Koordinierter Schlussbericht

zum BMWi-Verbundvorhaben

„DELFIN – Decentralized Feed-In
Prognose der Auswirkungen dezentraler Einbindung von Wärme aus erneuerbaren Energien und anderen Wärmeerzeugern in Fernwärmenetze“

Förderkennzeichen: **03ET1358A-C**
Laufzeit des Vorhabens: **01.01.2016 – 30.06.2019**

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Verbundprojektpartner:

AGFW | Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH

TUD - Technische Universität Dresden, Institut für Energietechnik, Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung

Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme

Die Verantwortung für den Inhalt des Berichtes liegt bei den Autoren.

Stand: 16.12.2019

AGFW

TECHNISCHE UNIVERSITÄT DRESDEN

solites

Diese Seite ist absichtlich leer.

Haftungsausschluss

Die in diesem Bericht enthaltenen Informationen wurden sorgfältig zusammengestellt oder stammen aus Quellen, die als zuverlässig erachtet werden. Dennoch übernehmen die Autoren, ihre Organisationen als auch die Fördermittelgeber und Ihre Organisationen keine Haftung für Verluste oder Schäden, die durch die Verwendung entstehen. Die Nutzung der zur Verfügung gestellten Informationen liegt ausschließlich in der eigenen Verantwortung des Nutzers.

Hinweis:

In diesem Forschungsprojekt wurde bewusst vermieden, für die Wärmeübergabe von dezentralen Wärmeerzeugern an das Fernwärmenetz das Wort Einspeisung zu verwenden. Eine Erklärung ist in Anhang K zu finden.

Die verantwortlichen Autoren mit dem zugehörigen Kapitel sind in folgender Tabelle aufgeführt.

Falls nicht separat ausgewiesen, wurden die Anhänge von den entsprechenden Kapitelautoren erstellt. Anhänge bei denen keine spezifische Autorenschaft ausgewiesen ist und welche keinem Kapitel zugeordnet sind, wurden gemeinsam von den Kapitelautoren für Kapitel 1 erstellt.

Autoren	**Kapitel-Nr.**	**Zugehöriger Anhang**	**Institution**
A. Jentsch, U. Wagner, S. Paulick, K. Rühling, D. Mangold	Kapitel 1		AGFW, TUD, Solites
S. Ott, K. Schäfer, L. Deschaintre, D. Mangold	Kapitel 2		Solites
P. Stange, O. Miedaner	Kapitel 3	Anhang B	TUD, Solites
L. Deschaintre, D. Mangold, K. Schäfer, T. Schmidt	Kapitel 4	Anhang C	Solites
A. Jentsch, U. Wagner,	Kapitel 5	Anhang D	AGFW
S. Paulick, K. Rühling	Kapitel 6	Anhang E	TUD
C. Schroth, K. Rühling, S. Paulick	Abschnitt 6.5.2		TUD
D. Fröhlich, U. Wagner	Kapitel 7	Anhang F	3S Consult (AGFW-Partner), AGFW
A. Jentsch, U. Wagner	Kapitel 8	Anhang G	AGFW
D. Mangold, S. Ott, K. Schäfer	Kapitel 9	Anhang H	Solites
S. Paulick, K. Rühling	Kapitel 10	Anhang I	TUD
A. Jentsch, U. Wagner, S. Paulick, K. Rühling, D. Mangold	Kapitel 11		AGFW, TUD, Solites

Darüber hinaus haben von Seiten der TU Dresden die Bearbeiter S. Guddusch, M. Heymann, L. Mann und V. Volmer mitgewirkt.

Von Seiten des AGFW haben zusätzlich die Referenten aus dem Bereich Forschung und Entwicklung S. Hay und D. Heiler mitgearbeitet.

Bei Solites hat zudem die Bearbeiterin M. Portune mitgewirkt.

Inhalt

Kurzfassung **13**

Executive Summary **15**

1 Einleitung **17**

2 Standorte und Wetterdaten **22**

2.1 Verwendete Klimadatensätze 22

2.2 Zu beachtende Randbedingungen und notwendige Umrechnungen 23

2.3 Einfluss der Wahl der Wetterdaten und der Datenquelle auf den Ertrag einer Solarthermieanlage 25

2.4 Literaturverzeichnis Kapitel 2 26

3 Abnehmermodellierung **27**

3.1 Einleitung und Motivation 27

3.2 Datenverfügbarkeit und -aufbereitung 28

3.3 Modellierung des Abnehmerverhaltens 30

3.3.1 Modellanforderungen und Modellwahl 30

3.3.2 Modellierung der Wärmelastgänge 32

3.3.3 Modellierung der Rücklauftemperatur der Abnehmer 39

3.3.4 Verallgemeinerte Lastgangvariation 41

3.4 Modellzuweisung der Abnehmer in der Netzsimulation 43

3.4.1 Abnehmersimulation Netz B 43

3.4.2 Abnehmersimulation Netz G 46

3.5 Gleichzeitigkeitsfaktoren der Wärmeabnahme 46

3.5.1 Ziel der Betrachtung 46

3.5.2 Gleichzeitigkeit Netz B 48

3.5.3 Gleichzeitigkeit Netz G 53

3.6 Free Plan-Tool zur Lastgangerstellung 57

4 Modellierung solarthermischer Anlagen **62**

4.1 Ausgangssituation 62

4.2 Varianten zur Abbildung der Einbindung von Solarthermieanlagen in Wärmenetze 63

4.2.1 Einbindeprofile 63

4.2.2 Vereinfachtes Erzeugermodell 66

4.2.3 Detailliertes Erzeugermodell 66
4.2.4 Fazit 67
4.3 Vorarbeiten im Solarthermiemodell der Simulationsumgebung TRNSYS 68
4.3.1 Das MFC-Modell 68
4.3.2 Das QDT-Modell 69
4.3.3 Gegenüberstellung der theoretischen Annahmen beider Modelle 70
4.3.4 Fazit 71
4.4 Das Erzeugermodell für in Wärmenetze einbindende Solarthermieanlagen 71
4.4.1 Der Entwicklungsweg 71
4.4.2 Das Entwicklungsergebnis 73
4.4.3 Erfahrungen mit der Modellanwendung 75
4.5 Berechnungstool für die Wirtschaftlichkeit möglicher Solarthermieanlagen in Wärmenetzen 75
4.6 Literaturverzeichnis Kapitel 4 79
5 Modellierung stromorientierter BHKW 80
5.1 Rahmenbedingungen 80
5.2 Beschreibung des Vorgehens zur Erstellung der volatilen BHKW-Profile 80
5.3 Einschränkungen des verwendeten BHKW-Modells 81
6 Wirkungen dezentraler Einbindung in Fernwärmenetze - Simulationsstudie der Netze G und B (kleines und mittelgroßes Netz) 83
6.1 Charakterisierung Fernwärmenetze und dezentrale Erzeuger 83
6.1.1 Fernwärmenetze 83
6.1.2 Auswahl und Standort dezentraler Erzeuger im Netz 86
6.1.3 Einbindekonzept und Randbedingungen 90
6.2 Grundlagen der Simulationsstudie 93
6.2.1 Software und Schnittstelle 93
6.2.2 Netzmodellierung und Abbildung der Netzkomponenten 95
6.2.3 Variantenmatrix und Randbedingungen 99
6.3 Wärmebilanzen und dezentrale Deckungsanteile 101
6.3.1 Wärmebilanzen 101
6.3.2 Dezentraler Deckungsanteil 107
6.4 Thermohydraulische Effekte dezentraler Wärmeeinbindung 111
6.4.1 Übersicht auftretender Effekte 111

6.4.2 Methodik der Untersuchung 114
6.4.3 Ausgewählte Ergebnisse im Netz G 115
6.4.4 Ausgewählte Ergebnisse im Netz B 124
6.5 Auswirkungen auf Komponenten und wichtige Kenngrößen des Fernwärmenetzes 135
6.5.1 Netzdruckhaltung 135
6.5.2 Wechselbeanspruchungen des Rohrleitungssystems 142
6.5.3 Netzregelung 151
6.5.4 Zentrale Erzeugung 156
6.5.5 Hilfsenergieaufwand (Pumpen) 158
6.5.6 Thermische Netzverluste 162
6.5.7 Gegenseitige Beeinflussung dezentraler Erzeuger 165
6.6 Zusammenfassung der Erkenntnisse der Simulationsstudie 167
7 Wirkungen dezentraler Einbindung in Fernwärmenetze - Simulationsstudie des Fernwärmenetzes K (großes Netz) 172
7.1 Allgemeine Festlegung im Vorfeld der Simulation 172
7.2 Struktur und Parameter in Netz K 173
7.3 Modelleinstellungen und Simulationsbedingungen 174
7.3.1 Simulationssoftware SIR 3S® 174
7.3.2 Neuer Modellbaustein für Solarthermie und BHKW 174
7.3.3 Parameter Solaranlagen 176
7.3.4 Parameter BHKW 176
7.3.5 Parameter Kraftwerke 177
7.3.6 Parameter Wärmeverbraucher 177
7.3.7 Parameter Kälteanlagen 178
7.3.8 Netzfahrkurve 179
7.3.9 Regelungsstrategie und Pumpstationen 179
7.3.10 Grenzdrücke 180
7.4 Simulationsszenarien 181
7.4.1 Allgemeines 181
7.4.2 Berechnungsverfahren 182
7.4.3 Referenzfall 183
7.4.4 Szenario 1 – Großflächige Solaranlagen 184

7.4.5 Szenario 2 – Mittlere und kleine Solaranlagen 190
7.4.6 Szenario 3 – Mittlere und kleine BHKW 192
7.4.7 Ersatz der Pumpstationen im Netz durch dezentrale Wärmeerzeuger möglich? 195
7.4.8 Einfluss der dezentralen Wärmeerzeuger rund um einen Schlechtpunkt 198
7.4.9 Auswirkung des Detaillierungsgrades des Lastgangs 198
7.4.10 Netz K – Zusammenfassung und Hinweise 201
8 Jahresmittlere Auswirkungen auf Ressourcenverbrauch und Treibhausgasemissionen 205
8.1 Untersuchte Szenarien 205
8.2 Auswahl der Bewertungs- und Vergleichskriterien 207
8.2.1 Primärenergieverbrauch 208
8.2.2 Ressourcenverbrauch (gesamt) 209
8.2.3 Ressourcenverbrauch (fossil) 210
8.2.4 Treibhausgasemissionen 211
8.2.5 Zusammenfassung der Kriterienauswahl 211
8.3 Berechnungsvorschriften 211
8.3.1 Grundlegenden Festlegungen 211
8.3.2 Allgemein 212
8.3.3 Erdgas-Heizkessel 213
8.3.4 Erdgas GuD und BHKW 214
8.3.5 Solarthermie 215
8.3.6 Hilfsstrom 216
8.4 Ergebnisse 217
8.4.1 Netz G 218
8.4.2 Netz B 219
8.4.3 Netz K 223
8.5 Fazit 228
9 Systemeinbindung von Wärmespeichern bei dezentralen Erzeugern in Fernwärmenetzen 230
9.1 Einführung 230
9.2 Notwendigkeit eines Wärmespeichers 231
9.2.1 Allgemeine Fallunterscheidung 231

9.2.2 Richtwerte bei dezentraler Einbindung einer Solarthermieanlage 233
9.3 Hydraulische Einbindekonzepte eines Wärmespeichers 235
9.3.1 Zentral eingebundene Wärmespeicher 235
9.3.2 Teilzentral eingebundene Wärmespeicher 239
9.3.3 Dezentral eingebundene Wärmespeicher 241
9.4 Simulationsstudie zur technisch-wirtschaftlichen Optimierung der Systemintegration von Wärmespeichern in Wärmenetze für dezentral eingebundene Solarthermieanlagen 243
9.4.1 Randbedingungen der durchgeführten Optimierungsstudie 243
9.4.2 Vorgehen bei der Durchführung der Optimierungsstudie 246
9.4.3 Darstellung der Ergebnisse der Optimierungsstudie in Nomogrammen 249
9.5 Literaturverzeichnis zu Kapitel 9 270
10 Ergebnisse zentrale Wärmespeicher unterschiedlicher Fahrweisen in den Netzen G und B 272
10.1 Theoretische Speicherfahrweisen 272
10.2 Ergebnisse Speicherbetrachtung Netz G 273
10.3 Ergebnisse Speicherbetrachtung Netz 277
10.4 Zusammenfassung 281
11 Schlussfolgerungen und Ausblick 283
11.1 Modellierung von Abnehmer-Lastgängen und dezentralen Wärmeerzeugern 283
11.2 Ergebnisse der Netzsimulationen 284
11.3 Bewertung jahresmittlerer Effekte auf Ressourcenverbrauch und Treibhausgasemissionen 287
11.4 Einbindung von Speichern 290
12 Symbole, Abkürzungen und Begriffserläuterungen 292
Anhang 298
Anhang A - Standorte und Wetterdaten 299
Anhang B - Abnehmermodellierung 300
B.1 Überprüfung der Anwendbarkeit der Standardlastprofile (SLP) Gas auf Fernwärmenetze 300
B.1.1 Standardlastprofile (SLP) Gas – Das Verfahren im Überblick 300
B.1.2 Die Standardlastprofile (SLP) Gas 310
B.1.3 Stundenallokation 316
B.1.4 Saisonale Korrekturfaktoren 316

B.1.5 Genauigkeit....317
B.1.6 Recherche zur Anwendbarkeit der SLP Gas auf Fernwärmenetze....318
B.1.7 Literaturverzeichnis....322
B.2 Dokumentation FreePlan....325
Anhang C - Modellierung solarthermischer Anlagen....337
C.1 Dokumentation des Erzeugermodells zur Abbildung von in Wärmenetze einbindenden Solarthermieanlagen....337
C.1.1 Strahlung....337
C.1.2 Eingaben....339
C.1.3 Formeln....340
C.1.4 Nomenklatur des entwickelten Erzeugermodells....348
C.2 Darstellung des Berechnungstools für die Wirtschaftlichkeit möglicher Solarthermieanlagen in Wärmenetzen....352
C.3 Literaturverzeichnis Anhang C....355
Anhang D - Wiedergabe der DELFIN-Studie zu volatilen BHKW [Kra16]....356
Anhang E - Wirkungen dezentraler Einbindung in Fernwärmenetze Simulationsstudie der Netze G und B (kleines und mittelgroßes Netz)....382
E.1 Detaillierte Netzinformationen....382
E.1.1 Netz G....382
E.1.2 Netz B....383
E.2 Co-Simulation im Rahmen der Simulationsstudie....385
E.2.1 Detailinfos zur FMI-Schnittstelle....385
E.2.2 Programmablaufpläne der Teilmodelle....386
E.3 Detailergebnisse Netz G....389
E.3.1 Wärmeeinträge....389
E.3.2 Thermohydraulische Effekte....392
E.3.3 Auswirkungen auf Komponenten und wichtige Kenngrößen des Fernwärmenetzes....395
E.4 Detailergebnisse Netz B....396
E.4.1 Wärmeeinträge....396
E.4.2 Thermohydraulische Effekte....398
E.4.3 Auswirkungen auf Komponenten und wichtige Kenngrößen des Fernwärmenetzes....404

Anhang F - Wirkungen dezentraler Einbindung in Fernwärmenetze - Simulationsstudie des Fernwärmenetzes K (großes Netz) 405

F.1 Allgemeine Festlegungen im Vorfeld der Simulation 405

F.1.1 Wärmeeinbindung nicht ohne Temperaturbeschränkung - AGFW 405

F.2 Modelleinstellungen und Simulationsbedingungen 406

F.2.1 Unsicherheiten bei der Wärmelastberechnung 406

F.2.2 Einfluss der Modellvorbereitung – Einfluss hochaufgelöster Wärmelastprofile 412

F.3 Detaillierte Ergebnisse aus den Simulationsszenarien 417

F.3.1 Referenzfall 418

F.3.2 Szenario 1 Großflächige Solaranlagen 421

F.3.3 Szenario 2 Mischung aus mittleren und kleineren Solaranlagen 437

F.3.4 Szenario 3 Mischung aus mittleren und kleineren BHKW 440

F.3.5 Detaillierungsgrad des Lastgangs 449

Anhang G - Jahresmittlere Effekte auf Ressourcenverbrauch und Treibhausgasemissionen 453

G.1 Berechnungsvorschriften für die Berechnung der Primärenergieverbräuche (nicht erneuerbar) 453

G.2 Detailergebnisse der Untersuchung jahresmittlerer Effekte inklusive Primärenergieverbräuchen 454

G.2.1 Netz G 455

G.2.2 Netz B 457

G.2.3 Netz K 462

G.3 Annahmenübersicht für die Bewertung 466

G.3.1 Annahmen für alle Netze 466

G.3.2 Netz G 475

G.3.3 Netz B 475

G.3.4 Netz K 476

G.4 Literaturverzeichnis – Kapitel 8 und Anhang G 477

G.5 Quellenwiedergabe [IWU14] 479

Anhang H - Systemeinbindung von Wärmespeichern bei dezentralen Erzeugern in Fernwärmenetzen 483

Anhang I - Ergebnisse zentrale Wärmespeicher unterschiedlicher Fahrweisen in den Netzen G und B 486

I.1 Detailergebnisse Speicher Netz G 486
I.2 Detailergebnisse Speicher Netz B 487
Anhang J - Checkliste für die Einbindung von Solarthermieanlagen in bestehende Fernwärmesysteme 489
J.1 Analyse der IST-Situation (Erzeugung, Netz und Betrieb) und Suche nach potentiellen Standorten für eine Solarthermieanlage und einen möglichen Wärmespeicher 491
J.1.1 Sondierung vorhandener Flächen 491
J.1.2 Erzeugerstruktur 491
J.1.3 Netzstruktur 492
J.1.4 Betriebsbedingungen 492
J.2 Vorüberlegungen zur Änderung der Betriebsweise 493
J.2.1 Veränderte Betriebsbedingungen des Netzes und des zentralen Erzeugers 493
J.2.2 Ausbaukonzept für dezentrale Einbindung und Speicherung 493
J.2.3 Anschluss an das bestehende Fernwärmenetz 495
J.3 Dimensionierung der Solaranlage 496
J.4 Vorgaben für die Übergabe der solaren Wärme an das Netz /NEST 497
J.4.1 Sicherheitsmaßnahmen und Kriterien der Wärmeaufnahme in das Netz 497
J.4.2 Anforderungen an die Komponenten der NEST 498
J.5 Vorgaben und Kriterien für die solarthermische und netzhydraulische Simulation 499
J.5.1 Solaranlage 499
J.5.2 Netz 499
J.5.3 NEST 500
J.5.4 Bewertung der Veränderung durch die dezentrale Einbindung 501
J.6 Flächenfindung 501
J.7 Finanzierung und Förderung 502
J.8 Literaturverzeichnis 503
Anhang K - Verwendung des Begriffs Einbindung statt des Begriffs Einspeisung 504
Anhang L - Projektveröffentlichungen 506

Kurzfassung

Das Projekt DELFIN hatte zum Ziel, den Einfluss dezentraler Wärmeeinbindung aus Solarthermie oder BHKW auf bestehende Fernwärmenetze zu simulieren und zu bewerten.

Zunächst wurden Modellbausteine für Abnehmerlastprofile von Fernwärmekunden sowie Erzeugerprofile von Solarthermieanlagen und stromorientierten BHKW entwickelt, die in existierende Fernwärmesimulationsprogramme (z. B. TRNSYS-TUD, SIR 3S®, StaNET) eingebunden werden können. Dadurch ist es möglich, das volatile Verhalten sowohl der Kunden über die Abnahmeprofile, als auch die Wärmebereitstellung der Erzeuger sehr genau wiederzugeben und somit die sich hieraus ergebenden netzhydraulischen Effekte bestimmen zu können.

Am Beispiel drei real existierender Fernwärmenetze unterschiedlicher Größe wurden die thermohydraulischen Effekte der Einbindung dezentraler, volatiler Erzeuger mit Hilfe der Simulation verschiedener Szenarien mit zunehmenden Anteilen dezentraler Wärmeeinbindung bestimmt und im Vergleich zum Referenzfall herausgearbeitet. Für dieses Projekt wurde auf Basis der Erfahrung von Fernwärmeversorgern und der Abstimmung im Projektkonsortium, die Einbindevariante vom Rücklauf in den Vorlauf ausgewählt.

Es zeigte sich dabei, dass bereits bei jährlichen solaren Deckungsanteilen von knapp über 3 % die Integration von Wärmespeichern im Fernwärmenetz notwendig sein kann, um den technisch möglichen Solarertrag versorgungswirksam in ein Wärmenetz einzubinden.

Durch dezentrale Einbindung von Wärme können im Netz neben zusätzlichen Temperatur- und Druckänderungen teilweise Strömungsrichtungsumkehr und bei Wärmeüberschuss Rückströmungen zur zentralen Erzeugereinheit entstehen. Dies konnte in den Simulationsstudien bei solarthermischen Erzeugern ebenso wie bei den BHKW-Anlagen im Netz nachgewiesen werden. Das Auftreten und die Ausprägung dieser Effekte ist dabei stark abhängig von der Einbindeleistung der dezentralen Erzeuger sowie deren Position im Netz.

Darüber hinaus konnte in Auswertung der Simulationsergebnisse gezeigt werden, dass die dezentrale Wärmeeinbindung einen Einfluss auf die Wechselbeanspruchung (Volllasttemperaturwechsel) des Rohrleitungssystems haben kann. Eine belastbare Aussage zu einer sich daraus ergebenden veränderten Schadenswahrscheinlichkeit bei den Rohrleitungen kann allerdings aufgrund der festgelegten Modellvereinfachungen nicht abgeleitet werden.

Bei der Netzdruckhaltung ergeben sich mit den im Projekt getroffenen Randbedingungen keine erhöhten Ausgleichsvolumenströme, lediglich die Dynamik des Systems wird beeinflusst. Es ist zudem unter den getroffenen Annahmen kein signifikanter Einfluss auf die Jahresnetzwärmeverluste durch dezentrale Einbindung festgestellt worden.

Die Veränderung des Pumpen-Hilfsenergieaufwandes muss neben den zentralen und im Netz positionierten Umwälzpumpengruppen auch die Summe aller dezentralen Einbindepumpen berücksichtigen. Insbesondere dann, wenn durch im Bereich der Netzenden befindliche Erzeuger eine ausreichend hohe Wärmeleistung zur Deckung des lokalen Bedarfs zur Verfügung steht, sind Einsparungen an Pumpen-Hilfsenergieaufwand möglich.

Für den Netzbetrieb ist die durch geänderte Druckverhältnisse mögliche Schlechtpunktverschiebung im Netz von großer Bedeutung. Diese konnte in Simulationsrechnungen bei unterschiedlichen dezentralen Ausbaugraden beobachtet werden und stellt Anforderungen an zukünftige Netzregelstrategien. Abschließend wurden die Ergebnisse dezentraler Einbindung noch hinsichtlich Ihrer direkten ökologischen Effekte auf die untersuchten Fernwärmeszenarien bewertet. Die dafür verwendeten Kriterien sind Ressourcenverbrauch (fossil und gesamt) sowie Treibhausgasemissionen.

Die Untersuchung dezentraler Solarthermieanlagen belegt, dass deren Einbindung in bestehende Fernwärmenetze stets mit Einsparungen bei Ressourcenverbrauch und Treibhausgasemissionen in Größenordnung des regenerativen Deckungsanteils verbunden ist. Die Größe des Vorteils hängt vorrangig von der Art der zentralen Erzeuger und dem Anteil der solaren Wärme an der Jahreswärmemenge ab.

Die absoluten Einsparungen durch Solarthermie sind am höchsten, wenn sie in Netzen mit hohem Anteil an Wärme aus emissionsintensiven Anlagen eingesetzt wird und der benötigte Hilfsstrom regenerativ erzeugt wird.

Im Gegensatz zur Solarthermie kann die Einbindung von dezentralen, stromorientiert betriebenen BHKW in bestehende Netze mit zentraler Hocheffizienz-KWK mit einer ökologischen Mehrbelastung einhergehen. Die technische Machbarkeit der Einbindung von dezentral erzeugter KWK-Wärme ist somit nicht immer gleichzusetzen mit ökologischen Vorteilen.

Als Ergebnis der Untersuchung zur Einbindung von Wärmespeichern direkt an den Standorten der dezentralen Wärmeerzeuger wurden im Projekt aussagekräftige Grafiken erzeugt, die die Zusammenhänge zwischen den Betriebsbedingungen am Einbindepunkt, möglichen solarthermischen Erträgen und den hierfür zu empfehlenden Größen von Wärmespeichern zeigen. Hierbei sind die thermischen Dynamiken (Änderung von Temperatur und Wärmeleistungen) berücksichtigt, netzhydraulische Effekte können jedoch nur durch eine netzspezifische Betrachtung untersucht werden.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass das Projekt DELFIN grundlegende Erkenntnisse, Modelle, Verfahren und Daten zur Verfügung stellt, um einen Ausbau von dezentral in Wärmenetze eingebundenen Wärmeerzeugern effektiv zu unterstützen und die Herausforderungen an die Anpassung von Betriebsführungsstrategien herauszuarbeiten (z. B. „Netzhoheit“ bleibt beim Netzbetreiber).

Executive Summary

The aim of the DELFIN project was to simulate and evaluate the influence of decentralized heat integration from solar thermal or decentralized CHP plants on existing district heating networks.

Initially, model modules were developed for customer load profiles of district heating customers as well as heat generator profiles of solar thermal systems and electricity-oriented CHP plants, which can be integrated into existing district heating simulation programs (e.g. TRNSYS-TUD, SIR 3S®, StaNET). This makes it possible to model the volatile behavior of the customers and the heat supply of the generators and thus determine the resulting network hydraulic effects.

Using the example of three real existing district heating networks of different sizes, the thermohydraulic effects of the integration of decentralized, volatile heat generators were determined with the aid of the simulation of different scenarios with increasing proportions of decentralized heat integration and compared with the respective reference cases. Based on the experience of district heating suppliers and the agreement in the project consortium, the integration variant from return to forward flow was selected for this project.

It turned out that annual solar shares of just over 3 % might require the integration of heat storage in the district heating network in order to enable the integration of the maximum solar yield into a heating network.

Decentralized integration of heat can lead to local changes in the heating medium flow direction. In case of excess heat from the decentralized heat generators, return flows can even reach the central heat generation units. This was shown in the simulation studies with solar thermal generators as well as with the motor CHP plants in the investigated networks. The location, timing and severity of reverse flow effects are strongly dependent on the thermal output of the decentralized generators as well as their position in the grid.

Furthermore, the evaluation of the simulation results showed that decentralized heat integration can have an influence on the full load cycles of the piping system. However, due to the used model simplifications, it is not possible to derive a reliable statement how this affects the probability of damage to the pipelines.

In the case of network pressure maintenance, the boundary conditions set in the project do not result in increased compensatory volume flows, only the dynamics of the system are influenced. Furthermore, under the assumptions made, no significant influence on the annual network heat losses due to decentralized integration was found.

In addition to the central circulation pump groups positioned in the network, the change in the pump auxiliary energy expenditure must also take into account the sum of all decentralized tie-in pumps. In particular, savings in pump auxiliary energy expenditure are possible if a sufficiently high heat output is available to cover the local demand due to heat generators located in the area of the network ends.

The simulations showed that the point of lowest pressure difference can shift in the grid due to changed pressure conditions. This could be observed in simulation calculations with different shares of decentralized, volatile heat generators and makes demands on future grid control strategies.

Finally, the results of decentralized integration were evaluated with regard to their direct ecological effects on the examined district heating scenarios. The criteria used are resource consumption (fossil and total) and greenhouse gas emissions.

The investigation of decentralized solar thermal systems shows that their integration into existing district heating networks is always associated with savings in resource consumption and greenhouse gas emissions in the order of magnitude of regenerative coverage. The size of the advantage depends primarily on the type of central producer and the share of solar heat in the annual heat production.

The absolute savings from solar thermal energy are highest if it is used in networks with a high proportion of heat from emission-intensive plants and the required auxiliary power is generated by renewable power generators.

In contrast to solar thermal energy, the integration of decentralized, electricity-oriented CHP plants into existing networks with central high-efficiency CHP plants can lead to an additional ecological burden. The technical feasibility of integrating decentrally generated CHP heat is therefore not always synonymous with ecological advantages.

As a result of the investigation into the integration of heat storage units, useful figures were generated in the project which show the relationships between the operating conditions at the integration point, possible solar thermal yields and the recommended sizes of heat storage units. Thermal dynamics (changes in temperature and heat output) are taken into account, but network hydraulic effects can only be investigated by a network specific consideration.

In summary, the DELFIN project provides basic knowledge, models, procedures and data to effectively support the integration of decentralized heat generators into heating networks. The project results can also help to work out the challenges for the adaptation of operation management strategies (e.g. "network sovereignty" remains with the network operator).

1 Einleitung

Im Zuge der Energiewende haben sich durch veränderte politische Randbedingungen[1,2] die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Fernwärme signifikant geändert. Expertenprognosen[3,4] zeigen, dass der Fernwärme im Rahmen der Wärmewende insbesondere im urbanen, zunehmend aber auch im ländlichen Raum eine wichtige Aufgabe zukommt.

Zukunftsorientierte Energieversorgungsunternehmen möchten sich dieser Aufgabe stellen, wobei vor 2017 für die Planung und Bewertung möglicher volatiler Anteile in der Fernwärme aus z. B. Solarthermie, Wärme aus BHKW und Power-to-Heat (PtH) keine ausreichend entwickelten Planungswerkzeuge existierten.

Das Vorhaben DELFIN – DEcentraLized Feed IN – hat deshalb als wesentliches Ziel die Schaffung von Planungswerkzeugen, welche die Veränderung der Thermohydraulik der Fernwärmenetze sowie der Wirkungen auf die Komponenten und die Effekte verschiedener Speicherstandorte realitätsnah widerspiegeln. Dazu sind folgende Arbeitsschritte notwendig:

- Erstellen von Verbraucher- und Erzeugermodellen, die sowohl die real vorhandene Volatilität der Lastanforderungen der Fernwärmekunden als auch der dezentralen Erzeuger abbilden, also z. B. eine Abhängigkeit von der solaren Strahlung und Zeiten wärmetechnischer Über- und Unterversorgung möglichst realitätsnah berücksichtigen. Dabei ist die Komplexität soweit zu reduzieren, dass eine Einbindung der daraus abgeleiteten Verbraucher- und Erzeugerprofile, sowohl in die thermohydraulische Netzsimulation, als auch in die Detailmodelle für die Einbindungstechnik mit akzeptablen Rechenzeiten möglich wird.

- Erweiterung der Fernwärmenetz-Simulation zur Abbildung thermohydraulischer Netz-Veränderungen aufgrund unterschiedlicher Erzeugerszenarien

---

1 Z. B. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017). Ausfertigungsdatum 13.05.2019

2 Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG). Ausfertigungsdatum 21.12.2015, Stand 13.05.2019.

3 Z. B. Dr. Almut Kirchner, Dr. Andreas Kemmler et al., „Klimapfade für Deutschland“, Studie im Auftrag des BDI, Prognos AG & BCG, 2018

4 Felsmann, C.; Eckstädt, E.; Rühling, K.: Wärmeversorgung für Sachsen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Sächsischen Landtag, TU Dresden, 21.11.2014

- Erweiterung der Fernwärmenetz-Simulation zur Abbildung des Fernwärmesystems als notwendige Basis einer simulationsbasierten Ableitung von Anforderungen an Weiterentwicklungen im Komponenten- und MSR-Bereich.

- Erstellen von Bereitstellungsmodellen der Solarthermie und anderer dezentraler Wärmeerzeuger sowie Erarbeitung von Abhängigkeiten der Kopplung Solarthermieerzeuger – Wärmespeicher - Fernwärmenetz.

- Bestimmen der ökologischen Wirkungen der ausgewählten Szenarien dezentraler Einbindung im Vergleich zu den festgelegten Referenzvarianten der untersuchten Fernwärmesysteme.

Das Vorhaben trägt zu den übergreifenden Zielen der Wärmewende wie folgt bei:

- Die mit dem Vorhaben geschaffenen Instrumente und Modelle schaffen direkte Voraussetzungen, um den Anteil der Erneuerbaren Energien - hier insbesondere Solarthermie und Abwärme aus stromorientierten dezentralen BHKW - in der Wärmeversorgung signifikant zu erhöhen.

- Solarthermie verursacht - bis auf den Hilfsenergiebedarf – prinzipbedingt im Betrieb keine zusätzlichen Treibhausgasemissionen.

- Die deutschen Komponentenhersteller bekommen Hinweise für Produktneu- und -weiterentwicklungen und haben damit eine Basis für die Schaffung zukunftsfähiger, hochwertiger Arbeitsplätze.

- Entsprechend der dafür identifizierten Aufgaben[5] ist das Vorhaben der „Forschung für energieeffiziente Wärme- und Kältenetze - EnEff:Wärme“ zuzuordnen. Signifikante Beiträge soll das Projekt leisten zur:

    - Untersetzung des Anforderungskatalogs an Rohrleitungstechnik sowie Komponenten (Pumpen, Druckhaltung) für neuartige Netzstrukturen und –betriebsweisen,

    - Erweiterung und Entwicklung neuer Simulations- und Planungshilfsmittel sowie Untersuchung möglicher Umsetzungsstrategien.

Während einerseits eine zunehmende Einbindung regenerativer Wärmeerzeuger als sinnvoll erscheint, stehen manche Versorger einer zunehmenden Einbindung – , insbesondere der Solarthermie –, immer noch skeptisch gegenüber.

[5] Bekanntmachung der Forschungsförderung im 6. Energieforschungsprogramm „Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ vom 08.12.2014

Hintergrund ist die Tatsache, dass der Wärmebedarf von Städten in den Sommermonaten häufig ausreichend mit Wärme aus hocheffizienten KWK Anlagen gedeckt ist, welche durch Einbindung von dezentral erzeugter Wärme in den Sommermonaten immer weniger betrieben und damit weniger wirtschaftlich werden. Vor diesem Hintergrund können die Ergebnisse dieses Vorhabens verwendet werden, um Bedenken auszuräumen und die Einbindung der Solarthermie in der Fernwärmepraxis zu fördern.

In Simulationsstudien war es bisher meist ausreichend, die thermohydraulischen Verhältnisse im Netz für Grenzsituationen, d.h. zu ausgewählten Zeitpunkten mit einem hohen Maß an bei allen Abnehmern gleichzeitig auftretenden Lastbedingungen (z. B. maximale und minimale Wärmeabnahme) zu kennen.

Durch mehrere, im Netz verteilte, dezentrale Wärmeerzeuger mit unterschiedlicher Volatilität wird es notwendig, das Abnehmer- und Wärmeerzeugerverhalten nicht pauschalisiert, sondern mit realistischen Gleichzeitigkeiten vorherzusagen. Mit Hilfe der Simulation von Zeiträumen statt stationären Betrachtungen, im Idealfall mit Ganzjahressimulationen, sind dann die Wirkungen im Netz zu prüfen.

Im Projekt war deshalb eine Methode der Modellierung des Abnehmerverhaltens zu entwickeln, die in der Lage ist, unter veränderbaren Witterungsbedingungen nicht nur die Lastverläufe, sondern auch die Rücklauftemperaturantwort zeitaufgelöst zu prognostizieren. Gleiches galt für die Prognose der dezentralen Wärmebereitstellung mittels Solarthermie und BHKW.

Mit Hilfe der im Projekt neuentwickelten Modelle werden, am Beispiel von ausgewählten, typischen Netzen des Bestandes, Simulationsstudien durchgeführt. Dabei variieren die dezentral einzubindenden Wärmeerzeuger hinsichtlich ihrer Leistung, Position im Netz und Art der Energiebereitstellung (Solarthermie oder BHKW). Ziel ist es, die untersuchten Fernwärmenetze an thermohydraulische Grenzbedingungen zu bringen, diese zu detektieren und Abschätzungen für die erwartenden Auswirkungen zu treffen.

Auf Basis der Ergebnisse der Simulationen werden im vorliegenden Bericht auch die jahresmittleren, ökologischen Effekte der Einbindung dezentraler, volatiler Wärmeerzeuger in bestehende Netze für ausgewählte Szenarien ermittelt und dargestellt. Dabei soll die Bewertung der Veränderung der Treibhausgasemissionen eine Einschätzung des Beitrags zum Klimaschutz ermöglichen, während der Ressourcenverbrauch (gesamt und fossil) als Maß für die Zukunftsfähigkeit und Effizienz der untersuchten Wärmeversorgungsvarianten verstanden werden kann.

Wird in ausgewählten Betriebszuständen die dezentral eingebundene Wärmeleistung so groß, dass sie im bestehenden Wärmenetz nicht mehr technisch beherrschbar ist, können Wärmespeicher ergänzt werden, um Wärmemengen zu puffern und zwischen (dezentralem) Wärmeangebot und Wärmenachfrage auszugleichen. Solche Wärmespeicher können zentral auf Erzeugerseite, dezentral auf Kundenseite oder teilzentral im Wärmenetz eingesetzt werden.

Die Bedingungen für unterschiedliche Einbindemöglichkeiten eines Wärmespeichers werden ebenso betrachtet, wie der Einfluss der maßgebenden Betriebs- und Dimensionierungsparameter dezentral einbindender Wärmeerzeuger auf die notwendige Größe des Wärmespeichers. Ein Schwerpunkt dieser Betrachtungen lag hierbei auf der dezentralen Einbindung von Solarthermieanlagen, da diese aufgrund ihrer Abhängigkeiten von der Solarstrahlung und von den Betriebsbedingungen des Wärmenetzes die komplexesten Anforderungen stellen.

In DELFIN werden drei reale Fernwärmebestandsnetze untersucht, deren Charakterisierung kurz hinsichtlich der wesentlichen Netzparameter (s. a. Tabelle 1.1) und der Struktur erfolgen soll. Für die thermohydraulische Modellierung kamen die Simulationswerkzeuge TRNSYS-TUD (Netz B und G, s. Kapitel 6) bzw. SIR 3S® (Netz K, s. Kapitel 7) zum Einsatz. Die Netze sind aus Datenschutzgründen anonymisiert.

Tabelle 1.1: Übersicht über die in DELFIN untersuchten Fernwärmenetze

	Netz K	**Netz B**	**Netz G**
Summe Anschlussleistung der Kunden	880 MW	84 MW	2,2 MW
min. Sommerlast 2015, Potsdam	41 MW	2,3 MW	50 kW
max. Winterlast 2015, Potsdam	380 MW	45 MW	2,2 MW
Anzahl der Kunden	3200	485	51
Trassenlänge	260 km	41 km	2,65 km
Simulation durch	3S Consult	TU Dresden	TU Dresden
Netztemperaturen VL (Winter/ Sommer)	120/92°C	130/80°C	90/65°C
Simulationsszenarien und Ergebnisse	Kapitel 7	Kapitel 6	Kapitel 6

Auf Basis der Erfahrungen des Projektes sowie unterstützender Fernwärmeunternehmen werden als Planungshilfe für die Praxis sowohl eine Checkliste als auch Beispiele für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Einbindung von großflächigen Solarthermieanlagen in Bestandswärmenetze erstellt (Checkliste siehe Anhang J, Wirtschaftlichkeitsbeispiele siehe Kapitel 4.5).

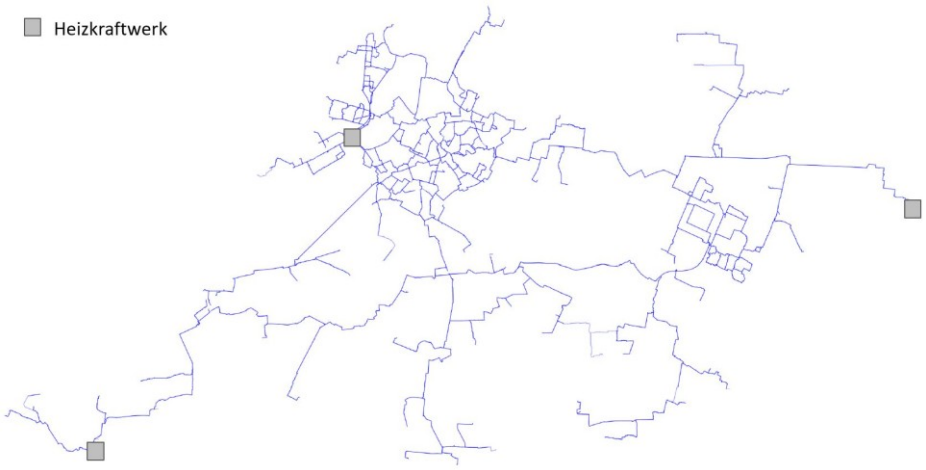


Abbildung 1.1: Netz K, großes vermaschtes Fernwärmenetz [3S Consult]

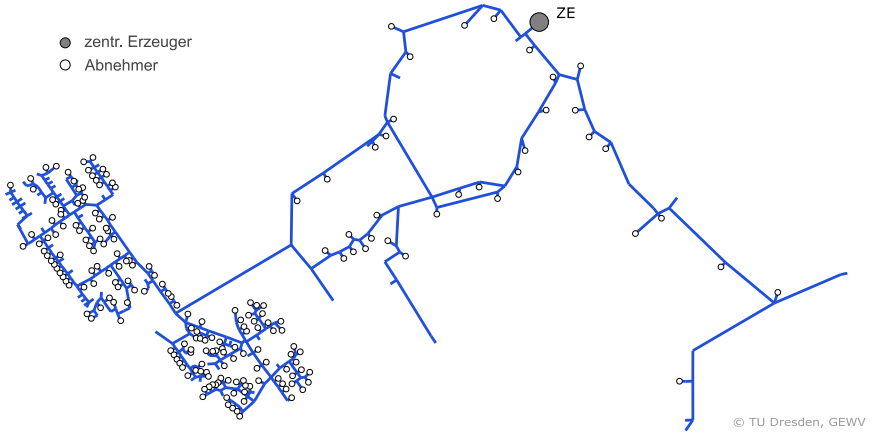


Abbildung 1.2: Netz B, mittelgroßes vermaschtes Netz [TUD]

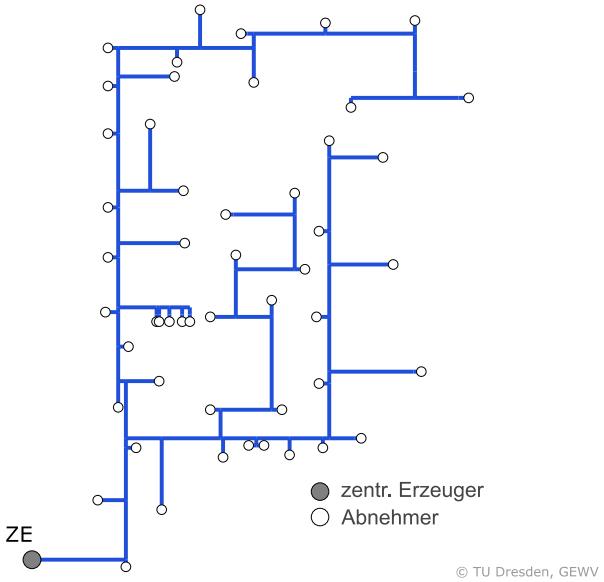


Abbildung 1.3: Netz G: Kleines Strahlennetz [TUD]

2. Standorte und Wetterdaten

Autoren: Sabine Ott, Kai Schäfer, Laure Deschaintre, Dirk Mangold (Solites)

So wie z.B. der Energieverbrauch zum Heizen unter anderem von der Außentemperatur am Standort und damit von den Wetterdaten dieses Standortes abhängt, so haben weitere Kimadaten Einfluss z.B. auf den Wärmeertrag einer Solarthermieanlage.

2.1. Verwendete Klimadatensätze

Die im Forschungsvorhaben DELFIN angestrebten Simulationen hatten unter anderem die Analyse thermohydraulischer Effekte in mehreren Wärmenetzsystemen mit dezentral eingebundenen Solarthermieanlagen zum Ziel. Als Randbedingungen für diese Simulationen werden unter anderem die am zu betrachtenden Standort vorhandenen Klimadaten benötigt (mindestens solare Einstrahlung und Umgebungstemperatur).

Nach Abstimmung im Projektkonsortium wurden **Potsdam und Würzburg** als zu betrachtende Standorte festgelegt. Im Kontext solarthermischer Systemanalysen ist Würzburg ein seit vielen Jahren häufig angewendeter Beispielstandort, welcher noch heute große Beachtung in der Branche erfährt und in den Testzertifikaten der Solarthermieprodukte als Referenz dient. Dagegen gewinnt der Standort Potsdam aufgrund aktuell gültiger Regelwerke zunehmend an Bedeutung. Zum einen weist die EnEV Potsdam als deutschlandweiten Referenzstandort für die Berechnung der Stromerträge von PV-Anlagen aus, zum anderen sind für den nach DIN 4108-2:2013 durchzuführenden Nachweis des sommerlichen Wärmeschutzes von Gebäuden die Klimadaten des Standortes Potsdams von großer Relevanz. Unabhängig vom Standort wurde das Jahr 2015 als Betrachtungszeitraum für die simulationsgestützten Untersuchungen im Projektkonsortium beschlossen. Dies war notwendig, da für die Untersuchungen der dezentralen BHKW-Einbindung die EEX-Preise als Entscheidungskriterium fungieren, welche einen signifikanten Zusammenhang mit Klimadaten aufweisen, sodass die Benutzung von Testreferenzjahren ungeeignet ist.

Klimadatensätze werden durch unterschiedliche Quellen zur Verfügung gestellt. Manche Berechnungsprogramme enthalten bereits Klimadatensätze. Eine in der Solarthermiebranche weit verbreitete Dienstleistungssoftware ist Meteonorm [Met18]. Diese stellt für jeden Standort Strahlungsdaten zur Verfügung, die entweder direkt für den Standort gemessen wurden oder aus naheliegenden Standorten, für die Messdaten vorliegen, interpoliert werden. Meteonorm bietet zudem unterschiedliche Betrachtungszeiträume für die Generierung eines repräsentativen Jahresverlaufs. Dies ermöglicht zum Beispiel, dass der Einfluss des Klimawandels auf Umgebungstemperatur und Einstrahlung unterschiedlich stark berücksichtigt werden kann.

Die Verwendbarkeit von Klimadatensätzen des Deutschen Wetterdienstes für Simulationen von Solarthermieanlagen wurde durch Arbeiten im vorhergehenden Vorhaben Dezentral hinterfragt. Letztendlich riet der Deutsche Wetterdienst selbst von einer Verwendung seiner

repräsentativen Klimadatensätze (TRY: Test Reference Year) für die Simulation von Solarthermieanlagen ab. Mittlerweile wurden die Strahlungsdaten in den Klimadatensätzen des Deutschen Wetterdienstes grundlegend überarbeitet. Die Strahlungsdaten können unter Beachtung der im folgenden dargestellten Randbedingungen nun auch bei der Berechnung von Solarthermieanlagen verwendet werden.

Das Projektkonsortium von DELFIN entschied sich für die Verwendung der Klimadatensätze des Deutschen Wetterdienstes.

2.2. Zu beachtende Randbedingungen und notwendige Umrechnungen

Messdaten der für Simulationen erforderlichen Klimadaten stellt der Deutsche Wetterdienst für mehrere Standorte (inkl. Potsdam und Würzburg) kostenfrei in einer Online-Datenbank zur Verfügung [CDC17]. Die im Projekt DELFIN verwendeten Klimadaten aus dem Jahr 2015 enthalten folgende Messwerte:

Umgebungstemperatur

Bestrahlungsstärke der Global- und Diffusstrahlung auf die horizontale Ebene

Windgeschwindigkeit

Relative Luftfeuchtigkeit

Allerdings weisen die über diese Quelle bezogenen Daten keinen einheitlichen Zeitbezug auf. Beispielsweise beziehen sich die für das Jahr 2015 veröffentlichten Daten der solaren Einstrahlung auf die wahre Ortszeit (WOZ), wohingegen die Umgebungstemperatur die Mitteleuropäische Zeit (MEZ) als Bezugszeit aufweist. Für die durchzuführenden Simulationen im Vorhaben DELFIN mussten die Bezugszeiten der Klimadaten auf die MEZ vereinheitlicht werden. Dies erfolgte unter Verwendung der in TRNSYS enthaltenen Standardkomponenten.

Für manche Berechnungsprogramme wie z.B. auch für das in DELFIN entwickelte vereinfachte Berechnungsmodell einer Solarthermieanlage (siehe Kapitel 4) sind zudem meteorologische Eingabeparameter erforderlich, die nicht alle mit den verfügbaren Messwerten des DWD übereinstimmen. Neben der Umgebungstemperatur und der Bestrahlungsstärke der Globalstrahlung auf die horizontale Ebene wird für die Anwendung des Berechnungsmodells auch die Bestrahlungsstärke der Direktnormalstrahlung benötigt, welche nicht in den DWD-Messwerten enthalten sind.

Die Direktnormalstrahlung ist die Direktstrahlung, die immer senkrecht zur Sonne steht. Sie ist deshalb immer größer als die Direktstrahlung auf die horizontale Ebene. Vergleichsberechnungen haben gezeigt, dass bei fehlerhafter Eingabe (horizontale Direktstrahlung anstatt Direktnormalstrahlung) bis zu 15 % geringere solarthermische Erträge resultieren.

Deshalb muss für die Wetterdatensätze des DWD die Bestrahlungsstärke der Direktnormalstrahlung aus den vorhanden Daten bestimmt werden:

Die Direktnormalstrahlung ist über eine Winkelbeziehung mit der Direktstrahlung auf die horizontale Ebene verknüpft. Mathematisch berechnen lässt sich die Direktnormalstrahlung über den Quotienten aus horizontaler Direktstrahlung und Zenitwinkel am Standort:

$$G_{beam,normal} = \frac{G_{beam,hor}}{\cos(\theta_Z)} \tag{2.1}$$

mit:

$G_{beam,normal}$ Bestrahlungsstärke der Direktnormalstrahlung

$G_{beam,hor}$ Bestrahlungsstärke der Direktstrahlung auf die horizontale Ebene

θ_Z Zenitwinkel

Der Zenitwinkel (siehe folgende Abbildung 2.1) und damit die Direktnormalstrahlung ist sowohl vom täglichen als auch vom saisonalen Sonnenstand abhängig. Die dafür erforderliche Ermittlung der Sonnendeklination und des Stundenwinkels für den jeweiligen Standort wurde nach anerkannten Berechnungsformeln durchgeführt [Duf06].

Aufgrund des Nenners in der Gleichung 2.1 kann bei einem Zenitwinkel nahe 90° die Berechnung zu unrealistischen Extremwerten der Direktnormalstrahlung führen. Um dies zu vermeiden, wird der Zenitwinkel für die Bestimmung der Direktnormalstrahlung auf den Bereich ≤ 89° begrenzt. Dies ist unproblematisch, denn der maximal mögliche Zenitwinkel von 90° ist immer der Winkel zum Horizont (vgl. Abbildung 2.1) und falls die Sonnenstrahlung unter Zenitwinkel > 89° einfällt, ist dies unerheblich für die solarthermischen Erträge, da zu diesen Zeitpunkten die Einstrahlung so gering ist, dass die solarthermische Anlage ohnehin nicht in Betrieb ist.

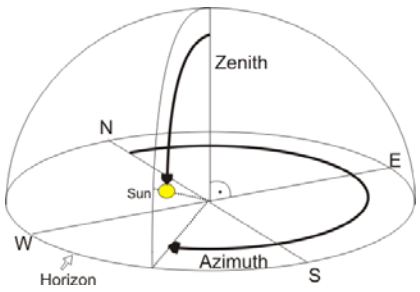


Abbildung 2.1: Winkelbezeichnungen der Sonneneinstrahlung (Bildquelle: https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/a/azimut.html)

2.3. Einfluss der Wahl der Wetterdaten und der Datenquelle auf den Ertrag einer Solarthermieanlage

Im Vorgriff auf die in Kapitel 4 dokumentierten Arbeiten zeigt dieses Kapitel, welche Auswirkung die Wahl der Wetterdaten, hier insbesondere der Strahlungsdaten, auf den zu berechnenden Wärmeertrag einer Solarthermieanlage hat. Basis der dargestellten Berechnungsergebnisse sind folgende Randbedingungen:

- Kollektortyp HT-Flachkollektor mit 100 m² Bruttokollektorfläche
- Einbindung in ein Wärmenetz mit einer Vorlauftemperatur-Fahrkurve von 75 °C – 105 °C, abhängig von der Außentemperatur ϑa gleitend variabel (entspr. Sekundärnetz des vorhergehenden Vorhabens Dezentral).
- Einbindung der Solarwärme ausschließlich mit Vorlauftemperatur
- Kein Wärmespeicher, da die gesamte erzeugte Solarwärme im Wärmenetz aufgenommen wird.
- Kollektorausrichtung gegen Süden mit 30° Neigung gegen horizontal

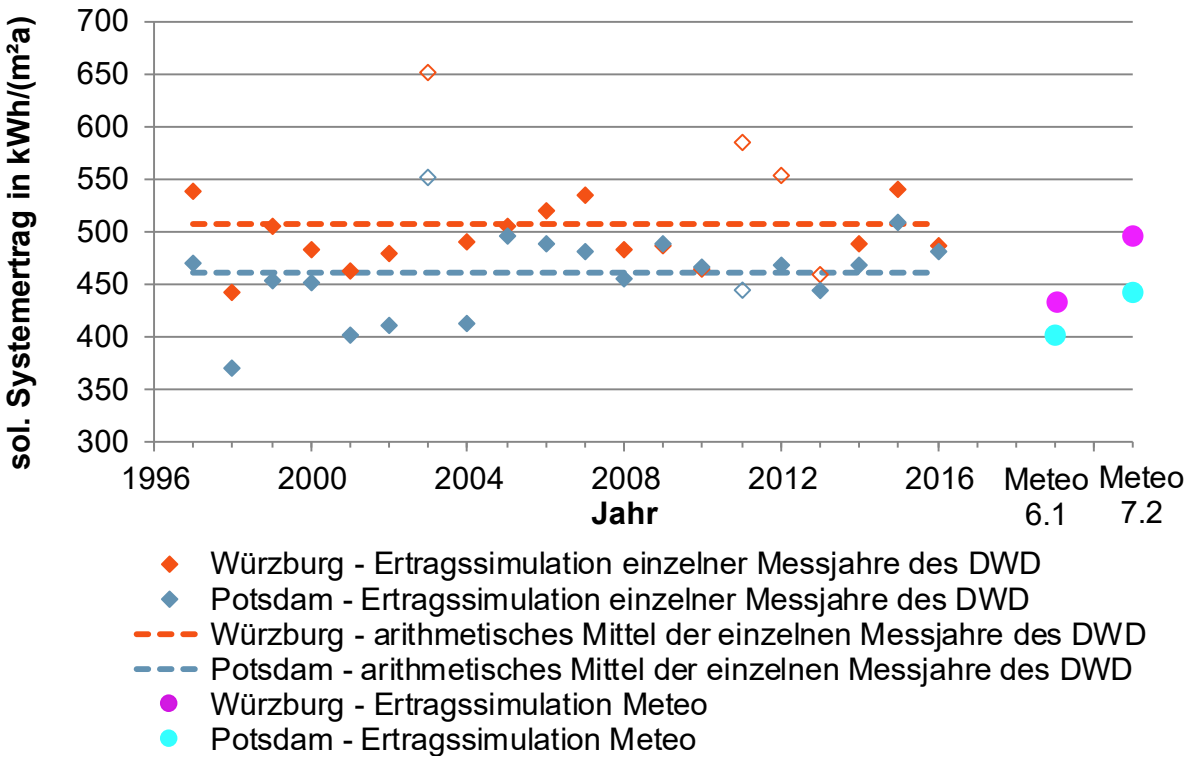


Abbildung 2.2: Auf einen m² Kollektorfläche bezogener solarer Systemertrag in Abhängigkeit der gewählten Wetterdaten und der Datenquelle

Die für die in der obigen Abbildung 2.2 dargestellten Ergebnisse verwendeten Wetterdaten stammen aus den Datenquellen des Deutschen Wetterdienstes DWD [DWD16] und der

Software Meteonorm [Met18], bezeichnet mit Meteo. Für diese Software wurden zwei Versionen (6.1 und 7.2) ausgewertet. Die Ergebnisse sind unterschiedlich, da sich die Berechnungsmethode sowie der hinterlegte Betrachtungszeitraum der von der Software zur Verfügung gestellten Strahlungsdaten verändert hat.

Anmerkungen zu den in der obigen Abbildung 2.2 dargestellten Ergebnissen:

- Sind die Punkte im Diagramm nicht farbig ausgefüllt, weisen die verwendeten Wetterdaten Messlücken mit mehr als 120 Stunden im Jahr auf (in Summe, nicht am Stück).
- Die im Diagramm ersichtliche Ertragsspitze am Standort Würzburg im Jahr 2003 lässt Zweifel aufkommen. Obwohl die Globalstrahlung im Jahr 2003 nur ca. 125 kWh/(m²a) höher ist als in den anderen Jahren, kann ein Mehrertrag von ca. 125 kWh/(m²a) mit dem solarthermischen System generiert werden. Auswertungen auf Jahres- und Monatsbasis konnten die Zweifel nicht klären. Ein Vergleich mit historischen Ertragsdaten von PV-Anlagen unterstützt die Zweifel (https://www.pv-ertraege.de/cgi-bin/pvdaten/src/region_uebersichten.pl/kl).

Wie durch einen Vergleich der jährlichen solaren Systemerträge zu erkennen ist, ist der Einfluss der Solarstrahlung maßgebend für den solarthermischen Systemertrag. Deswegen ist die Wahl der Datenquelle und der Solarstrahlungswerte sorgfältig und überlegt durchzuführen. Generell wird empfohlen, repräsentative Klimadatensätze zu verwenden, welche die Klimaverhältnisse mehrerer Jahre berücksichtigen. Einige Datenquellen bieten hierzu eine Auswahl an Betrachtungszeiträumen für die Solarstrahlung über die vergangenen 10, 15 oder 20 Jahre.

Für das Vorhaben DELFIN wurde, wie eingangs des Kapitels beschrieben, das Jahr 2015 als Bezugsjahr gewählt. Grund hierfür ist, dass für Betrachtungen von stromgeführt betriebenen BHKWs die Börsen-Strompreise aus dem Jahr 2015 zu Grunde gelegt wurden.

2.4 Literaturverzeichnis Kapitel 2

[CDC17] Climate Data Center [Online-Sammlung von Klimadaten]; 2017; Deutscher Wetterdienst [Herausgeber]; verfügbar unter: https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/hourly/solar/

[Duf06] Solar Engineering of Thermal Processes; John Duffie und William Beckman; 2006; Verlag C. H. Beck oHG

[Met18] Meteonorm Software, Einstrahlungsdaten für jeden Ort des Planeten, www.meteonorm.com

3 Abnehmermodellierung

Autor: Dr. Peter Stange (TUD)

3.1 Einleitung und Motivation

Zur realistischen Simulation von Fernwärmenetzen ist unter anderem die hinreichend genaue Darstellung der Fernwärmeabnehmer unter Beachtung der verschiedenen Gebäudetypen und Nutzungscharakteristika notwendig. Eine Grundvoraussetzung zur Beurteilung der kombinierten Auswirkungen von Bedarf und dezentraler Erzeugung auf das Netz ist in diesem Zusammenhang die zeitaufgelöste Abbildung von Wärmebedarf und fernwärmeseitiger Rücklauftemperatur der einzelnen Abnehmer über mindestens ein gesamtes Jahr. In der Regel sind derart detaillierte Monitoringdaten nur für wenige einzelne Abnehmer verfügbar, während für einen Großteil nur Daten zur Anschlussleistung sowie zum summierten Jahreswärmebedarf vorliegen. Diese unzureichende Datenlage bedingt die Notwendigkeit, Modelle der Abnehmer zu erstellen und in der Netzsimulation zu nutzen. Die Simulation der Abnehmer sollte dabei so erfolgen, dass sie zum einen einzeln betrachtet möglichst realistischen Lastverläufen folgen, ohne beispielsweise in der Praxis auftretende Extremwerte zu glätten. Zum anderen ist darauf zu achten, dass die Anzahl und Vielfalt verfügbarer Modelle groß genug ist, um eine realistische Gleichzeitigkeit des Wärmebedarfs im gesamten Netz darzustellen. Der Modellierungsansatz muss außerdem ermöglichen, das Abnehmerverhalten in Abhängigkeit verschiedener äußerer Randbedingungen, z.B. Fernwärme-Netztemperaturen, Wetterbedingungen, Feiertagsmuster u.ä., differenziert abzubilden. Dies ist zur konsistenten Simulation von Abnehmerdaten und dezentraler Erzeugung, welche beispielsweise im Fall von Solarthermie stark witterungsabhängige Erträge liefert, unabdingbar. Außerdem ist es nur durch die Abbildung der Lastverläufe in Abhängigkeit dieser Einflüsse möglich, verschiedene Witterungsszenarien einzubeziehen und damit unterschiedliche Standortbetrachtungen in der Netzsimulation durchzuführen.

Es hat sich herauskristallisiert, dass die Simulation realitätsnaher Dynamiken zielführend durch auf realen Messdaten von Objekten an der fernwärmenetzseitigen Übergabestelle Energieversorgungsunternehmen/Kunde basierenden Regressionsverfahren möglich ist. Dieser Modellansatz sowie dessen detaillierte Beschreibung ist in Kapitel 3.3 ausführlich dargestellt. Darauffolgend wird die Zuordnung der erstellten Abnehmermodelle zu den Abnehmern der zu simulierenden Netze in Abschnitt 3.4 erläutert und anschließend anhand des Gleichzeitigkeitsfaktors in Abschnitt 3.5 validiert. Das auf der Regressionsmethodik basierende und in Excel umgesetzte Prognosetool FreePlan wird in Kapitel 3.6 vorgestellt. Im folgenden Abschnitt 3.2 soll jedoch zunächst auf die Datenverfügbarkeit eingegangen werden.

3.2 Datenverfügbarkeit und -aufbereitung

Sämtliche Datenquellen wurden im Rahmen des Projekts anonymisiert. Zu deren besseren Unterscheidung werden diese im Folgenden durch Buchstaben gekennzeichnet.

Aus dem Projekt DEZENTRAL [Rüh+15] sind bereits einige Abnehmerdaten im Bestand der TU Dresden vorhanden. Diese umfassen Monitoringdaten zweier sanierter Mehrfamilienhäuser am Standort G sowie von 13 modernen Mehrfamilienhäusern am Standort E. Die Messwerte von fernwärmeseitiger Vor- und Rücklauftemperatur sowie des Volumenstroms stehen in dreiminütiger Auflösung zur Verfügung, vgl. Abbildung 3.1.

Weiterhin sind aus früheren Forschungsprojekten Messwerte verschiedener Abnehmer des Standorts D vorhanden. Diese umfassen in 15-minütiger Auflösung ebenfalls die fernwärmeseitige Vor- und Rücklauftemperatur sowie den Volumenstrom. Es handelt sich hierbei um Mehrfamilienhäuser, Hotels und große Bürogebäude. Von Art und zeitlicher Auflösung analoge Daten stehen außerdem für eine Wohnsiedlung, bestehend aus Mehrfamilienhäusern, am Standort H zur Verfügung.

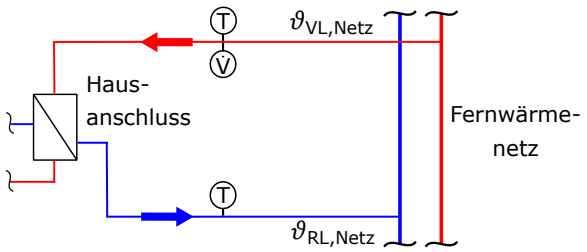


Abbildung 3.1: Schematische Veranschaulichung der fernwärmeseitigen Messung.

Zusätzlich für DELFIN wurden von verschiedenen Versorgern Monitoringdaten unterschiedlicher Gebäudetypen an den Standorten A, C und F zur Verfügung gestellt. Hierbei handelt es sich um Momentanwerte, welche für die Standorte A und F in viertelstündlicher und für den Standort C in stündlicher Auflösung vorliegen. Die übergebenen Datensätze enthalten die fernwärmeseitige Vorlauf- und Rücklauftemperatur sowie die Wärmeleistung der Abnehmer. Für die Objekte am Standort A ist außerdem der Fernwärme-Massestrom gegeben. Die allgemeinen Angaben der Objekte an den Standorten A, C, D und F beschränken sich auf die Gebäudeart sowie deren Anschlussleistung. Weitere charakterisierende Informationen, wie beispielsweise Baujahr, Sanierungsstand, Nutzungsflächen u.ä., wurden nicht übergeben. Zur Erstellung charakteristischer Modelle der Abnehmer an der Übergabestelle Fernwärmenetz/ Fernwärmeabnehmer sind diese weiteren Angaben zwar nicht essentiell, allerdings kann somit keine bestmögliche Zuordnung der Modelle zu den Abnehmern in der späteren Netzsimulation garantiert werden, da diese ausschließlich auf Angaben zur Gebäudeart sowie der Anschlussleistung basieren muss.

Mit Ausnahme der Objekte des Standorts G und E stehen keine näheren Informationen zur Art der Trinkwassererwärmung zur Verfügung. Separierte Messdaten zur Raumheizung und Trinkwassererwärmung sind lediglich für ein Objekt des Standorts G vorhanden.

Für die spätere Modellierung des Abnehmerverhaltens in Abhängigkeit äußerer Einflüsse stehen zu allen genannten Standorten Wetterdaten (Außentemperatur und Globalstrahlung) in geeigneter zeitlicher Auflösung zur Verfügung. Die Quellen dieser Daten sind teilweise direkte Messungen am Objektstandort, teilweise Werte von nahegelegenen Wetterstationen des DWD. Des Weiteren ist anhand des Datumsstempels und der Kenntnis des Bundeslandes der jeweiligen Standorte die Ableitung von Werk-, Feier- und Ferientagen möglich.

In Tabelle 3.1 sind die verfügbaren und für die spätere Modellbildung nutzbaren Messdatensätze, aufgeschlüsselt nach Gebäudeart, Standort und Anzahl, dargestellt.

Tabelle 3.1: Objektübersicht der für die Netzsimulation zur Abnehmermodellierung geeigneten Messdatensätzen

Gebäudeart	**Anzahl**	**Standort**
Mehrfamilienhaus, modern	6	E
Mehrfamilienhaus, zweistöckig, saniert	2	G
Mehrfamilienhaus	2	D
Wohnsiedlung, Einfamilienhäuser	1	C
Wohnsiedlung, Mehrfamilienhäuser	1	H
Gewerbe/ Wohnhaus - gemischt	2	D
Gewerbebetrieb	1	C
Gewerbe/ Büro - gemischt	1	D
Bürogebäude	4	D
Hotel	2	D
Bank	1	C
Industrie/ Industriehalle	2	A+C
Kaserne	1	C
Krankenhaus	3	A+F+C
Schule	1	A
Hochschule/ Universität	3	A+C

Im Rahmen des Arbeitspakets 1 fand zunächst eine umfangreiche Datenaufbereitung der zuvor genannten Lastgänge statt. Je nach Datenquelle waren hierbei unter anderem die folgenden Arbeitsschritte durchzuführen:

- Identifikation von Kenngrößen (Anschlussleistung, Jahreswärmebedarf, . . .)
- Bereinigung von Fehlwerten sowie offensichtlichen Messfehlern
- Berechnung nicht gegebener Werte auf Basis verfügbarer Daten (z.B. Leistungswerte basierend auf Temperaturdifferenz und Volumenstrom)
- Erstellung von Diagrammen zur anschaulichen Darstellung der Abnehmercharakteristik
- Beschaffung bzw. Ableitung der zeitlich zugehörigen Einflussgrößen zur Modellbildung, vgl. Abschnitt 3.3.2

- Vereinheitlichung der zeitlichen Diskretisierung auf wenn möglich viertelstündliche, ansonsten stündliche Werte
- Vereinheitlichung des Zeitstempels von Mess- und Einflussgrößen

Zur Veranschaulichung der Datenbasis wurde für jeden in der späteren Netzsimulation genutzten Datensatz ein charakteristischer Steckbrief erstellt. Abbildung 3.2 zeigt einen solchen beispielhaft für die Daten einer Hochschule am Standort A. Dargestellt sind neben allgemeinen Kenngrößen Diagramme zur Veranschaulichung des charakteristischen Lastverhaltens. Dies sind (von links oben nach rechts unten) die Jahresdauerlinien, der Wärmebedarf in Abhängigkeit der Außentemperatur, der Wärmebedarf als jährliche Zeitreihe sowie der jeweils zugehörige Außentemperaturverlauf. Die Steckbriefe können im projektbezogenen Downloadbereich[1] der TU Dresden heruntergeladen werden.

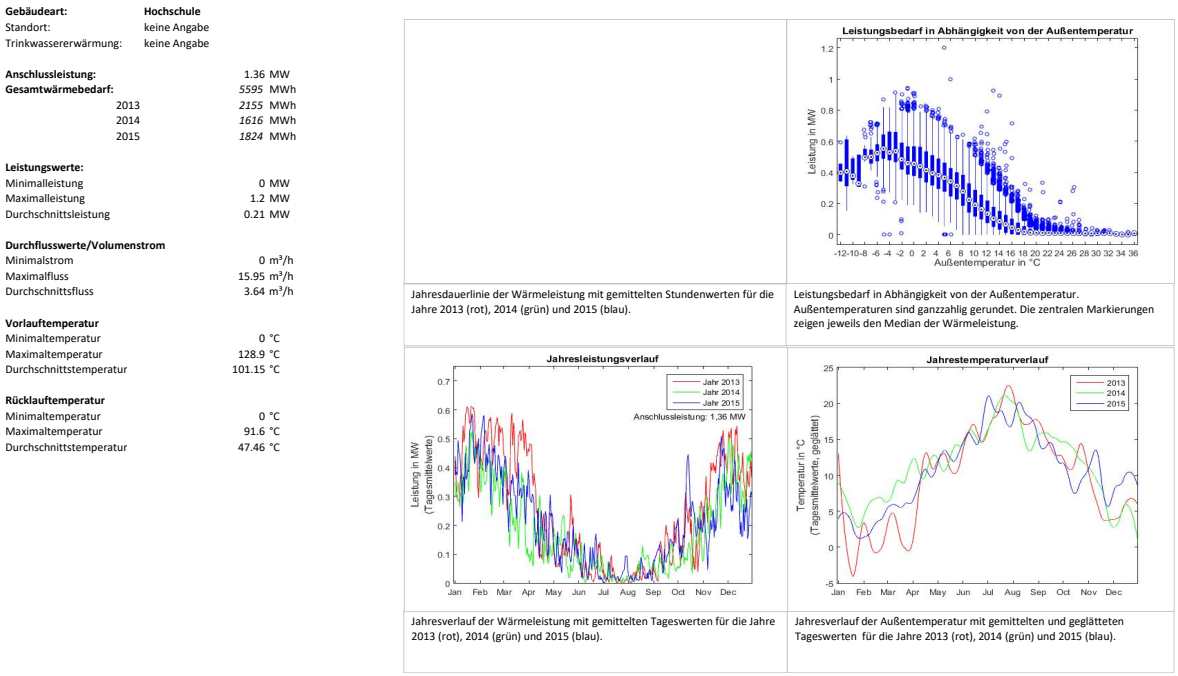


Abbildung 3.2: Beispielhafter Steckbrief einer Hochschule am Standort A

3.3 Modellierung des Abnehmerverhaltens

3.3.1 Modellanforderungen und Modellwahl

Auf Basis der in Abschnitt 3.2 beschriebenen Datengrundlage soll für jeden Monitoringdatensatz ein Modell zur Generierung der zeit- und einflussgrößenabhängigen sowie den entsprechenden Gebäudetyp charakterisierenden Wärmebedarfe und Rücklauftemperaturen erstellt werden. Das Ziel dabei ist, durch eine spätere Zuordnung dieser Modelle zu den Abnehmern der zu untersuchenden Netze K, B und G die benötigten Wärmelastgänge sowie die Rücklauf-

[1] www.tu-dresden.de/mw/iet/gewv/forschung/forschungsprojekte/delfin

temperaturen für das jeweilige Simulationsszenario auf Basis weniger Informationen (Gebäudetyp und Anschlussleistung des Abnehmers, Netzfahrkurve etc.) sowie in Abhängigkeit der Wetterdaten erstellen zu können.

Im Hinblick auf diese Anwendung in der Netzsimulation wurden folgende Anforderungen an den Modellansatz gestellt:

1. Die Möglichkeit der Generierung realitätsnaher und charakteristischer Wärmelastverläufe und Rücklauftemperaturen in Abhängigkeit definierter Einflussfaktoren
2. Das Modell soll hinsichtlich der Anwendbarkeit als auch in Bezug auf die relevanten Einflussgrößen für jeden Abnehmer- bzw. Gebäudetyp einheitlich sein.
3. Das Modell soll es ermöglichen, den Wärmelastgang für einen beliebig wählbaren Zeitraum in Abhängigkeit vorgegebener Einflussgrößen zu simulieren. Das heißt sowohl einzelne Zeitpunkte als auch mehrjährige Zeitreihen sollen generierbar sein.
4. Eine realistische Gleichzeitigkeit der jeweils betrachteten Fernwärmenetze muss dargestellt werden können. Hierzu soll auf Grundlage der modellierten Lastgänge sowohl eine stochastische Variation als auch eine Skalierung dieser auf unterschiedliche Anschlussleistungen möglich sein.
5. Insbesondere die Rücklauftemperatur am Abnehmerknoten kann nicht a priori, sondern erst während der Netzberechnung in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur bestimmt werden. Aus diesem Grund ergibt sich die Notwendigkeit der Nutzung eines Modellansatzes, welcher in der Anwendung eine möglichst geringe Rechenzeit bedarf.
6. Die einfache Kommunizierbarkeit des Modells. Das heißt zum einen, dass die Weitergabe sowie Nutzung mit einfachen Mitteln und in wenigen Arbeitsschritten möglich sein muss. Zum anderen soll die Funktionsweise des Modells transparent und relativ einfach nachvollziehbar sein.

Auf ihre grundsätzliche Eignung zur Erfüllung vorher genannter Anforderungen wurde die Verwendung von künstlichen neuronalen Netzen (KNN) [Roj96] sowie die Anwendung multipler, linearer Regression (MLR) [Wei90] untersucht. Die testweise Auswertung verschiedener Beispielmodelle in MATLAB[2] zeigte eine geringfügig bessere Abbildungsgenauigkeit bei der Nutzung von KNN. Dies war speziell dann der Fall, wenn die genutzten Einflussgrößen ohne jegliche Transformationen Verwendung fanden. Da die minimal schlechtere Approximationseigenschaft für die Erstellung charakteristischer Verläufe der verschiedenen Gebäudetypen allerdings weitestgehend unerheblich ist, wurde aufgrund der Forderung nach einfacher Kommunizierbarkeit und Transparenz des Modells letztendlich auf die Verwendung multipler linearer Regressionsmodelle zurückgegriffen. Eine Nutzung von Standardlastprofilen bzw. erweiterten Typtag-Verfahren kam im Projektkontext nicht infrage. Zum einen wäre mit diesen Ansätzen die in wechselseitiger Beziehung zu Ergebnissen der Netzsimulation stehende Berechnung der Rücklauftemperatur nicht möglich, zum anderen wäre eine exakte zeit- und einflussgrößenbe-

[2] Matlab[www.de.mathworks.com/products/matlab.html]

zogene konsistente Simulation von Wärmebedarf und dezentraler Erzeugung nicht gegeben. Weiterhin wäre bei einer relativ groben Kategorisierung in Typtage keine direkte, differenzierte Abhängigkeit von individuell auftretenden Temperaturschwankungen oder -unterschieden an verschiedenen Standorten abbildbar. Wie im Anhang B.1 ausführlich dargestellt, sind die teilweise von den Fernwärmebetreibern verwendeten BDEW-Standardlastprofile für die Untersuchungen in DELFIN schon allein wegen der seit 2008 nur tagesscharfen Allokation nicht geeignet.

3.3.2 Modellierung der Wärmelastgänge

Zur datenbasierten Modellierung der Wärmelastgänge der Abnehmer wurde im Rahmen von DELFIN auf die Methode der multiplen linearen Regression zurückgegriffen. Hierbei wird die zu beschreibende Größe, in diesem Fall zum Beispiel die Wärmelast der Fernwärmeabnehmer, als Linearkombination verschiedener Einflussfaktoren näherungsweise abgebildet, vgl. Gleichung 3.1. Das Verfahren zeichnet sich durch seine einfache Nachvollziehbarkeit sowie durch eine problemlose, software- und plattformunabhängige Möglichkeit der Modellweitergabe in Form von vergleichsweise wenigen Regressionsparametern aus.

Eine grundlegende Aufgabenstellung bei der Erstellung datenbasierter Modelle ist die Identifikation derjenigen Einflussgrößen, welche den Wert der Zielgröße, in diesem Fall der Wärmeabnahmeleistung, signifikant bedingen. Bei Verwendung zu weniger Regressoren besteht die Möglichkeit, dass entscheidende Abhängigkeiten nicht dargestellt werden. Bei Verwendung zu vieler Einflussfaktoren besteht wiederum die Gefahr einer Überanpassung an exakt diejenigen Datensätze, welche zur Modellerstellung genutzt wurden. Eine Anwendung auf davon abweichende Daten kann daraufhin zu unrealistischen Ergebnissen führen. Außerdem sollte bei Festlegung der Einflussfaktoren auch die zu erwartende Datenverfügbarkeit berücksichtigt werden.

Zur Bestimmung der relevanten Einflussgrößen wurde ein iterativer Prozess durchgeführt, in welchem systematisch einzelne mögliche Faktoren hinzugefügt, entfernt und auch transformiert wurden. In jedem dieser Iterationsschritte wurden statistische Tests durchgeführt, welche bis zu einer definierten Irrtumswahrscheinlichkeit eine Aussage darüber liefern, ob eine Einflussgröße tatsächlich dazu beiträgt, die Zielgröße zu beschreiben. Parallel dazu wurde auch die Analyse des Residuums (Restfehler) zwischen Mess- und Modelldaten zur Beurteilung der Modellgüte bzw. dessen Abhängigkeit von weiteren denkbaren Einflüssen analysiert.

Basierend auf diesen statistischen Voruntersuchungen anhand mehrerer der in Tabelle 3.1 gegebenen Objekte wurden neben einem konstanten Anteil folgende Regressoren als direkte Einflussfaktoren sowie als Kategorisierungsmerkmale herausgearbeitet:

- die Außentemperatur (in °C) als linearer sowie quadratischer Term ($\vartheta_\mathrm{a}, \vartheta_\mathrm{a}^2$)

- die Art des Tages, durch einen binären Wert unterteilt in Werktag und arbeitsfreien Tag dargestellt:

$$WT = \begin{cases} 1, & \text{Werktag} \\ 0, & \text{freier Tag} \end{cases}$$

  Werktag und arbeitsfreier Tag sind für unterschiedliche Gebäudetypen verschieden definiert.

- die Tageszeit in viertelstündlicher, bzw. wenn durch die jeweiligen Messwerte entsprechend eingeschränkt, in stündlicher Auflösung

- die Unterscheidung zwischen Heiz- und Nichtheizperiode

Im Gegensatz zur Temperatur sowie zur Tagesart wird die Tageszeit sowie die Heizperiode nicht als direkte Einflussgröße in Form von Binärvektoren in den Regressionsansatz aufgenommen. Stattdessen wird für jede Zeitscheibe, d. h. datenbedingt stündlich oder viertelstündlich, sowie unterschieden nach Heiz- und Nichtheizperiode, ein separates multiples lineares Regressionsmodell der Form

$$\dot{Q}_i = a_{1,i} + a_{2,i} \cdot \vartheta_{\mathrm{a},i} + a_{3,i} \cdot \vartheta_{\mathrm{a},i}^2 + a_{4,i} \cdot WT_i \tag{3.1}$$

aufgestellt. Der Index i = 1,...,n definiert hierbei die Tageszeit, für welche das Modell anzuwenden ist. Dabei ist die Anzahl an Zeitschritten n = 24 bei stündlich und n = 96 bei viertelstündlich gegebenen Daten zu verwenden. Für n = 24 definiert i = 1 demnach das Modell für die erste Stunde des Tages, i = 2 das Modell für die zweite Stunde, usw. Diese zeitliche Kategorisierung in mehrere Modelle verbessert die Regressionsgenauigkeit und verhindert unter anderem die typische Glättung von Lastspitzen, welche auf Grund von Mittelungseffekten bei der Verwendung eines Ansatzes ohne zeitliche Unterteilung auftreten würde. Die Regressionskoeffizienten $a_{j,i}$ wurden anhand der gegebenen Messdaten objektspezifisch in MATLAB berechnet. Diese Modellbildung erfolgte separat für Heiz- sowie Nichtheizperiode. Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird jedoch auf einen dritten Index hierfür in Gleichung 3.1 verzichtet.

Im Rahmen der Identifikation relevanter Einflussgrößen war speziell zu untersuchen, inwieweit bei Nutzung datenbasierter Ansätze eine Abhängigkeit der gegebenen Wärmelastdaten von der Globalstrahlung festgestellt und abgebildet werden kann. Diese Untersuchung wurde für eine Auswahl der Gebäude am Standort F, vgl. Tabelle 3.1, welche einen flächenmäßig hohen Anteil an Glasfronten aufweisen, durchgeführt. Abbildung 3.3 zeigt für diese Betrachtung als beispielhaftes Ergebnis die Residuen zwischen Mess- und Modelldaten der Wärmelast eines großen Bürogebäudes mit einer Anschlussleistung von 3.650 kW in Abhängigkeit der Globalstrahlung. Zur Regression wurde hierbei wie zuvor beschrieben die Temperatur linear und quadratisch, die Art des Tages als binäre Größe sowie zur Kategorisierung

die Viertelstunde des Tages sowie eine Unterteilung in Heiz- und Nichtheizperiode verwendet.

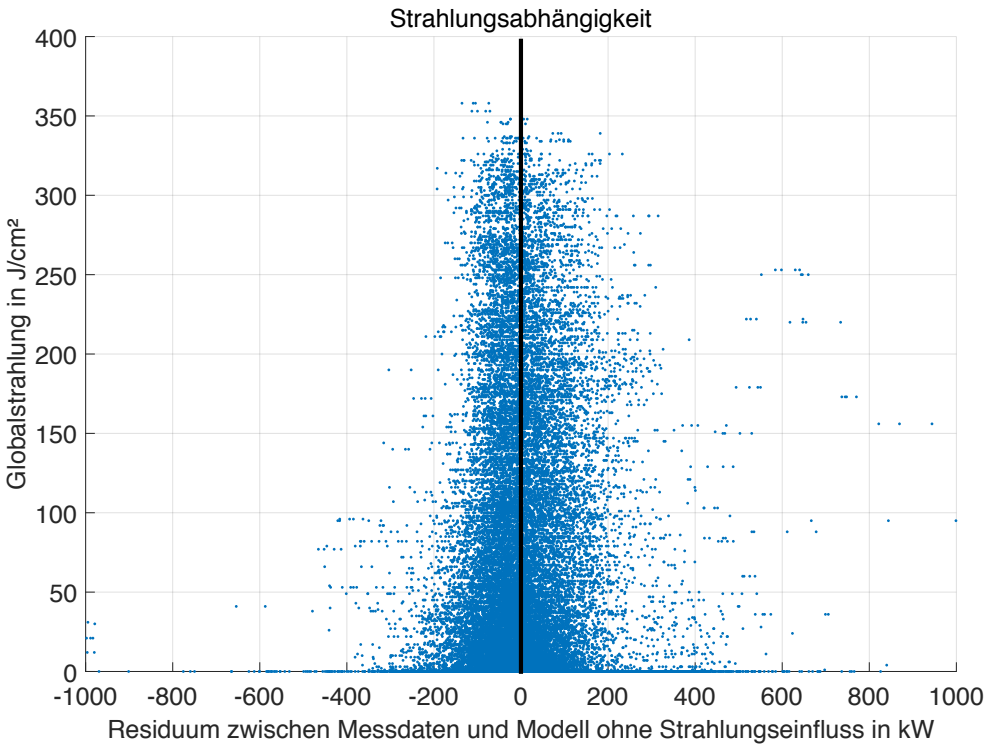


Abbildung 3.3: Residuum aus Mess- und Modelldaten ohne Strahlungseinfluss, Bürogebäude mit einer Anschlussleistung von 3.650 kW

Es ist zu sehen, dass bis auf wenige Ausreißer, das verbleibende Residuum einer Verteilung mit Erwartungswert nahe Null entspricht. Speziell ist zu erkennen, dass kein systematischer Modellfehler in Abhängigkeit der Globalstrahlung festzustellen ist. Dieses Ergebnis wurde durch die zusätzlich durchgeführten statistischen Tests nicht nur für dieses, sondern auch für die anderen auf Strahlungsabhängigkeit untersuchten Gebäude, bestätigt. Des Weiteren weisen auch die für die verbleibenden Objekte, vgl. Tabelle 3.1, erstellten multiplen linearen Modelle eine für dieses Forschungsvorhaben ausreichende Regressionsgüte ohne Beachtung der Globalstrahlung auf. Aus diesem Grund wurde, auch im Sinne der Nutzung einheitlicher Modelle, auf die Einbeziehung der Globalstrahlung als beschreibende Einflussgröße in den Regressionsmodellen der Abnehmer verzichtet. Es ist allerdings deutlich festzuhalten, dass nur durch diese Betrachtung weniger Objekte über einen beschränkten Zeitraum keine verallgemeinerbare und auf alle Abnehmer übertragbare Aussage diesbezüglich getroffen werden kann.

Insgesamt lässt sich unter Beachtung der zuvor dargestellten, relevanten Abhängigkeiten der Tagesverlauf des Wärmebedarfs eines Abnehmers als Vektor $\overrightarrow{\dot{Q}}$ wie folgt darstellen ($n = 24$):

$$\overrightarrow{\dot{Q}} = \begin{pmatrix} \dot{Q}_1 \\ \vdots \\ \dot{Q}_{24} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_{1,1}\, a_{2,1}\, a_{3,1}\, a_{4,1} & & 0 \\ & \ddots & \\ 0 & & a_{1,24}\, a_{2,24}\, a_{3,24}\, a_{4,24} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ \vartheta_{\mathrm{a},1} \\ \vartheta_{\mathrm{a},1}^2 \\ WT_1 \\ \vdots \\ 1 \\ \vartheta_{\mathrm{a},24} \\ \vartheta_{\mathrm{a},24}^2 \\ WT_{24} \end{pmatrix} \tag{3.2}$$

Bei Verwendung dieses Modellansatzes ist die Abnehmercharakteristik je Objekt somit bereits durch die $2 \cdot 4 \cdot n$ Regressionskoeffizienten (2 - Unterscheidung Heizperiode, 4 - Anzahl Einflussfaktoren, n - zeitliche Diskretisierung) vollständig beschrieben. Zur Generierung neuer Wärmelastgänge beliebiger Länge müssen lediglich die oben beschriebenen Einflussgrößen für das zu simulierende Szenario definiert und tageszeitlich passend mit den zugehörigen Werten $a_{j,i}$ gewichtet summiert werden. Gleichung 3.2 gewährleistet damit sowohl eine einfache Weitergabe als auch die geforderte flexible Nutzung des Modells.

Zur optischen Veranschaulichung einer hiermit beispielhaft zu erreichenden Approximationsgüte ist ein siebentägiger Ausschnitt der dreijährigen Messzeitreihe der Wärmeabnahme eines Krankenhauses am Standort A in Abbildung 3.4 dargestellt.

Es ist zu erkennen, dass sowohl die typischen Lastspitzen am Vormittag als auch der charakteristische Tagesverlauf mit ausreichend guter Genauigkeit abgebildet werden. Besonders auffallend ist die sehr gute Modellierung der starken Abnahme der thermischen Leistung am Vormittag der Tage 5 und 7, welche durch den großen Gradienten im zeitlichen Temperaturverlauf bedingt ist. In Abbildung 3.5 sind die Dauerlinien des Wärmebedarfs für die Jahre 2013 – 2015 desselben Krankenhauses am Standort A dargestellt. Es ist zu erkennen, dass für jedes der drei Jahre eine sehr gute Abschätzung der über das Jahr zu erwartenden Lastverteilung durch das Modell gegeben ist.

Abbildung 3.6 zeigt die jährlich getrennt sortierten relativen Fehler aller Zeitschritte t_i zwischen modellierten Werten $\dot{Q}_{\mathrm{mod}}(t_i)$ und Messwerten $\dot{Q}_{\mathrm{mess}}(t_i)$

$$r(t_i) = \frac{|\dot{Q}_{\mathrm{mess}}(t_{\mathrm{i}}) - \dot{Q}_{\mathrm{mod}}(t_i)|}{\dot{Q}_{\mathrm{mess}}(t_i)} \tag{3.3}$$

des Krankenhauses am Standort A. Dem Diagramm kann entnommen werden, dass der relative Approximationsfehler für ca. 70 % der Daten kleiner als 20 % ist. Ein Großteil der hohen

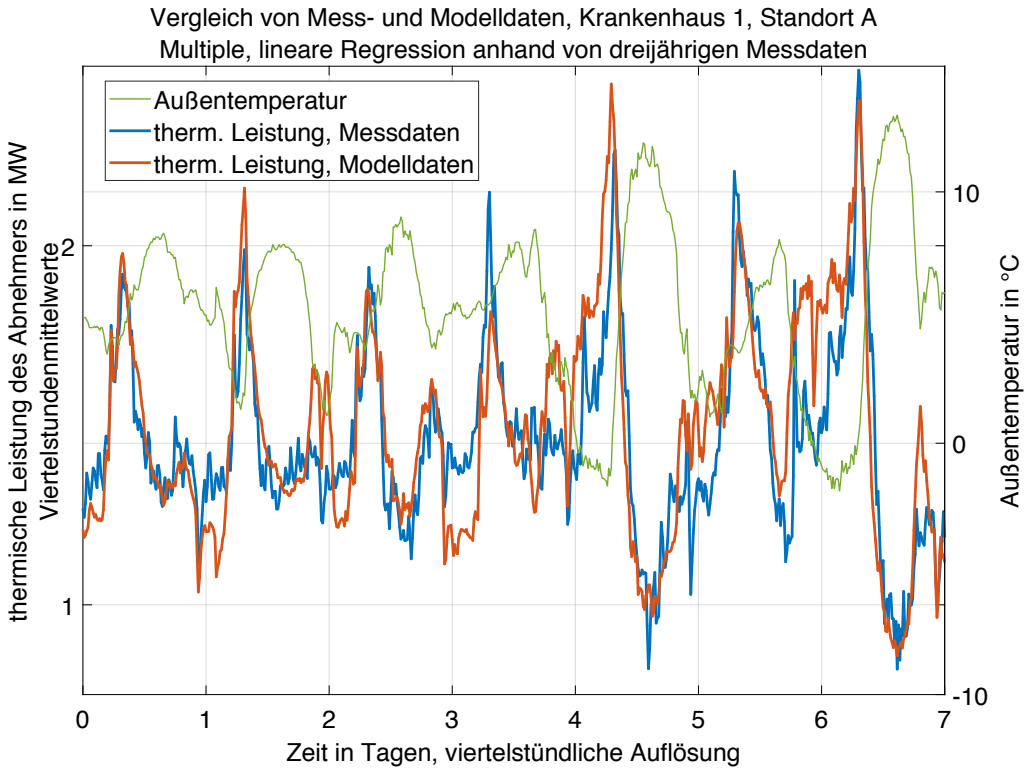


Abbildung 3.4: Darstellung von Mess- und Modelldaten des Wärmelastgangs eines Krankenhauses am Standort A. Das Bestimmtheitsmaß des Gesamtmodells beträgt $R^2 = 0,899$.

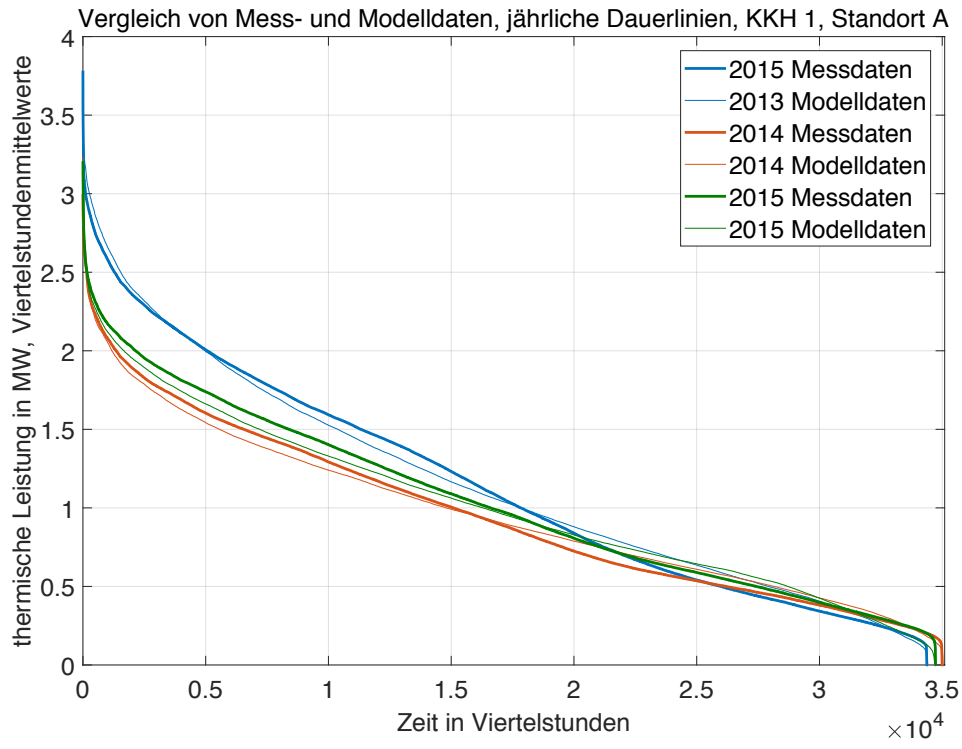


Abbildung 3.5: Jährliche Dauerlinien für 2013, 2014 und 2015 von Mess- und Modelldaten eines Krankenhauses am Standort A. Die für die Jahre leicht unterschiedliche Länge der Zeitreihen ist durch Fehlwerte in der Messung begründet.

relativen Fehler > 50 % tritt außerdem zu Zeitpunkten sehr geringer Wärmelast nahe $0\,\mathrm{kW}$ auf und ist somit aufgrund des geringen absoluten Wertes für die Beurteilung der Approximationsgüte des Modells irrelevant.

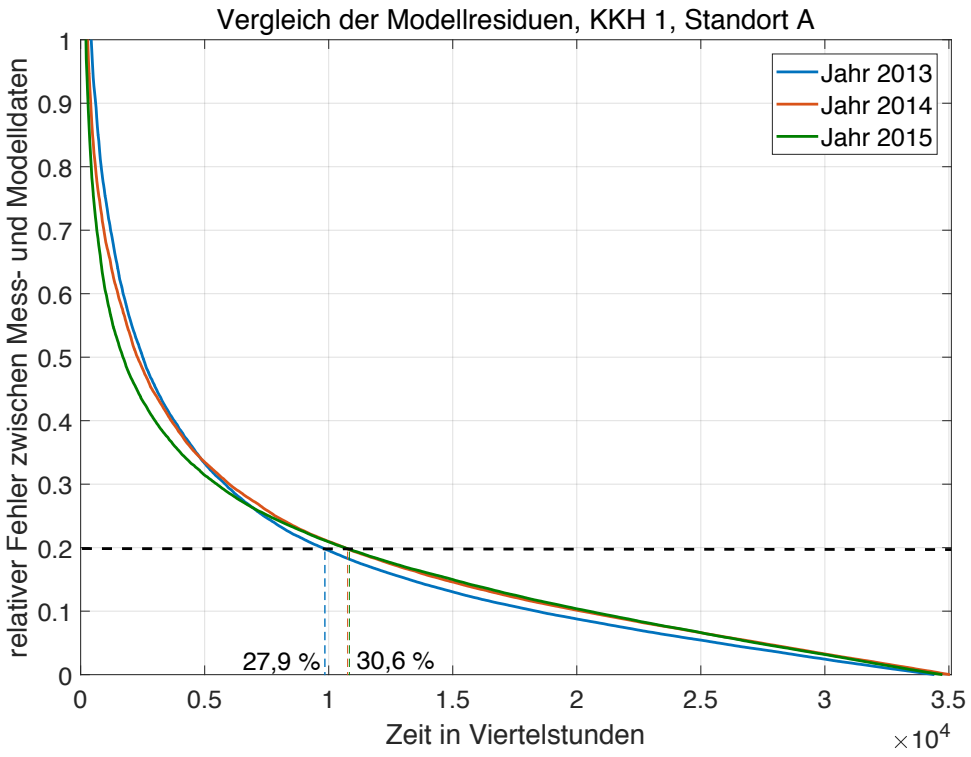


Abbildung 3.6: Zeitlich sortierter, relativer Fehler zwischen Modell- und Messdaten. In dieser Darstellung sind auch nicht repräsentative hohe relative Fehler für Wärmeleistungen nahe 0 kW enthalten.

Im Gegensatz zur sehr guten Modellapproximation der Daten des Krankenhauses sind in den Abbildungen 3.7 und 3.8 die zu den Abbildungen 3.5 und 3.6 analogen Darstellungen für die Wärmelastgänge der Industriehalle des Standorts A gegeben. Speziell für das zu Jahresbeginn sehr kalte Jahr 2013 gibt es größere Abweichungen in der Anzahl der Stunden mit hoher Wärmelast. Des Weiteren ist die Abbildungsgenauigkeit des Modells in diesem Fall allgemein schlechter, da die in Abschnitt 3.3.2 aufgeführten Einflussgrößen nur teilweise die auftretende Wärmelast der Industriehalle, welche durch eine große stochastische Komponente (z. B. Auftragslage, Nutzerverhalten) charakterisiert ist, beschreiben können. Für den Anwendungszweck der Gesamtnetzsimulation ist das vorliegende Regressionsmodell dennoch ausreichend genau um Abnehmer dieser Art charakteristisch zu approximieren. Für ein präziseres Modell wären in diesem Fall detailliertere Informationen und Daten zur Nutzung des Objekts nötig, welche im Kontext der späteren Modellanwendung zur Lastprognose auch vorhersagbar sein müssten.

Für 50 % der Daten liegt eine relative Abweichung kleiner 25 % vor. Das Bestimmtheitsmaß der Regression für den gegebenen Gesamtzeitraum von drei Jahren beträgt für den Anwendungs-

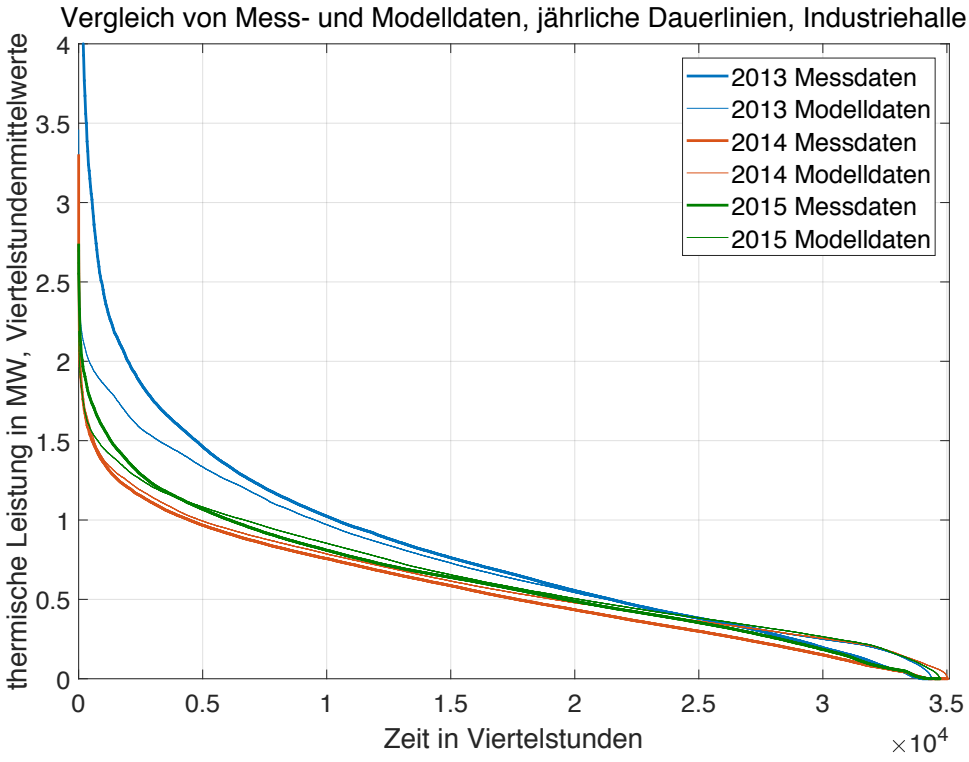


Abbildung 3.7: Jährliche Dauerlinien für 2013, 2014 und 2015 von Mess- und Modelldaten einer Industriehalle am Standort A.

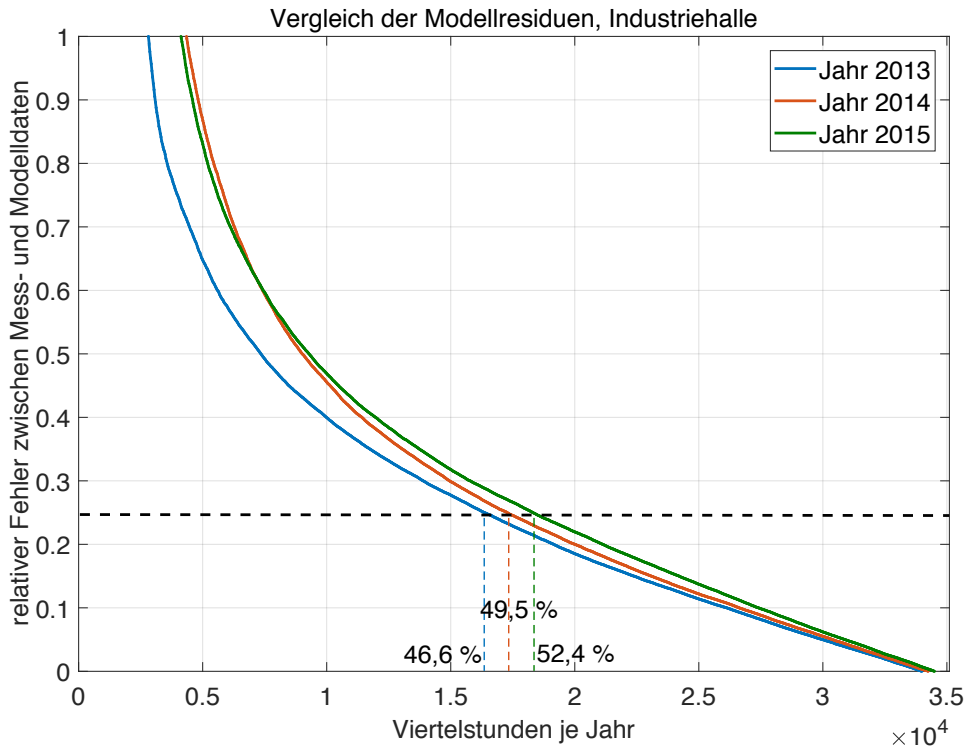


Abbildung 3.8: Zeitlich sortierter relativer Fehler zwischen Modell- und Messdaten. Die großen Abweichungen entstehen für Leistungen nahe 0 kW sowie aufgrund des hohen stochastischen Anteils im Lastgang.

fall der Industriehalle R^2 = 0,676. Im Gegensatz dazu wurde für das Krankenhaus am gleichen Standort ein Bestimmtheitsmaß von R^2 = 0,899 erreicht. Während letzterer Wert eine sehr gute Approximationsgenauigkeit darstellt, ist diese im Fall der Industriehalle, wie bereits erwähnt, zumindest noch im akzeptablen Bereich und ausreichend um deren charakteristischen Bedarf zu repräsentieren.

3.3.3 Modellierung der Rücklauftemperatur der Abnehmer

Eine Notwendigkeit zur realistischen Simulation der Fernwärmenetze ist die Berechnung der Rücklauftemperatur der einzelnen Fernwärmeabnehmer. Da keinerlei Informationen zu den Anlagenschaltungen der einzelnen Abnehmer und größtenteils keine Angaben zu Art sowie Leistung der Trinkwassererwärmung vorliegen, kann die Berechnung der Rücklauftemperatur nicht in Form eines physikalischen Modells erfolgen. Aus diesem Grund erfolgt auch für diese Größe eine Approximation mit Hilfe multipler linearer Regression.

Analog zum Regressionsansatz Gl. 3.1 wird auch in diesem Fall eine Kategorisierung nach Tageszeit sowie Heizperiode durchgeführt. Das heißt für jeden diskreten Zeitpunkt i = 1,...,n, mit durch die zeitliche Auflösung der Messdaten gegebenem n = 24 für Stundendaten und n = 96 für Viertelstundendaten wurde folgendes Regressionsmodell aufgestellt:

$$\vartheta_{\mathrm{RL},i} = b_{1,i} + b_{2,i} \cdot \vartheta_{\mathrm{VL},i} + b_{3,i} \cdot \vartheta_{\mathrm{a},i} + b_{4,i} \cdot \vartheta_{\mathrm{a},i}^2 + b_{5,i} \cdot \dot{Q}_i + b_{6,i} \cdot WT_i \tag{3.4}$$

Die hierbei verwendeten Haupteinflussgrößen sind:

- ein konstanter Anteil
- die Außentemperatur ϑ_{a} (in °C) als linearer sowie quadratischer Term
- die Vorlauftemperatur ϑ_{VL} (in °C)
- die aktuelle Wärmeabnahme des Objekts $\dot{Q}$ (in MW)
- die Art des Tages (Werktag/arbeitsfreier Tag) WT als binäre Größe

In Abbildung 3.9 ist für das bereits in Abschnitt 3.3.2 dargestellte Krankenhaus am Standort A ein vierzehntägiger Ausschnitt von modellierter und tatsächlich gemessener Rücklauftemperatur dargestellt. Mit dem verwendeten Modell wurde für den gesamten Zeitraum von drei Jahren ein Bestimmtheitsmaß von R^2 = 0,836 erreicht, was in diesem Anwendungsfall einem sehr guten Wert, d.h. einer sehr guten Approximationsgenauigkeit, entspricht.

Abbildung 3.10 zeigt sämtliche Modell- und Messdaten von 2013 bis 2015 (viertelstündliche Auflösung) als Punktwolke. Eingezeichnet sind weiterhin die Hauptdiagonale, welche eine perfekte Approximation darstellen würde, sowie zwei Hilfslinien, die jeweils eine zehnprozentige Abweichung zwischen Mess- und Modelldaten in positive bzw. negative Richtung markieren. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Approximation durch das Modell zum größten Teil Werte liefert, welche innerhalb dieses 10 % - Bandes liegen.

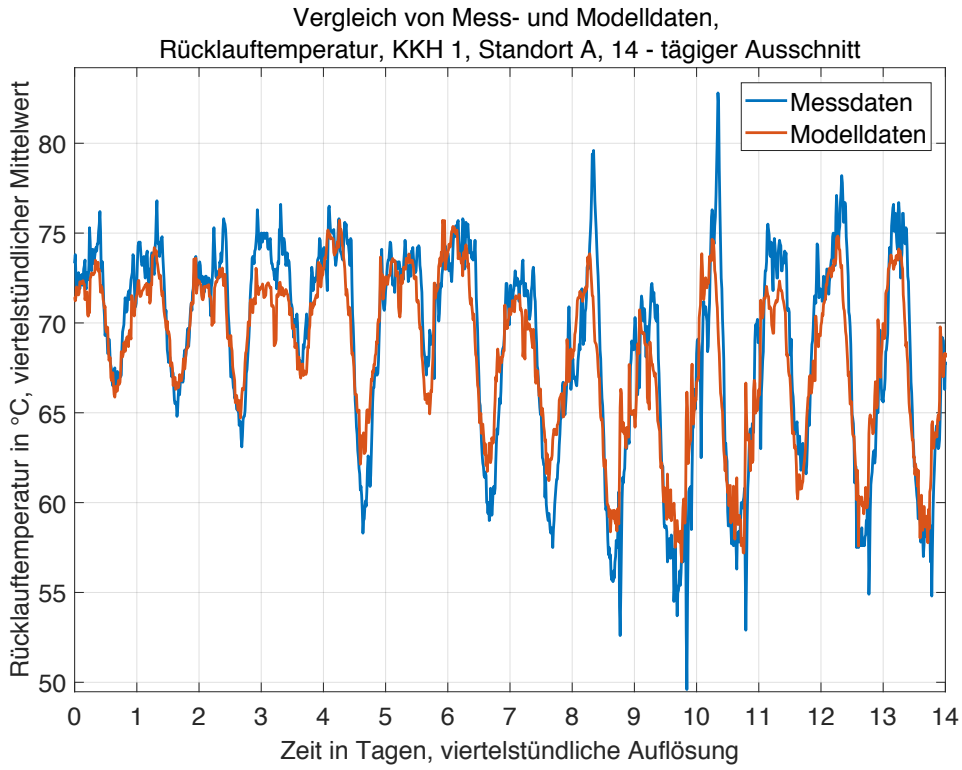


Abbildung 3.9: Darstellung von Mess- und Modelldaten der Rücklauftemperatur eines Krankenhauses am Standort A.

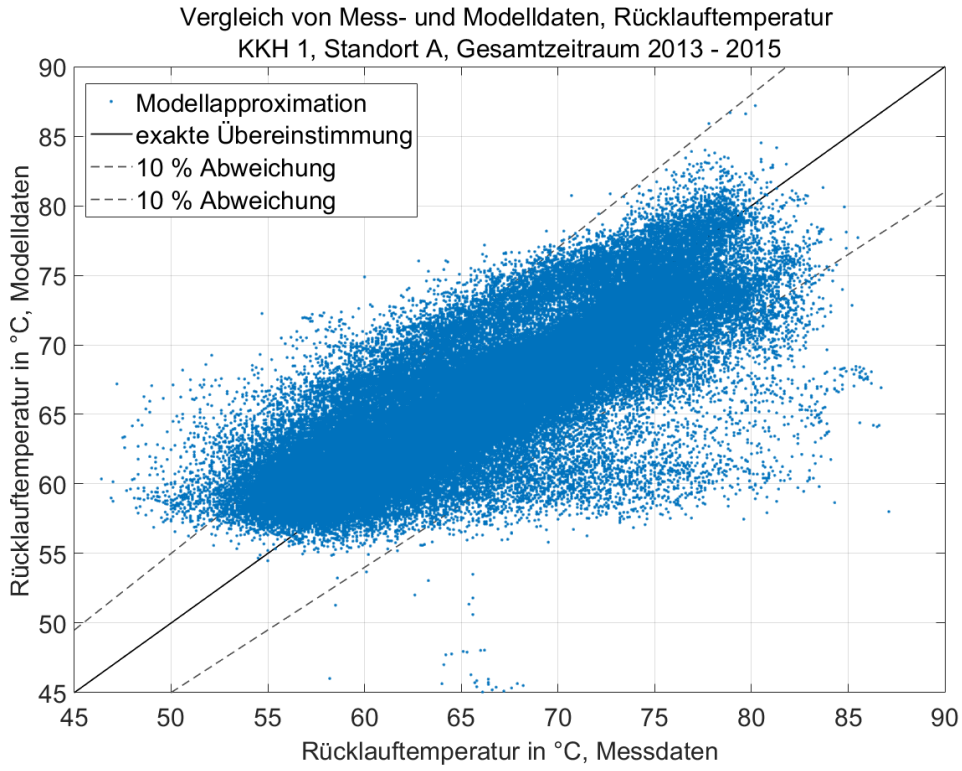


Abbildung 3.10: Darstellung der Approximationsgüte von Mess- und Modelldaten der Rücklauftemperatur des Krankenhauses am Standort A.

Die Rücklauftemperaturen der einzelnen Abnehmer können aufgrund des Einflusses der Vorlauftemperatur nicht a priori, sondern erst während der Netzsimulation berechnet werden. Hierfür ist der gewählte Ansatz Gl. 3.5 aufgrund der nur wenigen durchzuführenden Rechenoperationen im Hinblick auf die zu erwartende Gesamtdauer der Netzsimulation sehr gut geeignet. Die Berechnung kann während der Laufzeit entweder direkt durch das Simulationsprogramm, z.B. TRNSYS-TUD, oder über eine per FMI-Schnittstelle angebundene Software erfolgen (siehe Abschnitt 6.2.1).

3.3.4 Verallgemeinerte Lastgangvariation

Bei simultaner Verwendung eines Modells für mehrere Abnehmer in der Netzsimulation kann das Problem einer unrealistisch abgebildeten Gleichzeitigkeit auftreten, da sich Lastspitzen wie auch Zeiten geringer Wärmeabnahme der betreffenden Gebäude trotz eventueller Skalierung zeitlich exakt überlagern. Dies entspricht allerdings nur in beschränktem Maße der realistischen Volatilität im Abnehmerverhalten, welches z. B. durch zeitliche Verschiebungen aufgrund der Unterschiede im individuellen Nutzerverhalten gekennzeichnet ist. Aus diesem Grund ist die Entwicklung einer allgemeinen Methodik gefragt, welche die Möglichkeit bietet die Gleichzeitigkeit des simulierten Wärmebedarfs im Netz auf ein realitätsnahes Maß zu transformieren. Ein hierfür möglicher Ansatz wird nachfolgend beschrieben.

Der diskret gegebene Wärmelastgang eines Abnehmers für den Zeitraum eines Tages lässt sich als Vektor der Dimension n, mit n = 24 für stündliche bzw. n = 96 für viertelstündliche Daten durch $\overrightarrow{\dot{Q}} = \begin{pmatrix} \dot{Q}_1 \\ \vdots \\ \dot{Q}_n \end{pmatrix}$ definieren.

Mit dieser Notation des Tageslastgangs lassen sich lineare Transformationen durch

$$\overrightarrow{\dot{Q}}_{\tilde{\mathrm{v}}} = B \cdot \overrightarrow{\dot{Q}} + \overrightarrow{b} \tag{3.5}$$

formulieren. Hierbei stellt B eine Transformationsmatrix für den Wärmelastgang $\overrightarrow{\dot{Q}}$und $\overrightarrow{b}$ eine elementweise Laständerung für diesen dar. B und $\overrightarrow{b}$ können entweder rein deterministisch sein oder auch geeignet definierte stochastische Komponenten enthalten. Um die durch Gl. 3.5 entstehende Änderung des Gesamtwärmebedarfs zu vermeiden, sollte der neu generierte Tagesverlauf in einem zweiten Schritt auf den ursprünglichen Wert re-skaliert werden:

$$\overrightarrow{\dot{Q}}_{\mathrm{Var}} = \frac{||\overrightarrow{\dot{Q}}||_1}{||\overrightarrow{\dot{Q}}_{\tilde{\mathrm{v}}}||_1} \cdot \overrightarrow{\dot{Q}}_{\tilde{\mathrm{v}}} \tag{3.6}$$

Diese Vorgehensweise ermöglicht unter anderem die folgenden Variationen der Wärmelastgänge:

- Absolute additive Änderungen zu einzelnen Zeitpunkten, durch $\overrightarrow{b}$

- Elementweise relative Skalierung einzelner Zeitpunkte, durch Diagonaleinträge in B
- Skalierung mittels Gewichtung benachbarter Zeitpunkte, durch Nebendiagonalelemente in B
- Verschiebungen um eine beliebige Anzahl an Zeitschritten, durch das Diagonalelement Null und ein zur Verschiebungsschrittweite passendes Nebendiagonalelement Eins in B
- Kombination zuvor beschriebener Varianten
- Nutzung von fest vorgegebenen oder zufällig generierten Werten in B und $\overrightarrow{b}$

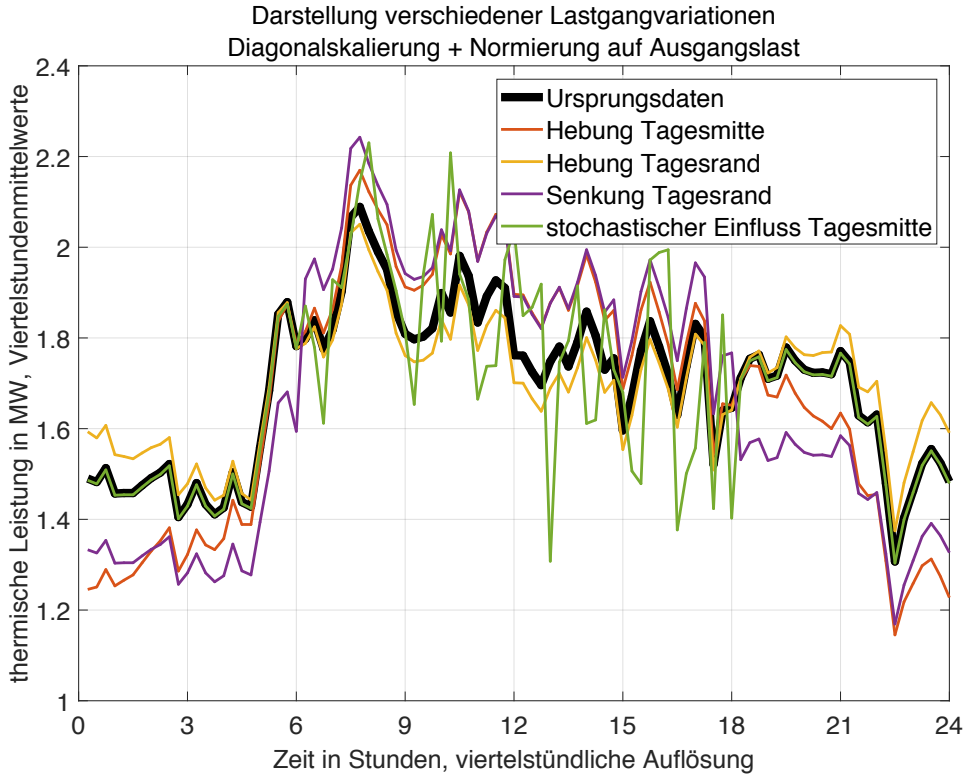


Abbildung 3.11: Beispiele von durch Transformationsmatrizen variierten Lastgängen ohne Verschiebung.

In Abbildung 3.11 sind einige beispielhafte, mit obigem Vorgehen generierte Zeitreihen gegeben. Die farbigen Lastverläufe wurden dabei, ausgehend von der ursprünglichen, schwarz dargestellten Zeitreihe, mit Hilfe der Transformationen Gleichung 3.5 und Gleichung 3.6 erstellt. In den in diesem Bild dargestellten Fällen fand keine zeitliche Verschiebung statt. Es wurde lediglich der Wärmebedarf zu verschiedenen Tageszeiten in unterschiedlicher Weise angehoben bzw. gesenkt. Abschließend fand eine Re-Skalierung auf den ursprünglichen Gesamttagesbedarf statt.

Die farbig dargestellten Zeitreihen in Abbildung 3.12 wurden ebenfalls ausgehend vom schwarz gekennzeichneten Verlauf mit Hilfe der zuvor beschriebenen Transformationen erzeugt. In diesem Fall fand zusätzlich zur Lastabsenkung und -anhebung eine zeitliche Verschiebung des

Verlaufs in positive (orange, violett) bzw. negative (gelb) Richtung statt. In beiden Abbildungen sind Beispiele für rein deterministische wie auch teilweise stochastisch erzeugte Verläufe gegeben.

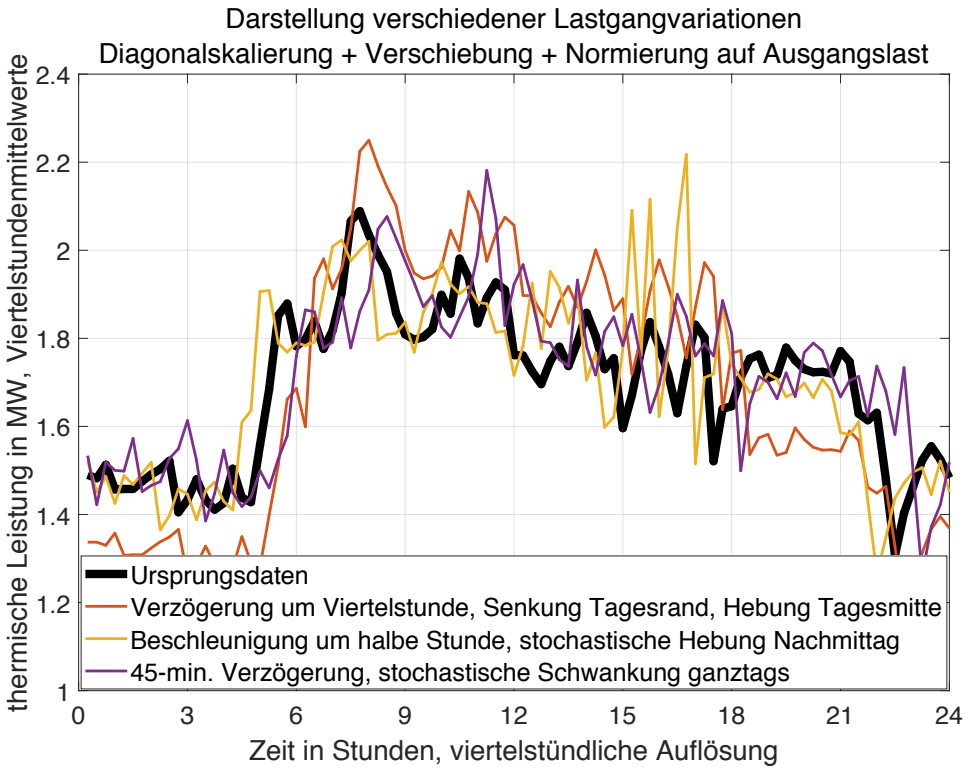


Abbildung 3.12: Beispiele von durch Transformationsmatrizen variierten Lastgängen mit Verschiebung.

3.4 Modellzuweisung der Abnehmer in der Netzsimulation

3.4.1 Abnehmersimulation Netz B

Die vorhandenen Monitoringdaten bilden die Grundlage zur Modellierung der Abnehmer. Ein Vergleich des in Kapitel 3.2, Tabelle 3.1 dargestellten Datenbestands mit den in der Netzsimulation zu simulierenden Abnehmern macht deutlich, dass sowohl die Vielfalt an vorhandenen Abnehmercharakteristiken als auch deren Anzahl vergleichsweise gering ist, um damit größere Fernwärmenetze detailliert nachbilden zu können. Tabelle 3.2 verdeutlicht dies anhand der sich aus 484 Objekten zusammensetzenden, heterogenen Abnehmerstruktur des zu simulierenden Netzes B.

Tabelle 3.2: Zu simulierende Abnehmercharakteristik in Netz B

Abnehmerart	**Anzahl**
Wohngebäude (Wohnzweck > 80 %)	246
Wohngebäude (1-2 Familienhäuser)	167
Wohngebäude (Wohnzweck < 80 %)	9
Büro- und Geschäftsgebäude	11
Groß- und Einzelhandel	3
Hotels, Gaststätten und Pensionen	2
Handwerk, Bau und Kleingewerbe	1
Industrie	1
Krankenhäuser und Heime	3
Bundes- und Landeseinrichtungen	1
Lehranstalten	4
Erholung und Freizeit	2
Kindergärten	13
Forschungs- und Entwicklungsanstalten	11
Ver- und Entsorgung	1
Badebetriebe, Saunen und Solarien	1
Sonstiges	3
keine Angaben	6

Demgegenüber steht eine begrenzte Anzahl von 33 Regressionsmodellen, welche diesen Abnehmern zugeordnet werden können. Somit sind zunächst die Fragen zu beantworten, wie eine solche Modellzuordnung realisiert werden kann und inwieweit damit die Gleichzeitigkeit des Wärmebedarfs in der Simulation eine realistische Größenordnung annimmt.

Kategorisierung der Abnehmer

Da nicht zu jeder Gebäudeart des Netzes ein entsprechendes Regressionsmodell zur Verfügung steht, wurden im ersten Schritt sämtliche Abnehmer des Netzes im Hinblick auf die zur Verfügung stehenden Modelle in neun Kategorien bzw. Nutzungsarten unterteilt. Die Auswertung von gegebenen Netz- und vorhandenen Modelldaten ergab dabei folgende zweckmäßige Kategorisierung der Wärmeabnehmer:

1. Wohngebäude
2. Wohn-Misch-Zwecke
3. Bürogebäude
4. Industrie und Gewerbe
5. Hotels und Freizeiteinrichtungen
6. Forschungseinrichtungen
7. Krankenhäuser
8. Schulen

9. Sonstiges

Einige dieser Kategorien sind aufgrund der beschränkten Datenverfügbarkeit sehr weit gefasst. So werden beispielsweise die Kindergärten des Netzes B der Kategorie „Schule“ zugeordnet. Sämtliche Abnehmer des Netzes, zu denen kein annähernd entsprechendes Modell verfügbar ist, wurden in „Sonstiges“ einsortiert. Die vorhandenen Modelle wurden analog in diese neun Abnehmertypen aufgeteilt, wobei die Kategorie „Sonstiges“, unabhängig davon, ob ein Abnehmer schon einer anderen Kategorie zugeteilt wurde, alle verfügbaren Modelle umfasst.

Zuordnung der Abnehmer

Nach der vereinheitlichten Kategorisierung aller Abnehmer aus Netz- und Modelldatenbestand erfolgt zunächst die systematische Zuordnung der Regressionsmodelle zu den einzelnen Abnehmern des Netzes. Diese Zuordnung geschieht dabei fortlaufend aus dem Modelldatenbestand der entsprechenden Kategorie zum darzustellenden Abnehmer im Netz. Sind die vorhandenen Modelle einer Abnehmerart aufgebraucht, beginnt die Zuordnung innerhalb der entsprechenden Kategorie von vorn. Danach werden die Wärmelastgänge für das gegebene Simulationsszenario (charakterisiert durch Außentemperatur, Werktag, Datum, Uhrzeit) unter Verwendung der Gleichung 3.1 generiert und abschließend gemäß den entsprechenden tatsächlichen Anschlussleistungen skaliert.

Dieses Vorgehen der Modellzuordnung wird anhand des folgenden Beispiels veranschaulicht. Im Netz B befinden sich sechs Abnehmer der Kategorie „Industrie und Gewerbe“ (Ind) sowie drei Abnehmer der Kategorie „Krankenhäuser“ (KKH). Demgegenüber steht ein Modellbestand von drei Abnehmern, welche „Industrie und Gewerbe“ und drei Abnehmern, welche „Krankenhäuser“ (KKH) zugeordnet sind. Die resultierende Modellzuordnung für diesen Fall ist in Tabelle 3.3 dargestellt.

Tabelle 3.3: Beispielhafte Zuordnung der Abnehmermodelle zum Netz

Netz B	KKH 1	Ind 1	KKH 2	Ind 2	Ind 3	Ind 4	Ind 5	KKH 3	Ind 6
Modelldaten	KKH 1	Ind 1	KKH 2	Ind 2	Ind 3	Ind 1	Ind 2	KKH 3	Ind 3

Aufgrund dieser Vorgehensweise ist es unvermeidbar, dass zahlreiche Regressionsmodelle vielfach in der Netzsimulation verwendet werden. Dies birgt prinzipiell die Gefahr einer unrealistischen Abbildung der Gleichzeitigkeit des Wärmebedarfs gegenüber dem tatsächlichen Netzverhalten. Die in Kapitel 3.5 dargestellten Untersuchungen zu den Gleichzeitigkeitsfaktoren haben allerdings ergeben, dass Modell- und Messwerte bereits nach der hier beschriebenen Zuordnung und auch ohne Verwendung des in Abschnitt 3.3.4 beschriebenen Variationsansatzes sehr gut übereinstimmen.

3.4.2 Abnehmersimulation Netz G

Die im vorherigen Abschnitt 3.4.1 beschriebene Herangehensweise der Abnehmerzuordnung in Netz B kann vereinfacht auf das Netz G übertragen werden. Da die 51 Abnehmer in Netz G ausschließlich Mehrfamilienhäuser sind, ist in diesem Fall nur die entsprechende Kategorie „Wohngebäude“ zu nutzen, für welche insgesamt 12 Gebäudemodelle zur Verfügung stehen, vgl. Tabelle 3.4.

Tabelle 3.4: Übersicht der Modelle aus der Kategorie Wohngebäude, die für die Netzsimulation zur Abnehmermodellierung zur Verfügung stehen

Gebäudeart	**Anzahl**	**Standort**
Mehrfamilienhaus, modern	6	E
Mehrfamilienhaus, zweistöckig, saniert	2	G
Mehrfamilienhaus	2	D
Wohnsiedlung, Einfamilienhäuser	1	C
Wohnsiedlung, Mehrfamilienhäuser	1	H

Untersuchungen der Gleichzeitigkeitsfaktoren des Wärmebedarfs, vgl. Kapitel 3.5, haben jedoch ergeben, dass die beste Abbildungsgenauigkeit in dem Fall erfolgt, dass den 51 Abnehmern des Netzes ausschließlich die Modelle der beiden Objekte von Standort G sowie das Modell des Wohngebietes aus Standort C abwechselnd zugeordnet werden.

Bei ersten Simulationsrechnungen hat sich allerdings gezeigt, dass die Verwendung des Wohngebietsmodells von Standort C zu einer Verfälschung der Rücklauftemperaturen während der Simulation führt. Dies ist damit zu begründen, dass an Standort C ein zu Standort G deutlich höheres Temperaturniveau des Netzes vorherrscht. Die Regressionsmodelle zur Abbildung der Rücklauftemperatur wurden auf der vorliegenden Messdatenbasis erstellt und lassen keine Extrapolation auf beliebige andere Temperaturniveaus zu. Somit ist es im Hinblick auf eine realistische Abbildung der Rücklauftemperatur nicht möglich, das Modell des Wohngebiets von Standort C zur Darstellung von Abnehmern in Netz G zu verwenden. Zur Verwendung kommen demnach ausschließlich die beiden Abnehmermodelle von Standort G.

3.5 Gleichzeitigkeitsfaktoren der Wärmeabnahme

3.5.1 Ziel der Betrachtung

Die möglichst realistische Abbildung der Abnehmer ist eine der Grundlagen, um allgemeingültige Aussagen auf Basis von Netzsimulationen treffen zu können. Es ist zunächst festzuhalten, dass sowohl in der Anzahl als auch von der Art den Abnehmern der Netze nicht entsprechend viele Modelle gegenüber stehen. Außerdem stammen die für die Simulation verwendeten Netze, die Datenbasis der Abnehmermodelle sowie die Klimacharakteristiken unterschiedlichen Standorten. Aus diesem Grund ist eine Validierung der modellierten Abnehmerdaten

bei Verwendung in der Netzsimulation dringend notwendig. Ein geeignetes Maß zur Beurteilung der Abbildungsgüte der Wärmeabnahme ist in diesem Fall der Gleichzeitigkeitsfaktor:

$$GZF = \max_{t_j \in [t_0, t_n]} \frac{\sum_{i=1}^{N} \dot{Q}_i(t_j)}{\sum_{i=1}^{N} \dot{Q}_{i,n}} \tag{3.7}$$

wobei mit i = 1,...,N die einzelnen Abnehmer indiziert und mit t_j die diskreten Zeitschritte des betrachteten Zeitraums dargestellt werden. Durch $\dot{Q}_{i,n}$ ist die Anschlussleistung der jeweiligen Abnehmer beschrieben.

Wird Gleichung (3.7), anstatt für den Gesamtzeitraum, separat pro Zeitschritt betrachtet, so gibt der Verlauf

$$GZF(t_j) = \frac{\sum_{i=1}^{N} \dot{Q}_i(t_j)}{\sum_{i=1}^{N} \dot{Q}_{i,n}} \tag{3.8}$$

die durch die Abnehmer des Netzes benötigte Wärmeleistung relativ zur Auslegungsleistung in Form einer Zeitreihe wieder. Anhand dieser kann eine Beurteilung erfolgen, inwieweit die simulierten Wärmelasten den tatsächlichen in der Praxis im Netz auftretenden entsprechen.

Hierbei sind jedoch folgende Einschränkungen zu beachten:

1. Da keine differenzierten Messwerte des Wärmebedarfs der einzelnen Abnehmer des Netzes vorliegen, ist ein Vergleich der Gleichzeitigkeit nur mit den zur Verfügung stehenden Messdaten am zentralen Erzeuger möglich. Letztere beinhalten im Gegensatz zur direkten, summierten Betrachtung der einzelnen Abnehmer jedoch die Netzverluste. Folglich ist damit zu rechnen, dass der Gleichzeitigkeitsfaktor vom Modell unterschätzt wird.

2. Wird die Modellierung zu anderen klimatischen Randbedingungen durchgeführt als zu den zum Vergleich vorliegenden Messdaten, so ist mit einem unterschiedlichen zeitlichen Verlauf des Gleichzeitigkeitsfaktors zu rechnen. Dieser unterscheidet sich ebenso durch die Verwendung von zu den Netzvorgaben bestenfalls ähnlich modellierten Abnehmern. Da das reelle Nutzerverhalten jedoch ohnehin unterschiedlichste Schwankungen aufweist und das Ziel lediglich eine charakteristische Abbildung der Wärmeabnahme und nicht deren exakte Prognose ist, sind diese Unterschiede im zeitlichen Verlauf des Gleichzeitigkeitsfaktors verglichen zu den vorliegenden Messdaten akzeptabel.

3. Einen signifikanten Einfluss auf den Betrag der Gleichzeitigkeitsfaktoren hat die jeweilige, vertraglich gebundene Anschlussleistung im Vergleich zur tatsächlichen maximalen Abnehmerleistung bei Auslegungs-Außentemperatur. Stimmen hier die typischen Dimensionierungen der Netzbetreiber an den Standorten der Abnehmermodelle und den Netzstandorten nicht überein, so ist mit einer konstanten Über- bzw. Unterschätzung im gesamten zeitlichen Verlauf des Gleichzeitigkeitsfaktors zu rechnen. Die zur Anschluss-

leistung relative, maximal gemessene Inanspruchnahme ist beispielhaft anhand der Objekte der Standorte A, C und F in Abbildung 3.13 dargestellt. Es ist zu erkennen, das die gesamte Bandbreite, von passender Dimensionierung der Anschlussleistung bis hin zu deren dreifacher Überdimensionierung in den Monitoringdaten enthalten ist. Des Weiteren ist eine Industriehalle ausgeblendet, deren maximaler Wärmebedarf zeitweise das Vierfache der gegebenen Anschlussleistung betrug. Die Ursache dieser Unstimmigkeit konnte nicht geklärt werden.

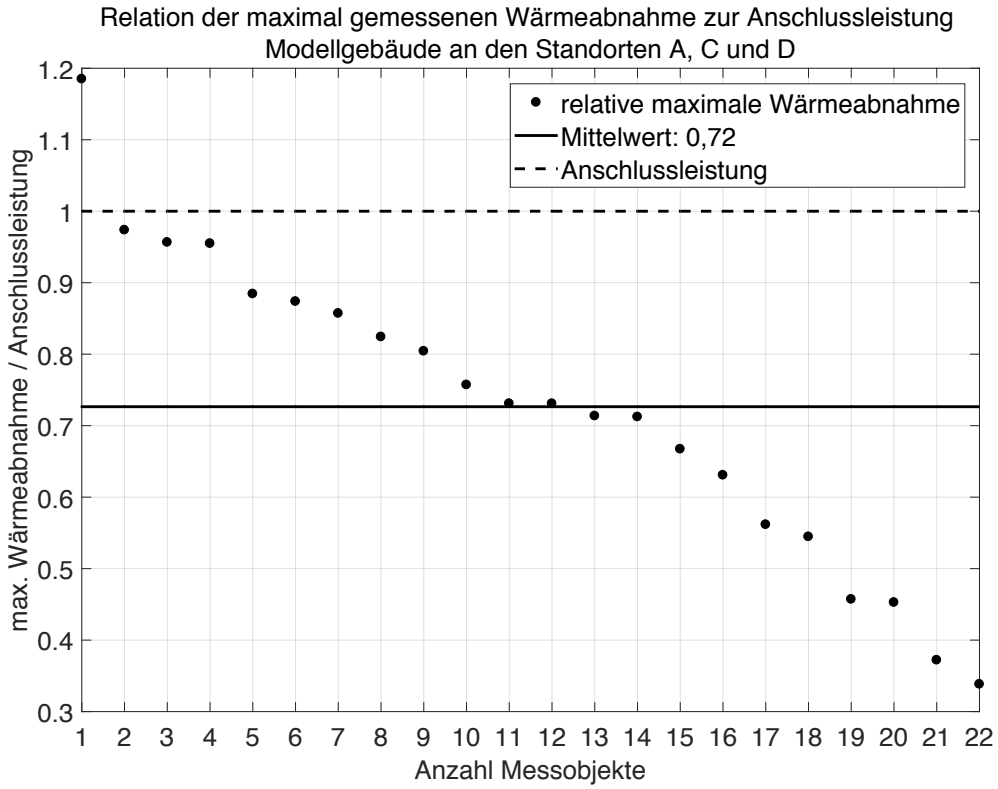


Abbildung 3.13: Zur Anschlussleistung relative, maximal gemessene Wärmeabnahme der Modellobjekte

Neben seinem Nutzen zur Validierung des Simulationsmodells liefert der zeitliche Verlauf des Gleichzeitigkeitsfaktors weitere relevante Aussagen.

