

Transformationsplan gemäß BEW

Abschlussdokumentation für das Fernwärmenetz der Stadtwerke
Aachen AG



**Finanziert von der
Europäischen Union**
NextGenerationEU

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Aachen, 02.07.2026

Bearbeiter:

Sarah Lutterbach (STAWAG)
Stefan Kotzur (ENERKO)
Armin Michels (BET)

Inhaltsverzeichnis

0	Einleitung	15
1	IST-Analyse der Wärmeversorgung	16
1.1	Definition des Betrachtungsgegenstands	16
1.2	IST-Analyse der Gebäude/Endkunden und des Wärmebedarfs	17
1.2.1	IST-Analyse auf Basis des Wärmekatasters	17
1.2.2	IST-Analyse der fernwärmeversorgten Gebäude/Endkunden	18
1.3	IST-Analyse der betrachteten Wärmenetzes	20
1.4	IST-Analyse der Wärmeerzeugung	27
1.5	Energie- und Treibhausgasbilanz für den IST-Zustand	31
2	Potenzialermittlung	34
2.1	Solarthermie	34
2.2	Biomasse	38
2.3	Großwärmepumpe zur Nutzung von Abwasser-Wärme	41
2.4	Großwärmepumpen zur Nutzung von Umgebungswärme	47
2.4.1	Oberflächengewässer-WP	47
2.4.2	Thermalwasser-WP	47
2.4.3	Luft-Wärmepumpe	49
2.5	Geothermie	51
2.6	Abwärme	53
2.6.1	Industrielle Abwärme	53
2.6.2	Abwärme aus dem Dienstleistungsbereich	54
2.7	Wärmenutzung aus thermischen Abfallbehandlungsanlagen (TAB)	55
2.8	Kraft-Wärme-Kopplung und Umstellung auf Wasserstoff	59
2.8.1	Verfügbarkeit von H ₂	61
2.8.2	Umrüstung von Anlagen auf H ₂	63
2.9	Anlagen zur Stromerzeugung	64
2.10	Kurzfrist- und saisonale Wärmespeicher	64
2.11	Ermittlung technischer Grundlagen zur FW-Einbindung relevanter Wärmeerzeuger	65
3	Soll-Analyse des Wärmenetzes	67
3.1	Soll-Analyse des zukünftigen Wärmebedarfs	67
3.1.1	Entwicklung des Wärmebedarfs im Untersuchungsgebiet	67
3.1.2	Analyse des zukünftigen Fernwärme-Absatzes	68
3.1.3	Wärmebedarfsprognose für die Fernwärmenetze der STAWAG	73
3.1.4	Generierung der zukünftigen Lastgänge	75
3.2	Erzeugungskonzept	78
3.2.1	Transformation des heutigen Erzeugungsportfolios	78

3.2.2	Hintergrundinformationen Kraftwerkseinsatzoptimierung.....	78
3.2.3	Annahmen zum energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmen	79
3.2.4	Ziel-Erzeugerkonzept 2045.....	80
3.3	Netzkonzept und Temperaturabsenkung.....	91
3.3.1	Ziel-Netzkonzept für 2045.....	91
3.3.2	Netzhydraulische Berechnung.....	92
3.3.3	Ergebnisse Netzhydraulik	93
3.3.4	Ergebnisse Temperaturabsenkung.....	95
3.3.5	Fazit	99
4	Kostenrahmen und Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	100
5	Pfad zur Treibhausgasneutralität	100
5.1	Maßnahmenbeschreibung und Zeitplan zur Umsetzung.....	100
5.2	Maßnahmenbeschreibung für die nächsten 5 Jahre	105
5.3	Maßnahmenpaket 1 nach BEW	106
5.4	Energie- und Treibhausgasbilanz	109
5.5	Emissions- und Primärenergieeinsparung durch Fernwärmetransformation bis 2045	115
6	Umfeld- und Kontextmaßnahmen.....	118
6.1	Erstellung eines Kommunikationskonzepts für kundenseitige Maßnahmen	118
6.2	Synergiepotenziale beim Fernwärmeausbau	118
6.3	Kommunale Wärmeplanung	118
7	Anhang A: BET Energiemarktszenario	119
7.1	Modellierungsansatz und Szenariorahmen	119
7.2	Entwicklung der Stromnachfrage und des Kraftwerksparks in Deutschland	119
7.3	Entwicklung der Commodity-Preise.....	121
7.4	Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland	123
7.5	Strompreisprojektion für das deutsche Marktgebiet	125
8	Anhang B: Ergebnisse Dispatchrechnung	127

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schema der Erzeugungsanlagen und Wärmelieferanten der STAWAG	15
Abbildung 2: Untersuchungsgebiet Trafoplan STAWAG.....	16
Abbildung 3: Fernwärmenetz, Wärmeerzeuger, zentrale Übergabestationen und Netzparameter (2021).....	20
Abbildung 4: Grobstruktur der Wärmenetze	21
Abbildung 5: Fahrweise FW-Netz anhand Messdaten FÜS.....	23
Abbildung 6: Vorlauftemperaturen FW-Netz anhand Messdaten FÜS	24
Abbildung 7: Rücklauftemperaturen FW-Netz anhand Messdaten FÜS.....	24
Abbildung 8: Stündliche Wärmeerzeugung Fernwärmenetz im Jahr 2021	30
Abbildung 9: Anteile Energieträger und Erzeugungstechnologien an der Wärmeerzeugung.....	31
Abbildung 10: Auszug Flächennutzungsplan Aachen 2030	35
Abbildung 11: Schutzgebiete	35
Abbildung 12: Potenzielle Freifläche am Aachener Autobahnkreuz mit Fernwärmeanbindung	36
Abbildung 13: Fernwärmelastgang und solare Wärmeerzeugung der in Abbildung 12 dargestellten Fläche	37
Abbildung 14: Potenzielle Freifläche an der FÜS, mit Festsetzung für Versorgungsanlagen im FNP	37
Abbildung 15: Standort Freiflächen angrenzend an FÜS-Standort.....	38
Abbildung 16: Aufstellungskonzept und Flächenbedarf des 20 MW _{th} -Biomasseheizwerkes.....	39
Abbildung 17: Waldflächen und Naturschutzgebiete Städtereion	40
Abbildung 18: Kläranlagen der Stadt Aachen	42
Abbildung 19: Abwasser-Temperatur und Abwasser-Durchflussmenge Jahre 2020 - Feb. 2023	43
Abbildung 20: Lastgänge (2020-2022) des max. möglichen WP-Potenzials mit Abwasser als Wärmequelle	43
Abbildung 21: Geordnete Jahresdauerlinien d. Wärmepotenzials d. Abwasser-WP für 2020 – 2022.....	44
Abbildung 22: Schutzgebiete umliegend d. Kläranlage.....	45
Abbildung 23: Luftbild geplante Reinwassertrasse zwischen Kläranlage Soers und FÜS	45
Abbildung 24: Aufstellungsplan Abwasser-WP an der FÜS.....	46
Abbildung 25: Aufstellungsplan Pumpstation auf der Kläranlage Soers	46
Abbildung 26: Thermalquellen in Aachen.....	47
Abbildung 27: Aufstellungsplan Thermalwasserwärmepumpe und Einspeisung in das Innenstadtnetz	49
Abbildung 28: Außentemperaturen in Aachen	50
Abbildung 29: Aufstellungsbeispiel für ein Wärmepumpengebäude mit rd. 6 MW _{th} (Standort Brander Feld)	50
Abbildung 30: Aufstellungsbeispiel für ein Wärmepumpengebäude mit rd. 6 MW _{th} (Standort Melaten)	51
Abbildung 31: Zusammenfassung der Potenzialbereiche Geothermie in Aachen.....	52
Abbildung 32: Fragebogen zur Ermittlung d. industriellen Abwärmepotenzials	53
Abbildung 33: Input- und Outputbilanz der MVA Weisweiler ohne Fernwärmeauskopplung.....	55
Abbildung 34: MVA Weisweiler HD-Dampferzeugung 2021 – 2023	56
Abbildung 35: Input- und Outputbilanz der MVA Weisweiler mit Fernwärmeauskopplung.....	57
Abbildung 36: Abfallaufkommen in Deutschland von 2000 bis 2021	58
Abbildung 37: Ergebnisvergleich der Abfallmengenprognosen und Kapazitätsbetrachtungen	59

Abbildung 38: Standort BHKW Schwarzer Weg mit Erweiterung um eine Gasturbinenanlage (GT SW).....	60
Abbildung 39: Ehemaliges Reifenwerk Continental mit Erweiterung um eine Gasturbinenanlage (GT Conti).....	61
Abbildung 40: Wasserstoffkernnetz gemäß FNB-Antrag vom Juli 2024	62
Abbildung 41: schematische Darstellung eines H ₂ -Netzes in Aachen	63
Abbildung 42: Wärmespeichertechnologien mit Medium Wasser	64
Abbildung 43: Wärmebedarfsentwicklung im Untersuchungsgebiet	68
Abbildung 44: Struktur zur Analyse des zukünftigen Fernwärme-Absatzes	68
Abbildung 45: Fernwärmeversorgter Wärmebedarf und vorhandenes Verdichtungspotenzial.....	69
Abbildung 46: Kartendarstellung mit Wärmelinien und Fernwärme-Ausbaugbiet.....	70
Abbildung 47: Kartendarstellung mit Teilgebieten des Fernwärme-Ausbaugbiets	71
Abbildung 48: Auswertungsergebnis der einzelnen Fernwärme-Ausbaugbiets.....	72
Abbildung 49: Fernwärme-Absatzentwicklung von 2023 bis 2045.....	73
Abbildung 50: Fernwärme-Ausbaugbiet und jeweiliger voraussichtlicher Baubeginn der Verteilleitungen ..	74
Abbildung 51: Fernwärme-Ausbaugbiet und Anschlussquote in den Ausbaugbiets im Jahr 2045	75
Abbildung 52: Jahresverlauf der Netzverluste auf Basis des Lastgangs von 2021	76
Abbildung 53: Absatzlastgang aufgeteilt auf Raumwärme und Warmwasser auf Basis des Lastgangs 2021 ..	76
Abbildung 54: Absatzlastgang der Neukunden im Jahr 2045 auf Basis der Temperaturdaten aus 2021	77
Abbildung 55: Erzeugungslastgang aus 2021 und synthetisierter Erzeugungslastgang für das Jahr 2045 ...	77
Abbildung 56: Commodity-Preise und CO ₂ -Intensität gemäß Energiemarktszenario	80
Abbildung 57: Erzeugungsstandort Soll-Konzept.....	81
Abbildung 58: Verfügbare thermische Leistungen	83
Abbildung 59: Ganglinie der Wärmeerzeugung 2045 als 24 h – Mittelwerte	85
Abbildung 60: Dauerlinie der Wärmeerzeugung 2045 als 24 h - Mittelwerte	86
Abbildung 61: Strompreissortierte Wärmeerzeugung 2045 als 24 h - Mittelwerte	87
Abbildung 62: Wärmeerzeugung nach Anlagentyp	87
Abbildung 63: Wärmeerzeugung nach Energieträgern	88
Abbildung 64: Anteil Wasserstoff und EE-Wärme an der Wärmeerzeugung.....	89
Abbildung 65: Spitzenleistung der Erzeugung bei sehr starkem Ausbau für die einzelnen Stützjahre.....	93
Abbildung 66: Soll-Zustand des Netzes für 2045 - Leitungsausbau gemäß Regionetz.....	94
Abbildung 67: Netzberechnung für Netzausbau 2045 mit Nennweitenoptimierung an der FH Aachen	95
Abbildung 68: FÜS-RLT in Abhängigkeit der RLT der RWTH 2030 und 2035 bei $p_{\max} = 12,5 \text{ bar}_u$	96
Abbildung 69: FÜS-RLT in Abhängigkeit der RLT der RWTH 2040 und 2045 bei $p_{\max} = 12,5 \text{ bar}_u$	96
Abbildung 70: Maßnahmen zur Netzoptimierung	98
Abbildung 71: Max. VLT aller Erzeuger als Funktion der RWTH-RLT für Maßnahmen bei $p_{\max} = 12,5 \text{ bar}_u$..	99
Abbildung 72: Erzeugungsstandorte Soll-Konzept.....	100
Abbildung 73: Primärenergiefaktor gemäß Carnotmethode.....	111
Abbildung 74: CO ₂ -Emissionen gemäß Carnotmethode und Referenzwertmethode	112
Abbildung 75: Wärmemengenanteile gemäß AGFW FW 309-5	113
Abbildung 76: Energieträgeraufteilung gemäß FFVAV	113

Abbildung 77: Primärenergie- und Emissionseinsparung durch Fernwärmenetztransformation	117
Abbildung 78: Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland	120
Abbildung 79: Entwicklung des erneuerbaren, nicht-disponiblen Kraftwerksparks in Deutschland.....	120
Abbildung 80: Entwicklung des disponiblen Kraftwerksparks in Deutschland	121
Abbildung 81: Entwicklung der Commodity- und EUA-Preise	122
Abbildung 82: Entwicklung der Stromerzeugung deutsches Marktgebiet	124
Abbildung 83: Entwicklung der Vollbenutzungsstunden je Asset Klasse	124
Abbildung 84: Strompreisprojektion für das deutsche Marktgebiet	125
Abbildung 85: Stündliche Dispatchergebnisse für das Stützjahr 2030	127
Abbildung 86: Stündliche Dispatchergebnisse für das Stützjahr 2035	128
Abbildung 87: Stündliche Dispatchergebnisse für das Stützjahr 2040	129

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anzahl und Wärmebedarf der beheizten Gebäude nach Heizungstypen	17
Tabelle 2: Anzahl und Wärmebedarf der beheizten Gebäude nach Nutzungsarten.....	17
Tabelle 3: Anzahl und Wärmebedarf und der beheizten Gebäude nach Sektoren.....	18
Tabelle 4: Anzahl und Wärmebedarf der beheizten Wohngebäude nach Gebäudetypologie	18
Tabelle 5: Anzahl und Wärmebedarf der mit Fernwärme beheizten Gebäude nach Nutzungsarten.....	19
Tabelle 6: Anzahl und Wärmebedarf der mit Fernwärme versorgten Gebäude nach Sektoren	19
Tabelle 7: Anzahl und Wärmebedarf der mit Fernwärme beheizten Wohngebäude nach Gebäudetypologie	19
Tabelle 8: Netzparameter der Wärmenetze	21
Tabelle 9: Jahr der Inbetriebnahme der Rohrleitungen.....	21
Tabelle 10: Einbindung der Übergabestationen	22
Tabelle 11: Inbetriebnahme der Hausübergabestationen	22
Tabelle 12: Leistung der Übergabestationen	23
Tabelle 13: Hydraulische Randbedingungen im Primärnetz	25
Tabelle 14: Einspeiseleistung der Erzeuger des Primärnetzes im Spitzenlastfall.....	25
Tabelle 15: Hydraulische Randbedingungen im Sekundärnetz Hanbruch.....	26
Tabelle 16: Einspeiseleistung der Erzeuger des Sekundärnetzes Hanbruch im Spitzenlastfall	26
Tabelle 17: Hydraulische Randbedingungen im Sekundärnetz Brander Feld	26
Tabelle 18: Hydraulische Randbedingungen im Sekundärnetz Rahe.....	27
Tabelle 19: Erzeugungsstandorte im Fernwärmenetz der STAWAG.....	27
Tabelle 20: Kenndaten der Erzeugungsanlagen im Fernwärmenetz der STAWAG	29
Tabelle 21: Wärmespeicher im Fernwärmenetz der STAWAG.....	29
Tabelle 22: Wärmeerzeugung nach Erzeugungsanlagen	30
Tabelle 23: Gradtagzahlen und Heiztage Aachen.....	31
Tabelle 24: Wärmeerzeugung nach Energieträgern	31
Tabelle 25: Emissionsfaktoren nach Energieträgern.....	32
Tabelle 26: Emissionsfaktoren und Primärenergiefaktoren für Strom.....	32
Tabelle 27: Emissionsfaktoren und Primärenergiefaktoren für Wärmelieferung.....	33
Tabelle 28: Temperaturparameter	33
Tabelle 29: Technische Kennzahlen Solarthermie	36
Tabelle 30: Technische Kennzahlen Biomasseheizwerk	39
Tabelle 31: Einwohnerwerte der Aachener Kläranlagen	41
Tabelle 32: Randbedingungen zur Potenzialermittlung einer Abwasser-WP.....	42
Tabelle 33: Max. Wärmepotenzial der Abwasser-WP.....	44
Tabelle 34: Betriebsfälle der Thermalwasser-Wärmepumpe	48
Tabelle 35: Technische Parameter Luft-Wärmepumpe.....	49
Tabelle 36: Abwärmepotenziale im Dienstleistungsbereich	54
Tabelle 37: Heizwert von Erdgas und Wasserstoff im Vergleich.....	63

Tabelle 38: Wärmespeicher im Fernwärmenetz.....	65
Tabelle 39: Zusammenfassung Potenziale für Wärmeerzeuger und technische Grundlagen.....	66
Tabelle 40: Kennzahlen für die Absatzentwicklung für die Wegmarken des Transformationsplans.....	74
Tabelle 41: Wärmeerzeuger gemäß Zielkonzept	83
Tabelle 42: Absolute Wärmemengenaufteilung für die Wegmarken des Transformationsplans	89
Tabelle 43: Relative Wärmemengenaufteilung für die Wegmarken des Transformationsplans	89
Tabelle 44: Maßnahmenpaket - Erzeugungsanlagen	102
Tabelle 45: Maßnahmenpaket - Fernwärmenetz	103
Tabelle 46: Maßnahmenpaket – zeitliche Umsetzung	104
Tabelle 47: kurzfristige Maßnahmen - Erzeugungsanlagen.....	105
Tabelle 48: kurzfristige Maßnahmen – Fernwärmenetz	105
Tabelle 49: Betriebsfälle der Thermalwasserwärmepumpe	107
Tabelle 50: Investitionsbedarf Fernwärmebetrieb	108
Tabelle 51: Prognose Primärenergie- und Emissionsfaktoren.....	110
Tabelle 52: Prognose Netzverluste	110
Tabelle 53: Temperaturannahmen für Berechnung der Carnotfaktoren	111
Tabelle 54: Primärenergiefaktoren und Emissionsfaktoren gemäß Erzeugungskonzept	112
Tabelle 55: Wärmemengen nach Erzeugungsarten und Energieträgern.....	114
Tabelle 56: Emissions- und Primärenergiefaktoren für Berechnung der CO ₂ -Minderung	115
Tabelle 57: Emissions- und Primärenergieeinsparung durch Transformation im Bestand	116
Tabelle 58: Emissions- und Primärenergieeinsparung durch Verdrängung fossiler Heizungssystemen	116
Tabelle 59: Entwicklung der Commodity- und EUA-Preise	123
Tabelle 60: Strompreisprojektion für das deutsche Marktgebiet	126
Tabelle 61: Wärmemengen nach Erzeugern für die Wegmarken des Transformationsplans	130

Abkürzungsverzeichnis

AfA	Absetzung für Abnutzung
AGFW	Arbeitsgemeinschaft Fernwärme
bar _ü	Einheit für Überdruck (Druck über dem atmosphärischen Druck)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BET	BET Consulting GmbH
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BGW	Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk (i.d.R. Gasmotor)
BKZ	Baukostenzuschuss
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
COP	Coefficient Of Performance (Wirkungsgrad von Wärmepumpen)
DH	Druckhaltung
DN	Nennweite (Durchmesser nach Norm)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
EFRE	Europäischer Fonds für regionale Entwicklung
EMSR	Elektrische Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
EPEX	European Power Exchange (Europäische Strombörse)
EU	Europäische Union
EUA	European Emission Allowances (Europäische Emissionszertifikate)
EW	Einwohner
FFVAV	Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und -Abrechnungsverordnung
FH	Fachhochschule
FNB	Ferngasnetzbetreiber
FNp	Flächennutzungsplan
fp	Primärenergiefaktor
FSC	Forest Stewardship Council (Siegel für nachhaltige Waldwirtschaft)
FÜS	Fernwärmeübergabestation
FW	Fernwärme
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GIS	Geographisches Informationssystem
GMH	Großes Mehrfamilienhaus
GT	Gasturbine
GuV	Gewinn- und Verlust
HA	Hausanschluss
HD	Hochdruck
HEL	Heizöl, extraleicht
HH	Hochhaus
HOAI	Honorare für Architekten- und Ingenieurleistungen
HWE	Heißwassererzeuger (Heizkessel)
IBN	Inbetriebnahme (Datum)
IEA	Internationale Energie Agentur
IWU	Institut für Wohnen und Umwelt
KEA	Klimaschutz- und Energieagentur
KMR	Kunststoffmantelrohr
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
KWP	Kommunale Wärmeplanung
LANUV	Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz in NRW
LPH	Leistungsphase
MFH	Mehrfamilienhaus
mNHN	Meter Normalhöhennull
MTG	Mitteltiefe Geothermie
MVA	MVA Weisweiler GmbH & Co. KG
ND	Niederdruck
OGE	Open Grid Europe (Ferngasnetzbetreiber)

PB	Betriebsdruck
PCM	Phase Change Material
PFAS	Per- und polyfluorierte Alkylverbindungen
PN	Nenndruck
PS	Maximal zulässiger Druck
RH	Reihenhaus
RL	Rücklauf
RLT	Rücklauftemperatur
RRA	Rauchgasreinigungsanlage
RWE	RWE Power AG
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule
SDB	Sicherheitsdatenblatt
SLP	Standardlastprofil
Srm	Schüttraummeter
STANET	Programmsystem zur Berechnung von Ver- und Entsorgungsnetzen
STAWAG	Stadtwerke Aachen AG
SW	Stadtwerke
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TG	Tiefe Geothermie
THG	Treibhausgas
UW	Umspannwerk
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VL	Vorlauf
VLT	Vorlauftemperatur
WEO	World Energy Outlook
WP	Wärmepumpe
WRG	Wärmerückgewinnung
WSP	Wärmespeicher
WT	Wärmetauscher
WÜST	Wärmeübergabestation

Glossar

Abwärme

Abwärme ist überschüssige Wärme, die bei industriellen oder gewerblichen Prozessen oder in Kraftwerken/Müllverbrennungsanlagen entsteht und meist ungenutzt bleibt.

Anschlussquote

Anteil am Wärmebedarf in einem Gebiet (Straße, Viertel, Kommune etc.) die an ein Wärmenetz angeschlossen sind.

Baublock

Ein Baublock ist ein Flurstück, Gebäude oder mehrere Gebäude oder Liegenschaften, das oder die von mehreren oder sämtlichen Seiten von Straßen, Schienen oder sonstigen natürlichen oder baulichen Grenzen umschlossen ist oder sind. Für die Zwecke der Wärmeplanung wird ein Baublock als statistische Einheit zusammengehöriger, meist ähnlicher Objekte betrachtet.

Biomethan

Aus Biogas aufbereitetes Methan. Nach der Aufbereitung, bei der Fremdbestandteile wie CO abgeschieden werden, kann Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist werden und an anderen Stellen des Netzes entnommen werden. Bei Verwendung in EEG-Anlagen sind entsprechende Herkunftsnachweise zu führen. Biomethan zählt zu den synthetischen Gasen, die die Anforderungen des GEG an Klimaneutralität erfüllen.

CAPEX

Englische Abkürzung capital expenditures. Mit den CAPEX werden Investitionsausgaben für längerfristige Anlagegüter bezeichnet, wie bspw. Maschinen und Gebäude. Der CAPEX ist ein wichtiger Kennwert der Bilanz. Mit den CAPEX-Kosten erhöhen sich die bilanzierten Aktiva, die langfristig abgeschrieben werden.

CCS/CCU

CCS steht für die englische Bezeichnung Carbon Capture and Storage, also Kohlendioxidabscheidung und -speicherung. CCU wiederum steht für Carbon Capture and Utilization, also Kohlendioxidabscheidung und -nutzung. Bei CCS wird das eingefangene CO₂ in unterirdischen CO₂-Speichern dauerhaft gespeichert. Statt das CO₂ zu speichern, kann es aber auch für die Herstellung von Produkten, z.B. in der Chemieindustrie, weiterverwendet werden (CCU).

Fernwärme

Fernwärme ist ein System zur Verteilung von Wärme über ein Netz von Rohrleitungen, das viele Haushalte und Gebäude versorgt. Die Wärme wird zentral in einem oder mehreren Anlagen erzeugt und zu den Verbrauchern über eine Vorlauf- und eine Rücklaufleitung transportiert. Nahwärmenetze sind technisch ähnlich aufgebaut, versorgen meist aber nur kleinere Gebiete, meist nur innerhalb eines Stadtbezirks. Eine scharfe Abgrenzung zwischen den Begriffen Nah- und Fernwärme gibt es nicht.

Gebäudesanierung

Hierunter wird die energetische Sanierung der Gebäudehülle verstanden. Im Vordergrund der thermischen Sanierung steht die Verringerung der Wärmeverluste über das Dach, die Außenwände, Fenster, Türen und den Boden, meist durch Austausch von Bauteilen oder nachträgliche Isolierung sowie Verminderung der Lüftungsverluste. Die thermische Gebäudesanierung hilft dabei, einerseits den Energiebedarf insgesamt und andererseits das notwendige Temperaturniveau abzusenken.

Geothermie

bezeichnet die Nutzung von Erdwärme als Energiequelle zur Beheizung von Gebäuden. Die Erdwärme kann in Form von Erdwärmesonden, Erdwärmekollektoren oder durch die Nutzung von tiefem oder oberflächennahem Thermalwasser genutzt werden.

Gradtagzahlen

Die Gradtagzahl wird zur Berechnung des Heizwärmebedarfs eines Gebäudes während der Heizperiode herangezogen. Sie stellen den Zusammenhang zwischen Raumtemperatur und der Außenlufttemperatur für die Heiztage eines Bemessungszeitraums dar. Sie wird nur über diejenigen Tage eines Zeitraums errechnet, bei denen die Außentemperatur unter der Heizgrenztemperatur liegt. Die Gradtagzahl ist die Summe aus den Differenzen einer angenommenen Raumtemperatur von 20 °C und dem Tagesmittelwert der Außentemperatur. Die Gradtagzahl ist eine ortsabhängige Kenngröße, die die lokalen klimatischen Bedingungen widerspiegelt.

Heiztage

Als Heiztag bezeichnet man einen Tag, an dem die gemessene mittlere Außentemperatur unterhalb der Heizgrenze liegt. An einem solchen Tag muss die Heizungsanlage angeschaltet werden, um die Innentemperatur auf einem gewünschten Wert zu halten. Die Zeit vom ersten bis zum letzten Heiztag der Wintersaison oder eine Abfolge von fünf Heiztagen nennt man Heizperiode.

Hydraulik

Hydraulik bezeichnet die Technik der Verwendung von Flüssigkeiten zur Signal-, Kraft- und Energieübertragung. Im weitesten Sinne können auch Anlagen zur Nutzung von Wärme- oder Bewegungsenergie oder zum Flüssigkeitstransport als hydraulische Systeme betrachtet werden. Ein Fernwärmesystem ist somit ein hydraulisches System, da die Übertragung und Verteilung der Wärmeenergie durch das Medium Wasser erfolgt.

Kommunale Wärmeplanung

Kommunale Wärmeplanung umfasst die Analyse, Entwicklung und Umsetzung von Strategien zur nachhaltigen Wärmeversorgung in Städten und Gemeinden. Ziel ist es, den Energieverbrauch zu reduzieren und erneuerbare Energien zu fördern.

Nahwärme

Nahwärme ist eine Variante der Fernwärme, bei der die Wärmeversorgung auf ein kleineres Gebiet, wie ein Quartier oder eine Siedlung, begrenzt ist. Nahwärmenetze werden oft lokal erzeugt, z. B. mit Blockheizkraftwerken oder Biomasseanlagen.

Netzschlechtpunkt

An einer Stelle im Netz befindet sich der geringste Differenzdruck zwischen Vor- und Rücklauf. Diese Stelle wird Netzschlechtpunkt genannt. Dieser kann in Funktion des momentanen Wärmebedarfs im Netz wandern. Im Bereich des Netzschlechtpunktes treten am ehesten Versorgungsengpässe auf.

Netzverluste

Die Übertragungsverluste, die durch die Wärmeabstrahlung des Fernwärmenetzes entstehen. Sie entsprechen dem Unterschied zwischen der durch die Erzeugungsanlagen eingespeisten Energiemenge und der an der Hausübergabestation an die Kunden abgegebenen Energiemenge.

OPEX

Englische Abkürzung für operational expenditures. Im Gegensatz zu den Investitionsausgaben, unter denen man längerfristige Anlagegüter fasst, beziehen sich die Betriebsausgaben auf die laufenden Ausgaben für einen funktionierenden operativen Geschäftsbetrieb. Unter die OPEX subsumiert man deshalb die Kosten für Rohstoffe, Betriebsstoffe, Personal, Leasing, Energie etc. Sie werden in voller Höhe bilanziert.

Primärenergiefaktor

Faktor zur Bewertung unterschiedlicher Energiearten, die zu Heizzwecken eingesetzt werden. Übliche Primärenergiefaktoren für Brennstoffe sind in dem Gebäudeenergiegesetz GEG definiert. Berechnung von Primärenergiefaktoren von Fernwärmenetzen ist in der AGFW FW 309 festgelegt.

Sanierungsrate

Die Sanierungsrate gibt an, wie viel Prozent des Gebäudebestands pro Jahr energetisch saniert werden. Sie ist ein wichtiger Indikator in der kommunalen Wärmeplanung, um den Fortschritt bei der Modernisierung des

Gebäudeparks zu messen. Eine höhere Sanierungsrate bedeutet, dass der Gebäudebestand schneller energieeffizienter wird und somit die CO₂-Emissionen zügiger gesenkt werden können. In Deutschland liegt die Sanierungsrate aktuell bei etwa 1 % pro Jahr.

Strommix

Der Begriff Strommix drückt aus, dass Strom aus unterschiedlichen Energieträgern stammen kann. Jeder Stromanbieter hat einen eigenen Strommix und muss diesen gemäß Kennzeichnungspflicht offenlegen. Aus ihrem Stromanschluss erhalten jedoch alle Verbraucher den gesamtdeutschen Strommix. Der deutsche Strommix entspricht der Nettostromerzeugung, also der gesamten Stromerzeugung in Deutschland ohne den Eigenverbrauch durch Kraftwerke.

Sanierungstiefe

Die Sanierungstiefe beschreibt den Umfang und die Intensität der durchgeführten Sanierungsmaßnahmen. Sie reicht von einfachen Maßnahmen, wie der Dämmung einzelner Bauteile, bis hin zu umfassenden Komplett-sanierungen, bei denen ein Gebäude fast auf den Standard eines Niedrigenergie- oder Passivhauses gebracht wird. Eine höhere Sanierungstiefe führt in der Regel zu einem größeren Einsparpotenzial, erfordert jedoch oft auch höhere Investitionen.

Umweltwärme

Umweltwärme bezeichnet leicht zu erschließende Energiequellen, wie Oberflächengewässer (hydrothermische Umweltwärme), Umgebungsluft (aerothermische Umweltwärme) und oberflächennahe Geothermie. Gemein ist diesen Energiequellen, dass ihre Energie aus der Sonne stammt bzw. darüber wieder regeneriert wird und sie keine hohen Temperaturniveaus zur Verfügung stellen können. Umweltwärmequellen sind meist flächendeckend in irgendeiner der Formen vorhanden, benötigen immer aber Wärmepumpen zur Anhebung der Temperatur.

Verdichtung

Werden in einem bereits mit Fernwärme versorgten Gebiet bisher nicht an die Fernwärme angeschlossene Gebäude angebunden spricht man von Verdichtung der Fernwärme.

Wärmebedarf

Der Wärmebedarf ist die errechnete oder gemessene Energiemenge, die benötigt wird, um ein Gebäude auf einer angenehmen Temperatur zu halten. Die Wärmeplanung analysiert den Wärmebedarf in einem Gebiet und der Gesamtstadt als Grundlage für die Zielplanung.

Wärmeliniendichte

ist der Quotient aus der Wärmemenge in Kilowattstunden, die innerhalb eines Leitungs- oder Straßenabschnitts an die dort angeschlossenen oder anschließbaren Verbraucher innerhalb eines Jahres abgesetzt wird, und der Länge dieses Leitungsabschnitts in Metern. Dabei entspricht ein Leitungsabschnitt meist einem Straßenabschnitt bzw. einer Baublockseite. Werte der Wärmeliniendichte erstrecken sich typischerweise auf den Bereich von weniger als 1.000 kWh/m (lockere Einfamilienhausbebauung) bis über 10.000 kWh/m (stark verdichtete Innenstadtbebauung).

Wärmepumpe

Eine Wärmepumpe ist ein Heizsystem, das Umgebungswärme aus der Luft, dem Wasser oder dem Erdreich nutzt und mit einem thermodynamischen Prozess unter Einsatz von Strom in Heizenergie umwandelt, ähnlich einem „umgedrehten“ Kühlschrank. Bei Anlagen >500 kW kann man von Großwärmepumpen sprechen.

Wärmespeicher

Wärmespeicher speichern überschüssige Wärme und stellen sie bei Bedarf zur Verfügung, wobei man Kurz-, Mittel- und Langfristspeicher unterscheiden kann. Sie sind ein wichtiger Baustein zur Flexibilisierung und Effizienzsteigerung von Wärmenetzen.

Wasserstoff

Wasserstoff (H_2) ist ein universeller Energieträger, der sowohl stofflich in der chemischen Industrie als auch energetisch genutzt werden kann. Die Speicherung und der Transport über lange Strecken sind möglich, aber aufwendiger als bei Methan, da Wasserstoff leichter Barrieren durchdringt. Wasserstoff kann sowohl in speziellen Netzen transportiert als auch in (umzurüstenden) Erdgasnetzteilen oder bis zu einem bestimmten Prozentsatz beigemischt werden. Klimaneutral hergestellt wird Wasserstoff aus Wasser mittels Elektrolyse durch erneuerbaren Strom.

Witterungsbereinigung

Um den Heizenergieverbrauch unterschiedlicher Jahre vergleichen zu können, müssen die Energieverbräuche witterungsbereinigt werden. Nur so kann die Wärmebedarfsentwicklung unabhängig vom Witterungseinfluss beurteilt werden und es wird eine Vergleichbarkeit zwischen den Jahren hergestellt. Hierzu werden die Gradtagszahlen eines Vergleichszeitraums in Relation gesetzt und ein Klimakorrekturenfaktor ermittelt.

0 Einleitung

Die Stadt- und Städteregionswerke Aachen AG (STAWAG) betreibt in Aachen ein Fernwärmenetz von über 90 km Länge sowie mehrere kleinere Nahwärmenetze und liefert jährlich etwa 300 Mio. kWh Wärme an Kunden. Ein Großteil der Wärme stammt derzeit noch aus dem rund 20 km entfernten Braunkohlekraftwerk Weisweiler, dessen Betrieb laut Kohleverstromungsbeendigungsgesetz bis 2029 endet.

Um den Wegfall dieser Wärmequelle und das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu bewältigen, muss die Wärmeerzeugung auf erneuerbare Energien und Abwärme umgestellt werden. Dafür betreibt STAWAG bereits eigene gasbetriebene KWK-Anlagen und Heizwerke.

Im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) wurde ein Transformationsplan erstellt. Dieser beschreibt den notwendigen technischen, zeitlichen und wirtschaftlichen Umbau des Fernwärmenetzes bis 2045 und bildet die Grundlage für weitere Fördermaßnahmen.

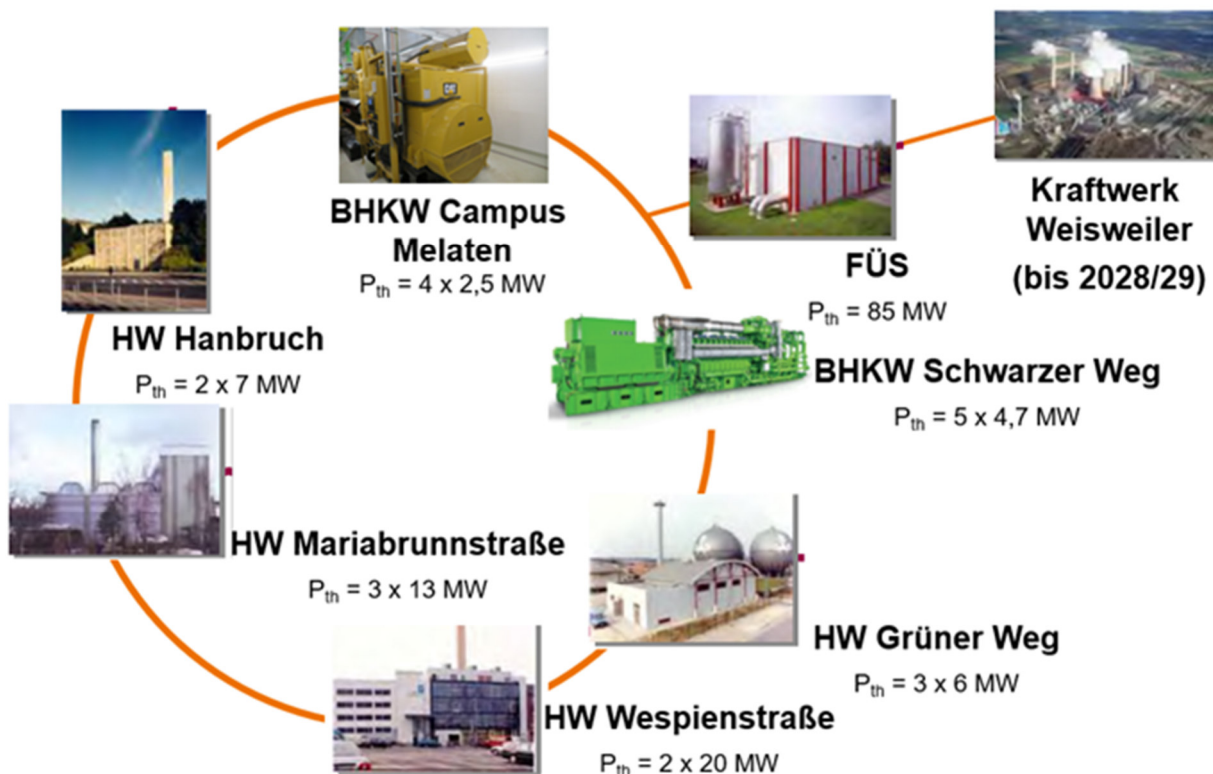


Abbildung 1: Schema der Erzeugungsanlagen und Wärmelieferanten der STAWAG

1 IST-Analyse der Wärmeversorgung

1.1 Definition des Betrachtungsgegenstands

Für den Fernwärmeausbau wurde zunächst ein beschränktes Untersuchungsgebiet festgelegt, anstatt die gesamte Stadt zu analysieren. Kriterien dafür waren:

- Zusammenhängendes Gebiet
- Einbeziehung des bestehenden Fernwärmenetzes und der beiden Nahwärmenetze mit geplanter Anbindung
- Ausschluss weniger dicht besiedelter Gebiete, insbesondere bei großer Entfernung zum Fernwärmenetz

Das Untersuchungsgebiet gemäß Abbildung 2 umfasst vor allem die Innenstadt und den nördlichen dicht besiedelten Stadtraum. Der südliche Bereich mit kleinteiligen Siedlungsstrukturen ist nicht enthalten. Ebenfalls berücksichtigt wurden: bestehende Wärmenetze, geplante Netzausbaubereiche der STAWAG und auf Basis des Wärmekatasters identifizierte Gebiete mit hoher Wärmedichte, die potenziell an die Fernwärme angeschlossen werden können. Details hierzu finden sich im Kapitel 3.1.

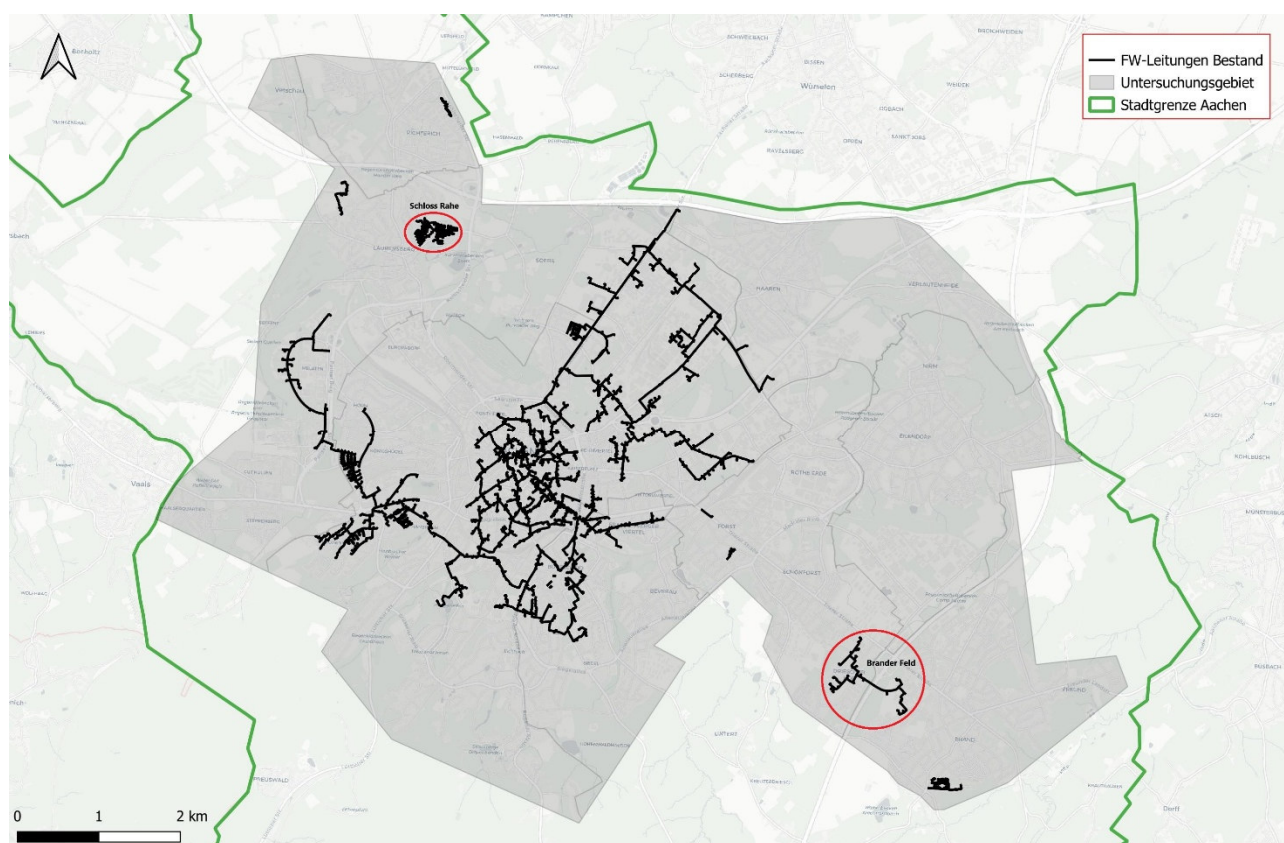


Abbildung 2: Untersuchungsgebiet Trafoplan STAWAG

Die Abbildung 2 zeigt das bestehende Fernwärmenetz, das überwiegend aus dem zusammenhängenden Netz der Innenstadt und Hanbruch besteht. Zusätzlich existieren mehrere kleinere Nahwärmenetze. Für den Transformationsplan relevant sind das Fernwärmenetz sowie die beiden Nahwärmenetze „Schloss Rahe“ und „Brander Feld“, deren Anbindung an das Fernwärmenetz bereits geplant ist. Detaillierte Informationen zur Netztopologie finden sich in Kapitel 1.3.

1.2 IST-Analyse der Gebäude/Endkunden und des Wärmebedarfs

Die Auswertungen basieren auf dem öffentlich verfügbaren Wärmekataster des LANUV NRW, das gebäude-scharfe Daten für das gesamte Bundesland liefert. Die Daten wurden adressenbasiert mit den Wärmeabsatzdaten der STAWAG (2020–2022, witterungsbereinigt) abgeglichen und durch Korrekturfaktoren für unterschiedliche Gebäudetypen und Baualter angepasst. So lassen sich auch nicht-fernwärmeversorgte Gebäude realistisch bewerten.

Für die IST-Analyse der Fernwärmeerzeugung und die Energie- sowie Treibhausgasbilanz werden historische STAWAG-Daten genutzt. Für die SOLL-Analyse, z. B. für Prognosen des Wärmebedarfs und Netzerweiterungen, wird das nachgeschärfte Wärmekataster mit seinen witterungsbereinigten Bedarfswerten und räumlichen Gebäudedaten als Grundlage verwendet.

1.2.1 IST-Analyse auf Basis des Wärmekatasters

Im Untersuchungsgebiet von Aachen gibt es 40.351 Gebäude, davon 35.893 beheizt. 1.684 Gebäude werden mit Fernwärme aus den STAWAG-Wärmenetzen versorgt.

Der Gesamtwärmebedarf im Gebiet beträgt rund 2 TWh_{th}, was nahezu dem gesamten städtischen Wärmebedarf von 2,2 TWh_{th} entspricht. Davon entfallen 0,28 TWh_{th} auf fernwärmeversorgte Gebäude; für die restlichen 1,72 TWh_{th} liegen auf Gebäudeebene keine Heizungsinformationen vor. Diese wurden stattdessen auf Baublockebene prozentual auf die Gebäude verteilt, um den Wärmebedarf (Tabelle 1) nach Heizungstypen (inklusive „Sonstige“ mit Holz, Flüssiggas etc.) zuzuordnen.

Tabelle 1: Anzahl und Wärmebedarf der beheizten Gebäude nach Heizungstypen

	Wärmebedarf [GWh _{th}]	Anteil [%]
Fernwärme	281	14 %
Gas	1.332	67 %
Öl	144	7 %
Strom	35	2 %
EE	45	2 %
Sonstige	153	8 %
Summe	1.990	100 %

Quelle: Wärmekataster und BDEW

Im Untersuchungsgebiet wird 14 % des Wärmebedarfs durch Fernwärme der STAWAG gedeckt. Der Großteil entfällt auf Erdgas mit 67 %, Heizöl 7 %, Strom und erneuerbare Heizungen je 2 % und sonstige Heizungstypen 8 %. Das Wärmekataster differenziert außerdem den Wärmebedarf nach Nutzungsarten: Wohngebäude, Nichtwohngebäude und Mischgebäude (Tabelle 2).

Tabelle 2: Anzahl und Wärmebedarf der beheizten Gebäude nach Nutzungsarten

Nutzungsart	Anzahl	Anteil der Anzahl	Wärmebedarf [GWh _{th}]	Anteil am Wärmebedarf
Wohngebäude	29.676	83 %	1.191	60 %
Nichtwohngebäude	2.738	8 %	555	28 %
Mischnutzung	3.479	10 %	244	12 %
Summe	35.893	100 %	1.990	100 %

Quelle: Wärmekataster

Im Untersuchungsgebiet dominiert die Wohnnutzung mit fast 60 % des Wärmebedarfs und etwa 83 % der Gebäude. Nichtwohngebäude machen 28 % des Wärmebedarfs bei nur 8 % der Gebäude aus, während gemischt genutzte Gebäude 12 % des Wärmebedarfs und 10 % der Gebäude ausmachen.

Für eine detailliertere Analyse wird eine Kategorisierung nach Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), öffentlichen Gebäuden, Wohnen (inklusive gemischter Nutzung) und Sonstige verwendet (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3: Anzahl und Wärmebedarf und der beheizten Gebäude nach Sektoren

Sektor	Anzahl	Anteil der Anzahl	Wärmebedarf [GWh _{th}]	Anteil am Wärmebedarf
Wohnen	30.262	84 %	1.185	60 %
GHD	2.050	6 %	271	14 %
Gebäude für öffentliche Zwecke	933	3 %	358	18 %
Mischnutzung	2.403	7 %	160	8 %
Sonstige	245	1 %	16	1 %
Summe	35.893	100 %	1.990	100 %

Quelle: Wärmekataster

Öffentliche Liegenschaften machen im Untersuchungsgebiet 3 % der Gebäude aus, decken aber 18 % des Wärmebedarfs und können als Vorreiter für Energieeffizienz und treibhausgasneutrale Wärme dienen. Der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor (GHD) umfasst 6 % der Gebäude und 14 % des Wärmebedarfs.

Für die Wohngebäude wird die Verteilung nach Gebäudetypen anhand der IWU-Typologie in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Anzahl und Wärmebedarf der beheizten Wohngebäude nach Gebäudetypologie

Nutzungsart	Anzahl	Anteil der Anzahl	Wärmebedarf [GWh _{th}]	Anteil am Wärmebedarf
Einfamilienhaus (EFH)	11.152	34 %	265	19 %
Großes Mehrfamilienhaus (GMH)	8.437	25 %	841	59 %
Hochhaus (HH)	31	0,1 %	9	1 %
Mehrfamilienhaus (MFH)	3.891	12 %	148	10 %
Reihenhaus (RH)	9.644	29 %	161	11 %
Summe	33.155	100 %	1.424	100 %

Quelle: Wärmekataster

Im Untersuchungsgebiet dominieren Einfamilien- und Reihenhäuser zahlenmäßig, decken jedoch nur 30 % des Wärmebedarfs. Mehrfamilienhäuser und große Mehrfamilienhäuser machen nur 37 % der Gebäude aus, sind aber für 69 % des Wärmebedarfs verantwortlich. Hochhäuser kommen nur selten vor.

1.2.2 IST-Analyse der fernwärmeversorgten Gebäude/Endkunden

Für die fernwärmeversorgten Gebäude liegen zusätzlich zu den Wärmekatasterdaten auch Kundendaten der STAWAG vor. Durch deren Verschnitt mit dem Wärmekataster konnten die tatsächlich mit Fernwärme versorgten Adressen identifiziert werden. Für die Analyse werden die Teilnetze Innenstadt, Hanbruch, Brander Feld und Schloss Rahe berücksichtigt. Das Wärmekataster unterscheidet dabei zwischen Wohngebäuden, Nichtwohngebäuden und Mischnutzung (Tabelle 5).

Tabelle 5: Anzahl und Wärmebedarf der mit Fernwärme beheizten Gebäude nach Nutzungsarten

Nutzungsart	Anzahl	Anteil der Anzahl	Wärmebedarf [GWh _{th}]	Anteil am Wärmebedarf
Wohngebäude	1168	70 %	94	34 %
Nichtwohngebäude	348	21 %	158	56 %
Mischnutzung	153	9 %	29	10 %
Summe	1669	100 %	281	100 %

Quelle: Wärmekataster und STAWAG Kundendaten

Von den 1.669 mit Fernwärme versorgten Gebäuden im Untersuchungsgebiet (4,6 % der Gebäude) haben diese einen überdurchschnittlich hohen Wärmebedarf, was erklärt, warum der Mengenanteil der Fernwärme 14 % beträgt. 70 % der fernwärmeversorgten Gebäude sind Wohngebäude, die jedoch nur 34 % des Wärmebedarfs ausmachen. Nichtwohngebäude machen 21 % der Gebäude, aber 56 % des Wärmebedarfs aus – deutlich höher als im Gesamtgebiet.

Besonders hervorzuheben sind öffentliche Liegenschaften, die mit 11 % der Gebäude 37 % des Wärmebedarfs stellen, hauptsächlich bedingt durch die RWTH Aachen. Auch gewerblich genutzte und gemischt genutzte Gebäude weisen höhere Fernwärmeanteile auf als im gesamten Untersuchungsgebiet (Tabelle 6).

Tabelle 6: Anzahl und Wärmebedarf der mit Fernwärme versorgten Gebäude nach Sektoren

Sektor	Anzahl	Anteil der Anzahl	Wärmebedarf [GWh _{th}]	Anteil am Wärmebedarf
Wohnen	1.082	65 %	83	30 %
GHD	176	11 %	69	24 %
Gebäude für öffentliche Zwecke	190	11 %	105	37 %
Mischnutzung	192	12 %	19	7 %
Sonstige	29	2 %	6	2 %
Summe	1.669	100 %	281	100 %

Quelle: Wärmekataster und STAWAG Kundendaten

Wie in Tabelle 7 deutlich wird, dominieren bei den mit Fernwärme versorgten Wohngebäuden **große und normale Mehrfamilienhäuser** mit **61 % der Gebäude** und **88 % des Wärmebedarfs**, deutlich höher als im gesamten Untersuchungsgebiet. **Einfamilienhäuser** werden nur selten angeschlossen, sie machen **ca. 7 % der Gebäude** und **6 % des Wärmebedarfs** aus.

Tabelle 7: Anzahl und Wärmebedarf der mit Fernwärme beheizten Wohngebäude nach Gebäudetypologie

Nutzungsart	Anzahl	Anteil der Anzahl	Wärmebedarf [GWh _{th}]	Anteil am Wärmebedarf
Einfamilienhaus (EFH)	87	7 %	8	6 %
Großes Mehrfamilienhaus (GMH)	720	55 %	102	85 %
Hochhaus (HH)	7	1 %	2	1 %
Mehrfamilienhaus (MFH)	82	6 %	3	3 %
Reihenhaus (RH)	425	32 %	6	5 %
Summe	1.321	100 %	120	9 %

Quelle: Wärmekataster und STAWAG Kundendaten

Die historischen Wärmeverbrauchsdaten bilden, aufgrund der höheren Datenqualität gegenüber den Wärmebedarfsdaten des Wärmekatasters, zusammen mit den zugehörigen Erzeugungsmengen die Basis für die IST-

Analyse der Wärmeerzeugung (Kapitel 1.4) und für die Energie- und Treibhausgasbilanz (Kapitel 1.5) des Fernwärmenetzes der STAWAG.

1.3 IST-Analyse der betrachteten Wärmenetzes

Abbildung 3 gibt eine schematische Übersicht über das Fernwärmesystem und die unterschiedlichen Netzabschnitte. Die Haupteinspeisung erfolgt an der Fernwärmeübergabestation (FÜS) aus dem Kraftwerk Weisweiler mit bis zu 123 °C Vorlauftemperatur (Innenstadtnetz). Von der FÜS wird über Hauptanbindungsleitungen entlang der Ausfallstraßen Krefelder Str., Prager/Berliner Ring und Jülicher Straße ein verzweigtes und vermaschtes Netz betrieben, das mit PN 16 abgesichert ist.

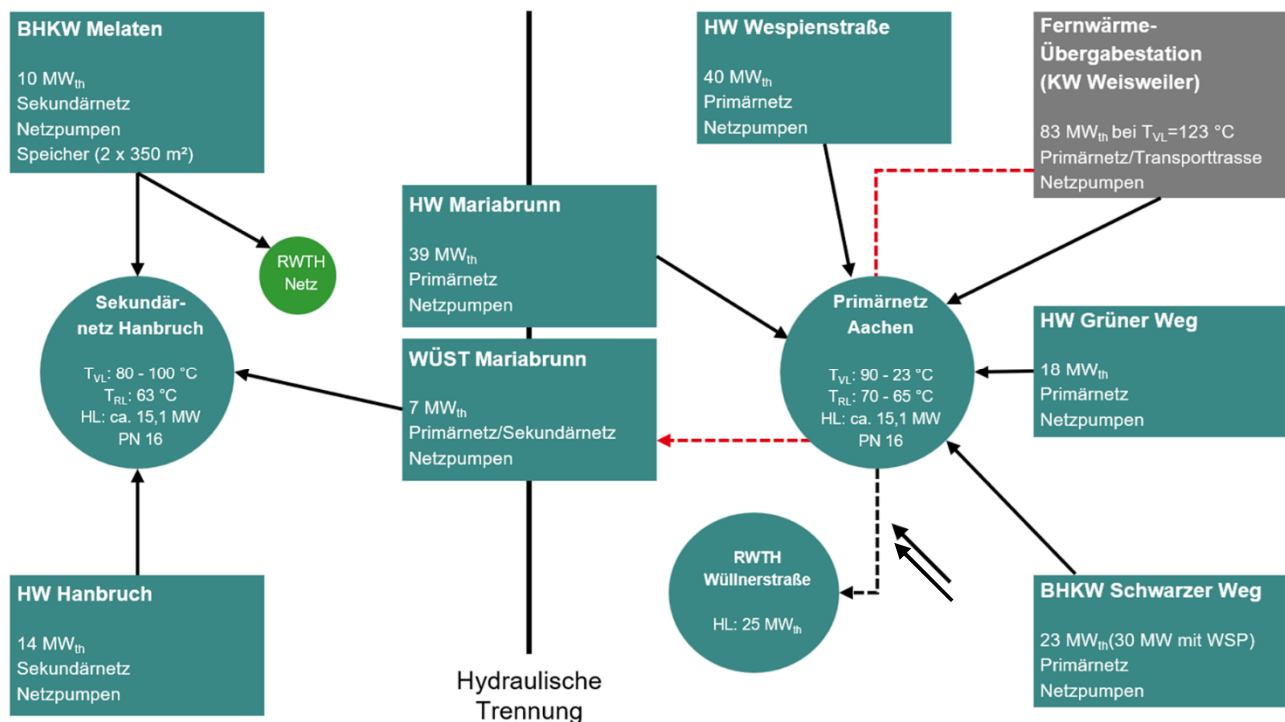


Abbildung 3: Fernwärmenetz, Wärmeerzeuger, zentrale Übergabestationen und Netzparameter (2021)

Das Fernwärmenetz der STAWAG umfasst ein Primärnetz mit Vorlauftemperaturen zwischen 123 °C und 90 °C sowie ein nachgelagertes Sekundärnetz Hanbruch mit 80 °C bis 100 °C, hydraulisch getrennt aufgrund geodätischer Unterschiede. Die Netzverluste liegen bei rund 16 %, der älteste Netzabschnitt stammt von 1962. An der Wärmeübergabestation Mariabrunnstraße erfolgt die Übergabe an das Sekundärnetz Hanbruch und Melaten, inklusive BHKW Campus Melaten und eigenen Netzpumpen. Ein externes Sekundärnetz für das Universitätsareal der RWTH Aachen wird über die Wüllnerstraße mit ca. 25 MW Kuppelkapazität versorgt. Die Trassenlänge beträgt insgesamt rund 100 km: das Primärnetz 71,3 km, das Sekundärnetz Hanbruch 20,9 km. Zusätzlich betreibt STAWAG mehrere Nahwärmenetze, von denen zwei (Brander Feld, Schloss Rahe) künftig an das zentrale Fernwärmenetz angeschlossen werden. Abbildung 4 gibt einen Überblick über die in diesem Trafoplan betrachteten Wärmenetze der STAWAG.

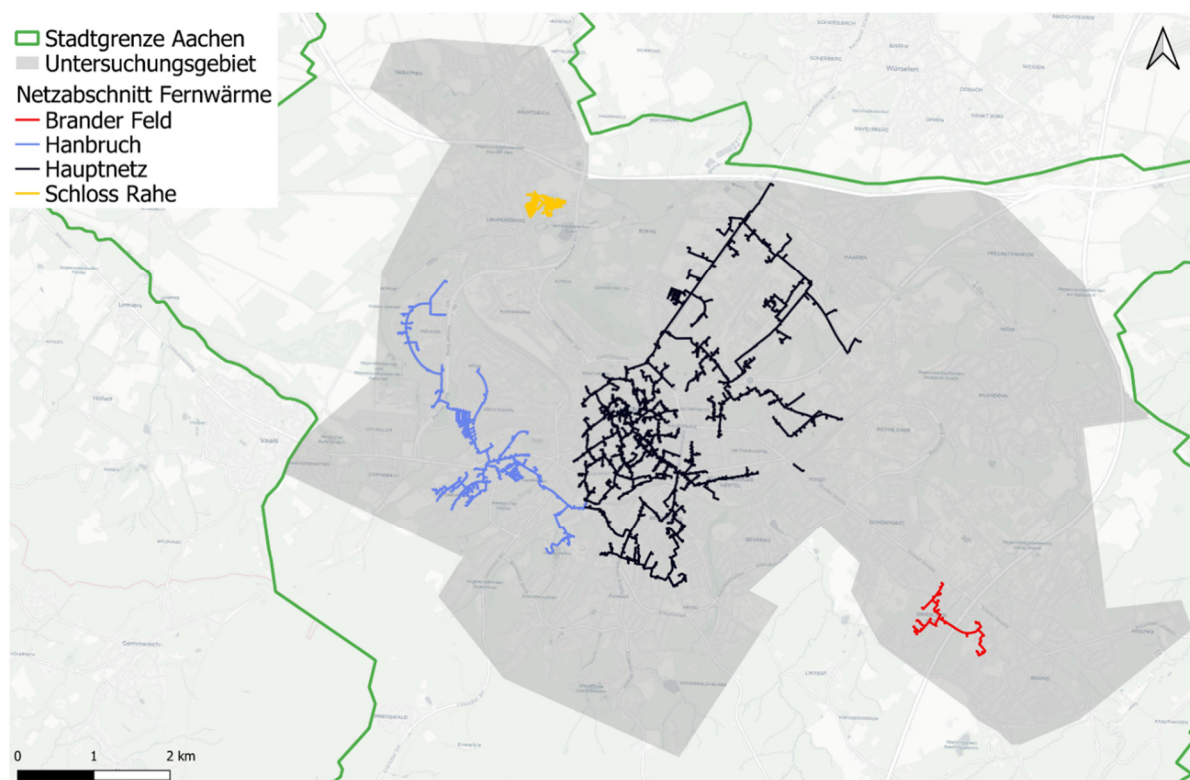


Abbildung 4: Grobstruktur der Wärmenetze

Tabelle 8: Netzparameter der Wärmenetze

	Trassenlänge [km]	Netztemperatur t_{VL}/t_{RL}	Druckniveau
Netzbereich Innenstadt	71,3	Vorlauf: 90 – 123 °C Rücklauf: 65 – 70 °C	PN 16
Netzbereich Hanbruch	20,9	Vorlauf: 80 – 100 °C Rücklauf: 63 °C	PN 16
Nachwärmenetz Brander Feld	3,5	Vorlauf: max. 90 °C Rücklauf: max. 55 °C	PN 10
Nahwärmenetz Schloss Rahe	4,6	Vorlauf: max. 90 °C Rücklauf: 55 °C	PN 10
Summe	99,7		

Quelle: STAWAG

Tabelle 9 zeigt das Jahr der Inbetriebnahme der einzelnen Rohrleitungsabschnitte im Untersuchungsgebiet. Der größte Teil der Rohrleitungen wurde nach 1990 in Betrieb genommen.

Tabelle 9: Jahr der Inbetriebnahme der Rohrleitungen

Jahr der Inbetriebnahme	Länge [km]
Vor 1960	2,0
1961 bis 1970	2,5
1971 bis 1980	7,7
1981 bis 1990	2,3
1991 bis 2000	23,6
2001 bis 2010	27,1
2011 bis 2020	29,1
Nach 2020	6,0

Quelle: STAWAG

In Tabelle 10 ist die Art der Einbindung der Hausübergabestationen in den Netzgebieten des betrachteten Untersuchungsgebiets dargestellt. Dabei wird zwischen indirekten und direkten Hausübergabestationen unterschieden. Der überwiegende Teil der Übergabestationen ist indirekt an das Fernwärmenetz eingebunden. Direkt eingebundene Übergabestationen befinden sich in den Nahwärmenetzen Brander Feld und Schloss Rahe.

Tabelle 10: Einbindung der Übergabestationen

Anzahl	Indirekte Einbindung	Direkte Einbindung	Gesamt
Netzbereich Innenstadt	788	0	788
Netzbereich Hanbruch	336	0	336
Nahwärmenetz Brander Feld	16	0	16
Nahwärmenetz Schloss Rahe	95	94	189
Summe	1235	94	1.329

Quelle: STAWAG

Aktuell liegen bei STAWAG keine Messdaten zu den Temperaturen der Kundenübergabestationen vor. Als Referenz wird daher die Auslegung gemäß den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) genutzt:

- Primärseite: max. Vorlauf 130 °C, max. Rücklauf 60 °C
- Sekundärseite: max. Vorlauf 125 °C, max. Rücklauf 55 °C (unter Annahme einer Wärmetauscher-Grädigkeit von 5 K)

Das Inbetriebnahmedatum der Hausübergabestationen ist ebenfalls nicht direkt erfasst; stattdessen wird auf das Verlegedatum der Hausanschlussleitungen zurückgegriffen, die in der Regel ein Jahr vor der Station installiert werden. So lässt sich die Anzahl der Übergabestationen nach Inbetriebnahme grob abschätzen¹.

