausschließlich nicht-negative Strompreise berücksichtigt werden.

In der Bestimmung der Gebotspreise werden für Speicher die Kosten des verdrängten extramarginalen Kraftwerks angesetzt, für die Preise der konventionellen Kraftwerke sind die mit Mark-ups, bzw. -downs versehenen jeweiligen kurzfristigen Grenzkosten verantwortlich. Die Parametrisierung dieser Mark-ups und -downs basiert dabei auf einem Backtesting an historischen Erzeugungs- und Strompreiszeitreihen um Plausibilität zu garantieren.

Funktionsweise von *B E T RESMod*

Die Entwicklung der Erzeugung von erneuerbaren Energien hängt neben der Menge der installierten Leistungen insbesondere von der technologischen Zusammensetzung sowie den gewählten Standorten zukünftiger Parks ab. Die Bestimmung der Entwicklung dieser Parameter und deren Auswirkungen auf die Stromerzeugung erfolgt bei *B E T* mittels des hauseigenen Modells *B E T RES-Mod*.

Die grundlegende Modellierung erfolgt basierend auf europaweiten Wettermodelldaten in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung. Für das Modell werden dabei neben Globalstrahlung und Temperatur insbesondere die Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Nabenhöhen genutzt. Dabei wird im Standardszenario das als durchschnittlich anzusehende Wetterjahr 2011 berücksichtigt.

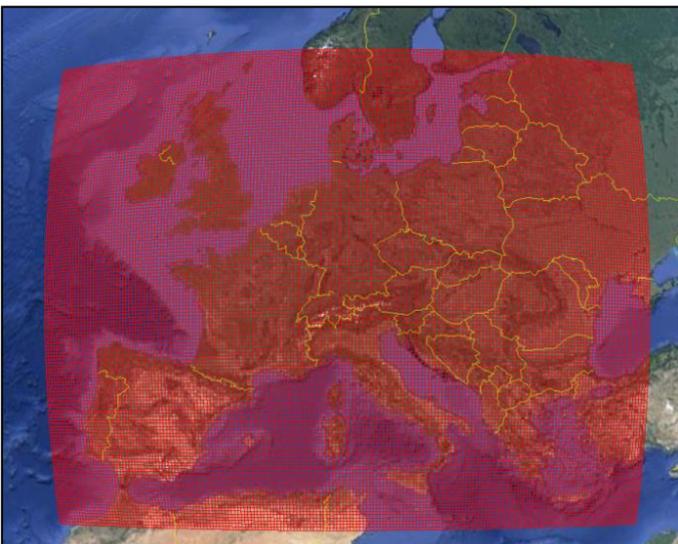


Abbildung 93: Räumliche Auflösung des eingesetzten Wetterdatensatzes

Für die Abbildung der Erneuerbaren findet eine Modellierung auf dem 20 x 20 km Gitter in stündlicher Auflösung statt, welche anschließend für die jeweiligen Modellregionen aggregiert wird. Dabei wird für jede Region ein Ausbaupfad an Kapazität vorgegeben, die Platzierung der jeweiligen Parks findet durch das Modell auf Basis vorgegebener Regeln statt. Dabei werden Potenzialflächenanalysen, Windzonen, Standortgütern u. a. Kenngrößen zur Positionierung herangezogen. Eine europaweite Potenzialflächenanalyse basierend auf dem

B E T

Corine Land Cover 2012 sowie CDDA v13 und Natura 2000 ermöglicht dabei beispielsweise eine detaillierte Abschätzung unerschlossener Ausbaupotenzialflächen.

Unter Berücksichtigung von technologischen Entwicklungen findet somit europaweit ein Zubau von idealisierten Wind und PV-Parks statt, anschließend erfolgt die rasterpunktscharfe Bestimmung der Erzeugungsmengen in stündlicher Auflösung. Für die PV-Anlagen wird dabei auf Temperatur, Globalstrahlung, Ausrichtung und Geoposition der Anlagen zurückgegriffen, für Windanlagen werden Windgeschwindigkeit, Nabenhöhe und Leistungskennlinientyp berücksichtigt. Anschließend findet eine Aggregation der Erzeugung für die jeweiligen Modellregionen statt.