3.5.2 Gleichzeitigkeit Netz B

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Gleichzeitigkeitsbetrachtung für Netz B dargestellt. Grundlage für die Simulation sind dabei die durch Regression berechneten Zeitreihen des Wärmebedarfs der Abnehmer. Sämtliche Betrachtungen wurden für eine zeitliche Diskretisierungsschrittweite von einer Stunde durchgeführt. Die Regression erfolgte dabei für die Werktagstruktur des Jahres 2014 am Standort Frankfurt kombiniert mit den in Abbildung 3.14 dargestellten charakteristischen Temperaturverläufen. Zusätzlich wurden die Abnehmer gemäß den tatsächlich vorliegenden Temperaturen des Jahres 2008 am Standort B modelliert. Die Werk-

tagstruktur wurde einheitlich angesetzt um den Gleichzeitigkeitsfaktor ausschließlich in Abhängigkeit der Außentemperatur zu betrachten. Die so simulierten Verläufe des Gleichzeitigkeitsfaktors wurden mit den vorliegenden Messdaten am zentralen Erzeuger für das Jahr 2008 verglichen. Wie bereits im vorherigen Abschnitt beschrieben, ergibt sich durch den Vergleich der Leistung am zentralen Erzeuger mit den direkt an den Abnehmern summierten Leistungen eine auf den Netzverlusten basierende nicht zu vermeidende Diskrepanz.

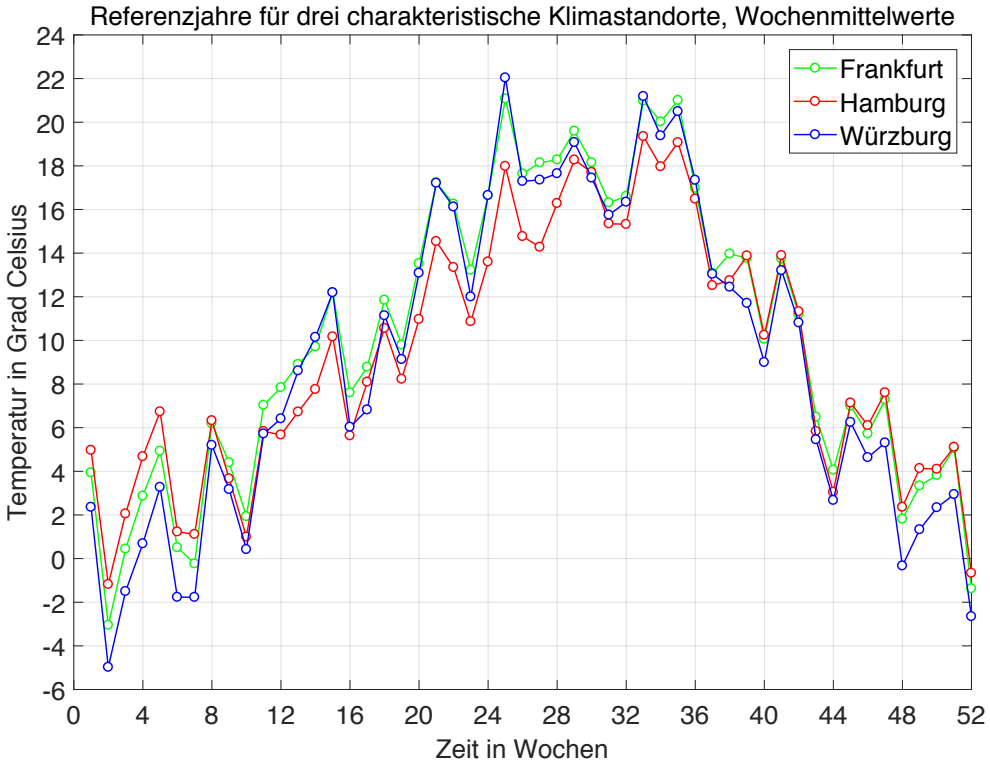


Abbildung 3.14: Wochenmittelwerte der Außentemperatur für drei charakteristische Klimastandorte

In Abbildung 3.15 ist der simulierte Gleichzeitigkeitsfaktor als Dauerlinie zu den verschiedenen Temperaturverläufen sowie im Vergleich dazu die gemessene Last am zentralen Erzeuger des Jahres 2008 bezogen auf die Summe der Anschlussleistung im Netz dargestellt. In Tabelle 3.5 sind einige zu dieser Abbildung gehörende numerische Kenngrößen gegeben.

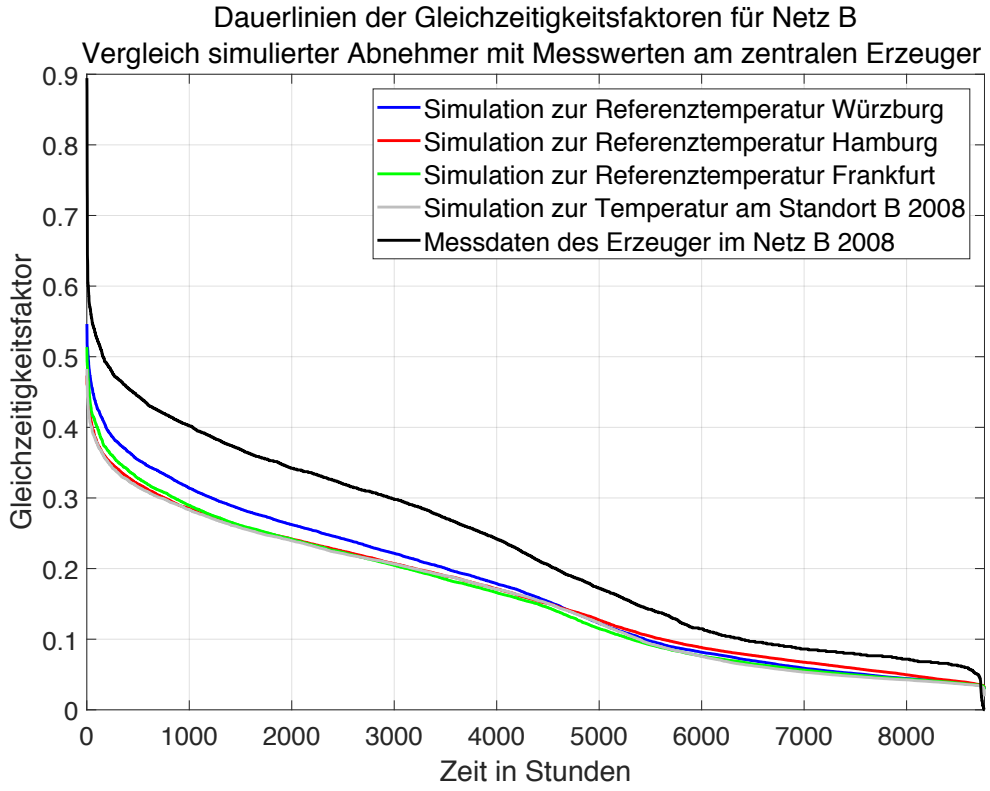


Abbildung 3.15: Dauerlinien der simulierten Gleichzeitigkeitsfaktoren der Abnehmer im Vergleich zu den Messdaten am zentralen Erzeuger

Die für die Temperaturreferenzjahre sowie die anhand der Messwerte der Temperatur am Standort B simulierten Gleichzeitigkeitsfaktoren ähneln sich sowohl im Verlauf als auch betragsmäßig sehr stark. Lediglich für die Temperaturreferenz Würzburg ergeben sich aufgrund der kälteren Temperaturen in Winter und Übergangszeit leicht höhere Werte. In der für die dezentrale Einspeisung von Wärme durch Solarthermie interessanteren Phase im Sommer sind die Verläufe der Faktoren jedoch nahezu identisch.

Verglichen mit den Messdaten am zentralen Erzeuger wird der Gleichzeitigkeitsfaktor durchgängig unterschätzt. Jedoch stimmt der Verlauf der Kurven sehr gut überein. Auch die Simulation zu den Temperaturen am Standort B im Jahr der Messung ergibt keine genauere Abbildung der Gleichzeitigkeit. Basierend auf diesen Beobachtungen werden folgende Auswertungen aufgrund der besten Übereinstimmung für die Simulation zur Referenztemperatur des Standorts Würzburg durchgeführt.

Auf Basis der in Tabelle 3.5 dargestellten Mittelwerte ergibt sich eine Unterschätzung des jährlichen Gesamtwärmebedarfs zwischen der Simulation mit der Klimacharakteristik Würzburg und den Messwerten am zentralen Erzeuger von ungefähr 26 %. Für die Sommermonate ist eine höhere mittlere Abweichung von 31 %, für die Wintermonate eine geringere Abweichung von 21 % festzustellen. Dies lässt vermuten, dass ein Teil dieser Differenz durch Netzverluste zu erklären ist, welche im Sommer prozentual höher sind als in den Wintermonaten. Laut Aus-

Tabelle 3.5: Kenngrößen der simulierten Gleichzeitigkeitsfaktoren (GZF) der Abnehmer sowie Messwerte am zentralen Erzeuger

GZF	**simulierte Abnehmer**				**Erzeuger**
	Frankfurt	**Hamburg**	**Würzburg**	**Standort B**	**Standort B**
Maximum	0,51	0,47	0,55	0,48	0,89
Minimum	0,03	0,03	0,03	0,02	0
Mittelwert	0,16	0,16	0,17	0,16	0,23
Median	0,15	0,16	0,16	0,16	0,21
75 % - Perzentil	0,23	0,24	0,26	0,23	0,34

sage des Netzbetreibers kann der gesamte jährliche Wärmeverlust des Netzes mit ungefähr 10 % der gesamten jährlichen Erzeugung abgeschätzt werden. Die verbleibende Abweichung ist wahrscheinlich auf eine durchschnittlich geringere Differenz zwischen Anschlussleistung und tatsächlicher, maximaler Inanspruchnahme im Netz B im Vergleich zu den der Regression zugrunde liegenden Messdaten zurückzuführen.

Abbildung 3.16 zeigt den Verlauf des Gleichzeitigkeitsfaktors für die modellierten Daten zur Klimacharakteristik Würzburg. Wie zu erwarten, ergibt sich der typische Verlauf mit den geringsten Werten in den wärmeren Sommermonaten und den höchsten Werten im Winter.

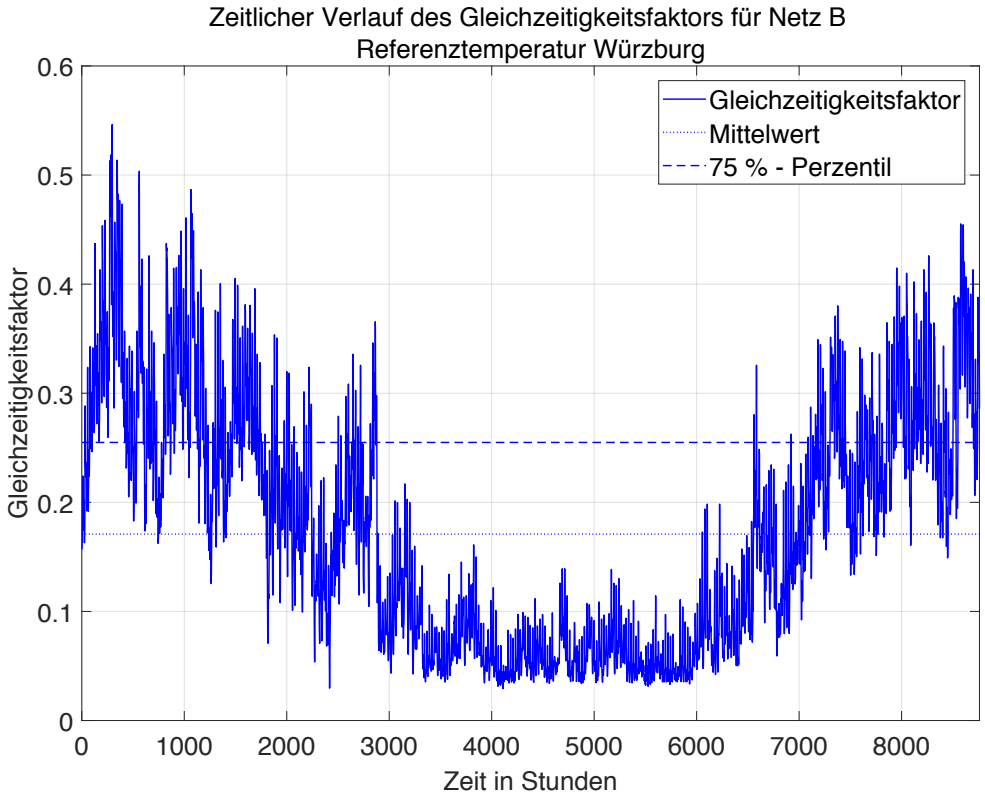


Abbildung 3.16: Zeitreihe des simulierten Gleichzeitigkeitsfaktors zum Temperaturreferenzjahr des Standorts Würzburg

In Abbildung 3.17 ist die Abhängigkeit des simulierten Gleichzeitigkeitsfaktors von der Außentemperatur dargestellt. Die strähnenartige Struktur ergibt sich dabei aufgrund der zusätzlichen Modellabhängigkeit von der Tageszeit sowie der Art des Tages (Werktag, arbeitsfreier Tag), vgl. Gleichung 3.1. Bei einer Außentemperatur von – 10 °C bewegt sich der Gleichzeitigkeitsfaktor in einem Bereich von 0,35 und 0,51. Auffällig ist weiterhin die große Schwankungsbreite von 0,11 bis 0,30 bei einer Temperatur von 5 °C. Die niedrigen Werte in diesem Bereich treten hier bei geringen Nachttemperaturen in der wärmeren Zeit des Jahres auf, wobei die größeren Werte bei dieser Temperatur vorwiegend im Winter festzustellen sind.

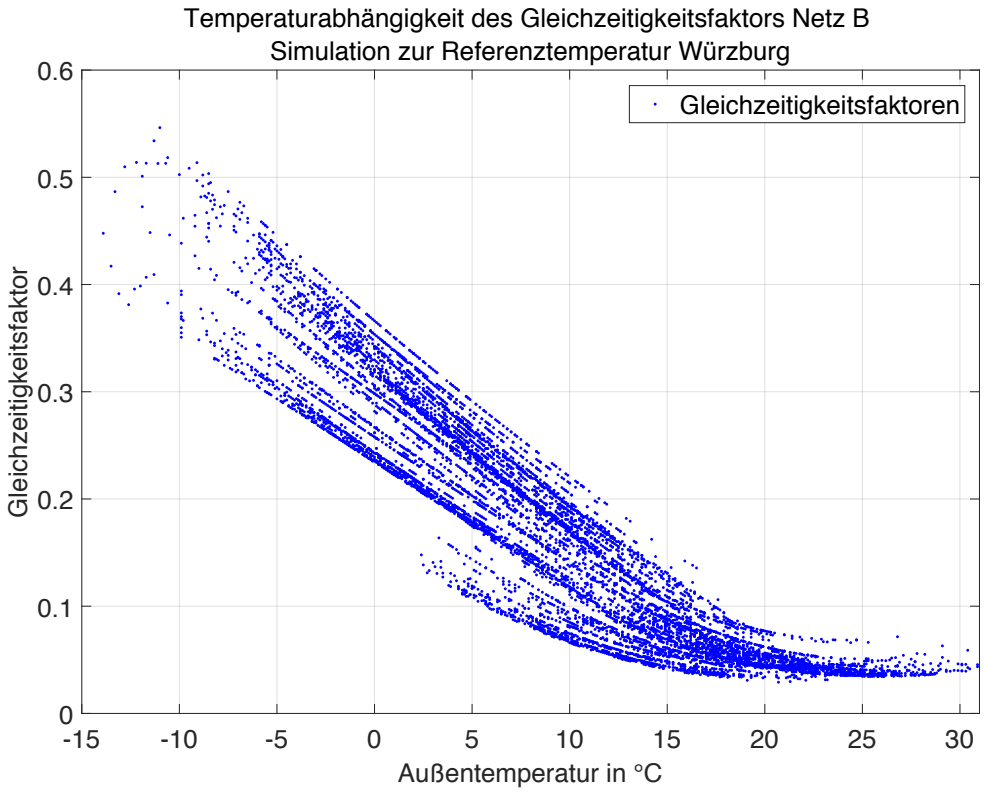


Abbildung 3.17: Temperaturabhängigkeit des simulierten Gleichzeitigkeitsfaktors zum Referenzjahr des Standorts Würzburg

Im Vergleich zu Abbildung 3.17 ist die Temperaturabhängigkeit der Faktoren für die Messwerte am zentralen Erzeuger von Netz B in Abbildung 3.18 dargestellt. Zunächst ist festzuhalten, dass die Außentemperaturen in Netz B im Winterfall – 5 °C nicht wesentlich unterschreiten, während in den Daten der Temperaturreferenz Würzburg Werte von bis zu – 13 °C erreicht werden. Für eine Außentemperatur von – 5 °C wurden Gleichzeitigkeitsfaktoren zwischen 0,4 und 0,6 gemessen, was unter Berücksichtigung der Netzverluste gut zu den simulierten Werten passt. Weiterhin ist auch bei den Messdaten eine große Schwankung des Faktors im Bereich einer Außentemperatur zwischen 5 °C und 10 °C festzustellen. Die Grafik lässt weiterhin vermuten, dass die extremen Maximalwerte größer 0,7 bei moderaten Temperaturen von knapp über 0 °C nicht durch regulären Netzbetrieb zu begründen sind und demzufolge von der Simulation nicht abgebildet werden können.

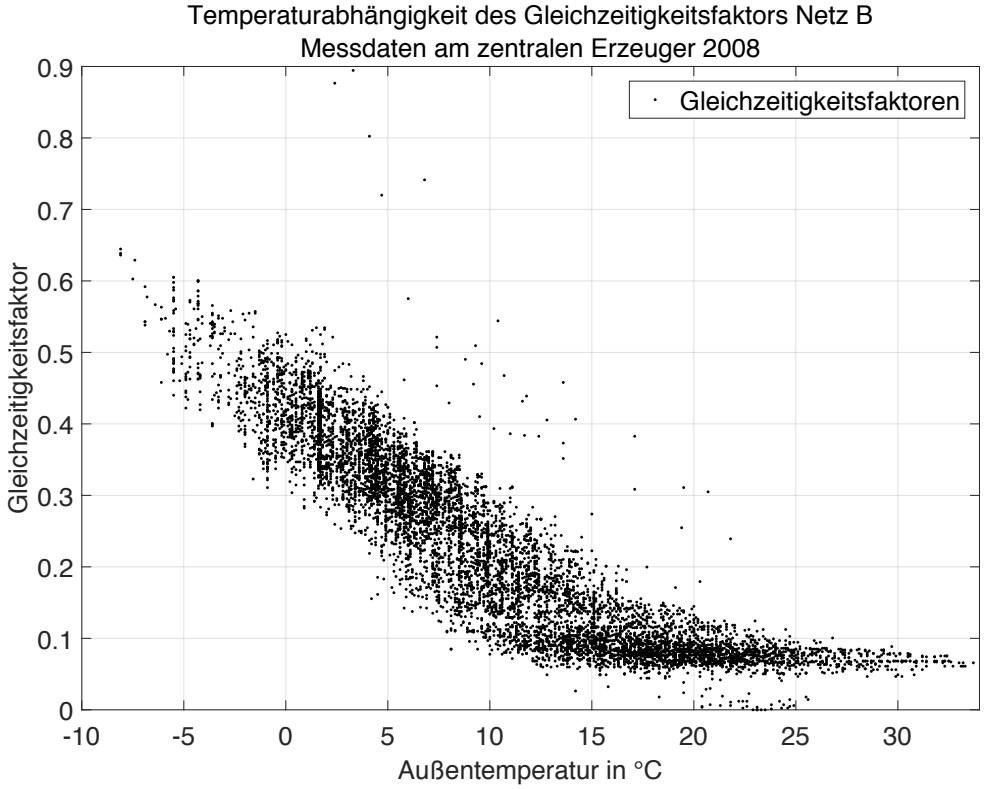


Abbildung 3.18: Temperaturabhängigkeit des gemessenen Gleichzeitigkeitsfaktors Netz B 2008

3.5.3 Gleichzeitigkeit Netz G

Zur Untersuchung der Gleichzeitigkeitsfaktoren in Netz G wurde analog der Betrachtung von Netz B vorgegangen. In einem ersten Schritt wurden auch für dieses Netz die simulierten Dauerlinien für die drei Referenztemperaturverläufe sowie die Temperaturmesswerte am Standort G mit der Dauerlinie des zentralen Erzeugers verglichen, vgl. Abbildung 3.19. Die Simulation erfolgte für eine Diskretisierungsschrittweite von einer Stunde. Wie für Netz B wurde die Werktagstruktur von Frankfurt des Jahres 2014 als weitere Einflussgröße für die Regression angenommen.

Im Gegensatz zu Netz B sind in diesem Fall die Unterschiede der simulierten Gleichzeitigkeitsfaktoren für die verschiedenen zugrunde liegenden Temperaturen deutlicher erkennbar. Sehr ähnliche Ergebnisse liefert die Verwendung der Referenzwerte für Hamburg und Frankfurt, während bei Nutzung der Temperaturdaten von Würzburg erneut tendenziell höhere Gleichzeitigkeiten erzielt werden. Ein speziell im mittleren Bereich abweichender Verlauf ist für die Simulation zu den Temperaturdaten des Standorts G zu erkennen.

Verglichen mit den Messdaten am zentralen Erzeuger stimmen die simulierten Gleichzeitigkeitsfaktoren für Netz G trotz der noch einzubeziehenden Netzverluste betragsmäßig gut überein. Allerdings ist ein leicht abweichender Verlauf zwischen den simulierten Kurven und der gemessenen Kurve des Gleichzeitigkeitsfaktors zu erkennen. Aufgrund der erneut besten Über-

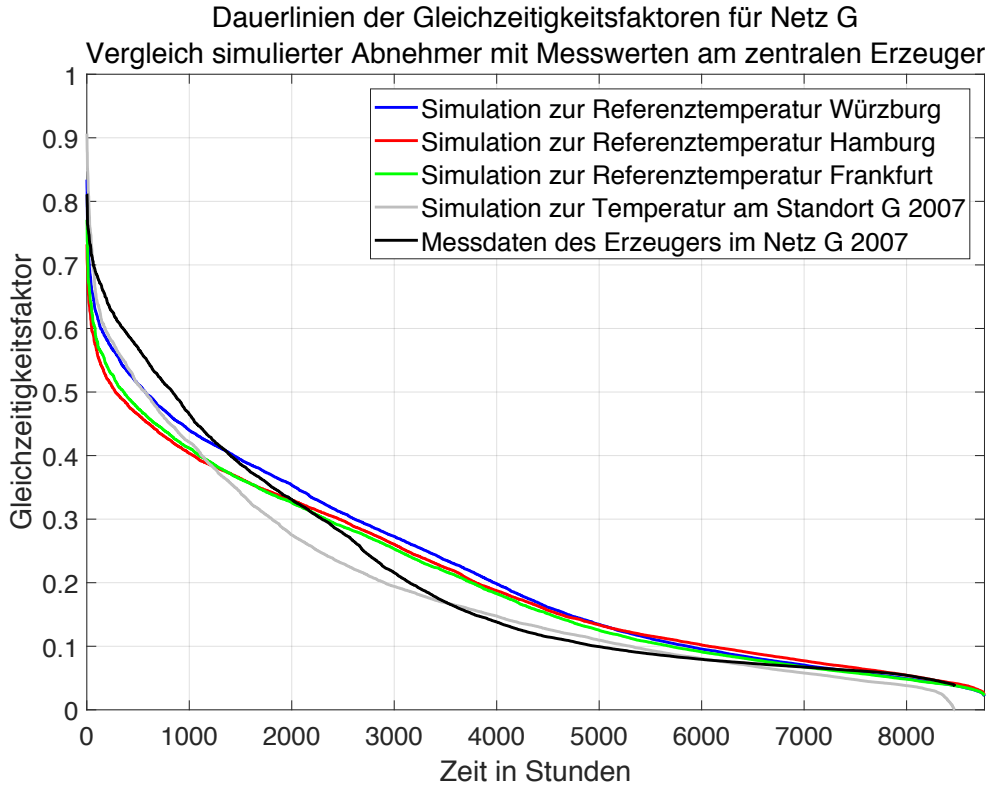


Abbildung 3.19: Dauerlinien der simulierten Gleichzeitigkeitsfaktoren der Abnehmer im Vergleich zu den Messdaten am zentralen Erzeuger

einstimmung (vgl. Tabelle 3.6) sind nachfolgende Ergebnisse analog zu Netz B für die Simulation zur Referenztemperatur Würzburg dargestellt.

Tabelle 3.6: Kenngrößen der simulierten Gleichzeitigkeitsfaktoren (GZF) der Abnehmer sowie Messwerte am zentralen Erzeuger

GZF	**simulierte Abnehmer**				**Erzeuger**
	Frankfurt	**Hamburg**	**Würzburg**	**Standort G**	**Standort G**
Maximum	0,77	0,73	0,83	0,91	0,81
Minimum	0,02	0,02	0,02	0	0,04
Mittelwert	0,20	0,21	0,21	0,19	0,22
Median	0,16	0,16	0,17	0,14	0,13
75 % - Perzentil	0,31	0,32	0,33	0,26	0,33

Die mittlere Abweichung des Gleichzeitigkeitsfaktors, und damit die des Wärmebedarfs, beträgt für das Gesamtjahr zwischen Simulation der Abnehmer und Messwerten am zentralen Erzeuger für die Referenztemperatur Würzburg nur 3 %. Dies stimmt nahezu mit den 3,8 % Wärmeverlusten, welche im Jahresmittel für das Netz bekannt sind, überein.

Abbildung 3.20 zeigt den erwartungsgemäßen saisonalen Verlauf des Gleichzeitigkeitsfaktors über ein Jahr. In den Abbildungen 3.21 und 3.22 ist dessen Temperaturabhängigkeit für die Simulation bzw. die Messdaten dargestellt. Der strahlenähnliche Verlauf ist erneut auf die Kategorisierung der Regressionsmodelle nach der Tageszeit zurückzuführen. Aufgrund der Be-

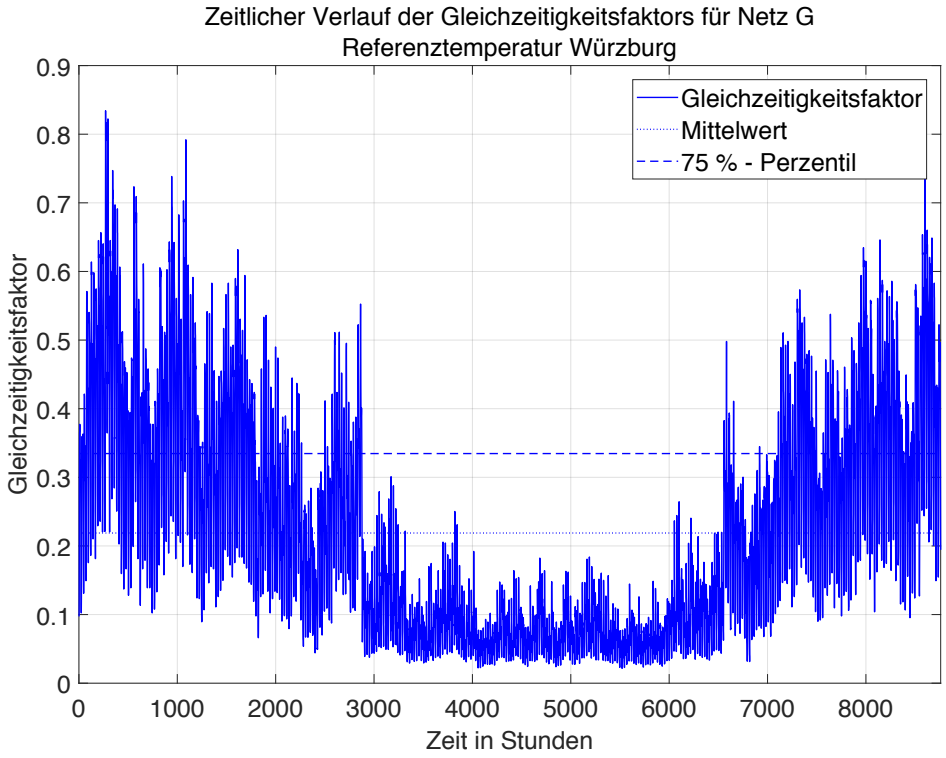


Abbildung 3.20: Zeitreihe des simulierten Gleichzeitigkeitsfaktors zum Referenzjahr des Standorts Würzburg

schränkung auf nur zwei Wohngebäude sind diese im Vergleich zu Netz B deutlich ausgeprägter. Die breite Streuung des Faktors im Bereich tiefer Temperaturen sowie die schmale Bandbreite bei Temperaturen größer 20 °C werden vom Modell sehr gut abgebildet. Lediglich im mittleren Temperaturbereich zwischen 3 °C und 12 °C erfolgt tendenziell eine geringfügige Unterschätzung der Gleichzeitigkeit durch die Simulation.

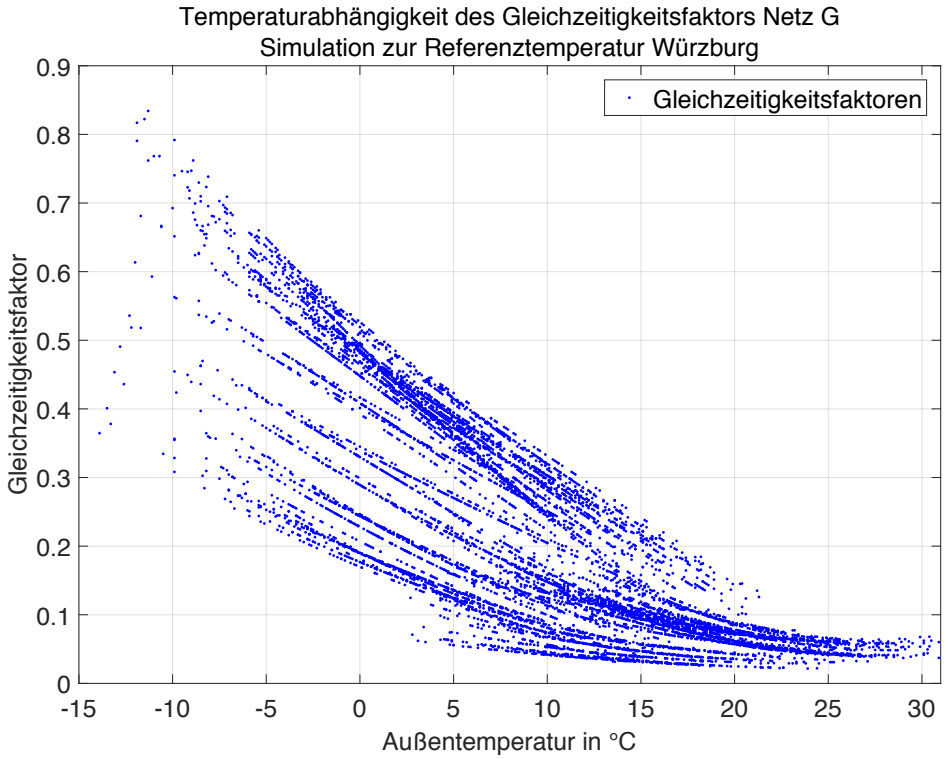


Abbildung 3.21: Temperaturabhängigkeit des simulierten Gleichzeitigkeitsfaktors zum Referenzjahr des Standorts Würzburg

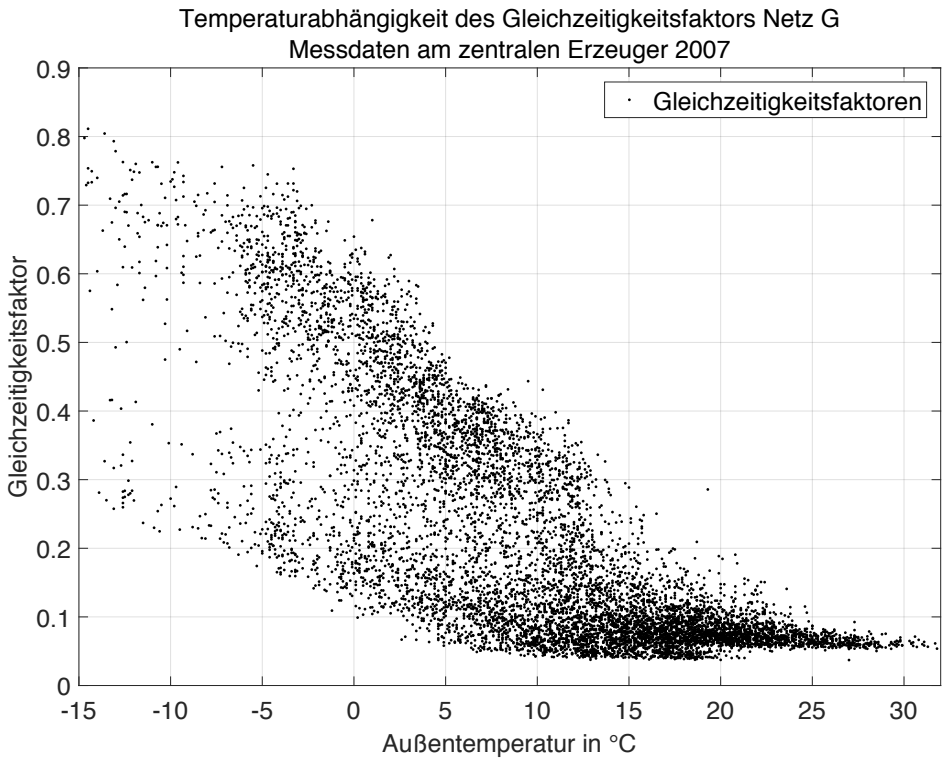


Abbildung 3.22: Temperaturabhängigkeit des gemessenen Gleichzeitigkeitsfaktors Netz G 2007

3.6 FreePlan - Tool zur Lastgangerstellung

Basierend auf der in Abschnitt 3.3 beschriebenen Vorgehensweise sowie der in Abschnitt 3.2 dargestellten Datengrundlage wurde das Excel-Tool „FreePlan“ zur Generierung von Abnehmerlastgängen und Rücklauftemperaturverläufen erstellt [Ric17]. Die grundlegende Zielstellung war dabei, ein einfach zu handhabendes Werkzeug zu schaffen, um für verschiedene Gebäudearten zu definierbaren Randbedingungen sowohl charakteristische Wärmelastgänge als auch Rücklauftemperaturzeitreihen von einer Länge bis zu einem Jahr generieren zu können. FreePlan sowie die zugehörige Dokumentation können in der zum Projektabschluss vorliegenden Version im projektbezogenen Downloadbereich[3] heruntergeladen werden.

Das Tool besteht, neben den Hinweisen zur Nutzung, aus den einzelnen Excel-Arbeitsblättern:

1. Nutzerinput
2. Temperaturreihen
3. Ergebnisse
4. Zeitreihen
5. Steckbriefe
6. RegKoeff

Deren Funktionsweise wird im Folgenden kurz sowie in der Dokumentation zum Tool (siehe Anhang B.1) ausführlicher beschrieben. Die beiden Arbeitsblätter „Zeitreihen“ sowie „RegKoeff“ sind nur in der projektinternen Version verfügbar.

Nutzerinput

Das Tabellenblatt „Nutzerinput“ stellt die hauptsächliche Schnittstelle des Programms zum Nutzer dar. Die grün hinterlegten Felder des in Abbildung 3.23 dargestellten Tabellenblatts ermöglichen die Eingabe der grundlegenden Rahmenbedingungen für die zu erstellenden Lastgänge. An dieser Stelle ist die Auswahl von Gebäudeart, Klimacharakteristik, Anschlussleistung, Länge der zu generierenden Zeitreihe sowie deren Diskretisierungsschrittweite möglich. Weiterhin können Angaben zu Feiertagen und Werktagen vorgenommen werden. Im mittleren Bereich des Blatts ist ein knapper Steckbrief mit den wichtigsten zur Verfügung stehenden Kenngrößen und Messwerten des ausgewählten Gebäudes dargestellt. Rechts davon befinden sich Informationen zur Güte der erstellten Regressionsmodelle [DAS07] für das ausgewählte Objekt. Weiterhin dargestellt ist eine verkleinerte Vorschau der Simulationsergebnisse von Wärmelastgang und Rücklauftemperatur.

[3] www.tu-dresden.de/mw/iet/gewv/forschung/forschungsprojekte/delfin

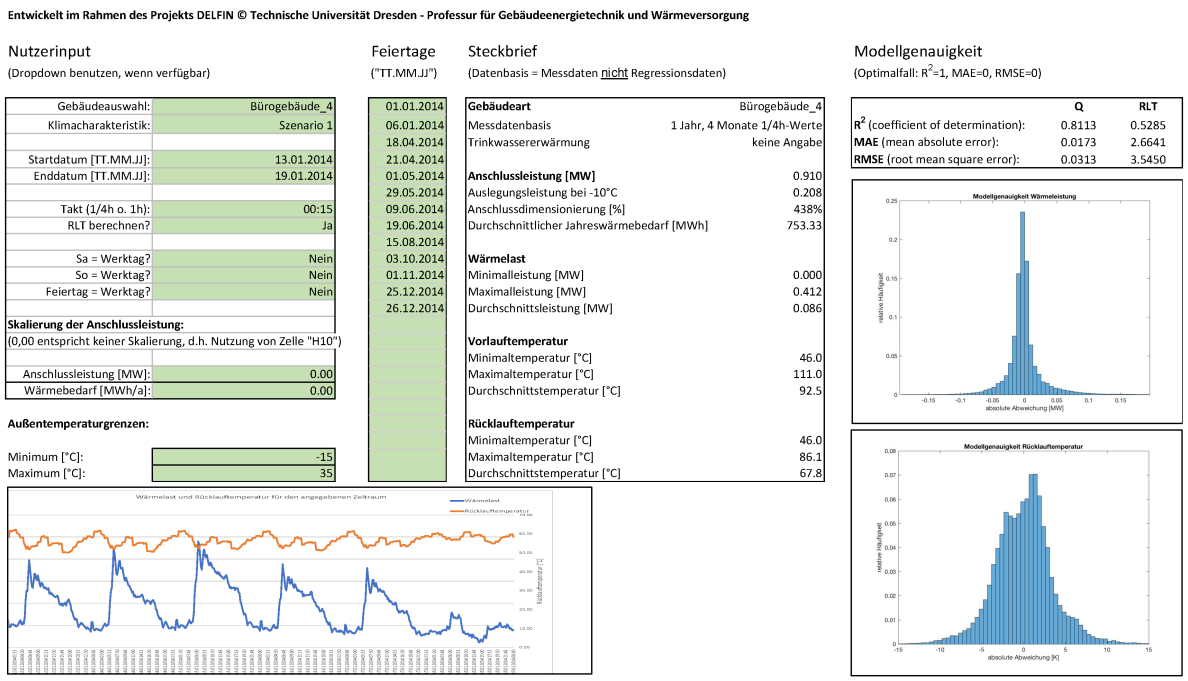


Abbildung 3.23: Blatt „Nutzerinput“ des Lastgang-Tools FreePlan

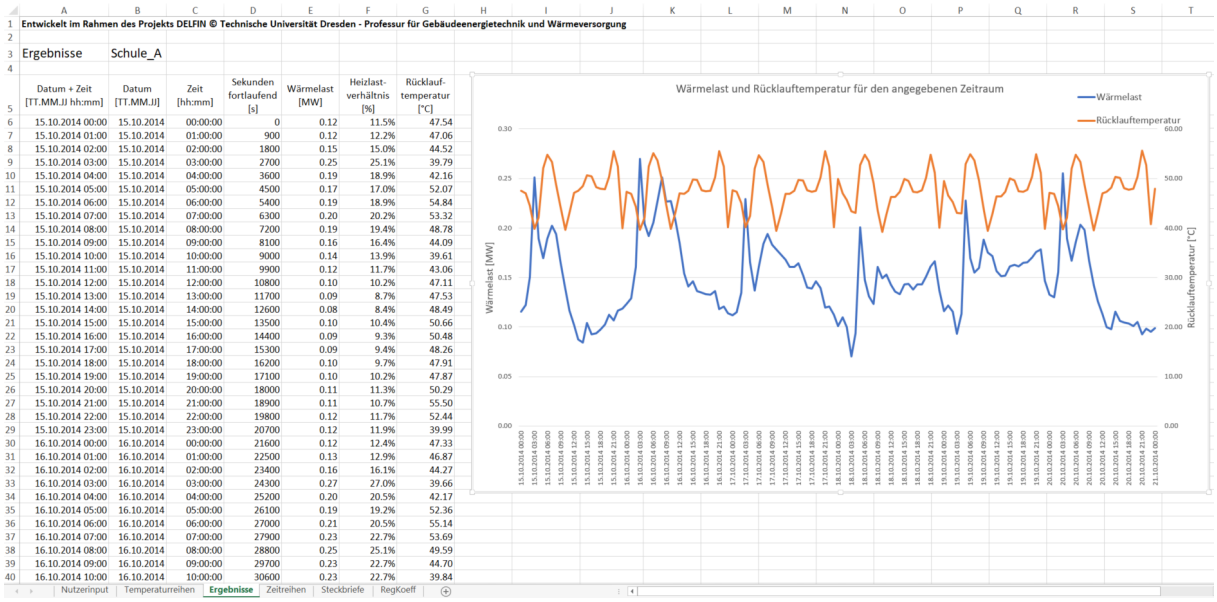
Die auf den Angaben in diesem Blatt basierenden Berechnungen werden sofort ausgeführt und deren Ergebnisse an den entsprechenden Stellen dargestellt. Je nach Leistungsfähigkeit der verwendeten Hardware sowie der Anzahl der zu berechnenden Zeitschritte kann es dadurch zu kurzen Verzögerungen aufgrund der Aktualisierung der Daten in den Excel-Arbeitsblättern kommen.

Temperaturreihen

Im Blatt „Temperaturreihen“ können die der Berechnung als Grundlage dienenden Zeitreihen der Außentemperatur sowie der Vorlauftemperatur am Abnehmer definiert werden. Dabei ist eine Angabe der Vorlauftemperatur nur notwendig, sofern die Modellierung der Rücklauftemperatur durchgeführt werden soll. Alternativ zur Vorgabe eigener Außentemperaturen ist die Nutzung einer vordefinierten, charakteristischen Zeitreihe möglich. Die Definition der Vorlauftemperaturen kann vereinfachend auf der Fahrkurve am Erzeuger basieren oder auch durch bekannte Mess- bzw. Simulationswerte an einem örtlich zum Abnehmer passenden Netzpunkt erfolgen. Auch für diese Zeitreihe ist ein charakteristischer Verlauf hinterlegt.

Ergebnisse

Im Arbeitsblatt „Ergebnisse“ werden die durch Regression erstellten Zeitreihen für die Wärmeabnahmeleistung sowie, sofern ausgewählt, für die Rücklauftemperatur am Abnehmer ausgegeben. Dies erfolgt sowohl numerisch als auch in Form eines Diagramms.



Entwickelt im Rahmen des Projekts DELFIN © Technische Universität Dresden - Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung

Ergebnisse | Schule_A

Datum + Zeit [TT.MM.JJ hh:mm]	Datum [TT.MM.JJ]	Zeit [hh:mm]	Sekunden fortlaufend [s]	Wärmelast [MW]	Heizlast-verhältnis [%]	Rücklauf-temperatur [°C]
15.10.2014 00:00	15.10.2014	00:00:00	0	0.12	11.5%	47.54
15.10.2014 01:00	15.10.2014	01:00:00	900	0.12	12.2%	47.06
15.10.2014 02:00	15.10.2014	02:00:00	1800	0.15	15.0%	44.52
15.10.2014 03:00	15.10.2014	03:00:00	2700	0.25	25.1%	39.79
15.10.2014 04:00	15.10.2014	04:00:00	3600	0.19	18.9%	42.16
15.10.2014 05:00	15.10.2014	05:00:00	4500	0.17	17.0%	52.07
15.10.2014 06:00	15.10.2014	06:00:00	5400	0.19	18.9%	54.84
15.10.2014 07:00	15.10.2014	07:00:00	6300	0.20	20.2%	53.32
15.10.2014 08:00	15.10.2014	08:00:00	7200	0.19	19.4%	48.78
15.10.2014 09:00	15.10.2014	09:00:00	8100	0.16	16.4%	44.09
15.10.2014 10:00	15.10.2014	10:00:00	9000	0.14	13.9%	39.61
15.10.2014 11:00	15.10.2014	11:00:00	9900	0.12	11.7%	43.06
15.10.2014 12:00	15.10.2014	12:00:00	10800	0.10	10.2%	47.11
15.10.2014 13:00	15.10.2014	13:00:00	11700	0.09	8.7%	47.53
15.10.2014 14:00	15.10.2014	14:00:00	12600	0.08	8.4%	48.49
15.10.2014 15:00	15.10.2014	15:00:00	13500	0.10	10.4%	50.66
15.10.2014 16:00	15.10.2014	16:00:00	14400	0.09	9.3%	50.48
15.10.2014 17:00	15.10.2014	17:00:00	15300	0.09	9.4%	48.26
15.10.2014 18:00	15.10.2014	18:00:00	16200	0.10	9.7%	47.91
15.10.2014 19:00	15.10.2014	19:00:00	17100	0.10	10.2%	47.87
15.10.2014 20:00	15.10.2014	20:00:00	18000	0.11	11.3%	50.29
15.10.2014 21:00	15.10.2014	21:00:00	18900	0.11	10.7%	55.50
15.10.2014 22:00	15.10.2014	22:00:00	19800	0.12	11.7%	52.44
15.10.2014 23:00	15.10.2014	23:00:00	20700	0.12	11.9%	39.99
16.10.2014 00:00	16.10.2014	00:00:00	21600	0.12	12.4%	47.33
16.10.2014 01:00	16.10.2014	01:00:00	22500	0.13	12.9%	46.87
16.10.2014 02:00	16.10.2014	02:00:00	23400	0.16	16.1%	44.27
16.10.2014 03:00	16.10.2014	03:00:00	24300	0.27	27.0%	39.66
16.10.2014 04:00	16.10.2014	04:00:00	25200	0.20	20.5%	42.17
16.10.2014 05:00	16.10.2014	05:00:00	26100	0.19	19.2%	52.36
16.10.2014 06:00	16.10.2014	06:00:00	27000	0.21	20.5%	55.14
16.10.2014 07:00	16.10.2014	07:00:00	27900	0.23	22.7%	53.69
16.10.2014 08:00	16.10.2014	08:00:00	28800	0.25	25.1%	49.59
16.10.2014 09:00	16.10.2014	09:00:00	29700	0.23	22.7%	44.70
16.10.2014 10:00	16.10.2014	10:00:00	30600	0.23	22.7%	39.84

Nutzerinput | Temperaturreihen | Ergebnisse | Zeitreihen | Steckbriefe | RegKoeff

Abbildung 3.24: Blatt „Ergebnisse“ des Lastgang-Tools

Im Detail umfasst die Ausgabe je Zeitschritt einen Zeitstempel, die fortlaufende Zeit in Sekunden beginnend bei Null, die Wärmelast des Abnehmers in MW, das Heizlastverhältnis bezogen auf die angegebene Anschlussleistung sowie ggf. die Rücklauftemperatur in Grad Celsius. In Abbildung 3.24 ist beispielhaft das Regressionsergebnis für Wärmelast und Rücklauftemperatur eines Schulgebäudes für eine Woche im Oktober dargestellt.

Steckbriefe

Im Blatt „Steckbriefe“ ist eine kurze Zusammenfassung der wichtigsten gemessenen charakteristischen Größen der einzelnen Gebäude sowie die aus den vorhandenen Messdaten resultierende Güte des Regressionsmodells dargestellt. Eine umfangreichere Übersicht zu den einzelnen Objekten ist in den separat erstellten Steckbriefen gegeben.

Zeitreihen

Das Blatt „Zeitreihen“ enthält die auf dem Nutzerinput basierenden, für die Regression benötigten Daten. Sämtliche Einflussgrößen, vgl. Abschnitt 3.3.2 und 3.3.3, werden dafür gegebenenfalls transformiert sowie automatisch in Vektoren passender Länge umgewandelt. Die Datumsangabe eines Feiertags wird beispielsweise in Nulleinträge an den zugehörigen Positionen im binären Vektor, durch welchen die Werktage definiert sind, umgewandelt. Die Vektoren dieses Excel - Blatts können zur Nutzung in anderen Softwareumgebungen exportiert werden. Dieses Blatt ist nur projektintern verfügbar.

RegKoeff

Im Blatt „RegKoeff“ sind sämtliche Regressionskoeffizienten für die Modellierung von Wärmelast und Rücklauftemperatur aller vorhandenen Objekte hinterlegt. Diese können expor-

tiert und bei Bedarf in anderen Software- bzw. Simulationsumgebungen zur Regression genutzt werden. Voraussetzung für die Verwendung ist die zu den Faktoren passende Formatierung der Einflussgrößen, vgl. Blatt „Zeitreihen“. Dieses Blatt ist nur projektintern verfügbar.

Literaturverzeichnis für Kapitel 3

[DAS07] C.W. Dawson, R.J. Abrahart und L.M. See. „HydroTest: A web-based toolbox of evaluation metrics for the standardised assessment of hydrological forecast“. In: *ELSEVIER Environmental Modelling & Software* 22 (2007), S. 1034–1052.

[Ric17] P. Stange; L. Richter. *Tool zur Erzeugung von Lastgängen für variable Witterungsbedingungen*. TU Dresden Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung. 2017.

[Roj96] R. Rojas. *Theorie der Neuronalen Netze. Eine systematische Einführung*. 4. korrigierter Nachdruck. Berlin: Springer, 1996.

[Rüh+15] K. Rühling u. a. *Dezentrale Einspeisung in Nah- und Fernwärmesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Solarthermie*. BMWi-Abschlussbericht, FKZ: 03ET1039B. TU Dresden, Institut für Energietechnik, Nov. 2015.

[Wei90] S. Weisberg. *Applied Linear Regression*. 2nd edn. Wiley, 1990.

4. Modellierung solarthermischer Anlagen

Autoren: Laure Deschaintre, Dirk Mangold, Kai Schäfer, Thomas Schmidt (Solites)

4.1. Ausgangssituation

Im Forschungsvorhaben DELFIN sollte eine praxistaugliche Lösung für die Integration von solarthermischen Einbindern in thermohydraulische Wärmenetzsimulationen erarbeitet werden. Hierfür wurden drei Lösungsansätze verfolgt und als Varianten entwickelt:

- Einbindeprofile
- vereinfachtes Erzeugermodell
- detailliertes Erzeugermodell

Die folgende Abbildung 4.1 zeigt den schematischen Aufbau einer solarthermischen Anlage zur direkten Netzeinbindung, eine sogenannte NetzEinspeiseSTation (NEST). Abhängig von der Kategorie solarthermischer Anlagen kann deren hydraulischer Aufbau zusätzlich einen Wärmespeicher (SP) aufweisen (NEST-SP).

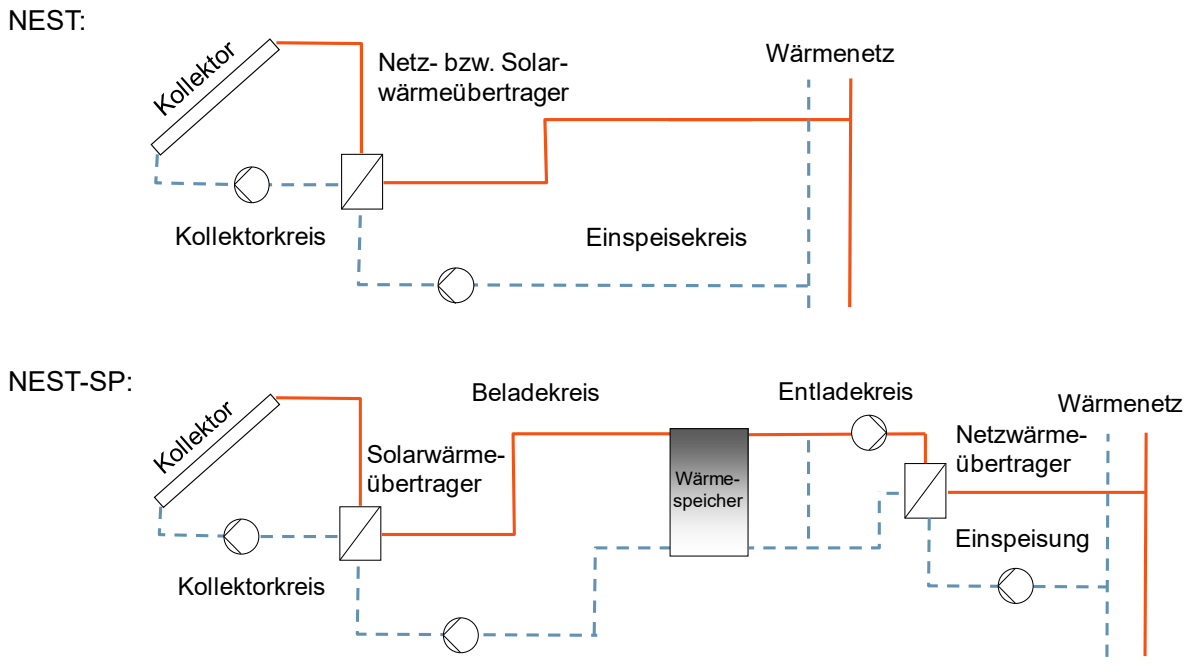


Abbildung 4.1: Schematische Darstellung solarthermischer Anlagenvarianten zur dezentralen Wärmeeinbindung am Beispiel der RL/VL-Einbindung

4.2. Varianten zur Abbildung der Einbindung von Solarthermieanlagen in Wärmenetze

4.2.1. Einbindeprofile

Im Lösungsansatz „Einbindeprofile“ wird auf die mathematische Beschreibung der solarthermischen Einbinder in den Programmen zur thermohydraulischen Wärmenetzsimulation vollständig verzichtet. Stattdessen werden die Profilverläufe relevanter Parameter von solarthermischen Einbindern an der Systemgrenze hin zum Wärmenetz über eine Datei für die jeweilige thermohydraulische Wärmenetzsimulation zur Verfügung gestellt. Diese Datei würde die nachfolgend aufgelisteten Parameter in einer festzulegenden Zeitschrittweite aufweisen:

- Rücklauftemperatur
- Vorlauftemperatur
- Massenstrom
- Wärmeleistung

Die Rücklauftemperatur ist hierbei durch das Wärmenetz vorgegeben. Sie muss allerdings im Datensatz je Zeitschrittweite mit angegeben werden, die sie Einfluss auf die weiteren Parameter hat.

Der bevorzugte Aufbau der Datei gliedert sich in Zeilen und Spalten. Die erste Spalte sollte die fortlaufende Jahreszeit in der Einheit Stunden aufweisen (Zeitstempel), die weiteren Spalten die im Vorausgehenden aufgelisteten Parameter. Als sinnvolle Zeitschrittweite für die Werte der Parameter wurde von den beteiligten Projektpartnern ein Bereich zwischen 3 min bis 15 min erachtet. Weiter sollte das verwendete Datenformat von den Programmen zur thermohydraulischen Wärmenetzsimulation gut verarbeitet werden können (z.B. txt-Format oder csv-Format).

Da unterschiedliche Anlagenkonfigurationen der solarthermischen Einbinder zu unterschiedlichen Einbindeprofilen führen, ist für jede einzelne Anlagenkonfiguration eine separate Datei mit dem entsprechenden Einbindeprofil zu generieren. Folglich steigt mit der Anzahl zu berücksichtigender Anlagenkonfigurationen und Randbedingungen wie Wetterdaten etc. auch die Anzahl der Dateien an, deren Inhalt das jeweilige Einbindeprofil ist. Eine Abschätzung der möglichen Parameterkonfigurationen solarthermischer Einbinder wurde mit dem Projektkreis des Vorhabens diskutiert und führte schon allein bei der Anlagenkategorie NEST zu insgesamt 364.500 Varianten an Einbindeprofilen. Diese könnten z.B. über eine Internet-basierte Datenbank zur Verfügung gestellt werden. Hierbei wäre mittels einer grafischen Oberfläche (Eingabemaske) die Abfrage verschiedener Auswahlmöglichkeiten an Parameterkonfigurationen für solarthermische Einbinder möglich.

Nach vollständiger Eingabe der abzufragenden Parameter könnte über einen Download-Server das entsprechende Einbindeprofil als Datei angeboten werden.

Vorteile dieser Variante sind die einfache Einbindung eines Datensatzes in die jeweiligen Programme zur thermohydraulischen Wärmenetzsimulation sowie die Offenheit der Einbindung für viele Simulationsprogramme.

Nachteile sind zu sehen in der Beschränkung der möglichen unterschiedlichen Anlagen- und Parameterkonfigurationen solarthermischer Einbinder auf die in der Datenbank angebotenen sowie das Fehlen einer dynamischen Interaktion von solarthermischen Einbindern mit dem Gesamtsystem. Insbesondere der als letztes aufgeführte Nachteil schränkt die Verwendung des beschriebenen Lösungsansatzes erheblich ein. Nachfolgendes Beispiel soll dies verdeutlichen:

In einer fiktiven Falluntersuchung soll der bestehende Erzeugerpark eines Wärmenetzsystems (KWK-Anlage und Spitzenlastkessel) um dezentral einbindende solare Wärmeerzeuger erweitert werden. Weiter soll im betrachteten Wärmenetzsystem eine Vorrangeinbindung für die KWK-Anlage bestehen. Somit werden Wärmeeinbindungen aus der KWK-Anlage gegenüber denen aus solaren Wärmeerzeugern bevorzugt. Berücksichtigt wird dies im Fallbeispiel mittels Beschränkung der Einbindefreigabe solarer Wärmeerzeuger auf Phasen ohne Betrieb der KWK-Anlage.

Um das skizzierte Beispielsystem umfänglich aufzuarbeiten, ist zwingend die Regelbarkeit der solaren Wärmeerzeuger zu berücksichtigen. Entscheidend ist hierbei das Betriebsverhalten solarer Wärmeerzeuger während den Phasen mit Einbindeverboten (Wärmeeinbindung der KWK-Anlage ist in Betrieb). Zu unterscheiden ist zwischen den beiden Fällen:

a) Solarthermieanlage geht während des Einbindeverbots in Stagnation

Kommt es während der Phase mit einem Einbindeverbot (z.B. 11 bis 14 Uhr) zur Stagnation im Kollektorkreis, ist in betroffenen Anlagen keine erneute Einbindung von solarer Wärme im verbleibenden Tageszyklus möglich. Diese regelungstechnische Maßnahme zielt auf die Vermeidung von Dampfschlägen im Kollektorkreis ab. Für gewöhnlich wird ein erneutes Anfahren der Pumpe im Kollektorkreis bis zum darauffolgenden Tageszyklus unterdrückt. Ursache haben die verhältnismäßig hohen Stagnationstemperaturen von Kollektoren, deren Maximalwerte je nach Kollektortechnik deutlich über 250 °C liegen können.

b) Solarthermieanlage geht während des Einbindeverbots nicht in Stagnation

Kommt es während der Phase mit Einbindeverbot (z.B. 11 bis 14 Uhr) zu keinem Eintritt von Stagnation im Kollektorkreis, führt die während dieser Zeitdauer in den Kollektorkreis eingetragene Energie zu einer Erhöhung des Temperaturniveaus im Kollektorkreis. Die hierdurch im Kollektorkreis gespeicherte Energiemenge kann für den folgenden Einbindevorgang (z.B. ab 14 Uhr) genutzt werden.

Bezüglich der skizzierten Vorgänge, welche während und nach den Einbindeverboten solarer Wärmeerzeuger resultieren, ist keine genaue Abbildung mit dem vorgestellten Lösungsansatz

der Einbindeprofile möglich. Hierbei ist die auftretende Einschränkung des Lösungsansatzes grundlegender Natur. Die Datensätze der Einbindeprofile können lediglich Randbedingungen an der Systemgrenze von solaren Wärmeerzeugern berücksichtigen, welche im Erstellungsprozess vorgegeben werden. Sollten diese im jeweiligen Anwendungsfall abweichen (z.B. systembedingte Fluktuation des Einbindeverbots solarer Wärmeerzeuger aufgrund des Betriebs der KWK-Anlage), gibt es mit den Datensätzen der Einbindeprofile keine Möglichkeit einer exakten Berücksichtigung von Auswirkungen auf solare Wärmeerzeuger und deren Rückkopplung auf das Wärmenetz. Entsprechend können für das aufgeführte Beispielsystem eintretende Auswirkungen auf die konventionellen Systemteile des Wärmenetzsystems lediglich mittels Extremfallbetrachtungen (Best-Fall vs. Schlecht-Fall) abgeschätzt werden. Eine Möglichkeit für das Beispielsystem mit zeitlich begrenzten Einbindeverboten der solaren Wärmeerzeuger ist anschließend aufgeführt:

- **Best-Fall:** Während den Phasen mit einem Einbindeverbot für solare Wärmeerzeuger werden deren Einbindeprofile (Inhalt der Dateien) auf Nullwerte gesetzt. Nach Beendigung der jeweiligen Phase mit einem Einbindeverbot wird der dann vorhandene Profilverlauf der solaren Wärmeerzeuger unverändert weiterverwendet. Dies würde einer Annäherung des Betriebsfalls von realen solaren Wärmeerzeugern entsprechen, welche während des Einbindeverbotes nicht in Stagnation gehen. Hierbei würde allerdings der Solarertrag vernachlässigt, welcher während des Einbindeverbotes in Form einer Temperaturerhöhung im Kollektorkreis aufgenommen und gespeichert wird. Realanlagen könnten diesen Solarertrag im Anschluss eines Einbindeverbots zusätzlich für den darauffolgenden Einbindevorgang nutzen.
- **Schlecht-Fall:** Gleichfalls dem aufgeführten Best-Fall werden während den Phasen mit einem Einbindeverbot für solare Wärmeerzeuger die jeweiligen Einbindeprofile (Inhalt der Dateien) auf Nullwerte gesetzt. Allerdings wird nach Beendigung der jeweiligen Phase mit einem Einbindeverbot jede weitere solare Wärmeeinbindung für die verbleibende Tagesperiode (endet um 24:00 Uhr) unterbunden. Dies würde dem Betriebsfall realer solarer Wärmeerzeuger entsprechen, welche während des Einbindeverbotes immer in Stagnation gehen.

Als Folge der in diesem Lösungsansatz nicht möglichen Interaktion zwischen solarthermischen Einbindern und den verbleibenden Teilen des Wärmenetzsystems können Regelsignale, welche die solarthermischen Einbinder betreffen und aus Systemzuständen der verbleibenden Teile des Wärmenetzsystems resultieren, nicht korrekt im Betriebsverhalten der solarthermischen Einbinder berücksichtigt werden. Eine Berücksichtigung dieser Möglichkeit der Flexibilisierung mit akzeptabler Genauigkeit kann ausschließlich erfolgen, sofern eine Interaktion des jeweiligen solarthermischen Einbinders mit den verbleibenden Teilen des Wärmenetzsystems möglich ist.

4.2.2. Vereinfachtes Erzeugermodell

Dieser Ansatz hat zum Ziel, das thermische Verhalten von solarthermischen Wärmeerzeugern in einigen wenigen Formeln zu beschreiben. Die als Ergebnis resultierenden Formeln können mit verhältnismäßig geringem Aufwand von Entwicklern der Wärmenetz-Simulationsprogramme in die jeweilige Simulationsumgebung überführt werden, um die neue Simulationskomponente „solarthermischer Einbinder“ zu erhalten.

Um die mathematische Beschreibung der komplexen Abhängigkeiten des thermischen Verhaltens solarer Wärmeerzeuger in einigen wenigen Formeln durchführen zu können, ist eine entsprechende Reduktion im Detaillierungsgrad der Abbildung von real eintretenden Effekten notwendig, die Verluste in der Abbildungsgenauigkeit des Erzeugermodells verursachen.

Vorteile dieser Variante sind die Modellierung der möglichen Interaktion von solaren Wärmeerzeugern mit den verbleibenden Teilen des Gesamtsystems (zentraler und weiterer dezentraler Wärmeeinbinder, Wärmenetz sowie Wärmeverbraucher) sowie eine flexible Konfiguration der freien Parameter des vereinfachten Erzeugermodells. Zudem ist im Vergleich zum Lösungsansatz der Einbindeprofile eine weitaus freiere Parametrisierung solarer Wärmeerzeuger möglich, da keine fixe Anzahl an Anlagenkonfigurationen vorgegeben wird.

Nachteile dieser Variante liegen im Vergleich zur vorhergehenden, in Kapitel 4.2.1 beschriebenen Variante im gesteigerten Arbeitsaufwand für die Hersteller der jeweiligen Programme zur thermohydraulischen Wärmenetzsimulation zur Einbindung eines solarthermischen Erzeugers in ihre Software. Zum Zeitpunkt der Auswahl unter den hier beschriebenen Varianten war zudem keine verlässliche Beurteilung der Erfolgsaussichten des Lösungsansatzes möglich.

4.2.3. Detailliertes Erzeugermodell

Für die Umsetzung dieses Lösungsansatzes kann je nach Software auf die ggf. bereits vorhandene Komponentenbibliothek aufgebaut werden. Solare Wärmeerzeuger mit dezentraler Einbindung in Wärmenetze bestehen im Wesentlichen aus den nachfolgenden Komponenten:

- Kollektor
- Rohrleitungen
- Wärmeübertrager
- Pumpe
- fallabhängig: Wärmespeicher

Für gewöhnlich sind die aufgelisteten Komponenten bis auf den Kollektor bereits in den Programmen zur thermohydraulischen Wärmenetzsimulation enthalten. Folglich erfordert der

Lösungsansatz zumindest die Implementierung des Kollektors als neue Komponente in das jeweilige Simulationsprogramm.

Zur Unterstützung der notwendigen Entwicklung eines Kollektormodells in den jeweiligen Programmen zur thermohydraulischen Wärmenetzsimulation könnte auf die mathematischen Modellbildungen zurückgegriffen werden, welche eine Beschreibung des thermischen Verhaltens von Kollektoren erlauben und die z. Bsp. auf den vorhandenen Lösungen zur Simulation von Kollektoren in der Simulationsumgebung TRNSYS basieren. Die darauf aufbauenden weiteren Entwicklungsschritte, welche bis zur Fertigstellung einer funktionsfähigen Simulationskomponente erforderlich sind, müssen durch die jeweiligen Programmhersteller geleistet werden.

Des Weiteren muss für eine Simulation solarer Wärmeströme mittels des detaillierten Erzeugermodells die solare Einstrahlung in Kollektorebene bekannt sein. Diese kann mittels bekannten Winkelbeziehungen aus den Strahlungsangaben von Klimadatensätzen berechnet werden. Die Umsetzung der Umrechnung sowie die Möglichkeit der Verarbeitung von Klimadatensätzen in den jeweiligen Simulationsumgebungen muss gegeben sein.

Im Vergleich zu den beiden vorhergehenden Varianten (siehe Kapitel 4.2.1 und 4.2.2) bietet der hier vorgestellte Ansatz die besten Voraussetzungen für Anwendungsfälle, in welchen eine flexible Konfiguration der solaren Wärmeerzeuger und deren Randbedingungen wichtig sind. Zusätzlich ist mit diesem Ansatz eine hohe Güte der Abbildungsgenauigkeit erreichbar, da thermische Effekte der solaren Wärmeerzeuger im Detail modelliert werden. Als erheblicher Nachteil der detaillierten Erzeugermodelle wird der notwendige und als hoch zu klassifizierende Arbeitsaufwand angesehen, welcher von den Programmherstellern zu leisten ist. Des Weiteren verlangt die korrekte Anwendung des detaillierten Erzeugermodells fortgeschrittene Fachkenntnisse im Bereich Solarthermie. Dies kann eine Hemmschwelle für die Verwendung in der Praxis darstellen und ist als weiterer Nachteil zu werten.

4.2.4. Fazit

Die Analyse und Diskussion der vorab beschriebenen Varianten im Projektteam und Projektkreis ergab, dass eine möglichst genaue Abbildung des dynamischen Verhaltens einer Solarthermieanlage (Variante 3) gewünscht ist. Hierbei sollte allerdings kein solarthermisches Fachwissen notwendig sein, da dies bei den Nutzern thermohydraulischer Wärmenetzsimulationsprogramme nicht vorausgesetzt werden kann. Hierfür wäre ein vereinfachtes Erzeugermodell (Variante 2) geeigneter. Damit war die Aufgabe für die Entwicklung der Modellierung solarthermischer Anlagen in Wärmenetzen definiert: ein möglichst genaues Erzeugermodell, das solarthermisches Fachwissen beinhaltet und dabei einfach zu bedienen ist.

4.3. Vorarbeiten im Solarthermiemodell der Simulationsumgebung TRNSYS

Zur Simulation von Solarthermieanlagen in der Simulationsumgebung TRNSYS stehen unterschiedliche Modelle zur Verfügung, die das thermodynamische Verhalten von Kollektoren auf unterschiedliche Weise vereinfachen und abbilden. Aktuell existieren in TRNSYS ausschließlich zwei öffentlich zugänglich Kollektormodelle, welche die Wärmekapazität des Kollektors berücksichtigen und sowohl Flachkollektoren als auch Röhrenkollektoren abbilden können. Hierbei handelt es sich um das Matched Flow Collector (MFC) Modell von Isakson [Isa95] sowie das Quasi Dynamic Collector Test (QDT) Modell [Per95]. Im vorhergehenden Vorhaben Dezentral wurde ausschließlich das Modell MFC verwendet, da das QDT-Modell noch nicht zur Verfügung stand.

4.3.1. Das MFC-Modell

In der Simulation zentral in Wärmenetze eingebundener Solarthermieanlagen wurde das MFC-Modell mehrfach in unterschiedlichen Arbeiten überprüft und in einer Vielzahl von Anwendungen dessen Genauigkeit unter Beweis gestellt ([Isa95], [Raa06], [Sch03]).

Bei der Überführung der Systeme von zentral zu dezentral eingebundenen Solarthermieanlagen werden andere Anforderungen an die Kollektoranlage gestellt. Aufgrund der starken Einschränkung des Zieltemperaturbandes nach unten sowie nach oben in dezentral eingebunden Anlagen ist die Kollektoranlage größeren und schnelleren Förderstromveränderungen ausgesetzt. Den Kollektoranlagen wird hierdurch ein deutlich anderes Verhalten als bei der zentralen Einbindung abverlangt. Die schnellen Veränderungen der Förderströme äußern sich häufig in einer nahezu stufenförmigen Veränderung des Betrags, sowie deutlich häufigeren Ein- und Ausschaltvorgängen der Pumpe im Kollektorkreis. In der Dissertation von Isakson [Isa95] wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass bei derartigen Anlagenverhalten das MFC-Modell nicht die, an einer zentral eingebundenen Anlage, bewiesene Genauigkeit (kleiner ± 5% bei Betrachtung der monatlichen Kollektorerträge) erreicht. Dies ist durch das Antwortverhalten des MFC-Modells auf sprunghafte Veränderungen der Eingangssignale zu erklären.

Die folgende Abbildung 4.2 vergleicht das Antwortverhalten des MFC-Modells auf eine sprunghafte Veränderung des Eingangssignals mit dem Verhalten eines realen Kollektors: durch die Modellbildung zeigt das MFC-Modell eine ebenso sprunghafte Änderung der Austrittstemperatur, während in Realität diese Temperaturänderung moderater erfolgt, verursacht durch die Wärmekapazität der Kollektorbauteile.

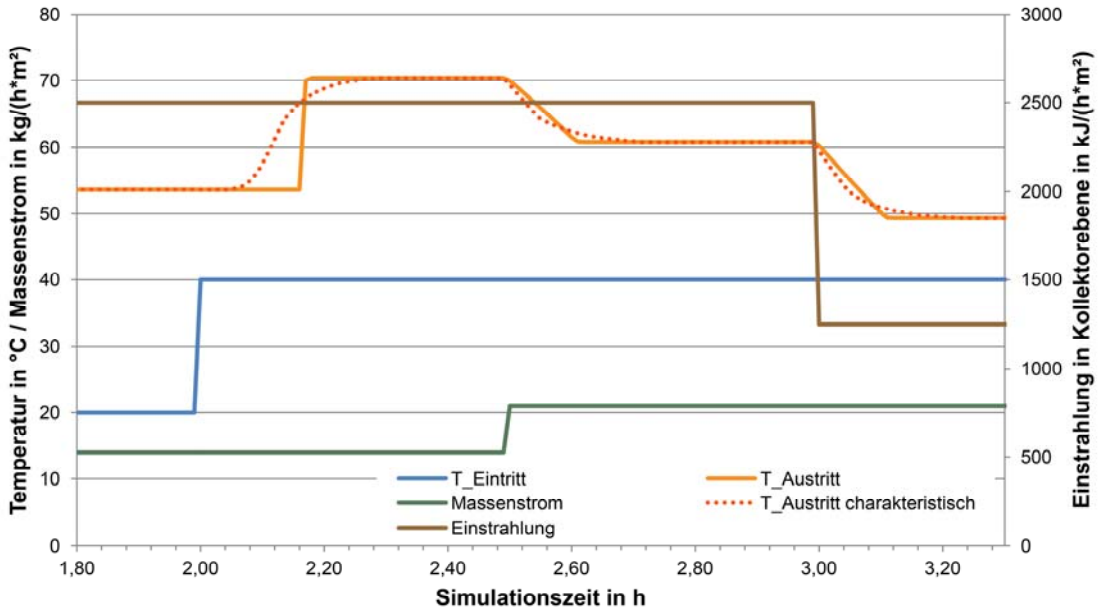


Abbildung 4.2: Antwortverläufe des MFC-Modells auf stufenförmige Veränderung der Eingangssignale (Eintrittstemperatur, Massenstrom und Einstrahlung) sowie Charakteristik der Antwortverläufe eines realen Kollektors

4.3.2. Das QDT-Modell

Die Anwendbarkeit des QDT-Modells für Ertragsprognosen wurde laut mündlicher Auskunft des Entwicklers an mehreren großen Kollektoranlagen in Schweden unter Beweis gestellt. Es erfolgte ein Vergleich des QDT-Modells mit Messdaten der Anlagen in Lyckebo, Nykvarn und Falkenberg. Eine zugängliche Veröffentlichung zu den Resultaten gibt es jedoch nicht. Dahingegen gibt es zwei Veröffentlichungen [Per93] und [Per95], in denen die Genauigkeit der Berechnungsergebnisse des QDT-Modells mit Messwerten gegenübergestellt wird. In beiden werden die verwendeten Messdaten über ein einzelnes Kollektormodul erfasst. Die eine Veröffentlichung befasst sich mit der Ertragsprognose für Langzeitsimulationen (Zeitraum ein Jahr), die andere Veröffentlichung mit dem Verhalten des Modells bei stark veränderlichen Eintrittstemperaturen in kurzen Zeitintervallen. In beiden Untersuchungen werden gute Übereinstimmungen mit den Messwerten erzielt. So beträgt die Abweichung der monatlichen Kollektorerträge bei der Langzeituntersuchung im Mittel ±2 %. Die zweite Untersuchung zeigt, dass das Verhalten des QDT-Modells und insbesondere der Temperaturverlauf am Kollektoraustritt sehr gut mit realen Messwerten übereinstimmen.

Das QDT-Modell scheint damit gut für die Abbildung kleiner Kollektorflächen geeignet zu sein. Da jedoch noch keine Veröffentlichung bezüglich der Abbildungsgenauigkeit bei großen Kollektorfeldern (mehrere 100 oder 1000 m²) existiert, kann diesbezüglich keine abschließende Beurteilung erfolgen. Es sei angemerkt, dass bei der seriellen Verschaltung von Kollektoren eine große Temperaturdifferenz zwischen Kollektor- / Strangeintritt und Kollektor- / Strangaustritt erzielt werden kann. In Ertragsprognosen könnte eine

Berücksichtigung der Wärmeverluste zu deutlich größeren Abweichungen und damit Abbildungsungenauigkeiten wie in den genannten Veröffentlichungen bei Betrachtung von lediglich einem Kollektormodul führen.

Das bestehende QDT-Modell weist eine Begrenzung der minimalen Zeitschrittweiten auf Werte größer der Verweilzeit des Fluids im Kollektor auf. Dies stellt für viele simulative Untersuchungen ein Hemmnis dar. Haller [Hal12] hat das QDT-Modell für die Verwendung von Ertragsprognosen mit Softwareprogrammen wie TRNSYS erweitert: Das ursprüngliche Modell wird beibehalten, allerdings findet eine Aufteilung der Kollektorfläche in gleichgroße Segmente statt. Hierdurch lässt sich die minimale Zeitschrittweite auf die Verweilzeit des Fluids in einem Segment herabsetzen, was zu einer deutlichen Reduzierung der minimal möglichen Zeitschrittweite führt. Aktuell kann die Kollektorfläche in bis zu 100 Segmente unterteilt werden. Wird angenommen, dass die Verweilzeit des Fluids in einem Kollektor 5 min beträgt, so kann die minimale Zeitschrittweite bei Verwendung von 100 Segmenten auf 0,05 min herabgesetzt werden.

Um weiterhin eine Übereinstimmung des modifizierten QDT-Modells mit den im Prüfverfahren ermittelten Kollektoreffizienzparametern aufrecht zu erhalten (basieren auf Tm), werden die Wärmeverluste der einzelnen Segmente mit einer identischen mittleren Kollektortemperatur Tm berechnet. Somit ist der Betrag der Wärmeverluste für alle Segmente gleich.

4.3.3. Gegenüberstellung der theoretischen Annahmen beider Modelle

Die folgende Tabelle zeigt die wichtigsten Aspekte beim Vergleich der beiden möglichen TRNSYS-Modelle zur Abbildung von Kollektoranlagen für Wärmenetze.

Tabelle 4.1: Vergleich des theoretischen Hintergrundes der beiden Modelle für Kollektoranlagen in TRNSYS (zur Erklärung der Formelzeichen siehe deren Verzeichnis in Anhang C.1)

Betrachtung	MFC-Modell	QDT-Modell
Wärme-transport-problem	$\left(C_{eff} + V_f * \rho * c_{p,f}\right) * \frac{\partial T_{(x,t)}}{\partial t} + \dot{m} * c_{p,f} * \frac{\partial T_{(x,t)}}{\partial x} = \dot{q}_{(T)}$	
Quellterm	$\dot{q}_{(T)} = \alpha_0 - \alpha_1\left(T_{(x,t)} - T_a\right) - \alpha_2\left(T_{(x,t)} - T_a\right)^2$	$\dot{q}_{(T)} = F' * (\tau\alpha)_{en} * G^* - c_1(T_m - T_a) - c_2(T_m - T_a)^2$
Bilanzraum	• gebildet um ein infinitesimales Volumenelement • Lösung der partiellen Differentialgleichung notwendig	• gebildet um den gesamten Kollektor • partielle Differentialgleichung vereinfacht sich zu gewöhnlicher Differentialgleichung
analytische Lösung	$T_{(t)} = \frac{e^{(-\beta_1 * (t - t_0))} * (T_0 - T_{st})}{1 + \frac{\beta_2}{\beta_1} * \left(1 - e^{(-\beta_1 * (t - t_0))}\right) * (T_0 - T_{st})} + T_{st}$ $x_{(t)} = x_0 + \frac{\dot{m} * c_p}{C_{eff} + V_f * \rho * c_p} * (t - t_0)$	$T_{(t)} = \frac{(\frac{\dot{m} * c_p * T_0}{A} - \frac{C_{eff} * T_0}{2 * (t - t_0)} + \dot{q}_{(T)} + \frac{C_{eff}}{(t}}{\frac{m * c_p}{A} + \frac{C_{eff}}{2 * (t - t_0)}}$
IAM-Korrelation	nach Ambrosetti [Wes09] $IAM_{(\theta)} = 1 - \left[tan\left(\frac{\theta}{2}\right)\right]^{\frac{1}{r}}$	nach Souka [Sou66] $IAM_{(\theta)} = 1 - b_0 * \left(\frac{1}{\cos(\theta)} - 1\right)$
Vorteil bezgl. Prognosen	lokale Berücksichtigung der Wärmeverluste des jeweiligen th. Knotens auf Basis der mitterlen Knotentemperatur -> nicht linearer Temperaturanstieg im Kollektor bei stationären Bedingungen	Glättung von stufenförmigen Eingangssignalen
Nachteil bezgl. Prognosen	• keine Glättung von stufenförmigen Eingangssignalen • IAM-Diffus wird über die Matrix bzw. Gleichung von IAM-Direkt berechnet	berücksichtigt keine lokalen Wärme-verluste; Wärmeverlustberechnung auf Basis von mittlerer Kollektortemperatur T_m -> linearer Temperaturanstieg im Kollektor bei stationären Bedingungen
Anmerkung	• Berücksichtigung der Verweilzeit der thermischen Knoten nicht des Fluids • C_{eff} ist exklusive Fluidinhalt des Kollektors als Parameter im Modell anzugeben	• Berücksichtigung der Verweilzeit des Fluids • C_{eff} ist inklusive Fluidinhalt des Kollektors als Parameter im Modell anzugeben

4.3.4. Fazit

Aufgrund der einfachen Tatsache, dass die Kollektoreffizienzparameter in den Norm-Kollektorprüfungen mittels des QDT-Modells bestimmt werden und nicht mittels des MFC-

Modells, ist für eine schlüssige Prozesskette „Realität – Modell – Kennwerte – Modell – Aussagen über Realität“ ausschließlich das QDT-Modell für Ertragsprognosen geeignet. Zudem zeigten weitere simulationstechnische Betrachtungen, dass das QDT-Modell die Reaktion realer Kollektoren auf eine sprunghafte Veränderung des Eingangssignals sehr gut nachbildet. Daher wurden die im vorhergehenden Vorhaben Dezentral verwendeten Simulationsmodelle in TRNSYS umgearbeitet, in dem das MFC-Kollektormodell durch das QDT-Modell ersetzt wurde.

4.4. Das Erzeugermodell für in Wärmenetze einbindende Solarthermieanlagen

4.4.1. Der Entwicklungsweg

Auf Basis der in den vorhergehenden Kapiteln beschriebenen Vorarbeiten in TRNSYS wurde unter Berücksichtigung der Analyseergebnisse der möglichen Varianten für ein Erzeugermodell (siehe Kapitel 4.2) ein Erzeugermodell für in Wärmenetze einbindende Solarthermieanlagen entwickelt, das die im Vorhaben DELFIN gestellten Anforderungen möglichst gut erfüllt. Die Entwicklung des Modells erfolgte schrittweise in enger Abstimmung mit den Vertretern der im Vorhaben eingebundenen thermohydraulischen Wärmenetz-Simulationsprogrammen:

- SIR 3S® mit der 3S Consult GmbH
- Stanet mit der IPSOS Industrial Consulting GmbH
- TRNSYS-TUD mit dem wissenschaftlichen Projektpartner TUD

Die schrittweise Entwicklung basiert auf grundlegenden Modellbildungen, die von Solites im Vorhaben ScenoCalc-Fernwärme [SCF17] erarbeitet werden konnten. Die Anforderungen des Vorhabens DELFIN sowie der vorab aufgeführten Wärmenetzsimulationsprogramme erforderten Anpassungsarbeiten, die zum einen eine genaue Abbildung dynamischer kapazitiver Effekte umfassten (siehe vorhergehendes Kapitel), zum anderen jedoch auch weitere Modellvereinfachungen beinhalteten, um entsprechend den Anforderungen in Kapitel 4.2 das entstehende Solarthermiemodell auch für nicht solarthermisch versierte Anwender möglichst anwendungssicher zu gestalten. In enger Abstimmung mit den vorab genannten Erstanwendern der thermohydraulischen Wärmenetzsimulationsprogramme entstand das im folgenden dokumentierte Modell. Dieses besteht aus mathematisch eindeutig beschriebenen Formeln, um eine Implementierung des Modells in die unterschiedlichen thermohydraulischen Wärmenetzsimulationsprogramme zu ermöglichen. Für Erstanwender der beteiligten Industriepartner wurden unternehmensspezifische Anpassungen durchgeführt, um diese Implementierung auf die bestehende mathematische Struktur des jeweiligen Programms anzupassen. Die folgende Abbildung 4.3 zeigt die Grundstruktur des Modells.

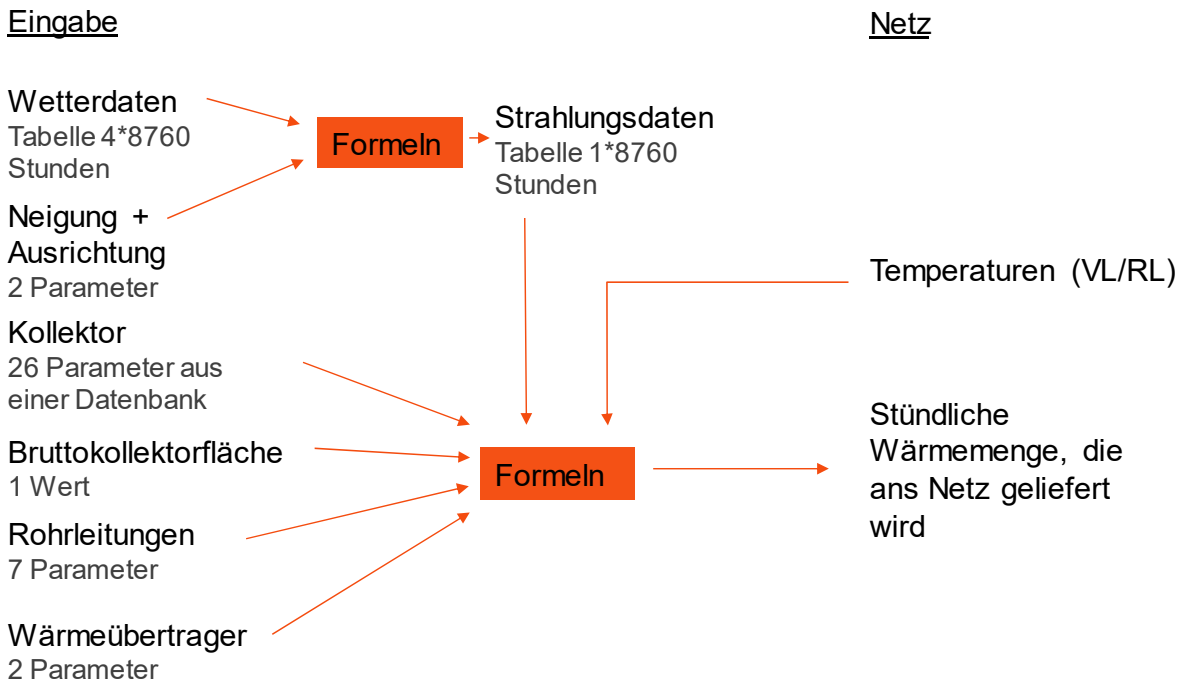


Abbildung 4.3: Grundstruktur des entwickelten Erzeugermodells zur Abbildung von in Wärmenetze einbindenden Solarthermieanlagen

Die Anwendungssicherheit für solarthermisch nicht versierte Anwender wird z.B. dadurch unterstützt, dass für die unterschiedlichen am Markt angebotenen solarthermischen Wärmeerzeuger eine Datenbank angeboten wird, aus denen das jeweilige Produkt ausgewählt werden kann. Damit sind die das Produkt charakterisierenden 26 Parameter eindeutig bestimmt und den richtigen Formelwerten zugewiesen.

4.4.2. Das Entwicklungsergebnis

Das entwickelte Erzeugermodell zur Abbildung von in Wärmenetze einbindenden Solarthermieanlagen ist ausführlich im Anhang C.1. dokumentiert. Das Modell ist zusätzlich als Excel-Kalkulationstabelle realisiert (siehe folgende Abbildung 4.4). Dies ermöglicht den Modellnutzern wie z.B. den Programmierenden der thermohydraulischen Wärmenetzberechnungsprogramme eine funktionelle Nachvollziehbarkeit der Daten- und Formelverknüpfungen sowie einzelne Kontrollrechnungen durch Vergleiche der Berechnungsergebnisse der Programmierung im Vergleich zur Excel-Kalkulationstabelle.

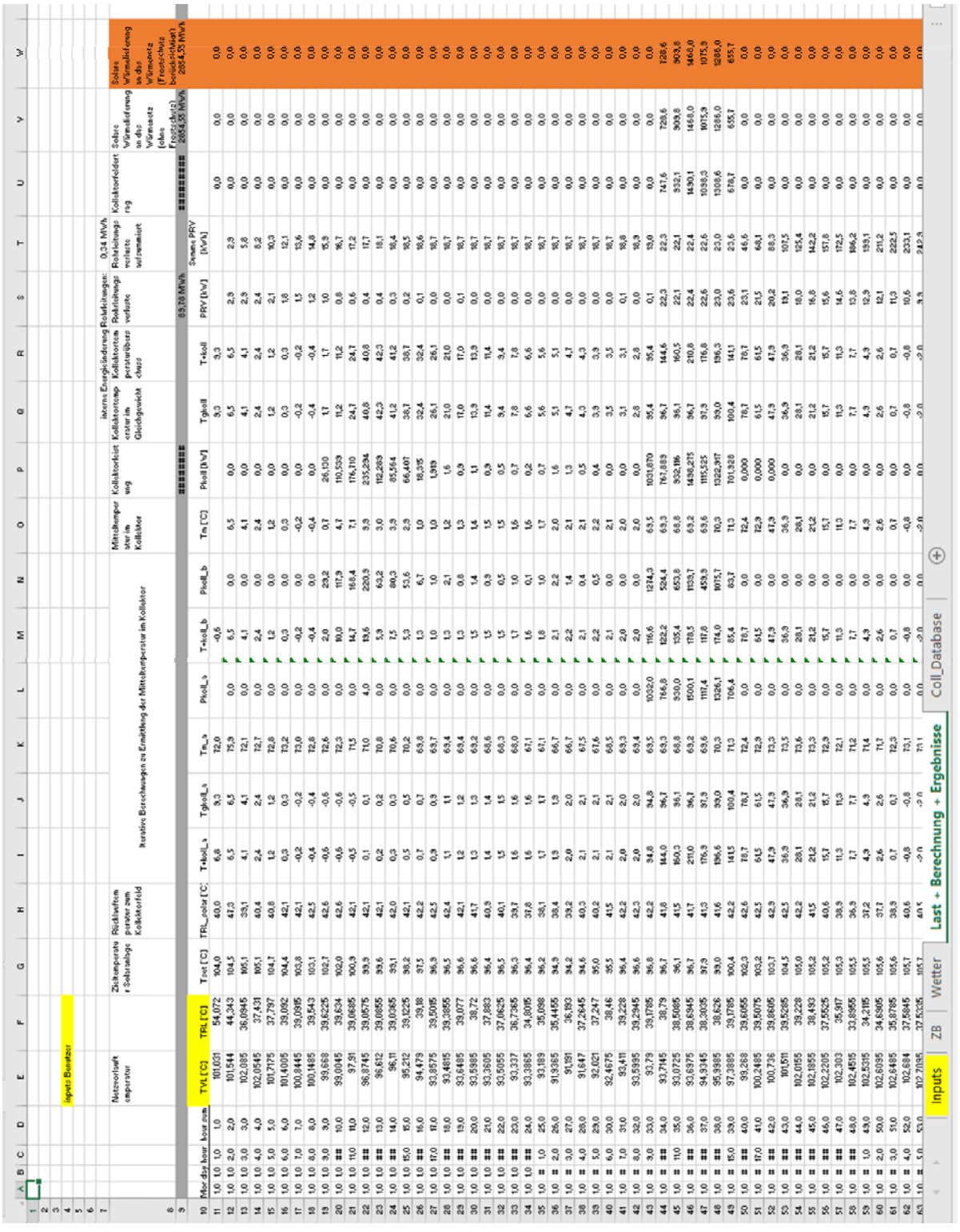


Abbildung 4.4: Übersicht des als Excel-Kalkulationstabelle dargestellten entwickelten Solarthermiemodells (Ausschnitt)

Am linken unteren Bildrand der vorhergehenden Abbildung 4.4 ist der strukturierte Aufbau der Excel-Kalkulationstabelle zu erkennen aus:

- Arbeitsblatt Inputs zur Eingabe der Parameter

- Arbeitsblatt ZB für Zwischenberechnungen
- Arbeitsblatt Wetter zum Einlesen der Wetterdaten (siehe Kapitel 2)
- Arbeitsblatt Last + Berechnung + Ergebnisse mit der Darstellung aller Berechnungsschritte und Ergebnisse in Stundenwerten für ein Jahr
- Arbeitsblatt Coll-Database mit einer Datenbank aller Parameter der am Markt angebotenen Solarthermieollektoren für Wärmenetze

Die Excel-Kalkulationstabelle ist beim Projektpartner Solites kostenfrei und ohne Gewähr erhältlich (Email: info@solites.de).

4.4.3. Erfahrungen mit der Modellanwendung

Wie in Kapitel 4.4.1 beschrieben, wurde das entwickelte Solarthermie-Modell in bestehende thermohydraulische Wärmenetzsimulationsprogramme implementiert. Die beteiligten Unternehmen haben Ihre Erfahrungen im Folgenden zusammengefasst (Quelle: Bewertung der IPSOS Industrial Consulting GmbH):

„Das Modell von Solites beruht auf detaillierten analytischen Berechnungen des Wärmeflusses beginnend von der Kollektorfläche und -typenkatalog über Wärmetauscher und Rohrleitungen, um die nutzbare Wärmeleistung zur Einspeisung ins Fernwärmenetz bei wählbaren Wetter- und Zeitpunkten zu erhalten. Daher ist ein breites Anwendungsspektrum gewährleistet. In den Beispieldaten wird dabei von einer höheren Kollektortemperatur ausgegangen, um stets eine nutzbare Einspeiseleistung zu erhalten, was für viele Fernwärmenetze realistisch sein wird."

„Das bereitgestellte Werkzeug zur Ermittlung des Wärmeeintrages durch Excel ist sehr gut ausgearbeitet und liefert zu gewünschten Zeitpunkten Ergebnisse, die geeignet sind - sowohl abgesetzt als auch in Simulationsprogramme eingebunden - Netzberechnungen zu ermöglichen ... Die Anzahl der notwendigen oder vorgebbaren Parameter ist gering und plausibel. Auch für den separaten Gebrauch als Excel- Werkzeug ist eine gute Bedienbarkeit gegeben."

4.5. Berechnungstool für die Wirtschaftlichkeit möglicher Solarthermieanlagen in Wärmenetzen

Bei solarthermischen Großanlagen erfolgt die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in der Regel anhand der Wärmegestehungskosten:

$$\text{Wärmegestehungskosten} = \frac{\text{jährliche Gesamtkosten}}{\text{jährlich ins Wärmenetz gelieferte Wärmemenge}}$$

Die jährlich ins Wärmenetz gelieferte Wärmemenge kann im Voraus durch Berechnungs- oder Simulationsprogramme bestimmt werden. Zur Berechnung der jährlichen Gesamtkosten stehen unterschiedliche Rechenverfahren zur Verfügung. Oft wird ein Rechenverfahren der VDI 2067 [VDI12] angewandt oder mögliche Investoren verwenden eigene Berechnungsstandards.

Die VDI 2067 bietet mehrere Varianten, um die Wärmegestehungskosten zu berechnen. Für Solarthermieanlagen ist insbesondere zu beachten, dass diese zwar hohe Investitionskosten, jedoch sehr geringe Betriebskosten aufweisen. Ein Vergleich mit einem fossilen Wärmeerzeuger zeigt die folgende Abbildung 4.5.

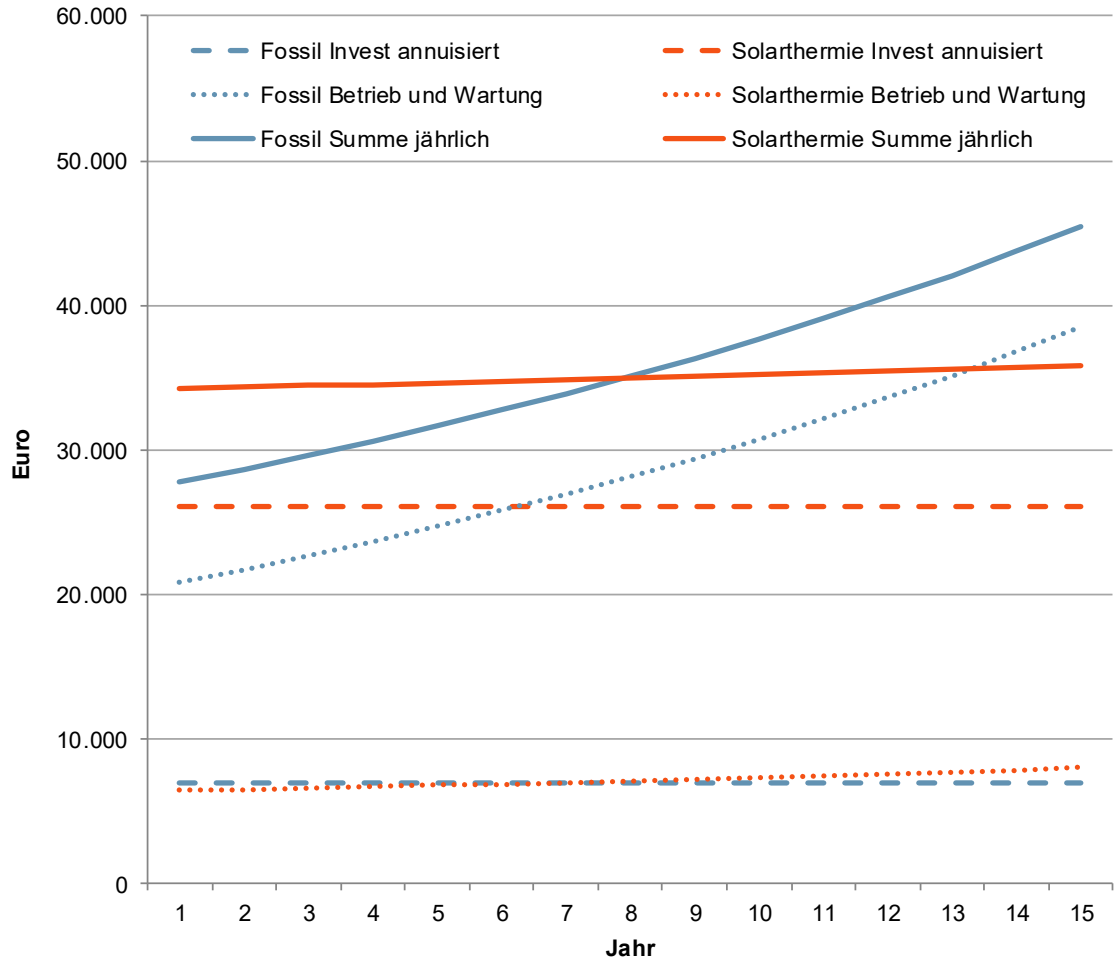


Abbildung 4.5: Beispiel einer Wirtschaftlichkeitsberechnung mit einem Vergleich einer Solarthermieanlage mit einem fossilen Wärmeerzeuger

Wie die vorhergehende Abbildung 4.5 zeigt, sind die Investitionskosten einer Solarthermieanlage wesentlich höher als die des fossilen Erzeugers. Allerdings hat dieser wesentlich höhere Betriebskosten. Für die dem Beispiel in der vorhergehenden Abbildung 4.5 zu Grunde liegenden Randbedingungen wird dadurch die Solarthermieanlage ab dem 8. Betriebsjahr wirtschaftlicher als der fossile Wärmeerzeuger.

Die Art der Wirtschaftlichkeitsrechnung und die hierfür angenommenen Randbedingungen beeinflussen die sich ergebenden Wärmegestehungskosten bei Solarthermieanlagen teilweise stärker als von fossilen Wärmeerzeugern bekannt:

- Durch den hohen investiven Anteil an den Gesamtkosten einer Solarthermieanlage haben der anzusetzende Zinssatz und der Betrachtungszeitraum starke Einflüsse auf die sich ergebenden Wärmegestehungskosten.

- Für eine Solarthermieanlage wird meist ein Betriebszeitraum von 25 Jahren angenommen. Die über diesen Zeitraum angenommene jährliche Betriebskostensteigerung vor allem für fossile Brennstoffe hat ebenso großen Einfluss auf die relative Wirtschaftlichkeit der Investition in eine Solarthermieanlage.

Eine der gebräuchlichen Methoden zur Wirtschaftlichkeitsberechnung nach VDI 2067 ist die Barwertmethode. Im Rahmen des Vorhabens DELFIN wurde durch ein Mitgliedsunternehmen des PK ein Excel-Berechnungsblatt zur Verfügung gestellt, das über den AGFW verfügbar ist. Anhang C.3 zeigt dieses Berechnungsblatt mit Beispielen. Dieses Excel-Blatt verwendet eine vereinfachte Berechnung, bei der z.B. die Nutzungsdauer für alle Anlagenkomponenten 25 Jahre beträgt. Aus den Erfahrungen der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus liegen die in der folgenden Tabelle aufgeführten Erfahrungswerte für große Solarthermieanlagen und Großwärmespeicher vor:

Tabelle 4.2: Richtwerte für Nutzungsdauern und Instandsetzungs- und Wartungskosten von in Wärmenetze einbindenden Solarthermieanlagen und Wärmespeichern ([1]Solites: Richtwert aus Begleitforschung solare Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher, [2]BINE-Infopaket: Solare Nahwärme – Ein Leitfaden für die Praxis, [3]Richtlinie VDI 2067 Blatt 1

	Nutzungsdauer (in Jahren)	Jährliche Instandsetzungs-und Wartungskosten (in % der Investitionskosten)
Kollektoren	25[1]	0,50 %[1]
Wärmespeicher	40[2]	1,00 %[2]
Solarnetz	40[3]	1,00 %[3]
Anlagentechnik	15[3]	2,00 %[1]
Gebäude	50[3]	2,00 %[3]
MSR-Technik	20[3]	2,00 %[1]

Grundsätzlich ist zu beachten, dass die spezifischen Investitionskosten von Solarthermieanlagen mit zunehmender Kollektorfeldgröße stark sinken (siehe hierzu auch die folgende Abbildung 4.6). Während die Investitionskosten für kleine Kollektorflächen für Einfamilienhäuser im Bereich von 800 bis 1.000 Euro/(m² Bruttokollektorfläche) liegen können, sind bei großen Kollektorflächen Kosten von deutlich unter 300 Euro/(m² Bruttokollektorfläche) möglich (die Kosten sind jeweils netto). Im Durchschnitt der ausgeführten großflächigen

Solarthermieanlagen zeigt sich, dass ab einer Bruttokollektorfläche von 100 m² die spezifischen Kosten mit zunehmender Kollektorfeldgröße deutlich sinken. Ab ca. 1.000 m² Bruttokollektorfläche kann von kostengünstigen Anlagen gesprochen werden. Die folgende Abbildung 4.6 zeigt diesen Zusammenhang.

Ähnliche Größenabhängigkeiten der spezifischen Kosten bestehen für Wärmespeicher. Ein detailliertes Diagramm mit Investitionskosten für Wärmespeicher in Euro/(m³ Wasseräquivalent) ist in Kapitel 9 zu finden.

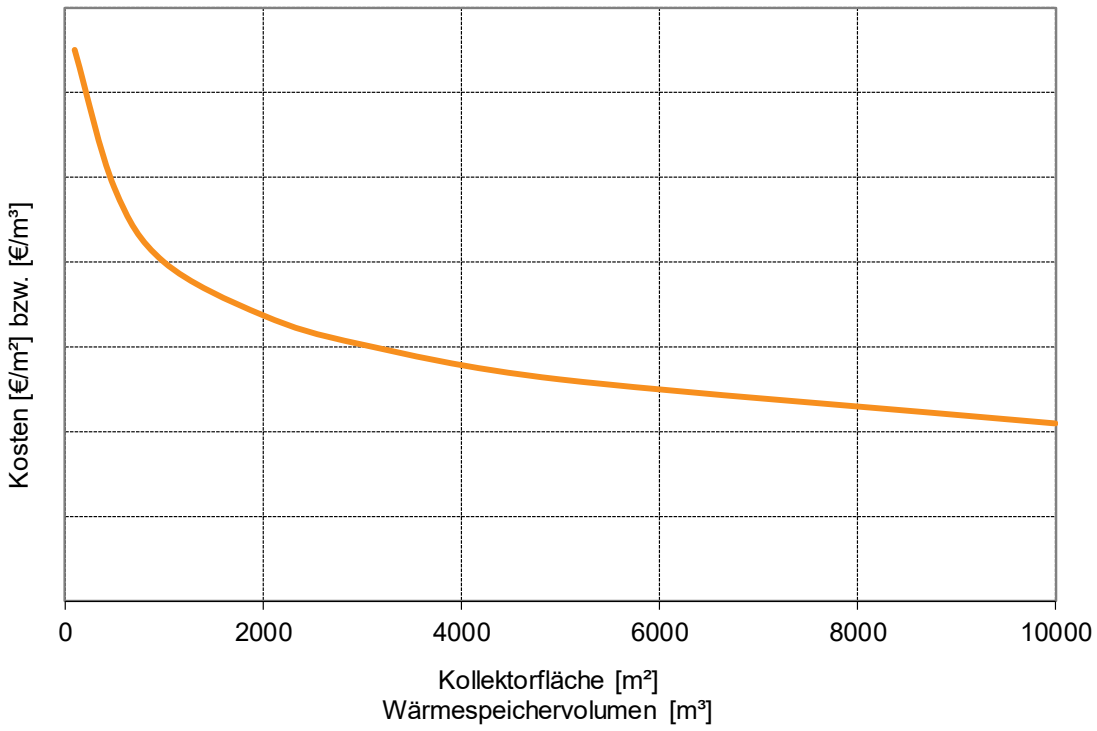


Abbildung 4.6: Größenabhängigkeit der Investitionskosten von Solarthermieanlagen und Wärmespeichern in qualitativer Darstellung

Für eine Förderung der Investition in Solarthermieanlagen und Wärmespeicher stehen verschiedene Förderprogramme zur Verfügung. Neben regionalen oder Landesförderungen sind die Förderprogramme auf Bundesebene zu konsultieren:

- Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (Wärmenetze 4.0) [BMWi17]
- Marktanreizprogramm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt: für Wärmenetze wird die Förderung über die KfW-Bank im Programm „Erneuerbare Energien Premium“ KfW Kredit 271/281 und 272/282

In der Wissensdatenbank von www.solare-fernwaerme.de steht ein „Förder- und Finanzierungsleitfaden für Freiflächen-Solarthermieanlagen mit Wärmespeicher und Anbindung an Wärmenetze“ zur Verfügung.

4.6 Literaturverzeichnis Kapitel 4

[BWMi17] Förderbekanntmachung zu den Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0 (Wärmenetze 4.0), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 27.6.2017, BAnz AT 30.06.2017 B4, Seite 1 bis 8

[Hal12] TRNSYS Type 832 v5.00 “Dynamic Collector Model by Bengt Perers”; Haller M.; Institut für Solartechnik SPF, Hochschule für Technik Rapperswil HSR; Rapperswil, Schweiz; Handbuch; 2012

[Isa95] Solar collector model for testing and simulation; Isakson P.; Department of Building Services Engineering, Royal Institute of Technology, KTH Stockholm; Stockholm, Sweden; Dissertation; 1995

[Per93] Dynamic method for solar collector array testing and evaluation with standard database and simulation programs; Perers B.; Solar Energy Vol. 50, No. 6, S. 517-526; Veröffentlichung; 1993

[Per95] Optical Modelling of Solar Collectors and Booster Reflectors under Non Stationary Conditions; Perers B.; Faculty of Science and Technology, Uppsala University; Stockholm, Schweden; Dissertation; 1995

[Raa06] Simulation, Wirtschaftlichkeit und Auslegung solar unterstützter Nahwärmesysteme mit Heißwasser-Wärmespeicher; Raab S.; Fakultät für Maschinenbau, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart; Stuttgart; Dissertation; 2006

[SCF17] SCFW – ScenoCalc Fernwärme – Simulations- und Ertragsvorhersagetool für Solarthermie-Anlagen in Wärmenetzen auf der Grundlage des Solar-Keymark-Output-Calculators (ScenoCalc), Abschlussbericht zum Verbund-Forschungsvorhaben 0325554 A und B, Solites, 2017

[Sch03] Evaluation and Improvement of the Control Strategy of the 10.000 m² Solar Heating Plant in Kungälv, Schweden; Schmidt S.; Fakultät für Maschinenbau, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart; Stuttgart; Diplomarbeit; 2003

[Sou66] Optimum Orientations for the Double Exposure Flat-Plate Collector and its Reflectors; Souka A., Safwat H.; Solar Energy, no. 10,S. 170; Veröffentlichung; 1966

[VDI12] Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – mehrere Blätter, Verein Deutscher Ingenieure e.V., Düsseldorf, 2012ff

[Wes09] Regenerative Energietechnik; Wesselak V., Schabbach T.; 1. Auflage; Springer-Verlag; Fachbuch; 2009

5 Modellierung stromorientierter BHKW

Autoren: Dr. Andrej Jentsch, Ulrike Wagner (AGFW)

5.1 Rahmenbedingungen

Die Entscheidung der Modellierung von stromorientiert betriebenen Blockheizkraftwerken (BHKW) entstand aufgrund der Suche nach einem volatilen Profil für BHKW im Vergleich zu Solaranlagen. Die Untersuchung der dezentralen Einbindung wärmegeführter BHKW ist nicht forschungsrelevant, da wärmegeführte BHKW im Sommer ein passend zur Wärmelast kontrolliertes Wärmeprofil anbieten, das dem Fernwärmenetz immer zur Verfügung steht und deshalb keine Herausforderung im Hinblick auf den Einfluss auf die Netzhydraulik darstellt.

Die Wärmeproduktion stromorientierter BHKW hingegen ist nicht vorhersehbar, da sie vom Strompreis der Börse abhängig ist. Dieser wird stark von dem Angebot von durch erneuerbare Energien produzierten Stroms beeinflusst. Als Alternative zur Solarthermie soll somit diese Form des Einsatzes von dezentraler, fossiler KWK betrachtet werden.

Der AGFW erstellte eigene, stromorientierte BHKW-Profile für ein 290kW$_{th}$ und 580kW$_{th}$ BHKW auf Basis einer Studie, die durch CUBE Engineering zugearbeitet wurde. Als Modellierungsgrundlage wurden der EPEX Strompreis 2015 und die Grunddaten der Wärmeverbrauchsprofile aus einer gesondert für DELFIN angefertigten Studie der Firma CUBE Engineering übernommen [Kra16] – siehe Anhang D und G.4. Die Wärmebedarfsprofile wurden dabei von CUBE eigenständig festgelegt und nicht mit Hilfe des in Kapitel 2 präsentierten Ansatzes.

Für die Simulationen in DELFIN wurde das DELFIN BHKW Excel-Tool[1] mit Daten aus den Simulationen der Fernwärmenetze für jedes Szenario einzeln angepasst. Dabei wurden die Wärmebedarfe, sowie die Ein- und Ausschaltzeiten entsprechend den Vorgaben aus den Szenariosimulationen eingestellt.

5.2 Beschreibung des Vorgehens zur Erstellung der volatilen BHKW-Profile

Im Folgenden wird kurz beschrieben, wie die in dem vorliegenden Bericht verwendeten Profile der stromorientierten BHKW erzeugt wurden. Eine MS Excel-Vorlage für ein Modell stromorientierter BHKW kann im Paket mit dem Bericht unter www.agfw.de/delfin/ heruntergeladen werden.

Die Wirtschaftlichkeit eines BHKW hängt von den Erlösen für Strom und Wärme und den Kosten ab. Der minimale Gesamterlös aus beiden Produkten muss aufsummiert über den zu

[1] Teil der DELFIN Dokumentation unter: www.agfw.de/delfin/

Diese sind meist vom Brennstoffpreis, den Wartungskosten und der investiven Abschreibung bestimmt.

Für das Forschungsprojekt wurden die Wärmekosten so festgelegt, dass im Zusammenspiel mit den Stromerlösen auf Basis des EPEX Preises 2015 die BHKW in ca. 50 % der Sommerperiode (15.04 – 15.09.2015) Wärme in das Fernwärmenetz einbinden. Im Rest des Jahres (01.01. – 14.04.2015 und 15.09 – 31.12.2015) binden sie immer dann Wärme ein, wenn die Netzvorlauf-Solltemperatur bei kleiner gleich 90 °C liegt. Für das Jahr 2015 ergeben sich aus diesen Annahmen Wärmekosten für den BHKW-Betreiber von 16,2 €ct/kWh$_{th}$. Der EPEX Preis muss dabei 29,92 €ct/kWh$_{el}$ oder höher sein. Eine exemplarische Abbildung, wie ein volatiles BHKW Profil aussehen kann, ist in Abbildung 5.1 dargestellt.

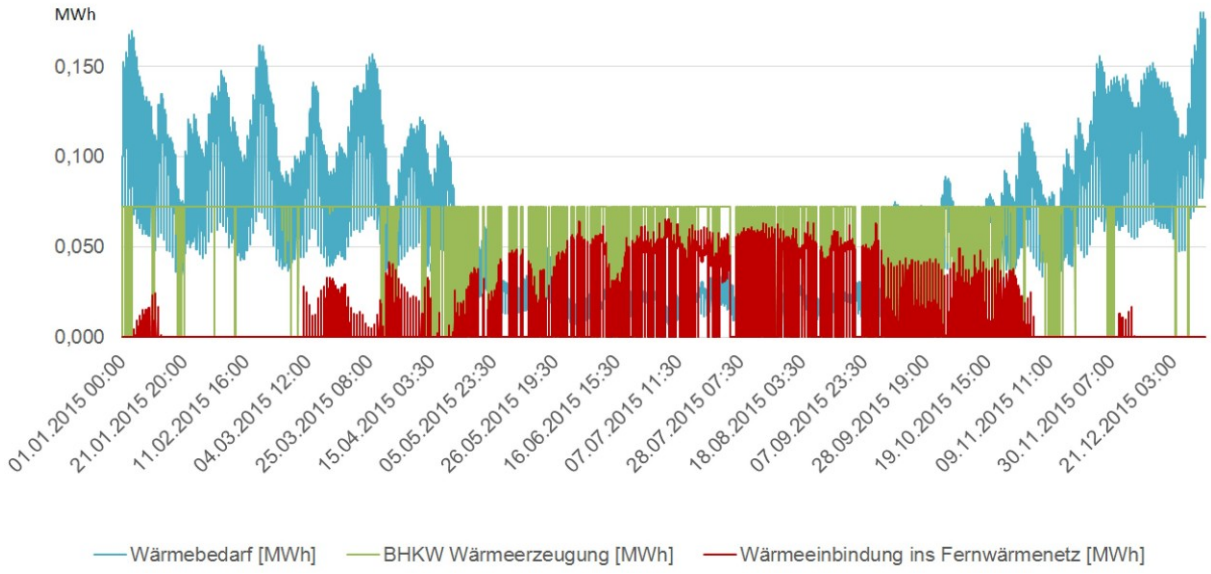


Abbildung 5.1: Exemplarische Darstellung der Wärmeeinbindung eines stromorientierten BHKW mit Einbindung in den Sommermonaten und in Zeitbereichen der Wintermonate 2015.

5.3 Einschränkungen des verwendeten BHKW-Modells

1. Das DELFIN-BHKW-Modell berücksichtigt keine An- und Abfahrvorgänge der BHKW. Die dadurch entstehenden Kosten sind nicht in den Wärmegestehungskosten berücksichtigt.

2. Das DELFIN-BHKW-Modell wurde nachträglich mit Angaben der Firma Cube aufgebaut. Informationen zu Investitionskosten, Abschreibungszeiträumen, Zinsen, Wartungs- und Instandhaltungskosten liegen nicht vor. Es wurde auf Basis der von Cube ermittelten Wärmegestehungskosten weitergerechnet.

3. Das DELFIN-BHKW-Modell wurde unter der Annahme erstellt, dass im Sommer (15.04 - 15.09) das BHKW nur dann läuft, wenn der Strompreis hoch genug ist, um die in Kombination mit dem erzielten Wärmepreis die gesamten Gestehungskosten für Strom und Wärme zu decken. Zeiträume, in denen die BHKW trotz niedrigerer Strompreise als zur Deckung der Gestehungskosten laufen, da sie vorrangig den Wärmebedarf der lokalen Wärmeabnehmer decken deckt und dies wirtschaftlicher im Vergleich zu einem Wärmebezug aus dem Netz ist, wurden in dieser Version des Modells nicht berücksichtigt.

4. Die EPEX Preise lagen im Stundentakt vor und wurden auf 15 Min. Werte aufgeteilt, um in DELFIN Simulationen verwendbar zu sein.

5. Es wird angenommen, dass die BHKW im Sommer (vom 15.04 - 15.09) Wärme durchgehend an das Fernwärmenetz abgeben können. Im restlichen Jahresverlauf binden die BHKW immer dann Überschusswärme in das Fernwärmenetz ein, wenn die Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes unter der maximal von den BHKW bereitstellbaren Vorlauftemperatur liegt.

6. Der im Modell angenommene Speicher dient nur zur hydraulischen Entkopplung von Erzeuger und Verbraucher.

7. Es wird angenommen, dass der gesamte erzeugte BHKW-Strom an das Netz verkauft wird. Der Strombedarf wird anschließend aus dem Netz gedeckt. Sollte nur der Überschussstrom verkauft und der Eigenverbrauch direkt gedeckt werden, ist davon auszugehen, dass der für den BHKW-Betrieb nötige Preis der Wärmeabgabe an das Fernwärmenetz geringer ist als in dem für die Untersuchungen in DELFIN angenommen - da noch zusätzlich der Gewinn aus der Differenz Stromeinkauf und BHKW-Stromerzeugung zu berücksichtigen wäre.

6 Wirkungen dezentraler Einbindung in Fernwärmenetze - Simulationsstudie der Netze G und B (kleines und mittelgroßes Netz)

Autoren: Sven Paulick[1]*, Dr. Karin Rühling, Christoph Schroth (TUD)*

6.1 Charakterisierung Fernwärmenetze und dezentrale Erzeuger

6.1.1 Fernwärmenetze

Im Rahmen des Projektes DELFIN werden als kleines und mittelgroßes Netz zwei strukturell unterschiedliche, real existierende Fernwärmenetze betrachtet. Bei dem ersten Netz – Netz G – handelt es sich um ein Netz der dritten Generation (nach IEA-DHC Annex-X-Klassifikation [Ros+14]), welches bereits im vorhergehenden Projekt DEZENTRAL unter anderen Randbedingungen Teil der Untersuchungen war [Rüh+15]. Des Weiteren wird ein Netz der zweiten Generation betrachtet – Netz B –, welches im Rahmen des Projektes von einem AGFW-Mietgliedsunternehmen zur Verfügung gestellt worden ist. Im Folgenden sollen die beiden Netze hinsichtlich wesentlicher Eigenschaften charakterisiert werden.

Netz G

Das Netz G ist ein Strahlennetz mit drei Strängen, welches in der Realität als Sekundärnetz, d. h. hydraulisch über eine Wärmeübergabestation (WÜST) entkoppelt, von einem Primärnetz der 2. Generation versorgt wird. Für die Betrachtung im Rahmen des Projektes wird der Übergabepunkt zum Primärnetz (WÜST) als eigenständiger Erzeugerstandort definiert. Die Netzstruktur ist in Abbildung 6.1 dargestellt.

[1] Teile der im gesamten Kapitel 6 aufgeführten Ergebnisse und Herangehensweisen beruhen auf [Pau19]. Textbausteine sind teilweise wortwörtlich aus der Quelle entnommen, jedoch erfolgt wegen gleicher Autorenschaft keine Kennzeichnung.

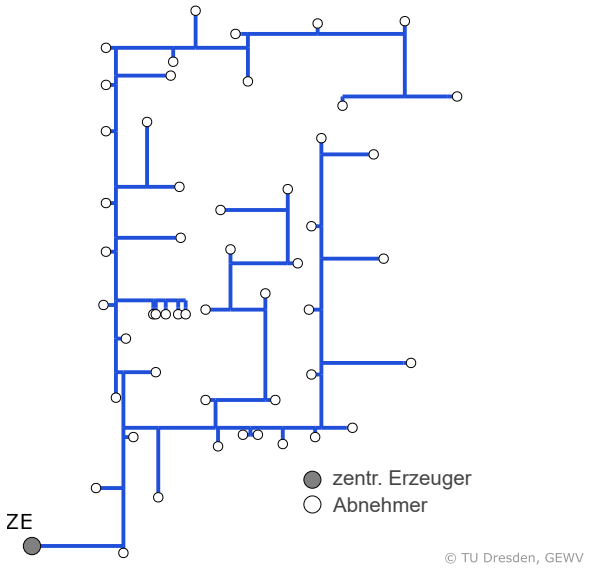


Abbildung 6.1: Im Forschungsprojekt untersuchtes Fernwärmenetz G

Das Netz weist folgende Charakteristika auf:

Anschlussleistung:	2,2 MW	
Trassenlänge:	2,65 km	
Anzahl Abnehmer:	51	
Netzfahrkurve:	gleitend:	$\vartheta_{\mathrm{VL,N}}$ = 110 .. 78 °C
	reduzierte Vorlauftemp.:	$\vartheta_{\mathrm{VL,N}}$ = 90 .. 65 °C[2]
		$\vartheta_{\mathrm{RL,N}}$ = 55 .. 38 °C

Die Abnehmer im Netz G haben eine mittlere Anschlussleistung von 43,2 kW (kleinster Abnehmer 5,0 kW; größter Abnehmer 72,0 kW). Abbildung E.1 im Anhang stellt die Verteilung der Anschlussleistung im Netz kategorisiert dar. Eine detaillierte Auflistung der Abnehmer ist im Bericht DEZENTRAL zu finden. Im Rahmen des Projektes DELFIN wurde eine theoretische Untersuchung zur Ertüchtigung des Netzes in Richtung der Wärmenetze 4.0 in Form einer Vorlauftemperaturabsenkung bei Beibehaltung der Rohrleitungsdimensionierung festgelegt. Die folgenden Untersuchungen werden daher mit einer gleitenden Vorlauftemperatur von 65 bis 90 °C durchgeführt, anstatt der real umgesetzten Netzfahrkurve von 78 bis 110 °C. Als Resultat der Vorlauftemperaturabsenkung treten höhere Strömungsgeschwindigkeiten im Netz auf, bedingt durch eine geringere Temperaturspreizung bei gleichbleibendem Wärmebedarf der Abnehmer. Voruntersuchungen zeigten jedoch, dass die auftretenden Strömungsgeschwindigkeiten in den Hauptversorgungssträngen temporär in nur wenigen Zeitschritten 2,5 $\frac{\mathrm{m}}{\mathrm{s}}$ überschreiten und somit unbedenklich sind. Um bauliche Änderungen zu vermeiden, ist jedoch für die Einhaltung der minimalen Druckdifferenz am Abnehmer von 0,5 bar eine Erhöhung der Druckdifferenz am Erzeuger notwendig. Das Netz G wird ungeregelt betrieben mit einer konstanten Druckdifferenz

[2] Im Projekt DELFIN angenommene Absenkung der Netzfahrkurve in Richtung Wärmenetze 4.0

am zentralen Erzeuger. Inklusive der Erhöhung um 0,5 bar ergibt sich eine konstante Druckdifferenz an der zentralen Erzeugereinheit von 1,6 bar.

Netz B

Das Netz B ist ein vermaschtes Teilnetz der Fernwärmeversorgung einer Großstadt. Es handelt sich hierbei jedoch um ein Inselnetz, das heißt es gibt keine hydraulische Verbindung zu anderen Fernwärmenetzen. In Abbildung 6.2 ist die Netzstruktur mit dem zentralen Erzeuger (gleichzeitig Standort der Haupt-Umwälzpumpengruppe) und der Druckerhöhungspumpe im Netzrücklauf abgebildet. Zusätzlich dargestellt sind die Abnehmerpunkte im Netz. Strangenden ohne Abnehmer sind infolge des Wegfalls von Kunden stillgelegt und werden lediglich in Wintermonaten minimal durchströmt, um ein Einfrieren der Leitungsabschnitte zu verhindern.

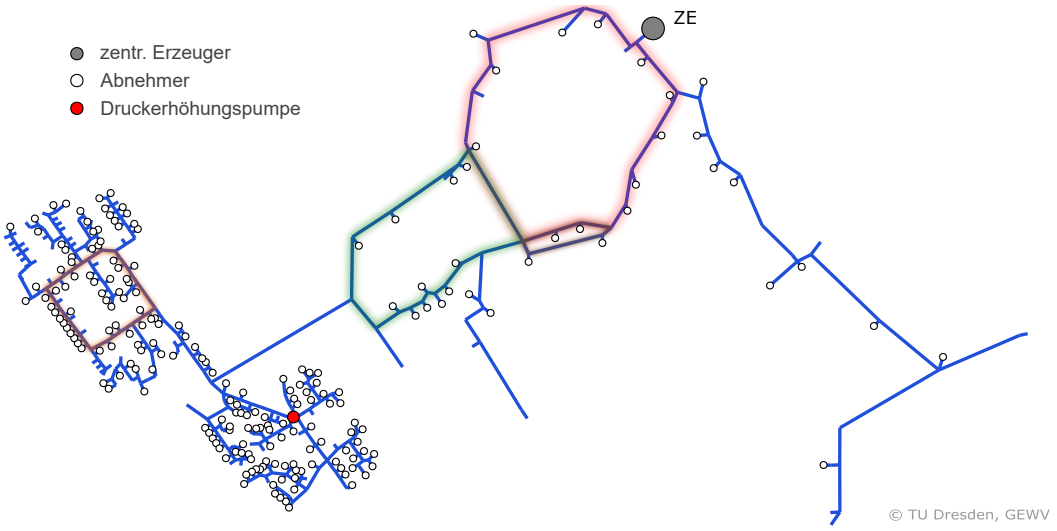


Abbildung 6.2: Im Forschungsprojekt untersuchtes Fernwärmenetz B (mit vier farblich gekennzeichneten Maschen)

Das Netz weist folgende Charakteristika auf:

Anschlussleistung:	83 MW (Winter)
Trassenlänge:	41 km
Anzahl Abnehmer:	264 Abnehmerknoten, davon - 57 stillgelegt - 67 akkumulierte Abnehmerknoten mit insgesamt 345 Einzelabnehmern
Fahrkurve	gleitend: $\vartheta_{\mathrm{VL,N}}$ = 130 .. 80 °C $\vartheta_{\mathrm{RL,N}}$ = 65 .. 50 °C
Anzahl Maschen:	4
Anzahl Pumpenstandorte:	2

Für die durchgeführte Simulationsstudie wurde das Netz an ausgewählten Netzknoten akkumuliert (zusammengefasst). Somit sind zum Teil mehrere Abnehmer bzgl. der Anschlussleistung aufsummiert und zu einer Abnehmergruppe an einem Abnehmerknoten zusammengefasst. Im Anhang sind in Abbildung E.2 die akkumulierten Abnehmer und deren Position im Netz dargestellt. Die Anzahl der nicht akkumulierten Abnehmerknoten liegt bei 143 und beträgt somit etwas über zwei Drittel der Anschlüsse. Der größte Abnehmerknoten, bezogen auf die Leistung, hat eine Anschlussleistung von 14,0 MW (Abnehmergruppe), der kleinste Abnehmerknoten 0,022 MW (Einzelabnehmer). Im Mittel liegt die Anschlussleistung der Abnehmerknoten bei 0,394 MW. Die Tabelle E.1 im Anhang zeigt dazu eine detaillierte Übersicht der Struktur der 485 Abnehmer und die Abbildung E.3 die Anschlussleistungen der jeweiligen Abnehmerknoten im Netz.

Die Druckerhöhungspumpe im Bereich der dichteren Netzstruktur (siehe auch Abbildung 6.1) wurde im Rahmen der Simulationsstudie nicht abgebildet. Der Grund hierfür ist eine erhöhte Verallgemeinerbarkeit der Ergebnisse durch Weglassen der Pumpe, um Effekte ohne das Einwirken der Pumpe besser aufzeigen zu können. Die Druckerhöhungspumpe ist ohnehin nur zu Zeiten hoher Last und dabei ungeregelt (mit konstanter Drehzahl) in Betrieb. Das reale Netz B wird auf einen Netzführungspunkt geregelt, der sich in der Nähe der Druckerhöhungspumpe befindet. Für die Netzsimulation wurde durch das Weglassen der Druckerhöhungspumpe ein neuer Netzführungspunkt gewählt, bei dem eine minimale Druckdifferenz von 1 bar eingehalten werden muss. Dieser befindet sich an dem Ende eines Stranges mit vergleichbar hohen Druckabfällen im Netz. Die Position ist im Abschnitt 6.4.4 in Abbildung 6.36 zu sehen.

6.1.2 Auswahl und Standort dezentraler Erzeuger im Netz

6.1.2.1 Solarthermie

Die Wärmeeinbindung der solarthermischen Anlagen in die betrachteten Netze ist aufgrund der Solarstrahlung hoch volatil. Die Untersuchung der daraus resultierenden hydraulischen Effekte und Auswirkungen im Netz ist Hauptgegenstand der Arbeit im Projekt. Um die maximal möglichen Auswirkungen auf das Netz und die Komponenten zu analysieren, wurde für die solarthermischen Wärmeerzeuger ein Extremfall-Szenario[3] festgelegt. Alle betrachteten Anlagen weisen eine Südausrichtung mit 30 ° Neigung auf, womit über das Jahr betrachtet die höchsten solaren Erträge zu erwarten sind. Ausrichtung und Neigung sind somit unabhängig von der Kubatur und Ausrichtung real im Netz existierender Gebäude oder Freiflächen. Die verwendeten Kollektoren sind einheitlich für beide Netze Muster-Hochtemperatur-Flachkollektoren, deren Auswahl, Spezifika und Kennwerte im Kapitel 4 beschrieben sind.

Das Netz G war bereits Untersuchungsgegenstand im Vorgängerprojekt DEZENTRAL. Betrachtet wurden hierbei bis zu fünf dezentrale Erzeuger mit einer Aperturfläche von je-

[3] Diese und die ff beschriebenen Festlegungen sind Konsens-Ergebnisse der Abstimmungen im Projektkonsortium inkl. des projektbegleitenden PK der AGFW

weils 100 m² und unterschiedlicher Ausrichtung entsprechend der real im Netz verfügbaren Flächen. Für das Projekt DELFIN werden die Standorte übernommen und eine Anlagengröße von 100 m² Bruttokollektorfläche, eine Neigung von 30° und Südausrichtung festgelegt. In Abbildung 6.3 ist das Netz G mit den fünf dezentralen Erzeugern abgebildet.

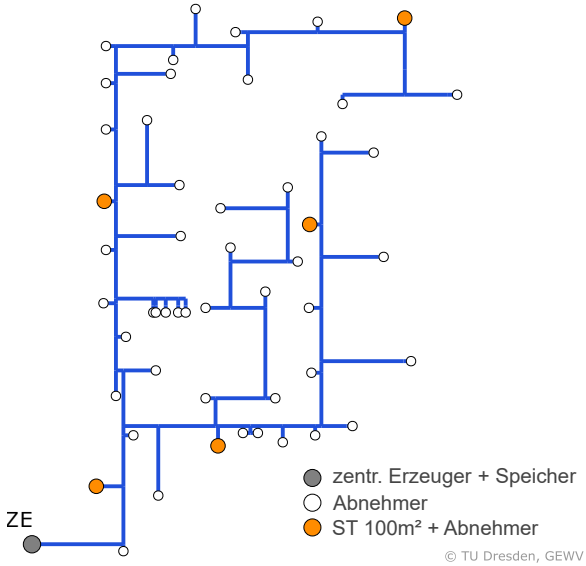


Abbildung 6.3: Netz G mit Position der dezentralen Erzeuger

Für das Netz B wurden folgende Annahmen für Standorte und Größe der Solarthermieanlagen getroffen:

- Für eine Abnehmerleistung von 1 kW wird ungefähr 1 m² mögliche Bruttokollektorfläche A_{Koll} angenommen. Damit soll gewährleistet werden, dass die Anschlussleistung und somit die Rohrdimension groß genug ist für die Wärmeeinbindung, sodass keine neuen Leitungen erforderlich sind.
- 1 m² Bruttokollektorfläche entspricht in etwa 0,9 m² Aperturkollektorfläche.
- 1 m² Aperturkollektorfläche entspricht in etwa 0,7 kW Peakleistung der Kollektoren.

Daraus ergibt sich folgender Zusammenhang:

$$\dot{Q}_{\mathrm{peak,Koll}} \approx A_{\mathrm{Koll}} \cdot 0,9 \cdot 0,7 \, \frac{\mathrm{kW}}{\mathrm{m}^2} \tag{6.1}$$

Unter Berücksichtigung der Zwischenergebnisse des Projektes SOLSTAND [Hey+19] wurde als unterer Wert für eine wirtschaftlich umsetzbare Bruttokollektorfläche einer einzelnen Netzeinspeisestation (NEST) für die Bedingungen im Netz B $A_{\mathrm{Koll,min}}$ = 500 m² angesetzt. Daraus ergibt sich, dass nur Abnehmer mit einer Anschlussleistung von ≥ 500 kW als NEST-Standorte infrage kommen. Als mögliche Stufungen für Solarthermieanlagen an existierenden HAST-Standorten sind die Größen 500 m², 1.000 m² und 5.000 m² definiert worden. Betrachtet man

alle Abnehmerknoten im Netz B mit einer Anschlussleistung > 500 kW, so ergibt sich eine Zahl von 24 Abnehmern, die eine Leistung zwischen 558 kW und 13.921 kW haben. Um eine Vergleichbarkeit zu schaffen, werden für diese Abnehmer Kollektorflächen gewählt, die jeweils der unteren Grenze der Leistungskategorie entspricht (s. a. Abbildung E.3). Bezogen auf die zuvor getroffenen Annahmen ergeben sich NEST-Peakleistungen gemäß Tabelle 6.2 mit den entsprechenden Positionen im Netz gemäß Abbildung 6.4.

Tabelle 6.2: Resultierende Peakleistung mit 24 dezentralen Erzeugern im Netz B

Anzahl	Brutto-Kollektorfläche	Kollektorfläche gesamt	Peakleistung gesamt
10	500 m²	5.000 m²	3.150 kW
12	1.000 m²	12.000 m²	7.560 kW
2	5.000 m²	10.000 m²	6.300 kW
24	**-**	**27.000 m²**	**17.010 kW**

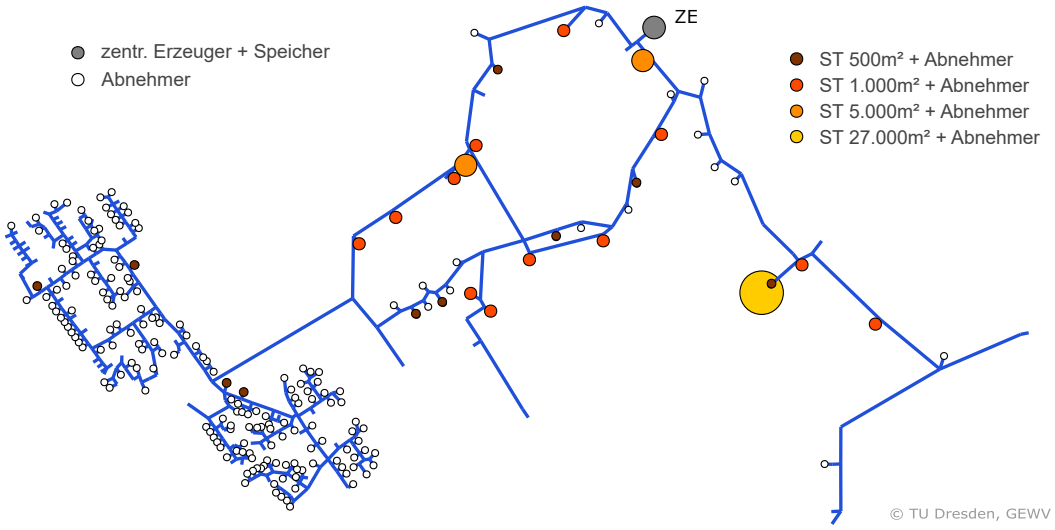


Abbildung 6.4: Netz B mit Position der dezentralen Erzeuger (DE); hier solarthermische Anlagen

Bezieht man die Peakleistung von 17,01 MW aller Solarthermieanlagen (ohne Großfeldanlage) auf die gesamte Netzanschlussleistung von 83,0 MW, so ergibt sich ein Leistungsanteil von 21 %. Bezogen auf die summierte Anschlussleistung aller 24 Abnehmerpunkte mit Solarthermieeinbindung von 51,6 MW sind es 33 %, wobei die abnehmerspezifischen Anteile zwischen 13 % und 61 % liegen.