Tabelle 11: Inbetriebnahme der Hausübergabestationen

Jahr der Inbetriebnahme	Anzahl Hausübergabestationen
Vor 1960	37
1961 bis 1970	152
1971 bis 1980	100
1981 bis 1990	29
1991 bis 2000	106
2001 bis 2010	385
2011 bis 2020	398
Nach 2020	122
Summe	1.329

Quelle: STAWAG

Die technische Leistung der Übergabestationen ist bei STAWAG nicht direkt erfasst. Stattdessen wird die genutzte Leistung über Kundenabsatzdaten abgeschätzt. Unter der Annahme von durchschnittlich 1.300 Vollbenutzungsstunden lässt sich die Anschlussleistung der Kunden berechnen. Diese rechnerische Leistung kann von der tatsächlichen technischen Leistung abweichen. Durch die Verteilung der ermittelten Anschluss-

¹ Die Inbetriebnahmezeitpunkte der Hausübergabestationen und der Hausanschlussleitungen können auseinanderfallen, weil im Rahmen von Vorverträgen bereits Anschlussleitungen verlegt wurden, die Übergabe jedoch zu einem späteren Zeitpunkt installiert wird.

leistungen auf Leistungsbereiche wird die Anzahl der Hausübergabestationen in den jeweiligen Leistungsbereichen überschlägig ermittelt.

Tabelle 12: Leistung der Übergabestationen

Leistungsbereich	Anzahl Hausübergabestationen
kleiner 20 kW	629
21 bis 50 kW	192
51 bis 100 kW	166
101 bis 150 kW	89
150 bis 200 kW	68
größer als 200 kW	184
Summe	1.329

Quelle: STAWAG

Temperaturfahrweise des Fernwärmenetzes

Die Haupteinspeisung der Fernwärme erfolgt an der FÜS aus dem Braunkohle-Kraftwerk Weisweiler mit einer Maximalleistung von 83 MW. Das Primärnetz wird mit Vorlauftemperaturen zwischen 123 °C und 90 °C betrieben, das Sekundärnetz „Hanbruch“ mit 80 °C bis 100 °C. Die Vorlauftemperaturregelung erfolgt stufenweise nach Heizperiode: niedrig im Sommer, erhöht in Übergangszeiten und Heizperiode. Sie ist unabhängig von Außentemperatur oder Netzlast.

Ziele der Regelung sind:

- Minimierung der Wärmeverluste im Transport
- Verlängerung der Lebensdauer von Rohrleitungen und Wärmeübertragern
- Senkung der Stromverlustkennziffer bei KWK-Erzeugung
- Erleichterung von Instandhaltungsarbeiten am Leitungssystem.

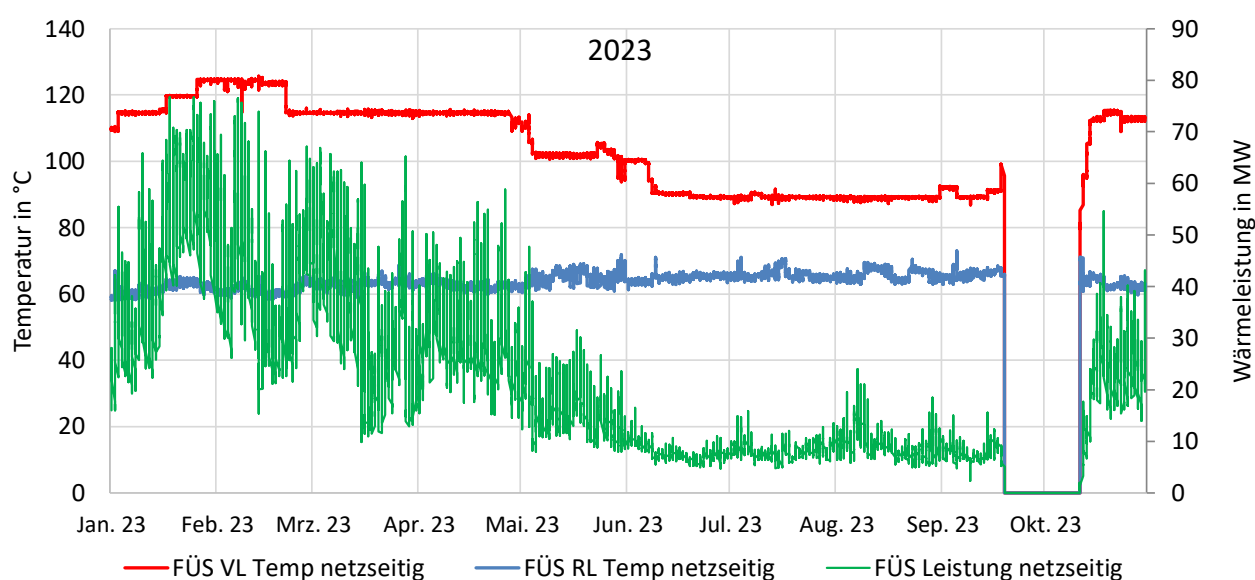


Abbildung 5: Fahrweise FW-Netz anhand Messdaten FÜS

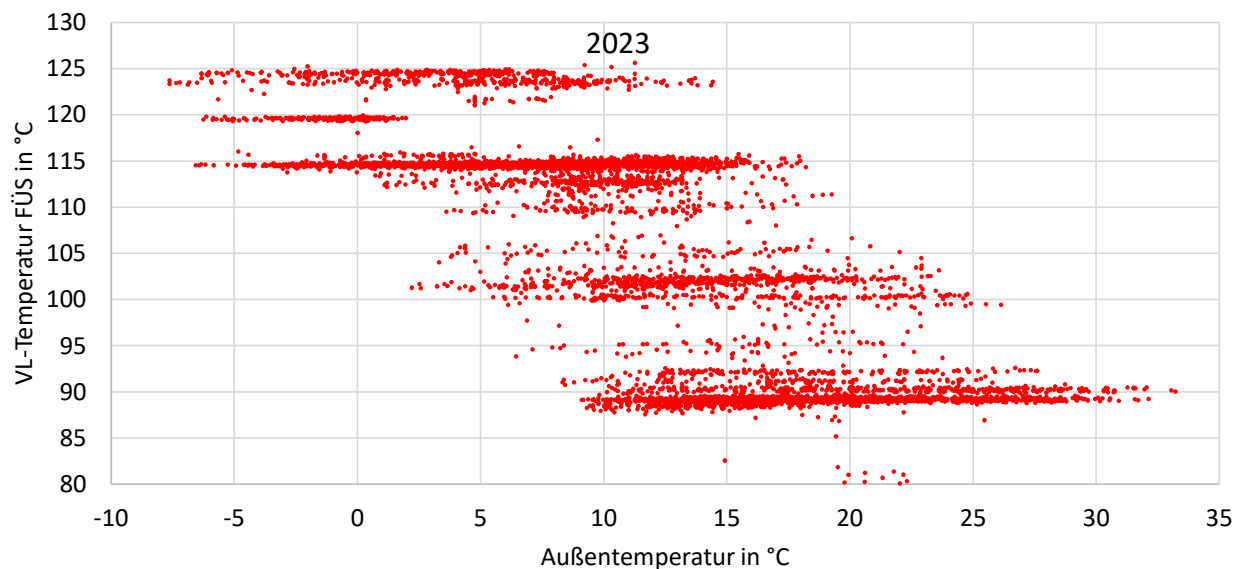


Abbildung 6: Vorlauftemperaturen FW-Netz anhand Messdaten FÜS

Die Rücklauftemperaturen im Fernwärmenetz liegen zwischen 58 °C und 73 °C (Abbildung 7). Im Sommer treten die höchsten Werte auf, da bei geringer Netzlast das Fernwärmewasser nicht ausreichend von den Verbrauchern abgekühlt wird. Eine Absenkung der Vorlauftemperatur unter 90 °C wäre sinnvoll, ist aber durch einzelne Verbraucher, die hohe Temperaturen benötigen, nicht vollständig möglich. In Übergangszeiten und Heizperiode liegen die Rücklauftemperaturen zwischen 58 °C und 65 °C. Besonders große Abnehmer wie die Universität erhöhen die Gesamt-Rücklauftemperatur. Eine Optimierung der kundenseitigen Anlagen könnte die Rücklauftemperaturen und die hydraulische Auslastung des Netzes deutlich verbessern.

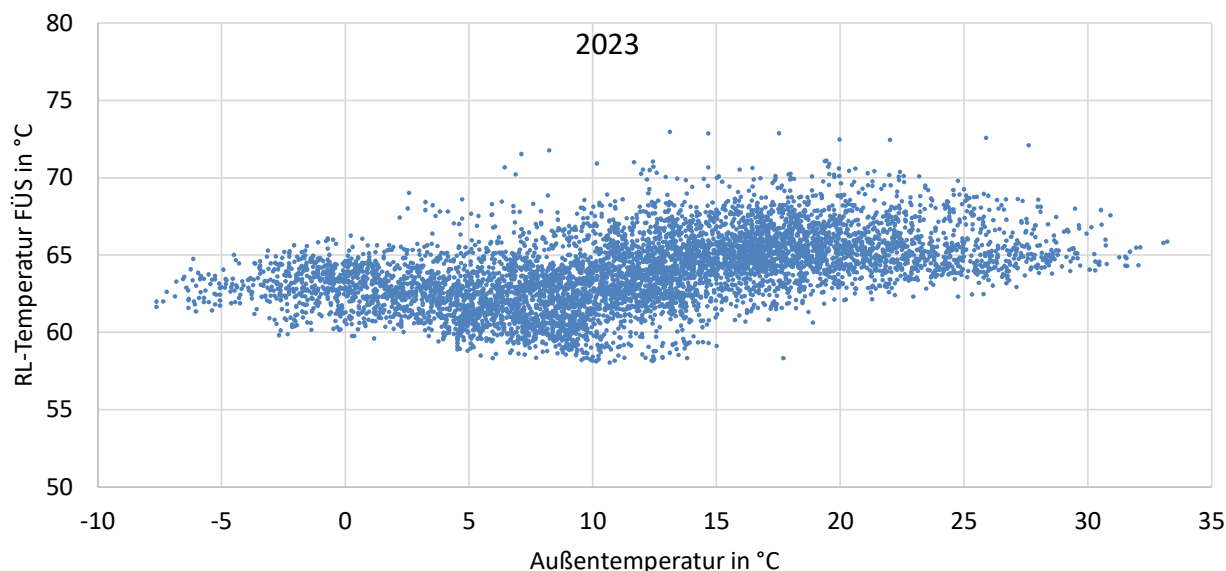


Abbildung 7: Rücklauftemperaturen FW-Netz anhand Messdaten FÜS

Netzhydraulik

Das **Primärnetz** liegt auf einem Höhenniveau von 114 bis 208 mNHN. Der Netztiefpunkt befindet sich an der Hauptwärmeeinspeisung der FÜS. Weitere Randbedingungen des Primärnetzes können der folgenden Tabelle entnommen werden:

Tabelle 13: Hydraulische Randbedingungen im Primärnetz

	Wert	Bemerkung
Netzhochpunkt	208 mNHN	Bayernallee (FH Aachen)
Netztiefpunkt	144 mNHN	FÜS
Nenndruckstufe	PN 16	
Max. zul. Druck (PS)	13,5 bar _ü	PN 16 bei 125 °C
Max. zul. Betriebsdruck (PB)	12,5 bar _ü	Annahme: Regelabschaltung: 13,0 bar _ü , Störabschaltung SDBmax: 13,5 bar _ü
Mitteldruck	8,9 bar _ü	symmetrische Druckhaltung am BHKW Schwarzer Weg
Netzschlechtpunkt	1 bar	FH Aachen

Quelle: STAWAG

Der Spitzenlastfall im Primärnetz liegt bei rund 127 MW_{th}. Davon werden 10 MW_{th} über die Übergabestation Mariabrunn an das Sekundärnetz Hanbruch abgegeben, während in den Heizwerken Grüner Weg, Mariabrunnstraße und Wespienstraße noch 79 MW_{th} Reserveleistung verfügbar sind. Die Druckregelung erfolgt über eine symmetrische Mitteldruckhaltung von 8,9 bar_ü am BHKW Schwarzer Weg, knapp am unteren Limit des empfohlenen Ruhedrucks. Der maximale Systemdruck bei Volllast an der FÜS beträgt aktuell 11,9 bar_ü, sodass nur noch 0,6 bar Reserve bis zum zulässigen Höchstdruck von 12,5 bar_ü bestehen.

Tabelle 14: Einspeiseleistung der Erzeuger des Primärnetzes im Spitzenlastfall

Einspeisewerke	Leistung [MW]	Installierte Leistung [MW]
FÜS	83	83
HWE Grüner Weg	0	18
HWE Mariabrunnstr.	0	39
HWE Wespienstraße	21	40
BHKW Schwarzer Weg	23	23
Summe	127	203

Quelle: STAWAG

Das Aachener Fernwärmenetz ist im Innenstadtbereich eng vermascht, wodurch die Druckverhältnisse dort günstig sind. Die Haupteinspeisung der KWK-Wärme aus dem Kraftwerk Weisweiler erfolgt über die FÜS, die am Rand des Netzes liegt, hauptsächlich über die Haupttransporttrasse Krefelder Straße, die den hydraulischen Engpass des Netzes darstellt und künftig den Erzeugereinsatz limitiert.

Der Volumenstrom und Druckverlust auf dieser Trasse sind bei Volllast hoch, verstärkt durch den niedrigen Netztiefpunkt an der FÜS. Ein Ringschluss über die Jülicher Straße entlastet die Trasse teilweise und ermöglicht den Betrieb des BHKW Schwarzer Weg (max. 23 MW_{th}, über Speicher bis 30 MW_{th}). Überschreitungen des Trassenlimits erfordern zusätzliche Wärme aus Innenstadt-Heizwerken, ohne dass der Druck an der FÜS steigt.

Kurze Leitungssegmente zu Hausanschlüssen weisen teils hohe Reibungsverluste auf, sind aber unkritisch, solange sie nicht auf der druckbestimmenden Leitung zwischen Netzschlechtpunkt und FÜS liegen.

Das Sekundärnetz Hanbruch ist hydraulisch über die 10 MW_{th}-Wärmeübergabestation am Standort Mariabrunn vom Primärnetz getrennt, mit symmetrischer Mitteldruckhaltung am BHKW Campus Melaten (5,5 bar_ü). Es liegt auf 182–238 mNHN. Weitere Randbedingungen können der folgenden Tabelle entnommen werden:

Tabelle 15: Hydraulische Randbedingungen im Sekundärnetz Hanbruch

	Wert	Bemerkung
Netzhochpunkt	238 mNHN	Kita Kronenberg
Netztiefpunkt	182 mNHN	Erzeugungsstandort Mariabrunnstraße
Nenndruckstufe	PN 16	
Max. zul. Druck (PS)	13,5 bar _ü	PN 16 bei 125 °C, Annahme: Standort Hanbruch mit PN 16
Max. zul. Betriebsdruck (PB)	12,5 bar _ü	Annahme: Regelabschaltung 13,0 bar _ü , SDB 13,5 bar _ü
Mitteldruck	5,5 bar _ü	symmetrische Druckhaltung am BHKW Campus Melaten
Netzschlechtpunkt	1 bar	

Quelle: STAWAG

Der Spitzenlastfall im Sekundärnetz Hanbruch liegt aktuell bei circa 18 MW_{th} Erzeugerleistung. Diese wird aus der nachfolgenden Tabelle ersichtlichen Erzeugerleistungen zusammengestellt.

Tabelle 16: Einspeiseleistung der Erzeuger des Sekundärnetzes Hanbruch im Spitzenlastfall

Einspeisewerke	Leistung [MW _{th}]	Installierte Leistung / Übertragungsleistung [MW _{th}]
HWE + BHKW Hanbruch	3	12,6
WT Mariabrunn	10	10
BHKW Campus Melaten	5	10 (davon rd. 5 für RWTH)
Summe	18	30

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Sekundärnetz Hanbruch liegt der maximale Systemdruck am Netztiefpunkt Mariabrunnstraße bei 9,4 bar_ü, mit ausreichender Reserve bis zum zulässigen Höchstwert. Ein potenzieller Engpass besteht in der östlichen DN 200-Transportleitung zwischen Mariabrunnstraße und Hohenstaufenallee, da dort erhöhte Reibungsverluste auftreten. Eine theoretische Erhöhung der Übertragungsleistung ist möglich, würde aber die Reibungsverluste deutlich erhöhen, bleibt jedoch innerhalb zulässiger Druckgrenzen.

Das sehr kleine Tertiärnetz AMA-AKA (<2 MW_{th}) wird vom Sekundärnetz versorgt und besitzt keinen eigenen Wärmeerzeuger.

Die Nahwärmenetze Brander Feld (≈5 MW_{th}) und Schloss Rahe (≈3 MW_{th}) sind derzeit autark mit eigenen BHKW, Kesseln und Druckhaltung. Sie werden bis 2030 über Trennstationen an das Primärnetz angebunden. Beide Netze haben aktuell ausreichende Reserven, keine Engpässe und niedrige Reibungsverluste. Die Leitungen sind nicht ausgelastet und bieten hohes Ausbaupotenzial.

Tabelle 17: Hydraulische Randbedingungen im Sekundärnetz Brander Feld

	Wert	Bemerkung
Netzhochpunkt	249 mNHN	Schagenstr. 40
Netztiefpunkt	232 mNHN	Königsberger Str. 4
Nenndruckstufe	PN 16	
Max. zul. Temperatur	120 °C	Abgesichert bei 110 °C durch STBmax, Betrieb bis 105°C

	Wert	Bemerkung
Max. zul. Druck (PS)	13,5 bar _ü	PN 16 bei 120 °C
Max. zul. Betriebsdruck (PB)	12,5 bar _ü	Abgesicherter Betriebsdruck SDBmax
Mitteldruck	6 bar _ü	
Netzschlechtput	0,5 bar	St. Annaberg Str.

Quelle: STAWAG

Tabelle 18: Hydraulische Randbedingungen im Sekundärnetz Rahe

	Wert	Bemerkung
Netzhochpunkt	179 mNHN	Schlossweiherstr. 5
Netztiefpunkt	161 mNHN	An der Rahemühle 136
Nenndruckstufe	PN 10	
Max. zul. Temperatur	110 °C	
Max. zul. Druck (PS)	9 bar _ü	PN 10 bei 110 °C
Max. zul. Betriebsdruck (PB)	8,5 bar _ü	Abgesicherter Betriebsdruck SDBmax
Mitteldruck	3,5 bar _ü	
Netzschlechtput	1 bar	Schlossweiherstr. 5

Quelle: STAWAG

1.4 IST-Analyse der Wärmeerzeugung

Die Fernwärmeerzeugung in Aachen ist stark durch historische Entwicklungen und topologische Besonderheiten geprägt. Die Haupteinspeisung erfolgt über die Fernwärmeübergabestation (FÜS) aus dem Kraftwerk Weisweiler mit 83 MW_{th}, dessen Stilllegung für 2028/29 geplant ist.

Zusätzlich wurden KWK-Anlagen installiert:

- Campus Melaten (seit 2018): 4 Gasmotoren + 2 Wärmespeicher, 10 MW_{th}
- Schwarzer Weg (seit 2023): 5 Gasmotoren, 23,5 MW_{th} + Wärmespeicher

An der Mariabrunnstraße ist ein Wärmetauscher mit 10 MW_{th} für das Sekundärnetz Hanbruch/Melaten installiert, das BHKW Melaten speist hier ebenfalls ein.

Spitzenlasten und geringere Verfügbarkeit von Weisweiler-Wärme werden durch vier Heizwerksstandorte abgedeckt. Die Nahwärmenetze Brander Feld und Schloss Rahe sollen ans zentrale Fernwärmenetz angebunden werden; bisher werden sie über Biomethan-BHKW und Heißwassererzeuger versorgt, wobei die BHKW Ende 2026 außer Betrieb genommen werden.

Eine Übersicht der Erzeugungsstandorte des Fernwärmenetzes der STAWAG zeigt die nachfolgende Tabelle.

Tabelle 19: Erzeugungsstandorte im Fernwärmenetz der STAWAG

Erzeugungsstandort	Adresse	Beschreibung
Fernwärmeübergabestation	Friedenstraße 111 52070 Aachen	Fernwärmeübergabestation für Wärme aus einem Braunkohle KWK-Kraftwerk in Weisweiler
Schwarzer Weg	Schwarzer Weg 52070 Aachen	Fünf baugleiche Gasmotoren für die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme, welche mit Erdgas betrieben werden. Zusätzlich existiert am Standort ein Wärmespeicher.

Erzeugungsstandort	Adresse	Beschreibung
Campus Melaten	Mathieustraße 34 52074 Aachen	Vier baugleiche Gasmotoren für die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme, welche mit Erdgas betrieben werden. Da die RWTH ein höheres Temperaturniveau benötigt, wird Wärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus bereitgestellt. Das höhere kann in beide Netze eingespeist werden, dass niedrigere Temperaturniveau kann nur im Teilnetz Hanbruch genutzt. Für beide Temperaturniveaus existiert jeweils ein Wärmespeicher.
Grüner Weg	Grüner Weg 98 52070 Aachen	Drei mit Erdgas betriebene Heißwassererzeuger.
Wespiesenstraße	Wespiesenstraße 8-10 52062 Aachen	Drei mit Erdgas betriebene Heißwassererzeuger
Mariabrunnstraße	Mariabrunnstraße 50 52064 Aachen	Drei Heißwassererzeuger, die sowohl mit Heizöl als auch mit Erdgas betrieben werden können. Aufgrund der Leistung der installierten Wärmetauscher kann nur ein Teil der Erzeugungsleistung für die Wärmeeinspeisung in den Netzbereich Innenstadt genutzt werden.
Hanbruch	Vaalse Straße 167 52074 Aachen	Zwei Heißwassererzeuger, die sowohl mit Heizöl als auch mit Erdgas betrieben werden können.
Brander Feld	Am Schiefen Eck 3 52078 Aachen	Zwei Gasmotoren für die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme, welche wahlweise mit Biomethan oder Erdgas betrieben werden. Daneben existiert ein Heißwassererzeuger der mit Erdgas betrieben wird.
Schloss Rahe	Schlossweiherstr. 15 52072 Aachen	Ein Gasmotor für die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme, welcher wahlweise mit Biomethan oder Erdgas betrieben wird. Daneben existieren drei Heißwassererzeuger, die mit Erdgas betrieben werden.

Quelle: STAWAG

Die wesentlichen Kenndaten der Erzeugungsanlagen der STAWAG im IST-Zustand sind in Tabelle 23 zusammengefasst.

Tabelle 20: Kenndaten der Erzeugungsanlagen im Fernwärmenetz der STAWAG

Anlagenbezeichnung	Thermische Leistung MW _{th}	Elektrische Leistung MW _{el}	Hauptbrennstoff	IBN	Teilnetz
Fernwärmeübergabestation	3 x 28,3	-	Braunkohle	1995	Innenstadt
BHKW Schwarzer Weg	23,5	22,1	Erdgas	2022	Innenstadt
BHKW Campus Melaten	10,0 (davon bis zu 4,2 für RWTH)	10	Erdgas	2018	Innenstadt
HWE Grüner Weg	3 x 6,0	-	Erdgas	2 x 1992 1 x 2006	Innenstadt
HWE Wespienstraße	2 x 20,0	-	Erdgas	1 x 1996 1 x 1997	Innenstadt
HWE Mariabrunnstraße	3 x 13,0 (bis zu 14,5 für Innenstadt)	-	wahlweise Erdgas/Heizöl	1993	Innenstadt/ Hanbruch
HWE Hanbruch	2 x 7	-	wahlweise Erdgas/Heizöl	1988	Hanbruch
BHKW Brander Feld	1 x 0,8 1 x 2,0	1 x 0,8 1 x 2,0	wahlweise Biomethan /Erdgas	Modernisierung 2006	Brander Feld
HWE Brander Feld	8,0	-	Erdgas	Modernisierung 2017	Brander Feld
BHKW Schloss Rahe	1,2	1,2	wahlweise Biomethan /Erdgas	Modernisierung 2006	Schloss Rahe
HWE Schloss Rahe	3 x 1,5	-	Erdgas	1988	Schloss Rahe

Quelle: STAWAG

Im Fernwärmenetz sind insgesamt zwei Wärmespeicher eingebunden, die am Standort Schwarzer Weg und Campus Melaten als Kurzfristspeicher betrieben werden. Das neue BHKW am Schwarzen Weg verfügt über einen Wärmespeicher mit einem Volumen von 2.500 m³, das seit 2018 betriebene BHKW Melaten über zwei Speicher mit insgesamt 700 m³ Inhalt.

Tabelle 21: Wärmespeicher im Fernwärmenetz der STAWAG

Standort	Größe m ³	Leistung MW _{th}	IBN	Betriebsart	VL/RL
Schwarzer Weg	2.500	21,9	2023	Kurzfristspeicher zur Optimierung der strompreisgeführten Fahrweise des BHKW	Unterscheidet sich nicht vom Netz, variiert aber je nach Jahreszeit.
Campus Melaten	2 x 350	9,9	2018	Kurzfristspeicher zur Optimierung der strompreisgeführten Fahrweise des BHKW	Unterscheidet sich nicht vom Netz, variiert aber je nach Jahreszeit.

Quelle: STAWAG

Die Wärmeerzeugung im Fernwärmenetz weist eine typische jahreszeitliche, durch den Heizwärmebedarf geprägte, Struktur aus. In Abbildung 8 wird dies beispielhaft für das Jahr 2021 für die Summe der Wärmeerzeugung des Netzbereichs Innenstadt und des Netzbereichs Hanbruch gezeigt.

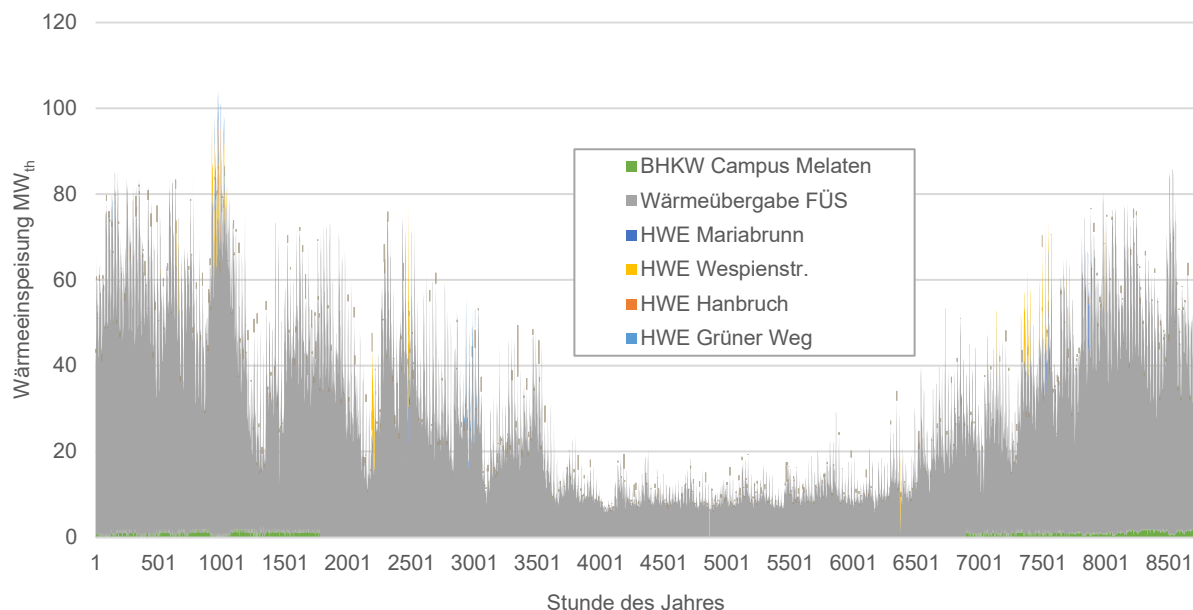


Abbildung 8: Stündliche Wärmeerzeugung Fernwärmenetz im Jahr 2021

Quelle: STAWAG

Tabelle 22 zeigt die Wärmeerzeugung im zentralen Fernwärmenetz der STAWAG für 2020–2022. Die meisten Wärmemengen stammen aus dem Braunkohlekraftwerk Weisweiler über die FÜS. Über den Wärmetauscher Hanbruch wird Wärme aus dem Innenstadtbereich in das Sekundärnetz Hanbruch eingespeist.

Das Jahr 2021 war kälter als 2020 und 2022, daher stieg der Wärmebedarf deutlich (vgl. Tabelle 23). Trotz der höheren Nachfrage erhöhte sich die Kesselleistung nicht, da die Auskopplung aus Weisweiler genügend Reserven für kältere Witterung bereitstellt.

Tabelle 22: Wärmeerzeugung nach Erzeugungsanlagen

Wärmeerzeugung in GWh _{th}	2020	2021	2022
FÜS (Einspeisung RWE)	223.270	277.370	188.740
HWE Wespienstrasse	8.641	2.140	17.736
HWE Mariabrunnstrasse	4.025	532	26.836
HWE Grüner Weg	4.249	517	12.647
BHKW Schwarzer Weg	-	-	-
WT Hanbruch²	16.357	21.213	20.535
HWE Hanbruch	346	133	3.230
BHKW Campus Melaten Hanbruch	22.504	18.385	15.228
Summe Erzeugung für Netz Hanbruch	39.207	39.731	38.993
Summe Erzeugung für Innenstadtnetz	223.828	259.345	225.424
Summe Erzeugung	263.035	299.076	264.417

Quelle: STAWAG

Die Gradtagzahl bzw. Heiztage geben Aufschluss über den außen temperaturbedingten Heizwärmebedarf eines Jahres. 2021 lag der Heizwärmebedarf deutlich höher als 2020 und 2022, entsprach aber etwa dem

² Wärmemenge, die von Erzeugern im Innenstadtnetz bereitgestellt wird und über den Wärmetauscher Hanbruch in das Teilnetz Hanbruch geliefert wird.

langjährigen Mittel. Aufgrund des Klimawandels haben die langfristigen Mittelwerte allerdings nur noch begrenzte Aussagekraft, da die Temperaturen in den letzten zehn Jahren regelmäßig darüber lagen.

Tabelle 23: Gradtagzahlen und Heiztage Aachen

	2020	2021	2022	langjähriges Mittel
Gradtagzahl 20/15	2.964	3.420	2.948	3449
Heiztage	251	261	241	282

Quelle: IWU

In Tabelle 24 sind die absoluten historischen Wärmeerzeugungsmengen nach Brennstoffen dargestellt. Zusätzlich ist in Abbildung 9 die relative Verteilung der Wärmeerzeugung auf die unterschiedlichen Energieträger und Erzeugungstechnologien dargestellt.

Tabelle 24: Wärmeerzeugung nach Energieträgern

Wärmeerzeugung in GWh _{th}	2020	2021	2022
Erdgas	39.649	21.623	55.011
Heizöl	116	83	20.666
Braunkohle	223.270	277.370	188.740
Summe	263.035	299.076	264.417

Quelle: STAWAG

Im Durchschnitt der Jahre 2020 bis 2021 wurden etwa 83 % der Wärme aus Braunkohle erzeugt, weitere 14 % stammten aus erdgasbefeuerten Anlagen und 3 % der Wärme stammte aus der Verbrennung von Heizöl.

Der hohe Heizölanteil des Jahres 2022 ist insbesondere auf die Verwerfungen an den Energiemärkten in Folge des Ukrainekrieges zurückzuführen, da es teilweise günstiger war Heizöl statt Erdgas als Energieträger zu verwenden. Zusätzlich konnte über mehrere Monate hinweg aufgrund eines Leitungsschadens keine Fernwärme aus Weisweiler bezogen werden, was zu einem erhöhten Kesseleinsatz und einem damit verbundenen höheren Anteil von Erdgas in der Fernwärmeerzeugung führt.

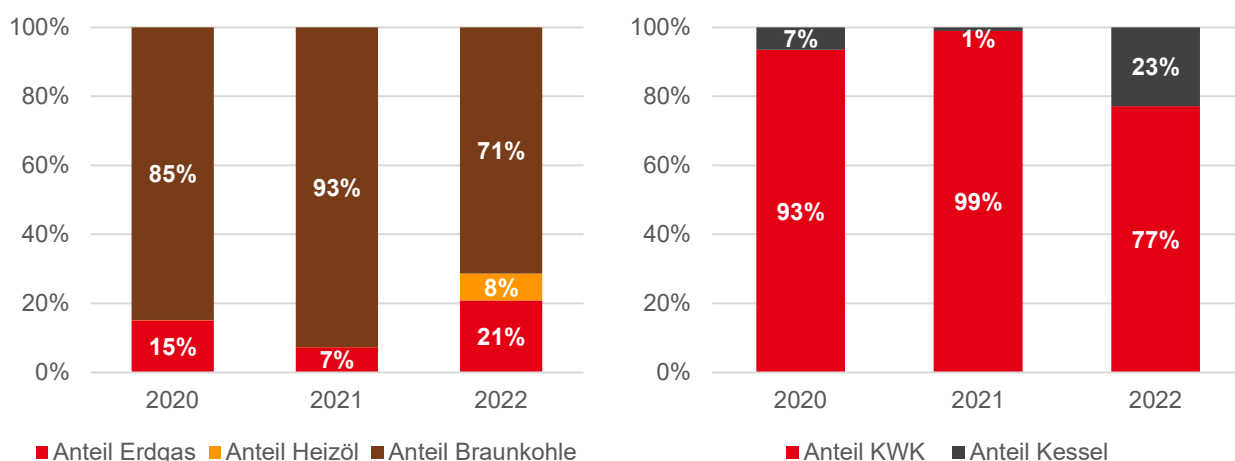


Abbildung 9: Anteile Energieträger und Erzeugungstechnologien an der Wärmeerzeugung

Quelle: STAWAG

1.5 Energie- und Treibhausgasbilanz für den IST-Zustand

Für das Fernwärmenetz der STAWAG wurde eine Energie- und Treibhausgasbilanz erstellt. Dabei geht es insbesondere um die Aufteilung der Brennstoffemissionen von KWK-Anlagen auf Strom und Wärme.

- Primärenergiefaktor und THG-Emissionen wurden nach AGFW FW 309-1 (**Stromgutschriftmethode**, GEG-konform) berechnet. Diese Methode ist normativ relevant, aber umstritten, da sie auf einem alten fossilen Strommix basiert und nicht zum heutigen erneuerbaren Energiesystem passt.
- Die **Carnotmethode** (AGFW FW 309-6) wird bevorzugt in der Energiewirtschaft und kommunalen Wärmeplanung eingesetzt. Sie berücksichtigt die Exergie der erzeugten Wärme im Verhältnis zum Strom und ist unabhängig vom aktuellen Strommix.
- Zusätzlich wurde der CO₂-Faktor auch nach der Referenzwertmethode (**Finnische Methode**) berechnet, die sich zunehmend in Europa und im Rahmen des Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetzes durchsetzt. Hierbei erfolgt die Aufteilung anhand des Brennstoffeinsatzes zweier ungekoppelter Referenzerzeuger für Strom und Wärme.

Die Bilanz dient als Ausgangspunkt für die Bewertung von Minderungsfortschritten im SOLL-Zustand des Fernwärmenetzes der STAWAG. Alle wesentlichen Prämissen zu CO₂-Emissionen, THG-Emissionen und Primärenergiebedarf der verwendeten Energieträger sind in Tabelle 25 zusammengefasst.

Tabelle 25: Emissionsfaktoren nach Energieträgern

Energieträger	FW 309-6 (f _{CO2}) [g/kWh _{Hi}]	FW 309-1 (f _{THG}) [g/kWh _{Hi}]	FW 309-1 (f _{P, nen} ³) [-]
Braunkohle	410	430	1,20
Erdgas	202	240	1,10
Heizöl EL	267	310	1,10
Abfall	0	0	0,00
Umweltwärme	0	0	0,00
Wärmelieferung aus Braunkohle-KWK ⁴	– ⁵	300	0,70
Abwärme (prozessbedingt)	0	0	0,00
Abwärme (thermische Abfallbehandlung)	17	20	0,10

Quelle: AGFW, GEG

Die nachfolgende Tabelle 26 zeigt in gesonderter Form die entsprechenden Prämissen für Strom in jährlicher Auflösung, da hier, je nach Methodik, die jährlich veröffentlichten Werte des Umweltbundesamtes herangezogen werden müssen.

Tabelle 26: Emissionsfaktoren und Primärenergiefaktoren für Strom

Energieträger	2020	2021	2022
FW 309-6 (f_{CO2}) [g/kWh_{Hi}]			
Strombezug aus dem Netz	375	420	434
FW 309-1 (f_{THG}) [g/kWh_{Hi}]			
Strombezug Netz allgemein	560	560	560
Strombezug Netz Wärmepumpen > 500 kW	560	560	560
Verdrängungsstrommix KWK	860	860	860
FW 309-1 (f_{P, nen}) [-]			
Strombezug Netz allgemein	1,80	1,80	1,80

³ Nicht erneuerbarer Anteil des Primärenergiebedarfes

⁴ Nah-/Fernwärme aus KWK mit Deckungsanteil der KWK an der Wärmeerzeugung von mindestens 70 %

⁵ Für Wärme aus einem Braunkohlekraftwerk gibt es gemäß FW 309-6 keinen Ersatzwert bei fehlender Zertifizierung.

Energieträger	2020	2021	2022
Strombezug Netz Wärmepumpen > 500 kW	1,20	1,20	1,20
Verdrängungsstrommix KWK	2,80	2,80	2,80

Quelle: AGFW, Umweltbundesamt

Für die Wärmelieferung aus dem Braunkohlekraftwerk Weisweiler wurden auf Basis der letzten übermittelten Kennzahlen des Kraftwerkes in Abhängigkeit der Methodik die Emissionsfaktoren abgeschätzt. Diese sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 27: Emissionsfaktoren und Primärenergiefaktoren für Wärmelieferung

Emissionsfaktoren Wärmelieferung Weisweiler		2020	2021	2022
Primärenergiefaktor	[-]	0,54	0,54	0,54
THG-Emissionen (Stromgutschriftmethode)	[g _{THG} /kWh _{th}]	0,166	0,165	0,166
CO ₂ -Emissionen (Arbeitswertmethode)	[g _{CO2} /kWh _{th}]	0,199	0,200	0,201
CO ₂ -Emissionen (Referenzwertmethode)	[g _{CO2} /kWh _{th}]	0,383	0,384	0,384

Quelle: Eigene Berechnungen

Für das STAWAG-Fernwärmenetz wurden aus den Betriebsdaten 2020–2022 folgende Werte ermittelt:

- Primärenergiefaktor: $f_{P,FW} = 0,65$
- Treibhausgas-Emissionsfaktor: $f_{CO2eq} = 174 \text{ g/kWh}_{th} \rightarrow$ entspricht 40,9 kt CO₂e/Jahr

Die Berechnung erfolgte nach AGFW FW 309-1 (Stromgutschriftmethode). Für die Ermittlung des Carnotfaktors wurden die in

Tabelle 28 dargestellten Temperaturparameter des Jahres 2021 genutzt

Alternativ wurde der CO₂-Faktor auch nach AGFW FW 309-6 mit der Carnotmethode bestimmt:

- Für STAWAG-eigene KWK-Anlagen basierend auf den Betriebsparametern von 2021
- Für Wärme aus dem Braunkohlekraftwerk Weisweiler über die Arbeitswertmethode für KWK-Anlagen mit Entnahme-Kondensations-Turbinen.

Tabelle 28: Temperaturparameter

Temperatur [°C]	2021
Mittlere mengengewichtete Vorlauftemperatur	117,5
Mittlere mengengewichtete Rücklauftemperatur	61,8
Mittlere mengengewichtete Einspeisetemperatur	88,9
Mittlere mengengewichtete Außentemperatur	6,8

Quelle: Eigene Berechnungen

Für das STAWAG-Fernwärmenetz wurden anhand der Betriebsdaten 2020–2022 zwei CO₂-Emissionsfaktoren berechnet:

- Carnot-Methode: $f_{CO2} = 232 \text{ g/kWh}_{th,Absatz}$, entspricht 54,4 kt CO₂/Jahr
- Referenzwertmethode (EU/AGFW FW 309-6): $f_{CO2} = 406 \text{ g/kWh}_{th,Absatz}$, entspricht 95,5 kt CO₂/Jahr

Die Berechnung der KWK-Einsparungen am Kraftwerk Weisweiler erfolgte auf Basis geschätzter elektrischer und thermischer Wirkungsgrade.

2 Potenzialermittlung

Die Fernwärmeversorgung in Aachen basiert derzeit größtenteils auf fossilen Energieträgern, hauptsächlich durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die eine hohe Brennstoffeffizienz ermöglichen. Um auf erneuerbare Wärmequellen umzusteigen, werden verschiedene Potenziale erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme untersucht.

Die Analyse erfolgt in drei Schritten:

1. Theoretische Potenziale der einzelnen Wärmequellen werden ermittelt (abhängig von natürlichen Gegebenheiten).
2. Technisch und regulatorisch nutzbare Potenziale werden daraus abgeleitet.
3. Es wird bewertet, welche Potenziale technisch und wirtschaftlich in das Fernwärmenetz integriert werden können.

Auf Basis dieser Bewertung entsteht eine Prioritätenliste für die Umsetzung. Falls sich bei der weiteren Prüfung Probleme ergeben, kann auf alternative Potenziale zurückgegriffen werden. Konkrete Maßnahmen zur Nutzung der priorisierten Wärmequellen werden später im Transformationsplan beschrieben.

2.1 Solarthermie

Für das Fernwärmenetz der STAWAG wurde das Potenzial einer Großsolarthermieranlage untersucht. Da diese Technologie viel Fläche benötigt, ist die Flächenverfügbarkeit im städtischen Raum der wichtigste begrenzende Faktor.

Bei der Standortsuche in Aachen wurden vier Kriterien betrachtet:

- Geografische Faktoren (Flächengröße, Ausrichtung, Neigung)
- Wirtschaftliche Faktoren (Bodenpreise, Pachtkosten, Nähe zum Fernwärmenetz)
- Juristische Faktoren (Planungsrecht, Eigentumsverhältnisse, Naturschutz)
- Akzeptanz (Abstand zu Wohngebieten, Konkurrenz mit Landwirtschaft oder Gewerbe)

Geeignete Flächen liegen vor allem am Stadtrand, insbesondere im Norden und Osten entlang der Autobahnen Autobahn A4 und Autobahn A44. Die südlichen Gebirgsbereiche sind wegen ungünstiger Hanglagen weniger geeignet.

Aus wirtschaftlicher Sicht sind Flächen im Stadtzentrum und in Gewerbegebieten wegen hoher Bodenpreise ungeeignet. Am ehesten kommen landwirtschaftliche Flächen mit niedrigen Bodenrichtwerten infrage.

Allerdings sind diese Flächen im Flächennutzungsplan (FNP) Aachen 2030 überwiegend für Landwirtschaft vorgesehen (Abbildung 10). Eine Nutzung für Solarthermie würde daher Planänderungen erfordern und könnte auf Widerstand von Landwirten stoßen. Zudem ist unklar, ob die Flächen gekauft oder gepachtet werden können, da sie nicht der STAWAG gehören.

Standortwahl

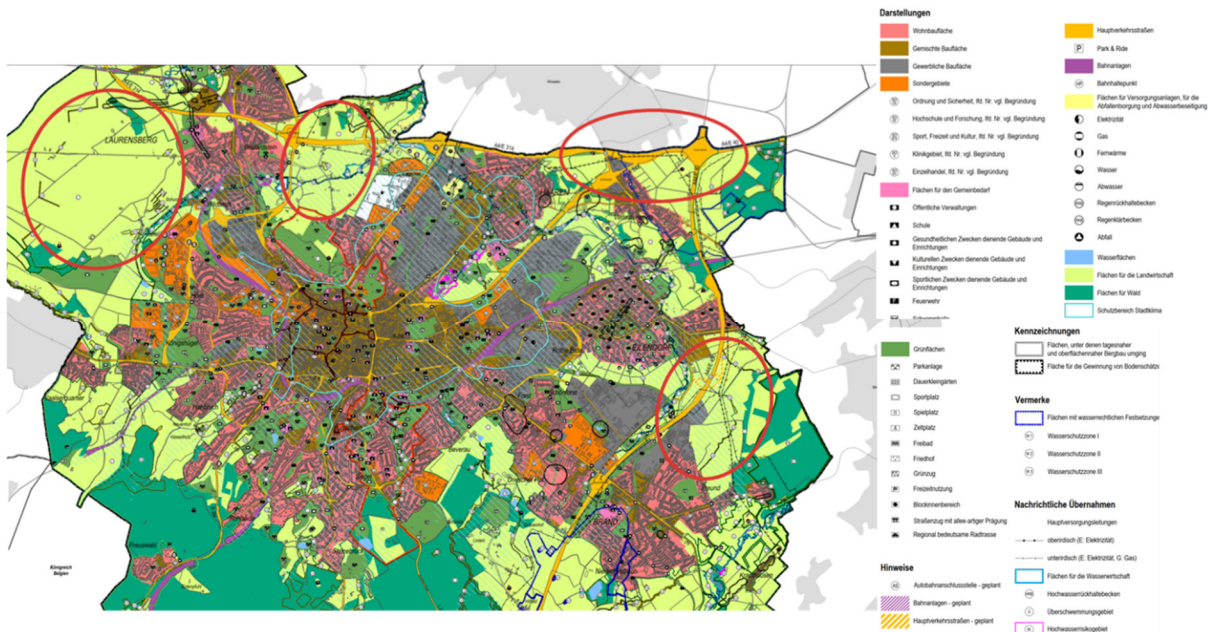


Abbildung 10: Auszug Flächennutzungsplan Aachen 2030

Bei der Flächenauswahl für eine Solarthermieanlage werden Naturschutz- und Landschaftsschutzgebiete ausgeschlossen (Abbildung 11). Da viele Flächen rund um Aachen unter Schutz stehen, fallen zahlreiche potenzielle Standorte weg. Nach dieser Einschränkung bleiben vor allem Flächen südwestlich des Aachener Autobahnkreuzes als mögliche Standorte übrig. Dort wird eine höhere Akzeptanz in der Bevölkerung erwartet, da das Gebiet bereits durch Verkehrsinfrastruktur stark vorbelastet ist. Zusätzlich befinden sich dort bereits Energieanlagen, darunter das Umspannwerk Süd der STAWAG sowie eine Gasverdichterstation, was die Nutzung der Fläche für Energieinfrastruktur grundsätzlich begünstigt.

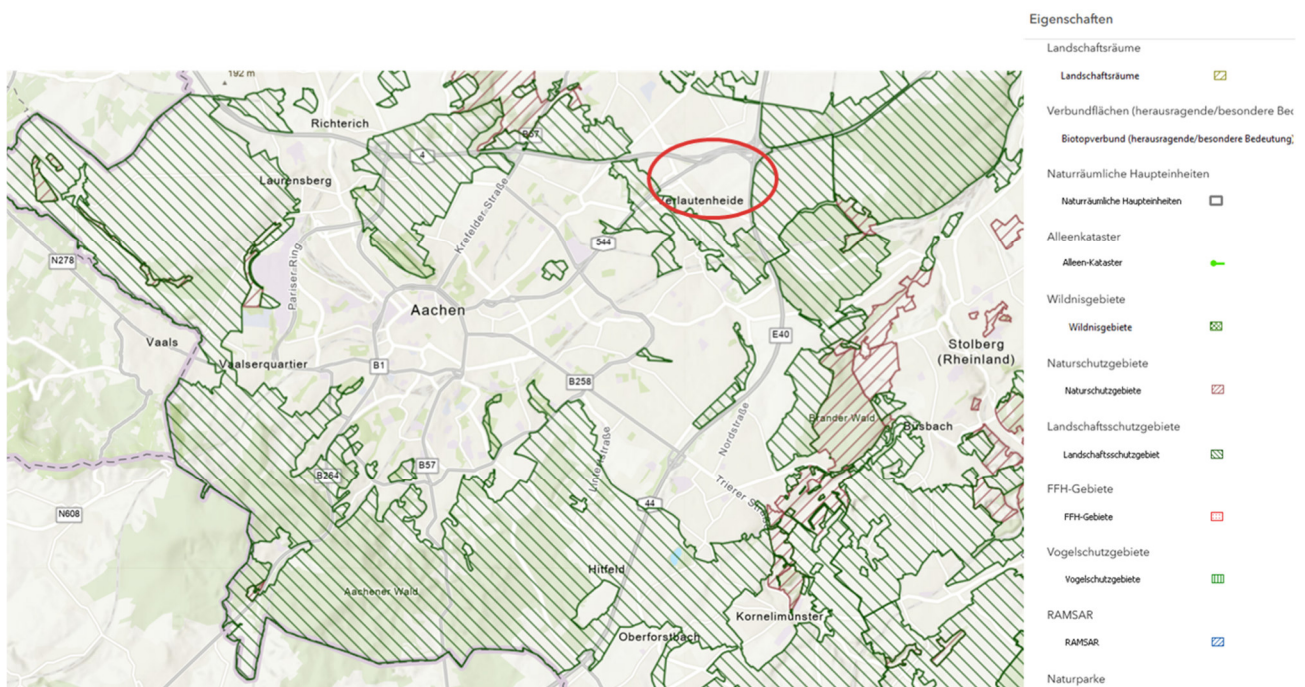


Abbildung 11: Schutzgebiete

Quelle: Landschaftsinformationssammlung NRW

Dimensionierung (technische Kennzahlen)

Für die Grobdimensionierung der solarthermischen Anlage werden die nachfolgenden Parameter angesetzt. Diese wurden aus realen Planungsprojekten abgeleitet.

Tabelle 29: Technische Kennzahlen Solarthermie

Richtwerte zur Potenzialermittlung	Einheit	
Kollektorfläche / Grundstücksfläche	m ² /m ²	0,63
Spezifischer Kollektorfeldertrag	kWh/ (m ² a)	411
Speicherkapazität / Kollektorfläche	kWh/m ²	2,66

Potenzial und Beispielauslegung

Zur Dimensionierung einer möglichen Großsolarthermieranlage für das Fernwärmenetz in Aachen wurden zunächst Referenzprojekte aus Denmark betrachtet, z. B. die Anlage in Vojens, die mit saisonalen Wärmespeichern bis zu 45 % solaren Anteil an der Fernwärme erreicht. Eine Übertragung auf Aachen würde jedoch etwa 87 ha Kollektorfläche und einen Saisonspeicher von rund 1,24 Mio. m³ erfordern, was unter den aktuellen Eigentumsverhältnissen unrealistisch ist. Stattdessen wird eine realistischere, kleinere Anlage ohne Saisonspeicher vorgeschlagen, die im Sommer (Juni–September) eine 100 % solare Deckung ermöglicht. Dafür wäre eine Fläche von etwa 15 ha mit rund 94.000 m² Kollektoren notwendig (Abbildung 12). Ergänzend ist ein Tagesspeicher mit 6.000 m³ (250 MWh_{th}) vorgesehen. Mit dieser Auslegung könnten etwa 38.633 MWh_{th} Wärme pro Jahr erzeugt werden. Die jahreszeitliche Verteilung eines solchen beispielhaften Ertrages ist im Vergleich zum Fernwärmelastgang in Abbildung 13 dargestellt.

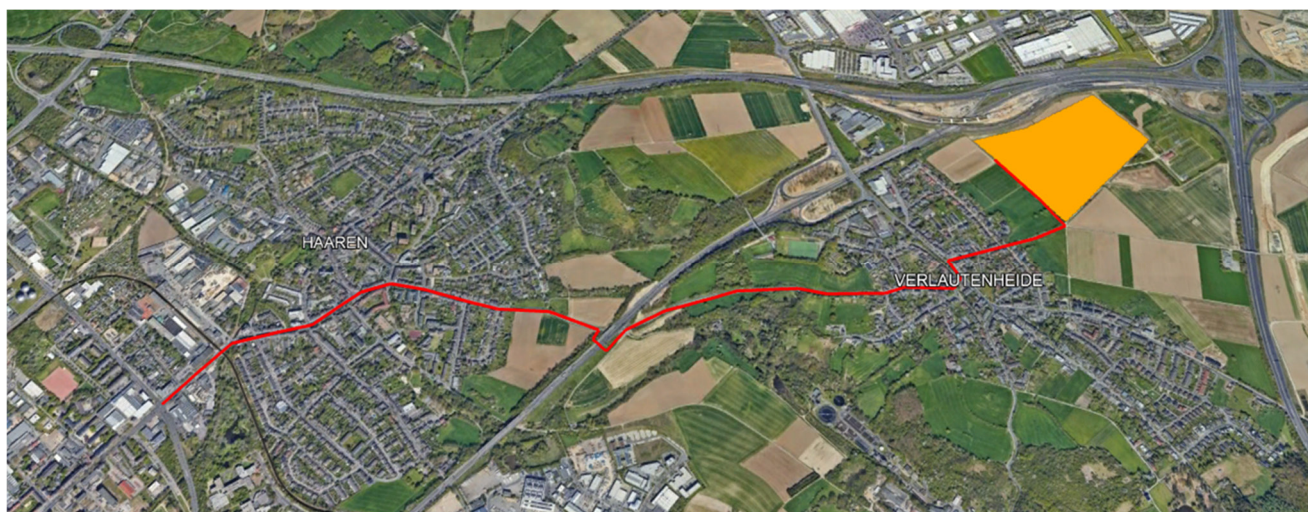


Abbildung 12: Potenzielle Freifläche am Aachener Autobahnkreuz mit Fernwärmeanbindung

Die Anbindung an das Fernwärmenetz würde über eine 3,8 km lange Wärmetransportleitung erfolgen. Eine alternative Verbindung zur bestehenden Leitung des RWE Power AG vom Braunkohlekraftwerk Weisweiler ist aufgrund der Eigentumsverhältnisse eher unwahrscheinlich.

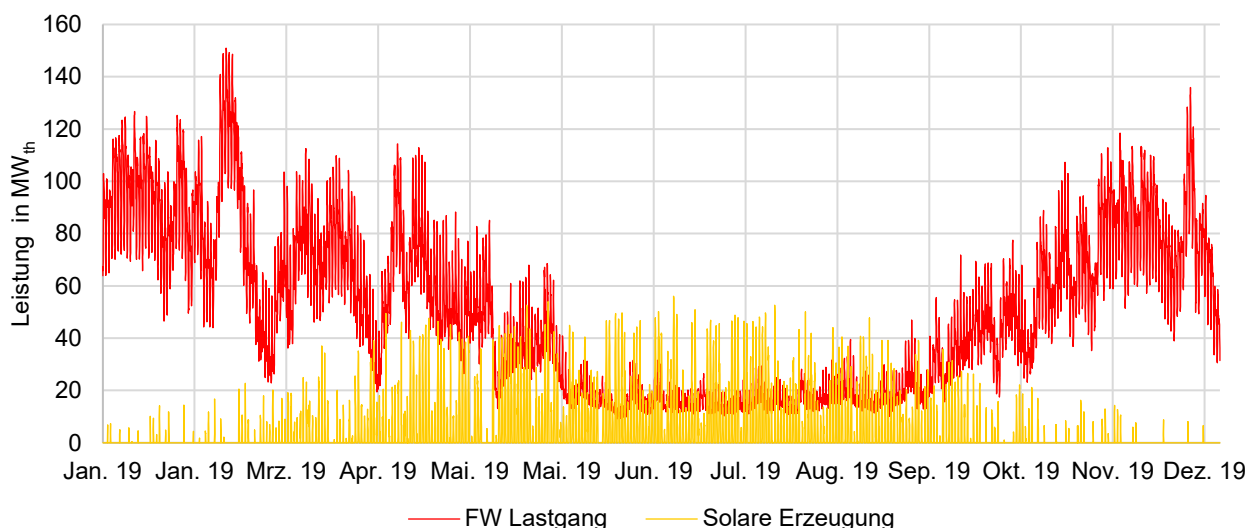


Abbildung 13: Fernwärmelastgang und solare Wärmeenerzeugung der in Abbildung 12 dargestellten Fläche

Eine weitere untersuchte Fläche liegt an der Autobahnausfahrt Aachen-Zentrum in Aachen. Dort befindet sich bereits der Haupteinspeisepunkt des Fernwärmenetzes der STAWAG mit der Fernwärmeübergabestation. Die verfügbare Fläche beträgt etwa 2 ha und könnte jährlich rund 5,5 GWh Wärme erzeugen, was etwa 1 % des geplanten Fernwärmeabsatzes entspricht. Der Standort gilt als besonders geeignet, da die bestehende Flächennutzung kaum geändert werden muss und keine aufwendige Anbindung an das Fernwärmenetz erforderlich ist.



Abbildung 14: Potenzielle Freifläche an der FÜS, mit Festsetzung für Versorgungsanlagen im FNP

2.2 Biomasse

Standortwahl

Biomasseheizwerke stellen höhere Standortanforderungen als konventionelle Wärmeerzeuger. Wichtige Kriterien sind die Nähe zum Fernwärmenetz, eine gute hydraulische Einbindung, sowie eine verkehrstechnisch gute Anbindung für die Brennstofflieferung per LKW. Außerdem müssen mögliche Geräusch-, Geruchs- und Abgasemissionen, die Nähe zu Wohngebieten oder Schutzgebieten sowie Hauptwindrichtungen berücksichtigt werden. Durch den festen Brennstoff entsteht zudem ein größerer Flächenbedarf für Lagerung.

Für das Fernwärmenetz in Aachen wurden vier mögliche Standorte untersucht:

- Brander Feld
- Continental Reifenwerk Aachen
- Autobahnkreuz Aachen
- Freifläche neben der Fernwärmeübergabestation an der Autobahn A4 und der Bundesstraße B57

Als am besten geeignet gilt die Freifläche nahe der Fernwärmeübergabestation, da sie eine gute Verkehrsanbindung, bereits vorhandene Infrastruktur und eine Ausweisung für Versorgungsanlagen im Flächennutzungsplan besitzt.

Andere Standorte wie das Brander Feld werden wegen naher Wohnbebauung und geplanter Landschaftsschutzgebiete kritisch bewertet.



Abbildung 15: Standort Freiflächen angrenzend an FÜS-Standort

Randbedingungen

Für die Grobdimensionierung des Biomasseheizwerks werden die nachfolgenden Parameter angesetzt. Diese wurden aus realen Planungsprojekten abgeleitet.

Tabelle 30: Technische Kennzahlen Biomasseheizwerk

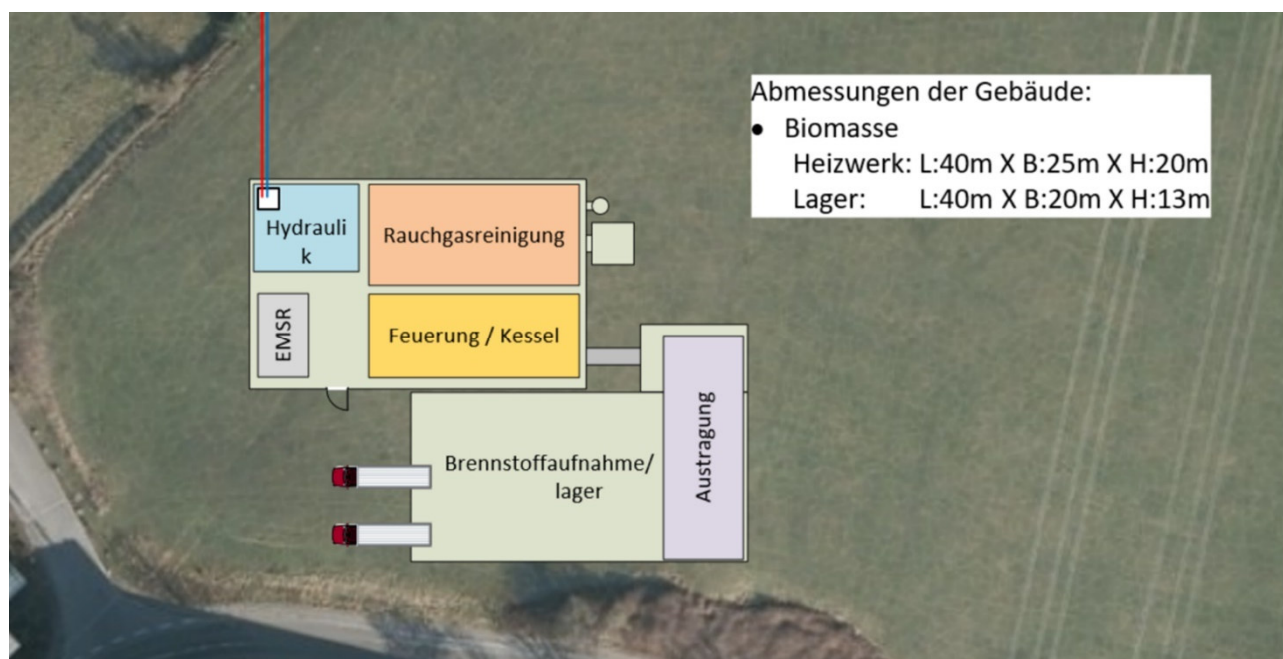
Richtwerte zur Potenzialermittlung	Einheit	
Thermischer Wirkungsgrad Anlage	-	0,85
Heizwert Hackschnitzel (Fichte, 35 % Wassergehalt)	kWh/Srm ⁶	733

Beispielauslegung

Für das Fernwärmenetz der STAWAG in Aachen wurde das Potenzial eines Biomasseheizwerks untersucht. Vorgesehen ist eine Anlage mit etwa 20 MW thermischer Leistung, die feste biogene Brennstoffe wie Holzhackschnitzel nutzt.

Das Heizwerk könnte ganzjährig Wärme erzeugen und hohe Vorlauftemperaturen bereitstellen. Dadurch eignet es sich auch, um andere Wärmeerzeuger (z. B. Wärmepumpen) im Fernwärmenetz nachzuheizen. Ein möglichst kontinuierlicher Betrieb ist sinnvoll, da häufiges An- und Abfahren die Verbrennungsqualität verschlechtert. Allerdings begrenzt die BEW-Förderung die Betriebsstunden auf 2.500 Stunden pro Jahr.

Bei Volllast benötigt die Anlage täglich etwa 560 MWh Brennstoffenergie, was bei Holzhackschnitzeln etwa 780 Schüttraummeter pro Tag entspricht (ca. 9 LKW-Lieferungen täglich). Um eine kontinuierliche Versorgung zu gewährleisten, wird ein Brennstofflager für drei Tage Volllastbetrieb eingeplant. Der ermittelte Flächenbedarf des gesamten Biomasseheizwerkes ist der Abbildung 16 zu entnehmen.


 Abbildung 16: Aufstellungskonzept und Flächenbedarf des 20 MW_{th}-Biomasseheizwerkes

Entscheidend für das Potenzial der Wärmeerzeugung aus Biomasse ist die Verfügbarkeit des Brennstoffes. Unter der Annahme von 2.500 Vollbenutzungsstunden für das Biomasseheizwerk ergibt sich ein jährlicher Brennstoffbedarf von ca. 59 GWh_{Hi} bzw. 82.000 Srm Holzhackschnitzeln (abhängig von der Brennstoffqualität).