Funktionsweise von *B E T – LoadMod*

Das Tool *B E T - LoadMod* wird von *B E T* zur Abbildung der Rückwirkungen der Sektorkopplung auf den Stromsektor eingesetzt. Ziel des Tools ist es, Änderungen am Stromverbrauch durch sog. neue Verbraucher (insbesondere Elektromobilität und Wärmeanwendungen) abzubilden. Dabei werden die Nachfrager in einem ersten Schritt als „starre Lasten“ abgebildet, weiteres Flexibilitätspotenzial (beispielsweise zur Lastverschiebung) wird im Strommarktmodell durch zusätzliche Speicherkapazitäten abgebildet.

Zur Abbildung der Stromnachfrage durch Sektorkopplung wird auf ein konsistentes Sektorkopplungsszenario zurückgegriffen, aus welchem Aussagen in Bezug auf Entwicklungen im Wärmesektor (z. B. Reduktion Wärmebedarf, Anzahl Wärmepumpen, Elektrifizierung Fernwärme) und im Verkehrssektor (z. B. Anzahl Elektrofahrzeuge, Nutzung von Second-Life Batteriespeichern, Ladestrategien, Brennstoffzellenantriebe) abgeleitet werden. Aus diesem Szenario lassen sich somit insbesondere die Jahresmengen an zusätzlichem Stromverbrauch ermitteln, aus welchen *B E T-LoadMod* passende stündliche Profile erzeugt.

Für Bestimmung der stündlichen Last durch Elektromobilität werden unterschiedliche Ladestrategien simuliert, beispielsweise ankunftsabhängiges Laden zu Hause oder am Arbeitsplatz, Laden im öffentlichen Raum oder verteilnetzverträgliches Laden in der Nacht. Auf Basis eines sich über die Jahre ändernden Verteilungsschlüssels findet dann eine Kombination der unterschiedlichen Strategien zu einem durchmischten Profil statt. Mit dessen Hilfe kann aus der Jahreslast ein stündliches Profil gewonnen werden. Gleichzeitig werden anhand der Lebenszyklen der Batterien der Fahrzeuge die für Second-Life-Speicher genutzten Batteriekapazitäten ermittelt.

Zur Bestimmung der Stromnachfrage zur Wärmelastdeckung werden auf Basis des Sektorkopplungsszenarios Sanierungsraten, Anzahl Wärmepumpen und Anteile elektrifizierter Fernwärme ermittelt. Dazu werden temperaturabhängige, stündliche Wärmelastprofile für verschiedene standardisierte Gebäudetypen ermittelt (beispielsweise sanierte Mehrfamilienhaus-Altbauten, oder neugebaute Einfamilienhäuser). Dazu wird das Wetterjahr eingesetzt, welches auch im Strommarktmodell genutzt wird.

Passend zur Entwicklung des Wärmesektors im Sektorkopplungsszenario wird ein entsprechender Mix aus stromgeführten Technologien zur Deckung dieser Lasten unterstellt, beispielsweise Wärmepumpen oder Fernwärme. Durch Verschneidung der Entwicklungen im Wohnbestand (d. h. Sanierungsraten und Neubauten) wird eine passende Kombination der unterschiedlichen Stromverbrauchskurven erzeugt, welche den stündlichen Stromverbrauch zur Wärmelastdeckung in der gesamten Modellregion abbildet.

18.5 Anhang (Parametrisierung der dezentralen Versorgungsoptionen)

Abbildung 94 zeigt zusammenfassend die verschiedenen Versorgungsoptionen und Annahmen für den Gebäudetyp I:

Mehrfamilienhaus Neubau	dezentrales BHKW	Gas-Brennwertkessel und Solarthermie	bivalente Luft-Wärmepumpe mit Eigenbedarf aus PV und Stromspeicher und Gasbrennwertkessel
Wärmeerzeuger	<ul style="list-style-type: none"> • Erdgasbrennwertkessel: 47 kW • BHKW: 4,4 kW el. BHKW (27 % el. NG / 85 % NG) 	<ul style="list-style-type: none"> • Erdgasbrennwertkessel: 47 kW • Solarthermie: 29 m² Kollektorfläche 	<ul style="list-style-type: none"> • Erdgasbrennwertkessel: 47 kW • Luftwärmepumpe: (JAZ 3,0)
Auslegung	<ul style="list-style-type: none"> • Deckungsanteil BHKW: 60% Wärme 	<ul style="list-style-type: none"> • Deckungsanteil Solarthermie: 50% TWW & 10% Heizen 	<ul style="list-style-type: none"> • Deckungsanteil Wärmepumpe: 66,6% Wärme • Deckungsanteil PV-Eigenstromerzeugung: 60 % • Stromverbrauch der Wärmepumpe
Eckpunkte Annahmen Ermittlung Wärmekosten	<ul style="list-style-type: none"> • Erdgaspreise auf Basis des CP-Energiemarktszenarios • Erdgasendkundenpreise auf Basis der Berliner Ist-Situation (Netzentgelte, Konzessionsabgabe, Erdgassteuer usw.) • Stromerlöse: 20 % Stromverbrauch im Mieterstrommodell ; 80 % öffentliches Netz inkl. vNNE • Vergütung nach KWKG über 60.000 Vbh, nach Re-Invest keine Förderung. • Re-Invest Erzeugungsanlagen nach Ablauf der Nutzungsdauer • Investitionen Kessel & BHKW: 51.500 € • KWKG-Förderung: 17.952 € 	<ul style="list-style-type: none"> • Erdgaspreise auf Basis des CP-Energiemarktszenarios • Erdgasendkundenpreise auf Basis der Berliner Ist-Situation (Netzentgelte, Konzessionsabgabe, Erdgassteuer usw.) • Re-Invest der Erzeugungsanlagen nach Ablauf der Nutzungsdauer • Investition Kessel & Solarthermie & Pufferspeicher: 31.200 € • Förderung: 4.060 € 	<ul style="list-style-type: none"> • Erdgaspreise auf Basis des CP-Energiemarktszenarios • Erdgasendkundenpreise auf Basis der Berliner Ist-Situation (Netzentgelte, Konzessionsabgabe, Erdgassteuer usw.) • Fortschreibung Stromerlöse • Strombezug der Wärmepumpe entweder aus dem Netz (verringerte Netznutzentgelte) oder aus PV-Anlage (Ansatz von Stromgestehungskosten der PV-Anlage und Abführung 40 % EEG-Abgabe) • Re-Invest Erzeugungsanlagen nach Ablauf der Nutzungsdauer • Investition: Kessel & WP: 46.000 €

Abbildung 94: Auslegung dezentrale Versorgungsoptionen für Gebäudetyp I

Abbildung 95 zeigt zusammenfassend die verschiedenen Versorgungsoptionen und Annahmen für den Gebäudetyp II:

Mehrfamilienhaus Altbau	dezentrales BHKW	Gas-Brennwertkessel und Solarthermie	bivalente Luft-Wärmepumpe mit Eigenbedarf aus PV und Stromspeicher und Gasbrennwertkessel
Wärmeerzeuger	<ul style="list-style-type: none"> • Erdgasbrennwertkessel: 114 kW • BHKW: 11,9 kW el. BHKW (29 % el. NG / 85 % NG) 	<ul style="list-style-type: none"> • Erdgasbrennwertkessel: 114 kW • Solarthermie: 45 m² Kollektorfläche 	<ul style="list-style-type: none"> • Erdgasbrennwertkessel: 114 kW • Luftwärmepumpe: (JAZ 3,0)
Auslegung	<ul style="list-style-type: none"> • Deckungsanteil BHKW: 60% Wärme 	<ul style="list-style-type: none"> • Deckungsanteil Solarthermie: 50% TWW & 10% Heizen 	<ul style="list-style-type: none"> • Deckungsanteil Wärmepumpe: 66,6% Wärme • Deckungsanteil PV-Eigenstromerzeugung: 40 % Stromverbrauch der Wärmepumpe
Eckpunkte Annahmen Ermittlung Wärmekosten	<ul style="list-style-type: none"> • Erdgaspreise auf Basis des CP-Energiemarktszenarios • Erdgasendkundenpreise auf Basis der Berliner Ist-Situation (Netzentgelte, Konzessionsabgabe, Erdgassteuer usw.) • Stromerlöse: 20 % Stromverbrauch im Mieterstrommodell ; 80 % öffentliches Netz inkl. vNNE • Vergütung nach KWKG über 60.000 Vbh, nach Re-Invest keine Förderung. • Re-Invest Erzeugungsanlagen nach Ablauf der Nutzungsdauer • Investitionen Kessel & BHKW: 67.300 € • KWK-Förderung: 48.500 € 	<ul style="list-style-type: none"> • Erdgaspreise auf Basis des CP-Energiemarktszenarios • Erdgasendkundenpreise auf Basis der Berliner Ist-Situation (Netzentgelte, Konzessionsabgabe, Erdgassteuer usw.) • Re-Invest der Erzeugungsanlagen nach Ablauf der Nutzungsdauer • Investition Kessel & Solarthermie & Pufferspeicher: 42.000 € • Förderung: 5.600 € 	<ul style="list-style-type: none"> • Erdgaspreise auf Basis des CP-Energiemarktszenarios • Erdgasendkundenpreise auf Basis der Berliner Ist-Situation (Netzentgelte, Konzessionsabgabe, Erdgassteuer usw.) • Strombezug der Wärmepumpe entweder aus dem Netz (verringerte Netznutzentgelte) oder aus PV-Anlage (Ansatz von Stromgestehungskosten der PV-Anlage und Abführung 40 % EEG-Abgabe) • Re-Invest Erzeugungsanlagen nach Ablauf der Nutzungsdauer • Investition: Kessel & WP: 61.000 €