In einer Voruntersuchung ohne Netzsimulation wurden reale Messdaten vom Netz B mit der mittleren Leistung der Solarthermieanlagen verglichen, deren Verlauf in den Sommermonaten eine durchschnittliche Wärmemenge von 500 kWh/m² in das Netz geben. Hierbei zeigte sich, dass mit den $12 \cdot 1.000$ m² und $2 \cdot 5.000$ m² Anlagen in gewissen Zeitabschnitten eine Komplettversorgung möglich ist, teilweise sogar Überschüsse generiert werden, die eine Speicherung erfordern. Die $10 \cdot 500$ m² Anlagen könnten in dem betrachteten Zeitraum das Netz nicht voll versorgen, aber den überwiegenden Wärmeanteil liefern. Damit konnte gezeigt werden, dass die detaillierte Untersuchung dieser beiden Grenzzustände sowie darauf basierender Varianten eine sehr gute Basis für die Simulationsstudie darstellen. Die Er-

gebnisse der Voruntersuchung bestätigten sich letztendlich in der Simulationsstudie, vgl. Abschnitt 6.3.

Neben den dezentral verteilten Solarthermieanlagen wurde im Rahmen des Projektes noch die Berücksichtigung einer freistehenden Solarthermie-Großanlage angestrebt. In Zusammenarbeit mit dem Projektkreis und Vertretern des Netzbetreibers von Netz B wurde ein Standort ausgewählt, der auch im realen Netz hierfür geeignet wäre. Abbildung 6.4 zeigt die Position und den Einbindepunkt im Netz B an der Stelle einer 500 m² Anlage. Die Bruttokollektorfläche wurde auf 27.000 m² festgelegt, was der Summe aller integrierten Solarthermieanlagen aus Tabelle 6.2 entspricht und als Gegenüberstellung „zentral – dezentral“ dienen soll.

6.1.2.2 BHKW

Für den Einsatz von Blockheizkraftwerken (BHKW) als dezentrale Erzeuger im Netz wurden ebenfalls Szenarien für Größe und Position entwickelt. Folgende Festlegungen wurden im Projektkonsortium getroffen:

- Einbindung von BHKW als dezentraler Erzeuger erfolgt nur für Netz B
- Nutzung der zehn Einbindepunkte, die auch für die 500 m² Solarthermieanlagen im Netz B verwendet wurden
- zwei verschiedene BHKW-Leistungsklassen mit 290 kW und 580 kW thermisch

Die Einbindepunkte der dezentralen Blockheizkraftwerke liegen – wie in Abbildung 6.5 zu sehen – über das gesamte Netz verteilt. Die Anlagen mit einer thermischen Leistung von 290 kW wurden im Sinne des Vergleichs von Effekten an NEST-Standorten mit 500 m² Bruttokollektorfläche der zuvor betrachteten Solarthermievariante gewählt. Die zweite Variante mit 580 kW thermischer Leistung an den gleichen Standorten untersucht das Fernwärmenetz bei deutlich höherer thermohydraulischer Beanspruchung.

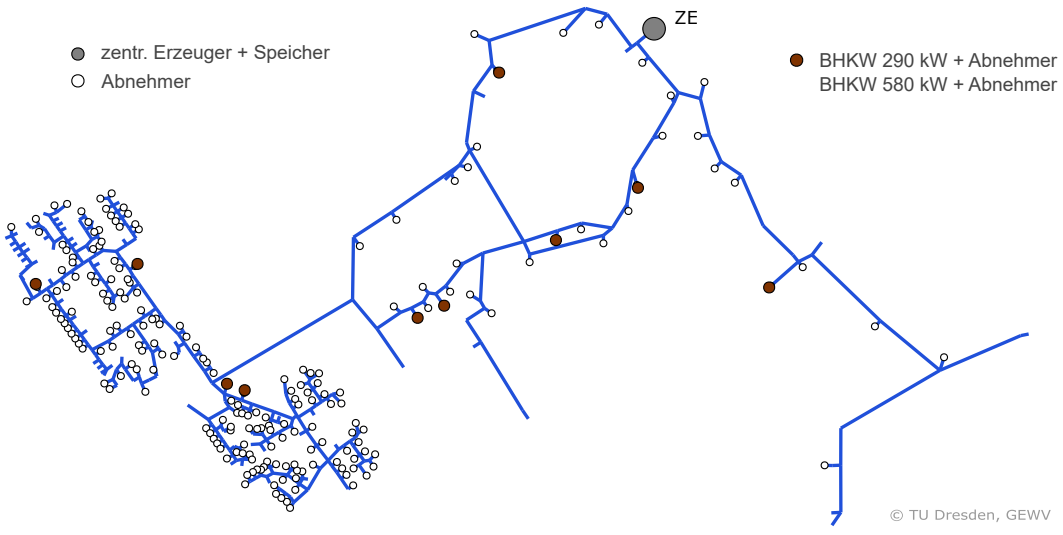


Abbildung 6.5: Standorte der dezentral eingebundenen Blockheizkraftwerke (BHKW) im Netz B

6.1.3 Einbindekonzept und Randbedingungen

6.1.3.1 Hydraulische Einbindung

Bei der hydraulischen Einbindung dezentraler Wärme in ein Fernwärmenetz wird zwischen drei technischen Umsetzungen unterschieden, welche in Abbildung 6.6 schematisch dargestellt sind[4].

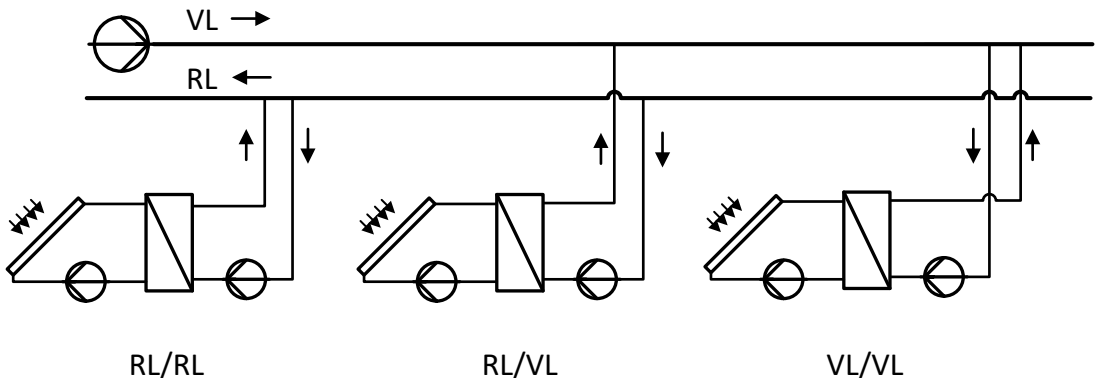


Abbildung 6.6: Prinzipdarstellung der Einbindearten in ein Wärmenetz (VL - Vorlauf, RL - Rücklauf) am Beispiel Solarthermie, Quelle [Hey+19]

1. RL/RL-Einbindung: Rücklauftemperaturanhebung durch Entnahme des Wärmeträgerfluids aus dem Netzrücklauf und Rückspeisung in den Netzrücklauf
2. RL/VL-Einbindung: Entnahme des Wärmeträgerfluids aus dem Netzrücklauf und Rückspeisung in den Netzvorlauf
3. VL/VL-Einbindung: Vorlauftemperaturanhebung durch Entnahme des Wärmeträgerfluids aus dem Netzvorlauf und Rückspeisung in den Netzvorlauf

Die Wahl der Einbindeart hat einen signifikanten Einfluss auf die Erträge der solarthermischen Anlage sowie Auswirkungen auf das Fernwärmenetz. Die RL/RL-Einbindung gewährleistet aufgrund des geringeren Temperaturniveaus einen höheren solaren Ertrag, führt jedoch fernwärmeseitig zu höheren Rücklauftemperaturen im Netz, die wiederum negative Auswirkungen auf die zentrale Wärmeerzeugung haben können. Im Gegenzug stellt die VL/VL-Einbindung mit geeigneter Einbindetemperatur fernwärmeseitig kein Problem dar, führt jedoch zu einem deutlich reduzierten solaren Ertrag aufgrund des höheren Temperaturniveaus und der damit einhergehenden geringeren Effizienz der Solarthermieanlagen. Sowohl RL/RL- als auch VL/VL-Konzepte sind nur an solchen Netzpunkten sinnvoll, an denen nachgelagert zu den Einbindezeiten ein Bedarf im Netzabschnitt besteht, sprich wirklich immer ein Vorlauf- bzw. ein Rücklaufvolumenstrom ausreichender Größe zur Verfügung steht. Die RL/VL-Einbindung ist die von den Fernwärmebetreibern derzeit favorisierte Art der Wärmeeinbindung. Hierbei tritt mit netzspezifisch angepassten Sollwerten für die Einbindetemperaturen keine signifikante Beeinflussung des Netzbetriebes durch Temperaturschwankungen auf. Nachteilig ist der höhere technische Aufwand der Einbindestation (NEST) mit der Einbindepumpe, da die Druckdiffe-

[4] In der Praxis sind auch technische Umsetzungen möglich, die zwei dieser Arten kombinieren

renz zwischen Vorlauf und Rücklauf überwunden werden muss. Im Gegensatz zu den anderen Einbindearten übernimmt jedoch die dezentrale Einbindepumpe einen Teil des Wärmetransports im Netz, wodurch der Hilfsenergieaufwand der zentralen Umwälzpumpe gegebenenfalls reduziert werden kann. Somit lassen sich temporär ganze Netzabschnitte dezentral versorgen –bis hin zu einer theoretischen Komplettversorgung des Netzes in Sommerzeiten.

Eine weitere Unterscheidung findet hinsichtlich des Stationskonzeptes statt. Neben der Hausanschlussstation (HAST) für den reinen Wärmebezug stehen für die Wärmeeinbindung die zwei Grundkonzepte Netzeinspeisestation (NEST) und die kombinierte Hausanschluss- und Netzeinspeisestation (HANEST) zur Auswahl. Die HANEST zeichnet sich durch die partielle Nutzung der solarthermischen Erträge auf Abnehmerseite aus, bei der höhere Erträge aufgrund des niedrigeren abnehmerseitigen Temperaturniveaus erreicht werden können. Nachteilig sind insbesondere die hohe Komplexität der Anlage und die aufwändige Regelung und Steuerung. Zudem ist eine Standardisierung noch nicht gegeben – realisierte Anlagen sind Einzelanlagen und objektspezifisch geplant. Die Netzeinspeisestation (NEST) ist mit einem vergleichsweise einfachen Aufbau die zurzeit am häufigsten umgesetzte Variante bei der dezentralen Wärmeeinbindung. Eine detaillierte Beschreibung der Stationskonzepte sowie der existierenden Untervarianten ist dem Abschlussbericht des Projektes SOLSTAND [Hey+19] zu entnehmen, welches sich mit der Standardisierung der Solarisierung von Fernwärmenetzen auseinandersetzt.

6.1.3.2 Umsetzung in der Netzsimulation

Um eine hohe Allgemeingültigkeit der Ergebnisse zu erreichen und die Komplexität der Simulation auf ein im Sinne der Rechenzeit von Ganzjahressimulationen vertretbares Maß einzugrenzen, wurden in enger Abstimmung mit dem Projektkonsortium folgende Festlegungen zur Einbindetechnologie getroffen :

- Anschlussvariante: Rücklauf-Vorlauf-Einbindung (RL/VL)

  Grund: von Fernwärmeversorgern favorisierte Lösung

- HAST / NEST Betrieb anstatt HANEST

  Gründe: aktuell wird HANEST kaum verbaut; Standardisierung zeitlich noch nicht absehbar; mit zukünftig sinkenden fernwärmeseitigen Temperaturen reduziert sich der energetische Vorteil der HANEST

- Annahme einer idealen Einbindepumpe für dezentrale Erzeuger

  Wirkung: kein Pumpenkennfeld inkl. Begrenzung berücksichtigt, jedoch Auswertung der Wertepaare Volumenstrom und Druckdifferenz und Abgleich mit Marktverfügbarkeit der Pumpen möglich

Die hydraulische Einbindung der dezentralen Erzeuger in das Fernwärmenetz erfolgt am Abnehmerpunkt mit einer Kombination aus Netzeinspeisestation (NEST) zusammen mit der Hausanschlussstation (HAST). Im Netzmodell wird vor der bestehenden HAST auf dem Abnehmerstrang die NEST integriert (s. a. Abbildung 6.7). Die Rohrlänge zwischen HAST und NEST beträgt dabei wenige Meter, was eine kombinierte Integration innerhalb der Liegenschaft abbildet.

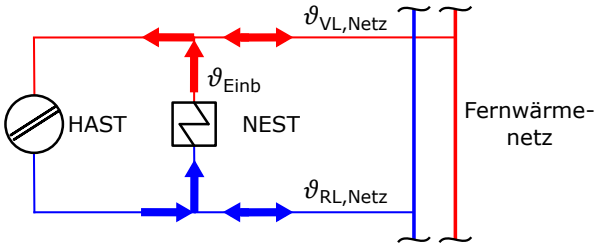


Abbildung 6.7: Schematische Darstellung der Einbindung dezentraler Erzeuger innerhalb der Netzsimulation

Als Einbindebedingungen für alle dezentralen Erzeuger unabhängig von Anlagenart, Größe und Position im Netz gelten:

- die erforderliche Einbindetemperatur $\vartheta_{\mathrm{Einb}}$ entspricht der aktuellen Vorlauftemperatur der Netzfahrkurve des zentralen Erzeugers ϑ_{FK}
- die dezentralen Erzeuger können zu jeder Zeit unlimitiert in das Fernwärmenetz Wärme einbinden, vorausgesetzt die erforderliche Einbindetemperatur $\vartheta_{\mathrm{Einb}}$ kann gewährleistet werden

Die Einbindung der Wärme aller dezentralen Erzeuger auf Niveau der Netzfahrkurve ϑ_{FK} hat den Vorteil, dass vom Fernwärmebetreiber für alle NEST nur ein Sollwert vorgegeben werden muss. Das Netz hat somit ein sehr homogenes Temperaturniveau und es entstehen keine größeren Temperaturschwankungen, die den Netzbetrieb stören können. Dem gegenüber stünde die Variante, die Einbindetemperatur entsprechend der aktuellen Vorlauftemperatur am Einbindepunkt auszurichten, wodurch an abgelegeneren Netzsträngen die Vorlaufauskühlung infolge von Wärmeverlusten in Betracht gezogen würde. Allerdings ist hiermit ein erheblicher Mehraufwand an Sensorik verbunden und es sind Grenzen zu definieren, um z. B.ein weiteres Auskühlen durch fehlende Wärmeabnahme im Netzabschnitt zu unterbinden. Die Einbindung auf dem Niveau der Netzfahrkurve ist daher in dieser Simulationsstudie ein Kompromiss zwischen dem Aufwand des Fernwärmebetreibers für die Sollwertvorgabe an alle NEST und dem solarthermischen Ertrag der Anlage.

Das unlimitierte Einbinden dezentraler Wärme soll Potentiale und Schwierigkeiten im Netzbetrieb aufzeigen und neben den hydraulischen Effekten erforderliche Speichergrößen für unterschiedliche Fahrweisen identifizieren. Hierzu erfolgt eine detaillierte Analyse im Kapitel 10.

6.2 Grundlagen der Simulationsstudie

6.2.1 Software und Schnittstelle

Die instationäre thermohydraulische Netzsimulation wird seitens der TU Dresden in diesem Projekt mit der Simulationssoftware TRNSYS-TUD (vgl. [Per10]; [Rob+10]) durchgeführt, welche sich bereits im Projekt DEZENTRAL [Rüh+15] bewährt hat. Die Software wird seit 1995 als hausinterne Weiterentwicklung der TRNSYS[5] Version 14.2 verwendet und wurde für die Nutzung mit Fernwärmenetzen seither stetig angepasst ([Rob+10]; [Rob13]). Eine ausführliche Beschreibung der Software sowie der thermohydraulischen Berechnung des Fernwärmenetzes ist in [Rüh+15] gegeben.

Des Weiteren findet im Rahmen dieses Projektes die objektorientierte und gleichungsbasierte Programmiersprache Modelica[6] Verwendung. Der frei zugängliche Programmierstandard wird von der *Modelica Association* [Modc] veröffentlicht und weiterentwickelt. Modelica dient im Rahmen dieser Arbeit vorrangig als Werkzeug zur Berechnung des zeitaufgelösten Abnehmerverhaltens und der dezentralen Erzeuger sowie der Speichermodellierung während der Simulation bzw. Co-Simulation mit TRNSYS-TUD. Als Entwicklungsumgebung für Modelica wird in diesem Projekt die kommerzielle Software Dymola verwendet. Dymola ist vor allem in Wissenschaft und Forschung häufig vertreten und stellt zudem die Co-Simulationsschnittstelle FMI zur Verfügung, welche im Rahmen des Projektes verwendet und im Weiteren näher beschrieben wird.

Co-Simulationsschnittstelle FMI

Das Ziel seitens der TU Dresden war es, die Netzsimulation im Rahmen des Projektes hinsichtlich des Rechenaufwandes und der Komplexität zu optimieren, da die Anforderungen, insbesondere durch das komplexere Netz B, deutlich gestiegen sind. Durch eine Co-Simulation (Kopplung von zwei oder mehreren Simulationsprogrammen innerhalb einer Simulation) lassen sich die jeweiligen Vorteile verschiedener Programme miteinander verbinden. In diesem Fall erfolgt die thermohydraulische Netzsimulation mit den Vorzügen eines guten Thermohydraulik-Lösers in TRNSYS-TUD, während die verschiedenen Netzakteure (Abnehmer, dezentrale Erzeuger und zentraler Speicher) in Modelica abgebildet und berechnet werden.

Bei der Auswahl einer geeigneten Schnittstelle zur Kopplung mit TRNSYS-TUD war eine hohe Flexibilität bei der Auswahl der zu koppelnden Simulationsprogramme die Prämisse. Das bedeutet, dass unabhängig vom Simulationsprogramm die Schnittstelle Gültigkeit behält, um Programmieraufwand zu vermeiden. Hierfür wurde die FMI-Schnittstelle (Functional Mock-up Interface) [Moda] ausgewählt, welche bereits von über 120 Programmen[7] [Modb] unterstützt

[5] TRNSYS - Transient System Simulation Tool (www.trnsys.com)
[6] Modelica (www.modelica.org)
[7] Stand Sept. 2019

wird. Sie ist somit eine simulationsprogrammunabhängige Schnittstelle, welche sich international durchgesetzt hat und folglich auch in Zukunft eingesetzt werden kann. Die Entwicklung und Weiterentwicklung wird organisiert unter dem Schirm der *Modelica Association* [Modc], einer Gruppe aus Unternehmen, Instituten und Universitäten. Eine detaillierte Beschreibung der FMI-Schnittstelle ist im Anhang im Abschnitt E.2.1 zu finden.

TRNSYS-TUD war zu Beginn des Projektes noch nicht kompatibel für die FMI-Schnittstelle. Daher wurde ein so genannter FMI-Master entwickelt, der die Schnittstelle zu TRNSYS-TUD enthält. Dieser Master ist ein Programm, das den Datenaustausch mit den verschiedenen Simulationsprogrammen steuert und die Simulation synchronisiert. Zwar gibt es eine Auswahl an frei verfügbaren FMI-Master-Programmen, diese sind aber in Verbindung mit TRNSYS-TUD nicht nutzbar. In Abbildung 6.8 ist das Schema der hier durchgeführten Co-Simulation dargestellt. Eine ausführliche Beschreibung der Programmabläufe im Rahmen dieser Co-Simulation wird im Anhang in Abschnitt E.2.2 gegeben.

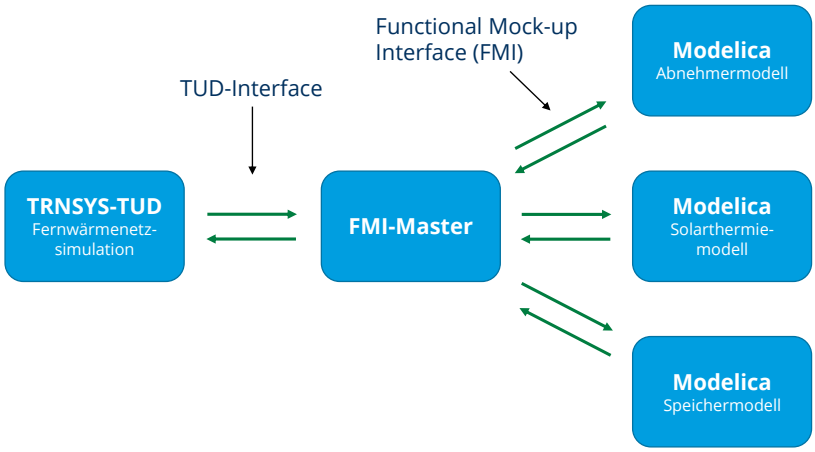


Abbildung 6.8: Kopplungsschema vom FMI-Master mit TRNSYS-TUD und den Modelica-Komponenten

Auswertetools

Zusätzlich fand die Programmiersprache Python Anwendung, welche mit diversen Bibliotheken (Pandas, Bokeh, NumPy etc.) für die Auswertung der Simulationsdaten zum Einsatz kommt. Neben der eigentlichen Datenanalyse und Auswertung konnte im Rahmen des Projektes hiermit eine umfangreiche Auswerteplattform geschaffen werden. Diese erlaubt detaillierte Einblicke in ausgewählte Stränge der Netze und kann diverse Parameter (Temperatur, Druck, Massestrom, Strömungsgeschwindigkeit, Netzverluste etc.) für einen definierten Zeitbereich darstellen. Zusätzlich bietet sich die Möglichkeit, das gesamte Netz mit ausgewählten Parametern dynamisch darzustellen, wodurch netzhydraulische Effekte bei dezentraler Einbindung aufgezeigt und lokalisiert werden können. Ein Auszug ist in Form ausgewählter Videos ist auf der Projektseite[8] zu finden.

[8] www.tu-dresden.de/mw/iet/gewv/forschung/forschungsprojekte/delfin

6.2.2 Netzmodellierung und Abbildung der Netzkomponenten

Netzmodell

Die instationäre thermohydraulische Netzsimulation in TRNSYS-TUD baut auf einem Knoten-Teilstreckenmodell auf. Die Knoten tragen als Parameter die Eigenschaft von Temperatur und Druck. Die die Knoten verbindenden Teilstrecken beinhalten den Massestrom sowie den resultierenden Druckverlust aus Rohrreibung und Einbauten sowie das Temperaturprofil zwischen den Knoten. Letzteres berücksichtigt sowohl die Kapazität der Rohrleitungen als auch die Wärmeverluste je nach Verlegeart und -bedingungen. Eine detaillierte Beschreibung der hydraulischen Berechnung ist in [Rob+10] gegeben.

Die Druckverlustbeiwerte für die beiden Netze sind aus Daten der Fernwärmebetreiber entnommen, wodurch die Abbildung von Einbauten wie Umlenkungen, Verzweigungen oder Ventile in der Druckverlustberechnung berücksichtigt werden. Ebenso berücksichtigt sind die Rohr- und Dämmparameter sowie die Verlegeart – erdverlegt, freiverlegt oder kanalverlegt. Hieraus wird entsprechend der äußeren Bedingungen sowie der gegebenenfalls vorherrschenden Bodendeckung (erdverlegt) eine Wärmeabgabe an die Umgebung zeitschritt- und teilstreckenabhängig berechnet (Netzverlust). Die in der Simulation hinterlegten Dämmparameter der beiden Netze entsprechen den Herstellerangaben und werden somit als neuwertig betrachtet. Dies entspricht nicht immer den real im Netz existierenden Verhältnissen von Alterungserscheinungen, Abnutzungen und Undichtigkeiten. Aufgrund fehlender Validierungsdaten zu den Netzverlusten war dies jedoch hier nicht anders umsetzbar und vom Projektkonsortium für die im Projekt betrachteten Schwerpunkte als hinnehmbar eingestuft.

Abnehmer

Die Modellierung der Abnehmer im Netz war ein umfangreicher Arbeitspunkt der TU Dresden in dem Projekt und ist ausführlich im Kapitel 3 beschrieben. Im Rahmen der Netzsimulation erfolgt in jedem Zeitschritt für jeden Abnehmer die Berechnung der Wärmelast $\dot{Q}_{\mathrm{Abn}}$ und der Rücklauftemperatur $\vartheta_{\mathrm{RL,Abn}}$. Hierbei fließt auch die aktuell am entsprechenden Abnehmerpunkt vorherrschende Vorlauftemperatur $\vartheta_{\mathrm{VL,Abn}}$ in die Berechnung der Rücklauftemperatur ein. Dies stellt sicher, dass auch an erzeugerfernen Punkten im Netz mit reduzierter Vorlauftemperatur eine realistische Abnehmermodellierung hinsichtlich der Abbildung plausibler Rücklauftemperaturen erfolgt. Der detaillierte Programmablauf des Modells in Verbindung mit der Netzsimulation ist im Anhang in Abschnitt E.2.2 dargestellt.

Solarthermische Anlagen

Das Modell der solarthermischen Anlagen für die dezentrale Wärmeeinbindung wurde vom Projektpartner Solites erstellt und ist ausführlich im Kapitel 4 beschrieben. Das Modell stand als Excel-Tool zur Verfügung, mit dem der solare Ertrag stundenweise berechnet werden kann. Der solarthermische Ertrag, der ins Netz eingebunden werden kann, resultiert unter anderem aus den am Einbindepunkt vorherrschenden Temperaturen im Netz. Da diese hohen

Schwankungen unterliegen können, ist eine dynamische Berechnung der solarthermischen Anlage sinnvoll. Aus diesem Grund wurde seitens der TU Dresden das Modell aus dem Excel-Tool in eine Modelica-Entwicklungsumgebung umgesetzt, um mit den zeitschrittkonkreten Temperaturen am jeweiligen Einbindepunkt rechnen zu können. Unter Nutzung der am Einbindepunkt anliegenden Rücklauftemperatur ϑ_{RL} und der Zieleinbindetemperatur in den Vorlauf $\vartheta_{\mathrm{VL,Einb}}$ liefert das Modell als Ergebnis einen Wärmestrom an das Netz $\dot{Q}_{\mathrm{Einb}}$ der nach Gleichung 6.2 umgerechnet und als Einbindemassestrom $\dot{m}_{\mathrm{Einb}}$ an die Netzsimulation übergeben wird.

$$\dot{m}_{\mathrm{Einb}} = \frac{\dot{Q}_{\mathrm{Einb}}}{c_{\mathrm{p,Wasser}} \cdot (\vartheta_{\mathrm{VL,Einb}} - \vartheta_{\mathrm{RL}})} \tag{6.2}$$

Ein detaillierter Programmablauf des Modells in Verbindung mit der Netzsimulation ist im Anhang in Abschnitt E.2.2 zu finden.

BHKW

Die Modellierung der dezentral eingesetzten Blockheizkraftwerke (BHKW) erfolgte in Verantwortung der AGFW und ist im Kapitel 5 beschrieben. Anders als bei den Abnehmern und solarthermischen Anlagen erfolgt die Berechnung hierbei nicht in jedem Zeitschritt während der Netzsimulation, sondern wird der Simulation als Einbindeprofil in Form einer Einbindeleistung vorgegeben. Der Einbindemassestrom für die hydraulische Netzsimulation wird dabei äquivalent zu den solarthermischen Anlagen nach Gl. 6.2 berechnet. Limitiert wird die BHKW-Einbindung lediglich dahingehend, dass bei Zieleinbindetemperaturen von $\vartheta_{\mathrm{VL,Einb}}$ > 90 °C die Wärmeeinbindung in das Netz unterbunden wird. Dies bildet die reale technische Grenze von BHKW dieser Leistungsklasse ab, die im Normalfall keine höheren Temperaturen liefern können.

Zentraler Speicher

Die Integration eines Speichers in die Netzsimulation ist erforderlich, um den temporär auftretenden Wärmeüberschuss im Netz durch dezentrale Einbindung zwischenzuspeichern und bei Wärmebedarf wieder an das Netz abzugeben. Der zentrale Speicher ist in beiden Netzen an der zentralen Erzeugereinheit integriert (siehe Abbildungen 6.3 und 6.4). Nachfolgende Annahmen wurden für die Erstellung des Speichermodells getroffen:

- Speicherbetrachtung als reine Energiebilanz, d. h. keine Betrachtung des Temperaturprofils im Speicher und dessen Veränderung (Mischvorgängen durch Be- und Entladung des Speichers, Übergangsbereichshöhen etc.).
- Im Falle der Entladung des Speichers wird idealisiert angenommen, dass der Massestrom dem Speicher mit der Netzvorlauftemperatur des Zeitschritts entnommen werden

kann. Dementsprechend wird keine Zusatzversorgung durch den zentralen Erzeuger berücksichtigt.

- Die untere Speichertemperatur wird auf die mittlere Rücklauftemperatur des Netzes im Zeitraum April bis September festgelegt (notwendig für Netzrücklauftemperatur im Entladefall und Speichergrößenbestimmung).
- Speicherverluste werden pauschal mit 0,08 %/h bezogen auf die aktuelle Wärmemenge im Speicher Q_{SP} nach [Ene17] angesetzt

Mit der Implementierung des Speichers treten drei Betriebszustände auf, deren Umsetzung in der Netzsimulation nachfolgend erläutert wird:

1. **Normalbetrieb:**
   ⇒ Wärmeversorgung durch zentralen Erzeuger ohne Speicher

Der *Normalbetrieb* entspricht dem Fall, dass im Netz ein Wärmebedarf besteht, im Speicher jedoch keine Wärme verfügbar ist und somit der zentrale Erzeuger für die Versorgung des Netzes zuständig ist. Gegebenenfalls auftretende solare Erträge im Netz sind in diesem Betriebszustand möglich, jedoch ist der Betrieb des zentralen Erzeugers notwendig. In Abbildung 6.9 ist schematisch der Betrieb dargestellt. Der Speicher ist entladen und der komplette Netzmassestrom $\dot{m}_{\mathrm{Netz}}$ wird über den zentralen Wärmeerzeuger (ZE) geführt. Die Netzvorlauftemperatur ϑ_{VL} entspricht in diesem Fall der Temperatur der Netzfahrkurve ϑ_{FK}. Die Netzrücklauftemperatur ϑ_{RL} resultiert aus Abnehmerverhalten und Netzverlusten.

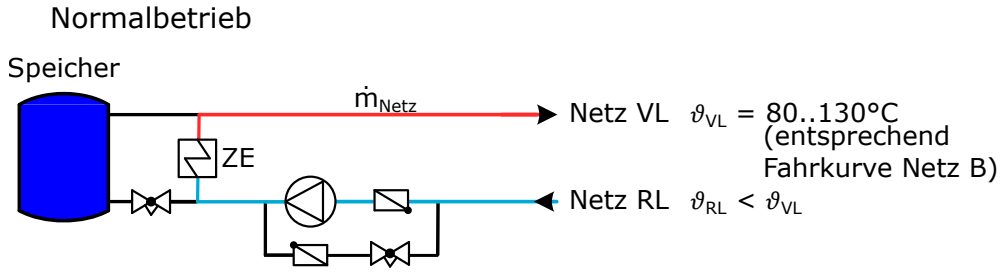


Abbildung 6.9: Schema Speichereinbindung – Normalbetrieb. Parameterbeispiel für Netz B

2. **Beladung Speicher:**
   ⇒ Wärmeüberschuss im Netz dient der Beladung des Speichers; kein Betrieb des zentralen Erzeugers

Der Betriebszustand *Beladung Speicher* tritt dann auf, wenn die solaren Erträge (bzw. dezentralen Erträge) den Wärmebedarf im Netz überschreiten. In diesem Fall tritt eine teilweise Strömungsrichtungsumkehr auf, die bis zur zentralen Wärmeerzeugereinheit reicht. Hierbei wird die Wärme aus dem Netz mit dem Massestrom $\dot{m}_{\mathrm{Netz}}$ in den Speicher geführt, um den Speicher zu beladen (siehe Abbildung 6.10). Die Speichereintrittstemperatur $\vartheta_{\mathrm{SP,o}}$ (obere Speicher-

temperatur) entspricht der Temperatur am Netzvorlaufpunkt ϑ_{VL} (zentraler Erzeuger), da die dezentralen Erzeuger mit ϑ_{FK} als Sollwert arbeiten. Die Temperatur am Netzrücklaufpunkt ϑ_{RL} entspricht der unteren Speichertemperatur $\vartheta_{\mathrm{SP,u}}$. Da der Speicher rein bilanziell betrachtet wird und kein Modell hinterlegt ist, ist die Festlegung der unteren Speichertemperatur $\vartheta_{\mathrm{SP,u}}$ notwendig. Vereinfacht wurde hierbei für das jeweilige Netz der Mittelwert der Netzrücklauftemperatur ϑ_{RL} in den Monaten April bis September angenommen. Dies entspricht sowohl für die Solarthermie als auch für BHKW-Varianten dem Hauptbetriebszeitraum des Speichers und kann in guter Näherung als realistisch angenommen werden.

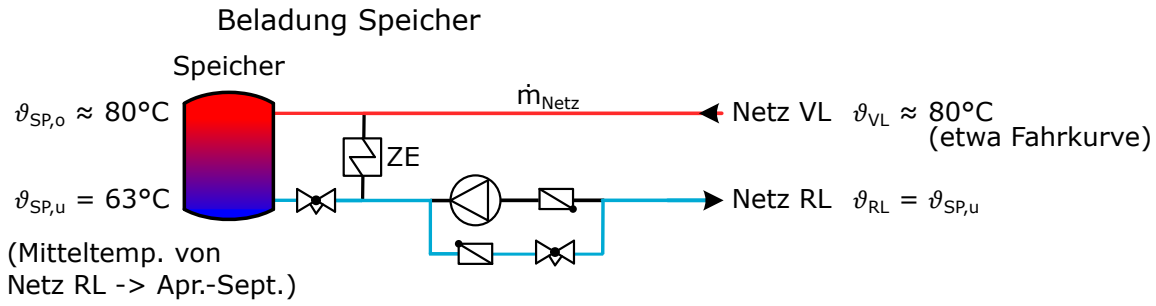


Abbildung 6.10: Schema Speichereinbindung – Beladung Speicher. Parameterbeispiel Sommerlastfall für Netz B

3. **Entladung Speicher:**
   ⇒ verfügbare Wärme im Speicher wird ins Netz gebracht; kein Betrieb des zentralen Erzeugers

Die Entladung des Speichers tritt auf, wenn im Netz ein Wärmebedarf besteht, der nicht durch die dezentralen Erzeuger gedeckt werden kann und Wärme im Speicher verfügbar ist. Die Netzvorlauftemperatur ϑ_{VL} entspricht der Temperatur der Fahrkurve ϑ_{FK}. Der Netzvorlauf wird in diesem betrachteten Betriebszustand aus dem Speicher gespeist, d. h. die obere Speichertemperatur $\vartheta_{\mathrm{SP,o}}$ muss das Niveau der Fahrkurventemperatur ϑ_{FK} besitzen. Wie im Betriebszustand *Beladung Speicher* zuvor beschrieben, wird der Speicher mit der Temperatur der Fahrkurve gespeist. Somit gilt:

$$\vartheta_{\mathrm{VL,Beladung}} \approx \vartheta_{\mathrm{SP,o}} \approx \vartheta_{\mathrm{VL,Entladung}} \approx \vartheta_{\mathrm{FK}} \tag{6.3}$$

Die Annahme kann für die vereinfachte bilanzielle Betrachtung des Speichers als zulässig eingestuft werden, da zu den Zeitpunkten der Be- und Entladung in den betrachteten Simulationen fast immer die untere Temperatur der Netzfahrkurve ϑ_{FK} vorlag (für Netz B bspw. 80 °C). Die Netzrücklauftemperatur ϑ_{RL} resultiert wiederum aus dem Abnehmerverhalten und den Netzverlusten und führt im Mittel zu der definierten unteren Speichertemperatur $\vartheta_{\mathrm{SP,u}}$.

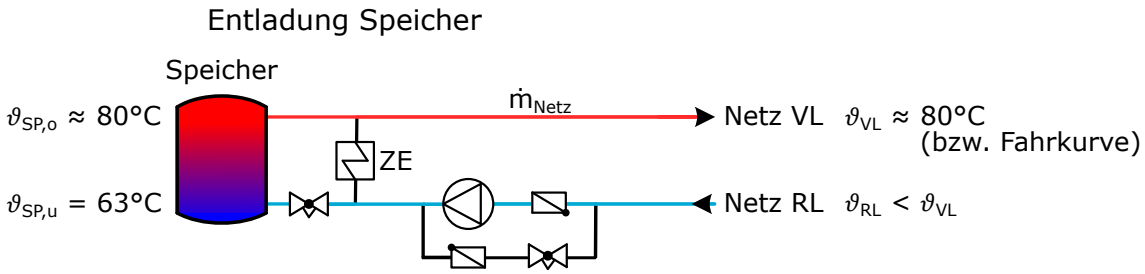


Abbildung 6.11: Schema Speichereinbindung – Entladung Speicher. Parameterbeispiel Sommerlastfall für Netz B

6.2.3 Variantenmatrix und Randbedingungen

Im Laufe des Projektes wurden zusammen mit dem Projektkonsortium verschiedene Szenarien entwickelt, die in der Simulationsstudie betrachtet werden sollen. Hieraus resultiert die in Abbildung 6.12 dargestellte Variantenmatrix der Netzsimulation. Es ergeben sich in Summe 60 Varianten, aus denen die hier vorgestellten Ergebnisse für die Netze G und B abgeleitet wurden.

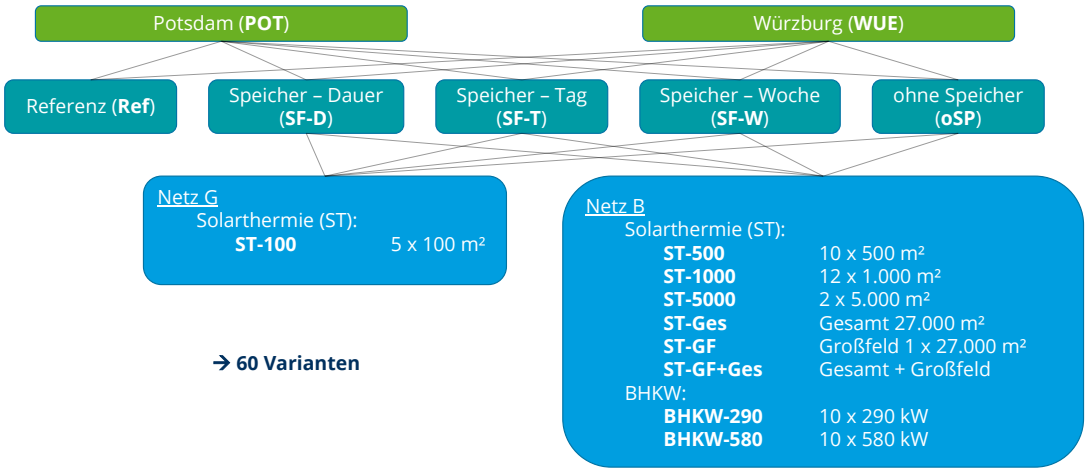


Abbildung 6.12: Variantenmatrix der Netzsimulation im Rahmen des Projektes

Die beiden Netze mit den jeweils in den blauen Feldern aufgelisteten Varianten der dezentralen Erzeuger stellen die Basis dar. Diese Varianten wurden jeweils mit drei verschiedenen Speicherfahrweisen (Dauer - SF-D, Tag - SF-T und Woche - SF-W) simuliert – siehe hierzu die detaillierte Beschreibung der Speicherfahrweisen in Abschnitt 10.1. Jede der Kombinationen aus dezentralem Erzeuger und Speicherfahrweise wurde wiederum mit den Wetterdaten der Standorte Potsdam (POT) und Würzburg (WUE) gerechnet (siehe auch Kapitel 2). Eine gesonderte Untersuchung stellt dabei die Variante ohne Speicher (oSP) dar, bei der dezentrale Erzeuger im Netz betrachtet werden, welche bei Wärmeüberschuss im Netz abgeschaltet werden. Demgegenüber stehen für alle Varianten die Referenzfälle (Ref) der Netze G und B ohne dezentrale Erzeuger für die beiden Wetterstandorte. Diese dienen als Vergleichsszenario, um

die Auswirkungen dezentraler Wärmeeinbindung im Netz zu analysieren. In den nachfolgenden Abschnitten des Kapitels wird mit einer Kodierung der jeweiligen Variante gearbeitet, die für ein Beispiel in Abbildung 6.13 erklärt ist.

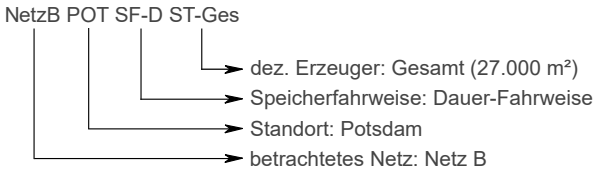


Abbildung 6.13: Beispiel für die Variantenbezeichnung mit Ableitung der Randbedingungen

Alle in der Simulationsstudie gerechneten Varianten werden einheitlich für ein komplettes Jahr simuliert. Als Bezugsjahr für die Wetterdaten wurde das Jahr 2015 festgelegt (siehe Kapitel 2), welches kein Schaltjahr gewesen ist und somit 8760 Stunden aufweist. Die Jahressimulation erfolgt mit einer konstanten Zeitschrittweite von 15 Minuten. Dies stellt einen Unterschied zum Projekt DEZENTRAL dar, bei dem eine dreiminütige Zeitschrittweite für die Jahressimulation verwendet wurde. Jedoch wird mit dem Netz B in diesem Fall ein deutlich komplexeres Netz betrachtet, das eine Simulationsrechenzeit von ca. 12 Stunden bei einer Zeitschrittweite von 15 Minuten aufweist. Die gewählte Schrittweite von 15 Minuten ist für die hier betrachteten Untersuchungsschwerpunkte dennoch hinreichend genau gegenüber höher aufgelösten Ergebnissen mit geringerer Zeitschrittweite. Sie entspricht überdies der üblichen Zeitschrittweite von Monitoringdaten für Fernwärmesysteme. Eine Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse zwischen der hier gewählten und einer geringeren Zeitschrittweiten wird in [Pau19] näher betrachtet.

Abschließend ist in Tabelle 6.3 eine Übersicht der Peakleistung aller dezentralen Erzeuger zur maximalen Netzlast (2015) für die verschiedenen Varianten aufgelistet. Diese dient dem Vergleich der Größen für die folgende Wärmebilanzbetrachtung (Abschnitt 6.3).

Tabelle 6.3: Gegenüberstellung der Peakleistungen der dezentralen Erzeuger mit der maximalen Abnehmerleistung im Jahr 2015 für die Standorte Potsdam und Würzburg

Netz	Variante	Peakleistung der dez. Erzeuger im Netz [MW]	max. Abnehmerleistung [MW]	
			Potsdam	Würzburg
Netz G	ST-100	0,32	2,10	2,20
Netz B	ST-500	3,15	43,64	43,48
	ST-1000	7,56		
	ST-5000	6,30		
	ST-Ges	17,01		
	ST-GF	17,01		
	ST-GF+Ges	33,71		
	BHKW-290	2,90		
	BHKW-580	5,80		

6.3 Wärmebilanzen und dezentrale Deckungsanteile

6.3.1 Wärmebilanzen

Im Nachfolgenden werden die im vorhergehenden Abschnitt 6.2.3 vorgestellten Varianten hinsichtlich der Wärmeeinträge ausgewertet und gegenübergestellt. Infolge der immensen Datenmenge aus den Netzsimulationen ist dies rationell nur mit Hilfe der in Abschnitt 6.2.1 beschriebenen und im Projekt entwickelten Auswertetools in der Programmiersprache Python möglich. Betrachtet werden dabei folgende Größen, die in der Wärmebilanzübersicht in Abbildung 6.14 zu sehen sind:

- Die Wärmeeinträge des zentralen Erzeugers (ohne Speicher) Q_{ZE} sowie
- die dezentral eingebundene, direkt genutzte Wärme $Q_{\mathrm{dez,direkt}}$. Diese ist die Differenz aus der dezentral eingebundenen Wärme Q_{dez}, reduziert um den Anteil der zentral eingespeicherten, aber ausschließlich dezentral bereitgestellten Wärme $Q_{\mathrm{SP,ein}}$. Somit gilt: $Q_{\mathrm{dez,direkt}} = Q_{\mathrm{dez}} - Q_{\mathrm{SP,ein}}$.
- Die aus dem Speicher in das Netz geführte Wärme $Q_{\mathrm{SP,aus}}$ berechnet sich aus der eingespeicherten Wärme $Q_{\mathrm{SP,ein}}$ abzüglich der Speicherverluste $Q_{\mathrm{SP,Verl}}$ zu $Q_{\mathrm{SP,aus}} = Q_{\mathrm{SP,ein}} - Q_{\mathrm{SP,Verl}}$.
- Dem gegenüber steht der erforderliche Netzwärmebedarf Q_{Netz}, welcher sich aus der Summe des Abnehmerbedarfs $Q_{\mathrm{Abn,sum}}$ und den thermischen Netzverlusten $Q_{\mathrm{Netz,Verl}}$ zusammensetzt.

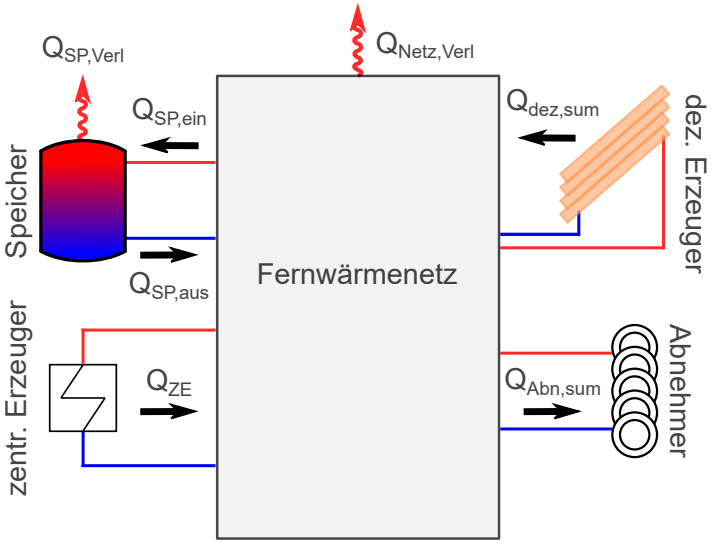


Abbildung 6.14: Schematische Darstellung der relevanten Größen für die Wärmebilanz am Fernwärmenetz

Die Gegenüberstellung erfolgt hierbei netzspezifisch für ausgewählte und repräsentative Varianten.

Netz G

Für das Netz G werden die Wärmeeinträge für die Standorte Potsdam (POT) und Würzburg (WUE) aus den $5 \cdot 100\,m^2$ solarthermischen Anlagen (Variante ST-100) als einzige Variante dezentraler Erzeuger im Netz betrachtet.[9] In Abbildung 6.15 sind die monatlichen Wärmebilanzen für den Standort Potsdam dargestellt. Die Übersicht für den Standort Würzburg ist im Anhang in Abbildung E.12 zu sehen. Beide Varianten gehören zu der Dauer-Speicherfahrweise (SF-D). Im Netz G ergeben sich bei der monatlichen Betrachtung nur sehr marginale Unterschiede zwischen den Speicherfahrweisen. Die Ergebnisse aller Speicherfahrweisen für den Standort Potsdam sowie des Referenzfalls ohne dezentrale Erzeuger sind für das Netz G im Anhang in Abschnitt E.3.1 zu finden.

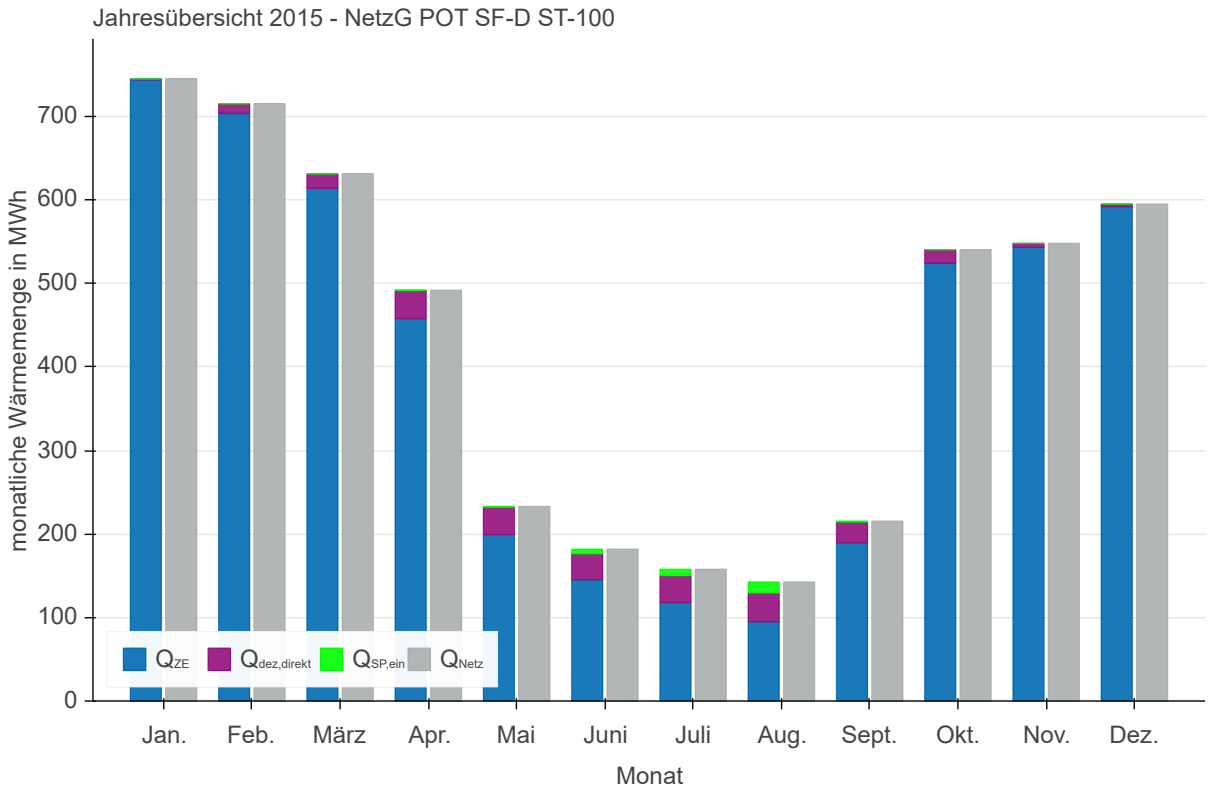


Abbildung 6.15: Monatliche Wärmebilanzen für Netz G mit $5 \cdot 100\,m^2$ Solarthermie; Standort Potsdam; Speicher-Dauerfahrweise

Die monatlichen Werte zeigen einen typischen Jahresverlauf. Mit einem Netzbedarf im Januar von ca. 740 MWh sinkt dieser im August mit ca. 140 MWh auf ungefähr 20 % (Beispiel Potsdam). Die detaillierten monatlichen Werte sowie die Jahressummen beider Standorte sind in Tabelle 6.4 aufgelistet. Der Verlauf für Würzburg verhält sich erwartungsgemäß sehr ähnlich. Es zeigt sich ebenfalls, dass in allen Monaten ein solarer Wärmeeintrag in das Netz erfolgt und in den sechs Monaten des Sommerhalbjahres (April - September) ein Einspeichern von Wärme erforderlich ist, um die technisch möglichen Solarerträge versorgungswirksam werden

[9] Die hier vorgestellten Ergebnisse unterscheiden sich von den in [Rüh+15] für Netz G erarbeiteten. Hauptgründe sind: 100 m² Brutto- statt Aperturfläche, reine Südausrichtung statt Ausrichtung nach tatsächlicher Dachausrichtung, zentraler Speicher statt Überströmung in den Rücklauf bei Vollversorgung.

zu lassen. Letzteres bedeutet, dass ein temporärer Wärmeüberschuss im Netz aufgetreten ist.

Tabelle 6.4: Übersicht der Wärmeanteile im Netz G mit 5 · 100 m² Solarthermie für die Standorte Potsdam und Würzburg bei Dauer-Speicherfahrweise (SF-D)

Monate	**Potsdam (POT)**				**Würzburg (WUE)**			
	Q_{Netz}	Q_{ZE}	$Q_{\mathrm{dez,direkt}}$	$Q_{\mathrm{SP,aus}}$	Q_{Netz}	Q_{ZE}	$Q_{\mathrm{dez,direkt}}$	$Q_{\mathrm{SP,aus}}$
	MWh							
Januar	745,0	744,0	1,0	0,0	755,4	753,2	2,2	0,0
Februar	715,2	703,7	11,5	0,0	739,6	733,1	6,5	0,0
März	631,2	614,1	17,1	0,0	629,5	608,3	21,3	0,0
April	491,9	458,0	33,7	0,1	470,8	431,5	38,9	0,4
Mai	233,0	199,4	32,9	0,6	218,5	182,7	33,6	2,3
Juni	181,8	145,3	31,1	5,4	172,3	137,0	28,5	6,7
Juli	157,7	117,9	32,3	7,5	146,8	99,3	36,7	10,8
August	142,5	95,0	34,5	13,0	148,8	104,6	32,0	12,3
September	215,4	189,5	24,9	1,0	219,4	199,1	20,1	0,2
Oktober	540,4	524,1	16,3	0,0	516,9	503,6	13,3	0,0
November	548,1	543,3	4,7	0,0	549,7	541,3	8,5	0,0
Dezember	595,1	592,2	2,9	0,0	615,6	612,3	3,3	0,0
Gesamt	**5.197**	**4.927**	**243**	**28**	**5.183**	**4.906**	**245**	**33**

Anhand der Jahressummen ist zu sehen, dass Potsdam einen leicht erhöhten Netzbedarf Q_{Netz} gegenüber Würzburg aufweist, was durch leichte Unterschiede der Außentemperatur bedingt ist. Demgegenüber steht in Würzburg, als Standort mit erhöhter solarer Einstrahlung, ein erwartungsgemäß etwas erhöhter dezentraler Wärmeeintrag aus direkt genutzter Wärme $Q_{\mathrm{dez,direkt}}$ und ausgespeicherter, solarthermiebasierter Wärme $Q_{\mathrm{SP,aus}}$. Aus dem dezentral eingebundenen Wärmeanteil Q_{dez} lässt sich der spezifische solare Kollektorertrag bezogen auf ein Jahr als Qualitätskriterium für die Solarthermieeinbindung berechnen. Werte im Bereich von 500 kWh/(m² · a) gelten dabei als sehr gut. Im Netz G ergibt sich für Potsdam ein spezifischer Ertrag von 541 kWh/(m² · a) und für Würzburg 555 kWh/(m² · a). Beide Werte stellen somit einen sehr guten Ertrag dar, was durch die optimale Ausrichtung der Kollektoren und das in Netz G vergleichsweise niedrige Netztemperaturniveau zu erklären ist.

Netz B

Äquivalent zu Netz G findet im Folgenden die Auswertung der Wärmeeinträge für Netz B statt. Da es hier deutlich mehr Varianten mit dezentralen Erzeugern im Netz gibt (siehe auch Abbildung 6.12), seien an dieser Stelle exemplarisch die Wärmeeinträge für die Variante ST-Ges mit 24 solarthermischen Anlagen bei einer Gesamtfläche von 27.000 m² betrachtet. Die Gegenüberstellung der Ergebnisse ausgewählter anderer Varianten für den Standort Potsdam sowie des Referenzfalls ist im Anhang in Abschnitt E.4.1 gegeben. In Abbildung 6.16 sind wiederum die monatlichen Wärmeeinträge für den Standorte Potsdam dargestellt, für den Standort Würzburg im Anhang in Abbildung E.23.

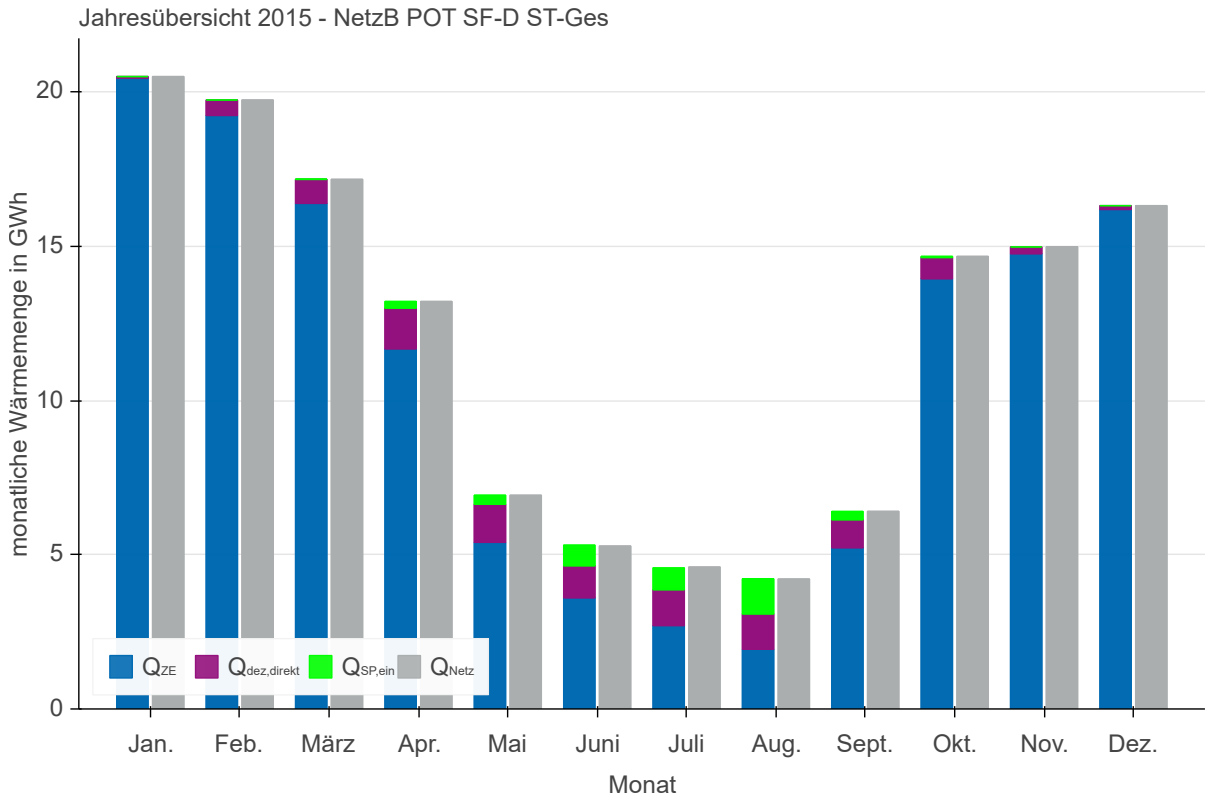


Abbildung 6.16: Monatliche Wärmebilanz für Netz B mit 24 solarthermischen Anlagen im Netz (27.000 m²); Standort Potsdam; Speicher-Dauerfahrweise

In Tabelle 6.5 sind die ausgewerteten Größen monatsweise und als Jahressumme für beide Wetterstandorte aufgelistet. Es zeigen sich leichte Unterschiede zwischen den beiden Standorten. Im Vergleich zum Netz G erreichen die dezentralen Wärmeanteile ($Q_{\mathrm{dez,direkt}}$ + $Q_{\mathrm{SP,ein}}$) in den Sommermonaten einen deutlich höheren Anteil am monatlichen Wärmebedarf. Auch sind in jedem Monat dezentrale Wärmeeinträge ersichtlich. Die Einspeicherung von Wärme erfolgt, wenn auch nur in sehr geringem Ausmaß, bereits im März und noch im Oktober. Somit tritt temporär ein Wärmeüberschuss schon in diesen Monaten mit deutlich geringeren Außentemperaturen und folglich erhöhtem Wärmebedarf im Netz auf.

Weiterhin ist zu sehen, sowohl in Tabelle 6.5 als auch in der Abbildung 6.16, dass in den Monaten Mai bis September für die 27.000 m² Solarthermieanlagen bereits ein erhöhter Speicherbedarf erforderlich ist, um die volatilen Solarthermieerträge bei geringerem Netzbedarf zwischenzuspeichern. Im August einspricht die ausgespeicherte, in das Netz abgegebene Wärmemenge $Q_{\mathrm{SP,aus}}$ annähernd der direkt im Netz nutzbaren dezentralen Wärme $Q_{\mathrm{dez,direkt}}$.

Der spezifische Kollektorertrag liegt bei dieser Variante für Potsdam bei 463 kWh/(m² · a) und für Würzburg bei 479 kWh/(m² · a). Dies ist deutlich geringer als bei den Anlagen im Netz G, jedoch ist das Temperaturniveau im Netz B vergleichsweise höher. Der geringste Wert bei allen Solarthermievarianten im Netz B liegt bei 462 kWh/(m² · a) und der höchste bei 488 kWh/(m² · a).

Tabelle 6.5: Übersicht der Wärmeanteile im Netz B für die Standorte Potsdam und Würzburg mit Dauer-Speicherfahrweise (SF-D) und 24 solarthermischen Anlagen im Netz (27.000 m²)

Monate	**Potsdam (POT)**				**Würzburg (WUE)**			
	Q_{Netz}	Q_{ZE}	$Q_{\mathrm{dez,direkt}}$	$Q_{\mathrm{SP,aus}}$	Q_{Netz}	Q_{ZE}	$Q_{\mathrm{dez,direkt}}$	$Q_{\mathrm{SP,aus}}$
	GWh							
Januar	20,5	20,5	0,05	0,00	20,7	20,6	0,09	0,00
Februar	19,7	19,2	0,5	0,00	20,4	20,2	0,27	0,00
März	17,2	16,4	0,78	0,00	17,0	16,1	0,95	0,01
April	13,2	11,7	1,32	0,22	12,5	10,7	1,54	0,25
Mai	6,9	5,4	1,24	0,29	6,4	4,7	1,21	0,51
Juni	5,3	3,6	1,04	0,67	5,0	3,4	0,94	0,73
Juli	4,6	2,7	1,16	0,71	4,4	2,2	1,28	0,98
August	4,2	1,9	1,15	1,14	4,5	2,3	1,13	1,03
September	6,4	5,2	0,91	0,27	6,5	5,6	0,75	0,15
Oktober	14,7	14,0	0,69	0,04	14,0	13,4	0,58	0,03
November	15,0	14,8	0,22	0,00	14,9	14,6	0,36	0,00
Dezember	16,3	16,2	0,12	0,00	16,8	16,7	0,14	0,00
Gesamt	**144,1**	**131,6**	**9,16**	**3,31**	**143,3**	**130,3**	**9,24**	**3,70**

Betrachtet man die täglichen Wärmeeinträge in einem Monat näher, hier den Juli mit hohen solaren Erträgen (Abb. 6.17), zeigen sich deutlich größere Schwankungen. Die vom zentralen Erzeuger bereitgestellte Wärme Q_{ZE} nimmt aufgrund der großen eingespeicherten Wärmemenge teilweise nur noch einen sehr geringen Anteil an, was auf Stillstandszeiten der zentralen Erzeugereinheit hindeutet. Das Beispiel zeigt jedoch auch die Volatilität der solarthermischen Wärmeerzeugung auf, die auch in dem ertragreichsten Monat starken Schwankungen unterliegt.

Bei dem hier betrachteten Beispiel handelt es sich um die Dauer-Speicherfahrweise, das heißt, dass die eingespeicherte Wärme ohne Einschränkungen wieder dem Netz zur Verfügung gestellt werden kann, wenn Bedarf besteht. Somit findet nach der Vollversorgung durch die dezentralen Erzeuger im Tagesverlauf direkt die Wärmeversorgung aus dem Speicher statt (wenn $Q_{\mathrm{SP}} > 0$), die je nach eingespeicherter Wärmemenge bis in den nächsten Tag reichen kann. So zu sehen am 07. Juli, bei dem die Summe aus zentraler Wärmeerzeugung Q_{ZE}, direkt genutzter dezentraler Wärme $Q_{\mathrm{dez,direkt}}$ und eingespeicherter Wärme $Q_{\mathrm{SP,ein}}$ den eigentlichen Netzwärmebedarf Q_{Netz} überschreitet. Dieser Wärmeüberschuss wird auf den 08. Juli übertragen, was sich an diesem Tag an einen reduzierten summativen Wärmeeintrag in Bezug auf den Netzbedarf äußert. Detailliert sind die beiden Tage in der Abbildung 6.18 mit stundenweisen Wärmemengen dargestellt.

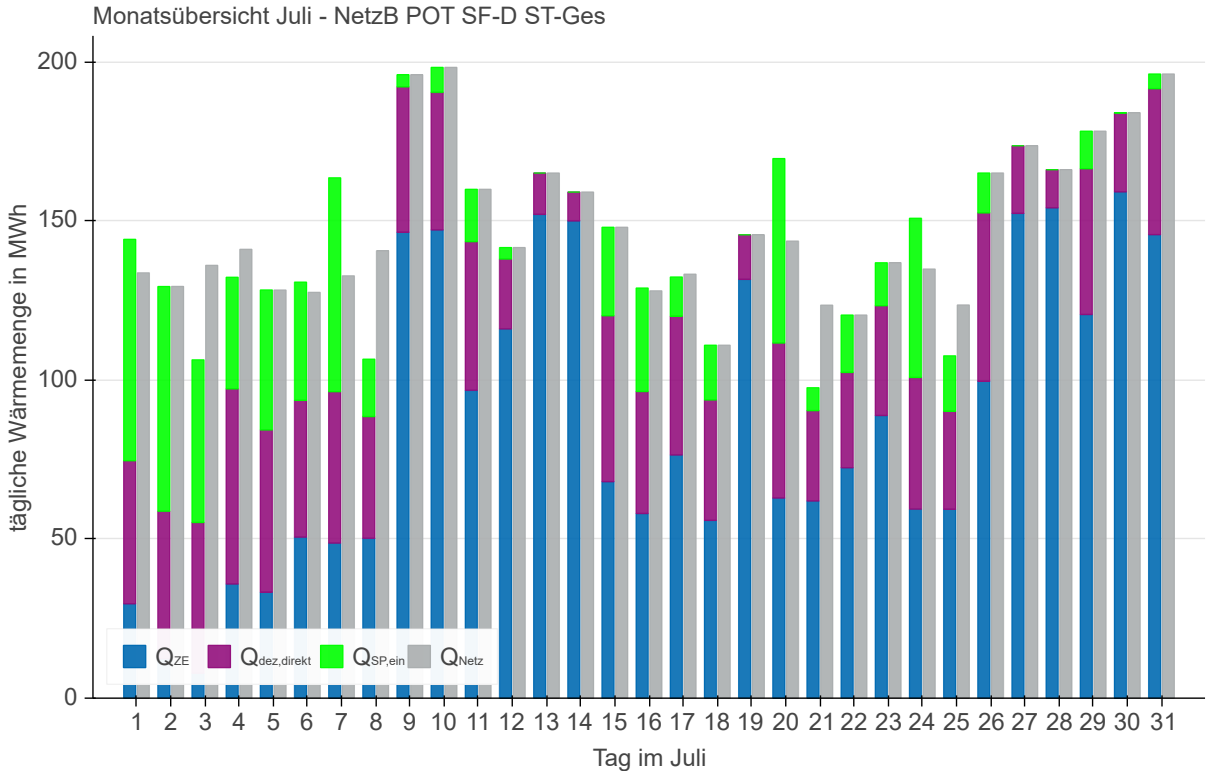


Abbildung 6.17: Tageweise Wärmebilanz im Juli im Netz B mit 27.000 m² Solarthermiefläche; Standort Potsdam; Speicher-Dauerfahrweise

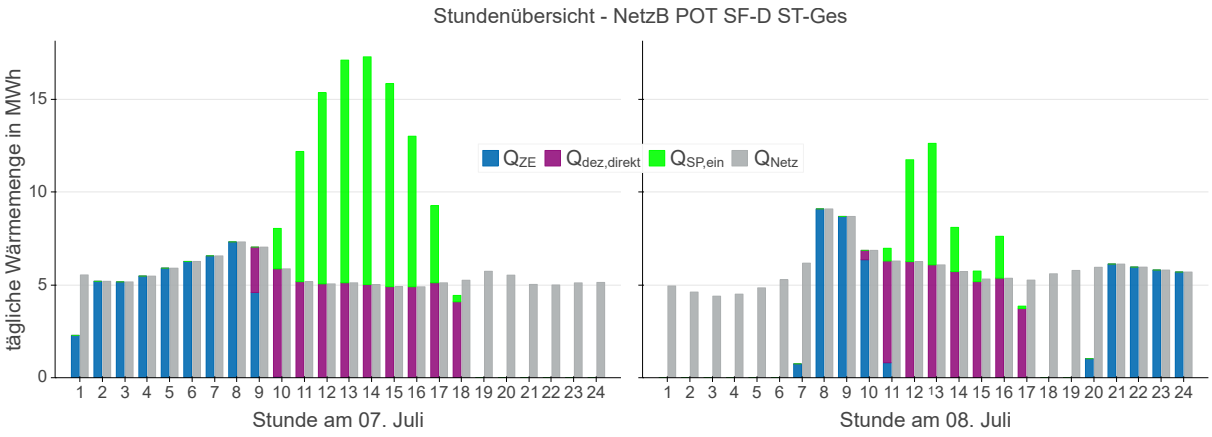


Abbildung 6.18: Stündliche Wärmebilanz im Netz B mit 24 solarthermischen Anlagen im Netz (27.000 m²); Standort Potsdam; 07. Juli (links) und 08. Juli (rechts)

In Folge der hohen solaren Erträge am 07. Juli kann mithilfe der eingespeicherten Wärme eine Versorgung des Netzes bis zum 08. Juli, 7 Uhr ohne die zentrale Erzeugung aufrechterhalten werden. In diesem Fall könnte der zentrale Erzeuger 20 Stunden außer Betrieb bleiben. Dies zeigt des Weiteren die Notwendigkeit von Speicherlösungen bei erhöhten solaren Erträgen auf. Ohne Speicher müssten am 07. Juli bereits um 10 Uhr erste Solarthermieanlagen außer Betrieb gehen, da ein Wärmeüberschuss im Netz auftritt, die Anlagen in Stagnation gehen müssten und für den Rest des Tages keine Wärme mehr liefern könnten.

Inwiefern sich die verschiedenen betrachteten Varianten des dezentralen Ausbaugrades und Speicherfahrweisen auf die Stillstandszeiten der zentralen Erzeugung sowie der erforderlichen Speichergröße auswirkt, wird für die Netze G und B detailliert im Kapitel 10 untersucht.

6.3.2 Dezentraler Deckungsanteil

Der dezentrale Deckungsanteil ist nach Gleichung 6.4 definiert als Quotient aus der Summe der dezentralen Solarthermie- oder BHKW Wärmeeinbindung und der Summe des Wärmebedarfs des gesamten Netzes für einen definierten Bezugszeitraum.

$$dD = \frac{\Sigma \dot{Q}_{\mathrm{dez}}}{\Sigma \dot{Q}_{\mathrm{Netz}}} \tag{6.4}$$

Die jährlichen dezentralen Deckungsanteile sowie der dezentrale Wärmeanteil für alle Varianten der Simulationsstudie mit dezentraler Einbindung ist in Abbildung 6.19 abhängig vom Standort dargestellt.

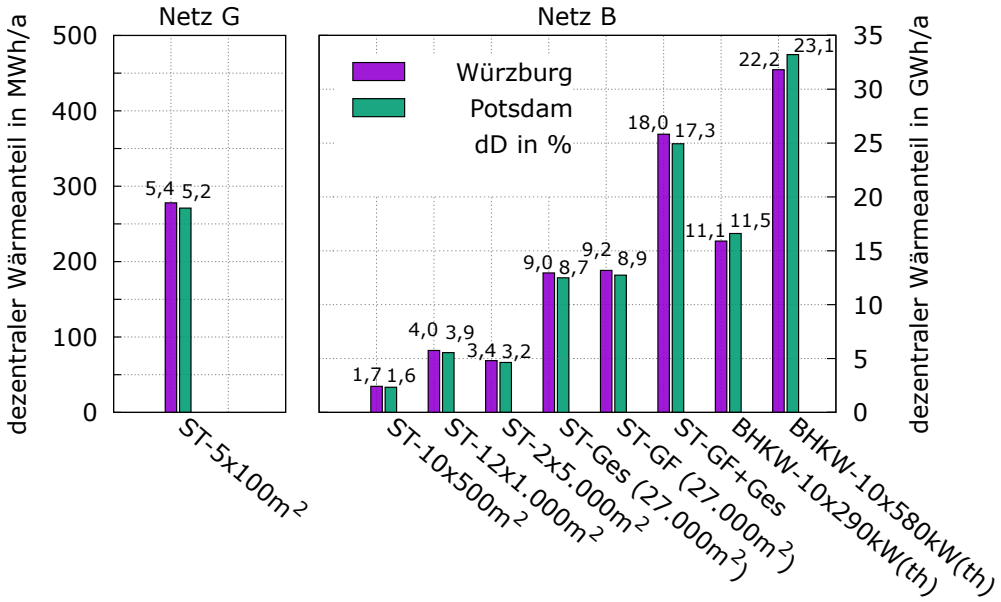


Abbildung 6.19: Dezentraler Deckungsanteil und Wärmeeintrag für die betrachteten Varianten

Der erreichte dezentrale Deckungsanteil liegt im Netz G für beide Standorte bei etwas über 5 %. Der Standort Würzburg hat dabei erwartungsgemäß einen geringfügig größeren dezentralen Deckungsanteil als der Standort Potsdam. Im Netz B variieren die Deckungsanteile sehr stark entsprechend dem dezentralen Ausbaugrad im Netz. So werden mit den $10 \cdot 500\,\mathrm{m^2}$ nur ca. 1,7 % erreicht und mit den $12 \cdot 1.000\,\mathrm{m^2}$ bereits 4,0 %. Der Wert des Deckungsanteils korreliert dabei annähernd gut mit der installierten Bruttokollektorfläche im Netz, was bedingt durch die einheitliche Ausrichtung, Neigung sowie Einbindezieltemperatur begründet ist. So ergibt die Summe der jeweiligen dezentralen Deckungsanteile aus $10 \cdot 500\,\mathrm{m^2}$, $12 \cdot 1.000\,\mathrm{m^2}$

und $2 \cdot 5.000\,m^2$ in etwa der Variante ST-Ges mit $27.000\,m^2$ Kollektorfläche. Etwas abweichend dazu ist der Wert der Großfeldanlage (ST-GF) mit ebenfalls $27.000\,m^2$ Kollektorfläche. Aufgrund der gleichen Bedingungen wie Ausrichtung, Neigung und Einbindezieltemperatur lässt sich die Abweichung durch das leicht unterschiedliche Temperaturniveau am Einbindepunkt gegenüber den 24 im Netz verteilten Anlagen erklären. Die Großfeldanlage ist in einem abgelegenen Strang positioniert (siehe Abbildung 6.4) bei dem gegenüber dem restlichen Netz der Strang schneller auskühlt und ein geringeres Temperaturniveau und somit höhere Kollektorerträge ermöglicht. Einen weiteren Einfluss können kapazitive Effekte der Großfeldanlage gegenüber den kleineren Anlagen haben, wenn auch nicht signifikant. Die Kombination aus solarthermischen Einzel- und Großfeldanlagen liegt erwartungsgemäß bei ungefähr der Summe der Varianten ST-Ges und ST-GF. Auch im Netz B zeigt sich in allen Varianten ein leicht erhöhter Deckungsanteil beim Standort Würzburg auf.

Die betrachteten BHKW-Varianten mit den $10 \cdot 290\,kW$ und $10 \cdot 580\,kW$ installierter thermischer Leistung weisen im Vergleich zu den solarthermischen Anlagen einen signifikant höheren dezentralen Deckungsanteil auf. Ein direkter Vergleich ist jedoch nicht sinnvoll, da die BHKW entsprechend der in Kapitel 5 definierten Fahrweise deutlich höhere Betriebsstunden mit einem entsprechend höheren Wärmeeintrag in das Netz haben. Auffällig ist jedoch der im Gegensatz zu den Solarthermieanlagen erhöhte Deckungsanteil beim Standort Potsdam. Da die theoretisch möglichen Betriebszeiten und die Position im Netz bei beiden Varianten identisch sind, liegt der Grund in der Begrenzung der durch BHKW maximal realisierbaren Einbindetemperatur von 90 °C. Da die Außentemperatur in Potsdam etwas höher ist, werden bei Einbindung nach für beide Standorte identischer außentemperaturabhängiger Netzfahrkurve deutlich öfter Einbindetemperaturen von ≤ 90 °C erreicht und somit die BHKW-Wärmeeinbindung freigegeben.

Neben dem jährlichen Deckungsanteil können Auswertungen in feiner aufgelösten Zeitrastern die Wirkung der stark schwankenden dezentralen Einträge verdeutlichen. Abbildung 6.20 stellt die monatlichen dezentralen Deckungsanteile für alle Varianten im Netz B mit Dauer-Speicherfahrweise am Standort Potsdam dar.

Hierbei zeigen sich bei allen Varianten deutliche Unterschiede der dezentralen Deckungsanteile in den Monaten, die wie erwartet bei den BHKW-Varianten etwas geringer ausfallen. Entsprechend dem Verlauf der solaren Einstrahlung über das Jahr ergeben sich im Sommer signifikant höhere Erträge bei gleichzeitig geringerem Wärmebedarf des Netzes. So zeigt sich, dass im Monat August bei der Variante ST-Ges mit $27.000\,m^2$ Kollektorfläche ein Deckungsanteil von 54 % erreicht wird zu bspw. 2,5 % im Februar. Der Sonderfall mit $53.500\,m^2$ Kollektorfläche in der Variante ST-GF+Ges erreicht im August sogar über 100 % dezentralen Deckungsanteil, was bedeutet, dass über den gesamten Monat mithilfe des zentralen Speichers mehr solare Wärme erzeugt wurde als das Netz benötigt hat. Die Installation eines Speichers der berechneten Größe von $36.700\,m^3$ (s. a. Kapitel 10) ist hierfür jedoch Voraussetzung. Um auch die Schwankungen innerhalb des Monats zu analysieren, sind in Abbildung 6.21 exemplarisch für

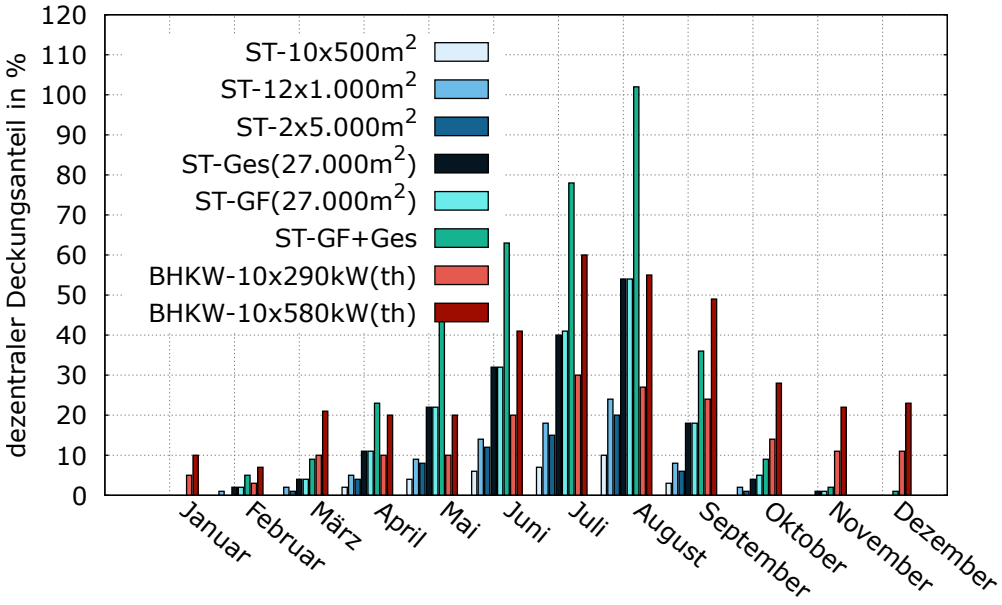


Abbildung 6.20: Gegenüberstellung der monatlichen dezentralen Deckungsanteile der Varianten im Netz B; Standort Potsdam; Speicher-Dauerfahrweise

die Variante ST-Ges mit 27.000 m² Kollektorfläche die täglichen dezentralen Deckungsanteile dargestellt.

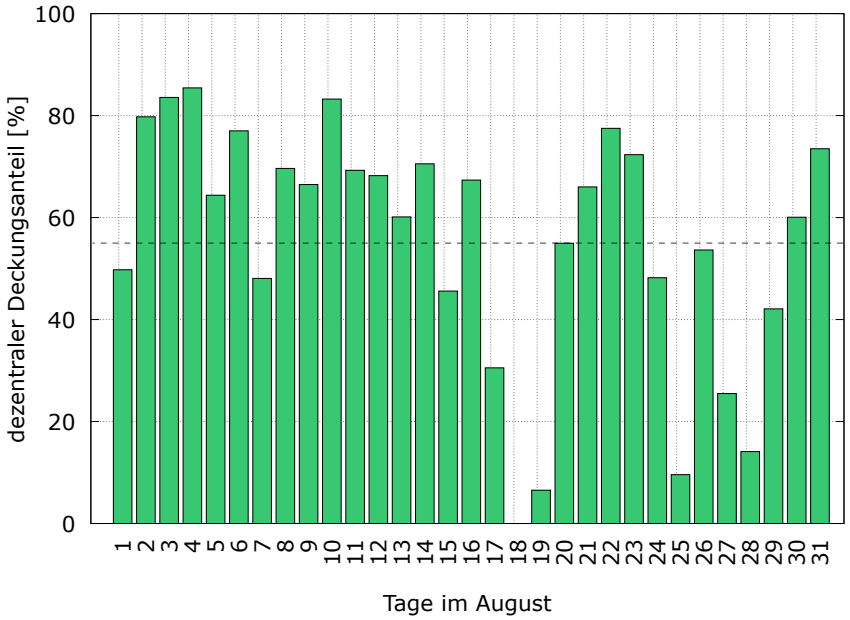


Abbildung 6.21: Tägliche dezentrale Deckungsanteile im Netz B für die Variante ST-Ges mit 24 dezentralen Erzeugern im Netz und 27.000 m² Solarthermiefläche; Standort Potsdam; Speicher-Dauerfahrweise

Bei einem mittleren dezentralen Deckungsanteil von 54 % für den Monat August (höchster monatlicher dezentraler Deckungsanteil der Variante ST-Ges) wird an mehreren Tagen nahezu eine Vollversorgung des gesamten Fernwärmenetzes erreicht. Es zeigt jedoch ebenso die starken Schwankungen, welche von Tag zu Tag auftreten und im Laufe des Monats auch im August zu Tagen mit 0 % Deckungsanteil führen können. Die größte Änderung tritt dabei vom 19. auf

den 20. des Monats auf, die sich im dezentralen Deckungsanteil um ca. 50 Prozentpunkte unterscheiden. Konsequenzen für eine Anpassung der Netzbetriebsführung sind nahezu zwingend, jedoch nicht Gegenstand des Projektes.

6.4 Thermohydraulische Effekte dezentraler Wärmeeinbindung

6.4.1 Übersicht auftretender Effekte

Bei der dezentralen Einbindung von Wärme ändern sich die thermohydraulischen Verhältnisse im Netz abhängig von der eingebundenen Wärmemenge in Bezug auf den örtlichen Wärmebedarf im Netz sowie der Einbindetemperatur $\vartheta_{\mathrm{Einb}}$. Dies führt zu zeitlichen und örtlichen Änderungen im Massestrom-, Temperatur- und Druckverlauf im Netz. Die daraus resultierenden relevanten Effekte im Netz werden im Folgenden beschrieben.

Strömungsrichtungsumkehr in Netzabschnitten

Die nominelle Strömungsrichtung in einem Netzabschnitt ist immer durch den Referenzfall ohne dezentrale Wärmeeinbindung gegeben. Ausnahmen bilden Rohrabschnitte in Maschen, die auch im Referenzfall eine Strömungsrichtungsumkehr erfahren können, bedingt durch zeitliche und örtliche Laständerungen im Netz. Eine zeitweise Strömungsrichtungsumkehr im Netz kann auftreten, wenn lokal ein Wärmeüberschuss im Netzabschnitt vorliegt. Das bedeutet, dass der dezentrale Erzeuger mehr Wärme in das Netz einbindet als die stromabwärts, in nominaler Vorlaufrichtung, gelegenen Abnehmer benötigen. In diesem Fall dreht sich die Strömung im Vorlauf (und entsprechend im Rücklauf) um und das Wasser strömt entgegen der nominalen Vorlaufrichtung (siehe schematische Darstellung in Abbildung 6.22 Abschnitt zwischen DE und gestrichelt dargestellter Versorgungsgrenze). Infolge dessen reduziert sich der Volumenstrom der zentralen Erzeugereinheit in Richtung dieses Netzabschnittes äquivalent zu den Abnehmerbedarfswerten rechtsseitig der Versorgungsgrenze. Eine Strömungsrichtungsumkehr ist in Fernwärmenetzen nicht ungewöhnlich und tritt in Maschen durch Lastwechsel häufiger auf. Durch die dezentrale Wärmeeinbindung kann eine Strömungsrichtungsumkehr auftreten, die bei ausreichender Größe bis zurück zum zentralen Erzeuger reichen kann.

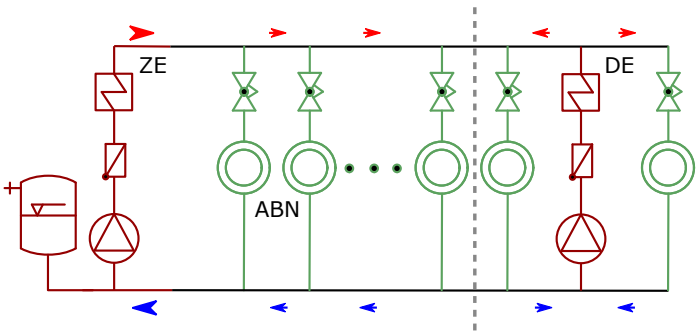


Abbildung 6.22: Dezentraler Erzeuger (DE) versorgt den Teil der Abnehmer des Netzstranges rechtsseitig von Versorgungsgrenze (gestrichelte Linie), Quelle [Rüh+15]

Entstehen von wandernden Versorgungsgrenzen (Übergangsbereich zwischen nominaler Strömungsrichtung und Strömungsrichtungsumkehr)

Bei auftretender Strömungsrichtungsumkehr durch dezentrale Wärmeeinbindung bildet sich ein Grenzbereich am Übergang von Rückströmung und nominaler Strömungsrichtung aus. Dieser Bereich wird als Versorgungsgrenze definiert und markiert den Übergang vom zentral mit Wärme versorgten zum dezentral versorgten Gebiet im Netz (siehe auch Abbildung 6.22). Im Grenzbereich kommt die Strömung zum Erliegen und das Wasser steht still. Die Versorgungsgrenze ist dabei zeitlich und örtlich stark schwankend und abhängig von der aktuell dezentral eingebundenen Wärme und dem Abnehmerbedarf in dem Gebiet.

Druckänderungen aufgrund der lokalen Transportfunktion der Einbindepumpen

Bei der in diesem Projekt untersuchten Rücklauf-Vorlauf-Einbindung (siehe Abschnitt 6.1.3) müssen die dezentralen Einbindepumpen nicht nur den Druckverlust der Station selbst, sondern auch die anliegende Druckdifferenz zwischen Rücklauf und Vorlauf bereitstellen, um die dezentral bereitgestellte Wärme in das Netz zu bringen. Dabei übernehmen sie lokal die Transportfunktion im Netz und entlasten entsprechend die zentrale Umwälzpumpe. Um die Unterschiede zum Referenzfall zu verdeutlichen, ist in Abbildung 6.23 (oben) der typische Druckverlauf im Netz, beginnend von der zentralen Umwälzpumpe (UWP) bis zum letzten Abnehmer mit der minimal nach TAB notwendigen Druckdifferenz $\Delta p_{\mathrm{Abn,min}}$ skizziert. Darunter ist der Druckverlauf für den Fall einer dezentralen Wärmeeinbindung mit dezentraler Einbindepumpe zu sehen. Bei gleichbleibender Abnehmerdruckdifferenz $\Delta p_{\mathrm{Abn,min}}$ zeigt sich, dass die Einbindepumpe die erforderliche Druckdifferenz sowohl für den Transport bis zum Strangende als auch bis zur Versorgungsgrenze in Richtung der zentralen UWP aufprägen muss. Die zentrale UWP muss in dem Fall sowohl einen geringeren Volumenstrom transportieren als auch nicht mehr bis zum letzten Abnehmer versorgen, wodurch die von ihr aufzuprägende Druckdifferenz Δp_{UWP} reduziert ist. Mit zunehmender Wärmeeinbindung kann sich die Druckdifferenz an der zentralen UWP deutlich reduzieren und auch der Druckverlauf im Netz signifikant ändern.

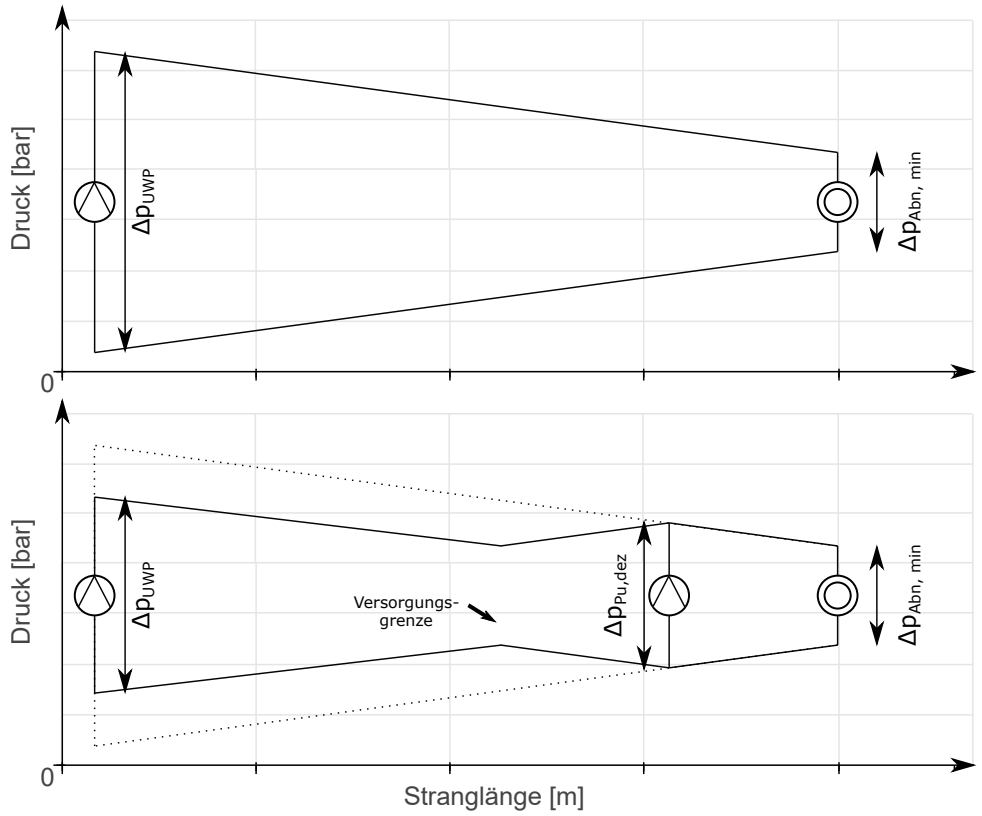


Abbildung 6.23: Vereinfachte Darstellung Druckverlauf im Normalbetrieb (oben) und mit dezentraler Einbindung (unten)

Rückströmung der Wärme zum zentralen Erzeuger bei Wärmeüberschuss im Netz

Kommt es zu einer erhöhten dezentralen Wärmeeinbindung im Netz, reduziert sich der Anteil der von der zentralen Erzeugung zur Verfügung gestellten Wärme. Bei weiter steigendem dezentralen Wärmeeintrag und geringeren Netzlasten, wie in den Sommermonaten üblich, kann es zur Vollversorgung des Netzes durch die dezentralen Erzeuger kommen. Die dezentralen Einbindepumpen würden die komplette Transportfunktion im Netz übernehmen und die zentrale Umwälzpumpe könnte theoretisch außer Betrieb gehen. Dies gilt auch für den Fall, dass zusätzlich zur Vollversorgung dezentral Wärmeüberschüsse generiert werden, die eine zentrale Speichereinheit aufnimmt.

Zyklische Temperaturänderungen in den Rohren

Wie bei den Druckverläufen ergeben sich neben den üblichen Schwankungen im Normalbetrieb bei der dezentralen Wärmeeinbindung zusätzliche Temperaturschwankungen. Der Temperaturverlauf im Vorlauf ist im Normalfall abfallend von der zentralen Erzeugereinheit bis hin zum letzten Abnehmer, bedingt durch die thermischen Verluste an die Umgebung. Wie stark die Auskühlung ist, hängt von Außentemperatur, Wassertemperatur und Fließgeschwindigkeit ab. In Abbildung 6.24 ist schematisch ein Temperaturverlauf für den Vorlauf im Referenzfall, d. h. ohne dezentrale Einbindung (rote Linie), dargestellt. Findet nun eine Wärmeeinbindung an den drei Einbindepunkten mit der definierten Einbindetemperatur $\vartheta_{\mathrm{Einb}}$ auf dem Niveau der

Netzfahrkurve ϑ_{FK} statt, ergibt sich der Verlauf entsprechend der grünen Linie. Diese Schwankungen führen als Antwort der Abnehmer auf geänderte Vorlauftemperaturen auch zu Temperaturschwankungen im Rücklauf.

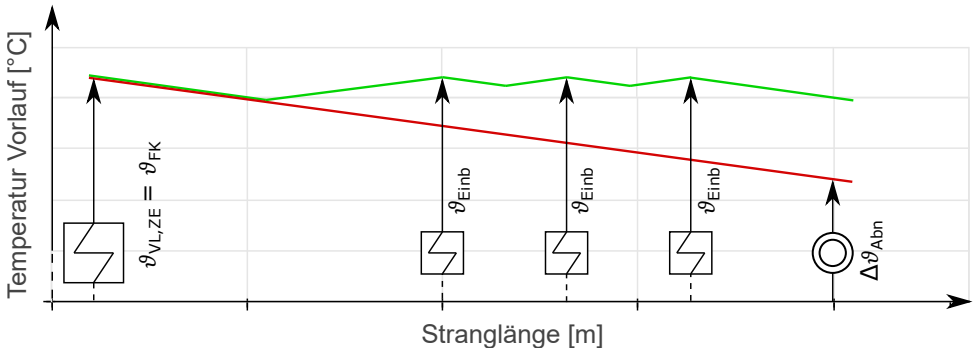


Abbildung 6.24: Vereinfachte Darstellung Temperaturverlauf im Vorlauf für den Normalbetrieb (rot) und mit dezentraler Einbindung (grün)

6.4.2 Methodik der Untersuchung

Die im nachfolgenden durchgeführte Analyse der thermohydraulischen Effekte bezieht sich auf ausgewählte Ergebnisse der Varianten der Simulationsstudie. Da die grafische Darstellung der Effekte für den kompletten Jahresverlauf nicht möglich ist, werden repräsentative Zeitpunkte für die Betrachtung herangezogen. Im Fokus stehen dabei die Parameter Temperatur, Druck und Massestrom bzw. Strömungsgeschwindigkeit im Netz. Die zuvor beschriebenen Effekte werden dabei im Gesamtnetz für einen definierten Zeitpunkt sowie als Verlauf im Strang über einen definierten Zeitraum betrachtet. Für das Netz B erfolgt auf Grund der hohen Variantenzahl eine Fokussierung auf solche, die hinsichtlich der Effekte repräsentativ für alle anderen sind. Des Weiteren ist es ausreichend, eine Speicherfahrweise – hier nur die Varianten mit Dauer-Speicherfahrweise (SF-D) – darzustellen, da die Speicherfahrweise eines zentralen Speichers keinen Einfluss auf die thermohydraulischen Effekte im Netz hat. Nur der Anteil der vom zentralen Erzeuger bereitzustellenden Wärme variiert und beeinflusst die Betriebsführungsoptimierung, die jedoch nicht Gegenstand der Untersuchungen war. Zudem wird im Nachfolgenden nur noch der Standort Potsdam (POT) betrachtet. Die Auswertung der Wärmeeinträge und dezentralen Deckungsanteile aus Abschnitt 6.3 hat gezeigt, dass die Unterschiede zwischen den beiden Standorten sehr gering sind und aufgrund der identischen Einbindebedingungen auch die betrachteten Effekte identisch sind.

Die hier aufgezeigten Effekte dienen als Grundlage für die in Abschnitt 6.5 durchgeführte Auswertung der Wirkungen auf Komponenten und Kenngrößen im Fernwärmenetz.

6.4.3 Ausgewählte Ergebnisse im Netz G

6.4.3.1 Zeiten der Betrachtung und Auswahl Strang

Für das Netz G wird im Nachfolgenden die Variante ST-100 mit $5 \cdot 100\,m^2$ Solarthermieanlagen ausgewertet. Die Positionen der fünf solarthermischen Einbinder sind in Abbildung 6.26 mit DE markiert.

Grundsätzlich erfolgen Darstellungen

- entweder für repräsentative Zeiträume (Tage bzw. Wochen) entlang eines Stranges oder
- für einen bestimmten Zeitpunkt an einem repräsentativen Tag für das Gesamtnetz oder einen Strang.

Als repräsentativer Zeitraum für hohe dezentrale Anteile und damit signifikante Netzwirkungen kann die Woche vom 29.06. 00:00 Uhr bis 06.07. 00:00 Uhr dienen. Der 2. Juli ist einer der Tage mit den höchsten solaren Erträgen im Jahr. In Abbildung 6.25 ist der Verlauf der relevanten Wärmeleistungen für den betrachteten Tag zu sehen. Die blaue Linie zeigt die Summe der Abnehmerbedarfe im Netz, die graue Linie die von der zentralen Erzeugereinheit gelieferte Wärme und die schwarze Linie die aktuellen Netzverluste an. Die orange Linie verdeutlicht die Summe der dezentral eingebundenen Wärme und die grüne Linie die eingespeicherte Wärme in den zentralen Speicher. Zu sehen ist, wie gegen 08:00 Uhr die Wärmeeinbindung in das Netz beginnt und stetig steigt. Bereits eine Stunde später deckt die dezentral bereitgestellte Wärme den für einen Sommertag üblichen, geringen Wärmebedarf im Netz vollständig. Die zentrale Wärmeerzeugung (graue Linie) geht außer Betrieb und die überschüssige Wärme wird im zentralen Speicher gespeichert (grün). Um 13:15 Uhr erreicht die solare Wärmeeinbindung den höchsten Wert. Genau für diesen Zeitpunkt soll die Darstellung der Ergebnisse der thermohydraulischen Simulation für das Gesamtnetz G erfolgen.

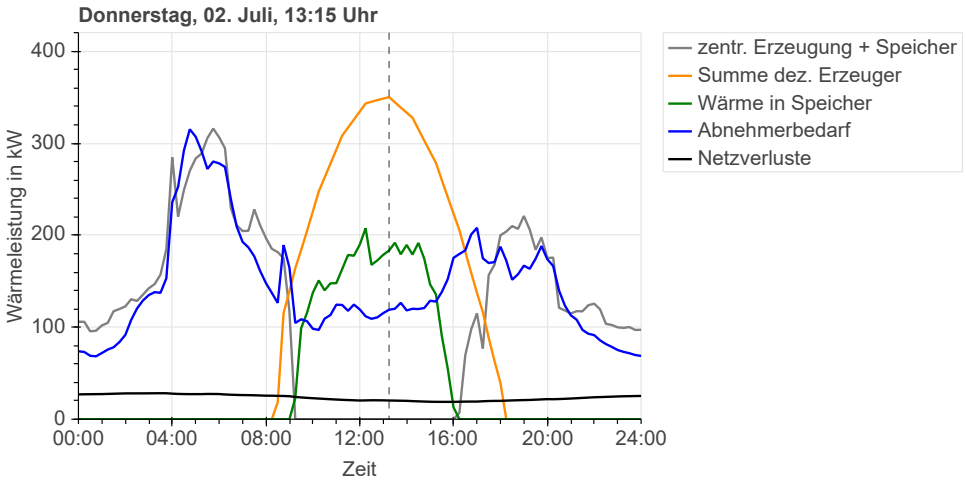


Abbildung 6.25: Verlauf relevanter Wärmeleistungen für den betrachteten Tag im Netz G, gestrichelte vertikale Linie zeigt betrachteten Zeitpunkt an

Sind typische Zeiträume (Tage, Wochen) grafisch auszuwerten, so soll dies beispielhaft für Strang 1 erfolgen, der ausgehend vom zentralen Erzeuger (ZE) über den Abzweig A1 mit insgesamt drei dezentralen Erzeugern (DE an den Abnehmerpunkten 02, 09 und 27) bis zum Strangende (SE) verläuft. Der Strang ist in Abbildung 6.26 rot markiert.

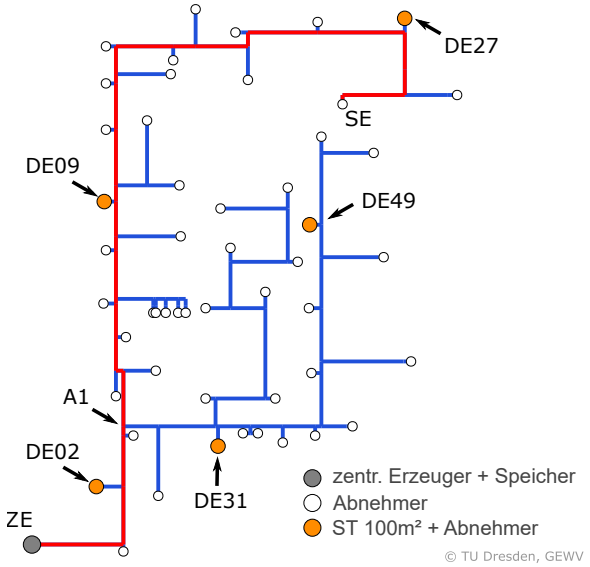


Abbildung 6.26: Netz G mit Verlauf des betrachteten Stranges (rote Markierung) und darauf liegenden dezentralen Erzeugern, (ZE - zentraler Erzeuger, SE - Strangende)

Die entsprechenden zeitlichen Verläufe für den Referenzfall sind im Anhang im Abschnitt E.3.2.1 zu finden.

6.4.3.2 Massestromverteilung

Gesamtnetz (02. Juli, 13:15 Uhr)

In Abbildung 6.27 ist der Massestromverteilung im Netz G zum betrachteten Zeitpunkt dargestellt. Gegenübergestellt sind der Referenzfall ohne dezentrale Erzeuger (links) und die Variante mit dezentralen Erzeugern (rechts). Die Rohrabschnitte sind farblich entsprechend des vorherrschenden Massestroms gekennzeichnet. Die blaue Farbgebung zeigt einen positiven Massestrom an (nominale Strömungsrichtung), die rote Farbgebung einen negativen (Strömungsrichtungsumkehr) und graue Abschnitte zeigen einen Strömungsstillstand bzw. eine sehr geringe Strömung – also die Versorgungsgrenze – an. Die Massestromskale ist hierbei zum Aufzeigen der Grenzeffekte auf einen etwas kleineren Bereich reduziert; die auftretenden Masseströme können abschnittsweise deutlich darüber liegen. Im Bild links ist zu sehen, wie sich der Massestrom ausgehend vom zentralen Erzeuger im Netz verteilt und in Richtung der Strangenden durch die Abnehmermasseströme stetig abnimmt. Im Vergleich dazu zeigt sich im rechten Bild überwiegend ein negativer Massestrom, welcher eine Strömungsrichtungsumkehr indiziert. An den Enden der Stränge 1 und 2 ist hinter den dezentralen Erzeugern ein positiver Massestrom erkennbar, der die letzten Abnehmer versorgt. Ebenso herrscht im Strang 3 nach dem Abzweig vom Strang 2 ein positiver Massestrom, da sich hier keine Erzeuger befinden und

der Strang 3 somit komplett von dezentralen Erzeugern aus Strang 2 versorgt wird. Der Wärmeüberschuss im Netz führt zu einer Strömungsrichtungsumkehr bis zur zentralen Erzeugereinheit und belädt den dort positionierten Speicher mit Wärme.

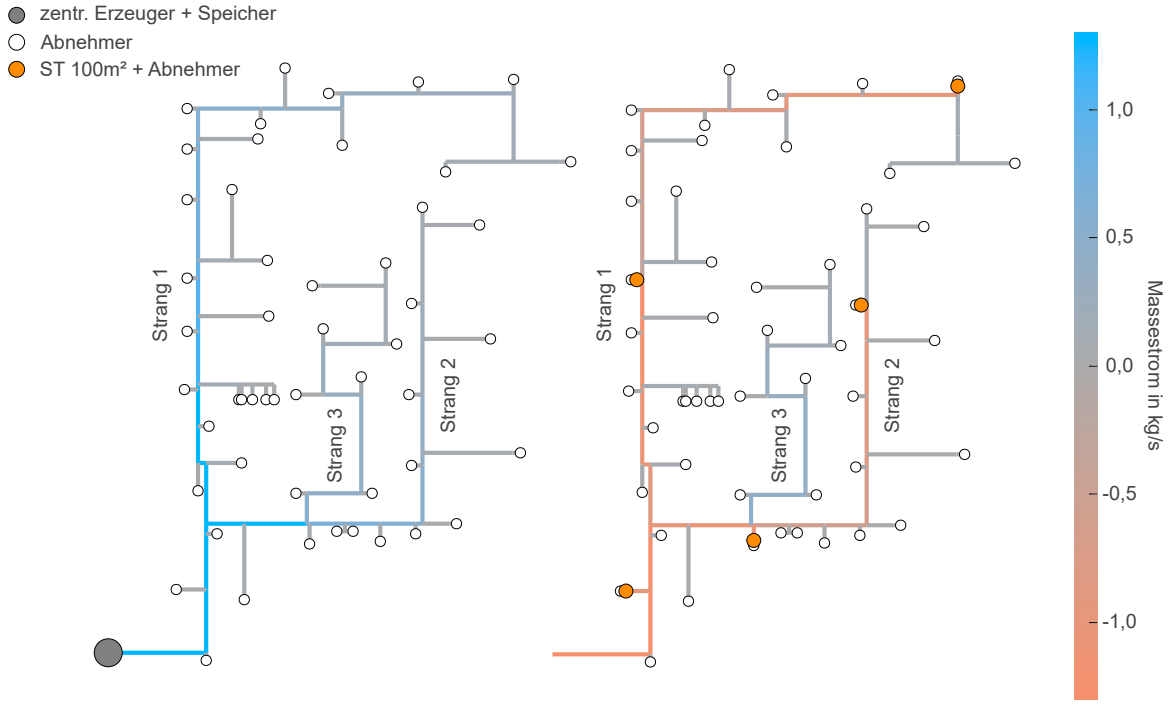


Abbildung 6.27: Massestromverteilung im Vorlauf für das Netz G zum Zeitpunkt 02.07.15, 13:15 Uhr, Referenzvariante (links) und Variante ST-100 mit $5 \cdot 100\,m^2$ Solarthermiefläche (rechts)

Wochenverlauf Strang 1

In Abbildung 6.28 (unten) ist die Massestromverlauf der Vorlaufleitung im Strang 1 zu sehen (Strangverlauf siehe Abbildung 6.26). Die blaue Farbgebung zeigt wiederum einen positiven Massestrom an, die rote einen negativen und die hellblaue einen Stillstand bzw. sehr geringe Strömung. An der vertikalen Achse sind die Teilstrecken vom Erzeuger beginnend bis hin zum Abnehmer am Strangende aufgetragen (nicht längengetreu). Auf der x-Achse ist der Zeitverlauf über sieben Tage aufgetragen. Der entsprechende Verlauf der Wärmeleistung vom zentralen Erzeuger sowie der einzelnen dezentralen Erzeuger[10] auf dem Strang ist in der oberen Abbildung dargestellt. Es zeigt sich an allen Tagen für einen gewissen Zeitraum eine Strömungsrichtungsumkehr, die bis zum zentralen Erzeuger reicht. Die Übergangsbereiche (hellblau) markieren die Versorgungsgrenze als Übergang von Wärmeüberschuss zu Wärmebedarf im Netz. Der dezentrale Erzeuger DE27 versorgt bei Wärmeeinbindung die verbliebenen Abnehmer bis zum Strangende (SE). In Gegenrichtung ist eine Strömungsrichtungsumkehr zu erkennen, die je nach Tag und Zeit die Wärme bis zum nächstgelegenen dezentralen Erzeuger DE09 führt. Am Beispiel des 29.06. ist gegen 12:00 Uhr mittags an den blauen Schlieren zwischen DE09 und DE27 zu erkennen, dass die Versorgung dort kurzfristig nicht mehr durch

[10] Da es sich um jeweils 100 m² Anlagen mit gleicher Ausrichtung handelt, liegen die Linien nahezu identisch übereinander

den Erzeuger DE27 gedeckt werden kann, und die Wärme vom Erzeuger DE09 geliefert wird. Ursache der Schwankung ist ein kurzzeitiger Einbruch der Einbindeleistung, wie im Leistungsdiagramm (oben) zu sehen. An allen Tagen ist jedoch eine Strömungsrichtungsumkehr bis zum zentralen Erzeuger (ZE) ersichtlich, was auf einen Wärmeüberschuss im Netz und somit eine Einspeicherung von Wärme hindeutet. Die vom Strangende (SE) weiter reichenden hellblauen Bereiche in den Abend- und Nachtstunden indizieren einen reduzierten Massestrom, der bedingt ist durch einen reduzierten Wärmebedarf zu dieser Zeit.

Als Äquivalent zum Massestrom ist für den betrachteten Strang und Zeitraum im Anhang in Abbildung E.19 der Verlauf dre Strömungsgeschwindigkeit dargestellt.

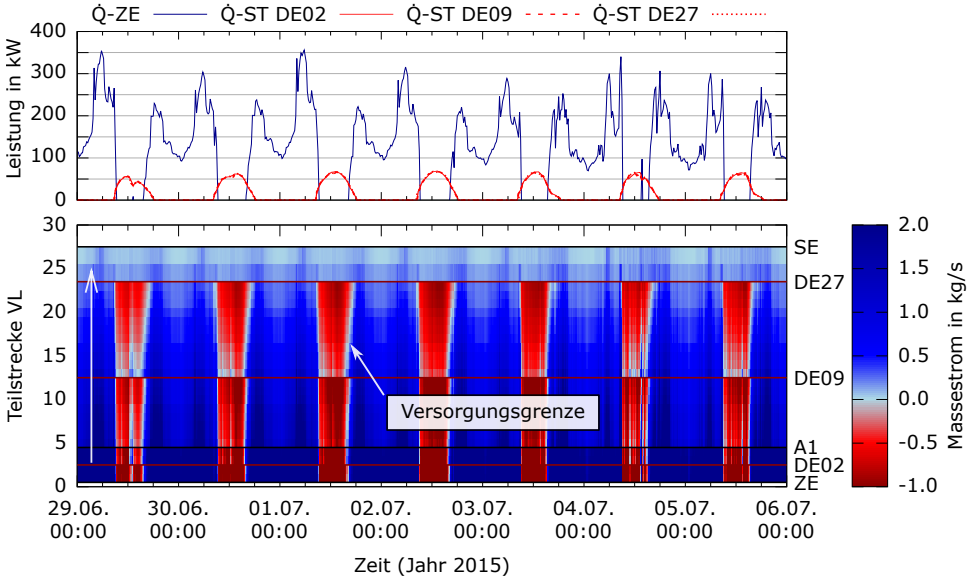


Abbildung 6.28: Wärmestromverlauf der dez. Erzeuger (oben) und Massestromverteilung für den betrachteten Strang im Vorlauf, Netz G, Sommerwoche

6.4.3.3 Temperaturverlauf

Gesamtnetz (02. Juli, 13:15 Uhr)

Äquivalent zur Massestromverteilung ist in Abbildung 6.29 für den 2. Juli, 13:15 Uhr der Temperaturverlauf im Vorlauf für das gesamte Netz dargestellt. Gegenübergestellt sind wiederum der Referenzfall (links) und die Variante mit dezentralen Erzeugern (rechts). Im Bild links ist zu sehen, wie der zentrale Erzeuger mit 65 °C nach Netzfahrkurve Wärme in das Netz führt und der Vorlauf sich entlang der drei Stränge bis unter 63 °C abkühlt. Bei der Variante mit dezentraler Wärmeeinbindung (rechts) ist zum gleichen Zeitpunkt zu sehen, wie die fünf Erzeuger Wärme mit 65 °C in den Vorlauf führen, entsprechend der vorgegebenen Einbindetemperatur $\vartheta_{\mathrm{Einb}}$. Es zeigt sich eine konstantere Temperaturverteilung, die aufgrund der im Netz verteilten Erzeuger auch in den Strangenden nur zu einem geringen Temperaturabfall führt. Lediglich im Strang 3 findet eine höhere Auskühlung statt, da hier kein dezentraler Erzeuger platziert ist. Da zu dem Zeitpunkt ein Wärmeüberschuss im Netz herrscht, wird dieser zum zentralen Erzeuger mit Speichereinheit geführt. Dies führt aufgrund der bis dahin stattfindenden Auskühlung zu einer leicht geringeren Temperatur am zentralen Erzeuger.

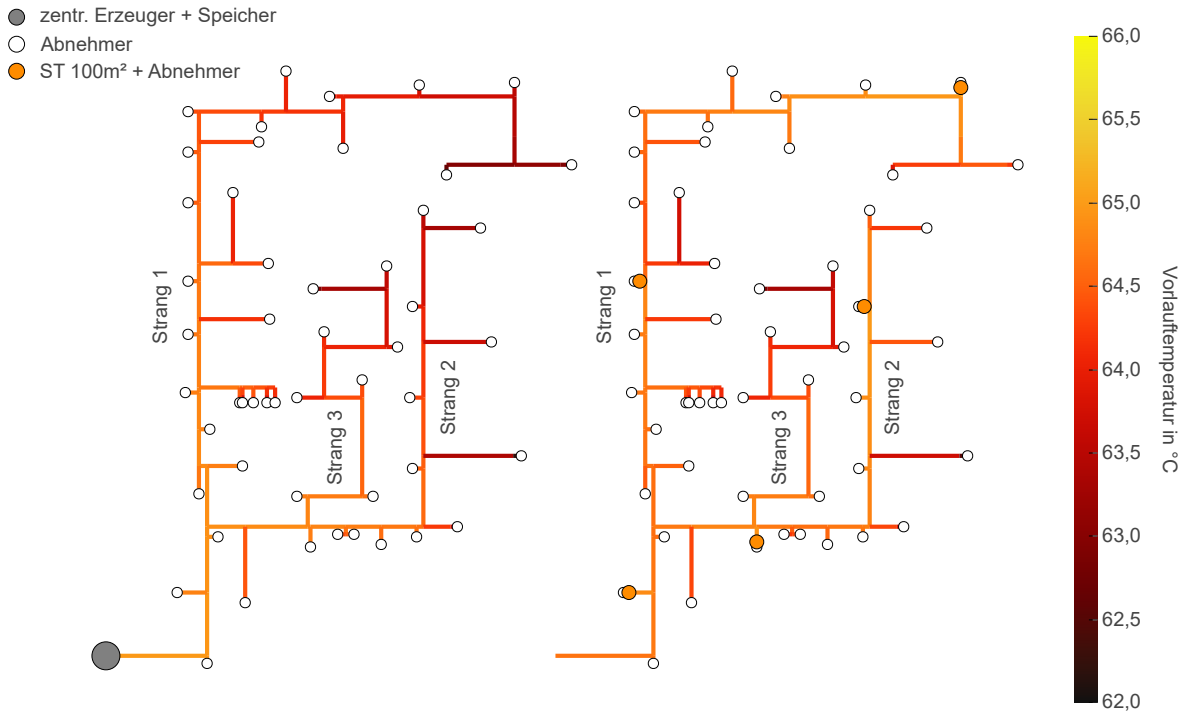


Abbildung 6.29: Temperaturverlauf im Vorlauf Netz G zum Zeitpunkt 02.07.15, 13:15 Uhr, Referenzvariante (links) und Variante ST-100 mit $5 \cdot 100\,m^2$ Solarthermiefläche (rechts)

Strang 1 (02. Juli, 13:15 Uhr)

Zusätzlich ist für den Strang 1 in Abbildung 6.30 für den betrachteten Zeitpunkt die Temperatur im Vor- und Rücklauf über der Stranglänge abgebildet. Im Referenzfall (rote Linie) zeigt sich im Vorlauf ein homogener Abfall der Temperatur bedingt durch die Auskühlung. Die entsprechende Rücklauftemperatur ist im unteren Diagramm zu sehen. Die grünen Linien zeigen den Fall mit dezentraler Wärmeeinbindung. Im Vorlauf ergibt sich bedingt durch die drei nach Netzfahrkurve einbindenden Erzeuger im Strang teilweise ein höheres Temperaturniveau. Die Temperatur wird am DE27 bei ca. 750 m Stranglänge auf Soll-Vorlauftemperatur angehoben. In Richtung Netzende treten für die Versorgung der nachfolgenden Abnehmer durch DE27 Wärmeverluste und damit ein Abfall der Vorlauftemperatur auf. Wegen der Strömungsrichtungsumkehr ab Versorgungsgrenze (Einbindepunkt DE27) fällt die Vorlauftemperatur von DE27 in Richtung ZE und wird an den Einbindestellen DE09 bzw. DE02 immer wieder etwas angehoben, wodurch das abgebildete Profil entsteht. Die Rücklauftemperatur zeigt ein deutlich anderes Bild gegenüber dem Referenzfall. Am zentralen Erzeuger liegt die Temperatur bei nur etwas über 48 °C, was bedingt ist durch die aktuelle Speicherbeladung, bei der die untere Speichertemperatur in den Rücklauf des Netzes geführt wird (siehe Annahmen Speichermodell in Abschnitt 6.2.2). Entlang des Stranges wird diese dann durch die Abnehmer wieder angehoben und erreicht am Strangende nahezu das Referenzniveau. An diesem Beispiel ist zu sehen, dass es allein bei der Betrachtung des Vorlaufs zu zusätzlichen Temperaturschwankungen im Netz durch dezentrale Wärmeeinbindung kommen kann. Unter der hier festgelegten Bedingung der Einbindung

mit der Netzfahrkurventemperatur ergeben sich die größten Differenzen zum Referenzfall, je weiter die Einbindestelle vom zentralen Erzeuger entfernt ist.

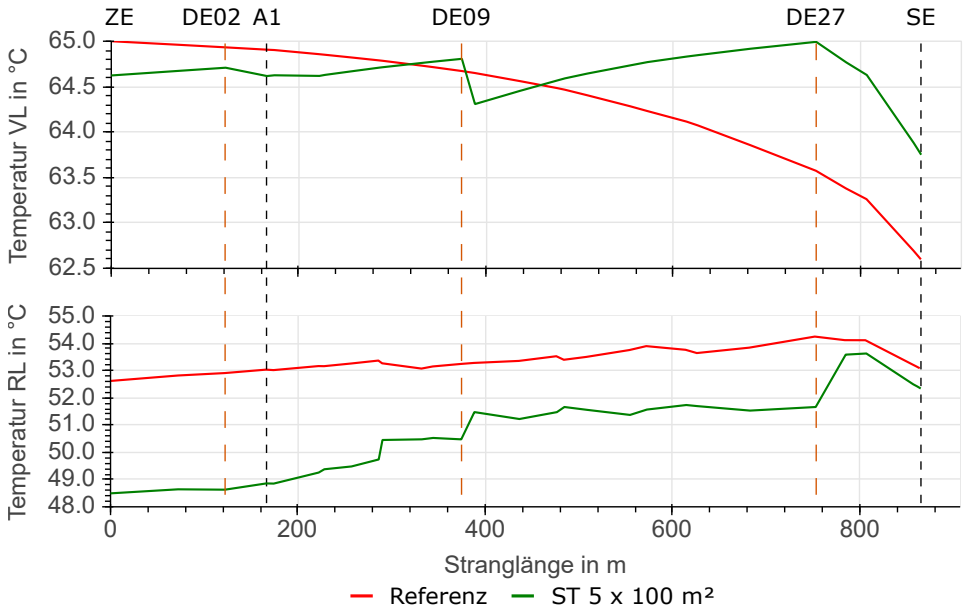


Abbildung 6.30: Temperaturverlauf in Vor- und Rücklauf im Netz G für den betrachteten Strang zum Zeitpunkt 02.07.15, 13:15 Uhr, Referenzvariante (rot) und Variante ST-100 mit $5 \cdot 100\,m^2$ Solarthermiefläche (grün)

Wochenverlauf Strang 1

Der zeitliche Temperaturverlauf von Vor- und Rücklauf im Strang 1 ist in Abbildung 6.31 für den gleichen Zeitbereich wie beim Massestromverlauf dargestellt, wiederum für sieben Tage im Sommer.

Es zeigen sich die zuvor betrachteten Temperaturschwankungen je nach Netzabschnitt über den kompletten Zeitraum. Die hellen Bereiche an den Strangenden im Vorlauf in den Abend- und Nachtstunden lassen eine deutliche Auskühlung erkennen, werden tagsüber jedoch durch den dann signifikanten Bedarf wieder auf ein höheres Temperaturniveau gehoben[11]. Die etwas helleren Übergänge im Vorlauf (siehe Markierung) sind Bereiche, die durch die dort auftretende Versorgungsgrenze etwas stärker auskühlen. Die Rücklauftemperaturen zeigen einen deutlichen Übergang von den Abend- und Nachtstunden mit erhöhten Temperaturen auf den morgendlichen Bereich (siehe Markierung). Ursache hierfür ist jedoch nicht die dezentrale Wärmeeinbindung, sondern ein erhöhter Wärmebedarf, der auch im Strangende des Vorlaufs bedingt durch einen erhöhten Massestrom und damit geringeren Temperaturabfall eine höhere Vorlauftemperatur verursacht. Während der dezentralen Wärmeeinbindung kommt es zu verstärkten Schwankungen der Rücklauftemperatur, die bedingt ist durch die wandernden Versorgungsgrenzen und die damit verbundenen veränderlichen Strömungsverhältnisse.

[11] Im Vergleich zum Referenzfall liegt diese Temperatur etwas höher, da DE27 nach Netzfahrkurve einbindet (s. a. Abbildung 6.30)

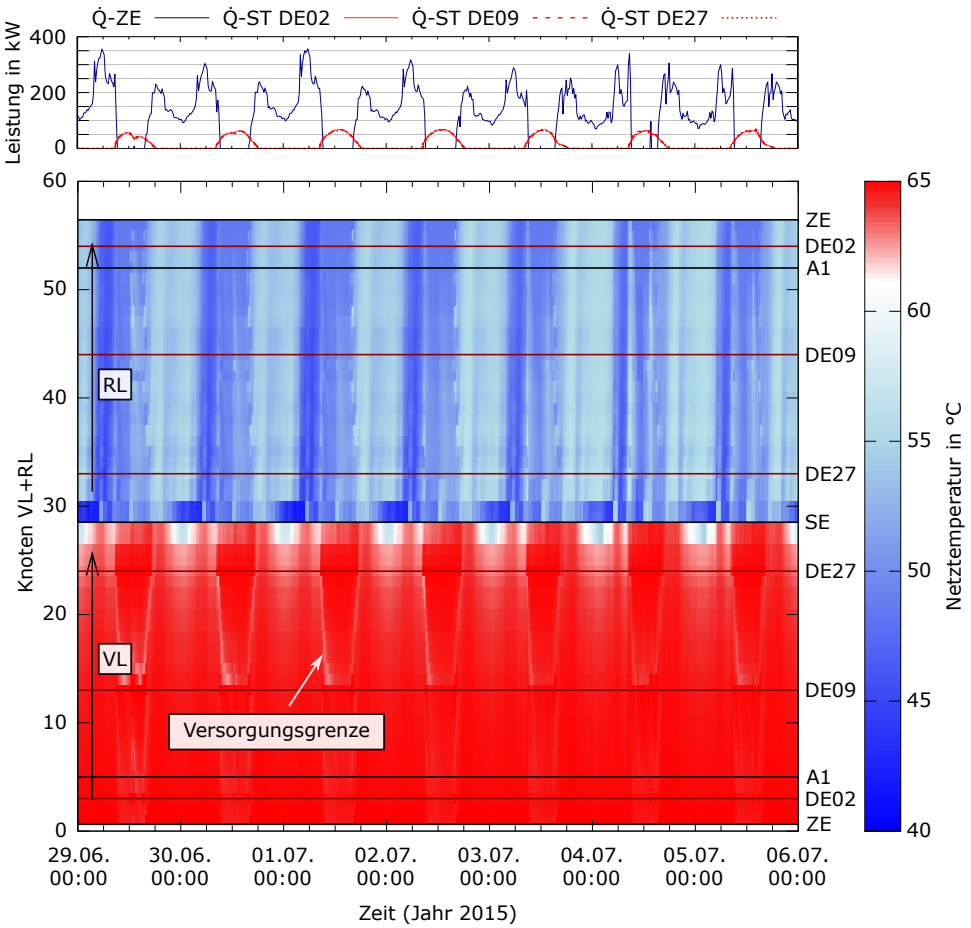


Abbildung 6.31: Temperaturverlauf für den betrachteten Strang in Vorlauf- und Rücklaufleitung, Netz G, Sommerwoche

6.4.3.4 Druckverlauf

Gesamtnetz (02. Juli, 13:15 Uhr)

In Abbildung 6.32 ist für den Zeitpunkt der Druckverlauf im Vorlauf von Netz G dargestellt. Im Referenzfall (links) ist ausgehend vom konstanten Vorlaufdruck am zentralen Erzeuger von 2,6 bar nur ein sehr geringer Druckabfall im Netz zu sehen, bedingt durch den geringen Wärmebedarf im Netz und somit geringe Masseströme. Im Bild (rechts) ist zu sehen, dass an Stellen der dezentralen Wärmeeinbindung der Druck über dem Niveau des am zentralen Erzeugers anliegenden Druckes liegt. Da die dezentralen Solarthermieerträge den Bedarf im Netz überschreiten, ist zusätzlich zur Abnehmerversorgung auch noch der Transport der Überschusswärme zum zentralen Speicher zu realisieren. Tendenziell ist also mit erhöhten Druckverlusten zu rechnen. Um die dezentral erzeugte Wärme lokal am Einbindeort in das Netz zu bringen, wird die Druckdifferenz an den Einbindestellen entsprechend erhöht. Jede Einbindepumpe übernimmt lokal die Transportfunktion und in diesem Fall alle zusammen den Transport im gesamten Netz. Die aufzubringende Druckdifferenz ist dabei stark abhängig von der Position im Netz. So muss der im Strangende von Strang 1 gelegene Erzeuger einen deutlich höhere Druckdifferenz aufbringen, um die Wärme in das Netz zu führen, als der dezentrale Erzeuger zuvor.

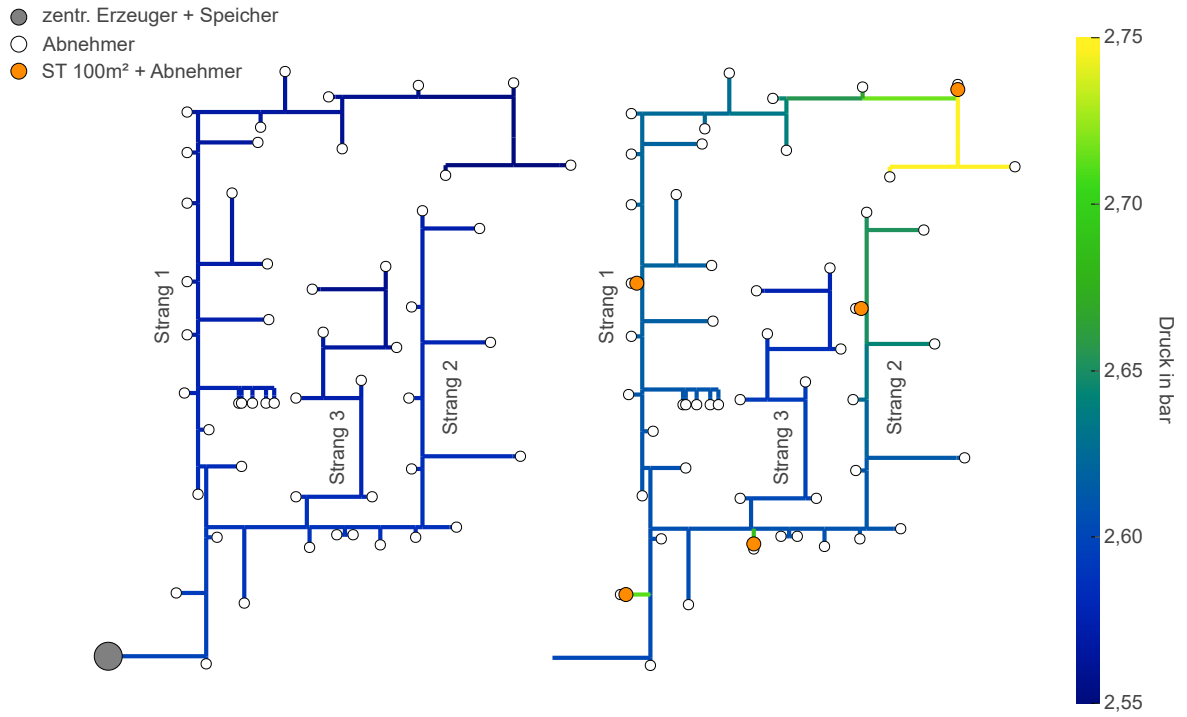


Abbildung 6.32: Druckverlauf im Vorlauf für das Netz G zum Zeitpunkt 02.07.15, 13:15 Uhr, Referenzvariante (links) und Variante ST-100 mit $5 \cdot 100\,\mathrm{m^2}$ Solarthermiefläche (rechts)

Strang 1 (02. Juli, 13:15 Uhr)

Zur transparenteren Darstellung der vorgenannten Effekte ist in Abbildung 6.33 der Verlauf des Druckes im Strang 1 für den betrachteten Zeitpunkt zu sehen. Bedingt durch die zu überwindende Konstantdruckdifferenz am zentralen Erzeuger von 1,6 bar müssen die nachgeschalteten dezentralen Erzeuger die Druckdifferenz immer weiter erhöhen, um die erzeugte Wärme in das Netz und zum zentralen Speicher zu transportieren. Zusätzlich erzeugen die in Richtung Strangende verbauten kleineren Rohrdurchmesser höhere Druckverluste bei erhöhten Einbindemassetsrömen. Dies äußert sich nicht nur in einer Erhöhung des Vorlaufdruckes, sondern äquivalent in einer Absenkung des Rücklaufdruckes, wie am letzten dezentralen Erzeuger des Stranges im Diagramm zu sehen. Ein ausreichend hohes Netzdruckniveau (Netzmitteldruck) ist daher erforderlich, um einen kritischen Druckabfall im Rücklauf bei dezentraler Einbindung zu vermeiden. Da entsprechend der Annahmen im Netz G die Druckdifferenz am zentralen Erzeuger auch im Fall der Vollversorgung auf $\Delta p_{\mathrm{ZE}} = 1{,}6\,\mathrm{bar}$ fixiert wurde, beträgt die Druckdifferenz für die dezentrale Einbindepumpe am DE27 zu diesem Zeitpunkt mit deutlichen solaren Überschüssen fast 2 bar. Selbst wenn Δp_{ZE} im Fall der Vollversorgung auf $\Delta p_{\mathrm{Abn,min}} = 0{,}5\,\mathrm{bar}$ reduziert würde, würde die Druckdifferenz für die Pumpe an DE27 noch ca. 1,5 bar betragen und die der Netzpumpen im Auslegungsfall überschreiten.

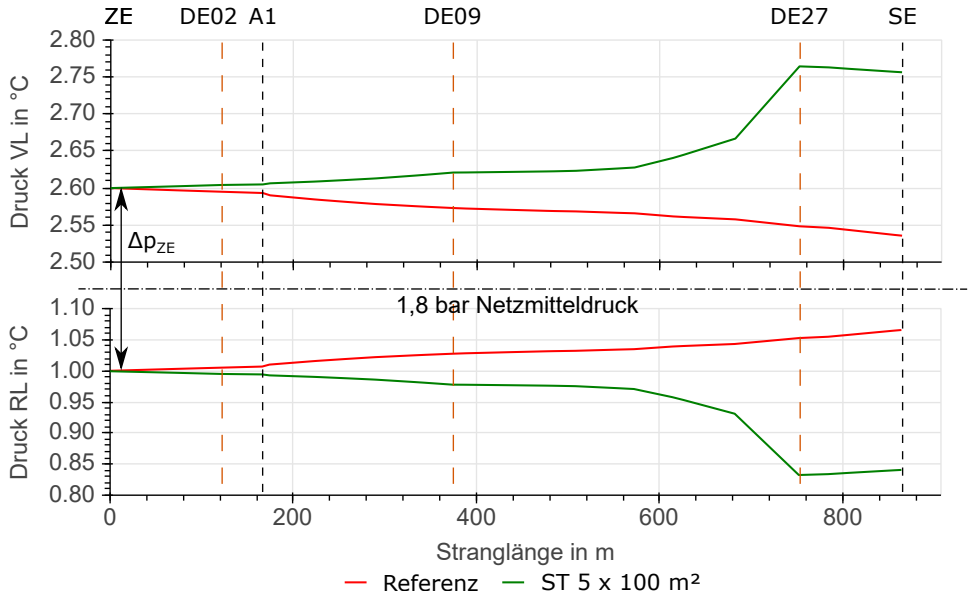


Abbildung 6.33: Druckverlauf in Vor- und Rücklauf im Netz G für den betrachteten Strang zum Zeitpunkt 02.07.15, 13:15 Uhr, Referenzvariante (rot) und Variante ST-100 mit $5 \cdot 100\,\text{m}^2$ Solarthermiefläche (grün)

Wochenverlauf Strang 1

In Abbildung 6.34 ist der Druckverlauf im Strang 1 für den Zeitbereich von sieben Tagen dargestellt. Es zeigen sich auch hierbei die Drucküber- bzw. -unterschreitungen bei dezentraler Wärmeeinbindung (siehe Markierung) im Vergleich zu dem Druckniveau am zentralen Erzeuger von 2,6 bar im Vorlauf und 1,0 bar im Rücklauf. Insbesondere im Strangende (SE) sind an allen Tagen um die Mittagszeit mit Vollversorgung und dezentralem Wärmeüberschuss die Notwendigkeit von Vorlaufdrücken deutlich über 2,7 bar und resultierende Rücklaufdrücke deutlich unter 1 bar ersichtlich. Die hellen Schlieren in den Morgen- und Abendstunden indizieren erhöhte Druckverluste in den Leitungen bedingt durch einen erhöhten Wärmebedarf im Netz.