⁶ Srm = Schüttraummeter

Biomassepotenzial

Das regionale Biomassepotenzial in der Städteregion Aachen setzt sich aus Waldrestholz, Biomüll und Grünschnitt zusammen:

- Waldrestholz: Äste, Kronenholz und nicht vermarktungsfähiges Stammholz aus der Holzernte.
- Biomüll: Organische Abfälle aus Haushalten und Gewerbe.
- Grünschnitt: Abfälle aus der Pflege öffentlicher und privater Grünflächen (Laub, Grasschnitt, Äste).

Für ein Biomasseheizwerk ist aktuell nur Waldrestholz nutzbar. Biomüll und Grünschnitt erfordern Biogasanlagen in Kombination mit Heizwerken oder Kraftwerken.

Die Städteregion Aachen verfügt über 3026 ha Wald, davon 265 ha Naturschutzgebiete (Abbildung 17). Der Aachener Wald (1539 ha) ist FSC-zertifiziert, was eine nachhaltige Bewirtschaftung mit schonendem Holzeinschlag, Biodiversitätsschutz, reduziertem Maschineneinsatz und Restholznutzung sicherstellt.

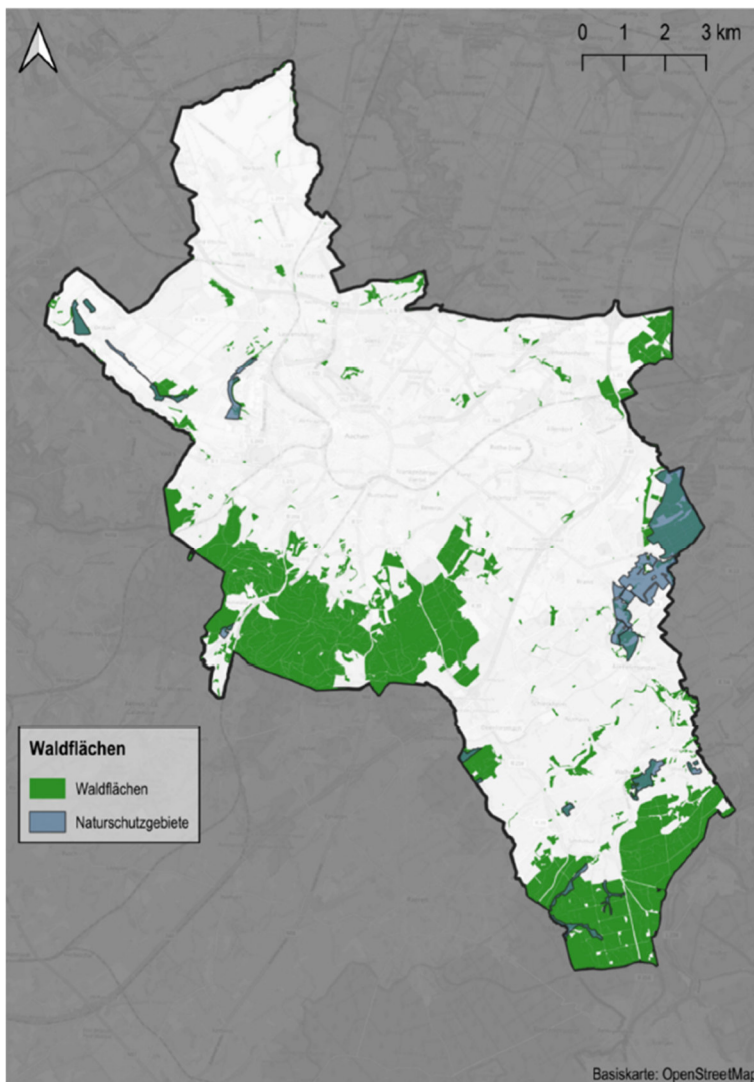


Abbildung 17: Waldflächen und Naturschutzgebiete Städteregion

Für die Nutzung von Waldrestholz in Aachen werden Naturschutzgebiete ausgeschlossen, um sensible Ökosysteme zu schützen. Im Aachener Wald wird der FSC-zertifizierte Teil aufgrund nachhaltiger Bewirtschaftung um 30 % reduziert, da ein Teil des Restholzes im Wald verbleiben muss.

Das theoretische Wärmeerzeugungspotenzial aus lokal verfügbarem Waldrestholz beträgt ca. 9,9 GWh_{th} pro Jahr (4,3 MWh/ha)⁷. Weitere Einschränkungen ergeben sich durch die Richtlinien zur Waldbewirtschaftung: nur 40 % des Zuwachses in Laubholz darf genutzt werden, und das Ziel, Totholz auf 10 % der Baummasse zu erhöhen, führt dazu, dass in diesen Bereichen kein zusätzlich nutzbares Potenzial angenommen wird.

Überregional beschaffte Biomasse wurde nicht berücksichtigt, da Transportemissionen und erhöhte Verbrennungsemissionen die Klimaziele gefährden und den Betrieb in Aachen zusätzlich erschweren. Insgesamt steht ausreichend anderes Wärmepotenzial zur Verfügung, sodass eine Biomasseanlage aktuell nicht ins Erzeugungskonzept aufgenommen wird.

2.3 Großwärmepumpe zur Nutzung von Abwasser-Wärme

In Aachen fällt ganzjährig Abwasser an, das durch Haushalte, Gewerbe und Industrie teilweise bereits erwärmt ist. Dieses Abwasser kann als Wärmequelle genutzt werden.

Zwei Möglichkeiten bestehen:

1. Direkte Wärmeentnahme im Kanal – technisch aufwendig, erfordert große, gerade Kanalabschnitte und darf den biologischen Klärprozess nicht stören.
2. Nutzung nach der Kläranlage – bevorzugt, da an der Hauptkläranlage Soers das Abwasser gebündelt vorliegt.

Die Wärme wird mittels Wärmepumpe auf Fernwärmeniveau angehoben und ins Netz eingespeist.

Standortwahl

Für die Stadt Aachen wird das Abwasser von vier Kläranlagen gereinigt, die nachfolgende Tabelle 31 und Abbildung 18 zeigen die geographische Lage und die Größe der Kläranlagen:

Tabelle 31: Einwohnerwerte der Aachener Kläranlagen

Name	Einwohnerwerte = Anzahl der Einwohner + Einwohnerequivalente
Horbach	34.000
Brand	42.000
Eilendorf	87.000
Soers	450.000

⁷ KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg, „Kommunale Wärmeplanung - Handlungsleitfaden“, KEA, Stuttgart, 2020



Abbildung 18: Kläranlagen der Stadt Aachen

Alle vier Kläranlagen in Aachen könnten prinzipiell für Abwasser-Wärmenutzung mit Wärmepumpen genutzt werden. Allerdings liegen sie meist am Stadtrand, und keine Anlage grenzt direkt ans Fernwärmenetz, sodass in allen Fällen eine Netzverlängerung nötig wäre.

Ein Anschluss der drei kleineren Kläranlagen ist wirtschaftlich wenig sinnvoll, da ihr Wärmepotenzial gering und die Investitionen für Wärmepumpen und Fernwärmeanschluss hoch wären.

Die Kläranlage Soers bietet das größte Wärmepotenzial (450.000 EW), da hier Abwasser aus Wohngebieten und Industrie zusammenfließt, und liegt zudem am nächsten zur Haupttransporttrasse des Fernwärmenetzes. Daher wird die Potenzialermittlung auf diese Anlage fokussiert.

Randbedingungen

Für die Grobdimensionierung der Wärmepumpen-Anlage werden die nachfolgenden Parameter angesetzt. Diese wurden aus realen Planungsprojekten abgeleitet.

Tabelle 32: Randbedingungen zur Potenzialermittlung einer Abwasser-WP

Randbedingung zur Potenzialermittlung	Wert
Temperaturdifferenz Auskühlung gereinigtes Abwasser	5 K
Grenztemperatur Auskühlung gereinigtes Abwasser	4 °C
Benötigte WP-Vorlauftemperatur	90 – 110 °C (je nach Jahreszeit)
WP-COP	2,3 – 3,1 (abhängig von benötigter Vorlauftemperatur)

Potenzial und Beispielauslegung

Die Potenzialermittlung für Abwasserwärme an der Kläranlage Soers basiert auf stündlich aufgelösten Jahreslastgängen (vgl. Abbildung 19) von Abwasser-Temperatur und -Durchfluss nach der Reinigung (2020–Februar 2023).

- Abwassertemperatur: jahreszeitlich schwankend von ca. 9 °C im Winter bis 27 °C im Sommer.
- Durchflussmengen: abhängig von Einwohnerverhalten und Industrieproduktion; typische Werte ohne Regenereignisse liegen zwischen 1.500–3.000 m³/h, Median bei 2.450 m³/h.
- Starkregenereignisse führen zu Peaks von bis zu 10.000 m³/h.

Für die Auslegung der Wärmepumpe sind vor allem die häufig auftretenden Durchflussmengen relevant.

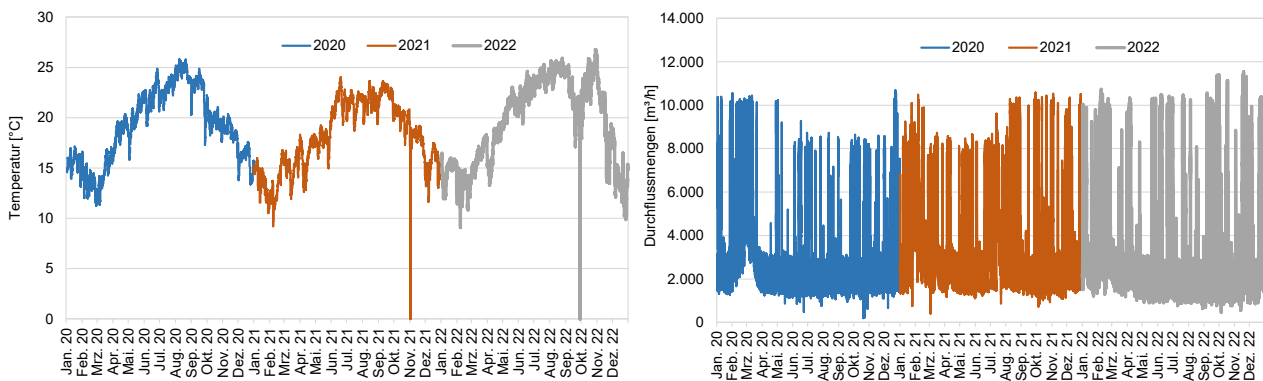


Abbildung 19: Abwasser-Temperatur und Abwasser-Durchflussmenge Jahre 2020 - Feb. 2023

Die gemessenen Lastgänge von Abwasser-Temperatur und -Durchfluss (Abbildung 20) zeigen, dass das gereinigte Abwasser eine sehr effiziente Wärmequelle für Wärmepumpen darstellt. Besonders im Winter sind die Temperaturen deutlich höher als Außen- oder Erdtemperaturen, was die Effizienz der WP erhöht.

Auf Basis dieser Lastgänge wurde das maximale Wärmepotenzial der Abwasser-Wärmepumpe ermittelt und für das ganze Jahr analysiert (vgl. Tabelle 32 und Tabelle 33).

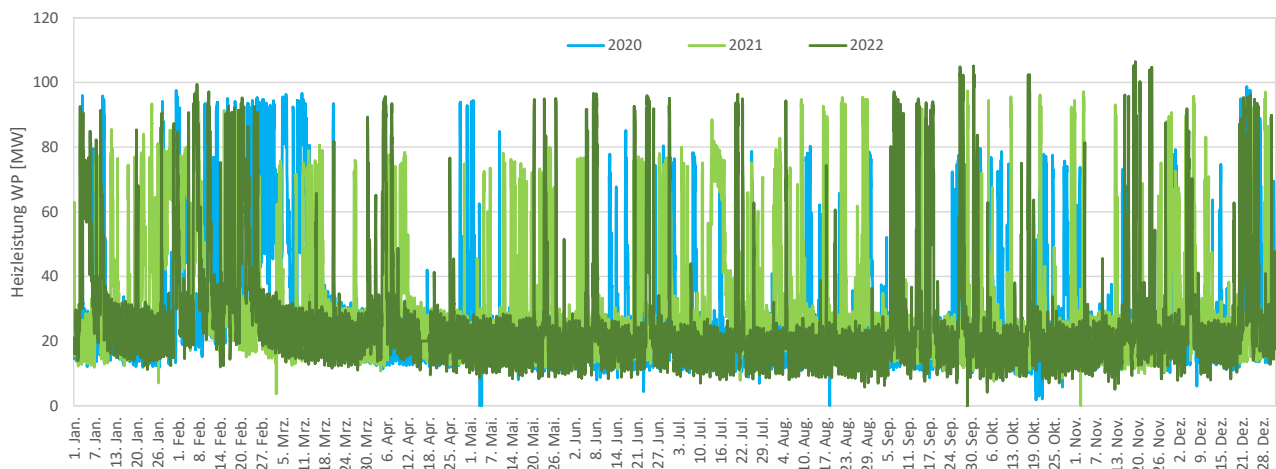


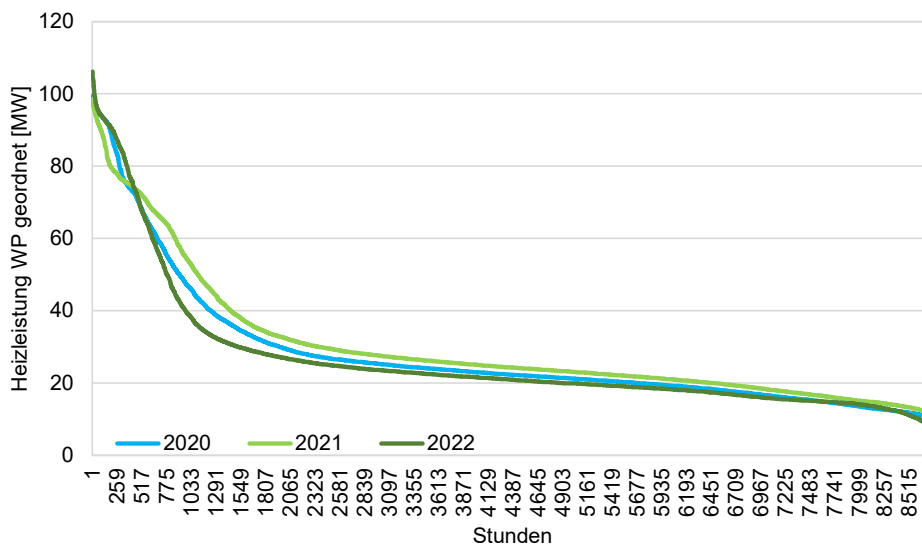
Abbildung 20: Lastgänge (2020-2022) des max. möglichen WP-Potenzials mit Abwasser als Wärmequelle

Tabelle 33: Max. Wärmepotenzial der Abwasser-WP

Betrachtungsjahr	Max. Wärmepotenzial
2020	Rd. 242 GWh _{th} /a
2021	Rd. 262 GWh _{th} /a
2022	Rd. 229 GWh _{th} /a

Das Wärmepotenzial der Abwasser-Wärmepumpe ist ganzjährig verfügbar und folgt den Durchflussmustern des gereinigten Abwassers, mit Peaks bei Starkregenereignissen.

Eine Dimensionierung auf die maximale Wärmeleistung (>100 MW_{th}) ist technisch und wirtschaftlich nicht sinnvoll, da diese nur wenige Stunden im Jahr erreicht wird. Für die meisten Stunden (~1.800 h) liegt das Potenzial auf einem Plateau von 15–30 MW_{th}, basierend auf den typischen Abwasserdurchflussmengen (vgl. Abbildung 21).


Abbildung 21: Geordnete Jahresdauerlinien d. Wärmepotenzials d. Abwasser-WP für 2020 – 2022

Eine Auslegung der WP-Anlage auf das maximale Abwasserpotenzial ist wirtschaftlich nicht zielführend. Aus diesem Grund wurde untersucht welche Anlagengröße auf dem Kläranlagengelände Soers realisiert werden kann.

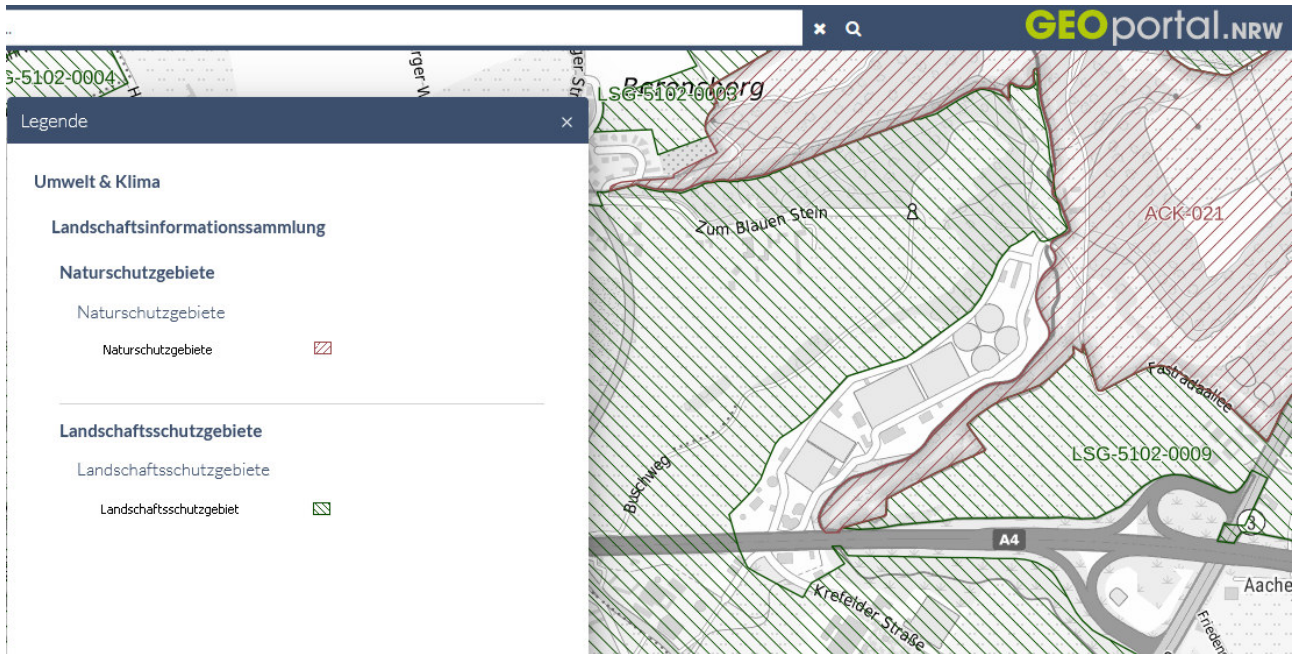


Abbildung 22: Schutzgebiete umlegend d. Kläranlage

Wie in Abbildung 22 zu sehen ist, ist das Gelände der Kläranlage Soers (vgl. Abbildung 23) von Schutzgebieten umgeben (Landschaftsschutz oberhalb, Naturschutz unterhalb), sodass eine Errichtung einer Wärmepumpe auf dem Kläranlagengelände selbst unrealistisch ist.

Zudem stehen auf dem Gelände keine ausreichenden freien Flächen zur Verfügung, da Teile für zukünftige Ausbauprojekte reserviert sind.

Als praktisch geeigneter Standort wird das Grundstück der Fernwärmeübergabestation (FÜS) angesehen, das im Flächennutzungsplan bereits für Versorgungsanlagen vorgesehen ist.



Abbildung 23: Luftbild geplante Reinwassertrasse zwischen Kläranlage Soers und FÜS

Das Reinwasser der Kläranlage Soers wird vor der Einleitung in den Fluss entnommen und über eine ca. 1,3 km lange Trasse zum Wärmepumpenstandort an der FÜS transportiert. Alternative Trassen über das Kläranlagengelände wurden vom Betreiber abgelehnt.

Die Wärmepumpenanlage wird auf 24 MW_{th} ausgelegt (z. B. 3 × 8 MW_{th}, Abbildung 24) und kann ganzjährig etwa 180 GWh_{th} pro Jahr liefern (Basis 2020–2022). Ein Wasserbecken sichert den Betrieb auch bei geringen Abwassermengen. Das Reinwasser wird nach der Nutzung zurück in den Kläranlagenabfluss geleitet. Eine Pumpstation am nördlichen Ende der Kläranlage (Abbildung 25) sorgt für die Förderung; bestehende Gewässer wie der Schöningsteich bleiben unberührt. Die erzeugte Wärme wird in die bestehende Fernwärmetrasse der FÜS eingespeist.

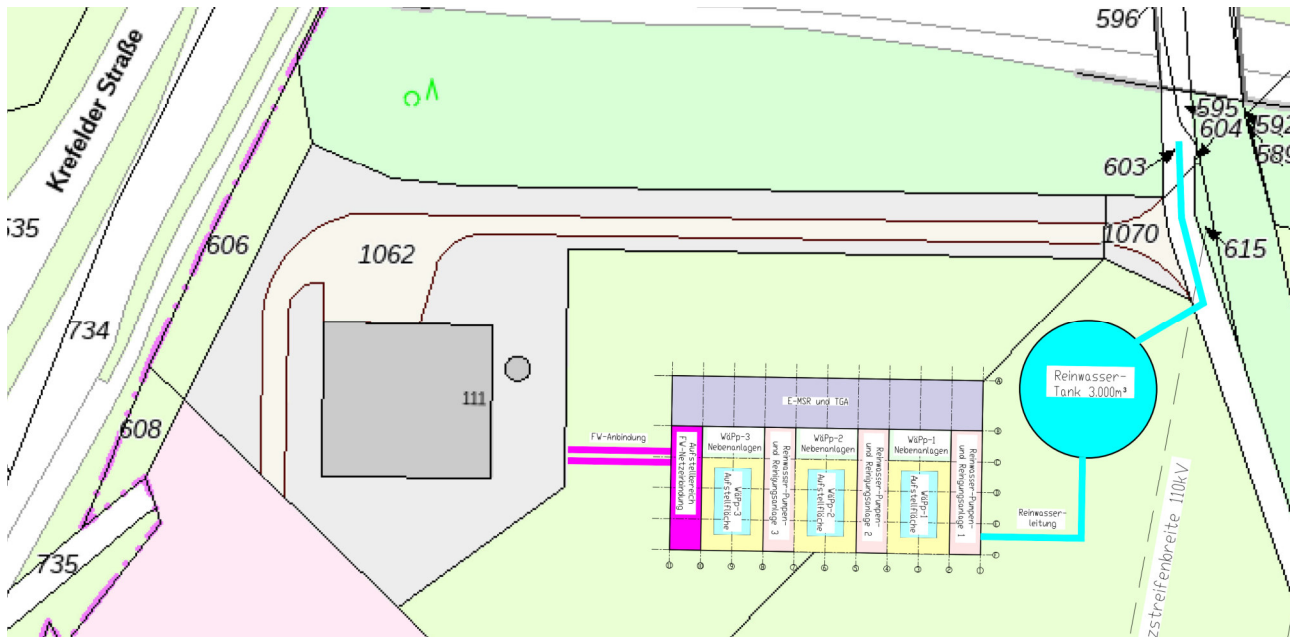


Abbildung 24: Aufstellungsplan Abwasser-WP an der FÜS

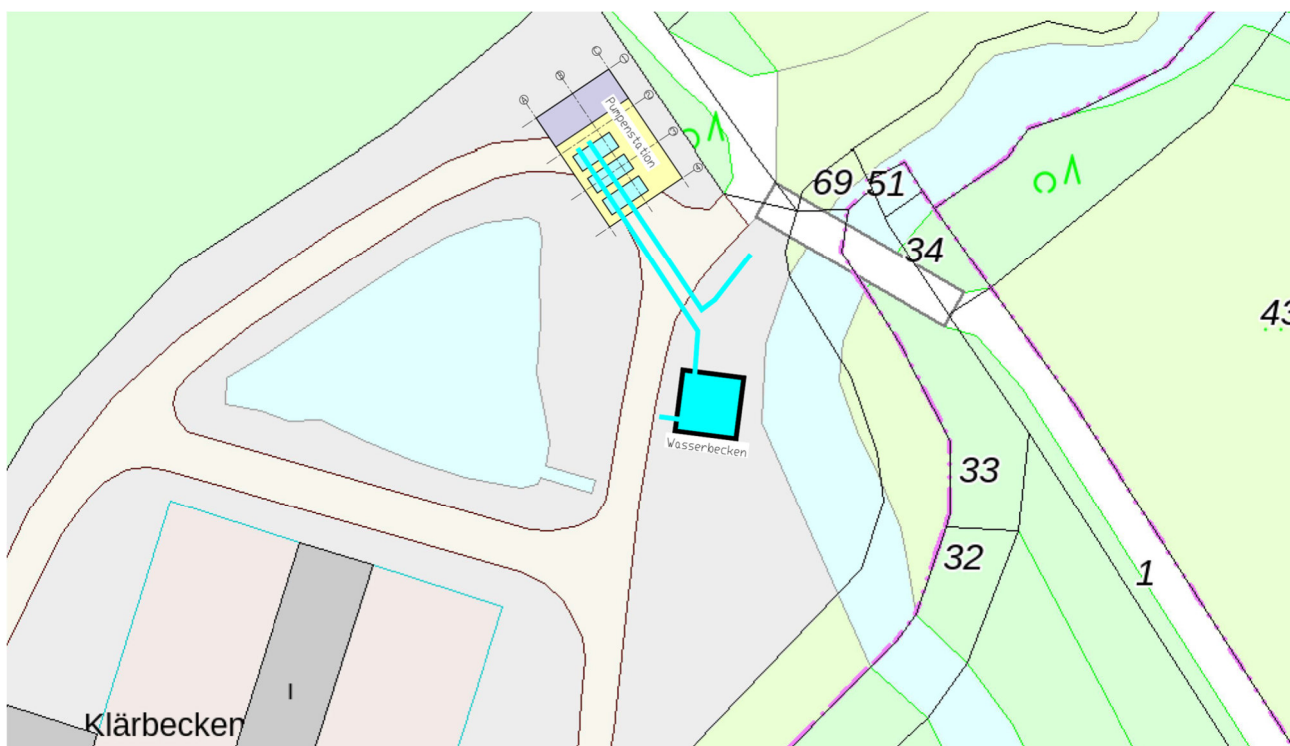


Abbildung 25: Aufstellungsplan Pumpstation auf der Kläranlage Soers

2.4 Großwärmepumpen zur Nutzung von Umgebungswärme

2.4.1 Oberflächengewässer-WP

In Aachen stehen Oberflächengewässer grundsätzlich als Wärmequelle zur Verfügung, sind aber für Großwärmepumpen kaum geeignet. Flüsse, Bäche, Seen und Teiche sind meist zu klein, führen zu wenig Wasser und zeigen starke Temperaturschwankungen. Zudem bestehen Naturschutzauflagen, die den Einsatz weiter erschweren.

Die Wurm bietet nur ein geringes Potenzial und verläuft im Stadtgebiet größtenteils unterirdisch; belastbare Messdaten fehlen. In ihrem nördlichen, oberirdischen Abschnitt wäre eine Nutzung theoretisch denkbar, jedoch liegt in unmittelbarer Nähe die Kläranlage, deren Abwasser als deutlich ergiebigere und wärmere Wärmequelle gilt und daher zu bevorzugen wäre.

2.4.2 Thermalwasser-WP

Thermalwasser stellt eine spezielle Form von Grundwasser dar, das nach Durchfluss durch tiefere Gesteinsschichten mit höherer Temperatur wieder austritt. Wenn ein Grundwasser stark mineralisiert ist und eine hohe Temperatur aufweist, handelt es sich um Thermalwasser.

Das Aachener Thermalwasser ist Wasser, das durch den Aufstieg aus einer Tiefe bis von 3.000 m eine höhere Temperatur von bis zu 74 °C hat. Es besteht, wie andere Grundwasservorkommen auch, aus Regenwasser, das südlich von Aachen anfällt, versickert und schließlich als Thermalquelle wieder an die Oberfläche tritt. Die Thermalquellen wurden bereits seit der römischen Besiedlung genutzt und sind der Hauptgrund für die Ansiedlung und wirtschaftliche Entwicklung der Stadt Aachen.

Standortwahl

Die Thermalquellen treten in zwei länglichen Bereichen in der Innenstadt und Burtscheid auf (vgl. Abbildung 26).



Abbildung 26: Thermalquellen in Aachen

Quelle: Wikipedia (https://de.wikipedia.org/wiki/Aachener_Thermalquellen)

Von den etwa 30 Thermalquellen in Aachen werden derzeit nur einige genutzt. In der Innenstadt sind dies die Kaiserquelle, die den Eisenbrunnen speist, und die Aachener Rosenquelle, die die Carolus-Therme versorgt. In Burtscheid werden die Landesbadquelle (für Versorgung und Beheizung des Schwertbads), die Schwertbadquelle sowie die Burtscheider Rosenquelle für das Rosenbad genutzt.

Die Landesbadquelle ist mit rund 60 m³/h und etwa 73 °C die mit Abstand ergiebigste Quelle. Da andere Quellen stillgelegt sind, nur wenig Wasser liefern oder bereits energetisch genutzt werden, wird vor allem das noch freie Potenzial dieser Quelle betrachtet. Sie gehört zu den heißesten und ergiebigsten Thermalquellen Mitteleuropas und tritt im Bereich des Schwertbads in Burtscheid an die Oberfläche⁸. Das Recht zur Entnahme des Thermalwassers liegt bei der Schwertbad GmbH.

Randbedingungen

Die STAWAG betreibt ein Nahwärmenetz, das bereits von der Landesbadquelle gespeist wird. Die Anschlussleistung soll bis Ende 2024 von etwa 800 kW auf 1100 kW erhöht werden. Dabei wird das Thermalwasser über Titan-Wärmetauscher wegen des hohen Chloridgehalts auf etwa 57 °C abgekühlt. Im Sommer wird jedoch nur wenig Wärme genutzt, sodass ein Großteil des 73 °C heißen Wassers ungenutzt bleibt.

Durch den Einsatz einer Wärmepumpe soll das Wasser ganzjährig auf 35 °C abgekühlt werden, wie es die Entwässerungssatzung der Stadt Aachen verlangt. Die Wärmepumpe speist dabei kontinuierlich Wärme in das Fernwärmenetz ein (im Winter 115 °C, im Sommer 95 °C). Da die Mindestlast im Netz etwa 5 MW_{th} beträgt, kann sie dauerhaft mit voller Leistung laufen. Wenn die Wärmepumpe ausfällt, wird das Wasser vor der Einleitung zusätzlich mit Bachwasser gekühlt.

Potenzial und Beispielauslegung

Die Wärmepumpe wird der Wärmeauskopplung an das Nahwärmenetz nachgeschaltet. Die Wärmepumpe kühlt das Thermalwasser ganzjährig um die konstante Temperaturdifferenz von $\Delta T_{\text{Winter, Sommer}} = 38 \text{ K}$ ab. Die Betriebsfälle für Sommer und Winter sind im Folgenden dargestellt.

Tabelle 34: Betriebsfälle der Thermalwasser-Wärmepumpe

Pos.	Betriebsfall	Sommerfall	Winterfall	Einheit	Medium
1	Heizleistung WP	3.410	3.410	kW	
2	Eintritt FW	65	65	°C	Wasser
3	Austritt FW	95	115	°C	Wasser
4	Quelleleistung WP	2.711	2.435	kW	
5	Eintritt Quelle	68	52	°C	Wasser
6	Austritt Quelle	30	14	°C	Wasser

Quelle: STAWAG Konzeptstudie WP Landesbadquelle

Die geplante Wärmepumpe soll mit einer Verfügbarkeit von 90 % (ca. 7.884 Stunden pro Jahr) dauerhaft betrieben werden; Ausfälle entstehen nur durch Wartung oder Störungen. Durch die Abkühlung des Thermalwassers kann ein konstantes Wärmepotenzial von etwa 3,4 MW_{th} bzw. 27 GWh pro Jahr genutzt werden, ohne die bestehende Nahwärmeversorgung zu beeinträchtigen. Die Wärmepumpe erreicht dabei eine Jahresarbeitszahl von etwa 3,9, was höher ist als bei vielen anderen Umweltwärmequellen. Die Wärme wird indirekt über einen Zwischenkreis aus dem Thermalwasser entnommen. Wegen des hohen Chloridgehalts kommen Titan-Wärmetauscher zum Einsatz; zwei identische Geräte sind parallelgeschaltet, um bei Reinigung eine Redundanz zu gewährleisten.

⁸ STAWAG, *Thermalwasser-Wärmepumpe Landesbadquelle - Konzeptstudie*, Aachen, 2024

Als Kältemittel wird Ammoniak verwendet, da CO₂ wegen der hohen Rücklauftemperatur von 65 °C ungeeignet ist und außerdem natürliche Kältemittel wegen gesetzlicher Vorgaben bevorzugt werden. Die Wärmepumpe und die zugehörige Technik sollen auf einem unbebauten Grundstück an der Benediktinerstraße installiert werden und über die Sebastianstraße an das Netz angeschlossen werden (vgl. Abbildung 27).

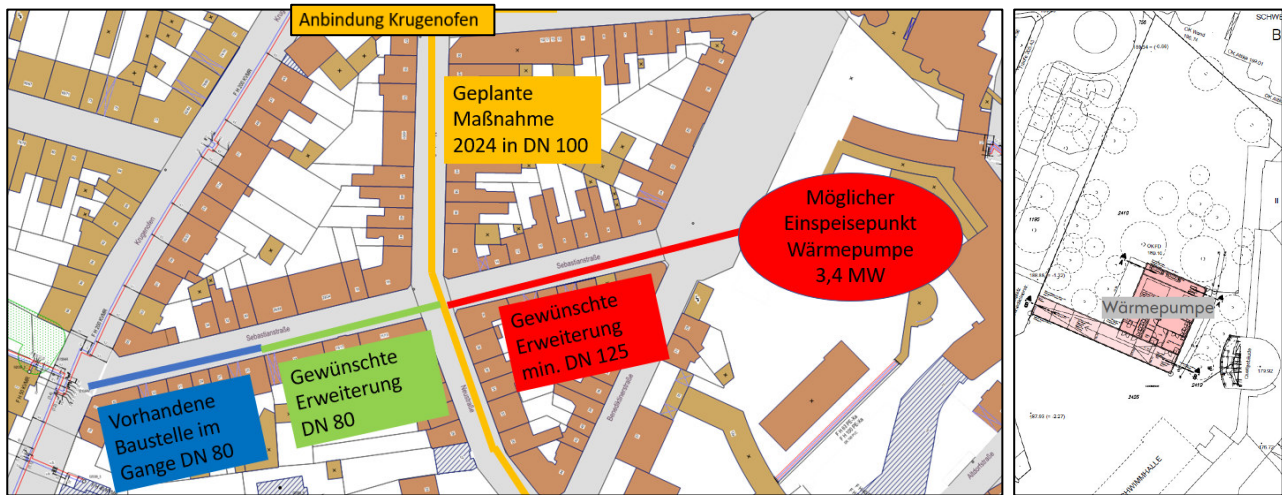


Abbildung 27: Aufstellungsplan Thermalwasserwärmepumpe und Einspeisung in das Innenstadtnetz

Das Grundstück gehört dem Vorstandsvorsitzenden der Schwertbad GmbH, die auch die Nutzungsrechte an der Landesbadquelle besitzt. Für die Nutzung des Grundstücks für eine Wärmepumpenzentrale und eine mögliche spätere Integration in Wohngebäude haben Schwertbad GmbH und STAWAG gemeinsam mit ihren Architekten abgestimmt. Dabei wurden drei Entwürfe als Entscheidungsgrundlage erstellt.

2.4.3 Luft-Wärmepumpe

Standortwahl

Bei der Standortsuche für eine Luft-Wärmepumpe müssen ähnliche Kriterien wie bei Solarthermieranlagen berücksichtigt werden. Obwohl der Flächenbedarf gering ist, sind die Umgebungstopologie und Bebauung wichtig, damit die abgekühlte Luft gut abtransportiert und frische Luft nachströmen kann, da kalte Luft absinkt und sich sammeln kann. Wirtschaftlich spielen Betriebskosten eine größere Rolle als Investitionskosten, dennoch sollte der Standort möglichst nah am bestehenden Fernwärmenetz liegen. Geeignet sind vor allem kleinere, vorbelastete Freiflächen im Stadtgebiet, z. B. an Hauptverkehrsstraßen, die für Wohn- oder Gewerbebau weniger attraktiv sind. Dadurch können geschützte Flächen unberührt bleiben. Als mögliche Standorte wurden Brander Feld und Melaten identifiziert, da sich dort bereits Wärmeerzeugungsanlagen der STAWAG und Fernwärmenetzanschlüsse befinden.

Randbedingungen

Für die Grobdimensionierung der Wärmepumpen-Anlage werden die nachfolgenden Parameter angesetzt. Diese wurden aus realen Planungsprojekten abgeleitet.

Tabelle 35: Technische Parameter Luft-Wärmepumpe

Randbedingungen	Wert
Temperaturdifferenz Auskühlung Luft	5 K
Benötigte WP-Vorlauftemperatur	> 95°C
COP (WP-Einsatz bis min. Außentemperatur 0°C)	2,0 – 2,4 (abhängig von Außentemperatur)

Potenzial und Beispielauslegung

Luft steht nahezu überall und unbegrenzt als Umweltwärmequelle für Wärmepumpen zur Verfügung. Die mögliche Wärmeerzeugung hängt von der Größe der Anlage und den Betriebszeiten ab, während die Effizienz von der Außentemperatur und der benötigten Fernwärme-Vorlauftemperatur beeinflusst wird. Bei Temperaturen unter 8 °C kann an den Luftregistern Vereisung auftreten, wodurch die Wärmeübertragung schlechter wird und ohne Abtauung Schäden entstehen können. Das Abtauen ist technisch möglich (z. B. mit Fernwärme), führt jedoch zu Effizienzverlusten bei der Wärmeerzeugung.

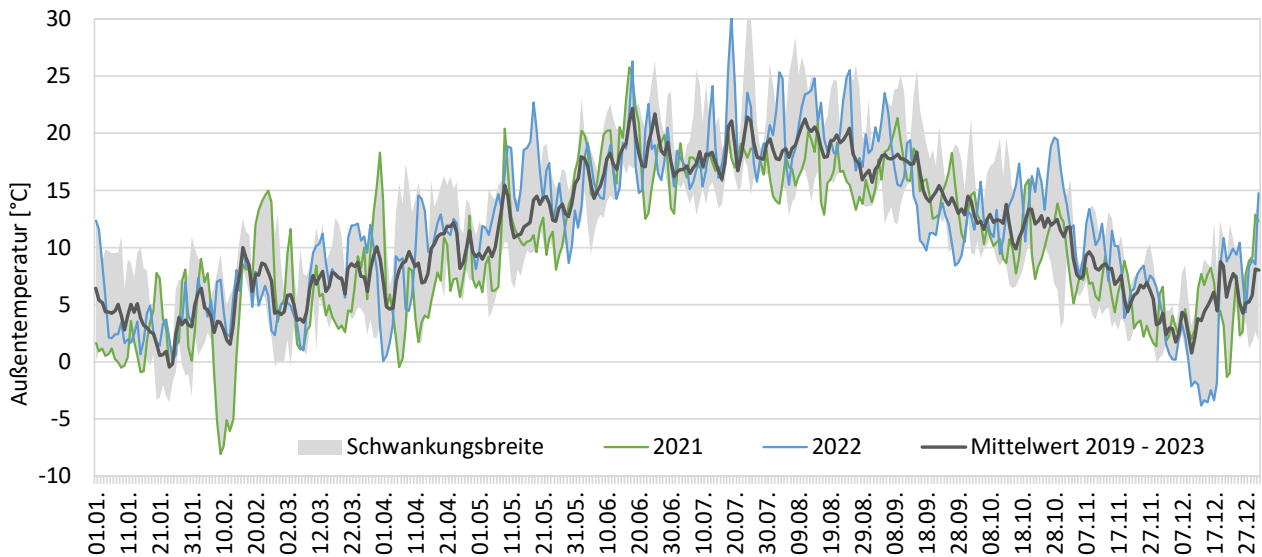


Abbildung 28: Außentemperaturen in Aachen

An den oben genannten identifizierten Standorten Brander Feld (siehe Abbildung 29) und Melaten (siehe Abbildung 30) ist eine Luft-Wärmepumpe in einer Größenordnung von 6 MW_{th} denkbar. Als Beispiel wurde ein Aufbau mit drei Modulen ausgearbeitet.

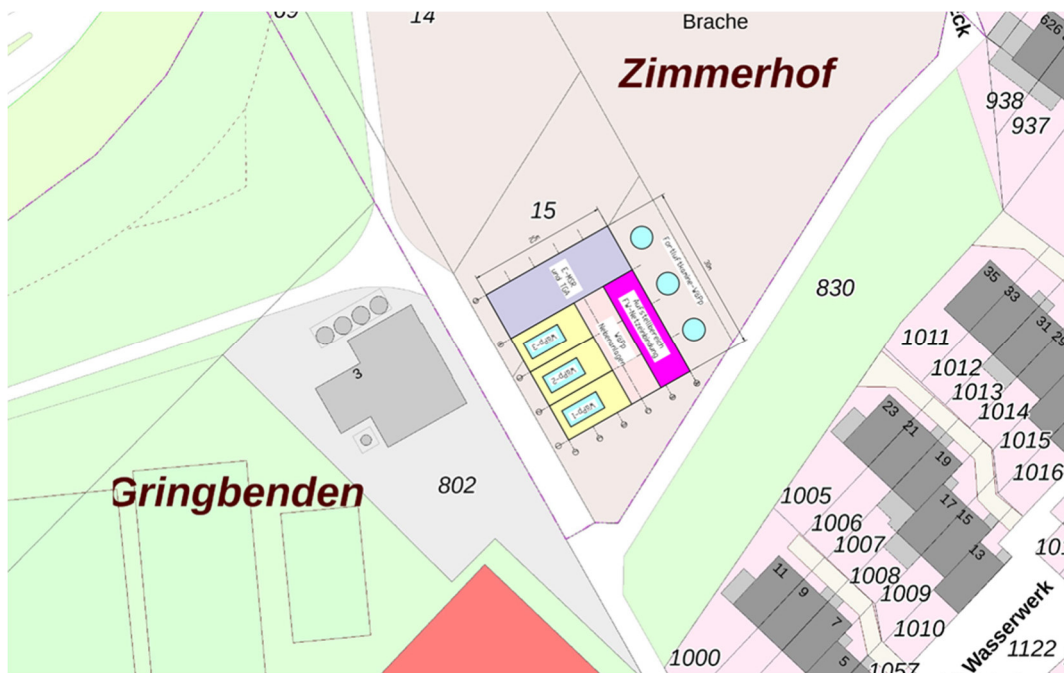


Abbildung 29: Aufstellungsbeispiel für ein Wärmepumpengebäude mit rd. 6 MW_{th} (Standort Brander Feld)

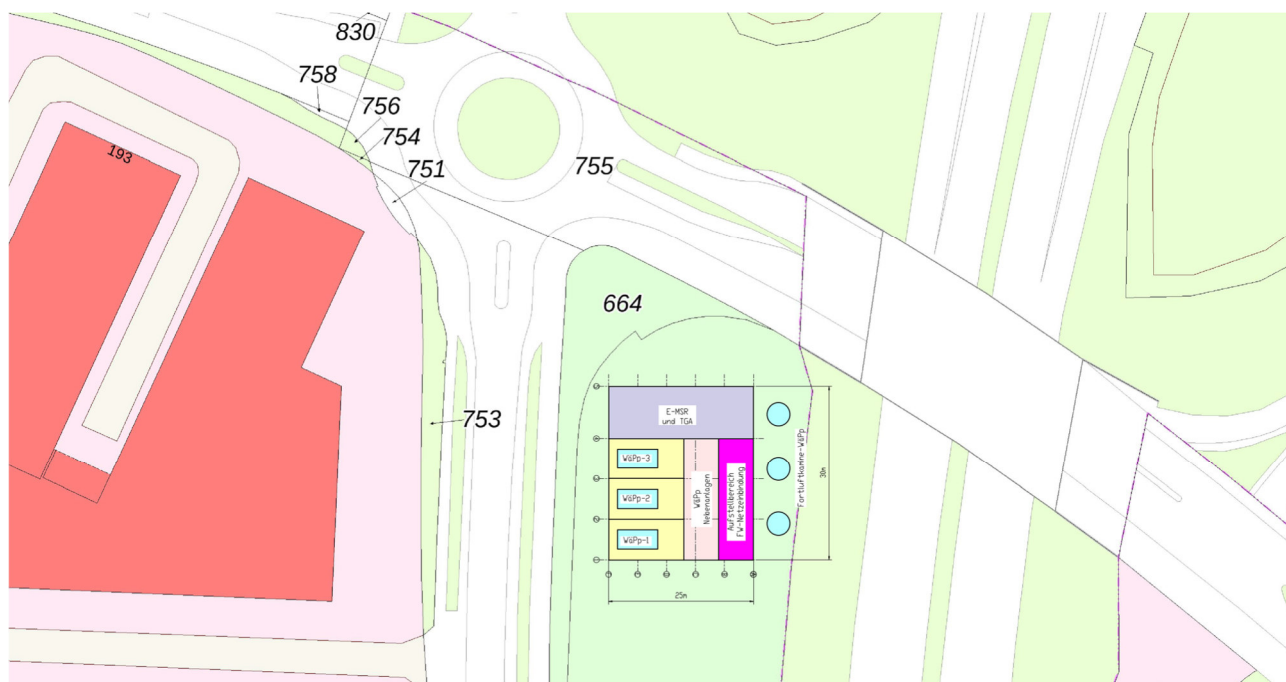


Abbildung 30: Aufstellungsbeispiel für ein Wärmepumpengebäude mit rd. 6 MW_{th} (Standort Melaten)

Bei der Planung der Anlagen muss die Hauptwindrichtung in Aachen berücksichtigt werden, da die ausgekühlte Luft sonst in die Umgebung getragen wird. Bei niedrigen Außentemperaturen kann Reifbildung auftreten, was aus genehmigungsrechtlichen und Akzeptanzgründen frühzeitig bedacht werden sollte. Die Hauptwindrichtung kommt aus Südwesten. Am Standort Brander Feld liegt Wohnbebauung in der Windrichtung, wodurch dieser Standort weniger bevorzugt ist. Am Standort Melaten (vgl. Abbildung 30) sind keine Wohngebiete betroffen, jedoch liegen eine Schnellstraße und Bahngleise in der Windrichtung, deren Beeinflussung bei Umsetzung geprüft werden muss. Technisch kann die Auswirkung auf die Umgebung durch Fortluftkammine reduziert werden, die die kalte Luft nach oben leiten, wo sie sich mit wärmerer Luft vermischt, anstatt Tischkühler zu verwenden.

2.5 Geothermie

In der Städteregion Aachen sind die geologischen Voraussetzungen für hydrothermale Tiefengeothermie grundsätzlich gegeben, da wasserdurchlässige Carbonatgesteine aus der Devon- oder Karbonzeit in Tiefen bis etwa 5.000 m vorhanden sind. Praktisch genutzt wurde dieses Potenzial in NRW bisher jedoch noch nicht. In Aachen konzentrieren sich geplante geothermische Vorhaben auf den nördlichen Bereich. Der devonzeitliche Zielhorizont liegt zwischen 1.000 und 3.000 m Tiefe, etwa 100 m mächtig, mit Thermalwassertemperaturen von 40–110 °C. Über dieser Schicht gibt es einen weiteren Horizont bis ca. 2.000 m Tiefe mit Temperaturen bis maximal 90 °C. Von den betrachteten Potenzialbereichen – tiefe Geothermie (TG), mitteltiefe Geothermie (MTG) und Grubenwassernutzung – könnte nur die Tiefengeothermie aufgrund der Nähe zum bestehenden Wärmenetz einen Beitrag zur Fernwärmeversorgung leisten.

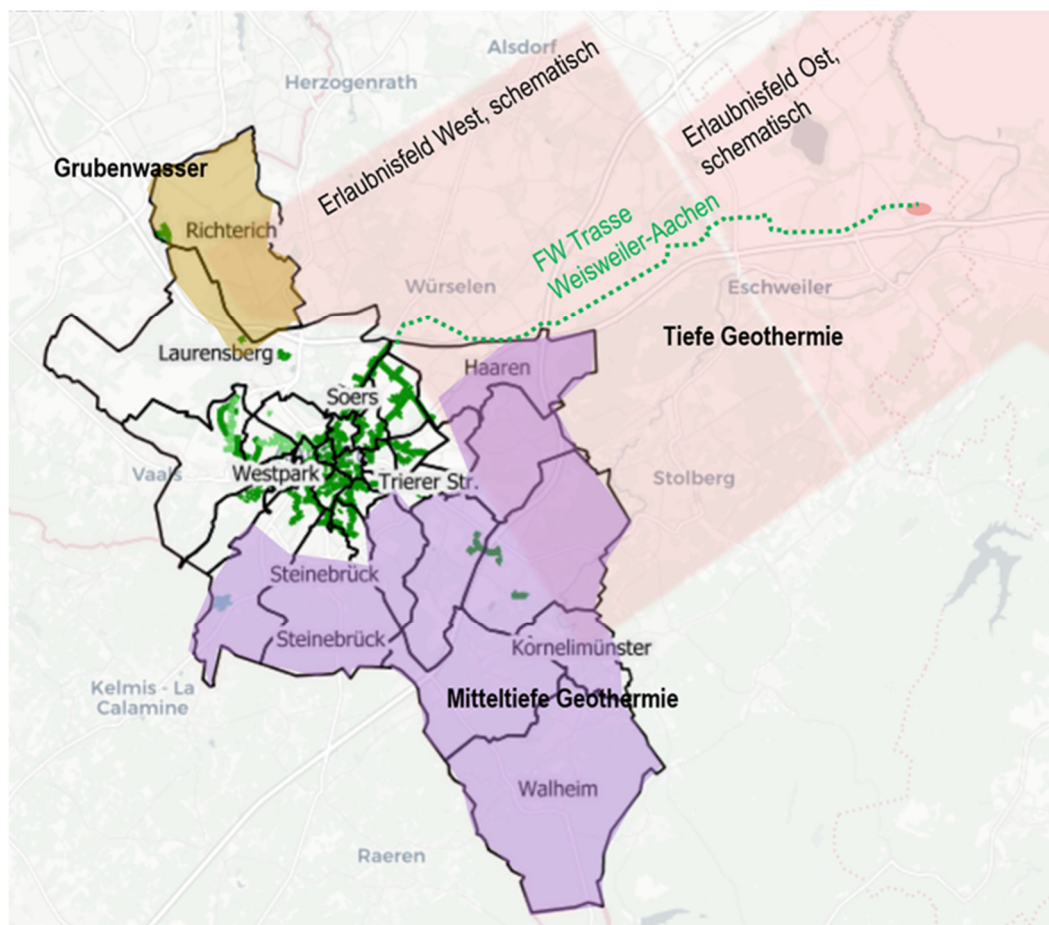


Abbildung 31: Zusammenfassung der Potenzialbereiche Geothermie in Aachen

Quelle: OpenStreetMap

In der Städtereion Aachen wurden drei gewerbliche Aufsuchungsfelder für Geothermie beantragt und genehmigt:

- „Kreuz Aachen“ (ca. 15 km²) von STAWAG
- „Weisweiler“ (ca. 19 km²) von RWE Power, überlagert von wissenschaftlichen Feldern des Fraunhofer IEG und der RWTH Aachen
- Ein kleineres Feld (13 km²) im östlichen Innenstadtbereich beantragt von Zentis Fruchtwelt GmbH & Co. KG

Seit Herbst 2024 laufen im Feld Weisweiler Probebohrungen bis 500 m; 2025 ist die erste Tiefbohrung geplant, inklusive seismischer Untersuchungen. Im Feld Kreuz Aachen sollen ebenfalls Standorte für Probebohrungen basierend auf Seismik ausgewählt werden. Die Lage entlang der Fernwärmetrassen erlaubt eine spätere Einbindung in die Aachener Fernwärmeversorgung.

Auf Basis erster Untersuchungen wird das geothermische Potenzial pro Bohrdublette auf 5–15 MW_{th} geschätzt. Für die Arbeitshypothese wird von vier Bohrdubletten à 10 MW_{th} im Bereich Kreuz Aachen/Weisweiler ausgegangen. Davon entfallen 75 % (30 MW_{th}) auf die Stadt Aachen, was bei 7000 Volllaststunden ein jährliches Wärmequellenpotenzial von etwa 210 GWh_{th} ergibt. Dieses entspricht in etwa der noch freien Transportkapazität der Fernwärmetrasse ab 2029 und könnte signifikant zur städtischen Wärmeversorgung beitragen.

2.6 Abwärme

2.6.1 Industrielle Abwärme

Zur Ermittlung möglicher industrieller Abwärmepotenziale, die prozesstechnisch unvermeidbar sind, wurde ein Fragebogen ausgearbeitet und an die größten Industrieunternehmen und Produktionsbetriebe in Aachen gesendet. Angefragt wurde bei den Unternehmen Lindt, Lambertz, Zentis und Grüenthal.

Fragebogen Abwärmepotenziale 

Allgemeine Daten

Name Unternehmen	
Anschrift Produktionsstandort	
Ansprechpartner Abwärme	

Abwärmepotenziale

- Wie findet bei Ihnen die Wärmeerzeugung statt? (Brennstoff, Wärmemenge, Leistung)
- Was sind die maßgeblichen Wärmenutzer? (Gebäudeheizung, Prozesse)
- Welche elektrisch beheizten/betriebenen Prozesse oder Kühlsysteme mit möglichen Abwärmepotenzialen gibt es?
 - Öfen oder Reaktoren mit Hochtemperatur-Abwärme (> 100 °C)
 - Druckluft- oder Kältekompressoren mit Niedertemperatur-Abwärme (ca. 30, 50 °C)
 - Zentrale Rückkühlsysteme (Kühlwassertemperatur?)
- Kontinuität und zeitliche Verfügbarkeit
 - Produktionszeiten des Betriebes
 - Zu welchen Tageszeiten fällt in Ihrem Unternehmen Abwärme an?
 - Ist der Produktionsprozess stark saisonabhängig?
 - Falls ja: Wann (bzw. in welchen Monaten) treten typischerweise Extremwerte auf?
- Ist zukünftig mit einer gravierenden Umstellung der Prozesse zu rechnen, sodass mit weniger auskoppelbarer Abwärme zu rechnen ist?
- Wird Abwärme bereits in Ihrem Unternehmen genutzt (intern und extern)?
- Wie viel Abwärme könnte (zusätzlich) auskoppelt werden? (siehe Tabelle)
- Wie schätzen Sie eine Abwärmekauskopplung für Ihr Unternehmen ein?
- Was könnten Hemmnisse an Ihrem Standort sein?
 - Anlagentechnisch
 - Verwaltungstechnisch
 - Geographisch
- Können Eigenschaften der möglichen Abwärmeströme einer Nutzung entgegenstehen? (Hygieneanforderungen, Schadstoffbelastung, Staub/Schmutzfracht, etc.)

Fragebogen Abwärmepotenzial 

Quelle Abwärme	Menge [GWh]	Leistung [GW]	Medium	Temperatur [°C]	Profil (kontinuierlich, / diskontinuierlich)	Laufzeit (Stunden im Jahr)	Messung, Berechnung, Schätzung?	Bemerkung

EEB ENERKO Energiewirtschaftliche Beratung GmbH info@enerko.de www.enerko.de
 Lindtstraße 20 52457 Aldenhoven Tel +49 (2464) 971-3 Fax +49 (2464) 971-555
 Stralauer Platz 33 10243 Berlin Tel +49 (30) 962770-0 Fax +49 (30) 962770-42

Abbildung 32: Fragebogen zur Ermittlung d. industriellen Abwärmepotenzials

Grüenthal

Das Abwärmepotenzial am Standort wird als gering eingestuft. Die vorhandenen Quellen sind klein, niedrig temperiert (max. 50 °C) und erfordern hohen apparativen Aufwand sowie eine mögliche Temperaturanhebung (z. B. durch Wärmepumpe). Hinzu kommt die laufende interne Dekarbonisierungsstrategie, die künftigen Änderungen in der Anlagentechnik mit sich bringt. Insgesamt erscheint eine Nutzung der Abwärme derzeit nicht zielführend.

Lindt & Sprüngli

Hier ist das Abwärmepotenzial deutlich größer, mit mehreren verteilten Quellen wie Kompressorenabwärme, Abluft, Prozessabwärme und BHKW-Restwärme. Das summierte Potenzial liegt bei max. 20 GWh/a, ist aber aufgrund der verteilten Ströme und niedrigen Temperaturen nur bedingt nutzbar, außerdem wäre eine interne Nutzung meist vorteilhafter. Aktuell wird geprüft, ob Abwärme zukünftig an die STAWAG geliefert werden könnte; Ergebnisse werden Mitte 2025 erwartet.

Die übrigen Unternehmen zeigten kein Interesse an einer Abwärmelieferung, vermutlich wegen eigener Dekarbonisierungsmaßnahmen und interner Nutzung. Für die Fernwärmeplanung wird industrielle Abwärme daher aktuell nicht weiter berücksichtigt.

2.6.2 Abwärme aus dem Dienstleistungsbereich

Im Dienstleistungssektor in Aachen gibt es nutzbare Abwärmepotenziale, vor allem bei:

- Großen Wassermengen, die aufgeheizt werden (z. B. Wäschereien, Schwimmbäder)
- Zentralen Kühlsystemen mit gefasster Abwärme (Kühlhäuser, Rechenzentren, Einkaufszentren)
- Zentralen Entlüftungssystemen mit warmer Fortluft (Bürozentren, U-Bahn-Schächte, Krankenhäuser)

Aufgrund der vielfältigen, teils sehr kleinen Quellen werden im Kontext der Fernwärme vor allem die Möglichkeiten einer externen Abwärmenutzung betrachtet.

Tabelle 36: Abwärmepotenziale im Dienstleistungsbereich

Branche	Medium Abwärme	Temperaturbereich Abwärmemedium	Typischer Leistungsbe- reich	Zeitliche Dynamik und Saiso- nalität
Wäschereien	Abwasser Abluft	20-60 °C 20-40 °C	< 100 kW	Meist 1 Schichtbetrieb, aber ganzjährig
Rechenzentren	Kühlwasser	20-30 °C	1 MW _{th} – 10 MW _{th}	Meist ganzjährig und durchge- hend
Schwimmbäder (Hallenbad)	Abwasser Fortluft	15-20 °C 10-25 °C	100 – 500 kW _{th}	Winterlastig, im Sommer oft Revisionszeiten, Schwerpunkt aber während Öffnungszeiten
Großküchen	Abwasser	20-30 °C	<100 kW _{th}	Je nach Anwendungsfall, meist nicht durchgehend
Einzelhandel (Kauf- häuser, Einkaufsga- lerien)	Fortluft (ganz- jährig) Kühlwasser (Sommer)	5-30 °C, meist WRG 30-40 °C	100 – 500 kW _{th}	Öffnungszeiten, meist Mo-Sa, sommerlastiges Angebot
Kühlhäuser	Kühlwasser	30-40 °C	100 kW _{th} – 10 MW _{th}	Sommerlastig, bei Tiefkühlung auch im Winter
Krematorien	Wasser (Kühl- kreislauf Abgas- kühlung)	60-90 °C	100 – 500 kW _{th}	Meist 1 bis 2 Schichtbetrieb, aber ganzjährig
Krankenhäuser	Fortluft (ganz- jährig) Kühlwasser (Sommer) Abwasser	5-30 °C, meist schon WRG 30-40 °C 10-20 °C	100 kW _{th} – 1 MW _{th}	Ganzjährig Kühlwasser nur während Kühl- periode Ganzjährig

Quelle: AGFW Abwärmeleitfaden, Originaltabelle: ENERKO

Relevante Quellen im Dienstleistungsbereich in fernwärmerelevanter Größenordnung (> 1 MW_{th}) wurden nur bei Rechenzentren identifiziert, wobei hier das zentrale IT Center der RWTH am Seffenter Weg mit rd. 1 MW_{th} Anschlussleistung das größte Potenzial bietet. Da diese nicht wirtschaftlich erschlossen werden könnte, wurde eine mögliche Nutzung für diesen Trafoplan ausgeschlossen.

2.7 Wärmenutzung aus thermischen Abfallbehandlungsanlagen (TAB)

Die MVA Weisweiler GmbH & Co. KG betreibt am Standort Weisweiler eine moderne Müllverbrennungsanlage, die jährlich rund 360.000 t Haus- und Gewerbemüll aus der Städteregion Aachen und dem Kreis Düren verwertet. Der entstehende Dampf (bis zu 170 t/h) wird derzeit über eine Dampfturbine im Kesselhaus des Kraftwerks Weisweiler zur Stromerzeugung genutzt. RWE Power AG liefert dabei Eigenstrom und Eigenbedarfsdampf an die MVA und vermarktet den Überschussstrom.

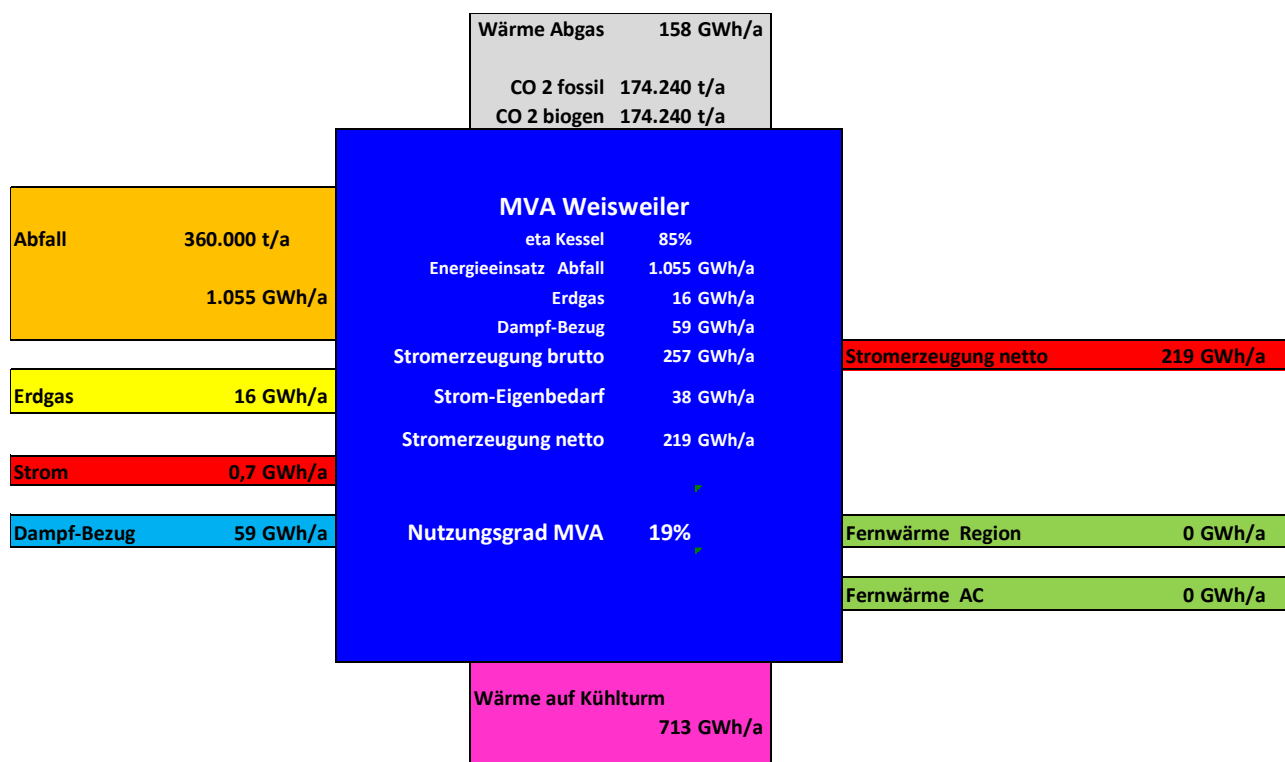


Abbildung 33: Input- und Outputbilanz der MVA Weisweiler ohne Fernwärmeauskopplung

Die MVA Weisweiler wurde ursprünglich auf optimale Stromerzeugung ausgelegt, da die Fernwärmeversorgung von Aachen bisher über das Braunkohlekraftwerk Weisweiler der RWE erfolgte. Aufgrund der Anlage und des Brennstoffs Abfall ist eine Steigerung des Nutzungsgrads bei reiner Stromerzeugung nicht möglich. Das Kraftwerk Weisweiler betreibt weiterhin drei Braunkohleblöcke (1.640 MW_{th}) und zwei Gasturbinen (400 MW_{th}) und versorgt Aachen, Inden/Altdorf sowie den Industriepark Eschweiler mit Fernwärme. Zum 01.04.2029 wird die Braunkohlestromerzeugung im Rahmen des Kohleausstiegs eingestellt, wodurch die bisherige Hauptwärmequelle für Aachen entfällt. Zur Sicherung der Fernwärmeversorgung haben RWE, MVA und STAWAG eine Kooperationsvereinbarung geschlossen. Künftig soll die Fernwärme direkt aus der Dampferzeugung der MVA über eine neue Entnahme-Kondensationsturbine mit Heizkondensator und Fernwärmeübergabestation geliefert werden; Inden/Altdorf wird ebenfalls versorgt. Die MVA baut und betreibt die neue KWK-Dampfturbine, während RWE den Wärme-Transport über die bestehende Leitung übernimmt und an STAWAG übergibt. Das Geschäftsmodell der MVA basiert auf weiterem Betrieb der Müllverbrennung mit Strom- und Wärmeerzeugung, optimiert für KWK, ergänzt durch Flexibilitätselemente wie Wärmespeicher.