Abbildung 95: Auslegung dezentrale Versorgungsoptionen für Gebäudetyp II

18.6 Wärmedichte des Versorgungsgebiets und der Erweiterungsgebiete

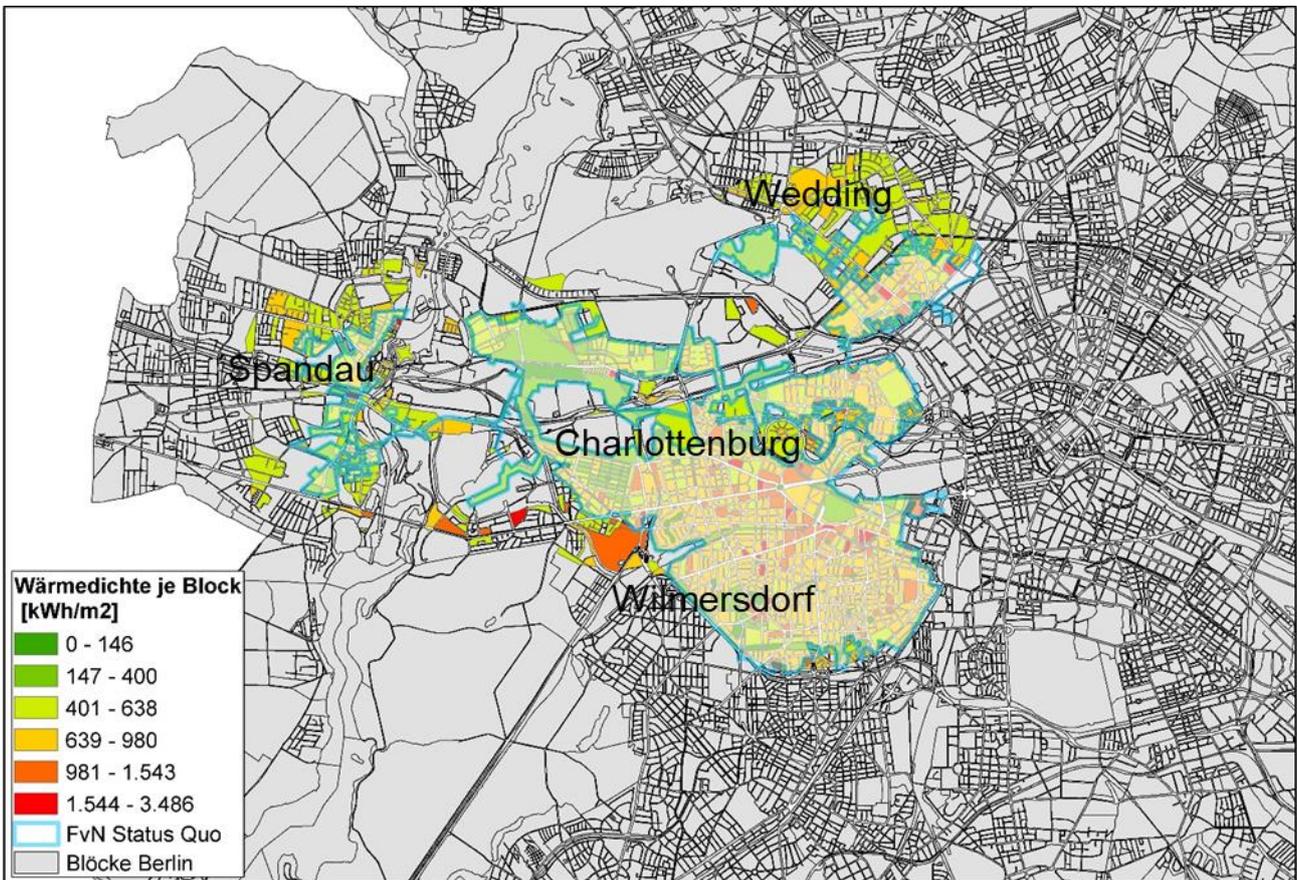


Abbildung 96: Das Gebiet des Fernwärmeverbunds Nord plus Erweiterungsgebiet

18.7 Ergebnisse der Berechnungen der spezifischen Wärmeemissionen nach systemischer Methode, AGFW-Methode und finnischer Methode für das VG1