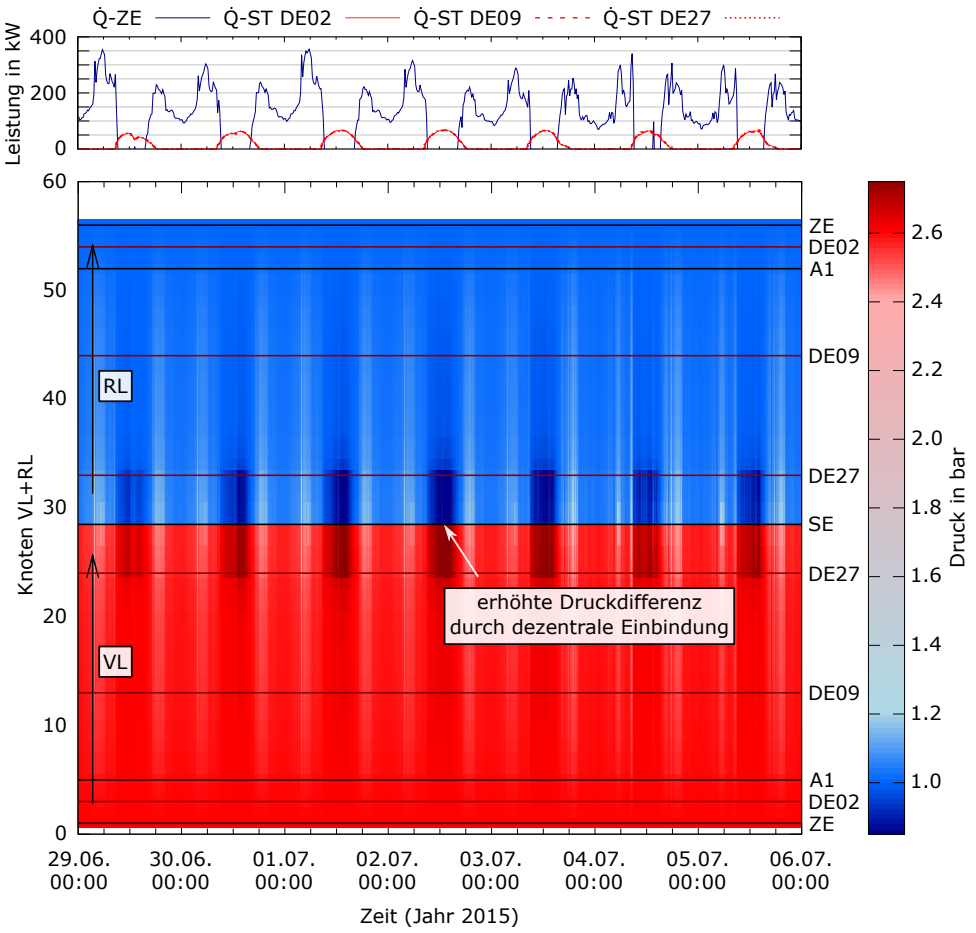


Abbildung 6.34: Druckverlauf für den betrachteten Strang in Vorlauf- und Rücklaufleitung, Netz G, Sommerwoche

6.4.4 Ausgewählte Ergebnisse im Netz B

6.4.4.1 Repräsentative Beispiele, Zeiten der Betrachtung und Auswahl Strang

Nachfolgend werden für das Netz B die thermohydraulischen Effekte aufgezeigt und analysiert. Als repräsentatives Beispiel für die unterschiedlichen Varianten dezentraler Erzeuger im Netz B wird die Variante ST-Ges mit 27.000 m² Kollektorfläche und 24 dezentralen Erzeugern ausgewählt. Somit sind im Netz $10 \cdot 500\,\text{m}^2$, $12 \cdot 1.000\,\text{m}^2$ und $2 \cdot 5.000\,\text{m}^2$ Solarthermieanlagen verteilt angeordnet. Als Gegenstück wird zum Vergleich vereinzelt die Variante BHKW-580 mit $10 \cdot 580\,\text{kW}$ im Netz verteilten BHKW an den Standorten der 500 m² Anlagen herangezogen. Die Position der dezentralen Erzeuger ist in Abbildung 6.36 zu sehen. Äquivalent zu Netz G sind die entsprechenden zeitlichen Verläufe für den Referenzfall im Netz B im Anhang im Abschnitt E.4.2.1 abgebildet. Bei der Auswertung erfolgen die Darstellungen wiederum

- entweder für repräsentative Zeiträume (Tage bzw. Wochen) entlang eines Stranges oder
- für einen bestimmten Zeitpunkt an einem repräsentativen Tag für das Gesamtnetz oder einen Strang

in der Woche vom 29.06. bis 06.07., wobei der 2. Juli als Tag mit sehr hohen Solarerträgen näher betrachtet wird. In Abbildung 6.35 ist der Verlauf der relevanten Wärmeleistungen für den Tag abgebildet. Der Wärmebedarf der Abnehmer im Netz (blaue Linie) ist mit ca. 5 MW sehr gering. Demgegenüber steht ein solarer Wärmeeintrag von fast 18 MW um 13:15 Uhr des Tages (siehe Markierung). Somit ist ein erheblicher Wärmeüberschuss von ca. 13 MW im Netz vorhanden, der in den zentralen Speicher (grüne Linie) geführt wird.

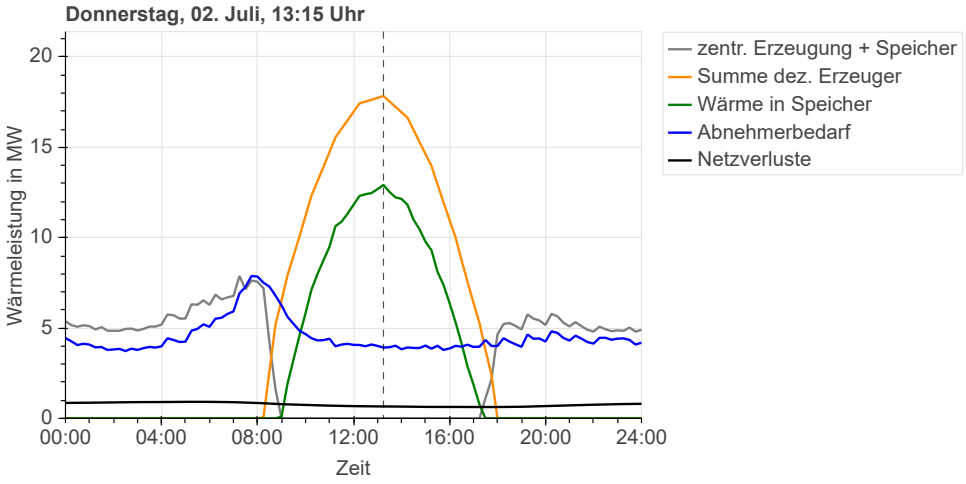


Abbildung 6.35: Verlauf relevanter Wärmeleistungen für den betrachteten Tag im Netz B, Markierung zeigt betrachteten Zeitpunkt an

Der betrachtete Strang für das Netz B ist in Abbildung 6.36 im Netz dargestellt. Die Betrachtung erfolgt mit einem Strang, der beginnend am zentralen Erzeuger (ZE) entlang der Maschen A und B in das dichter besiedelte Gebiet D führt und endet am hier definierten Netzführungspunkt, dem Strangende (SE). Entlang des Stranges befinden sich neun dezentrale Erzeuger unterschiedlicher Größe.

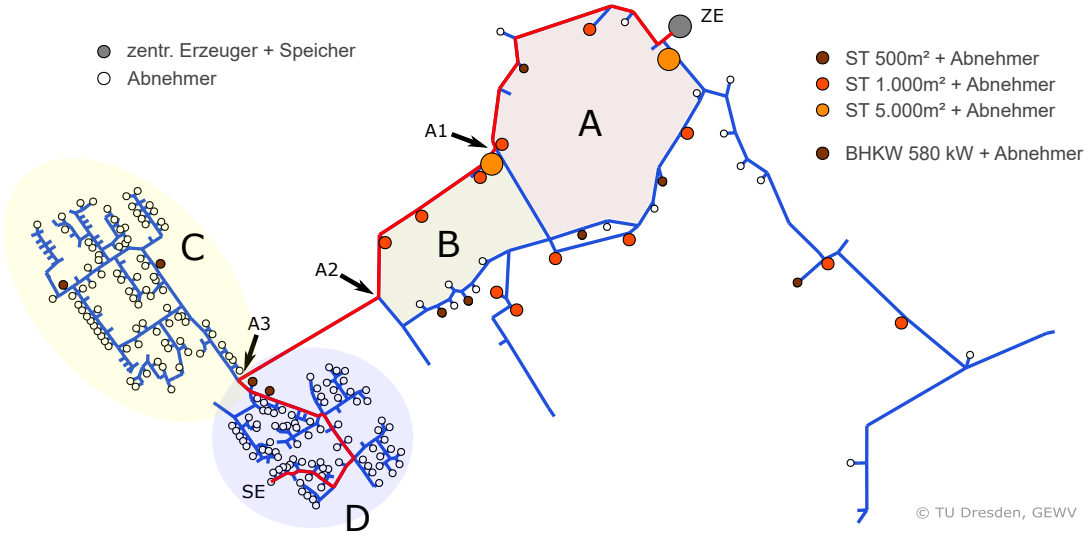


Abbildung 6.36: Netz B mit Verlauf des betrachteten Stranges (rote Markierung) und darauf liegenden dezentralen Erzeugern, (ZE - zentraler Erzeuger, SE - Strangende)

6.4.4.2 Massestromverteilung

Gesamtnetz Variante Solarthermie (02. Juli, 13:15 Uhr)

In Abbildung 6.37 ist die Massestromverteilung im Netz für den betrachteten Zeitpunkt abgebildet – oben der Referenzfall und unten mit dezentralen Erzeugern im Netz. Die Rohrabschnitte sind wiederum farblich entsprechend des vorherrschenden Massestroms gekennzeichnet. Die Massestromskale ist hierbei zum Aufzeigen der Grenzeffekte auf einen sehr kleinen Bereich reduziert, die auftretenden Masseströme können abschnittsweise deutlich darüber liegen. Im Bild oben ist im Referenzfall ohne dezentrale Erzeuger ein nominaler Massestrom in allen Bereichen des Netzes ersichtlich. Die grau eingefärbten Rohrabschnitte zeigen einen sehr geringen Massestrom auf, der besonders in den erzeugerfernen Abschnitten aufgrund des sehr geringen Wärmebedarfs auftritt. In der Abbildung unten ist das Ergebnis für die Variante mit dezentralen Erzeugern im Netz zum gleichen Zeitpunkt dargestellt. Zu sehen ist, wie in der großen Masche (Bereich A) und teilweise in der angrenzenden Masche (Bereich B) eine Strömungsrichtungsumkehr aufgrund der Vielzahl dezentraler Erzeuger in den Bereichen auftritt. Dies führt letztendlich zu einer Strömungsrichtungsumkehr bis hin zum zentralen Erzeuger, wobei überschüssige Wärme in den zentralen Speicher abgeführt wird. Im Bereich B lässt sich eine Versorgungsgrenze anhand des Übergangs vom negativen Massestrom (rot) zum positiven Massestrom (blau) deutlich erkennen. In diesem Übergangsbereich geht der vorherrschende Massestrom im Netz gegen $\dot{m} \approx 0{,}0\,\frac{\mathrm{kg}}{\mathrm{s}}$. Der positive Massestrom in Richtung der Bereiche C und D erklärt sich durch den Wärmebedarf in diesen Bereichen. Die darin positionierten $4 \cdot 500\,\mathrm{m^2}$ Solarthermieanlagen können den Bedarf lokal nur teilweise abdecken, wodurch ein Ausgleich über die Stichleitung vom Hauptnetz erfolgt.

Wochenverlauf Variante Solarthermie Strang

In Abbildung 6.38 ist für den betrachteten Strang der zeitliche Verlauf vom Massestrom über sieben Tage in einer Juliwoche dargestellt. Es tritt an allen sieben Tagen in bestimmten Zeiträumen eine Strömungsrichtungsumkehr bis zum zentralen Erzeuger auf und die Versorgungsgrenze befindet sich dabei immer in der Masche B, zwischen den Abzweigen A1 und A2. Von da ausgehend ist in nominaler Richtung wieder ein erhöhter Massestrom ersichtlich, der die Netzbereiche C und D über die Stichleitung (zwischen A2 und A3) versorgt. Zu Zeiten der Wärmeeinbindung kommt es nach dem Abzweig A3 im Abschnitt D zu geringen Massestrőmen, die in Richtung Strangende (SE) wieder zunehmen. Bedingt ist dies durch die Wärmeeinbindung der $2 \cdot 500\,\mathrm{m^2}$ direkt nach dem Abzweig A3. Der vergleichsweise geringe Massestrom in den letzten Teilstrecken bis zum Strangende (SE) ist bedingt durch den allgemein geringen Wärmebedarf der Abnehmer in dem Gebiet.

Der Verlauf der Strömungsgeschwindigkeiten ist für den betrachteten Zeitraum im Anhang im Abschnitt E.30 dargestellt.

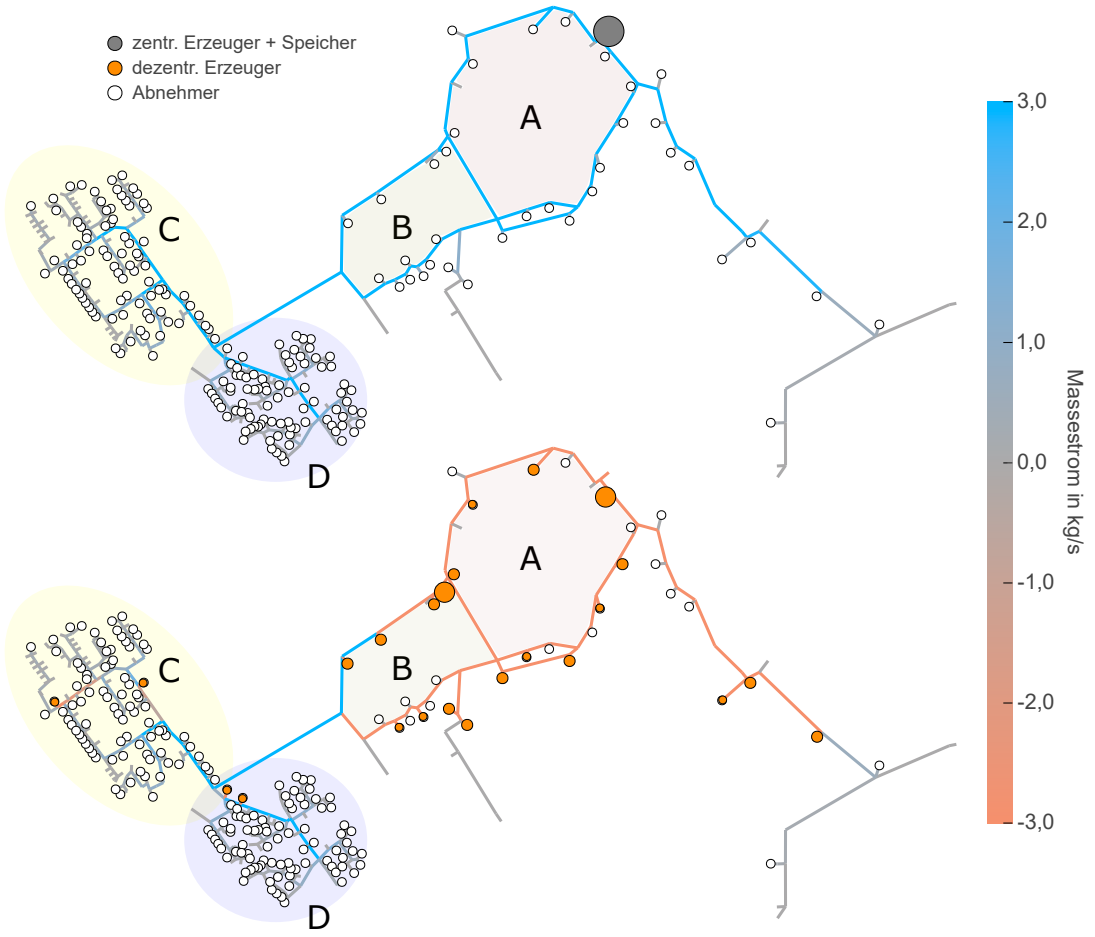


Abbildung 6.37: Massestromverteilung im Vorlauf für das Netz B zum Zeitpunkt 02.07.15, 13:15 Uhr, Referenzvariante (oben) und Variante ST-Ges mit 24 solarthermischen Anlagen im Netz und 27.000 m² (unten)

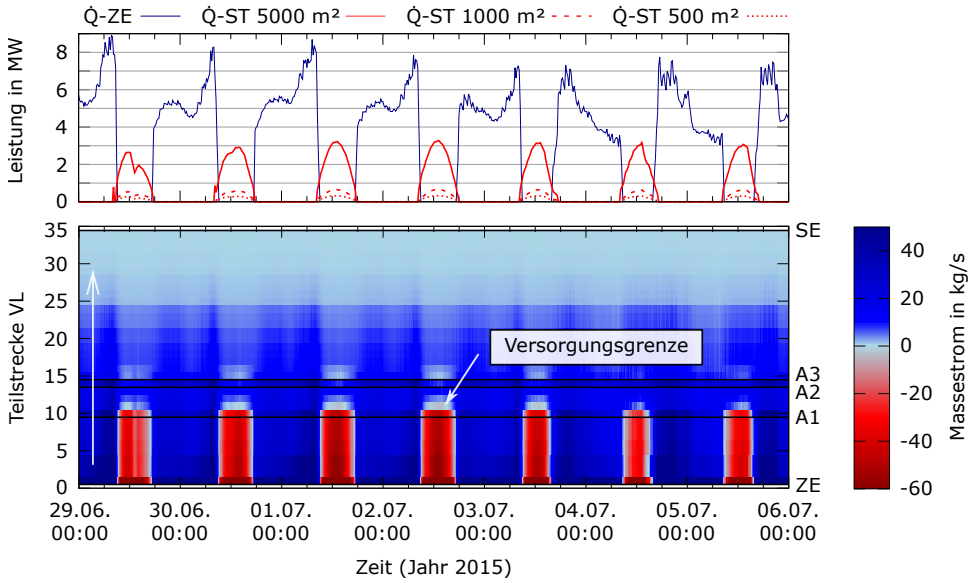


Abbildung 6.38: Wärmestromverlauf der dez. Erzeuger (oben) und Massestromverteilung für den betrachteten Strang im Vorlauf, Netz B, Sommerwoche Variante ST-Ges

Gesamtnetz Variante BHKW (02. Juli, 16:00 Uhr)

Die Betrachtung der Variante ST-Ges mit 27.000 m² hat gezeigt, dass sich trotz der hohen solaren Einträge die Bereiche C und D mit den $4 \cdot 500$ m² Solarthermieanlagen mit einer Peakleistung von ca. 1.260 kW nicht komplett versorgen lassen und somit immer Wärme über die Stichleitung vom Bereich B nachgeführt werden muss. Daher wird im Folgenden für den Massestrom die Variante BHKW-580 mit $10 \cdot 580$ kW gegenübergestellt. Abbildung 6.39 (oben) zeigt die Massestromverteilung für diese Variante für den 2. Juli, 16:00 Uhr. Aufgrund der Abhängigkeit der BHKW von der Stromvergütung (siehe auch Kapitel 5) erfolgt um 13:15 Uhr keine BHKW-Wärmeinbindung, sodass ein sehr ähnlicher Lastfall am gleichen Tag gewählt wurde. In Abbildung 6.39 (unten) ist der Verlauf der relevanten Wärmeleistungen für die BHKW-Variante und den betrachteten Tag gegeben.

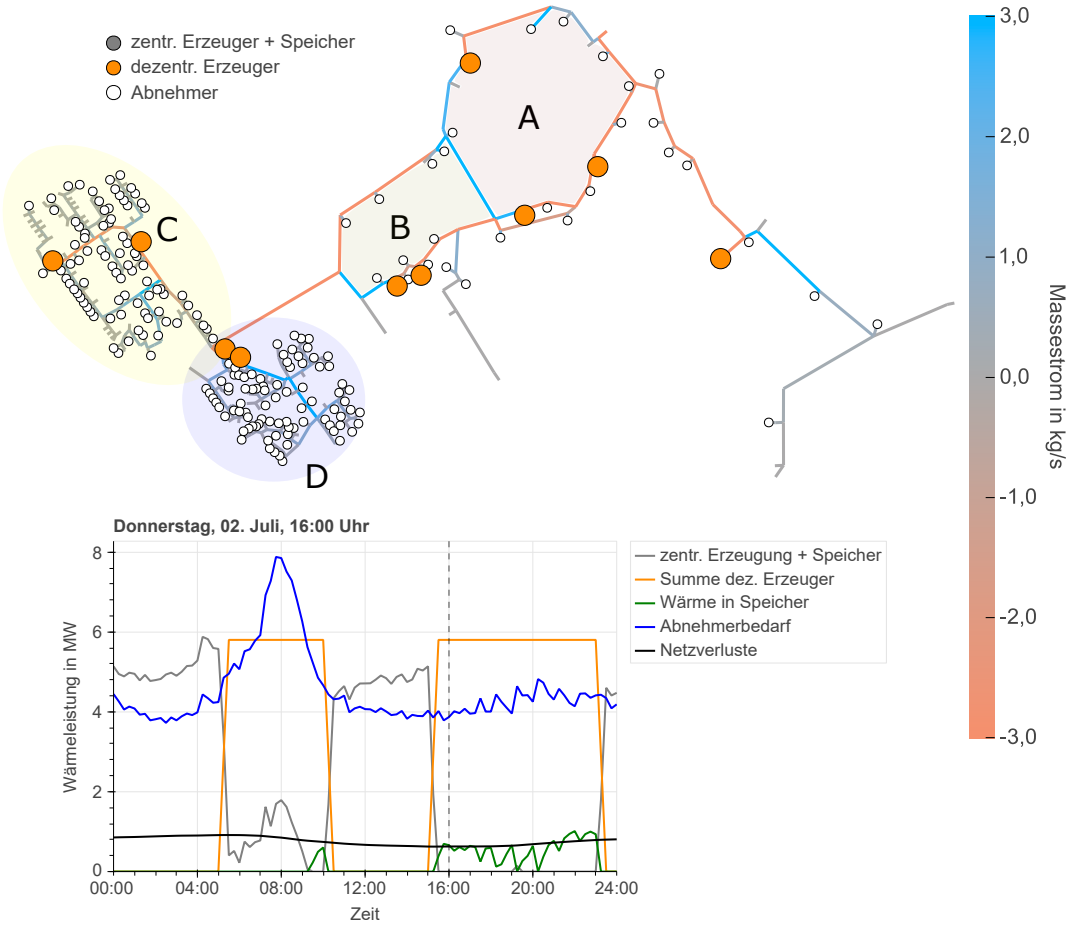


Abbildung 6.39: Massestromverteilung im Vorlauf für das Netz B zum Zeitpunkt 02.07.15, 16:00 Uhr, Variante BHKW-580 mit $10 \cdot 580$ kW BHKW im Netz (oben) und zugehöriger Verlauf relevanter Wärmeleistungen für den betrachteten Tag

Die vier BHKW in den Bereichen C und D erzeugen einen Wärmeüberschuss in diesen Bereichen, welcher sich durch Strömungsrichtungsumkehr der Stichleitung in Richtung des Bereichs B zeigt. In den Maschen der Bereiche A und B kommt es aufgrund des lokalen Abnehmerbedarfs mehrfach zu Strömungsrichtungsänderungen. Der Speicher am zentralen Erzeuger wird geringfügig von den „unteren“ drei BHKW-Standorten über den rechten Strang in Masche A beladen, während ein Teil der Wärme vom „oberen“ BHKW-Standort der Masche A noch zur Ver-

sorgung des Bereichs links vom zentralen Erzeuger verwendet wird. Bei dieser Variante zeigt sich, wie stark abhängig die Strömungsverhältnisse im Netz von der Position und Leistung der dezentralen Erzeuger sind. Die Grafik mit der Strangauswertung für die Woche am Übergang Juni/Juli ist im Anhang in Abschnitt E.4.2.3 zu finden.

6.4.4.3 Temperaturverlauf

Gesamtnetz Variante Solarthermie (02. Juli, 13:15 Uhr)

Der Temperaturverlauf im Netz ist für den betrachteten Zeitpunkt in Abbildung 6.40 zu sehen. Im Referenzfall (oben) ist dargestellt, wie ausgehend vom zentralen Erzeuger (ZE) mit 80 °C Vorlauftemperatur ein Temperaturabfall in Richtung der erzeugerfernen Bereiche aufgrund der Verluste an die Umgebung auftritt. Die schwarzen Rohrabschnitte sind die stillgelegten Netzabschnitte, in denen keine Strömung auftritt und welche in etwa Umgebungstemperatur haben. Im Bereich D sowie in dem Netzstrang rechts tritt eine deutliche Auskühlung von ca. 8 K bis zu einer Vorlauftemperatur von 72 °C auf, bedingt durch den geringen Wärmebedarf und entsprechend geringen Strömungsgeschwindigkeiten. Mit Einbindung der dezentralen Wärme zeigt sich eine Homogenisierung der Vorlauftemperatur (siehe Abbildung 6.40 (unten)). Besonders in den erzeugerfernen Bereichen C und D herrscht im Vergleich zur Referenzvariante ein höheres Temperaturniveau vor. Inwiefern dieses dann in den entfernten Netzabschnitten höhere Temperaturniveau tatsächlich notwendig ist oder ob sich daraus sogar ein Potential für eine Absenkung der Sollkurve für die dezentralen Wärmeeinbinder – verbunden mit einer Steigerung der Solarthermieerträge – ergibt, muss das Fernwärmebetreiber entscheiden.

Strang (02. Juli 13:15 Solarthermie bzw. 16:00 BHKW)

Zu sehen ist das zuvor erwähnte Temperaturniveau in den erzeugerfernen Bereichen ebenfalls in der Strangbetrachtung der Vor- und Rücklauftemperatur für den gewählten Zeitpunkt, siehe Abbildung 6.41. Hier sind neben dem Referenzfall und der Variante ST-Ges noch die Variante ST-500 mit $10 \cdot 500\,\mathrm{m^2}$ (Solarthermie) und die Variante BHKW-580 mit $10 \cdot 580\,\mathrm{kW}$ BHKW gegenübergestellt. Wie bereits vorhergehend erläutert beziehen sich die BHKW-Daten auf 16:00 Uhr des gleichen Tages. Bei den Varianten ST-Ges und BHKW-580 tritt ein Wärmeüberschuss und somit eine Rückströmung zum zentralen Erzeuger auf, beim Referenzfall und ST-500 ist der zentrale Erzeuger in Betrieb. Im Vorlauf zeigt sich durch die dezentralen Erzeuger eine deutliche Anhebung der Temperatur zwischen dem Abzweig 3 und dem Strangende (SE). Im restlichen Netz kommt es partiell zu Temperaturanhebungen entsprechend der Einbindeorte.

Bei der Rücklauftemperatur tritt in dem betrachteten Strang ein stark unterschiedliches Verhalten zwischen den Varianten auf. Die beiden Temperatursprünge der BHKW-Variante zwischen dem Abzweig A1 und A2 sowie A1 und ZE treten dabei an den Versorgungsgrenzen auf, siehe Massestromverteilung in Abbildung 6.39. Da die Vorlauftemperaturen im Vergleich dazu keinen Temperatursprung aufweisen, ist diese hohe Temperatur durch die naheliegenden Ab-

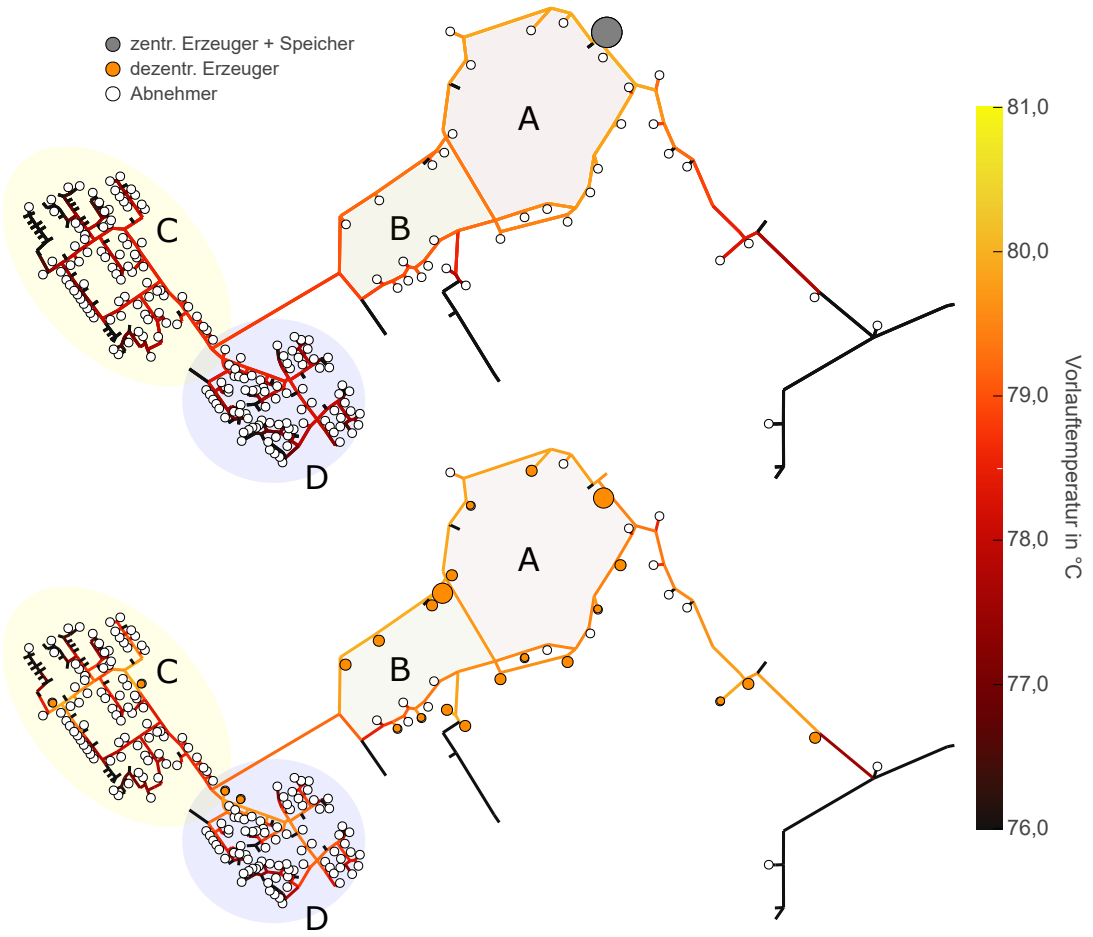


Abbildung 6.40: Temperaturverlauf im Netz B zum Zeitpunkt 02.07.15, 13:15 Uhr, Referenzvariante (oben) und Variante ST-Ges mit 24 solarthermischen Anlagen im Netz und 27.000 m² (unten)

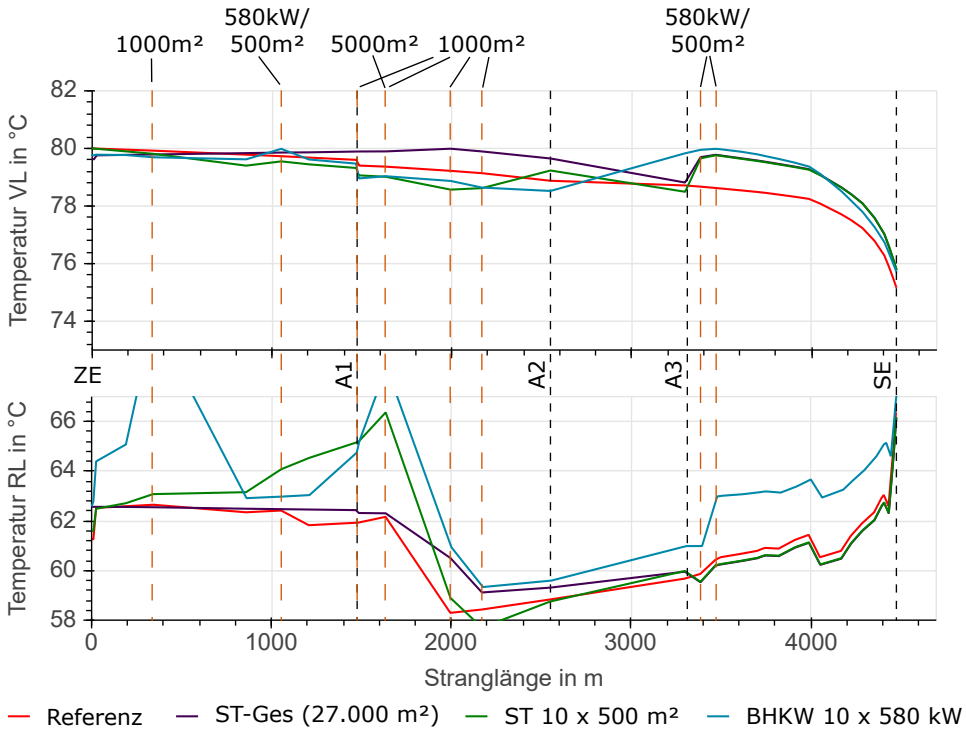


Abbildung 6.41: Temperaturverlauf in Vor- und Rücklauf im Netz B für den betrachteten Strang zum Zeitpunkt 02.07.15, 13:15 Uhr, Referenzvariante (rot), ST-Ges (lila), ST-500 (grün) und BHKW-580 (blau)

nehmer an den Versorgungsgrenzen zu erklären. Diese liefern die gleiche Rücklauftemperatur wie in den anderen Varianten zum gleichen Zeitpunkt, haben an der Stelle des Stranges jedoch bei dieser Variante eine höhere Gewichtung, da die Strömungen sich an dem Punkt in beide Richtung aufteilen (Versorgungsgrenze). Bei der Referenz- und ST-Ges-Variante hat – bedingt durch die hohen Masseströme an den Stellen – die Rücklauftemperatur dieser Abnehmer nicht die hohe Gewichtung der Rücklauftemperatur im Strang. In den detaillierten Verläufen dieser BHKW-Variante für Temperatur, Massestrom, Strömungsgeschwindigkeit und Druck ist dies für eine Juliwoche im Anhang im Abschnitt E.4.2.3 zu sehen.

Wochenverlauf Strang - Variante Solarthermie

Der Temperaturverlauf der Variante ST-Ges mit 27.000 m² ist für eine Juliwoche in Abbildung 6.42 dargestellt. Es zeigt sich das homogene Temperaturniveau im Vorlauf bei dezentraler Wärmeeinbindung. In den Strangenden ist die deutliche Auskühlung der Rohre zu sehen, was durch die sehr geringen Masseströme – resultierend aus dem Abnehmerbedarf – in diesen Abschnitten zu erklären ist. Im Rücklauf tritt in den Zeiten der dezentralen Wärmeeinbindung zeitlich und örtlich eine größere Schwankung auf. Zu erklären ist dies einerseits mit den zeitlich veränderten Vorlauftemperaturen und der daraus resultierenden Abnehmerantwort sowie dem zuvor beschriebenen Effekt der unterschiedlichen Gewichtung der Abnehmerrücklauftemperaturen durch veränderte Strömungsverhältnisse im Netz.

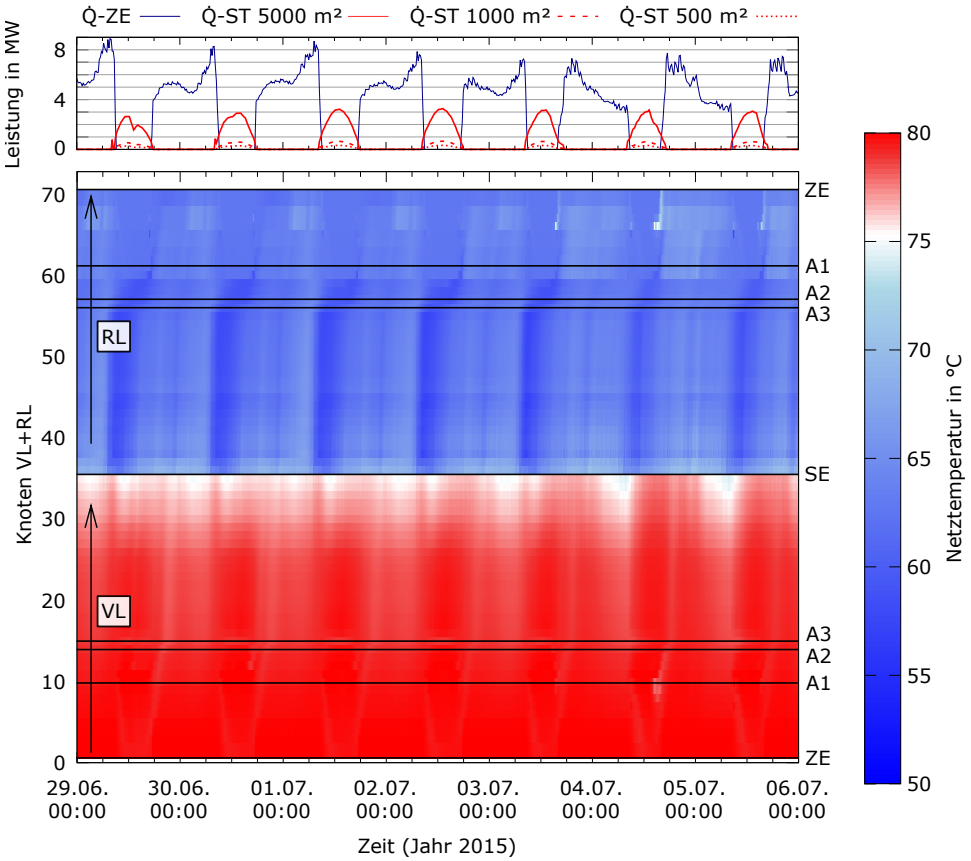


Abbildung 6.42: Temperaturverlauf für den betrachteten Strang in Vorlauf- und Rücklaufleitung, Netz B, Sommerwoche Variante ST-Ges

6.4.4.4 Druckverlauf

Gesamtnetz Variante Solarthermie (02. Juli, 13:15 Uhr)

Der Druckverlauf im Vorlauf für das Netz B ist für den betrachteten Zeitpunkt in Abbildung 6.43 dargestellt. Der gekennzeichnete Netzführungspunkt wird im Vorlauf bei einem Druck von $p_{\mathrm{VL,Abn}}$ = 6,5 bar gehalten. Dies resultiert aus dem Netzmitteldruck von 6 bar und der am Netzführungspunkt einzuhaltenden Druckdifferenz von 1 bar. Vom zentralen Erzeuger (ZE) ausgehend ergibt sich für den Referenzfall (oben) daher der typische Verlauf des Druckabfalls vom Erzeuger bis hin zu den netzfernen Punkten. Aufgrund der sehr geringen Netzlast zu dem Zeitpunkt sind die Druckverluste im Netz generell sehr gering. Bei der Variante mit dezentraler Wärmeeinbindung (unten) wird der Druck am Netzführungspunkt ebenfalls gehalten, um eine Unterversorgung der Abnehmer zu vermeiden. Am zentralen Erzeuger (ZE) ist ein etwas geringerer Vorlaufdruck unter dem des Netzführungspunktes von 6,5 bar zu erkennen. In den Netzabschnitten dazwischen (insbesondere im Bereich B) sind Druckanhebungen über dem Niveau dieser beiden Punkte erkennbar, die an den dezentralen Einbindepunkten entstehen um die dezentral bereitgestellte Wärme in das Netz zu bringen.

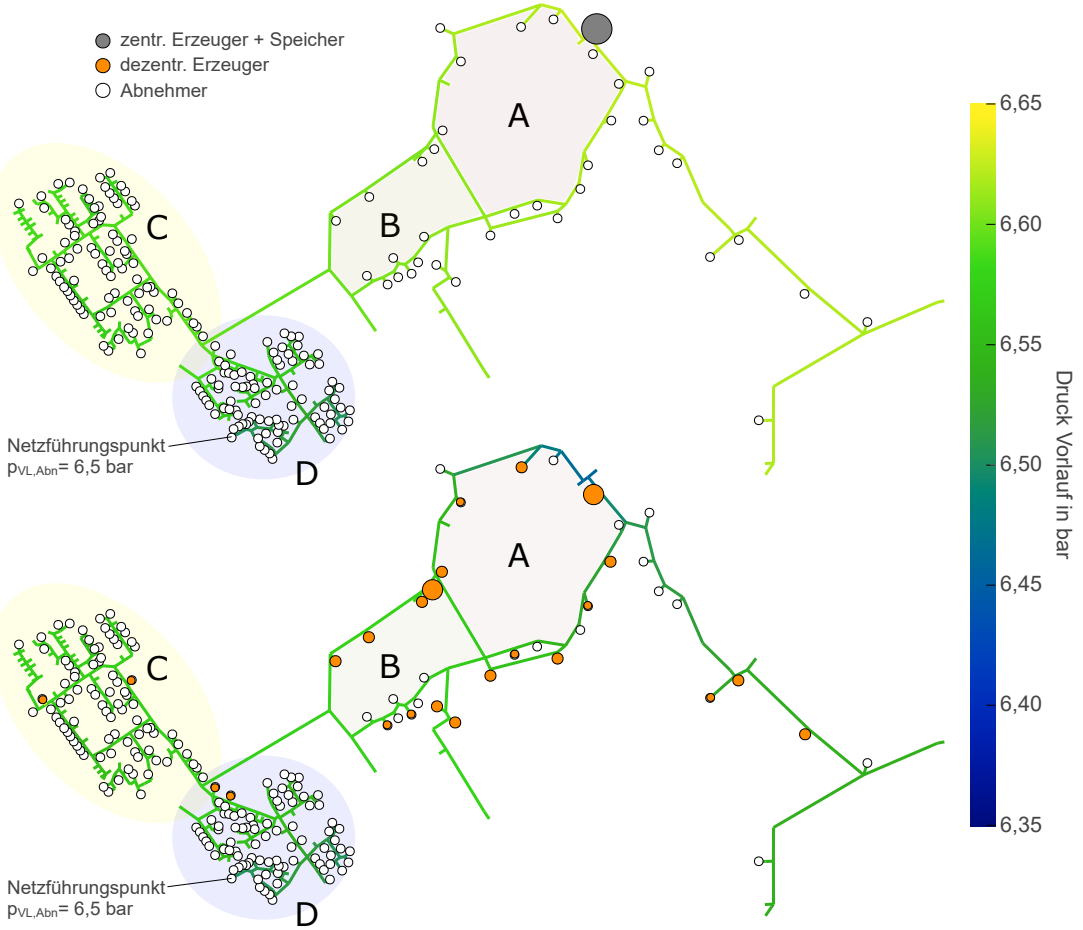


Abbildung 6.43: Druckverlauf im Vorlauf für das Netz B zum Zeitpunkt 02.07.15, 13:15 Uhr, Referenzvariante (oben) und Variante ST-Ges mit 24 solarthermischen Anlagen im Netz und 27.000 m² (unten)

Strang (02. Juli 13:15 Solarthermie bzw. 16:00 BHKW)

In Abbildung 6.44 zeigt sich dies deutlicher für den Druckverlauf in Vor- und Rücklauf, erneut gegenübergestellt für die vier zuvor betrachteten Varianten. Gegenüber dem Referenzfall (rot) liegt die Druckdifferenz für die Variante ST-Ges (lila) am zentralen Erzeuger Δp_{ZE} unter der einzuhaltenden minimalen Abnehmerdruckdifferenz $\Delta p_{\mathrm{Abn,min}}$ am Netzführungspunkt. Bedingt durch den kompletten Wärmetransport der dezentralen Einbindepumpen kann die zentrale Umwälzpumpe theoretisch die Förderung einstellen. Die Variante BHKW-580 mit $10 \cdot 580\,\mathrm{kW}$ (blau) hat hierbei ebenso einen Wärmeüberschuss im Netz und erfordert den Speichereinsatz am zentralen Erzeuger, jedoch fällt die Druckdifferenz an diesem nicht so stark aus, bedingt durch einen geringeren Massestrom zwischen dezentralen und zentralem Erzeuger. Inwiefern sich der Differenzdruck am zentralen Erzeuger oder anderen Stellen im Netz durch dezentrale Wärmeeinbindung ändert, ist also stark abhängig von den Leistungsverhältnissen und Positionen der dezentralen Erzeuger im Netz.

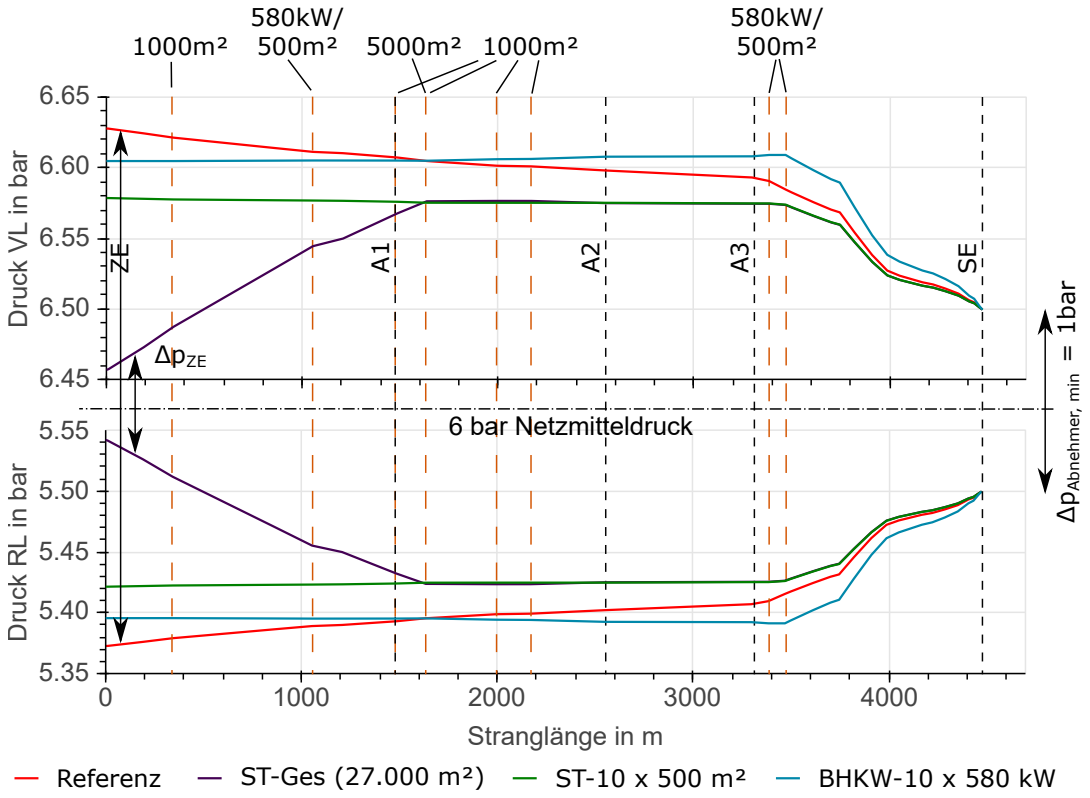


Abbildung 6.44: Druckverlauf in Vor- und Rücklauf im Netz B für den betrachteten Strang zum Zeitpunkt 02.07.15, 13:15 Uhr, Referenzvariante (rot), ST-Ges (lila), ST-500 (grün) und BHKW-580 (blau)

Wochenverlauf Strang - Variante Solarthermie

In Abbildung 6.45 sind die Druckverhältnisse der Variante ST-Ges für sieben Tage im Sommer zu sehen. Am Strangende (SE) ist konstant über der Zeit der Druck von 6,5 bar (Vorlauf) und 5,5 bar (Rücklauf) bedingt durch die Regelung auf den Netzführungspunkt erkennbar. Während der Wärmeeinbindung zeigt sich im gesamten Netz das reduzierte Druckniveau (Vorlauf) gegenüber den erhöhten Drücken abends und morgens. Am Beispiel des 02. Juli zeigt sich

während der Wärmeeinbindung auch die reduzierte Druckdifferenz in der Nähe des zentralen Erzeugers durch die deutlich helleren Bereiche (siehe Markierung). Diese tritt regelmäßig auf und ist in der Abbildung deutlich vom 30.06. - 03.07. zu sehen.

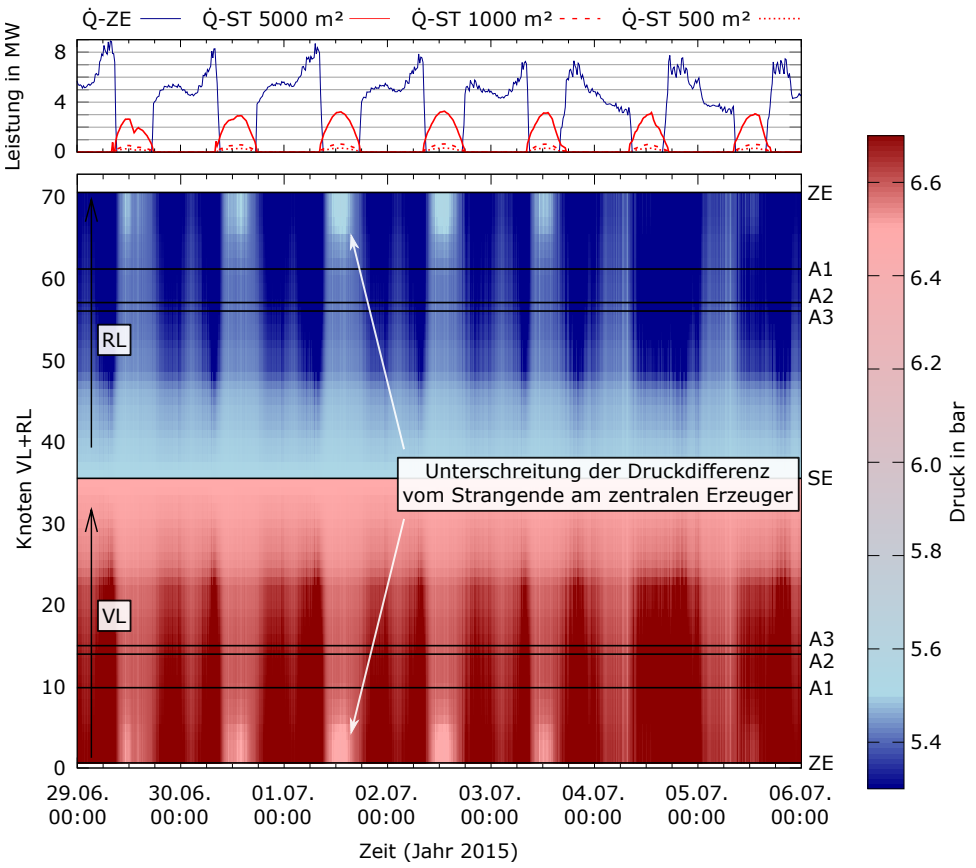


Abbildung 6.45: Druckverlauf für den betrachteten Strang in Vorlauf- und Rücklaufleitung, Netz B, Sommerwoche, Variante ST-Ges

6.5 Auswirkungen auf Komponenten und wichtige Kenngrößen des Fernwärmenetzes

6.5.1 Netzdruckhaltung

6.5.1.1 Annahmen und Berechnungsgrundlage

Die Netzdruckhaltung ist eine zentrale, systemrelevante Komponente des Fernwärmenetzes. Die Aufgabe der Druckhaltung ist die Einhaltung eines netzspezifischen Druckniveaus im gesamten Fernwärmenetz für jeden Betriebszustand. Es ist so zu wählen, dass Druckunterschreitungen im Netz vermieden werden, die Kavitation an den Pumpen sowie Verdampfungen und Entgasungen begünstigen. Ebenfalls sind Drucküber- und Unterschreitungen zum Schutz der Anlagenkomponenten und -bauteile zu verhindern. Dazu sind die Volumenänderungen des Wärmeträgermediums infolge Temperaturänderungen über betriebspunktspezifische Zu- und Abspeisevolumina zwischen Ausgleichsbehälter der Druckhaltung und dem Netz zu realisieren. Des Weiteren werden von der Druckhaltevorrichtung Verluste des Wärmeträgermediums im Netz kompensiert.

Hinsichtlich der im Projekt DELFIN betrachteten Auswirkungen dezentraler Einbindung von (volatiler) Wärme ist zu untersuchen, inwiefern sich dezentrale Wärmeeinbindung auf die absolute Höhe sowie die Volatilität der Zu- und Abspeisemasseströme der Netzdruckhaltung auswirkt. Die im Abschnitt 6.4 aufgezeigten thermohydraulischen Effekte dezentraler Wärmeeinbindung haben teilweise erhöhte zyklische Temperaturänderungen im Netz bzw. Strang identifiziert. Der Untersuchungsschwerpunkt im Rahmen dieses Projektes liegt daher auf der Bestimmung und Gegenüberstellung der Ausgleichsvolumenströme der Netzdruckhaltung. Die entscheidenden Kriterien sind dabei die Amplitude sowie Dynamik der Ausgleichsvolumenströme. Das heißt, erhöhen sich die von der Druckhalteeinrichtung zu leistenden Volumenströme durch dezentrale Einbindung? Treten erhöhte zyklische Änderungen der Ausgleichsvolumenströme auf?

Folgende Annahmen wurden im Rahmen der Untersuchung getroffen:

- es wird ausschließlich die Volumenänderung des Fluides betrachtet, die Rohrnetzdehnung im Betrieb wird nicht berücksichtigt $\Rightarrow V_{\mathrm{Netz}} \approx$ konst.
- in Anlehnung an AGFW FW 442 [AGFW442] erfolgt keine Betrachtung der Aufwärmvorgänge aus dem Stillstand des Netzes bei Umgebungstemperatur
- etwaige Leckageverluste während des Betriebes werden nicht berücksichtigt, da keine Veränderung durch dezentrale Wärmeeinbindung zu erwarten ist.

Zusätzlich erfolgt eine Unterscheidung hinsichtlich der Art des zentralen Speichers im Netz. Die hier seitens der TU Dresden durchgeführte Simulationsstudie betrachtet in allen Varianten einen zentralen Speicher an der zentralen Erzeugereinheit um auftretende Wärmeüber-

schüsse im Netz durch dezentrale Wärmeeinbindung zwischenzuspeichern. Die Speicherbetrachtung erfolgt dabei als reine Energiebilanz, siehe Beschreibung in Abschnitt 6.2.2. Dennoch ist für die Betrachtung der Netzdruckhaltung eine Unterscheidung hinsichtlich eines atmosphärischen Speichers und eines Druckspeichers erforderlich. Der Unterschied liegt in der Art der Kompensation der Wassermasse. In Abbildung 6.46 sind die hydraulische Einbindung schematisch für den atmosphärischen Speicher (links) und den Druckspeicher (rechts) dargestellt.

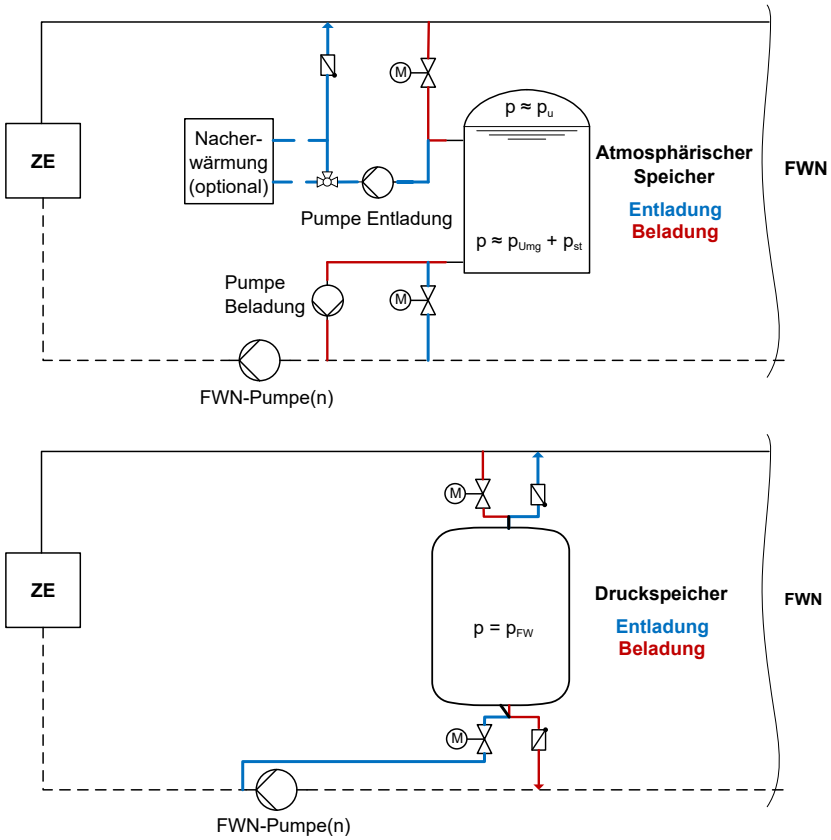


Abbildung 6.46: Gegenüberstellung der hydraulischen Einbindekonzepte für einen atmosphärischen Speicher (oben) und einen Druckspeicher (unten), Quelle: [Rüh18]

Die Unterscheidung ist dahingehend notwendig, da der atmosphärische Speicher – egal ob direkt oder indirekt mit der Hydraulik des Fernwärmenetzes verbunden – die bei den verschiedenen Be- und Entladezuständen auftretenden Expansions- bzw. Kontraktionsvolumen im Speicherbehälter selbst über sich ändernde Wasserspiegel auffangen kann. Der Druckspeicher ist hingegen direkt eingebunden und das Innenvolumen – bei Vernachlässigung der volumetrischen Dehnung des Behälters – in erster Näherung konstant. Demzufolge müssen die aus den unterschiedlichen Be- und Entladezuständen resultierenden Expansions- bzw. Kontraktionsvolumina von der Druckhaltung im Netz realisiert werden. Bei der Integration von Wärmespeichern in Fernwärmenetze gibt es bis zu ca. 20.000 m³ keine eindeutige Tendenz zu einer der Speicherarten, es ist vorrangig eine netzspezifische Entscheidung. Daher werden

für die Auswertung beide Speicherarten betrachtet um eine höhere Allgemeingültigkeit der Ergebnisse zu erreichen[12].

Der Ausgleichsvolumenstrom für die Druckhaltung berechnet sich für das Inhaltsvolumen der Rohrleitungen unabhängig von der Speicherart nach folgender Gleichung:

$$\dot{V}_\tau = \frac{m_{\mathrm{Netz},\,\tau} - m_{\mathrm{Netz},\,(\tau-1)}}{\varrho_{\mathrm{DH,\,t=konst.}}} \cdot \frac{1}{\Delta\tau} \tag{6.5}$$

Der Ausgleichsvolumenstrom für den aktuellen Zeitschritt $\dot{V}_\tau$ berechnet sich aus der Differenz der Masse des Wärmeträgermediums im Rohrleitungsnetz vom aktuellen Zeitschritt $m_{\mathrm{Netz},\,\tau}$ und dem vorhergehenden Zeitschritt $m_{\mathrm{Netz},\,(\tau-1)}$, dividiert durch die Dichte des Wärmeträgermediums ϱ_{DH}. Die Berechnung mit einer mittleren Dichte ist eine vereinfachte Annahme. Richtigerweise wäre bei der Zuspeisung die Dichte bei der Temperatur des Druckhaltebehälters und für die Abspeisung die Dichte bei der Temperatur an der Stelle der hydraulischen Einbindung der Druckhaltung anzusetzen, die meist im Rücklauf angeordnet ist. Vereinfachend wurde für die Berechnungen die Temperatur sowohl für Zu- als auch Abspeisung mit dem Wert der mittleren Temperatur des Netzrücklaufs über das gesamte Jahr verwendet.

Die Gesamtmasse des Wärmeträgermediums m_{Netz} berechnet sich für jeden Zeitschritt τ aus der Summe der Massen der einzelnen Teilstrecken (TS) mit dem Rohrvolumen der Teilstrecke V_{TS} und der mittleren Dichte des Wärmeträgermediums in der Teilstrecke ϱ_{TS} bezogen auf die mittlere Temperatur in der Teilstrecke $\vartheta_{\mathrm{TS,m}}$.:

$$m_{\mathrm{Netz},\,\tau} = \sum_{\mathrm{TS}=1}^{N} \left(V_{\mathrm{TS}} \cdot \varrho_{\mathrm{TS},\,\vartheta_{\mathrm{m}}}\right) \tag{6.6}$$

Für den Druckspeicher wird die Masse des Wärmeträgermediums im Speicherbehälter auf die Gesamtmasse im Netz addiert, sodass sich die Gesamtmasse dann wie folgt berechnet:

$$m_{\mathrm{Netz},\,\tau} = \sum_{\mathrm{TS}=1}^{N} \left(V_{\mathrm{TS}} \cdot \varrho_{\mathrm{TS},\,\vartheta_{\mathrm{m}}}\right) + \left(V_{\mathrm{SP}} \cdot \varrho_{\mathrm{SP},\,\vartheta_{\mathrm{m}}}\right) \tag{6.7}$$

Die Masse des Mediums im Speicher wird berechnet mit dem konstanten Speichervolumen V_{SP} und der Dichte des Mediums im Speicher ϱ_{TS} bezogen auf die Mischtemperatur $\vartheta_{\mathrm{SP,m}}$ entsprechend des aktuellen Speicherladezustands. Für das Speichervolumen wird das für die jeweilige Variante maximale Volumen entsprechend der Ergebnisse aus Abschnitt 10.2 und 10.3 verwendet.

[12] Wärmespeicher über 20.000 m³ werden aus Kostengründen nach atmosphärischer Bauart ausgeführt.

6.5.1.2 Analyse bestimmter Zeitbereiche am Beispiel Netz B

In den nachfolgenden Abbildungen sollen exemplarisch die Verläufe der Ausgleichsvolumenströme verschiedener Varianten in unterschiedlichen Lastsituationen für einen atmosphärsichen Speicher verglichen werden. In Abbildung 6.47 sind die Ausgleichsvolumenströme (oben) für den Referenzfall sowie die Varianten ST-1000 ($12 \cdot 1.000\,m^2$ Kollektorfläche), ST-5000 ($2 \cdot 5.000\,m^2$ Kollektorfläche) und ST-Ges (24 Anlagen mit insgesamt $27.000\,m^2$ Kollektorfläche) für einen Februartag (26.02.) dargestellt. An diesem Tag treten die größten Ausgleichsvolumenströme über das Jahr betrachtet auf. Die Summe der Einbindeleistung aller Anlagen der jeweiligen Variante ist in der mittleren Abbildung aufgetragen und die volumenspezifischen Netzmitteltemperaturen für Vor- und Rücklauf unten.

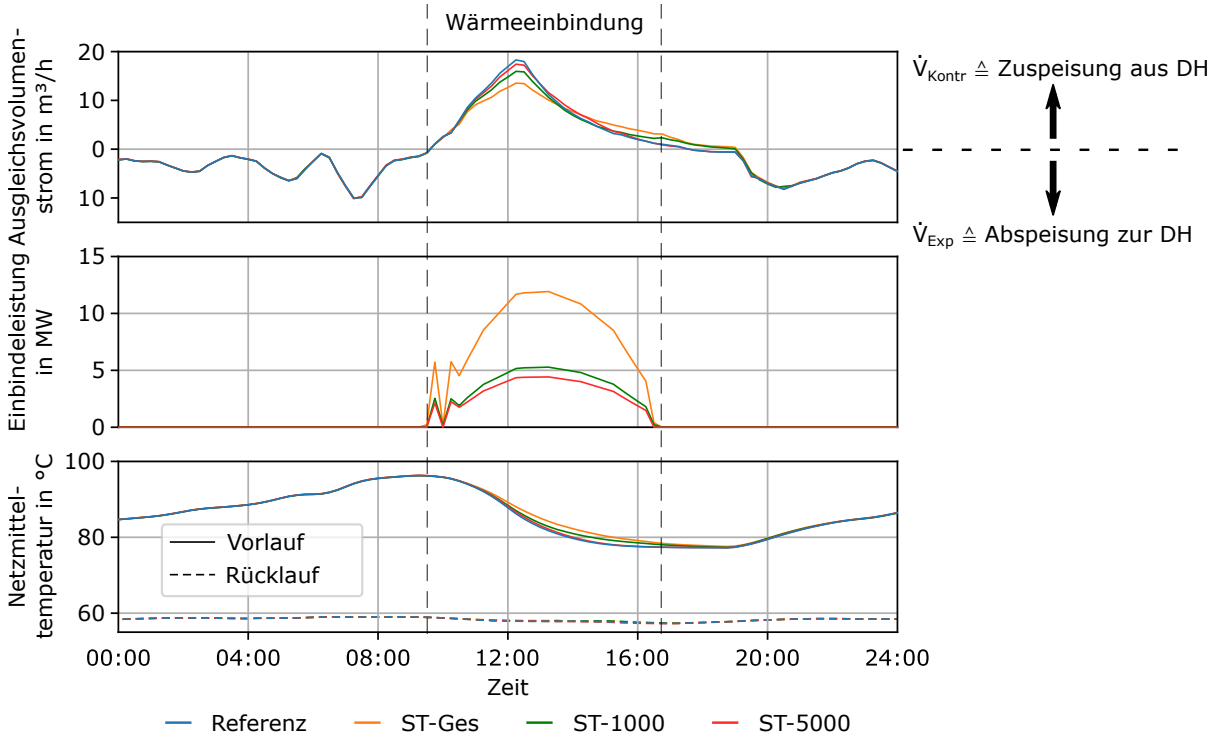


Abbildung 6.47: Gegenüberstellung des Ausgleichsvolumenströme mit entsprechender Einbindeleistung für den Referenzfall sowie den Varianten ST-1000, ST-5000 und ST-Ges, 26. Februar, atmosphärischer Speicher

Zu sehen ist, wie eine hohe solare Wärmeeinbindung mit bis zu 12,5 MW Leistung (Variante ST-Ges; Peakleistung = 17 MW) bereits im Februar stattfindet. Vor Beginn der dezentralen Einbindung steigt die mittlere Netzvorlauftemperatur bedingt durch einen Abfall der Außentemperatur an. Die Temperaturen von Vor- und Rücklauf sind vor der Wärmeeinbindung erwartungsgemäß bei allen Varianten gleich. Mit Beginn der dezentralen Einbindung fällt zeitgleich das Vorlauftemperaturniveau im Netz (Abbildung unten - Referenz), bedingt durch einen Anstieg der Außentemperatur, ab. Dies hat auch im Referenzfall zur Folge dass die Ausgleichsvolumenströme positiv werden, was für eine Kontraktion des Wassers im Netz und einer Zuspeisung aus der Druckhaltung steht. Zu sehen ist jedoch, dass mit zunehmender Wärmeeinbindung (siehe Abbildung Mitte) die Ausgleichsvolumenströme der Varianten ST-1000, ST-5000 und ST-Ges gedämpfter hinsichtlich dem Anstieg sind und die maximale Amplitude ebenfalls geringer ist.

Ursache hierfür ist der Temperaturverlauf im Netzvorlauf (siehe Abbildung unten). Die Temperatur fällt bei den Varianten mit dezentralen Erzeugern weniger stark ab als im Referenzfall, was aus der dezentralen Wärmeeinbindung auf dem Niveau der Fahrkurventemperatur abzuleiten ist. Der Gradient der Temperaturänderung ist somit ein Maß für die Amplitude des Ausgleichsvolumenstroms. Durch die dezentrale Wärmeeinbindung ist an diesem Februartag letztendlich eine Temperaturglättung im Netz zu sehen, wodurch der Arbeitsaufwand der Druckhaltung reduziert wird.

Dem Gegenüber sind in Abbildung 6.48 die Ausgleichsvolumenströme (oben) wiederum für den Referenzfall sowie die Varianten ST-1000, ST-5000 und ST-Ges mit den volumenspezifischen Netzmitteltemperaturen in Vor- und Rücklauf (unten) sowie der Einbindeleistung (mittig) für einen Julitag (02.07.) abgebildet. Die Ausgleichsvolumenströme sind hier im Allgemeinen deutlich geringer, und entsprechen ungefähr 10 % des maximalen Ausgleichsvolumenstroms vom betrachteten Februartag. Verglichen mit dem Referenzfall (blaue Linie) zeigt sich bei den Ausgleichsvolumenströmen (Abbildung oben) eine geringfügig erhöhte Dynamik bei den Varianten mit dezentraler Einbindung. Die Amplitude bleibt bei der Zuspeisung gleich, kann sich bei der Abspeisung aber teilweise erhöhen (siehe blaue Linie - ST-5000).

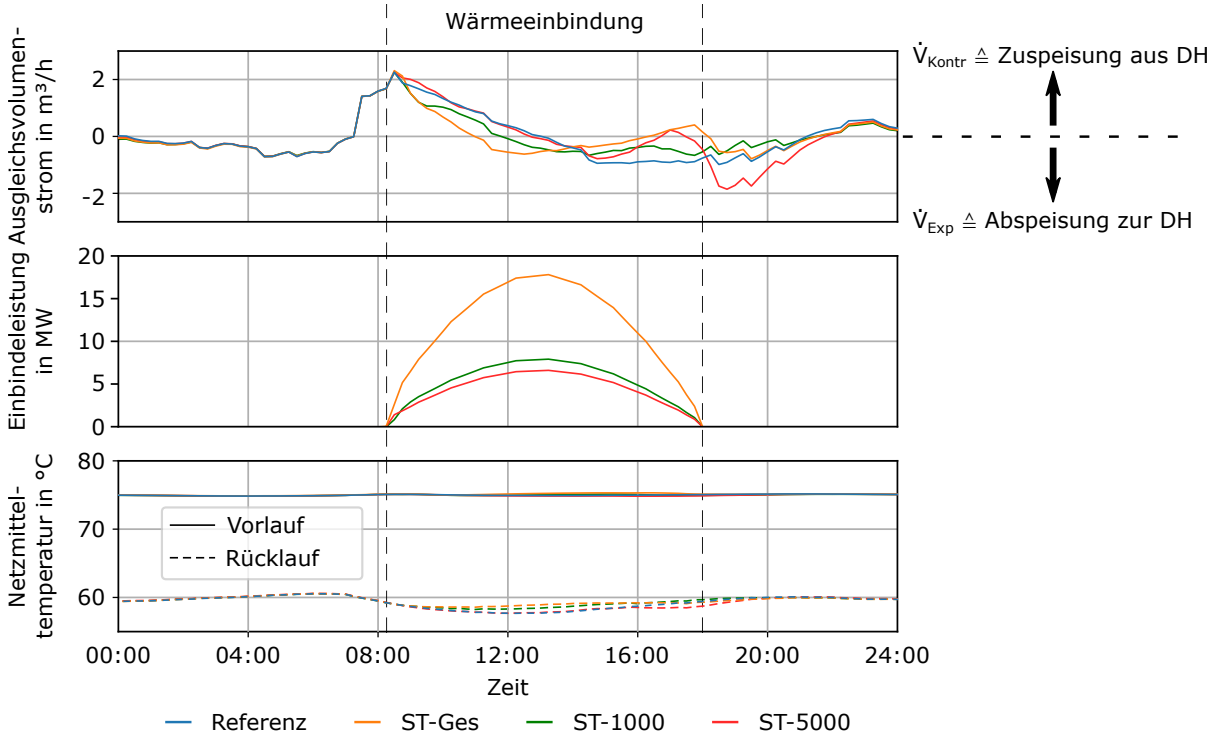


Abbildung 6.48: Gegenüberstellung des Ausgleichsvolumenströme mit entsprechender Einbindeleistung für den Referenzfall sowie die Varianten ST-1000, ST-5000 und ST-Ges, 02. Juli, atmosphärischer Speicher

Ursache ist, im Gegensatz zu dem zuvor betrachteten Februartag, jedoch nicht hauptsächlich die Änderung im Netzvorlauf sondern eine stärkere Änderung der Netzmitteltemperatur im Rücklauf (Abbildung unten). Die Änderungen in der mittleren Vorlauftemperatur sind sehr gering, da bei der hier konstanten Fahrkurventemperatur über dem Tag durch die dezentrale

Einbindung lediglich die ausgekühlten Netzabschnitte wieder in Richtung des Fahrkurvenniveaus angehoben werden. Eine außentemperaturbedingte Änderung der Fahrkurve tritt hier nicht auf. Die Reaktion der Abnehmer auf die lokale Vorlauftemperaturanhebung ist in unterschiedlicher Weise in der mittleren Rücklauftemperatur zu sehen. Während bei den Varianten ST-1000 und ST-Ges die mittlere Netzrücklauftemperatur während der Wärmeeinbindung über dem Niveau des Referenzfalls liegt, fällt die der Variante ST-5000 zum Ende des Einbindezeitraums unter dem Niveau des Referenzfalls. Der entsprechende Einfluss auf die Netzdruckhaltung ist in der Abbildung oben zu sehen. Nach dem Ende der Wärmeeinbindung ist bei der Variante ST-5000 eine deutliche Abspeisung zu erkennen, die bedingt ist durch den Anstieg der mittleren Netzrücklauftemperatur. Die unterschiedlichen mittleren Netzrücklauftemperaturen sind das Ergebnis eines komplexen Zusammenhangs aus Größe und Position der dezentralen Erzeuger im Netz, dem daraus resultierenden Vorlauftemperaturverlauf und der entsprechenden Rücklauftemperaturantwort der verschiedenen Abnehmer im Netz. Wie sich dies durch dezentrale Wärmeeinbindung ausprägt, ist in Abschnitt 6.4 erläutert.

6.5.1.3 Ergebnisübersicht Netz G und Netz B

Die zuvor gezeigten Zeitbereiche geben einen detaillierten Einblick wie sich die dezentrale Wärmeeinbindung auf die Druckhaltung im Tagesverlauf auswirken kann. Im Folgenden werden die Unterschiede für ein komplettes Jahr betrachtet. Als Kriterium wird der Mittelwert der Beträge der Ausgleichsvolumenströme (in m³/h) über das komplette Jahr herangezogen. Das bedeutet, welchen Ausgleichsvolumenstrom musste die Druckhaltung pro Zeitschritt im Jahresmittel aufbringen (positiv und negativ). Damit lassen sich keine zeitaufgelösten Effekte analysieren, es kann jedoch der Aufwand der Druckhaltung gegenüber dem Referenzfall beziffert werden. In Tabelle 6.6 ist für das Netz G der Wert des Referenzfalls mit dem der Variante ST-100 gegenübergestellt. Unterschieden wird zudem in die Realisierung des zentralen Speichers als atmosphärischer Speicher bzw. Druckspeicher.

Tabelle 6.6: Gegenüberstellung der Mittelwerte der Beträge des Ausgleichsvolumenstroms im Netz G für den Referenzfall sowie der Variante ST-100, atmosphärischer Speicher und Druckspeicher, Standort Potsdam, Dauer-Fahrweise

	Netz G	
mittlerer Ausgleichsvolumenstrom in m³/h	Ref	ST-100
atmosph. Speicher	0,021	0,017
Druckspeicher	0,021	0,019
Speichervolumen in m³	-	54
Netzvolumen in m³	64	

Es zeigt sich im Netz G für beide Speicherarten eine jahresmittlere Reduktion der Ausgleichsvolumenströme bei dezentraler Wärmeeinbindung um ca. 15 %. Der Wert des atmosphärischen Speichers liegt erwartungsgemäß leicht unter der Variante mit Druckspeicher. Bei dem Druckspeicher muss die Druckhaltung die temperaturbedingte Masseänderung im Speicher zusätzlich mit ausgleichen. Obwohl der Druckspeicher mit 54 m³ ungefähr 85 % des Netzvolumens entspricht, ist der Einfluss vergleichsweise gering. Dies ist bedingt durch die nicht so oft eintre-

tenden Einspeicherungen bei der Variante ST-100 im Netz G, was im Abschnitt 6.3.1 ersichtlich geworden ist.

In Tabelle 6.7 sind die Ergebnisse äquivalent für Netz B aufgelistet, wiederum als Gegenüberstellung der Referenzvariante zu verschiedenen Varianten mit dezentraler Wärmeeinbindung. Die grün gefärbten Werte zeigen eine Reduktion gegenüber dem Referenzfall auf, die roten Werte entsprechend eine Erhöhung. Bei dem atmosphärischen Speicher tritt außer bei der Variante ST-5000 eine Reduktion des jahresmittleren Ausgleichsvolumenstroms auf. Bereits in der Vorbetrachtung des Julitages (siehe Abbildung 6.48) war bei der Variante ST-5000 mit $2 \cdot 5.000\,m^2$ Kollektorfläche eine Abweichung zu dem Verhalten der anderen Varianten erkennbar. Die Erhöhung ist jedoch mit ca. 2 % sehr gering. Auffällig sind hingegen die deutlich erhöhten Werte für den Druckspeicher in den Varianten mit der größeren Gesamtkollektorfläche ST-Ges (27.000 m²) und ST-GF+Ges (53.500 m²), gegenüber den Varianten ST-1000 und ST-5000. Die Ursache liegt in der Einbindung des Druckspeichers, da dieser direkt mit dem Netz gekoppelt ist und einen Zusatzaufwand für die Netzdruckhaltung bedeutet. In der Variante ST-Ges beträgt das Speichervolumen bereits 42 % des Netzvolumens, in der Maximalvariante ST-GF+Ges über das vierfache des Netzvolumens. Bezieht man die Häufigkeit des Speicherbetriebes für diese Varianten in Betracht, sind die deutlich erhöhten Werte mit dem Volumen der Druckspeicher in Relation zum Netzvolumen erklärbar.

Tabelle 6.7: Gegenüberstellung der Mittelwerte der Beträge des Ausgleichsvolumenstroms im Netz B für den Referenzfall sowie verschiedenen Varianten, atmosphärischer Speicher und Druckspeicher, Standort Potsdam, Dauer-Fahrweise

mittlerer Ausgleichs-volumenstrom in m³/h	Netz B					
	Ref	ST-1000	ST-5000	ST-Ges	ST-GF+Ges	BHKW-580
atmosph. Speicher	1,35	1,33	1,38	1,33	1,31	1,30
Druckspeicher	1,35	1,34	1,38	1,62	2,40	1,33
Speichervolumen in m³	-	655	377	3.551	36.719	2.053
Netzvolumen in m³	8.528					

Zusätzlich zu den Jahresmittelwerten der Ausgleichsvolumenströme ist in Abbildung 6.49 die Häufigkeitsverteilung der absoluten Ausgleichsvolumenströme für den atmosphärischen Speicher mit dem Referenzfall und ausgewählten Varianten mit dezentraler Einbindung dargestellt . Dies veranschaulicht Unterschiede in den Ausgleichsvolumenströmen über den Bezugszeitraum des gesamten Jahres für die betrachteten Varianten. Es zeigen sich für den atmosphärischen Speicher vor allem bei Ausgleichsvolumenströmen $< 1\,m^3/h$ Unterschiede zwischen den Varianten, bei höheren Volumenströmen sind die Häufigkeiten sehr ähnlich.

Abbildung 6.50 zeigt die Häufigkeitsverteilung für die dezentrale Wärmeeinbindung mit zentralem Druckspeicher. Hierbei sind in den Bereichen $< 1\,m^3/h$ als auch bei Ausgleichsvolumenströmen $> 1\,m^3/h$ größere Abweichungen zwischen den Varianten ersichtlich. Es zeigt sich, wie in Tabelle 6.7 absehbar, dass bei größeren Druckspeichern eine Tendenz zu höheren Ausgleichsvolumenströmen der Druckhaltung auftritt.

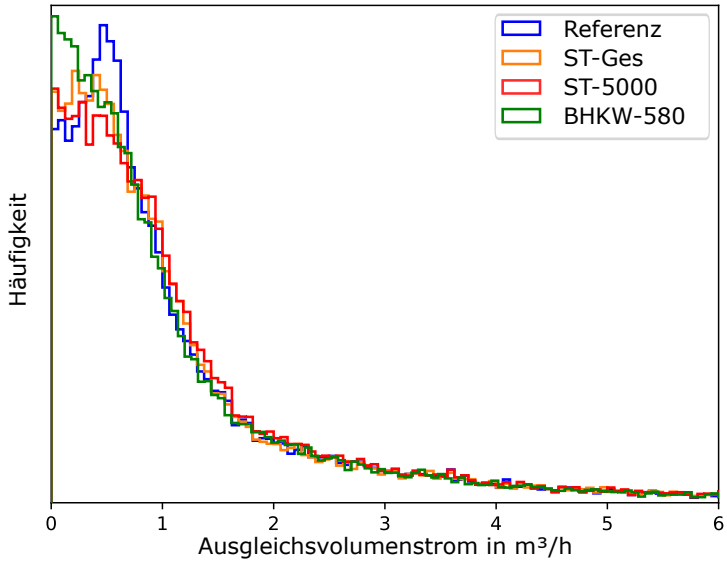


Abbildung 6.49: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsvolumenströme (Absolutwert), Gegenüberstellung der Referenzvariante mit den Varianten ST-Ges, ST-5000 und BHKW-580, Standort Potsdam, Dauer-Speicherfahrweise und atmosphärischen Speicher

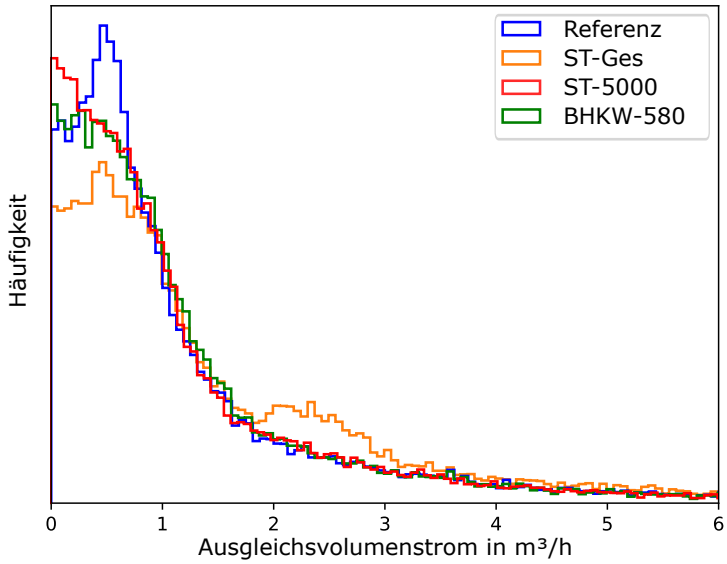


Abbildung 6.50: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsvolumenströme (Absolutwert), Gegenüberstellung der Referenzvariante mit den Varianten ST-Ges, ST-5000 und BHKW-580, Standort Potsdam, Dauer-Speicherfahrweise mit Druckspeicher

6.5.2 Wechselbeanspruchungen des Rohrleitungssystems

6.5.2.1 Berechnungsmethodik

Auf Basis der vorhandenen Simulationsergebnisse gilt es für ausgewählte Varianten die temperaturbedingten Wechselbeanspruchungen der Rohrleitungsabschnitte durch die dezentrale Wärmeeinbindung absolut und im Vergleich zur Referenz zu untersuchen. Es sei schon hier darauf hingewiesen, dass die Untersuchungen nur einen Teilaspekt der schadensrelevanten

Aspekte beleuchten und somit keine finale Beurteilung der Wahrscheinlichkeit des Auftretens von Schäden an Teilen der Rohrleitungsinstallation ermöglichen.

Zur Betrachtung der möglichen Wirkungen thermohydraulischer Veränderungen durch die dezentrale Einbindung auf die Lebensdauer der Rohrleitungsabschnitte in den unterschiedlichen Varianten der Simulationsstudie werden mit Hilfe der Knotentemperaturen die zu erwartenden temperaturbedingten Wechselbeanspruchungen des Rohrleitungssystems untersucht. Mit der Variation von Anzahl und Größe der dezentralen Erzeuger lässt sich der mögliche Einfluss und dessen Ausprägung gut untersuchen. Wie u. a. aus den Ergebnissen des Kapitels 6.4 abzuleiten, kommt es durch die dezentrale Wärmeeinbindung auch in Folge von Strömungsrichtungsumkehr zu örtlichem Auskühlen des Wärmeträgermediums. Die dezentrale Einbindung mit Netzfahrkurve hingegen führt temporär zu lokal höheren Temperaturen. Auch wird zu Zeiten Wärme eingebunden, zu denen sonst infolge fehlenden oder sehr geringen Bezuges am Abnehmerknoten eine Auskühlung stattfinden würde. Dies erhöht die Temperaturwechsel und kann zu einer erhöhter Belastung der Rohrleitungen führen.

Der Einfluss dieser Temperaturwechsel mit und ohne dezentraler Einbindung soll in Anlehnung an das Forschungsvorhaben DEZENTRAL [Rüh+15] für die Annahme der einheitlichen Installation in der Ausführung als Kunststoffmantelrohr KMR erfolgen. Basis sind deshalb auch hier die über http://lastgang.agfw.org/index.php abrufbaren Methoden nach [Sau13] unter Nutzung von Ergebnissen aus [GEF+11] und [AGFW401]. Für die Vorhersage der Wirkungen stehen zwei Schadensfälle im Fokus:

- Schadensfall 1: Ermüdungsbruch des Medien-Stahlrohres, z. B. Abreißen eines eingeschweißten orthogonalen Abzweiges infolge einer Längsbewegung der Hauptleitung.
- Schadensfall 2: Auflösung des Materialverbundes „Stahlmedienrohr - Isolierung - Kunststoffmantelrohr“ durch Scherkräfte in Rohrlängsrichtung.

Beide Schadensfälle werden bzgl. der Schwingfestigkeit beurteilt, wobei - wie später gezeigt wird - die differenzierte Bewertung hinsichtlich des Schadensfalls 1 oder 2 aus der Ermittlung der Volllastwechsel VLW mit verschiedenen Exponenten m nach folgender Gleichung (s. a. [AGFW401]) vorgenommen wird.:

$$VLW = \sum_{\mathrm{i}\epsilon\mathrm{Hys}} \left(\frac{AT_{\mathrm{i}}}{AT_{\max}} \right)^{m} \tag{6.8}$$

Hys	Menge aller vollständigen Hysterese-Schleifen
AT_{i}	Amplitude (hier Belastung als Temperaturdifferenz) für Hysterese-Schleife i
	(vollständige Schleife aus Hin- und Herbewegung zwischen zwei Werten)
VLW	Volllastwechsel, bezogen auf eine maximale Amplitude
	(hier Belastung als maximale Temperaturdifferenz) $A_{\max}$
m	bauteilabhängiger Exponent
$AT_{\max}$	Differenz zwischen maximal und minimal möglicher Temperatur im System (Referenztemperaturen der Auslegung: maximale Betriebstemperatur - Verlegetemperatur)

Die Volllastwechsel als direktes Resultat der Temperaturänderungen bildet m = 1 ab. Für den Schadensfall 1 wird in der AGFW-Richtlinie FW401 Teil 10 (vgl. [Sau13]) ein Wert von m = 3,2 angeben. Der Schadensfall 2 war im Forschungsvorhaben Zeitstandfestigkeit von Kunststoffmantelrohren [GEF+11] Gegenstand umfangreicher Untersuchungen. Aus dem Kapitel 3.3 zur Wechselbeanspruchung wurden aus den dort dargestellten Bildern die Anstiege ausgemessen und damit in [Rüh+15] die folgenden Exponenten m ermittelt. Der Exponent m variiert im Bereich von ca. 10 bis 16. Deshalb werden die Ergebnisse für m = 1, m = 3,2, m = 10, m = 13 und m = 16 ausgewertet.

Die betrachteten Amplituden AT_{i} ergeben sich aus geschlossenen Hysterese-Schleifen. Für die Analyse der Temperaturreihe kann der 4-Punkt-Rainflow-Algorithmus genutzt werden. Dabei werden alle geschlossenen Schwingspiele erfasst, wobei jeweils die halbe Periode (max → min oder min → max) und die zugehörige Temperaturdifferenz gespeichert werden. Dieser Algorithmus wurde mit den weiteren Berechnungen in einem Pythonskript zusammengefügt und kann so automatisiert die Auswertung für alle Knoten durchführen. Für jede identifizierte vollständige Hysterese wird die Temperaturdifferenz am jeweiligen Knotenpunkt im Verlauf des Jahres aufgezeichnet und die Gesamtzahl der vollständigen Hysteresen als Größe Hys ermittelt. Als maximale Amplitude $AT_{\max}$ wird ein Referenztemperaturunterschied $\triangle T_{\mathrm{Ref}}$ = 120 K für Netz B und $\triangle T_{\mathrm{Ref}}$ = 80 K für Netz G angenommen. Dabei wird von den Maximalwerten der Fahrkurve mit 130 °C im Netz B und 90 °C im Netz G als obere Grenze ausgegangen. Die untere Grenze bilden jeweils die Zustände des Füllens und des Stillstandes bei Gleichgewicht mit dem ungestörten Erdreich mit einer Temperatur von 10 °C.

6.5.2.2 Einfluss der dezentralen Wärmeeinbindung auf die Volllastwechsel

Für eine Bestimmung des Einflusses der dezentralen Einbindung wird das Verhältnis der Volllastwechsel $\mathrm{Verh}\, VLW(m)$ der Varianten mit und ohne dezentrale Einbindung für die fünf zuvor beschriebenen Exponenten m nach Gleichung 6.9 gebildet. Die Addition von 1 im Zähler und Nenner berücksichtigt jeweils den Fall der Inbetriebnahme, der mit der maximalen Amplitude $A_{\max}$ berücksichtigt wird. Resultierende Werte vom $\mathrm{Verh}\, VLW(m) > 1$ weisen auf eine Erhöhung der Volllastwechsel durch die dezentrale Einbindung und somit einen eher negativen Einfluss auf die Rohrleitungsbeanspruchung hin. Werte < 1 zeigen durchschnittlich ge-

ringere Amplituden der Temperaturänderungen des Wärmeträgermediums und somit eine geringere Beanspruchung der Rohrleitungen zur Referenz ohne dezentrale Wärmeeinbindung an.

$$\mathrm{Verh}\, VLW(m) = \frac{VLW_{\mathrm{mit}}(m) + 1}{VLW_{\mathrm{ohne}} + 1} \tag{6.9}$$

Tabelle 6.8 stellt die Ergebnisse der Berechnungen für ein Jahr für alle Szenarien der Netze B und G und alle untersuchten Exponenten m hinsichtlich der Maxima bzw. Minima der im Gesamtnetz in der jeweiligen Variante auftretenden $\mathrm{Verh}\, VLW(m)$ zusammen. Für die den Schadensfalls 2 abprüfenden Exponenten m = 10, 13, 16 treten Veränderungen der Verhältnisse auf, die erst in der vierten Nachkommastelle von 1 abweichen, sodass die gewählte Methodik für alle Szenarien keine Veränderung bei dezentraler Einbindung ausweist.

Tabelle 6.8: Verhältnis der Volllastwechsel bezogen auf das gesamte Jahr für alle Szenarien der Netz G und B und den fünf betrachteten Exponenten, Speicher-Dauerfahrweise, Standort Potsdam

gesamtes Jahr	Dezentraler Deckungsanteil in %	m=1		m=3.2		m=10		m=13		m=16	
		max	min	max	min	max	min	max	min	max	min
Netz B											
NetzB POT SF-D ST-500	1,6	1,70	0,97	1,04	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
NetzB POT SF-D ST-5000	3,2	1,53	0,98	1,01	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
NetzB POT SF-D ST-1000	3,9	1,92	0,97	1,28	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
NetzB POT SF-D ST-Ges	8,7	1,99	0,98	1,30	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
NetzB POT SF-D ST-GF	8,9	1,78	0,96	1,01	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
NetzB POT SF-D BHKW-290	11,5	2,09	0,96	1,08	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
NetzB POT SF-D ST-GF+Ges	17,3	1,91	0,96	1,29	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
NetzB POT SF-D BHKW-580	23,1	3,27	0,93	1,66	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Netz B geänderte Solltemperatur											
NetzB POT SF-D ST-GesRed	9,0	2,02	0,98	1,30	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Netz G											
NetzG POT SF-D ST-100	5,2	1,22	0,79	1,01	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Anders bei Prüfung auf Schadensfall 1 mit m = 3,2. Das Verhältnis der Vollastwechsel sinkt teilweise etwas unter 1 (Minimum aller Varianten $\mathrm{Verh}\, VLW(3,2)_{\mathrm{min}}$ = 3,2) und kann bei Detailbetrachtung des Ortes im Netz immer den Rückläufen an dezentralen Einbindeknoten zugeordnet werden. Erhöhungen treten in ausgewählten Vorlaufnetzabschnitten aller Varianten auf, wobei die Maxima im Bereich von bis $\mathrm{Verh}\, VLW(3,2)_{\mathrm{max}}$ = 1,01 .. 1,66 liegen. Ordnet man die Ergebnisse für Netz B (Standard-Variante mit Einbindung nach Vorlauffahrkurve) nach den dezentralen Deckungsanteilen, so zeigt sich der Trend der Zunahme der Maxima mit zunehmendem Deckungsanteil. Etwas von diesem Trend abweichend zeigen sich die Varianten mit der Einbindung der 27.000 m² Anlage (ST-GF) sowie die Variante BHKW-290, die etwas geringere Maximalwerte von $\mathrm{Verh}\, VLW(3,2)$ aufweisen. Die Ergebnisspalten für m = 1 zeigen sinngemäß ein identisches Verhalten bzgl. der Maximalwerte.

Exemplarisch sollen die Ergebnisse der Jahresauswertung für das $\mathrm{Verh}\,VLW$ für verschiedene Exponenten m anhand der Abbildung 6.51 für einen Strang in Netz G diskutiert werden. Die in grün dargestellte Linie für den Exponent m = 1 zeigt das Verhältnis der summierten vollständigen Hysteresen. Dies zeigt somit zwar den Einfluss der dezentralen Wärmeeinbindung (Erhöhung der Amplituden im Vorlauf und Reduzierung im Rücklauf), ist jedoch für die Schadensbeurteilung nicht relevant, da nur Werte von $m > 1$ für eine Beurteilung der Schadensfälle 1 und 2 relevant sind.

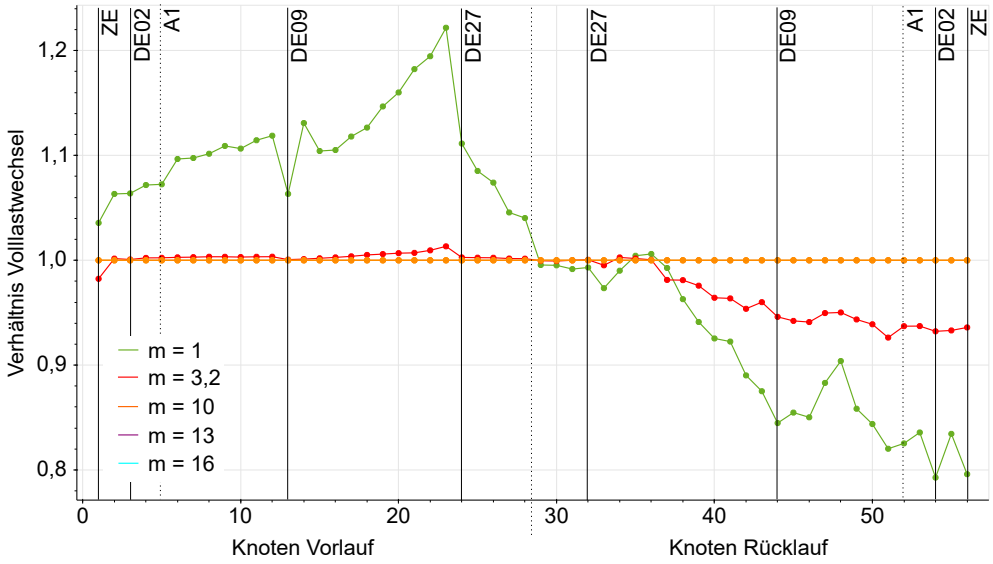


Abbildung 6.51: Verhältnis der Volllastwechsel mit und ohne dezentraler Einbindung mit den Exponenten m = 1; 3,2; 10; 13; 16 in Strang 1, Netz G, Variante ST-100 mit 5 · 100 m² Solarthermieanlagen, Speicher-Dauerfahrweise, Standort Potsdam

Der Exponent m = 3,2, gekennzeichnet durch die rote Linie, steht für den Schadensfall 1 (Ermüdungsbruch). Die Werte steigen im Vorlauf auf einen maximalen Wert von $\mathrm{Verh}\,VLW$ = 1,013. Bezogen auf den Schadensfall 2 (Auflösung des Materialverbundes), in den Berechnungen mit m = 10, 13, 16 repräsentiert, ist im ganzen Rohrsystem nahezu keine Schwankung des Verhältnisses (Gl. 6.9) zu sehen. Die Ergebnisse erlauben die Schlussfolgerung, dass kein signifikanter Einfluss der dezentralen Einbindung auf schadensrelevante Temperaturvolllastwechsel vorliegt.

Im Rücklauf von Netz G ist ein Verhältnis der Volllastwechsel von unter 1 zu erkennen. Dies bedeutet, dass die dezentrale Einbindung für das Netz G im Rücklauf zu einer Reduzierung der Temperaturamplituden in den Netzabschnitten führt. Das erreichte Minimum bezogen auf m = 3,2 beträgt $\mathrm{Verh}\,VLW$ = 0,93, zeigt also eine Reduzierung der temperaturbedingten Wechselbeanspruchung bei dezentraler Wärmeeinbindung an.

6.5.2.3 Detailbetrachtungen mit dem Exponenten m = 1

Da im Projektteam keine Einigkeit erzielt werden konnte, welche Signifikanz die Temperaturvolllastwechsel im Rahmen der Gesamtschadenswahrscheinlichkeit aufweisen und welche Exponenten künftig relevant wären, soll folgend mehr auf die lokale Zuordnung der veränderten

Temperaturvollastwechsel eingegangen werden. Zur besseren Identifikation möglicher örtlicher Einflüsse der dezentralen Einbindung von Wärme beziehen sich deshalb die weiteren Auswertungen auf den Exponent m = 1.

Da eine Strangdarstellung sich in ihrer Aussage auf einen spezifischen Bereich des Fernwärmenetzes beschränkt und gerade in vermaschten Netzen an ihre Grenzen stößt, wurde im Forschungsprojekt nach Alternativen gesucht. Als Lösung erfolgt die Integration der Visualisierung der Werte für das $\mathrm{Verh}\ VLW$ in die Netztopologie. Es werden alle für die Fernwärmesimulation betrachteten Vorlauf- oder Rücklaufknotenpunkte mit Dots versehen. Sowohl die Größe als auch die Intensität der Farbe der einzelnen Dots spiegeln das Verhältnis der Volllastwechsel des jeweiligen Betrachtungszeitraums wider. Somit gilt, dass ein größerer Dot ein höheres Vollastwechselverhältnis abbildet. Um überdies Erhöhung bzw. Reduzierung der Vollastwechsel im Vergleich zum Referenzfall ohne dezentrale Wärmeeinbindung auf den ersten Blick erfassen zu können, wurde die Farbskala als zusätzliches Merkmal für den Volllastwechsel hinzugefügt. Bei der zugrundeliegenden Skala wird 1, also kein Einfluss der dezentralen Wärmeeinbindung auf die Temperaturwechsel, mit weiß gekennzeichnet. Die Färbung hin zu rot zeigt eine Erhöhung der Vollastwechsel und die Färbung hin zu blau eine Reduzierung selbiger und somit eine Glättung der Temperaturverhältnisse an diesem Knotenpunkt. Wie nachfolgend beispielhaft gezeigt, sind so die “Knackpunkte“ im Netz sehr gut zu identifizieren.

In Abbildung 6.52 und 6.53 werden die Volllastverhältnisse im Netz G mit $5 \cdot 100\,\mathrm{m^2}$ Solarthermie am Wetterstandort Potsdam und der Speicher-Dauerfahrweise für den Vor- und Rücklauf dargestellt. Im Betrachtungszeitraum des gesamten Jahres (6.52) zeigt sich der Einfluss im Bereich der dezentralen Einbinder mit einer leichten Erhöhung auf das maximale Verhältnis von 1,22.

Wird der Betrachtungszeitraum reduziert, werden temporäre Einflüsse deutlicher. So werden in Abbildung 6.53 (links) die Ergebnisse vom Februar des Simulationsjahres für den Vorlauf gezeigt. Die Veränderung des Verhältnisses $\mathrm{Verh}\ VLW$ ist in Folge geringer dezentraler Einträge (11,5 MWh) und einer vergleichsweise hohen Netzlast (715,2 MWh), bedient durch den zentralen Erzeuger marginal. In der rechten Grafik für den Monat Juli zeigen sich dagegen deutlich höhere Einflüsse in Folge der dezentralen Einbindung. Bei einer stark reduzierten Netzlast von Q_{Netz} = 157,7 MWh und hohen dezentralen Einträgen von Q_{DEZ} = 39,8 MWh liegt das maximale Verhältnis der Volllastwechsel im Bereich eines dezentralen Erzeugers beim $\mathrm{Verh}\ VLW$ = 1,51. Außerdem ist bei allen Abbildungen von Netz G zu erkennen, dass in dem mittleren Strang in dem keine dezentralen Erzeuger installiert sind in allen Betrachtungszeiträumen nahezu kein Einfluss zu verzeichnen ist.

Im Netz B kommt es in Folge eines höheren Grades dezentraler Wärmeeinbindung zu einem, wenn auch geringen, dennoch erhöhten Einfluss der Einbindung. Vergleichsweise große Einflüsse im Vergleich zu den anderen Varianten (siehe Tabelle 6.8) zeigen sich in der Variante mit 24 dezentralen Erzeugern und einer gesamten Solarthermiefläche von 27.000 m² (ST-Ges), die nachfolgend beispielhaft diskutiert sei. Für den Schadensfall 1 wird ein Wert

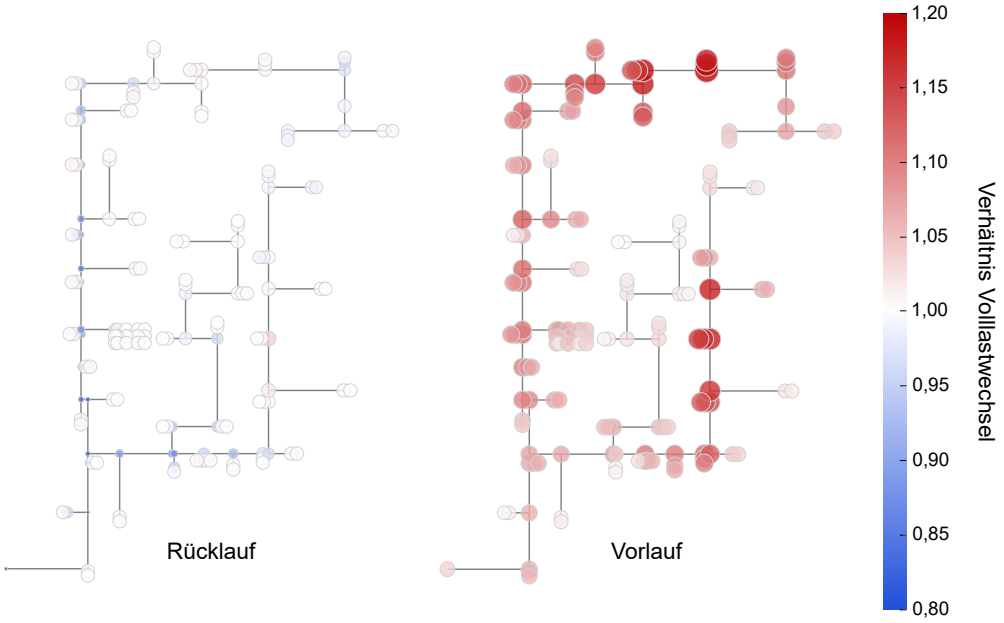


Abbildung 6.52: Verhältnis der Volllastwechsel mit dem Exponenten m = 1 im Netz G für den Rücklauf (links) und Vorlauf (rechts), bezogen auf das gesamte Jahr, Variante ST-100 mit $5 \cdot 100\,m^2$ Solarthermieanlagen, Speicher-Dauerfahrweise, Standort Potsdam

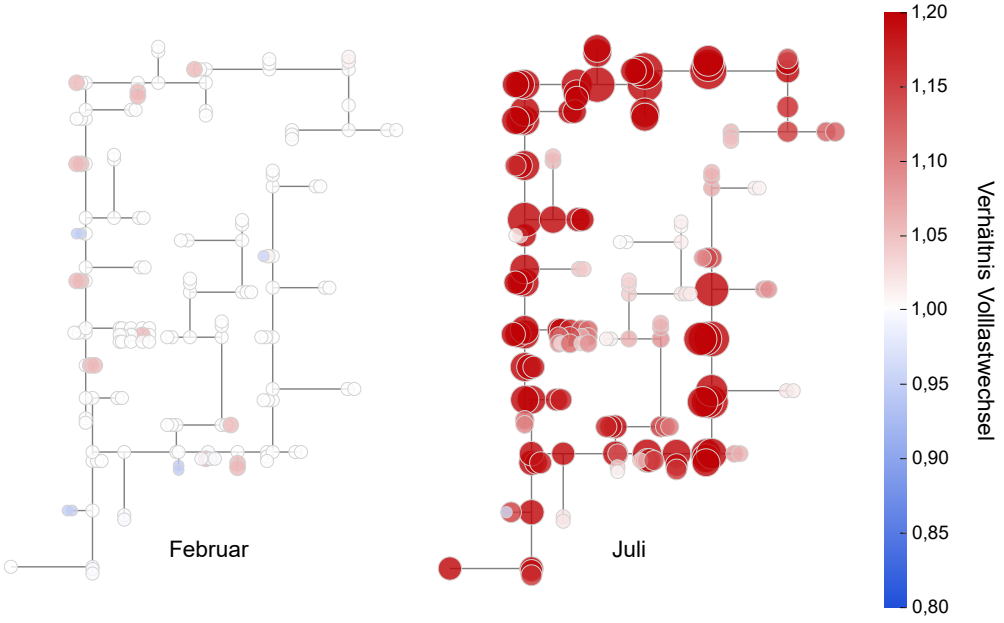


Abbildung 6.53: Verhältnis der Volllastwechsel mit dem Exponenten m = 1 im Netz G für den Vorlauf, als Vergleich von Februar (links) und Juli (rechts), Variante ST-100 mit $5 \cdot 100\,m^2$ Solarthermieanlagen, Speicher-Dauerfahrweise, Standort Potsdam

von $\mathrm{Verh}\ VLW$ = 1,30 erreicht. Wie bereits eingangs klargestellt, kann nur bei Kenntnis der Freiheitsgrade für zusätzliche Vollastwechsel im Referenzfall eine Wertung erfolgen, ob diese 30 %ige Erhöhung für den betreffenden Rohrleitungsabschnitt kritisch ist oder nicht. Wie in Netz G, werden die Verhältnisse VLW für den Exponent m = 1 aufbereitet. In der ersten Darstellung (6.54) sind wiederum die Ergebnisse für das gesamte Jahr abgebildet, für den Rücklauf (links) und den Vorlauf (rechts). Wie in Netz G sind Effekte im Bereich der dezentralen Erzeuger ersichtlich. Diese sind jedoch weniger von der Größe des dezentralen Erzeugers sondern signifikant von der Entfernung zum zentralen Erzeuger abhängig. Ursache sind die im Referenzfall ohne dezentrale Erzeuger entlang des Netzstranges durch die Wärmeverluste abfallende Medientemperatur, jedoch im Vergleich dazu bei dezentraler Einbindung nach Vorlauf-Fahrkurve des Netzes um einige Kelvin höhere Temperaturen der eingebundenen Wärme. So kommt es bei einer Solarthermieanlage mit 5.000 m² Kollektorfläche nahe des zentralen Erzeugers optisch zu quasi keinem Einfluss und bei einer kleinen 500 m² Anlage in entfernten Gebieten im linken Teil des Netzes, zu deutlichen Auswirkungen. Der Maximalwert liegt für das gesamte Jahr bei einem $\mathrm{Verh}\ VLW$ = 1,99. Dies zeigt zwar den höheren Einfluss, hat jedoch, wie zuvor beschrieben, ebenso keine signifikant erhöhte Schadenswahrscheinlichkeit zur Folge.

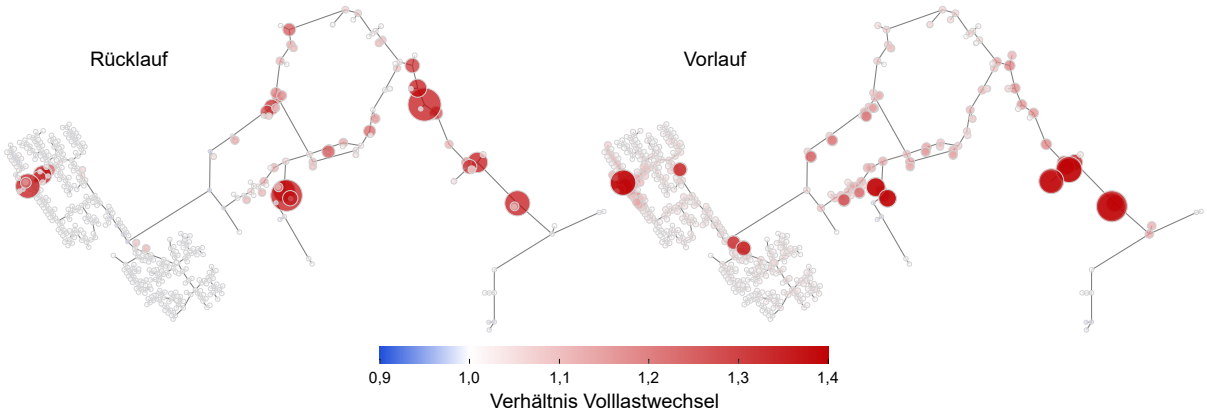


Abbildung 6.54: Verhältnis der Volllastwechsel mit dem Exponenten m = 1 im Netz B für den Rücklauf (links) und Vorlauf (rechts), bezogen auf das gesamte Jahr, Variante ST-Ges mit 24 Solarthermieanlagen (27.000 m²), Speicher-Dauerfahrweise, Standort Potsdam

Abbildung 6.55 zeigt nach dem gleichen Prinzip wie zuvor bei Netz G die starken Unterschiede der monatlichen Volllastwechselverhältnisse von Februar (links) und Juli (rechts). Für Februar ergeben sich in Folge niedriger solarer Einträge geringe bis keine Auswirkungen auf die Vollast-Temperaturwechsel. Anders im Juli: der maximale Wert steigt in Bereichen von mehreren dezentralen Erzeugern punktuell auf bis zu einem $\mathrm{Verh}\ VLW_{\mathrm{max}}$ = 2,49 und der flächendeckende Einfluss wird deutlich sichtbar.

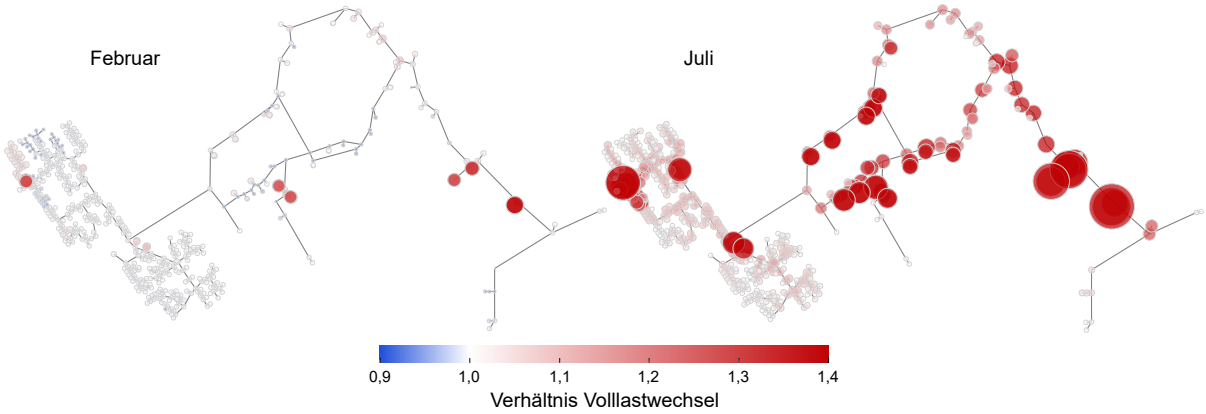


Abbildung 6.55: Verhältnis der Volllastwechsel mit dem Exponenten m = 1 im Netz B, als Vergleich von Februar (links) und Juli (rechts), Variante ST-Ges mit 24 Solarthermieanlagen (27.000 m²), Speicher-Dauerfahrweise, Standort Potsdam

Bisher haben alle dezentralen Erzeuger gemäß der Festlegungen im Projekt und den heutigen Forderungen der meisten Energieversorger nach der Fahrkurve des zentralen Erzeugers Wärme eingebunden. Wie gut zu erkennen war, entsteht bei weit entfernten dezentralen Erzeugern in der Variante ST-Ges mit dem betrachteten Einbindekonzept, unabhängig von ihrer Größe, der höchste Einfluss auf die Temperaturwechsel. Deshalb wurde eine weitere Simulationsrechnung durchgeführt, bei der für einzelne dezentrale Erzeuger der Sollwert für die Einbindung ggü. der Standard-Netzfahrkurve abgesenkt wurde. In Abbildung 6.56 sind die Ergebnisse einer Simulation mit der üblichen Einbindung der 24 Solarthermieanlagen nach Fahrkurve (rechts) und mit der Einbindung der sieben in dem gekennzeichneten Bereich liegenden Solarthermieanlagen bei 2 K unter Fahrkurve gegenübergestellt (links). Die restlichen Solarthermieanlagen binden die Wärme weiterhin nach Fahrkurve ein. Der reduzierte Einfluss wird hierbei sofort deutlich. Gerade in den dicht besiedelten Gebieten im linken Teil des Fernwärmenetzes, in dem mehrere 500 m² Anlagen stehen, geht der örtliche Einfluss der Solarthermieanlagen deutlich zurück. Der örtliche Maximalwert der Volllastverhältnisse bei einem Exponenten m = 1 sinkt im Monat Juli mit hohen solaren Einträgen von $\mathrm{Verh}\ VLW$ = 2,49 auf $\mathrm{Verh}\ VLW$ = 1,87. Ein weiterer Vorteil der niedrigeren Zieltemperatur ist ein erhöhter Ertrag der Solarthermieanlagen von 0,28 % und absolut 37,5 MWh/a. Hinsichtlich dieses Ergebnisses zeigt sich, dass die dezentrale Einbindung mit Netzvorlauftemperatur-Fahrkurve deutlich höhere Volllastwechselverhältnisse als bei einer Absenkung der Soll-Einbindetemperatur auf das lokale Netzvorlauftemperaturniveau. Diese Anpassung verringert nicht nur die Rohrbelastung sondern erhöht den dezentralen Wärmeeintrag.

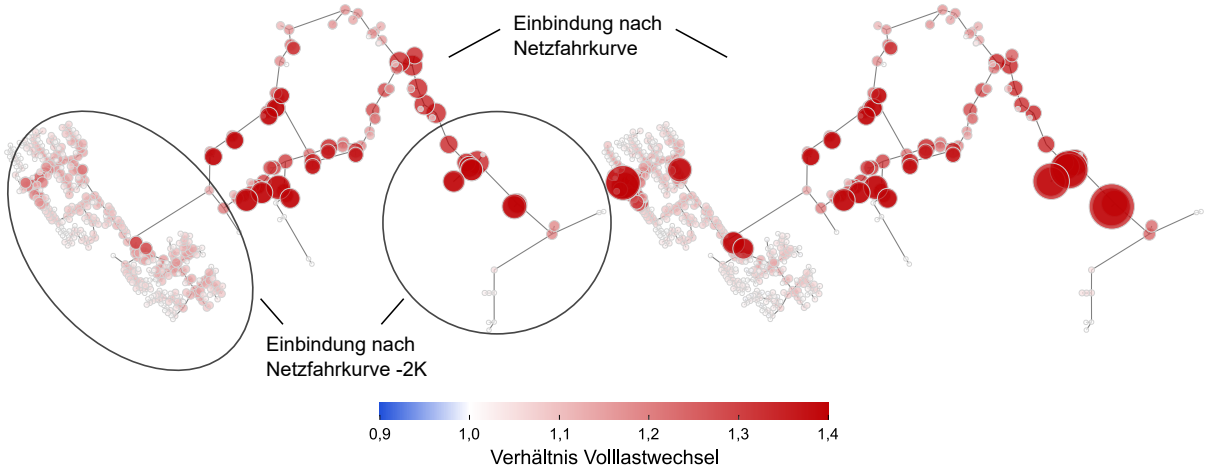


Abbildung 6.56: Verhältnis der Volllastwechsel mit dem Exponenten m = 1 im Netz B im Monat Juli, Vergleich mit Einbindung nach Netzfahrkurve (rechts) und abgesenkter Fahrkurve (– 2 K) der dezentralen Erzeuger in den eingekreisten Bereichen (links), Variante ST-Ges mit 24 Solarthermieanlagen (27.000 m²), Speicher-Dauerfahrweise, Standort Potsdam

6.5.3 Netzregelung

Die Netzregelung wird im Rahmen des Projektes betrachtet da sich durch dezentrale Wärmeeinbindung die Druckverhältnisse im Netz ändern können, wie in den Abschnitten 6.4.3 und 6.4.4 aufgezeigt wurde. Die Kenntnis über die Druckänderungen gegenüber dem Nominalfall ist für den Netzbetreiber dahingehend erforderlich, dass es im Extremfall zu Unterschreitungen der minimalen Netzdruckdifferenz kommen kann wodurch eine Unterversorgung der Abnehmer auftritt. Die hier betrachteten Netze G und B unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Netzregelung. Das Netz G ist Konstantdruck-geregelt, das heißt dass die zentrale Umwälzpumpe unabhängig von der Netzlast immer die konstante Druckdifferenz aufbringt und hält. Bei kleinen Nahwärmenetzen ist dies nicht ungewöhnlich um eine aufwändige Regelung und Messtechnik zu vermeiden. Das Netz B wird mittels einer Schlechtpunktregelung betrieben, das heißt dass der Netzbetreiber an einer oder mehreren Referenzmessstellen eine permanente Differenzdruckmessung durchführt und diese Werte für die Drehzahlregelung der zentralen Umwälzpumpe verwendet. Der Punkt im Netz auf den die Regelung das Netz regelt, wird auch Netzführungspunkt (NFP) genannt.

Auswertung Netz B

Der Netzführungspunkt im Netz B wurde für die Simulationsstudie an einem Abnehmer positioniert der in einem erzeugerfernen Bereich des Netzes liegt in dem Hohe Druckverluste auftreten. Mit der Regelung auf diesem Punkt kann über das gesamte Jahr mit einer festgelegten minimalen Druckdifferenz von 1 bar eine Unterversorgung an allen Punkten im Netz ausgeschlossen werden. Bei Einhaltung dieser Druckdifferenz am Netzführungspunkt kann es lastabhängig im Netz trotzdem zur Unterschreitung der 1 bar Druckdifferenz kommen, jedoch nur im geringen Maße und mit noch ausreichend Druckdifferenz um eine Unterversorgung im Netz auszuschließen. Dies sind dann die zeitabhängigen, realen Schlechtpunkte im Netz. In

Abbildung 6.57 sind alle im Referenzfall für den Standort Potsdam auftretenden Schlechtpunkte im Netz mit SP1 .. SP8 gekennzeichnet (schwarz). Ausgewertet wurde dabei jeder Simulationszeitschritt des Jahres. Die Reihenfolge von 1 .. 8 entspricht dabei der Häufigkeit des Auftretens. Der Schlechtpunkt SP1 ist entsprechend auch der Netzführungspunkt (NFP), welcher fast 50 % des Jahres auch der reale Netzschlechtpunkt ist. Die Häufigkeit der Schlechtpunkte unterscheidet sich stark, so tritt der Schlechtpunkt SP7 - als Sonderfall in erzeugernähe - nur in vier Rechenzeitschritten des Jahres auf. Das Auftreten an dieser Stelle im Referenzfall ohne dezentrale Einbindung ist einer ungünstigen Überlagerung verschiedener Faktoren in der numerischen Netzsimulation geschuldet und ist für die Auswertung zu vernachlässigen. Alle anderen Schlechtpunkte liegen erwartungsgemäß an den Strangenden im Bereich D, einen Netzabschnitt mit allgemein hohen Druckverlusten.

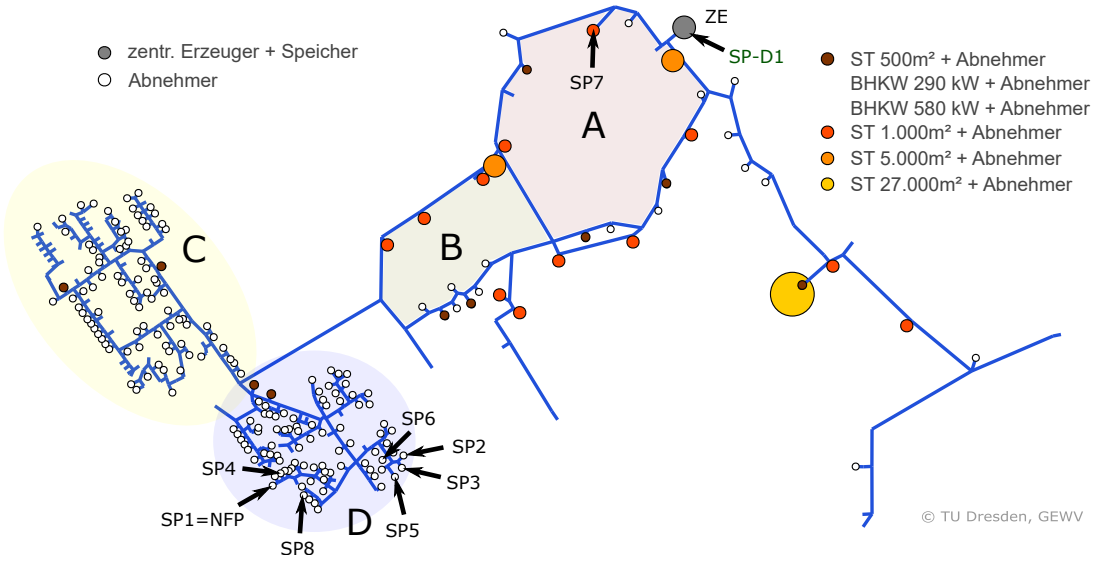


Abbildung 6.57: Übersicht der auftretenden Schlechtpunkte in Referenzfall und Varianten mit dezentraler Einbindung „SP{x}“, sowie zusätzlich auftretender Schlechtpunkt in den Varianten ST-Ges und STGF+Ges „SP-D1“ (am ZE), SP1 = Netzführungspunkt (NFP)

Ausgewertet wurde inwiefern sich die aufgezeigten Netzschlechtpunkte aus dem Referenzfall bei dezentraler Wärmeeinbindung zeitlich und örtlich verändern und wo gegebenenfalls neue Schlechtpunkte im Netz entstehen. Als erstes Ergebnis ist zu nennen, dass bei allen untersuchten Varianten mit dezentralen Erzeugern im Netz es nur bei den Varianten ST-Ges (27.000 m²) und ST-GF+Ges (53.500 m²) zu einem neuen Schlechtpunkt, direkt am zentralen Erzeuger kommt (siehe Abbildung 6.57, „SP-D1“ (grün markiert)). In allen Varianten treten die Schlechtpunkte aus dem Referenzfall (SP1 .. SP8) in leicht veränderter Häufigkeit auf. Das Wandern des Schlechtpunktes zum zentralen Erzeuger ist bedingt durch die geänderten Druckverhältnisse aufgrund der verlagerten Transportaufgabe an die dezentralen Einbindepumpen. Dieser Effekt wurde bereits in Abschnitt 6.4.4 erläutert und ist in Abbildung 6.58 noch einmal mit der Gegenüberstellung der Druckverläufe für einen Zeitpunkt mit sehr hohem dezentralen Eintrag und Wärmeüberschuss im Netz dargestellt.

Gegenüber dem Referenzfall (rot), fällt die Druckdifferenz in der Variante ST-Ges (lila) am zentralen Erzeuger Δp_{ZE} unter der im Netzführungspunkt einzuhaltenden Druckdifferenz $\Delta p_{\mathrm{Abn,min}}$

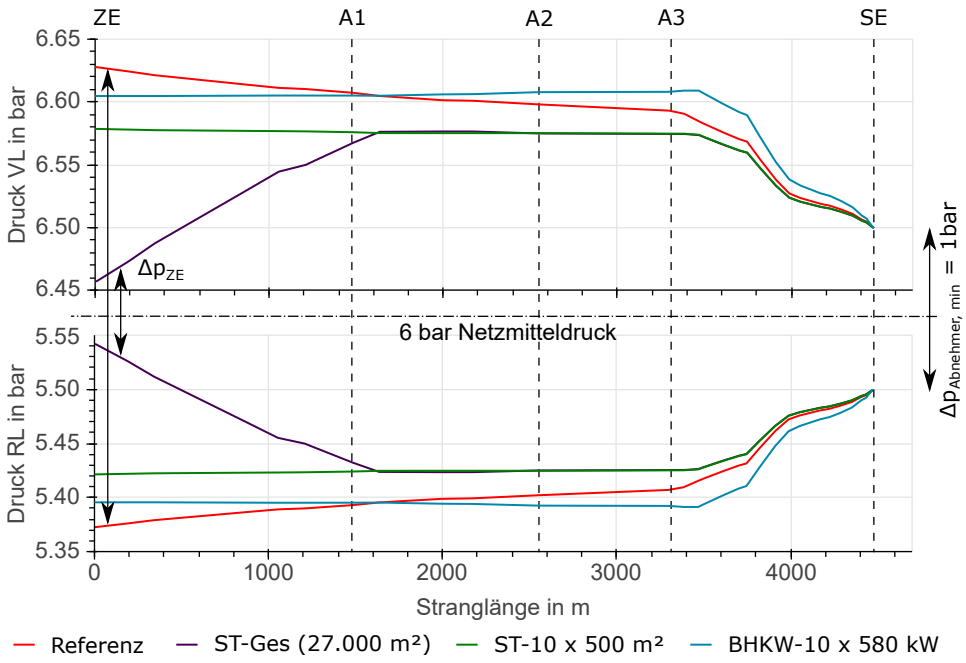


Abbildung 6.58: Druckverlauf in Vor- und Rücklauf im Netz B für den betrachteten Strang zum Zeitpunkt 02.07.15, 13:15 Uhr, Referenzvariante (rot), ST-Ges (lila), ST-500 (grün) und BHKW-580 (blau)

von 1 bar ab. Dies ist einerseits bedingt durch die Transportfunktion der dezentralen Einbindepumpen, andererseits durch die hohen Masse- bzw. Volumenströme und somit höheren Druckverlusten in Richtung des zentralen Erzeugers. In der Variante BHKW-580 (blau) tritt in dem abgebildeten Zeitpunkt ebenfalls ein Wärmeüberschuss im Netz auf, die vergleichsweise geringeren Massestöme in Richtung des zentralen Erzeugers erzeugen jedoch nicht den hohen Druckverlust am zentralen Erzeuger Δp_{ZE} wie in der Variante ST-Ges. Der Schlechtpunkt wandert somit nicht grundsätzlich bei Wärmeüberschuss zum zentralen Erzeuger, sondern es muss dafür eine entsprechend große Wärmeleistung und äquivalent Massestrom vorhanden sein.

Mit der Abbildung 6.59 soll veranschaulicht werden bei welcher Einbindeleistung und Netzlast eine Veränderung des Schlechtpunktes im Netz gegenüber dem Referenzfall auftritt. Verglichen wird die Variante ST-Ges mit dem Referenzfall und immer wenn sich in einem Zeitschritt der Schlechtpunkt im Netz gegenüber dem Referenzfall geändert hat, wird der geänderte Schlechtpunkt mit den entsprechenden Leistungen in dem Diagramm markiert. Zu sehen ist deutlich der neu hinzugekommene Schlechtpunkt SP-D1, der immer nur bei sehr hohen Werten für die dezentral eingebundene Wärme und niedriger Netzlast durch die Abnehmer auftritt. In geringerer Anzahl sind die Wechsel zu den Schlechtpunkten SP1..SP3 zu verzeichnen die bei verschiedenen Lastkonstellationen auftreten und teilweise auch ohne dezentrale Einbindung. Dies tritt jedoch nur unmittelbar nach Einbindezeiträumen auf, bei denen noch abweichende thermohydraulische Bedingungen gegenüber dem Referenzfall vorhanden sind.

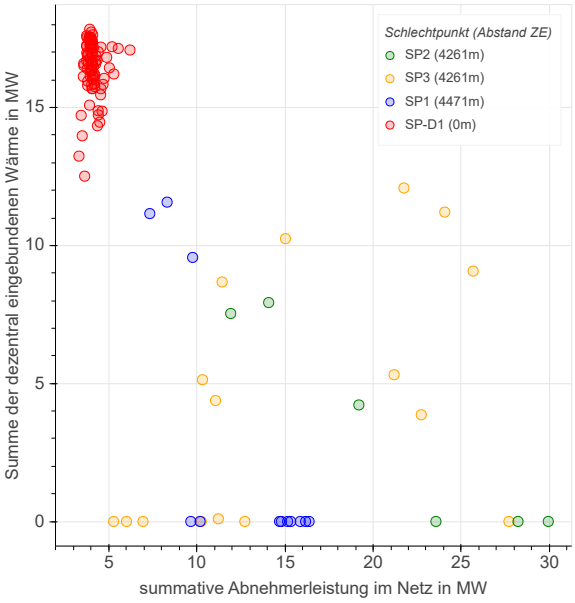


Abbildung 6.59: Übersicht der geänderten Schlechtpunkte pro Zeitschritt im Netz B in der Variante ST-Ges gegenüber dem Referenzfall, Darstellung der summativen Abnehmerleistung im Netz gegenüber der Summe der dezentral eingebundenen Wärme, Standort Potsdam

Auswertung Netz G

Für das Netz G sind in Abbildung 6.60 die auftretenden Schlechtpunkte im Referenzfall (SP1 & SP2) sowie die zusätzlich auftretenden Schlechtpunkte mit dezentraler Einbindung (SP-D1 & SP-D2) der Variante ST-100 dargestellt, wiederum für den Standort Potsdam. Der Schlechtpunkt wandert im Netz G zu keinem Zeitpunkt zum zentralen Erzeuger, obwohl bei dezentraler Einbindung und Wärmeüberschuss im Netz die Druckdifferenz Δp_{ZE} an der Stelle geringer ist als Beispielsweise am Ende des Stranges 1 (siehe auch Abbildung 6.33 im Abschnitt 6.4.3). Ursache sind die Konstantdruck-Fahrweise, bei der ungeregelt die Druckdifferenz am zentralen Erzeuger aufrechterhalten wird, sowie die Druckabfälle im Strang 3 auf welchen keine dezentralen Erzeuger liegen und somit hier die realen Netzschlechtpunkte durch einen Druckabfall entstehen.

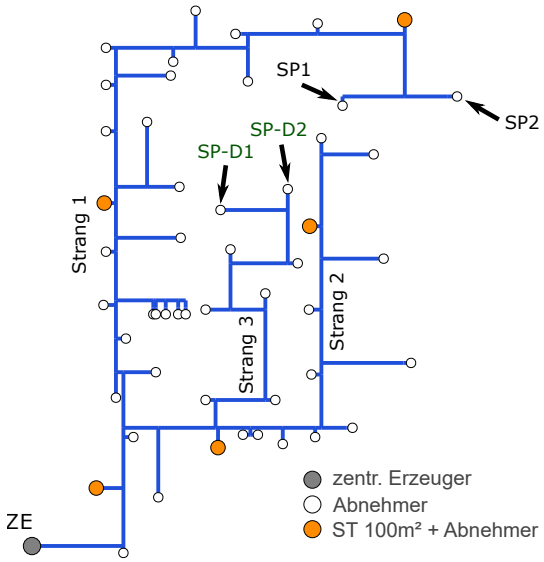


Abbildung 6.60: Übersicht der auftretenden Schlechtpunkte in Referenzfall und Varianten mit dezentraler Einbindung „SP{x}“, sowie zusätzlich auftretende Schlechtpunkte in der Variante ST-100 „SP-D{x}“

In Abbildung 6.61 sind äquivalent zu Netz B die geänderten Schlechtpunkte bei dezentraler Einbindung gegenüber dem Referenzfall mit den Leistungen aufgetragen. Es kommt deutlich häufiger zu einem Wechsel des Schlechtpunktes, wobei dieser fast immer in Richtung der Schlechtpunkte SP-D1 und SP-D2 geschieht und fast ausschließlich bei dezentraler Wärmeeinbindung in das Netz. Gegenüber dem Netz B tritt es hierbei jedoch über die komplette Bandbreite der Einbindeleistung (y-Achse im Diagramm) auf.

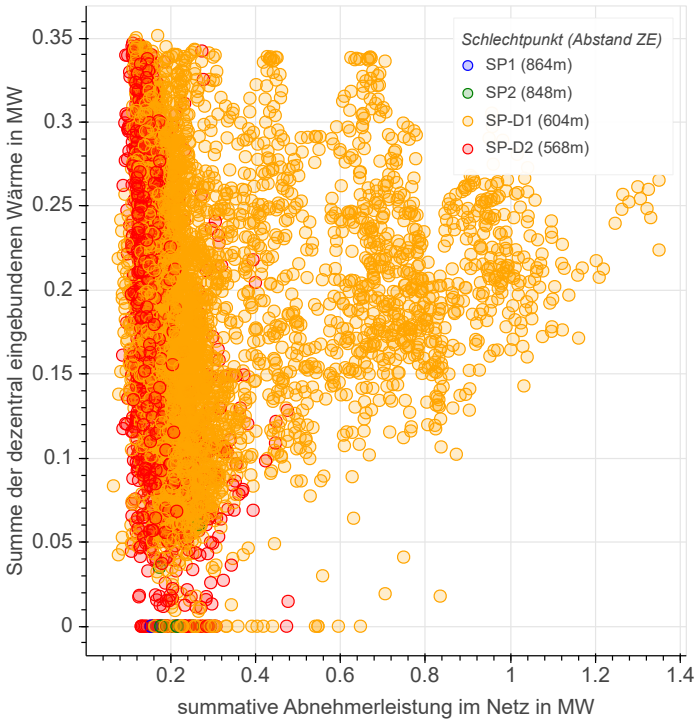


Abbildung 6.61: Übersicht der geänderten Schlechtpunkte pro Zeitschritt im Netz G in der Variante ST-100 gegenüber dem Referenzfall, Darstellung der summativen Abnehmerleistung im Netz gegenüber der Summe der dezentral eingebundenen Wärme, Standort Potsdam

6.5.4 Zentrale Erzeugung

Nachfolgend wird dargestellt wie sich die dezentrale Wärmeeinbindung auf die zentrale Erzeugereinheit bei Vorhandensein eines zentralen Speichers auswirkt. Durch die dezentrale Einbindung reduziert sich nicht nur die temporäre Leistung des zentralen Erzeugers im Netz, sondern es kann durch Wärmeüberschuss im Netz zu Speicherbe- und entladevorgängen kommen, was in dieser Simulationsstudie einen zeitweisen Stillstand der zentralen Erzeugereinheit bedingt. Minimale Betriebs- bzw. Stillstandszeiten der Erzeugereinheit wurden hierbei nicht berücksichtigt, dass heißt es es konnten auch minimale Stillstandszeiten von 15 Minuten auftreten (entspricht der Simulationszeitschrittweite).

Netz G

In Abbildung 6.62 sind für das Netz G die Jahres Dauerlinien des Referenzfalls (rot) sowie der Variante ST-100 für alle Speicherfahrweisen und das betrachtete Jahr 2015 aufgetragen. Dargestellt ist hierbei nur der Standort Potsdam da die Unterschiede zwischen Potsdam und Würzburg wiederum sehr gering sind, was im Anhang in Abbildung E.20 gegenübergestellt ist. In der Abbildung rot dargestellt ist der Referenzfall bei dem geringe Leistungsmaxima von über 2000 kW erreicht werden, hauptsächlich aber Wärmeleistungen zwischen 1400 kW bis zu 100 kW auftreten. Demgegenüber ist der Verlauf der dezentralen Erzeuger (grün, blau, orange) entsprechend der Speicherfahrweisen zu sehen. Auffällig ist dass die Linien (und somit die Werte) nahezu identisch übereinander liegen. Die nachfolgend in Kapitel 10 aufgezeigten Unterschiede der einzelnen Speicherfahrweisen für die Netze G und B haben für die zentrale Erzeugung nahezu keine Auswirkung hinsichtlich der zu erbringenden Wärmeleistung.

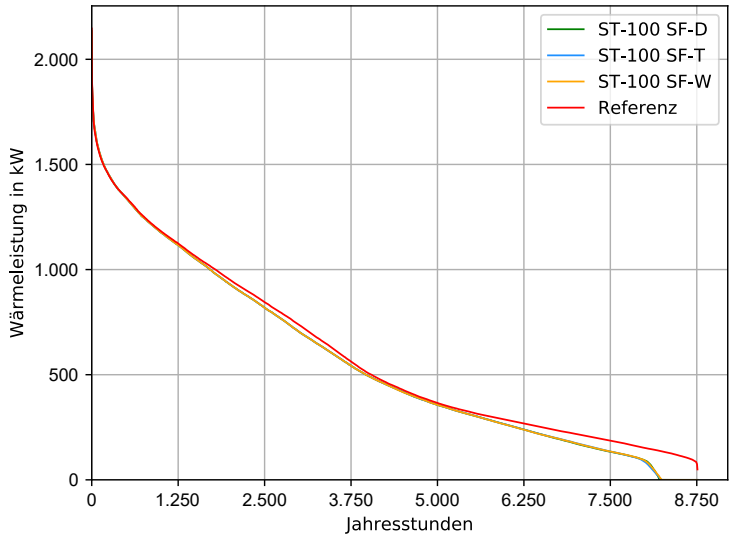


Abbildung 6.62: Jahres Dauerlinie für den Referenzfall sowie der Variante ST-100 im Netz G, Gegenüberstellung aller drei Speicherfahrweisen, Standort Potsdam

Es zeigen sich zwischen Referenzfall und dezentraler Einbindung leichte Unterschiede in den Bereichen zwischen 1000 kW und 500 kW, die dem Übergangsbereich im Jahr zwischen

Sommer und Winter zugerechnet werden können. Hierbei tritt nur im geringen Umfang eine Speicherbeladung durch dezentralen Wärmeüberschuss im Netz auf, mehrheitlich jedoch eine solare Unterstützung der zentralen Erzeugereinheit. In den Bereichen unter 400 kW werden die Unterschiede deutlicher. Dieser Leistungsbereich ist typisch für die Sommermonate und repräsentiert hoher solare Erträge die ein Wärmeüberschuss und somit den Speicherbetrieb ermöglichen. Die zentrale Erzeugereinheit ist über 500 h weniger in Betrieb als im Referenzfall und hat eine geringe Wärmeleistung zu erbringen.

Netz B

In Abbildung 6.63 sind für das Netz B die Jahres Dauerlinien wiederum für den Referenzfall (rot) und den Varianten mit dezentraler Einbindung dargestellt. Hierbei nur die für die Dauer-Speicherfahrweise (SF-D), die Ergebnisse der Tages- (SF-T) und Wochen-Fahrweise (SF-W) sind im Anhang in den Abbildungen E.35 und E.36 ersichtlich. Ebenfalls wird hier nur der Standort Potsdam betrachtet, äquivalent zu Netz G ist ebenfalls im Anhang in Abbildung E.20 die Gegenüberstellung der beiden Standorte für das Netz B gegeben.