Technisch-wirtschaftliche Eckpunkte des Projektes

Kern des Projekts ist der Neubau einer Dampfturbinenanlage auf dem Gelände der MVA Weisweiler, die den von der MVA erzeugten Frischdampf in Strom (ca. 40 MW_{el} brutto) und KWK-Wärme (bis zu 95 MW_{th}) umsetzt. Der Strom dient vorrangig der Eigenversorgung der MVA (bis 7,5 MW_{el}); Überschussstrom wird von RWE Power AG abgenommen oder alternativ ins vorgelagerte Stromnetz eingespeist.

Die wärmeoptimierte Turbine kann Fernwärme bis 130 °C mit niedriger Stromverlustkennziffer (ca. 0,13) auskoppeln. Die erzeugte Wärme wird an RWE geliefert, das einen Teil an lokale Endkunden verteilt und den größeren Anteil an STAWAG übergibt. Die Wärmepreise orientieren sich an der Stromeinbuße und den aktu-

ellen Spotmarktpreisen, zusätzlich erhält die MVA einen Wärmebonus von RWE, der Anreize für eine umfassende Abdeckung des Fernwärmebedarfs schafft. Die Lieferbeziehungen sind auf 15 Jahre ausgelegt. Alle Eckpunkte sind (Stand September 2024) in Vertragsentwürfen dokumentiert und sollen nun in rechtlich verbindliche Verträge für Strom und Wärme umgesetzt werden.

Analyse und Darstellung des Wärmepotenzials aus der Thermischen Abfallbehandlung (TAB) in der Müllverbrennungsanlage (MVA) Weisweiler

Die MVA Weisweiler besteht aus 3 unabhängigen Verbrennungslinien, in der pro Jahr ca. 360.000 Tonnen Abfall verbrannt werden können. Bei Nennlast der Anlage werden pro Stunde ca. 51,5 Tonnen Dampf pro Linie bzw. 154,5 t (400°C, 40 bar a) insgesamt und in der Spitze bis zu 180 t/h erzeugt.

Aufgrund der schwankenden Abfallzusammensetzung und Störungen im Betriebsablauf schwankt die HD-Dampferzeugung recht stark (Abbildung 34).

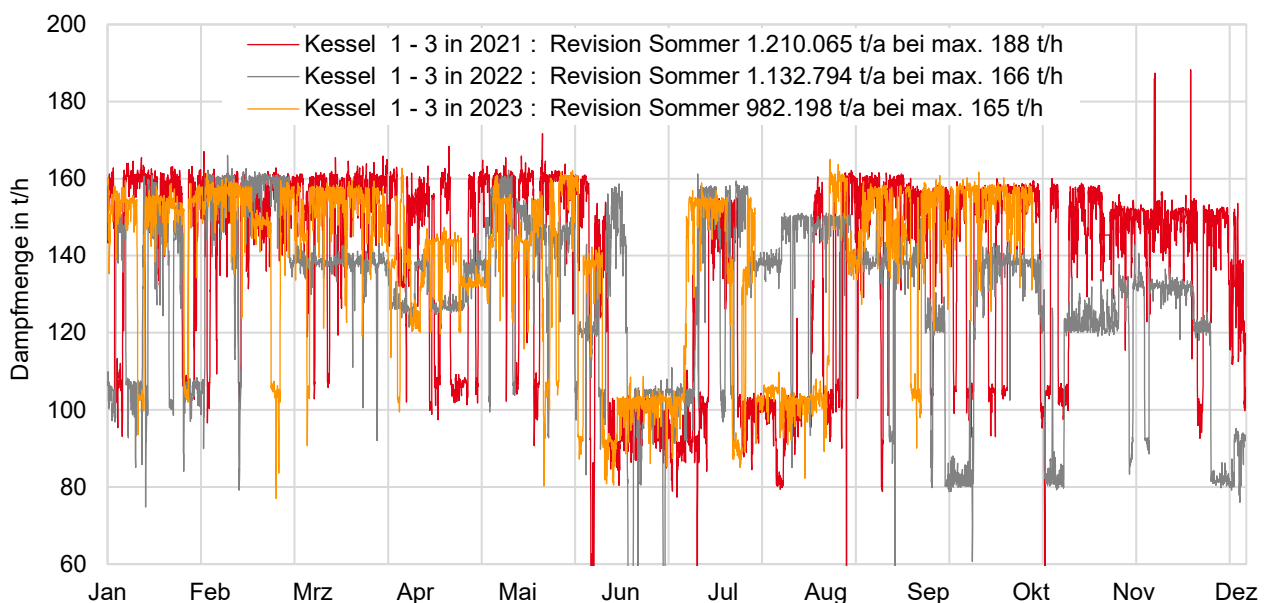


Abbildung 34: MVA Weisweiler HD-Dampferzeugung 2021 – 2023

Die neue Dampfturbine wird auf die Nenn-Dampfmengen inkl. Leistungsreserve ausgelegt mit einer Wärmennennleistung von max. 95 MW_{th} und eine elektrische Nennleistung von ca. 40 MW_{el}. Die geplante Anlage wird als 2-gehäusige Gegendruck-Dampfturbine mit abkoppelbarem ND-Teil einschließlich Generator, Wärmespeicher, Baukörper, Wasseraufbereitung, Luftkondensator, ggfls. Hochspannungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsschaltanlagen, Kühlwassersystem und Einbindung in das vorhandene Leitsystem ausgeführt.

Die Investitionen für die neue Anlage der MVA Weisweiler umfassen:

- Turbinenanlage mit Generator und Peripherie (Schmieröl- und Kühlwassersysteme, Kranbahn, Wasseraufbereitung, Fundamente)
- Ertüchtigung des leerstehenden RRA-Gebäudes für die neuen Anlagenteile
- Fernwärmestation mit Heizkondensatoren zur Anbindung an die Netze von Inden und Aachen, inklusive auf die jeweiligen Temperatur- und Druckstufen abgestimmter Umwälzpumpen
- Wärmespeicher mit ca. 1.500 m³ bzw. 100 MWh_{th} Kapazität
- Luftkondensator (Luko) zur Rückkühlung nicht genutzter Wärme, insbesondere im Sommer
- Infrastrukturelle Anbindungen an Frisch- und Abwasser

Theoretisch kann die Anlage über 600 GWh_{th} Wärme auskoppeln, praktisch stehen nach Berücksichtigung von Netzverlusten, saisonalen Anforderungen und zusätzlicher Versorgung rund 370 GWh_{th} zur Verfügung. Die Effizienz der Müllverbrennungsanlage wird dadurch deutlich gesteigert, wie in Abbildung 35 dargestellt.

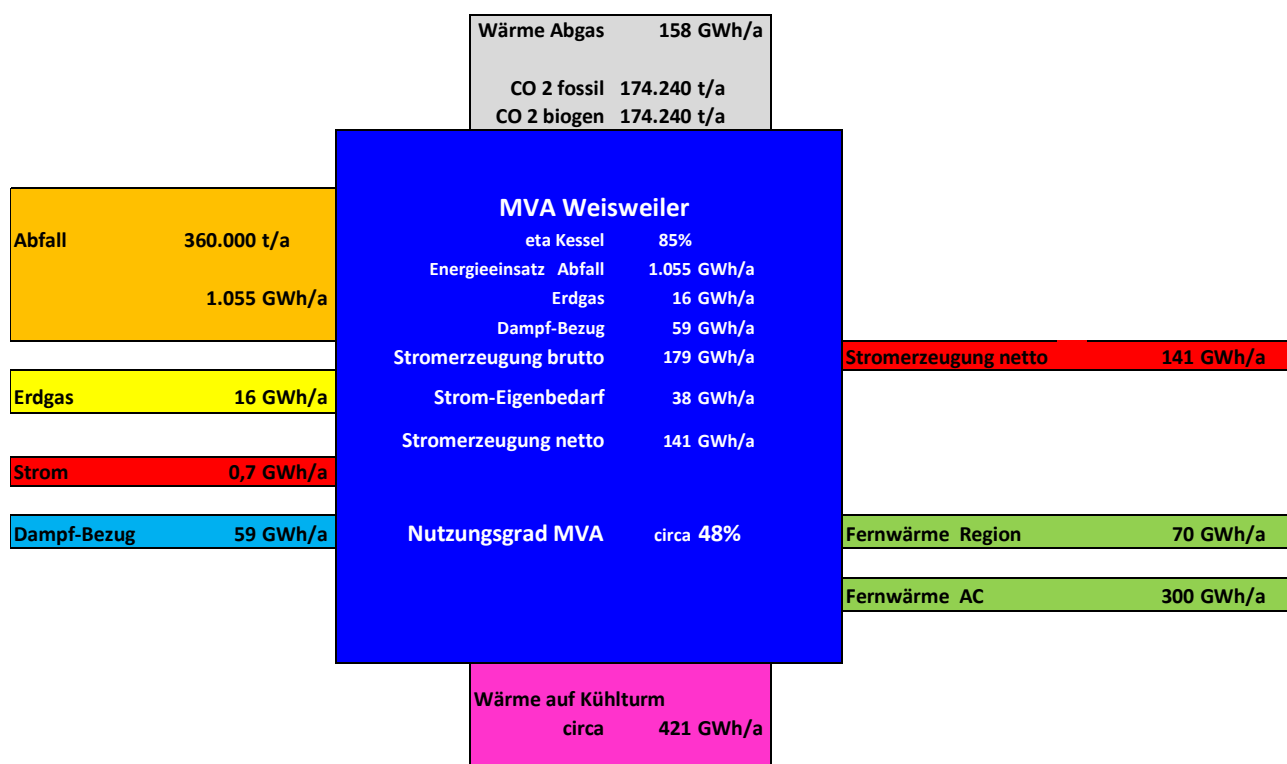
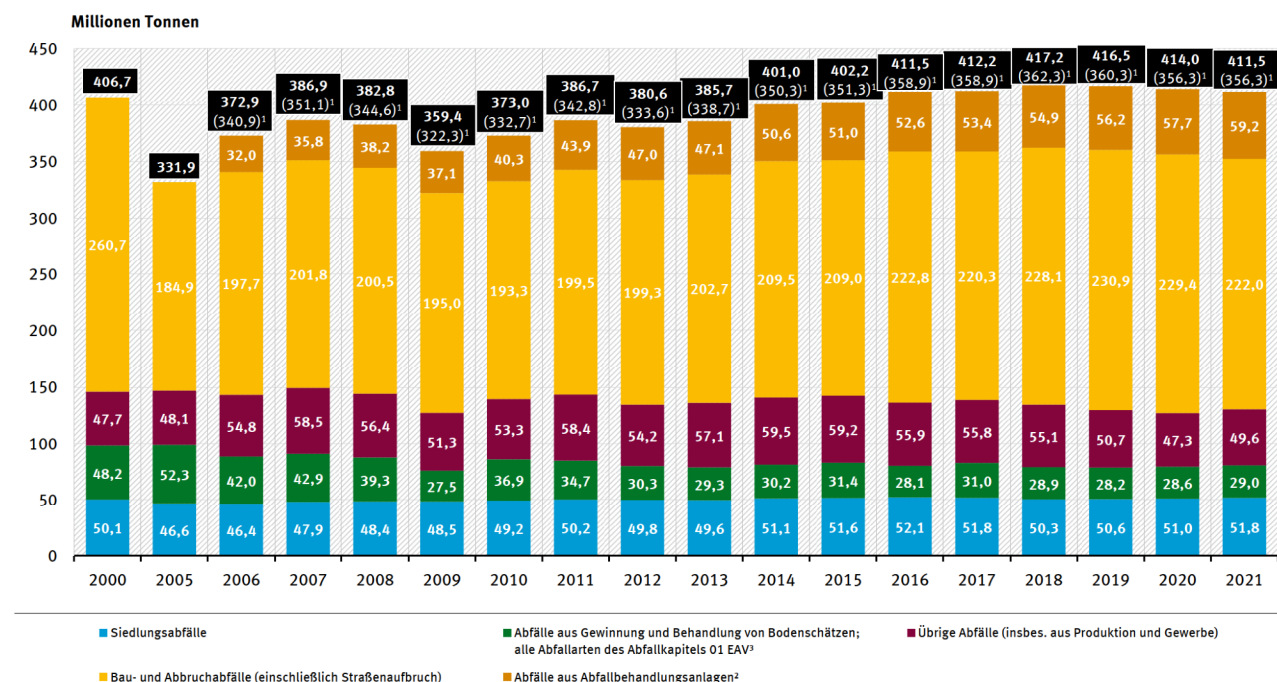


Abbildung 35: Input- und Outputbilanz der MVA Weisweiler mit Fernwärmeauskopplung

Analyse und Darstellung der Abfallmengen für die Müllverbrennungsanlage (MVA) Weisweiler

Die Forderungen nach einer signifikanten Reduktion der Abfallmengen in Deutschland haben auch in der Region Düren und Aachen leider bisher keine Erfolge gezeigt, wie Abbildung 36 mit der Darstellung des Abfallaufkommens in Deutschland im Zeitraum von 2000 bis 2021 zeigt.

Abfallaufkommen (einschließlich gefährlicher Abfälle)



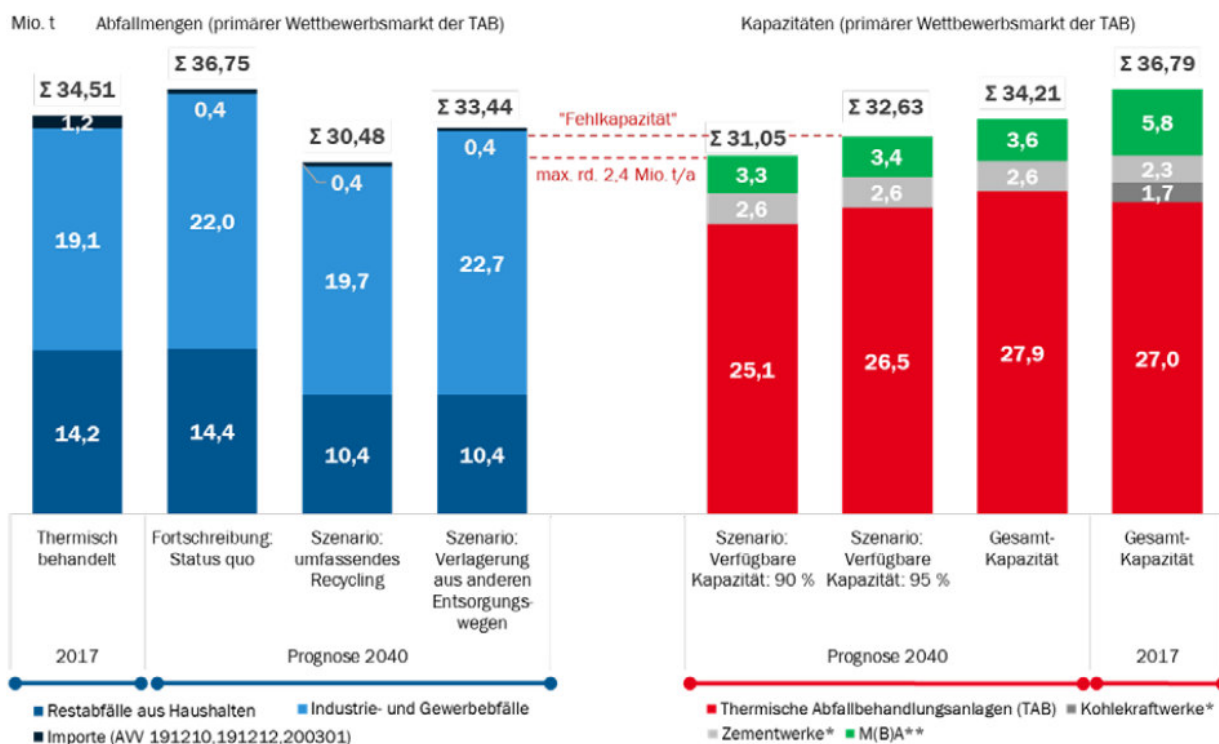
¹ Nettoabfallaufkommen, ohne Abfälle aus Abfallbehandlungsanlagen; 2006 erstmals als Bestandteil des Abfallaufkommens erhoben.
² Ohne Abfälle aus Abwasserbehandlungsanlagen (EAV 1908), Abfälle aus der Zubereitung von Wasser für den menschlichen Gebrauch oder industriellem Brauchwasser (EAV 1909), Abfälle aus der Sanierung von Böden und Grundwasser (EAV 1913) und Sekundärabfälle, die als Rohstoffe/Produkte aus dem Entsorgungsprozess herausgehen.
³ Abfälle aus Gewinnung und Behandlung von Bodenschätzen.

Quelle: Statistisches Bundesamt, Abfallbilanz, Wiesbaden, verschiedene Jahrgänge

Abbildung 36: Abfallaufkommen in Deutschland von 2000 bis 2021

Laut der Prognos-Studie „Perspektiven der thermischen Abfallbehandlung – Roadmap 2040“ wird die thermische Abfallbehandlung (TAB) in Deutschland trotz Abfallreduktionsbemühungen voraussichtlich bis 2040 voll ausgelastet sein, möglicherweise werden sogar Kapazitätsengpässe auftreten (Abbildung 37).

Die MVA Weisweiler bereitet sich auf mögliche Reduktionen des Abfallaufkommens vor, auch bei bisheriger Volllast seit 1997. Nach dem Vorbild der MVA Wien prüft sie eine Saisonsteuerung: im Sommer 1-Linien-Betrieb, in Übergangs- und Winterzeiten 2–3-Linien-Betrieb. So sollen die Fernwärmelieferungen langfristig gesichert werden.



* Berücksichtigung anteiliger Kapazitäten für vergleichbare Abfallfraktionen, die typischerweise in MVA und EBS-Kraftwerken thermisch behandelt werden

** Berücksichtigung der Kapazitäten von mechanisch-biologischen, mechanisch-physikalischen sowie mechanischen Aufbereitungsanlagen, die aktuell noch Verträge für kommunale Restabfallmengen haben

Prognos AG 2020, eigene Darstellung

© Prognos 2020

Abbildung 37: Ergebnisvergleich der Abfallmengenprognosen und Kapazitätsbetrachtungen

Quelle: Prognos 2020, Prof. Faulstich

Vermeidung von CO₂-Emissionen aus der Müllverbrennungsanlage (MVA) Weisweiler

Ab 2045 dürfen auch MVA kein CO₂ mehr emittieren und sind ab 2024 zur Teilnahme am CO₂-Handel verpflichtet.

MVA Weisweiler hat mit Projektpartnern bereits in 2024 ein Projekt zur CO₂-Abscheidung aus den Rauchgasen und stofflicher Nutzung gestartet. Bis 2045 wird MVA die komplette CO₂-Abscheidung aus den Rauchgasen mit CCU und/oder CCS-Projekten umsetzen.

2.8 Kraft-Wärme-Kopplung und Umstellung auf Wasserstoff

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) erzeugen gleichzeitig Strom und Wärme mit sehr hoher Effizienz, z. B. durch Erdgasverbrennung, und können den Brennstoff unabhängig von äußeren Bedingungen abrufen. Dadurch tragen sie wesentlich zur Versorgungssicherheit eines Wärmesystems bei. KWK-Anlagen sind auch künftig wichtig, da sie bei hohen Strompreisen Strom und Wärme erzeugen können, im Gegensatz zu Power-to-Heat-Technologien (Großwärmepumpen, Elektrodenkessel), die Wärme bei günstigem Strom liefern. Gasgefeuerte KWK-Anlagen können derzeit noch von Förderungen nach dem KWKG profitieren, an denen STAWAG bereits erfolgreich teilgenommen hat; eine Verlängerung wird diskutiert. Zudem plant die deutsche Bundesregierung über die Kraftwerksstrategie den Zubau von Gaskraftwerken, perspektivisch wasserstofffähig, zur Absicherung des Stromsystems bei schwankender EE-Einspeisung.

Für die Fernwärmeversorgung in Aachen sind mehrere Standorte für zusätzliche KWK-Anlagen geeignet.

Standort an der FÜS bzw. am Schwarzen Weg

An der Fernwärmeübergabestation (FÜS), dem größten Einspeisepunkt des Netzes, könnte auf dem vorhandenen Grundstück eine gasgefeuerte KWK-Anlage errichtet werden, die für zukünftigen Wasserstoffbetrieb (H₂-ready) vorbereitet ist. Das Grundstück eignet sich auch für die geplante Abwasser-Wärmepumpe, da die Platzverhältnisse ausreichend sind, und die Einspeisung ins Netz könnte direkt am FÜS erfolgen.

Alternativ wäre eine Errichtung am BHKW Schwarzer Weg möglich, ebenfalls mit geeigneten Platz- und Netzanschlüssen. Eine Feuerungsleistung über 50 MW_{th} würde hier jedoch ein aufwendiges Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung erfordern.

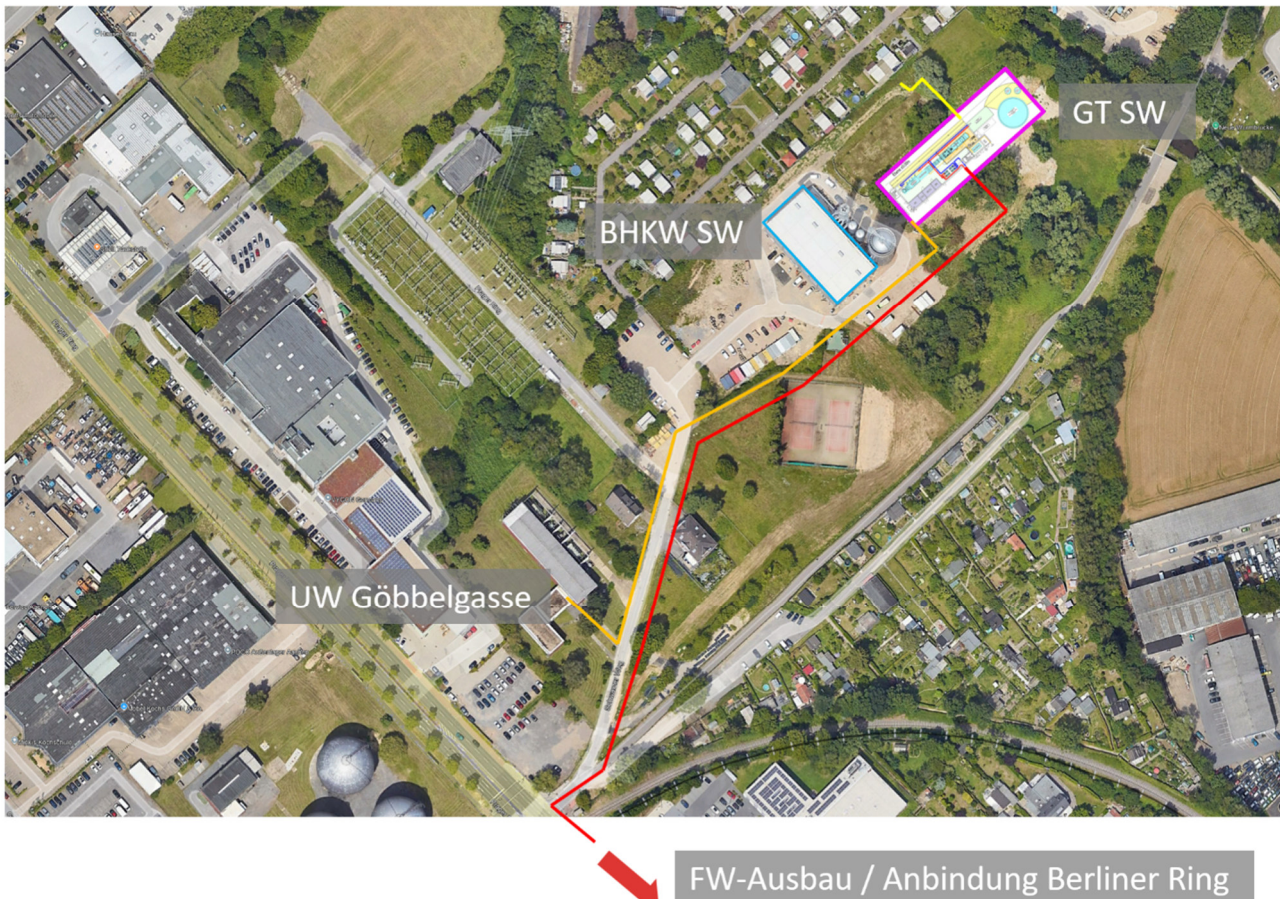


Abbildung 38: Standort BHKW Schwarzer Weg mit Erweiterung um eine Gasturbinenanlage (GT SW)

In diesem Abschnitt des Fernwärmenetzes würden künftig vier größere Anlagen einspeisen: die Lieferung aus Weisweiler, das BHKW Schwarzer Weg, die Abwasser-Wärmepumpe und eine zusätzliche KWK-Anlage. Gleichzeitige Einspeisung könnte hydraulische Engpässe im bestehenden Netz verursachen. Deshalb sind netzhydraulische Berechnungen erforderlich, um mögliche Netzverstärkungen zu identifizieren (vgl. Kapitel 3).

Standort in Rothe Erde

Der Standort ist das ehemalige Gelände der Reifenfabrik Continental im Osten von Aachen, wo bereits gasgefeuerte Eigenbedarfserzeugungsanlagen bestanden, also ein bestehender Kraftwerksstandort vorliegt. Etwa 1.000 m entfernt verläuft künftig die geplante Fernwärmeleitung zwischen Innenstadt und Nahwärmenetz „Brander Feld“. Dadurch eignet sich der Standort netzhydraulisch sehr gut als neuer Einspeisepunkt für eine KWK-Anlage und stellt eine attraktive Alternative zum vorherigen Standort dar.



Abbildung 39: Ehemaliges Reifenwerk Continental mit Erweiterung um eine Gasturbinenanlage (GT Conti)

Nach derzeitigem Planungsstand ist dieser Standort auch vorteilhaft in Bezug auf eine Anbindung an ein zukünftiges Wasserstoffnetz (vgl. nachfolgendes Unterkapitel). Der Standort Rothe Erde ist somit für die Errichtung einer gasgefeuerten KWK-Anlage insgesamt vorteilhafter als der Standort an der FÜS.

Vorhandene Heizwerksstandorte

Bereits bestehende Heizwerksstandorte eignen sich grundsätzlich für KWK-Anlagen, da Gas- und Fernwärmeanschlüsse vorhanden sind, jedoch fehlt nicht überall ausreichend Platz. Am Standort Hanbruch (derzeit Kessel mit 14 MW_{th}) wird STAWAG eine gasgefeuere KWK-Anlage mit ca. 5 MW_{th} errichten und die Kesselleistung auf 12,6 MW_{th} anpassen; hierfür wurde bereits ein Zuschlag in der KWK-Ausschreibung erhalten.

Für die Dekarbonisierung müssen Gas-KWK-Anlagen künftig klimaneutrale Gase wie Wasserstoff nutzen, entweder lokal per Elektrolyse oder über überregionale Transportnetze (letzteres bevorzugt). Dies gilt für neue H₂-ready Anlagen sowie für bestehende Anlagen, die bis 2045 weiterbetrieben werden. Bei Heizwerken ohne alternative Brennstoffe ist die Verfügbarkeit von Wasserstoff entscheidend. Laut BEW-Förderrichtlinie darf maximal 50 % der Wärme aus Wasserstoff oder synthetischen Brennstoffen erzeugt werden.

2.8.1 Verfügbarkeit von H₂

In Aachen wird lokal voraussichtlich nicht genügend Wasserstoff (H₂) über Elektrolyse verfügbar sein, weshalb der Bezug über ein H₂-Transportnetz entscheidend ist. Die Bundesregierung hat dafür wesentliche Schritte eingeleitet, u. a. die aktualisierte Wasserstoffstrategie, die Importstrategie und das geplante Wasserstoffbeschleunigungsgesetz. Ein zentraler Meilenstein ist das H₂-Kernnetz, das den Transport von Wasserstoff in Deutschland ermöglichen soll. Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben hierfür im Juli 2024 bei der Bundesnetzagentur den Antrag gestellt, nach EU-beihilferechtlicher Genehmigung. Das **H₂-Kernnetz** soll bis 2032 fertiggestellt werden, knapp 10.000 km lang sein, überwiegend durch Umwidmung bestehender Gasleitungen, ergänzt durch ca. 4.000 km neue Leitungen. Bis Ende 2027 sollen 2.100 km fertiggestellt sein, davon 520 km neu. Das Investitionsvolumen beträgt rund 19,7 Mrd. €, das überwiegend über Netzentgelte refinanziert wird, mit staatlicher Vorfinanzierung (Amortisationskonto), um hohe Anfangskosten abzufedern.

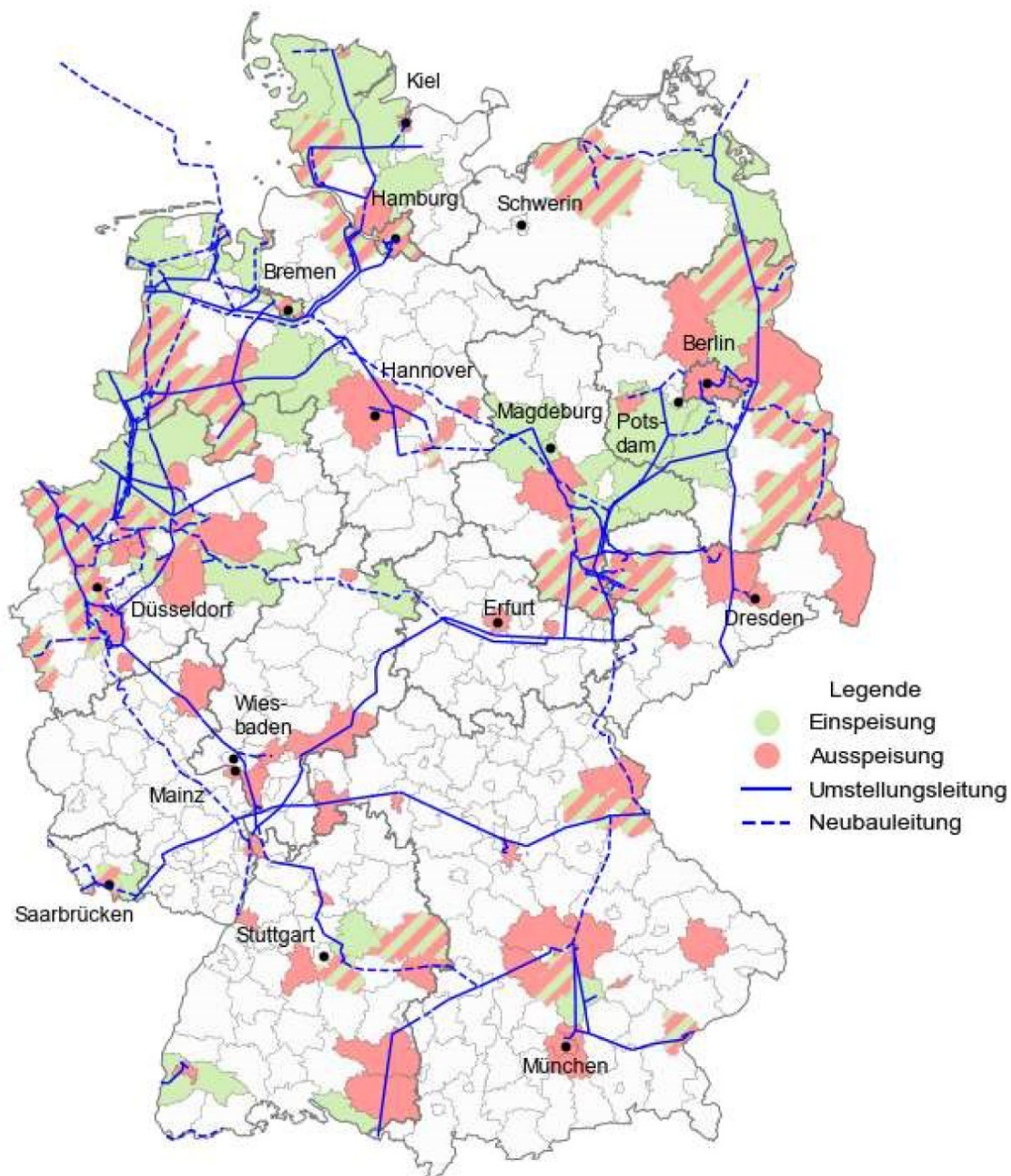


Abbildung 40: Wasserstoffkernnetz gemäß FNB-Antrag vom Juli 2024

Von großer Bedeutung für Aachen ist die geplante Neubauleitung im Westen, die vom Grenzübergangspunkt Eynatten über den Kraftwerksstandort Weisweiler bis ins zwischen Köln und Bonn gelegene Niederkassel führt. Diese Leitung trägt die Bezeichnung KLN041 und den Namen „H2ercules-West“. Für Aachen ist die geplante Neubau-H2-Leitung im Westen („H2ercules-West, KLN041“) von großer Bedeutung. Sie verläuft vom Grenzübergang Eynatten über Weisweiler bis nach Niederkassel. Der erste Abschnitt bis Weisweiler (KLN041a) wird von der OGE geplant, mit mehreren Trassenvarianten im Aachener Raum. Vorteilhaft ist die blaue Nordvariante (vgl. Abbildung 41), da sie Aachen nah passiert und eine einfache Auskopplung von H2 in ein zukünftiges Verteilnetz über eine bestehende Gasübergabestation ermöglicht. Die Süd-Variante würde eine längere Anbindungsleitung erfordern.

Die Regionetz plant bereits ein H2-Verteilnetz, das Wasserstoff zunächst für größere Abnehmer bereitstellt, z. B. Industrie, Gewerbegebiete, Fernwärme-Erzeugungsstandorte von STAWAG und der RWTH Aachen, mit sukzessiver Anbindung weiterer Nutzer vom geplanten Netzkoppelpunkt aus.

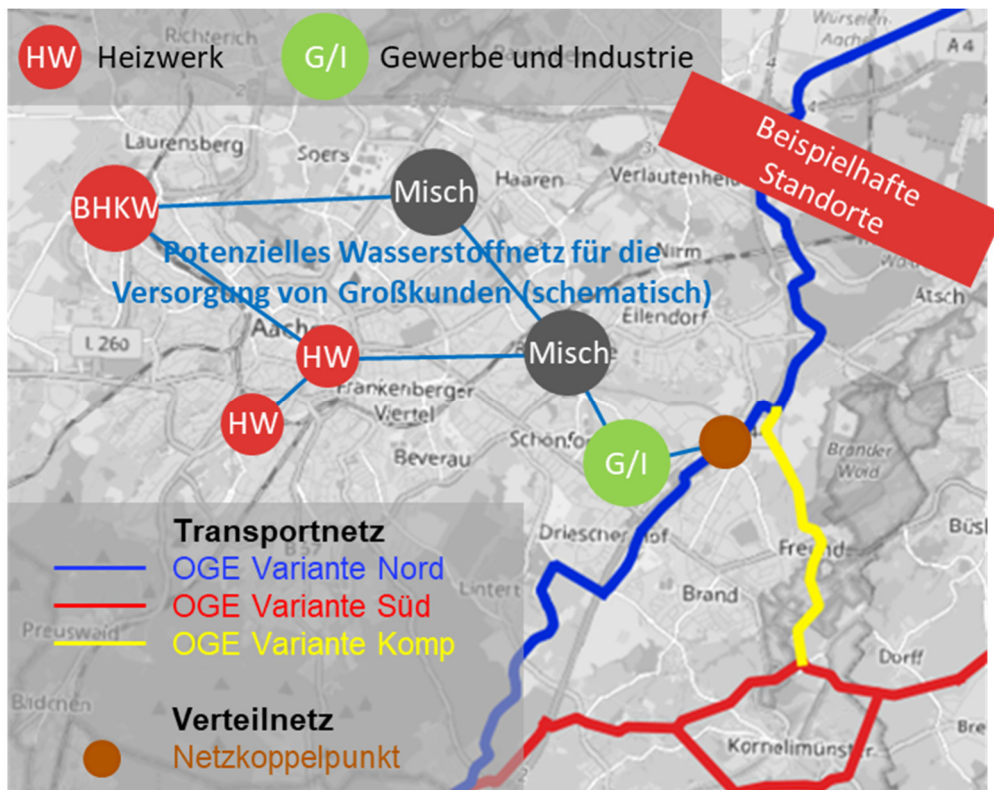


Abbildung 41: schematische Darstellung eines H₂-Netzes in Aachen

Quelle: Regionetz

Für die STAWAG-Fernwärmeerzeugungsanlagen würde der KWK-Standort Rothe Erde aufgrund der Nähe zum Netzkoppelpunkt zuerst an das H2-Verteilnetz angebunden. Danach folgen die Standorte am Schwarzen Weg und in der Wespienstraße, später auch Standorte im Westen wie das BHKW Campus Melaten. Die Inbetriebnahme der H2ercules-Leitung ist laut FNB-Antrag für Ende 2028 geplant, realistisch wird Wasserstoff im Transformationsplan erst nach 2030 verfügbar sein, mit sukzessiver Erweiterung des Verteilnetzes. Zusammenfassend wird perspektivisch Wasserstoff an den STAWAG-Standorten mit Gasfeuerung bereitstehen, wobei die Umsetzung von rechtlichen und infrastrukturellen Rahmenbedingungen abhängig ist.

2.8.2 Umrüstung von Anlagen auf H₂

Die Umrüstung der KWK-Anlagen von Erdgas auf Wasserstoff (H₂) stellt voraussichtlich den letzten Schritt der Dekarbonisierung im STAWAG-Fernwärmenetz dar. Der Umstieg kann erfolgen, sobald ausreichend Wasserstoff zu akzeptablen Kosten verfügbar ist. Da H₂ voraussichtlich teurer als Erdgas inklusive CO₂-Kosten sein wird, ist aus wirtschaftlicher Sicht ein späterer Umstieg sinnvoll, während die Stadt Aachen die Klimaneutralität vor 2045 anstrebt.

Der Zeitpunkt des Umstiegs ergibt sich daher aus einer Abwägung ökonomischer und ökologischer Interessen und hängt neben der Verfügbarkeit von H₂ auch von den unterschiedlichen Heizwerten der Brennstoffe ab. Die angenommenen Umstiegszeitpunkte werden in Kapitel 3.2 behandelt.

Tabelle 37: Heizwert von Erdgas und Wasserstoff im Vergleich

Brennstoff	Heizwert kWh/Nm³	Heizwert kWh/kg
Erdgas	8,6-11,4	8,9-12,5
Wasserstoff	3	33

Dies kann ohne weitere Modifikationen der Anlagen zu Minderleistungen führen. Wir gehen weiterhin davon aus, dass wir für die betroffenen Anlagen auch nach der Umstellung auf Wasserstoffbetrieb die entsprechenden Energiemengen über das Netz erhalten und die Erzeugungsanlagen so verändert oder ersetzt werden, dass die heutigen Erzeugungsleistungen erhalten werden.

H₂ in Heißwassererzeuger

Zur Sicherung der Fernwärmeversorgung werden ausreichende Erzeugungsanlagen vorgehalten, um auch beim Ausfall des größten Wärmeerzeugers die Versorgung zu gewährleisten („n-1“-Sicherheit). An den Heizwerken werden Ersatzbrennstoffe wie leichtes Heizöl bereitgehalten, um Erdgas im Bedarfsfall zu ersetzen. Zukünftig sollen Heißwassererzeuger bei Netzanschluss mit Wasserstoff betrieben werden, während synthetische erneuerbare Flüssigbrennstoffe nur als teures Notfall-Substitut für Heizöl dienen.

2.9 Anlagen zur Stromerzeugung

Im Fernwärmesystem entstehen Stromverbräuche sowohl durch Wärmeerzeugungsanlagen (z. B. Wärmepumpen, Elektrokessel) als auch durch Netzpumpen und Peripherie. Diese Verbräuche verursachen CO₂-Emissionen, sofern der Strom nicht aus erneuerbaren Quellen stammt. Zur vollständigen Dekarbonisierung muss der Strom daher aus erneuerbarer Erzeugung stammen. Bis 2045 wird dies voraussichtlich über das öffentliche Netz erfüllt. Alternative Direktversorgung am Standort (z. B. Photovoltaik) wäre nur wirtschaftlich sinnvoll; größere Windanlagen sind genehmigungsrechtlich in der Stadt nicht realisierbar. Kleine PV-Anlagen auf Technikgebäuden werden potenziell berücksichtigt, spielen für die Systementwicklung jedoch nur eine untergeordnete Rolle und werden im Trafoplan nicht weiter betrachtet.

2.10 Kurzfrist- und saisonale Wärmespeicher

Bei der Wärmespeicherung wird zwischen kurzzeitiger und langzeitiger Speicherung unterschieden. Üblich sind sensible Speicher mit Wasser als Medium, teils auch in Wasser-Kiesspeichern, Phasenwechsel-/Eisspeichern oder mit Phase Change Materials (PCM), wie in Abbildung 42 aufgeführt. Im Fernwärmebereich kommen überwiegend sensible Speicher als drucklose oder Druckspeicher zum Einsatz, die Wärme von Minuten bis zu einigen Tagen speichern können.

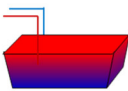
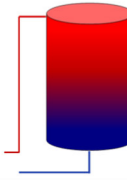
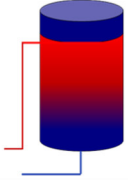
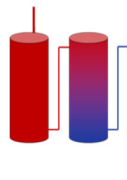
	Drucklose Speicher			Druckspeicher
	Erdbeckenspeicher (Saisonalspeicher)	Atmosphärischer Speicher	Atmosphärischer Zweizonenspeicher	
Prinzip				
Volumen (realisiert)	200.000 m ³ (Vojens, DK)	50.000 m ³ (Gedersdorf, AUT)	43.000 m ³ (Duisburg)	Kaskade von Behältern je 390 m ³ (Magdeburg) Einzelbehälter bis 24.000 m ³ (Kopenhagen, DK)
Max. Temperatur	90°C (hauptsächlich Solarthermie)	98°C	> 100°C (realisiert 120°C)	> 100°C (realisiert 160 °C, Dresden)
Kosten (ca.)	100-250 EUR/m ³	300-500 EUR/m ³	400-700 EUR/m ³	800-1.200 EUR/m ³
Referenzen ENERKO		Halle (Saale), Mannheim	Duisburg, Kiel, Heidelberg	In Kombination mit BHKW z.B. Aachen, Werningerode, Lübeck, Merseburg, Sangerhausen,.....

Abbildung 42: Wärmespeichertechnologien mit Medium Wasser

Im städtischen Fernwärmenetz gibt es zwei größere Kurzzeitspeicher (Tabelle 38):

- Schwarzer Weg: BHKW mit 23,5 MW_{th} und einem 2.500 m³ Speicher
- Campus Melaten: BHKW mit zwei Speichern, gesamt 700 m³

Diese Stunden- bis Tagesspeicher gleichen kurzfristige Lastspitzen aus und optimieren den BHKW-Betrieb. Zusammen können sie 130 MWh_{th} Wärme speichern, was etwa 1–2 Stunden Winternetzeinspeisung entspricht. Längere oder saisonale Speicherung ist nicht möglich.

Tabelle 38: Wärmespeicher im Fernwärmenetz

Anzahl	Standort	Größe m ³	Leistung MW _{th}	IBN	Betriebsart	Temperaturregime
1	Schwarzer Weg	2.500	30,0	2023	Kurzfristspeicher zur Optimierung der Fahrweise des BHKW und zum Ausgleich von Lastspitzen	Unterscheidet sich nicht vom Netz, variiert aber je nach Jahreszeit.
2	Campus Melaten	2 x 350	9,9	2020	Kurzfristspeicher zur Optimierung der Fahrweise des BHKW	Unterscheidet sich nicht vom Netz, variiert aber je nach Jahreszeit.

Quelle: STAWAG

Saisonale Wärmespeicherung ist besonders sinnvoll bei Sommer-Wärmeüberschüssen. Üblich sind Erdbekenspeicher, wie sie in Dänemark eingesetzt werden, um Solarwärme bis in den Winter zu speichern und solare Deckungsgrade von 40–50 % der Jahreswärme zu erreichen. Wird der Speicher auf Rücklauftemperatur 60 °C ausgekühlt, sollte die Restwärme über eine Wärmepumpe genutzt werden; sonst steigen Wärmeverluste und die spezifische Speicherkapazität sinkt. Saisonale Speicher eignen sich daher besonders für Niedertemperaturnetze mit geringen Rücklauftemperaturen.

2.11 Ermittlung technischer Grundlagen zur FW-Einbindung relevanter Wärmeerzeuger

Abschließend werden die ermittelten Potenziale und daraus abgeleiteten Erzeugerauslegungen zusammengefasst. Tabelle 39 zeigt die Technologien mit technischen Grundlagen, darunter Fernwärmenetz-Anbindung, Druckstufe, geplante Erzeugerleistung, maximale Vorlauftemperatur, Standort und Leitungslänge. Die potenziellen Anlagen wurden nach Wirtschaftlichkeit, technischem Aufwand und Genehmigungsfähigkeit bewertet. Die Ergebnisse fließen in die Entscheidungen über die Weiterverfolgung der Projekte im Transformationsplan ein.

Tabelle 39: Zusammenfassung Potenziale für Wärmeerzeuger und technische Grundlagen

Erzeuger	Teilnetz	Druck- stufe	Wärme- leistung	Max. VLT	Standort	Länge Anbindelei- tung an FW	Wird weiter verfolgt
Solarthermie	Innenstadt	PN 16	43 MW _{th}	90 °C	Aachener Kreuz	3,8 km	Nein
Biomasse	Innenstadt	PN 16	20 MW _{th}	125 °C	FÜS	Leitung am Standort	Nein
Abwasser- Wärmepumpe	Innenstadt	PN 16	24 MW _{th}	110 °C	FÜS	Leitung am Standort	Ja
Thermal- Wärmepumpe	Innenstadt	PN 16	3,4 MW _{th}	115 °C	Schwertbad	0,1 km	Ja
Luft-Wärme- pumpe	Sekundär- netze Brander Feld und Hanbruch)	PN 10 (Brander Feld) PN 16 (Han- bruch)	2 x 6 MW _{th}	110 °C	Standort Brander Feld, Melaten	Leitung am Standort	Nein
Geothermie	Die Geothermie befindet sich aktuell in der Erkundung. Leistungen, Temperaturen und Netzanbindung werden abhängig von der Fündigkeit festgelegt.						
Abwärme (Lindt)	Innenstadt	PN 16	Untersuchung läuft noch	110 °C (mit WP)	Lindt	0,2 km	Ja
MVA	Innenstadt	PN 16	85 MW _{th}	125 °C	FÜS	Bestand	Ja
GT	Innenstadt	PN 16	35 MW _{th}	125 °C	Continental	1,3 km	Ja

3 Soll-Analyse des Wärmenetzes

Das Kapitel Soll-Analyse des Wärmenetzes zeigt das Zielbild für das Fernwärmenetz der STAWAG im Jahr 2045. Es besteht aus drei sich bedingenden und iterativ bestimmten Teilaspekten:

- Der Prognose des zukünftigen Wärmebedarfs des Untersuchungsgebietes inklusive der Ableitung des fernwärmeversorgten Anteils dieses Wärmebedarfs
- Dem Erzeugungskonzept für die Bereitstellung der benötigten treibhausgasneutralen Wärme
- Dem Konzept für Ausbau und Betrieb des Fernwärmenetzes zur Verteilung der erzeugten Wärme.

3.1 Soll-Analyse des zukünftigen Wärmebedarfs

Die Prognose des zukünftigen Wärmebedarfs sowie des Fernwärmebedarfs im Untersuchungsgebiet basiert auf Analysen zusätzlicher Absatzpotenziale. Grundlage dafür ist der Wärmeatlas aus der IST-Analyse. Darauf aufbauend werden Simulationen durchgeführt, um die zusätzlichen Fernwärmepotenziale zu ermitteln und ihre Entwicklung bis 2045 modellhaft darzustellen.

3.1.1 Entwicklung des Wärmebedarfs im Untersuchungsgebiet

Auf Basis des Wärmeatlas wird zunächst abgeleitet, wie sich der Wärmebedarf insgesamt im Untersuchungsgebiet verändert. Dafür müssen Annahmen zu folgenden Parametern getroffen werden:

- **Sanierungsrate:** Anteil der Gebäude, die jährlich saniert werden
- **Sanierungstiefe:** Relative Reduktion des Wärmebedarfs bei einer typischen Sanierung
- **Flächenentwicklung:** Entwicklung der beheizten Wohn- und Gewerbeflächen. Darin enthalten ist auch Abriss und Neubau, aber auch z. B. Sanierung mit Aufstockung der Wohnfläche durch ein zusätzliches Geschoss oder Ausbau bisher nicht genutzter Flächen
- **Entwicklung der Gradtagzahlen:** Abnahme der Gradtagzahlen durch den Klimawandel und daraus folgendem Rückgang des Raumwärmebedarfs

Die Parameter für die Berechnung des Wärmebedarfsrückgangs werden aus dem BET-Langfristszenario „Elektronen“ entnommen. In Abschnitt 7 wird auf die BET-Szenarien etwas detaillierter eingegangen. Dieses Szenario nimmt recht ambitionierte Sanierungsraten für ganz Deutschland an, welche auf das Untersuchungsgebiet übertragen werden. Folgende Parameter werden angenommen:

- **Sanierungsrate:** Steigerung von heute ca. 1 % auf ca. 1,8 % in 2040, danach leicht rückläufig
- **Sanierungstiefe:** Steigerung von heute 30 % auf 50 % in 2045
- **Flächenentwicklung:** Zunahme der beheizten Flächen um ca. 4,5 % von 2023 bis 2045
- **Entwicklung der Gradtagzahlen:** Rückgang der Gradtagzahlen und somit des Raumwärmebedarfs um 10 % von 2023 bis 2045

Diese Parameter gehen in die Ermittlung des Wärmebedarfsrückgangs ein und ergeben die Ergebnisse in Abbildung 43. So ergibt sich ein kontinuierlich rückläufiger Wärmebedarf. Sanierung und Rückgang der Gradtagzahlen überkompensieren eine Steigerung des Wärmebedarfs durch die Zunahme der beheizten Flächen. Der Wärmebedarf geht von 1.990 GWh im Jahr 2022 auf 1.540 GWh im Jahr 2045 zurück. Dies entspricht einem Rückgang um 23 %.

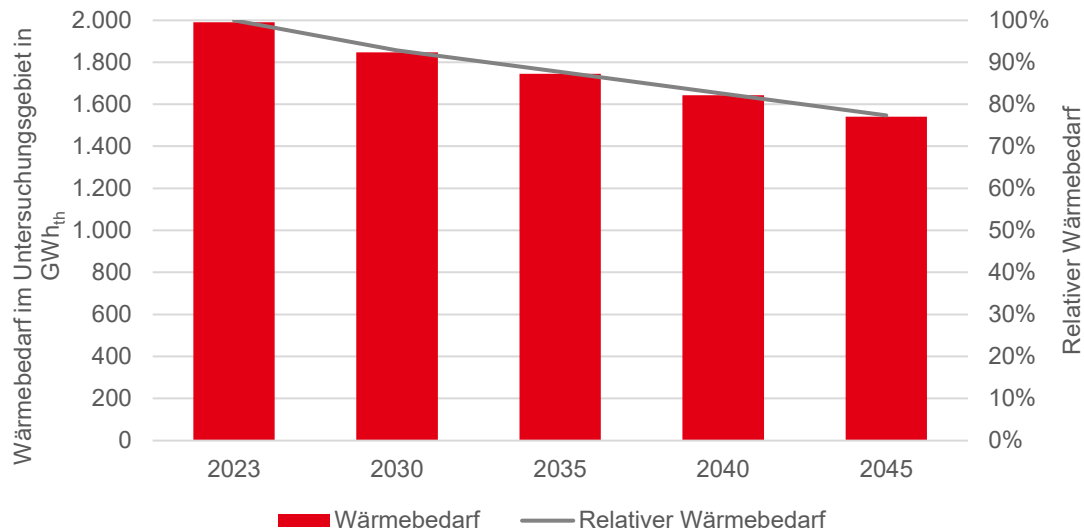


Abbildung 43: Wärmebedarfsentwicklung im Untersuchungsgebiet

Quelle: BET

3.1.2 Analyse des zukünftigen Fernwärme-Absatzes

Der zukünftige Fernwärme-Absatz wird gemäß folgender Abbildung 44 in den nächsten Abschnitten differenziert analysiert.

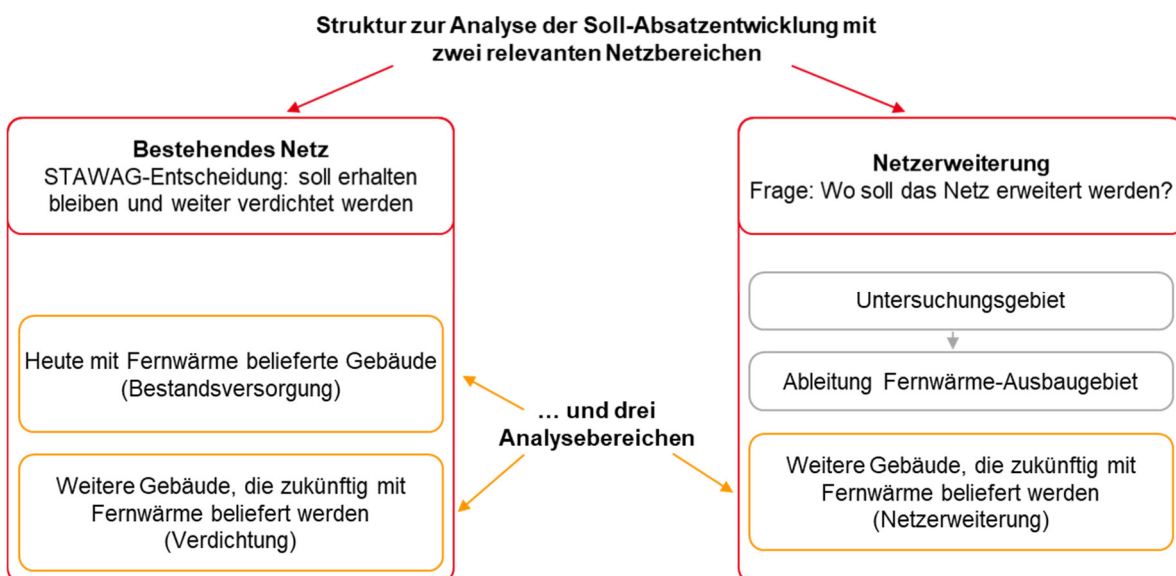


Abbildung 44: Struktur zur Analyse des zukünftigen Fernwärme-Absatzes

Heute mit Fernwärme belieferte Gebäude (Bestandsversorgung)

Die prognostizierte Entwicklung des Wärmebedarfs wird auf die bestehenden Fernwärmekunden übertragen. Auch hier ergibt sich ein Rückgang um 23 %, von 281 GWh (2022) auf 217 GWh im Jahr 2045. Grundlage sind die aktuellen Fernwärme- und angebotenen Nahwärmenetze. Zudem wird angenommen, dass die Bestandskunden weiterhin Fernwärme nutzen und nicht zu anderen Versorgungssystemen wechseln.

Zukünftig mit Fernwärme zu beliefernde Gebäude (Verdichtung)

Neben den bestehenden Fernwärmekunden sollen künftig weitere Gebäude durch Netzverdichtung angeschlossen werden, insbesondere solche in direkter Nähe zu bestehenden Leitungen. Dies ist kostengünstig, da keine neuen Verteilleitungen nötig sind.

Auf Basis des Wärmeatlas wird das Potenzial im Umkreis von 25 m um die Netze ermittelt. Aktuell werden 281 GWh über Fernwärme gedeckt, mit Anschlussquoten von 53 % im Fernwärmenetz und 84 % in den Nahwärmenetzen. Daraus ergibt sich ein zusätzliches Verdichtungspotenzial von 236 GWh bzw. 3.230 Gebäuden, größtenteils im bestehenden Fernwärmenetz.

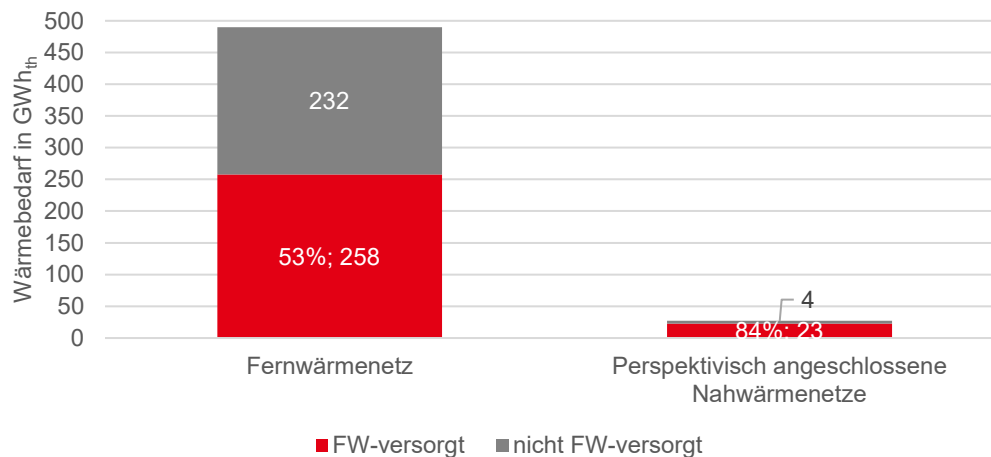


Abbildung 45: Fernwärmeversorgter Wärmebedarf und vorhandenes Verdichtungspotenzial

Quelle: BET

Für die Simulation, die zur Erschließung der Fernwärmepotenziale durchgeführt wurde, wird angenommen, dass in allen Netzen die Anschlussquote innerhalb der nächsten 15 Jahre auf 85 % steigt. Somit werden ca. zwei Drittel des Verdichtungspotenzials bzw. 159 GWh (bezogen auf Wärmebedarfe im Status quo, also noch vor Wärmebedarfsreduktion) erschlossen.

Zukünftig mit Fernwärme zu beliefernde Gebäude (Netzerweiterung)

Die Analyse der Netzerweiterung wird in zwei Schritten vorgenommen. Im ersten Schritt wird aus dem Untersuchungsgebiet ein Gebiet abgeleitet, in dem die Fernwärme bis 2045 ausgebaut werden soll (Fernwärme-Ausbaugebiet). Im zweiten Schritt wird ein Szenario für die zeitliche Entwicklung der Netzerweiterung im Ausbaugebiet entwickelt.

Ableitung des Fernwärme-Ausbaugebiets

Das Fernwärme-Ausbaugebiet wird anhand mehrerer Kriterien festgelegt: entscheidend sind vor allem eine ausreichende Wärmelinienichte (ab 3.000 kWh/m), die Nähe zum bestehenden Netz, städtebauliche Gegebenheiten sowie eine möglichst kompakte Gebietsstruktur.

Auf dieser Basis wurden geeignete Gebiete definiert und mit bereits geplanten Ausbaumaßnahmen ergänzt. Dabei zeigt sich, dass viele gut geeignete Bereiche nahe am bestehenden Netz liegen und in das Ausbaugebiet aufgenommen wurden. Andere grundsätzlich geeignete Gebiete wurden jedoch aufgrund von Entfernung, begrenzten Baukapazitäten und praktischen Umsetzungsfaktoren vorerst nicht berücksichtigt.

In Abbildung 46 ist das Untersuchungsgebiet mit Fernwärme-Bestandsnetz, geplanten Erweiterungen, Wärmelinienichten und dem Fernwärme-Ausbaugebiet dargestellt. Hier zeigt sich, wie viele sehr gut geeignete Wärmelinien in räumlicher Nähe zum Fernwärme-Netz vorliegen. Diese wurden somit dementsprechend in das Fernwärme-Ausbaugebiet aufgenommen. Es ist jedoch auch ersichtlich, dass es darüber hinaus Gebiete

gibt, die Wärmeliniendichten oberhalb von 3.000 kWh/m aufweisen. Diese wurden aufgrund der weiteren oben aufgeführten Kriterien nicht in das Ausbauggebiet übernommen. Dabei wurden auch die Faktoren Belastbarkeit der Stadt mit Baustellen, Ressourcen der STAWAG und der Regionetz sowie beschränkte Baukapazitäten berücksichtigt. Hierbei handelt es sich insbesondere um Gebiete in den Stadtteilen Haaren, Eilendorf und Brand (südlicher Teil).