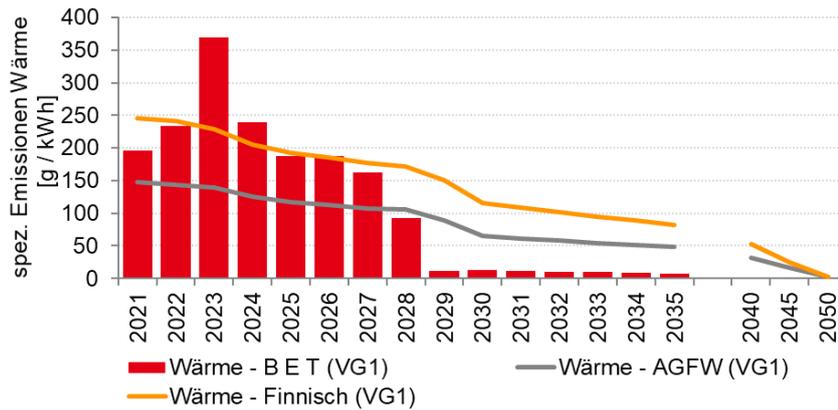


Abbildung 97: Spezifische Emissionen der Wärmeabgabe nach verschiedenen Methoden, KS 95

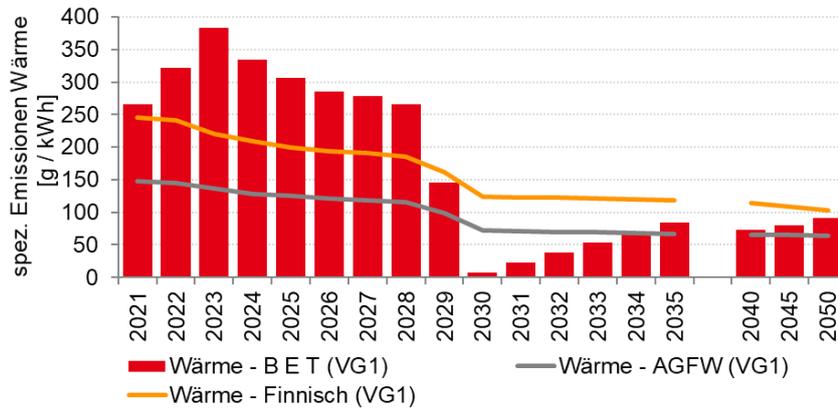


Abbildung 98: Spezifische Emissionen der Wärmeabgabe nach verschiedenen Methoden, KS 80

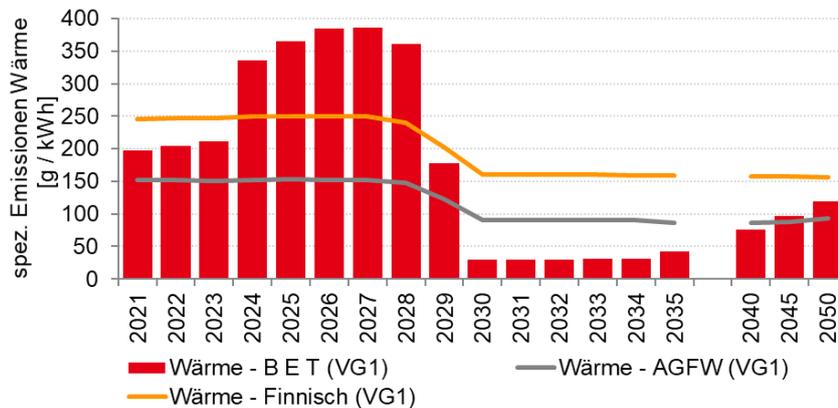


Abbildung 99: Spezifische Emissionen der Wärmeabgabe nach verschiedenen Methoden, CP