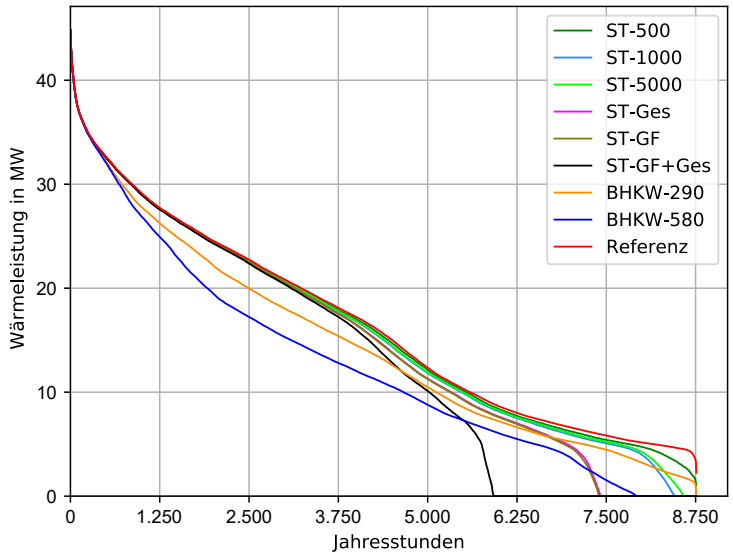


Abbildung 6.63: Jahres Dauerlinie für den Referenzfall sowie aller Varianten mit dezentralen Erzeugern im Netz B, Dauer-Speicherfahrweise (SF-D), Standort Potsdam

Anhand der Jahresdauerlinien zeigt sich im Netz B ein differenzierteres Bild gegenüber Netz G. Deutlich abweichend gegenüber dem Referenzfall (rot) ist der Verlauf der beiden Varianten BHKW-290 (orange) und BHKW-580 (dunkelblau). Verantwortlich hierfür sind die Betriebszeiten der BHKW, welche deutlich über der Summe der Einbindezeiten der solarthermischen Anlagen liegen und im Kapitel 5 erläutert sind. In den Bereichen > 32 MW sind die Verläufe identisch mit denen des Referenzfalls, was bedingt ist durch geringe Außentemperaturen und somit einer erhöhten Netzfahrkurve die den Betrieb der BHKW-Anlagen nicht erlaubt (siehe Beschreibung in Abschnitt 6.1.3). Der restliche Verlauf der BHKW-Dauerlinien entspricht annähernd dem des Referenzfalls mit entsprechendem Offset. Da die BHKW mit ca. 5.700 Jahresbetriebsstunden einen relativ konstanten Wärmeeintrag über das Jahr liefern, ist die aufzubringende Wärmeleistung der zentralen Erzeugung entsprechend reduziert. Die reduzierten Jahresbetriebsstun-

den der zentralen Erzeugung für die Variante BHKW-580 (dunkelblau) ist wiederum durch den Speicherbetrieb begründet.

Bei den Varianten mit solarthermischer Wärmeeinbindung sind Unterschiede zum Referenzfall (rot) bei Leistungen < 20 MW zu erkennen. Signifikant abweichend ist erwartungsgemäß die Variante ST-GF+Ges mit 53.500 m² installierter Kollektorfläche im Netz (schwarze Linie). Die hohen Wärmeüberschüsse im Netz sorgen mit den entsprechenden Speicher für einen deutliche reduzierten Betrieb der zentralen Erzeugereinheit mit über 2.800 h Stillstandszeit (siehe auch Tabelle 10.2 im Kapitel 10). Bei den Varianten ST-Ges (lila) und ST-GF (olivgrün) ergibt sich ein ebenfalls zu erwartender, nahezu identischer Verlauf der Dauerlinien, da beide Varianten eine Kollektorfläche von 27.000 m² besitzen. Die Betriebsstunden der zentralen Erzeugung sind über das Jahr um ca. 1.200 h reduziert. Je geringer der dezentrale Ausbaugrad bezogen auf die installierte Solarthermiefläche ist, desto ähnlicher ist der Verlauf zum Referenzfall. Zu sehen ist dies an den Varianten ST-1000 (blau) und ST-5000 (hellgrün), welche lediglich im unteren Leistungsbereich größere Abweichungen – hauptsächlich bedingt durch den Speicherbetrieb – aufzeigen. In der Variante ST-500 (grün) ist kein Speicherbetrieb erforderlich, was zu dem durchgängigen Betrieb der zentralen Erzeugung mit 8.760 Jahresstunden führt, jedoch mit leicht reduzierter Wärmeleistung im Bereich < 10 MW.

6.5.5 Hilfsenergieaufwand (Pumpen)

Die nachfolgende Betrachtung zieht den Hilfsenergieaufwand der Umwälzpumpen (UWP) – heißt der Summe aus dem für die zentralen Netzumwälzpumpen und den dezentralen in den NEST – im Netz in Betracht. Die Pumpen haben einen großen Anteil am elektrischen Hilfsenergieaufwand im Fernwärmenetz. Hinzu kommt der Elektroenergiebedarf von Steuer- und Regelorganen wie Schieber und Ventile, Messtechnik und ggf. Leitwarte sowie die Hilfsenergie zum Betrieb der zentralen Erzeugung. Der gesamte elektrische Hilfsenergieaufwand kann je nach Netzgröße variieren, bei nicht vorhandenen Messdaten kann jedoch nach [AGFW309] die Größenordnung von 1,5 % des Jahres-Netzwärmebedarfs pauschal für den Hilfsenergieaufwand für das Jahr angenommen werden.

Die Betrachtung des Hilfsenergieaufwandes der Pumpen vergleicht im Rahmen des Projektes inwiefern sich durch die Einbindung dezentraler Wärme der Pumpenaufwand im Netz erhöht oder reduziert. Dies bezieht die zentrale Umwälzpumpe sowie die jeweiligen Einbindepumpen in die Betrachtung mit ein. Mit der im Projekt festgelegten Rücklauf/Vorlauf-Einbindung übernehmen die Einbindepumpen lokal die Transportfunktion im Netz wodurch die zentrale UWP entlastet wird, siehe detaillierte Beschreibung in Abschnitt 6.4.1. Je nach Lastsituation und Druckverhältnissen im Netz kann dadurch eine Erhöhung oder Reduzierung des summarischen Pumpenaufwandes im Netz resultieren.

In der Simulationsstudie der Netze G und B sind, anders als in der Betrachtung des Netz K (Kapitel 7), keine realen Pumpen mit Pumpenkennfeld hinterlegt. Es werden ideale Pumpen (jedes Wertepaar aus Druckdifferenz und Volumenstrom ist realisierbar) angenommen, um mögliche

Anforderungen an die Pumpen im Nachhinein ableiten zu können. Daher wird als Vergleichsgröße die mechanische Pumpenarbeit $W_{\mathrm{Pu,mech}}$ verwendet ohne Pumpenwirkungsgrade und Betriebsbereiche zu berücksichtigen. Die mechanische Pumpenarbeit berechnet sich mit dem zu fördernden Volumenstrom und der zu überwindenden Druckdifferenz für jeden Zeitschritt über einen definierten Zeitraum nach:

$$W_{\mathrm{Pu,mech}} = \sum_{\tau=1}^{\tau=Ende} (\dot{V} \cdot \Delta p)_{\tau} \tag{6.10}$$

Für die dezentralen Einbindepumpen ist eine Vorbetrachtung der druckseitigen Einbindebedingungen erforderlich. Die Einbindepumpen haben in der Realität nicht nur die Netzdruckdifferenz am jeweiligen Einbindepunkt zu überwinden, sondern müssen zusätzliche Druckverluste in der Netzeinspeisestation (NEST) Δp_{NEST} kompensieren, siehe schematische Darstellung mit Druckverlauf im Netz in Abbildung 6.64. Diese entstehen durch die notwendigen NEST-Komponenten (Wärmeübertrager, Ventile, Rohrleitungen, Wärmemengenzähler etc.) und sind in der Realität volumenstromabhängig. Für die Betrachtung in der Simulationsstudie werden die NEST-Verluste jedoch vereinfachend als konstant angenommen. Da reale NEST sich in den beiden Netzen aufgrund der Einbindeleistungen deutlich in der Dimensionierung unterscheiden würden, sind folgende Werte festgelegt worden:

- Netz G: Δp_{NEST} = 0,25 bar = konst.
- Netz B: Δp_{NEST} = 0,5 bar = konst.

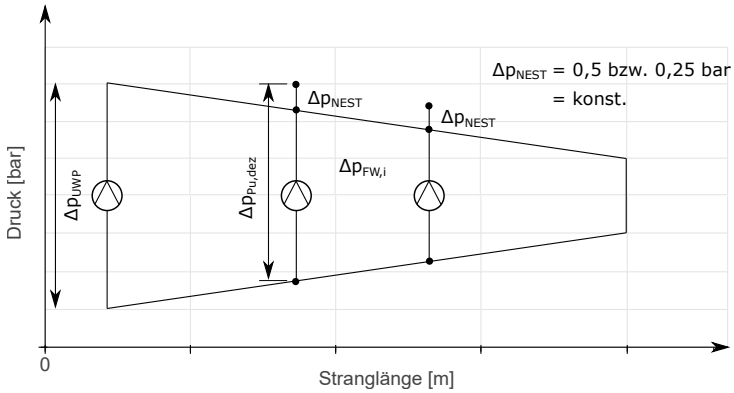


Abbildung 6.64: Schematische Darstellung des Druckverlaufs im Netz mit den Druckdifferenzen der zentralen Umwälzpumpe (UWP) Δp_{UWP}, der dezentralen Einbindepumpen $\Delta p_{\mathrm{Pu,dez}}$ sowie den Verlusten der Netzeinspeisestation (NEST) Δp_{NEST}

Ergebnisse Netz G

Die Gegenüberstellung des Hilfsenergieaufwandes der Pumpen für das Netz G ist in Tabelle 6.9 aufgeführt. Es zeigt sich, dass sich bei der Variante ST-100 mit den fünf im Netz integrierten dezentralen Erzeugern ein Anstieg der Hilfsenergie um 2,2 % ergibt. Das heißt die Summe der jährlichen Pumpenarbeit aller Einbindepumpen zusammen mit der zentralen UWP ist etwas höher als die Pumpenarbeit der zentralen UWP im Referenzfall.

Tabelle 6.9: Übersicht des Hilfsenergieaufwands der Pumpen im Netz G, Standort Potsdam

Variante Netz G	$W_{\mathrm{Pumpen,mech}}$ MWh/a	Differenz Hilfsenergieaufwand zur Referenz %
Referenz	7,86	-
ST-100	8,03	+2,2

Begründen lässt sich dies durch höher aufzubringende Druckdifferenzen der dezentralen Erzeuger in Nähe der Strangenden im Netz G. Dies ist in den Abbildungen 6.32 und 6.33 ersichtlich. Die lokal eingebundene Wärme ist deutlich größer als die lokal benötigte Wärme, wodurch der Transport entlang des Stranges erfolgt und höhere Druckdifferenzen erbracht werden müssen um die höheren Volumenströme zu fördern. Die Rohrdimensionierung ist zudem so ausgelegt, dass vom zentralen Erzeuger ausgehend bis zu den Strangenden eine Reduzierung der Nennweite – bedingt durch den geringeren Volumenstrom im Nominalfall – vorliegt. Findet nun eine Wärmeeinbindung mit höherer Leistung statt als lokal benötigt, steigt bedingt durch die Rohrreibung der Druckverlust und der Pumpenaufwand erhöht sich gegenüber dem Referenzfall zum gleichen Zeitpunkt.

Ergebnisse Netz B

Die Ergebnisse des Hilfsenergieaufwandes im Netz B sind für alle Varianten in der Tabelle 6.10 gegenübergestellt. Zum besseren Verständnis sind in Abbildung 6.65 nochmals die Positionen der verschiedenen dezentralen Erzeuger im Netz dargestellt.

Tabelle 6.10: Übersicht des Hilfsenergieaufwands der Pumpen im Netz B, Standort Potsdam

Variante Netz B	$W_{\mathrm{Pumpen,mech}}$ MWh/a	Differenz Hilfsenergieaufwand zur Referenz %
Referenz	604,9	-
ST-500	604,0	-0,15
ST-1000	606,1	+0,19
ST-5000	606,1	+0,19
ST-Ges	612,9	+1,32
ST-GF	661,7	+9,40
ST-GF+Ges	695,7	+15,01
BHKW-290	572,2	-5,40
BHKW-580	557,4	-7,85

Zu sehen ist, dass bei drei Varianten eine Reduzierung des Hilfsenergieaufwands zwischen 0,15 % und 7,85 % auftritt, bei fünf Varianten jedoch eine Erhöhung um bis zu 15 %. Die Unterschiede sind deutlich und bedürfen deshalb einer genaueren Analyse. Die Varianten mit reduzierten Hilfsenergieaufwand (ST-500, BHKW-290 und BHKW-580) sind die drei Varianten die für jeweiligen dezentralen Erzeuger den gleichen Standort haben, siehe auch Abbildung 6.65. Die Erzeugerstandorte sind im Netz verteilt und nur bei diesen drei Varianten auch in den markierten Netzbereichen C und D positioniert. Diese beiden Bereiche werden im Normalfall durch eine Stichleitung vom Bereich B versorgt. Der komplette Wärmebedarf der Bereiche C und D

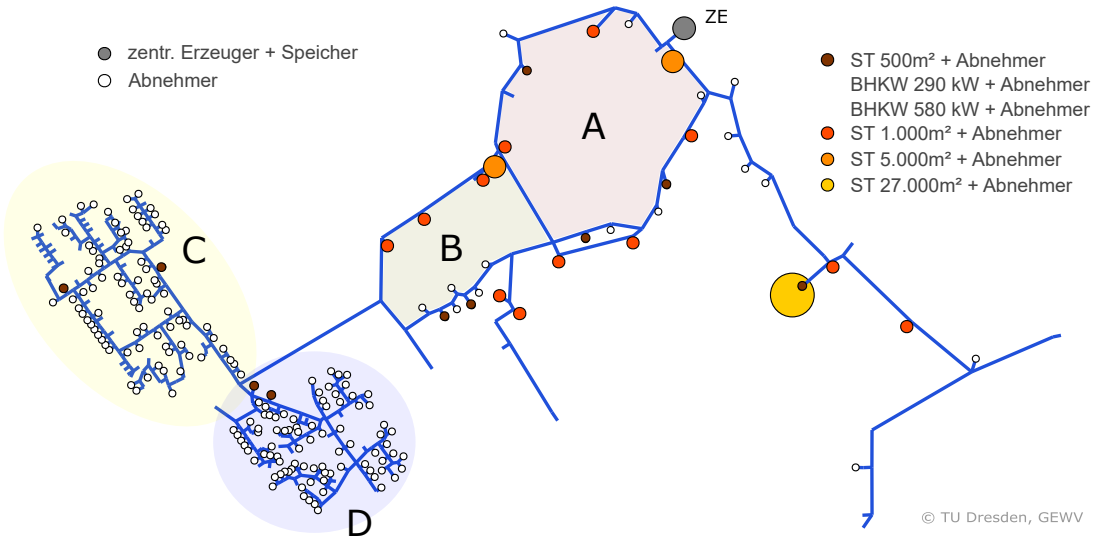


Abbildung 6.65: Netz B mit Position der dezentralen Erzeuger (DE); solarthermische Anlagen + BHKW

wird somit über die Stichleitung realisiert. Bei den Varianten ST-500, BHKW-290 sowie BHKW-580 wird ein Teil der Wärme (bei den Varianten ST-500 und BHKW-290) in den Bereichen C und D durch dezentrale Erzeuger zur Verfügung gestellt wodurch sich der Transportaufwand durch die Stichleitung verringert. Bei der Variante BHKW-580 tritt teilweise sogar eine Vollversorgung in den Bereichen C und D auf und Teile des Bereichs B werden mitversorgt, wie in Abbildung 6.39 zu sehen. Dies verringert gegenüber dem Referenzfall den Pumpenaufwand der zentralen UWP durch geringere Volumenströme und niedrigere Druckverluste. Je höher die Jahreswärmeeinträge in den Netzbereichen C und D sind, desto geringer ist der Hilfsenergieaufwand.

Die Erhöhung des Hilfsenergieaufwands in den Varianten ST-1000, ST-5000 und ST-Ges gegenüber dem Referenzfall ist bedingt durch einen erhöhten lokalen Wärmeeintrag der zu höheren Volumenströmen führt, wodurch sich der Druckverlust erhöht und ein erhöhter Pumpenaufwand notwendig zum Transport der dezentral bereitgestellten Wärme notwendig ist. Dies ist auch an den Unterschieden in der Differenz des Hilfsenergieaufwandes zu sehen. Die Varianten ST-1000 und ST-5000 sind gegenüber dem Referenzfall jeweils minimal erhöht um 0,19 %, während es in Kombination zusammen mit der Variante ST-500 bei der Variante ST-Ges bereits + 1,32 % sind. Durch den lokalen Wärmeüberschuss in den Bereichen A und B kommt es gegenüber dem Referenzfall zu einem deutlich erhöhten Hilfsenergiebedarf der Pumpen. Das Gleiche tritt bei den Varianten ST-GF und ST-GF+Ges auf. Ein Großteil der erzeugten Wärme der Großfeldanlage mit 27.000 m² Solarthermiefläche muss aus dem vergleichsweise abgelegenen Strang (rechts vom Bereich A) in das Hauptnetz transportiert werden da die lokale Wärmeabnahme relativ gering ist. Somit ist ein vielfaches des üblichen Volumenstroms im reinen Versorgungsfall vom zentralen Erzeuger zu fördern, wodurch sich die Rohrleitungsdruckverluste erheblich erhöhen und die Druckdifferenz am Einbindepunkt entsprechend steigt. Eine gesonderte Betrachtung der thermohydraulischen Zustände an der Großfeldanlage ist im Anhang im Abschnitt {folgt} gegeben.

6.5.6 Thermische Netzverluste

Die thermischen Netzverluste können je nach Größe und Alter des Netzes sowie dem Temperaturniveau einen nicht unwesentlichen Teil des gesamten Netzwärmebedarfs ausmachen. Nach [ZfK01] können diese stark variieren, wobei ein Großteil der Fernwärmenetze im Jahresdurchschnitt Wärmeverluste zwischen 10 % und 25 % aufweist. Wie im Abschnitt 6.2.2 erläutert, werden im Rahmen dieser Netzsimulation die Dämmstärken und Stoffwerte der jeweiligen Rohrleitungsanbieter hinterlegt und als neuwertig betrachtet. Dies führt zu theoretischen, jahresdurchschnittlichen Wärmeverlusten von < 10 %, die nicht die real im Netz existierenden Verhältnisse bzgl. Wärmebrücken, Alterungserscheinungen etc. widerspiegeln. Jedoch wird in der nachfolgenden Betrachtung nur die relative Abweichung zwischen dem Referenzfall ohne dezentrale Einbindung und den Varianten mit dezentralen Erzeugern im Netz für die Auswertung herangezogen, wodurch die Unterschätzung der realen Netzverluste nicht von Relevanz ist.

Netz G

In Tabelle 6.11 ist der thermische Netzverlust Q_{Verlust} des Referenzfalls mit dem der Variante ST-100 ($5 \cdot 100\,\mathrm{m^2}$ Solarthermiefläche) gegenübergestellt. Bei der Variante mit dezentraler Wärmeeinbindung ergibt sich eine Reduktion der thermischen Verluste um 0,07 % gegenüber dem Referenzfall. Die Reduktion ist sehr gering, sodass kein signifikanter Einfluss der dezentralen Einbindung auf den Netzverlust im Netz G mit den hier betrachteten Einbindebedingungen (siehe Abschnitt 6.1.3) ersichtlich ist.

Tabelle 6.11: Übersicht der thermischen Verluste im Netz G, Standort Potsdam

Variante Netz G	Q_{Netz}	Q_{Verlust}	Differenz Netzverlust zur Referenz
	MWh		%
Referenz	5.183	271,18	-
ST-100		270,99	-0,07

In Abbildung 6.66 (oben) sind die Netzverluste im Tagesmittel normiert für den Referenzfall sowie der Variante ST-100 aufgetragen. Es zeigen sich über das komplette Jahr kaum identifizierbare Unterschiede zwischen den Varianten auf. In der Abbildung mittig ist daher der relative Einfluss der dezentralen Einbindung auf die Netzverluste wiederum im Tagesmittel gegenübergestellt, definiert nach:

$$\text{rel. Einfluss dez. Einbindung} = \left(\frac{\text{abs. Netzverluste mit dez. Einbindung}}{\text{abs. Netzverluste Referenz}} - 1\right) \cdot 100\% \qquad (6.11)$$

Es zeigt sich hierbei der sehr geringe Einfluss der dezentralen Einbindung auf die Netzverluste. Zum Vergleich sind in der Abbildung 6.66 (unten) die Tagesmittelwerte der gesamten Einbindeleistung gegenübergestellt. Der vergleichsweise größere Einfluss ist erwartungsgemäß bei höherer Einbindeleistung in den Sommermonaten ersichtlich.

Abbildung 6.66: Gegenüberstellung der Netzverluste vom Referenzfall mit der Variante ST-100 im Netz G, Standort Potsdam, oben: normierte relative Netzverluste im Tagesmittel, mittig: prozentuale Abweichung der Netzverluste im Tagesmittel, unten: dezentrale Wärmeeinbindung im Tagesmittel

Die bei der Untersuchung der thermohydraulischen Effekte identifizierten, erhöhten Vorlauftemperaturen in den Strangenden (siehe Abbildung 6.29) führen insgesamt nicht zu erhöhten Netzverlusten. Der Ursache für die leicht reduzierten Netzverluste ist die infolge der „Abnehmerantwort“ teilweise deutlich reduzierte Rücklauftemperatur, insbesondere bei Wärmeüberschuss im Netz wie in den Abbildungen 6.31 und 6.30 aufgezeigt.

Netz B

Der Vergleich der Netzverluste im Netz B zwischen Referenzvariante und den Varianten mit dezentraler Wärmeeinbindung ist in Tabelle 6.12 aufgelistet, wiederum für den Standort Potsdam. Es zeigt sich dass abgesehen von der Variante ST-5000 mit $2 \cdot 5.000\,\mathrm{m^2}$ Solarthermiefläche alle Varianten minimal erhöhte Netzverluste Q_{Verl} aufweisen. Die Abweichungen sind jedoch so gering dass man von keinem nennenswerten Einfluss der dezentralen Wärmeeinbindung auf die

Netzverluste im Netz B reden kann. Wiederum gültig für die hier getroffenen Annahmen der Einbindung mit Netzfahrkurve und Rücklauf/Vorlauf-Einbindung.

Tabelle 6.12: Übersicht der thermischen Verluste im Netz B, Standort Potsdam

Variante Netz B	Q_{Netz}	Q_{Verlust}	Differenz Netzverlust zur Referenz
	GWh		%
Referenz	143,7	9,309	-
ST-500		9,310	+0,011
ST-1000		9,312	+0,032
ST-5000		9,306	-0,032
ST-Ges		9,314	+0,054
ST-GF		9,310	+0,011
ST-Ges+GF		9,316	+0,075
BHKW-290		9,311	+0,022
BHKW-580		9,311	+0,022

In Abbildung 6.67 sind äquivalent zur vorherigen Betrachtung im Netz G die Netzverluste im Tagesmittel normiert für den Referenzfall und exemplarisch für die Variante ST-Ges (27.000 m² Solarthermiefläche) gegenübergestellt. Auch hierbei zeigen sich kaum identifizierbare Unterschiede zwischen den Varianten. In der Abbildung mittig ist wie zuvor der relative Einfluss der dezentralen Einbindung nach Gleichung 6.11 aufgetragen. Die Werte sind über das gesamte Jahr vorwiegend positiv, was für eine Erhöhung der Netzverluste gegenüber der Referenz spricht. Jedoch ist das Maximum mit 0,8 % trotz allem noch äußerst gering. In den Sommermonaten treten teilweise negative Werte auf, die für einen verringerten Netzverlust im Vergleich stehen. Diese sind jedoch äußerst gering und treten nur sporadisch auf. Anhand der Tagesmittelwerte (Abbildung unten) ist die Ursache des Wechsels von negativen zu positiven Werten nicht erkennbar, jedoch können je nach Verhältnis der aktuellen Netzlast zur Einbindeleistung unterschiedliche starke Temperaturänderungen in den Strängen auftreten wie bspw. in Abbildung 6.41 exemplarisch zu sehen. Da die Unterschiede der Jahresnetzverluste aber konstant in allen Varianten < 0,1 % betragen, erscheint eine detaillierte Suche nach den Ursachen der Abweichungen überflüssig.

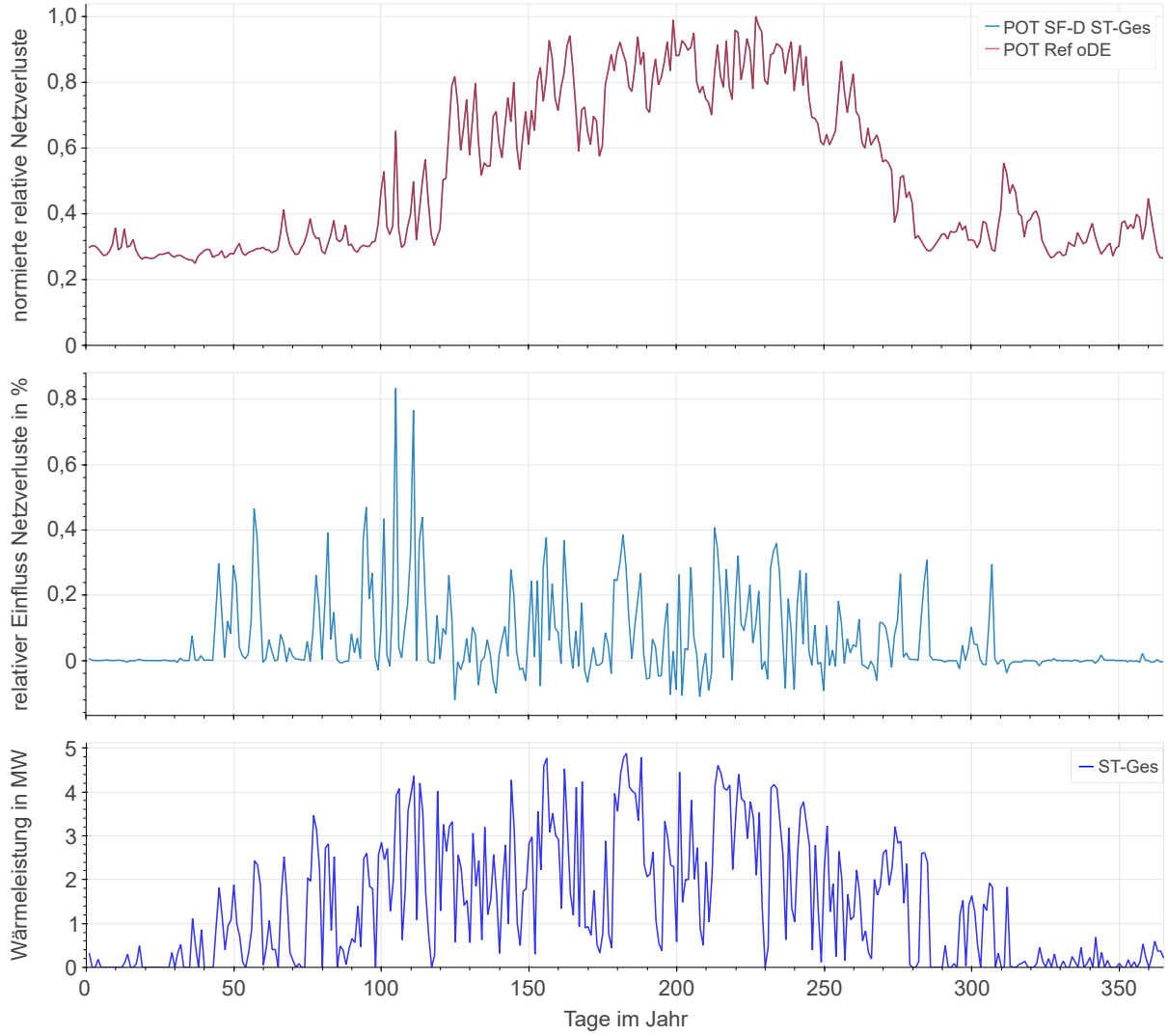


Abbildung 6.67: Gegenüberstellung der Netzverluste vom Referenzfall mit der Variante ST-Ges im Netz B, Standort Potsdam, oben: normierte relative Netzverluste im Tagesmittel, mittig: prozentuale Abweichung der Netzverluste im Tagesmittel, unten: dezentrale Wärmeeinbindung im Tagesmittel

6.5.7 Gegenseitige Beeinflussung dezentraler Erzeuger

Im folgenden wir die gegenseitige Beeinflussung der solarthermischen Anlagen hinsichtlich der Erträge betrachtet. Es stellt sich die Frage ob sich die Solarerträge an existierenden Standorten durch einen stufenweisen Ausbau verändern. Bedingt wäre dies durch veränderte Netztemperaturen, die für ein leicht erhöhtes Mitteltemperaturniveau der Solarthermieanlagen sorgen würden und somit den Wirkungsgrad dieser beeinflussen. Die Einbindung dezentraler Wärme erfolgt hier auf dem Niveau der Netzfahrkurventemperatur, wodurch es an erzeugerfernen Punkten im Netz zu einer temporären Erhöhung des Vorlauftemperaturniveaus kommt. Entsprechende Beobachtungen konnten im Abschnitt 6.4 sowie exemplarisch in den Abbildungen 6.29 und 6.40 aufgezeigt werden. Die Rücklauftemperaturen verändern sich dabei nahezu kaum oder steigen tendenziell an, wie in den Abbildungen 6.47 6.48 anhand der Netzmitteltemperaturen zu sehen war. Dies führt zu einem erhöhten Mitteltemperaturniveau was wiederum

entsprechend der Kollektorkennlinie der Solarkollektoren zu verminderten Wirkungsgraden bei gleichbleibender Außentemperatur führt. So können sich nebeneinander gelegene Erzeuger hinsichtlich der solaren Erträge beeinflussen.

Für die in der Simulationsstudie durchgeführten Rechnungen wurden die Varianten mit Anlagen gleicher Größe einmal mit und einmal ohne Anlagen anderer Größen hinsichtlich der solaren Jahreserträge verglichen. In Tabelle 6.13 sind die Ergebnisse aufgeführt. Betrachtet man die erste Variante ST-500 mit $10 \cdot 500\,m^2$ selbstständig, also ohne weitere Anlagen anderer Größen im Netz, so ergibt sich ein Jahreswärmeertrag von 2.335 MWh/a für alle zehn Solarthermieanlagen. Werden die zehn Anlagen in Kombination mit den $12 \cdot 1.000\,m^2$ und $2 \cdot 5.000\,m^2$ Anlagen in der Variante ST-Ges betrachtet, ergibt sich für die $10 \cdot 500\,m^2$ Anlagen ein um 0,09 % reduzierter Jahreswärmeertrag. Das Gleiche ist in der Tabelle für die ST-1000 Variante mit $12 \cdot 1.000\,m^2$, die ST-5000 Variante mit $2 \cdot 5.000\,m^2$ sowie die ST-GF Variante mit $1 \cdot 27.000\,m^2$ aufgelistet. Bei allen errechneten Differenzen zeigen sich jedoch im Verhältnis zum solaren Gesamtertrag nur sehr geringe Mindererträge, die deutlich kleiner als 1 % sind.

Tabelle 6.13: Gegenüberstellung der solaren Erträge in der Variante sowie in Kombination mit den anderen Varianten, Standort Potsdam

Variante	Ertrag in Variante in MWh/a				Differenz in Kombination in %	
	ST-500	ST-1000	ST-5000	ST-GF	ST-Ges	ST-GF+Ges
ST-500	2.335	-	-	-	-0,09	-[13]
ST-1000	-	5.549	-	-	-0,04	-0,07
ST-5000	-	-	4.633	-	-0,45	-0,54
ST-GF	-	-	-	12.737	-	-0,42
dD [%]	1,6	3,9	3,2	8,9	8,7	17,3

[13] Kein Vergleich möglich, da anstelle einer der 500 m² Anlagen die Großfeldanlage platziert ist, und somit in der Variante STGF+Ges nur neun anstatt zehn 500 m² Anlagen installiert sind.

6.6 Zusammenfassung der Erkenntnisse der Simulationsstudie

Die thermohydraulischen Wirkungen dezentraler Wärmeeinbindung konnten in diesem Kapitel am Beispiel der Bestands-Fernwärmenetze G und B aufgezeigt und analysiert werden. Die Netze unterscheiden sich hinsichtlich der Generation (nach IEA-DHC Annex-X-Klassifikation [Ros+14]), der Netzart (vermascht/unvermascht) und Regelung (Konstantdruck und Schlechtpunktregelung), womit eine gewisse Bandbreite an Bestandsnetzen in Deutschland und Europa repräsentiert ist und die Ergebnisse übertragbarer machen. Die durchgeführte Simulationsstudie betrachtet Szenarien eines stufenweisen solarthermischen Ausbaus im Netz mit unterschiedlichen Standorten und Kollektorfeldgrößen der solarthermischen Erzeuger. Demgegenüber sind in weiteren Szenarien statt der Solarthermieanlagen an gleichen Standorten BHKW-Anlagen in zwei verschiedenen Leistungsklassen integriert worden um einen direkten Vergleich der Wirkungen von Solarthermieanlagen und dezentraler, stromorientierter KWK im Netz herstellen zu können. Somit erfolgten die Untersuchungen für ein weites Spektrum hinsichtlich Position, Größe und Art der dezentralen Wärmeeinbindung. Die erreichten dezentralen Deckungsanteile liegen für die Solarthermievarianten im Netz G bei 5,2 % und im Netz B zwischen 1,6 % und 17,3 % (Kundenlast- und Wärmeeinbindeprofile für Witterung Potsdam 2015). Jedoch können diese Werte nur durch die Integration eines Speichers erreicht werden, der bereits bei 3,2 % Deckungsanteil im Netz B erforderlich wird. Die BHKW-Anlagen mit deutlich höheren Betriebszeiten erreichen 11,5 % (ohne Speicher) und 23,1 % (mit Speicher). Die ausführlichen Ergebnisse zu Größe und Betriebsweise zentraler Speicher in den Netzen G und B werden in Kapitel 10 beschrieben.

Die Untersuchung der thermohydraulischen Effekte bei dezentraler Wärmeeinbindung zeigte für repräsentative Beispiele die Wirkungen auf Temperaturen, Masseströme und Druckverhältnisse im Netz. Dabei konnten in beiden Netzen Effekte wie Strömungsrichtungsumkehr in Netzabschnitten, sich ausbildende Versorgungsgrenzen als Übergangsbereich zwischen positiver und negativer Strömungsrichtung (sprich Massestrom gegen Null tendierend), sowie die Wirkungen auf Druck- und Temperaturverläufe aufgezeigt werden. Abgesehen von zwei Varianten im Netz B, traten bei allen Varianten temporäre Wärmeüberschüsse im Netz auf, die temporär zu einer Rückströmung der ausschließlich dezentral bereitgestellten Wärme zum Speicher am Standort des zentralen Erzeugers führten. Für ausgewählte Varianten ist die Visualisierung der thermohydraulischen Effekte in Form von Videos auf der TU Dresden Projektseite[14] zu finden.

Die Auswirkungen der aufgezeigten thermohydraulischen Effekte wurden für verschiedene systemrelevante Komponenten und Kenngrößen untersucht. Die Wirkungen auf die zentrale Netzdruckhaltung beschränken sich bei allen untersuchten Szenarien auf eine höhere Dynamik der Zu- und Abströmvorgänge. Die Amplituden der maximalen Ausgleichsvolumenströme erhöhten sich gegenüber den Referenzszenarien ohne dezentrale Einbindung nicht, sodass es grundsätzlich keiner Änderung der Druckhaltung in den untersuchten Netzen bedarf. Es konnte

[14] www.tu-dresden.de/mw/iet/gewv/forschung/forschungsprojekte/delfin

für die Netze G und B in Auswertung der Volllasttemperaturwechsel für Kunststoffmantelrohre gezeigt werden, dass die dezentrale Wärmeeinbindung an ausgewählten Orten im Netz einen Einfluss auf die Wechselbeanspruchung des Rohrleitungssystems gegenüber dem Referenzfall hat. Hierbei war im Vorlauf insbesondere an den Anbindeleitungen der dezentralen Wärmeerzeuger eine Erhöhung der Volllasttemperaturlastwechsel im Schadensfall 1 (s. Abschnitt 6.5.2) bis zu einem Faktor von 1,66 zu verzeichnen, im Rücklauf jedoch ebenso Erniedrigungen bis zum Faktor von 0,93. Durch die dezentralen Erzeuger ändern sich bei der RL/VL-Einbindung die Druckverhältnisse im Netz signifikant. Mit zunehmendem dezentralen Deckungsanteil haben die Einbindepumpen an den NEST-Knoten temporär eine signifikante Transportfunktion in ausgewählten Netzabschnitten. Infolgedessen verschiebt sich der Druckschlechtpunkt in einigen Szenarien zu völlig neuen Orten im Netz. Diese sind bei einer praktischen Umsetzung im hydraulischen Regelkonzept ergänzend zu berücksichtigen, heißt auch mit Sensorik zu instrumentieren und in den Datentransfer einzubinden.

Werden größere Wärmemengen dezentral eingebunden, sind Kenntnisse der hydraulischen Zustände im Netz auch erforderlich, um die Netzregelung entsprechend anzupassen und somit eine mögliche Unterversorgung von Abnehmern zu verhindern. Die Wirkung auf die zentrale Erzeugung zeigt sich entsprechend an der reduzierten Jahreswärmemenge und den Stillstandszeiten. Letzteres stellt insbesondere durch die Integration der hochvolatilen Solarthermie die Betriebsführungsstrategien der Netzbetreiber vor Herausforderungen und bedarf einer geeigneten Einsatzoptimierung. Der Hilfsenergieaufwand aller Pumpen im Netz - sprich die Summe aus Elektroenergiebedarf für zentrale Umwälzpumpengruppe des Netzbetreibers und den dezentralen Einbindepumpen an den NEST - kann entsprechend der hier ermittelten Werten bei bestimmten Varianten der Positionierung und Größe der dezentralen Erzeuger im Netz reduziert werden. So kann insbesondere in abgelegenen, über lange Transferleitungen versorgten Bereichen der Netze durch dezentrale Wärmeeinbindung eine Reduzierung des gesamten Wärmetransportaufwandes erreicht werden.

Ausgewertet wurde auch die Veränderung der Netzwärmeverluste unter der Prämisse, dass alle dezentralen Erzeuger die Wärme auf der Vorlauftemperatur-Fahrkurve des zentralen Erzeugers bereitstellen. Damit ergeben sich bei großen Transportentfernungen höhere Vorlauftemperaturen als bei der vollständigen zentralen Versorgung im Referenzfall. Da sich jedoch sowohl geänderte Rücklauftemperaturen als auch reduzierte Stillstandszeiten in Stichleitungen zu den kombinierten HAST/NEST-Standorten zeigen, sind die Veränderungen der Jahresnetzwärmeverluste sehr gering.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Auswirkungen dezentraler Wärmeeinbindung im Netz beherrschbar sind, jedoch Kenntnis der Zustände im Netz erfordern und unter Umständen eine Adaption der Betriebsführungsstrategie. Die Erkenntnisse beruhen auf den im Projektkonsortium beschlossenen Randbedingungen, zeigen jedoch klare Tendenzen auf und lassen sich adaptieren.

Auch zeigen die Ergebnisse Potential hinsichtlich Betriebsführungsstrategien und Optimierung auf, die nicht Bestandteil des Projektes waren. Beispielhaft seien ein optimiertes Zu- und Ab-

schalten dezentraler Erzeuger bei limitiertem Speichervolumen oder ein Absenken der Soll-Vorlauftemperatur für die dezentralen Erzeuger unter die des Zentralen genannt. Letzteres steigert bereits bei wenigen Kelvin Absenkung nicht nur Solarthermieerträge, sondern reduziert überdies Netzwärmeverluste. Weiterhin wäre der Übergang zu teilzentralen Speicherstandorten zur weiteren Netzentlastung bei Beibehaltung der Netzhoheit durch die Fernwärmenetzbetreiber ein mögliches Untersuchungsziel.

Literaturverzeichnis für Kapitel 6

[AGFW309] *AGFW-Arbeitsblatt FW 309 - Teil 1 - Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung der spezifischen Primärenergiefaktoren für Fernwärmeversorgungssysteme*. Frankfurt a. M.: AGFW e.V., Mai 2010.

[AGFW401] *AGFW-Arbeitsblatt FW 401 - Teil 10 - Verlegung und Statik von Kunststoffmantelrohren (KMR) für Fernwärmenetze - Statische Auslegung, Grundlagen der Spannungsermittlung*. Frankfurt a. M.: AGFW e.V., Dez. 2007.

[AGFW442] *AGFW-Arbeitsblatt FW 442 - Druckhaltung in Heizwasser-Fernwärmesystemen*. Frankfurt a. M.: AGFW e.V., Dez. 2011.

[Ene17] C.A.R.M.E.N (Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk). „Marktüberblick - Wärmespeicher. Förderfähige Wärmespeicher im 10.000 Häuser Programm“. In: (2017). URL: https://www.carmen-ev.de/files/informationen/Brosch%C3%BCren/Markt%C3%BCbersicht_W%C3%A4rmespeicher_2017_Web.pdf.

[GEF+11] GEF Ingenieurgesellschaft für Energietechnik und Fernwärme Chemnitz mbH, IMA Materialforschung und Anwendungstechnik GmbH und IPF Leibniz-Institut für Polymerforschung. *Zeitstandsfestigkeit von Kunststoffmantelrohren - Permeations- und Degradationsverhalten, Wechselbeanspruchung, Alterungsgradient, Muffenbewertung, Versagensverhalten*. Projektbericht. ISBN 3-89999-026-9, Nov. 2011.

[Hey+19] M. Heymann u. a. *Kostenreduktionspotential beim Ausbau der Solarisierung von Fernwärmenetzen durch Standardisierung*. BMWi-Abschlussbericht, FKZ: 0325553A. TU Dresden, Institut für Energietechnik, Juli 2019.

[Moda] Modelica. *FMI - Functional Mock-up Interface*. URL: https://www.fmistandard.org/start.

[Modb] Modelica. *FMI Support in Tools*. URL: https://www.fmi-standard.org/tools.

[Modc] Modelica. *Modelica and the Modelica Association*. URL: https://www.modelica.org/.

[Pau19] S. Paulick. Entwurf Dissertation, Stand Dezember 2019. TU Dresden, 2019.

[Per10] A. Perschk. „Gebäude- und Anlagensimulation - Ein „Dresdner Modell"“. In: *Gesundheits Ingenieur - Haustechnik - Bauphysik - Umwelttechnik* 131.4 (2010), S. 178–183.

[Rob+10] S. Robbi, D. Haas, A. Wirths und E. Eckstädt. *LowEx Fernwärme: Multilevel District Heating – Teilthema II, Multifunktionale Fernwärmesysteme*. FKZ: 0327400B. TU Dresden, 2010.

[Rob13] S. Robbi. „LowEx-Fernwärme – Vergleichende Bewertung von Maßnahmen für eine effiziente, multifunktionale Fernwärmeversorgung“. Diss. TU Dresden, Mai 2013.

[Ros+14] A. D. Rosa u. a. *Annex X Final Report: Toward 4th Generation District Heating*. Techn. Ber. IEA DHC|CHP, 2014.

[Rüh+15] K. Rühling u. a. *Dezentrale Einspeisung in Nah- und Fernwärmesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Solarthermie*. BMWi-Abschlussbericht, FKZ: 03ET1039B. TU Dresden, Institut für Energietechnik, Nov. 2015.

[Rüh18] K. Rühling. „Vorlesung Wärmeversorgung, Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung, Technische Universität Dresden“. Dez. 2018.

[Sau13] S. T. Sauerwein. *Untersuchung zu Methoden der technischen Zustandsanalyse von Fernwärmenetzen auf Basis von Ganglinien*. Projektbericht. AGFW, Juni 2013.

[ZfK01] ZfK. „Fernwärmeumfrage 2001“. In: *Zeitung für kommunale Wirtschaft (ZfK)* (2001). URL: http://zfk.ve.m-online.net/navframe/umfrage01.pdf.

7 Wirkungen dezentraler Einbindung in Fernwärmenetze - Simulationsstudie des Fernwärmenetzes K (großes Netz)

Autoren: David Fröhlich (3S Consult), Ulrike Wagner (AGFW)

7.1 Allgemeine Festlegung im Vorfeld der Simulation

Im Vorfeld der durchgeführten Untersuchungen wurde festgelegt, dass der dezentrale Erzeuger die Vorgabe erhält, genau mit Sollvorlauftemperatur des Netzes die Wärme an das Netz zu übergeben. Diese Vorgabe begründet sich in der Anforderung, die Versorgungssicherheit im Netz zu jeder Zeit sicherstellen zu können, d.h. entsprechend der zugesagten Temperaturen und Druckniveaus der Technischen Anschlussbedingungen (TAB) die Wärme für den Kunden auf dem vertraglich gesicherten Niveau zur Verfügung zu stellen.

Da auch die Simulationsmodelle eine variable Temperatur am Einbindepunkt nicht vorsehen, wurde die Erweiterung der Simulationsmodelle nicht für notwendig erachtet. Der Fokus des Projektes lag auf der Veränderung der Netzhydraulik aufgrund von Wärmeeinbindung durch Dritte an unterschiedlichen Stellen und in unterschiedlicher Anzahl.

In der Praxis gibt es bereits Wärmenetze, in denen die Temperatur der Einbindung kleinerer dezentraler Wärmeerzeuger sehr frei und kaum beschränkt ist (z.B. Hamburg, Kopenhagen, Stockholm[1]) In DELFIN ist das wohlüberlegt nicht der Fall.

Eine Wärmeeinbindung ohne Temperaturbeschränkung ist für Netz K unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht mit der Gewährleistung der Versorgungssicherheit vereinbar. Der Betreiber des Wärmenetzes hat eine Mindesttemperatur sicherzustellen, mit der das Netz bei bestimmter Außentemperatur gefahren werden muss, um die Wärme auf dem vertraglich garantiertem Niveau (z.B. für Netz K 60°C zur hygienischen einwandfreien Trinkwassererwärmung im Gebäude) dem nachfolgenden bis hin zum letzten Kunden zur Verfügung zu stellen.

Das Temperaturband hingegen, mit der oberhalb der Mindesttemperatur die Wärme an das Netz abgegeben werden könnte, ist durchaus variabel gestaltbar. (s. Anhang F)

[1] s. Vorgängerprojekt DEZENTRAL

7.2 Struktur und Parameter in Netz K

Netz K ist ein großes, mehrfach vermaschtes Fernwärmenetz mit 880 MW Anschlussleistung. Es erstreckt sich über etwa 100 km². Das numerische SIR 3S® Modell ist zur Erreichung kürzerer Rechenzeiten stark aggregiert und enthält nach der Aggregation noch 1500 Verbraucher und 300 km Rohrleitungen (d.h. ca 150 km als Trassen).

Durch die Aggregation werden Endstränge entfernt und stattdessen Ersatzverbraucher generiert. Teilstrecken ohne Nennweitensprung zwischen zwei Abzweigen werden zusammengefasst, Maschen bleiben grundsätzlich erhalten. Das Verfahren basiert auf der Graphentheorie und hat sich in zahlreichen Vergleichsberechnungen als zulässige und hilfreiche Vereinfachung erwiesen.

- **Struktur Netz K**

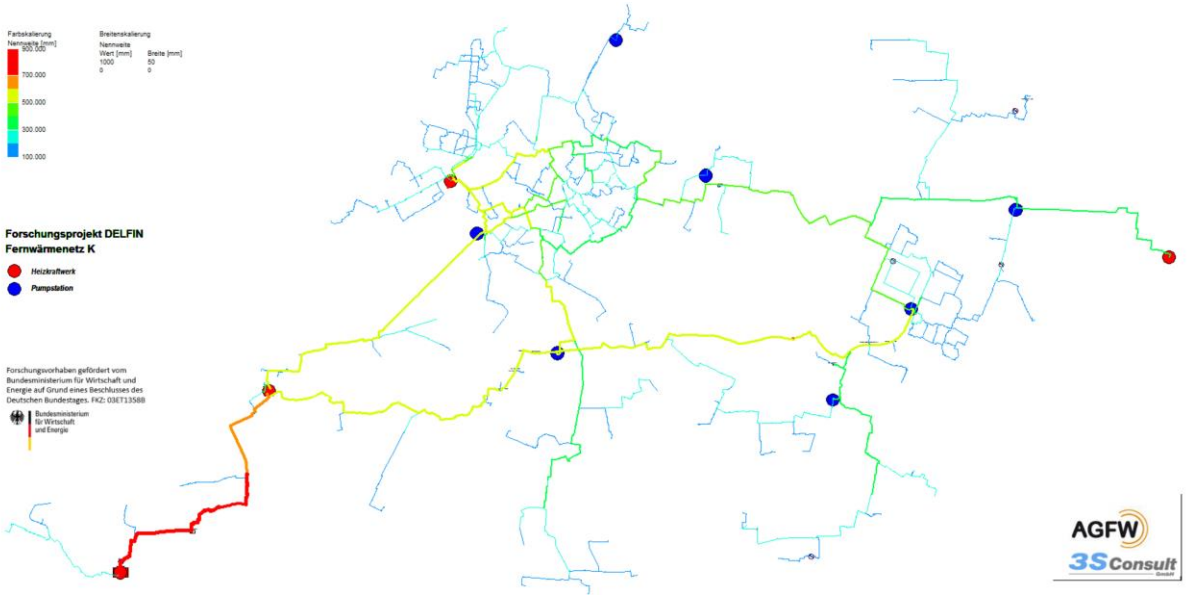


Abbildung 7.1: Modellübersicht Netz K. Farblich dargestellt sind die Nennweiten. Blau: DN 100 und kleiner, cyan: bis DN 250, grün: bis DN 450, orange: bis DN 700, rot: DN 900. Die roten Kreise markieren den Standort der Heizkraftwerke, die blauen Kreise die Haupt-Pumpstationen.

- **Kennwerte Netz K mit den Wetterdaten 2015 von Potsdam und Würzburg**
  - 380 MW Höchstlast
  - 41,5 MW Grundlast, bestehend aus
    - 31,2 MW Wärmebedarf, Sommer, minimal
    - 10,3 MW Wärmeverluste, Sommer, minimal
  - 1215 GWh/a Jahres-Energiebedarf insgesamt, Mittelwert Potsdam/Würzburg

- 114 °C maximale Vorlauftemperatur im Winter
- 92 °C minimale Vorlauftemperatur im Sommer

7.3 Modelleinstellungen und Simulationsbedingungen

7.3.1 Simulationssoftware SIR 3S®

SIR 3S® berechnet stationäre Lösungen, niederfrequente Vorgänge (ideale Regelung) und hochfrequente Zustandsänderungen (Regler und Stellgrößen zeitabhängig, Kompressibilität, thermisches und hydraulisches Speicherverhalten) unter Beachtung von Systemrestriktionen. Das Berechnungsverfahren (Rigid Water Column, verschiedene Charakteristikenverfahren, implizite Finite-Differenzen) wird dem Einsatzzweck entsprechend gewählt.

Grundlage der Berechnungen ist ein maßstäbliches Modell mit wahlweise schematischer Darstellung von Erzeugern und Stationen innerhalb von Blöcken. Üblicherweise ist das modellierte Netz georeferenziert (Import von GIS-Daten, Modellierung vor referenzierten Hintergrundkarten). Die auf der Graphentheorie basierende innere Netzstruktur ermöglicht zahlreiche Prüf-, Reparatur- und Auswertefunktionen sowie eine Aggregation großer Netze in verschiedenen Stufen.

In der Fernwärme (Gas, Wasser, Produkte, Pipelines und Kavernen sind ebenfalls möglich) wird das aus Vor- und Rücklauf bestehende, geschlossene Modell thermohydraulisch mit temperaturabhängigen Stoffwerten berechnet.

Die Grundelemente enthalten bereits eine weitgehende Funktionalität, z.B. enthalten Umwälzpumpen verschiedene Regelungsarten und Schutzregelungen. Die Grundelemente können mit Hilfe eines regelungstechnischen Signalmodells verknüpft werden und ermöglichen dadurch die Simulation von Ereignisketten. Prozessbegleitende Online-Simulationen sind über eine OPC (Open Platform Communications)-Schnittstelle möglich.

7.3.2 Neuer Modellbaustein für Solarthermie und BHKW

Das für DELFIN neu entwickelte neue Makroelement für dezentrale, volatile Erzeuger kann wahlweise als Solaranlage oder als BHKW parametriert werden. In beiden Fällen ist die Berücksichtigung des Eigenbedarfs der Anlage möglich.

Die Bezeichnungen HAST (Hausanschlussstation) und NEST (Netzeinbindestation) werden aus dem Vorgängerprojekt FKZ 03ET1039 A bis C – Dezentral - übernommen.

Der Aufbau des neuen Elementes als HAST+NEST wurde mit den Projektpartnern abgestimmt. Die Einzelkomponenten sind in SIR 3S® bereits enthalten, mit Ausnahme der Gleichungen des Kollektorfeldes und der virtuellen Umwälzpumpe, die die Überwindung des Differenzdruckes für eine Wärmelieferung an das Fernwärmenetz ermöglicht. Die in Abbildung 7.2 mit „optional“ gekennzeichneten Armaturen sind Teil des vorhandenen Fernwärmeverbrauchers. Sie haben in den DELFIN-Szenarien keine besondere Aufgabe, da

das Zeitverhalten der Regler bei quasi-stationärer Simulationen nicht relevant ist und keine Unterversorgungszustände eingestellt werden, vergl. Abschnitt 7.4.2.

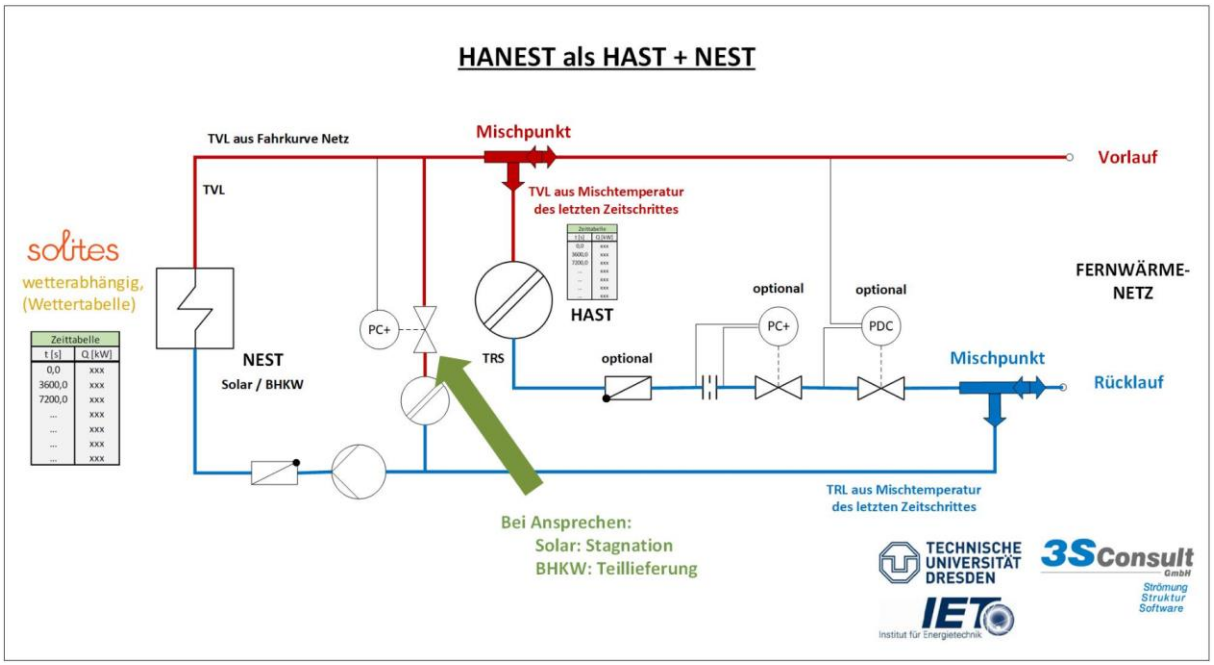


Abbildung 7.2: Neues SIR 3S® Programmelement, entweder für Solaranlagen oder BHKW.

Die Steuerung des Solarerzeugers erfolgt über Wetterdaten in einer extern erstellten Zeittabelle mit 8760 Stundenwerten. Dem BHKW und der HAST werden, ebenfalls über Zeittabellen, die stündlichen Leistungen direkt zugewiesen.

Das Überströmventil am Wärmeerzeuger hat je nach Verwendung unterschiedliche Bedeutung. In allen Fällen ist damit ein Grenzdruck definiert, den die Erzeugerpumpe nicht überschreiten darf. Er wurde so gewählt, dass die definierten Druckzonen (vergl. Abschnitt 7.3.10) auch im Sommer bei geringeren Druckverlusten eingehalten werden Wird dieser Grenzdruck erreicht, gehen Solaranlagen im folgenden Zeitschritt in Stagnation und sind für den Rest des Tages für eine Wärmelieferung an das Netz gesperrt. Die im Zeitschritt des Ansprechens verbleibende Fördermenge strömt direkt in den Rücklauf über, die überschüssige Wärmeleistung wird bilanziert. Die in den Rücklauf eingeleitete Wassermenge hat lokale Rücklauftemperatur. BHKW können entsprechend den hydraulischen Verhältnissen auch nach dem Ansprechen des Überströmventiles ggf. teilweise Wärme an das Netz liefern, wenn der Grenzdruck nicht überschritten wird.

Fördermenge und Druckerhöhung der Pumpe werden für eine spätere Auswertung erfasst. Im Gegensatz zu allen anderen Pumpen im Modell (Kraftwerke, Pumpstationen) sind keine Kennlinien für Leistungsvermögen und Wirkungsgrad hinterlegt. Die Pumpe ist also unbegrenzt leistungsfähig, die aus der Wärmeleistung und anliegender Temperaturdifferenz errechnete Fördermenge wird bis zum Erreichen des Grenzdruckes dementsprechend immer gefördert.

Zur Berechnung der von Solaranlagen an das Netz gelieferten Wärmeleistung wurden die Gleichung von Solites umgesetzt, siehe Abschnitt 4.

Die Wärmeleistung der BHKW (NEST) folgt aus den Berechnungen von AGFW, vergl. Abschnitt 5. Der Eigenbedarf (HAST) entspricht dem Wärmebedarf des am jeweiligen Standort bereits vorhandenen Verbrauchers. War für den vorgegebenen Standort kein Verbraucher modelliert, entfällt auch der Eigenbedarf. Der BHKW-HAST-Anteil verändert also nicht den Gesamtverbrauch des Netzes im Vergleich zu den Solar-Szenarien.

7.3.3 Parameter Solaranlagen

Folgende Parameter werden für alle in DELFIN modellierten Solaranlagen einheitlich eingestellt:

- Vorlauftemperatur zum Netz wird entsprechend der Netzfahrkurve des Netzes geregelt
- Das Überströmventil (Abbildung 7.2) ist auf den lokalen Grenzdruck des Netzes (Abbildung 7.9) eingestellt
- Mit Wärmeübertrager, Grädigkeit 3 K, d.h. die Temperatur im Kollektorkreis liegt 3 K über der Netzfahrkurve
- Hochtemperatur-Flachkollektor, Vakuumröhre
- Ausrichtung: Süd
- Neigung: 30 °
- Nachführung: nein
- Wasser ohne Glykol, mit außentemperaturabhängiger Frostschutzfunktion, Grenztemperatur ist 0 °C.
- Verluste: Einschließlich Verlusten der kollektorinternen Verrohrung, nennweitenabhängig mit einem Verlustfaktor von 0,06 W/(m²K).
- Die Verluste der oberirdisch verlegten Rohrleitungen zwischen Anschlussstation und Kollektorfeld sind nennweitenabhängig und betragen 1,3 W/(m²K) bei geschätzter Rohrlänge.
- Angenommener mittlerer Wirkungsgrad der Netzeinbindepumpe: 60 %

7.3.4 Parameter BHKW

- Vorlauftemperatur zum Netz wird entsprechend der Netzfahrkurve des Netzes geregelt, d.h. dass auch Vorlauftemperaturen über 90 °C möglich sind.
- Das Überströmventil (Abbildung 7.2) ist auf den lokalen Grenzdruck des Netzes (Abbildung 7.9) eingestellt
- Angenommener mittlerer Wirkungsgrad der Netzeinbindepumpe: 60 %

7.3.5 Parameter Kraftwerke

Grund- und Hilfserzeuger sind mengengeregelt entsprechend den folgenden Abbildungen. Der Hilfserzeuger stabilisiert das Netz am Ostende und wird oberhalb einer Außentemperatur von 15 °C nicht benötigt.

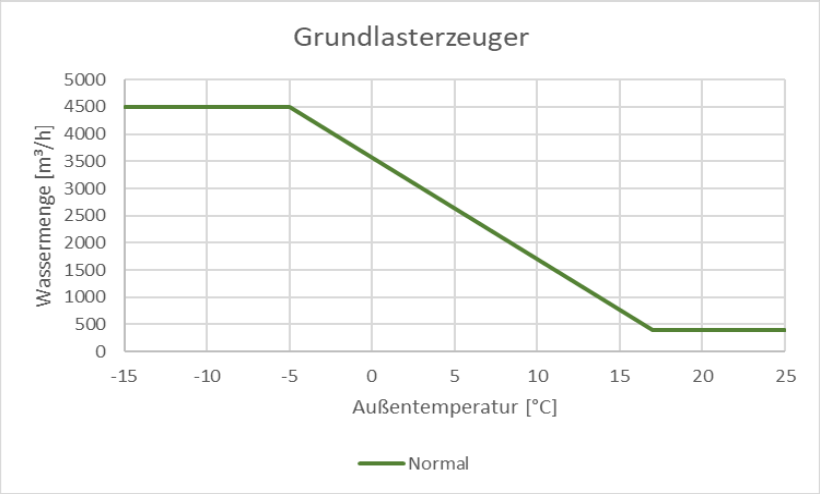


Abbildung 7.3: Mengenregelung des Grundlasterzeugers in Abhängigkeit von der Außentemperatur Die Mindestmenge von 400 m³/h entspricht etwa einer Wärmeleistung von 14 MW.

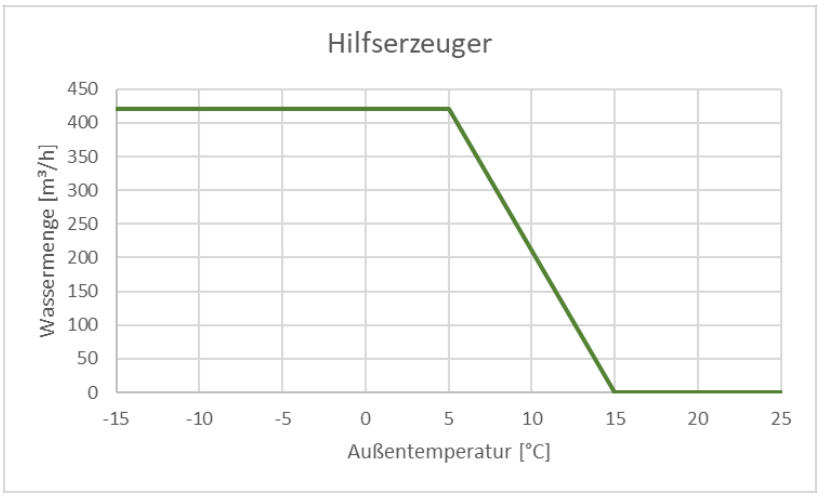


Abbildung 7.4: Mengenregelung des Hilfserzeugers in Abhängigkeit von der Außentemperatur. Der Hilfserzeuger ist im oberhalb von 15 °C Außentemperatur aus.

7.3.6 Parameter Wärmeverbraucher

Der Wärmedarf der Verbraucher ist außentemperaturabhängig. Er wird entsprechend der Wettertabelle und mit Netz-K-spezifischen Korrekturfaktoren extern errechnet und als Lastfaktor in Form einer Zeittabelle den Verbrauchern zugewiesen. Die genaue Vorgehensweise ist im Anhang F.2.1.2 beschrieben.

Die mittlere Rücklauftemperatur der Verbraucher wurde aus Messdaten ermittelt und in Abhängigkeit des Lastfaktors den Verbrauchern in Form einer Zeittabelle zugewiesen.

Davon abweichend erhalten die sieben größten Verbraucher eine Rücklauftemperatur, die mit Hilfe des Regressionsmodells der TU Dresden ermittelt wurde (siehe Abschnitt 3).

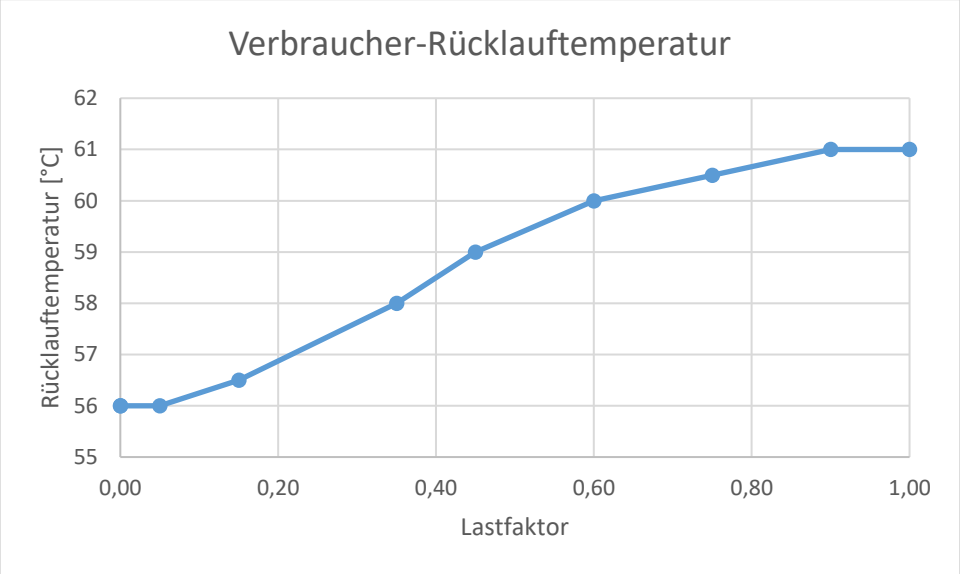


Abbildung 7.5: Verbraucher-Rücklauftemperatur in Abhängigkeit des Lastfaktors. (Gilt nicht für Sonderkunden und Kälteanlagen (AKM))

7.3.7 Parameter Kälteanlagen

Zusätzlich zu den Wärmeverbrauchern gemäß Abschnitt 7.3.6 beziehen fünf Absorptions-Kältemaschinen (AKM) im Netz 7,5 MW Wärmeleistung unter Volllast. Sie beziehen zwischen 15 °C und 25 °C Außentemperatur eine außentemperaturabhängige Wärmeleistung, darüber 100 %.

Ihre Rücklauftemperatur beträgt konstant 80 °C.

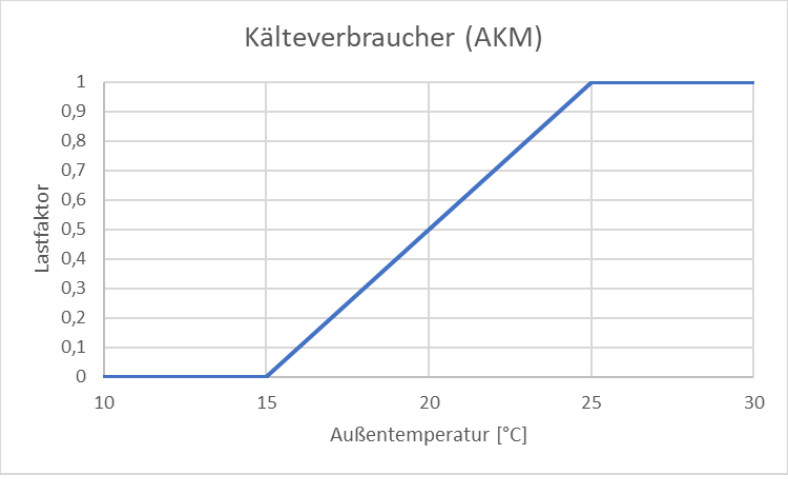


Abbildung 7.6: Die Kälteanlagen (AKM) im Netz K modulieren zwischen 15 und 25 °C Außentemperatur

7.3.8 Netzfahrkurve

Alle zentralen und dezentralen Wärmeerzeuger binden mit einer einheitlichen, außentemperaturabhängigen Vorlauftemperatur in das Netz ein.

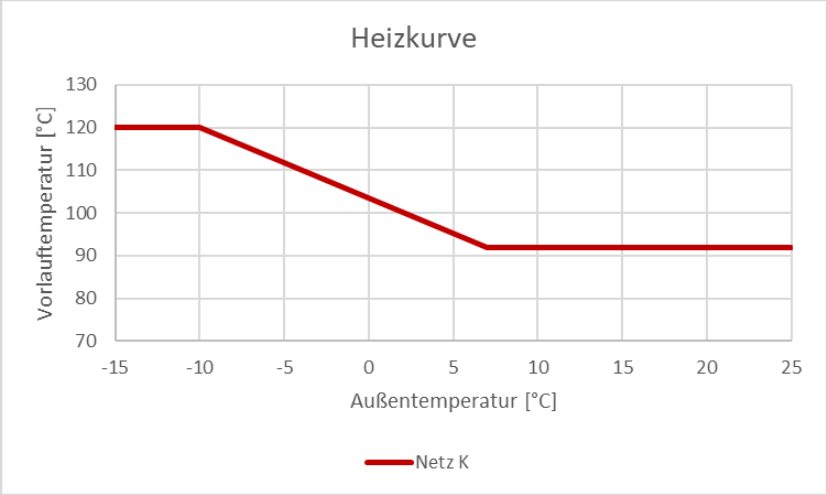


Abbildung 7.7: Netzfahrkurve Netz K, Vorlauftemperatur (120…92 °C) in Abhängigkeit von der Außentemperatur.

7.3.9 Regelungsstrategie und Pumpstationen

Alle Pumpen in den Kraftwerken und Pumpstationen haben eine definierte Regelaufgabe. Im Modell sind die tatsächlichen Kennlinien der Umwälzpumpen ebenso hinterlegt wie die betriebspunktabhängigen Wirkungsgrade. Die elektrische Leistungsaufnahme wird protokolliert und steht für die Auswertung zur Verfügung.

Netz K enthält drei zentrale Wärmeerzeuger (Kraftwerke): den Grundlasterzeuger, den Erzeuger Mitte und den Hilfserzeuger. Grundlast- und Hilfserzeuger sind mengengeregelt, der Erzeuger Mitte regelt die verbleibende Wärmelast aus, indem am Regelpunkt im Netz ein konstanter Vor- und Rücklaufdruck (Differenzdruck) gehalten wird.

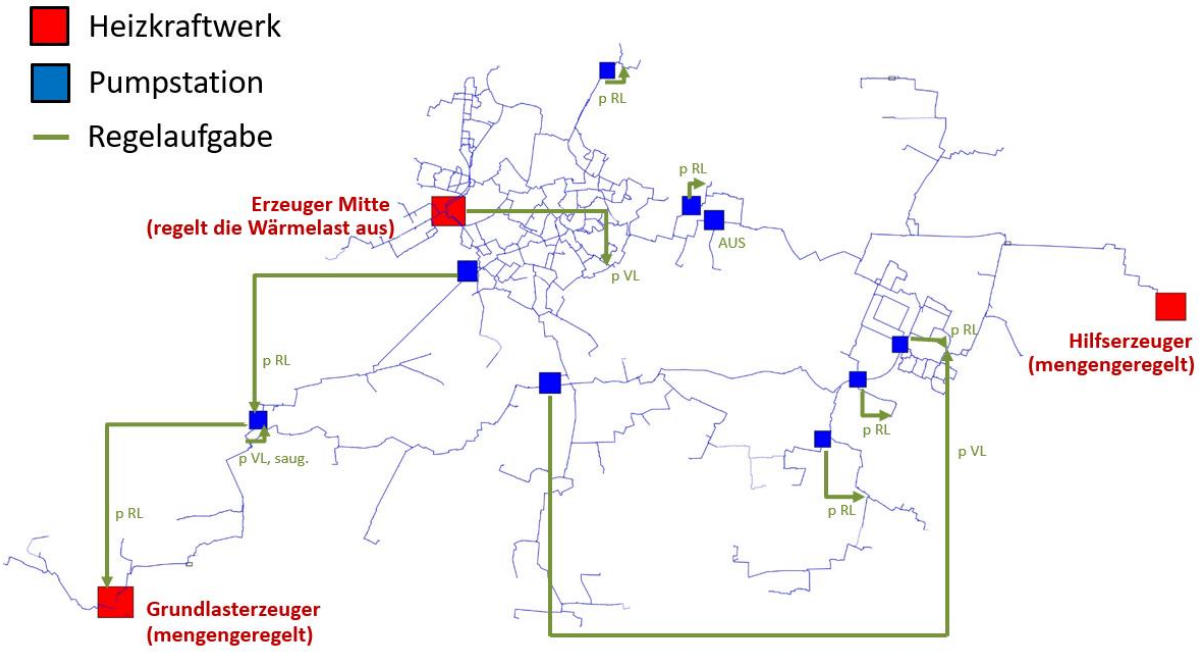


Abbildung 7.8: Übersicht über die wesentlichen Pumpstationen und ihre Regelaufgaben

7.3.10 Grenzdrücke

Netz K enthält unterschiedliche Druckzonen, die einzuhalten sind. Den dezentralen Erzeugern werden deshalb erlaubte Höchstdrücke gemäß Abbildung 7.9 zugewiesen. Die Umwälzpumpen in den Kraftwerken und Pumpstationen berücksichtigen die Höchstdrücke über entsprechende Schutzregelungen ebenfalls. Allerdings gibt es hier Unterschiede. Aufgrund der Druckverluste der Versorgungstrasse darf und muss z.B. der Netzdruck im Winter am Grundlasterzeuger deutlich höher als der Grenzdruck im Sommer sein. Der Grenzdruck für die dezentralen Erzeuger hingegen ist konstant angesetzt.

Die Grenzdrücke für die dezentralen Erzeuger wurden so gewählt, dass die definierten Druckzonen auch im Sommer bei geringeren Druckverlusten eingehalten werden. Sie erheben keinen Anspruch auf Allgemeingültigkeit und sind empirisch durch Simulationen ermittelte Werte, die den dezentralen Erzeugern einen möglichst großen Spielraum geben.

Im Sommer darf z.B. der zulässige Druck in der PN 25-Zone nicht ausgeschöpft werden, da andernfalls aufgrund der fehlenden Druckverluste in der PN 10 -Zone unzulässig hohe Drücke entstehen könnten. Deshalb beträgt der Grenzdruck in der PN 25-Zone lediglich 12,5 bar. Die anderen Grenzdrücke sind entsprechend abgestuft.

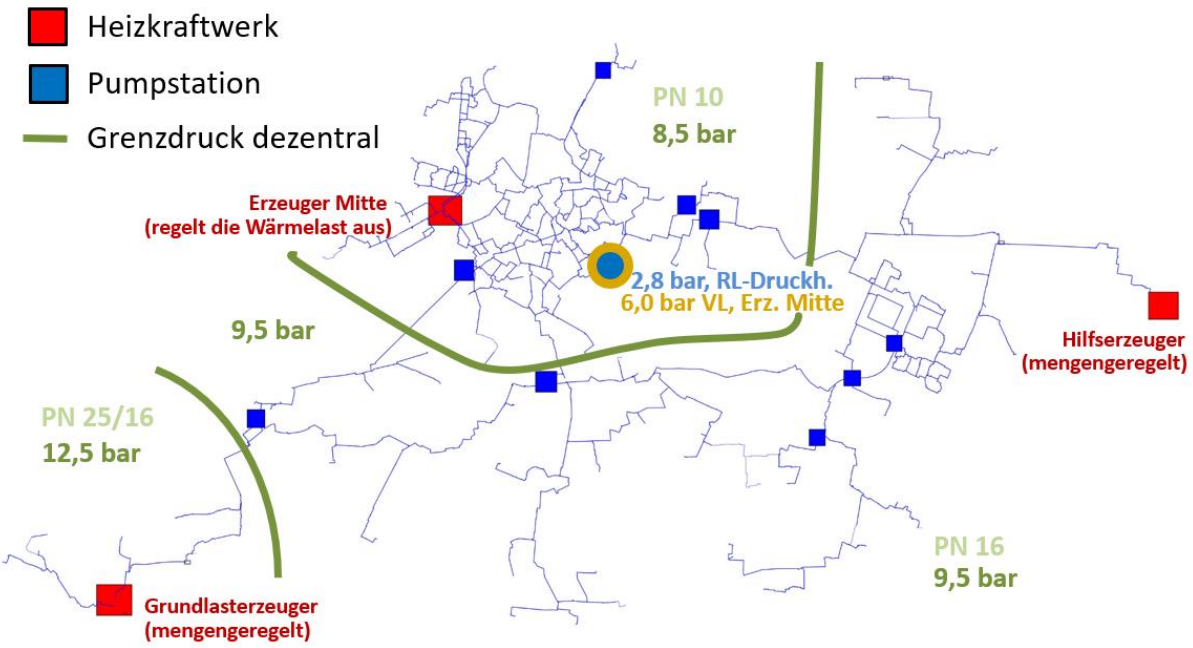


Abbildung 7.9: Netz K: Druckzonen, Grenzdrücke und Druckhaltung.

7.4 Simulationsszenarien

7.4.1 Allgemeines

Gemeinsam mit den Fernwärmeversorgungsunternehmen im Projektkreis wurden verschiedene Szenarien festgelegt, die als realitätsnahe Optionen für ein bestehendes Fernwärmenetz dieser Größe in Betracht kommen.

Es kristallisierte sich heraus, dass großflächige Solaranlagen am zentralen Erzeuger (Szenario 1) mit kleineren und mittleren Anlagen (Szenario 2) über das gesamte Netz verteilt, aber gleicher Gesamtgröße verglichen werden sollten.

Aufgrund der während des Projektzeitraums notwendigen Anpassungen der dezentral einzubindenden Gesamtleistung in den Simulationsszenarien sowie nachträgliche Änderungen bei Standorten, konnte das ursprüngliche Ziel der gleichen Gesamtgröße der Kollektorfläche - im Vergleich zu Netz B - nicht aufrecht erhalten werden. Die unterschiedliche Gesamtgröße hat jedoch nur einen Einfluss auf die absoluten Ergebnisse des Wärmeeintrags.

In Szenario 3 sollte der volatilen Solarthermieanlage ein zweiter volatiler Wärmerzeuger gegenübergestellt werden. Als gut zu realisierender Wärmerzeuger wurde ein gasbefeuertes, im Sommer stromorientiert betriebenes BHKW der Solaranlage gegenübergestellt. Die

Leistung der BHKW konnte nicht direkt vergleichbar mit der Solaranlage gewählt werden, wohl aber die Positionierung der Anlagen.

Die simulierten Lastfälle liegen in der Spitze an bzw. über der Grenze zum Wärmeüberangebot der dezentralen Erzeuger. Das gilt insbesondere für den Sommer, tritt aber vereinzelt auch im Winter auf.

Für Netz K wird kein Wärmespeicher simuliert, allerdings wird die Überschusswärme, also die anstehende, aber nicht im Netz benötigte Wärme der dezentralen Wärmeerzeuger in den jeweiligen Szenarien aufsummiert dargestellt.

7.4.2 Berechnungsverfahren

Die DELFIN-Szenarien sind als Jahressimulationen vorgesehen. SIR 3S® wurde also nicht als Druckstoßprogramm für hochfrequente Berechnungen im Millisekunden-Bereich verwendet, sondern für niederfrequente Simulationen im Stundentakt mit quasi-stationärem Verhalten über ein gesamtes Jahr.

Quasi-stationär bedeutet nicht nur, dass alle Regel- und Ausgleichsvorgänge in jedem Zeitschritt abgeschlossen sind, es gibt auch keine Druckwellen, keinen Druckstoß und keine Speicherwirkung im Netz. Kraftwerke und dezentrale Erzeuger haben keine An- und Abfahrrampen und die Kompressibilität des Wassers sowie die Elastizität der Rohrwandung wird ebenfalls nicht berücksichtigt.

Alle Regelungen sind ideal – d.h. ohne Zeitverhalten wird der Sollwert der Regelgröße stets exakt eingestellt – wenn keine der definierten Restriktionen (Beispiele: min./max. Drehzahl; min. Saugdruck; max. Förderdruck) dabei verletzt werden. Quasi-stationär setzt also voraus, dass das Zeitverhalten aller Komponenten auf die Anforderungen des Netzes bereits abgestimmt ist. Der Einfluss der Einhaltung von Restriktionen hingegen ist Bestandteil des Ergebnisses quasi-stationärer Berechnungen.

Die thermohydraulische, quasi-stationäre Berechnung erfolgt mit temperaturabhängigen Stoffwerten und querschnittsgemittelten Zustandsgrößen (Stromfaden). Der Druckverlust ergibt sich aus den üblichen Gleichungen für die Rohrreibungszahl in Abhängigkeit von der Reynolds-Zahl, dem Innendurchmesser und der Rohrrauigkeit (Colebrook-White-Formel). Der Wärmeverlust folgt aus extern berechneten, nennweitenabhängigen Wärmedurchgangskoeffizienten und der lokalen Temperaturdifferenz zur Umgebung.

Während der Simulation werden ausgewählte Zustandsgrößen und Berechnungsergebnisse für jeden Zeitschritt (hier 1 h) in eine Datenbank geschrieben.

7.4.3 Referenzfall

Netz K weist ohne dezentrale Wärmeerzeuger folgende Leistungsdaten auf.

Weitere Zeitkurven und ergänzende Hinweise finden sich im Anhang F.

Tabelle 7.1: Leistungsdaten Netz K, Referenzfall

Referenzfall ohne dezentrale Erzeuger			
		Potsdam	**Würzburg**
Wärmeerzeugung Kraftwerke	[GWh/a]	1219	1209
Wärmeerzeugung dezentral	[GWh/a]	-	-
Wärmeerzeugung, Summe	[GWh/a]	1219	1209
Wärmebedarf, Verbraucher	[GWh/a]	1124	1114
Wärmebedarf, Netzverluste	[GWh/a]	95	95
Wärmebedarf, Summe	[GWh/a]	1219	1209
Dezentraler Deckungsanteil	[%]	-	-
Wärmeüberschuss, Netz	[GWh/a]	-	-
Wärmeüberschuss, Stagnation	[GWh/a]	-	-
Stagnation Solaranlagen	[Anzahl/a]	-	-
Strombedarf Pumpen, Netz	[GWh/a]	10,9	10,9
Strombedarf Pumpen, dezentral	[GWh/a]	-	-
Strombedarf Pumpen, Summe	[GWh/a]	10,9	10,9
Strombedarf / Wärmebedarf	[%]	0,89	0,90

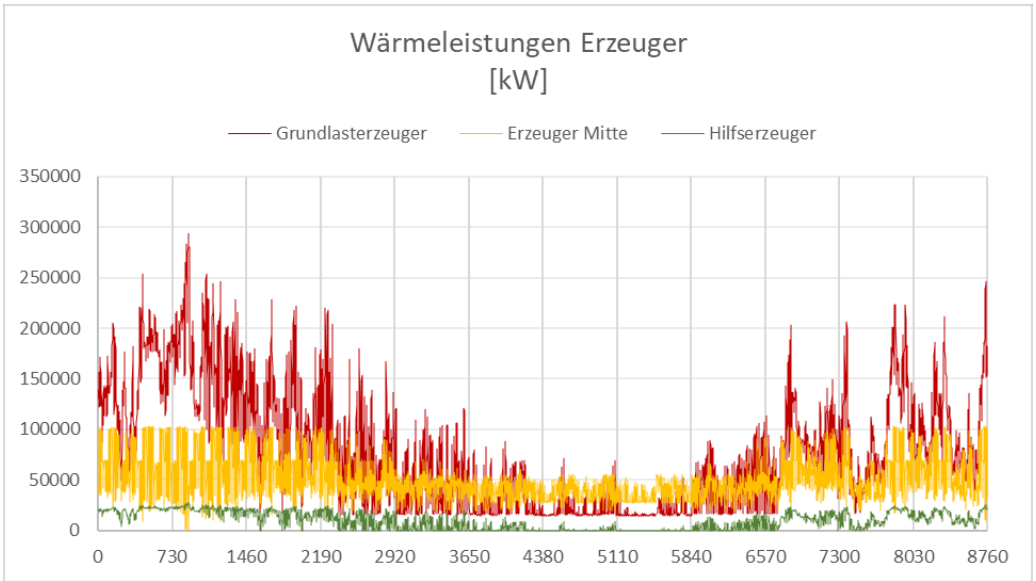


Abbildung 7.10: Netz K, Zeitkurve Referenzfall Potsdam, Erzeugerleistungen im Jahresverlauf

7.4.4 Szenario 1 – Großflächige Solaranlagen

Ein störungsfreier Betrieb und die an das Netz lieferbare Wärmemengen sind nicht nur von der Kollektorfeldgröße, sondern auch von ihrem Standort abhängig. Wird die Transportkapazität eines Netzabschnittes überschritten, werden die definierten Grenzdrücke erreicht (Abbildung 7.9) und die Solaranlagen gehen in Stagnation. Für das Erreichen eines definierten solaren Deckungsanteiles muss die Netzhydraulik berücksichtigt werden. Der Standort am Grundlasterzeuger ist in allen Varianten unproblematisch.

An zwei festgelegten Standorten wird insgesamt 65.000 m² Kollektorfläche wie folgt variiert:

- Szenario 1 / 50-15: 50.000 m² + 15.000 m²
- Szenario 1 / 15-50: 15.000 m² + 50.000 m²
- Szenario 1 / 40-25: 40.000 m² + 25.000 m²

Ergänzend wird das kleinere Kollektorfeld aus Szenario 1 / 50-15 vom Endstrang in die Masche verlegt:

- Szenario 1 / 50-15M 50.000 m² + 15.000 m² Masche

Weitere Zeitkurven, Diagramme und ergänzende Hinweise finden sich im Anhang F.

Szenario 1 / 50-15

Zwei großflächige Kollektorfelder binden in das Netz ein.

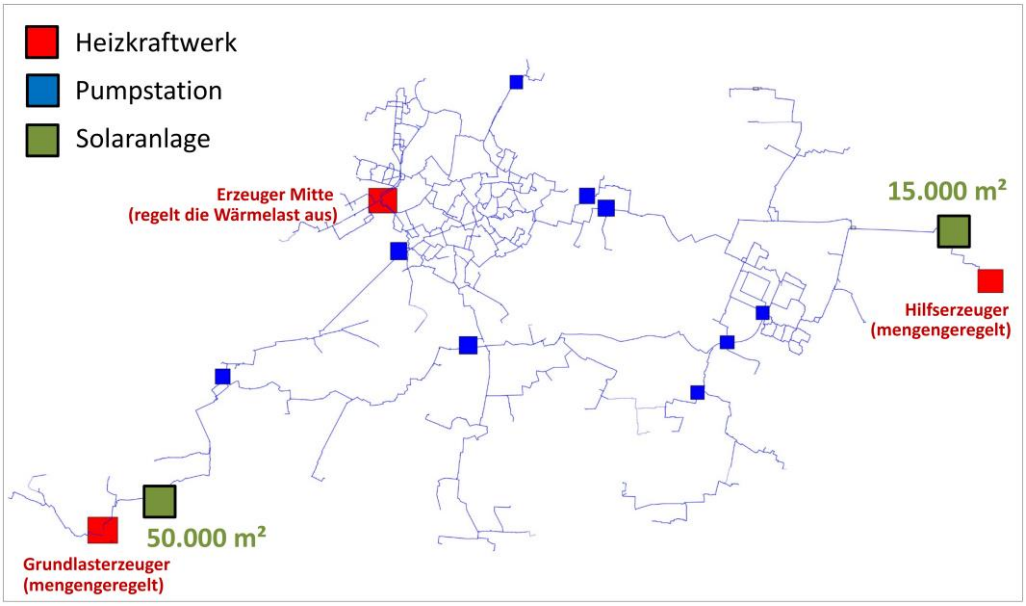


Abbildung 7.11: Netz K, Szenario 1 / 50-15

Tabelle 7.2: Leistungsdaten Netz K, Szenario 1 / 50-15

Szenario 1 / 50-15			
		Potsdam	**Würzburg**
Wärmeerzeugung Kraftwerke	[GWh/a]	1182	1171
Wärmeerzeugung dezentral	[GWh/a]	38,2	39,7
Wärmeerzeugung, Summe	[GWh/a]	1220	1211
Wärmebedarf, Verbraucher	[GWh/a]	1124	1114
Wärmebedarf, Netzverluste	[GWh/a]	95	95
Wärmebedarf, Summe	[GWh/a]	1219	1209
Dezentraler Deckungsanteil	[%]	3,1	3,2
Wärmeüberschuss, Netz	[GWh/a]	0,9	1,4
Wärmeüberschuss, Stagnation	[GWh/a]	0,0	0,0
Stagnation Solaranlagen	[Anzahl/a]	1	0
Strombedarf Pumpen, Netz	[GWh/a]	10,9	10,9
Strombedarf Pumpen, dezentral	[GWh/a]	0,2	0,2
Strombedarf Pumpen, Summe	[GWh/a]	11,1	11,2
Strombedarf / Wärmebedarf	[%]	0,91	0,93

Szenario 1 / 50-15M

Variante des Szenarios 1 / 50-15. Mit der Positionsänderung der 15.000 m² Anlage verändern sich die hydraulischen Bedingungen. Für die jetzt in die größere Nennweite in der Masche eingebundene Anlage tritt keine Stagnation mehr auf.

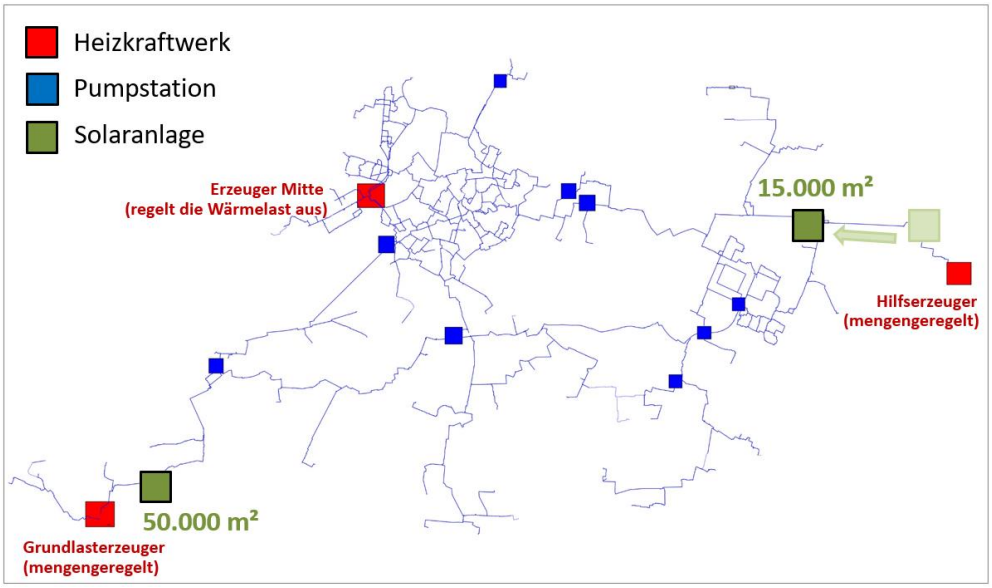


Abbildung 7.12: Netz K, Szenario 1 / 50-15M

Tabelle 7.3: Leistungsdaten Netz K, Szenario 1 / 50-15M

Szenario 1 / 50-15M			
		Potsdam	**Würzburg**
Wärmeerzeugung Kraftwerke	[GWh/a]	1182	1170
Wärmeerzeugung dezentral	[GWh/a]	38,1	39,7
Wärmeerzeugung, Summe	[GWh/a]	1220	1210
Wärmebedarf, Verbraucher	[GWh/a]	1124	1114
Wärmebedarf, Netzverluste	[GWh/a]	95	95
Wärmebedarf, Summe	[GWh/a]	1219	1209
Dezentraler Deckungsanteil	[%]	3,1	3,2
Wärmeüberschuss, Netz	[GWh/a]	0,9	1,3
Wärmeüberschuss, Stagnation	[GWh/a]	0,0	0,0
Stagnation Solaranlagen	[Anzahl/a]	0	0
Strombedarf Pumpen, Netz	[GWh/a]	10,9	10,9
Strombedarf Pumpen, dezentral	[GWh/a]	0,2	0,2
Strombedarf Pumpen, Summe	[GWh/a]	11,1	11,2
Strombedarf / Wärmebedarf	[%]	0,91	0,92

Szenario 1 / 15 – 50

Szenario 1 / 15-50 zeigt exemplarisch, dass bei zu geringer Transportkapazität des Netzabschnittes der Grenzdruck erreicht wird. Abbildung 7.14 verdeutlicht den lokalen Druckanstieg. Diese Variante ist eine Verstärkung der vorherigen Problemstellungen und soll die Standortabhängigkeit verdeutlichen. Die in Abbildung 7.14 mit DN 300 gekennzeichnete Leitung erweist sich als zu klein für die 50.000 m² Solaranlage.

Mit über 60 Stagnationsfällen im Jahr verringert sich nicht nur die Wärmelieferung an das Netz, vielmehr ist ein störungsfreier Betrieb der Anlage nicht gewährleistet.

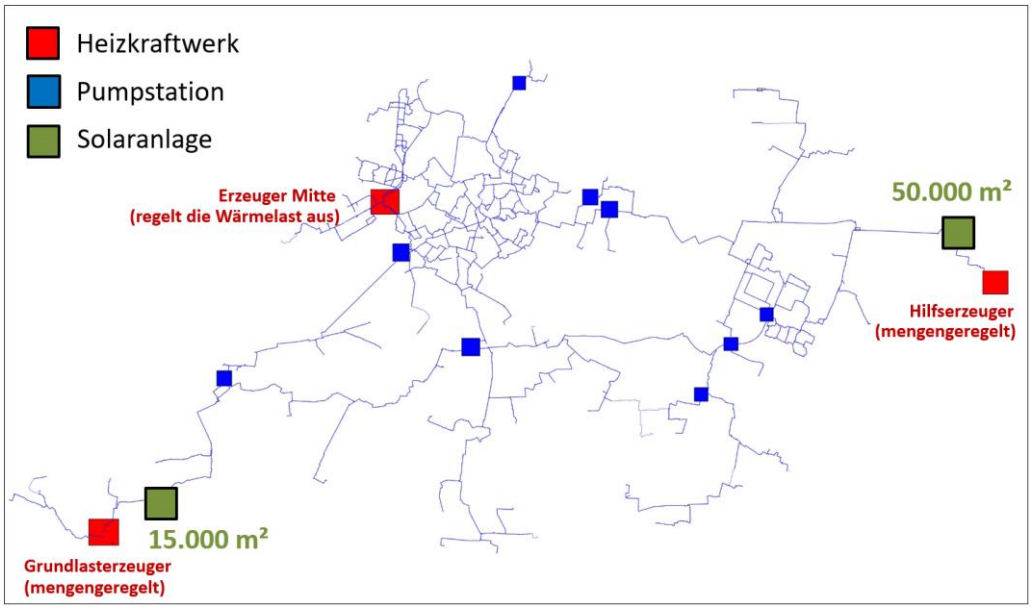


Abbildung 7.13: Netz K, Szenario 1 / 15- 50

Tabelle 7.4: Leistungsdaten Netz K, Szenario 1 / 15-50

Szenario 1 / 15-50			
		Potsdam	**Würzburg**
Wärmeerzeugung Kraftwerke	[GWh/a]	1196	1186
Wärmeerzeugung dezentral	[GWh/a]	23,8	22,8
Wärmeerzeugung, Summe	[GWh/a]	1220	1209
Wärmebedarf, Verbraucher	[GWh/a]	1124	1114
Wärmebedarf, Netzverluste	[GWh/a]	95	95
Wärmebedarf, Summe		1219	1209
Dezentraler Deckungsanteil	[%]	2,0	1,9
Wärmeüberschuss, Netz	[GWh/a]	0,1	0,2
Wärmeüberschuss, Stagnation	[GWh/a]	14,5	17,1
Stagnation Solaranlagen	[Anzahl/a]	60	64
Strombedarf Pumpen, Netz	[GWh/a]	10,8	10,9
Strombedarf Pumpen, dezentral	[GWh/a]	0,2	0,2
Strombedarf Pumpen, Summe		10,9	11,0
Strombedarf / Wärmebedarf	[%]	0,90	0,91

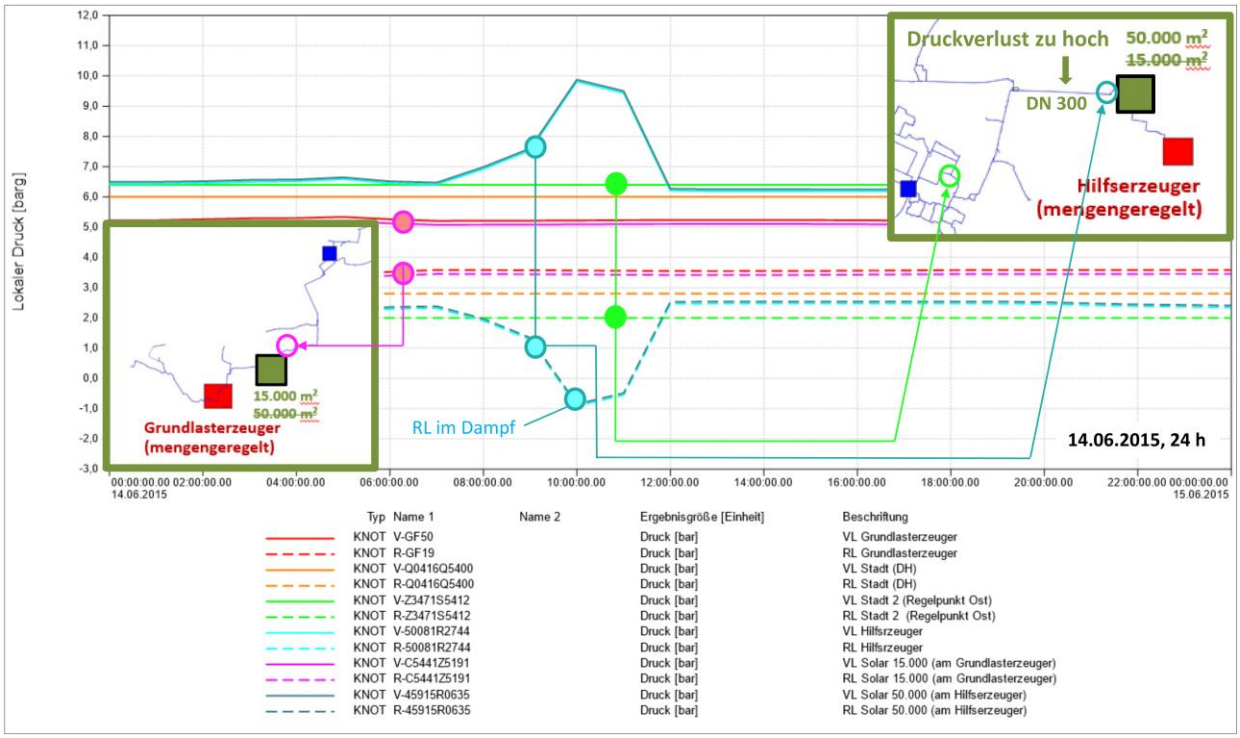


Abbildung 7.14: Netz K, Netzdrücke im Szenario 1 / 15-50: Zeitkurven der Netzdrücke über einen Tag

Szenario 1 / 40-25

Szenario 1 / 40-25 wurde zur Abrundung der Betrachtung gewählt. Es weist neun Stagnationen für die 25.000 m²-Anlage aus.

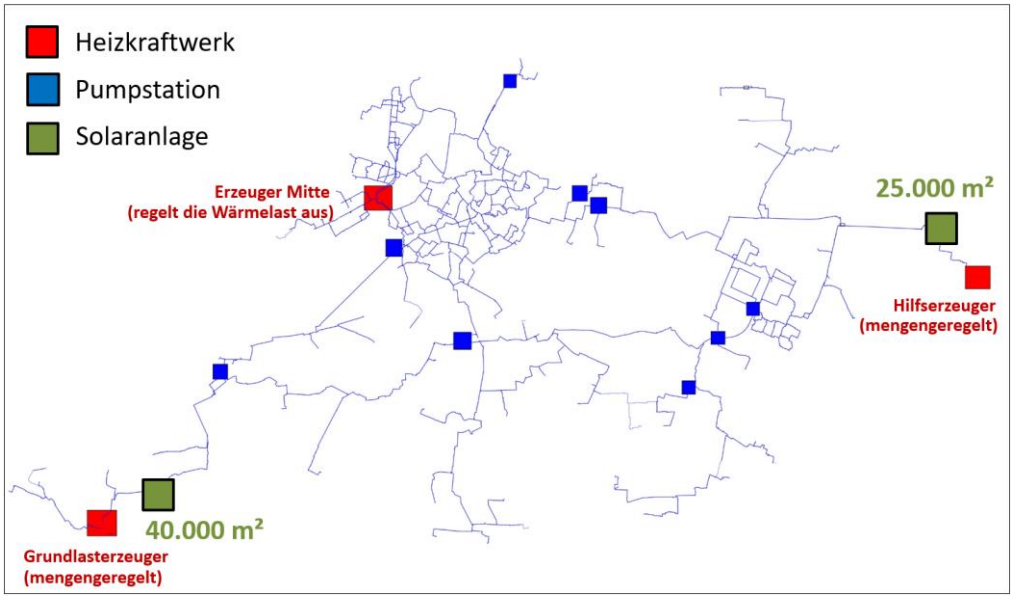


Abbildung 7.15: Netz K, Szenario 1 / 40-25

Tabelle 7.5: Leistungsdaten Netz K, Szenario 1 / 40-25

Szenario 1 / 40-25			
		Potsdam	**Würzburg**
Wärmeerzeugung Kraftwerke	[GWh/a]	1183	1171
Wärmeerzeugung dezentral	[GWh/a]	37,7	39,2
Wärmeerzeugung, Summe	[GWh/a]	1221	1210
Wärmebedarf, Verbraucher	[GWh/a]	1124	1114
Wärmebedarf, Netzverluste	[GWh/a]	95	95
Wärmebedarf, Summe	[GWh/a]	1219	1209
Dezentraler Deckungsanteil	[%]	3,0	3,2
Wärmeüberschuss, Netz	[GWh/a]	1,1	0,2
Wärmeüberschuss, Stagnation	[GWh/a]	0,4	0,4
Stagnation Solaranlagen	[Anzahl/a]	9	9
Strombedarf Pumpen, Netz	[GWh/a]	10,8	10,9
Strombedarf Pumpen, dezentral	[GWh/a]	0,2	0,3
Strombedarf Pumpen, Summe	[GWh/a]	11,1	11,1
Strombedarf / Wärmebedarf	[%]	0,91	0,92

7.4.5 Szenario 2 – Mittlere und kleine Solaranlagen

Trotz einer größeren Gesamtkollektorfläche im Netz tritt keine Stagnation im Szenario 2 auf. Zwar wird an keiner Stelle der Grenzdruck erreicht, jedoch ist die Wärmebilanz nicht immer ausgeglichen, was der Indikator Wärmeüberschuss Netz anzeigt.

Insgesamt 80.000 m² Kollektorfläche sind wie folgt verteilt:

- Szenario 2: 14x 5.000 m²
  + 10x 1.000 m²

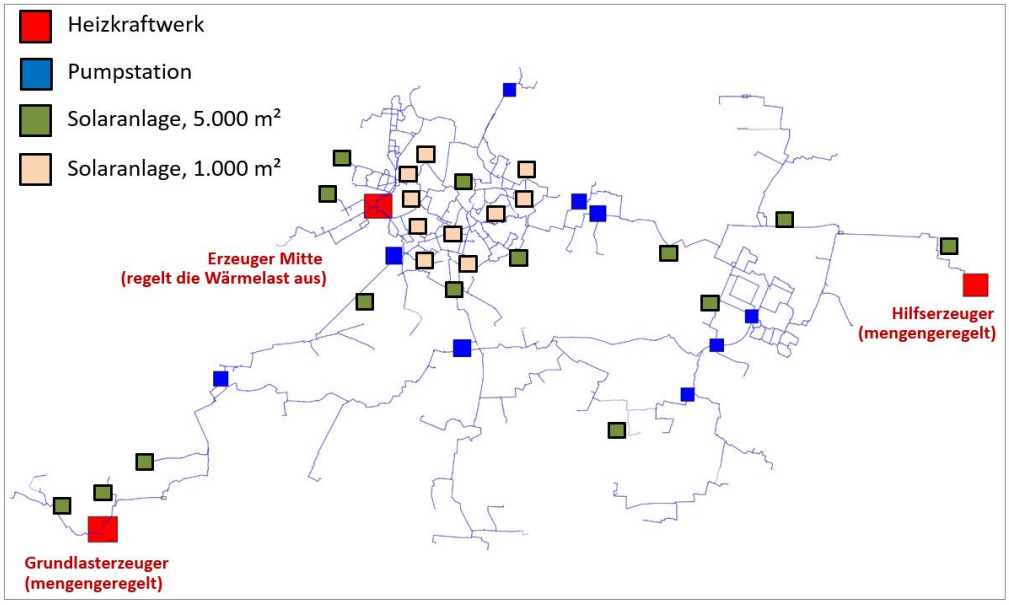


Abbildung 7.16: Netz K, Szenario 2

Tabelle 7.6: Leistungsdaten Netz K, Szenario 2

Szenario 2			
		Potsdam	**Würzburg**
Wärmeerzeugung Kraftwerke	[GWh/a]	1175	1164
Wärmeerzeugung dezentral	[GWh/a]	46,9	48,8
Wärmeerzeugung, Summe	[GWh/a]	1222	1213
Wärmebedarf, Verbraucher	[GWh/a]	1124	1114
Wärmebedarf, Netzverluste	[GWh/a]	95	95
Wärmebedarf, Summe	[GWh/a]	1219	1209
Dezentraler Deckunganteil	[%]	3,6	3,7
Wärmeüberschuss, Netz	[GWh/a]	2,7	3,8
Wärmeüberschuss, Stagnation	[GWh/a]	0,0	0,0
Stagnation Solaranlagen	[Anzahl/a]	-	-
Strombedarf Pumpen, Netz	[GWh/a]	10,7	10,7
Strombedarf Pumpen, dezentral	[GWh/a]	0,3	0,3
Strombedarf Pumpen, Summe	[GWh/a]	11,0	11,1
Strombedarf / Wärmebedarf	[%]	0,90	0,92

7.4.6 Szenario 3 – Mittlere und kleine BHKW

Szenario 3 untersucht BHKW als dezentrale Erzeuger mit insgesamt 49 MW Wärmeleistung. Es wird ergänzt um die Szenarien 3.1 und 3.2 in identischer Verteilung mittlerer und kleiner BHKW, der Unterschied liegt in der Wärmeleistung des Grundlasterzeugers. Es zeigt sich, dass durch eine Reduzierung seiner Wärmeleistung der dezentrale Anteil bis zu einem gewissen Grad gesteigert werden kann.

- Szenario 3: 24x 580 kW_{th}
  + 30x 1160 kW_{th}

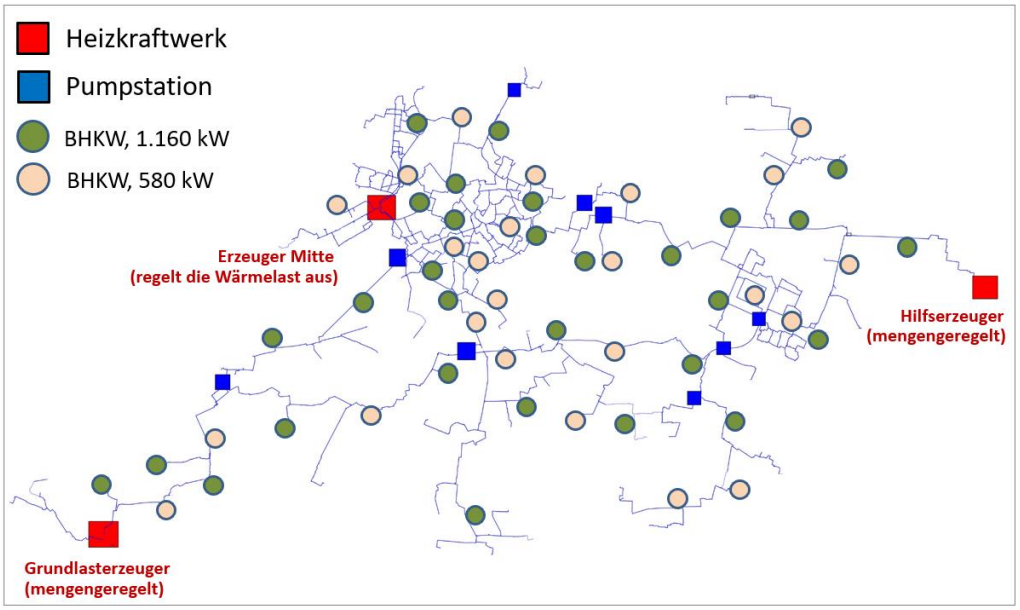


Abbildung 7.17: Netz K, Szenario 3, 3.1 und 3.2

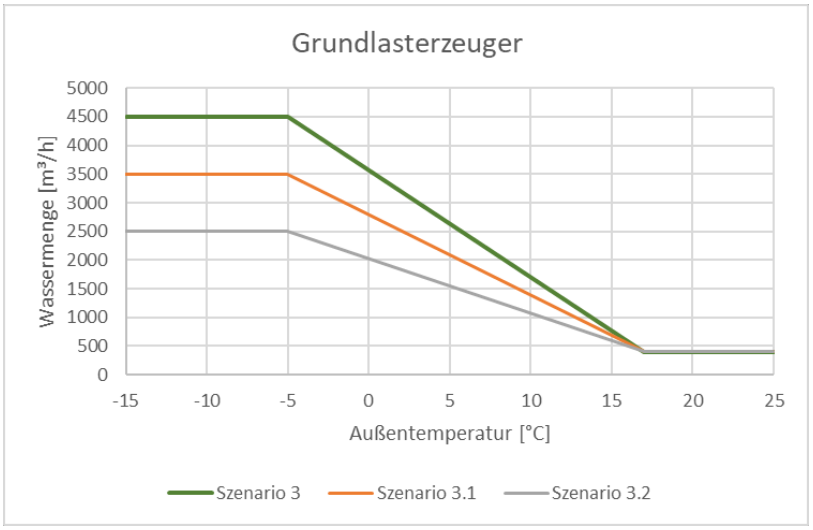


Abbildung 7.18: Netz K, Unterschied der Szenarien 3, 3.1 und 3.2

Tabelle 7.7: Leistungsdaten Netz K, Szenario 3

Szenario 3			
		Potsdam	**Würzburg**
Wärmeerzeugung Kraftwerke	[GWh/a]	938	931
Wärmeerzeugung dezentral	[GWh/a]	319,0	319,0
Wärmeerzeugung, Summe	[GWh/a]	1257	1250
Wärmebedarf, Verbraucher	[GWh/a]	1118	1108
Wärmebedarf, Netzverluste	[GWh/a]	95	95
Wärmebedarf, Summe	[GWh/a]	1213	1203
Dezentraler Deckunganteil	[%]	22,7	22,6
Wärmeüberschuss, Netz	[GWh/a]	43,6	47,6
Wärmeüberschuss, Stagnation	[GWh/a]	0,2	0,3
Stagnation Solaranlagen	[Anzahl/a]	-	-
Strombedarf Pumpen, Netz	[GWh/a]	9,6	9,7
Strombedarf Pumpen, dezentral	[GWh/a]	1,9	1,9
Strombedarf Pumpen, Summe	[GWh/a]	11,6	11,6
Strombedarf / Wärmebedarf	[%]	0,95	0,97

Tabelle 7.8: Leistungsdaten Netz K, Szenario 3.1

Szenario 3.1			
		Potsdam	**Würzburg**
Wärmeerzeugung Kraftwerke	[GWh/a]	913	905
Wärmeerzeugung dezentral	[GWh/a]	319,0	319,0
Wärmeerzeugung, Summe	[GWh/a]	1232	1224
Wärmebedarf, Verbraucher	[GWh/a]	1118	1107
Wärmebedarf, Netzverluste	[GWh/a]	95	95
Wärmebedarf, Summe	[GWh/a]	1213	1202
Dezentraler Deckungsanteil	[%]	24,6	24,6
Wärmeüberschuss, Netz	[GWh/a]	20,1	22,7
Wärmeüberschuss, Grenzdruck	[GWh/a]	0,2	0,2
Stagnation Solaranlagen	[Anzahl/a]	-	-
Strombedarf Pumpen, Netz	[GWh/a]	7,1	7,1
Strombedarf Pumpen, dezentral	[GWh/a]	1,9	1,9
Strombedarf Pumpen, Summe	[GWh/a]	9,0	9,0
Strombedarf / Wärmebedarf	[%]	0,75	0,75

Tabelle 7.9: Leistungsdaten Netz K, Szenario 3.2

Szenario 3.2			
		Potsdam	**Würzburg**
Wärmeerzeugung Kraftwerke	[GWh/a]	910	902
Wärmeerzeugung dezentral	[GWh/a]	319,0	319,0
Wärmeerzeugung, Summe	[GWh/a]	1229	1221
Wärmebedarf, Verbraucher	[GWh/a]	1118	1106
Wärmebedarf, Netzverluste	[GWh/a]	95	95
Wärmebedarf, Summe	[GWh/a]	1213	1201
Dezentraler Deckunganteil	[%]	24,9	24,9
Wärmeüberschuss, Netz	[GWh/a]	17,4	20,2
Wärmeüberschuss, Stagnation	[GWh/a]	0,1	0,2
Stagnation Solaranlagen	[Anzahl/a]	-	-
Strombedarf Pumpen, Netz	[GWh/a]	6,0	5,9
Strombedarf Pumpen, dezentral	[GWh/a]	1,9	1,9
Strombedarf Pumpen, Summe	[GWh/a]	7,9	7,8
Strombedarf / Wärmebedarf	[%]	0,65	0,65

Anmerkung: Die Abweichung von 0,5 % im Wärmebedarf des Netzes im Vergleich zu den vorherigen Szenarien ist in der Lastzuweisung der Verbraucher begründet.

7.4.7 Ersatz der Pumpstationen im Netz durch dezentrale Wärmeerzeuger möglich?

Die dezentralen Wärmeerzeuger unterstützen und verdrängen die zentralen Wärmeerzeuger. Das gilt sowohl für die Wärme- als auch für die umgewälzte Wassermenge und gilt deshalb auch für die Umwälzpumpen im Netz. Die dezentralen Einbindepumpen entlasten die Pumpstationen im Netz und an den zentralen Erzeugerstandorten.

Aufgrund ihrer Volatilität können die dezentralen Umwälzpumpen jedoch keine Pumpstation ersetzen. Da die Solaranlagen nicht dauerhaft in Betrieb sind und die BHKW abhängig vom Strompreis zuschalten, muss die gesamte Umwälzmenge weiterhin über die Pumpstationen vorgehalten werde.

Die Ergebnistabellen weisen die jeweiligen Veränderungen des Pumpstrombedarfs aus. Dabei ersparen die dezentralen Einbindepumpen oft lange Transportwege durch das Netz, so dass mit Ihnen in Netz K insgesamt weniger Pumpstrombedarf benötigt wird.

Exemplarisch soll ein möglicher Einfluss der dezentralen Erzeuger am Beispiel der Pumpstation 9 im Szenario 2 gezeigt werden. Abbildung 7.19 zeigt die Lage der Pumpstation.

Die Abbildung 7.20 beschreibt die Leistung der PS 9 vor dem Hintergrund der Aktivität aller Solaranlagen. Abbildung 7.21 zeigt daraus einen Ausschnitt, der erkennen lässt, welche Auswirkung die dezentralen Erzeuger auf eine konkrete Pumpstation haben können.

Es ist ersichtlich, dass die Leistung der PS 9 zeitweise nicht benötigt wird, ihre Aufgabe wird von den dezentralen Netzeinbindepumpen erbracht. Es ist ebenfalls ersichtlich, dass PS 9 über das Jahr gesehen nicht vollständig ersetzt werden kann.

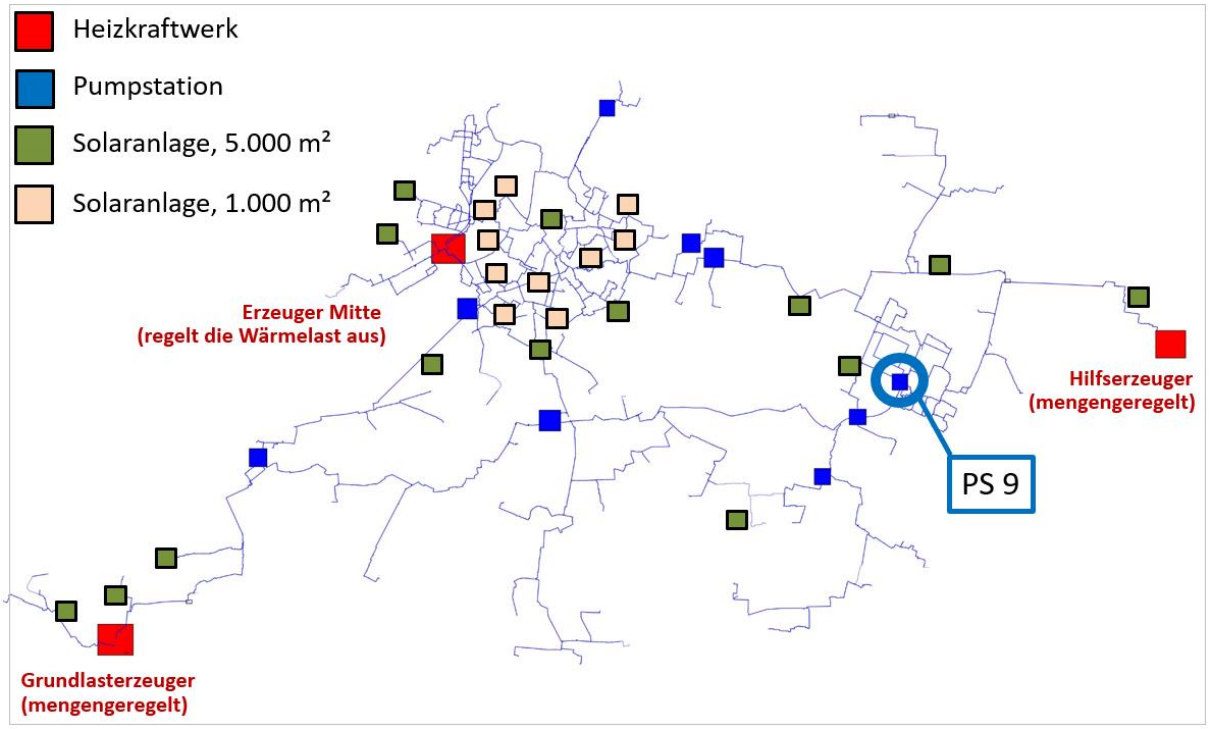


Abbildung 7.19: Netz K, Lage von Pumpstation 9 (PS 9)

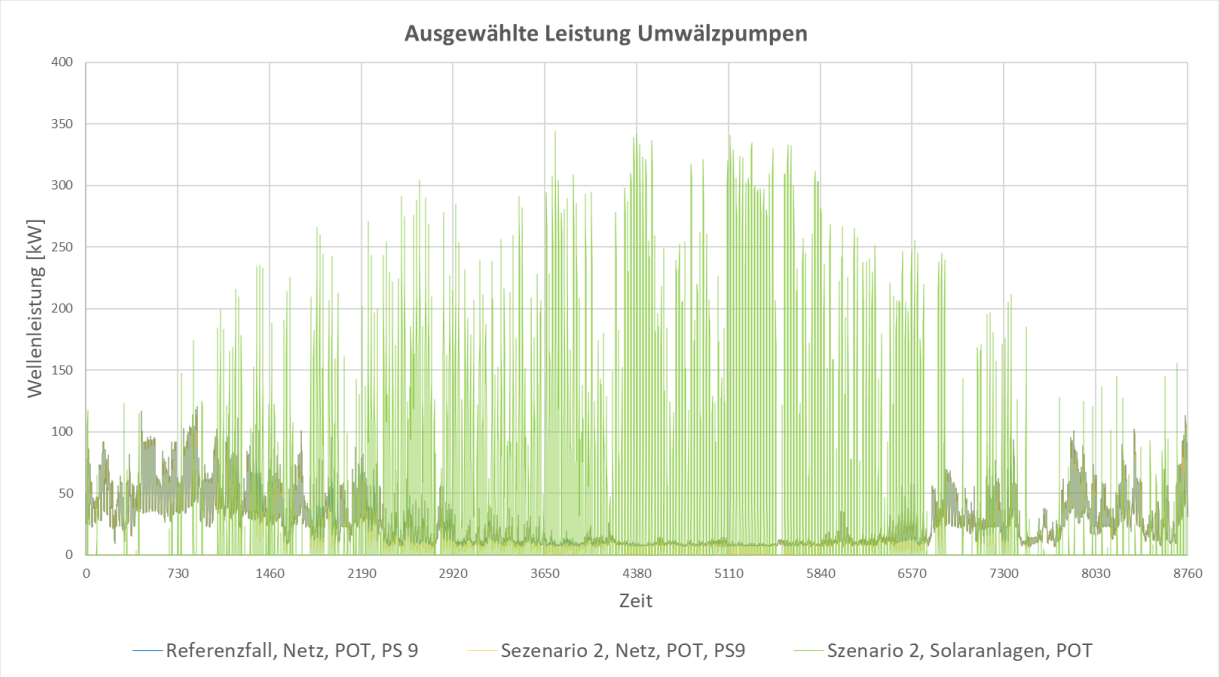


Abbildung 7.20: Netz K, Übersicht über die Pumpenleistung der Pumpstation 9 (PS 9) im Szenario 2. Die grüne Kurve zeigt die Aktivität aller Solaranlagen, die anderen beiden PS 9 im Vergleich zum Referenzfall. (Details sind in der folgenden Abbildung ersichtlich)

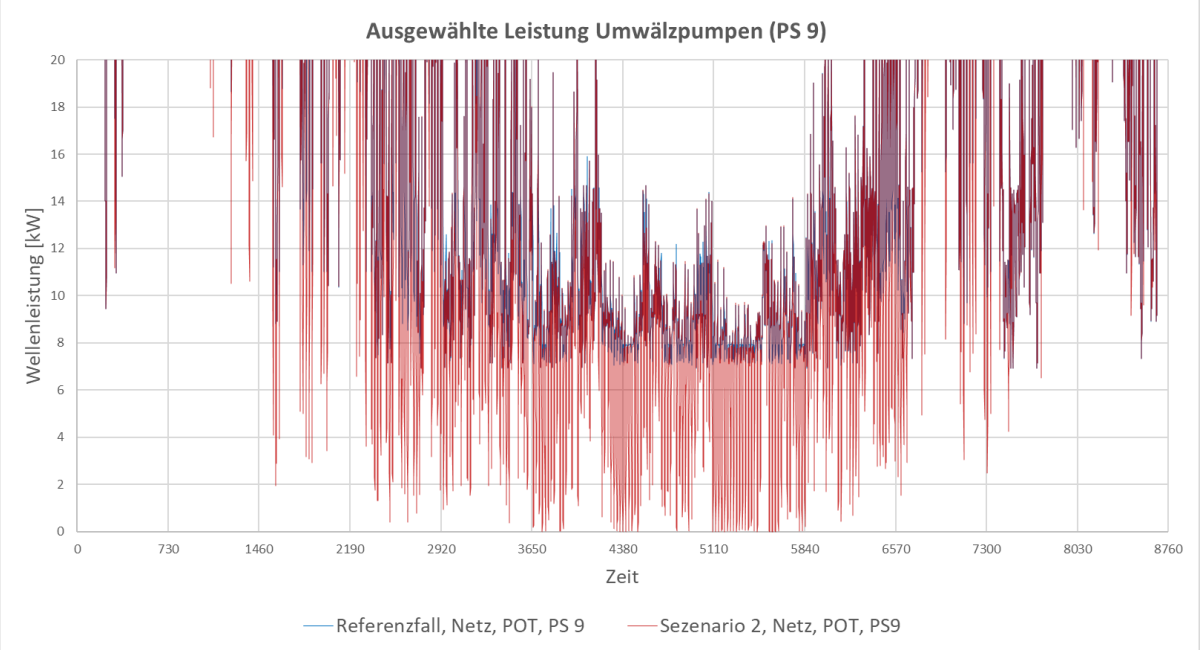


Abbildung 7.21: Netz K, Detaillausschnitt aus Abbildung 7.20 mit dem Vergleich der Pumpenleistungen von Pumpstation 9 (PS 9). Die blaue Kurve im Hintergrund zeigt den Referenzfall ohne Solaranlagen, die rote die Leistung im Szenario 2.

7.4.8 Einfluss der dezentralen Wärmeerzeuger rund um einen Schlechtpunkt

Die Einbindepumpen der dezentralen Erzeuger haben naturgemäß einen Einfluss auf die Differenzdrücke im Netz, da sich die Druckverluste aufgrund geringerer Wassermengen auf den langen Transportwegen verringern. Somit treten bei bei entsprechender Leistung und Lage im Netz Schlechtpunktverschiebungen auf.

Die Pumpstationen im Netz erkennen und berücksichtigen normalerweise diesen Einfluss, wenn sie einen Druck oder Differenzdruck im Netz regeln, siehe Abschnitt 7.4.7.

Das Beispiel an der Pumpstation 9 aus dem vorherigen Abschnitt legt nahe, dass die Abschaltkriterien der Pumpstation überprüft werden sollten.

7.4.9 Auswirkung des Detaillierungsgrades des Lastgangs

Szenario 2 wird ergänzt um Szenario 2.1, das eine identische Verteilung mittlerer und kleiner Solaranlagen enthält. Der Unterschied liegt im Lastprofil der Verbraucher. Szenario 2.1 wird nur für den Standort Potsdam ausgeführt.

Gleiches gilt für das Szenario 3.2, das um Szenario 3.2.1 ergänzt wird. Auch hier liegt der Unterschied im Verbraucherprofil.

Den folgenden Tabellen ist zu entnehmen, dass der Wärmeüberschuss um rund 20 % ansteigt, wenn der Lastgang linear nach der Außentemperatur bestimmt wird und nicht entsprechend Anhang F.2.2 aufbereitet ist.

Deutliche Unterschiede ergeben sich auch für die Monatswerte, vergl. hierzu Anhang F.3.5. Die Abweichungen liegen in der Größenordnung des Einflusses durch den Standort (Wetterdaten).

Diese beiden stichprobenartigen Vergleiche legen nahe, dass der Mehraufwand für die Detaillierung des Lastganges gerechtfertigt und empfehlenswert ist.

Szenario 2.1 (entspr. Abbildung 7.16, Szenario 2)

- Szenario 2: Verbraucherlastprofil wie in den Szenarien 1 und 3.
- Szenario 2.1: Verbraucherlastprofil linear nach der Außentemperatur.
  Bei einer Außentemperatur größer als die Heizgrenze wird die nach VDI 4710 ermittelte Grundlast angesetzt. Die Kältekunden (AKM) sind weiterhin in Betrieb.

Tabelle 7.10: Netz K, Szenario 2.1 im Vergleich zu Szenario 2

Vergleich Detaillierung Verbraucherprofile			
		Szenario 2	**Szenario 2.1**
Wärmeerzeugung Kraftwerke	[GWh/a]	1175	1178
Wärmeerzeugung dezentral	[GWh/a]	46,9	46,9
Wärmeerzeugung, Summe	[GWh/a]	1222	1225
Wärmebedarf, Verbraucher	[GWh/a]	1124	1127
Wärmebedarf, Netzverluste	[GWh/a]	95	95
Wärmebedarf, Summe		1219	1222
Dezentraler Deckungsanteil	[%]	3,6	3,6
Wärmeüberschuss, Netz	[GWh/a]	2,7	3,2
Wärmeüberschuss, Grenzdruck	[GWh/a]	0,0	0,0
Stagnation Solaranlagen	[Anzahl/a]	-	-
Strombedarf Pumpen, Netz	[GWh/a]	10,7	10,6
Strombedarf Pumpen, dezentral	[GWh/a]	0,3	0,3
Strombedarf Pumpen, Summe		11,0	10,9
Strombedarf / Wärmebedarf	[%]	0,90	0,89

Szenario 3.2.1 (entspr. Abbildung 7.17, Szenario 3.2)

- Szenario 3.2: Verbraucherlastprofil wie in den Szenarien 1, 2 und 3.
- Szenario 3.2.1: Verbraucherlastprofil linear nach der Außentemperatur. Bei einer Außentemperatur größer als die Heizgrenze wird die nach VDI 4710 ermittelte Grundlast angesetzt. Die Kältekunden (AKM) sind weiterhin in Betrieb.

Tabelle 7.11: Netz K, Szenario 3.2.1 im Vergleich zu Szenario 3.2

Vergleich Detaillierung Verbraucherprofile			
		Szenario 3.2	**Szenario 3.2.1**
Wärmeerzeugung Kraftwerke	[GWh/a]	910	917
Wärmeerzeugung dezentral	[GWh/a]	319,0	319,0
Wärmeerzeugung, Summe	[GWh/a]	1229	1236
Wärmebedarf, Verbraucher	[GWh/a]	1118	1120
Wärmebedarf, Netzverluste	[GWh/a]	95	95
Wärmebedarf, Summe	[GWh/a]	1213	1215
Dezentraler Deckungsanteil	[%]	24,9	24,5
Wärmeüberschuss, Netz	[GWh/a]	17,4	21,1
Wärmeüberschuss, Grenzdruck	[GWh/a]	0,1	0,0
Stagnation Solaranlagen	[Anzahl/a]	-	-
Strombedarf Pumpen, Netz	[GWh/a]	6,0	6,0
Strombedarf Pumpen, dezentral	[GWh/a]	1,9	1,9
Strombedarf Pumpen, Summe	[GWh/a]	7,9	7,9
Strombedarf / Wärmebedarf	[%]	0,65	0,65

7.4.10 Netz K – Zusammenfassung und Hinweise

Die Szenarien zeigen, dass sich zwei Effekte in der thermohydraulischen Simulation nachweisen lassen, die auch als Mischform auftreten können.

Der erste Effekt ist der Anstieg des lokalen Netzdrucks aufgrund der Pumpenleistung dezentraler Wärmeerzeuger. Die Auswirkung des ersten Effektes ist in Tabelle 7.12 unter Überschuss, Druckgrenze zu ersehen.

Ursache hierfür sind die zusätzlichen, lokalen Druckverluste in einer oder mehreren Teilstrecken der Einbindung zum Netz, vergl. Abbildung 7.14. Die Einbindung zum Netz ist nicht zwangsläufig auf die Leitungen des Hausanschlusses beschränkt. Dieser Druckanstieg kann durch eine sorgfältige Planung verringert oder verhindert werden (Vergl. hierzu die Varianten im Szenario 1).

Tabelle 7.12: Netz K, Ergebnisübersicht, Teil 1

Übersicht, Teil 1					
Szenario	**Wärmelieferung an das Netz**		**Wärmeüberschuss**		
	zentral [GWh/a]	**dezentral [GWh/a]**	**Bilanz [GWh/a]**	**Druckgrenze [GWh/a]**	**Stagnationen [Anzahl/a]**
POT Referenzfall	1219	-	-	-	-
POT 1 / 50-15	1182	38,15	0,855	0,002	1
POT 1 / 50-15M	1182	38,13	0,854	0	0
POT 1 / 15-50	1196	23,84	0,058	14,47	60
POT 1 / 40-25	1183	37,66	1,127	0,425	9
POT 2	1175	46,89	2,749	0	0
POT 3	938	319	43,569	0,224	-
POT 3.1	913	319	20,058	0,160	-
POT 3.2	910	319	17,358	0,118	-
WUE Referenzfall	1209	-	-	-	-
WUE 1 / 50-15	1171	39,68	1,358	0,001	0
WUE 1 / 50-15M	1170	39,67	1,268	0	0
WUE 1 / 15-50	1186	22,79	0,164	17,14	64
WUE 1 / 40-25	1171	39,19	0,188	0,436	9
WUE 2	1164	48,79	3,75	0	0
WUE 3	931	319	47,64	0,335	-
WUE 3.1	905	319	22,743	0,245	-
WUE 3.2	902	319	20,199	0,197	-

Tabelle 7.13: Netz K, Ergebnisübersicht, Teil 2

Übersicht, Teil 2			
Szenario	**Deckungsanteil**	**Umwälzpumpen Strombedarf ab Welle**	
	dezentral [%]	**Netz [GWh/a]**	**dezentral [GWh/a]**
POT Referenzfall	-	10,854	-
POT 1 / 50-15	3,1	10,875	0,235
POT 1 / 50-15M	3,1	10,854	0,236
POT 1 / 15-50	2	10,773	0,156
POT 1 / 40-25	3	10,844	0,240
POT 2	3,36	10,684	0,299
POT 3	22,7	9,641	1,933
POT 3.1	24,6	7,115	1,933
POT 3.2	24,9	5,964	1,932
WUE Referenzfall	-	10,914	-
WUE 1 / 50-15	3,2	10,938	0,247
WUE 1 / 50-15M	3,2	10,926	0,248
WUE 1 / 15-50	1,9	10,890	0,150
WUE 1 / 40-25	3,2	10,876	0,252
WUE 2	3,7	10,749	0,314
WUE 3	22,6	9,722	1,926
WUE 3.1	24,6	7,113	1,926
WUE 3.2	24,9	5,873	1,925

Für die Solaranlage bedeutet das Erreichen des Grenzdruckes einen Sonderbetriebsfall: Die Solarenergie kann nicht vollständig an das Netz abgegeben werden und die Anlage geht in Stagnation. Für das Netz können lokal unzulässige Drücke im Vor- und im Rücklauf entstehen. BHKW können bei Erreichen des Grenzdruckes ihre Wärme vorübergehend nicht oder nur teilweise an das Netz abgeben.

Der zweite Effekt tritt eher bei mehreren kleineren Anlagen auf. Die Auswirkung des zweiten Effektes ist in Tabelle 7.12 unter Überschuss, Bilanz zu ersehen.

Hier ist meist kein nennenswerter lokaler Druckanstieg aufgrund des Erreichens der Transportkapazitäten des Netzes zu beobachten. Übersteigt jedoch die Wärmelieferung aller zentralen und dezentralen Erzeuger den Wärmebedarf des Netzes, ist die Wärmebilanz nicht länger ausgeglichen. Steht kein Wärmespeicher zur Verfügung und sind alle hydraulischen Ausgleichsvorgänge innerhalb des Netzes abgeschlossen, wird spätestens jetzt die Druckhaltung des Netzes reagieren. Erst, wenn die Druckhaltung den erforderlichen Ausgleich

nicht herstellen kann, verlassen die Drücke ihren Regelbereich. Zu diesem Zeitpunkt ist es jedoch wahrscheinlich zu spät, ein Ungleichgewicht im Netz zu verhindern. Die Netzdrücke sind also voraussichtlich keine zuverlässige Vorwarnung für ein bevorstehendes Wärmeüberangebot.

Die genauen, detaillierten hydraulischen Vorgänge bei einem Wärmeüberangebot ohne Erreichen der Grenzdrücke können mittels quasi-stationärem Berechnungsverfahren nicht abgebildet werden. Hier müsste hochfrequent über kurze Zeiträume gerechnet werden.

SIR 3S® liefert jedoch auch für den stationären, thermohydraulischen Grenzbereich Indikatoren, indem es an Knoten mit Druckrandbedingung (an Regelorten) einen ausgleichenden, virtuellen, externen Zu- oder Abfluss aus dem System errechnet. Kommt es dazu, ist das ein Hinweis auf ein zumindest stationär (also statisch) nicht anwendbares Regelungskonzept und gegebenenfalls zusätzlich auf ein Ungleichgewicht in der Wärmebilanz. Die virtuellen Zu- und Abflüsse werden in einer gesonderten Bilanz erfasst und können ausgewertet werden, vergl. hierzu u.a.

Es wird jedoch ausdrücklich angemerkt, dass für endgültige Planungsrechnungen die hier verwendeten Überschuss-Indikatoren nicht auftreten dürfen. Die Modelleinstellungen müssen solange angepasst werden, bis die Überschussbilanz gleich null ist. Nur dann darf man eine hohe Konsistenz der Bilanzwerte erwarten. Die DELFIN-Szenarien spielen sich jedoch bewusst im Grenzbereich des Wärmeüberangebotes ab, so dass die Ergebnisse so stehen gelassen werden. Die Fehlsummen in den entsprechenden Bilanzen liegen im Höchstfall deutlich unter einem Prozent.