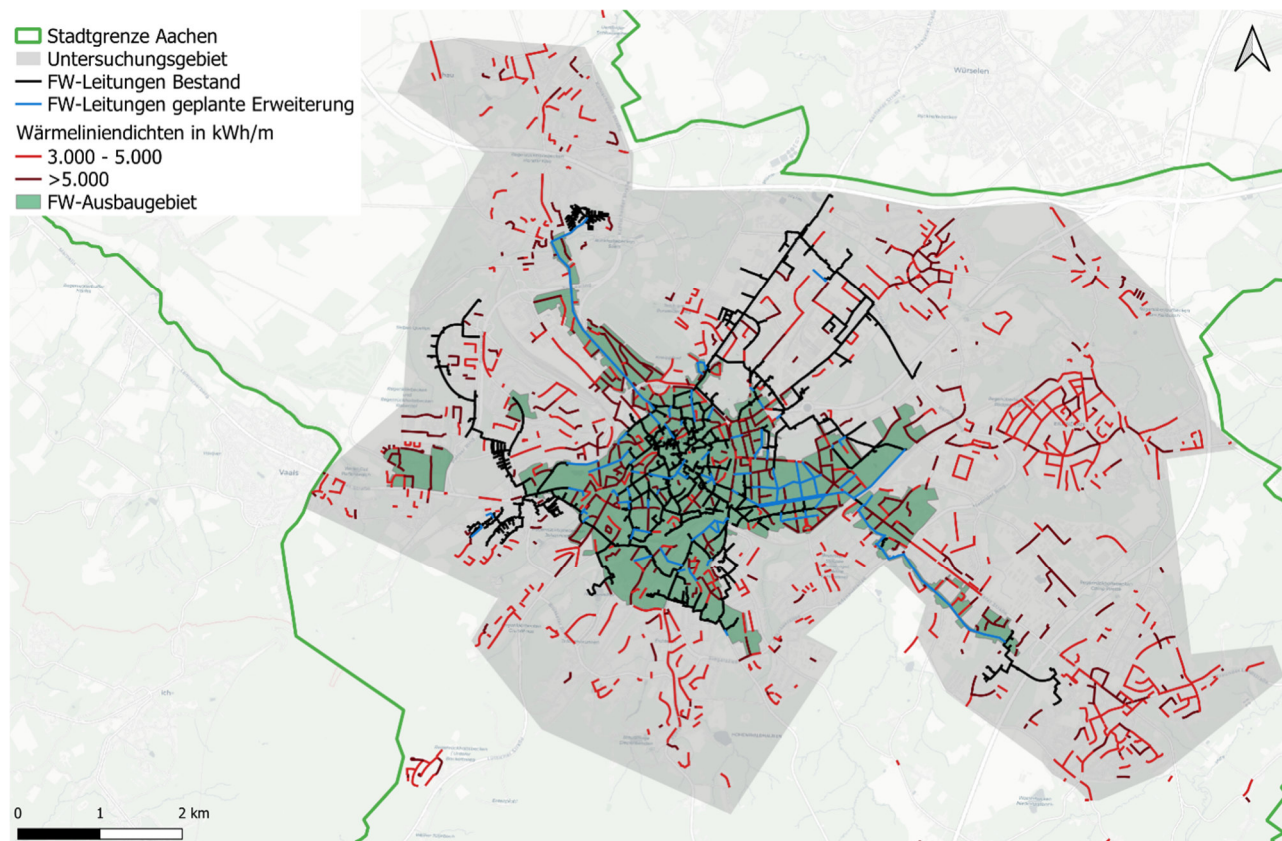


Abbildung 46: Kartendarstellung mit Wärmeliniendichten und Fernwärme-Ausbauggebiet

Insgesamt weist das Fernwärme-Ausbauggebiet einen Wärmebedarf von 991 GWh auf, die bei 100 % Erschließung erreichbar wären. Dieser Wert bezieht sich wiederum auf Wärmebedarfe im Status quo, also noch vor Wärmebedarfsreduktion und setzt sich zusammen aus:

- 281 GWh Wärmebedarf der Bestands-Fernwärmekunden
- 236 GWh Verdichtungspotenzial
- 130 GWh entlang der geplanten Erweiterungen und
- 344 GWh im restlichen Fernwärme-Ausbauggebiet.

Bei einer Anschlussquote von 85 % im gesamten Bestandsnetz inkl. Ausbauggebiet wären so 842 GWh (bezogen auf den heutigen Wärmebedarf) durch Fernwärme versorgt.

Zeitliche Entwicklung der Netzerweiterung im Ausbauggebiet

Zur weiteren Analyse der Netzerweiterung wurde das Ausbauggebiet in Teilgebiete unterteilt, siehe Abbildung 47. Diese Gebiete können anschließend ausgewertet und priorisiert werden, um den Ausbau des Netzes räumlich zu verorten.

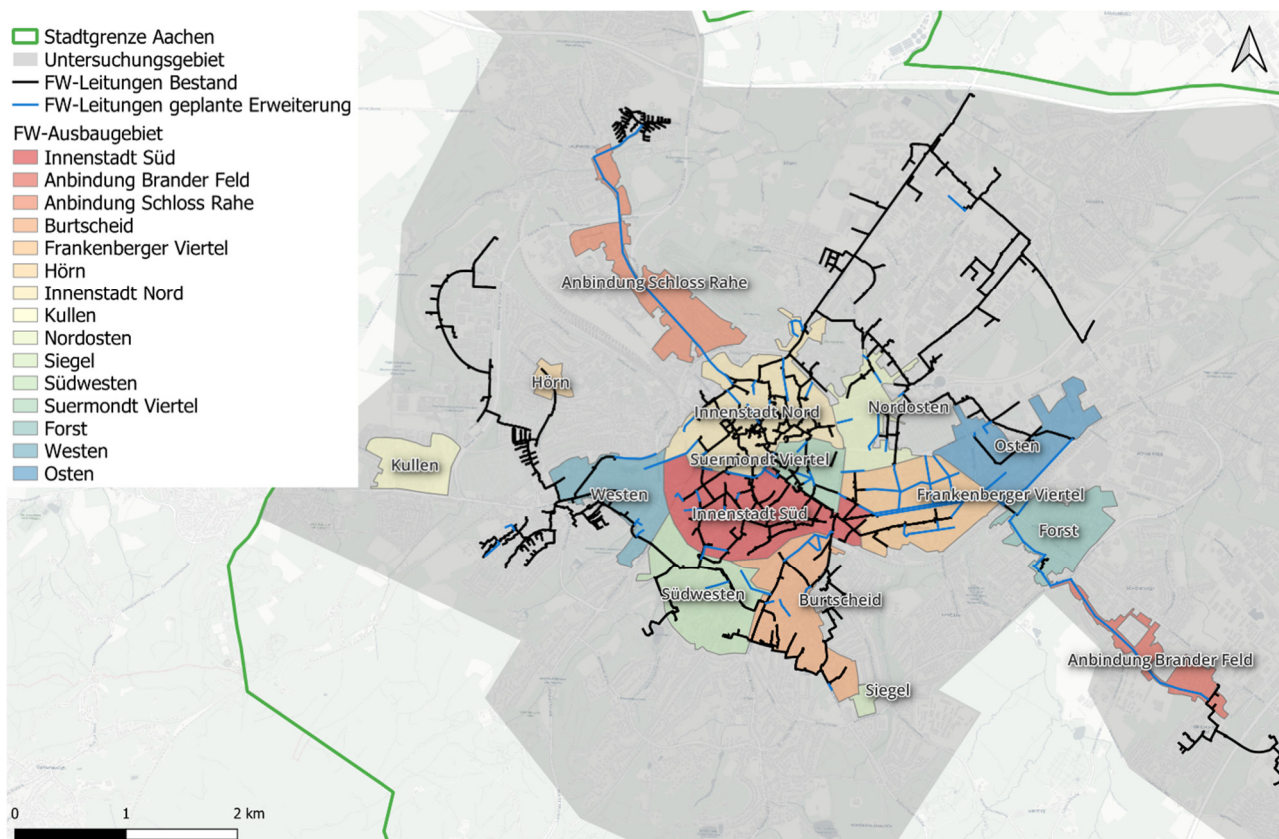


Abbildung 47: Kartendarstellung mit Teilgebieten des Fernwärme-Ausbaugebiets

Für die Netzerweiterung wird angenommen, dass alle Straßen im Ausbaugebiet vollständig erschlossen werden. Gebäude im Umkreis von 25 m um neue Leitungen werden berücksichtigt, ohne Mindestverbrauch. Bestehende Netze und bereits geplante Erweiterungen werden dabei ausgeschlossen.

Zur Priorisierung der Gebiete werden spezifische Erschließungskosten berechnet, die Leitungs- und Anschlusskosten (abzüglich Förderung) auf die erschließbare Wärmemenge beziehen. So entsteht ein Kennwert, der Wirtschaftlichkeit aus Sicht des Netzbetreibers abbildet: Je niedriger die Kosten, desto höher die Priorität.

Die Gebiete werden entsprechend ihrer Wirtschaftlichkeit gereiht, sodass die günstigsten zuerst erschlossen werden (nach bereits geplanten Maßnahmen mit höchster Priorität).

So ergeben sich die in Abbildung 48 dargestellten Ergebnisse. Dargestellt sind Wärmebedarf bei vollständiger Erschließung (theoretische Anschlussquote: 100 %), zu verlegende Trassen-km (zur vollständigen Erschließung aller Straßen im Gebiet mit Wärmebedarf >0; inkl. Aufschlag von 20 % für die reale Leitungsverlegung⁹), die sich daraus ergebenden durchschnittlichen Wärmelinien-dichten, die durchschnittliche Verbrauchergröße und die spezifischen Erschließungskosten. Daraus ergibt sich (mit Ausnahme der geplanten Erweiterung, welche mit der höchsten Priorität angegangen wird) die Priorisierung der Gebiete, d. h. die am günstigsten zu erschließenden Gebiete werden als erstes erschlossen. In dieser Reihenfolge sind die Gebiete in der Abbildung aufgelistet.

⁹ Starre Fernwärme-Rohre können nicht immer der genauen Straßengeometrie folgen. Zusätzlich sind Dehnungsbögen notwendig oder es müssen Hindernisse (Bäume, andere im Untergrund verlegte Leitungen/Bauten) umgangen werden.

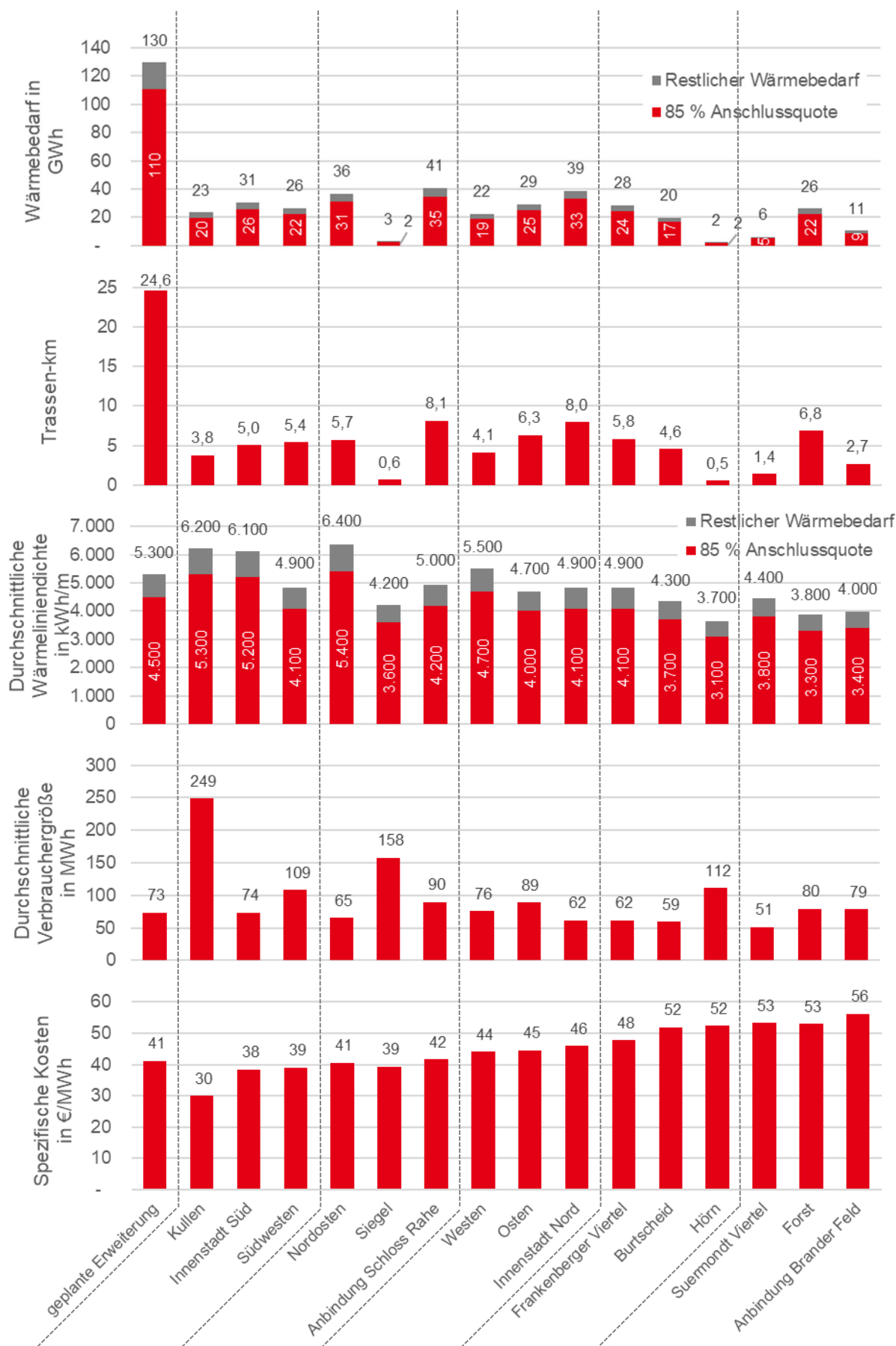


Abbildung 48: Auswertungsergebnis der einzelnen Fernwärme-Ausbaugebiete

Die geplanten Erweiterungen umfassen 110 GWh Wärmebedarf (bei 85 % Anschlussquote) und 25 km Leitungen, während weitere Ausbaugelände 292 GWh und 69 km erfordern. Höhere Wärmelinienlängen führen meist zu geringeren Erschließungskosten, wobei große Verbraucher zusätzliche Kostenvorteile bringen.

Für die zeitliche Entwicklung wurde eine Simulation durchgeführt: Zuerst werden geplante Maßnahmen umgesetzt, danach weitere Gebiete nach Wirtschaftlichkeit erschlossen, meist parallel in zwei Gebieten. Der Anschluss erfolgt schrittweise – zunächst werden etwa 40 % direkt angeschlossen, der Rest wächst über 15 Jahre auf 85 %.

Mit einer jährlichen Ausbauleistung von 4,5 km (deutlich höher als bisher) könnten die geplanten Maßnahmen bis etwa 2029 und das gesamte Ausbaugelände bis 2044 erschlossen werden. Aufgrund des verzögerten Anschlusses wird die Ziel-Anschlussquote jedoch nicht überall bis 2045 erreicht.

3.1.3 Wärmebedarfsprognose für die Fernwärmenetze der STAWAG

In die Simulationsrechnung fließen nun alle zuvor beschriebenen Aspekte ein: Der Wärmebedarfsrückgang der Gebäude sowie der durch Verdichtung und Netzerweiterung zusätzlich abzudeckende Wärmebedarf.

Außerdem wird nun statt dem Wärmebedarf der Fernwärme-Absatz angegeben. Mit angenommenen Verlusten im Gebäude von 5 % liegt der Absatz im Status quo dann bei 295 GWh. Daraus ergibt sich die in Abbildung 49 dargestellte Absatzentwicklung.

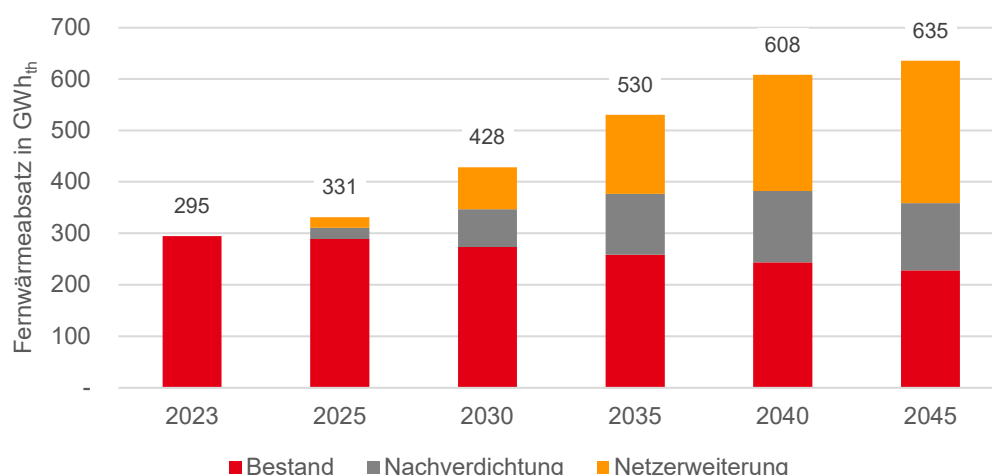


Abbildung 49: Fernwärme-Absatzentwicklung von 2023 bis 2045

Die Entwicklung zeigt: Während der Wärmeabsatz bei Bestandskunden durch Sanierung und mildere Winter sinkt, führen Verdichtung und Netzerweiterung zu einem deutlichen Gesamtanstieg. Besonders die Erweiterung im Ausbaugelände wird bis 2045 zum größten Treiber.

Insgesamt steigt der Fernwärme-Absatz bis 2040 stark an und liegt 2045 um 115 % (+340 GWh) über dem heutigen Niveau. Die Anschlussquote erhöht sich von 54 % auf 79 %, bleibt jedoch unter dem Zielwert von 85 %.

Für diesen Ausbau sind rund 93 km neue Leitungen und etwa 5.800 zusätzliche Hausanschlüsse nötig – mehr als eine Vervielfachung des heutigen Bestands bzw. im Schnitt etwa 260 Anschlüsse pro Jahr (deutlich mehr als bisher).

Tabelle 40 fasst die wesentlichen Kennzahlen für die Absatzentwicklung nochmal zusammen.

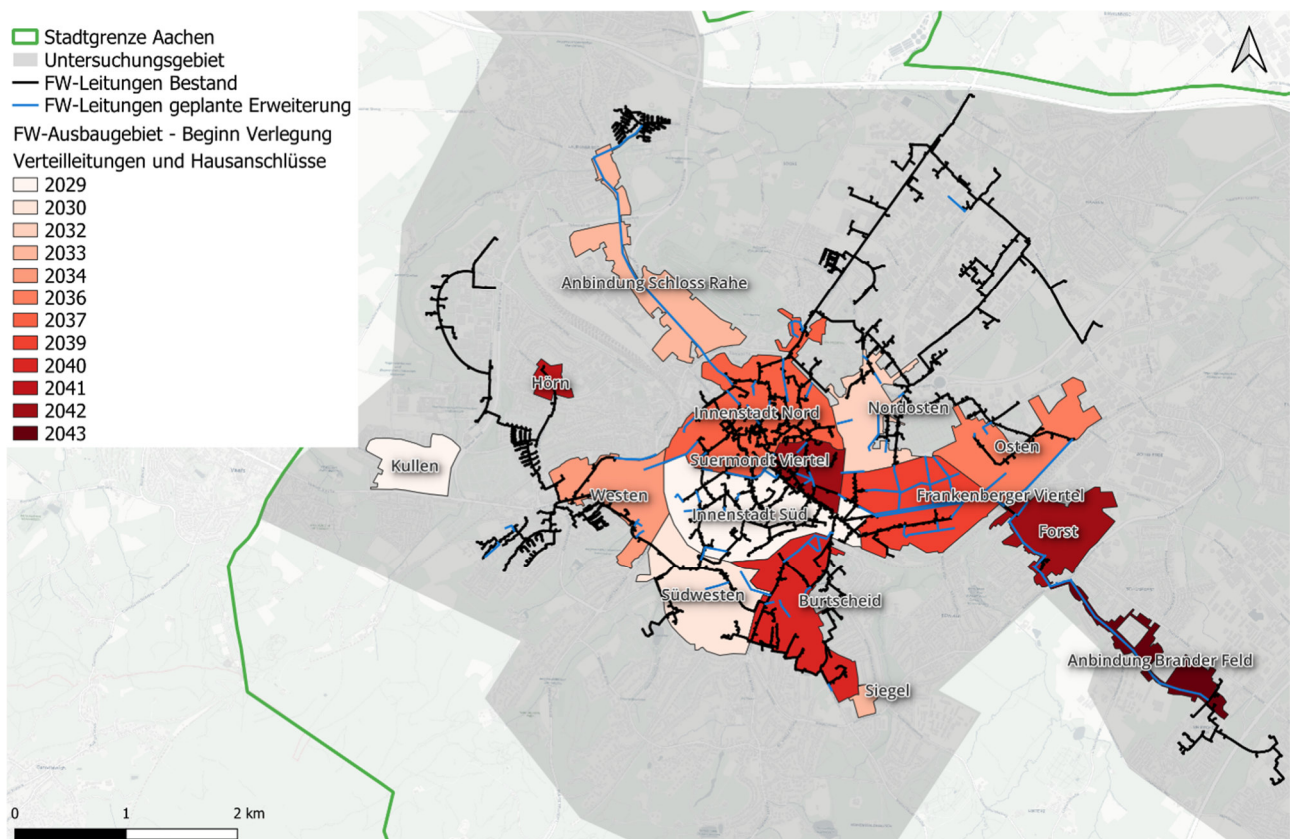
Tabelle 40: Kennzahlen für die Absatzentwicklung für die Wegmarken des Transformationsplans

Wärmeerzeugung	Einheit	Status quo	2030	2035	2040	2045
Anzahl Gebäude	-	1.669	3.174	4.529	69.10	7.509
Trassenlänge (ohne Hausanschlüsse)	km	80	112	134	157	173
Gesamtwärmebedarf	GWh/a	295	428	530	608	635

Quelle: Eigene Berechnungen

Mit den zusätzlichen Hausanschlüssen für Netzverdichtung und -erweiterung geht – grob geschätzt – die Verlegung von 87 Trassen-km für Hausanschlussleitungen einher. Insofern stellt der simulierte Fernwärmeausbau eine große Herausforderung dar und ist damit sehr ambitioniert. Dafür sind insgesamt Investitionen von ca. 450 Mio. € notwendig, die zu 58 % in Verteilleitungen und zu 42 % in Hausanschlüsse inkl. Übergabestation fließen.

Aus dieser Modellrechnung kann zudem abgeleitet werden, wie die Erschließung der Gebiete auf der Zeitachse erfolgen kann. Die nachfolgende Abbildung zeigt, ab wann in den einzelnen Gebieten mit der Erschließung begonnen wird, siehe Abbildung 50.


Abbildung 50: Fernwärme-Ausbaugebiet und jeweiliger voraussichtlicher Baubeginn der Verteilleitungen

Die Ergebnisse basieren auf einer modellhaften Simulation und können in der Realität abweichen, etwa durch unterschiedliche Bauabläufe oder vorgezogene Maßnahmen. Zudem zeigt die Darstellung nur den Beginn der Erschließung, nicht die vollständige Versorgung eines Gebiets.

Die Erschließung startet vor allem in der südlichen Innenstadt, im Südwesten und in Kullen, während andere Gebiete später folgen. Insgesamt wird bis 2045 eine durchschnittliche Anschlussquote von 79 % erreicht, da in später erschlossenen Gebieten der Hochlauf noch nicht abgeschlossen ist.

Früh erschlossene Gebiete erreichen höhere Anschlussquoten (teils über 80 %, s. Abbildung 51), während später begonnene Gebiete deutlich darunter liegen. Nur wenige Bereiche erreichen bereits die Zielquote von 85 %, insbesondere solche mit frühem Ausbau oder bestehenden Maßnahmen.

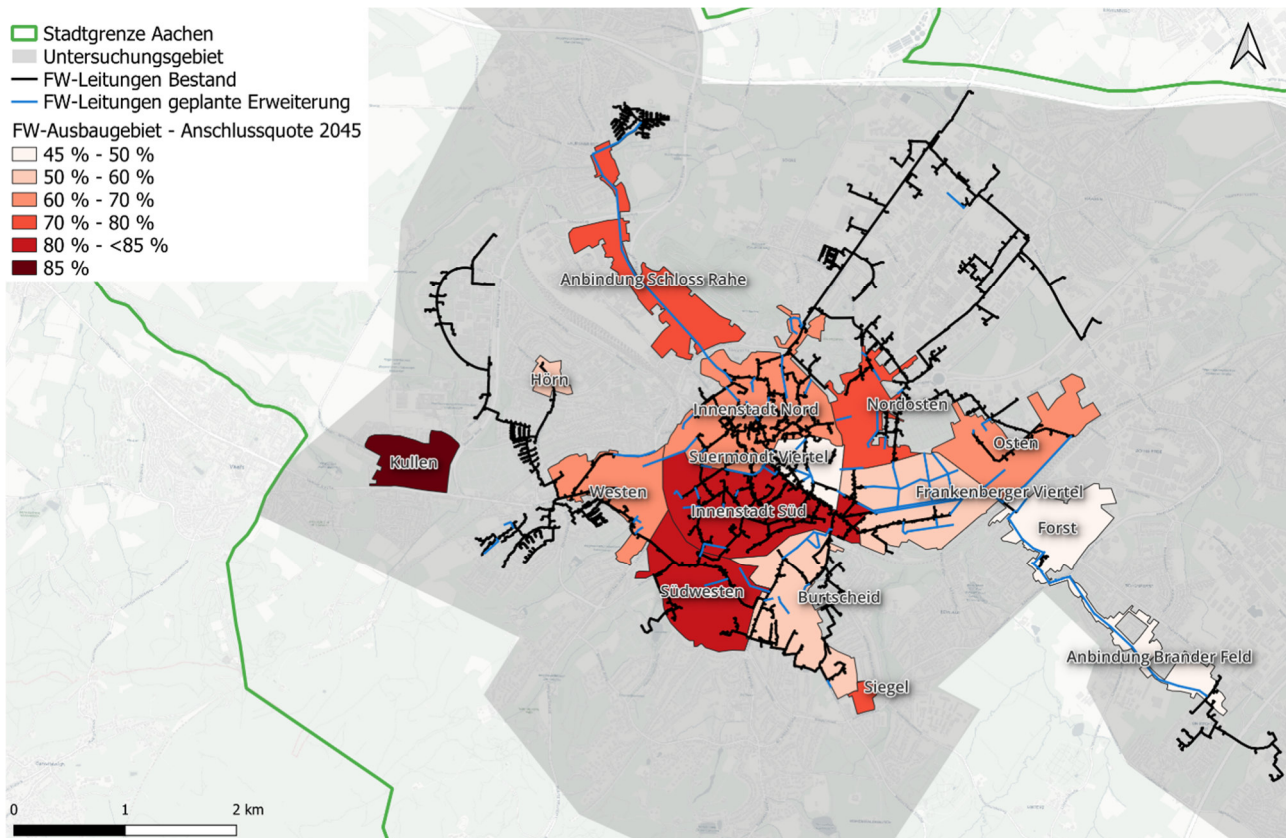


Abbildung 51: Fernwärme-Ausbaugebiet und Anschlussquote in den Ausbaugebieten im Jahr 2045

3.1.4 Generierung der zukünftigen Lastgänge

Für die Simulation der zukünftigen Wärmeerzeugung werden stündliche Lastgänge bis 2045 benötigt, die auf der prognostizierten Absatzentwicklung basieren.

Als Grundlage dient der Lastgang von 2021 gemäß Abbildung 52, von dem zunächst Netzverluste (14,5 %) abgezogen werden, um den tatsächlichen Absatz abzubilden. Die Verluste werden stündlich modelliert und hängen von Temperaturdifferenzen ab. Im Durchschnitt betragen sie etwa 5,5 MW.



Abbildung 52: Jahresverlauf der Netzverluste auf Basis des Lastgangs von 2021

Nach Abzug der Netzverluste ergibt sich der Absatzlastgang, welcher anschließend in einen Raumwärme- und einen Warmwasserlastgang aufgeteilt wird. Dafür wird das Kochgasprofil HKO03 der SLP (Standardlastprofil, SLP) Gas¹⁰ als Näherung für den Warmwasserverbrauch verwendet. Für die Stundenfaktoren werden die Werte vom Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft¹¹ verwendet. Die Höhe des Profils wird so gewählt, dass möglichst genau die Sommerlast getroffen wird. So ergibt sich die Aufteilung des Absatzlastgangs in Raumwärme und Warmwasser in Abbildung 53.

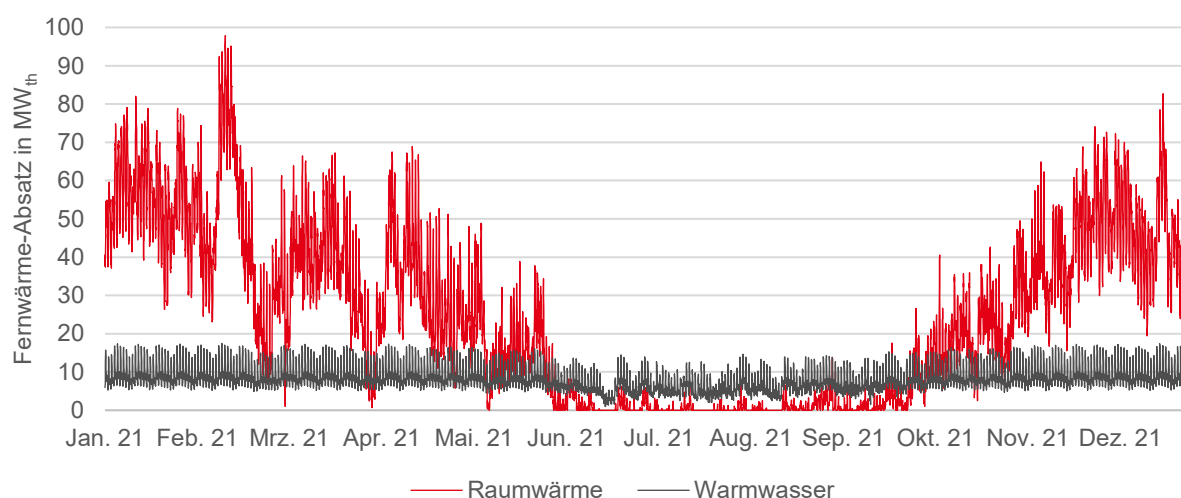


Abbildung 53: Absatzlastgang aufgeteilt auf Raumwärme und Warmwasser auf Basis des Lastgangs 2021

Diese Jahresverläufe werden nun für die Zukunft getrennt fortgeschrieben, da sich Sanierung und Veränderung der Gradtagzahlen unterschiedlich auf Raumwärme- und Warmwasserbedarf auswirken. So nimmt den Annahmen im Szenario nach der Raumwärmebedarf um 26 %, aber der Warmwasserbedarf lediglich um 16 % ab. Die Jahresverläufe von Raumwärme- und Warmwasserbedarf werden jeweils mit dem Reduktionsfaktor je Jahr skaliert und wieder aufaddiert, woraus sich die Fortschreibung der heutigen Bestands-Fernwärmekunden ergibt.

¹⁰ https://www.bdew.de/media/documents/Leitfaden_20160630_Abwicklung-Standardlastprofile-Gas.pdf

¹¹ BGW Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (Hrsg.) (2006): Praxisinformation P 2006/8. Gastransport/Betriebswirtschaft. Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden.

Für die zukünftig angeschlossenen Neukunden (durch Verdichtung und Netzerweiterung) wird ein eigenes Nutzungsprofil angenommen, da überwiegend Wohngebäude hinzukommen.

Jeder Neukunde wird anhand des Wärmeatlas einer der fünf SLP-Kategorien zugeordnet: Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Beherbergung, Handel und Gebietskörperschaften. Die SLP-Parameter der Regionetz dienen zur realistischen Abbildung der Verbräuche in Aachen.

Durch die Hochlaufmodelle dieser Neukunden wird der stündliche Absatz über die Jahre simuliert, wobei die Lastgänge für 2045 in Abbildung 54 exemplarisch dargestellt sind.

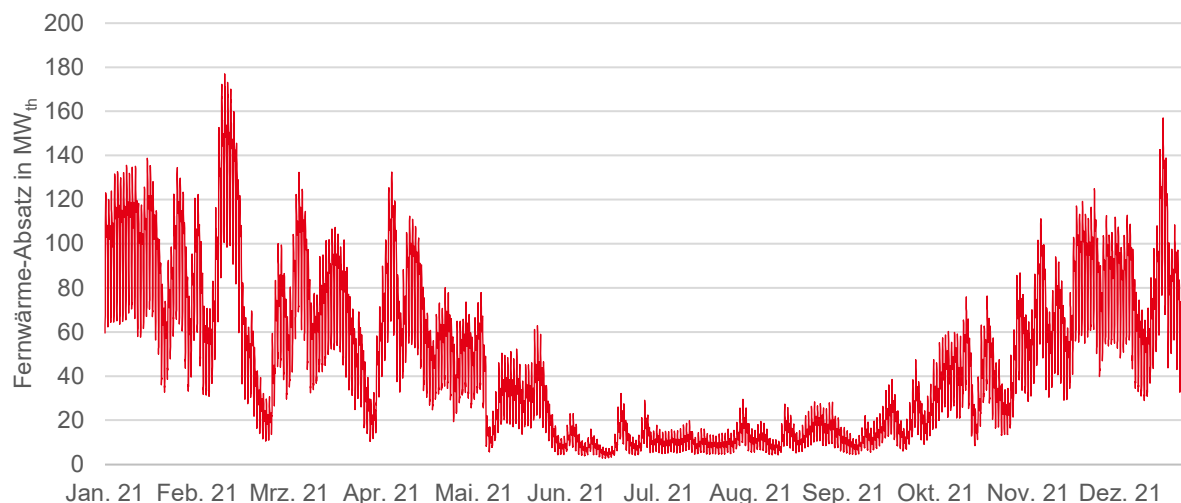


Abbildung 54: Absatzlastgang der Neukunden im Jahr 2045 auf Basis der Temperaturdaten aus 2021

Die Netzverluste werden in Abhängigkeit von der Trassenlänge fortgeschrieben: Längere Netze verursachen höhere absolute Verluste, während relative Verluste je nach Verhältnis von Netzausbau zu Absatz schwanken – von 13,6 % bis 2037 auf 14,7 % bis 2045.

Die jährlichen Erzeugungslastgänge werden schließlich aus Bestandskunden, Neukunden und Netzverlusten summiert. Der resultierende Lastgang für 2045 gemäß Abbildung 55 zeigt im Vergleich zu 2021 einen deutlichen Anstieg des erforderlichen Fernwärmebedarfs zu allen Jahreszeiten.

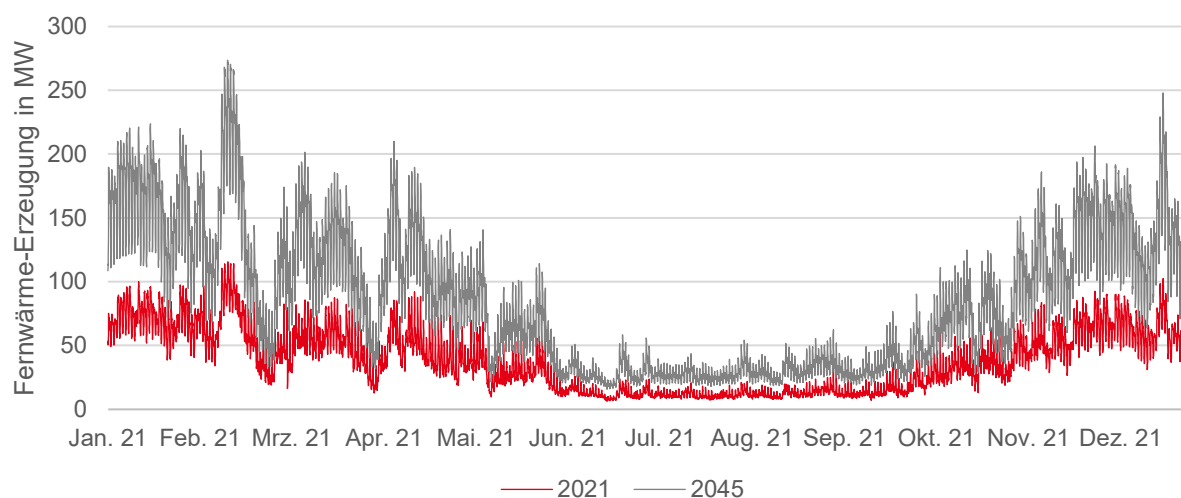


Abbildung 55: Erzeugungslastgang aus 2021 und synthetisierter Erzeugungslastgang für das Jahr 2045

3.2 Erzeugungskonzept

3.2.1 Transformation des heutigen Erzeugungsportfolios

Die STAWAG verfolgt mit der Wärmenetztransformation das Ziel, die bisher überwiegend fossile Fernwärmeversorgung vollständig zu dekarbonisieren und langfristig treibhausgasneutral zu gestalten. Derzeit basiert die Wärmeerzeugung vor allem auf Braunkohle und Erdgas. Ein Großteil der benötigten Wärme wird bislang aus dem Braunkohlekraftwerk Weisweiler über eine rund 20 Kilometer lange Leitung nach Aachen geliefert. Die Fernwärmeübergabestation (FÜS) hat eine Kapazität von maximal 83 MW_{th}. Eigene Erzeugungsanlagen der STAWAG dienen bisher hauptsächlich der Absicherung und Spitzenlastabdeckung.

Durch neue Gasmotoren und einen Wärmespeicher am Standort Schwarzer Weg konnte die Abhängigkeit von der Wärmelieferung aus Weisweiler zwar reduziert werden, dennoch stammen weiterhin etwa zwei Drittel der Gesamtwärme aus dieser Quelle. Ein Ausfall der Fernwärmeleitung könnte derzeit nur durch den verstärkten Einsatz von Heizwerken kompensiert werden, was wirtschaftlich und ökologisch nachteilig ist.

Da das Braunkohlekraftwerk Weisweiler im Zuge des Kohleausstiegs bis zum 01.04.2029 stillgelegt werden soll, untersucht die STAWAG seit 2021 Alternativen zur zukünftigen Wärmeversorgung. Dabei wurden zwei Hauptkonzepte betrachtet: eine Eigenerzeugungslösung mit Wärmepumpe, Biomasseheizwerk und zusätzlichem Blockheizkraftwerk sowie alternativ die Nutzung der bestehenden Leitung für einen Wärmebezug aus der benachbarten Müllverbrennungsanlage (MVA) Weisweiler. Wirtschaftlichkeitsanalysen ergaben, dass die Wärmelieferung aus der MVA die bevorzugte Lösung ist.

Aktuell führt die STAWAG hierzu konkrete Gespräche mit der MVA und der RWE als Eigentümerin der Fernwärmeleitung. Geplant ist, den bei der thermischen Abfallverwertung entstehenden Dampf künftig über eine neue Dampfturbine zur Strom- und Wärmeerzeugung zu nutzen und die Wärme weiterhin über die bestehende Leitung nach Aachen zu transportieren. Die Verhandlungen sind bereits weit fortgeschritten, sodass die STAWAG in ihrem Transformationsplan von einem zukünftigen Wärmebezug aus der MVA ausgeht.

Zusätzlich machen neue gesetzliche Anforderungen, insbesondere durch die Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) und das Wärmeplanungsgesetz, sowie aktualisierte Prognosen zum Wärmebedarf eine Weiterentwicklung des bisherigen Erzeugungskonzeptes erforderlich. Daher werden derzeit neue Zielkonzepte für eine nachhaltige und zukunftssichere Fernwärmeversorgung erarbeitet.

3.2.2 Hintergrundinformationen Kraftwerkseinsatzoptimierung

Für die Entwicklung des zukünftigen Wärmeerzeugungsparks bis zum Jahr 2045 muss die STAWAG zahlreiche technische, wirtschaftliche und gesetzliche Anforderungen berücksichtigen. Besonders wichtig sind dabei die vollständige Treibhausgasneutralität der Wärmeerzeugung sowie die jederzeit sichere Versorgung eines künftig steigenden Wärmebedarfs. Diese Anforderungen begrenzen den Handlungsspielraum und bilden die Grundlage für die Planung des zukünftigen Erzeugungskonzeptes.

Zur Ermittlung einer geeigneten und möglichst wirtschaftlichen Lösung nutzt die STAWAG ein sogenanntes Kraftwerkseinsatzoptimierungsmodell (Dispatchmodell). Dieses basiert auf einer mathematischen Optimierung und bildet sämtliche bestehenden Erzeugungsanlagen und Wärmespeicher mit ihren technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften ab. Berücksichtigt werden unter anderem Wirkungsgrade, maximale Leistungen, temperaturabhängige Einschränkungen, Betriebskosten und Startkosten. Zusätzlich wurden auch potenzielle neue Anlagen und Einspeiser aus der zuvor durchgeführten Potenzialanalyse in das Modell integriert.

Eine weitere zentrale Grundlage des Modells ist die prognostizierte Wärmebedarfsentwicklung bis 2045 in stündlicher Auflösung. Für jede Stunde der Jahre 2029 bis 2045 berechnet das Modell die jeweils günstigste Kombination der verfügbaren Erzeugungsanlagen zur Deckung des Wärmebedarfs. Dabei werden auch Wärmespeicher, Mindestlaufzeiten und Stillstandszeiten der Anlagen berücksichtigt.

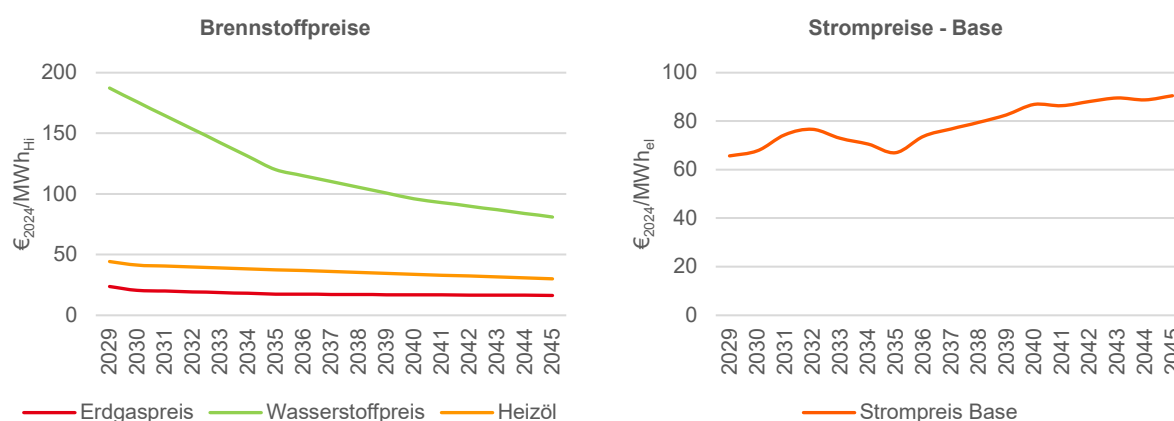
In die Berechnungen fließen außerdem wirtschaftliche Rahmenbedingungen wie Strom-, Gas- und CO₂-Preise, Abgaben und Umlagen ein. Besonders KWK-Anlagen werden dabei berücksichtigt, da der erzeugte Strom zusätzliche Erlöse generieren kann. Ziel der Optimierung ist es, die Wärmeversorgung unter Einhaltung aller technischen und gesetzlichen Vorgaben mit möglichst geringen variablen Wärmegestehungskosten sicherzustellen.

3.2.3 Annahmen zum energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmen

Für die Bewertung zukünftiger Wärmeerzeugungsoptionen berücksichtigt die STAWAG verschiedene energiewirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2045. Dazu zählen insbesondere die erwartete Entwicklung von Strom-, Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie von Abgaben, Umlagen, Steuern und Netzentgelten. Diese Annahmen sind notwendig, um die Wirtschaftlichkeit und Klimaneutralität zukünftiger Erzeugungskonzepte beurteilen zu können.

Als Grundlage nutzt die STAWAG das von BET entwickelte Energiemarktszenario „Klimaneutralität 2045 – Moleküle“ („KN45 – Moleküle“). Dieses Szenario bildet eine mögliche Entwicklung des europäischen und deutschen Energiesystems hin zur vollständigen CO₂-Neutralität ab. Dabei werden sowohl der Ausbau erneuerbarer Energien als auch Entwicklungen im Strommarkt, bei der Wasserstoffproduktion und in der Sektorkopplung berücksichtigt. Ziel des Szenarios ist eine weitgehend dekarbonisierte Stromerzeugung in Deutschland bis 2045, einschließlich eines Kohleausstiegs bis 2030 und eines Anteils erneuerbarer Energien von über 80 % am Stromverbrauch bis 2035.

Mithilfe eines fundamentalen Energiemarktmodells werden stündliche Stromgroßhandelspreise sowie Entwicklungen von Brennstoff- und CO₂-Preisen bis 2050 simuliert (Abbildung 56). Für den Transformationsplan der STAWAG sind insbesondere die Preisentwicklungen für Strom, Brennstoffe und CO₂ sowie die CO₂-Intensität des bezogenen Stroms von zentraler Bedeutung. Die dargestellten Preise basieren auf realen, inflationsbereinigten Werten; für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen müssen zusätzlich Inflationsannahmen berücksichtigt werden.



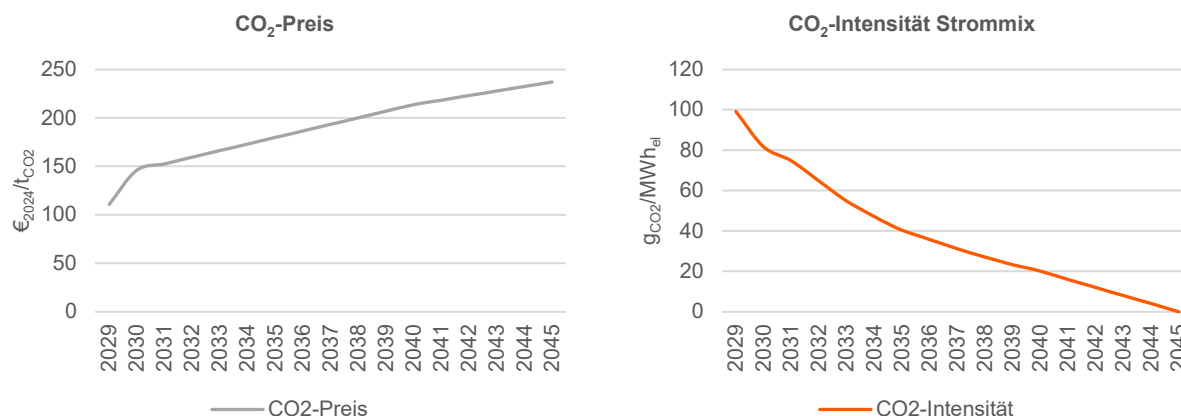


Abbildung 56: Commodity-Preise und CO₂-Intensität gemäß Energiemarktszenario

Das zugrunde gelegte Energiemarktszenario ist geprägt von stark steigenden CO₂-Preisen, wodurch fossile Energieträger zunehmend unwirtschaftlich werden. Dies führt langfristig zu sinkenden Preisen für Erdgas und Heizöl. Gleichzeitig sorgt der starke Ausbau erneuerbarer Energien für sehr niedrige Stromerzeugungskosten in vielen Stunden, jedoch auch für eine höhere Preisvolatilität, da zeitweise Stromknappheiten auftreten können, die durch konventionelle Kraftwerke, Speicher oder flexible Lasten ausgeglichen werden müssen. Bis etwa 2030 prägen weiterhin konventionelle Kraftwerke die Strompreisentwicklung, während der Ausbau erneuerbarer Energien insgesamt zu sinkenden Preisniveaus führt. Im Zeitraum von 2030 bis 2045 wirken hingegen steigende Stromnachfrage sowie der Einsatz grüner und synthetischer Gase preisstabilisierend bzw. preisstützend. Parallel sinkt die durchschnittliche CO₂-Intensität des Strommixes, was insbesondere für strombasierte Technologien wie Wärmepumpen relevant ist. Zusätzlich werden weitere Kostenbestandteile wie Steuern, Umlagen und Netzentgelte berücksichtigt, deren Entwicklung ebenfalls aus dem Szenario abgeleitet wird. Beispielsweise steigen durch den Ausbau der Offshore-Windenergie die entsprechenden Umlagen auf den Strombezug. Förderungen, insbesondere für Großwärmepumpen im Rahmen der BEW, werden in der Optimierung direkt als Kostensenkung berücksichtigt. Dabei wird eine gleichmäßige Nutzung der maximalen Fördermittel über zehn Jahre angenommen und durch Modellgrenzen (z. B. Förderhöchstgrenzen und anteilige Stromkostenbegrenzung) abgebildet, um eine stabile Entwicklung der Wärmegestehungskosten sicherzustellen.

3.2.4 Ziel-Erzeugerkonzept 2045

Auf Basis der Fernwärmestrategie, der EE-Potenzialanalyse und mithilfe eines Kraftwerkseinsatzoptimierungsmodells wurde in mehreren iterativen Schritten ein zukünftiges Erzeugungsportfolio für die STAWAG entwickelt. Ziel war es, eine ausgewogene Kombination aus verschiedenen Erzeugungstechnologien zu schaffen, die einerseits eine hohe Diversifizierung gewährleistet und andererseits möglichst geringe Wärmegestehungskosten auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität verursacht. Im Zuge der Modellierung wurden Leistungsgrößen und Inbetriebnahmezeitpunkte neuer Anlagen fortlaufend angepasst und mit dem aktuellen Planungsstand sowie externen Entwicklungen abgestimmt. Das Ergebnis ist ein Zielbild für das Fernwärmenetz im Jahr 2045 (Abbildung 57), das sowohl bestehende als auch neue Erzeugungsstandorte berücksichtigt. Dieses Sollkonzept sieht zudem vor, die heutigen Nahwärmenetze „Schloss Rahe“ und „Brander Feld“ in das zentrale Fernwärmenetz zu integrieren und damit die Netzstruktur weiter zu erweitern und zu vereinheitlichen.

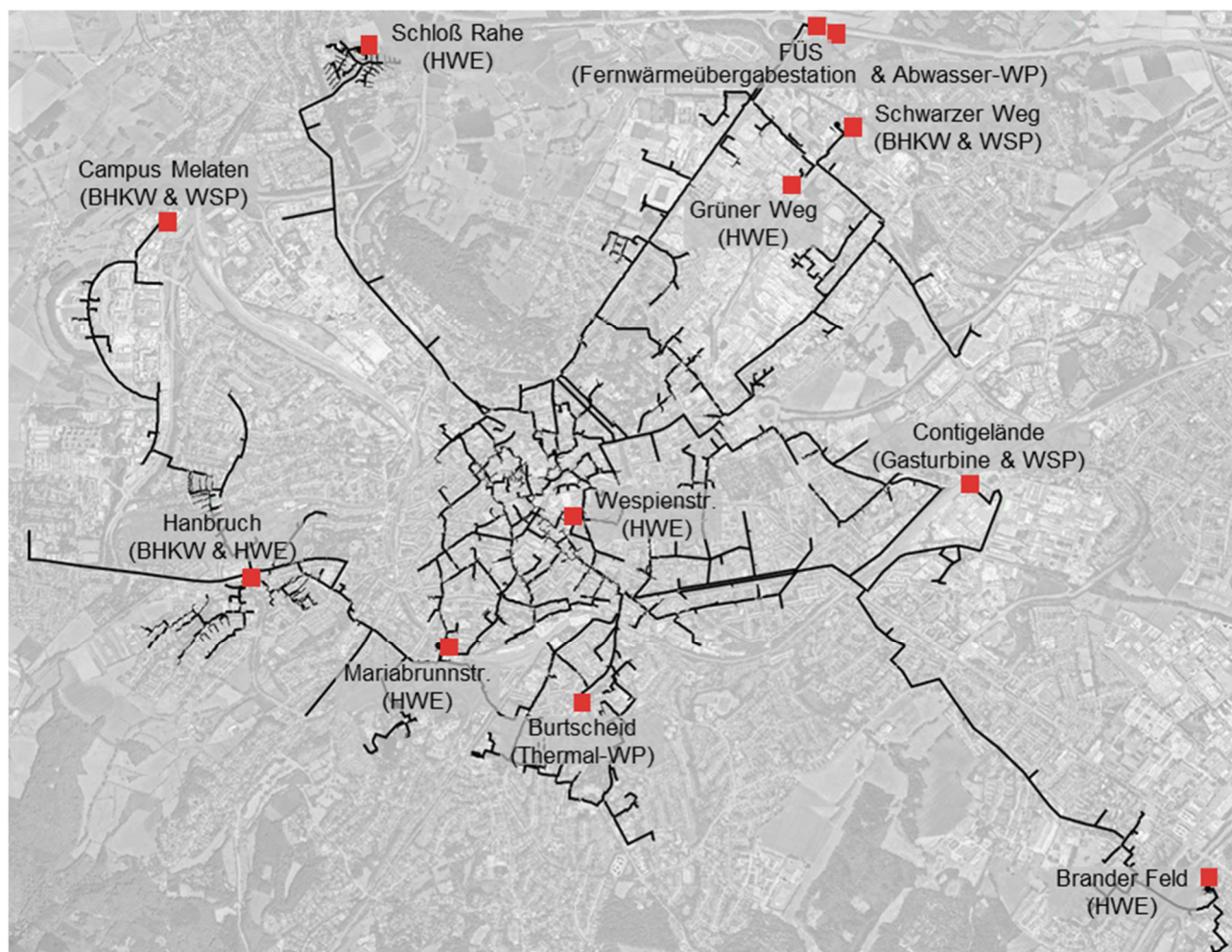


Abbildung 57: Erzeugungsstandort Soll-Konzept

Das Kernstück der Transformation des Aachener Fernwärmenetzes ist der Ausstieg aus dem Bezug von durch Braunkohleverfeuerung erzeugter Wärme. Stattdessen soll über die gleiche Fernwärmetransportleitung **unvermeidbare Abwärme aus der MVA Weisweiler** bezogen werden. Als Einspeisepunkt wird weiterhin die Fernwärmeübergabestation (**FÜS**) am nordöstlichsten Punkt des Fernwärmenetzes genutzt. Allerdings ist die thermische Kapazität der MVA geringer als diejenige des abzulösenden Braunkohlekraftwerkes und abhängig vom Müllaufkommen und der technischen Verfügbarkeit der drei Verbrennungslinien. In der Erzeugungsplanung werden deshalb nur 68 MW_{th} Leistung für diese Wärmequelle berücksichtigt, auch wenn es Zeiträume geben könnte, in denen mehr Wärme zur Verfügung steht. Es wird davon ausgegangen, dass im Regelfall in der Heizperiode die volle Leistung zur Verfügung steht, nur in den Sommermonaten kommt es zu einer revisionsbedingten Leistungsreduzierung. Eine weitere getroffene Annahme ist, dass spätestens bis zum Jahr 2045 der ordnungsrechtliche Rahmen dafür sorgt, dass der nicht-biogene Anteil des thermisch behandelten Abfalls auf null zurückgegangen ist oder dass das bei der Verbrennung anfallende CO₂ durch den Einsatz von CCS dem Abgasstrom entzogen wird. Da CCS eine sehr energieintensive Technologie ist, wird die verfügbare thermische Leistung an der Fernwärmeübergabestation um 35 % auf 44 MW_{th} reduziert.

Auch wenn die zukünftig aus der MVA bezogene Leistung geringer ist als diejenige, die man heute aus dem Braunkohlekraftwerk bezieht, so stellen 68 MW_{th} aus der MVA die größte Einspeiseleistung ins Fernwärmeportfolio der STAWAG dar, woraus ohne die Integration von weiteren neuen Wärmeerzeugern ein sogenanntes „Klumpenrisiko“ resultieren würde. So konnte der mehrmonatige Ausfall der Fernwärmeleitung in der Heizperiode 2022/2023 nur durch den ökonomisch und ökologisch ungünstigeren Einsatz von Heizwerken kompensiert werden, da nicht genügend Erzeugungsleistung aus alternativen Wärmequellen für den Einsatz in der Grund- oder Mittellast vorhanden war. Das BHKW am Schwarzen Weg war zum damaligen Zeitpunkt noch nicht in Betrieb. Darüber hinaus steigt bis zur geplanten Anbindung der MVA im Jahr 2029 der Wärmebedarf sowohl hinsichtlich der Menge als auch bezüglich der Spitzenlast deutlich an. Zur Ergänzung, Besiche-

rung und Diversifizierung des Erzeugungsportfolios ist deshalb die Investition in eine **neue Gasturbine mit Abhitzeessel** mit einer elektrischen Leistung von ca. 14 MW_{el} und, bei Einsatz einer Zusatzfeuerung, mit einer thermischen Leistung von maximal 37 MW_{th} Leistung geplant. Für den Betrieb der Anlage ist eine Förderung gemäß dem noch geltenden KWKG eingeplant. Wie im KWKG gefordert und für die Transformation unabdingbar, soll die Anlage durch zusätzliche Investitionen von weniger als 10 % der Errichtungskosten vollständig für den Betrieb mit Wasserstoff umrüstbar sein. In Verbindung mit dieser zusätzlichen KWK-Anlage ist auch die Errichtung **eines weiteren Wärmespeichers** mit einem Speichervolumen von 2500 m³ geplant, der eine teilweise Entkopplung des Gasturbineneinsatzes vom Wärmebedarf ermöglicht. Bis auf das Gelände an der FÜS bietet keiner der vorhandenen Erzeugungsstandorte ausreichend Platz für diese neuen Anlagen. Der FÜS-Standort ist jedoch aus hydraulischen Gründen nachteilig, da die vorhandenen Transportkapazitäten des Fernwärmenetzes im Spitzenlastfall nicht für den gleichzeitigen Betrieb von Gasturbine, MVA-Einspeisung an der FÜS und einer ebenfalls dort einspeisenden Abwasserwärmepumpe (s. u.) mit maximaler Einspeiseleistung ausreichend wären. An dieser Stelle sei auch auf die entsprechenden Ausführungen im Netzkonzept in Abschnitt 3.3 verwiesen. Insofern ist das **ehemalige Conti-Gelände** im Osten von Aachen, das als alternativer **Standort für die Gasturbine** in Frage kommt, als Einspeisepunkt in das Fernwärmenetz deutlich vorteilhafter.

Der geplante Ausbau des Fernwärmenetzes und der damit einhergehende stark zunehmende Wärmebedarf führen dazu, dass sich ab 2035 Bedarf für einen weiteren Erzeuger für das Portfolio der STAWAG ergibt. Hierfür ist Errichtung einer **Abwasserwärmepumpe** mit einer thermischen Leistung von 24 MW_{th} geplant. Da es im Bereich der Kläranlage Soers nicht ausreichend Raum für eine entsprechend große Anlage gibt, soll diese **an der FÜS** errichtet werden. Damit ist die einfache hydraulische Einbindung der Wärmepumpe in das Fernwärmenetz sichergestellt. Allerdings muss das gereinigte Wasser von der Kläranlage über neu zu verlegende Leitungen zum Standort der Wärmepumpe und nach der Auskühlung wieder zum Einleitzpunkt zurück transportiert werden. Auf Basis historischer Abflussmengen wurde die Verfügbarkeit der thermischen Leistung im Jahresdurchschnitt mit 91 % angenommen, d. h. im Mittel stehen knapp 22 MW_{th} in jeder Stunde des Jahres zur Verfügung, in einzelnen Stunden kann dieser Wert jedoch auch bis auf null absinken. Damit eine direkte Einspeisung der erzeugten Wärme in den Vorlauf des Netzes möglich ist, wurde die Wärmepumpe auf eine maximale Liefertemperatur von 110 °Celsius ausgelegt.

Darüber hinaus verfolgt STAWAG ein **Geothermie-Projekt** zur Nutzung von Erdwärme für die Fernwärmeerzeugung. Konkrete Informationen über die tatsächlichen Nutzungsmöglichkeiten ergeben sich erst nach den noch ausstehenden Projektschritten. Erste Voruntersuchungen wie eine 2D-Seismik sind für das Winterhalbjahr 2025/2026 geplant. Sollte dieses Projekt einen erfolgreichen Verlauf nehmen, dann könnte hieraus eine thermische Leistung von 20 – 30 MW_{th} für das Fernwärmesystem resultieren, die erst nach 2030 zur Verfügung steht. In Abhängigkeit der tatsächlichen Entwicklung des Fernwärmebedarfs ist dann zu entscheiden, ob die Geothermie als Alternative oder als Ergänzung zur Abwasserwärmepumpe in das Portfolio einbezogen wird. Für das vorliegende Erzeugungskonzept wird die Geothermie nicht berücksichtigt.

Neben diesen drei großen Erzeugungsprojekten gibt es noch zwei weitere in Planung befindliche Erzeugungsmaßnahmen. Das am Ende seiner Lebensdauer befindliche Heizwerk **Hanbruch** soll bis spätestens 2026 durch ein **BHKW** mit 4,4 MW_{el} und 4,7 MW_{th} Leistung **und ein Heißwassererzeuger** mit 7,9 MW_{th} ersetzt werden. In Burtscheid, einem Stadtviertel von Aachen, fallen aus einer Quelle rund 60 m³/h Thermalwasser mit einer Temperatur von ca. 73 °C an. Dieses wird bereits heute für medizinische Zwecke und zur Beheizung einzelner Objekte genutzt. Die thermische Energie ist insbesondere außerhalb der Heizperiode jedoch wesentlich höher als der Bedarf, so dass nicht genutztes Thermalwasser durch Beimischung von Frischwasser gekühlt werden muss, bevor es in die Kanalisation entsorgt werden darf. Es ist geplant das **Thermalwasser als Wärmequelle für eine Wärmepumpe** mit einer Heizleistung von ca. 3,4 MW_{th} zu nutzen, die ganzjährig mit gleitender Vorlauftemperatur in das Fernwärmenetz einspeist.

Zusätzlich zu den benannten Erzeugungsanlagen gibt es weiterhin einen hohen Bedarf an Heizwerksleistung zur Spitzenlastabdeckung und zu Besicherungszwecken. Auch die vorhandenen KWK-Anlagen sollen nach Möglichkeit weiterbetrieben oder durch Reinvestition ersetzt bzw. für die ausschließliche Nutzung von Wasserstoff ertüchtigt werden. Die nachfolgende Abbildung 58 zeigt die vorhandenen bzw. geplanten Erzeugungskapazitäten im Zeitverlauf im Vergleich zur prognostizierten benötigten Spitzenlast.

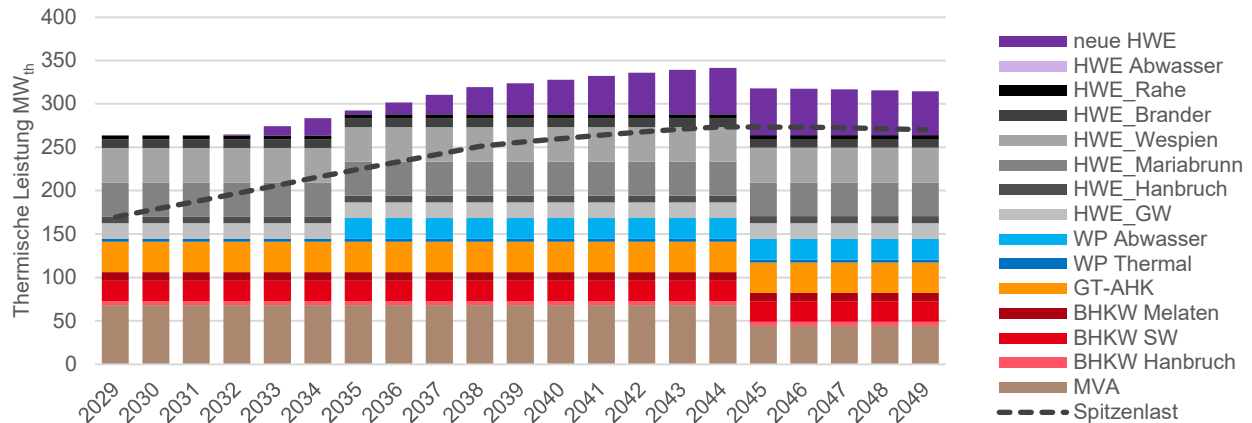


Abbildung 58: Verfügbare thermische Leistungen

Für die bestehenden Heizwerke wurde unterstellt, dass diese am Ende ihrer technischen Nutzungsdauer durch Anlagen gleicher Leistung ersetzt werden, wobei dies nicht zwingend immer am gleichen Standort erfolgen muss, sondern netzdienlich erfolgen sollte. Es wird davon ausgegangen, dass hierbei stets ein leistungsgleicher Ersatz mit wasserstofffähigen Anlagen erfolgt, so dass mit dem Umstiegszeitpunkt auf den Einsatz von Wasserstoff kein weiterer Leistungsverlust einhergeht. Für den Fall, dass an den Standorten einzelner Heizwerke keine Wasserstoffinfrastruktur verfügbar sein sollte, ist geplant, die zu Besicherungszwecken notwendigen Heizwerke in den wenigen verbleibenden Einsatzstunden mit treibhausgasneutralen Flüssigbrennstoffen zu betreiben.