Die dezentralen Erzeuger haben ebenfalls Auswirkungen auf die erforderliche Pumpenleistung im Netz. Sie entlasten die Pumpen in den Kraftwerken und Pumpstationen, siehe Abschnitte 7.4.7 und 7.4.8. In Tabelle 7.13 werden die konkreten Werte aus den Simulationen gegenübergestellt.

Es wurde anhand zweier Stichproben gezeigt, dass Wärmeleistung und Rücklauftemperatur der Fernwärmeverbraucher detailliert abgebildet werden sollten. Die Außentemperatur als lineare Führungsgröße allein bildet die Dynamik im Tagesverlauf nicht ausreichend ab. Möchte man nicht nur theoretische Mittelwerte ermitteln, muss ein realistisches Tagesprofil generiert werden, was netzglobal oder/und verbraucherscharf erfolgen kann. Die Detaillierung des Lastprofils hat ähnliche Auswirkungen wie die unterschiedlichen Wetterdaten der verwendeten Standorte. In Tabelle 7.10 und Tabelle 7.11 werden die konkreten Werte aus den Simulationen gegenübergestellt. Der Zeitschritt von einer Stunde sollte für quasi-stationäre Simulationen nicht überschritten werden, was insbesondere von der üblichen Tagesdynamik geschuldet ist.

Die errechneten dezentralen Deckungsanteile könnten mit Hilfe einer konzertierten Einsatzplanung der Kraftwerke gesteigert werden. Flexibel einsetzbare zentrale, sich abstimmende Erzeuger könnten den dezentralen Erzeugern einen höheren Anteil an der Wärmelast zugestehen, als es die aktuelle Situation im Netz K ermöglicht. Die Aufgabe bestand jedoch darin, bewusst ein Wärmeüberangebot herbeizuführen, um die mögliche

Reaktion des Netzes und eine eventuelle gegenseitige Beeinflussung der dezentralen Erzeuger untereinander aufzuzeigen. Insofern wäre die Grenze zum Wärmeüberschuss lediglich verschoben worden, die Effekte jedoch unverändert geblieben.

Es kommt allerdings nicht unbedingt zu einer Konkurrenzsituation zwischen den dezentralen Erzeugern untereinander, wenn die lokale Transportkapazität des Netzes ausreichend hoch ist. In diesem Fall besteht die gegenseitige Beeinflussung darin, dass die gemeinsame Wärmeleistung aller Erzeuger zu einem Überangebot ohne Erreichen von Grenzdrücken führen kann, was sich dann netzglobal auswirkt.

Der Zeitpunkt der auf Grundlage des EPEX-Marktes ermittelten BHKW-Laufzeiten (Abschnitt 5) trifft auf eine aktuelle thermohydraulische Situation im Netz. Der errechnete dezentrale Deckungsanteil ist dementsprechend nicht nur von den installierten Nennleistungen, sondern auch vom Strommarkt der EPEX abhängig.

Bei der Positionierung dezentraler Erzeuger ist zu bedenken, dass Pumpstationen, die ein geschlossenes Teilgebiet versorgen, eine Barriere darstellen können. Ist die dezentral erzeugte Wärmeleistung in diesem Teilgebiet höher als der Verbrauch, könnte der Überschuss grundsätzlich an das vorgelagerte Netz abgegeben werden. Im Normalfall ist jedoch kein intelligenter Bypass zur Umgehung der Umwälzpumpen installiert, so dass eine Rückversorgung in das Netz nicht möglich ist. Es könnten folglich auch lokal begrenzte Wärmeüberangebote auftreten.

Zusammenfassend wird noch einmal angemerkt, dass alle Ergebnisse nicht nur netzspezifisch, sondern u.U. auch erheblich von der Lage der dezentralen Erzeuger abhängig sind. Die lokale thermohydraulische Situation an der Einbindestelle sollte genauso sorgfältig untersucht werden, wie das üblicherweise auch für zentrale Erzeuger und Verbraucher erfolgt.

8 Jahresmittlere Auswirkungen auf Ressourcenverbrauch und Treibhausgasemissionen

Autoren: Dr. Andrej Jentsch, Ulrike Wagner (AGFW)

Die Einbindung dezentraler volatiler Erzeuger erfolgt vorrangig aufgrund ökologischer Überlegungen. Insbesondere vor dem Hintergrund der deutschen und europäischen Ziele zum Klimaschutz stellt sich die Frage, welchen Beitrag die in DELFIN untersuchten Einbindeszenarien auf die jahresmittleren Treibhausgasemissionen haben.

Eine Bestimmung des Einflusses der Einbindung dezentral bereitgestellter Wärme auf die Treibhausgasemissionen kann allerdings nicht durchgängig zu einer Bewertung der Effizienz beziehungsweise des Verbrauchs an wertvollen Rohstoffen herangezogen werden. Als wertvolle Rohstoffe sind in diesem Kontext insbesondere alle Brennstoffe und nicht frei verfügbare Materialien, die der Umwelt entnommen werden zu betrachten. Im gesetzlichen Kontext wird die Effizienz meist über den Primärenergieverbrauch (fossil) abgebildet. Wie in Anhang G ausgeführt, eignet sich dieser Indikator allerdings nicht für die in DELFIN untersuchten Szenarien, insbesondere in Kombination mit der Stromgutschriftmethode für die Allokation von Brennstoffen aus KWK [AGFW309][2].

Vor diesem Hintergrund wird statt des Primärenergieverbrauchs der Ressourcenverbrauch als Bewertungskriterium für die Zukunftsfähigkeit der Szenarien eingesetzt. Dieses Kriterium ist umfassender als der Primärenergieverbrauch und wird nach Ressourcenverbrauch (gesamt) und Ressourcenverbrauch (fossil) aufgeteilt, um eine höhere Transparenz der Ergebnisse zu ermöglichen. Detaillierte Beschreibungen des Ressourcenverbrauchs finden sich in Kapitel 8.2.2.

8.1 Untersuchte Szenarien

In Zusammenarbeit mit den im Projektkreis (PK) mitwirkenden Fernwärmeversorgern wurden für die untersuchten Netze G, B und K mehrere, realitätsnahe Szenarien zur dezentralen Wärmeeinbindung mit Erzeugern unterschiedlicher Größe und Verteilung entwickelt.

Dabei wurden für die Untersuchung der jahresmittleren Effekte folgende Festlegungen übernommen und teilweise zusätzlich getroffen:

- Der Anteil der dezentralen Einbindung von Wärme ist stufenweise zu erhöhen und hinsichtlich möglicher hydraulischer Grenzen zu bewerten.

[2] Das Literaturverzeichnis für Kapitel 8 ist in Anhang G aufgeführt.

- Die Positionen für große Freiflächen des jeweiligen Netzes sollen auch in Realität vorhanden sein. Danach soll sich auch die zu installierende Solarthermiefläche richten.

- Vorhandene Hausanschlüsse des Netzes sind zur Einbindung zu nutzen, kein Leitungsneubau außer bei der Nutzung großer Freiflächen.

- Für die großflächigen Solaranlagen sollen entsprechende Freiflächen in den Beispielnetzen identifiziert werden, um eine realistischen Vergleich mit stark dezentralisierten Aufdachanlagen zu ermöglichen.

- Die Einbindungsvariante wird auf Rücklauf/Vorlauf festgelegt, da nur sie es ermöglicht, alle Einbindestellen unabhängig von der Abnahme im Netzstrang hydraulisch anzukoppeln.

- Die Einbindung der Wärme in den Rücklauf wird ausgeschlossen, da bei geringem Wärmebedarf in nachgelagerten Netzabschnitten kein ausreichender Rücklaufvolumenstrom zur Wärmeeinbindung zur Verfügung steht. Überdies wird die Rücklauftemperatur für den nächsten, nachgelagerten Wärmeerzeuger am gleichen Strang unvorhersehbar angehoben. Eine Gleichbehandlung für alle dezentralen Wärmeerzeuger wäre damit von vornherein nicht gegeben.

- Die Vorlauftemperatur folgt der realen gleitenden Veränderung, die Rücklauftemperaturen werden hingegen in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur berechnet.

- Dezentrale Wärmeerzeuger können ihre Wärme nur an das Netz abgeben, wenn das Netz die Leistung aufnehmen kann. Die nicht vom Netz aufgenommene Wärme wird dabei für die Gesamtauswertung gesondert erfasst.

- Es gibt keine vorgegebene Begrenzung des dezentralen Deckungsanteils im Netz, damit auch das Austesten der Leistungsgrenzen der Netze und Reaktion der Netze auf Überkapazität ermöglicht wird.

- Die Position der kleineren/mittleren Solaranlagen entsprechen den Positionen der kleineren/mittleren BHKW in den untersuchten Netzen, um Unterschiede in der hydraulischen Belastung zu prüfen.

Der Simulationszeitraum ist das Gesamtjahr 2015.

Hinweis: Die Ergebnisse der Netze sind untereinander nicht direkt vergleichbar, da Größe, Druckarbeitsbereiche und Strukturen unterschiedliche Rahmenbedingungen darstellen. Die aus dem Portfolio der in den Kapiteln 6 und 7 ausgewählten Varianten, welche im Hinblick auf die jahresmittleren Wirkungen auf Ressourcenverbrauch und Treibhausgasemissionen untersucht wurden, sind in Tabelle 8.1 aufgeführt.

Tabelle 8.1: Auf jahresmittlere Effekte untersuchte Szenarien in DELFIN – Kapitel 8

	Netz K	**Netz B**	**Netz G**
Szenario 0: **Referenz**	880 MW VL 120/92 °C Großes vermaschtes Netz	84 MW VL 86/64 °C Mittelgroßes vermaschtes Netz	2,2 MW VL 70/40 °C kleines Strahlennetz
Szenario 1: **großflächige Freiflächen-Solaranlage(n)**	50.000 m² am Grundlasterzeuger + 15.000 m² in der Masche nahe am Hilfswärmeerzeuger = 65.000 m²	27.000 m² Großanlage - Einbindung am Endstrang	Keine
Szenario 2: **Kleinere und mittlere Aufdach-Solaranlagen**	14 x 5.000m² + 10 x 1.000m² = 80.000 m² im Netz verteilt, möglichst rund um Druckerhöhungs-anlagen	2 x 5000 m² +12 x 1000 m² + 10 x 500 m² = 27.000 m² im Netz verteilt	5 x 100 m²
Szenario 3 **mehrere** **BHKW mit volatilem Profil**	30 x 1160 kW_{th} + 24 x 580 kW_{th} = 48.720 kW_{th} im Netz verteilt, möglichst rund um Druckerhöhungs-anlagen	10 x 290 kW_{th} = 2900 kW_{th} im Netz verteilt	keine

8.2 Auswahl der Bewertungs- und Vergleichskriterien

Die in den vorherigen Kapiteln dargestellten Szenarien sollen auf Basis widerspruchfreier Kriterien aussagekräftig verglichen werden. Ziel des Vergleiches ist es herauszufinden, welche ökologischen Vorteile die betrachtete Einbindung volatiler, dezentraler Wärmeerzeuger im Vergleich zur Versorgung des Fernwärmenetzes mit nur einem Typ von zentralen Erzeugern hat.

Ein vollständiges Bild der ökologischen Effekte ließe sich mit Hilfe einer Lebenszyklusanalyse erstellen. Diese geht allerdings wesentlich über den Rahmen des DELFIN-Projektes hinaus.

Aus diesem Grund wurden Kriterien gewählt, die verhältnismäßig wenige Daten zur Berechnung brauchen und mit vertretbarem Aufwand zu ermitteln sind.

Im Folgenden sind Kriterien aufgezählt, die für eine vereinfachte ökologische Bewertung der untersuchten Szenarien in Frage kommen.

8.2.1 Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch ergibt sich als Produkt eines Primärenergiefaktors und des Endenergieverbrauchs.

Primärenergiefaktoren (PEF) sollen Aufschluss über die Energieverluste in den Vorketten (Aufbereitung, Transport und Umwandlung) geben.

Es werden zwei Arten von Primärenergiefaktoren für die Bewertung genutzt:

Primärenergiefaktoren (nicht erneuerbar) – die eine Aussage über den spezifischen Verbrauch fossiler Primärenergie erlauben sollen und

Primärenergiefaktoren (gesamt) – die darauf abzielen eine Einschätzung der gesamten pro Endenergieeinheit verbrauchten Primärenergie zu ermöglichen.

Durch die Nutzung von Primärenergiefaktoren soll üblicherweise eine einfache Aussage über die Effizienz von Energieträgern und Energiekonzepten ermöglicht werden. Für Strom und Wärme aus fossilen Brennstoffen und ungekoppelten Prozessen wird dieses Ziel auch im Wesentlichen erreicht. Für viele Technologien sind Primärenergiefaktoren allerdings nur bedingt aussagekräftig oder führen gar zu Fehleinschätzungen der technischen Ausgereiftheit und Umweltfreundlichkeit.

So ergeben Primärenergiefaktoren (nicht erneuerbar) bei einem technischen Vergleich von Wärme und Strom aus erneuerbaren Energien stets Werte nahe Null, trotz gravierender thermodynamischer Effizienzunterschiede. Bei Verwendung der Stromgutschriftmethode kann es passieren, dass der Primärenergiefaktor der Wärme trotz fossilen Brennstoffs zu 0 gesetzt wird. Das entspricht einer politischen Festlegung, welche keine Grundlage für einen naturwissenschaftlich fundierten Vergleich darstellt.

Primärenergiefaktoren (gesamt) hingegen stellen Solarenergie (PEF_{gesamt} = 1,0) nahezu auf eine Stufe mit fossilem Erdgas (PEF_{gesamt} = 1,1) [AGFW309]. Bei gekoppelten Produkten wie Strom und Wärme aus KWK-Anlagen ergeben sich zudem - je nach Wahl der Allokationsmethode - höchst unterschiedliche Werte.

Vor diesem Hintergrund sollten die im Projekt DELFIN nach AGFW FW 309-1 mit Hilfe der Stromgutschriftmethode berechneten Primärenergieverbräuche ausschließlich dafür genutzt werden, um bei Bedarf einen Vergleich mit gesetzlichen Vorgaben (insbesondere EnEV) zu ermöglichen. Eine sichere Aussage zu Effizienz und Umweltfreundlichkeit der verglichenen Energieszenarien lässt sich aus Ihnen für Energiesysteme mit gekoppelter Erzeugung oder erneuerbaren Energien allerdings nicht ableiten.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass der Primärenergieverbrauch als Bewertungskriterium für den in diesem Kapitel angestrebten wissenschaftlichen Vergleich ungeeignet ist. Daher wird er ausschließlich in Anhang G.2 zu informativen Zwecken dargestellt.

8.2.2 Ressourcenverbrauch (gesamt)

Statt des Primärenergieverbrauchs soll das Kriterium Ressourcenverbrauch (gesamt) verwendet werden, welches auf Basis einer Exergieanalyse bestimmt wird. Der Ressourcenverbrauch lässt sich als Produkt des Endenergieverbrauchs und entsprechender Ressourcenverbrauchsfaktoren berechnen.

Ein Ressourcenverbrauchsfaktor stellt das Verhältnis der Exergie der eingesetzten Energieressourcen zu der verbrauchten Endenergie dar.

Exergie ist dabei ein Maß für das Potenzial eines Stoff- oder Energiestroms in Zusammenwirken mit der Umgebung technische Arbeit zu erzeugen [Her+16]. Sie kann vereinfacht als Maß für die maximale Strommenge bzw. technische Arbeit verstanden werden, welche mit einem vorliegenden Energie- oder Stoffstrom im Zusammenspiel mit der Umwelt gewonnen werden kann.

Die Ressourcenverbrauchsfaktoren (gesamt) für die Wärmeversorgung können Werte kleiner 1 aber nicht unter 0 annehmen. Damit lassen sie sich wie Primärenergiefaktoren (nicht erneuerbar) lesen, nur dass Sie neben der Energiemenge auch die Energiequalität (die zwischen 100 % und 0 % liegt) und sowohl erneuerbare, wie auch fossile Ressourcen mit berücksichtigen.

Ressourcenverbrauchsfaktoren (gesamt) werden auf Basis der thermodynamischen Naturgesetze von Energieerhaltung und Entropieerhöhung berechnet und gehen damit wesentlich über eine ausschließliche Energieanalyse hinaus. Der Name „Ressourcenverbrauchsfaktor“ wurde zur leichteren intuitiven Verständlichkeit gewählt, um den eigentlich zugrunde liegenden Begriff der Exergie nicht in den Vordergrund stellen zu müssen. Eine detaillierte Darstellung der verwendeten Bilanzierungsmethodik und des verwendeten exergetischen Analyseansatzes findet sich in [Her+16].

Da Ressourcenverbrauchsfaktoren letztlich unabhängig von der verwendeten Menge der End- bzw. Sekundärenergie sind, können Sie Endenergieeinsparungen z.B. aufgrund verbesserter Dämmung nicht abbilden. Aus diesem Grund sollten Sie für den Szenarienvergleich mit der jährlich verbrauchten Endenergiemenge multipliziert werden, um so eine umfassende Einschätzung des durch die Wärmeversorgung verursachten Ressourcenverbrauchs (gesamt) zu ermöglichen.

Der auf Basis der Ressourcenverbrauchsfaktoren (gesamt) berechnete Ressourcenverbrauch (gesamt) kann als wissenschaftlich fundierter Indikator zur Bewertung der „Gesamteffizienz“ der untersuchten Szenarien verstanden werden und erlaubt einen Vergleich Zukunftsfähigkeit der untersuchten Szenarien.

Dabei ist festzuhalten, dass alle Energieströme als Ressourcen betrachtet werden können, außer Wärmeströme bei Umgebungstemperatur. Diese stehen grundsätzlich unbegrenzt zur Verfügung und haben keinen exergetischen Wert an sich, sondern nur in Kombination mit dem Einsatz anderer wertvoller Ressourcen. Erneuerbare als auch fossile Ressourcen können separat und zusätzlich zum Ressourcenverbrauch (gesamt) ausgewiesen werden, um die Transparenz der Bewertung zu erhöhen.

8.2.3 Ressourcenverbrauch (fossil)

Um den Bezug zu aktuellen politischen Vorgaben zu erleichtern, hat das Projektkonsortium angeregt in Analogie zum Primärenergieverbrauch (nicht erneuerbar), neben dem umfassenden Ressourcenverbrauch (gesamt) auch den Ressourcenverbrauch (fossil) als Bewertungskriterium einzusetzen. Mit Hilfe des Kriteriums Ressourcenverbrauch (fossil) kann die Reduktion des Einsatzes fossiler Brennstoffe durch die Einbindung dezentraler Wärmeerzeuger besonders deutlich ersichtlich gemacht werden.

Im Gegensatz zum Primärenergieverbrauch (nicht erneuerbar) kommt die Berechnung des Ressourcenverbrauchs (fossil) ohne politische Festlegungen aus. Damit lassen sich die meisten Probleme der Primärenergiebewertung vermeiden.

Die Berechnung des Ressourcenverbrauchs (fossil) ist ebenso Exergie-basiert, wie die des Ressourcenverbrauchs (gesamt), vernachlässigt allerdings die Betrachtung aller nicht fossilen Ressourcen.

Im Falle einer regenerativen Vollversorgung kann somit auch dieses Kriterium den Wert 0 annehmen, trotz der Notwendigkeit eines technischen Aufwandes (Solaranlagen / Windkraftanlagen etc.), um die Energieversorgung sicher zu stellen. Aus diesem Grund kann das Kriterium Ressourcenverbrauch (fossil) das Kriterium Ressourcenverbrauch (gesamt) für eine umfassende Betrachtung nicht ersetzen sondern maximal ergänzen.

Das Kriterium Ressourcenverbrauch (fossil) sollte nur dort eingesetzt werden, wo explizit eine Alternative zum Primärenergiefaktor (nicht erneuerbar) gewünscht ist und in Fällen, wo noch keine regenerative Vollversorgung erreicht ist. In allen anderen Fällen dürfte die Ausweisung von Ressourcenverbrauch (gesamt) als Ergänzung zur Ausweisung der Treibhausgasemissionen genügen, da es ein umfassendes und unabhängiges Kriterium zur Bewertung der Zukunftsfähigkeit aller Technologien (erneuerbar und nicht erneuerbar) darstellt.

8.2.4 Treibhausgasemissionen

Die spezifischen Treibhausgasemissionen erlauben eine Bewertung der untersuchten Szenarien in Hinblick auf Ihren Beitrag zum Klimawandel. Je geringer die spezifischen Emissionen, desto klimaschonender ist das entsprechende Energieversorgungskonzept. Dabei werden nicht nur CO_2-Emissionen, sondern auch die anderen Treibhausgase mittels CO_2-Äquivalenten berücksichtigt.

Die Treibhausgasemissionen für Wärme aus KWK Anlagen werden von der Wahl der Allokationsmethode beeinflusst. Vor einem naturwissenschaftlichen Hintergrund besteht allerdings zur Exergie-basierten Carnot-Methode keine gleichwertige Alternative [Jen15]. Daher wurde diese Methode nicht nur bei der Allokation von Ressourcen zu Koppelprodukten sondern auch bei der Allokation der Treibhausgasemissionen verwendet.

Auch hier muss für einen Vergleich der Gesamtkonzepte der spezifische Treibhausgasausstoß pro Kilowattstunde Wärme mit dem Gesamtwärmebedarf multipliziert werden, um die gesamten Treibhausgasemissionen – die ja durch das Wärmeversorgungskonzept und die Gebäudedämmung beeinflusst werden – zu berücksichtigen.

8.2.5 Zusammenfassung der Kriterienauswahl

Vor dem oben dargestellten Hintergrund sollen die ausgewählten Szenarien mit Hilfe der Kriterien Ressourcenverbrauch (gesamt), Ressourcenverbrauch (fossil) und Treibhausgasemissionen bewertet und verglichen werden. Um einen Ausblick auf die Effekte der gesetzlich vorgegebenen Bewertung mit Hilfe des Primärenergieverbrauchs (nicht erneuerbar) zu ermöglichen, wird in Anhang G dargestellt, welchen Primärenergieverbrauch die Szenarien verursachen und gleichzeitig demonstriert, dass dieses Kriterium in der aktuellen Form für Vergleiche der untersuchten Systemvarianten ungeeignet ist.

8.3 Berechnungsvorschriften

8.3.1 Grundlegenden Festlegungen

1. Die Bewertungen nutzen als Grundlage die jahresmittleren, nach Erzeugerleistung gewichteten Einbindetemperaturen aller Erzeuger für das Jahr 2015. Es wird davon ausgegangen, dass die Netztemperaturen unabhängig von der Einbindung sind, da eine der Grundannahmen für die Untersuchung in DELFIN die Einbindung von Wärme bei Netzvorlauf-Solltemperatur ist und somit die entstehenden Unterschiede der jahresmittleren Netztemperaturen ohne bzw. mit dezentralen volatilen Erzeugern nur um wenige Kelvin voneinander abweichen. Die sich daraus ergebenden kleineren Abweichungen in der thermodynamischen Mitteltemperatur und damit in den Carnot-Faktoren wurden geprüft und rechtfertigten vor dem Hintergrund der mäßigen Genauigkeit anderer zentraler Annahmen (z.B. KEV) aus Sicht der Kapitelautoren keinen erhöhten Modellierungsaufwand.

2. Grundlage der Ressourcenbewertung ist der Kumulierte Exergie Verbrauch (Cumulated Exergy Consumption = CExC). Dieser wird in Ermangelung transparenter öffentlicher Datenbanken mit Hilfe des Kumulierten Energie Verbrauchs angenähert.

   Für Verbrennungsanlagen entspricht der KEV_{Gesamt}=$KEV_{Nutzung}$+$KEV_{Herstellung}$ in etwa dem $KEV_{Nutzung}$. Diese Tatsache wird ersichtlich, wenn KEV Werte von Brennstoffen verglichen werden mit dem Quotient KEV_{Gesamt} / Energieeinsatz Brennstoff für Verbrennungsanlagen in der Probas Datenbank [Fri10]. Aus Konsistenzgründen soll daher für die folgende Bewertung für die CO2 Bewertung als auch für KEV Angaben [IWU14, siehe Anhang A.1) verwendet und angenommen werden dass es sich um Ergebnisse auf Basis von KEV_{Gesamt} handelt.

3. In den folgen Berechnungen werden zwei unterschiedliche Annahmen für die Herkunft des Hilfsstroms getroffen. Das Ziel dieser Vorgehensweise ist es, den Einfluss der Stromherkunft auf die jahresmittleren Effekte eingrenzen zu können. Zum einen wird davon ausgegangen, dass ein Steinkohlekraftwerk den Strom für den Hilfsstrom erzeugt.
   Diese Annahme soll die Tatsache wiederspiegeln, dass das Grenzkraftwerk im deutschen Stromnetz, welches zusätzlichen Strombedarf deckt häufig ein Steinkohlekraftwerk ist. Zum anderen wird untersucht, welcher Effekt von der Nutzung von echtem Ökostrom zu erwarten ist.

   Der Begriff echter Ökostrom wird hier dazu verwendet, Ökostrom zu bezeichnen, der dank der versorgten Nachfrage zumindest im Jahresmittel zusätzlich in das Netz eingespeist wird. Die Unterscheidung von konventionellem Ökostrom ist nötig, da im deutschen Strommarkt die Nutzung von Ökostrom oft nicht unbedingt mit einer bedarfsdeckenden Mehrerzeugung von Ökostrom gleichgesetzt werden kann. Dies folgt aus dem Merit-Order Effekt, der dazu führt, dass die Grenzkostenfreien Stromerzeuger wie Windturbinen und PV-Anlagen in jedem Fall die maximal mögliche Strommenge an das Stromnetz abgeben.

8.3.2 Allgemein

Ressourcenverbrauch und Treibhausgasemissionen berechnen sich abhängig von der untersuchten Technologie folgendermaßen:

Die thermodynamische Mitteltemperatur der Fernwärme:

Die thermodynamische Mitteltemperatur der Fernwärme $\left(T_{m_{FW}}\right)$ berechnet sich auf Basis der Fernwärmevorlauftemperatur $(T_{VL_{FW}})$ und der Fernwärmerücklauftemperatur $(T_{RL_{FW}})$.

$$T_{m_{FW}} = \frac{T_{VL_{FW}} - T_{RL_{FW}}}{\ln\left(\frac{T_{VL_{FW}}}{T_{RL_{FW}}}\right)} \tag{8.1}$$

Der Carnotfaktor der Fernwärme

Der Carnotfaktor (CF_{FW}) ergibt sich aus der thermodynamischen Mitteltemperatur der Fernwärme $\left(T_{m_{FW}}\right)$ und der Referenztemperatur $\left(T_{Ref}\right)$, welche für die Exergieanalyse festgelegt wurde.

$$CF_{FW} = 1 - \frac{T_{Ref}}{T_{m_{FW}}} \tag{8.2}$$

Der Brennstoffallokationsfaktor für die Fernwärme auf Basis der Carnot-Methode

Der Brennstoffallokationsfaktor für die Wärme aus KWK (BAW_{th}) berechnet sich auf Basis der jahresmittleren Exergie der Wärme (Ex_Q) und der jahresmittleren Exergie des produzierten Stromes (Ex_{el}).

Diese lassen sich wiederum auf Basis der Carnotfaktoren der Fernwärme (CF_{FW}), der jährlich erzeugten Wärme (Q_{FW}) und der elektrischen Jahresarbeit (W_{el}) berechnen. Werden die Jahreswärmeproduktion und die Jahresstromproduktion auf den verbrauchten Brennstoff bezogen lässt sich der Brennstoffallokationsfaktor auch auf Basis der thermischen (η_{th}) und der elektrischen Energieeffizienz (η_{el}) der KWK Anlage ermitteln.

$$BAF_{th} = \frac{Ex_Q}{Ex_Q + Ex_{W_{el}}} = \frac{CF_{FW} \cdot Q_{FW}}{(CF_{FW} \cdot Q_{FW} + W_{el})} = \frac{CF_{FW} \cdot \eta_{th}}{CF_{FW} \cdot \eta_{th} + \eta_{el}} \tag{8.3}$$

Es wird allgemein angenommen, dass der Kumulierte Energie Verbrauch (KEV) in etwa dem Kumulierten Exergieverbrauch für den Betrieb entspricht. Ebenso wird vereinfachend angenommen, dass die mit einem Brennstoffstrom verknüpfte Exergie sich über den Brennwertstrom annähern lässt [Bej+96].

8.3.3 Erdgas-Heizkessel

Für den Erdgas-Heizkessel berechnen sich die Bewertungskriterien wie folgt:

Treibhausgasemissionen

Die Treibhausgasemissionen ($CO_{2e_{HK_{EG}}}$) für den Erdgas-Heizkessel ergeben sich aus dem Heizwertbezogenen Emissionsfaktor für Erdgas EF_{EG}, dem Jahresnutzungsgrad $\eta_{HK_{EG}}$ und der Jahresmenge des Heizwerts des verbrauchten Erdgases (En_{EG}).

$$CO_{2e_{HK_{EG}}} = \frac{EF_{EG}}{\eta_{HK_{EG}}} \cdot En_{EG} \tag{8.4}$$

Ressourcenverbrauch (gesamt)

Der Ressourcenverbrauch (gesamt) für Wärme aus einem Erdgas-Heizkessel ($RV_{HK_{EG}}$) ist eine Funktion des Kumulierten Exergie Verbrauchs des Erdgases ($KExV_{EG}$), des Jahresnutzungsgrades $\eta_{HK_{EG}}$und dem der vom Kessel verbrauchten Exergie des Erdgases (Ex_{EG}). Dabei kann der Kumulierte Exergie Verbrauch über den Heizwertbezogenen Kumulierten Energie Verbrauch (KEV_{EG}) und das Verhältnis von Brennwert (HHV_{EG}) zu Heizwert (LHV_{EG}) des Erdgases angenähert werden, da die Exergie eines Brennstoffes in etwa seinem Brennwert entspricht [Bej+96].

$$RV_{HK_{EG}} = \frac{KExV_{EG}}{\eta_{HK_{EG}}} \cdot Ex_{EG} \approx \frac{KEV_{EG}}{\eta_{HK_{EG}}} \cdot En_{EG} \cdot \frac{HHV_{EG}}{LHV_{EG}} \tag{8.5}$$

Ressourcenverbrauch (fossil)

Der Ressourcenverbrauch (fossil) für Wärme aus einem Erdgas-Heizkessel entspricht dem Ressourcenverbrauch (gesamt), da nur fossile Rohstoffe eingesetzt werden.

8.3.4 Erdgas GuD und BHKW

Für das Erdgas-GuD und das Erdgas-BHKW im KWK Betrieb berechnen sich die Bewertungskriterien wie folgt:

Treibhausgasemissionen

Die Treibhausgasemissionen ($CO_{2e_{KWK_{EG}}}$) für Erdgas-KWK ergeben sich aus dem Heizwertbezogenen Emissionsfaktor für das verwendete Erdgas EF_{EG}, der Jahresmenge Heizwertes des verbrauchten Erdgases (En_{EG}).und dem Brennstoffattributionsfaktor für Wärme aus der KWK-Anlage $BAF_{KWK_{th}}$.(siehe Formel (8.3)).

$$CO_{2e_{KWK_{EG}}} = EF_{EG} \cdot En_{En} \cdot BAF_{KWK_{th}} \tag{8.6}$$

Ressourcenverbrauch (gesamt)

Der Ressourcenverbrauch (gesamt) für Wärme aus einem Erdgas-KWK Anlagen $(RV_{KWK_{EG}})$ ist eine Funktion des Kumulierten Exergie Verbrauchs des Erdgases $(KExV_{EG})$, dem thermischen Brennstoffattributionsfaktor der KWK Anlage $\left(BAF_{KWK_{th}}\right)$ und der vom Kessel verbrauchten Exergie des Erdgases (Ex_{EG}). Dabei kann der Kumulierte Exergie Verbrauch über den Heizwertbezogenen Kumulierten Energie Verbrauch des Erdgases (KEV_{EG}) und das Verhältnis von Brennwert (HHV_{EG}) zu Heizwert (LHV_{EG}) des Erdgases angenähert werden, da die Exergie eines Brennstoffes in etwa seinem Brennwert entspricht [Bej+96].

$$RV_{KWK_{th_{EG}}} = KExV_{EG} \cdot Ex_{EG} \cdot BAF_{KWK_{th}} \approx KEV_{EG} \cdot En_{EG} \cdot \frac{HHV_{EG}}{LHV_{EG}} \cdot BAF_{KWK_{th}} \tag{8.7}$$

Ressourcenverbrauch (fossil)

Der Ressourcenverbrauch (fossil) für Wärme aus einem Erdgas-KWK Anlagen entspricht dem Ressourcenverbrauch (gesamt), da nur fossile Rohstoffe eingesetzt werden.

8.3.5 Solarthermie

Für die Solarthermieanlage berechnen sich die Bewertungskriterien wie folgt:

Treibhausgasemissionen

Die Treibhausgasemissionen $(CO_{2e_{ST}})$ für solare Wärme ergeben sich aus dem Emissionsfaktor für Solarthermie EF_{ST} und der Jahresmenge der solaren Wärme (En_{ST}). Die Emissionen, welche der Solarthermie zugeordnet werden, entstehen durch die Herstellung der Solarthermiekollektoren, sowie durch den Aufbau der Anlage.

$$CO_{2e_{ST}} = EF_{ST} \cdot En_{ST} \tag{8.8}$$

Ressourcenverbrauch (gesamt)

Der Ressourcenverbrauch (gesamt) welcher durch Solarthermie entsteht (RV_{ST}) ist eine Funktion des Kumulierten Exergie Verbrauchs der Solarthermie $(KExV_{ST})$ und der Jahresenergiemenge der solaren Wärme (En_{ST}). Dabei kann der Kumulierte Exergie Verbrauch über den Kumulierten Energie Verbrauch (KEV_{ST}) und die mit der solaren Wärme verknüpfte Exergie angenähert werden. Letztere ergibt sich dabei aus der solaren Wärmemenge und dem Carnotfaktor der Solarthermie (CF_{ST}), wobei für dessen Berechnung die Fernwärmenetztemperaturen zugrunde gelegt werden.

Es wird angenommen, dass die Energie, welche für die Herstellung und den Aufbau der Solarthermieanlage verwendet wird von hoher Qualität ist, so dass für den über die Solarwärme hinausgehenden Anteil der verbrauchten Energie gilt: Energie ≈ Exergie.

$$RV_{ST} = KExV_{ST} \cdot En_{ST} \cdot\approx (KEV_{ST} - 1) + CF_{ST} * En_{ST} \tag{8.9}$$

Ressourcenverbrauch (fossil)

Der Ressourcenverbrauch (fossil) für Wärme aus Solarthermie berechnet sich auf Basis der im Abschnitt Ressourcenverbrauch (gesamt) dargestellten Variablen zu:

$$RV_{f_{ST}} = KExV_{ST} \cdot En_{ST} - En_{ST} \approx (KEV_{ST} - 1) \tag{8.10}$$

8.3.6 Hilfsstrom

Treibhausgasemissionen

Die Treibhausgasemissionen $(CO_{2e_{el}})$ für den Hilfsstrom ergeben sich aus dem Emissionsfaktor für den verwendeten Strom EF_{el} und der Jahresmenge des verbrauchten Hilfsstroms (En_{HS}).

$$CO_{2e_{el}} = EF_{el} \cdot En_{HS} \tag{8.11}$$

Ressourcenverbrauch (gesamt)

Der Ressourcenverbrauch des Hilfsstroms (gesamt) (RV_{HS}) ist eine Funktion des Kumulierten Exergie Verbrauchs des Stroms $(KExV_{el})$ und dem Hilfsstromverbrauch. Dabei kann der Kumulierte Exergie Verbrauch über den Kumulierten Energie Verbrauch (KEV_{el}) und das Verhältnis von Brennwert (HHV_{el}) zu Heizwert (LHV_{el}) der für die Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffe angenähert werden. Werden keine Brennstoffe für die Stromerzeugung eingesetzt, ist dieses Verhältnis gleich 1.

$$RV_{HS} = KExV_{el} \cdot En_{HS} \approx KEV_{el} \cdot En_{el} \cdot \frac{HHV_{el}}{LHV_{el}} \tag{8.12}$$

Ressourcenverbrauch (fossil)

Der Ressourcenverbrauch des Hilfsstroms (fossil) entspricht dem Ressourcenverbrauch (gesamt) für Strom, welcher aus fossilen Brennstoffen hergestellt wird. Für echten Ökostrom ergibt sich der Ressourcenverbrauch (fossil) $(RV_{f_{HS}})$ aus dem Ressourcenverbrauch (gesamt) und der verbrauchten elektrischen Energie (En_{HS}). Hintergrund dieser Formel ist die Annahme, dass die gesamten Aufwendungen außerhalb des Betriebs mit fossilen Brennstoffen gedeckt werden.

$$RV_{f_{HS}} = RV_{HS} - En_{HS} \tag{8.13}$$

8.4 Ergebnisse

Im den folgenden Unterkapiteln sind die Ergebnisse der Bewertung der jahresmittleren Effekte für ausgewählte Szenarien der dezentralen Einbindung zusammengefasst. Die Ergebnisse sind jeweils für zwei Arten der Hilfsstromerzeugung aufgeführt und für jeweils zwei unterschiedliche Referenztechnologien. Die den Ergebnissen zu Grunde liegenden Annahmen sind in Anhang G.3 zusammengefasst.

Als Referenzszenario wurde die zentrale Versorgung mit einem Erdgas-Heizkessel bzw. einem Erdgas-KWK Erzeuger angenommen. Beide Technologien werden oft gemeinsam eingesetzt, allerdings je nach Netz in unterschiedlichen Anteilen. Aus diesem Grund wurden nur die beiden Extremfälle betrachtet, so dass der Einfluss der jeweiligen Technologie auf die Einsparungen durch dezentrale Einbindung ersichtlich wird.

Für die Hilfsstromerzeugung wurden ebenfalls zwei Extremfälle betrachtet. Im besten Fall wird der benötigte Hilfsstrom vollständig erneuerbar erzeugt und die Nachfrage danach führt zu entsprechend mehr erneuerbaren Energien im Stromnetz (echter Ökostrom).

Im schlechtesten Fall führt die Nutzung von Hilfsstrom in Deutschland zu einer erhöhten Auslastung eines Steinkohle-Grenzkraftwerks. In den folgenden Ergebnistabellen entspricht der erste Wert der Einsparung bei Verwendung von Steinkohlestrom und der zweite Wert der Einsparung bei Verwendung von echtem Ökostrom aus PV, Wind und Wasserkraft.

Weiterführende detaillierte Ergebnisse des Vergleichs finden sich in Anhang G.2.

8.4.1 Netz G

Einbindung von 5 x 100 m² Solarthermie

Die folgenden Tabellen zeigen die Ergebnisse für die Einbindung von 5 mal 100 m² Flachkollektoren in das Netz G (2,2 MW Anschlussleistung).

Der Hilfsstrombedarf für dieses Szenario wurde auf Basis der Simulationsergebnisse mit 82 MWh/a abgeschätzt. Das ist 5 % höher als der angenommene Hilfsstrombedarf des Referenzszenarios von 1,5 % und entspricht einem Anteil von 1,58 % bezogen auf die gesamte Wärmeerzeugung.

Tabelle 8.2: Relative Einsparungen in Netz G durch Einbindung von 5 x 100 m² Solarthermie.

		Einsparungen		
Zentraler Erzeuger	**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
Erdgas-Heizkessel	5,2 %	4,1 % - 4,2 %	4,5 % - 4,8 %	4,1 % - 4,7 %
Erdgas-BHKW		1,8 % - 2,3 %	3,5 % - 4,4 %	2,4 % - 4,1 %

Tabelle 8.3: Absolute Einsparungen in Netz G durch Einbindung von 5 x 100 m² Solarthermie.

		Einsparungen		
Zentraler Erzeuger	**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
		MWh/a	MWh/a	t/a
Erdgas-Heizkessel	5,2 %	335 bis 343	374 bis 387	63 bis 68
Erdgas-BHKW		44 bis 52	84 bis 96	12 bis 17

Es wird ersichtlich, dass die absoluten Einsparungen sehr stark von der verwendeten Referenztechnologie abhängen. So sind die absoluten Einsparungen gegenüber einem Erdgas-BHKW jeweils nur 25 % oder weniger der Einsparungen, welche gegenüber einem Erdgas-Heizkessel erzielt werden.

Das liegt vorrangig an der Effizienz und der KWK-Wärmeerzeugung und der angewandten Allokationsmethode (Carnot-Methode), welche dazu führen, dass nur ein geringer Teil der Emissionen und des Ressourcenverbrauchs der Wärme zugeordnet wird. Wenn nun Solarthermieanlagen, diese bereits als effizient bewertete Wärme verdrängen, erreichen Sie wesentlich geringere absolute Einsparungen, als bei Verdrängung von Wärmeerzeugung aus Erdgas-Heizkesseln.

Bei Betrachtung, der relativen Einsparungen wird einerseits deutlich, dass gegenüber dem Erdgas-BHKW geringere relative Einsparungen erzielt werden, als gegenüber dem Erdgas-Heizkessel. Diese verringerten Einsparungen lassen sich mit dem höheren Einfluss des für die Solarthermieanlagen nötigen, zusätzlichen Hilfsstromverbrauchs begründen. Da die Mehraufwendungen für den Solarthermie-Hilfsstrom in beiden Referenztechnologieszenarien absolut gesehen gleich hoch sind, reduzieren Sie die Einsparungen relativ gesehen stärker im Falle des effizienteren zentralen Erzeugers.

Die Gegenüberstellung der Ergebnisse für Ressourcenverbrauch und Ressourcenverbrauch (fossil) zeigt, dass die Einsparungen bei Ressourcenverbrauch (fossil) stets größer sind. Der Grund für diesen Effekt liegt in der Berücksichtigung des erneuerbaren Ressourcenverbrauchs im Ressourcenverbrauch (gesamt). Der erneuerbare Ressourcenverbrauch wird im Zuge der Energiewende zunehmend wichtig und kann mit Hilfe der Treibhausgasemissionen nicht umfassend bewertet werden. Auch warmes Wasser aus Sonnenenergie stellt eine Ressource dar, die ggf. auch anderweitig technisch genutzt werden könnte. Auch diese Ressource sollte möglichst effizient genutzt werden, insbesondere da die Investition in Solarthermiekollektoren nötig ist, um sie zur Verfügung zu stellen. Insbesondere in Hinblick auf eine erneuerbare Energiezukunft darf der Ressourcenverbrauch (erneuerbar) nicht vernachlässigt werden, um bereits heute Ineffizienzen in der Nutzung erneuerbarer Energien erkennen und vermeiden zu können.

8.4.2 Netz B

Einbindung von 27.000 m² Solarthermie als Freiflächenanlage

Die folgenden zwei Tabellen zeigen die Ergebnisse für die Einbindung einer Großflächenanlage mit 27.000 m² Solarthermie-Hochleistungsflachkollektoren in das Netz B (84 MW Anschlussleistung). Der Hilfsstrombedarf für dieses Szenario wurde auf Basis der Simulationsergebnisse mit 2,2 GWh/a abgeschätzt.

Das ist 1 % höher als der angenommene Hilfsstrombedarf des Referenzszenarios von 1,5 % und entspricht einem Anteil von 1,52 % bezogen auf die gesamte Wärmeerzeugung.

Tabelle 8.4: Relative Einsparungen in Netz B durch Einbindung von 1 x 27.000 m² Solarthermie.

		Einsparungen		
Zentraler Erzeuger	**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
Erdgas-Heizkessel	8,9 %	7,2 % - 7,4 %	8,3 % - 8,6 %	7,8 % - 8,4 %
Erdgas-GuD-Heizkraft-werk		3,5 % - 3,8 %	7,1 % - 8,0 %	5,9 % - 7,4 %

Tabelle 8.5: Absolute Einsparungen in Netz B durch Einbindung von 1 x 27.000 m² Solarthermie.

		Einsparungen		
Zentraler Erzeuger	**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
		GWh/a	GWh/a	kt/a
Erdgas-Heiz-kessel	8,9 %	16,6 bis 16,6	19,0 bis 19,1	3,3 bis 3,3
Erdgas-GuD-Heizkraft-werk		2,4 bis 2,5	4,9 bis 5,0	0,9 bis 0,9

In diesem Szenario zeigt sich, dass die Nutzung einer mittelgroßen Freiflächenanlage in einem mittelgroßen Fernwärmenetz ökologische Vorteile in der Größenordnung des dezentralen Anteils der Wärmeerzeugung bewirken kann. Insbesondere die relative Reduktion des Einsatzes fossiler Ressourcen und der Treibhausgasemissionen bei Verwendung von echtem Ökostrom für die Einbindung liegt nur etwa 10 % unter dem Anteil erneuerbarer Energien.

Es ist auffällig, dass trotz nahezu gleichgroßer absoluter Einsparungen durch die Solaranlage die relativen Einsparungen im Falle der Verwendung von Steinkohle-Strom wesentlich insbesondere für das Kriterium CO_{2e}-Emissionen geringer sind, als die bei der Verwendung von echtem Ökostrom. Dies lässt sich durch die höheren Gesamtemissionen der Referenzszenarien begründen, welche in diesem Fall einen stark von dem Verbrauch an Kohlestrom mitbeeinflusst werden.

Andererseits wird die absolute Einsparung kaum von der Stromherkunft beeinflusst. Das liegt im Wesentlichen daran, dass der Pumpstromaufwand für die zentralen Pumpen durch die dezentrale Wärmeeinbindung an einer Stelle sinkt, so dass im Effekt der gesamte Hilfsstromaufwand trotz dezentraler Einbindung nahezu konstant bleibt.

Einbindung von 27.000 m² dezentral verteilter Solarthermie auf Gebäudedächern

Die folgenden zwei Tabellen zeigen die Ergebnisse für die Einbindung von 2 x 5000 m, 12 x 1000 m² und 10 x 500 m², d.h. insgesamt 27.000 m² verteilter Solarthermie-Hochleistungsflachkollektoren in das Netz B (84 MW Anschlussleistung).

Der Hilfsstrombedarf für dieses Szenario wurde auf Basis der Simulationsergebnisse mit 2,4 GWh/a abgeschätzt. Das ist fast 10 % höher als der angenommene Hilfsstrombedarf des Referenzszenarios von 1,5 % und entspricht einem Anteil von 1,64 % bezogen auf die gesamte Wärmeerzeugung.

Tabelle 8.6: Relative Einsparungen in Netz B durch Einbindung von 27.000 m² verteilter Solarthermie.

		Einsparungen		
Zentraler Erzeuger	**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
Erdgas-Heizkessel	8,7 %	6,8 % - 7,1 %	7,9 % - 8,3 %	7,1 % - 8,1 %
Erdgas-GuD Heizkraft-werk		2,6 % - 3,4 %	6,2 % - 7,7 %	4,4 % - 7,2 %

Tabelle 8.7: Absolute Einsparungen in Netz B durch Einbindung von 27.000 m² verteilter Solarthermie.

		Einsparungen		
Zentraler Erzeuger	**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**THG- Emissionen**
		GWh/a	GWh/a	kt/a
Erdgas-Heizkessel	8,7 %	15,6 bis 15,9	18,0 bis 18,6	3,0 bis 3,2
Erdgas-GuD-Heizkraft-werk		1,8 bis 2,2	4,3 bis 4,8	0,6 bis 0,9

Der Anteil dezentraler Erzeugung für dieses Szenario ist trotz gleicher absoluter Kollektorfläche etwas geringer als in dem vorher betrachteten Szenario mit der großen Freiflächenanlage. Entsprechend sind auch die erzielten Einsparungen etwas geringer. Daraus lässt sich ableiten, dass eine dezentrale Wärmeeinbindung aus einer größeren Freiflächenanlage aus ökologischen Gründen einer Wärmeeinbindung aus mehreren mittleren Anlagen vorzuziehen ist.

Da der Hilfsstrombedarf mit 2,4 GWh/a etwas höher ausfällt als bei der Freiflächenanlage mit 2,2 GWh/a hat die Art der Stromversorgung insbesondere in Zusammenhang mit einem Erdgas GuD – Heizkraftwerk einen besonders hohen Einfluss auf die absoluten und relativen Einsparungen.

Einbindung von 10 x 290 kW_{th} BHKW im Netz

Die folgenden zwei Tabellen zeigen die Ergebnisse für die Einbindung von 10 BHKW mit jeweils 290 kW_{th} in das Netz B (84 MW Anschlussleistung).

Der Hilfsstrombedarf für dieses Szenario wurde auf Basis der Simulationsergebnisse mit 2,0 GWh/a abgeschätzt. Das ist circa 5 % niedriger als der angenommene Hilfsstrombedarf des Referenzszenarios von 1,5 % und entspricht einem Anteil von 1,42 % bezogen auf die gesamte Wärmeerzeugung.

Tabelle 8.8: Relative Einsparungen in Netz B durch Einbindung von 10 x 290 kW_{th} BHKW.

		Einsparungen		
Zentraler Erzeuger	**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
Erdgas-Heizkessel	11,5 %	7,5 % - 7,5 %	7,5 % - 7,6 %	7,2 % - 7,3 %
Erdgas - GuD Heizkraft-werk		-1,9 % - -2,3 %	-1,9 % - -2,6 %	-1,3 % - -2,6 %

Tabelle 8.9: Absolute Einsparungen in Netz B durch Einbindung von 10 x 290 kW_{th} BHKW.

		Einsparungen		
Zentraler Erzeuger	**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**Treibhausgas-emissionen**
		GWh/a	GWh/a	kt/a
Erdgas-Heizkessel	11,5 %	17,2 bis 17,0	17,2 bis 16,9	3,0 bis 2,9
Erdgas-GuD-Heizkraft-werk		-1,3 bis -1,5	-1,3 bis -1,6	-0,2 bis -0,3

Eine Besonderheit dieses Szenarios im Vergleich zu den anderen Szenarien ist, dass sich im Vergleich mit dem Erdgas GuD-Heizkraftwerk negative Einsparungen ergeben. Dies bedeutet einen Mehrverbrauch an Ressourcen und höhere Treibhausgasemissionen. Dieser Effekt liegt darin begründet, dass Wärme aus einer hocheffiziente GuD KWK Anlage durch Wärme aus weniger effizienten BHKW Anlagen ersetzt wird und demonstriert deutlich, dass die dezentrale Einbindung volatiler Erzeuger nicht in jedem Fall ökologisch vorteilhaft ist.

Weiterhin fällt ins Auge, dass die absoluten Einsparungen bei Verwendung von echtem Ökostrom geringer sind also bei Nutzung von Strom aus einem Steinkohlekraftwerk. Dies lässt sich mit dem im Verhältnis zur Referenz verringerten Hilfsstrombedarf erklären. Das führt dazu, dass weniger Emissionen für den Hilfsstrom bei der Einbindung der BHKW entstehen, als bei der Versorgung der Referenz falls der Strom ineffizient und fossil erzeugt wird.

Im Gegensatz zur Solarthermie gibt es kaum einen Unterschied bei den Einsparungen an fossilen oder gesamten Ressourcen, da hier fossile Brennstoffe nicht durch erneuerbare Energien ersetzt werden.

8.4.3 Netz K

Hinweis: Einsparungen in Netz K sind unter Vorbehalt gültig, da das Zusammenspiel der Pumpen im Fernwärmenetz nicht optimiert wurde, um robuster gegenüber Einbindeeffekten zu sein.

Einbindung von 65.000 m² Solarthermie über zwei Freiflächenanlagen

Die folgenden zwei Tabellen zeigen die Ergebnisse für die Einbindung von zwei Großflächenanlagen mit 50.000 m² und 15.000 m² Solarthermie-Hochleistungsflachkollektoren in das Netz K (880 MW Anschlussleistung).

Der Hilfsstrombedarf für dieses Szenario wurde auf Basis der Simulationsergebnisse mit 18,5 GWh/a abgeschätzt. Das ist 3 % höher als der angenommene Hilfsstrombedarf des Referenzszenarios von 1,48 % und entspricht einem Anteil von 1,52 % bezogen auf die gesamte Wärmeerzeugung.

Tabelle 8.10: Relative Einsparungen in Netz K durch Einbindung von 1 x 15.000 m² und 1 x 50.000 m² Solarthermie.

		Einsparungen		
Zentraler Erzeuger	**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
Erdgas-Heizkessel	3,1 %	2,4 % - 2,5 %	2,8 % - 3,0 %	2,6 % - 2,9 %
Erdgas - GuD Heizkraft-werk		1,1 % - 1,2 %	2,3 % - 2,7 %	1,8 % - 2,5 %

Tabelle 8.11: Absolute Einsparungen in Netz K durch Einbindung von 1 x 15.000 m² und 1 x 50.000 m² Solarthermie.

		Einsparungen		
Zentraler Erzeuger	**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**Treibhausgasemissionen**
		GWh/a	GWh/a	kt/a
Erdgas-Heizkessel	3,1 %	47,3 bis 48,1	54,6 bis 55,7	9,3 bis 9,8
Erdgas-GuD-Heizkraft-werk		6,1 bis 6,9	13,4 bis 14,6	2,1 bis 2,6

Im Vergleich zu den vorher betrachteten Szenarien fällt hier der relativ geringe Anteil an erneuerbarer Energie auf, welcher im Wesentlichen auf das im Vergleich zu Netz G und B wesentlich größere Netz zurückzuführen ist. Während im Vergleich zu Netz B die Anschlussleistung mehr als verzehnfacht ist, ist die Fläche der Solaranlagen nur um Faktor drei größer.

Dennoch lassen sich auch hier die bereits bei den anderen Netzen erkannten Effekte wiederfinden. So sinken der Ressourcenverbrauch (fossil) und die Treibhausgasemissionen jeweils in der Größenordnung des Anteils der regenerativen dezentralen Erzeugung. Der Ressourcenverbrauch (gesamt) hingegen sinkt insbesondere gegenüber dem KWK Referenzszenario weniger stark, da die Nutzung solarer Wärme einen im Vergleich zur sparsamen KWK Technologie relevanten regenerativen Ressourcenverbrauch mit sich bringt.

Einbindung von 85.000 m² verteilter Solarthermie

Die folgenden zwei Tabellen zeigen die Ergebnisse für die Einbindung von 14 x 5.000m² und 10 x 1.000m² Solarthermie-Hochleistungsflachkollektoren in das Netz K (880 MW Anschlussleistung).

Der Hilfsstrombedarf für dieses Szenario wurde auf Basis der Simulationsergebnisse mit 18,3 GWh/a abgeschätzt. Das ist 1 % höher als der angenommene Hilfsstrombedarf des Referenzszenarios von 1,48 % und entspricht einem Anteil von 1,50 % bezogen auf die gesamte Wärmeerzeugung.

Tabelle 8.12: Relative Einsparungen in Netz K durch Einbindung von 85.000 m² verteilter Solarthermie.

		Einsparungen		
Zentraler Erzeuger	**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
Erdgas-Heizkessel	3,6 %	2,9 % - 3,0 %	3,4 % - 3,5 %	3,2 % - 3,4 %
Erdgas - GuD Heizkraft-werk		1,4 % - 1,5 %	2,9 % - 3,3 %	2,3 % - 3,0 %

Tabelle 8.13: Absolute Einsparungen in Netz K durch Einbindung von 85.000 m² verteilter Solarthermie.

		Einsparungen		
Zentraler Erzeuger	**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**Treibhausgas-emissionen**
		GWh/a	GWh/a	kt/a
Erdgas-Heizkessel	3,6 %	57,1 bis 57,5	65,7 bis 66,3	11,4 bis 11,6
Erdgas-GuD-Heizkraft-werk		8,1 bis 8,5	16,7 bis 17,3	2,8 bis 3,1

Ähnlich wie in dem Szenario für die verteilten Solarthermieanlagen in Netz B ist die verteilte Einbindung weniger effektiv in Hinblick auf Einsparungen und Anteil erneuerbarer Energien als die Einbindung über große Freiflächenanlagen. Trotz einer Steigerung von 65.000 m² auf 85.000 m², d.h. um ca. 31 % steigt der Anteil dezentraler Erzeugung nur um 16 %.

Auch die Einsparungen steigen proportional zur dezentralen Erzeugung und nicht zur zusätzlich installierten Gesamtfläche. Damit sind auch die Ergebnisse dieses Szenarios ein Hinweis darauf, dass sich die Einbindung verteilter Solarthermieanlagen bei gleicher Gesamtfläche weniger lohnt als die Einbindung großer Freiflächenanlagen.

Auch sonst zeigt sich prinzipiell ein ähnliches Bild, wie bei der Einbindung verteilter Solarthermieanlagen in das Netz B. Die Einsparungen gegenüber der KWK Erzeugung sind wesentlich geringer und aufgrund des geringeren Verbrauchs an Ressourcen für das Referenzszenario ist der relative Unterschied zwischen Ressourcenverbrauch (gesamt) und Ressourcenverbrauch (fossil) ausgeprägter.

So lassen sich z. B. Durch die Einbindung verteilter Solarthermieanlagen in ein Netz mit Versorgung aus hocheffizienter KWK Einsparungen bei den Treibhausgasemissionen von bis zu 20 % unter dem Anteil erneuerbarer Energien realisieren und beim Ressourcenverbrauch (fossil) sogar bis zu 10 % unter dem Anteil dezentraler Erzeugung

Einbindung von 30 x 1160kW$_{th}$ und 24 x 580KW$_{th}$ BHKW im Netz

Die folgenden zwei Tabellen zeigen die Ergebnisse für die Einbindung von 30 BHKW mit jeweils 1160 kW$_{th}$ und 24 BHKW mit jeweils 580 kW$_{th}$ in das Netz K (880 MW Anschlussleistung).

Der Hilfsstrombedarf für dieses Szenario wurde auf Basis der Simulationsergebnisse mit 13,2 GWh/a abgeschätzt. Das ist circa 27 % niedriger als der angenommene Hilfsstrombedarf des Referenzszenarios von 1,48 % und entspricht einem Anteil von 1,09 % bezogen auf die gesamte Wärmeerzeugung.

Tabelle 8.14: Relative Einsparungen in Netz K durch Einbindung von 30 x 1160kW$_{th}$ und 24 x 580kW$_{th}$ BHKW.

		Einsparungen		
Zentraler Erzeuger	**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
Erdgas-Heizkessel	24,9 %	17,1 % - 16,9 %	17,1 % - 16,8 %	16,8 % - 16,2 %
Erdgas - GuD Heizkraft-werk		-2,1 % - -3,8 %	-2,1 % - -4,9 %	0,5 % - -4,9 %

Tabelle 8.15: Absolute Einsparungen in Netz K durch Einbindung von 30 x 1160kW$_{th}$ und 24 x 580kW$_{th}$ BHKW.

		Einsparungen		
Zentraler Erzeuger	**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**Treibhausgas-emissionen**
		GWh/a	GWh/a	kt/a
Erdgas-Heizkessel	24,9 %	331,9 bis 323,1	331,9 bis 318,2	60,3 bis 54,7
Erdgas-GuD-Heizkraft-werk		-12,1 bis -20,9	-12,1 bis -25,9	0,6 bis -5,0

Wie auch bei der Einbindung dezentraler BHKW in Netz B, so zeigt sich auch hier, dass diese keine ökologischen Vorteile im Vergleich zu einer reinen Wärmeerzeugung mit einem zentralen GuD-Heizkraftwerk mit sich bringen. Die Einsparungen sind negativ, was einem Mehrverbrauch bzw. erhöhten Emissionen entspricht.

Da durch die Einbindung der dezentralen BHKW der gesamte Hilfsstrombedarf der Wärmeversorgung signifikant sinkt, sind auch hier die Einsparungen bei Verwendung von Strom aus einem Steinkohlekraftwerk höher, als bei einer Deckung des Hilfsstrombedarfs mit echtem Ökostrom.

Signifikante Ressourcen- und Emissionseinsparungen können mit BHKW nur gegenüber dem Erdgas-Kessel erzielt werden. Dies unterstreicht einmal mehr den ökologischen Vorteil der KWK.

Ein besonders auffälliges Ergebnis für dieses Szenario ist die Bandbreite der CO_2-Einsparung gegenüber dem Erdgas GuD-Heizkraftwerk. Wird Strom aus einem Steinkohlekraftwerk für die Bereitstellung des Hilfsstroms angenommen, führt der durch die BHKW Einbindung abgesenkte Hilfsstrombedarf zu einer Einsparung, die größer ist, als die Mehremissionen durch die geringere elektrische Effizienz der BHKW im Vergleich zum GuD-Heizkraftwerk. Dadurch werden Einsparungen erzielt, obwohl die Versorgungstechnologien für sich genommen für höhere Emissionen verantwortlich sind.

Hier lässt sich auch gut erkennen, warum die zusätzliche Angabe des Ressourcenverbrauchs wichtig ist. Da dieser bei der Einbindung der BHKW gegenüber dem Referenzszenario stets steigt, wird der Einfluss der unterschiedlichen Emissionsfaktoren für die im System verwendeten Brennstoffe Erdgas und Steinkohle deutlich erkennbar.

8.5 Fazit

Die Untersuchung jahresmittlerer Effekte der dezentralen, volatilen Einbindung auf Ressourcenverbrauch und Emissionen hat gezeigt, dass die Einbindung solarthermischer Anlagen in Fernwärmenetze immer mit einer ökologischen Verbesserung verbunden ist. Je größer der Anteil der Solarthermie, desto geringer werden Ressourcenverbrauch und Treibhausgasemissionen für das gesamte Netz.

Bei der Einbindung dezentraler, volatiler BHKW zeigt sich ein anderes Bild. Nur wenn diese Wärme aus Heizkesseln verdrängen, führt die dezentrale Einbindung zu einer Verbesserung der ökologischen Bewertungskriterien. Ersetzt Wärme aus dezentralen BHKW, Wärme aus hocheffizienten zentralen Erdgas-GuD-Heizkraftwerken erhöhen sich Ressourcenverbrauch und Treibhausgasemissionen der untersuchten Netze.

Es wurde gezeigt, dass die Herkunft des Hilfsstromes für die ermittelten Einsparungen zwar eine untergeordnete, jedoch nicht vernachlässigbare Rolle spielt. So steigt der Ressourcenverbrauch für den Fall das Strom aus Steinkohle-Heizkraftwerken für die Deckung des Hilfsstrombedarfs eingesetzt wird statt echtem Ökostrom, um ca. 2 % bei Verdrängung von Wärme aus Erdgas-Heizkesseln und um 6 – 7 % bei Verdrängung von Wärme aus Erdgas-GuD-Heizkraftwerken,.

Das gilt letztlich auch für alle anderen eingebundenen Technologien. Durch die Absenkung des Hilfsstrombedarfs bei den BHKW können zwar größere Einsparungen gegenüber der Referenz bei Verwendung von Strom aus Steinkohlekraftwerken erzielt werden, allerdings ist die Differenz der Gesamtemissionen des Referenzszenarios mit Hilfsstrom aus Steinkohlekraftwerken und des Referenzszenarios mit Hilfsstrom aus echtem Ökostrom höher als die erzielten Einsparungen. Dies kann in Anhang G im Detail nachvollzogen werden.

Wie zu erwarten, sind im Allgemeinen die Einsparungen im Kriterium Ressourcenverbrauch (fossil) ähnlich hoch wie CO_{2e} Einsparungen, da die untersuchten Referenzszenarien stets auf dem Brennstoff Erdgas für den zentralen Erzeuger aufbauen. Unterschiede zwischen beiden Kriterien entstehen letztlich nur dadurch, dass zum einen die Versorgung mit erneuerbaren Energien meist nicht vollständig ohne Treibhausgasemissionen auskommt und zum anderen, dass unterschiedliche Emissionsfaktoren (z.B. von Steinkohle und Erdgas) keinen Einfluss auf den Ressourcenverbrauch (fossil) haben.

9. Systemeinbindung von Wärmespeichern bei dezentralen Erzeugern in Fernwärmenetzen

Autoren: Dirk Mangold, Sabine Ott, Kai Schäfer (Solites)

9.1. Einführung

In den letzten Jahren haben sich immer mehr Fernwärmeversorgungsunternehmen für den Bau von großen Wärmespeichern mit bis zu 50.000 m³ Volumen entschieden, die meist als oberirdisch stehende, rund 30 m hohe Stahlbehälter realisiert wurden. Diese sind Stand der Technik und aufgrund der hohen Wasserlast, die der Behälter halten muss, dementsprechend massiv und mit Investitionskosten in Höhe von mehreren Hundert Euro je Kubikmeter teuer. Sie dienen meist der Spitzenlastpufferung zwischen großen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Wärmenetzen und werden in der Regel mit einer Speicherzyklenzahl von 500 bis 600 im Jahr genutzt. Die Speicherzyklenzahl summiert alle Be- und Entladewärmemengen über ein Betriebsjahr und bezieht diese Summe auf die maximale Wärmekapazität des Wärmespeichers. Sie ist damit ein Maß für die Nutzungshäufigkeit des Wärmespeichers.

Wird der Wärmespeicher in den Untergrund integriert, trägt dieser die Wasserlast mit und die Bauweise kann wesentlich kostengünstiger ausgeführt werden (siehe folgende Abbildung 9.1). Dies ist für saisonale Wärmespeicher notwendig, da deren Speichervolumen im gesamten Jahr nur rund ein Mal vollständig genutzt wird. Daher muss es sehr kostengünstig zu errichten sein. Wasserspeicher und die Wärmespeicherung im Untergrund bieten hierfür die günstigsten Investitions- und Betriebskosten. Allerdings muss die Wärmedämmung des Speichers über mehrere Jahrzehnte in Funktion bleiben, auch wenn sie hohen Temperaturbelastungen ausgesetzt ist und in feuchtem Untergrund eingebaut wird. In den gekoppelten Wärme- und Stofftransportvorgängen durch die Behälterkonstruktionen und deren Beherrschung besteht noch Forschungsbedarf wie auch in der weiteren Kostenreduktion der Bauweisen.

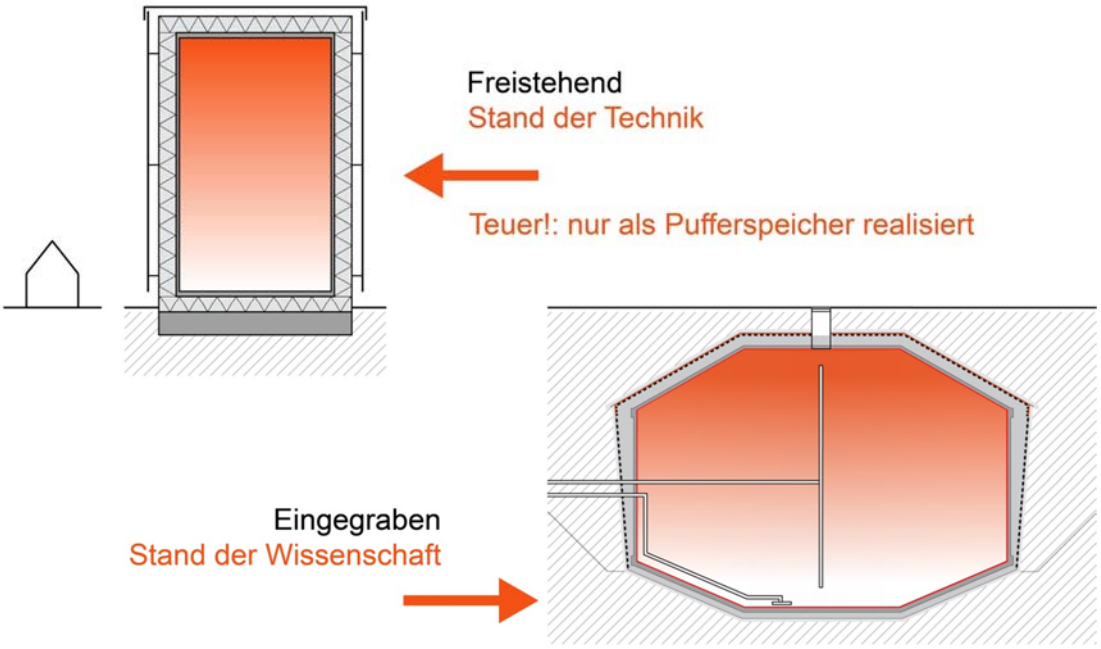


Abbildung 9.1: Vergleich von oberirdisch realisierten Stahlspeichern, die dem Stand der Technik entsprechen (links) und eingegrabenen Wärmespeichern (rechts), die wesentlich kostengünstiger sein können

Moderne saisonale Wärmespeicher werden multifunktional in Wärmenetze eingebunden: Sie nehmen Solarwärme auf, wenn die Sonne scheint, die Abwärme von Industrieprozessen und auch von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, wenn deren stromgeführter Betrieb aufgrund der Strompreise an der Strombörse wirtschaftlich ist. Sie können Leistungsspitzen der Wärmeverbraucher und der Wärmeerzeuger puffern und Betriebsausfälle von Wärmeerzeugern überbrücken. Trotzdem ist ihre jährliche Speicherzyklenzahl mit typischerweise 20 bis 60 Zyklen pro Jahr deutlich geringer als bei den vorab erwähnten großen oberirdisch realisierten Stahlspeichern. Daher muss die Bauweise solcher Multifunktions-Wärmespeicher wesentlich kostengünstiger sein und der saisonaler Wärmespeicher entsprechen [Sai16].

9.2. Notwendigkeit eines Wärmespeichers

9.2.1. Allgemeine Fallunterscheidung

Ein Wärmespeicher ist eine passive Systemkomponente, die selbst keine Energie erzeugt und durch Be- und Entladevorgänge sowie die mit der Wärmespeicherung verbundenen Energie- und Exergieverluste ihren Wert für das System erhält, in das der Wärmespeicher eingebunden ist. Ein Großteil der Pilot- und Demonstrationsprojekte der Energieforschungsprogramme Solarthermie-2000 [sol02] und Solarthermie2000plus [sol08] zeigte, dass die wirtschaftlichste Systemeinbindung eines Wärmespeichers in ein Wärmenetz oder eine größere zentrale

Energieerzeugungsanlage erzielt wird, wenn nicht nur der Wärmespeicher an die bestehende Systemtechnik, sondern auch diese an den einzubindenden Wärmespeicher angepasst wird.

Grundsätzlich wird ein Wärmespeicher notwendig, wenn die bestehenden oder gewollten Wärmeleistungen nicht mehr vollständig vom Verbraucher aufgenommen werden können. Bei einer Einbindung eines Wärmespeichers in ein Wärmenetz gelten hierzu die in der folgenden Abbildung 9.2 am Beispiel der dezentralen Einbindung einer Solarthermieanlage gezeigten Bedingungen:

Kein Wärmespeicher ist notwendig, wenn folgende Bedingungen gelten:

1. Ist der Massenstrom des Solarthermiekreises immer kleiner/ gleich dem maximalen durch die Hausanschlussleitung (HA) möglichen Massenstrom $\dot{m}_{Sol} \leq \dot{m}_{max,DN_{HA}}$, so kann die erzeugte Solarwärme immer in das Wärmenetz abgegeben werden. Der maximal mögliche Massenstrom $\dot{m}_{max,DN_{HA}}$ wird in der Regel durch die Betriebsweise des Netzes und den Durchmesser der Hausanschlussleitung (siehe DN_{HA} in der folgenden Abbildung 9.2) definiert. Voraussetzung hierfür ist, dass die folgenden Bedingungen ebenso eingehalten werden.

2. Ergänzend hierzu gilt, dass der Massenstrom des Solarthermiekreises immer kleiner/ gleich dem an der Einbindestelle in das Wärmenetz möglichen Netz-Mindestmassenstrom ist (bei einem Regelbetrieb des Netzes): $\dot{m}_{Sol} \leq \dot{m}_{min,Netz}$. Dieser Netz-Mindestmassenstrom kann dem Massenstrom bei Mindestlast an der Einbindestelle entsprechen. Ist dieser nicht ausreichend für eine sichere Abfuhr der dezentral eingebundenen Wärmemengen, kann dieser Massenstrom durch die Einbindepumpe erhöht werden. Dann wird Wärme ggf. sogar entgegen der eigentlichen Vorlaufrichtung durch das Wärmenetz transportiert. Hierbei ist der mögliche Netz-Massenstrom so zu bemessen, dass möglicherweise entstehende Probleme wie z.B. ein mögliches Überströmen eines zentralen Erzeugers verhindert werden. Der durch die dezentrale Einbindung aufgeprägte Netz-Massenstrom kann maximal so groß werden wie es die Wärmenetzleitung an der Einbindestelle erlaubt (siehe folgende Abbildung 9.2 DN_{Netz}). Genauere Ausführungen hierzu sind in den Ausführungen der TU Dresden und von SIR 3S® zu den untersuchten Netzen zu finden (siehe Kapitel 6, 7 und 10).

3. Zusätzlich müssen die hydraulischen Randbedingungen einer Wärmeeinbindung in ein Wärmenetz beachtet werden: Die Pumpe der Wärmeeeinbindung darf den Druck im Wärmenetz an keiner Stelle über oder unter die für eine sichere Wärmeversorgung notwendigen Grenzwerte p_{max} oder p_{min} ändern. Hieraus ergibt sich die maximal zulässige Druckänderung an der Einbindestelle Δp_{Nest}. Je nach Betriebsfall des Wärmenetzes kann sich diese Druckgrenze ändern.

Kann eine der vorgenannten Bedingungen nicht eingehalten werden, muss entweder der dezentrale Wärmeerzeuger (hier eine Solarthermieanlage) außer Betrieb gesetzt oder ein Wärmespeicher entsprechend der folgenden systematischen Abbildung 9.2 ergänzt werden.

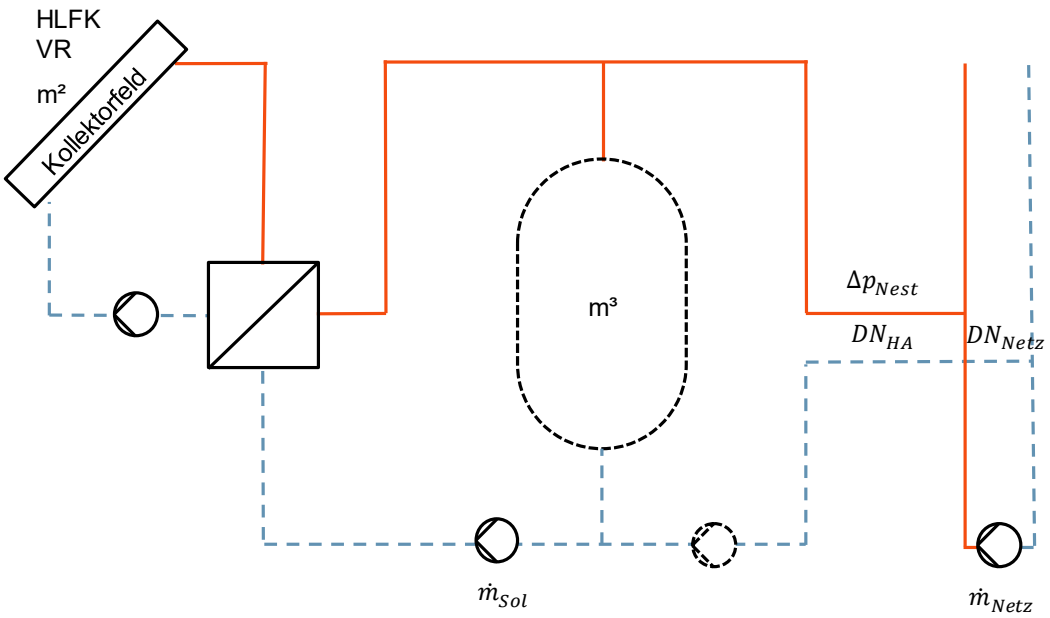


Abbildung 9.2: Am Beispiel der Einbindung einer Solarthermieanlage (links) in ein Wärmenetz (rechts) gezeigte mögliche Bedingungen, die einen Wärmespeicher erfordern (Systemskizze); HLFK: Hochleistungs-Flachkollektor, VR: Vakuumröhrenkollektor

Für die Einbindung nur eines Wärmespeichers in ein Wärmenetz gelten prinzipiell die gleichen Randbedingungen wie vorab beschrieben. Die vorhergehende Abbildung 9.2 kann dementsprechend ohne den im linken Bildbereich dargestellten dezentralen Erzeuger gelesen werden. Das folgende Kapitel „Hydraulische Einbindekonzepte eines Wärmespeichers“ analysiert dies im Detail.

9.2.2. Richtwerte bei dezentraler Einbindung einer Solarthermieanlage

Die Diskussionen im Projektkreis zeigten Bedarf an den im Forschungsvorhaben geplanten spezifischen Betrachtungen für die dezentrale Einbindung einer Solarthermieanlage. Hier ist insbesondere die Frage interessant, welche Kollektorfläche an einem möglichen Einbindepunkt in das Wärmenetz bei gegebenen Randbedingungen möglich ist, ohne einen Wärmespeicher integrieren oder den solaren Wärmeerzeuger außer Betrieb setzen zu müssen. Grundlage dieser Betrachtungen sind die technischen Eigenschaften eines solarthermischen Wärmeerzeugers.

Die Erzeugungsleistung eines solarthermischen Wärmeerzeugers ist neben anderen Punkten vom Produkt, von der solaren Einstrahlungsleistung und von der Betriebstemperatur des solarthermischen Wärmeerzeugers abhängig. Diese ist durch das Temperaturniveau des Netzvor- und –rücklaufes bestimmt, da die Solarthermieanlage die Temperatur des Netzrücklaufs auf Netzvorlauftemperatur erhöht. Damit ist keine technik- oder produktspezifische Aussage über dezentral einbindende Solarthermieanlagen möglich, ohne die Betriebscharakteristik des Wärmenetzes und die solare Einstrahlung am Standort zusätzlich zu beachten. Die folgende Abbildung 9.3 zeigt diese Zusammenhänge.

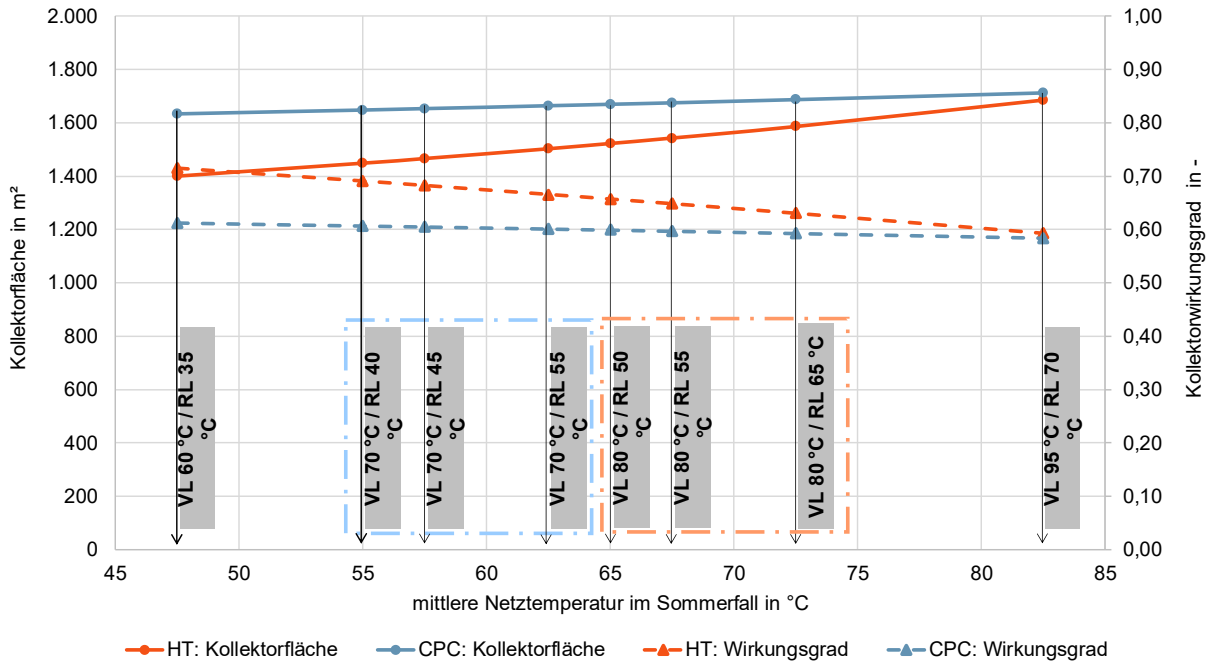


Abbildung 9.3: Mögliche maximale Bruttokollektorfläche, deren Solarertrag an einer Einbindestelle mit einer gesicherten Mindestabnahmeleistung von 1 MW an einem Standort mit 1000 W/(m² Horizontalfläche) maximaler solarer Einstrahlung ohne die Verwendung eines Wärmespeichers in ein Wärmenetz eingebunden werden kann (HT: Hochtemperatur-Flachkollektor, CPC: Vakuumröhrenkollektor mit Reflektor, VL: Netzvorlauftemperatur im Sommer, RL: Netzrücklauftemperatur im Sommer)

Die beiden in der vorhergehenden Abbildung 9.3 dargestellten Produkte entsprechen dem Musterkollektor eines Hochleistungs-Flachkollektors aus dem Berechnungstool ScenoCalc-Fernwärme (www.scfw.de), bezeichnet mit „HT“, und dem für Wärmenetze angebotenen Vakuumröhrenkollektor mit CPC-Spiegel (CPC: Compound Parabolic Concentrator). Die Kurven in der Abbildung 9.3 zeigen auf der rechten Achse den Kollektorwirkungsgrad, der bei CPC-Kollektoren wesentlich weniger von der mittleren Wärmenetztemperatur im Sommerfall (x-Achse) abhängt als beim HT-Kollektor. Diese Abhängigkeit ist in der maximal möglichen Kollektorfläche für beide Produkte zu finden, die auf der linken Achse aufgetragen ist. Die Werte dieser Achse gelten nur für eine gesicherte Mindestabnahmeleistung des Wärmenetzes am Einbindepunkt der Solarthermieanlage von 1 MW und für einen Standort mit einer maximalen solaren Einstrahlung von 1.000 W/m² (bezogen auf die Horizontale). Für andere Randbedingungen geben die Tabellen im Anhang H die weiteren, sich ergebenden maximalen Bruttokollektorflächen an. Die darin aufgeführten Werte ergeben sich rechnerisch aus den Kollektorkennwerten. Für eine reale Anlage ist in der Regel eine dynamische Berechnung oder Simulation zu empfehlen, die in Stundenschritten das thermodynamische Systemverhalten einer dezentral in ein Wärmenetz einbindenden Solarthermieanlage berechnet.

9.3. Hydraulische Einbindekonzepte eines Wärmespeichers

Zur Einbindung eines Wärmespeichers in ein Wärmenetz stehen viele Varianten zur Verfügung. Auf Basis einer Analyse realisierter Anlagen wurde ein Katalog an Einbindekonzepten von Wärmespeichern erarbeitet, die mit dem Projektkreis diskutiert und im weiteren Projektverlauf detailliert mit diesem abgestimmt wurden. Im Folgenden ist dieser Katalog in hydraulischen Systemskizzen dargestellt und zusätzlich erläutert. Grundsätzlich zeigte die durchgeführte Marktrecherche, unterstützt durch AGFW-interne Befragungen, dass fast alle Wärmespeicher am Ort eines Wärmeerzeugers und damit im Kontext der in DELFIN verwendeten Begriffsdefinition als „zentral eingebunden“ realisiert wurden.

9.3.1. Zentral eingebundene Wärmespeicher

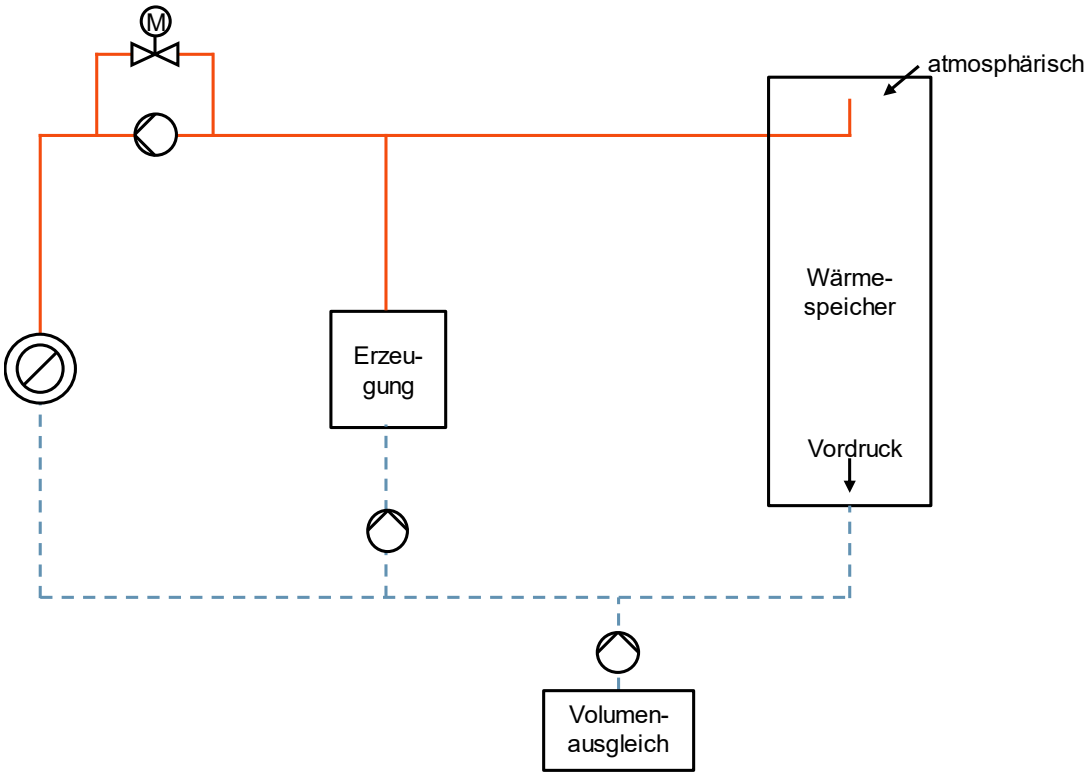


Abbildung 9.4: Zentraler Wärmespeicher, atmosphärisch ohne Netztrennung

Die obige Abbildung 9.4 zeigt mittig die zentrale Wärme- und ggf. Stromerzeugung mit eigener oder eigenen Erzeugerkreispumpen. Im linken Bildbereich ist das Wärmenetz dargestellt mit der Netzpumpengruppe, die als Pumpensymbol im linken oberen Bereich dargestellt ist. Diese Grundkonfiguration wird ergänzt durch einen Wärmespeicher, der im rechten Bildbereich dargestellt ist. Dieser ist zwischen Netzrücklauf und Netzvorlauf eingebunden. Durch seine Bauhöhe, meist 30 m oder höher, erzeugt er durch seine direkte Einbindung den Vordruck auf den Netzrücklauf. Unter der Speicherdecke herrscht atmosphärischer Druck. Damit ist die Maximaltemperatur der obersten Speicherschichten auf unter 98°C, im Betrieb durch Sicherheitsbeiwerte oft auf 95 °C beschränkt. Das vorhandene Gasvolumen über dem Wasserspiegel muss sauerstofffrei gehalten werden. Hierzu werden meist Wasserdampf- oder

Stickstoffpolster realisiert. Der untere Bildbereich zeigt den Volumenausgleich. Werden durch dezentral eingebundene Wärmeerzeuger Vorlauf-Volumenströme erzeugt, die in den Wärmespeicher eingespeichert werden sollen, muss hierzu die (dann außer Betrieb gesetzte) Netzpumpengruppe umfahren werden können. Hierzu ist das Motorventil im linken oberen Bildbereich vorgesehen. Wärmeüberschüsse der dezentral eingebundenen Wärmeerzeuger, die in den zentralen Wärmespeicher einzuspeichern sind, können dann entstehen, wenn der Wärmebedarf des Netzes durch die dezentralen Erzeuger gedeckt ist und zusätzlicher Wärmeüberschuss besteht. Dann sind ebenso die zentralen Erzeuger und damit die Erzeugerkreispumpe(n) außer Betrieb.

Der Wärmespeicher kann je nach Regelkonzept seiner Systemeinbindung als hydraulische Weiche betrieben werden und bei entsprechender Regelung des Motorventils einschließlich der Pumpen der dezentralen Einbinder, der Netzpumpe(n) und der Erzeugerkreispumpe(n) gezielt be- und entladen werden.

Ist der notwendige Vordruck auf dem Netzrücklauf höher als durch die Speicherbauhöhe erzielt werden kann oder bestehen andere Anforderungen, kann der Wärmespeicher durch einen Wärmeübertrager vom Wärmenetz getrennt werden, wie in der folgenden Abbildung 9.5 dargestellt. Die Be- und Entladung des Wärmespeichers erfordert eine doppelte Pumpe(ngruppe). Die beiden Motorventile an der Belade- und Entladepumpe (rechter unterer Bereich der folgenden Abbildung 9.5, die Entladepumpe ist die untere) sichern einen eindeutigen Systemzustand.

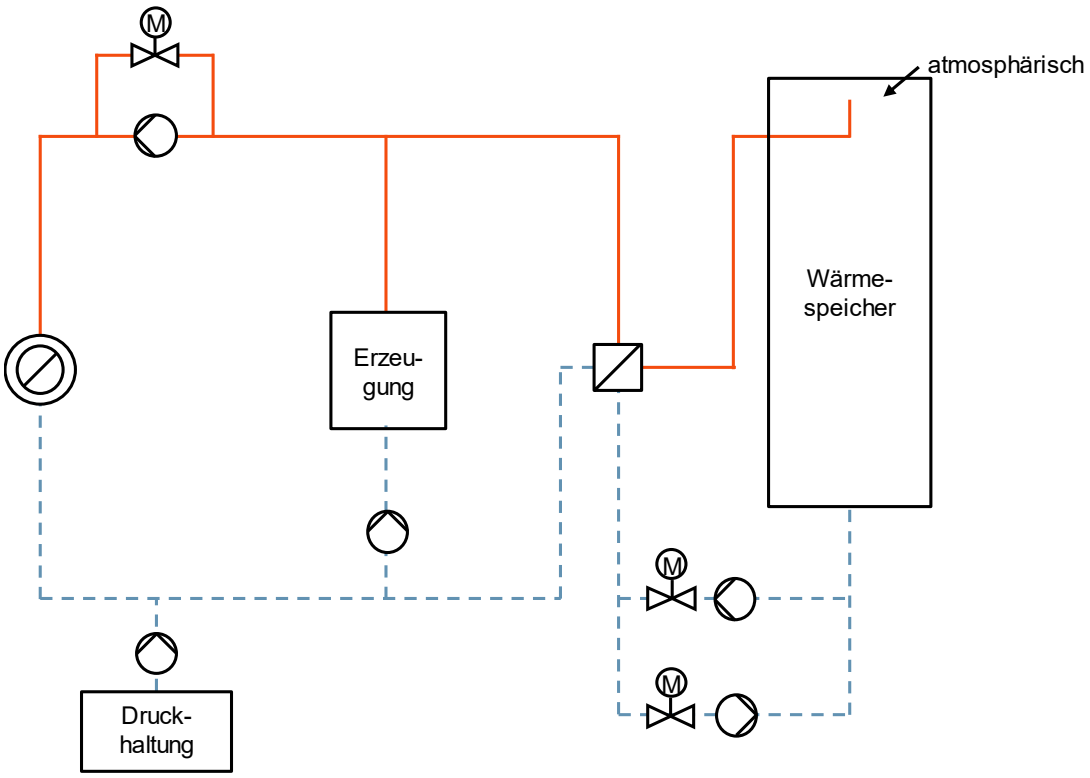


Abbildung 9.5: Zentraler Wärmespeicher, atmosphärisch mit Netztrennung

Wird der Wärmespeicher zwischen der Erzeugung und der Netzpumpengruppe in das System eingebunden, entsteht das in der folgenden Abbildung 9.6 dargestellte Einbindekonzept als hydraulische Weiche. In der Abbildung 9.6 ist der Wärmespeicher symbolisch zwischen Rück- und Vorlaufleitung eingezeichnet. Zu beachten ist, dass er wie in den Varianten zuvor den Vordruck auf dem Netzrücklauf erzeugt und im Bereich des Speicherdeckels atmosphärischen Druck aufweist.

Je nach Regelung der Ventile zwischen dem Wärmespeicher und dem Vor- und Rücklauf sind folgende Betriebsweisen möglich:

1. Der Wärmespeicher gleicht als hydraulische Weiche“ die Volumenstromunterschiede zwischen der im linken oberen Bildbereich dargestellten Netzpumpe(ngruppe) und der rechts dargestellten Pumpe(n) der Wärmeerzeugung aus.

2. Der Wärmespeicher wird durch dezentral erzeugte Wärme über die Einbindepumpen dieser dezentralen Wärmeerzeuger beladen, wenn die Netzpumpe außer Betrieb gesetzt ist und das Motorventil in der Umströmung der Netzpumpe geöffnet ist. Eine gleichzeitige Beladung des Wärmespeichers durch die Erzeugung und deren Erzeugerpumpe ist möglich. Wenn hierbei unterschiedliche Temperaturen in den Wärmespeicher eingeschichtet werden sollen, sind Schichtbeladeeinrichtungen im Wärmespeicher vorzusehen.

3. Eine Entladung des Wärmespeichers erfolgt durch die Entladepumpe, die einen parallel zur Erzeugung laufende Entladung des Wärmespeichers ermöglichen kann. Liefert hierbei der Wärmespeicher Temperaturen unter der Sollvorlauftemperatur des Netzes, kann ggf. durch höhere Vorlauftemperaturen der Erzeugung und die an der Einbindestelle des Wärmespeichers sich ergebende Mischtemperatur die Sollvorlauftemperatur des Netzes erzeugt werden.

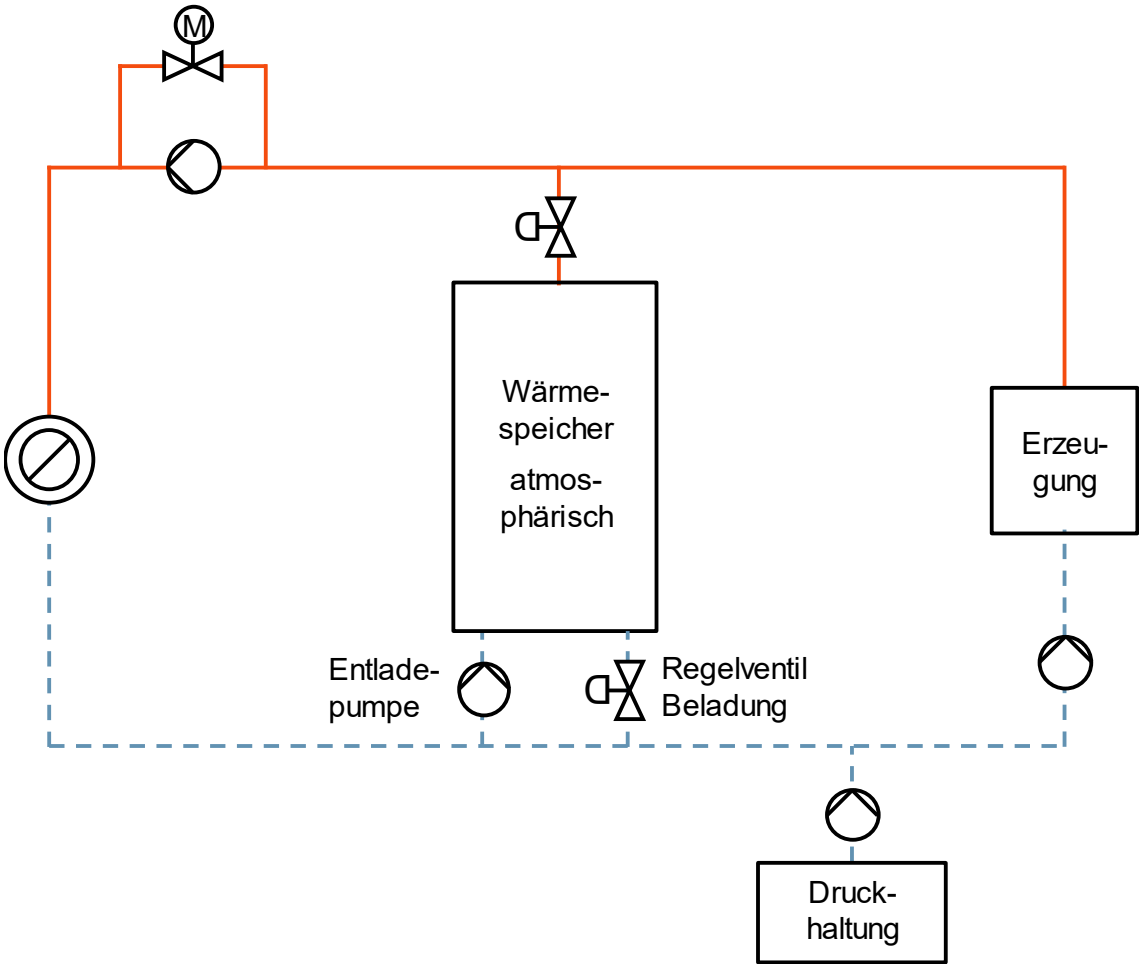


Abbildung 9.6: Zentraler Wärmespeicher, atmosphärisch, hydraulische Weiche

Eine technisch einfachere Variante entsteht, wenn der Wärmespeicher direkt dem Netzdruck standhält und keine hydraulische Be- und Entlademimik verwendet werden muss. Das hierbei entstehende Einbindekonzept erfordert einen Druckwärmespeicher und ist in der folgenden Abbildung 9.7 dargestellt. Da Druckwärmespeicher volumenbezogen teurer sind als atmosphärische Wärmespeicher, ergeben sich je nach Speichergröße und erforderlichen Drucksicherheiten für beide Konzepte unterschiedliche Wirtschaftlichkeiten.

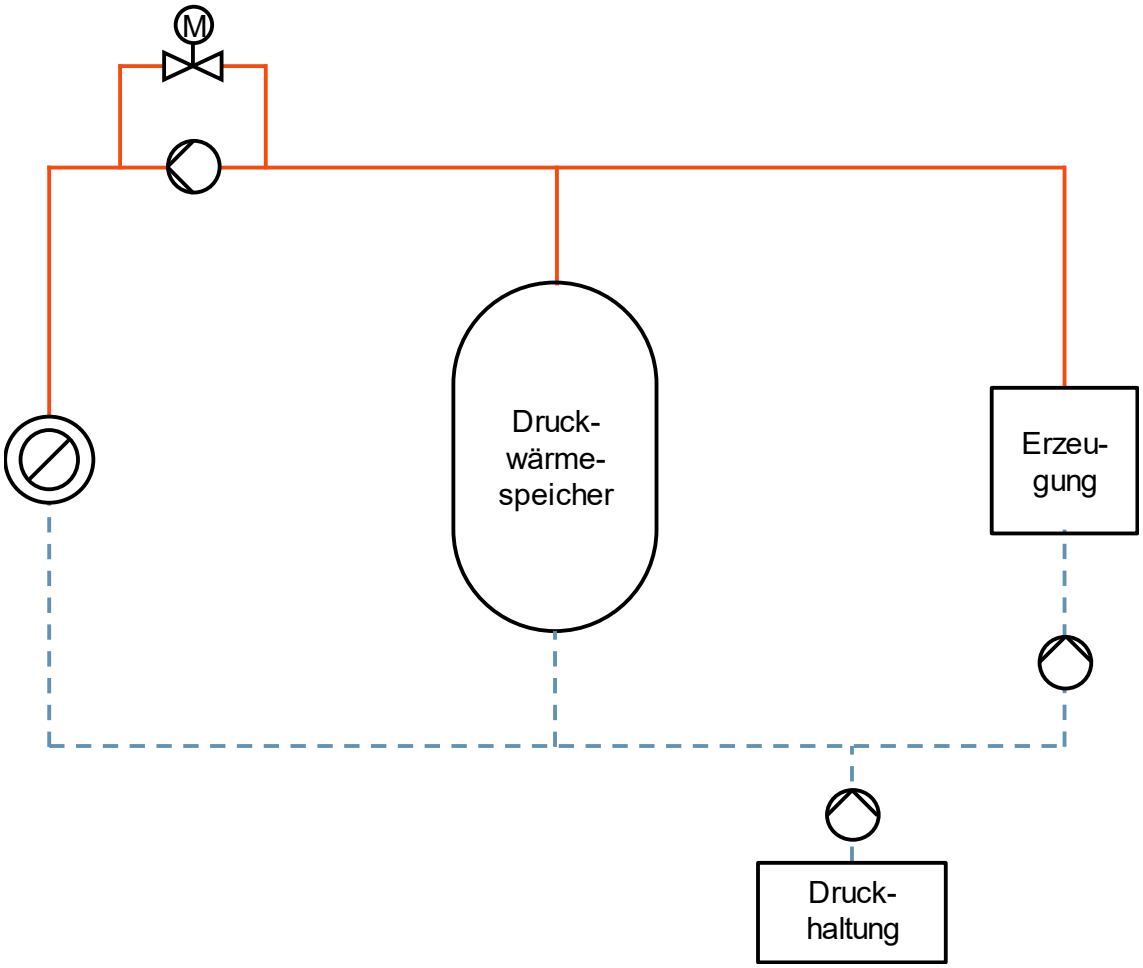


Abbildung 9.7: Zentraler Wärmespeicher, unter Druck, „hydraulische Weiche“

9.3.2. Teilzentral eingebundene Wärmespeicher

Wird der Druckwärmespeicher nicht am Ort der zentralen Erzeugung, sondern außerhalb dieser im Wärmenetz realisiert, entsteht eine teilzentrale Einbindung wie in der folgenden Abbildung 9.8 dargestellt. Um dann den Wärmespeicher gezielt beladen zu können, ist eine motorgesteuerte Drossel notwendig, die den Druck im Wärmespeicher unter dem Netzvorlaufdruck hält und den Beladem assenstrom, der durch diese Druckdifferenz möglich ist, regelt. Zur Entladung ist daher eine Entladepumpe notwendig, die diese Druckdifferenz zwischen dem Wärmespeicher und dem höheren Netzvorlaufdruck überwindet. Zum Ausgleich der durch die Entladepumpe, die Netzpumpe und die Pumpe der Erzeugung aufgeprägten unterschiedlichen Volumenströme wird in der Regel eine hydraulische Weiche in der zentralen Erzeugereinheit notwendig sein. In der eingangs erwähnten Marktrecherche konnte einschließlich der internen Umfrage durch den AGFW kein Projekt gefunden werden, das solch eine Einbindung realisierte.

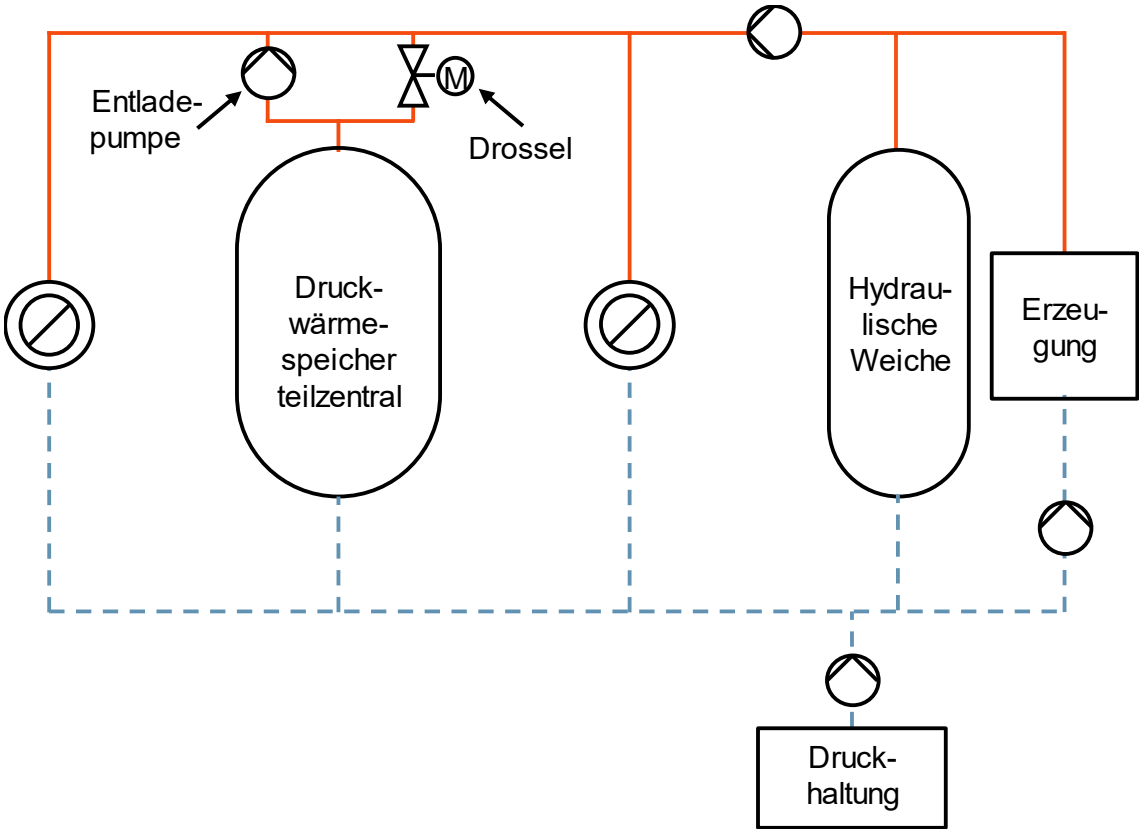


Abbildung 9.8: Teilzentraler Wärmespeicher, unter Druck

Diese vorab erläuterte Variante einer teilzentralen Einbindung eines Wärmespeichers ist ebenso denkbar mit einem atmosphärischen Wärmespeicher, wie in der folgenden Abbildung 9.9dargestellt. Dieser Wärmespeicher wird durch einen Wärmeübertrager vom Netzdruck getrennt. Zur Be- und Entladung sind zwei Pumpenpaare notwendig, die auf beiden Seiten des Wärmeübertragers eine gezielte und regelbare Be- und Entladung des Wärmespeichers ermöglichen. Die in der folgenden Abbildung 9.9 zusätzlich eingezeichneten Motorventile sichern einen definierten Betriebszustand.

Eine diesem Einbindeprinzip folgende, ähnliche Einbindung ist im Multifunktions-Wärmespeicher in Hamburg-Bramfeld realisiert [Man13]. Dort ist der außerhalb der Heizzentrale direkt in das Wärmenetz eingebundene Wärmespeicher allerdings in die Netzrücklaufleitung eingebunden. Im kurzen Netzabschnitt zur Heizzentrale gibt es keinen Verbraucher und in der Heizzentrale kann über die hydraulische Weiche der zentrale Erzeuger umfahren und direkt der Netzvorlauf versorgt werden.

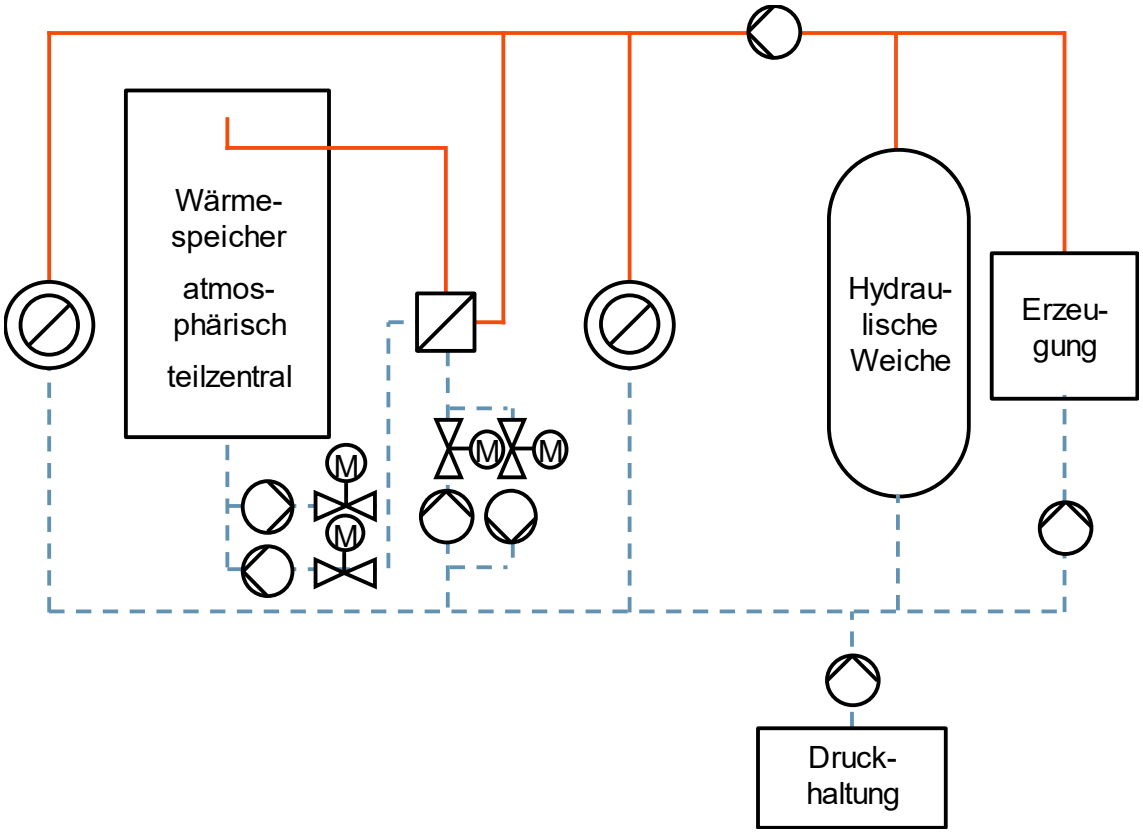


Abbildung 9.9: Teilzentraler Wärmespeicher, atmosphärisch mit Netztrennung

Teilzentrale Systeme können auch in anderer Art und Weise realisiert werden, in dem z.B. wie im Pilotvorhaben in Vallda Heberg in Schweden, wo für eine Passivhaussiedlung ein Nahwärmenetz mit teilzentralen Wärmespeichern realisiert wurde. In diese speisen dezentral installierte Solaranlagen ein, die Nachheizung der Wärmespeicher erfolgt durch das Nahwärmenetz. Eine der Besonderheiten liegt darin, dass diese Wärmespeicher Trinkwarmwasserspeicher für die umliegenden Gebäude sind und der geringe Heizwärmebedarf der Passivhäuser über das aus der Teilzentrale betriebene Trinkwarmwassernetz bedient wird [Fah14], [Dal14].

9.3.3. Dezentral eingebundene Wärmespeicher

In die beiden vorab erläuterten Schemata der teilzentralen Wärmespeicher kann ein dezentraler Erzeuger in den Wärmespeicher eingebunden werden. Damit würde in systematischer Formulierung ein beim Wärmeerzeuger dezentral eingebundener Wärmespeicher entstehen. Die Einbindung des Wärmespeichers in das Wärmenetz bleibt jedoch gleich und ist daher nicht explizit dargestellt.

Im Pilotvorhaben Gutleutmatten sind in über 30 Mehrfamiliengebäuden Pufferspeicher entsprechend des Einbindeprinzips „teilzentraler Wärmespeicher, unter Druck“ in das Wärmenetz eingebunden, die über das Wärmenetz oder über direkt in den Pufferspeicher eingebundene Solarthermieanlagen beladen werden können. Im Sommer soll dadurch die

Netzpumpe außer Betrieb gesetzt werden können. Eine gezielte Entladung von Wärme aus beladenen Pufferspeichern durch die Entladepumpe (siehe Abbildung 9.9) soll entladene Pufferspeicher im Nahwärmenetz versorgen [Des18], [Oli19].

Dasselbe Einbindeprinzip mit Druck-Wärmespeichern, die bei jedem Kunden als netzseitiger Pufferspeicher im Eigentum des Netzbetreibers installiert und betrieben werden, verwendet das Unternehmen Enerpipe GmbH aus Hiltpoltstein [Sch19].

Wird der dezentrale Wärmespeicher auf der Kundenseite eingebunden, entsteht das in der folgenden Abbildung 9.10 gezeigte Schema.

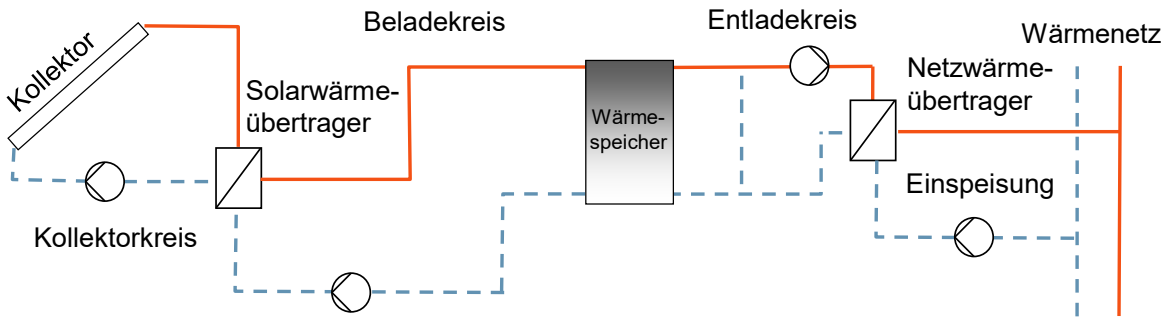


Abbildung 9.10: Dezentraler Wärmespeicher auf Erzeugerseite beim Kunden am Beispiel einer Solarthermieanlage

Werden in diese Variante alle Teilsysteme integriert, die vom Wärmenetz durch einen Wärmeübertrager getrennt und auf Kundenseite installiert sind, entstehen mehrere Systemvarianten für eine dezentrale Einbindung von Wärmeerzeugern. Als NEST (Netzeinspeisestation) oder HANEST (Hausanschluss- und Netzeinspeisestation) wurden diese im vorhergehenden Vorhaben Dezentral untersucht. Die TU Dresden setzte diese Entwicklungen im Vorhaben SOLSTAND fort [Hey19]. In den Vorhaben SWD.SOL und SWD.SOL II untersucht Solites zusammen mit den Stadtwerken Düsseldorf an einer Versuchsstation im Realmaßstab unterschiedliche hydraulische und regelungstechnische dezentrale Einbindekonzepte für eine Solarthermieanlage in das Fernwärmenetz [Sch19a], [Sch19b].

Im Forschungsvorhaben DELFIN wurde, auch aufgrund der oben genannten anderweitigen Untersuchungen, im Projektkreis beschlossen, die Verwendung von kundenseitig installierten Wärmespeichern zur Beherrschung der durch dezentral in ein Wärmenetz eingebundene Wärmeerzeuger entstehenden Betriebsaufgaben nicht näher zu betrachten.

9.4. Simulationsstudie zur technisch-wirtschaftlichen Optimierung der Systemintegration von Wärmespeichern in Wärmenetze für dezentral eingebundene Solarthermieanlagen

Die in Kapitel 9.2.1 dargestellten und erläuterten Randbedingungen für eine dezentrale Einbindung einer Solarthermieanlage in ein Wärmenetz zeigen die Komplexität der Aufgabe, die Fragestellung zu beantworten, welche Kollektorfläche denn nun mit welchem Wärmespeichervolumen in ein bestimmtes Wärmenetz an einer bestimmten Einbindestelle realisiert werden könnte. Die Beantwortung dieser Frage war ein zentrales Ziel des Arbeitspunktes 5 des Vorhabens. Hierzu wurden die im folgenden Kapitel beschriebenen Randbedingungen festgelegt.

9.4.1. Randbedingungen der durchgeführten Optimierungsstudie

Der Fokus der Studie liegt auf **Wärmenetzen** mit einer Charakteristik der Versorgung von Wohngebäuden. Eine im Vorhaben SCFW [Ber17] durchgeführte Untersuchung zeigte, dass Messdaten des Verlaufs der stündlichen Wärmelastwerte über ein Jahr durch eine große Anzahl von Wärmenetzen, die vorwiegend Wohngebäude versorgen, sich zumindest in grundlegenden Verlaufscharakteristiken ähnlich sind. Im Gegensatz dazu zeigen Wärmenetze, deren Verbraucher vorwiegend dem industriellen Sektor zuzuordnen sind, sehr unterschiedliche Verläufe ihrer stündlichen Wärmelast über ein Jahr. Damit ist kein „typischer“ Wärmelastverlauf für Wärmenetze mit „industriellem“ Verbrauchscharakter gegeben. Die folgenden Abbildungen 9.11 und 9.12 zeigen den jährlichen Verlauf der stündlichen Wärmelastwerte der für die Studie zu Grunde gelegten Wärmelastverläufe am Einbindepunkt des dezentralen Wärmeerzeugers, skaliert auf einen jährlichen Gesamtwärmedarf am Einbindepunkt von 1 GWh. Zur Untersuchung des Einflusses des Wärmelastverlaufs auf die Studienergebnisse wurde der im folgenden gezeigte Lastverlauf eines Industrie-Wärmenetzes verwendet, welcher insbesondere die meist vorhandene deutliche Absenkung des Wärmebedarfs am Wochenende sowie über die Weihnachtspause und zudem produktionsbedingte größere Dynamiken aufweist.

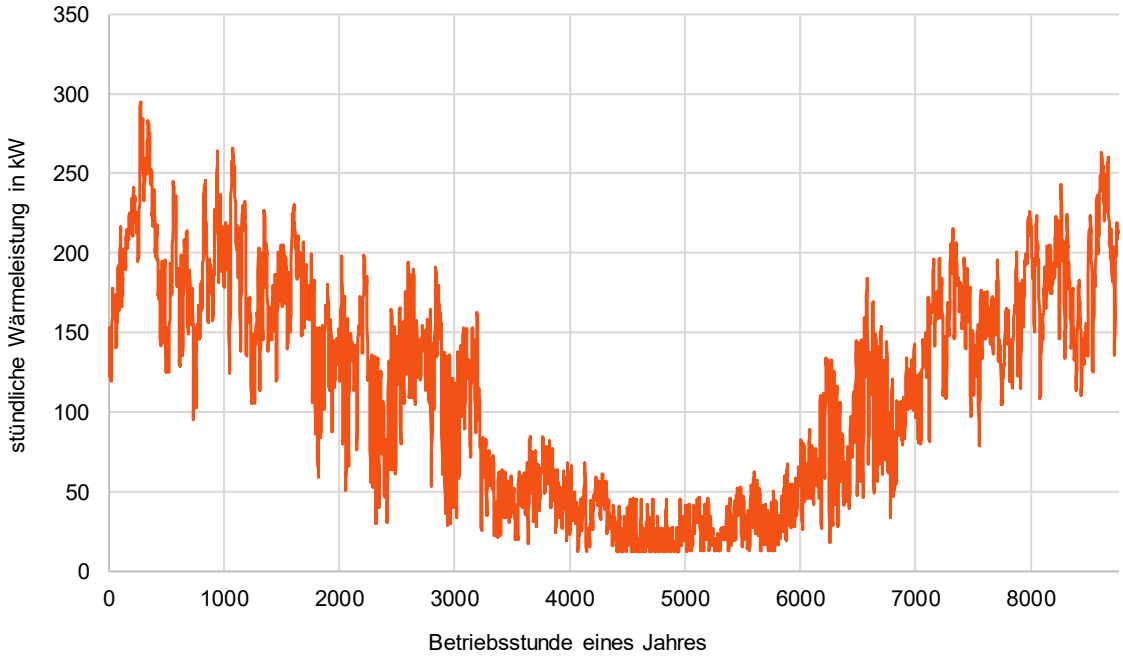


Abbildung 9.11: Wärmelastverlauf des Netztyps „Wohnen“ am Einbindepunkt des dezentralen Erzeugers, skaliert auf einen jährlichen Gesamtwärmebedarf von 1 GWh/a am Einbindepunkt, dargestellt in Stundenwerten

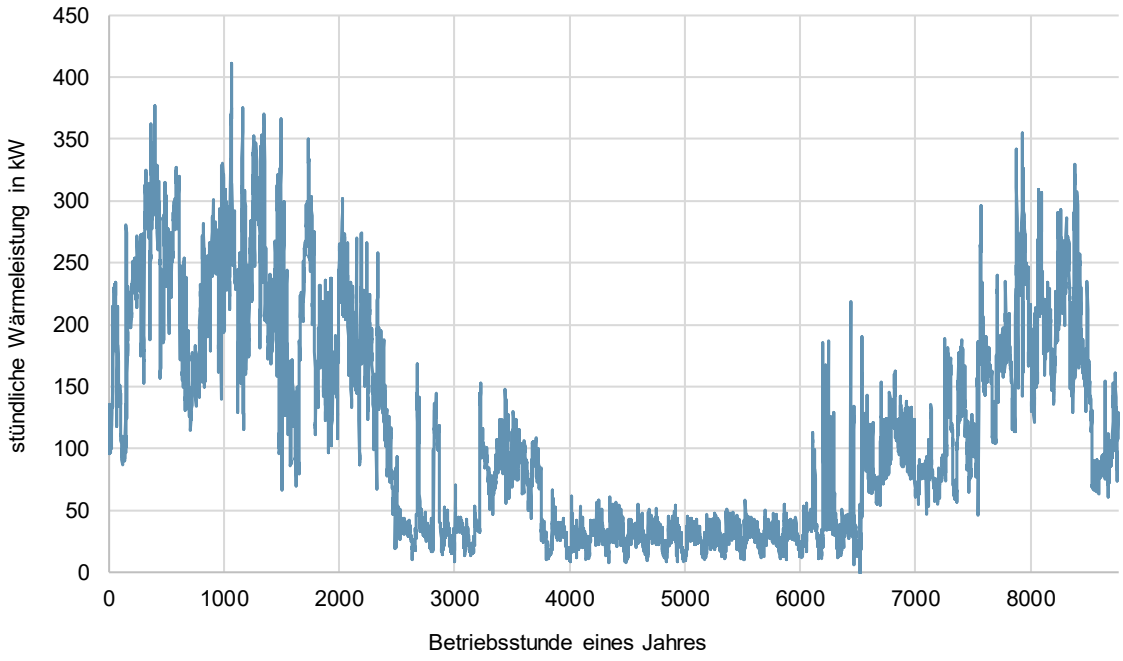


Abbildung 9.12: Wärmelastverlauf des Netztyps „Industrie“ am Einbindepunkt des dezentralen Erzeugers, skaliert auf einen jährlichen Gesamtwärmebedarf von 1 GWh/a am Einbindepunkt, dargestellt in Stundenwerten

Die Wärmelastverläufe an den betrachteten Einbindepunkten mit einem anderen jährlichen Gesamtwärmebedarf wurden durch eine Multiplikation des stündlichen Wärmebedarfswertes

des Referenzverlaufs mit dem Verhältnis des zu untersuchenden Wärmelastverlaufs bezogen auf den Referenzlastverlauf ermittelt.

Insgesamt wurde der jährliche Gesamtwärmebedarf am Einbindepunkt in sechs Schritten zwischen 2 GWh/a und 2 TWh/a variiert. Der untere Grenzwert von 2 GWh/a wurde so gewählt, dass die sich ergebenden Kollektorflächen und Wärmespeichergrößen jeweils eine Mindestgröße aufweisen, die wirtschaftlich vertretbar erscheint. Die Investitionskosten beider Teilsysteme sinken deutlich bei steigender Teilsystemgröße. Im vorhergehenden Vorhaben Dezentral wurde aufgrund der sich ergebenden Wirtschaftlichkeiten eine Mindestgröße für ein dezentral in ein Wärmenetz einbindendes Kollektorfeld in einer Größenordnung von wenigen Hundert m² empfohlen. Die Kosten von Wärmespeichern werden im weiteren Verlauf des Berichtes erläutert.

Die in der Studie betrachteten Varianten der Netzvor- und -rücklauftemperaturen am Einbindepunkt des dezentralen Wärmeerzeugers umfassen die folgenden sommerlichen Betriebstemperaturen (Tabelle 9.1). Diese sind Basis für rund 80 % des jährlich erzielbaren solarthermischen Wärmeertrages und damit für eine Charakterisierung des Wärmenetzes geeignet.

Tabelle 9.1: Betrachtete Varianten der sommerlichen Betriebstemperaturen des Wärmenetzes am Einbindepunkt des dezentralen Wärmeerzeugers

Variante	Netzvorlauftemperatur	Netzrücklauftemperatur
hohes Temperaturniveau	95 °C	70 °C
mittleres Temperaturniveau	80 °C	55 °C
tiefes Temperaturniveau	60 °C	35 °C

Das **Einbindekonzept** des dezentralen Erzeugers entspricht dem im vorhergehenden Vorhaben Dezentral erarbeiteten und durch den Projektkreis von DELFIN bestätigten: Der dezentral eingebundene Wärmeerzeuger erhält die Netzrücklauftemperatur an der Einbindestelle und erwärmt diese auf die Netzvorlauf-Solltemperatur. Die entstehenden Abweichungen der Einspeisetemperatur von der Netzvorlauf-Solltemperatur sind zu minimieren. Für die Untersuchungen in diesem Zusammenhang ergaben sich in der Studie maximale Abweichungen von rund ± 1 K.

Die Marktrecherche zu bestehenden in Wärmenetze eingebundenen Wärmespeichern (siehe Kapitel 9.3) zeigte, dass der überwiegende Großteil der realisierten **Wärmespeicher** atmosphärisch ist. Im Vergleich hierzu existieren nur wenige Druckspeicher, die zudem sehr unterschiedliche Betriebsbedingungen wie z.B. unterschiedliche Betriebsdrücke und damit Betriebstemperaturen aufweisen. Daher wurde in Abstimmung mit dem Projektkreis für die Studie festgelegt, dass die zu betrachtenden Wärmespeicher alle als atmosphärische Wärmespeicher mit einer maximalen Beladetemperatur von 98 °C angenommen werden. Insbesondere bei hohen Betriebstemperaturen des Wärmenetzes (Vor- und

Rücklauftemperatur) ergibt sich eine geringere Nutzbarkeit des Wärmespeichervolumens als bei tieferen Netztemperaturen, da der Wärmespeicher nur bis zur Netzrücklauftemperatur entladen werden kann. Dies führt bei hohen Betriebstemperaturen des Wärmenetzes bei gleich großer Solarthermieanlage am gleichen Standort zu einem größeren notwendigen Wärmespeichervolumen. Insbesondere für sehr hohe Betriebstemperaturen des Wärmenetzes und kleinen notwendigen Wärmespeichervolumen kann ein Druck-Wärmespeicher mit einer geringen Druckstufe von z.B. 3 bar eine technisch und wirtschaftlich interessante Alternative sein.

Bei der Dimensionierung der möglichen **Kollektorflächen** wurde die kollektorfeldinterne Verrohrung sowie die Verbindungsrohrleitung vom Kollektorfeld zum Einbindepunkt in das Wärmenetz in Relation zur Kollektorfläche angepasst. Die Kollektoren weisen in den Grundvarianten eine in den realisierten Anlagen meist realisierte Neigung von 35 °C gegen die Horizontale auf, sind nach Süden orientiert und unverschattet. Die beiden betrachteten Kollektortypen HLFK (Hochleistungs-Flachkollektor) und CPC-VK (Vakuumröhre mit CPC-Reflektor) sind in Kapitel 4 dieses Berichtes ausführlich erläutert.

Die berücksichtigen **Wetterdaten** entsprechen den in Kapitel 4 betrachteten Wetterdaten der Standorte Würzburg und Potsdam.

Von den in Kapitel 9.2.1 hergeleiteten zentralen Randbedingungen, die über den Einsatz eines Wärmespeichers bei einer dezentralen Einbindung von Wärmeerzeugern in ein Wärmenetz entscheiden, werden die **thermodynamischen Randbedingungen** wie mögliche Beschränkungen der in das Wärmenetz übertragbaren dezentral erzeugten Wärmeleistungen betrachtet. Weitere Beschränkungen, die durch Druckbeeinflussungen der dezentralen Einspeisepumpen im Wärmenetz oder durch von Massenstromveränderungen verursachten Druckschwankungen entstehen, werden in den folgenden verallgemeinernden Untersuchungen nicht betrachtet. Grund hierfür ist, dass die druckbedingten Beschränkungen sich in der Regel individuell von Wärmenetz zu Wärmenetz unterscheiden. Dies wurde auch durch die thermohydraulischen Untersuchungen in den drei Beispielnetzen dieses Vorhabens bestätigt. Ziel der Arbeiten für die in diesem Kapitel 9 dargestellten Ergebnisse war, allgemeingültige Aussagen für erste Richtwerte zur Systemeinbindung von Wärmespeichern bei dezentraler Einbindung von Solarthermieanlagen in Wärmenetze geben zu können. Die Untersuchungen der drei Beispielnetze zeigen in Ergänzung hierzu detallierte Ergebnisse der Auswirkungen spezifischer, netzhydraulischer Randbedingungen.

9.4.2. Vorgehen bei der Durchführung der Optimierungsstudie

Die Dimensionierung eines Wärmespeichers für eine in ein Wärmenetz dezentral einbindende Solarthermieanlage sollte so erfolgen, dass das gerade notwendige Wärmespeichervolumen ermittelt wird, um eine möglichst wirtschaftliche Lösung zu finden. Der Wärmespeicher muss hierbei den Anteil der Solarwärme speichern, der nicht direkt in das Wärmenetz eingespeist werden kann. Ist der Wärmespeicher zu klein dimensioniert, kann dieser den entsprechenden

Anteil nicht vollständig aufnehmen: Ist der Wärmespeicher vollständig beladen und der solarthermische Wärmeerzeuger erzeugt mehr Wärme als an der Einbindestelle ins Wärmenetz abgenommen werden kann, überhitzt die Solarthermieanlage und geht in Stagnation. Dieser Systemzustand beschreibt, dass die Wärmeträgerflüssigkeit im Solarkreis zu verdampfen beginnt und der entstehende Dampf die restliche Wärmeträgerflüssigkeit aus dem Kollektorfeld in z.B. das Membranausdehnungsgefäß drückt. Die Kollektorkreispumpe geht außer Betrieb und die Solarthermieanlage kann keine nutzbare Wärme mehr produzieren. Erst mit einem Abkühlen der Kollektoren bei nachlassender solarer Einstrahlung kondensiert der Dampf in den Kollektoren. Damit können diese wieder mit Flüssigkeit gefüllt und in Betriebsbereitschaft versetzt werden. Treten solche Stagnationsbedingungen vermehrt auf, wird der mögliche Wärmeertrag der Solarthermieanlage und damit ihre Wirtschaftlichkeit merklich reduziert.

Die Dimensionierung eines Wärmespeichers für Wärmenetze, in die Solarthermieanlagen einbinden, ist damit abhängig von der Betriebscharakteristik der Solarthermieanlagen wie in Kapitel 9.2.2 erläutert. Damit müssen beide Teilsysteme gemeinsam simuliert werden. Die folgende Abbildung 9.13 zeigt exemplarisch das hierbei durchgeführte Verfahren.

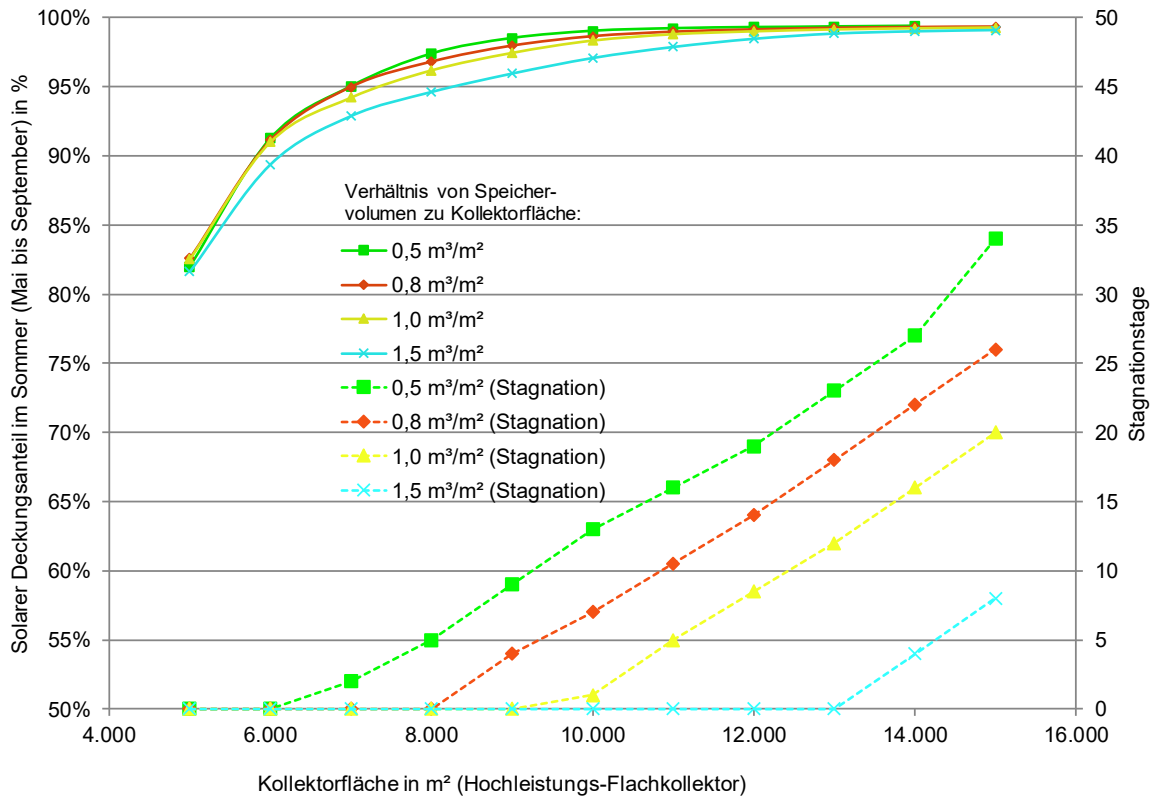


Abbildung 9.13: Beispielhafter Zusammenhang von Kollektorfläche, Wärmespeichervolumen und Stagnation im Kollektorfeld am Beispiel einer Solarthermieanlage

Für ein Wärmenetz mit zuvor festgelegtem jährlichem Wärmebedarf, sommerlichen Wärmenetzvor- und –netzrücklauftemperaturen und einem festgelegten Standort für die Wetterdaten (Würzburg oder Potsdam) wird für ein ebenso festgelegtes Kollektorprodukt die

Kollektorfläche schrittweise erhöht (siehe x-Achse der vorhergehenden Abbildung 9.13). Dadurch steigt der solare Wärmeertrag und damit der solare Deckungsanteil im Wärmenetz. In der vorhergehenden Abbildung 9.13 zeigt die linke Achse den Anteil der solaren Wärme am Wärmebedarf des Wärmenetzes an der Einbindestelle, berechnet als solarer Deckungsanteil für den Zeitraum 1.5. bis 30.9. eines Jahres. Bei steigender Kollektorfläche steigt der solare Wärmeertrag, der in einem Wärmespeicher gespeichert werden muss. Wird der Wärmespeicher für eine vollständige Speicherung aller solarer Wärmeerträge zu klein, entstehen Stagnationsbedingungen wie vorab beschrieben. Die Tage mit solchen Stagnationszuständen werden für den betrachteten Zeitraum mit steigender Kollektorfläche aufsummiert und sind auf der rechten Achse der vorhergehenden Abbildung 9.13 dargestellt. Eine Erhöhung des Wärmespeichervolumens reduziert diesen Effekt. Die vorhergehende Abbildung 9.13 zeigt in den vier Farben vier unterschiedliche Dimensionierungen des Wärmespeichers in Bezug auf die Bruttokollektorfläche: 0,5 m³/m², 0,8 m³/m², 1,0 m³/m² und 1,5 m³/m². Wenn bei zunehmender Kollektorfläche die gestrichelt dargestellten und auf der rechten Achse aufgetragenen Stagnationstage einen Wert größer Null annehmen, ist der Wärmespeicher (etwas) zu klein, bei kleinerer Kollektorfläche ohne Stagnationstage allerdings wiederum noch (etwas) zu groß dimensioniert. Mit den ersten Stagnationstagen ist also eine Dimensionierung von Kollektorfläche und dazu passendem Wärmespeichervolumen gefunden, das den möglichen Solarwärmeertrag mit dem gerade noch passenden Wärmespeichervolumen maximal nutzbar macht und damit das energetische Optimum darstellt.

Umfangreiche Voruntersuchungen zeigten, dass das energetische Optimum des gerade verhinderten ersten Stagnationstages in der Regel nicht das wirtschaftliche Optimum für die Dimensionierung des Wärmespeichers darstellt. Wird die Kollektorfläche und das Wärmespeichervolumen so dimensioniert, dass ein kleiner einstelliger Wert der jährlichen Stagnationstage erreicht wird (zwischen 4 und 8 Tage im Jahr), wird zwar ein kleiner Anteil des theoretisch möglichen solarthermischen Wärmeertrages nicht nutzbar, jedoch kann dadurch das Volumen des Wärmespeichers etwas kleiner dimensioniert werden. Die investiven Einsparungen für den Wärmespeicher überwiegen die Wärmeerzeugungsverluste der Solarthermieanlage, jedoch nur für den genannten Bereich der geringen Anzahl der Stagnationstage im Jahr. Darüber kehrt sich dieser wirtschaftliche Effekt ins Negative.