Ausgehend von einer (n-1) – Betrachtung, also dem Ausfall des größten einzelnen Wärmeerzeugers, wurde bestimmt, wieviel zusätzliche thermische Leistung benötigt wird. Diese ist in Abbildung 58 als neue Heißwassererzeuger gekennzeichnet. Ob und in welchem Umfang diese tatsächlich notwendig sind, hängt von der real erreichten Kundengewinnung bzw. dem damit eintretenden Fernwärmebedarf ab. Es ist daher geplant, neue Heizwerke flexibel bedarfsgerecht zu installieren. Falls es zu einer Erschließung eines eventuell verfügbaren Geothermiepoteziels käme, würde sich der Bedarf an zusätzlicher thermischer Leistung darüber hinaus deutlich verringern.

Der Rückgang der in Abbildung 58 gezeigten verfügbaren Leistung aus der MVA, ist auf den unterstellten Einsatz des energieintensiven CCS-Prozesses ab dem Jahr 2045 zurückzuführen.

In Tabelle 41 sind die bisherigen Ausführungen zu den Erzeugungsanlagen inklusive der wichtigsten technischen Kenndaten tabellarisch zusammengefasst. Die thermische Leistung und die Liefertemperatur der Wärmepumpen ist auf den Auslegungsfall bezogen. Die angegebene Jahresarbeitszahl leitet sich direkt aus dem tatsächlichen Einsatz der Anlage gemäß Kraftwerkseinsatzoptimierung ab. Das zu Grunde liegende Wetterjahr ist 2021. Es beinhaltet auch einen Zeitraum mit sehr niedrigen Temperaturen und entsprechend hoher Wärmelast, um den Erzeugungspark auch für Extremwetterereignisse auszulegen. Beispielhaft ist dies für das Jahr 2045 auch in Abbildung 59 zu erkennen.

Die maximale Liefertemperatur der BHKW wird mit 115 °C angenommen. Die Kesselanlagen, inklusive dem Abhitzeessel der Gasturbine, sollten grundsätzlich auch nach der Wasserstoffumstellung in der Lage sein, Liefertemperaturen von bis zu 130 °C zu erreichen. Für die Wärmepumpen liegt die maximal erreichbare Temperatur bei 110 °C.

Tabelle 41: Wärmeerzeuger gemäß Zielkonzept

Anlagenbezeichnung	Beschreibung	Technische Daten	Zeithorizont
BHKW Schwarzer Weg	Bestehendes Gasmotorenkraftwerk, das am Ende seiner wirtschaftlichen Lebensdauer auf Wasserstoffnutzung umgestellt wird.	22,5 MW _{el} / 23 MW _{th} eta _{el} 0,446/ eta _{th} 0,457	Ersatzinvestition zwischen 2030 und 2040
Wärmespeicher Schwarzer Weg	Bestandsanlage	2500 m ³	-

Anlagenbezeichnung	Beschreibung	Technische Daten	Zeithorizont
BHKW Campus Melaten	Bestehendes Gasmotorenkraftwerk, das am Ende seiner wirtschaftlichen Lebensdauer auf Wasserstoffnutzung umgestellt wird.	10,0 MW _{el} / 9,8 MW _{th} eta _{el} 0,452 / eta _{th} 0,443)	Ersatzinvestition zwischen 2030 und 2040
Wärmespeicher Melaten	Bestandsanlage	700 m ³	-
HWE Grüner Weg	Bestehendes Heizwerk, das am Ende seiner wirtschaftlichen Lebensdauer auf Wasserstoffnutzung umgestellt wird.	18 MW _{th}	Ersatzinvestition zwischen 2030 und 2040
HWE Wespienstraße	Bestehendes Heizwerk, das am Ende seiner wirtschaftlichen Lebensdauer auf Wasserstoffnutzung umgestellt wird.	40 MW _{th}	Ersatzinvestition zwischen 2030 und 2040
HWE Mariabrunnstraße	Bestehendes Heizwerk, das am Ende seiner wirtschaftlichen Lebensdauer auf Wasserstoffnutzung umgestellt wird.	39 MW _{th}	Ersatzinvestition zwischen 2030 und 2040
HWE Hanbruch	Bestehendes Heizwerk, das durch ein BHKW und ein kleineres Heizwerk ersetzt wird.	4,4 MW _{el} / 4,7 MW _{th} eta _{el} 0,443 / eta _{th} 0,474 7,9 MW _{th}	Ersatzinvestition 2026
HWE Brander Feld	Bestehendes Heizwerk, das am Ende seiner wirtschaftlichen Lebensdauer auf Wasserstoffnutzung umgestellt wird.	8 MW _{th}	Ersatzinvestition zwischen 2030 und 2040
HWE Schloss Rahe	Bestehendes Heizwerk, das am Ende seiner wirtschaftlichen Lebensdauer auf Wasserstoffnutzung umgestellt wird.	5 MW _{th}	Ersatzinvestition zwischen 2030 und 2040
Gasturbine inklusive Abhitze-kessel	Errichtung einer Gasturbine inklusive eines Abhitze-kessels mit einer Zusatzfeuerung	14,0 MW _{el} / 22,5 MW _{th} (oZF) eta _{el} 0,346/ eta _{th} 0,559 14,0 MW _{el} / 35,0 MW _{th} (mZF) eta _{el} 0,255/ eta _{th} 0,676	IBN 2029
Wärmespeicher GT	Errichtung eines Wärmespeichers	2500 m ³	IBN 2029
Abwasser-Wärmepumpe	Errichtung einer Abwasserwärmepumpe an der Kläranlage Soers Leistungseinsenkung bei sehr niedrigen Klärwassertemperaturen Annahme Netznutzungsentgelte > 2.500 VBh aus der Mittelspannung	24 MW _{th} Leistung Liefertemperatur ≤ 110 °C Mittlerer COP = 2,45	IBN 2035
Thermalwasser-Wärmepumpe	Errichtung einer Thermalwasser-Wärmepumpe in Burtscheid Annahme Netznutzungsentgelte > 2.500 VBh aus der Mittelspannung	3,4 MW _{th} Leistung Liefertemperatur ≤ 110 °C Mittlerer COP = 3,49	IBN 2026
Zusätzliche Heißwassererzeuger	Aufbau von zusätzlichen thermischen Kapazitäten zur Besicherung und als Reserve für sehr kalte Tage in Abhängigkeit des Wärmeleistungsbedarfs. Je nach Verfügbarkeit gasbetrieben, durch Flüssigbrennstoffe befeuert oder elektrisch beheizt. Optional würde auch die Erschließung des derzeit untersuchten Geothermipotenzials den Bedarf für neue Heißwassererzeuger obsolet machen.	Thermische Leistung hängt von Entwicklung des Spitzenbedarfes ab	Inbetriebnahmen bei Bedarf

Quelle: STAWAG

Abbildung 59, Abbildung 60 und Abbildung 61 zeigen beispielhaft für das Jahr 2045 den Einsatz der Wärmerzeugungsanlagen im Endzustand der Transformation. Abbildung 59 zeigt die Ganglinie des Wärmebedarfs, in Abbildung 60 sind die Werte nach dem stündlichen Wärmebedarf sortiert worden, es wird eine sogenannte Dauerlinie gebildet. In Abbildung 61 wurde hingegen eine Sortierung nach dem Strompreis vorgenommen. Zur besseren Erkennbarkeit wurden die Wärmequellen nach Erzeugungstechnologien zusammengefasst und nach der stündlichen Sortierung für jeweils 24 aufeinanderfolgende Stunden der Mittelwert gebildet¹². Ebenfalls aus Gründen der Übersichtlichkeit wurde auf die Darstellung des Einspeicherverhaltens der Wärmespei-

¹² Durch die Mittelwertbildung nach der Sortierung der stündlichen Werte wird die Lesbarkeit und Aussagekraft der Grafiken erhöht. Allerdings werden so zeitlich nicht benachbarte Stunden der Mittelwertbildung unterzogen, was zu unterschiedlichen Maximalleistungen in den drei Grafiken führt.

cher verzichtet. Im Anhang 8 sind entsprechende Abbildungen auch für die übrigen Stützjahre des Transformationsplans dokumentiert.

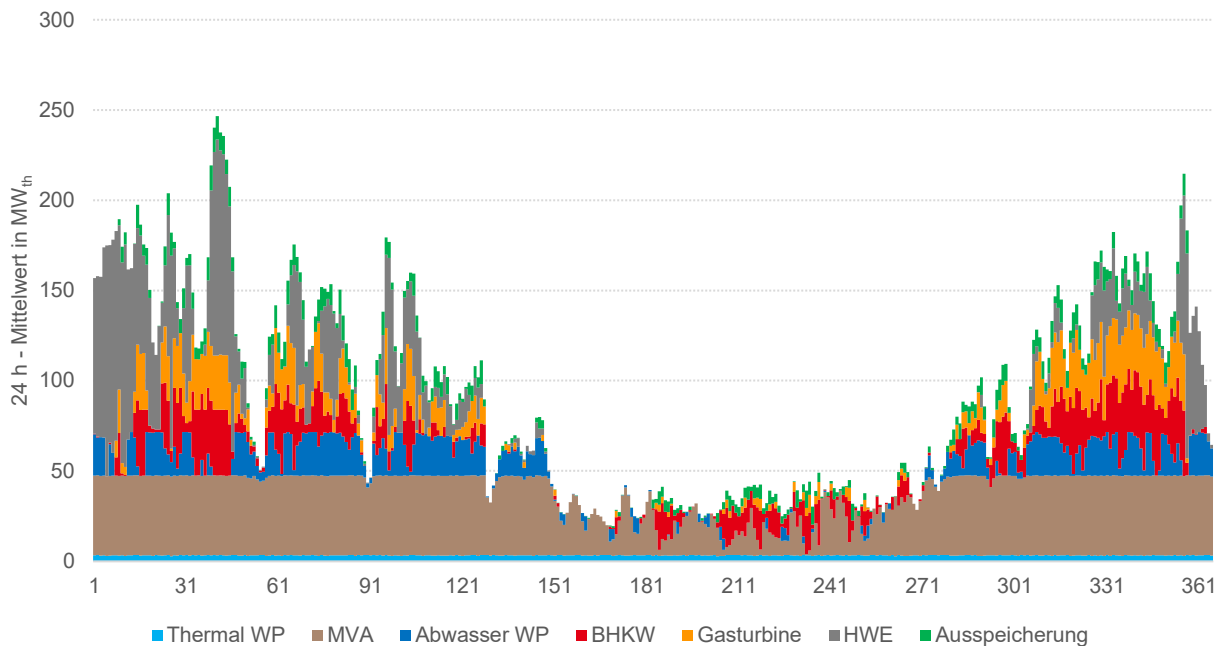


Abbildung 59: Ganglinie der Wärmeerzeugung 2045 als 24 h – Mittelwerte

An der Ganglinie des Wärmebedarfs lässt sich gut erkennen, dass die Thermal-Wärmepumpe in Grundlast gefahren wird. Sie ist ganzjährig in Betrieb, da ihr Einsatz nicht nur der Wärmebereitstellung dient, sondern auch der Abkühlung des ohnehin anfallenden Thermalwassers. Das anfallende Thermalwasser müsste ansonsten durch die Beimischung von Trinkwasser auf eine Temperatur abgesenkt werden, die eine Einleitung in das Abwassersystem ermöglicht.

Ebenfalls als Grundlast wird der Wärmebezug aus der MVA Weisweiler genutzt. Gegenüber den anderen Erzeugungsanlagen stellt diese Nutzung von Abwärme in der Regel, außer bei sehr hohen Strompreisen, die günstigste Wärmequelle dar. Allerdings ist die verfügbare Kapazität im Jahr 2045 aufgrund der unterstellten Leistungsreduktion durch CCS abgesenkt, so dass die anderen Wärmequellen stärker genutzt werden müssen.

Die Mittellast wird zu großen Teilen durch die Abwasser-Wärmepumpe bereitgestellt. Ihr Einsatz wird durch das Auftreten sehr hoher Strompreise eingeschränkt. In diesen Zeiten sind die Wärmegestehungskosten der Abwasser-Wärmepumpe vergleichsweise hoch und der Einsatz von KWK-Anlagen aufgrund der erzielbaren Stromerlöse attraktiver. Im Sommer hingegen ist der Wärmebedarf so gering, dass die Abwasser-Wärmepumpe nicht benötigt wird, da günstigere Wärmeerzeuger zur Verfügung stehen.

Der Einsatz von KWK-Anlagen findet über das ganze Jahr hinweg verteilt statt und orientiert sich am Strompreis. Aufgrund der höheren elektrischen Wirkungsgrade liegen dabei die BHKW in der Einsatzreihenfolge vor der Gasturbine. Eventuell anfallende Überschusswärme wird in den Wärmespeichern zwischengelagert. Die gasbefeuerten Heißwassererzeuger dienen in der Regel der Spitzenlastabdeckung und werden in Zeiten sehr hohen Wärmebedarfs genutzt, ebenso werden in diesen Zeiträumen die Wärmespeicher zur Deckung der Wärmelast herangezogen.

Aus der zusätzlichen Auswertung von Abbildung 60 und Abbildung 61 lassen sich die verschiedenen Erzeugungscharakteristika der Wärmequellen noch weiter ausdifferenzieren. In Abbildung 60, Abbildung 59 und Abbildung 61 kann man gut erkennen, dass die Heißwassererzeuger vorrangig zur Deckung des Spitzenlastwärmebedarfes herangezogen werden.

Sehr hohe Wärmelasten treten in der Regel im Winter, insbesondere in den Morgen- und Abendstunden auf. Gleichzeitig ist das Solarstromangebot gering und der Strombedarf hoch, was zu hohen Strompreisen führen kann, was wiederum den Einsatz von Wärmepumpen oft unattraktiv macht, im Gegenzug jedoch den Einsatz von KWK-Anlagen begünstigt. Für diese Zeiträume ist die Vorhaltung großer Mengen konventioneller KWK-Erzeuger, betrieben mit Wasserstoff oder anderen treibhausgasneutralen Gasen und Ölen, von entscheidender Bedeutung, die Wärmegestehungskosten auf einem wirtschaftlich tragfähigen Niveau zu halten. In den Wintermonaten kann es aufgrund von starken Winden und der damit einhergehenden hohen Stromproduktion auch zu Phasen niedriger Strompreise kommen. Hier wird eine Kombination aus Wärmepumpen und Heizwerken zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei möglichst geringen Kosten gewählt. In Abbildung 59 ist dies im Januar zu beobachten und in Abbildung 61 bei Preisen unterhalb von 50 €/MWh_{el}.

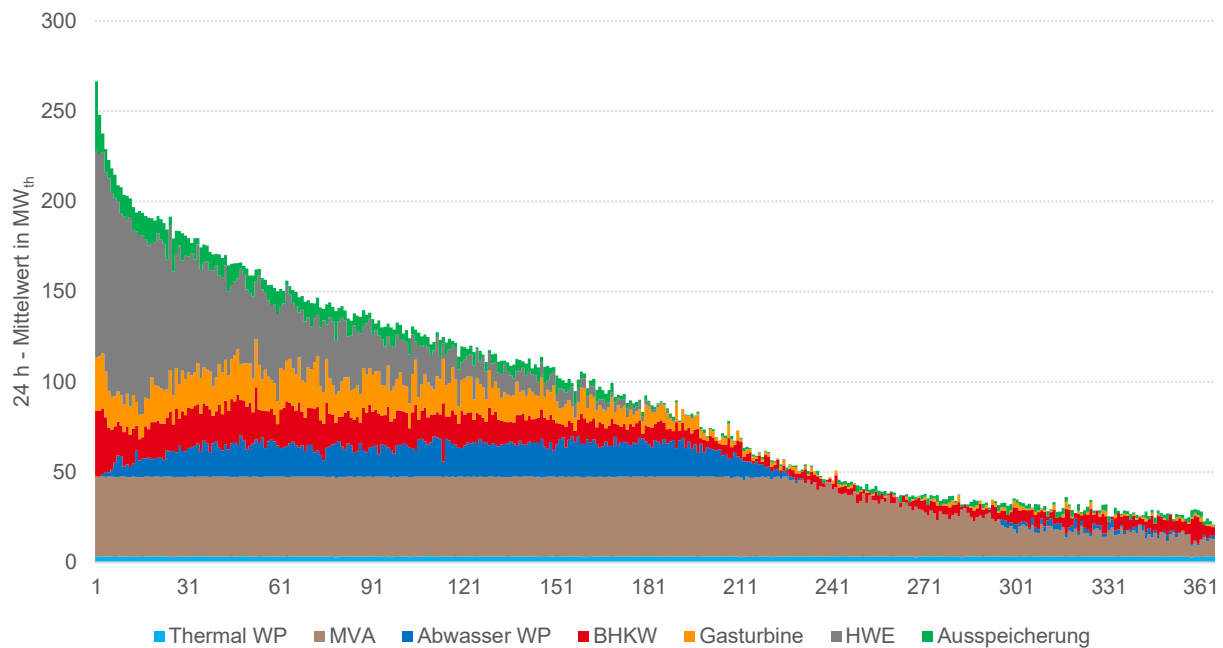


Abbildung 60: Dauerlinie der Wärmeerzeugung 2045 als 24 h - Mittelwerte

Abbildung 61 zeigt den Einfluss der Strompreise auf das Einsatzverhalten der Erzeugungsanlagen für die Deckung des Wärmebedarfes. Bei hohen Strompreisen, dem linken Teil der Grafik, werden vorrangig KWK-Anlagen und Heißwassererzeuger eingesetzt. Die Abwasser-Wärmepumpe und die Müllverbrennungsanlage liefern dementsprechend umso mehr Wärme, umso niedriger der Strompreis ist, gut am rechten Ende der Grafik zu erkennen. Da die Wärmegestehungskosten der MVA nach Auslaufen der Betriebskostenförderung geringer sind, als die der Abwasser-Wärmepumpe wird diese bei ansteigenden Strompreisen später abgeregelt. Auch bei sehr hohem Wärmebedarf, wenn die sonstigen Erzeugungskapazitäten weitestgehend erschöpft sind, wird die MVA trotz ihrer Strompreisabhängigkeit vor der Abwasserwärme eingesetzt. Sind bei niedrigen Strompreisen die Erzeugungskapazitäten der Wärmepumpen und des MVA-Bezuges ausgeschöpft, wird die benötigte Wärme aus den Heizwerken bereitgestellt, da deren Grenzkosten in diesem Fall unterhalb der Grenzkosten der KWK-Anlagen liegen. Die Thermalwasser-Wärmepumpe wird unabhängig vom Strompreis in Grundlast betrieben, da sie zusätzlich zu ihrer Funktion der Wärmebereitstellung auch für eine Abkühlung des zulaufenden Thermalwassers sorgt, bevor dieses in die Umwelt abgegeben wird.

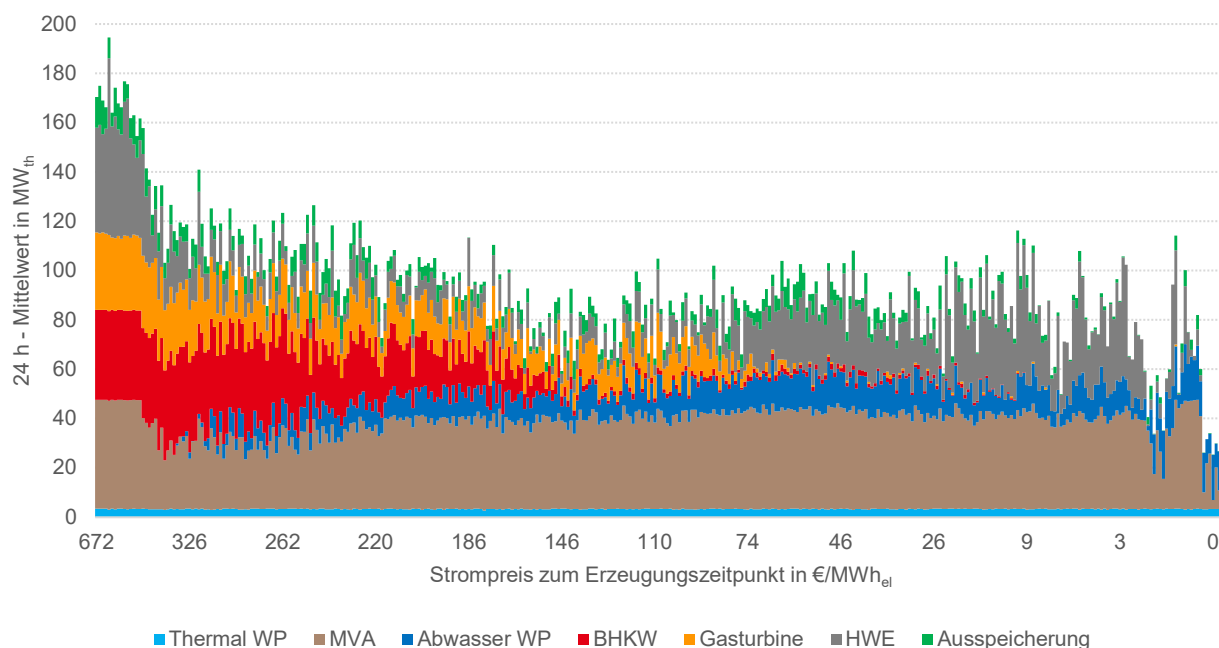


Abbildung 61: Strompreissortierte Wärmeerzeugung 2045 als 24 h - Mittelwerte

Für die Erreichung des beschriebenen Endzustandes der Transformation sind eine Reihe von Zwischenschritten notwendig, die in den folgenden Grafiken erläutert werden. Die konkreten Zahlenwerte der Wärmeerzeugungsmengen je Wärmequelle sind im Anhang in Tabelle 61 für die Stützjahre des Transformationsplans dokumentiert.

In Abbildung 62 wird als ein Ergebnis der Kraftwerkseinsatzoptimierung die jährliche Wärmeerzeugung, aufgeteilt nach Technologiegruppen dargestellt.

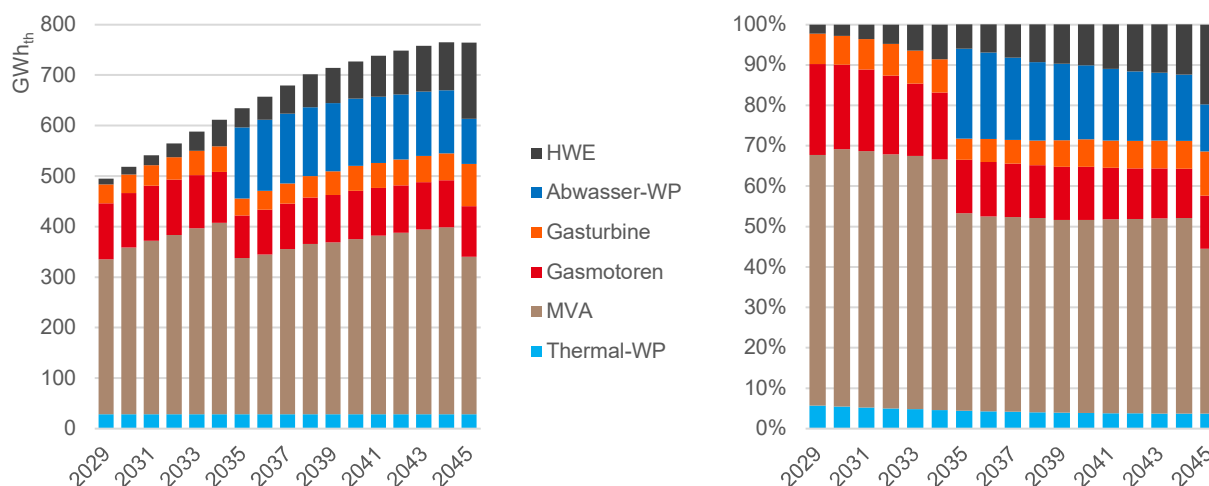


Abbildung 62: Wärmeerzeugung nach Anlagentyp

Nach dem Ausstieg aus dem Bezug von Braunkohlewärme ist die Müllverbrennungsanlage Weisweiler der dominierende Wärmeerzeuger im Portfolio der STAWAG. Daneben liefern die Gasturbine und die BHKWs die größten Wärmemengen. Die in Grundlast betriebene Thermalwasser-Wärmepumpe und die für die Spitzenlastabdeckung notwendigen Heißwassererzeuger liefern die Restmengen. Ab 2035 werden große Mengen Wärme aus der Abwasser-Wärmepumpe bereitgestellt, da die Abwasser-Wärmepumpe, während der 10-jährigen Betriebskostenförderung relativ geringe variable Wärmeerzeugungskosten hat. In der Abbildung ist gut zu erkennen, dass insbesondere die Abwärmelieferung aus der MVA, aber auch KWK- und HWE-Wärme verdrängt werden. Nach Auslaufen der Betriebskostenförderung im Jahr 2045 geht der Einsatz der Abwasser-

Wärmepumpe zurück. Auch die MVA ist durch den unterstellten Einsatz einer CCS-Anlage in ihrer Lieferfähigkeit reduziert. Kompensiert wird dies vorrangig durch einen verstärkten Einsatz der mit gasbefeuerten Anlagen (KWK, HWE). Ein Einsatz von Elektrodenheizkesseln ist gemäß BEW zur Erreichung des Transformationsziels nicht gestattet und wird aus diesem Grund hier auch nicht vorgesehen. Angesichts des hohen Kesselanteils, insbesondere zur Abdeckung des Spitzenwärmebedarfes, sind Elektrodenheizkessel jedoch eine Alternative, die zukünftig eine Rolle spielen könnten. Entscheidend hierfür wird das Verhältnis der Verfügbarkeit von Wasserstoff zu erneuerbarem Strom sein.

In Abbildung 63 wird als ein Ergebnis der Kraftwerkseinsatzoptimierung die jährliche Wärmeenerzeugung, aufgeteilt nach Energieträgern, sowohl absolut als auch relativ dargestellt. Nach dem Ausstieg aus dem Bezug von Wärme aus dem Braunkohlekraftwerk Weisweiler, ist Abwärme aus thermischer Abfallbehandlung der dominierende Energieträger. Daneben wird Erdgas in den KWK- und Kessel-Anlagen der STAWAG genutzt. Umweltwärme und Strom sind durch den Einsatz der geplanten Thermalwasser-Wärmepumpe zu geringen Anteilen ebenfalls Teil des Energieträgermixes. Mit der Inbetriebnahme der Abwasser-Wärmepumpe im Jahr 2035 steigen diese Mengen deutlich an und führen zu einer Reduzierung des Gaseinsatzes. Im Jahr 2045, mit dem Auslaufen der Betriebskostenförderung und der angenommenen Leistungsreduzierung der MVA Weisweiler, nimmt der Gaseinsatz jedoch wieder zu.

Diese weiterhin benötigten Gasmengen werden bei entsprechender Verfügbarkeit sukzessive von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt. Da die örtliche Mengen- und Leistungsverfügbarkeit von treibhausgasneutralem Wasserstoff derzeit noch nicht bekannt ist, wurde davon abgesehen, einen genauen Umstellungszeitpunkt für einzelne Anlagen festzulegen. Stattdessen wurden die Annahmen aus dem verwendeten Energiemarktszenario für den durchschnittlichen Wasserstoffanteil an der in Deutschland für die Energieversorgung verwendeten Gasmengen herangezogen und auf die Erzeugungsanlagen der STAWAG übertragen. In der Praxis kann dies bedeuten, dass stufenweise einzelne Anlagen komplett umgestellt werden oder aber auch eine kontinuierliche Erhöhung der Beimischung von Wasserstoff erfolgt, so dass spätestens im Jahr 2045 kein Erdgas mehr Teil des Energieträgermixes sein soll. Die Heißwassererzeuger, die sich nicht in direkter Nähe zu den KWK-Anlagen befinden sind im Regelfall nur zur Spitzenlastabdeckung und für Besicherungszwecke notwendig. Inwieweit auch hier eine Umstellung auf leitungsgebundenen Wasserstoff erfolgen kann, ist heute noch nicht vollständig absehbar, dies hängt vorrangig vom Vorhandensein eines entsprechenden Wasserstoffnetzes und dessen Leistungsverfügbarkeit ab. Wahrscheinlicher ist eine Bevorratung mit flüssigen, treibhausgasneutralen synthetischen Brennstoffen oder Bioölen, die, ähnlich wie heute Heizöl, nur bei Ausfall der Haupterzeugungsanlagen oder Extremwetterbedingungen eingesetzt werden.

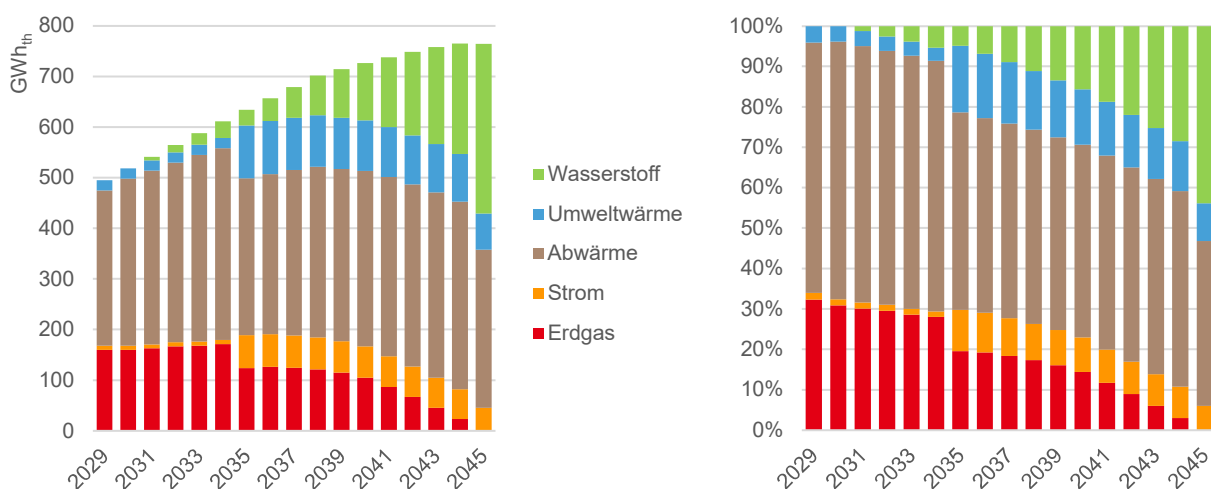


Abbildung 63: Wärmeenerzeugung nach Energieträgern

In Abbildung 64 wird der Anteil von Wasserstoff an der Wärmeversorgung gezeigt. Die BEW stellt an die Transformation von Wärmenetzen die Anforderung, dass diese nicht überwiegend durch den Einsatz von Wasserstoff oder anderen klimaneutralen synthetischen Gasen erfolgt. Mit einem Wasserstoffanteil von knapp 44 % im Jahr 2045 ist dies für das Fernwärmenetz der STAWAG im Endzustand der Transformation erfüllt.

Ebenfalls in Abbildung 64 ist die Entwicklung des Anteils an erneuerbarer Wärme und Abwärme im Aachener Fernwärmenetz dargestellt.

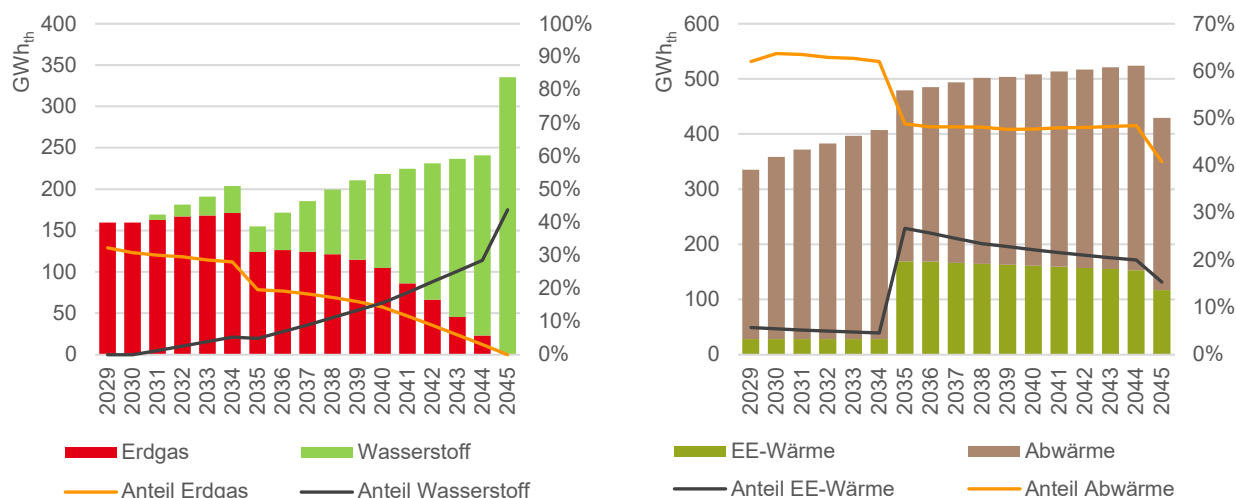


Abbildung 64: Anteil Wasserstoff und EE-Wärme an der Wärmeerzeugung

Die nachfolgenden Tabelle 42 und Tabelle 43 zeigen für den IST-Zustand und die Wegmarken des Transformationsplans die absoluten Mengen und die relativen Anteile der geplanten Wärmeerzeugungsmengen gemäß der Aufteilung, wie sie in Ziffer 4.1.2. des BEW-Merkblattes "Technische Anforderungen der Module 1 bis 4" gefordert sind. Zusätzlich zu den dort benannten Kategorien werden kohlebefeuerte KWK-Anlagen als Wärmeerzeugungstechnologie aufgeführt, da diese im IST-Zustand noch als Wärmequelle genutzt werden.

Tabelle 42: Absolute Wärmemengenaufteilung für die Wegmarken des Transformationsplans

Wärmeerzeugung	Einheit	Ø2020-2022	2030	2035	2040	2045
Erneuerbare Energien ohne Biomasse	GWh _{th} /a	0,0	28,3	169,5	161,3	117,2
Biomasse	GWh _{th} /a	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abwärme	GWh _{th} /a	0,0	330,1	309,6	346,7	312,0
Gasbefeuerte KWK-Anlagen	GWh _{th} /a	18,7	145,0	117,4	145,0	183,9
Gas- und ölbefeuerte Kesselanlagen	GWh _{th} /a	27,0	14,8	37,8	73,4	151,3
Kohlebefeuerte KWK-Anlagen	GWh _{th} /a	229,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	GWh_{th}/a	275,5	518,2	634,2	726,5	764,4

Quelle: Eigene Berechnungen

Die genutzte Umweltwärme muss für das Erreichen der notwendigen Vorlauftemperatur durch Wärmepumpen auf ein höheres Temperaturniveau angehoben werden. Die aus den Wärmepumpen gelieferte Wärme wird in dieser Aufstellung vollständig der jeweiligen Wärmequelle zugewiesen. Für eine dezidierte Aufteilung unter Berücksichtigung des Stromverbrauchs und dessen CO₂-Intensität sei auf die Treibhausgasbilanz in Abschnitt 5.4 verwiesen.

Tabelle 43: Relative Wärmemengenaufteilung für die Wegmarken des Transformationsplans

Relative Wärmeerzeugung	Einheit	Ø2020-2022	2030	2035	2040	2045
Erneuerbare Energien ohne Biomasse	%	0 %	5 %	27 %	22 %	15 %
Biomasse	%	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Abwärme	%	0 %	64 %	49 %	48 %	41 %
Gasbefeuerte KWK-Anlagen	%	7 %	28 %	19 %	20 %	24 %

Relative Wärmeerzeugung	Einheit	Ø2020-2022	2030	2035	2040	2045
Gas- und ölbefeuerte Kesselanlagen	%	10 %	3 %	6 %	10 %	20 %
Kohlebefeuerte KWK-Anlagen	%	83 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Summe	%	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Quelle: Eigene Berechnungen

Während in der Historie noch rund 83 % der Wärme aus kohlebefeuerten Anlagen stammt, soll spätestens ab dem Jahr 2029 der Kohleausstieg vollzogen sein und keine Wärme mehr aus dem Braunkohlekraftwerk Weisweiler bezogen werden. Eigene gasbefeuerte KWK-Anlagen und die unvermeidbare Abwärme der Müllverbrennungsanlage Weisweiler sind stattdessen die Hauptwärmelieferanten.

Im Zieljahr 2045 des Transformationsplans liegt der geplante Anteil der gasbefeuerten KWK-Anlagen bei rund 24 %, etwa 20 % werden aus gas- und ölbefeuerten Kesselanlagen bereitgestellt. Als Brennstoff ist der Einsatz grünen Wasserstoffs geplant. Über 40 % der Wärme ist unvermeidbare Abwärme und rund 15 % der Wärme stammen aus erneuerbaren Energien.

3.3 Netzkonzept und Temperaturabsenkung

3.3.1 Ziel-Netzkonzept für 2045

Netzausbaumaßnahmen Richtung Zielnetz

Die von der STAWAG geplanten Maßnahmen zum Netzausbau wurden im hydraulischen Modell des Bestandsnetzes eingepflegt. Dabei hat sich herausgestellt, dass diese Maßnahmen ausreichend sind, um dem gestiegenen Wärmebedarf der Stützjahre gerecht zu werden. Diese Maßnahmen überführen das Bestandsnetz also in das Zielnetz. Für eine Absenkung der Rücklauftemperatur werden gesonderte Maßnahmen erforderlich sein (siehe Kapitel 3.3.4).

Basis für Randbedingungen und Netzausbau sind die jüngsten Studien zur Fernwärmestrategie. Das Netzmodell wurde anhand von Trassenskizzen der STAWAG (Stand 29.04.24) erweitert. Übernommen wurde der regulär geplante Verteilnetzausbau mit geplanten Hauptleitungen, z. B. maschen-schließenden Leitungen $\geq$ DN100 und die Netzerweiterungen im Zusammenhang mit geplanten neuen Erzeugern.

Das Nahwärmenetz **Brander Feld** wird bis 2030 mit dem Primärnetz verbunden. Für das neue Sekundärnetz Brander Feld ist geplant, eine Netztrennstation am heutigen Erzeugungsstandort Forst zu errichten. Eine direkte Anbindung des Netzes an das Primärnetz ist aufgrund der geodätischen Höhendifferenz nicht möglich. Der Erzeugungsstandort Forst befindet sich auf halbem Weg der geplanten neuen Transporttrasse aus dem Primärnetz zum Nahwärmenetz Brander Feld. Entlang dieser Haupttransporttrasse sollen weitere neue Gebiete mit Fernwärme erschlossen werden.

Das Nahwärmenetz **Schloss Rahe** wird ebenfalls bis 2032 mit dem Primärnetz verbunden. Für das neue Sekundärnetz Schloss Rahe ist geplant, eine Netztrennstation an der Schlossparkstraße östlich des alten Bahndamms zu errichten. Eine direkte Anbindung des Netzes an das Primärnetz ist aufgrund der geringen Druckstufe des Nahwärmenetzes nicht möglich. Für den Anschluss ist eine neue Haupttransporttrasse entlang der Roermonder Straße geplant. Entlang dieser Haupttransporttrasse sollen weitere neue Gebiete mit Fernwärme erschlossen werden.

Besonders relevant hinsichtlich einer hydraulischen Entlastung ist das bisher nur teilweise erschlossene **Frankenberger Viertel**. Das Quartier soll aus mehreren Richtungen an das Primärnetz angeschlossen und versorgt werden. Zu den Haupttransporttrassen gehören im Wesentlichen Zollernstraße, Oppenhoffallee und Kongressstraße.

Die hydraulischen Berechnungen zeigen, dass für den Volllastbetrieb des **Gasturbinenstandorts Continental** bei Spitzenlast im FW-Netz, mit geplanter Anbindung 2028, die Netzausbaumaßnahmen Luisenstraße und die Netzerweiterung von der Kongressstraße bis Aachen-Arkaden über die Oppenhoffallee erforderlich sind. Letztere Maßnahme bewirkt einen **Ringschluss im Frankenberger Viertel** zwischen Innenstadt, Nordosten, Ostviertel und Aachen Forst. Diese Maßnahme könnte erst Ende 2032 fertiggestellt werden, da der Ausführungszeitraum wegen der Komplexität des Bauvorhabens nicht sicher kalkulierbar ist. Die Oppenhoffallee im Frankenberger Viertel stellt die Haupttransporttrasse dieses Ringschlusses, des Wassertransportes von der Gasturbine Continental Richtung Innenstadt sowie der Wärmeverteilung im Frankenberger Viertel selbst dar. Sie wird daher auf beiden Alleenseiten mit je einer DN300er Leitung ausgebaut. Netzhydraulisch spielt der Ringschluss im Frankenberger Viertel in Zukunft eine wichtige Rolle für die Wärmeverteilung. Die möglicherweise gegebene zeitliche Diskrepanz zwischen Gasturbinen-Inbetriebnahme und Fertigstellung Ringschluss im Frankenberger Viertel stellt kein Ausschlusskriterium für die Gasturbine an sich dar. Sollte der Ringschluss im Frankenberger Viertel erst nach der Inbetriebnahme der Gasturbine fertiggestellt werden, könnte die Gasturbine bei Spitzenlast im FW-Netz ggf. nur in Teillast fahren.

Der bereits vorhandene **Ringschluss an der Jülicher Straße** entlastet den überwiegenden stadtauswärtigen Teil der Haupttransporttrasse Krefelder Straße. Eine wesentliche Entlastung des Wärmetransports in die Innenstadt findet allerdings noch nicht statt. Über die Pass- und Lombardenstraße ist die Jülicher Straße mit der

Krefelder Straße verbunden. Auch wird eine Verbindung zwischen FÜS, Ostviertel und Justizzentrum geschaffen.

Der nun geplante **Ringschluss um den Hansemanplatz** zwischen Bastei, Innenstadt und Blücherplatz schafft den Ringschluss der Jülicher Straße direkt mit der Innenstadt, ohne Umweg über die Krefelder Straße. So wird der Engpass auf der Krefelder Straße hydraulisch entlastet. Dies ist bedeutend für die hydraulische Netzentlastung und die Erzeuger im FÜS-Cluster. Der Ringschluss um den Hansemanplatz verbindet die Bastei über eine neue DN300er Leitung in der inneren Monheimsallee zusammen mit dem Schließen der bereits vorhandenen DN200er Leitung auf der äußeren Monheimsallee mit dem Hansemanplatz. Letzterer wird über ein DN300er Teilstück der Jülicher Straße zwischen Hansemanplatz und Blücherplatz mit dem Ringschluss an der Jülicher Straße verbunden. Abschließend wird der Hansemanplatz über die Alexanderstraße und Gasborn je mittels DN300er Leitung mit der Innenstadt verbunden.

Der **Ringschluss Reichsweg** als DN150er Leitung verbindet das Ostviertel mit dem Frankenberger Viertel und Aachen Forst. Aufgrund der geringen Nennweite hat dieser Ringschluss aus hydraulischer Sicht keine große Bedeutung. Weitere geplante Leitungen wie Kasinostraße, Pontstraße, Alexianergraben oder Kapuzinergraben sind weitere Ringschlüsse. Da sie sich im eng vermaschten Innenstadtbereich befinden, haben diese Erweiterungsmaßnahmen keinen relevanten Effekt auf die Netzentlastung.

3.3.2 Netzhydraulische Berechnung

Modellierung

Zur Analyse der hydraulischen Bedingungen im Aachener Fernwärmenetz wird ein bestehendes STANET-Netzmodell verwendet, das auf GIS-Daten, Netzplänen und Kundeninformationen basiert. Es bildet die gesamte Netztopologie inklusive Leitungen, Knoten, Übergabestationen, Zählern und Erzeugungsanlagen ab. Auf dieser Grundlage werden Zielnetze für die Jahre 2030, 2035, 2040 und 2045 hydraulisch simuliert, um zu prüfen, ob der geplante Netzausbau technisch umsetzbar ist und wo mögliche Engpässe entstehen. Zur Beseitigung solcher Engpässe werden insbesondere größere Leitungsquerschnitte sowie zusätzliche Ringschlüsse betrachtet. Zusätzlich wird untersucht, wie sich eine Absenkung der Rücklauftemperatur auf die möglichen Vorlauftemperaturen im Netz auswirkt. Ziel ist es zu bestimmen, welche Temperaturniveaus unter den gegebenen hydraulischen Bedingungen – mit und ohne zusätzliche Ausbaumaßnahmen – realistisch erreicht werden können.

Spitzenlast

Der Spitzenlastfall wird auch hydraulisch als Extrem-Fall betrachtet, da höchste Erzeugerlast und höchster Volumenstrom an der FÜS nahezu zeitgleich auftreten. In der Übergangszeit ist kein kritisch hoher Volumenstrom vorhanden.

Zur Berechnung des Spitzenlastfalls wurde der Sollzustand der Stützjahre des BET-Szenarios „sehr starker Ausbau“ zugrunde gelegt (siehe folgende Abbildung). Die Spitzenlast der Erzeugung verdoppelt sich dabei vom Jahr 2023 bis 2045 auf 274 MW_{th}. Die gebietsweise Verteilung der FW-Spitzenlast der einzelnen Stützjahre wurde anhand der Verteilung der jährlichen FW-Absatzmenge vorgenommen. Dabei wurde in Sektoren mit bereits gleichmäßig verteilten Hausanschlüssen der Verbrauch der vorhandenen Abnehmer innerhalb dieses Sektors gleichmäßig erhöht. In Sektoren ohne oder mit wenig Hausanschlüssen wurden Großabnehmer verteilt. Neuanschlüssen wurde eine RL-Temperatur von 50 °C nach TAB zugeordnet, dem Bestand 63 °C.

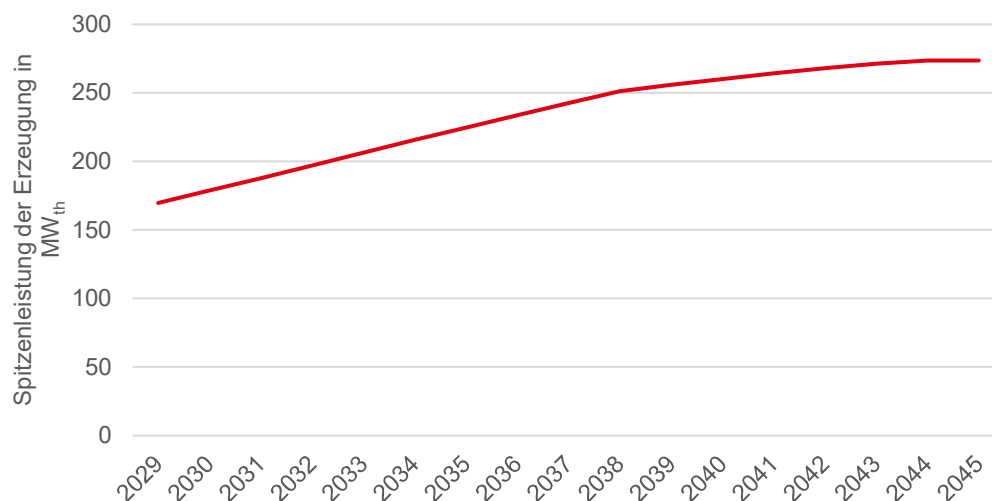


Abbildung 65: Spitzenleistung der Erzeugung bei sehr starkem Ausbau für die einzelnen Stützjahre

3.3.3 Ergebnisse Netzhydraulik

Cluster FÜS

Es ist hydraulisch relevant, welche Erzeuger ins Netz einspeisen: Bedient man die Wärmenachfrage vorrangig mit den Heizwerken im Stadtzentrum, wird der Engpass an der Krefelder Straße nicht ausgelastet. Damit hätte man relativ geringe Netzdrücke. Es ist allerdings sinnvoller, dass die regenerativen Erzeuger am Cluster FÜS vorrangig Wärme einspeisen. Kritisch im Hinblick auf den maximalen Betriebsdruck ist also nicht allein der Lastfall des gesamten Netzes, sondern auch der Lastfall vom Erzeuger-Cluster im Bereich der FÜS (abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen VL und RL). Dieser Cluster besteht aus den Einspeisern FÜS, Wärmepumpe Soers und BHKW Schwarzer Weg. Bei Spitzenlast sollen FÜS, WP Soers und BHKW Schwarzer Weg in Volllast gefahren werden. Damit ist an der Hauptanbindungsstrasse Krefelder Straße der Fall mit den höchsten Druckverlusten hinsichtlich der Erzeugerfahrweise abgebildet.

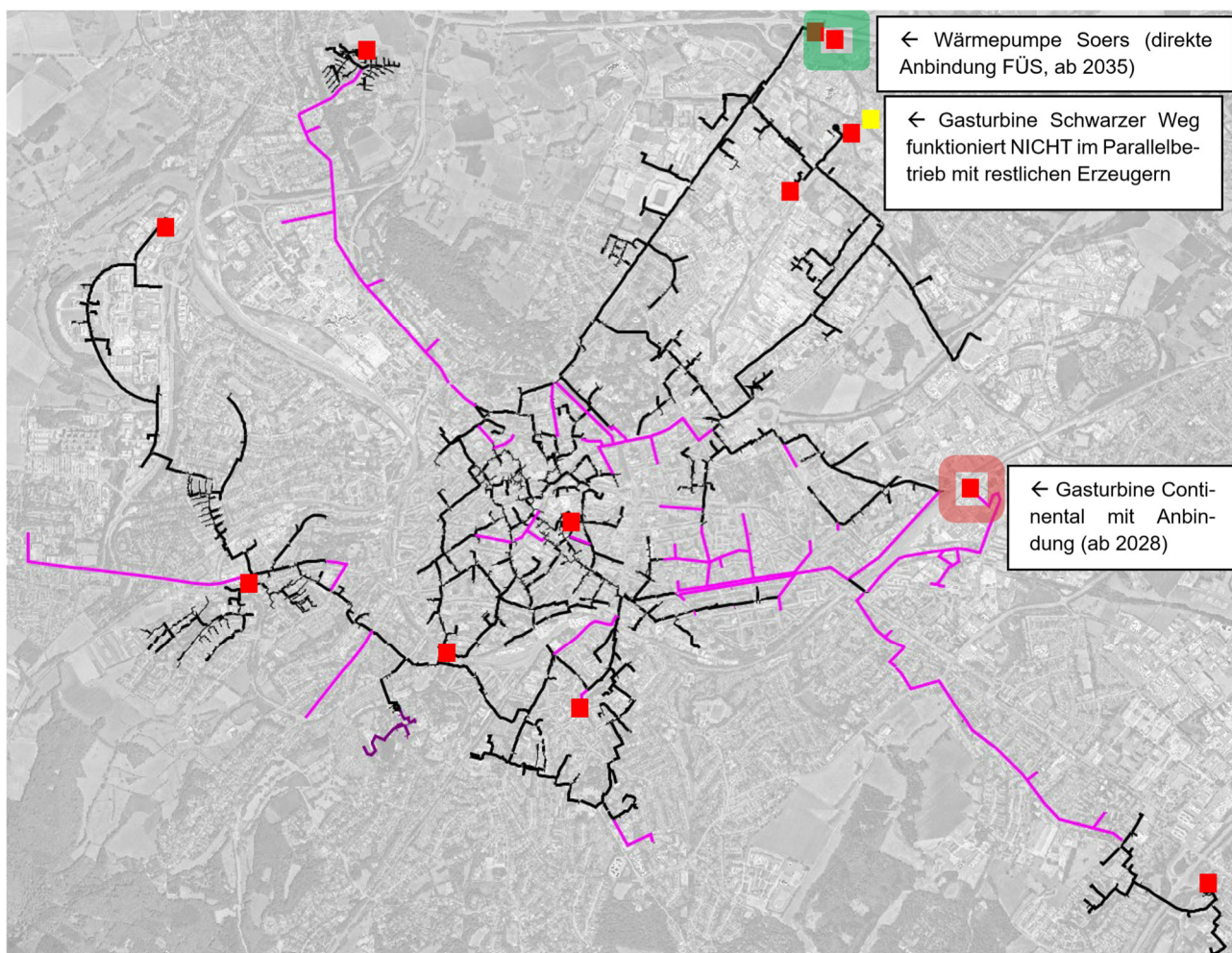
Hydraulische Bewertung der neuen Erzeugeranlagen

Der Standort der Wärmepumpe Soers (ab 2035) ist aufgrund der Lage der Aachener Kläranlage nur am Standort der FÜS sinnvoll realisierbar. Für die Gasturbine (ab 2029) stehen die Standorte Continental und Schwarzer Weg zur Diskussion. Im Parallelbetrieb mit restlichen Erzeugern ist der Betrieb der Gasturbine Continental im Spitzenlastfall hydraulisch machbar. Der gleichzeitige Betrieb einer Gasturbine mit 35 MW_{th} am Standort Schwarzer Weg zusammen mit den vorhandenen Erzeugern im Cluster FÜS ist aus hydraulischer Sicht nicht realisierbar, da der Engpass Krefelder Straße weiter beansprucht werden würde.

Die Wärme dieser Erzeuger im Randbereich des Aachener Fernwärmenetzes muss über die Haupttransporttrasse und den hydraulischen Engpass Krefelder Straße (DN 450) sowie den Ringschluss Jülicher Straße (DN 300) Richtung Innenstadt gefördert werden.

Ab 2035 ist kein hydraulisches Potenzial mehr vorhanden, um eine 35 MW_{th}-Gasturbine am Standort Schwarzer Weg gleichzeitig mit den obigen Erzeugern zu betreiben. Die Druckverluste an der Krefelder Straße sind ohne die Gasturbine Schwarzer Weg bereits so hoch, dass der maximale Betriebsdruck an der FÜS beinahe erreicht ist¹³. Aus hydraulischer Sicht ist der Standort Continental weitaus besser für eine Gasturbine geeignet, da, aufgrund der anderen Lage im FW-Netz der hydraulische Engpass Krefelder Straße dadurch nicht weiter negativ beeinflusst wird.

¹³ Inklusive der Nennweiten-Vergrößerung an der FH Aachen. Diese Maßnahme wird im späteren Verlauf diskutiert.



Schwarz: Bestand Stadt- und Nahwärmenetze. Magenta: Ausbau zum Verbundnetz (dargestellt sind die hydraulisch relevanten Leitungen: Maschen-schließende Leitungen $\geq$ DN 100, etc.). Rote Quadrate: Erzeugeranlagen. Gelbes Quadrat: Gasturbine Schwarzer Weg (nicht verwendete Option)

Abbildung 66: Soll-Zustand des Netzes für 2045 - Leitungsausbau gemäß Regionetz

Spitzenlastfall 2030-2045

Der Spitzenlastfall im sehr starken Ausbau ist mit den jetzt geplanten Netzausbau-Maßnahmen für alle Stützjahre hydraulisch realisierbar.

Nennweiten-Vergrößerung an der FH

Diese Nennweiten-Vergrößerung an der FH (der heutige Schlechtpunkt) beseitigt einen entdeckten Engpass. Die Maßnahme ist äußerst effektiv und vergleichsweise günstig umzusetzen. Es kann eine Druckreduktion von 0,4 bis 0,7 bar an der FÜS erzielt werden¹⁴. Speist der FÜS-Cluster in Volllast ins Fernwärmenetz ein, ist das Fernwärmenetz hydraulisch nun realisierbar, hat aber bei gegebenen Randbedingungen keine relevanten Reserven hinsichtlich des Betriebsdrucks (12,5 bis 12,3 bar₀ für 2035 – 2045).

¹⁴ Im Projektverlauf hat sich am 29.09.24 herausgestellt, dass diese Maßnahme aufgrund eines Rohrbruchs zurzeit bereits auf DN 200 erweitert wird.

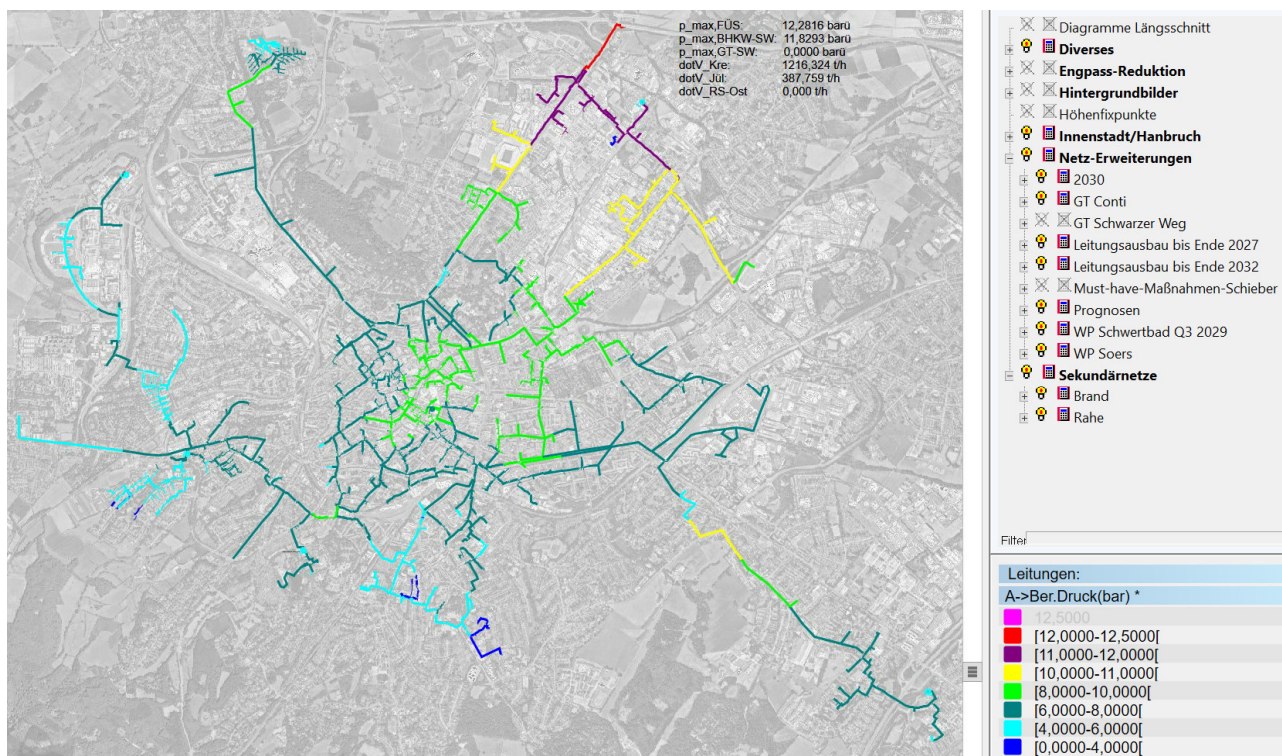


Abbildung 67: Netzberechnung für Netzausbau 2045 mit Nennweitenoptimierung an der FH Aachen

3.3.4 Ergebnisse Temperaturabsenkung

Ein Ziel der Transformationsplanung ist die Absenkung der Fernwärmemetemperaturen, um zukünftig die Wärmeverluste im Netz zu reduzieren. Des Weiteren wird durch die Temperaturabsenkung die Möglichkeit geschaffen, mehr erneuerbare Wärmequellen einzubinden, die überwiegend geringere VL-Temperaturen liefern als heute im Fernwärmenetz benötigt werden.

Die Wassertransportkapazität des Fernwärmenetzes aus Richtung des Clusters FÜS wird bereits durch den geplanten, starken Netzausbau vollständig ausgelastet. Eine Reduzierung der Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf würde eine Erhöhung der Umwälzmenge erfordern, um die Erzeugerleistungen zu transportieren. Die Absenkung der VL-Temperatur ist daher nur mit einer parallelen Absenkung der Rücklauftemperatur realisierbar.

Rücklauftemperatur

Nach den aktuell geltenden technischen Anschlussbedingungen (TAB) der STAWAG müssen Neukunden eine Rücklauftemperatur von max. 50 °C einhalten. Die Neuanschlüsse mit verringerter RL-Temperatur bewirken eine RL-Temperatur-Absenkung im FW-Netz und dementsprechend an der FÜS. Die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf wird gesteigert je mehr Neuanschlüsse ans Netz kommen. Da die Leistung des FÜS-Clusters konstant bleibt¹⁵, werden Durchfluss und Druckverlust verringert. In der Folge sinkt der maximale Betriebsdruck an der FÜS. Eine Absenkung der RL-Temperatur stellt also eine Alternative zu Engpassbeseitigungen oder Ringschlüssen dar. Je tiefer die RL-Temperatur an der FÜS abgesenkt wird, desto weiter könnte die maximale VL-Temperatur aller Erzeuger abgesenkt werden.

RWTH Aachen

Die RL-Temperatur an der RWTH liegt aktuell im Bereich von 72 °C. Aktuell gibt es keine Pläne, diese abzusenken. In den folgenden vier Abbildungen ist der Einfluss einer möglichen Absenkung der RWTH-RL-Temperatur auf die RL-Temperatur an der FÜS für die vier untersuchten Stützjahre dargestellt. Bei unveränderter

¹⁵ Da der FÜS-Cluster vorrangig in der Einsatzreihenfolge ist, ist seine Leistung in den letzten Stützjahren konstant. Der gesteigerte Leistungsbedarf wird über die anderen Erzeuger bedient.

RWTH-RL-Temperatur zeigt sich, dass die RL-Temperatur an der FÜS von 62 °C im Jahr 2030 auf 59 °C in 2045 sinkt. Die steigende Anzahl der Neuanschlüsse mit verringerter RL-Temperatur bewirkt über die Stützjahre eine sinkende RL-Temperatur an der FÜS. Ein Absenken der RWTH-RL-Temperatur würde ein zusätzliches Absenken der RL-Temperatur an der FÜS auf bis zu 55 °C im letzten Stützjahr bewirken.