Dieses Verfahren wurde für alle Betrachtungen der durchgeführten Optimierungsstudie angewandt. Durch eine gekoppelte, systematische Variation der Auslegungsparameter, wie oben beschrieben z.B. der Kollektorfeldgröße und je Kollektorfeldgröße des Wärmespeichervolumens, wurde die passende Gesamtkonfiguration an Kollektorfeldgröße und Wärmespeichervolumen für die betrachteten Randbedingungen ermittelt. Um alle im vorhergehenden Kapitel aufgeführten Randbedingungen variieren und systematisch die passenden Dimensionierungen der Teilsysteme Kollektorfeld und Wärmespeicher ermitteln zu können, wurde auf Basis des in Kapitel 4 erläuterten Kollektormodells und der Software SCFW [Ber17] ein automatisiertes, excelbasiertes Simulationstool entwickelt, das

Parametervariationen sowie die Ergebnisauswertung durchführt. Dieses Simulationstool wurde vor der Erarbeitung der im folgenden dargestellten Ergebnisse umfangreich getestet.

9.4.3. Darstellung der Ergebnisse der Optimierungsstudie in Nomogrammen

Um alle im folgenden dargestellten Ergebnisse entsprechend des vorab beschriebenen Verfahrens zu erarbeiten, wurden durch strukturierte Parametervariationen insgesamt 720.000 Einzelsimulationen durchgeführt. Diese hohe Zahl zeigt die Notwendigkeit der beschriebenen Automatisierung des Simulationstools. Für jedes der drei Diagramme, die jeweils in den 8 Nomogrammen abgebildet sind, wurden 30.000 Einzelberechnungen durchgeführt. Diese ergeben sich aus 21 frei kombinierbaren Parametern, für die je Kombinationsvariante das optimale Wärmespeichervolumen durch eine weitere, 22. Parametervariation gefunden werden musste. Die mathematische Nachrechnung der theoretischen Variantenvielfalt zeigt, dass mit 30.000 Einzelberechnungen je Diagramm schon ein wesentlich eingeschränktes Betrachtungsfeld verwendet werden konnte, in dem Parameterkombinationen ausgeschlossen wurden, die zwar theoretisch möglich, jedoch nicht praxisrelevant sind.

Ziel der Ergebnisdarstellung war, die sehr hohe Zahl der Ergebnisse und herausgearbeiteten Abhängigkeiten möglichst einfach und interpretationssicher darstellen zu können. Weitere Untersuchungen ergaben, dass eine Normierung der Abhängigkeitskurven, meist auf 1 GWh jährlicher Wärmebedarf an der Einbindestelle des dezentralen Wärmeerzeugers ins Wärmenetz, möglich ist.

Eine Variante, mittels einer Datenbank nach Abfrage der Eingabeparameter das Ergebnis für diese Parameter auszulesen und auszugeben, wurde verworfen. Aus der stattdessen erfolgten Darstellung in Nomogrammen können wesentlich umfangreichere Ergebnisse entnommen werden, da die Kurvenverläufe grundsätzliche Abhängigkeiten aufzeigen und hieraus ein Verständnis für die thermodynamischen Zusammenhänge der systembeschreibenden Parameter entwickelt werden kann.

Hinweis:

Die im folgenden dargestellten Dimensionierungsergebnisse zeigen grundlegende Zusammenhänge. Die einzelnen Zahlenwerte sind als Richtwerte zu verstehen. Für eine spezifische zu realisierende Anlage kann nur eine detaillierte spezifische Simulation alle Randbedingungen und Parameter berücksichtigen, die notwendig sind, um eine mögliche dezentrale Einbindung eines Wärmeerzeugers in ein Wärmenetz technisch und wirtschaftlich optimal zu realisieren.

Zudem wird nochmals darauf hingewiesen, dass die durch die dezentrale Einbindung von Wärme verursachten hydraulischen Restriktionen, die durch eine Veränderung der Systemdrücke in einem Wärmenetz entstehen können, zusätzlich zu beachten sind. Diese sind netzspezifisch und daher individuell zu untersuchen.

9.4.3.1. Grundlegende Zusammenhänge

Die folgende Abbildung 9.14 zeigt ein Nomogramm zur Grobdimensionierung einer dezentral eingebunden Solarthermieanlage mit Hochleistungs-Flachkollektoren und eines Wärmespeichers in einem „Wohn“-Wärmenetz mit einer maximalen Anschlussleistung von 50 kW/(GWh/a) am Einbindepunkt für den Klimastandort Würzburg (nach Süden ausgerichtet) für unterschiedliche sommerliche Betriebstemperaturen im Wärmenetz.

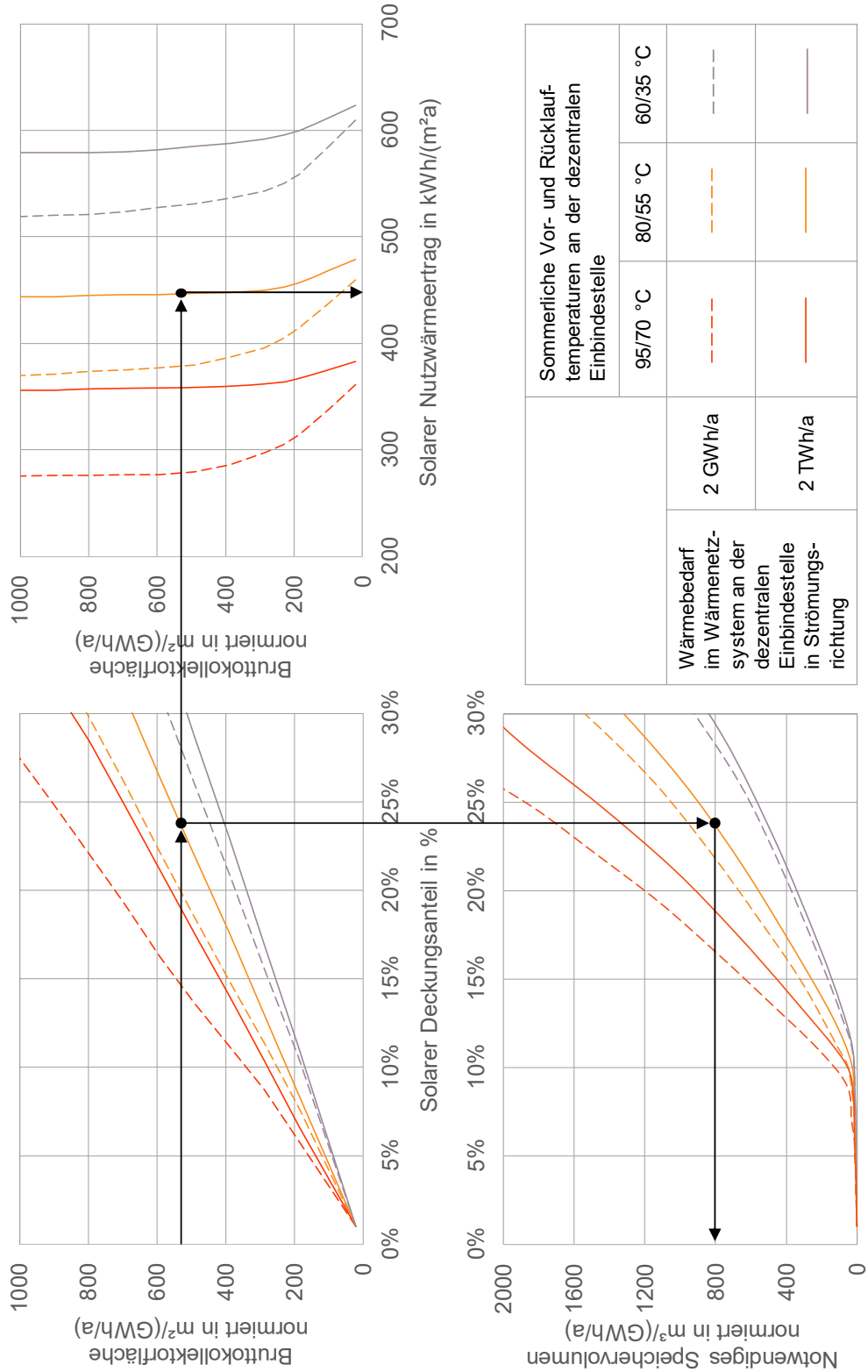


Abbildung 9.14: Nomogramm zur Grobdimensionierung einer dezentral eingebunden Solarthermieanlage mit **Hochleistungs-Flachkollektor** und eines **Wärmespeichers** in einem „Wohn“-Wärmenetz mit einer **Anschlussleistung von 50 kW/(GWh/a)** am Einbindepunkt für den Klimastandort Würzburg (nach Süden ausgerichtet) für unterschiedliche sommerliche Betriebstemperaturen im Wärmenetz (dargestellter Beispielfall mit Pfeilen: Wärmebedarf an der dezentralen Einbindestelle = 2 TWh/a, Temperaturniveau an der Einbindestelle = 80/55 °C)

Die maximale Anschlussleistung von 50 kW/(GWh/a) gibt an, dass je GWh/a jährlichem Wärmebedarf des Wärmenetzes an der Einbindestelle des dezentralen Wärmeerzeugers eine maximale Leistung von 50 kW durch die Anschlussleitung in das Wärmenetz oder in den daran folgenden Trassenleitungen des Wärmenetzes abtransportiert werden können. Solche Transportbeschränkungen können durch die in Kapitel 9.2.1 beschriebenen Randbedingungen entstehen. Diese maximale Anschlussleistung ist einer der Parameter, die in den weiteren Betrachtungen variiert werden.

Das Nomogramm kann in mehrere Richtungen abgelesen werden. Die in der Abbildung 9.14 eingezeichneten Pfeile beschreiben einen möglichen Weg, der Startpunkt liegt im linken oberen Diagramm: Zum Beispiel durch den möglichen Standort einer Solarthermieanlage ist eine Bruttokollektorfläche von 550 m²/(GWh/a) gegeben. Die Horizontale ergibt im Schnittpunkt mit der an der Einbindestelle vorhandenen Wärmenetzcharakteristik, die in der Tabelle rechts unten beschrieben ist, den solaren Deckungsanteil am jährlichen Gesamtwärmebedarf, der auf der x-Achse aufgetragen ist. Die Wärmenetzcharakteristik am Einbindepunkt des dezentralen Erzeugers ist für drei Wertepaare an sommerlichen Netzvor- und Rücklauftemperaturen dargestellt (95/70 °C, 80/55 °C und 60/35 °C). Je höher die insbesondere sommerlichen Betriebstemperaturen des Wärmenetzes sind, um so stärker sinkt die Effizienz des Wärmeerzeugers Solarthermieanlage und um so größer muss, relativ zur Kollektorfläche, das Wärmespeichervolumen sein, da die nutzbare Temperaturdifferenz des Wärmespeichers mit steigenden Betriebstemperaturen des Wärmenetzes sinkt (siehe auch Kapitel 0). Diese Zusammenhänge sind an der Kurvenschar im linken oberen Diagramm zu erkennen, bei denen die Kurven für die hohen Netztemperaturen den geringsten solaren Deckungsanteil ergeben. Zusätzlich beeinflusst die mögliche Größe der Solarthermieanlage und des Wärmespeichers die Effizienz des dezentralen Wärmeerzeugungssystems: Je größer bei gleichbleibenden Betriebsbedingungen eine Kollektorfläche und ein Wärmespeicher sind, desto geringer werden die relativen Wärmeverluste und um so effizienter wird das Gesamtsystem. Die Größe dieses Systems Kollektoranlage und Wärmespeicher ist wiederum abhängig vom jährlichen Wärmebedarf an der Einbindestelle. Daher sind die Kurvenscharen im Diagramm nicht nur für unterschiedliche Betriebstemperaturen des Wärmenetzes am Einbindepunkt, sondern auch für unterschiedliche jährliche Wärmebedarfe am Einbindepunkt aufgetragen. Weitere Untersuchungen für alle sechs berechneten Werte des jährlichen Gesamtwärmebedarfs am Einbindepunkt zeigten, dass dieser Wert linear die im Diagramm dargestellten Zusammenhänge beeinflusst. Daher sind im Diagramm nur die beiden Maximalwerte 2 GWh/a und 2 TWh/a dargestellt. Für Zwischenwerte kann zwischen diesen Werten linear interpoliert werden.

Ausgehend vom Schnittpunkt der Horizontalen im oberen linken Diagramm mit der Kurve, die die Betriebsbedingungen des Wärmenetzes beschreibt, kann durch die Vertikale in das Diagramm unten links verfahren werden. Der Schnittpunkt mit der Kurve derselben Betriebsbedingungen des Wärmenetzes ergibt auf der y-Achse des unteren, linken Diagramms das notwendige Volumen des Wärmespeichers in m³, ebenso normiert auf 1 GWh jährlichem Wärmebedarf am Einbindepunkt in das Wärmenetz.

Wird die Horizontale aus dem linken oberen Diagramm in das Diagramm rechts oben verlängert, ergibt sich, ebenso durch den Schnittpunkt mit der Kurve derselben Betriebsbedingungen des Wärmenetzes auf der y-Achse dieses Diagramms der solare Nutzwärmeertrag je m² Bruttokollektorfläche. Dieser Wert beschreibt die durch eine mögliche Realisierung der Solarthermieanlage und des Wärmespeichers erzielbare in das Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge und ist für eine wirtschaftliche Bewertung der möglichen Anlage notwendig. Hierbei sind Wärmeverluste der Solarthermieanlage und des Wärmespeichers berücksichtigt. Wird der Wärmespeicher teilzentral im Wärmenetz an einer anderen Stelle als am Wärmeerzeuger Solarthermieanlage eingebunden, muss ein Teil des solaren Wärmeertrages durch das Teilstück des Wärmenetzes zwischen den beiden Einbindepunkten der beiden Teilsysteme transportiert werden. Die hierbei gegebenenfalls entstehenden zusätzlichen Wärmeverluste des Wärmenetzteilstückes sind nicht berücksichtigt. Diese sind zum einen netzspezifisch, zum anderen relativ zu den zu betrachtenden Gesamtwärmemengen gering und können daher meist vernachlässigt werden.

Das folgende Nomogramm (Abbildung 9.15) ist eine Dopplung der vorhergehenden Abbildung 9.14, jedoch ohne Beispielpfeile für eine bessere Nutzbarkeit des Nomogramms. Zu beachten ist, dass diese Nomogramme nur für Hochleistungs-Flachkollektoren gelten. Für den zweiten betrachteten Bautyp eines Vakuumröhren-CPC-Kollektors sind die Zusammenhänge im darauffolgenden Nomogramm dargestellt.

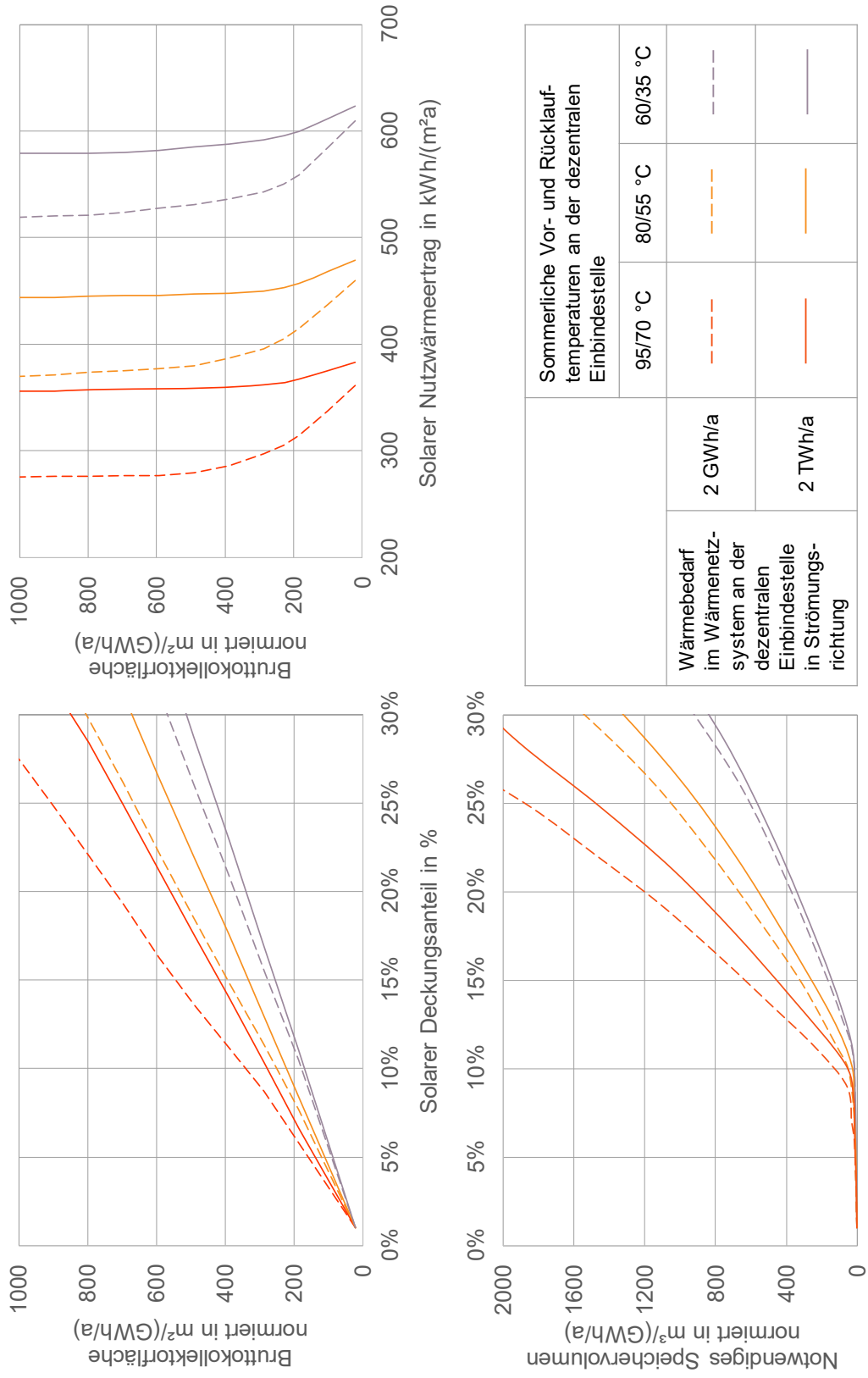


Abbildung 9.15: Nomogramm zur Grobdimensionierung einer dezentral eingebunden Solarthermieanlage mit **Hochleistungs-Flachkollektor** und eines **Wärmespeichers** in einem „Wohn“-Wärmenetz mit einer **Anschlussleistung von 50 kW/(GWh/a)** am Einbindepunkt für den Klimastandort Würzburg (nach Süden ausgerichtet) für unterschiedliche sommerliche Betriebstemperaturen im Wärmenetz

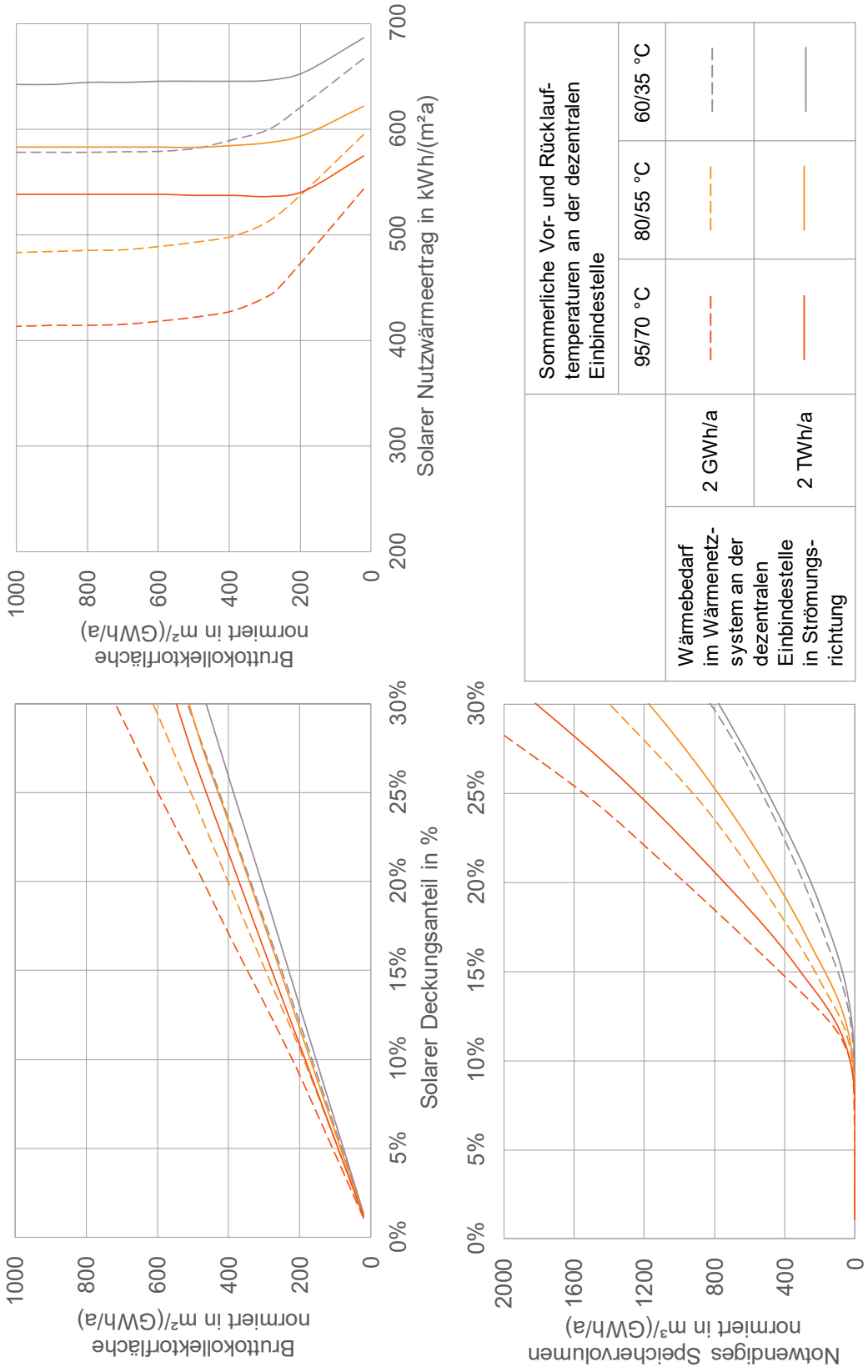


Abbildung 9.16: Nomogramm zur Grobdimensionierung einer dezentral eingebunden Solarthermieanlage mit **CPC-Vakuumröhren-Kollektor** und eines **Wärmespeichers** in einem „Wohn"-Wärmenetz mit einer **Anschlussleistung von 50 kW/(GWh/a)** am Einbindepunkt für den Klimastandort Würzburg (nach Süden ausgerichtet) für unterschiedliche sommerliche Betriebstemperaturen im Wärmenetz

Der Vergleich der in der vorgehenden Abbildung 9.16 dargestellten Ergebnisse für CPC-Vakuumröhren-Kollektoren mit den Ergebnissen für Hochleistungs-Flachkollektoren (vorletzte Abbildung 9.15) zeigt insbesondere im jeweiligen Diagramm oben rechts die höhere Leistungsfähigkeit der CPC-Vakuumröhren-Kollektoren: Der solare Nutzwärmeertrag je m² Bruttokollektorfläche ist höher als beim Hochleistungs-Flachkollektor. Dementsprechend passt sich das notwendige Speichervolumen im unteren, linken Diagramm sowie die passende Bruttokollektorfläche im darüber liegenden Diagramm an diesen Sachverhalt an. Da CPC-Vakuumröhren-Kollektoren in der Regel auf die Bruttokollektorfläche bezogen höhere Investitionskosten als Hochleistungs-Flachkollektoren aufweisen, ist die Wirtschaftlichkeit nicht unbedingt an die Leistungsfähigkeit der Produkte gekoppelt.

9.4.3.2. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der vorab in den Nomogrammen betrachteten Abhängigkeiten wurden die Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten für die beiden Teilsysteme Solarthermieanlage und Wärmespeicher geschätzt und mit der Barwertmethode entsprechend VDI 2067 die Wirtschaftlichkeit einer möglichen Investition in eine dezentral in ein Wärmenetz eingebundene Solarthermieanlage und eines Wärmespeichers bestimmt.

Die der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu Grunde liegenden Annahmen sind wie folgt:

- Betrachtungszeitraum: 25 Jahre
- Nutzungsdauer Kollektorfeld: 25 Jahre
- Nutzungsdauer Rohrleitungen, etc.: 15 Jahre
- Nutzungsdauer Wärmespeicher: 20 Jahre
- Nutzungsdauer Wärmenetz: 40 Jahre
- Nutzungsdauer Gebäude: 50 Jahre
- Nutzungsdauer MSR: 20 Jahre
- Zinssatz: 4 %
- Elektrischer Energiebedarf der Kollektorkreis- und Einspeisepumpe (siehe z.B. Abbildung 9.10): in Summe 1,5 % des solaren Nutzwärmeertrags
- Instandhaltungsfaktor (Wartung, etc.) Kollektorfeld: 1 %/a
- Instandhaltungsfaktor (Wartung, etc.) Wärmespeicher: 2 %/a
- Instandhaltungsfaktor (Wartung, etc.) Wärmenetz: 1 %/a
- Instandhaltungsfaktor (Wartung, etc.) Gebäude: 2 %/a
- Instandhaltungsfaktor (Wartung, etc.) MSR: 2,5 %/a

- Instandhaltungsfaktor (Wartung, etc.) Rohrleitungen, etc.: 2,25 %/a
- Preisänderungsfaktor für kapitalgebundene Kosten: 2 %
- Preisänderungsfaktor für bedarfsgebundene Kosten: 3 %
- Preisänderungsfaktor für betriebsgebundene Kosten: 2 %
- Als Aufschlag auf die Summe der Investitionskosten für Solarthermieanlage und Wärmespeicher: Investitionskosten für Installationsräume: 5 %, für MSR: 3 %, für Rohrleitungen, Armaturen, Pumpen, etc.: 7 %, für Planung: 5 %

Eine Förderung aus dem Marktanreizprogramm für Erneuerbare Energien des BMWi über das KfW-Programm „Erneuerbare Energien Premium“ wurde wie folgt berücksichtigt:

- Förderung der Solarthermieanlage mit 45 % der Investitionskosten
- Förderung des Wärmespeichers mit 30 % der Investitionskosten

Die Investitionskosten für eine Solarthermieanlage mit einer Mindestgröße von wenigen Hundert m² Bruttokollektorfläche bis hin zu sehr großen, bodengeständerten Flächen sinken mit zunehmender Gesamtkollektorfläche. Hier wurden Kosten auf Basis aktueller, realisierter Anlagen und Ausschreibungsergebnisse angenommen.

Die Investitionskosten für Wärmespeicher entsprechen für kleinere Wärmespeicher im Bereich von wenigen hundert m³ Wasservolumen marktüblichen Kosten für oberirdisch realisierte Stahlspeicher. Bei großen Speichervolumen wurden Kosten von in den Untergrund integrierten Behälter-Wärmespeichern, so genannten saisonalen Wärmespeichern verwendet. Deren Investitionskosten der ausgeführten Pilot- und Demovorhaben sind in der folgenden Abbildung 9.17 dargestellt:

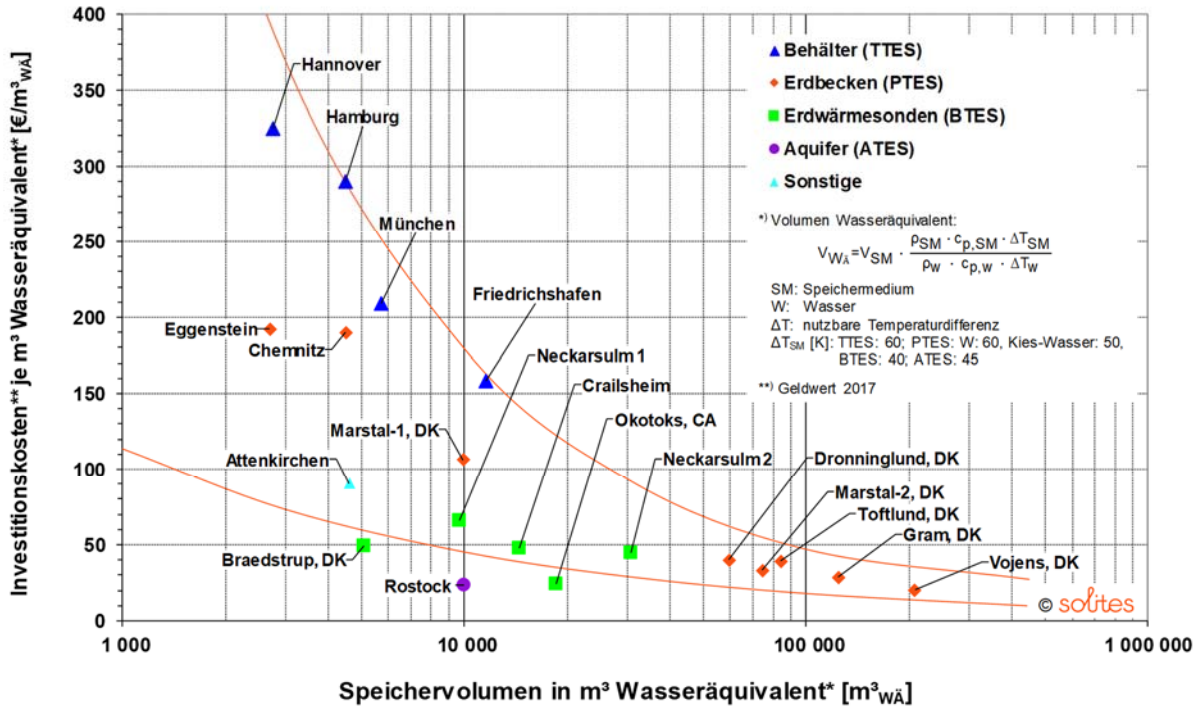


Abbildung 9.17: Investitionskosten realisierter saisonaler Wärmespeicher, bezogen auf 1 m³ Wasseräquivalent, aktualisiert auf den Geldwert des Jahres 2017. Die Investitionskosten sind netto.

Die Kosten zeigen eine starke Degression mit Zunahme des Speichervolumens. Zudem ist ein deutlicher Zusammenhang zwischen den Baukosten und dem Speichertypus zu erkennen: Tank-Wärmespeicher sind hierbei eher im oberen Bereich der Kosten wiederzufinden. Darunter liegen in absteigender Reihenfolge die Kosten von Erdbecken-, Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeichern.

Bei der Betrachtung der dargestellten Kosten muss berücksichtigt werden, dass nicht alle Speichertypen an jedem Standort realisiert werden können, da diese sehr unterschiedliche Anforderungen an die geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse des Untergrundes stellen. Des Weiteren sind die Wärmespeicher auch hinsichtlich ihrer thermischen Leistungsfähigkeit und Effizienz nicht direkt vergleichbar. So können beispielsweise mit einem wassergefüllten Tank- oder Erdbecken-Wärmespeicher sehr hohe Be- und Entladeleistungen sowie hohe Nutzungsgrade erreicht werden. Erdsonden-Wärmespeicher dagegen sind in ihrer maximalen Be- und Entladeleistungen beschränkt, und auch die Nutzungsgrade liegen bedingt durch die fehlende Wärmedämmung an den seitlichen Randbereichen und am Boden im direkten Vergleich niedriger. Diese Eigenschaften können bzw. müssen in einem Speichersystem durch geeignete zusätzliche anlagentechnische Komponenten wie Pufferspeicher und Wärmepumpen kompensiert werden.

Für die hier durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden die Kosten der Erdbecken-Wärmespeicher zu Grunde gelegt.

Die folgende Abbildung 9.18 zeigt die sich ergebenden Wärmekosten (netto) auf der y-Achse über der Bruttokollektorfläche, die wie in den Nomogrammen auf 1 GWh jährlichem

Wärmebedarf an der Einbindestelle des Wärmenetzes normiert ist. Da die Investitionskosten stark von der Größe der beiden Teilsysteme Solarthermieanlage und Wärmespeicher abhängen und der erzielbare Nutzwärmeertrag ebenso bei großen Systemen spezifisch höher ist, wie die vorangegangenen Nomogramme zeigen, sind im Diagramm Kurvenscharen für die beiden Extremwerte des jährlichen Wärmebedarfs von 2 GWh/a und 2 TWh/a an der Einbindestelle ins Wärmenetz dargestellt. Für den Wärmebedarf von 2 TWh/a ergeben sich solch große Teilsysteme, dass die solaren Nutzwärmekosten eine nur noch sehr geringe Abhängigkeit von der normierten Bruttokollektorfläche zeigen. Die Kurvenschar für einen jährlichen Wärmebedarf von 2 GWh/a an der Einbindestelle ins Wärmenetz zeigt in Kombination mit dem hierfür zusätzlich auf der rechten y-Achse aufgetragenen solaren Deckungsanteil am jährlichen Gesamtwärmebedarf, dass die sich ergebenden solaren Nutzwärmekosten bis zu einem solaren Deckungsanteil von rund 7 bis 10 % konstant niedrig sind. Steigt der solare Deckungsanteil durch die zunehmende Bruttokollektorfläche, steigen die solaren Nutzwärmekosten bis zu einem solaren Deckungsanteil von 12 bis 16 % steil an. Dies wird verursacht durch das hierfür notwendige wesentlich größere Wärmespeichervolumen. Bei einem weiteren Anstieg der Bruttokollektorfläche steigt der solare Deckungsanteil ebenso, die solaren Nutzwärmekosten jedoch nur noch sehr moderat. Dies ist bedingt durch die Kosteneffizienz größerer Kollektorflächen und größerer Wärmespeichervolumen, die auch eine Änderung der Bauweise beinhalten, wie oben ausgeführt.

Zusätzlich sind in der folgenden Abbildung 9.18 die beiden betrachteten Solarthermieprodukte Hochleistungs-Flachkollektor (durchgezogene Linie) und CPC-Vakuumröhren-Kollektor (gestrichelte Linie) dargestellt. Der CPC-Vakuumröhrenkollektor hat, wie in den vorhergehenden Nomogrammen ersichtlich, einen höheren auf die Bruttokollektorfläche bezogenen Wärmeertrag, jedoch auch höhere spezifische Investitionskosten. In Kombination dieser beiden Effekte ergibt dies, dass die bessere Wirtschaftlichkeit teilweise zwischen beiden Kollektortechnologien wechselt. Dies ist insbesondere von den sommerlichen Betriebstemperaturen im Wärmenetz abhängig. Um dies zu veranschaulichen, zeigt die folgende Abbildung 9.18 zudem zwei Varianten mit einer sommerlichen Netzvorlauftemperatur von 95 °C und einer Netzrücklauftemperatur vom 70 °C am Einbindepunkt und zum Vergleich die sich ergebenden Werte für ein Wärmenetz, das mit 60/35 °C wesentlich niedrigere sommerliche Betriebstemperaturen aufweist.

Insgesamt zeigen die solaren Nutzwärmekosten die zu erwartenden Zusammenhänge, dass große Anlagen (für einen jährlichen Gesamtwärmebedarf von 2 TWh/a an der Einbindestelle) wesentlich niedrigere Nutzwärmekosten aufweisen als kleinere Anlagen (für einen jährlichen Gesamtwärmebedarf von 2 GWh/a an der Einbindestelle) und dass hohe Betriebstemperaturen im Wärmenetz zu geringeren Systemerträgen einer Solarthermieanlage und damit zu höheren solaren Nutzwärmekosten führen als geringere Betriebstemperaturen. Auch hier gilt wie vorab beschrieben, dass für Zwischenwerte der Betriebstemperaturen des Wärmenetzes am Einbindepunkt sowie für Zwischenwerte des jährlichen Wärmebedarfs am Einbindepunkt zwischen den dargestellten Werten linear interpoliert werden kann.

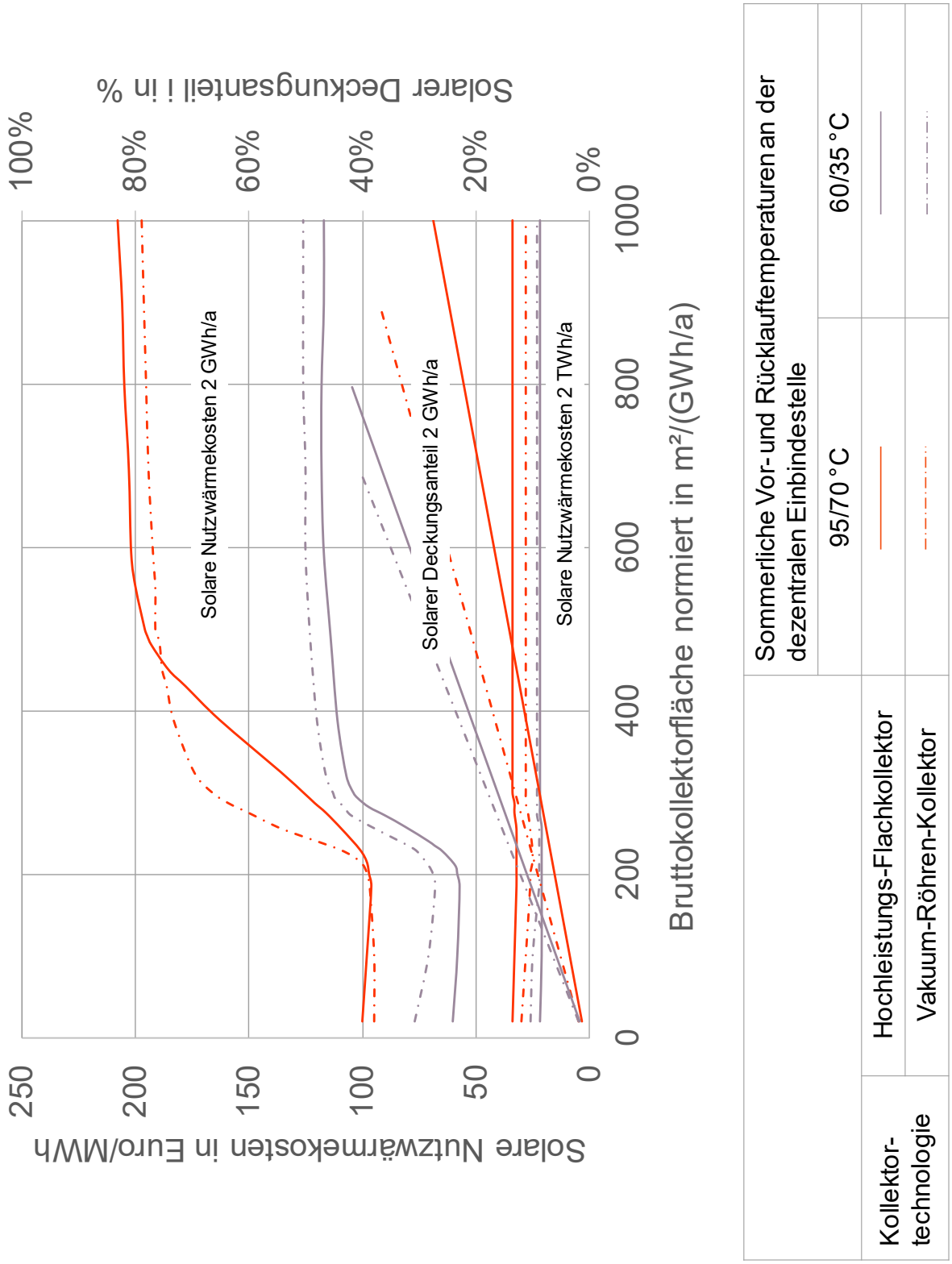


Abbildung 9.18: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer dezentral eingebunden **Solarthermieanlage** und eines **Wärmespeichers** in einem „Wohn“-Wärmenetz mit einer **Anschlussleistung von 50 kW/(GWh/a)** am Einbindepunkt für den Klimastandort Würzburg **für unterschiedliche sommerliche Betriebstemperaturen** im Wärmenetz. Die Kosten sind netto, Förderzuschüsse sind berücksichtigt.

9.4.3.3. Der Einfluss der verfügbaren Anschlussleistung an der Einbindestelle

Ein wesentlicher Einfluss besteht durch mögliche Beschränkung der Anschlussleistung an der dezentralen Einbindestelle, die maximal zur Verfügung steht. Solche Beschränkungen können z.B. wie in Kapitel 9.2.1 erläutert, durch gegebene Durchmesserbeschränkungen in der Einbindeleitung oder in den Trassensträngen an der Einbindung entstehen oder durch Beschränkungen der maximalen Anschlussleistung entstehen aufgrund von Druckbeschränkungen an der Einbindestelle. Für eine dezentral eingebundene Solarthermieanlage und einen Wärmespeicher bedeutet eine reduzierte Anschlussleistung, dass durchschnittlich mehr solar erzeugte Wärme gespeichert werden muss, da mit sinkender Anschlussleistung ein zunehmender Anteil der Spitzenleistungen des solarthermischen Wärmeerzeugers zwischengespeichert werden muss, um die solar erzeugte Wärme z.B. nachts oder, bei höheren solaren Deckungsanteilen, nach dem Sommer, durch die in der Leistung beschränkte Anbindeleitung in das Wärmenetz abgeben zu können.

Die folgenden beiden Nomogramme zeigen die sich ergebenden Zusammenhänge für 10 kW/(GWh/a), 30 kW/(GWh/a) und 50 kW/(GWh/a) Anschlussleistung für eine Solarthermieanlage mit Hochleistungs-Flachkollektoren in der folgenden Abbildung 9.19 und danach für eine Solarthermieanlage mit CPC-Vakuumröhren-Kollektoren (Abbildung 9.20).

Danach folgt eine Abbildung mit der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für diese Fälle entsprechend der vorab beschriebenen Zusammenhänge.

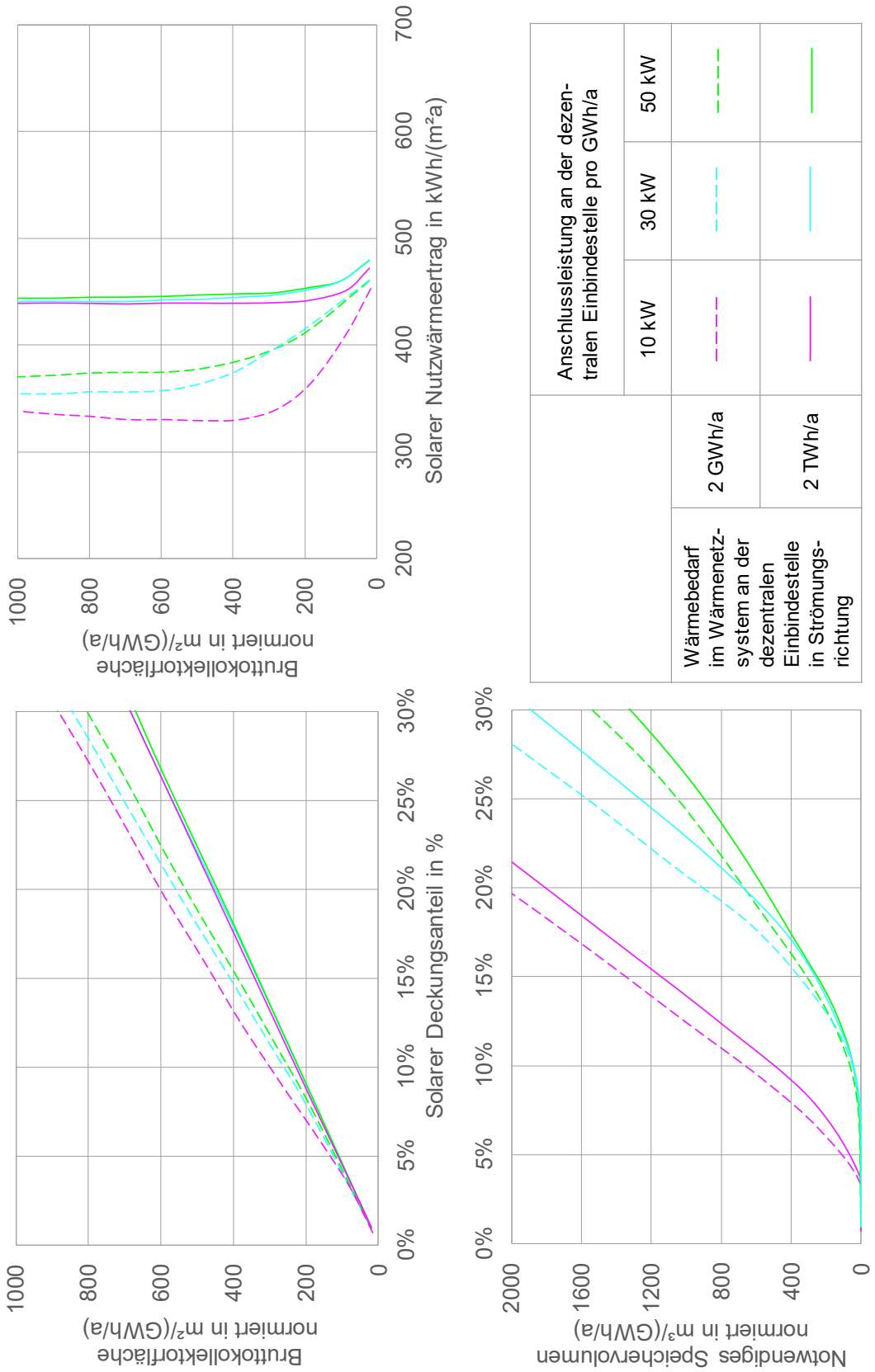


Abbildung 9.19: Nomogramm zur Grobdimensionierung einer dezentral eingebunden Solarthermieanlage mit **Hochleistungs-Flachkollektor** und eines **Wärmespeichers** in einem „Wohn“-Wärmenetz mit sommerlichen **Betriebstemperaturen von 80/55 °C** am Klimastandort Würzburg (nach Süden ausgerichtet) **für unterschiedliche Anschlussleistungen** an der Einbindestelle

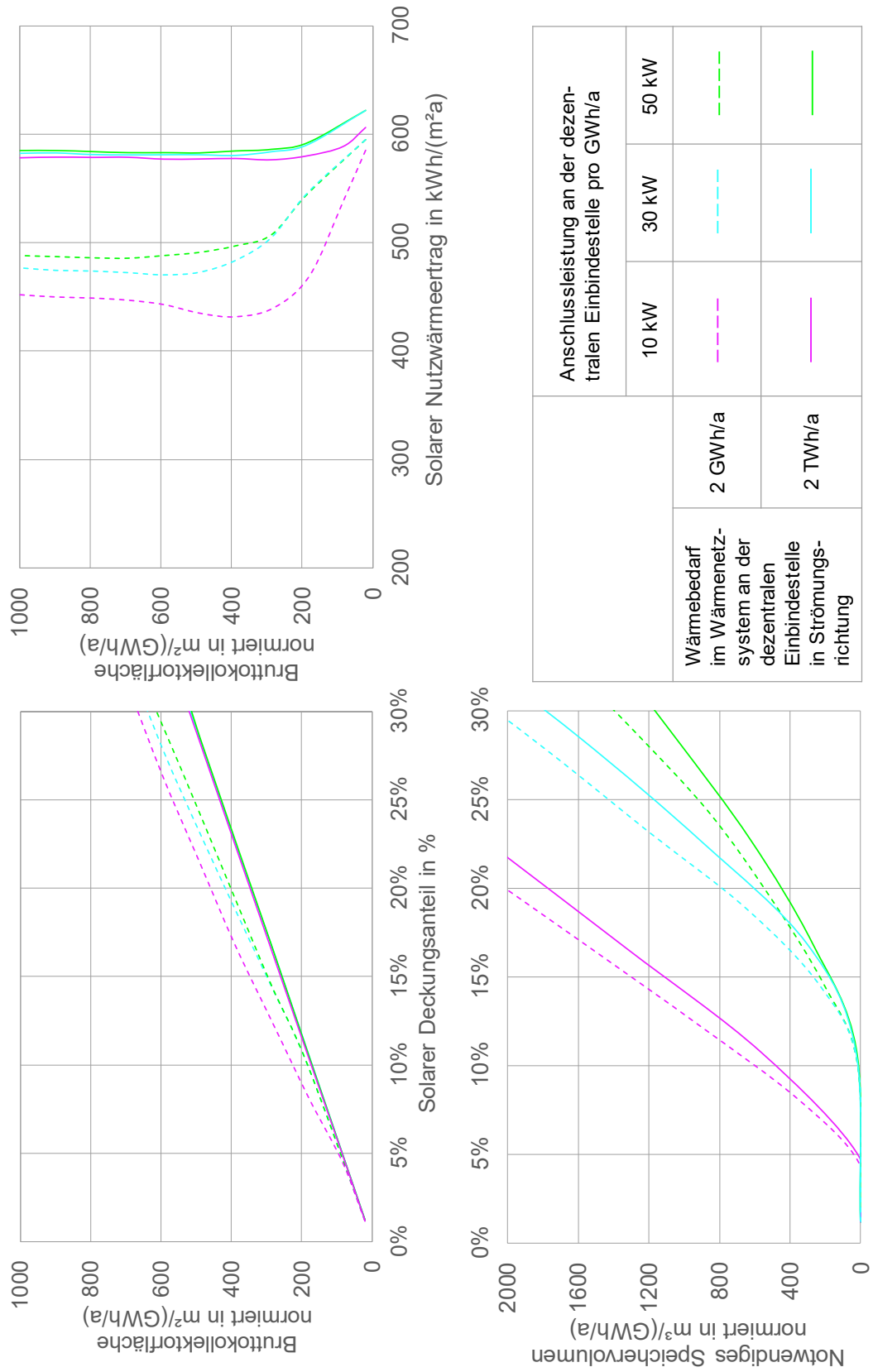


Abbildung 9.19: Nomogramm zur Grobdimensionierung einer dezentral eingebunden Solarthermieanlage mit **Vakuum-Röhren-Kollektor und eines Wärmespeichers** in einem „Wohn“-Wärmenetz mit sommerlichen **Betriebstemperaturen von 80/55 °C** am Klimastandort Würzburg (nach Süden ausgerichtet) **für unterschiedliche Anschlussleistungen** an der Einbindestelle

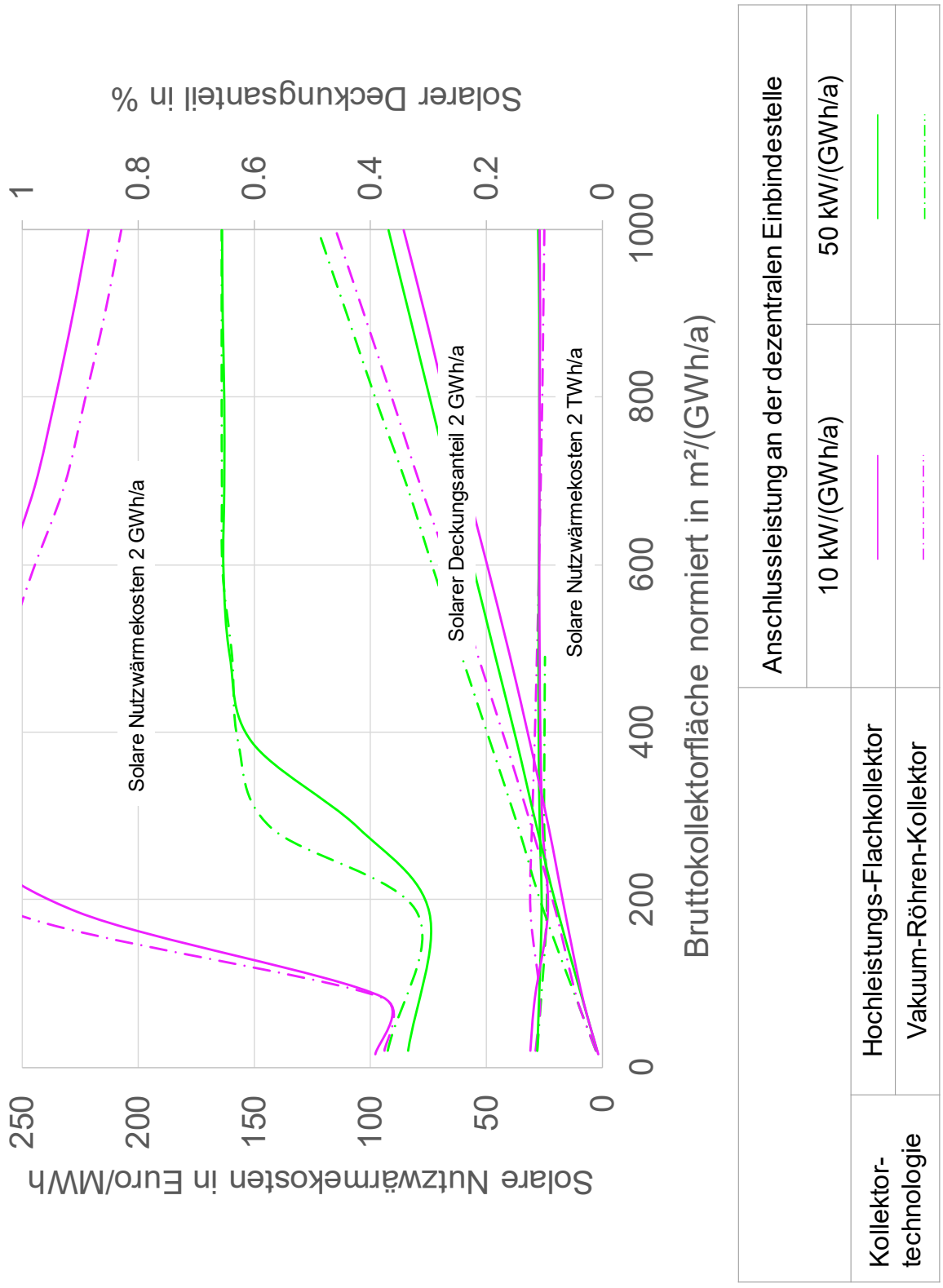


Abbildung 9.20: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer dezentral eingebunden Solarthermieanlage und eines **Wärmespeichers** in einem „Wohn“-Wärmenetz mit sommerlichen **Betriebstemperaturen von 80/55 °C** am Klimastandort Würzburg **für unterschiedliche Anschlussleistungen** an der Einbindestelle. Die Kosten sind netto, Förderzuschüsse sind berücksichtigt.

9.4.3.4. Weitere Abhängigkeiten

In den folgenden Nomogrammen sind schrittweise weitere Abhängigkeiten der Grobdimensionierungsergebnisse für eine in ein Wärmenetz einbindende Solarthermieanlage und einen Wärmespeicher dargestellt.

In einem ersten Schritt werden zuerst für Systeme mit Hochleistungs-Flachkollektoren und danach mit CPC-Vakuumröhren-Kollektoren die Nomogramme dargestellt, die sich bei einer **Ausrichtung der Kollektorflächen nach Westen** ergeben. Beide Kollektorbauarten sind unterschiedlich sensibel auf die sich dadurch reduzierende solare Einstrahlung im Vergleich zur Südausrichtung sowie die sich verändernden solaren Einstrahlungswinkel. Die geringere solare Einstrahlung ist direkt erkennbar im Diagramm oben rechts in den Nomogrammen: Der solare Nutzwärmeertrag ist im Vergleich zur Ausrichtung der Kollektorflächen nach Süden deutlich reduziert. Dadurch entstehen im Vergleich zur Südausrichtung veränderte Auslegungsdiagramme für die Bruttokollektorflächen und Speichervolumen.

Hierauf folgen, jeweils nur für die Hochleistungs-Flachkollektoren dargestellt, je ein Nomogramm bei geändertem Lastverlauf des „Industrie“-Wärmenetzes sowie bei geändertem Klimastandort für Potsdam. Für beide Änderungen zeigen sich im Vergleich zu den entsprechenden vorhergehenden Nomogrammen Änderungen in der Auslegung der Bruttokollektorflächen und den notwendigen Speichervolumen, die eher als gering einzustufen sind.

Abschließend wird nochmals an den eingangs erfolgten Hinweis erinnert, dass die in allen Nomogrammen dargestellten Einzelwerte nur als erste Richtwerte einer Grobdimensionierung zu verstehen sind. Die Auslegung eines solarthermischen Wärmeerzeugers und eines Wärmespeichers, die dezentral in ein Wärmenetz einbinden, erfordert in der Regel immer eine detaillierte Simulation beider Teilsysteme einschließlich der Schnittstellen an der Einbindung in das Gesamtsystem. Zur Untersuchung der sich durch die dezentrale Einbindung ergebenden Auswirkungen auf andere Teilsysteme im Wärmenetz, oder auf das Wärmenetz selbst, sind Gesamtbetrachtungen des gesamten Wärmenetzes notwendig.

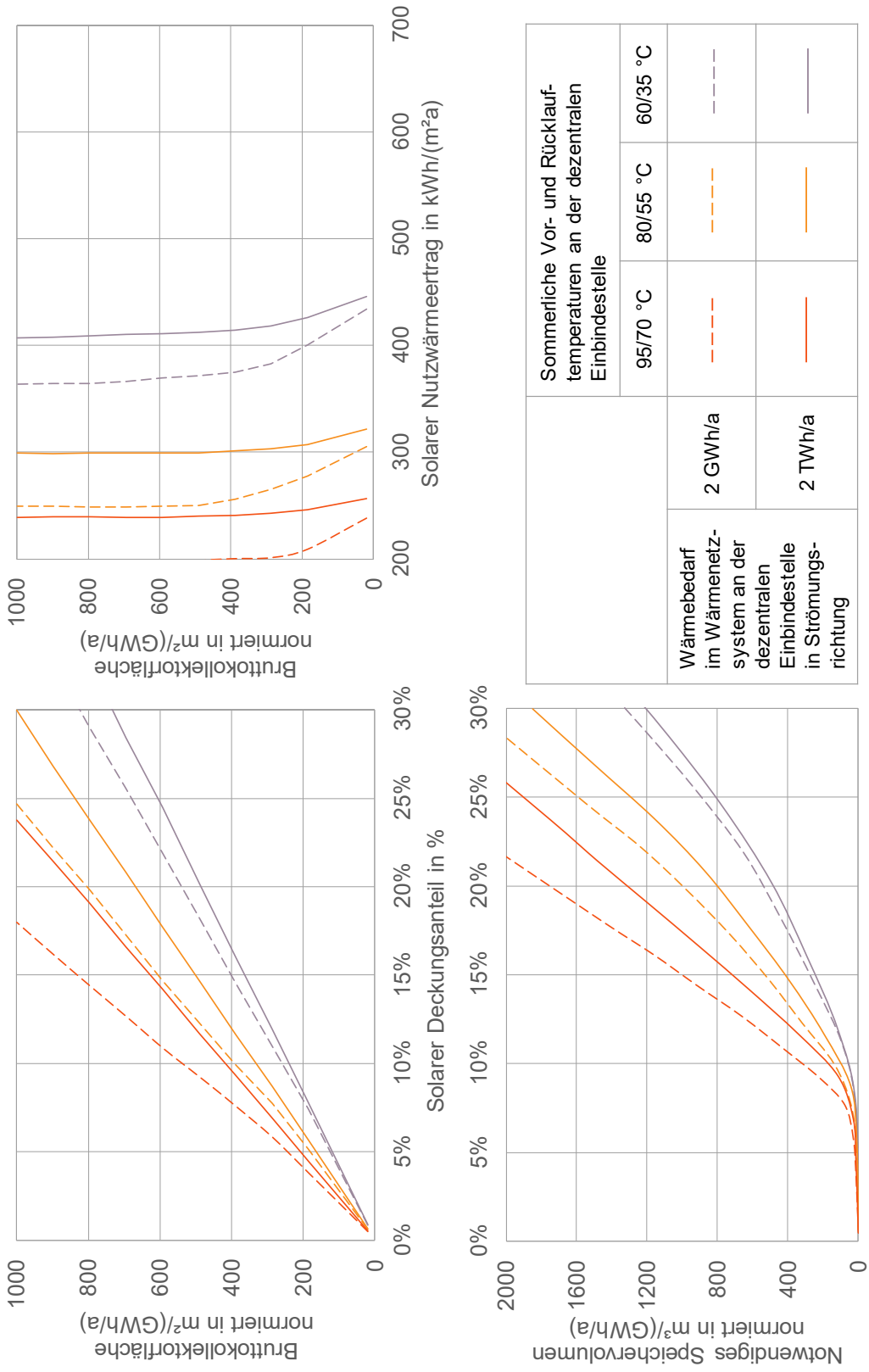


Abbildung 9.21: Nomogramm zur Grobdimensionierung einer dezentral eingebunden und **nach Westen ausgerichteten** Solarthermieanlage mit **Hochleistungs-Flachkollektor** und eines **Wärmespeichers** in einem „Wohn“-Wärmenetz mit einer **Anschlussleistung von 50 kW/(GWh/a)** am Einbindepunkt für den Klimastandort Würzburg für unterschiedliche sommerliche Betriebstemperaturen im Wärmenetz

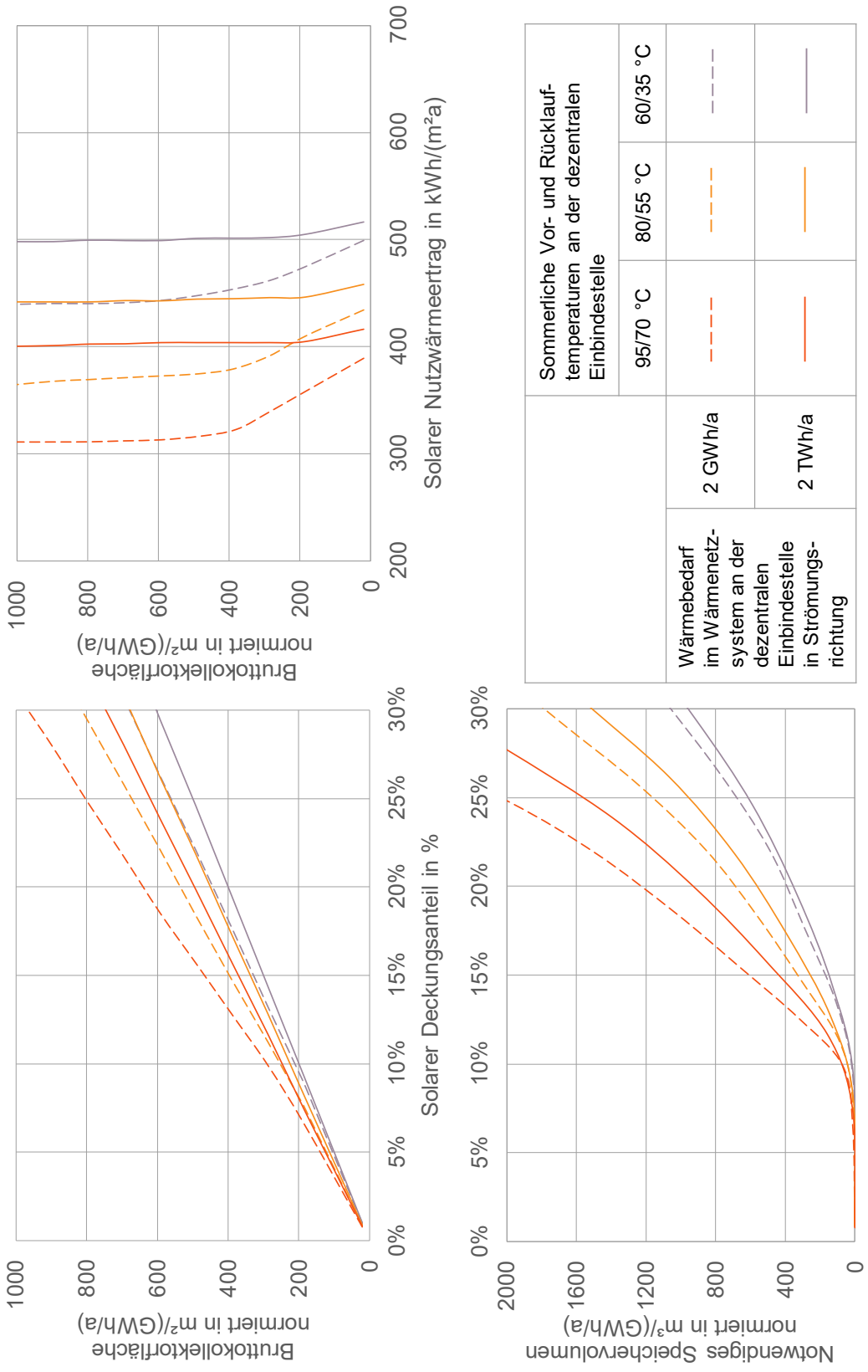


Abbildung 9.22 Nomogramm zur Grobdimensionierung einer dezentral eingebunden und **nach Westen ausgerichteten** Solarthermieanlage mit **Vakuum-Röhren-Kollektor** und eines **Wärmespeichers** in einem „Wohn“-Wärmenetz mit einer **Anschlussleistung von 50 kW/(GWh/a)** am Einbindepunkt für den Klimastandort Würzburg für unterschiedliche sommerliche Betriebstemperaturen im Wärmenetz

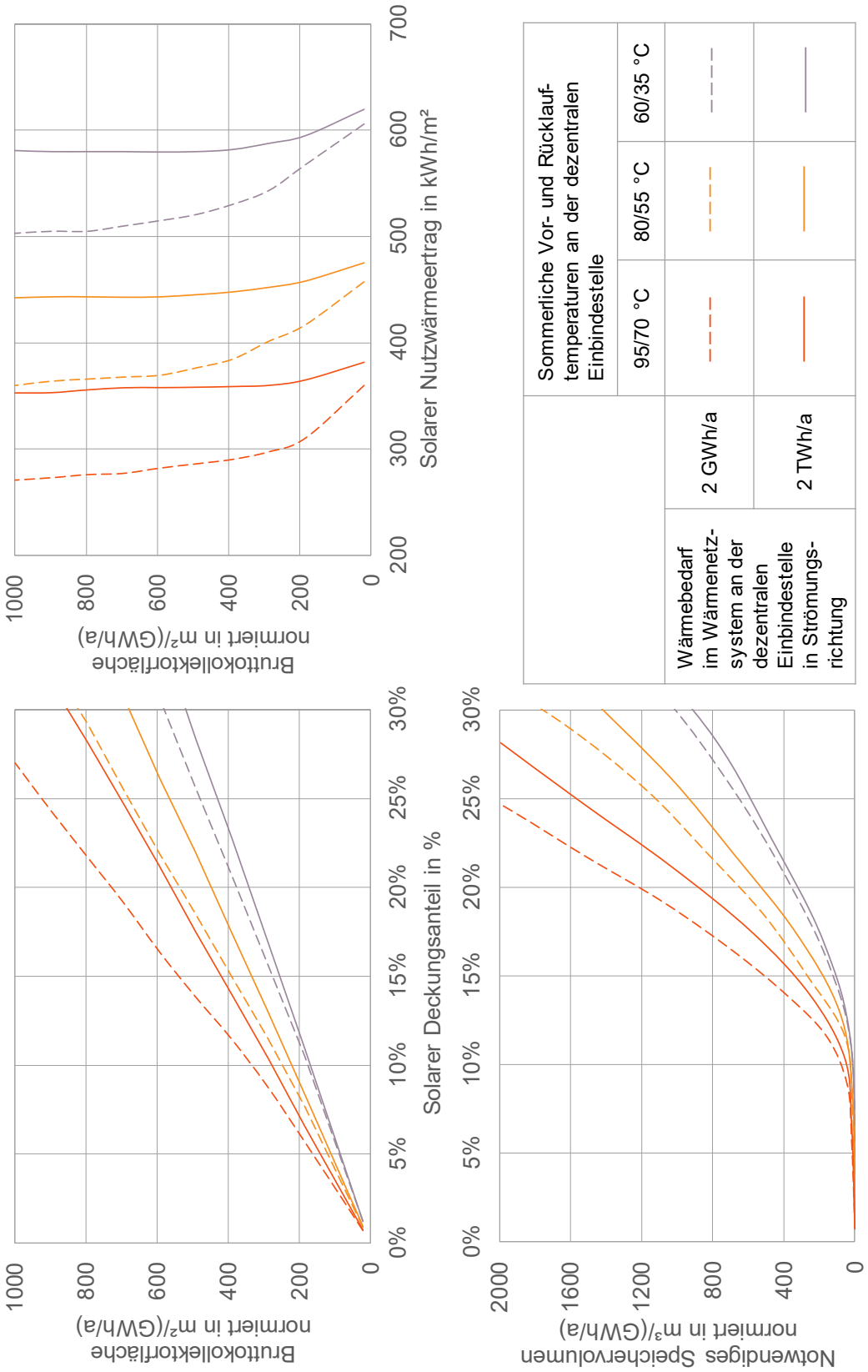


Abbildung 9.23: Nomogramm zur Grobdimensionierung einer dezentral eingebunden Solarthermieanlage mit Hochleistungs-Flachkollektor (nach Süden ausgerichtet) und eines Wärmespeichers in einem „**Industrie**“-Wärmenetz mit einer Anschlussleistung von 50 kW/(GWh/a) am Einbindepunkt für den Klimastandort Würzburg für unterschiedliche sommerliche Betriebstemperaturen im Wärmenetz

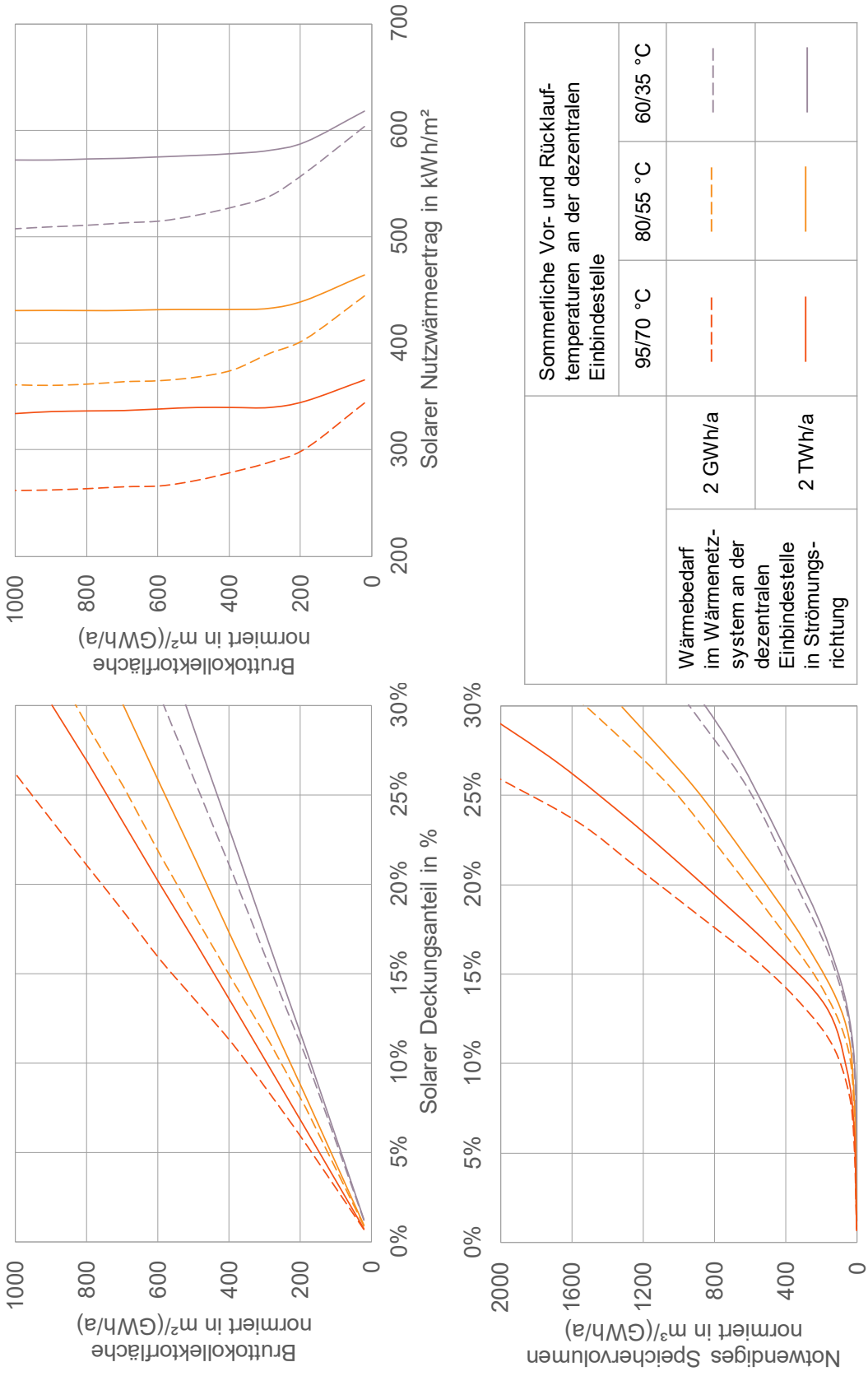


Abbildung 9.24: Nomogramm zur Grobdimensionierung einer dezentral eingebunden Solarthermieanlage mit Hochleistungs-Flachkollektor (nach Süden ausgerichtet) und eines Wärmespeichers in einem „Wohn“-Wärmenetz mit einer Anschlussleistung von 50 kW/(GWh/a) am Einbindepunkt für den Klimastandort **Potsdam** für unterschiedliche sommerliche Betriebstemperaturen im Wärmenetz

9.5. Literaturverzeichnis zu Kapitel 9

[Ber17] SCFW – ScenoCalc Fernwärme, Simulations- und Ertragsvorhersagetool für Solarthermie-Anlagen in Wärmenetzen auf der Grundlage des Solar-Keymark-Output-Calculators (ScenoCalc), Abschlussbericht zum Verbundvorhaben Fkz 0325554 A und B, Solites und Ritter XL Solar, 2017

[Dal14] Prof. Dalenbäck, Jan-Olof: persönliche Auskünfte, Chalmers Tekniska Högskola, Göteborg, Schweden, 2014

[Des18] Deschaintre, Laure et. al.: Wissenschaftliche Begleitung der ersten realisierten Solaranlagen des Pilotvorhabens Gutleutmatten in Freiburg, Teilbericht zum Forschungsvorhaben EnWiSol des ISE Freiburg, Solites, Stuttgart, 2018

[Fah14] Fahlén, Elsa et. al.: Vallda Heberg – Sveriges största passivhusområde med förnybar energi, LÅGAN Rapport Nov 2014, Göteborg, Schweden, 2014

[Hey19] Heymann, Martin et. al.: SOLSTAND – Kostenreduktionspotential beim Ausbau der Solarisierung von Fernwärmenetzen durch Standardisierung, BMWi-Forschungsvorhaben 0325553A und B, 10/14 bis 12/18, TU Dresden

[Man13] Mangold, Dirk et. al.: Gesamtbetrachtungen zu solaren saisonalen Wärmespeichern und mögliche multifunktionale Nutzungen, Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben 0325976A, Solites, Stuttgart, 2013

[Oli19] Oliva, Axel et. al.: EnWiSol – Solarthermie in der städtischen Energieversorgung – Energiewirtschaftliche Analyse und Demonstrationsvorhaben „Freiburg-Gutleutmatten“, Forschungsbericht zum Verbundvorhaben Fkz 0325544A und B, ISE Freiburg und badenova Wärmeplus GmbH Co. KG, Freiburg, 2019

[Sai16] www.saisonalspeicher.de, Solites, Stuttgart, 2016

[Sch19] Schmidt, Thomas: Informationen zum laufenden Forschungsvorhaben TEMPO “Temperature Optimisation for low temperature district heating across Europe”, EU-H2020-EE-2017-768936, Solites, Stuttgart, 2019

[Sch19a] Schäfer, Kai et. al.: SWD.SOL Dezentrale Einbindung von Wärme aus erneuerbaren Energien in das KWK-Fernwärmesystem der Stadtwerke Düsseldorf AG, Endbericht zum Verbundvorhaben FKZ 03ET1269 A bis D, Düsseldorf, 2019

[Sch19b] Schäfer, Kai et. al.: SWD.SOL II Evaluierung der dezentralen Einbindung von solarer Wärme in das KWK-Fernwärmesystem der Stadtwerke Düsseldorf AG, Teilvorhaben Erprobung dezentraler Einspeisung und verallgemeinerte Bewertung unterschiedlicher Einspeisekonzepte auf Basis von Simulationen, laufendes Forschungsvorhaben Fkz 03EN3004B, Solites, Stuttgart, 2019

[Sol02] www.solarthermie2000.de, TU Chemnitz, 2002

[Sol08] www.solarthermie2000plus.de, TU Chemnitz, 2008

10 Ergebnisse zentrale Wärmespeicher unterschiedlicher Fahrweisen in den Netzen G und B

Autoren: Sven Paulick[1]*, Dr. Karin Rühling (TUD)*

10.1 Theoretische Speicherfahrweisen

Die Umsetzung einer Komplettstrategie für die Fahrweise der zentralen Erzeuger inklusive zugehöriger Speicher ist naturgemäß eine Aufgabe der Betriebsführungsoptimierung, welche jedoch in Anbetracht der ohnehin hohen Komplexität der Simulation der Thermohydraulik-Wirkungen bei dezentraler Einbindung nicht Untersuchungsgegenstand von DELFIN war. Überdies sind für die Betriebsführungsoptimierung meist so tiefe Einblicke in die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eines Energieversorgers erforderlich, dass es äußerst schwierig ist, hier allgemeingültige Ansätze zu finden (siehe z. B. [Rob+10] und [Rüh+16]). Die Implementierung eines einfachen Energiebilanzmodells (Wärmeverluste prozentual berücksichtigt) soll dazu dienen, die maximal benötigten Größen zentraler Speicher in den Netzen G und B für verschiedene Szenarien zu ermitteln.

Die TU Dresden untersuchte folgerichtig im Rahmen der in Kapitel 6 durchgeführten Simulationsstudie, welche Volumina zentraler Speicher am Standort der zentralen Erzeuger für eine uneingeschränkte, dezentrale Wärmeeinbindung jeweils erforderlich sind. Die im Abschnitt 6.3 als Ergebnis der Simulationsstudie ausgewiesenen dezentralen Deckungsanteile im Netz berücksichtigen dies und stellen demzufolge maximal mögliche dezentrale Deckungsanteile dar. Zugehörig ist je Variante das zentrale Speichervolumen.

Unterschieden wurden in Abstimmung mit dem AGFW-Projektkreis für alle bereits vorgestellten Varianten dezentraler Wärmeeinbindung jeweils in drei verschiedene Speicherfahrweisen, die hinsichtlich der Entladung im Fall eines Netzwärmebedarfs am zentralen Erzeuger ZE wie folgt charakterisiert sind:

- Dauerfahrweise SF-D:
  ⇒ eine Entladung des Speichers ist in jedem Simulationszeitschritt (1/4 ... 1 h) zulässig; direkte Entladung bereits zum nächsten Zeitpunkt mit konventioneller Wärmebereitstellung des ZE zulässig
- Tagesfahrweise SF-T:
  ⇒ tägliche Entladung zwischen 20:00 - 08:00 Uhr zulässig; Beispiel für Verlagerung der

[1] Teile der im gesamten Kapitel 10 aufgeführten Ergebnisse und Herangehensweisen beruhen auf [Pau19]. Textbausteine sind teilweise wortwörtlich aus der Quelle entnommen, jedoch erfolgt wegen gleicher Autorenschaft keine Kennzeichnung.

dezentralen Überschüsse in die Nachtstunden mit oft geringen Einspeisevergütungen für KWK-Strom

- Wochenfahrweise SF-W:
  ⇒ wöchentliche Entladung zwischen Freitag 20:00 Uhr und Montag 08:00 Uhr zulässig; Beispiel für hohe Speichervolumina durch Verlagerung der dezentralen Wärmeüberschüsse in die Wochenendbereiche mit meist noch geringeren Einspeisevergütungen für KWK-Strom

Eine Beladung des Speichers bei Wärmeüberschuss im Netz ist zu jeder Zeit möglich.

In Abbildung 10.1 sind die beiden letzteren Varianten schematisch dargestellt. Die Speicherfahrweisen bilden dabei wie oben erläutert nicht den aus Betriebsführungssicht optimalen Zustand ab, dienen im Rahmen der Simulationsstudie jedoch als Richtwert für weitere Untersuchungen und Abschätzungen.

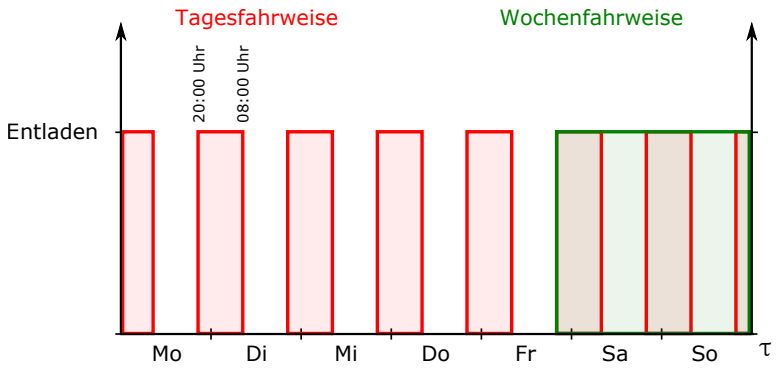


Abbildung 10.1: Schematische Darstellung der Speicherfahrweisen SF-T und SF-W

10.2 Ergebnisse Speicherbetrachtung Netz G

Die Ergebnisse der unterschiedlichen Speicherfahrweisen für den zentralen Speicher im Netz G werden mit folgenden Parametern gegenübergestellt, alle bezogen auf ein komplettes Jahr:

$V_{\mathrm{SP,max}}$	⇒	aus dem maximal zu speichernden dezentralen Wärmeüberschuss resultierendes Speichervolumen
$\Sigma\, \tau_{\mathrm{ZE,off}}$	⇒	Summe Stillstandszeit des zentralen Erzeugers (Abnehmerversorgung allein aus dem zentralen Speicher und dezentralen Deckungsbeiträgen)
$\Sigma\, \tau_{\mathrm{DE,in}}$	⇒	Summe der Zeiträume mit dezentraler Wärmeeinbindung im Netz
$\Sigma\, Q_{\mathrm{SP,Verl}}$	⇒	Summe der Wärmeverluste des Speicher

In Tabelle 10.1 sind die Ergebnisse der in Netz G betrachteten Variante ST-100 mit $5 \cdot 100\,\mathrm{m^2}$ für die Standorte Potsdam und Würzburg jeweils mit den drei Speicherfahrweisen gegenüber-

Tabelle 10.1: Ergebnisse des Speicherbetriebs im Netz G, Variante ST-100

Speicherfahrweise		Potsdam (POT)			Würzburg (WUE)		
		Dauer (SF-D)	Tag (SF-T)	Woche (SF-W)	Dauer (SF-D)	Tag (SF-T)	Woche (SF-W)
$V_{\mathrm{SP,max}}$	m³	54	54	200	52	52	198
$\Sigma\,\tau_{\mathrm{ZE,off}}$	h	547	525	519	604	601	581
$\Sigma\,\tau_{\mathrm{DE,in}}$	h	1.757			1.737		
$\Sigma\,Q_{\mathrm{SP,Verl}}$	MWh/a	0,11	0,19	1,04	0,13	0,23	1,17

gestellt. Die erforderliche Speichergröße unterscheidet sich bei der Betrachtung der Dauer- und Tagesfahrweise nicht, ist jedoch bei der Wochenfahrweise fast viermal so groß. Bei der Dauer- und Tagesfahrweise kann es nicht zum Übertrag einer Rest-Speichermenge bis zur nächsten Beladung mit Solarthermie (am nächsten Tag) kommen, da die vergleichsweise geringen Beträge gespeicherter Solarenergie zeitnah zur Netzlast entladen werden. Daher sind die maximalen Speichervolumina $V_{\mathrm{SP,max}}$ dieser Varianten identisch. Bei der Wochenfahrweise (SF-W) tritt automatisch – bedingt durch die Restriktion der Speicherfahrweise – ein Übertrag zum nächsten Tag (damit ggf. auch in die nächste Woche bzw. den nächsten Monat) auf (siehe Abschnitt 10.1), wodurch sich die einzuspeichernde Menge aufaddiert. Von Interesse für die Wirtschaftlichkeit eines Speichers sind zudem die Jahresstunden, an denen der zentrale Erzeuger theoretisch nicht in Betrieb sein muss ($\Sigma\,\tau_{\mathrm{ZE,off}}$). Anzumerken ist, dass reale Betriebsszenarien hierbei nicht beachtet wurden – das heißt, dass Mindestabschalt- bzw. Mindestbetriebslaufzeiten des zentralen Erzeugers nicht berücksichtigt wurden. Die Dauerfahrweise zeigt bei den Untersuchungen im Vergleich zu den anderen Fahrweisen die höchste Anzahl der Stunden, bei dem der zentrale Erzeuger außer Betrieb sein kann. Dies ist bedingt durch den Zeitraum der Entladung des Speichers. Während bei Tages- und Wochenfahrweise das Entladen ab 20:00 Uhr beginnt, einem Zeitpunkt mit hohem Wärmebedarf im Netz, beginnt bei der Dauerfahrweise die Entladung bereits am Nachmittag. Hier sind über das Jahr gesehen geringere Wärmebedarfe im Netz zu sehen als zu den Haupt-Wärmeabnahmezeiten in den Abendstunden. Der Speicher entlädt sich bei Tages- und Wochenfahrweise somit schneller gegenüber der Dauerfahrweise.

Die Unterschiede zwischen den Standorten Potsdam und Würzburg sind bei dem maximalen Speichervolumen $V_{\mathrm{SP,max}}$ sehr gering für alle betrachteten Speicherfahrweisen. Die Stillstandszeiten des zentralen Erzeugers in Würzburg sind jedoch markant höher als in Potsdam. Bei einem annähernd gleichen Speichervolumen lässt sich dies mit einem geringeren Wärmebedarf im Netz begründen, der im Vergleich zu Potsdam auch in der Jahres- bzw. Monatsbilanz ersichtlich war (siehe Tabelle 6.4). Dies wiederum führt in Würzburg zu längeren Entladezeiten die auch in den leicht erhöhten Speicherverlusten $\Sigma\,Q_{\mathrm{SP,Verl}}$ ersichtlich sind.

Die Unterschiede der drei Speicherfahrweisen mit Wirkung auf die zentrale Erzeugung sind in den nachfolgenden Abbildungen 10.2, 10.3 und 10.4 zu sehen. Der Wert Q_{SP} in den Diagrammen steht für die Wärmemenge im Speicher, $\dot{Q}_{\mathrm{Abn.sum}}$ für den Wärmebedarf aller Abnehmer,

$\dot{Q}_{dez,sum}$ für den Ertrag aller dezentralen Erzeuger im Netz und $\dot{Q}_{ZE}$ für die Wärmeleistung des zentralen Erzeugers.

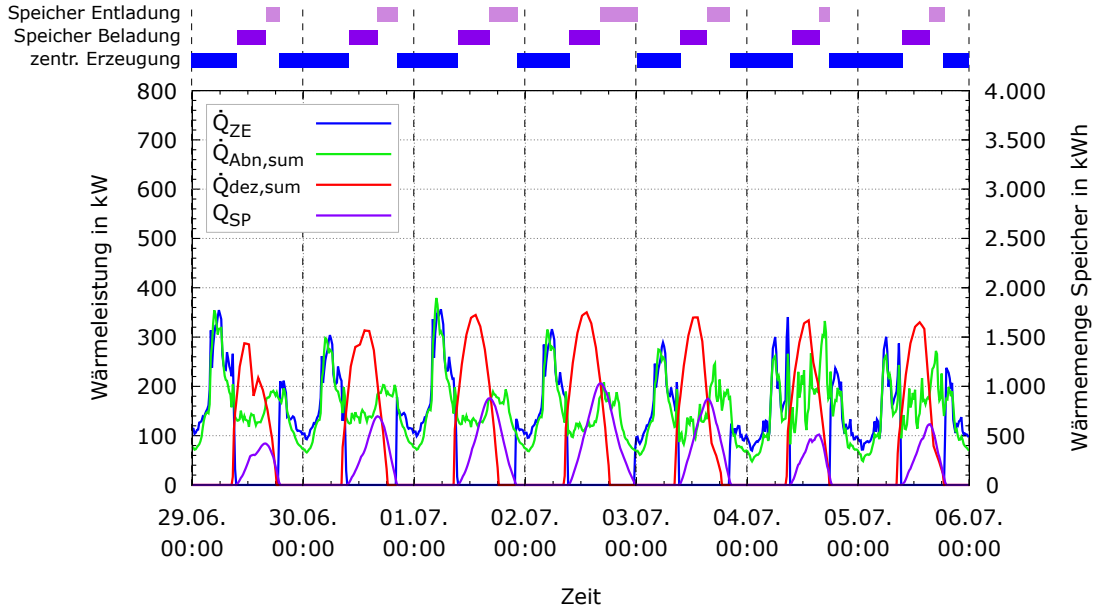


Abbildung 10.2: Ergebnisse der Dauerfahrweise SF-D, Netz G, Auszug Woche vom 29.06.2015 bis 05.07.2015 (Montag - Sonntag)

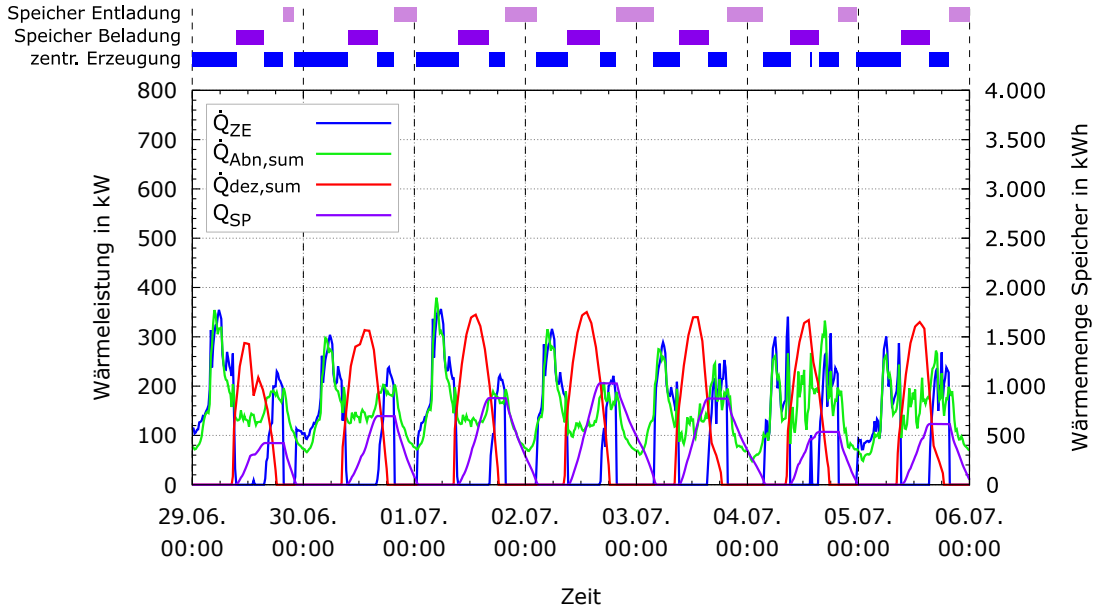


Abbildung 10.3: Ergebnisse der Tagesfahrweise SF-T, Netz G, Auszug Woche vom 29.06.2015 bis 05.07.2015 (Montag - Sonntag)

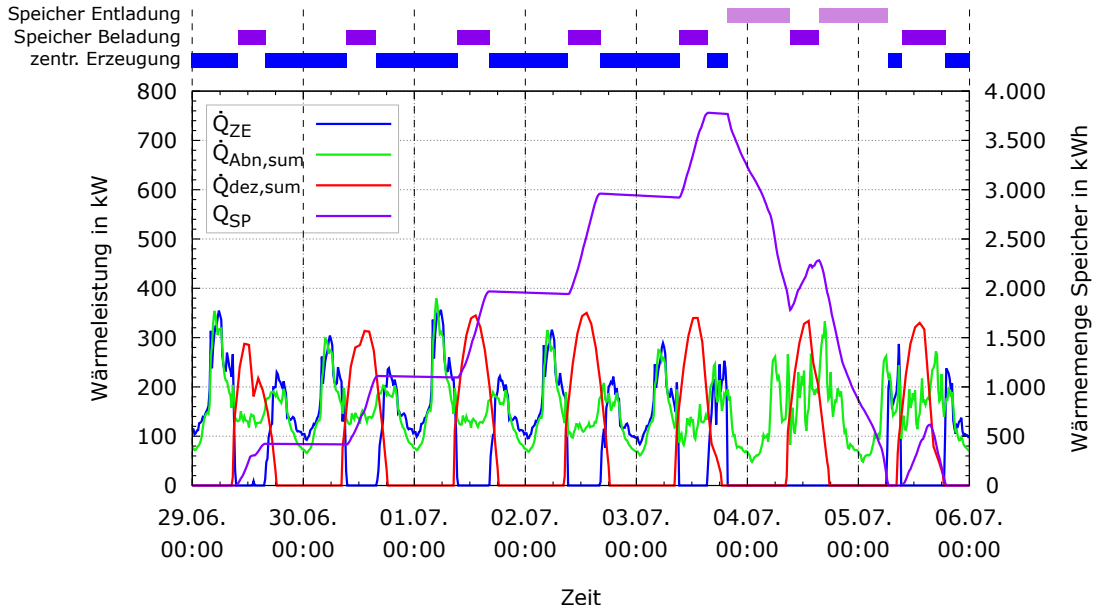


Abbildung 10.4: Ergebnisse der Wochenfahrweise SF-W, Netz G, Auszug Woche vom 29.06.2015 bis 05.07.2015 (Montag - Sonntag)

Während bei der Dauer- und Tagesfahrweise der Speicherladezustand erwartungsgemäß sehr ähnlich ist, zeigt die Wochenfahrweise wie zu erwarten von Montag bis Freitag einen erheblichen Zuwachs der Wärmemenge im Speicher. Die Abbildung 10.4 zeigt dabei die Woche mit der größten erreichten Speichermenge für den Standort Potsdam. Die Beladung des Speichers erfolgt über einen Zeitraum von 105 h. Die Entladung des Speichers fand entsprechend der definierten Wochenfahrweise ab Freitag 20 Uhr über einen Zeitraum von 34,5 h statt. Hierbei fand durch Wärmeüberschuss im Netz eine zwischenzeitige Beladung des Speichers am Samstag, den 04.07. statt.

Das maximal erforderliche Speichervolumen $V_{\mathrm{SP,max}}$ ist ein Richtwert für das Erreichen der dezentralen Deckungsanteile aus Abschnitt 6.3.2. Es resultiert jedoch nur aus der maximal erreichten, notwendigen Speichermenge, welche keine Planungsgröße für die real umzusetzende Speichergröße ist. Aus wirtschaftlichen Gründen würde der Speicher deutlich kleiner ausfallen, um ein realistisches Kosten-Nutzen-Verhältnis zu erzielen. In Abbildung 10.5 ist für die Dauerfahrweise (SF-D) die Speicherauslastung abgebildet. In der y1-Achse (links) ist das Speichervolumen mit einem Maximalwert von 54 m³ aufgetragen und auf der x-Achse die Summe der Nutzungsstunden der entsprechenden Speichergröße für das komplette Jahr 2015. Die y2-Achse (rechts) zeigt das relative Speichervolumen bezogen auf das maximale Speichervolumen $V_{\mathrm{SP,max}}$ an. So zeigt sich, dass eine Reduzierung auf 30 m³ – also auf ca. 55 % des maximalen Speichervolumens –, nur ca. 70 Stunden im Jahr die dezentralen Erzeuger ihre Wärme nicht in das Netz einbinden könnten.

Die Abbildung 10.6 zeigt diese Gegenüberstellung für alle drei Speicherfahrweisen, normiert für das jeweilige maximal notwendige Speichervolumen. Es zeigen sich für die Tages- und Wochenspeicher deutlich erhöhte Nutzungsstunden gegenüber dem Tagesspeicher, signifikant vor allem unterhalb 40 % des normierten Speichervolumens. Erst an dieser relativen Speichergrö-

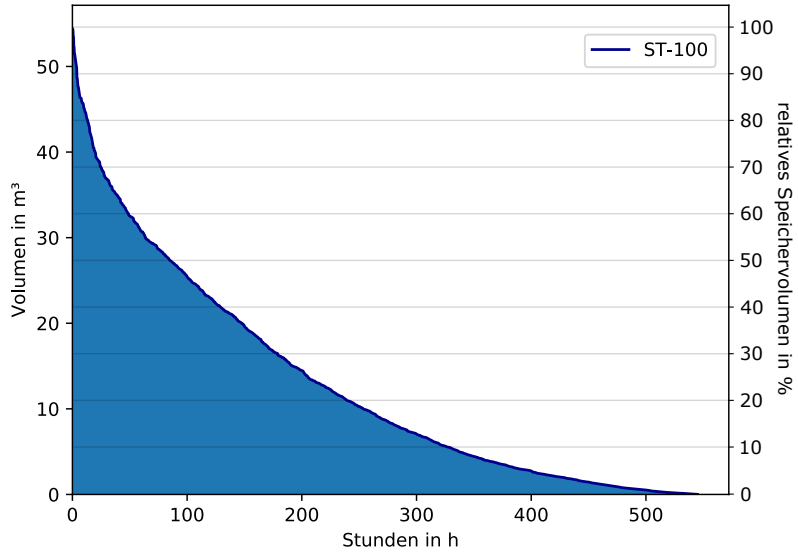


Abbildung 10.5: Häufigkeit des benötigten Speichervolumens im Netz G für die Variante ST-100, Speicher-Dauerfahrweise SF-D, max. Speichervolumen: 54 m³

ße zeigt sich auch der Unterschied zwischen der Tages- und Wochenspeicherfahrweise durch die deutlich höheren Nutzungszeiten.

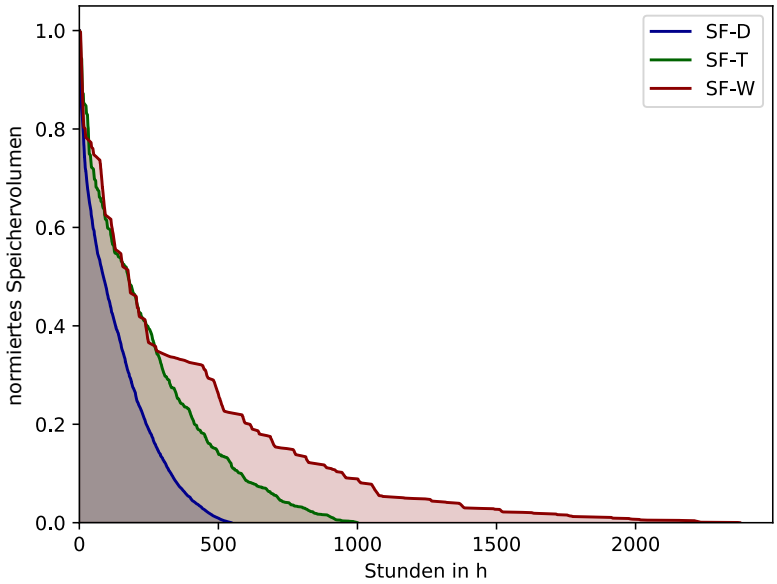


Abbildung 10.6: Gegenüberstellung der Speicherauslastung für alle drei Speicherfahrweisen im Netz G, jeweils normiert auf das maximale Speichervolumen der Fahrweise, Variante ST-100, Standort Potsdam

10.3 Ergebnisse Speicherbetrachtung Netz B

Die Ergebnisse für die drei Speicherfahrweisen im Netz B sind in Tabelle 10.2 für all die Varianten gegenübergestellt, bei denen ein Speicher erforderlich ist. Die Varianten ST-500 mit $10 \cdot 500\,\text{m}^2$ Solarthermie und BHKW-290 mit $10 \cdot 290\,\text{kW}$ BHKW-Blöcken erreichen im kom-

pletten Jahr nie ausreichend Einbindeleistung damit ein Wärmeüberschuss im Netz entsteht, sodass folgerichtig kein Speicher erforderlich ist. Des Weiteren wird aufgrund der sehr ähnlichen Ergebnisse zwischen den Standorten Potsdam und Würzburg hier nur der Standort Potsdam betrachtet, eine Aufstellung der Ergebnisse für Würzburg ist im Anhang I.2 zu finden. Betrachtet werden die gleichen Parameter wie zuvor im Netz G, wie im Abschnitt 10.2 beschrieben.

Tabelle 10.2: Ergebnisse des Speicherbetriebs im Netz B, Gegenüberstellung verschiedener Varianten für den Standort Potsdam

Speicherfahrweise		**Dauer**	**Tag**	**Woche**	**Dauer**	**Tag**	**Woche**
		(SF-D)	**(SF-T)**	**(SF-W)**	**(SF-D)**	**(SF-T)**	**(SF-W)**
		ST-1000			**ST-5000**		
$V_{\mathrm{SP,max}}$	m³	655	655	2.000	377	377	950
$\Sigma\,\tau_{\mathrm{ZE,off}}$	h	305	236	254	182	131	143
$\Sigma\,\tau_{\mathrm{DE,in}}$	h	1.668			1.589		
$\Sigma\,Q_{\mathrm{SP,Verl}}$	MWh/a	0,77	1,34	7,41	0,27	0,52	2,85
		ST-Ges			**ST-GF**		
$V_{\mathrm{SP,max}}$	m³	3.551	3.704	14.862	3.579	3.790	14.649
$\Sigma\,\tau_{\mathrm{ZE,off}}$	h	1.338	1.211	1.220	1.358	1.226	1.236
$\Sigma\,\tau_{\mathrm{DE,in}}$	h	1.710			1.581		
$\Sigma\,Q_{\mathrm{SP,Verl}}$	MWh/a	20,1	27,5	193,4	20,8	28,6	196,6
		ST-GF+Ges			**BHKW-580**		
$V_{\mathrm{SP,max}}$	m³	36.719	50.584	114.847	2.053	2.700	3.392
$\Sigma\,\tau_{\mathrm{ZE,off}}$	h	2.839	2.555	2.207	838	794	746
$\Sigma\,\tau_{\mathrm{DE,in}}$	h	1.714			5.754		
$\Sigma\,Q_{\mathrm{SP,Verl}}$	MWh/a	426,0	923,2	3.128,0	4,5	6,4	17,1

Das maximal notwendige Speichervolumen $V_{\mathrm{SP,max}}$ ist für die Dauer- und Tagesfahrweise bei den Varianten ST-1000 und ST-5000 gleich groß, also mit den Ergebnissen im Netz G vergleichbar. Bei höherem solarem Ausbaugrad im Netz (Varianten ST-Ges, ST-GF und ST-GF+Ges) ist der Wert der Tagesfahrweise minimal größer bzw. bei ST-GF+Ges deutlich größer. In diesen Varianten tritt ein Wärmemengenübertrag im Speicher bis zu dem darauffolgenden solarthermischen Beladezyklus auf. Das heißt, der beladene Speicher versorgt das Netz bis zum darauffolgenden Tag und hat noch eine Rest-Wärmemenge, wenn dieser bereits wieder beladen wird. Eine Entladung ist bei der Tagesfahrweise erst um 20:00 Uhr zulässig, wodurch es gegenüber der Dauerfahrweise häufiger zur nicht vollständigen Entladung bis zum Ende am Folgetag um 8:00 Uhr kommt und sich die Wärmemenge im Speicher aufaddiert und folglich ein größeres Speichervolumen erforderlich ist. Dieser Effekt verstärkt sich wie zu erwarten bei der Wochenfahrweise, sodass ein um das 2,5- bis 4-fache größeres Speichervolumen als bei der Dauerfahrweise erforderlich wäre. Für die Variante ST-GF+Ges mit 53.500 m² Kollektorfeldfläche wird sogar ein hypothetischer Wert von fast 115.000 m³ erreicht. Der Speicher ist hierbei jedoch über Monate beladen, ohne eine vollständige Entladung zu erreichen. Bei der BHKW-Variante sind die Unterschiede des maximalen Speichervolumens geringer, was jedoch durch andere Betriebs- und somit Einbindezeiten begründet ist.

Die Summe der Stillstandszeiten des zentralen Erzeugers $\Sigma\,\tau_{\mathrm{ZE,off}}$ ist, wie schon im Netz G, bei der Dauerfahrweise am größten. Dies ist bedingt durch die dauerhafte Zulässigkeit der Entladung und den in den Nachmittagsstunden oft geringen Netzwärmebedarf im Vergleich zu anderen Tageszeiten. Vergleicht man die Stillstandszeiten mit dem jeweiligen maximalen Speichervolumen, so ist zu erkennen, dass mit der Wochenfahrweise ausnahmslos geringere Stillstandszeiten als mit der Dauerfahrweise erzielt werden – trotz deutlich größerem Speichervolumen. Mindestabschalt- bzw. Mindestbetriebslaufzeiten des zentralen Erzeugers sind hierbei jedoch nicht berücksichtigt.

Bei der Summe der Zeiträume mit dezentraler Wärmeeinbindung im Netz $\Sigma\,\tau_{\mathrm{DE,in}}$ zeigen die Varianten ST-Ges und ST-GF (beide 27.000 m² Kollektorfläche) einen deutlichen Unterschied zueinander auf. Trotz gleicher Vorgaben für die Wärmeeinbindung sowie identischer Ausrichtung und Neigung der Kollektorflächen ist die Einbindezeit der Variante ST-GF um 129 Stunden geringer. Die Großfeldanlage (ST-GF) erreicht damit einen minimal höheren dezentralen Deckungsanteil gegenüber den 24 im Netz verteilten Anlagen (ST-Ges) bei gleichzeitig geringerem Einbindezeitraum. Ursachen sind die bereits im Abschnitt 6.3.2 diskutierten unterschiedlichen Rücklauf-Temperaturniveaus am Einbindepunkt und entsprechend der Vorgaben von Solites zur Kollektorfeldverrohrung differenzierten kollektorfeldinternen Verluste. In der BHKW-580 Variante mit SF-D findet in annähernd Zweidritteln des Jahres Wärmeeinbindung statt, was zu einem vergleichsweise geringen Speichervolumen von ungefähr 2.000 m³ führt sowie dazu, dass der zentrale Erzeuger bis zu 838 Stunden außer Betrieb bleiben kann.

Wie zuvor im Netz G ist in Abbildung 10.7 die Speicherauslastung für die Dauerfahrweise (SF–D) der Variante ST-Ges abgebildet. Die y-Achse zeigt das maximal notwendige Speichervolumen (absolut - links, relativ - rechts) an. Auf der x-Achse ist die Summe der entsprechenden Speichergröße im Jahr 2015 ablesbar. Hierbei zeigt sich ein ähnlicher Verlauf wie in dem Beispiel der Dauerfahrweise aus Netz G (Abbildung 10.5). Die großen Speichervolumina (> 2.500 m³) werden nur weniger als 100 Stunden im Jahr benötigt, was hinsichtlich einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von großem Interesse ist.

In Abbildung 10.8 sind alle drei Speicherfahrweisen normiert für das jeweilige maximal notwendige Speichervolumen abgebildet. Anders als am Beispiel im Netz G (Abbildung 10.6) zeigen sich für große normierte Volumen bis ca. 0,6 bei der Dauer- und Tagesfahrweise ähnlich geringe Nutzungsstunden. Die Wochenfahrweise hat bereits ab normierten Speichervolumen von ca. 0,85 signifikant höhere Nutzungszeiten des Speichers.

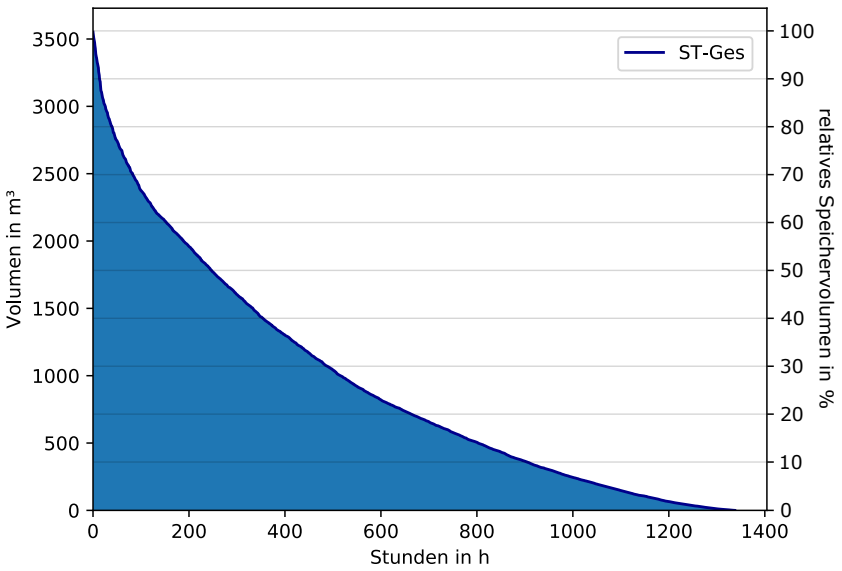


Abbildung 10.7: Häufigkeit des benötigten Speichervolumens im Netz B für die Variante ST-Ges, Speicher-Dauerfahrweise SF-D, max. Speichervolumen: 3.551 m³

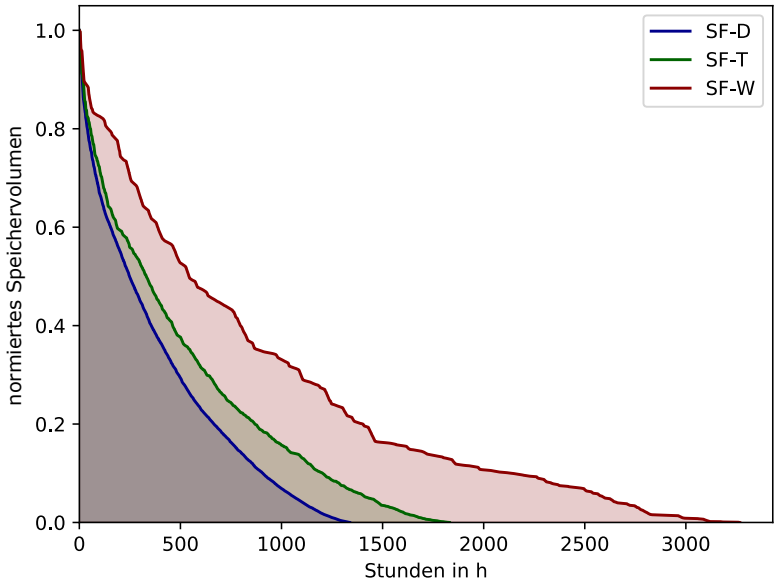


Abbildung 10.8: Gegenüberstellung der Speicherauslastung für alle drei Speicherfahrweisen im Netz B, jeweils normiert auf das maximale Speichervolumen der Fahrweise, Variante ST-Ges, Standort Potsdam

10.4 Zusammenfassung

Die Ergebnisse der Betrachtung eines zentralen Speichers in den Netzen G und B zeigen für unterschiedliche Speicherfahrweisen das notwendige Speichervolumen auf sowie die Wirkung auf den zentralen Erzeuger infolge von Stillstandszeiten. Eine Verschiebung der Entladezeiten hinsichtlich der Uhrzeit, im Vergleich Dauer- zu Tagesfahrweise, führt bereits zu unterschiedlichen Speichervolumina und geänderten Entladezeiten aufgrund der zeitvariablen Wärmeabnahme im Netz. Eine Verschiebung der Entladezeiten hinsichtlich Uhrzeit und Wochentag, im Vergleich Dauer- zu Wochenfahrweise, führt zu erheblich größeren Speicherdimensionen, mit denen jedoch deutlich längere Entladezyklen und somit Stillstandszeiten der zentralen Erzeugung denkbar sind.

Die hier betrachteten Speicherfahrweisen sind Festlegungen die ohne eine Betriebsführungsoptimierung umgesetzt sind und lediglich Tendenzen aufzeigen sollen. Wie ein primärenergetisch und wirtschaftlich sinnvoller Speicherbetrieb aussehen kann, ist jedoch nur netzspezifisch durch eine Optimierung ermittelbar.

Um die in Kapitel 6 aufgezeigten dezentralen Deckungsanteile zu erreichen, ist in fast allen Varianten ein Speicher erforderlich. Dies ist beispielsweise im Netz B bereits ab einem Deckungsanteil von 3,2 % mit der solarthermischen Variante ST-5000 der Fall. Demgegenüber ist mit der Integration von $10 \cdot 290$ kW BHKW-Blöcken und einem jährlichen Deckungsanteil von 11,5 % aufgrund der unterschiedlichen Betriebszeiten und maximalen Einbindeleistungen kein Speicher notwendig. Bei dem Ausbau der Solarisierung von Fernwärmenetzen ist daher auch immer eine Betrachtung möglicher Speicherlösungen zielführend.

Eine weitere, hier nicht betrachtete Möglichkeit, ist die Inanspruchnahme des Netzes als Kurzzeitspeicher. Durch eine gezielte, temporäre Temperaturanhebung im Netz könnten sich Wärmeüberschüsse bis zu einem gewissen Grad speichern lassen. Vor der Integration eines Speichers sollte diese Option bis zu einem gewissen dezentralen Deckungsanteil auf Umsetzbarkeit geprüft werden. Detaillierte Untersuchungen zu diesem Thema sind in [Gro12] beschrieben.

Literaturverzeichnis für Kapitel 10

[Gro12] S. Groß. „Untersuchung der Speicherfähigkeit von Fernwärmenetzen und deren Auswirkungen auf die Einsatzplanung von Wärmeerzeugern“. Diss. TU Dresden, Nov. 2012.

[Pau19] S. Paulick. Entwurf Dissertation, Stand Dezember 2019. TU Dresden, 2019.

[Rob+10] S. Robbi, D. Haas, A. Wirths und E. Eckstädt. *LowEx Fernwärme: Multilevel District Heating – Teilthema II, Multifunktionale Fernwärmesysteme*. FKZ: 0327400B. TU Dresden, 2010.

[Rüh+16] K. Rühling u. a. *Erhaltung der Marktfähigkeit von KWK Anlagen mittels Einbindung von Umweltenergie*. BMWi-Abschlussbericht, FKZ:0327831B. TU Dresden, Institut für Energietechnik, Feb. 2016.

11 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Diskussionen mit Vertretern der Fernwärmewirtschaft sowie auf Konferenzen und Veranstaltungen, auf denen vom Projektteam zum Vorhaben berichtet wurde, zeigten ein zunehmendes Interesse der Fernwärmeunternehmen an dezentraler erneuerbarer Wärme, insbesondere an Solarthermie.

DELFIN stellt hierfür grundlegende Erkenntnisse, Modelle, Verfahren und Daten zur Verfügung. Die neu geschaffenen Simulationstools und Planungshilfsmittel bieten direkte Voraussetzungen, um einen Ausbau von dezentral in Wärmenetze eingebundenen Wärmeerzeugern zu unterstützen.

11.1 Modellierung von Abnehmer-Lastgängen und dezentralen Wärmeerzeugern

Zur Abbildung von Lastgängen typischer Abnehmer war im ersten Schritt die Anwendbarkeit der Standardlastprofile Gas auf die in DELFIN vorhandenen Fragestellungen hin zu analysieren und zu prüfen. Die Standardlastprofile werden durchaus von einzelnen Fernwärmeversorgern zur Abbildung von typischen Netzlastsituationen (hohe Gleichzeitigkeit im Winter bzw. Minimallast im Sommer) genutzt, erwiesen sich jedoch für die Fragestellungen in DELFIN wegen der ungenügenden Abbildung der Volatilität sowie der Generierung zu hoher Gleichzeitigkeiten im Netz als ungeeignet. Daher wurde seitens der TU Dresden das monitoring-datenbasierte Abnehmer-Regressionsmodell *FreePlan* geschaffen, welches eine flexible Wärmelast- und Rücklauftemperaturprognose ermöglicht.

Auch ohne Kenntnis des realen Abnehmerverhaltens im Netz, ist durch *FreePlan* allein auf Basis der Anschlussleistung bzw. von Jahreswärmemengen durch eine Vielzahl von kategorisierten Abnehmermodellen die Abbildung einer realistischen Netzlast möglich. Durch die Anwendung und zeitliche Verteilung verschiedener Modelle lässt sich zudem eine hohe Gleichzeitigkeit bei der Simulation vermeiden. Des Weiteren ist durch die Berücksichtigung von Einflüssen wie Außentemperatur, Werktagmuster und Heizperiode eine verbesserte Modellgüte bei der Wärmelastberechnung gewährleistet.

Die regressionsbasierte Rücklauftemperaturberechnung bietet einen entscheidenden Qualitätsgewinn für die Fernwärme-Netzsimulation. Insbesondere der Einfluss der am Abnehmerpunkt anliegenden Vorlauftemperatur bietet gegenüber herkömmlichen Verfahren auch an vom zentralen Erzeuger entfernten Netzbereichen eine realistischere Abbildung der Rücklauftemperatur. Die Anwendung der entwickelten Abnehmermodellierung auf die Netze B und G hat das Verfahren erfolgreich bestätigt und die Plausibilität des regressionsbasierten Ansatzes gezeigt. Zudem konnte bei dem AGFW-Partner 3S Consult das Modell erfolgreich eingesetzt und im Rahmen von DELFIN für die Simulation des Netzes K verwendet werden.

Das *FreePlan*-Portfolio an Abnehmerlastgängen ist derzeit auf 34 begrenzt, da aus Datenschutzgründen bislang keine weiteren Monitoringergebnisse verfügbar gemacht werden konnten. Eine Erweiterung von *FreePlan* ist bei perspektivisch z. B. über iHAST-Strategien verfügbaren Daten vergleichsweise einfach möglich.

Zur Berücksichtigung unterschiedlicher dezentraler volatiler Wärmeerzeuger, wurden Modelle erarbeitet, um die zeitlich aufgelösten Beträge der Wärmeeinbindung in den gängigen netzhydraulischen Berechnungsprogrammen berücksichtigen zu können. Für die Modellierung strommarktorientierter BHKW wurde durch den AGFW ein einfaches Excel-Modell erstellt, welches die volatile Wärmeerzeugung auf Basis von EEX-Strompreisen ermöglicht.

Zur exakten Modellierung von Solarthermieerträgen sind so viele maßgebende Parameter zu berücksichtigen, dass eine Erstellung von Regressionsmodellen auf Basis von Simulationsergebnissen typischer Anlagenkonfigurationen keine Option darstellte. Daher wurde von Solites ein mathematisches Modell aus ScenoCalcFW herausgelöst, welches es erlaubt, das thermische Verhalten einer in ein Wärmenetz einbindenden Solarthermieanlage als Netzeinbindestation NEST ohne Wärmespeicher in vereinfachter Form abzubilden. Das mathematische Modell liegt als umfangreiche Formelbeschreibung und als Excel-Berechnungsblatt vor. Letzteres erlaubt zumindest stichpunktartig die Überprüfung der Implementierung des mathematischen Modells in hydraulische Netzberechnungsprogramme. Durch eine enge Kooperation mit 3S Consult konnte das Modell schrittweise so entwickelt werden, dass es mit möglichst einfachen mathematischen Mitteln als Modul in hydraulische Netzberechnungsprogramme integriert werden kann und die Abbildungsgenauigkeit der Auswirkungen auf die Netzhydraulik die Anforderungen typischer Netzbetrachtungen erfüllt. Die TU Dresden hat das Gleichungssystem des Solarthermiemodells in *Modelica* überführt und kann so in jedem Zeitschritt der *TRNSYS-TUD*-Simulation die Berechnung von dezentral einbindenden Solarthermieanlagen standortkonkret und witterungsabhängig vornehmen. Zusätzlich zur erfolgreichen Überführung in SIR 3S® wurde das Modell auch in *STANET* probeweise implementiert, wobei keine Anwendung am Beispiel eines Netzes für einen bestimmten Zeitabschnitt erfolgte.

11.2 Ergebnisse der Netzsimulationen

Zur quasidynamischen Untersuchung der Wirkungen in typischen Netzstrukturen wurde seitens der TU Dresden die Simulationsumgebung *TRNSYS-TUD* genutzt und weiterentwickelt. Zur Weiterentwicklung gehörten auch die Erstellung eines FMI-Masters, der eine Co-Simulation mit der *Modelica*-basierten Software *Dymola* erlaubt, sowie von Auswerteroutinen inkl. statischer und dynamischer Visualisierung unter Nutzung der Entwicklungsumgebung in der Programmiersprache *Python*. Die Untersuchung der Auswirkungen dezentraler Wärmeeinbindung auf Fernwärmenetze, als Hauptthema des Projektes DELFIN, erfolgten auf Seiten der TU Dresden anhand von zwei repräsentativen Bestandsnetzen.

Mit dem kleinen Strahlennetz – Netz G – und dem mittelgroßen Maschennetz – Netz B – ist ein hohes Maß an Übertragbarkeit der Forschungsergebnisse gegeben, welche durch das zusätzlich von 3S Consult untersuchte große vermaschte Netz K noch erhöht wird.

Die in DELFIN erarbeitete und mit dem Projektkreis abgestimmte Simulationsstudie für die Netze G und B umfasste ein weites Spektrum der hinsichtlich Position, Größe und Art variierten dezentralen Wärmeerzeuger im Netz und resultierte in 60 verschiedenen Szenarien. Mit der quasidynamischen Netzsimulation für ein komplettes Jahr war es möglich, saisonale Unterschiede zu beobachten, aber auch kurzzeitige Effekte durch die 15-minütige Rechenzeitschrittweite der Simulation zu detektieren.

Die untersuchten Varianten erreichen durch die dezentrale Wärmeeinbindung solarthermischer Anlagen unterschiedlicher Größe und Anzahl solare Deckungsanteile von ca. 5 % im Netz G und zwischen 1,6 % und 18 % im Netz B. Die BHKW-Varianten führten zu Deckungsanteilen zwischen 11 % und 23 %. Im Netz B zeigte sich bereits bei solaren Deckungsanteilen von über 3 % die Notwendigkeit einer Speicherintegration im Fernwärmenetz, um die Solaranlagen mit maximalem Jahreswärmeertrag arbeiten zu lassen. Fehlen diese Wärmespeicher, so wird der Solarertrag gemindert, da bei Entzug der Einbindefreigabe die Solaranlage in Stagnation, außer Betrieb gehen kann und damit für den Rest dieses Tages keine Solarerträge mehr generiert werden können. Für die Untersuchungen in Netz B und G erfolgte die Integration eines Speichers am zentralen Erzeuger, um eine uneingeschränkte dezentrale Wärmeeinbindung vieler Wärmeerzeuger zu simulieren. Die hieraus im Netz resultierenden thermohydraulischen Zustände zeigten für den Netzbetrieb sowie ausgewählte Komponenten (Pumpen, Rohrleitungen, Druckhaltung) relevante Effekte auf. Neben zusätzlichen Temperaturschwankungen und Druckänderungen kommt es zur Strömungsrichtungsumkehr und zu Rückströmungen zur zentralen Erzeugereinheit bei Wärmeüberschuss im Netz. Dies konnte bei dezentraler Einbindung von Wärme aus Solarthermieanlagen ebenso wie bei den stromorientierten BHKW-Anlagen im Netz detektiert werden. Das Auftreten und die Ausprägung dieser Effekte ist dabei signifikant abhängig von der Einbindeleistung der dezentralen Wärmeerzeuger sowie deren Position im Netz

Es konnte für die Netze G und B in Auswertung der Volllasttemperaturwechsel für Kunststoffmantelrohre gezeigt werden, dass die dezentrale Wärmeeinbindung an ausgewählten Orten im Netz einen Einfluss auf die Wechselbeanspruchung des Rohrleitungssystems gegenüber dem Referenzfall hat. Hierbei war im Vorlauf insbesondere an den Anbindeleitungen der dezentralen Wärmeerzeuger eine Erhöhung der Volllasttemperaturlastwechsel im Schadensfall 1 (s. Abschnitt 6.5.2) bis zu einem Faktor von 1,66 zu verzeichnen, im Rücklauf jedoch ebenso Erniedrigungen bis zum Faktor von 0,93. Die Bewertung im Sinne der Wahrscheinlichkeit von Schäden erfordert die Kenntnis der Freiheitsgrade im Referenzfall und kann nur vom jeweiligen Energieversorger selbst beurteilt werden.

Bei der Netzdruckhaltung ergeben sich mit den hier getroffenen Annahmen und gewählten Randbedingungen keine erhöhten Ausgleichsvolumenströme, lediglich die Dynamik des Systems wird beeinflusst. Es ist zudem kein signifikanter Einfluss auf die Jahresnetzverluste durch dezentrale Einbindung festgestellt worden, auch wenn aufgrund der Einbindung nach Netzfahrkurve lokale Temperaturunterschiede entstehen.

Des Weiteren konnte in allen drei Bestandsnetzen gezeigt werden, dass bei einzelnen Varianten (bestimmte Bedingungen hinsichtlich Größe und Position der dezentralen Wärmeerzeuger) eine Reduzierung des Pumpen-Hilfsenergieaufwandes möglich ist. Insbesondere dann, wenn durch entfernte dezentrale Wärmeerzeuger eine ausreichend hohe Einbindeleistung zur Deckung des lokalen Bedarfs zur Verfügung steht, sind Einsparungen möglich, da der Anteil der zentralen Umwälzpumpen überproportional zurückgeht. Die dezentralen Wärmeerzeuger haben somit Auswirkungen auf die erforderliche Pumpenleistung im Netz. Sie können die Pumpen in den Kraftwerken und Pumpstationen entlasten. Allerdings ist durch volatile Wärmeerzeuger kein Ersatz einer Pumpstation bzw. Netzpumpe möglich, da das Wärmeangebot der volatilen, dezentralen Versorger und damit die Leistung der dezentralen Pumpen nicht immer zur Verfügung steht.

Von hoher Signifikanz für den Netzbetrieb ist die durch geänderte Druckverhältnisse mögliche Schlechtpunktverschiebung im Netz. Diese konnte bei unterschiedlichen dezentralen Ausbaugraden beobachtet werden und stellt Anforderungen an zukünftige Netzregelstrategien.

Die Ergebnisse der Simulationsstudie der Netze G und B zeigen zusätzliche Herausforderungen bei der Integration mehrerer volatiler, dezentraler Wärmeerzeuger in Fernwärmenetze auf, die Netzbetreiber und Anlagenplaner berücksichtigen müssen. Die Auswirkungen dezentraler Wärmeeinbindung sind beherrschbar, erfordern jedoch Kenntnis der Zustände im Netz. Die Untersuchungen haben jedoch auch Chancen für die dezentrale Einbindung volatiler Wärmeerzeuger deutlich gemacht, die mit einer Adaption der Betriebsführungsstrategie und Einsatzoptimierung nutzbar sind.

Neben der Simulation der Netze G und B wurde mit dem Programm SIR 3S® die Einbindung dezentraler, volatiler Wärmeerzeuger in einem realen, großen Stadtnetz mit der Bezeichnung – Netz K – untersucht.

Die Ergebnisse von Netz K verdeutlichen, dass die Platzierung von mehreren mittelgroßen Solaranlagen in dem Netz zu keiner Zeit zu einer gegenseitigen Beeinflussung führt – weder im Strang, noch in der Masche des Netzes, solange Wärme aus den dezentralen Wärmeerzeugern in das Netz eingebunden werden kann. Der solare Deckungsanteil lag hier bei bis zu 3,9 % pro Jahr (und bis 20% in den Sommermonaten) bei einer Gesamt-Kollektorfläche von 80.000 m²

Weiterhin traten in den meisten untersuchten Szenarien von Netz K keine hydraulischen Probleme oder Druckprobleme auf. Wiederum bei der Einbindung mittlerer Anlagen sind solche Effekte als unwahrscheinlich zu bewerten.

Für alle Szenarien wurde die Einbindung der solaren Wärme in den Vorlauf festgelegt. Es zeigte sich, dass bei dieser Vorgabe auch mehrere Kunden des gleichen Stranges gleichzeitig eine Anlage installieren und betreiben konnten, ohne sich gegenseitig zu beeinflussen. Diese Erkenntnis bestätigte aus technischer Sicht die für das Projekt festgelegte Einbindevariante vom Rücklauf in den Vorlauf als praktikable Lösung zur Realisierung der Einbindung großer solarer Flächen in Wärmenetze.

Im Gegensatz zur Einbindung mehrerer mittlerer Anlagen kann es bei Einbindung der solaren Wärme aus großen Freiflächenanlagen grundsätzlich zu hydraulischen Problemen kommen, falls die Wärme unkontrolliert an das Fernwärmenetz übergeben wird. Um Schwierigkeiten bei der Einbindung solarer Wärme sicher zu vermeiden empfiehlt sich deshalb in der Vorplanung eine thermohydraulische Simulation durchzuführen.

Des Weiteren hat sich gezeigt, dass bei Wärmeüberangebot grundsätzlich das Netz erst dann über die Druckhaltung reagiert, wenn alle hydraulischen Ausgleichsvorgänge innerhalb des Netzes abgeschlossen sind. Das kann jedoch zu spät sein, um ein Ungleichgewicht im Netz auszugleichen. Die Druckhaltung kann somit eine hydraulische Regelstrategie nicht ersetzen.

11.3 Bewertung jahresmittlerer Effekte auf Ressourcenverbrauch und Treibhausgasemissionen

Die im Ergebnis der Simulationen ausgewiesenen dezentralen Deckungsanteile der verschiedenen Szenarien gilt es hinsichtlich ihrer ökologischen Wirkungen auf die Gesamtkette der Fernwärmeversorgung zu bewerten, um zu erkennen, welchen ökologischen Einfluss die Maßnahme auf die Fernwärmeversorgung voraussichtlich haben

In Hinblick auf Klimaschutzeffekte sollten in jedem Fall die Treibhausgasemissionen mit und ohne dezentrale Erzeugung gegenübergestellt werden.

Zusätzlich bietet es sich an, Varianten mit Hilfe eines Kriteriums zu vergleichen, welches es erlaubt, Aussagen über Verluste entlang der Erzeugungskette zu treffen. Im vorliegenden Bericht ersetzten die Kriterien Ressourcenverbrauch (gesamt) und Ressourcenverbrauch (fossil) die Kriterien Primärenergieverbrauch (gesamt) und Primärenergieverbrauch (fossil) auf Basis der Stromgutschriftmethode. Hintergrund hierfür war, dass die angestrebten Aussagen auf Basis der Primärenergiebewertung nicht methodisch sauber ermittelt werden konnten. Die Ergebnisse in den Kriterien Ressourcenverbrauch (fossil und gesamt) und Primärenergieverbrauch (fossil) sind in Anhang G.3 transparent gegenübergestellt.

Entscheidend für die durch dezentrale Wärmeeinbindung erzielten Einsparungen ist die Art der zentralen Wärmebereitstellung in den jeweiligen Referenzvarianten sowie die Herkunft der Elektroenergie für den Hilfsenergiebedarf der Pumpen.

Da eine Optimierung des zentralen Erzeugerparks nicht Gegenstand von DELFIN war, wurden zur Eingrenzung des Lösungsraumes als Best Case eine Hocheffizienz-GuD-Anlage und als Worst Case ein Erdgas-Kessel angenommen. Für den Hilfsenergiebedarf stellen Ökostrom den Best Case und Strom aus einem Steinkohle-Kraftwerk den Worst Case dar. Die realen Werte für Ressourcenverbrauch und Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) werden sich entsprechend zwischen diesen Extrema bewegen.

In Tabelle 11.1 ist zunächst die Bandbreite der auf jahresmittlere Effekte untersuchten Szenarien dargestellt. Im Gegensatz zur Solarthermie kann die Einbindung von stromorientierten BHKW in bestehende Netze mit einer ökologischen Mehrbelastung einhergehen (negative Werte bei Ressourcenverbrauch und CO_{2e}-Emissionen). Die technische Machbarkeit der Einbindung von dezentral erzeugter Wärme ist somit nicht immer gleichzusetzen mit ökologischen Vorteilen.

Tabelle 11.1: Bandbreite der relativen Einsparungen der in DELFIN untersuchten Einbindeszenarien

				Einsparungen ggü. zentralem Erzeuger		
Zentraler Erzeuger	**Netz**	**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Art der dezentralen Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
Erdgas-Heizkessel	B	8,9 %	Freiflächen-Solarthermie	7,4 %	8,6 %	8,4 %
Erdgas - GuD Heizkraft-werk	K	24,9 %	Erdgas-BHKW	-3,8 %	-4,9 %	-4,9 %

*rot = Verschlechterung gegenüber der Referenz

Solarthermie

Die Untersuchung jahresmittlerer Effekte auf Ressourcenverbrauch und Emissionen zeigt, dass die Einbindung solarthermischer Anlagen in bestehende Fernwärmenetze stets mit einem ökologischen Vorteil verbunden ist. Die Größe des Vorteils hängt vorrangig von der Art der zentralen Erzeuger und dem Anteil der solaren Wärme an der Jahreswärmemenge ab.

Allgemein lässt sich festhalten, dass die Ressourceneinsparung (fossil) und die Reduktion der Treibhausgasemissionen sich proportional zum Anteil der Solarthermie an der bereitgestellten Jahreswärmemenge entwickeln. Dabei sind die Einsparungen sowohl bei Ressourcenverbrauch (fossil) als auch bei den Treibhausgasemissionen aufgrund des Hilfsstrombedarfs und des Aufwandes für die Erstellung der Solarthermieanlage im

Allgemeinen um 10 – 20 % geringer als der dezentrale erreichbare Deckungsanteil, falls echter Ökostrom[6] für die Deckung des Hilfsstrombedarfs eingesetzt wird.

Wird konventioneller Strom aus einem Steinkohlekraftwerk für die Deckung des gesamten Hilfsstrombedarfs eingesetzt, reduziert sich die relative Einsparung durch Solarthermie signifikant. Dieses Szenario stellt den aktuell schlechtmöglichsten Fall für die Deckung des zusätzlichen, durch dezentrale Erzeugung entstehenden Hilfsstrombedarfs dar. Er wurde im Rahmen einer Sensitivitätsuntersuchung analysiert, um den Einfluss der Stromherkunft auf die Bewertungsergebnisse zu quantifizieren.

Vor dem Hintergrund der oben dargestellten Ergebnisse erscheint es angeraten, insbesondere bei Einbindung von Solarthermie darauf zu achten, echten Ökostrom für die Deckung des Hilfsstrombedarfs zu nutzen, um die ökologischen Effekte zu maximieren.

Die Einsparungen für das Kriterium Ressourcenverbrauch (gesamt) und die Betrachtung der absoluten Werte der Einsparungen macht deutlich, dass Wärme aus hocheffizienten KWK Anlagen anstelle von Wärme aus Heizkesseln bereits große ökologische Vorteile mit sich bringen kann. So liegen die durch Einbindung von Solarthermie erzielten absoluten Einsparungen (z. B. in MWh/a) gegenüber hocheffizienten Erdgas-GuD-Heizkraftwerken bei Anwendung der Carnot-Methode meist im Bereich von 20 % - 30 % der Einsparungen, welche gegenüber einem Erdgas-Heizkessel erzielt werden. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass die Einbindung von Solarthermieanlagen insbesondere dort große absolute ökologische Vorteile mit sich bringt, wo noch ein großer Teil der Wärme aus ineffizienten oder emissionsintensiven zentralen Erzeugern stammt.

Für die untersuchten Netze hat sich herausgestellt, dass die Einbindung mehrerer verteilter Solarthermieanlagen im Vergleich zur Einbindung einer großen Kollektorfläche an einem oder zwei Standorten meist mit ökologischen Nachteilen in der Größenordnung von um 10 % reduzierten Einsparungen bei Ressourcenverbrauch und Treibhausgasemissionen einhergeht, d.h. z. B. von 8,0 % auf 7,2 %. Vor diesem Hintergrund lässt sich trotz der netzhydraulisch opportun erscheinenden Möglichkeit kein pauschale Bevorzugung kleinteiliger, dezentraler Wärmeerzeugung rechtfertigen. Da für die Umsetzung effizienterer Großflächenanlagen allerdings entsprechende Flächen zur Verfügung stehen müssen, ist der Flächenfindung für kostengünstige, möglichst große Solarthermieanlagen für die Einbindung in Wärmenetze ein hoher Stellenwert einzuräumen.

[6] Als echter Ökostrom, soll an dieser Stelle Strom bezeichnet werden, der aufgrund der zusätzlichen Stromnachfrage zusätzlich zu der ohnehin im Netz verfügbaren Strommenge aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wird.

BHKW

Die untersuchten Szenarien für die Einbindung von BHKW in bestehende Netze zeigen deutlich, dass die Einbindung dezentraler Wärmeerzeuger auch mit einer ökologischen Mehrbelastung einhergehen kann. So steigen grundsätzlich sowohl Ressourcenverbrauch, als auch Treibhausgasemissionen bei Einbindung von BHKW in Netze, deren zentrale Wärmeversorgung von einem Erdgas-GuD-Heizkraftwerk gewährleistet wird. Dezentrale Lösungen sind damit nicht pauschal zentralen Lösungen vorzuziehen, insbesondere, wenn sie die gleichen Primärenergien nutzen.

Allerdings birgt der Ersatz von zentralen Erdgas-Heizkesseln durch die dezentrale Einbindung von Erdgas-BHKW das Potenzial zu einer wesentlichen Verbesserung der Nachhaltigkeit der Wärmeversorgung.