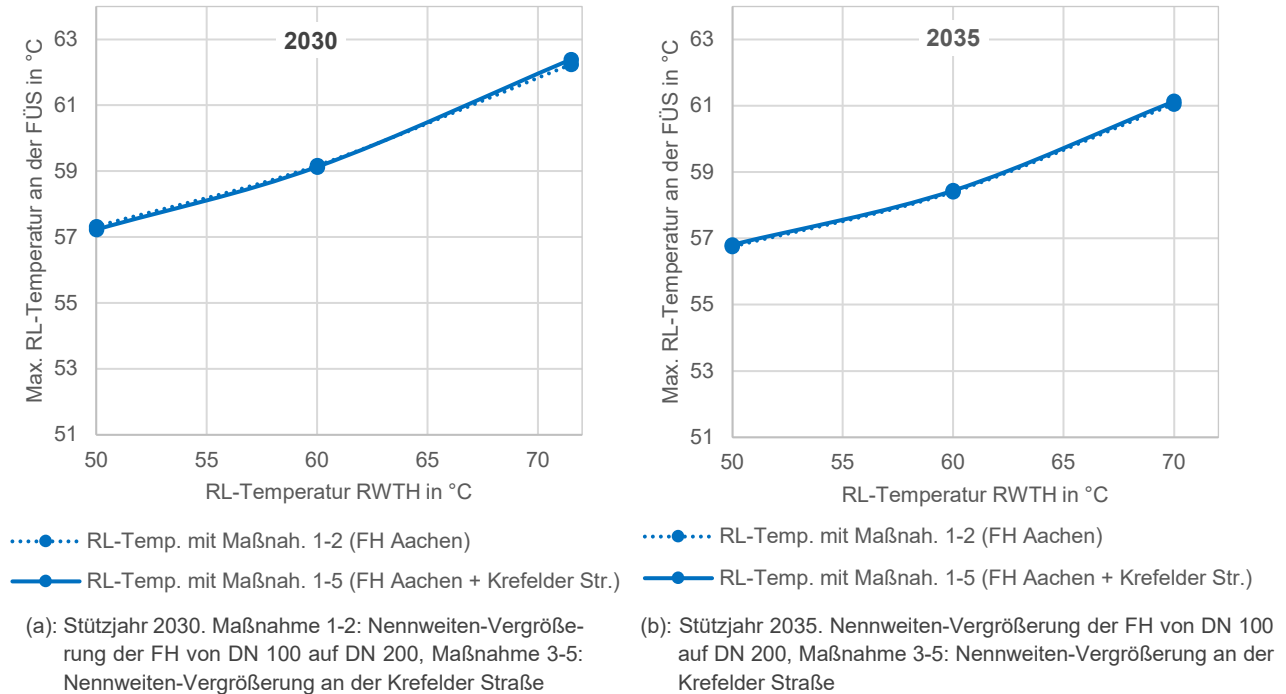


Abbildung 68: FÜS-RLT in Abhängigkeit der RLT der RWTH 2030 und 2035 bei $p_{\max} = 12,5 \text{ bar}_\text{ü}$

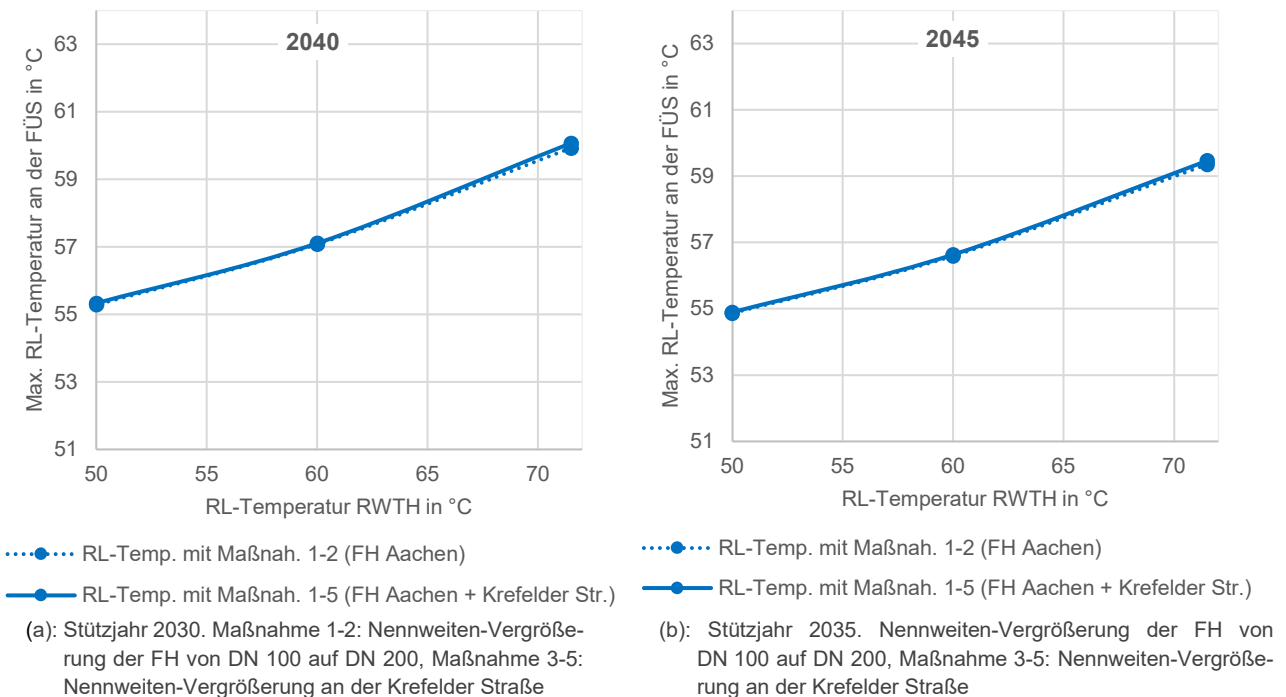


Abbildung 69: FÜS-RLT in Abhängigkeit der RLT der RWTH 2040 und 2045 bei $p_{\max} = 12,5 \text{ bar}_\text{ü}$

Die zurzeit hohe RWTH-RL-Temperatur sorgt für einen unnötigen Anstieg des maximalen Systemdrucks an der FÜS¹⁶. Das Absenken der RWTH-RL-Temperatur von 72 °C auf 50 °C (gem. TAB)

- reduziert den maximalen Systemdruck um bis zu 0,4 bar_ü,
- reduziert die gemischte RL-Temperatur an der FÜS um 4-5 K und
- schafft ein Potenzial, um die maximale VL-Temperatur aller Erzeuger abzusenken. Dies wird im Folgenden zusammen mit einer Netz-Ertüchtigungsmaßnahme diskutiert.

Es empfiehlt sich daher, die Optimierung der RWTH-RL-Temperatur im Sinne der Optimierung von Netztemperaturen und -Drücken voranzutreiben.

VL-Temperatur-Absenkung durch Engpassbeseitigung

Aufgrund des hydraulischen Engpasses an der Krefelder Straße bestehen für die Stützjahre wenig Reserven, um die VL-Temperatur bei gleichbleibender RL-Temperatur abzusenken. Daher wurde eine systematische Engpassanalyse für das Jahr 2045 durchgeführt: Im Leitungsverlauf zwischen Netzschlechtstpunkt und der Stelle des höchsten Druckes (FÜS) wurden die Nennweiten automatisiert optimal vergrößert. Dies wurde für alle Leitungsabschnitte separat durchgeführt.

Die Druckverringerung an der FÜS aufgrund der Nennweiten-Vergrößerung eines einzelnen Leitungsabschnittes kann als Nutzen gewertet werden. Die normierten linearisierten Kosten in Abhängigkeit von Nennweite und Leitungslänge für den Neubau eines vergrößerten Leitungsabschnittes können als Aufwand gewertet werden.

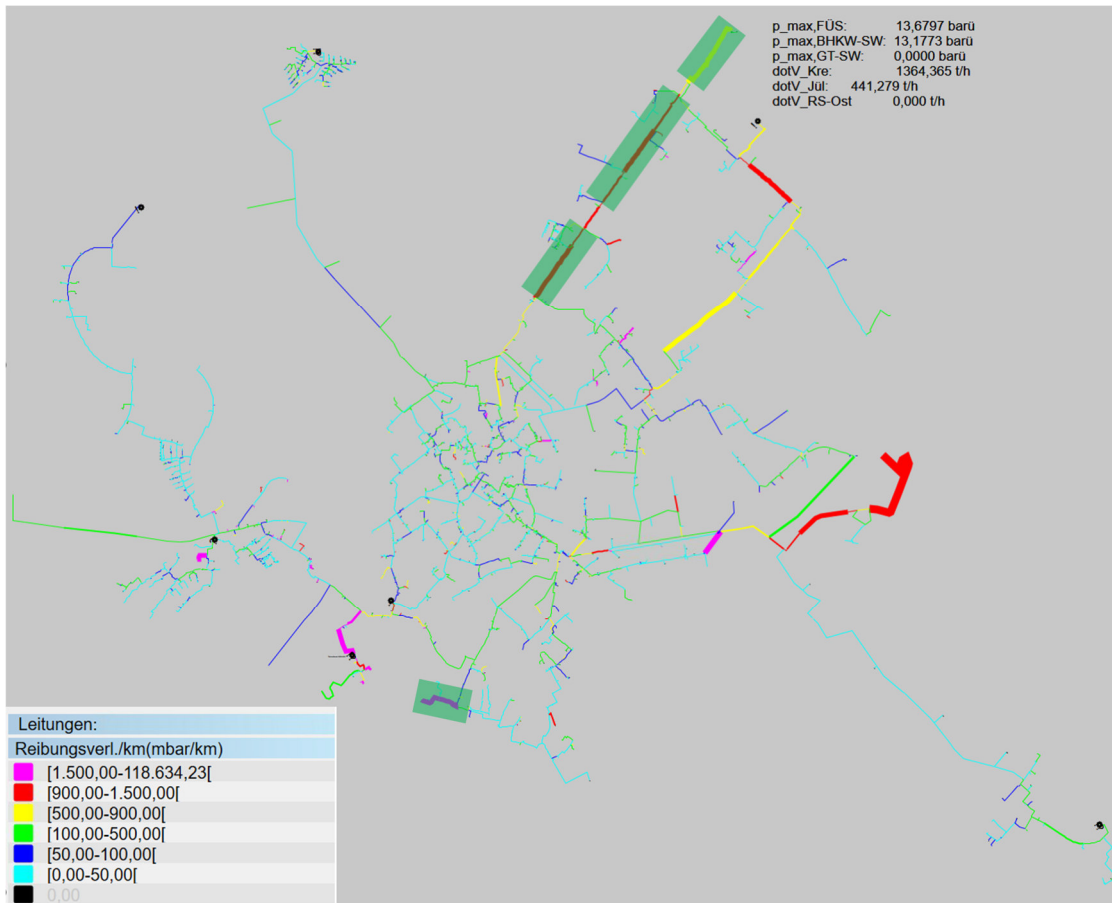
Die Leitungsabschnitte mit dem größten Nutzen pro Aufwand sind Grundlage für die effektivste Maßnahme. Weiterhin wurde diese Maßnahme mit verschiedenen Ringschlüssen verglichen¹⁷. Für die VL-Temperatur-Absenkung für 2045 wurde eine Nennweiten-Vergrößerung an der Krefelder Straße als effektivste Maßnahme zur Druckabsenkung identifiziert (siehe folgende Abbildung). Dazu gibt es verschiedene Varianten:

- Variante 1: Nennweiten-Vergrößerung der VL- und RL-Leitung über 710 m von DN 450 auf DN 700
- Variante 2: Zweite parallele Trasse von VL- und RL-Leitung über 710 m in DN 600
- Variante 3: Umbau auf ein Dreileitersystem – 870 m Bestandstrasse (VL+RL) in DN 450 wird zu neuem Rücklauf und eine neue 870 m lange DN 700-Leitung dient als neuer Vorlauf

Variante 3 wird empfohlen. Diese Variante stellt den geringsten baulichen Eingriff dar. Auch werden die alten Leitungen weiterverwendet, aber bei geringeren Temperaturen.

¹⁶ Die damit verbundene Absenkung des maximalen Betriebsdrucks ist im Detailbericht „Soll-Analyse des Wärmenetzes - Betrachtung der Stützjahre 2030, 2035, 2040 und 2045 - Netzhydraulische Untersuchung“ diskutiert.

¹⁷ Die ausführliche Untersuchung ist im Detailbericht „Soll-Analyse des Wärmenetzes - Betrachtung der Stützjahre 2030, 2035, 2040 und 2045 - Netzhydraulische Untersuchung“ zu finden.



Besonders effektive Nennweiten-Vergrößerung an der FH Aachen (grüne Markierung unten) und für die RL-Temperatur-Absenkung gedachte Nennweiten-Vergrößerung an der Krefelder Straße (grüne Markierung oben).

Abbildung 70: Maßnahmen zur Netzoptimierung

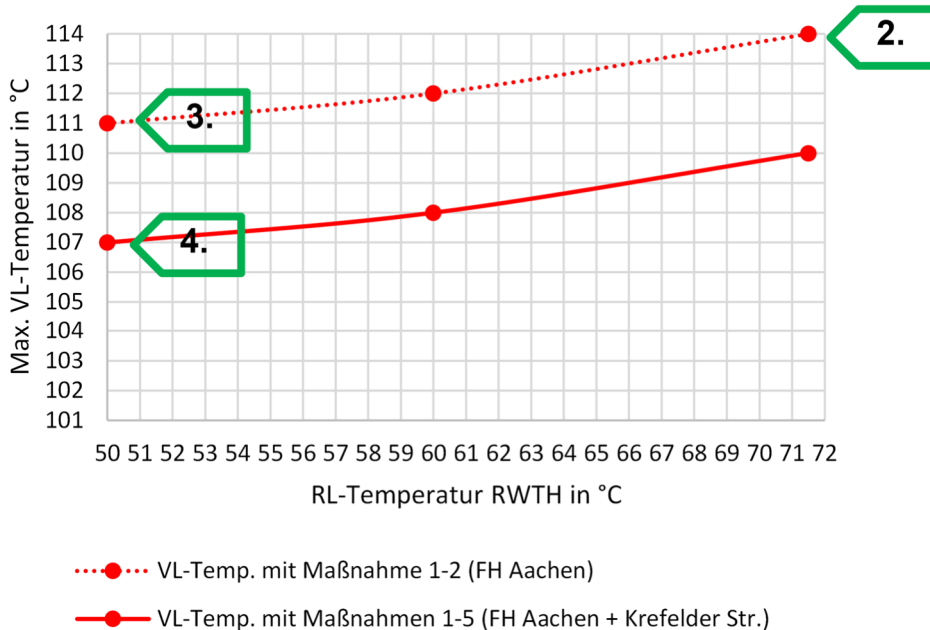
VL- und RL-Temperaturabsenkung

Betrachtet werden die maximale VL-Temperatur aller Erzeuger und die gemischte RL-Temperatur an der FÜS für verschiedene Situationen (siehe folgende Abbildung) im Stützjahr 2045. Die maximale RL-Temperatur aller Erzeuger wird dabei so weit verringert, bis der maximale Systemdruck an der FÜS gerade noch im oberen zulässigen Bereich liegt.

1. Im Ist-Zustand herrschen vergleichsweise hohe Temperaturen mit **125 °C/64 °C** für VL-T_{max}/RL-T_{FÜS}
2. Mit dem Anschluss von Neukunden (RL-T_{Neukunden}: 50 °C) und der Wärmebedarfsabnahme der Bestandskunden gemäß der BET-Prognose (hier bei unveränderter RL-Temperatur) sinkt die RL-Temperatur an der FÜS um 5 K im Stützjahr 2045. Weiterhin wird die Engpass-Beseitigung an der FH Aachen durch eine Nennweiten-Vergrößerung von DN 100 auf DN 200 vorausgesetzt. Die ursprüngliche VL-Temperatur der FÜS beträgt 115 °C, Heizwerke und Campus Melaten mit zurzeit hohen VL-Temperaturen von 125 °C liegen fern der Krefelder Straße. Daher können diese Temperaturen ohne großen Einfluss auf den maximalen Systemdruck von 125 °C auf 114 °C gesenkt werden: **114 °C/59 °C** für VL-T_{max}/RL-T_{FÜS}
3. Die zusätzliche Absenkung der RWTH-RL-Temperatur auf 50 °C senkt beide hier betrachteten Temperaturen um 4 K: **111 °C/55 °C** für VL-T_{max}/RL-T_{FÜS}

4. Mit der Nennweiten-Vergrößerung an der Krefelder Straße¹⁸ als zusätzliche Maßnahme kann die maximale VL-Temperatur aller Erzeuger um weitere 4 K gesenkt werden: **107 °C/55 °C** für VL-
 $T_{\max}/RL-T_{FÜS}$

Die Zieltemperatur gemäß BEW-Vorgaben von 95 °C wäre aufgrund der hydraulischen Auslastung nur durch ein gleichzeitiges Absenken von VL- und RL-Temperatur möglich. Bei gleicher Temperatur-Spreizung wie im letzten Punkt müssten VL/RL = **95 °C/43 °C** erreicht werden. Dieses Ziel wäre nur mit verstärkten Effizienzsteigerungen auf Kundenseite erreichbar und erscheint aus aktueller Sicht unrealistisch.



Maßnahme 1-2: Nennweiten-Vergrößerung der FH von DN 100 auf DN 200, Maßnahme
 3-5: Nennweiten-Vergrößerung an der Krefelder Straße

Abbildung 71: Max. VLT aller Erzeuger als Funktion der RWTH-RLT für Maßnahmen bei $p_{\max} = 12,5 \text{ bar}_ü$

3.3.5 Fazit

Aus hydraulischer Sicht ist das Fernwärmenetz mit dem geplanten Netzausbau über die betrachteten Stützjahre betreibbar. Bei Spitzenlast muss der Cluster FÜS die Leistung um 5 MW_{th} reduzieren. Soll dieser in Volllast betrieben werden, muss an der FH Aachen der Engpass beseitigt werden. Dies bedeutet eine Nennweiten-Vergrößerung über 320 m von DN 100 auf DN 200. Zusätzlich muss für 2035 die RWTH-RL-Temperatur auf < 70 °C reduziert werden.

Die RWTH-RL-Temperatur ist mit 72 °C sehr hoch. Eine Absenkung bietet Optimierungspotenziale für Netzdrücke und -Temperaturen.

Im Stützjahr 2045 kann die maximale VL-Temperatur aller Erzeuger, mit der Netzoptimierung an der FH Aachen, auf 114 °C abgesenkt werden. Speist die RWTH anstatt mit 72 °C nur noch mit 50 °C zurück, kann diese VL-Temperatur von 114 weiter auf 111 °C reduziert werden. Eine zusätzliche Nennweiten-Vergrößerung am Netzengpass Krefelder Straße über eine Länge von 870 m ermöglicht eine VL-Temperatur von 107 °C.

¹⁸ Variante 3: Umbau auf Dreileitersystem – 870 m Bestandstrasse (VL+RL) in DN 450 wird zu neuem Rücklauf und eine neue 870 m lange DN 700-Leitung dient als neuer Vorlauf.

4 Kostenrahmen und Wirtschaftlichkeitsanalyse

Aufgrund vertraulicher unternehmensinterner Inhalte wurde dieses Kapitel von der Veröffentlichung ausgenommen.

5 Pfad zur Treibhausgasneutralität

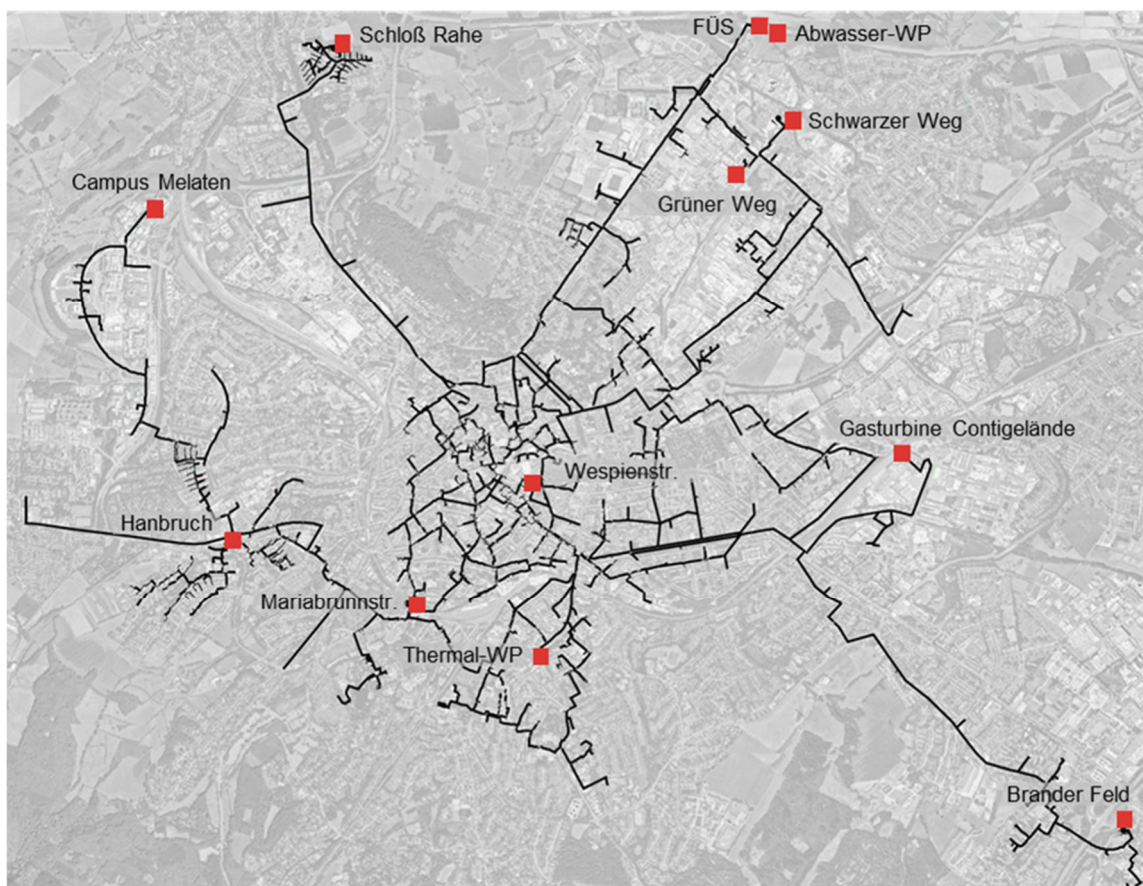
5.1 Maßnahmenbeschreibung und Zeitplan zur Umsetzung

In dem vorangegangenen Kapitel 3 wurden die Bestandteile für eine klimaneutrale Transformation des Fernwärmenetzes der STAWAG detailliert beschrieben.

In diesem Kapitel werden erforderliche Maßnahmen zur Transformation beschrieben und dabei in 3 Ebenen dargelegt.

- Maßnahmenpaket für alle Jahre
- Maßnahmenpaket für Investitionen in den nächsten 4 Jahren
- Maßnahmenpaket für die nächsten 4 Jahre, die nach BEW gefördert werden

Die in Abbildung 72 gezeigte Karte stellt das Fernwärmenetz der STAWAG im Jahr 2045 gemäß dem in Abschnitt 3.3 vorgestellten Soll-Netzkonzept dar. Vom Netzausbau sind lediglich die für die hydraulische Netzsimulation relevanten geplanten Hauptleitungen, z. B. maschenschließenden Leitungen $\geq$ DN 100 und die Netzerweiterungen im Zusammenhang mit geplanten neuen Erzeugern aufgeführt.



Vom Netzausbau sind die hydraulisch relevanten Leitungen dargestellt: maschenschließende Leitungen $\geq$ DN 100 etc.

Abbildung 72: Erzeugungsstandorte Soll-Konzept

Folgende Maßnahmen sind in den nächsten Jahren an den jeweiligen einzelnen Erzeugungsstandorten notwendig.

FÜS - Abwärmeauskopplung MVA Weisweiler

Die Abwärme aus der MVA Weisweiler wird über die FÜS (Fernwärmeübergabestation) in das Netz eingespeist. Hier fallen für STAWAG keine direkten Investitionen an, da die Wärmelieferung vertraglich über Grund- und Arbeitspreise geregelt wird. Zurzeit finden bei der MVA Weisweiler die Planungsarbeiten zur Errichtung einer neuer Dampfturbinenanlage mit Wärmeauskopplung statt, eine Inbetriebnahme ist für 2029 vorgesehen.

BHKW Hanbruch inkl. Wärmespeicher und HWE

Für das BHKW Hanbruch beteiligte STAWAG sich an einer KWK-Auktion und bekam den Zuschlag. Das Projekt befindet sich mittlerweile in der Ausschreibungsphase und wird nach einer geschätzten Bauzeit von 2 Jahren im Jahr 2029 in Betrieb gehen.

Thermal-Wärmepumpe Burtscheid

Für eine Thermal-Wärmepumpe in Burtscheid wurde eine Machbarkeitsstudie erstellt. Die weitere Planung wird als Ergänzungsantrag zu Modul 1 (Planungsphase HOAI 2-4) in 2025 beantragt. Für diese Anlage ist eine Inbetriebnahme ebenfalls im Jahr 2029 vorgesehen.

Gasturbine Conti-Gelände

Für die Gasturbinenanlage auf dem ehemaligen Conti-Gelände wurde ebenfalls eine Machbarkeitsstudie erstellt, für diese Anlage soll die Förderung in Form der KWK-Auktion im Sommer 2025 angestrebt werden. Nach Zuschlagserteilung ist nach Planung, Beschaffung und Bau eine Inbetriebnahme im Jahr 2029 vorgesehen.

Wärmespeicher für Gasturbinen-KWK

Am Standort der Gasturbinenanlage ist auch ein Wärmespeicher vorgesehen, der eine teilweise Entkopplung des Gasturbineneinsatzes vom Wärmebedarf ermöglichen wird. Dieser wird im Jahr 2025 geplant und soll mit der Inbetriebnahme der Gasturbinenanlage im Jahr 2029 fertig gestellt sein.

Zusatz-HWE 1 - Brander Feld

Im Zuge der steigenden Fernwärmenetzlast wird es für die Ausfallsicherheit erforderlich sein, einen Heißwasserkessel mit 10 MW_{th} Wärmeleistung am Standort Brander Feld nachzurüsten. Die Inbetriebnahme ist im Jahr 2033 vorgesehen, so dass ab 2030 die dafür erforderlichen Planungen beginnen werden.

Abwasser-Wärmepumpe Soers

Die Abwasser-Wärmepumpe am Standort der FÜS soll im Jahr 2035 in Betrieb gehen, deshalb ist es vorgesehen, dass die Planungen hierfür im Jahr 2030 beginnen. Denn für die Anbindung der Abwasser-Wärmepumpe am Standort FÜS zur Kläranlage ist eine Abwassertrasse notwendig, deren Bau unter Umständen ein aufwendiges Genehmigungsverfahren erfordern wird.

Zusatz-HWE 2 und Zusatz-HWE 3

Mit weiter steigendem Fernwärmebedarf wird es für die Besicherung der Spitzenlast erforderlich sein, dass ab 2038 und 2044 zwei weitere Heißwassererzeuger zur Verfügung stehen werden, die Standorte hierfür sind aber heute noch nicht festgelegt.

Da es sich aber nur um eine Besicherung bei Ausfall der Wärmeversorgung der FÜS handelt, könnten diese Erzeuger auch am dortigen Standort errichtet werden. Die Entscheidung erfolgt aber zu einem späteren Zeitpunkt. STAWAG verfolgt parallel ein Geothermie-Projekt zur Nutzung von Erdwärme für die Fernwärmeerzeugung. So könnte es sich auch ergeben, dass die Zusatz-HWE nicht erforderlich werden, da der Bedarf auch

bei Ausfall der FÜS mittels Geothermie ausreichend gedeckt wird. Daher sind auch Erweiterungen an anderen Standorten möglich. Hierzu werden voraussichtlich aber erst ab 2030 belastbare Planungen vorliegen.

Bestandsanlagen Erzeugung

Für die bestehenden Blockheizkraftwerke und Heizwerke sind zwischen 2030 und 2040 Ersatzinvestitionen aufgrund des jeweiligen Alters der Anlagen erforderlich.

In diesem Zeitraum wird dann voraussichtlich auch eine Wasserstoffinfrastruktur geschaffen worden sein, so dass diese Anlagen dann auch auf Wasserstoff umgerüstet und betrieben werden können.

Fernwärmenetzausbau

Für den weiteren Netzausbau, zum Beispiel Verbindungstrassen zu bestehenden Nahwärmenetzen zu einem Fernwärmenetzverbund, sowie dem Verteilnetzausbau, den Verdichtungsmaßnahmen, der Errichtung von Hausanschlüssen und Hausübergabestation werden in den Jahren 2025 bis 2045 kontinuierlich Planungen und Realisierungen erfolgen.

Da das KWK-Gesetz bisher nur eine Investitionsförderung bis 2026 vorsieht, wird es voraussichtlich danach erforderlich sein, den überwiegenden Teil dieser Maßnahmen über die BEW-Förderung laufen zu lassen.

Fernwärmenetz Bestand / Effizienzverbesserung

Für die Erhaltung und Effizienzverbesserung des Bestandsnetzes, sowohl für Leitungen als auch für Hausanschlüsse, Übergabestation, Ersatz von Schächten etc. wird direkt eine Förderung nach BEW angestrebt.

In der nachfolgenden Tabelle 44 und Tabelle 45 sind die Maßnahmen für die Erzeugungsanlagen und das Fernwärmenetz mit den jeweiligen Investitionen dargestellt.

Tabelle 44: Maßnahmenpaket - Erzeugungsanlagen

Erzeugungsanlagen					
Bezeichnung	MW_{th}	IBN	Investition Mio. €₂₀₂₄	BEW-Förderung	Erläuterung
Abwärmeauskopplung MVA Weisweiler	68,0	2029	-	nein	Grundlastbaustein, Vertragsverhandlungen mit RWE, MVA befinden sich derzeit in der Abschlussphase, keine direkte Investition
BHKW Hanbruch inkl. WSP und HWE	12,6	2029	10,5	nein	Nach erfolgreicher Teilnahme an der KWK-Ausschreibung findet die Vergabe an einen Generalunternehmer statt.
Therma-Wärmepumpe Burtscheid	3,4	2029	10,7	ja	BEW M1 Antrag zur Fortführung der Planungserkenntnisse bis HOAI-Phase 2-4
Gasturbine (GT Conti)	35,0	2029	44,0	nein	Teilnahme an der KWK-Ausschreibung zur Sicherstellung eines effizienten KWK-Betriebs für den Transformationszeitraum im Juni 2025 geplant.
Wärmespeicher für Gasturbinen-KWK		2029	4,5	nein	wird weiterverfolgt – allerdings zunächst über KWKG gefördert.
Zusatz-HWE 1 Brander Feld	10,0	2033	4,2	nein	Planung ab 2030
Abwasser-Wärmepumpe	24,0	2035	68,6	ja	BEW M1 Antrag zur Fortführung der Planungserkenntnisse bis HOAI-Phase 2-4
Klärwasserleitung für Abwasser-Wärmepumpe	0,0	2035	2,0	nein	s. o.
Zusatz-HWE 2	10,0	2038	4,2	nein	Planung ab 2034
Zusatz-HWE 3	30,0	2044	12,6	nein	Planung ab 2040

BHKW Schwarzer Weg	23,5	Bestand	23,5	nein	Ersatzinvestition im Jahr 2030 und 2040 /H ₂ -Umrüstung
Wärmespeicher Schwarzer Weg		Bestand		nein	
BHKW Campus Melaten	9,8	Bestand	9,8	nein	Ersatzinvestition im Jahr 2030 und 2040 /H ₂ -Umrüstung
HWE Grüner Weg	18,0	Bestand	4,5	nein	Ersatzinvestition in 2030 und 2040 /H ₂ -Umrüstung
HWE Wespienstraße	40,0	Bestand	10,0	nein	Ersatzinvestition in 2030 und 2040 /H ₂ -Umrüstung
HWE Mariabrunnstraße	39,0	Bestand	9,8	nein	Ersatzinvestition in 2030 und 2040 /H ₂ -Umrüstung
BHKW/HWE Hanbruch	12,6	Bestand	1,9	nein	2040 /H ₂ -Umrüstung
HWE Brander Feld	8,0	Bestand	2,0	nein	Ersatzinvestition in 2030 und 2040 /H ₂ -Umrüstung
HWE Schloss Rahe	5,0	Bestand	1,3	nein	Ersatzinvestition in 2030 und 2040 /H ₂ -Umrüstung
Summe Erzeugung	365		224		

Tabelle 45: Maßnahmenpaket - Fernwärmenetz

Fernwärmenetz					
Bezeichnung	von	bis	Investition Mio. €₂₀₂₄	BEW- Förde- rung	Erläuterung
Netzausbau (Verteilungen)	2025	2045	211	ja	wird weiterverfolgt – allerdings zunächst über KWKG gefördert.
FW- Anbindung Brander Feld - Verteilung, Plankosten, Wärmetauscher	2025	2045	22	ja	wird weiterverfolgt – allerdings zunächst über KWKG gefördert.
FW- Anbindung Schloss Rahe - Verteilung, Plankosten, Wärmetauscher	2025	2045	15	ja	wird weiterverfolgt – allerdings zunächst über KWKG gefördert.
Netzausbau - Hausanschlüsse und Hausübergabestationen	2025	2045	141	ja	wird weiterverfolgt – allerdings zunächst über KWKG gefördert. (ohne Hausstationen)
Bestandsnetz - Hausanschlüsse und Hausübergabestationen	2025	2045	43	ja	BEW M1 Antrag zur Fortführung der Planungs- erkenntnisse bis HOAI-Phase 2-4 (?)
Reinvestitionen Bestandsnetz - Verteilung, Schächte, Erdarmaturen, HÜS und Zähler	2025	2045	49	ja	BEW M1 Antrag zur Fortführung der Planungs- erkenntnisse bis HOAI-Phase 2-4 (?)
Summe Netz			481,6		

In der nachfolgenden Tabelle 52 sind die zeitlichen einzelnen Umsetzungsphasen für die jeweiligen Maßnahmen dargestellt. Dabei wurde unterschieden, ob es sich um eine Maßnahme handelt, die eine Förderung über das KWKG-Gesetz oder eine über die BEW-Förderung erhalten soll.

Tabelle 46: Maßnahmenpaket – zeitliche Umsetzung

Erzeugungsanlagen		Anlagenscharfe technische Beschreibung der geplanten Maßnahmen in der zeitlichen Umsetzung (Zeitplan zur Umsetzung)																						
Bezeichnung	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045			
Abwärmeauskopplung MVA Weisweiler																								
BHKW Hanbruch inkl. Wärmespeicher und HWE																								
Thermal-Wärmepumpe Burt-scheid																								
Gasturbine (GT Conti)																								
Wärmespeicher für GT																								
Zusatz-HWE 1 - Brander Feld																								
Abwasser-Wärmepumpe																								
Klärwasserleitung für Abwasser-Wärmepumpe																								
Zusatz-HWE 2																								
Zusatz-HWE 3																								
BHKW Schwarzer Weg																								
Wärmespeicher Schwarzer Weg																								
BHKW Campus Melaten																								
HWE Grüner Weg																								
HWE Wespienstraße																								
HWE Mariabrunnstraße																								
HWE Hanbruch																								
HWE Brander Feld																								
HWE Schloss Rahe																								
Fernwärmenetzinvestitionen																								
Bezeichnung	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045			
Netzausbau (Verteilungen)																								
FW- Anbindung Brander Feld - Verteilung, Plankosten, Wärmetauscher																								
FW- Anbindung Schloss Rahe - Verteilung, Plankosten, Wärmetauscher																								
Netzausbau - Hausanschlüsse und Hausübergabestationen																								
Bestandsnetz - Hausanschlüsse und Hausübergabestationen																								
Reinvestitionen Bestandsnetz - Verteilungen, Schächte, Erdarmaturen, HÜS und Zähler																								
Legende																								
nach KWKG-Gesetz													nach BEW											
Planung													Planung BEW											
Beschaffung													Beschaffung BEW											
Bau													Bau BEW											
Inbetriebnahme.													Inbetriebnahme.BEW											
													ohne Förderung											

5.2 Maßnahmenbeschreibung für die nächsten 5 Jahre

In den nachfolgenden Tabelle 47 und Tabelle 48 sind erforderlichen Maßnahmen für die nächsten 4 Jahre dargestellt.

Dabei wurde unterschieden, ob es sich um eine Maßnahme handelt, die eine Förderung über das KWK-Gesetz oder eine über die BEW-Förderung erhalten soll.

Tabelle 47: kurzfristige Maßnahmen - Erzeugungsanlagen

Erzeugungsanlagen					
Bezeichnung	MW_{th}	IBN	Investition Mio. €₂₀₂₄	BEW- Förderung	Erläuterung
BHKW Hanbruch inkl. Wärmespeicher und HWE	12,6	2029	10,5	nein	Nach erfolgreicher Teilnahme an der KWK-Ausschreibung findet die Vergabe an einen Generalunternehmer statt.
Wärmespeicher für Gasturbinen-KWK	0,0	2029	4,5	nein	wird weiterverfolgt – allerdings zunächst über KWKG gefördert.
Thermalwärmepumpe Burtscheid	3,4	2029	10,7	ja	BEW M1 Antrag zur Fortführung der Planungserkenntnisse bis HOAI-Phase 2-4
Gasturbine (Conti-GT)	35,0	2029	44,0	nein	Teilnahme an der KWK-Ausschreibung zur Sicherstellung eines effizienten KWK-Betriebs für den Transformationszeitraum im Juni 2025 geplant.
Abwärmeauskopplung MVA Weisweiler	85,0	2029	0,0	nein	Grundlastbaustein, Vertragsverhandlungen mit RWE, MVA befinden sich derzeit in der Abschlussphase, keine direkte Investition
Summe Erzeugung	136,0		69,7		

Tabelle 48: kurzfristige Maßnahmen – Fernwärmenetz

Netzinvestitionen					
Bezeichnung	von	bis	Investition Mio. €₂₀₂₄	BEW- Förderung	Erläuterung
Netzausbau (Verteilungen)	2025	2029	51,6	ja	wird weiterverfolgt – allerdings zunächst über KWKG gefördert.
FW- Anbindung Brander Feld - Verteilung, Plankosten, Wärmetauscher	2025	2029	22,1	ja	wird weiterverfolgt – allerdings zunächst über KWKG gefördert.
FW- Anbindung Schloss Rahe - Verteilung, Plankosten, Wärmetauscher	2025	2029	15,2	ja	wird weiterverfolgt – allerdings zunächst über KWKG gefördert.
Netzausbau - Hausanschlüsse und Hausübergabestationen	2025	2029	22,6	ja	wird weiterverfolgt – allerdings zunächst über KWKG gefördert. (außer Hausstationen)
Bestandsnetz - Hausanschlüsse und Hausübergabestationen	2025	2029	10,3	ja	BEW M1 Antrag zur Fortführung der Planungserkenntnisse bis HOAI-Phase 2-4
Reinvestitionen Bestandsnetz - Verteilung, Schächte, Erdarmaturen, HÜS und Zähler	2025	2029	15,5	ja	BEW M1 Antrag zur Fortführung der Planungserkenntnisse bis HOAI-Phase 2-4
Summe Netz			137,3		
Gesamtinvestitionen			207,0		

5.3 Maßnahmenpaket 1 nach BEW

In diesem Kapitel werden die nach BEW förderfähigen Maßnahmen beschrieben, die im Folgeantrag zu Modul 1 (Planungsleistungen nach HOAI 2-4) beantragt werden sollen.

Diese Maßnahmen gliedern sich in 2 Bereiche:

- Erzeugung: Thermal-Wasserpumpe Burtscheid
- Fernwärmenetz: Investition in Hausanschlussleitungen und Hausübergabestationen im Bestandsnetz für den weiteren Anschluss von Fernwärmeabnehmern sowie Reinvestitionen für Teilbereiche im Bestandsnetz, Maßnahmen zur Effizienzsteigerung, Digitalisierung und Betriebstüchtigkeit des Fernwärmenetzes

Erzeugung: Thermalwärmepumpe Burtscheid

Ausgehend vom Zeitplan erfolgt nach Anschluss der ersten Stufe des vorliegenden Transformationsplans ein zweiter Modul 1 Antrag für die Planung der Thermal-Wasserpumpe im zweiten Quartal des Jahres 2025.

Bei erfolgreicher Bewilligung können die Planungsleistungen (HOAI LP 2-4) ab Sommer 2025 beginnen, diese werden voraussichtlich Mitte 2026 abgeschlossen sein.

Ein Modul 2 - Antrag für die Wärmepumpe kann demnach frühestens im Q3-2026 gestellt werden. Als Ausführungszeitraum ergibt sich daraus die Jahre 2026-2029.

Technische Beschreibung

In Burtscheid, einem Stadtviertel von Aachen, fallen aus einer Quelle große Mengen Thermalwasser mit einer Temperatur von ca. 73 °Celsius an. Die STAWAG betreibt dort ein lokales Nahwärmenetz, das nun an das Fernwärmenetz angeschlossen werden soll.

Während der Heizperiode wird dabei die Thermalquelle in Wärmetauschern von 73 °C Quelltemperatur auf ca. 57 °C abgekühlt.

Das thermische Energieangebot ist insbesondere außerhalb der Heizperiode jedoch wesentlich höher als der Bedarf, so dass nicht genutztes Thermalwasser durch Beimischung von Frischwasser gekühlt werden muss, bevor es in die Kanalisation entsorgt werden darf. Es ist geplant, das Thermalwasser als Wärmequelle für eine Wärmepumpe mit einer Heizleistung von ca. 3,4 MW_{th} zu nutzen.

Durch die ganzjährige Nutzung wird dann gewährleistet, dass die Einleittemperatur der Stadt Aachen gemäß der Entwässerungssatzung von 35 °C beträgt.

Die Wärmepumpe speist somit ganzjährig Wärme in das Fernwärmenetz der STAWAG ein, im Winterfall mit 115 °C und im Sommerfall mit 95 °C. Die Minimallast liegt bei rd. 5 MW_{th} im Innenstadtnetz, so dass die Wärmepumpe dauerhaft in Betrieb sein kann. Ist die Wärmepumpe aufgrund von Wartung oder Störung nicht in Betrieb, wird das Thermalwasser vor der Einleitung in das Wassernetz weiterhin über eine anschließende Bachwasserkühlung gekühlt.

Die Wärmepumpe wird den Wärmetauschern des Nahwärmenetzes nachgeschaltet. Die Wärmepumpe kühlt das Thermalwasser ganzjährig um die konstante Temperaturdifferenz von 38 K ab. Die Betriebsfälle für Sommer und Winter sind im Folgenden dargestellt.

Tabelle 49: Betriebsfälle der Thermalwasserwärmepumpe

Pos.	Betriebsfall	Sommerfall	Winterfall	Einheit	Medium
1	Heizleistung WP	3.410	3.410	kW	
2	Eintritt FW	65	65	°C	Wasser
3	Austritt FW	95	115	°C	Wasser
4	Quelleistung WP	2.711	2.435	kW	
5	Eintritt Quelle	68	52	°C	Wasser
6	Austritt Quelle	30	14	°C	Wasser

Quelle: STAWAG Konzeptstudie WP Landesbadquelle

Die Wärmepumpe wird als Dauerläufer mit einer Verfügbarkeit von 90 % geplant.

Bei Abkühlung der Quelle von 68 °C auf 30 °C im Sommer und 52 °C auf 14 °C im Winter kann ein gleichbleibendes Wärmepotenzial von 3,4 MW_{th} bzw. 27 GWh/a erschlossen werden, ohne die bestehende Nahwärmeversorgung zu beeinträchtigen. Die Jahresarbeitszahl einer in diesem Temperaturfenster arbeitenden Wärmepumpe liegt bei rd. 3,9 und damit deutlich über den Arbeitszahlen anderer Umweltwärmequellen.

Die Wärmepumpe entnimmt die thermische Energie indirekt per Zwischenkreis aus dem Thermalwasser. Aufgrund des hohen Chloridgehalts des Thermalwassers sind hier zwei Titan-Wärmetauscher zwischengeschaltet. Die Titan-Wärmetauscher sollen eine Grädigkeit von 4 K aufweisen. Zwecks Redundanz bei der Reinigung sind zwei von der Leistung identische Titanwärmetauscher parallelgeschaltet.

Als Standort für die Wärmepumpe mitsamt aller sicherheitsrelevanten Anlagen und dem Zwischenkreis soll ein unbebautes Grundstück an der Benediktinerstraße zum Einsatz kommen. Der vorgesehene Standort mit Lageplan und Netzanbindung ist in der folgenden Abbildung gemäß der Vorplanung dargestellt. Die Erschließung erfolgt über Sebastianstraße mit einer DN 125 KMR-Leitung.

Das Grundstück befindet sich im Eigentum des Vorstandsvorsitzenden der benachbarten Schwertbad GmbH, die auch die gehobene Erlaubnis der Landesbadquelle innehat. Zur Nutzung des Areals mit einer Wärmepumpen-Zentrale, aber auch zur späteren Überbauung und Integration in Wohngebäude sind Abstimmungen zwischen der Schwertbad GmbH und STAWAG erfolgt und deren beauftragte Architekten mit der Prüfung der prinzipiellen Machbarkeit beauftragt.

Auf dieser Basis sind jetzt die Planungsschritte 2-4 (Vorplanung mit Varianten, Entwurfsplanung und Genehmigungsplanung) durchzuführen.

Fernwärmebestandsnetz - Effizienzsteigerung, Hausanschlüsse, Hausübergabestationen und Reinvestitionen

In der nachfolgenden Übersicht werden die einzelnen Maßnahmen aufgeführt, die für die Effizienzsteigerung, Digitalisierung und Betriebstüchtigkeit des Fernwärmenetzes in den nächsten 5 Jahren erforderlich sind.

Hierbei wurden die Maßnahmen für 2025 in Modul 3 als Einzelmaßnahmen beantragt und die Maßnahmen ab 2026 bis 2029 werden in einem Folgeantrag zu Modul 1 (Planungsleistungen nach HOAI 2-4) beantragt.

Tabelle 50: Investitionsbedarf Fernwärmebetrieb

in Mio. € mit Preisstand 2024	Modul 3	Folgeanträge Modul 1 (HOAI2-4) und Modul 2				
Fernwärmeeffizienzsteigerung	2025	2026	2027	2028	2029	Summe
Erneuerung & Erweiterung Zähler / Messung	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	1,60
Ersatz Hausübergabestationen inkl. LoRaWAN-Hardware	0,07	0,05	0,01	0,01	0,01	0,14
Kosten Erneuerung HÜS ohne LoRaWAN	0,29	0,32	0,32	0,33	0,34	1,60
Adele-Weidtmann-Straße, Schloss Rahe; Schacht	-	-	0,59	-	-	0,59
Blondelstraße - Konzept Schacht 39	0,21	-	-	-	-	0,21
Couvenstraße Fernwärmeleitungslegung STAWAG: 402356	0,30	0,20	-	-	-	0,51
Eupenerstraße 70 FH - Netzneubau DN 200	0,75	-	-	-	-	0,75
Habsburgerallee - Fernwärmenetzenerneuerung AN STAWAG: 402630	0,96	-	-	-	-	0,96
Mariabrunnstraße - Erneuerung Fernwärmeleitung - Austausch Haubenkanal aufgrund Schadensanfälligkeit	-	-	0,92	-	-	0,92
Pontstraße DN 80 zum Ersatz der bestehenden Leitung DN 100 Schacht 16 - (Markt bis Augustiner Bach)	0,05	-	-	-	-	0,05
Reumontstraße Kanalerneuerung / Fernwärmeerneuerung Reumontstraße inkl. Bahnquerung, Fernwärmenetzneubau AN STAWAG: 404915	0,69	1,43	0,14	-	-	2,26
Schlossweiherstraße - Konzept Schacht 134 und 137 AN STAWAG: 402621	0,46	0,31	-	-	-	0,77
Amyastraße - Erneuerung Armaturenpaar E1073	-	0,06	-	-	-	0,06
Wirichsbongradstraße 26 Rückbau Schacht 49 AN STAWAG: 404102	0,02	0,08	-	-	-	0,10
Ungeplante Netzenerneuerungen (zum Ausgleich der Zahlenreihe)	-	-	1,00	1,00	1,00	3,00
Leckageüberwachungssystem- - Automatisierung	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,50
Platzhalter Netzschnitten	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	1,50
Summe	4,52	3,17	3,70	2,06	2,07	15,52
Fernwärmenetz- und Anschlussinvestitionen						
Netzausbau - Hausanschlüsse und Hausübergabestationen	4,36	4,52	4,50	4,58	4,66	22,62
Bestandsnetz - Hausanschlüsse und Hausübergabestationen	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	10,31
Summe	6,42	6,58	6,57	6,64	6,72	32,93
Gesamtsumme	10,94	9,76	10,27	8,70	8,79	48,46

Der gesamte Investitionsbedarf im Bereich Fernwärmenetzbetrieb für die Effizienzsteigerung des Bestandsnetzes sowie Erschließung (neue Hausanschlüsse und Hausübergabestationen) beträgt voraussichtlich 48,5 Mio. Euro.

5.4 Energie- und Treibhausgasbilanz

Auf Basis der Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzoptimierung für das entwickelte Soll-Konzept der Wärmezeugung wurde eine Energie- und Treibhausgasbilanz gemäß den geltenden Regeln der Technik erstellt.

Analog zur Ist-Analyse wurden die CO₂-Emissionen auf Basis der AGFW-Richtlinie FW 309-6 nach der Carnotmethode und zusätzlich nach der Referenzwertmethode, auch Finnische Methode genannt, berechnet.

Die Ermittlung des Primärenergiefaktors (fp) erfolgte im Gegensatz zur Ist-Analyse auf Basis der Carnotmethode. Die Stromgutschriftmethode erscheint aufgrund der im Gesetz fest fixierten Primärenergie- und Emissionsfaktoren für Strombezug und Netzstromverdrängung nicht für eine Emissionsbilanzierung in langfristigen Betrachtungen bis zum Jahr 2045 geeignet zu sein. Es steht zu erwarten, dass diese Methodik zukünftig durch andere Verfahren ersetzt wird oder zumindest die vorgegebenen Emissionsfaktoren durch den Gesetzgeber kontinuierlich angepasst werden. Aus dem gleichen Grund wurde auch auf eine Ausweisung der THG-Emissionen gemäß der Stromgutschriftmethode für die Zukunft verzichtet.

Zusätzlich zu den bereits in Abschnitt 1.5 dargestellten Prämissen für die Emissionsfaktoren der Energieträger im Status quo müssen für die Zukunft Annahmen zu deren Veränderung bzw. für hinzukommende Energieträger getroffen werden. So wird im Soll-Konzept davon ausgegangen, dass zukünftig auch Wasserstoff oder, wo nötig, synthetisch erzeugte EE-Öle zum Einsatz kommen, deren Erzeugung vollständig aus erneuerbarem Strom erfolgt. Der CO₂-Emissionsfaktor wird für diese Brennstoffe daher mit 0 g_{CO2}/kWh_{Hi} angesetzt. In gleicher Weise wird auch der Primärenergiebedarf der grünen Gase bzw. des Wasserstoffs mit null bewertet.

Für die zukünftig aus dem Strombezug resultierenden Emissionen werden Annahmen, basierend auf den Ergebnissen des in Anhang 7 vorgestellten und hier verwendeten Energiemarktszenarios „KN45 - Moleküle“, getroffen. Diese sind für die Stützjahre des Transformationsplans in Tabelle 51: dargestellt. Ebenfalls in dieser Tabelle finden sich die daraus abgeleiteten Werte für den Primärenergiebedarf des Strombezugs. Ausgehend vom im GEG festgelegten Wert von 1,8 wird dieser im Verhältnis des Rückgangs der CO₂-Intensität des deutschen Strommixes gemäß „KN45-Moleküle“ sukzessive abgesenkt und erreicht im Jahr 2045 den Wert null. Auf eine parallele Anpassung und Gewichtung des im GEG vorgesehenen Primärenergiefaktors für den Strombezug von Wärmepumpen wurde hierbei verzichtet.

Die Pauschalwerte für die CO₂-Emissionen und den Primärenergiebedarf der Wärme aus thermischer Abfallhandlung werden bis 2044 weiterhin als gesetzt angenommen. Für den Zeitraum ab 2045 wird hingegen unterstellt, dass durch die politisch angestrebte Treibhausgasneutralität des deutschen Energiesystems zu diesem Zeitpunkt auch der Primärenergiebedarf bzw. die CO₂-Intensität der Wärmelieferung aus Müllverbrennungsanlagen den Wert von null erreicht hat. Darüber hinaus wurde im Soll-Konzept unterstellt, dass die Müllverbrennungsanlage Weisweiler spätestens ab 2045 die CO₂-Emissionen des nicht-biogenen Anteils durch den Einsatz einer CCS-Anlage abscheidet. Hierfür wurde eine entsprechende Leistungseinbuße im Erzeugungskonzept berücksichtigt.

Da die Wärmelieferung aus Braunkohle im Jahr 2030 durch den Bezug von Abfallwärme ersetzt sein wird, sind die Werte für Braunkohle in der nachfolgenden Tabelle nicht mehr aufgeführt.

Tabelle 51: Prognose Primärenergie- und Emissionsfaktoren

Energieträger	Ø2020-2022	2030	2035	2040	2045
Primärenergiefaktor ($f_{p, \text{nen}}$)					
Erdgas	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Heizöl EL	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Umweltwärme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wärmelieferung aus Braunkohle-KWK	0,7	-	-	-	-
Abwärme (prozessbedingt)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abwärme (thermische Abfallbehandlung)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Strombezug	1,8	0,4	0,2	0,1	0,0
Grüne Gase bzw. Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CO₂-Emissionsfaktor (f_{CO_2}) [g_{CO2}/kWh]					
Erdgas	202	202	202	202	202
Heizöl EL	267	267	267	267	267
Umweltwärme	0	0	0	0	0
Wärmelieferung aus Braunkohle-KWK	200	-	-	-	-
Abwärme (prozessbedingt)	0	0	0	0	0
Abwärme (thermische Abfallbehandlung)	17	17	17	17	0
Strombezug	410	82	40	20	0
Grüne Gase bzw. Wasserstoff	0	0	0	0	0

Quelle: Gebäudeenergiegesetz und verwendetes Energiemarktszenario

Ausgehend von den historischen Werten und den Planungen der Sollkonzepte Netz und Erzeugung wurden für die Treibhausgasbilanzierung die in Tabelle 52 angesetzten Werte für die Entwicklung der Netzverluste angesetzt. Der anfängliche Rückgang der Netzverluste ist auf die geplante Absenkung der Vorlauftemperaturen und die Erhöhung der Anschlussquote im bestehenden Netzgebiet (Verdichtung) zurückzuführen. Der angestrebte starke Ausbau des Netzgebietes in Verbindung mit einem sanierungsbedingten spezifischen Wärmebedarfsrückgang führt gegen Ende des Betrachtungszeitraumes zu einer abnehmenden Wärmeliniedichte und damit einhergehend zu ansteigenden Netzverlusten.

Tabelle 52: Prognose Netzverluste

	Ø2020-2022	2030	2035	2040	2045
Netzverluste (bezogen auf Erzeugung)	14,6 %	14,0 %	13,7 %	13,9 %	14,7 %

Quelle: Eigene Berechnungen

Für den Pumpstrombedarf und den Eigenbedarf der Erzeugungsanlagen wurde im Rahmen der Treibhausgasbilanzierung mit einem pauschalen Ansatz von 1,5 % der Wärmemenge gerechnet, der aus den historischen Daten der STAWAG abgeleitet wurde.

Für die Aufteilung der Brennstoffemissionen der KWK-Anlagen wird für die Carnotmethode der sogenannte Carnotfaktor benötigt. Dieser errechnet sich aus den stündlichen mengengewichteten Vorlauf-, Rücklauf- und Außentemperaturen. Tabelle 53 zeigt die verwendeten Werte auf Basis der in Abschnitt 3.3 dargestellten Planungen für die Entwicklung der Netztemperaturen im Rahmen der Transformation des Fernwärmesystems.

Tabelle 53: Temperaturannahmen für Berechnung der Carnotfaktoren

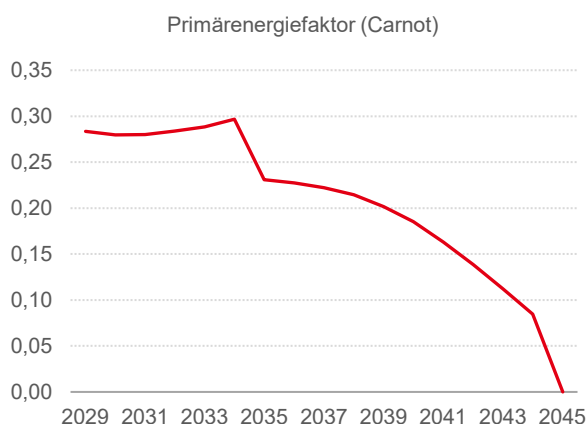
	2021	2030	2035	2040	2045
Mittlere mengengewichtete Vorlauftemperatur	117,5	109,4	109,8	105,4	105,1
Mittlere mengengewichtete Rücklauftemperatur	61,8	59,2	58,2	55,5	53,9
Mittlere mengengewichtete Außentemperatur	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8

Quelle: Eigene Berechnungen

In Abbildung 73 wird die Entwicklung des Primärenergiefaktors gemäß Carnotmethode im Zeitverlauf ab 2029 dargestellt. Gezeigt sind jeweils die berechneten Werte ohne Anwendung der einschlägigen Kappungsregelungen, wie sie aktuell im GEG für die Stromgutschriftmethode normiert sind. In

Tabelle 54 werden auch die jeweiligen Zahlenwerte für die Stützjahre und die Vergleichswerte für den Ist-Zustand ausgewiesen. Zur besseren Vergleichbarkeit wurde – ergänzend zu den Ausführungen in Kapitel 1.5 – der Primärenergiefaktor für den Ist-Zustand auch nach der Carnotmethode ermittelt. Dieser liegt mit 0,87 etwas höher als nach der Stromgutschriftmethode, die einen Primärenergiefaktor von 0,65 liefert.

Gegenüber dem Ist-Zustand hat sich der Primärenergiefaktor insbesondere durch den Umstieg von aus Braunkohle erzeugter KWK-Wärme, zu Wärme aus der thermischen Abfallbehandlungsanlage in Weisweiler bereits im ersten Stützjahr des Transformationsplans deutlich verbessert. Der Ausbau der gasbefeuelten KWK-Leistung und die damit einhergehende Verdrängung von Wärme aus Heizkesseln und der Einsatz der geplanten Thermalwasser-Wärmepumpe leisten ebenfalls einen Beitrag hierzu. Der leichte Anstieg bis 2034 ist auf den steigenden HWE-Anteil, der mit dem Absatzwachstum einhergeht, zurückzuführen. Die Inbetriebnahme der Abwasser-Wärmepumpe ab dem Jahr 2035 führt hingegen zu einer Verbesserung des Primärenergiefaktors. Die Annahme der schrittweisen Substitution des verwendeten Erdgases durch Wasserstoff in den Folgejahren sorgt für eine weitere kontinuierliche Reduzierung des Primärenergieeinsatzes.


Abbildung 73: Primärenergiefaktor gemäß Carnotmethode

Analog zur Entwicklung des Primärenergiebedarfes stellt sich auch der Verlauf der in Abbildung 74 dokumentierten spezifischen CO₂-Emissionen der Fernwärme dar. Auch hier liegen die Emissionen im Jahr 2030 deutlich unter denen des Ist-Zustandes aus

Tabelle 54 und gehen bei Inbetriebnahme der Abwasser-Wärmepumpe nochmals stark zurück, um dann kontinuierlich mit der sukzessiven Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff bis 2045 auf null abzusinken.

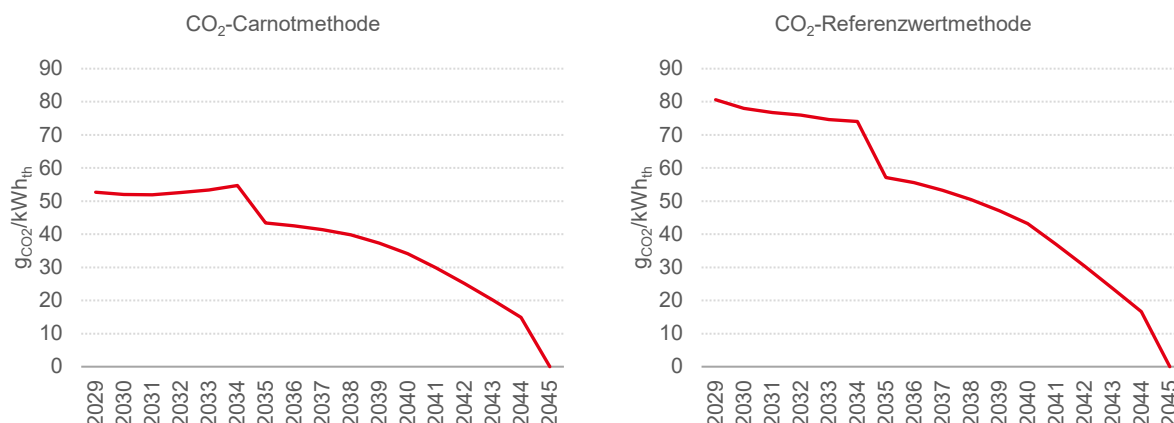


Abbildung 74: CO₂-Emissionen gemäß Carnotmethode und Referenzwertmethode

Methodisch bedingt ist das Niveau der CO₂-Emissionen bei Anwendung der Referenzwertmethode etwas höher als bei Anwendung der Carnotmethode, der grundsätzliche Verlauf der Emissionsentwicklung und die Reaktionen auf Veränderungen im Erzeugungspark sind hingegen sehr ähnlich. Auch diese Zahlen sind in

Tabelle 54 dokumentiert.

Tabelle 54: Primärenergiefaktoren und Emissionsfaktoren gemäß Erzeugungskonzept

	Ø2020-2022	2030	2035	2040	2045
Primärenergiefaktor gemäß Carnotmethode [-]					
$f_{P, \text{nen}}$	0,87	0,28	0,23	0,19	0,00
CO₂-Emissionen gemäß Carnotmethode AGFW FW 309-6 [gCO₂/kWh_{th, Absatz}]					
f_{CO_2}	232	52	43	34	0
CO₂-Emissionen gemäß Referenzwertmethode [gCO₂/kWh_{th, Absatz}]					
f_{CO_2}	406	78	57	43	0

Quelle: Eigene Berechnungen

In Abbildung 75 ist die Wärmemengenverteilung gemäß AGFW FW 309-5 dargestellt. Auf der linken Seite sind die absoluten Energiemengen dargestellt, auf der rechten im Vergleich dazu die relativen Anteile. Dabei ist zu beachten, dass sich die Anteile bei dieser Methodik nicht zu 100 % aufaddieren lassen¹⁹. In diesem Fall wird die in KWK erzeugte Wärme aus der MVA Weisweiler sowohl als KWK-Wärme als auch als unvermeidbare Abwärme ausgewiesen. In gleicher Weise wird die in den BHKWs und in der Gasturbine durch Erdgasverbrennung erzeugte Wärme sowohl unter dem Punkt KWK-Wärme als fossile Wärme bilanziert. Erfolgt hingegen eine Verbrennung von grünem Wasserstoff, wäre dies statt fossiler Wärme erneuerbare Wärme.

¹⁹ Die Energieträgerverteilung gemäß AGFW 309-5 dient als Grundlage für die Bestimmung des Erfüllungsgrades der Mindestanforderungen nach GEG Teil 2, Abschnitt 4

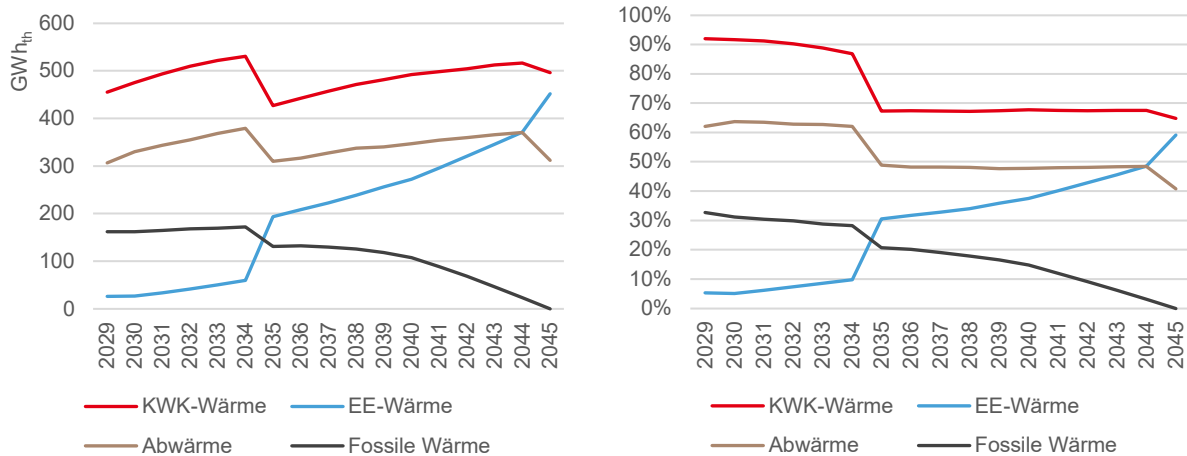


Abbildung 75: Wärmemengenanteile gemäß AGFW FW 309-5

Der Anteil fossiler Wärme nimmt im Rahmen des Erzeugungskonzeptes kontinuierlich ab und liegt ab 2045 bei null, wobei der Anteil an EE-Wärme stetig zunimmt. Diese EE-Wärmemengen beruhen vorrangig auf der in den Wärmepumpen genutzten Umweltwärme, dem zunehmenden Anteil EE-Stroms im Strommix des Netzbezuges und der unterstellten sukzessiven Umstellung auf Wasserstoffnutzung in den gasbetriebenen Anlagen. Unter fossiler Wärme wird hier die Nutzung von Erdgas, Heizöl und Strom aus nicht-erneuerbaren Quellen zur Wärmebereitstellung verstanden. Auch im Zieljahr 2045 werden immer noch 65 % der Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt. Dabei entfallen 41 % auf die Bereitstellung von Wärme aus der MVA-Weisweiler und 24 % auf die Verbrennung von treibhausgasneutralen Gasen. In Tabelle 55 sind die Ergebnisse für die Stützjahre und den IST-Zeitraum tabellarisch aufbereitet.

In Abbildung 76 wird die Energieträgeraufteilung gemäß FFVAV dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Erdgasanteil im Zeitverlauf zurückgeht und insbesondere durch Umweltwärme, Strom und Wasserstoff ersetzt wird. Dominierender Energieträger ist die aus thermischer Abfallbehandlung bereitgestellte unvermeidbare Abwärme. Deren Rückgang ab dem Jahr 2045 ist auf die unterstellte Leistungsreduzierung durch den Einsatz von CCS zurückzuführen. Der Wasserstoffanteil der zur Wärmeerzeugung verbrannten Gase nimmt gemäß der im Erzeugungskonzept dokumentierten Annahmen kontinuierlich zu und hat spätestens 2045 das Erdgas vollständig verdrängt.

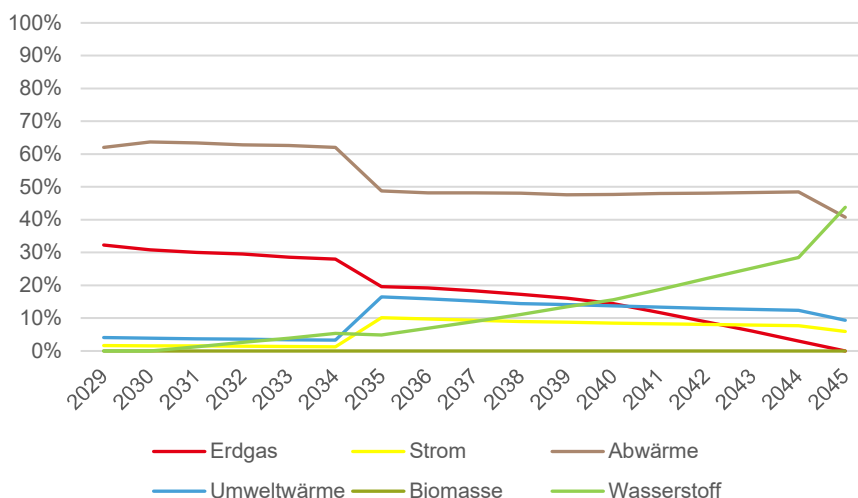


Abbildung 76: Energieträgeraufteilung gemäß FFVAV

Die angestrebte und grafisch dargestellte Entwicklung des Erzeugungsportfolios der STAWAG ist in Tabelle 55 nochmals im Vergleich zu den IST-Werten dokumentiert.

Tabelle 55: Wärmemengen nach Erzeugungsarten und Energieträgern

	Ø2020-2022	2030	2035	2040	2045
Nach Erzeugungsart gemäß AGFW FW 309-5 [%]					
KWK-Wärme	90%	92%	67%	68%	65%
EE-Wärme	0%	5%	31%	37%	59%
Abwärme	0%	64%	49%	48%	41%
Fossile Wärme	100%	31%	21%	15%	0%
Nach Energieträger gemäß FFVAV § 5 Abs (1) Nr. 2a [%]					
Erdgas	14%	31%	20%	14%	0%
Heizöl	3%	0%	0%	0%	0%
Braunkohle	83%	0%	0%	0%	0%
Strom	0%	2%	10%	8%	6%
Unvermeidbare Abwärme	0%	64%	49%	48%	41%
Umweltwärme	0%	4%	17%	14%	9%
Wasserstoff	0%	0%	5%	16%	44%

Quelle: Eigene Berechnungen

5.5 Emissions- und Primärenergieeinsparung durch Fernwärmetransformation bis 2045

Durch die Transformation des Fernwärmenetzes der STAWAG ergibt sich ein großes Potenzial für die Einsparung von CO₂-Emissionen und Primärenergie. Hierbei gilt es zwei Effekte zu unterscheiden. Bei den bereits heute durch Fernwärme versorgten Kunden der STAWAG sinken die spezifischen Emissionen aufgrund der abnehmenden CO₂-Intensität der genutzten Fernwärme. Der zweite Effekt ist die Verdrängung von fossilen Heizungssystemen durch Fernwärme bei der Erweiterung und Verdichtung des Fernwärmenetzes. Darüber hinaus trägt auch die Reduzierung des Wärmebedarfs insgesamt, die überwiegend durch Sanierungsmaßnahmen erreicht wird, zur Reduzierung von CO₂-Emissionen und Primärenergie gegenüber dem Status quo bei. Dieser Effekt bleibt jedoch in den nachfolgenden Analysen unberücksichtigt.

Es wurde angenommen, dass im Wesentlichen Gas- und Ölheizungen durch einen Anschluss an die Fernwärme verdrängt werden. Strom- und biomasseversorgte Wärmeerzeugungsanlagen sowie dezentrale Wärmenetze bleiben hingegen unverändert erhalten. Ausgehend von der in Tabelle 1 gezeigten Verteilung der Heizungsarten machen Gasheizungen im Untersuchungsgebiet rund 67 % und Ölheizungen 7 % des verdrängten Wärmebedarfs aus. Für gasbetriebene Anlagen wurde unterstellt, dass diese im Mittel einen auf den Heizwert bezogenen Wirkungsgrad von 90 % erreichen, für ölbetriebene Anlagen wurden 85 % unterstellt. Die sich daraus ergebenden Emissionsfaktoren sind zusammen mit den bereits vorgestellten Werten für die Fernwärme der STAWAG in Tabelle 56 aufgeführt. Hierbei wurde in gleicher Weise wie bei der Erstellung der THG-Bilanz zwischen der Carnotmethode und der Referenzwertmethode unterschieden. Es zeigt sich, dass die Fernwärme, unabhängig von der gewählten Methodik, bereits im ersten Stützjahr des Transformationsplans wesentlich geringere spezifische Emissionen aufweist als die alternativen fossilen Wärmeerzeugungsanlagen.

Tabelle 56: Emissions- und Primärenergiefaktoren für Berechnung der CO₂-Minderung

	Ø2020-2022	2030	2035	2040	2045
Primärenergiefaktoren gemäß AGFW FW 309-1 [$f_{p, \text{nen}}$] (Carnotmethode)					
Fernwärme	0,87	0,28	0,23	0,19	0,00
Gasheizungen	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Ölheizungen und unbekannt	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
CO₂-Emissionen gemäß AGFW FW 309-6 [$g_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{th, Absatz}}$] (Carnotmethode)					
Fernwärme Stadtwerke STAWAG	232	52	43	34	0
Gasheizungen	224	224	224	224	224
Ölheizungen und unbekannt	313	313	313	313	313
CO₂-Emissionen gemäß Referenzwertmethode [$g_{\text{CO}_2}/\text{kWh}_{\text{th, Absatz}}$] (Finnische Methode)					
Fernwärme Stadtwerke STAWAG	406	78	57	43	0
Gasheizungen	224	224	224	224	224
Ölheizungen und unbekannt	313	313	313	313	313

Quelle: Eigene Berechnungen

In Abschnitt 3.1 wurde aufgezeigt, wie die Entwicklungen des Wärmebedarfs der Bestandskunden eingeschätzt werden. Ausgehend von den dort gezeigten Werten, wurden unter Anwendung der ermittelten Emissionsfaktoren die jährlichen Primärenergie- bzw. CO₂-Einsparungen bestimmt und in der nachfolgenden Tabelle 63 dargestellt. Dabei gibt es zwei gegensätzliche Effekte zu beobachten. Auf der einen Seite sinken die spezifischen Emissionen der Fernwärme im Laufe der Zeit, auf der anderen Seite nimmt der Wärmebedarf der Bestandskunden aufgrund von Sanierungseffekten kontinuierlich ab. In den Stützjahren 2035 und 2040 überkompensiert der Sanierungseffekt die spezifische Emissionsminderung, so dass diese, trotz des erreichten Fortschritts geringer ausfällt als im Jahr 2030.

Tabelle 57: Emissions- und Primärenergieeinsparung durch Transformation im Bestand

	2030	2035	2040	2045
Absatzentwicklung [GWh_{th}]				
Fernwärmenetz STAWAG	273,5	258,4	243,2	228,1
Primärenergieeinsparung Carnotmethode [GWh_{p,nen/a}]				
Primärenergiebedarf ohne Transformation	237,1	224,0	210,8	197,7
Primärenergiebedarf mit Transformation	76,5	59,7	45,1	0,0
Primärenergieeinsparung	-160,6	-164,3	-165,7	-197,7
Emissionseinsparung Carnot [t_{CO2/a}]				
Emissionen ohne Transformation	63.452	59.949	56.422	52.919
Emissionen mit Transformation	14.220	11.219	8.308	0
Emissionseinsparung	-49.232	-48.729	-48.114	-52.919
Emissionseinsparung Referenzwertmethode [t_{CO2/a}]				
Emissionen ohne Transformation	111.041	104.910	98.739	92.609
Emissionen mit Transformation	21.346	14.764	10.503	0
Emissionseinsparung	-89.695	-90.146	-88.236	-92.609

Quelle: Eigene Berechnungen

Das in Abschnitt 3.1.3 ermittelte Erweiterungs- und Verdichtungspotenzial für das Fernwärmenetz der STAWAG führt zu einer Verdrängung der zuvor genutzten fossilen Fernwärmeversorgungsoptionen. Die hierdurch verminderten Primärenergieverbräuche bzw. CO₂-Emissionen sind in der nachfolgenden Tabelle 58 aufgeführt. Aufgrund des angenommenen kontinuierlichen Ausbaus der Fernwärme in Aachen, in Verbindung mit den sinkenden spezifischen Emissionsfaktoren, kommt es zu einem stetigen Anstieg der jährlichen Einsparung an Primärenergie und CO₂-Emissionen.

Tabelle 58: Emissions- und Primärenergieeinsparung durch Verdrängung fossiler Heizungssystemen

	2030	2035	2040	2045
Wachstum und Nachverdichtung [GWh_{th}]				
Erweiterung und Nachverdichtung STAWAG	154,8	271,7	364,9	407,2
Verdrängung Gasheizungen	140,1	246,0	330,4	368,7
Verdrängung Ölheizungen	14,6	25,7	34,5	38,5
Primärenergieeinsparung Carnotmethode [GWh_{p,nen/a}]				
Verdrängung Gasheizungen	-115	-214	-302	-406
Verdrängung Ölheizungen	-12	-22	-32	-42
Primärenergieeinsparung	-127	-236	-334	-448
Emissionseinsparung Carnot [t_{CO2/a}]				
Verdrängung Gasheizungen	-24.104	-44.425	-62.720	-82.584
Verdrängung Ölheizungen	-3.821	-6.927	-9.623	-12.054
Emissionseinsparung	-27.925	-51.353	-72.343	-94.638
Emissionseinsparung Referenzwertmethode [t_{CO2/a}]				
Verdrängung Gasheizungen	-20.453	-41.050	-59.738	-82.584
Verdrängung Ölheizungen	-3.439	-6.575	-9.311	-12.054
Emissionseinsparung	-23.892	-47.625	-69.050	-94.638

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Aufsummierung beider Effekte führt, wie in Abbildung 77 dargestellt, zu einer erheblichen Reduzierung der jährlichen CO₂-Emissionen bzw. des Primärenergieverbrauchs für die Wärmeversorgung im Untersuchungsgebiet.

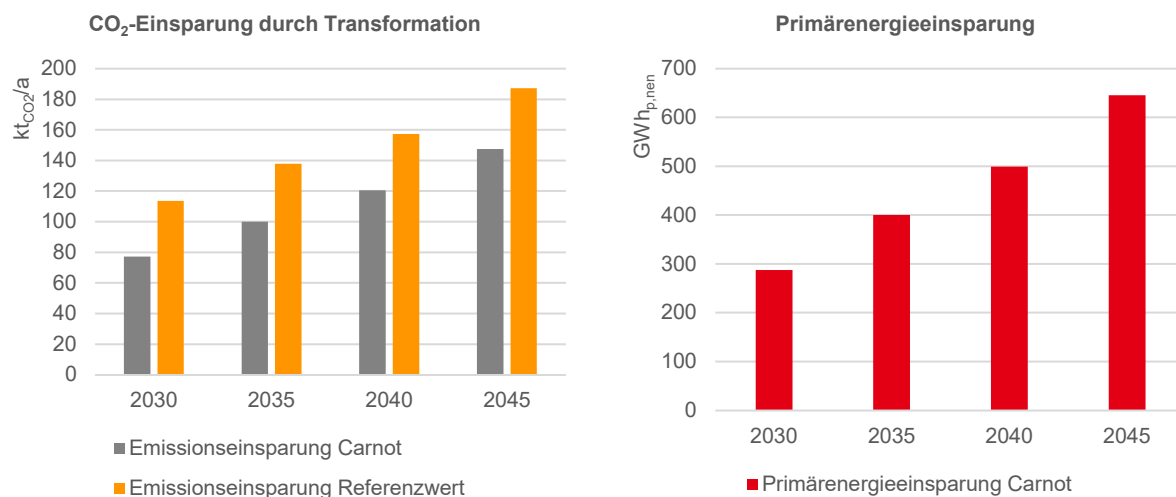


Abbildung 77: Primärenergie- und Emissionseinsparung durch Fernwärmenetztransformation

6 Umfeld- und Kontextmaßnahmen

6.1 Erstellung eines Kommunikationskonzepts für kundenseitige Maßnahmen

Als größter regionaler Versorger ist es uns wichtig, nicht nur unsere Kunden, sondern alle relevanten lokalen Stakeholder in unseren Transformationsprozess miteinzubeziehen. Dafür betrachten wir vor allem drei Stakeholdergruppen:

- (potenzielle) Kunden aus Immobilien- und Wohnungswirtschaft,
- Stadt Aachen und
- lokale Partner und Infrastrukturunternehmen.

Anhand von Veranstaltungen vor Ort, Pressehintergrundgesprächen und -konferenzen, Vorträgen und Teilnahmen an relevanten Kongressen und Fachtagungen machen wir die grundsätzliche Strategie und die konkreten Bausteine unserer Transformation sichtbar.

6.2 Synergiepotenziale beim Fernwärmeausbau

Zur effizienten Realisierung der in diesem Transformationsplan vorgestellten Ausbauplanung ist es unerlässlich frühzeitig kommunale Belange in den Planungen zu berücksichtigen. Die Koordination von kommunalen Bauprojekten, insbesondere im Straßenbau und bei Infrastrukturmaßnahmen, erfolgt in enger Abstimmung und regelmäßig stattfindenden Treffen von Vertretern der Stadt Aachen, der Regionetz, als örtlichem Betreiber der Strom- und Gasnetze, und der STAWAG.

Ziel ist es, doppelte Eingriffe auf Straßen zu vermeiden und gleichzeitig die rechtlichen und administrativen Vorgaben zu erfüllen. Dies sichert nicht nur eine reibungslose Umsetzung, sondern fördert auch die Akzeptanz bei allen Beteiligten.

6.3 Kommunale Wärmeplanung

Die Erstellung des vorliegenden Transformationsplans ist in enger Abstimmung mit der parallel erfolgten Erstellung der kommunalen Wärmeplanung erfolgt. Für die Erstellung der kommunalen Wärmeplanung waren ebenfalls die an der Erstellung des Transformationsplans beteiligten Unternehmen ENERKO und BET beratend tätig, so dass Informationsaustausch und Konsistenz der beiden Planungen gewährleistet waren.

7 Anhang A: BET Energiemarktszenario

7.1 Modellierungsansatz und Szenariorahmen

Das fundamentale Energiemarktmodell BET-EuroMod bildet die Grundlage der Analyse des europäischen Strommarktes und der langfristigen Entwicklung des Energiesystems in Europa. Herzstück des Modells ist eine Minimierung der europäischen Stromerzeugungskosten bestehend aus Kraftwerksausbau- und Kraftwerkseinsatzentscheidungen unter Berücksichtigung der grenzüberschreitenden Stromübertragungsmöglichkeiten und der Deckung der Stromnachfrage als zentrale Nebenbedingung. Weitere Randbedingungen mit Rückwirkungen auf das Stromsystem wie die Sektorenkopplung in Form der Elektromobilität, Power-to-Heat, Nachfrageflexibilität und europäischer Wasserstoffproduktion finden ebenfalls im Modell Berücksichtigung. Das Modell ermöglicht die Ermittlung von stündlichen Stromgroßhandelspreisen bis zum Jahr 2050.

Die energie- und klimapolitischen Zielsetzungen erfahren mit dem Klimaschutzgesetz und der Verabschiedung des EEG 2023 eine Forcierung. Das für die Modellierung gewählte Energiemarktszenario „Moleküle“ greift die energiepolitischen Ziele für Europa und Deutschland zum Teil auf, trägt aber auch potenziellen Schwierigkeiten Rechnung, sodass u. a. die Elektrifizierung der Endverbraucher im Gebäude-Bereich nicht vollständig gelingt und der etwas langsamere Ausbau der EE führt dazu, dass die absoluten EE-Ausbauziele für 2030 verfehlt werden.

Die zentrale Zielsetzung einer vollumfänglichen Dekarbonisierung der Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2045 wird dabei dennoch durch den Szenariorahmen eingehalten. Der Anteil erneuerbarer Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch wird dazu bereits bis zum Jahr 2035 auf über 80 % angehoben. Weitere energie- bzw. klimapolitische Verschärfungen sind über einen Kohleausstieg bis zum Jahr 2030 im Szenario-setting bereits antizipiert.

Nachfolgend werden die zentralen Charakteristika und Ergebnisse des genutzten Szenarios „Moleküle“ beschrieben. Eine detaillierte und umfassende Dokumentation des Energiemarktszenarios also auch weiterführende Informationen zum Energiemarktmodell BET-EuroMod stehen auf Anfrage zur Verfügung.

7.2 Entwicklung der Stromnachfrage und des Kraftwerksparks in Deutschland

Die Einhaltung des klimapolitischen Zielrahmens zeigt für Deutschland Rückwirkungen auf die Entwicklung des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2050. Abbildung 78 stellt die über das Szenario angenommene Lastentwicklung je Segment dar.

Wesentliche Treiber des ansteigenden Lastverlaufs in Deutschland sind eine zunehmende Sektorenkopplung und die langfristige Nutzung erneuerbarer Stromerzeugung für Transport (Elektromobilität) und Wärmeversorgung. Die diesen Entwicklungen entgegensetzenden Effizienzgewinne bei herkömmlichen Stromverbrauchern reichen bei weitem nicht aus, um den Nachfragezuwachs zu kompensieren. Mit der Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors bis zum Jahr 2045 ist auch die Transformation einzelner Verbrauchssektoren weitgehend abgeschlossen, sodass es in der Folge zu keinem zusätzlichen Lastzuwachs kommt.

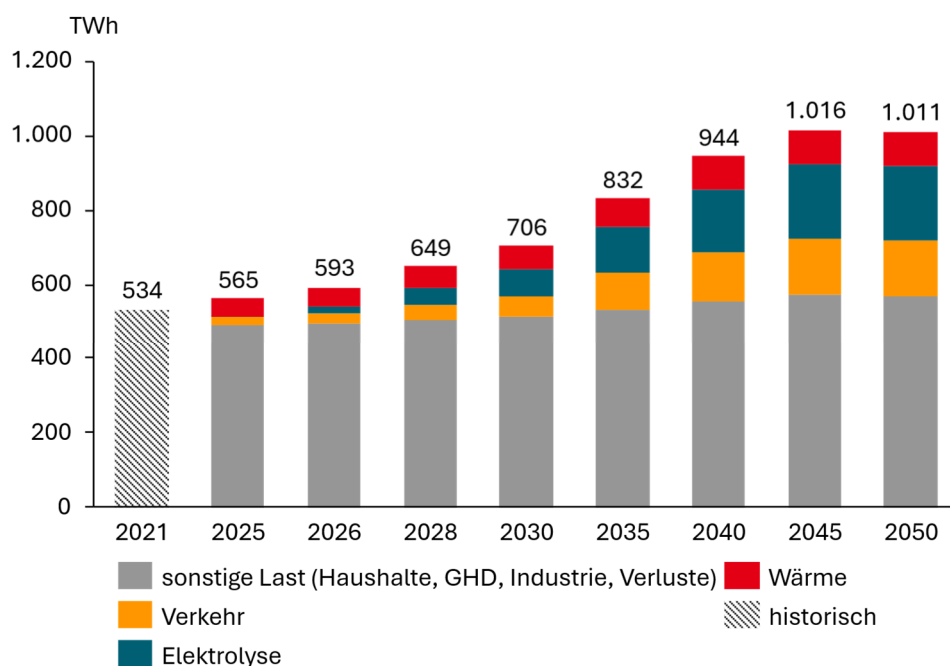


Abbildung 78: Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland

Steigender Stromverbrauch sowie die abgesteckten klimapolitischen Ziele stellen Anforderungen an eine Transformation des deutschen Kraftwerksparks zur Erzeugung von erneuerbarem Strom. Besonders hohe Zubaupotenziale erneuerbarer Stromerzeugung sind im Bereich der dargebotsabhängigen Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik zu verorten. Abbildung 79 zeigt die angenommene Entwicklung des deutschen erneuerbaren, nicht-disponiblen Kraftwerksparks im Zeitverlauf.

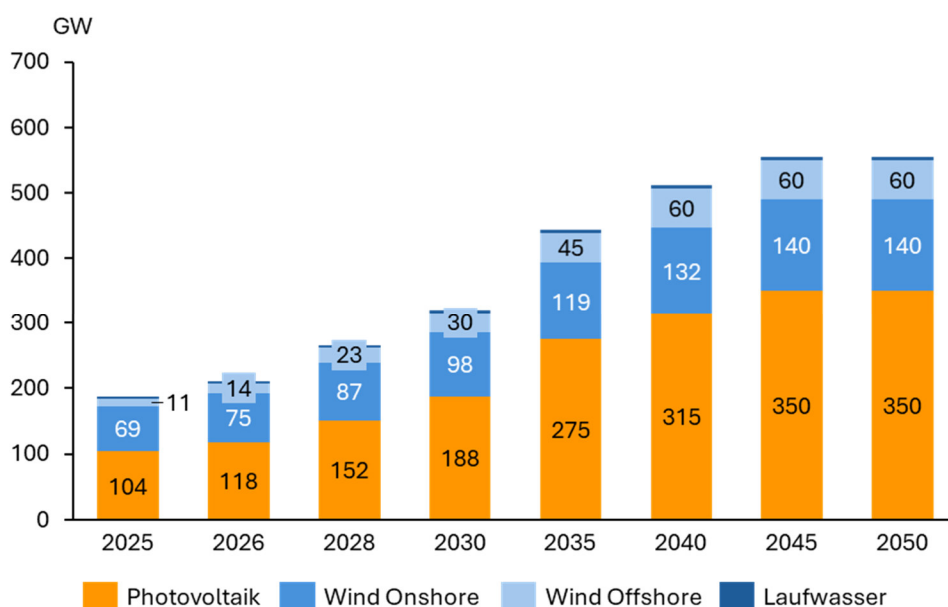


Abbildung 79: Entwicklung des erneuerbaren, nicht-disponiblen Kraftwerksparks in Deutschland

Besonders thermische Kraftwerke ermöglichen durch gute Speichermöglichkeiten des eingesetzten Energieträgers einen regelbaren Betrieb. Mit dem deutschen Kernenergieausstieg und dem Rückbau konventioneller Kraftwerke nimmt die disponible Kapazität schon kurzfristig signifikant ab. Der deutsche Ausstieg aus der Kohleverstromung erfolgt im Rahmen des Szenarios bereits bis Ende des Jahres 2030 (gemäß Zielsetzung der deutschen Bundesregierung). Flexible Gaskraftwerke dominieren somit schon ab dem Jahr 2030 den Anteil der disponiblen Kraftwerkskapazität. Die Zielsetzung einer vollumfänglichen Dekarbonisierung der deutschen Stromerzeugung bis spätestens zum Jahr 2045 bedingen langfristig den Einsatz grüner- und CO₂-neut-

raler Gase zur Stromerzeugung. Abbildung 80 zeigt die Entwicklung des deutschen disponiblen Kraftwerksparks in Deutschland je Assetklasse im Zeitverlauf.

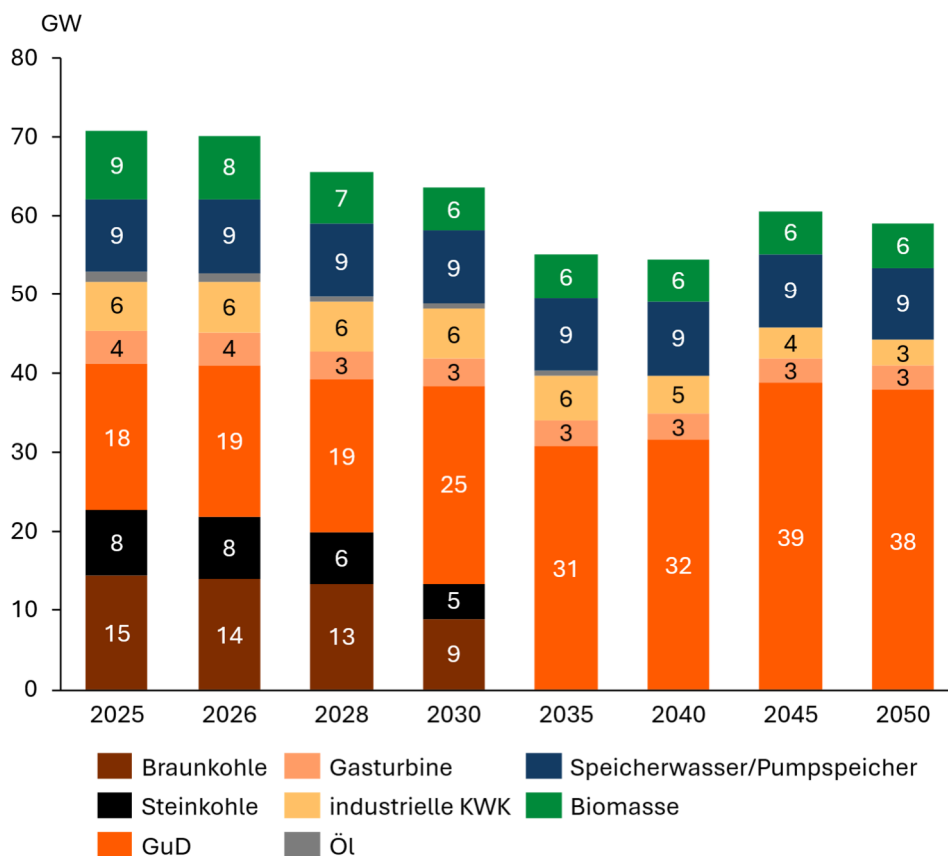


Abbildung 80: Entwicklung des disponiblen Kraftwerksparks in Deutschland

7.3 Entwicklung der Commodity-Preise

Neben den politischen Zielsetzungen ist für die Entwicklung des Kraftwerksparks und dessen Einsatz in Deutschland die Entwicklung von Rohstoff- und Energiemärkten ein wesentlicher, bestimmender Treiber. Abbildung 81 zeigt die Preisentwicklung für CO₂-Zertifikate (EUA), Steinkohle und Gas (fossiles Erdgas und Wasserstoff) für das Szenario bis zum Jahr 2050. Alle ökonomischen Rahmendaten, Energiepreise, CO₂-Preise sowie Investitions- und Mehrkosten technischer Maßnahmen werden in realen Preisen von 2024 ausgewiesen.

Für die langfristige Fortschreibung von Energie- und Rohstoffpreisen ist ein zweistufiger Ansatz gewählt, welcher in der kurzen Frist der kommenden vier Jahre Terminmarktbewegungen reflektiert und in der Folge auf die Langfristszenarien²⁰ des World Energy Outlook²¹ abstellt. Stichtag der Preisnotierungen für die Frontjahre des Szenarios bildet der 14.05.2024.

²⁰ Verwendet wird hier das Szenario „Net Zero“ des World Energy Outlook

²¹ IEA (2023): World Energy Outlook 2023

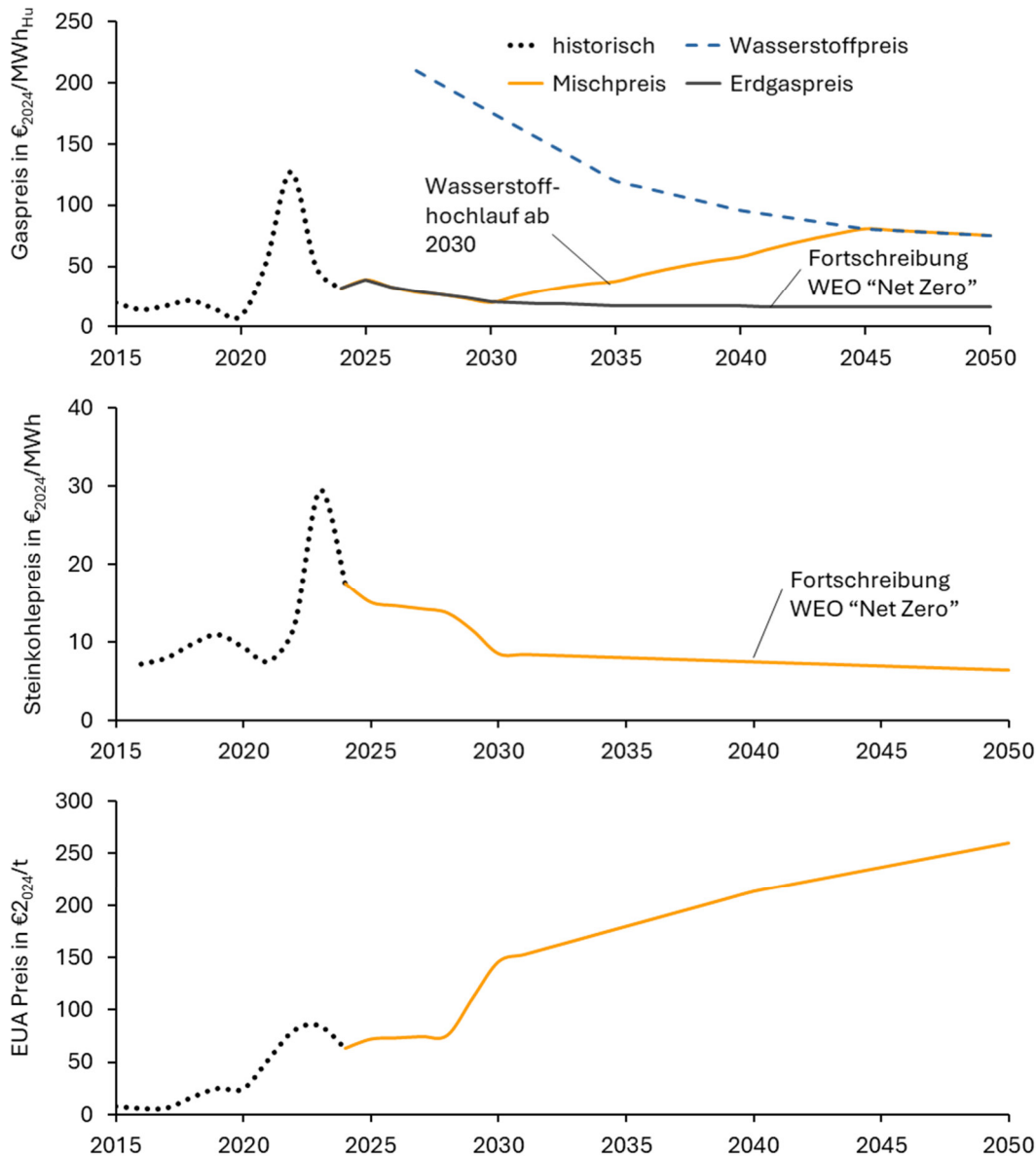


Abbildung 81: Entwicklung der Commodity- und EUA-Preise

Der Preis für CO₂-Zertifikate ist bis zum Jahr 2024 bereits deutlich gestiegen. In Abhängigkeit des abgesteckten Zielrahmens einer starken Reduktion der Treibhausgasemissionen auf europäischer Ebene ist ein weiterer Anstieg des Preises für Emissionszertifikate zu erwarten, welcher auch langfristig eine Steuerungswirkung auf den Einsatz konventioneller Kraftwerke entfaltet. Der Stellenwert der (Stein-)Kohle für die fossile Stromerzeugung nimmt in Deutschland und Europa erwartbar stark ab, so dass die Preise ab 2030 konvergieren und langfristig nicht über die historischen Höchstpreise steigen. Erdgas wird zunächst der primäre fossile Energieträger der Stromerzeugung. Im Kontext der Dekarbonisierung des Energiesektors tritt fossiles Erdgas zunehmend in Konkurrenz zu synthetischen Energieträgern. So bedingt die Einhaltung klimapolitischer Ziele in Deutschland die Substitution von fossilen Gasen bis zu den Zieljahren 2045 bzw. 2040 schon vorab einen schrittweisen Markthochlauf der Nutzung von grünem Wasserstoff. Für das Szenario ist ein forcierter Markthochlauf ab dem Jahr 2030 angenommen (siehe Entwicklung des Mischpreises). In Konsequenz ist auch die fortlaufende Entwicklung des Gaspreinsniveaus langfristig durch die Preisentwicklung von grünem Wasserstoff dominiert. Alle Preisentwicklungen sind nachfolgend in Tabelle 59 aufgeführt.

Tabelle 59: Entwicklung der Commodity- und EUA-Preise

	Erdgaspreis	Wasserstoffpreis	Steinkohlepreis	EUA-Preis
	[€₂₀₂₄/MWh_{HI}]	[€₂₀₂₄/MWh_{HI}]	[€₂₀₂₄/MWh]	€₂₀₂₄/tCO₂
2025	39,24		14,18	71,68
2026	33,20		13,88	72,83
2027	28,90	210,00	13,35	74,10
2028	27,06	198,67	12,87	75,40
2029	23,80	187,33	10,90	110,65
2030	20,53	176,00	8,51	145,90
2031	19,92	164,80	8,41	152,67
2032	19,31	153,60	8,30	159,45
2033	18,70	142,40	8,20	166,22
2034	18,09	131,20	8,10	173,00
2035	17,49	120,00	7,99	179,77
2036	17,35	115,20	7,89	186,54
2037	17,22	110,40	7,78	193,32
2038	17,09	105,60	7,68	200,09
2039	16,96	100,80	7,57	206,87
2040	16,83	96,00	7,47	213,64
2041	16,75	93,00	7,36	218,33
2042	16,66	90,00	7,26	223,02
2043	16,57	87,00	7,15	227,71
2044	16,48	84,00	7,05	232,40
2045	16,40	81,00	6,95	237,09
2046	16,35	79,90	6,84	241,78
2047	16,31	78,81	6,74	246,47
2048	16,27	77,71	6,63	251,16
2049	16,22	76,62	6,53	255,85
2050	16,18	75,52	6,42	260,54

7.4 Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland

Die Umgestaltung des Energiesystems sowie die aufgezeigte Entwicklungsprojektion der Energie- und Rohstoffmärkte bilden die zentrale Grundlage für die Einhaltung der Emissionsziele im Stromsektor. Weite Teile des deutschen Strommixes werden künftig durch die Einspeisung erneuerbarer Energien gedeckt. Die folgende Abbildung 82 führt die Optimierungsergebnisse der Bruttostromerzeugung im Zeitverlauf auf.

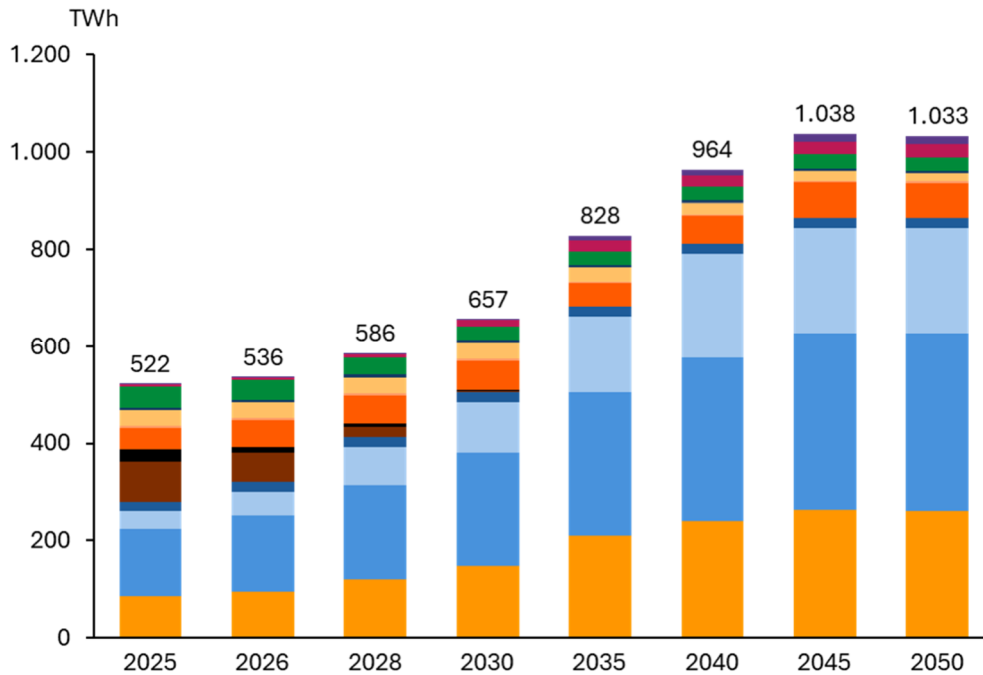


Abbildung 82: Entwicklung der Stromerzeugung deutsches Marktgebiet

Im Jahr 2023 beläuft sich der Anteil erneuerbarer Stromerzeugung am Stromverbrauch in Deutschland auf knapp 53 %²². Die hohe Dynamik in der Entwicklung des CO₂-Preises führt schon in Richtung des Jahres 2030 zu einer deutlichen Reduktion des Einsatzes konventioneller Kraftwerke. Insbesondere die Betriebsstunden der bis zum Jahr 2030 noch verbleibenden Kohlekapazitäten in Deutschland entwickeln sich erheblich rückläufig. Der langfristig verbleibende, nicht-erneuerbare Anteil wird insbesondere durch den Betrieb von flexiblen Wasserstoff-Kraftwerken bedient. Abbildung 83 führt in diesem Zusammenhang die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden je Asset Klasse im Zeitverlauf auf.

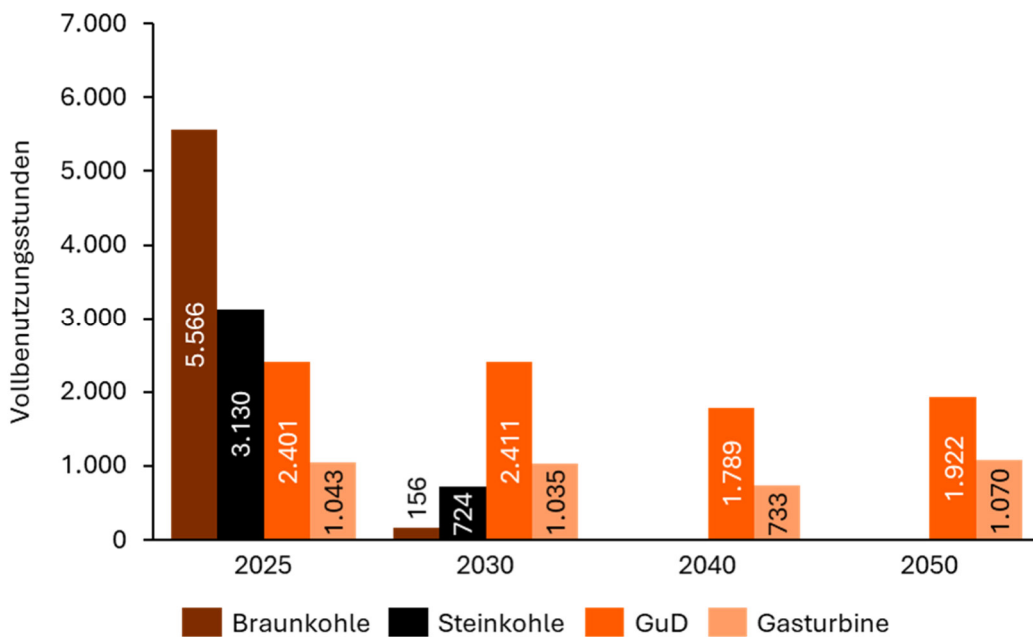


Abbildung 83: Entwicklung der Vollbenutzungsstunden je Asset Klasse

²² Umweltbundesamt (2024)

Auch langfristig verbleibt ein Bedarf nach regelbarer Erzeugungskapazität der in Teilen durch wasserstoffbeheizte Kraftwerke bedient wird. In der Abbildung zeigt sich dies durch einen Anstieg der Vollbenutzungsstunden der gasbefeuerten Anlagen bis zum Jahr 2050.

7.5 Strompreisprojektion für das deutsche Marktgebiet

In Abhängigkeit des abgesteckten Szenariorahmens (siehe vorangehende Abschnitte) wird mit dem BET-Fundamentalmodell die stundenscharfe Entwicklung der Strompreise für das deutsche Marktgebiet abgeleitet. Abbildung 84 führt zunächst die Entwicklungsprojektion der jahresdurchschnittlichen Strompreise für Deutschland gegenüber der historischen Entwicklung von 2015 bis 2023 auf (linker Bereich der Grafik).

Angesichts des deutlichen Anstiegs der Gas-, Kohle- und vor allem auch CO₂-Preise seit Herbst des Jahres 2021, kommt es zu einem Anstieg des durchschnittlichen Strompreisniveaus in Deutschland. Dieser Trend setzt sich auch für das erste Modelljahr im Jahr 2025 gemäß der Projektion der Rohstoff- und Energiepreise fort, wenngleich sich die Versorgungssituation weiter entspannt. Im Zeitbereich bis zum Jahr 2030 sind es zwar vermehrt noch konventionelle Kraftwerke, die starken Einfluss auf die Strompreisentwicklung in Deutschland ausüben, dennoch führt der Zubau erneuerbarer Energien zu einem sinkenden Preisniveau. Die Kombination einer weiter ansteigenden Stromnachfrage und der zunehmenden Nutzung grüner und synthetischer Gase hat im Zeitbereich ab 2030 bis 2045 einen preisstützenden Effekt. Der zunehmende Stellenwert erneuerbarer Stromerzeugung übt langfristig eine preisdämpfende Wirkung aus, sodass die Strompreise ausgehend vom Jahr 2045 bis zum Jahr 2050 wieder leicht abfallen. Mit dem Rückgang der konventionellen Stromerzeugung sind es damit immer häufiger die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien, mit Grenzkosten der Stromerzeugung nahe null, welche den Strompreis setzen. Zudem kommt es vermehrt zu hohen Preisspitzen durch den Einsatz grüner und synthetischer Gase in Stunden mit geringer EE-Verfügbarkeit. Tabelle 60 führt die Ergebnisse der jahresdurchschnittlichen Strompreise für das deutsche Marktgebiet in detaillierter Form auf.

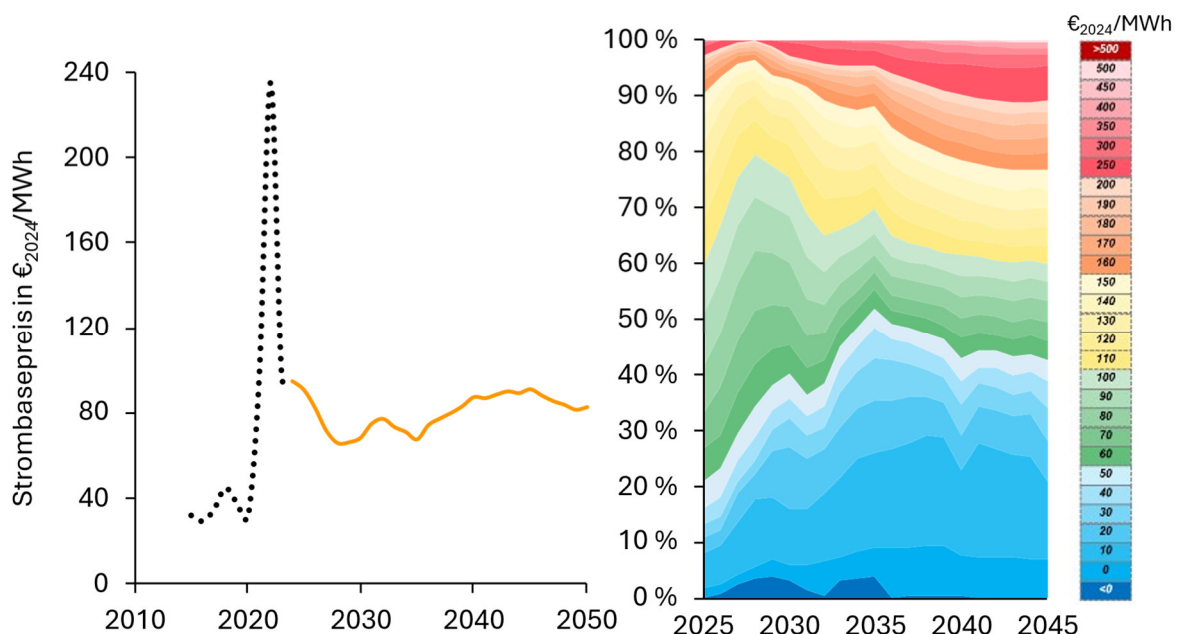


Abbildung 84: Strompreisprojektion für das deutsche Marktgebiet

Abseits der generellen Höhe des durchschnittlichen Strompreisniveaus bedingen Verschiebungen der Stromverbrauchsstrukturen (beispielsweise Elektromobilität und Power-to-Heat) sowie der langfristig hohe Einfluss der erneuerbaren Energien auf die Stromerzeugung auch Veränderungen der stündlichen Preisstruktur. Auf Seiten der Stromerzeugung erschweren insbesondere wetterbedingte Fluktuationen in der Stromeinspeisung erneuerbarer Energien den Ausgleich zwischen Last und Erzeugung. In Konsequenz wechseln sich im Zeitverlauf preissetzende dispositive Kraftwerke und erneuerbare Energien immer häufiger ab. In Abbildung 84

(rechter Bereich) ist vor diesem Hintergrund die stündliche Strompreisverteilung für Deutschland im Zeitverlauf aufgeführt. Dabei sind alle 8760 Strompreisstunden des betrachteten Jahres den in der Legende aufgeführten Preiskategorien (in €₂₀₂₄/MWh_{el}) zugeordnet. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa kommt es zu einer deutlichen Zunahme der Spannweite der Preisverteilung, als Indikator einer anwachsenden Strompreisvolatilität.

Tabelle 60: Strompreisprojektion für das deutsche Marktgebiet

	Base	Peak	Offpeak
	€ ₂₀₂₄ /MWh _{el}		
2025	90,49	95,27	87,85
2026	81,94	84,54	80,50
2027	71,16	72,14	70,61
2028	65,36	64,90	65,61
2029	65,78	65,42	65,97
2030	67,78	66,43	68,52
2031	74,47	70,77	76,51
2032	76,73	71,33	79,72
2033	72,93	66,00	76,76
2034	70,60	62,24	75,22
2035	67,10	58,29	71,97
2036	73,83	63,35	79,62
2037	76,86	64,83	83,52
2038	79,53	67,19	86,35
2039	82,69	68,70	90,43
2040	86,94	71,06	95,72
2041	86,45	70,73	95,15
2042	88,12	71,77	97,16
2043	89,66	72,66	99,06
2044	88,82	71,87	98,20
2045	90,61	74,64	99,45
2046	87,70	70,22	97,37
2047	85,07	68,70	94,13
2048	83,32	67,53	92,06
2049	81,02	66,12	89,26
2050	82,24	66,89	90,73

8 Anhang B: Ergebnisse Dispatchrechnung

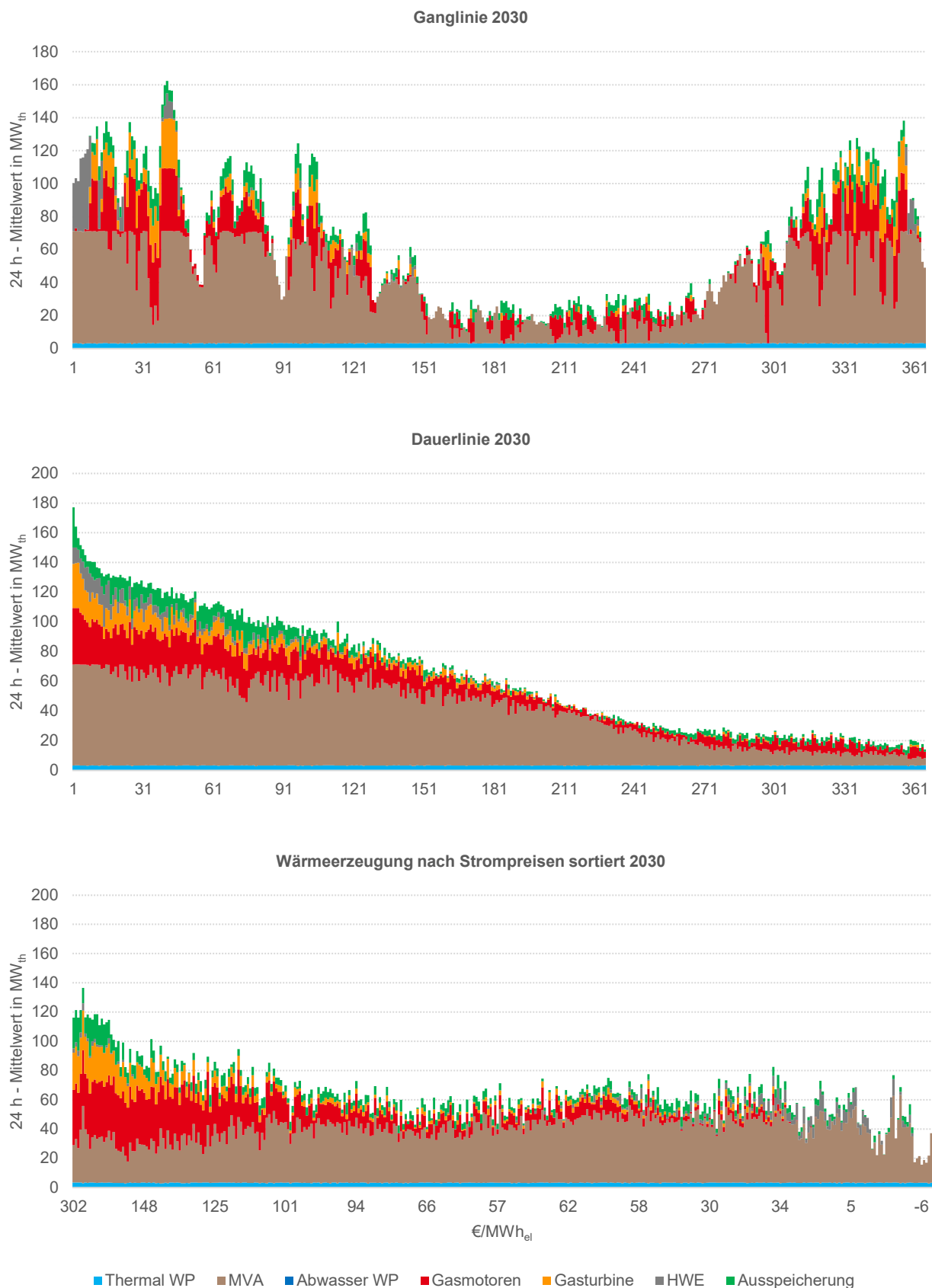
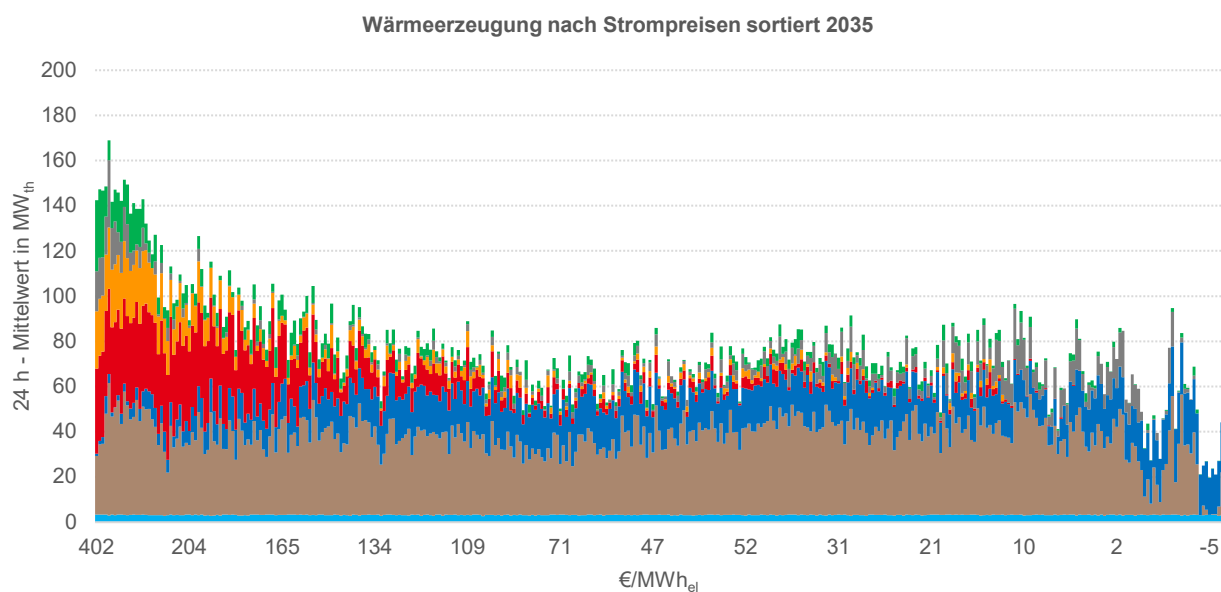
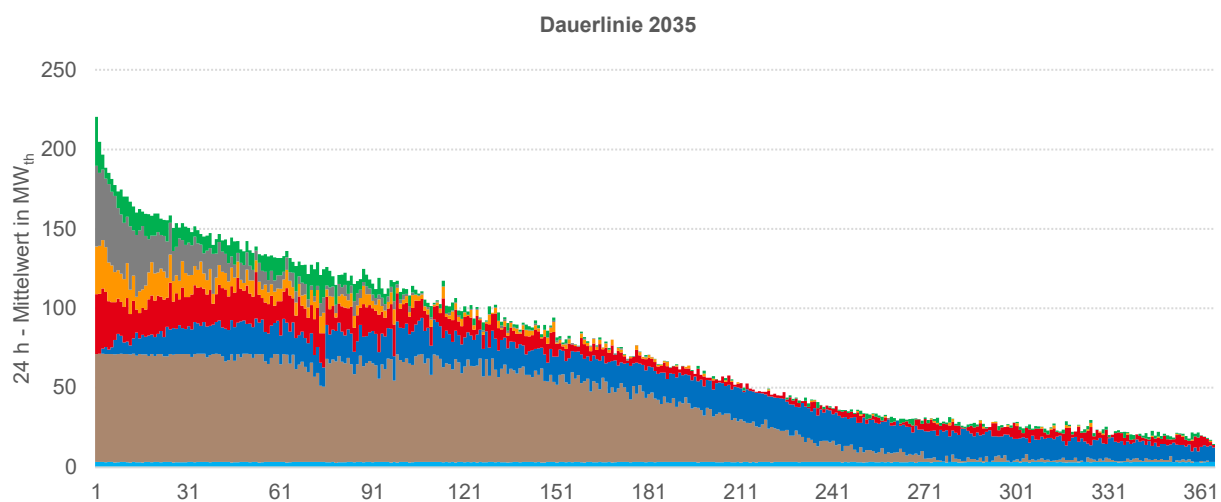
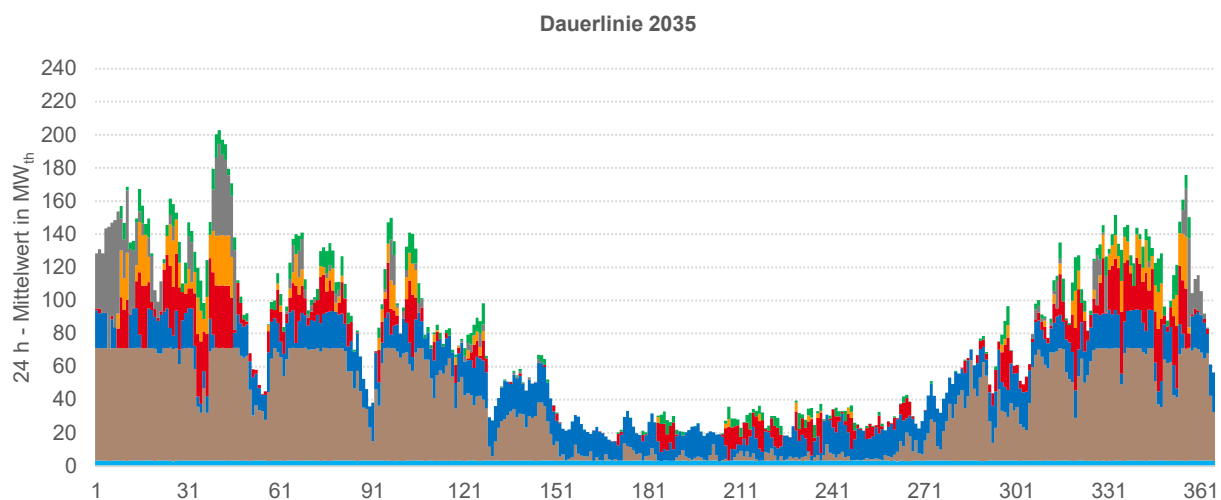


Abbildung 85: Stündliche Dispatchergebnisse für das Stützjahr 2030



■ Thermal WP
 ■ MVA
 ■ Abwasser WP
 ■ Gasmotoren
 ■ Gasturbine
 ■ HWE
 ■ Ausspeicherung

Abbildung 86: Stündliche Dispatchergebnisse für das Stützjahr 2035

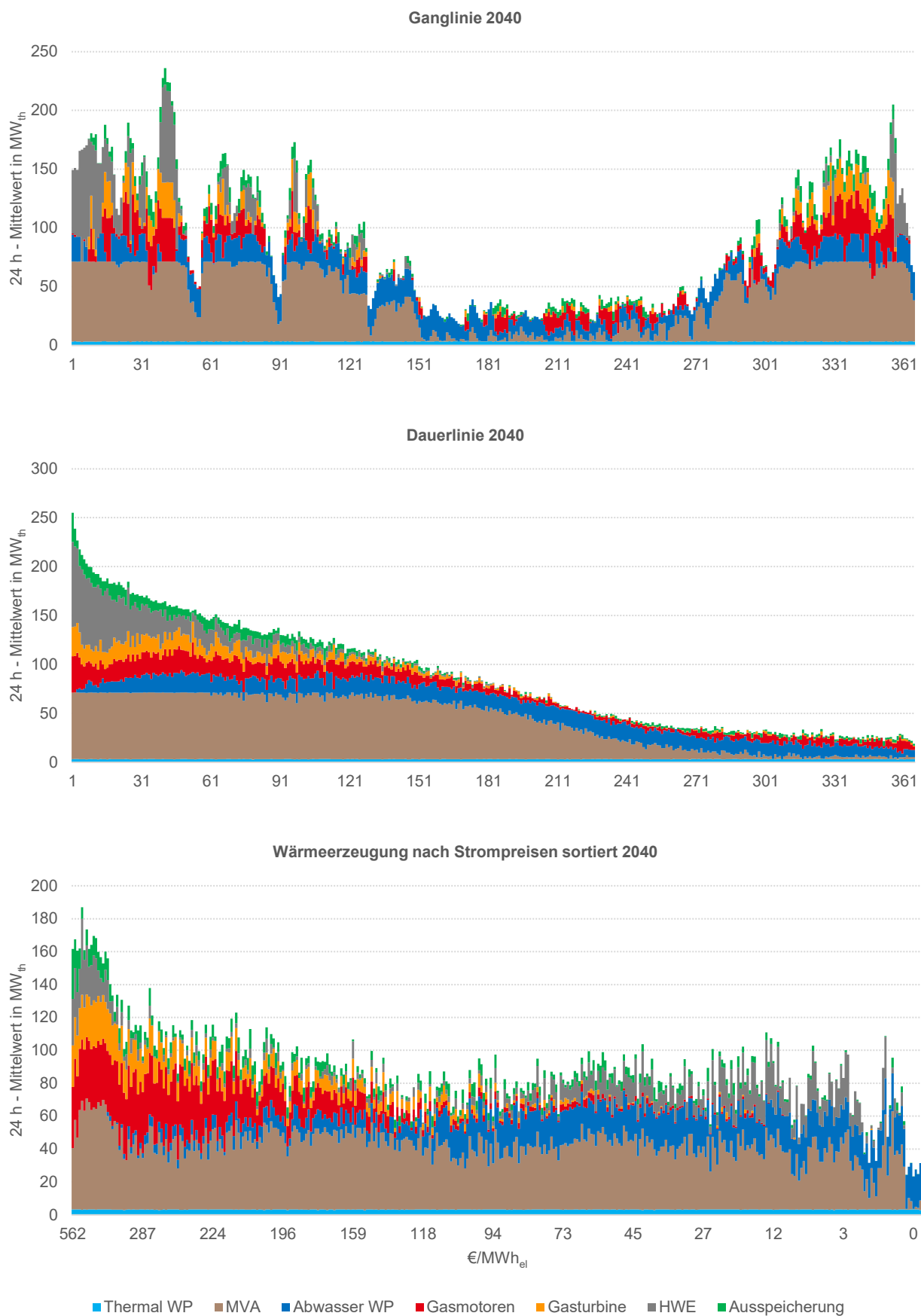


Abbildung 87: Stündliche Dispatchergebnisse für das Stützjahr 2040

Tabelle 61: Wärmemengen nach Erzeugern für die Wegmarken des Transformationsplans

Wärmeerzeugung	Einheit	Ø2020-2022	2030	2035	2040	2045
BHKW Schwarzer Weg	MWh _{th}	0	62.518	44.976	52.286	54.750
BHKW Campus Melaten ²³	MWh _{th}	33.801	33.104	29.588	31.641	32.632
HWE Grüner Weg	MWh _{th}	5.804	0	199	1.211	7.747
HWE Hanbruch	MWh _{th}	1.236	5.494	10.729	14.954	25.677
HWE Mariabrunnstraße	MWh _{th}	10.464	8.393	23.373	41.743	78.006
HWE Wespienstraße	MWh _{th}	9.506	938	3.441	15.057	33.950
HWE Brander Feld	MWh _{th}	_ ²⁴	0	16	278	2.695
HWE Schloss Rahe	MWh _{th}	_ ²⁵	0	3	75	1.240
Abwasser-Wärmepumpe	MWh _{th}	0	0	141.208	133.054	88.914
MVA Weisweiler	MWh _{th}	0	330.101	309.621	346.723	312.005
Thermalwasser-Wärmepumpe	MWh _{th}	0	28.291	28.291	28.291	28.291
Gasturbine	MWh _{th}	0	36.880	33.362	49.354	83.619
BHKW Hanbruch	MWh _{th}	0	12.494	9.427	11.730	12.917
Neue Heißwassererzeuger	MWh _{th}	0	0	0	113	1.944
Braunkohlekraftwerk Weisweiler	MWh _{th}	229.793	0	0	0	0
Summe	MWh_{th}	290.605	518.214	634.234	726.509	764.387

²³ Inklusive der an die RWTH gelieferten Wärmemenge

²⁴ Zu diesem Zeitpunkt noch nicht Teil des Fernwärmenetzes der STAWAG

²⁵ Zu diesem Zeitpunkt noch nicht Teil des Fernwärmenetzes der STAWAG