11.4 Einbindung von Speichern

Die Ergebnisse der in DELFIN untersuchten Beispielnetze zeigen in den Jahressimulationen rein bilanziell, dass größere Mengen Wärme der dezentralen Wärmeerzeuger im Überschuss vorhanden sind, die genutzt werden könnten, wenn ein mittlerer bis großer Wärmespeicher vorhanden wäre. Wärmespeicher sind insbesondere bei größeren Anteilen volatiler Einbindung an der Jahreswärmemenge unverzichtbar zur Aufnahme des kurzzeitigen Wärmeüberangebots.

Die richtige Platzierung und Dimensionierung eines Wärmespeichers erfordert eine dezidierte Optimierung. Hierzu muss zuerst überlegt werden, an welchen Stellen ein Speicher den größten Nutzen zur Wärmespeicherung im Netz hat und an welcher Stelle der Platz vorhanden ist.

Außerdem gilt es zu berücksichtigen, ob der Speicher rein zur Speicherung der dezentralen Wärme oder auch zur Optimierung der Fahrweise einer KWK-Anlage oder anderer Wärmeerzeuger genutzt werden soll.

Anschließend kann über mehrere Simulationsläufe mit Speichern an den möglichen Orten und mit unterschiedlichen Größen herausgefunden werden, wie Speicher im Netz optimal eingesetzt werden können.

Dabei ist sicher zu stellen, dass der Wärmespeicher nicht nur ausreichend groß ist, sondern auch, dass zu speichernde oder wieder ins Netz abzugebende Wärme immer durch das Wärmenetz transportiert werden kann. Dies belegen auch die Arbeiten in den drei Beispielnetzen. Die TU Dresden konnte durch die Integration eines zunächst beliebig großen Wärmespeichers am zentralen Erzeuger in den Netzen G und B aufzeigen, bei welchem dezentralen Deckungsanteil maximal wie viel Speichervolumen erforderlich ist.

So sind in dem kleinen Netz G bei ca. 5 % dezentralem Deckungsanteil je nach Fahrweise zwischen 53 m³ und 200 m³ notwendig. Netz B benötigt für 27.000 m² Kollektorfläche in der betrachteten Dauerfahrweise bereits ca. zwischen 3.700 m³ und 15.900 m³. Diese Speichergrößen können kleiner ausfallen, wenn nicht zu jedem Zeitpunkt die gesamte dezentral mögliche Wärmeinbindung realisiert wird. Als Beispiel sei hier die partielle Unterbindung von Solarthermie- bzw. BHKW-Einbindung an lastschwachen Tagen genannt.

Die Untersuchungen in Netz K gingen von einem Grundlastanteil der zentralen Erzeuger aus. Kann dieser verringert werden, könnte der Anteil der dezentralen Wärmeeinbindung erhöht werden.

Über die Simulationsebene hinaus konnte im Projekt für in Wärmenetze eingebundene Wärmespeicher unabhängig von deren Einbindepunkt (zentral, teilzentral oder dezentral) zusammen mit Vertretern der Fernwärmebranche eine Systematik hydraulischer Einbindekonzepte für Wärmespeicher erarbeitet werden.

Zur Entwicklung von Betriebsführungsstrategien für Wärmespeicher, die eine Dimensionierung des Wärmespeichervolumens beinhalten, ist insbesondere für die Einbindung von Solarthermieanlagen fachlich fundierte Hilfe zur Unterstützung der Entscheidung über eine Ergänzung des Wärmenetzsystems mit Wärmespeicher(n) erforderlich. Hierfür konnte eine praxistaugliche Darstellung der Zusammenhänge in Form von wenigen, gekoppelten Diagrammen entwickelt und erarbeitet werden. Als Ergebnis stehen Nomogramme zur Verfügung, die einfach ablesbar die Zusammenhänge zwischen den Betriebsbedingungen, möglichen solarthermischen Erträgen und den hierfür zu empfehlenden Größen von Wärmespeichern zeigen. Hierbei sind die thermischen Dynamiken in den Teilsystemen Solarthermieanlage und Wärmespeicher berücksichtigt, netzhydraulische Effekte können jedoch nur durch eine netzspezifische Betrachtung untersucht werden.

Die Platzierung und Dimensionierung eines oder mehrerer Wärmespeicher in einem Wärmenetz mit dezentral einbindenden Wärmeerzeugern erfordert eine dezidierte Betrachtung. Neben der Frage der Verfügbarkeit möglicher Realisierungsflächen sind für jedes Wärmenetz die netzhydraulischen Gegebenheiten zu berücksichtigen und meist zu simulieren.

12 Symbole, Abkürzungen und Begriffserläuterungen

Formelzeichen

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
$\vec{\dot{Q}}$	Tagesprofil Wärmestrom	W
$\dot{Q}$	Wärmestrom	W
$\dot{V}$	Volumenstrom	m³/s
$\vec{b}$		W
$\dot{m}$	Massestrom	kg/s
a	Regressionskoeffizient	-
A	Fläche	m²
AT	Amplitude (hier Belastung als Temperaturdifferenz) für Hysterese-Schleife i	-
b	Regressionskoeffizient	-
B	Transformationsmatrix zur Lastvariation	-
BAF	Brennstoffallokationsfaktor	
CF	Carnotfaktor	
CO_{2e}	Kohlenstoffdioxidäquivalente	
dD	dezentraler Deckungsgrad	
EF	Emissionsfaktor / spezifische Treibhausgasemissionen	
En	Energie	J, kWh
Ex	Exergie	J, kWh
GZF	Gleichzeitigkeitsfaktor	-
H	Zustand Heizperiode	-
HHV	Higher Heating Value (Brennwert)	-
Hys	vollständige Hysterese-Schleife	-
KEV	Kumulierter Energie Verbrauch	-
KExV	Kumulierter Exergie Verbrauch	-
LHV	Lower Heating Value (Heizwert)	-
m	bauteilabhängiger Exponent für Wechselbeanspruchung	-
p	Druck	Pa
PEF	Primärenergiefaktor (nicht erneuerbar)	
PEV	Primärenergieverbrauch (nicht erneuerbar)	
Q	Wärme	J, kWh
Q	Wärme	J, kWh

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
r	relativer Fehler	-
R^2	Bestimmtheitsmaß	-
RV	Ressourcenverbrauch	
RVF	Ressourcenverbrauchsfaktor	
t	Zeitschritt	-
T	Thermodynamische Temperatur in Kelvin	K
V	Volumen	m^3
Verhältnis VLW	Verhältnis der Volllastwechsel mit und ohne dezentraler Einbindung	-
VLW	Volllastwechsel, bezogen auf eine max. Amplitude	-
W	Arbeit	J, kWh
W	Arbeit	J, kWh
WT	Zustand Werktag, binär	0/1
WT	Zustand Werktag, binär	0/1

Griechische Symbole

Symbol	Bezeichnung	Einheit
Δ	Differenz	-
η	Jahresnutzungsgrad	-
σ	Stromkennzahl	-
τ	Zeit	-
ϑ	Temperatur	°C

Indices

Index	Benennung
a	außen, Jahr
Abn	Abnehmer
aus	aus dem betrachtetem System heraus
B	Brennstoff
CO2e	Kohlenstoffdioxidäquivalente
DE	dezentraler Wärmeerzeuger
dez	dezentral
DH	Druckhaltung
EG	Erdgas
ein	in das betrachtete System hinein

Index	Benennung
Einb	Einbindung (Wärme)
el	elektrisch
Exp	Expansion
f	fossil
FK	Netzfahrkurve (Temperatur)
FW	Fernwärme, fernwärmeseitig
GuD	Gas- und Dampfturbinen Heizkraftwerk
HK	Heizkessel
HS	Hilfsstrom
Kontr	Kontraktion
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
m	mittel
max	Maximum
mech	mechanisch
mess	Messwert
min	Minimum
mod	modelliert
N	Auslegungspunkt, Normalzustand
Netz	Fernwärmenetz
o	oben
Ref	Referenz
RL	Rücklauf
SP	Speicher
ST	Solarthermie
th	thermisch
u	unten
UWP	Umwälzpumpe
Var	Variation
Verl	Verlust
VL	Vorlauf
VM	Verdrängungsmix (Strom)

Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
A1..A3	Abzweig 1 bis 3
ABN	Abnehmer
AP	Arbeitspaket
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk / Blockheizkraftwerke
CPC	Compound Parabolic Concentrator
D	Deckungsanteil
DEZENTRAL	Forschungsprojekt mit dem FKZ: 03ET1039B und 03ET1039C
DLL	Dynamic Link Library
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEX	European Energy Exchange
EnEV	Energieeinsparverordnung
FMI	Functional Mock-up Interface
FMU	Functional Mock-up Unit
FW	Fernwärme
Ges	Gesamt
GuD	Gas- und Dampfturbinen Heizkraftwerk
GKW	Grenzkraftwerk
HAST	Hausanschlussstation
HANEST	Hausanschluss- und Netzeinspeisestation
KNN	Künstliche Neuronale Netze
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
HLFK	Hochleistungs-Flachkollektor
HT	Musterkollektor eines Hochleistungs-Flachkollektors
HK	Heizkessel
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MLR	Multiple lineare Regression
NEST	Netzeinspeisestation
NFP	Netzführungspunkt
oSP	ohne Speicher
PK	Projektkreis (DELFIN)[7]
POT	Standort Potsdam

[7] Siehe Begriffsdefinitionen

Abkürzung	Bedeutung
RL	Rücklaufleitung des Fernwärmenetzes
SE	Strangende
SF-D	Dauer - Speicherfahrweise
SF-T	Tages - Speicherfahrweise
SF-W	Wochen - Speicherfahrweise
SLP	Standardlastprofile Gas
SOLSTAND	Forschungsprojekt mit dem FKZ: 0325553A
SP	Schlechtpunkt
ST	Solarthermie
STA	Solarthermieanlage
TGdA	Forschungsprojekt mit dem FKZ 03ET1335
TRY	Testreferenzjahr
T_{VL}	Vorlauftemperatur
T_{RL}	Rücklauftemperatur
VR-CPC	Vakuumröhrenkollektor mit CPC-Spiegel
VL	Vorlaufleitung des Fernwärmenetzes
VLW	Volllastwechsel
WUE	Standort Würzburg
WÜ	Wärmeübertrager
WÜST	Wärmeübergabestation
XML	Extensible Markup Language
ZE	zentraler Wärmeerzeuger

Begriffsdefinitionen

Hier werden Begriffe aufgeführt, die nicht allgemein bekannt und für das Textverständnis wichtig sind oder mehrere Bedeutungen haben können.

Begriffe	Bedeutung
Echter Ökostrom	Strom, welcher zur Deckung eines betrachteten Strombedarfs zusätzlich aus im Wesentlichen aus erneuerbaren, THG-freien Energiequellen erzeugt wird. Zusätzlich, bezieht sich dabei auf die Tatsache, dass ein großer Teil des erneuerbaren Stroms ohnehin in das Stromnetz eingebunden wird, unabhängig davon, ob ein zusätzlicher Bedarf entsteht oder nicht. Echter Ökostrom wird zusätzlich zum dem Strom aus erneuerbaren, THG-freien Energiequellen, erzeugt, der unabhängig vom betrachteten Bedarf ohnehin in das Stromnetz eingespeist wird. Die Nutzung von Strom, der dem Kriterium „Echter Ökostrom“ nicht oder nicht vollständig entspricht kann dazu führen, dass ein zu deckender Strombedarf zu einer verstärkten Auslastung des Grenzkraftwerks führt. Das Grenzkraftwerk im deutschen Strommarkt ist häufig ein Steinkohlekraftwerk.
Grenzkraftwerkstrom	Strom, welcher vom Grenzkraftwerk im deutschen Stromnetz erzeugt wird. D.h. von dem Kraftwerk, welche bei einer Erhöhung des Gesamtstrombedarfs im Netz zusätzlich ausgelastet wird. Da dieses Kraftwerk 2015 in Deutschland häufig ein Steinkohlekraftwerk war[8], wurde für die Sensitivitätsanalyse angenommen, dass das Grenzkraftwerk ein Steinkohlekraftwerk ist.
Primärnetz	Fernwärmenetz mit indirektem (Wärmeübertrager) bzw. direktem Anschluss an den Wärmeerzeuger.
Projektkreis	Eine Gruppe von Vertretern von deutschen Fernwärmeunternehmen, welche die Arbeiten in DELFIN in regelmäßigen Projektkreissitzungen begleitet hat. Die Abstimmung mit dem Projektkreis hat im Projekt DELFIN ein hohes Maß an Praxisnähe insbesondere bei den gewählten Annahmen und Festlegungen ermöglicht.
Sekundärnetz	Ein vom Primärnetz durch eine Unterstation gemäß DIN 4747 getrenntes Fernwärmenetz mit anderen Systemparametern.

[8] Siehe Daten für 2015 auf www.energycharts.de

Anhang

Anhang A - Standorte und Wetterdaten

Zum Bereich Standorte und Wetterdaten sind im Projekt keine Anhänge entwickelt worden. Das Anhangs-Kapitel A wurde ausschließlich als Platzhalter aus Gründen der Abstimmung des Endberichts zwischen den Projektpartnern beibehalten.

Anhang B - Abnehmermodellierung

B.1. Überprüfung der Anwendbarkeit der Standardlastprofile (SLP) Gas auf Fernwärmenetze

Autoren: M. Portune, O. Miedaner, D. Mangold (Solites)

Dieses Kapitel wurde als eigenständiger Bericht im August 2017 fertiggestellt und innerhalb des Projektkonsortiums und des Projektkreises verteilt. Um die Eigenständigkeit des Berichtes beizubehalten, ist dieser im Folgenden vollständig dargestellt.

B.1.1. Standardlastprofile (SLP) Gas – Das Verfahren im Überblick

Mit der Liberalisierung des deutschen Gasmarkts folgte 2006 für Gaskunden die Möglichkeit, den Gasversorger frei zu wählen. Um einen effizienten Gasnetzzugang zu gewährleisten, wurden die Betreiber der Gasversorgungsnetze gesetzlich zur Zusammenarbeit verpflichtet. Zur Erleichterung der Zusammenarbeit und um den Einsatz von Regelenergie zu reduzieren, kommen in diesem Zusammenhang die sogenannten Standardlastprofile (SLP) Gas zum Einsatz (vgl. §24 Abs.3 der GasNZ-Verordnung). SLP werden für die Allokation von Verbrauchsmengen verwendet. Sie beschreiben das Verbrauchsverhalten verschiedener Verbrauchergruppen in Abhängigkeit von der Temperatur.

SLP Gas sind synthetische Lastprofile und werden für Kunden mit einer Anschlussleistung von < 500 kW pro Stunde bzw. einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 Millionen kWh angewendet. Für Kunden mit einer höheren Anschlussleistung oder einem höheren Wärmebedarf ist ein individuelles Lastprofil zu erstellen. Dabei ist zu beachten, dass die SLP Gas nicht für die Anwendung auf Einzelkunden geeignet sind. Sie werden mit zunehmender Abnehmerzahl (ab ca. 12 - 15 Abnehmer) tendenziell immer zutreffender (vgl. Abbildung B1.1). Individuelle Verbräuche eines einzelnen Kunden können jedoch stark vom Lastprofil abweichen.

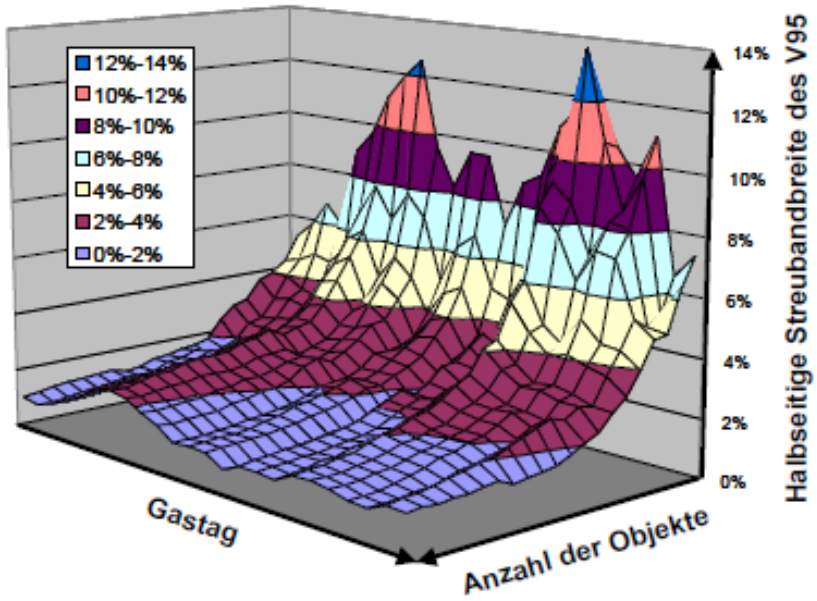


Abbildung B.1.1: Statistische Sicherheit in Abhängigkeit der Kollektivgröße (EFH Neubau im Temperaturbereich 0 bis 5 °C) (Hellwig, 2003 S. 20)

Im Dezember 2005 wurden in der von der TU München entwickelten Leitlinie „Standardlastprofile Gas“, auf Basis von Sigmoidfunktionen, Profile für Haushalte und Gewerbekunden festgelegt. Der Begriff Sigmoidfunktion, auch Schwanenhalsfunktion genannt, bezeichnet einen S-förmigen Graphen mit genau einem Wendepunkt. Bei der Anwendung dieser Profile erwies sich in der Folge die zu niedrige Allokation bei sehr warmen oder kalten Temperaturen als problematisch, genauso wie eine zu niedrig angesetzte Grundlast, eine relativ hohe Abweichungsrate sowie die saisonale Verbrauchsabweichung. Auch war das erstellte Mischprofil für alle Gewerbekunden nur bedingt belastbar. Im November 2014 erschien der entsprechende „Statusbericht zum Standardlastprofilverfahren Gas“ der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE).

Am 30.06.2015 wurde der Leitfaden „Abwicklung von Standardlastprofilverfahren“ von BDEW, VKU und GEODE veröffentlicht, welcher unter anderem eine Verbesserung der Sigmoidfunktion beinhaltet (SigLinDe). Die neueste Version des Leitfadens stammt vom 30.06.2016. Die aktuell gültigen Profilwerte sind in (BDEW, 2016 S. 162 f) zu finden.

Hinweis: Seit 01.10.2008 ist die stundengenaue Aufteilung der Gasmenge nicht mehr vorgeschrieben und diese wurde bei späteren Verbesserungen nicht weiterentwickelt. Nur die tagesscharfe Allokation der Standardlastprofile wurde seither präzisiert.

B.1.1.1 Tagesallokation

In die Berechnung der Tagesallokationsmenge Q_{Tag} fließen die nachfolgend beschriebenen Faktoren ein (vgl. Abbildung B.1.2):

- Der Kundenwert KW
- Der Profilfunktionswert h-Wert
- Die Allokationstemperatur T_{Allo}
- Der Wochentagfaktor F_{WT}

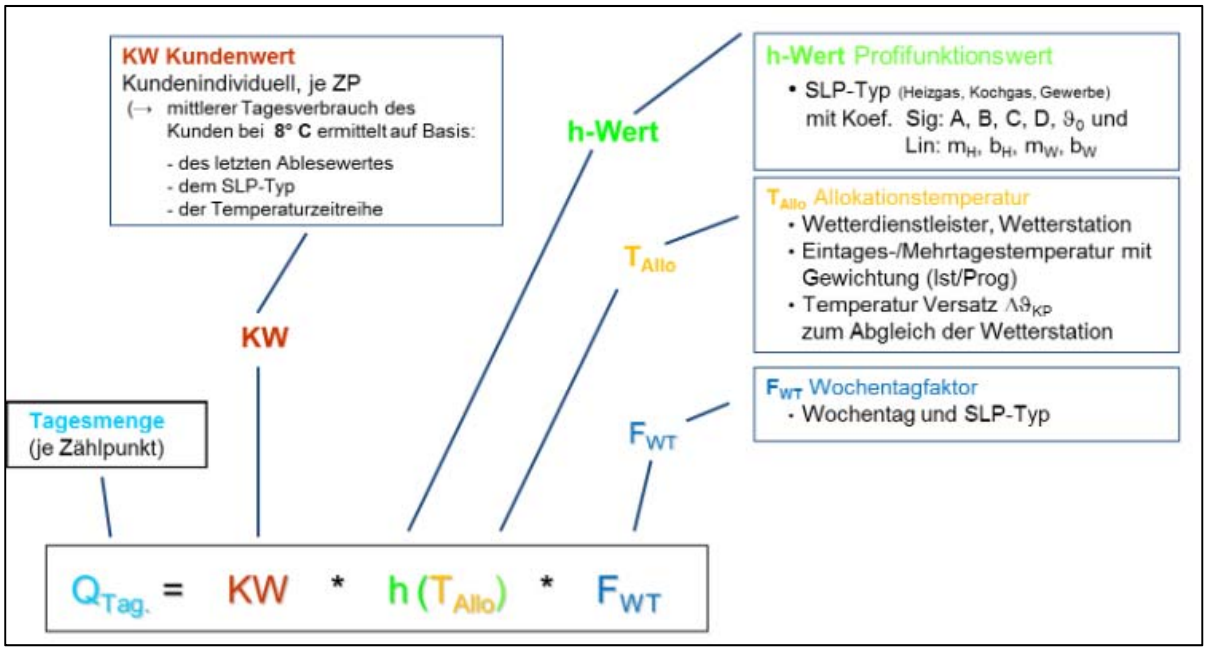


Abbildung B.1.2: Berechnung der tagesscharfen Allokation (BDEW, 2015 S. 41)

Bei Kleinverbrauchern, deren Leistungsabnahme nicht in kurzen Zeitintervallen gemessen wird, wird die (abgelesene) Jahresverbrauchsmenge auf die einzelnen Tage aufgeschlüsselt.

Kundenwert KW

Der individuelle Kundenwert KW (Einheit: kWh) beschreibt den mittleren Tagesverbrauch des Kunden bei 8 °C. Dies entspricht immer einem h-Wert von 1, unabhängig vom verwendeten Lastprofil.

Bei Neuanlagen, für die noch keine Verbrauchswerte vorliegen, wird der KW durch Schätzung aus Vergleichswerten/-gruppen auf Basis eines Referenzwertes je SLP-Typs (beides sollte nicht bei Gewerbeprofilen angewendet werden) durch Abschätzung aus der Anlagenleistung (höhere Genauigkeit) oder auf Vorschlag des Lieferanten nach Plausibilisierung festgelegt (BDEW, 2016 S. 40 ff.).

(BDEW, 2016) enthält ein Beispiel zur Berechnung des KW auf Basis der Anschlussleistung und der Vollbenutzungsstunden auf S.41 sowie ein Beispiel zur Berechnung auf Basis des ermittelten Verbrauchs und des Lastprofils auf S. 109 f.

Profilfunktionswert h-Wert

Der Profilfunktionswert h-Wert berechnet sich durch das Einsetzen der kundenartspezifischen SLP-Parameter in die TUM-Sigmoidfunktion oder die darauf basierende, verbesserte SigLinDe-Funktion (vgl. Abbildung B.1.3). Hierfür ist die Zuweisung des Kunden zu einem Standardlastprofil notwendig.

Zuweisung der Anschlussnehmer zu SLPs

Der Ausbindenetzbetreiber wählt das geeignete Standardlastprofil für den Anschlussnehmer. Gesetzlich vorgeschrieben ist nach §24 Abs.3 GasNZV die Anwendung von mindestens einem Heizgas-, einem Gewerbelast- sowie einem Kochgaslastprofil. Empfohlen wird allerdings die Anwendung von 5 Sigmoid-SLPs im Haushaltsbereich und 12 Sigmoid-SLPs im Gewerbebereich (vgl. Abbildung B.1.6) bzw. die SigLinDe-Profile.

Die Profileinteilung kann für Gewerbekunden mithilfe der Vorschlagsliste GALAGSI (Gas-Lastprofile-Gewerbe-Schlüssel-Identifikation) erfolgen (BGW, 2006 S. 87 ff.). Die Einstufung in Profilausprägungen wird dabei nicht berücksichtigt.

Zur Einteilung der Wohngebäude wird für EFH ein Jahresverbrauch < 50 MWh definiert, für MFH ≥ 50 MWh (BGW, 2006).

Parameter der Sigmoid- und SigLinDe-Funktion

Der Profilfunktionswert wird über eine Formel (vgl. Abbildung B.1.3) berechnet, deren Parameter sich für die jeweiligen Kundenprofile unterscheiden. Der Term in der linken Klammer entspricht der Sigmoid-Funktion, der rechte Teil beschreibt den linearen Anteil für den Heizgas- bzw. den Warmwasseranteil. Die Kombination beider Terme ergibt die SigLinDe-Funktion.

Hinweis: Die Verwendung der sieben Nachkommastellen darf nicht als Maß für die Genauigkeit der SLP Gas missverstanden werden (BDEW, 2016 S. 126).

$$h(\vartheta) = \left[\left(\frac{A}{1+\left(\frac{B}{\vartheta-\vartheta_0}\right)^C} + \mathrm{D}\right)\right] + \left[max\left\{\begin{matrix} m_H \cdot \vartheta + b_H \\ m_W \cdot \vartheta + b_W \end{matrix}\right\}\right]$$

mit A, B, C, D und ϑ_0 und

mit m_H, b_H, m_W, b_W.

Abbildung B.1.3: Formel zur Berechnung des Profilfunktionswertes (BDEW, 2015 S. 43)

Die Parameter der Sigmoidfunktion haben dabei folgende Eigenschaften (vgl. Abbildung):

- **D** beschreibt den temperaturunabhängigen Anteil der Warmwasserversorgung und bestimmt somit die Höhe der Funktion bei hohen Außentemperaturen. Wird der Gasbezug nicht zur Warmwasserbereitung genutzt, ist der Parameter D gleich null (keine Heizung, also kein Gasbezug bei hohen Außentemperaturen) (Merten, et al., 2014 S. 61). Siehe auch „Versorgungsgrad v“.
- **A** beschreibt den Heizverbrauch und beeinflusst dadurch die Höhe der Funktion bei niedrigen Außentemperaturen.
- **B** und **C** haben Einfluss auf die Position und die Steilheit der Krümmung. Eine steil abfallende Sigmoid-Funktion weist darauf hin, dass der Wärmebedarf des Gebäudes stark von der Außentemperatur abhängt (Merten, et al., 2014 S. 61).
- ϑ ist die Allokationstemperatur in °C
- ϑ_0 wurde auf 40 °C festgelegt.

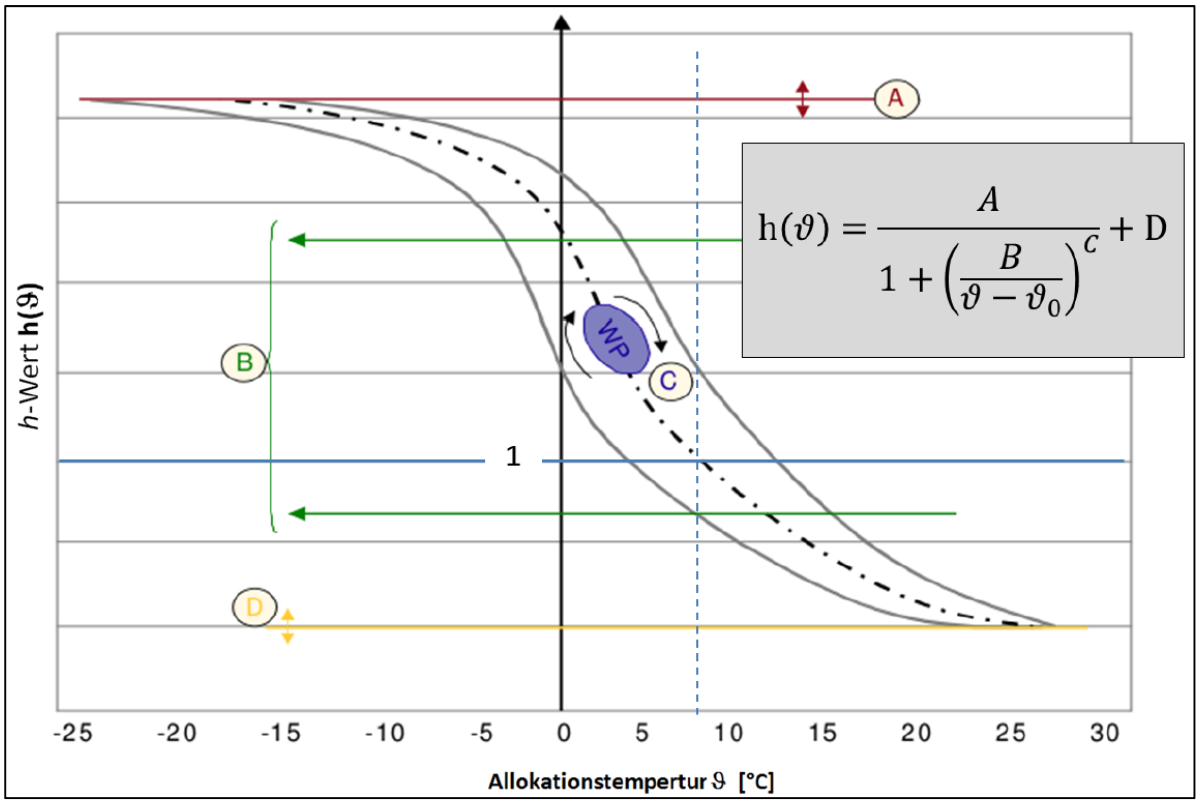


Abbildung B.1.4: Einfluss der Parameter auf die Sigmoid-Funktion (BDEW, 2016 S. 164)

Die Parameter des linearen Funktionsteils (vgl. Abbildung B.1.5) erklären sich folgendermaßen:

- $m_H * \vartheta$ bzw. $m_W * \vartheta$ beschreiben die Steigung des Warmwasser- bzw. Heizgasanteils. Es wird stets der höhere Wert der beiden Geradenfunktionen verwendet (Hinterstocker, et al., 2015 S. 6). Die Steigung der Warmwassergeraden m_w ergibt sich aus der Steigung der Sigmoidfunktion im Bereich von 24 – 28 °C Außentemperatur (Hinterstocker, et al., 2015 S. 8).

- **b_H** und **b_W** bezeichnen den Aufsatzpunkt des linearen Anteils bei 0 °C (Hinterstocker, et al., 2015 S. 8).

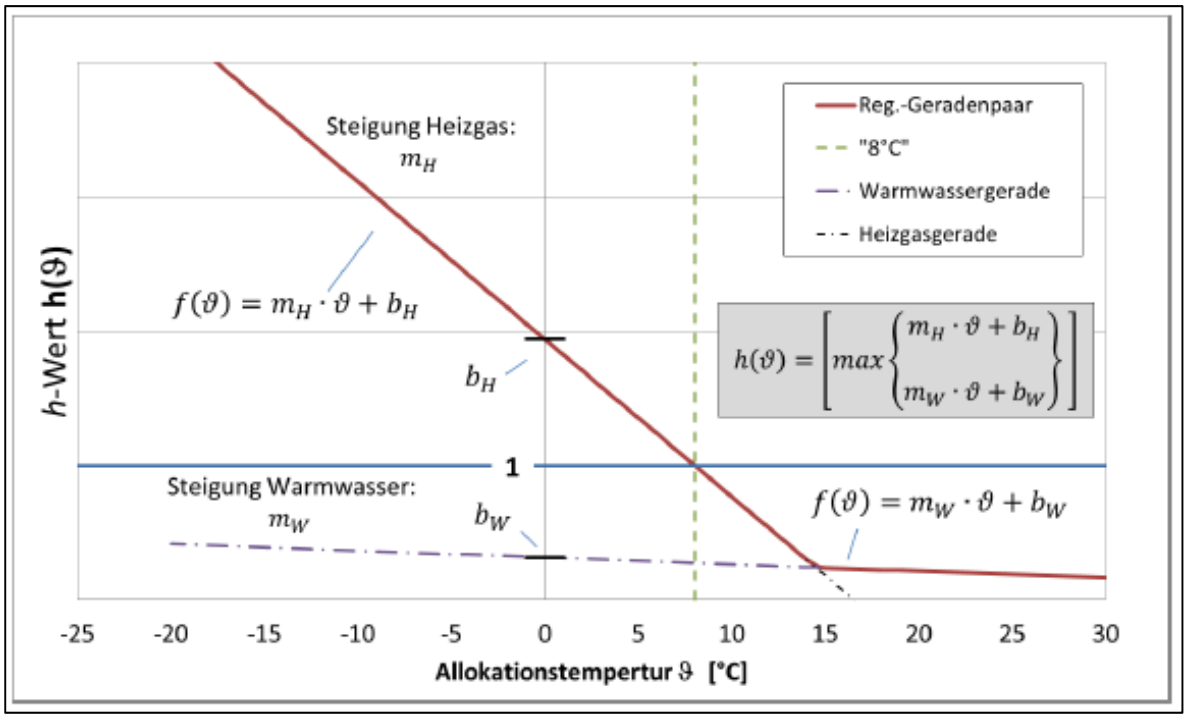


Abbildung B.1.5: Wirkungsweise des Regressionsgeradenpaares der SigLinDe-Funktion (BDEW, 2015 S. 142)

Einteilung der Profile in Profilausprägungen

Nach (BGW, 2006 S. 39 ff.) erfolgte die Standorteinstufung bei Haushalten in ++ (sehr windreich), + (windreich), o (normal), - (windarm) und – (windarm, sonnenreich) anhand einer Windkarte von Brückl und Geiger (2005). Dadurch wurden unterschiedlich starke Lüftungsverluste in die Berechnung einbezogen. Heute erfolgt die Einteilung in die Profilausprägungen jedoch nicht mehr anhand der Windklassen, sondern anhand des Prozessgas- bzw. Warmwasseranteils des Kunden. Jeder Versorger teilt seine Verbraucher nach eigenem Ermessen in die Profilausprägungen ein.[1]

Bei der Einteilung in Baualtersklassen gelten Gebäude mit Baujahr vor 1978 als Altbau und ab 1978 als Neubau (Hellwig, 2003 S. 14). Je nach anteiligem Verhältnis in der Baualtersstruktur werden die Bundesländer in 10 Klassen eingeteilt. Bundesweit betrachtet stellt Deutschland

[1] Laut Telefonauskunft des BDEW sind keine festgelegten Grenzwerte bekannt anhand derer die Einteilung in die Profilausprägungen erfolgt.

die Klasse 11 dar, mit einem mittleren Altbauanteil von 75 % und einem Neubauanteil von 25 % (vgl. Klasse 11 „Deutschland bundesweit“) (BGW, 2006 S. 43 ff.).

Im Anhang von (BDEW, 2015) finden sich für die Sigmoidprofile nur die Profilfunktionswerte für „Deutschland bundesweit“ mit den Abstufungen von + bis o für Haushalte und von ++ bis – für Gewerbe. Wie in (BGW, 2006) festgestellt wird, bewegen sich die regionalen Unterschiede bei Versorgungsgrad und Baualtersstruktur in der Größenordnung von maximal ± 6 % eines einzelnen Parameters (zum Beispiel D). In (BGW, 2006) wird der Einfachheit halber noch eine deutschlandweit einheitliche Reduktion der Profilausprägungen auf zwei Klassen, Deutschland Süd (Klasse 11, o) und Deutschland Nord (Klasse 11, +) empfohlen. In (BDEW, 2015) werden inzwischen deutschlandweit gültige Parameter angegeben, vgl. (BDEW, et al., 2015).

In (BDEW, 2015) finden sich zwar die Lastprofil-Parameter Deutschlands und der einzelnen Bundesländer, empfohlen wird aber die Verwendung von Klasse 11. Die Codierung der Lastprofile wird in (BDEW, 2015) beschrieben.

Insgesamt gibt es für die TUM-Sigmoid-Profile im Haushaltsbereich drei Ausprägungen und im Gewerbebereich fünf, es wird aber die Verwendung der in Abbildung B.1.6 genannten SLP empfohlen.

Übersicht zur Nomenklatur

aller zur Anwendung empfohlenen Standard-Lastprofile im **Haushaltsbereich**:

Landes-kennung	Energieart-kennung[14]	Lastprofil-Kategorie	Aus-prägung	Klartext-bezeichnung
2 Buch-staben	1 Buch-stabe	3 Buchstaben	2 Ziffern	Kategorie
DE	_	H EF	33	„Einfamilienhaus“ – mittlerer Heizgasanteil
DE	_	H EF	34	„Einfamilienhaus“ – erhöhter Heizgasanteil
DE	_	H MF	33	„Mehrfamilienhaus“ – mittlerer Heizgasanteil
DE	_	H MF	34	„Mehrfamilienhaus“ – erhöhter Heizgasanteil
DE	_	H KO	03	„Kochgas“

aller zur Anwendung empfohlenen Standard-Lastprofile im **Gewerbebereich**:

Landes-kennung[15]	Energieart-kennung[16]	Lastprofil-Kategorie	Aus-prägung	Klartext-bezeichnung
2 Buch-staben	1 Buch-stabe	3 Buchstaben	2 Ziffern	Lastprofilbezeichnung
		G KO	33	„Gebietskörperschaften, Kreditinstitute und Versi-cherungen, Organisationen ohne Erwerbszweck“ – normal
		G MK	33	„Metall und KFZ“
		G HA	33	„Einzel- und Großhandel“
		G BD	33	„Sonst. betriebl. Dienstleistungen“
		G BH	33	„Beherbergung“
		G WA	33	„Wäscherei“
		G KO	34	„Gebietskörperschaften, Kreditinstitute und Versi-cherungen, Organisationen ohne Erwerbszweck“ – normal
		G MK	34	„Metall und KFZ“
		G HA	34	„Einzel- und Großhandel“
		G BD	34	„Sonst. betriebl. Dienstleistungen“
		G BH	34	„Beherbergung“
		G WA	34	„Wäscherei“

[14] Energieartkennung hier nicht verwendet, daher „_“ bzw. „leer“

[15] Landeskennung hier nicht verwendet, daher „leer“

[16] Energieartkennung hier nicht verwendet, daher „_“ bzw. „leer“

Abbildung B.1.6: Empfohlene Sigmoid-SLPs (BDEW, 2015 S. 105)

Versorgungsgrad v

Der Parameter D gilt für Haushalte mit Warmwasser- und Raumheizungsversorgung. Für Haushalte ohne gasversorgte Warmwasserversorgung wird D=0, was bedeutet, dass D den Anteil des Warmwassers an der Allokationsmenge darstellt. Meist ist der Anteil der Haushalte mit oder ohne Warmwasserversorgung unbekannt. Daher wurde der Versorgungsgrad v

[dimensionslos] definiert, welcher das durchschnittliche Verhältnis dieser beiden Kundengruppen angibt (BGW, 2006).

$$v = \frac{Anzahl\ Haushalte\ mit\ Warmwasserversorgung\ Gas}{Anzahl\ Haushalte\ mit\ Heizgasversorgung}$$

v wird mit dem Parameter D multipliziert.

$$v * D = D'$$

Dadurch kann der tatsächliche Warmwasseranteil berücksichtigt werden.

Der Versorgungsgrad unterscheidet sich je nach Bundesland, für das Gasnetz eines einzelnen Versorgers können die Werte nochmals abweichen. Es wird die Anwendung des gesamtdeutschen Versorgungsgrads für Haushalte empfohlen (BDEW, 2015 S. 134).

Für Gewerbekunden und SigLinDe-Profile wurde kein bundeslandspezifischer Versorgungsgrad ermittelt.

	EFH-Anteil		Gasversorgte Wohnungen Hzg.	WW	Quote	Versor-gungs-grad v
Baden-Württemberg	50%	EFH	718	527	73,4%	0,809
		MFH	967	854	88,3%	
Bayern	52%	EFH	801	574	71,7%	0,785
		MFH	1112	948	85,3%	
Berlin	96%	EFH	77	67	87,0%	0,875
		MFH	485	427	88,0%	
Brandenburg	47%	EFH	297	265	89,2%	0,946
		MFH	174	201	115,5%	
Bremen	34%	EFH	72	54	75,0%	0,761
		MFH	92	71	77,2%	
Hamburg	21%	EFH	101	86	85,1%	0,816
		MFH	223	174	78,0%	
Hessen	51%	EFH	528	454	86,0%	0,830
		MFH	747	598	80,1%	
Mecklenburg-Vorpommern	40%	EFH	163	145	89,0%	0,945
		MFH	157	176	112,1%	
Niedersachsen	59%	EFH	1221	1119	91,6%	0,899
		MFH	900	793	88,1%	
Nordrhein-Westfalen	43%	EFH	1805	1426	79,0%	0,718
		MFH	2590	1674	64,6%	
Rheinland-Pfalz	64%	EFH	474	382	80,6%	0,790
		MFH	367	284	77,4%	
Saarland	70%	EFH	118	90	76,3%	0,844
		MFH	40	37	92,5%	
Sachsen	34%	EFH	333	305	91,6%	0,952
		MFH	571	564	98,8%	
Sachsen-Anhalt	45%	EFH	243	229	94,2%	0,971
		MFH	222	253	114,0%	
Schleswig-Holstein	54%	EFH	342	314	91,8%	0,901
		MFH	214	189	88,3%	
Thüringen	48%	EFH	258	238	92,2%	0,961
		MFH	238	246	103,4%	
Deutschland		EFH	7551	6275	83,1%	0,827
		MFH	9099	7489	82,3%	

Abbildung B.1.7: Versorgungsgrad der gasversorgten Haushalte nach Bundesländern (BGW, 2006 S. 51)

B.1.1.2 Temperaturmessstelle und Allokationstemperatur

Bei nicht allzu großen Gasnetzen ist normalerweise eine Temperaturmessstelle (eines anerkannten Wetterdienstleisters) für das gesamte Netzgebiet ausreichend. Hierzu muss

geprüft werden, ob die Temperaturmessstelle für das Netzgebiet geeignet ist oder ob sie einen „systematischen Versatz“ von mehr als ±0,5 °C aufweist.[2]

Die Allokationstemperatur berechnet sich aus vier gewichteten Tagesmittelwerten (vgl. Abbildung) in °C. Es kann aber auch die einfache Tagesmittelwert-Temperatur verwendet werden. Es ist vom Gasnetzbetreiber zu untersuchen, welche sich besser für die Abbildung des Netz-Lastverhaltens eignet.

$$T_{Allokation} = \frac{T_D + 0{,}5 \cdot T_{D-1} + 0{,}25 \cdot T_{D-2} + 0{,}125 \cdot T_{D-3}}{1 + 0{,}5 + 0{,}25 + 0{,}125}$$

mit: T_D = Temperatur für Betrachtungstag (D)
T_{D-1} = Temperatur des Vortages (D-1)
T_{D-2} = Temperatur des Vor-Vortages (D-2)
T_{D-3} = Temperatur des Vor-Vor-Vortages (D-3)

Abbildung B.1.8: Formel zur Berechnung der Allokationstemperatur (BDEW, 2015 S. 20)

B.1.1.3. Wochentagfaktor

Bei Gewerbebetrieben muss für die Tagesallokation zusätzlich ein lastprofilspezifischer Wochentagfaktor F_{WT} berücksichtigt werden. Die Werte für die Wochentagfaktoren sind in (BDEW, 2016 S. 160) aufgeführt.

B.1.2. Die Standardlastprofile (SLP) Gas

Die in Abbildung und Abbildung B.1.11 dargestellten SigLinDe-Hauptprofile aus dem Anhang von (BDEW, 2016) enthalten folgende Informationen:

- Oben links ist die Funktion für das betreffende Profil dargestellt, wobei der hellblaue Bereich den von den Wohngebäude-Profilen (HMF33 bis HEF34) abgedeckten Bereich markiert. Da die Haushalte den mengenmäßig größten Anteil am Gasbezug umfassen, sind sie hier zur Vergleichbarkeit von Unterschieden zwischen den Verläufen der

[2] Die Als-Ob-Allokation bezeichnet die Vorgehensweise, wenn eine neue Temperaturmessstelle oder ein anderes Kundenprofil verwendet werden soll. Es werden die Auswirkungen im Vergleich zur vorherigen Messstelle bzw. Profil untersucht. Ist keine geeignetere Wetterstation vorhanden, kann der Temperaturversatz rechnerisch berücksichtigt werden. Die genaue Herangehensweise findet sich in der Checkliste mit Fragen zur Überprüfung der SLP-Allokationsgüte (BDEW, 2015 S. 19).

einzelnen Profile angegeben. Der dunkelblaue Referenz-Graph bezieht sich auf den Mittelwert des Lastverlaufs der Gasnetze, die der Studie als Datenquelle vorlagen. Sie bildet den Mittelwert dieser Mischung aus Verbraucherarten ab.

- Oben rechts befinden sich die Formeln zur Berechnung der Allokations-Wärmemenge $Q_{Allokation}$, darunter die Wochentagsfaktoren F_{WT}. F_{WT} beträgt bei Wohngebäuden immer 1, da hier keine Wochentagsfaktoren angewendet werden.
- In der zentralen Tabelle sind die Profilparameter, abhängig von der Profilausprägung zu finden. Für die Einteilung in die Profilausprägung gibt es weder Grenz- noch Richtwerte, sie erfolgt durch den Versorger meist auf Erfahrungsbasis.
- Unten werden die Abnehmertypen genannt, für welche das Profil geeignet ist.

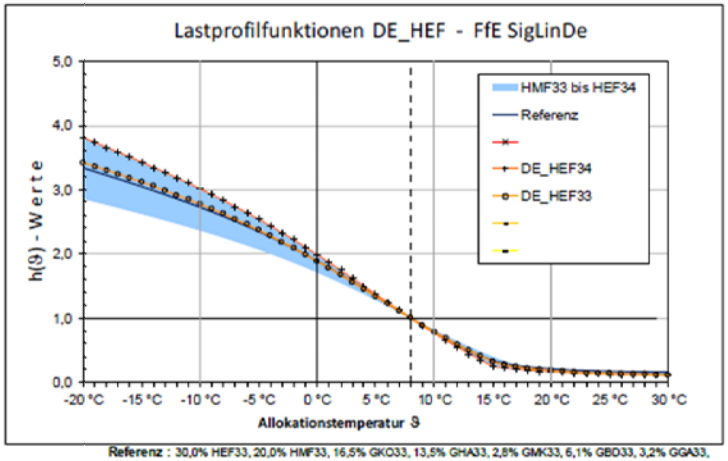
Zum Vergleich sind unter den jeweiligen SigLinDe-Profilen die entsprechenden TUM-Sigmoid-Hauptprofile abgebildet (vgl. Abbildung und Abbildung). Dort spielt der lineare Teil des Allokationsterms keine Rolle und die entsprechenden Parameter werden auf 0 gesetzt.

Im Anhang der Leitlinie (BDEW, 2016 S. 147 f. und 162 f.) findet sich eine Übersicht der momentan gültigen Lastprofile.

HEF Deutschland, bundesweit

H-SLP **FfE SigLinDe**

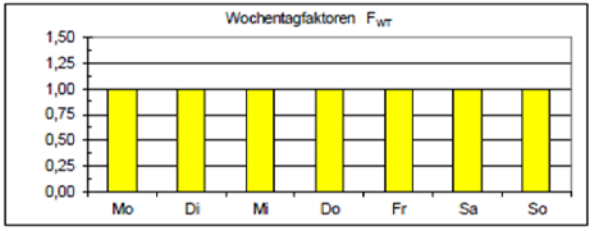
Bezeichnung: **Einfamilienhaushalt**



Referenz : 30,0% HEF33, 20,0% HMF33, 16,5% GKO33, 13,5% GHA33, 2,8% GMK33, 6,1% GBD33, 3,2% GGA33, 2,9% GBH33, 1,6% GBA33, 0,9% GWA33, 1,6% GGB33, 0,4% GPD33, 0,3% GMF33, 0,2% HKO03

$$Q_{Allokation} = KW \cdot h(\vartheta) \cdot F_{WT}$$ **KW** = Kundenwert

$$h(\vartheta) = \left[\frac{A}{1+\left(\frac{B}{\vartheta-\vartheta_0}\right)^C} + D\right] + \left[max\begin{Bmatrix} m_H \cdot \vartheta + b_H \\ m_W \cdot \vartheta + b_W \end{Bmatrix}\right]$$



Profilkoeffizienten FfE SigLinDe

Bezeichnung	Aus-prägung	Code	A	B	C	D	ϑ_0	m_H	b_H	m_W	b_W	h(8°C) (F_{WT} = 1)
DE_HEF34	+	1D4	1,3819663	-37,4124155	6,1723179	0,0396284	40,0	-0,0672159	1,1167138	-0,0019982	0,1355070	1,00000
DE_HEF33	o	1D3	1,6209544	-37,1833141	5,6727847	0,0716431	40,0	-0,0495700	0,8401015	-0,0022090	0,1074468	1,00000

Wochentagfaktoren F_{WT}

Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

Lastprofilanwendung u.a. für:

Haushalte < 50.000 kWh/a
Private Haushalte
Einfamilienhäuser
Reihenhäuser
Doppelhäuser
Einzelraumheizer
1- und 2-Familienhäusern
Feriendorf
Ferienhaus, -wohnung
auch
Kleinverbrauchskunden
Etagenheizungen

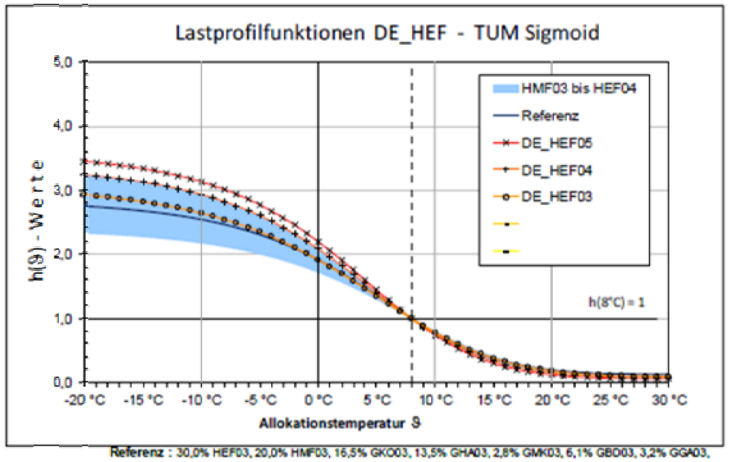
Abbildung B.1.9: SigLinDe-Profil für Einfamilienhaushalte (BDEW, 2016 S. 132)

HEF

Deutschland, bundesweit

H-SLP **TUM Sigmoid**

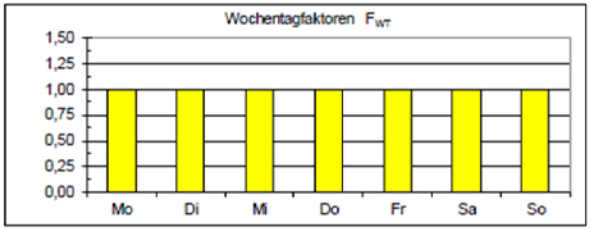
Bezeichnung: **Einfamilienhaushalt**



Referenz : 30,0% HEF03, 20,0% HMF03, 16,5% GKO03, 13,5% GHA03, 2,8% GMK03, 6,1% GBD03, 3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,6% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, 0,3% GMF03, 0,2% HKO03

$$Q_{Allokation} = KW \cdot h(\vartheta) \cdot F_{WT}$$ **KW** = Kundenwert

$$h(\vartheta) = \left[\frac{A}{1+\left(\frac{B}{\vartheta-\vartheta_0}\right)^C} + D\right] + \left[max\begin{Bmatrix} m_H \cdot \vartheta + b_H \\ m_W \cdot \vartheta + b_W \end{Bmatrix}\right]$$



Profilkoeffizienten TUM Sigmoid

Bezeichnung	Aus-prägung	Code	A	B	C	D'	ϑ_0	m_H	b_H	m_W	b_W	h(8°C) (F_{WT} = 1)
DE_HEF05	+ +	D15	3,3456667	-37,5268316	6,4328937	0,0562566	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,93977
DE_HEF04	+	D14	3,1850191	-37,4124155	6,1723179	0,0761096	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,95509
DE_HEF03	o	D13	3,0469695	-37,1833141	5,6727847	0,0961931	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,00752
	-											
	- -											

mit D' als gewichteter Wert für Raumheizung und Warmwasser

Wochentagfaktoren F_{WT}

Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

Lastprofilanwendung u.a. für:

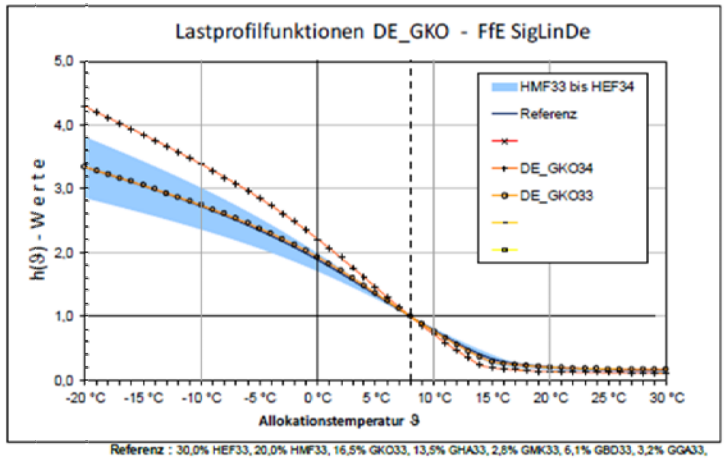
Haushalte < 50.000 kWh/a
Private Haushalte
Einfamilienhäuser
Reihenhäuser
Doppelhäuser
Einzelraumheizer
1- und 2-Familienhäusern
Feriendorf
Ferienhaus, -wohnung
auch
Kleinverbrauchskunden
Etagenheizungen

Abbildung B.1.10: TUM-Sigmoid-Profil für Einfamilienhaushalte (BDEW, 2016 S. 149)

GKO Deutschland, bundesweit

G-SLP **FfE SigLinDe**

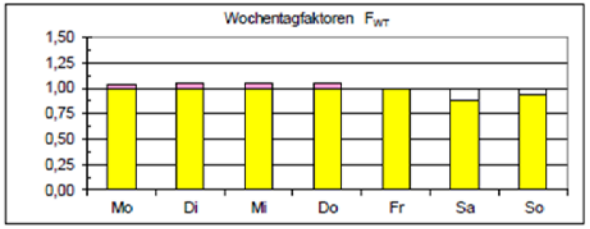
Bezeichnung: **Gebietskörpersch., Kreditinst. u. Versich., Org. o. Erwerbszw. & öff. Einr.**



Referenz : 30,0% HEF33, 20,0% HMF33, 16,5% GKO33, 13,5% GHA33, 2,8% GMK33, 6,1% GBD33, 3,2% GGA33, 2,9% GBH33, 1,6% GBA33, 0,9% GWA33, 1,6% GGB33, 0,4% GPD33, 0,3% GMF33, 0,2% HKO03

$$Q_{Allokation} = KW \cdot h(\vartheta) \cdot F_{WT}$$ ***KW*** = Kundenwert

$$h(\vartheta) = \left[\frac{A}{1+\left(\frac{B}{\vartheta-\vartheta_0}\right)^C} + D\right] + \left[max\begin{Bmatrix} m_H \cdot \vartheta + b_H \\ m_W \cdot \vartheta + b_W \end{Bmatrix}\right]$$



Profilkoeffizienten FfE SigLinDe

Bezeichnung	Aus-prägung	Code	A	B	C	D	ϑ_0	m_H	b_H	m_W	b_W	h(8°C) (F_{WT} = 1)
DE_GKO34	+	OK4	1,4256684	-36,6590504	7,6083226	0,0371116	40,0	-0,0809359	1,2364527	-0,0007628	0,1002979	1,00000
DE_GKO33	o	OK3	1,3554515	-35,1412563	7,1303395	0,0990619	40,0	-0,0526487	0,8626086	-0,0008808	0,0964014	1,00000

Wochentagfaktoren F_{WT}

Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
1,0354	1,0523	1,0449	1,0494	0,9885	0,8860	0,9435
1,0354	1,0523	1,0449	1,0494	0,9885	0,8860	0,9435

Lastprofilanwendung u.a. für:

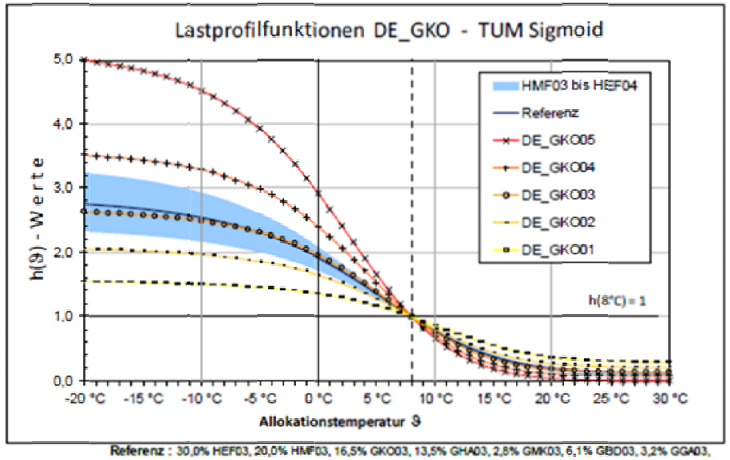
Abendgymnasium
Altenkrankenheim, Altenwohnheim
Amt (allgemein)
Asylbewerberheim
Bank
Behörde (öffent. Verwaltung)
Bücherei
Bundeswehr
Deutsche Bundesbahn
Feuerwehr
Forschungseinrichtungen
Frauenhaus
Freizeitstätte (Jugendzentrum)
Fremdenverkehrsamt
Fundbüro
Galerie, Ausstellung
Gefängnis
Geldinstitut
Gemeindesaal (Kirche)
Gericht
Gymnasium
Handwerkskammer
Institut, wissenschaftliches
Internatsschule
Jugendherberge
Kindergarten
Kirche
Kloster
Konsulat
Krankenversicherung
Kreditinstitut
Landratsamt
Pfarramt
Polizei
Schule
Sporthalle
Synagoge
Theater
Universität
Verbände
Versicherung
Versorgungsanstalt
Verwaltung (öffentl.)
Waisenhaus

Abbildung B.1.11: SigLinDe-Profil für bestimmte Gewerbe. SLP_AD S.135

Abbildung B.1.12: TUM-Sigmoid-Profil für bestimmte Gewerbe (BDEW, 2016 S. 152)

GKO Deutschland, bundesweit

Bezeichnung: **Gebietskörpersch., Kreditinst. u. Versich., Org. o. Erwerbszw. & öff. Einr.**

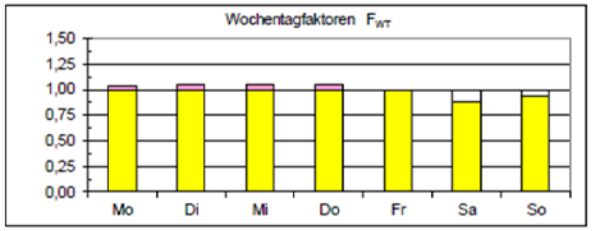


Referenz : 30,0% HEF03, 20,0% HMF03, 16,5% GKO03, 13,5% GHA03, 2,8% GMK03, 6,1% GBD03, 3,2% GGA03, 2,9% GBH03, 1,5% GBA03, 0,9% GWA03, 1,6% GGB03, 0,4% GPD03, 0,3% GMF03, 0,2% HKO03

G-SLP **TUM Sigmoid**

$$Q_{Allokation} = KW \cdot h(\vartheta) \cdot F_{WT}$$ ***KW*** = Kundenwert

$$h(\vartheta) = \left[\frac{A}{1+\left(\frac{B}{\vartheta-\vartheta_0}\right)^C} + D\right] + \left[max\begin{Bmatrix} m_H \cdot \vartheta + b_H \\ m_W \cdot \vartheta + b_W \end{Bmatrix}\right]$$



Profilkoeffizienten TUM Sigmoid

Bezeichnung	Aus-prägung	Code	A	B	C	D	ϑ_0	m_H	b_H	m_W	b_W	h(8°C) (F_{WT} = 1)
DE_GKO05	+ +	KO5	4,3624833	-38,6634022	7,5974644	0,0083264	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,84589
DE_GKO04	+	KO4	3,4428943	-36,6590504	7,6083226	0,0746850	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,97768
DE_GKO03	o	KO3	2,7172288	-35,1412563	7,1303395	0,1418472	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,06303
DE_GKO02	-	KO2	2,0660501	-33,6016520	6,6753610	0,2309125	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,09702
DE_GKO01	- -	KO1	1,4159571	-30,8425192	6,3467557	0,3211791	40,0	0,0000000	0,0000000	0,0000000	0,0000000	1,11155

mit D = 0!

Wochentagfaktoren F_{WT}

Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
1,0354	1,0523	1,0449	1,0494	0,9885	0,8860	0,9435
1,0354	1,0523	1,0449	1,0494	0,9885	0,8860	0,9435
1,0354	1,0523	1,0449	1,0494	0,9885	0,8860	0,9435
1,0354	1,0523	1,0449	1,0494	0,9885	0,8860	0,9435
1,0354	1,0523	1,0449	1,0494	0,9885	0,8860	0,9435

Lastprofilanwendung u.a. für:

Abendgymnasium
Altenkrankenheim, Altenwohnheim
Amt (allgemein)
Asylbewerberheim
Bank
Behörde (öffent. Verwaltung)
Bücherei
Bundeswehr
Deutsche Bundesbahn
Feuerwehr
Forschungseinrichtungen
Frauenhaus
Freizeitstätte (Jugendzentrum)
Fremdenverkehrsamt
Fundbüro
Galerie, Ausstellung
Gefängnis
Geldinstitut
Gemeindesaal (Kirche)
Gericht
Gymnasium
Handwerkskammer
Institut, wissenschaftliches
Internatsschule
Jugendherberge
Kindergarten
Kirche
Kloster
Konsulat
Krankenversicherung
Kreditinstitut
Landratsamt
Pfarramt
Polizei
Schule
Sporthalle
Synagoge
Theater
Universität
Verbände
Versicherung
Versorgungsanstalt
Verwaltung (öffent.)
Waisenhaus

B.1.3. Stundenallokation

In der Dissertation von Hellwig von 2003 finden sich in Anhang 3 die Stundenfaktoren der Lastprofile (Hellwig, 2003). Mit deren Hilfe können die Tagesverbrauchswerte auf die Tagesstunden aufgeteilt werden. Jeder Stunde wird dabei die Durchschnittsleistung während dieser Stunde zugeordnet. Seit dem 01.10.2008 sind die Stundenwerte für die Gasnetzbetreiber nicht mehr relevant und es wird für die Aufschlüsselung in Stundenwerte auf die Praxisinfo P 2007/13 des BDEW verwiesen, welche für Nicht-BDEW-Mitglieder nicht zugänglich ist (BDEW, 2016). Die Stundenprofile der TUM-Untersuchungen aus (Hellwig, 2003) und (BGW, 2006) können jedoch nach wie vor verwendet werden (BDEW, 2016).

Die Genauigkeit der Stundenallokation ist nicht nur abhängig von den Daten, auf deren Basis sie erstellt wurde, sondern auch von der Anzahl der Verbraucher, auf die sie angewendet wird. Je höher die Anzahl ist, desto geringer ist die Streubreite des 95-prozentigen Vertrauensbereichs (V95) des Verbraucherverhaltens.

Eine beispielhafte Darstellung der Allokation eines Tagesverbrauches auf Stundenwerte ist in Abbildung B.1.13 dargestellt.

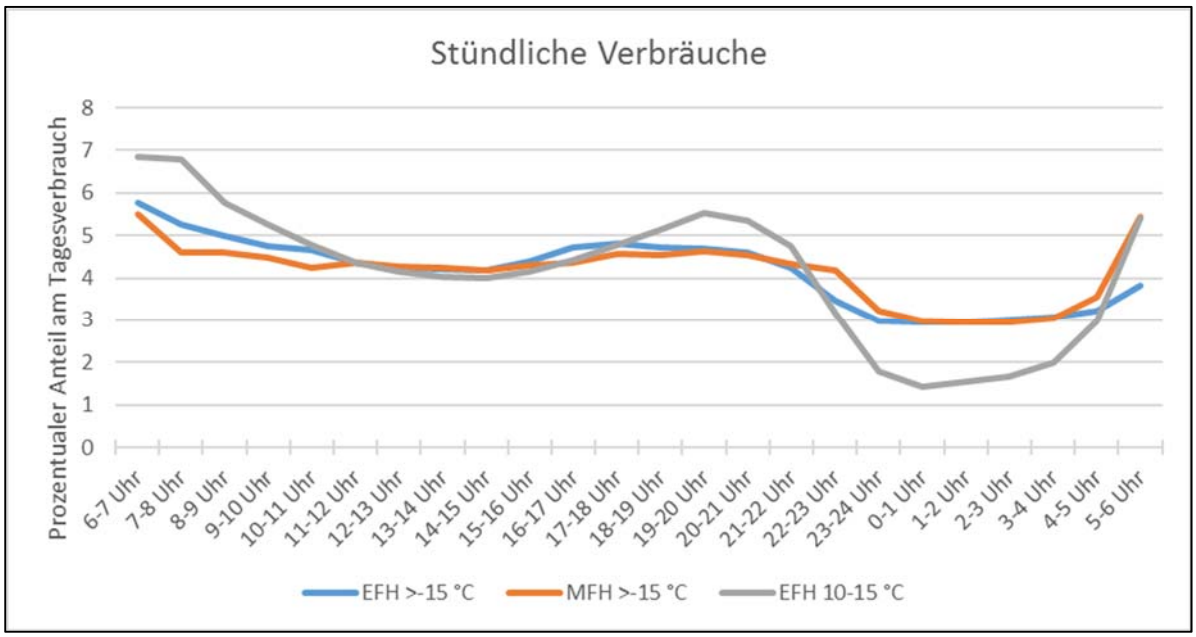


Abbildung B.1.13: Beispielhafte Stundenaufteilung eines Tagesverbrauchs. Eigene Darstellung nach (BGW, 2006)

B.1.4. Saisonale Korrekturfaktoren

In (Hinterstocker, et al., 2015) wurde festgestellt, dass auch bei der Anwendung der neuen SigLinDe-Profile ein saisonaler Korrekturbedarf bestehen bleibt (vgl. Abbildung B.1.14). Bei

gleicher Außentemperatur unterscheiden sich die Verbräuche je nach Jahreszeit. Ein korrigierender Saisonalfaktor wird bei den SLP momentan noch nicht pauschal berücksichtigt, da er noch nicht generalisiert werden konnte. Je nach Gasnetz kann der Saisonalfaktor eine unterschiedlich starke Ausprägung haben, daher muss die Anwendung eines Saisonalfaktors vom Gasnetzbetreiber individuell geprüft werden. Dem Anwender von SLP Gas muss bewusst sein, dass diese allein noch keine saisonalen Abweichungen abbilden. Eine Überlegung wäre, die Klimafaktoren des Deutschen Wetterdienstes als Korrekturfaktoren heranzuziehen.[3]

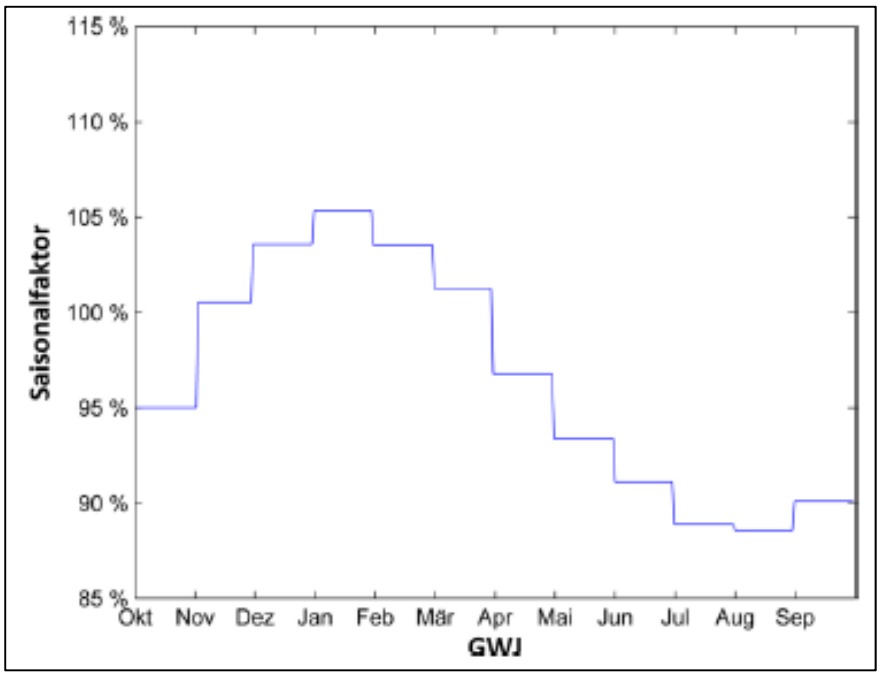


Abbildung B.1.14: Beispiel eines monatlichen Saisonalfaktors (Hinterstocker, et al., 2015 S. 17)

Ein Projekt des BDEW mit dem DWD will eine alternative Allokationstemperatur zur Verbesserung der Prognosegüte entwickeln (Dömer, et al., 2016) und (Rohrich, 2016).

B.1.5. Genauigkeit

Als Grenzwert für die tägliche Abweichung der durch die SLP Gas ermittelten Last von der tatsächlich auftretenden Last (sogenannte Netzkontenabweichung) sind folgende Werte festgelegt: Unterallokation von maximal +35 % und Überallokation von -3 % (BDEW, 2016 S. 92 ff.). Das heißt, die Prognose muss an mindestens 80 % der Tage eines Monats eine Güte

[3] Dies ist die Empfehlung eines Anwenders, welcher nach eigener Auskunft bei der Verwendung der Klimafaktoren sehr gute Ergebnisse hinsichtlich der Berechnungsgenauigkeit erzielt hat.

von über 65 % aufweisen (Dömer, et al., 2016). Bezüglich der Genauigkeit der SLPs konnte nur eine Darstellung aus der Dissertation von Hellwig gefunden werden (vgl. Abbildung B.1.15). Inzwischen sollte sich die Genauigkeit jedoch verbessert haben.

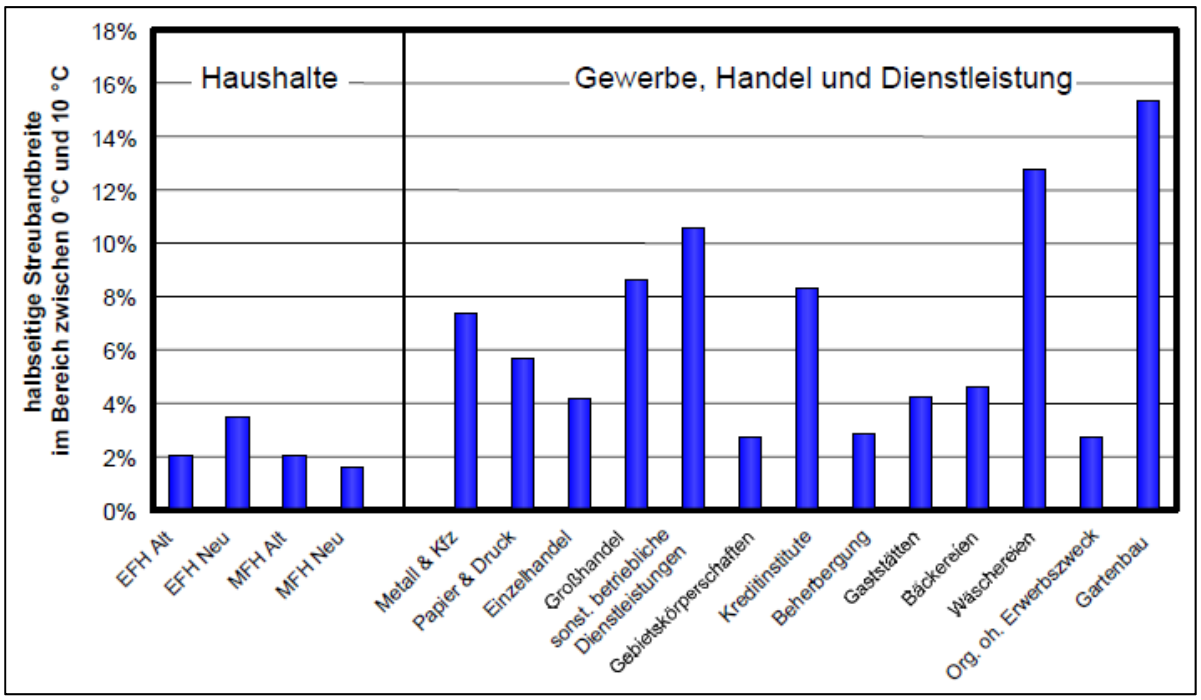


Abbildung B.1.15: Halbseitige Streubandbreite des 95-prozentigen Vertrauensbereichs im Temperaturbereich zwischen 0 °C und 10 °C Außentemperatur (Hellwig, 2003 S. 74)

Datenbasis der Dissertation von Hellwig waren Gasversorgungsunternehmen aus ganz Deutschland (Hellwig, 2003 S. 18). Für Haushalte wurde dabei auf mehr als 20 Kollektivmessungen mit jeweils mehr als 20 Verbrauchern zurückgegriffen, für GHD lagen über 130 Messstellen einzelner Betriebe verschiedener Betriebsgrößen vor.

Der Bezug von Kochgas ist mit dem Bezug von Fernwärme nicht vergleichbar, wird aber durch ein eigenes SLP behandelt und kann somit ausgeklammert werden. Kleine Abweichungen zwischen der Fernwärmebezugsmenge und dem Gasverbrauch könnten damit begründet sein, dass ein Brennwertkessel durch seinen Wirkungsgrad die bezogene Energiemenge an Gas nicht vollständig in Heizwärme umwandeln kann.

B.1.6. Recherche zur Anwendbarkeit der SLP Gas auf Fernwärmenetze

In der Gasbranche werden bereits seit längerer Zeit Standardlastprofile für die Allokation von Verbrauchsmengen verwendet. Sie beschreiben das Verbrauchsverhalten verschiedener Verbrauchergruppen in Abhängigkeit von der Temperatur (siehe Kapitel 0).

Für Fernwärmenetze gibt es bislang keine allgemeingültigen Standardlastprofile. Da der Wärmebedarf von Gebäuden unabhängig von der Art der Energieversorgung ist, stellt sich die Frage, ob die SLP Gas auch auf Fernwärmeverbraucher anwendbar sind.

Im Rahmen einer Recherche wurden verschiedene Studien und Forschungsprojekte ermittelt, die obige Fragestellung betrachtet haben. Im Folgenden werden die Rechercheergebnisse und die Ergebnisse der Telefoninterviews mit den entsprechenden Experten kurz vorgestellt. Kontaktiert wurden der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (siehe Abschnitt 0), die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) (siehe Abschnitt 0 und 0), die CUBE Engineering GmbH (siehe Abschnitt 0) sowie Entwickler der Simulationsumgebung STANET (siehe Abschnitt 0).

B.1.6.1. BDEW – Abwicklung von Standardlastprofilen Gas

Der Leitfaden „Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“, herausgegeben von BDEW, VKU und GEODE, beschreibt die Vorgehensweise bei der Anwendung der überarbeiteten SLP Gas.

Dem BDEW ist momentan kein Anwendungsfall bekannt, bei dem die SLP Gas für den Fernwärmebereich eingesetzt werden. Jedoch müssten die SLP Gas auf die Fernwärme übertragbar sein, da aus physikalischer Sicht nichts entgegen sprechen würde. Allerdings sei zu beachten, dass die Gasversorgung und der Wärmebedarf träge sind, die Verbraucher reagieren verzögert auf den Jahreszeitenübergang (siehe Saisonalfaktor). Liegt an Informationen über den Kunden nur der Jahresverbrauch vor, sei es schwierig, ihn einer eindeutigen Profilausprägung nach der „Weiterentwicklung Standardlastprofile Gas“ zuzuordnen. Hilfreich ist es, den Warmwasser- bzw. Heizwasseranteil der einzelnen Kunden zu kennen, allerdings muss der dabei eingesetzte Aufwand mit dem erhaltenen Informationsgewinn abgewogen werden. [4]

In einem öffentlich geförderten Projekt mit dem Deutschen Wetterdienst werden die Einflüsse weiterer meteorologischer Parameter auf den Wärmebedarf untersucht (Burg, et al., 2016) und (Rohrich, 2016).

[4] Diese Aussagen sind Telefongesprächen mit einem Vertreter des BDEW entnommen.

B.1.6.2. FfE – Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens Gas und Statusbericht

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) war bei der Erstellung der „Weiterentwicklung der Standardlastprofile Gas“ sowie dem „Statusbericht zum Standardlastprofilverfahren Gas“ eingebunden.

Laut einer ersten Einschätzung der FfE sollte nichts gegen die Anwendung von SLP Gas im Fernwärmebereich sprechen. In einem Projekt der FfE wurden die realen temperaturabhängigen Lasten eines Fernwärmenetzes mit denen der SLP Gas verglichen. Dabei konnte eine starke Ähnlichkeit festgestellt werden; die auftretenden Abweichungen waren jedoch nicht begründbar.[5]

B.1.6.3. FfE – Erzeugung von Fernwärmelastgängen aus Temperaturprofilen

Als möglicher Ansatzpunkt für weitere Informationen wurde die Studie „Erzeugung von Fernwärmelastgängen aus Temperaturprofilen“ untersucht. Es stellte sich heraus, dass die in dieser Studie entwickelte Sigmoidfunktion zur Allokation der Fernwärmelast nicht auf den SLP Gas basiert. Sie wurde aus zur Verfügung stehenden Messwerten (Stundenwerte) verschiedener Fernwärmenetze entwickelt und so gewählt, dass sie möglichst gut den Durchschnitt der Lastdaten der Fernwärmenetze in Deutschland abbildet. Das Ziel war die Abbildung der Fernwärmelast aller Fernwärmenetze in Deutschland und Österreich, um diese für die Kraftwerkseinsatzplanung zu modellieren. [6]

Die verwendete Formel bezieht sich nicht wie die SLP Gas auf den Jahresverbrauch, sondern auf die Maximallast (siehe Abbildung und Abbildung).

[5] Die Informationen dieses Absatzes stützen sich auf Telefongespräche mit einem Vertreter der FfE zur Veröffentlichung „Weiterentwicklung der Standardlastprofile Gas“.
[6] Die Informationen dieses Absatzes stützen sich auf Telefongespräche mit einem Vertreter der FfE zur Studie „Erzeugung von Fernwärmelastgängen aus Temperaturprofilen“.

$$P(\bar{T}) = A + \frac{B}{\left(1 + e^{\left(\frac{\bar{T}-D}{C}\right)}\right)^{E}}$$

P	normierte Fernwärmeleistung
A bis E	Parameter der Sigmoidfunktion
T	Außentemperatur

Abbildung B.1.16: Optimierte Sigmoidfunktion (Conrad, et al., 2015)

$$h(\vartheta) = \left[\left(\frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^{C}} + \mathrm{D}\right)\right]$$

Abbildung B.1.17: Die SLP Gas-Sigmoidfunktion (BDEW, 2015)

B.1.6.4. CUBE Engineering GmbH – Wärmelastprognose der RegModHarz

Im Rahmen des Vorhabens „Wärmelastprognose der Regenerativen Modellregion Harz“ (RegModHarz) wurden Wärmebedarfsverläufe für verschiedene Kundengruppen unter Zuhilfenahme der SLP Gas erstellt (Meskemper, et al., 2012). Aus Datenschutzgründen konnte nicht auf Kundenverbrauchsdaten zurückgegriffen werden, sodass die SLP Gas[7] zur Erstellung der Allokation verwendet wurden. Datenbasis hierfür war der abgeschätzte Gesamtwärmebedarf der Region (Meskemper, et al., 2013).

Im Rahmen des Projekts wurde keine Rücksprache mit dem BDEW gehalten, des Weiteren wurde die Genauigkeit der SLP Gas im Vergleich zu realen Lastverläufen von Fernwärmekunden nicht ermittelt. Es wurde in Abstimmung mit den Betreibern von einer ausreichenden Genauigkeit ausgegangen. Auf Nachfrage konnten keine weiterführenden Studien oder Ansprechpartner ermittelt werden.[8]

[7] Laut (BDEW, 2012) sind die SLP Gas nicht öffentlich; Eine Anmeldung ist erforderlich.

[8] Diese Informationen stammen aus dem schriftlichen und telefonischen Kontakt mit der CUBE Engineering GmbH.

B.1.6.5. STANET – Programmsystem zur stationären und dynamischen Berechnung von Ver- und Entsorgungsnetzen

Das Simulationsprogramm STANET, welches unter anderem zur Simulation für Gas- und Fernwärmenetze angewendet wird, wirbt damit, dass die im Simulationsprogramm verwendbaren Lastprofile auch die Standardlastprofile Gas der TU München (2005) umfassen, welche auch für Fernwärme verwendbar seien (STANET, 2009).

Da STANET auch zur Berechnung von Gasnetzen verwendet werden kann, war es notwendig, in STANET die SLP Gas einzubinden. Sie wurden probehalber auch auf STANET-Simulationen der Fernwärme angewendet. In der Praxis haben sich sehr gute Ergebnisse hinsichtlich der Übereinstimmung von Berechnungen mit SLP Gas und realen Messwerten der (STANET-) Fernwärmekunden feststellen lassen. Ein Ingenieurbüro wendet die SLP Gas nach eigener Aussage bereits jahrelang erfolgreich in der Zusammenarbeit mit Fernwärmeversorgern an. Damit begründet es die Anwendbarkeit der SLP Gas auf den Fernwärmebereich.

Durch die Anwendung der SLP Gas im Fernwärmebereich kann nach Erfahrung des Ingenieurbüros eine besonders hohe Genauigkeit erzielt werden, wenn sie in Kombination mit den „Klimafaktoren (KF) für Energieverbrauchsausweise“ des Deutschen Wetterdienstes angewendet werden. Es steht dem Nutzer offen, in STANET die SLP Gas mit oder ohne zusätzliche Korrekturfaktoren anzuwenden. Für die Erstellung der Lastprofile werden dabei vorzugsweise die TUM-Lastprofile angewendet. Die SigLinDe-Profile scheinen im Allgemeinen keine nennenswerte[9] Verbesserung der Allokationsgüte zu bewirken.

Die Verwendbarkeit der Standardlastprofile für Fernwärme wird ebenfalls im Leistungsumfang von STANET genannt. Anhand einer vorliegenden Referenzliste von STANET könnten bei Bedarf Fernwärmeversorger hinsichtlich ihrer Erfahrungen befragt werden.

B.1.7. Literaturverzeichnis

BDEW und EDI@Energy. 2015. www.edi-energy.de. *EDI@Energy Codeliste der Standardlastprofile nach TU München-Verfahren für den deutschen Gasmarkt.* [Online] 22. 05 2015. [Zitat vom: 03. 02 2017.] http://www.edi-energy.de/files2%5CEDI@Energy_Codeliste_SLP_nach_TUM-Verfahren_Lesefassung_20150522.pdf. Berlin.

BDEW. 2016. www.bdew.de. *Untersuchung des BDEW und DWD zur Ermittlung von meteorologischen Einflussfaktoren auf das Verbrauchsverhalten der SLP-Gaskunden.* [Online] 13. 07

[9] Diese Aussage stimmt mit Informationen in (Dömer, et al., 2016) überein.

2016. [Zitat vom: 07. 02 2017.] https://www.bdew.de/internet.nsf/id/4_2-untersuchung-des-bdew-und-dwd-zur-ermittlung-von-meteorologischen-einflussfaktoren-auf-das-verbr?open&ccm=900030.
—. 2015. www.bdew.de. *BDEW/VKU/GEODE- Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas.* [Online] 30. 06 2015. [Zitat vom: 14. 10 2016.] https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A1566EA4942D4ED1C1257E7400332F41/$file/15-06-30_Leitfaden_Abwicklung_SLP_Gas.pdf. Berlin.
—. 2012. www.bdew.de. *BDEW/VKU/GEODE- Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas.* [Online] 29. 06 2012. [Zitat vom: 14. 10 2016.] https://www.bdew.de/internet.nsf/id/B7E1AFD4DF516D9BC1257B91002DAF6B/$file/KoV%20V%20-%20LF%20Abwicklung%20von%20Standardlastprofilen%20Gas_final.pdf. Berlin.
BGW. 2006. www.eko-netz.de. *Praxisinformation P 2006/8 Gastransport/ Betriebswirtschaft - Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden.* [Online] 2006. [Zitat vom: 14. 10 2016.] https://www.eko-netz.de/files/eko-netz/download/3.5_standardlastprofile_bgw_information_lastprofile.pdf.
Burg, Claudius und Rohrich, Anna Louisa. 2016. Meteorologische Einflussfaktoren auf das Verbrauchsverhalten von SLP-Gaskunden. *e|m|w Energie. Markt. Wettbewerb.* 2016, Auszug aus Heft 06/2016.
Conrad, Jochen, Schmid, Tobias und Pellinger, Christoph. 2015. Erzeugung von Fernwärmelastgängen aus Temperaturprofilen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen.* 01. 09 2015, Ausgabe 9/2015 , S. 52-54.
Dömer, Stefan und Sayman, Hakan. 2016. www.cronos.de. *Strategie gegen die drohende tägliche Netzkostenabrechnung - Alternative Allokationstemperatur des BDEW-Projektes verwenden.* [Online] 05 2016. [Zitat vom: 02. 02 2017.] http://www.cronos.de/files/cronos/Fachartikel%20PDFs/ci41%20PDF/Netzkontenabrechnung.pdf. Münster.
Hellwig, Mark. 2003. www.mediatum.ub.tum.de. *Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile.* [Online] 2003. [Zitat vom: 03. 01 2017.] https://mediatum.ub.tum.de/doc/601557/601557.pdf.
Hinterstocker, Michael, Eberl, Benedikt und von Roon, Serafin. 2015. www.ffegmbh.de. *Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens Gas.* [Online] 07 2015. [Zitat vom: 10. 01 2017.] https://www.ffegmbh.de/download/informationen/583_slp_gas_weiterentwicklung/Studie_Weiterentwicklung-SLP-Gas_FfE.pdf. ISBN 978-3-945029-95-4.
Merten, Frank, et al. 2014. www.umweltbundesamt.de. *Klimapolitischer Beitrag kohlenstoffarmer Energieträger in der dezentralen Stromerzeugung sowie ihrer Integration als Beitrag zur Stabilisierung der elektrischen Versorgungsziele - Endbericht.* [Online] 05 2014. [Zitat vom: 22. 12 2016.] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_08_2013_komplett.pdf. Dessau-Roßlau.
Meskemper, Joshua, et al. 2012. www.regmodharz.de. *Ergebnisbericht Wärmelastprognose.* [Online] 24. 05 2012. [Zitat vom: 14. 10 2016.] http://www.regmodharz.de/fileadmin/user_upload/bilder/Service/Arbeitspakete/AP-Bericht_Waermelastprognose_AP2.4_CUBE.pdf.
Meskemper, Joshua, et al. 2013. www.regmodharz.iwes.fraunhofer.de. *Modellierung und Simulation - Ergebnisbericht (Arbeitspaketbericht).* [Online] 25. 01 2013. [Zitat vom: 14. 10 2016.] http://regmodharz.iwes.fraunhofer.de/fileadmin/user_upload/bilder/Service/Arbeitspakete/2013-01-29_AP-Bericht_2_7_2_Modellierung_Simulation_01.pdf.

Rohrich, Anna-Louisa. 2016. www.bdew.de. *BDEW/VKU/GEODE- Leitfaden. Abwicklung von Standardlastprofilen Gas.* [Online] 30. 06 2016. [Zitat vom: 03. 01 2017.] https://bdew.de/internet.nsf/id/ABEAHK-3-leitfaeden-de/$file/160630_Leitfaden_Abwicklung_von_Standardlastprofilen_Gas.pdf. Berlin.
STANET. 2009. www.stafu.de. *STANET Netzberechnungs- und Analysesystem für die Versorgungsnetze Gas, Wasser, Fernwärme, Dampf, Strom und Abwasser.* [Online] 2009. [Zitat vom: 22. 12 2016.] http://www.stafu.de/files/Stanet-Netzberechnungen-Stand-24-09.pdf.

B.2 Dokumentation FreePlan

Autor: Dr. Peter Stange (TUD)

FreePlan Version 1.1 - Dokumentation

Peter Stange
Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung
TU Dresden

28. November 2019

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung **3**

2 Modellierung **3**
2.1 Simulation zeitlicher Wärmelastverläufe 3
2.1.1 Direkte Einflussgrößen 4
2.1.2 Kategorisierende Einflussgrößen 5
2.1.3 Resultierendes Regressionsmodell 6
2.2 Simulation des zeitlichen Verlaufs der Rücklauftemperatur 6
2.2.1 Direkte Einflussgrößen 6
2.2.2 Kategorisierende Einflussgrößen 7
2.2.3 Resultierendes Regressionsmodell 7
2.3 Nutzungseinschränkung 7

3 Datenverfügbarkeit **7**

4 Bezug und Installation **8**

5 Bedienung von FreePlan **9**
5.1 Nutzereingaben 10
5.2 Ergebnisausgabe 11
5.3 Weitere Arbeitsblätter 12

6 Weiterentwicklungen **12**

1 Einleitung

Der grundlegende Anwendungsbereich des Programms FreePlan ist die Generierung von außentemperaturabhängigen, zeitlich aufgelösten, charakteristischen Bedarfsprofilen von Wärmeabnehmern. Die hierzu erstellten Modelle basieren auf einer multiplen linearen Regressionsanalyse realer Messdaten. Die Komplexität dieser Modelle ist bewusst einfach gehalten, wodurch eine Überanpassung an die zu Grunde liegenden Messobjekte vermieden wird und somit möglichst allgemein gültige charakteristische Lastverläufe generiert werden. Die reduzierte Komplexität ermöglicht außerdem die Anwendung des Tools bei geringer Datenverfügbarkeit. Weiterhin können mit FreePlan zeitliche Profile der Rücklauftemperatur von Abnehmern erstellt werden. Auch diese Berechnung erfolgt anhand von Regressionsmodellen auf der Grundlage realer Messdaten.

Die Anwendung der hier dargestellten Methodik soll es in Fällen in denen eine detaillierte Gebäudesimulation, z.B. wegen nicht vorhandener Daten oder aufgrund beschränkter Rechenzeit, nicht angewandt werden kann, ermöglichen, zeitaufgelöste Verbrauchs- und Temperaturprofile zu generieren. Sie bietet als Erweiterung zu Standardlastprofilen die Anpassung des Lastverlaufs an konkrete äußere Temperatureinflüsse sowie Werktagsmuster an. Eine realistische Abbildung der Gleichzeitigkeit, z.B. bei Anwendung der Modelle in Netzsimulationen, wird durch die Nutzung mehrerer verschiedener typisierter Modelle innerhalb einer Objektkategorie ermöglicht.

FreePlan ist nicht geeignet um ein konkretes Gebäude möglichst exakt zu simulieren. Weiterhin ist zu beachten, dass bedingt durch die Messdatenbasis auf ergebnisverfälschende Extrapolationseffekte bei Anwendung der Regression zu achten ist. Eine Unterscheidung des Wärmebedarfs zur Raumheizung sowie zur Trinkwassererwärmung erfolgt in der aktuellen Version nicht.

2 Modellierung

In dieser Dokumentation werden folgende Begriffe zur Unterscheidung zwischen den verschiedenen Ebenen der Modellerstellung und -anwendung genutzt:

- **Messdaten, Messobjekt** bezeichnet die Daten bzw. das Gebäude/ Objekt, auf dessen Basis die Erstellung eines Regressionsmodells erfolgte.
- **(Typisierte) Modelle** bezeichnet die in FreePlan hinterlegten Regressionsmodelle. Diese sind anhand ihres Typs, z.B. Mehrfamilienhaus, Krankenhaus, Bürogebäude usw., charakterisiert.
- **Simulierte bzw. generierte Lastgänge** bezeichnet die durch das gewählte, typisierte Modell erstellten charakteristischen Lastverläufe bzw. Zeitreihen der Rücklauftemperatur.

2.1 Simulation zeitlicher Wärmelastverläufe

Die Berechnung der Wärmelastgänge in FreePlan erfolgt durch multiple lineare Regression. Hierzu wurden für jedes typisierte Modell anhand von Messdaten Regressionsko-

effizienten bestimmt, welche im Programm hinterlegt sind. Um eine Anwendung des Programms auch für die Nutzung bei geringer Datenkenntnis zu ermöglichen, wurde das zu Grunde liegende Regressionsmodell auf die im Folgenden beschriebenen Haupteinflussgrößen beschränkt.

2.1.1 Direkte Einflussgrößen

Unter direkten Einflussgrößen werden an dieser Stelle externe Einflüsse bezeichnet, welche direkt bzw. in transformierter Form als Regressoren im Regressionsmodell auftreten.

Außentemperatur

Die beanspruchte Wärmeleistung eines Abnehmers hängt offensichtlich von der Außentemperatur ϑ_a ab. Diese wird zunächst durch vom Nutzer definierte untere und obere Schwellwerte (ϑ_{min}, ϑ_{max}) in ihrem Definitionsbereich für die Regression beschränkt. Das heißt, die gegebenen Messwerte der Außentemperatur unterliegen folgender Transformation:

$$\tilde{\vartheta}_a = \begin{cases} \vartheta_a, & \text{wenn } \vartheta_{min} < \vartheta_a < \vartheta_{max} \\ \vartheta_{min}, & \text{wenn } \vartheta_a \leq \vartheta_{min} \\ \vartheta_{max}, & \text{wenn } \vartheta_a \geq \vartheta_{max} \end{cases} \tag{1}$$

Dieses Vorgehen ermöglicht die Abbildung einer Heizgrenztemperatur ϑ_{max} sowie einer Auslegungstemperatur ϑ_{min}. Des Weiteren werden Extrapolationseffekte, z.B. durch die Vorgabe von extrem von den ursprünglichen Messdaten abweichenden Außentemperaturen, bei der Modellnutzung verhindert. Der transformierte Wert der Außentemperatur $\tilde{\vartheta}_a$ geht schließlich in verschiedener Form, z.B. linear und quadratisch, als direkter Einflussfaktor in das Regressionsmodell ein.

Tagesart

Durch die Einflussgröße Tagesart kann eine tagesabhängige Unterscheidung der Nutzung eines Objekts modelliert werden. Dies kann zum Beispiel eine Unterscheidung zwischen Werktag und arbeitsfreiem Tag sein. Dieses Kriterium ist durch eine binäre Größe D in der Regressionsgleichung abgebildet. Standardmäßig nimmt diese die Werte

$$D = \begin{cases} 0, & \text{an Werktagen bzw. Nutzungstagen} \\ 1, & \text{an arbeitsfreien Tagen bzw. Nichtnutzungstagen} \end{cases} \tag{2}$$

an. Arbeitsfreie Tage sind in FreePlan standardmäßig Samstage, Sonntage sowie Feiertage. Dies kann vom Nutzer jedoch objektspezifisch angepasst werden. (z.B. Hinzunahme der Ferien als arbeitsfreie Tage in Schulgebäuden oder Entfall arbeitsfreier Tage im Krankenhaus)

Konstante

Der konstante Term ermöglicht eine von äußeren Einflüssen unabhängige, quantitative Verschiebung des Lastprofils und ist für eine bestmögliche Modellanpassung der Regression obligatorisch.

2.1.2 Kategorisierende Einflussgrößen

Im Gegensatz zu direkten treten kategorisierende Einflussgrößen nicht als beschreibende Größe im Regressionsmodell auf. Stattdessen wird je Kategorie ein separates Modell erstellt. Dieses Vorgehen ist speziell dann sinnvoll, wenn ein stark nichtlinearer Zusammenhang zwischen beschreibender und abhängiger Größe besteht, welcher nicht ausreichend durch alternative Transformationen abgebildet werden kann. Eine Voraussetzung zur Verwendung dieses Ansatzes ist eine ausreichend große Verfügbarkeit an Messwerten je Klasse.

Bemerkung: Durch die Einführung einer binären Größe je Kategorie sowie der Transformation der restlichen Einflussfaktoren ist es alternativ möglich, sämtliche durch Kategorisierung entstandene Modelle in einer geschlossenen Formulierung darzustellen.

Tageszeit

Der tageszeitliche Verlauf des Wärmebedarfs variiert je nach Gebäudetyp sehr stark in Abhängigkeit der typischen Nutzungscharakteristik. Diese zumeist nichtlineare Abhängigkeit ist im Kontext direkter Einflussfaktoren nur unzureichend abbildbar. Aus diesem Grund wurden jeweils separate Regressionsmodelle für fünfzehnminütige bzw. einstündige Zeitscheiben $\Delta t = \{15\text{ min}, 60\text{ min}\}$ des Tages erstellt. Im Folgenden wird ein einzelner Zeitschritt durch den Index τ beschrieben. Je nachdem ob eine stündliche oder viertelstündliche Diskretisierung betrachtet wird, ist $\tau = 1, \ldots, 24$ bzw. $\tau = 1, \ldots, 96$. Die Zuordnung des Index τ zu den Zeitscheiben geschieht für $\Delta t = 15$ min wie folgt:

$$
\begin{aligned}
\tau = 1: &\quad 0:00 - 0:15 \text{ Uhr} \\
\tau = 2: &\quad 0:15 - 0:30 \text{ Uhr} \\
\tau = 3: &\quad 0:30 - 0:45 \text{ Uhr} \\
\vdots &\qquad\qquad \vdots
\end{aligned}
$$

Für $\Delta t = 60$ min beginnt die Zuordnung von 0:00 - 1:00 Uhr, gefolgt von einem stündlichen Takt.

Heizperiode

Während in der Heizperiode die stark außentemperaturabhängige Heizlast dominiert, überwiegt in der Sommerzeit in vielen Gebäudetypen die Last aufgrund von Trinkwarmwasserbereitstellung. Bei der Modellbildung wurde aus diesem Grund die Unterscheidung zwischen Heizperiode und Nichtheizperiode als kategorisierender Einfluss festgelegt. Dies ermöglicht die differenzierte Abbildung der charakteristischen Verläufe beider Zeiträume. Analog zur Tageszeit werden demnach in Abhängigkeit der Periode

$$
h_p = \begin{cases} 1, & \text{Heizperiode} \\ 0, & \text{Nichtheizperiode} \end{cases}
$$

separate Modelle erstellt.

2.1.3 Resultierendes Regressionsmodell

Für jede Zeitscheibe des Tages τ sowie unterschieden in Heiz- bzw. Nichtheizperiode h_p wird eine Regressionsgleichung der Form

$$\dot{Q}_{\tau,h_p} = k_{1,\tau,h_p} + k_{2,\tau,h_p}\tilde{\vartheta}_a + k_{3,\tau,h_p}\tilde{\vartheta}_a^2 + k_{4,\tau,h_p}D \tag{3}$$

angesetzt. Die hierin enthaltenen Koeffizienten $k_1, \ldots, k_4$ wurden anhand einer Regressionsanalyse der Messdaten bestimmt und sind in FreePlan hinterlegt. Zur Generierung von Lastgängen wird in FreePlan diese Modellgleichung für die vorgegebene Außentemperatur und Werktagsinformation mit den zur passenden Zeitscheibe und Heizperiode gehörenden Koeffizienten angewandt. Die so generierten Werte liegen zunächst in der Größenordnung der dem typisierten Modell zugrunde liegenden Messdaten. Somit ist gegebenenfalls in einem weiteren Schritt die Skalierung der Last passend zum zu simulierenden Objekt nötig. Dies kann in FreePlan anhand der Anschlussleistung oder des summierten Jahreswärmebedarfs geschehen.

2.2 Simulation des zeitlichen Verlaufs der Rücklauftemperatur

Mit dem Tool FreePlan ist es außerdem möglich die fernwärmeseitige Rück-lauftemperatur ϑ_{RL} am Hausanschluss zu prognostizieren. Analog zur Vorhersage der Wärmelast wird auch hierzu ein auf multipler linearer Regression basierender Ansatz genutzt. Es ist zu beachten, dass die Regressionsgüte dieser Größe im Allgemeinen schlechter ist als für die Wärmelast.

2.2.1 Direkte Einflussgrößen

Zusätzlich zu den in Abschnitt 2.1.1 aufgeführten direkten Einflussgrößen werden zur Prognose der Rücklauftemperatur folgende ergänzende direkte Einflussgrößen genutzt.

Vorlauftemperatur
Die fernwärmeseitige Rücklauftemperatur ϑ_{RL} des Abnehmers hängt offensichtlich direkt von der Vorlauftemperatur ϑ_{VL} an diesem ab. Es ist zu berücksichtigen, dass mit der hier genutzten Methodik die Übertragung der Modelle auf andere Temperaturniveaus, z.B. zur Betrachtung der Auswirkungen einer Vorlauftemperaturabsenkung, nicht möglich ist. Dies würde einer Extrapolation der Werte dieser Einflussgröße entsprechen, welche bei Anwendung der Regressionsgleichung zu unplausiblen Ergebnissen führen kann.

Wärmelast
Die Rücklauftemperatur ist abhängig von der Wärmelast $\dot{Q}$ des Abnehmers. Diese Größe ist im Kontext der Anwendung von FreePlan in der Regel nicht bekannt. Aus diesem Grund werden hierfür die mit der zuvor beschriebenen Regression, prognostizierten Werte verwendet. Bei manueller Vorgabe ist analog zur Vorlauftemperatur auch bei der Wärmelast als Einflussgröße auf die Problematik der Extrapolation zu achten.

Dies bedeutet, dass eine eventuelle Rückskalierung der Wärmelast auf das Niveau der Messdaten des zugrunde liegenden Messobjekts nötig ist.

2.2.2 Kategorisierende Einflussgrößen

Als kategorisierende Größen werden analog zum Regressionsmodell der Wär-melast die Heizperiode sowie die Zeitscheibe des Tages genutzt.

2.2.3 Resultierendes Regressionsmodell

Für jede Zeitscheibe des Tages τ sowie unterschieden in Heiz- bzw. Nichtheizperiode h_p wird eine Regressionsgleichung der Form

$$\vartheta_{RL,\tau,h_p} = p_{1,\tau,h_p} + p_{2,\tau,h_p}\tilde{\vartheta}_a + p_{3,\tau,h_p}\tilde{\vartheta}_a^2 + p_{4,\tau,h_p}D + p_{5,\tau,h_p}\dot{Q} + p_{6,\tau,h_p}\vartheta_{VL} \qquad (4)$$

zur Berechnung der Rücklauftemperatur genutzt. Die hierin enthaltenen Koeffizienten $p_1, \ldots, p_6$ wurden anhand einer Regressionsanalyse der Messdaten bestimmt und sind in FreePlan hinterlegt. Zur Generierung von Temperaturprofilen wird in FreePlan diese Modellgleichung für die vorgegebene Außentemperatur, Vorlauftemperatur, aktuelle Heizleistung und Werktagsinformation mit den zur passenden Zeitscheibe und Heizperiode gehörenden Koeffizienten angewandt.

2.3 Nutzungseinschränkung

Die hier vorgestellten Modelle beruhen auf der Regressionsanalyse von Messdaten, welche als Ergebnis eine Abhängigkeit der Zielgröße von definierter Einflussgrößen liefert. Eine Anwendung zu Prognosezwecken setzt zunächst voraus, dass die relevanten Einflussgrößen für den Prognosezeitraum bekannt sind. Es ist zu beachten, dass eine Extrapolation der Einflussgrößen über den Wertebereich der Messdaten hinaus im Allgemeinen zu verfälschten Ergebnissen führen wird. Des Weiteren besteht die Gefahr von versteckter Extrapolation, z.B. aufgrund fehlender oder sehr weniger Messwerte für untypische Kombinationen der Einflussgrößen.

Bei Skalierung auf Basis der Anschlussleistung ist zu berücksichtigen, dass eine eventuelle Überdimensionierung dieser von den Messdaten auf das zu simulierende Objekt übertragen wird. Aus diesem Grund ist vorzugsweise die Skalierung auf Basis des Jahreswärmebedarfs durchzuführen.

3 Datenverfügbarkeit

Die zur Modellbildung genutzten Daten stammen aus verschiedenen Forschungsprojekten der Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung der TU Dresden. Informationen zur exakten Herkunft sowie die Werte der Datensätze unterliegen unterschiedlichsten Geheimhaltungsvereinbarungen. Aus diesem Grund ist es in den meisten Fällen nicht möglich Details zu den Messdaten wiederzugeben.
Derzeit umfasst FreePlan folgende 34 Modelle:

Objektart	Anzahl
Mehrfamilienhäuser	10
Wohnsiedlung	3
Gewerbe-/Wohngebäude	2
Gewerbe-/Bürogebäude	1
Gewerbe	1
Industrie/Industriehalle	2
Bürogebäude	4
Bank	1
Hochschule/Universität	3
Schule	1
Krankenhaus	3
Kaserne	1
Hotel	2

Tabelle 1: Modellumfang von FreePlan in der Version 1.1

4 Bezug und Installation

Die aktuelle Version ist als Excel - Arbeitsmappe verfügbar. Demnach ist keine separate Installation nötig. Aus Kompatibilitätsgründen wurde vollständig auf die Verwendung von Makros verzichtet. Hinweise zum kostenfreien Download von FreePlan in der Version 1.1 sind der Projektwebseite[1] zu entnehmen. Des Weiteren sind an dieser Stelle Steckbriefe zu einem Großteil der Messdatensätzen hinterlegt.

[1] www.tu-dresden.de/mw/iet/gewv/forschung/forschungsprojekte/delfin

5 Bedienung von FreePlan

FreePlan besteht aus mehreren, im Folgenden näher beschriebenen, Excel Arbeitsblättern.

5.1 Nutzereingaben

Das Blatt "Nutzerinput" ist die wesentliche Nutzerschnittstelle von FreePlan. Die wichtigsten Grundeinstellungen, die Objektauswahl sowie die grundlegende zeitliche Charakterisierung der zu simulierenden Wärmelast- bzw. Rücklauftemperaturprofile werden hier vorgenommen. Die zu nutzenden Maßeinheiten der Eingaben sind im jeweiligen Arbeitsblatt angegeben. Folgende Vorgaben sind zur Generierung eines Wärmelastgangs obligatorisch:

Feld B6:	Auswahl des typisierten Gebäudemodells. Zur besseren Einordnung ist ein kurzer Steckbrief des typisierten Modells in den Spalten F bis H gegeben. Weiterhin sind in den Spalten J bis L Angaben der Modellgüte bezüglich der dem Objekt zu Grunde liegenden Messdatenbasis dargestellt. Neben einem Fehlerhistogramm für Wärmeleistung und Rücklauftemperatur umfasst dies das Bestimmtheitsmaß, den mittleren absoluten Fehler sowie den mittleren Quadratsummenfehler.
Feld B7:	Auswahl des im Arbeitsblatt "Temperaturinput" definierten Temperaturszenarios.
Felder B9/B10:	Start- und Enddatum der zu generierenden Zeitreihe, beschränkt auf max. 35040 Zeitschritte. Der Zeitbereich muss im Arbeitsblatt "Temperaturinput" definiert sein. Die erstellte Zeitreihe beginnt um 0:00 Uhr des Startdatums und endet 23:45 Uhr zum Enddatum.
Feld B12:	Vorgabe, ob die Generierung des Profils in viertelstündlicher oder stündlicher Auflösung erfolgen soll.
Feld B13:	Vorgabe, ob eine Berechnung der Rücklauftemperatur stattfinden soll. Dies ist nur möglich, wenn in "Temperaturinput" eine Zeitreihe der Vorlauftemperatur als Szenario gegeben ist.
Felder B15-B17	Vorgabe, ob für das ausgewählte Objekt Samstage/ Sonntage/ Feiertage als Werktage angesehen werden.

Folgende Angaben sind im Blatt "Nutzerinput" optional:

Feld B22:	Skalierung auf diese Anschlussleistung. Evtl. Anschlussüberdimensionierung des Originalgebäudes bleibt erhalten. Eine Skalierung kann nur auf eine der Größen B22 bzw. B23 erfolgen.
Feld B24:	Skalierung auf Jahreswärmemenge, basierend auf durchschnittlichem Jahreswärmebedarf der Originaldaten. Eine Skalierung kann nur auf eine der Größen B22 bzw. B23 erfolgen.
Feld B29:	Vorgabe der Auslegungstemperatur.
Feld B30:	Vorgabe der Heizgrenztemperatur.
Felder D6-D29:	Definition von als Feiertage zu betrachtenden Daten.

Die Definition der vom Nutzer vorgegebenen Zeitreihen der Einflussgrößen für den zu simulierenden Zeitraum erfolgt im Arbeitsblatt "Temperaturinput". Folgende Angaben sind an dieser Stelle obligatorisch:

Feld C4:	Startzeit der definierten Szenarien zur automatischen Generierung des Zeitvektors
Feld F4:	Zeitauflösung der Temperaturvektoren der Szenarios, viertelstündlich oder stündlich
Spalten F bis I:	Eingabe der Außentemperatur für maximal vier Szenarien passend zum Zeitstempel in Spalte A. Für mindestens ein Szenario muss diese definiert sein.

Folgende Angaben sind im Blatt "Temperaturinput" optional:

Felder F6-I6:	Benennung der Szenarien
Spalten J bis M:	Eingabe der Vorlauftemperatur passend zum Zeitstempel in Spalte A für die betrachteten Szenarien. Für mindestens ein Szenario muss diese definiert sein, sofern die Rücklauftemperatur berechnet werden soll.

5.2 Ergebnisausgabe

Die Ausgabe der simulierten Zeitreihen erfolgt im nicht editierbaren Arbeitsblatt "Ergebnisse". Zeile 3 enthält als Information das ausgewählte Objekt und Szenario. In den Spalten A bis C ist der Zeitstempel der simulierten Zeitreihe definiert. Die Angabe von Datum und Uhrzeit erfolgt dabei kombiniert als auch getrennt voneinander. Spalte D enthält eine in Sekunden gegebene, zu Simulationsanfang beginnende, fortlaufende Zeitangabe. Spalte E enthält die in Abhängigkeit der Nutzervorgaben simulierte Zeitreihe der Wärmelast in MW. Dieser Wert ist als durchschnittliche Leistung je Zeitschritt aufzufassen. In Spalte F ist der zeitliche Verlauf des Heizlastverhältnisses bzgl. der originalen

bzw. skalierten Anschlussleistung in Prozent gegeben. Im Fall der optionalen Berechnung der Rücklauftemperatur, ist diese in ihrem zeitlichen Verlauf in Spalte G aufgeführt. Das Arbeitsblatt enthält zur optischen Veranschaulichung eine grafische Darstellung der zeitlichen Verläufe von Heizlast sowie ggf. Rücklauftemperatur.

5.3 Weitere Arbeitsblätter

Das Arbeitsblatt " Steckbriefe" enthält eine Übersicht der Steckbriefe sowie Modellgüteangaben aller in FreePlan enthaltenen typisierten Modelle. Dieses Blatt ist nicht editierbar und dient als Hilfestellung zur Modellauswahl. Das Arbeitsblatt "Hinweise zur Nutzung" enthält eine kurze Zusammenfassung des notwendigen und optionalen Nutzerinputs.

6 Weiterentwicklungen

Folgende Erweiterungen sind unter anderem für zukünftige Versionen des Tools geplant:

- Erweiterung des Modellbestandes
- Betrachtung der Strahlungsabhängigkeit der Wärmelast speziell im Fall von Niedrigenergiegebäuden
- Differenzierte Betrachtung von Wärmelast zur Raumheizung sowie zur Trinkwassererwärmung
- Variable Skalierungsmöglichkeiten der Last in Heiz- bzw. Nichtheizperiode
- Überarbeitung und Verbesserung des Regressionsmodells zur Berechnung der Rücklauftemperatur
- Hinzunahme eines kombinierten datenbasiert-physikalischen Modells zur Berechnung der Rücklauftemperatur

Anhang C - Modellierung solarthermischer Anlagen

C.1. Dokumentation des Erzeugermodells zur Abbildung von in Wärmenetze einbindenden Solarthermieanlagen

Autoren: Laure Deschaintre, Dirk Mangold, Thomas Schmidt (Solites)

Zur Vereinfachung der Lesbarkeit enthält dieses Kapitel eine der Dokumentation nachgestellte, spezifische Nomenklatur. Einzelne Kapitel enthalten eine kurze erklärende Einführung.

C.1.1. Strahlung

C.1.1.1. Wetterdaten als Eingangsgröße:

Globalstrahlung horizontal H_Gh = Ghoris

Direktstrahlung von der Sonne H_Bn = Gbn

Lufttemperatur Ta

Windgeschwindigkeit wcoll

C.1.1.2. Berechnung des solaren Einfallswinkels und Zenitwinkels

Die Solarzeit wird korrigiert entsprechend der Längengradverschiebung von der lokalen Zeitzone, der Zeitformel E und entsprechend der mittleren Solarzeit des Zeitschrittes (0,5 Stunde weniger).

hour_day: Stunde des Tages (zwischen 1 und 24)

STD_longitude: Längengrad der Zeitzone

Longitude: Längengrad der Ort

day_of_year: Tag im Jahr (zwischen 1 und 365)

<u>Solarzeit</u>

$$Solar_time = ((hour_day - 0.5) \cdot 3600 + E \cdot 60 + 4 \cdot (STD_longitude - longitude) \cdot 60) / 3600$$

mit:

$$E = 229.2 \cdot (0.000075 + 0.001868 \cdot cosB - 0.032077 \cdot sinB - 0.014615 \cdot cos(2B) - 0.04089 \cdot sin(2B))$$

$$B = (day_of_year - 1) \cdot 360/365$$

Solarer Zenitwinkel

$$\theta Z = arccos(cos\,\phi \cdot cos\,\omega \cdot cos\,\delta + sin\,\phi \cdot sin\,\delta)$$

mit:

$$\delta = 23.45 \cdot sin(360 \cdot (284 + day_of_year)/365)$$

$$\omega = -180 + Solar_time \cdot 180 / 12$$

Solarazimuth aus Süden, Süd=0, Ost= -90, West=90

$$\gamma s = VORZEICHEN\ (\omega) \cdot |\ arccos\ [(cos\ \theta Z\ sin\,\phi - sin\,\delta)/(sin\ \theta Z\ cos\,\phi)]\ |$$

mit:

$$VORZEICHEN\ (\omega) = 1\ if\ \omega > 0\ and\ -1\ if\ \omega < 0$$

Wenn θZ < 90 und θi < 90 dann

$$\theta sunEW = arctan\ [sin\ \theta Z \cdot sin\ (\gamma s - \gamma\ ) / cos\ \theta i]$$

(>0 westlich der Kollektornormale)

sonst

$$\theta sunEW = 90$$

Wenn θZ < 90 und θi < 90 dann

$$\theta sunNS = -(arctan\ [tan\ \theta Z \cdot cos\ (\gamma s - \gamma\ )] - \beta)$$

(>0 nördlich der Kollektornormale)

sonst

$$\theta sunNS = 90$$

Solarer Einfallswinkel:

$$\theta i = arccos[cos\ \theta Z \cdot cos\,\beta + sin\ \theta Z \cdot sin\,\beta \cdot cos\ (\gamma s - \gamma\ )]$$

C.1.1.3. Berechnung der Einstrahlung auf Kollektorebene

Die Einstrahlung auf Kollektorebene GT, die direkte Bestrahlungsstärke auf Kollektorebene GbT und die diffuse Bestrahlungsstärke auf Kollektorebene GdT können nach Hay and Davies berechnet werden:

$$GT = Gb_horis \cdot Rb + Gd_horis \cdot Ai \cdot Rb + Gd_horis \cdot (1 - Ai) \cdot 0.5 \cdot (1 + cos(\beta) + Ghoris \cdot \rho g \cdot 0.5 \cdot (1 - cos(\beta))$$

$$GbT = Gb_horis \cdot Rb \; und \; GdT = GT - GbT$$

mit:

$Rb = cos(\theta i)/cos(\theta z)$ der Konversionsfaktor zwischen normaler Strahlungsrichtung und Kollektorebene (θi<90 und θz<90 sonst Rb=0)

$Ai = Gb_horis/Go$ der Anisotropie-Index

$\rho g = 0.2$ Mittelwert für Albedo

$Go = 1367 \cdot (1 + 0.033 \cdot cos(360 \cdot n/365)) \cdot cos(\theta Z)$

$Gb_horis = Gbn \cdot cos(\theta Z)$ die Direktstrahlung horizontal

$Gd_horis = Ghoris - Gb_horis$ die Diffusstrahlung horizontal

C.1.2. Eingaben

C.1.2.1. System

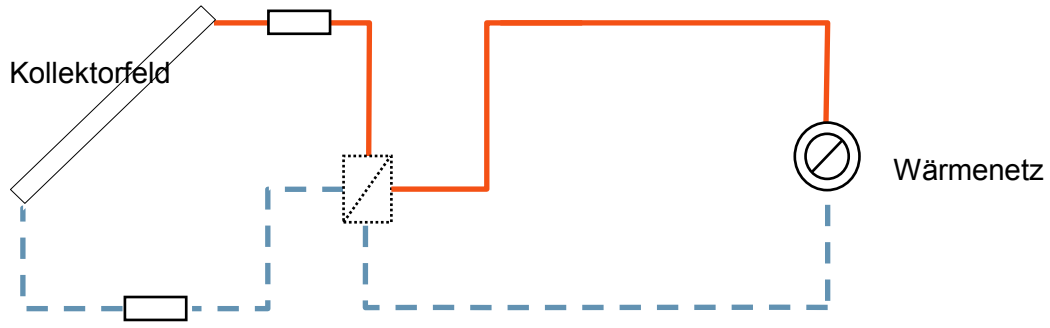


Abbildung C.2.1: Hydraulikschema des entwickelten Erzeugermodells zur Abbildung von in Wärmenetze einbindenden Solarthermieanlagen

Der Wärmeübertrager ist optional (Y_{WT}) und seine Effizienz kann anhand der Temperaturdifferenz ΔT_{WT} definiert werden.

C.1.2.2. Zieltemperatur im Kollektorkreis

Die Zieltemperatur im Kollektorkreis wird vom Benutzer definiert. Wenn YTset = 0, Tset = Trl.

Er kann eine reduzierte Temperatur für schwache Einstrahlungen definieren mit YTset, GTmaxTset und $\Delta Tset$.

C.1.3. Formeln

In allen Formeln gilt:

Wenn YWT = 1, ΔTWT wird vom Benutzer eingegeben.

Wenn YWT = 0, $\Delta TWT = 0$.

C.1.3.1. Zieltemperatur im Kollektorkreis

Zwei Optionen:

- Hohe Einstrahlung: auf Netz-T_{vl}
- Niedrige Einstrahlung: auf Netz-T_{rl} + dT

Ggf. Berücksichtigung zusätzlicher Temperaturaufschläge für Wärmeübertrager.

Wenn YTset = 1 und GT < GTmaxTset:

- wenn YWT = 1:

$$Tset = Trl + \Delta TsetT + \Delta TWT$$

- wenn YWT = 0:

$$Tset = Trl + \Delta TsetT$$

Sonst:

- wenn YWT = 1:

$$Tset = Tvl + \Delta TWT$$

- wenn YWT = 0:

$$Tset = Tvl$$

C.1.3.2. Rücklauftemperatur zum Kollektorfeld

Bei dezentralen Systemen: Rücklauftemperatur des Netzes + ggf. ΔT für den Wärmeübertrager.

Wenn YWT =1:

$$Trl_solar = Trl + \Delta TWT$$

Wenn YWT = 0:

$$Trl_solar = Trl$$

C.1.3.3. Berechnung der Incidence Angle Modifier (IAM)

Wenn $\theta i < -90\, und \geq 90$, $K\theta beam(\theta) = 0$.

$K\theta beam(\theta i) = 1$ wenn $\theta i = 0$

$K\theta beam(\theta i) = 0$ wenn $\theta i = 90$

Zwei Fälle:

Einfaches unidirektionales IAM

$$K\theta beam(\theta i) = 1 - b0 \cdot (1/cos\, \theta i - 1)$$

Multidimensionales IAM

Aus der Kollektordantenbank werden die IAM-Werte Kθbeam_EW und Kθbeam_NS für alle Winkel zwischen 10° und 90° gelesen, und für Werte dazwischen interpoliert.

Zum Beispiel, wenn der Winkel 73° beträgt:

$$K\theta beam, i(73°) = (70° - 73°) / (70 - 80) \cdot [(K\theta beam, i(80°) - K\theta beam, i(70°)] + K\theta beam, i(70°)$$

$$K\theta beam, i = K\theta beam_EW \; or \; K\theta beam_NS$$

$$K\theta beam(\theta i) = K\theta beam_EW \cdot K\theta beam_NS$$

C.1.3.4. Mitteltemperatur im Kollektor

Es wird eine „Iteration“ durchgeführt, um die Aufwärmphasen angenähert abzubilden (siehe unten). H ist der aktuelle Zeitschritt, (h-1) der vorherige.

$$Tm_a = \frac{(Tset + Trl_solar)}{2}$$

$$P_{koll_a} = \eta 0, b_{Glykol} * K_\theta beam * G_{bT} + \eta 0, b_{Glykol} * Kthetadiff * G_{dT} - Kollc1 * (Tm(h-1)a - Ta) - Kollc2 * (Tm(h-1)a - Ta)^2 - Kollc3 * w_{col} * (Tm(h-1)a - Ta)) * Akoll$$

$$Tgkoll_a = min\,(Tset;\ T + koll_a)$$

$$T + koll_\text{a} = T_a - \left[T_a - T_{gcol(h-1)a}\right] \exp\left\{-\frac{Koll_a_1}{KollC_A} 3{,}6 F_{kA-mc}\right\} + \frac{3600 Pkoll_a}{Akoll * KollC_A}$$

$$T + koll_\text{b} = T_a - \left[T_a - T_{gcol(h-1)a}\right] \exp\left\{-\frac{Koll_a_1}{KollC_A} 3{,}6 F_{kA-mc}\right\} + \frac{3600 Pkoll_b}{Akoll * KollC_A}$$

$$P_{koll_b} = \eta 0, b_{Glykol} * K_\theta beam * G_{bT} + \eta 0, b_{Glykol} * Kthetadiff * G_{dT} - Kollc1 * (T + koll(h-1)b - Ta) - Kollc2 * (T + koll(h-1)b - Ta)^2 - Kollc3 * w_{col} * (T + koll(h-1)b - Ta)) * Akoll$$

Wenn $\frac{T+koll_a+T+koll_b}{2} < \frac{(Tset + Trl_solar)}{2}$ und $\frac{T+koll(h-1)_a+T+koll(h-1)_b}{2} < \frac{(Tset + Trl_solar)}{2}$

dann:

$$Tm = \frac{T + koll_a + T + koll_b}{2}$$

sonst:

$$Tm = \frac{(Tset + Trl_solar)}{2}$$

In der Aufwärmphase der Kollektoren ist keine direkte Berechnung der Kollektorerträge, möglich, da die Mitteltemperatur des Kollektors nicht eindeutig bestimmt werden kann. Sie wird daher über eine Grenzbetrachtung in einem zweistufigen Prozess ermittelt (Abbildung C.2.2). In einem ersten Fall wird dabei zunächst davon ausgegangen, dass der Kollektor am Ende des Zeitschrittes die erforderliche Zieltemperatur erreicht. Erreicht der Kollektor dies nicht, ist die angesetzte Mitteltemperatur zu hoch und der daraus berechnete Kollektorertrag zu niedrig.

Im zweiten Fall wird die Bezugstemperatur des Kollektors aus dem vorigen Zeitschritt als Mitteltemperatur für die Ertragsberechnung verwendet. In diesem Fall ist die angesetzte Mitteltemperatur normalerweise zu niedrig und der daraus berechnete Kollektorertrag zu hoch.

Der Mittelwert aus den Kollektor-Bezugstemperaturen, die sich aus den beiden Grenzfällen ergeben, wird schließlich zur Berechnung des Kollektorertrags und der Bezugstemperatur für den aktuellen Zeitschritt verwendet.

Ein Solarertrag wird erst dann an das System geliefert, wenn die Bezugstemperatur des Kollektors im aktuellen Zeitschritt mindestens der aktuell erforderlichen Zieltemperatur entspricht.

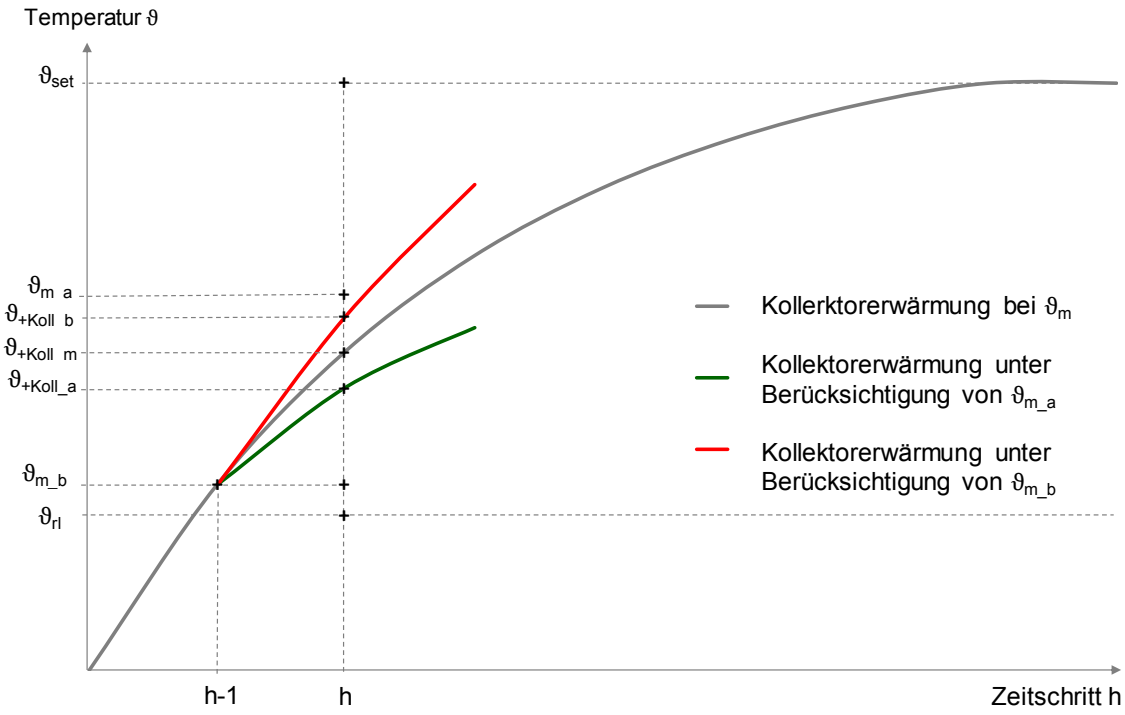


Abbildung C.2.2: Verfahren zur Bestimmung der Kollektor-Mitteltemperatur in der Aufwärmphase (ϴ = T)

C.1.3.5. Kollektorleistung

$$P_{koll} = \eta 0, b_{Glykol} * K_{\theta} beam * G_{bT} + \eta 0, b_{Glykol} * Kthetadiff * G_{dT} - Kollc1 * (Tm - Ta) - Kollc2 * (Tm - Ta)^2 - Kollc3 * w_{col} * (Tm - Ta)) * Akoll$$

C.1.3.6. Kollektortemperatur im Gleichgewicht

$$Tgcol = min\,(Tset;\ T + col)$$

C.1.3.7. Kollektortemperatur“überschuss“

$$T + col = T_a - \left[T_a - T_{gcol(h-1)}\right] \exp\left\{-\frac{Koll_a_1}{KollC_A} 3{,}6 F_{kA-mc}\right\} + \frac{3600 Pkoll}{Akoll * KollC_A}$$

Temperatur im Kollektor: Berücksichtigung von Wärmeertrag und kapazitiven Effekten

C.1.3.8. Rohrleitungs-Wärmeverluste

Rohrleitungen werden lediglich im Kollektorkreis betrachtet. Hier kann aufgeteilt werden zwischen der kollektorfeldinternen Verrohrung und den Verbindungsleitungen zwischen dem Kollektorfeld und einer Anschlusszentrale (Standort von Solar-Wärmeübertrager, Wärmespeicher, Wärmeeinbindung in das Wärmenetz).

Die feldinterne Verrohrung wird durch ihr spezifisches Fluidvolumen und einen spezifischen Verlustkoeffizienten, beide mit Bezug auf die Kollektorfläche definiert.

Verbindungsrohrleitungen zwischen dem Kollektorfeld und der Einbindestelle können definiert werden als:

- oberirdische Rohrleitungen
- erdvergrabene Rohrleitungen
- Rohrleitung mit konstanter Umgebungstemperatur (z.B. Installationsschacht oder Keller).

<u>Oberirdische Rohrleitungen:</u>

Die gesamten thermischen Verluste der Rohrleitungen setzen sich zusammen aus den Verlusten von Vor- und Rücklaufleitungen:

$$P_{RV} = P_{RV_vl} + P_{RV_rl}$$

Die thermischen Verluste werden aufgeteilt nach kapazitiven und transitiven thermischen Verlusten betrachtet. Als kapazitive thermische Verluste werden dabei die Wärmeverluste während Stillstands- bzw. Auskühlungsphasen betrachtet.

kapazitive Wärmeverluste:

$P_{RVK} = (T_{RV(h-1)} - T_{RV}) * V_{RV} * c_{p_Fluid} * \rho_{Fluid}$

transitive Wärmeverluste:

$$P_{RVT} = (T_{RV} - T_{amb}) * K_V$$

bei kollektorfeldinternen Rohrleitungen gilt: $K_V = k_K/2$ *(W/m²$_{Koll}$ * K) * A_{Koll}*

bei Verbindungsleitungen gilt: $K_V = k_R$ *(W/m$_{(Rohrleitungslänge)}$*K) * L_{rbin}*

Die aktuellen Temperaturen in den Rohrleitungen werden ermittelt nach:

Vorlaufleitung:

wenn $T_{g_Koll} \geq T_{set}$ und $P_{Koll} > 0$: $T_{RV_vl} = T_{set}$

wenn $T_{g_Koll} < T_{set}$ oder $P_{Koll} = 0$: $T_{RV_vl} = T_{amb} - (T_{amb} - T_{RV_vl(h-1)}) * e^{-K_V/C_{RK}}$

Rücklaufleitung:

wenn $T_{g_Koll} \geq T_{set}$ und $P_{Koll} > 0$: $T_{RV_rl} = T_{rl_solar}$

wenn $T_{g_Koll} < T_{set}$ oder $P_{Koll} = 0$: $T_{RV_rl} = T_{amb} - (T_{amb} - T_{RV_rl(h-1)}) * e^{-K_V/C_{RK}}$

mit

$C_{RK} = \frac{(V_{RV} * c_{pg})}{3.6 * A_R}$ für Wasser/Glykol und

$C_{RK} = \frac{(V_{RV} * c_{pw})}{3.6 * A_R}$ für Wasser

Die gesamten thermischen Verluste für die Vorlaufleitung werden dann berechnet aus:

- der Kollektorkreis ist in Betrieb: $P_{RV_vl} = P_{RVT_vl_int} + P_{RVT_vl_bin}$
- der Kollektorkreis ist nicht in Betrieb: $P_{RV_vl} = P_{RVK_vl_int} + P_{RVK_vl_bin}$

Die thermischen Verluste der Rücklaufleitung werden analog berechnet.

Erdvergrabene Rohrleitungen:

Das Rechenverfahren für erdvergrabene Rohrleitungen basiert auf [Wal91].

Es wird ein äquivalenter Verlustfaktor unter Berücksichtigung des Erdreichs ermittelt mit folgenden Annahmen:

Wärmeleitfähigkeit Rohr-Dämmung: λ_d = 0,035 W/(m*K)
Wärmeleitfähigkeit Erdreich: λ_e = 2 W/(m*K)
Verlegetiefe: H = 0,8 m

Daraus werden nach dem Wallentén-Verfahren ermittelt:

Dämmstärke:	$R_d = \lambda_d / K_R/2$	[m]
Verlegeabstand:	$D = 2^* (D_{rbin_E} + 2^*R_d)$	[m]
Dämmfaktor:	$\beta = \lambda_e / \lambda_d * LN((D_{rbin_E}/2+R_d)/(D_{rbin_E}/2))$	[-]
Verlustfaktor:	$h_s = 1/LN(2^*H/(D_{rbin_E}/2+R_d)) + \beta + LN(\sqrt{1+(\frac{H}{D_{rbin_E}})^2}$	[-]
Wärmeverlust:	$q = 2^* 2\pi^* \lambda_e * h_s$	[W/m]
äußere Rohroberfläche:	$A_{r_spez} = \pi^*(D_{rbin_E}+2^*R_d)$	[m²]
Äquivalenten Verlustfaktor:	$K_{eq_RE} = q/A_{r_spez}$	[W/(m²*K)]

Mit K_{eq_RE} wird die Temperatur im Rohr berechnet zu:

$$T_{RV_vl} = T_{amb} - (T_{amb} - T_{RV_vl(h-1)}) * e^{-K_{eq_RE}/C_{RK}}$$

Die transitiven Wärmeverluste ergeben sich dann aus:

$$P_{RV_E} = L_{rbin_E}/1000^*((T_{RV_vl} + T_{RV_rl})/2 - T_{amb})^*2^* \pi^* \lambda_e * h_s$$

Rohrleitungen mit konstanter Umgebungstemperatur:

Die Berechnungen verlaufen analog zu dem für die oberirdischen Rohrleitungen, es wird lediglich die Umgebungstemperatur-Randbedingung T_{amb} durch T_{Ru} ersetzt.

Aufsummierung der Rohrleitungs-Wärmeverluste:

Rohrleitungsverluste während Stillstandsphasen führen zu einer Auskühlung der Rohrleitungskapazitäten. Die Verluste werden aufsummiert und müssen beim nächsten Betriebsbeginn zunächst von den Kollektorerträgen ausgeglichen werden, bevor eine Wärmelieferung an den Wärmespeicher oder an das Wärmenetz erfolgen kann.

Summe der Rohrleitungs-Wärmeverluste seit der letzten Wärmelieferung während der Abkühlung:

Wenn $P_{Sin_theo} = 0$ und $P_{Sin_theo\ (h-1)} = 0$

Oder wenn $P_{Sin_theo} <= \Sigma PRV(h-1)$

$\Sigma PRV =$ PRV + $\Sigma PRV(h-1)$ - P_{Sin_theo}

Sonst $\Sigma PRV = PRV$

$$PSin_theo = \frac{T + col - Trl_solar + \Delta TsetT}{T + col - Tgcol(h-1)} * Pkoll$$

C.1.3.9. Solare Wärmelieferung an das Wärmenetz

Anteil von Pkoll, der nicht zur Kapazitätserwärmung bis zur nutzbaren Temperatur dient:

Wenn $Tgcol \geq Tset$

$$PSin = \frac{T + col - Trl_solar + \Delta TsetT}{T + col - Tgcol(h-1)} * Pkoll - \Sigma PRV(h-1)$$

$$0 \leq PSin \leq Pkoll - \Sigma PRV(h-1)$$

Sonst $PSin = 0$

$$Qsin = \sum PSin$$

<u>Leistung, die für Frostschutz verwendet wird:</u>

Wenn Wasser als Wärmeträger verwendet wird, kann ein Wärmebedarf für Frostschutz im Betrachtungszeitraum berücksichtigt werden. Die jahreszeitliche Verteilung erfolgt anhand der vom Benutzer gewählten Grenztemperatur.

$Q_{FS} = F_{FS} * Q_{Sin}$

Aufteilung des Frostschutz-Wärmebedarfs auf die Stundenschritte:

Wenn $Q_{FS} > 0$ und Tamb < T_Grenz:

$$PFS = \frac{(TGrenz - Tamb)}{\sum(T_Grenz - Tamb)\ wenn\ Tamb < T_Grenz} * QFS * Akoll$$

$$PSin_{mitFrostschutz} = PSin - PFS$$

C.1.4. Nomenklatur des entwickelten Erzeugermodells

Name	Beschreibung	Einheit	Kommentar
Akoll	Kollektorfläche (je nach Definition durch Benutzer apertur oder brutto)	m²	Parameter
A_R	Interne Rohrleitungsfläche	m²	
b_0	Konstant zur Berechnung der IAM	-	Kollektorparameter
C_{KK}	Rohrleitungskapazität feldinterne Verrohung	Wh/(m²K) (m² Kollektorfläche)	
C_{RK}	Rohrleitungskapazität Verbindungsleitung	Wh/(m²K) (Verbindungsleitung)	
Cpg	Spezifische Wärmekapazität von Glykol	J/(kgK)	
Cpw	Spezifische Wärmekapazität von Wasser	J/(kgK)	
Drbin	Verbindungsrohrleitungsdurchmesser (innen) nicht erdvergraben	m	benutzerdefiniert
Drbin_E	Verbindungsrohrleitungsdurchmesser (außen) erdvergraben	m	benutzerdefiniert
Drbin_kT	Verbindungsrohrleitungsdurchmesser (innen) in eine Umgebung mit konstanter Temperatur	m	benutzerdefiniert
F_{FS}	Anteil am Solarertrag, der für Frostschutz aufgewendet wird		benutzerdefiniert
GbT	Direkte solare Bestrahlungsstärke auf Kollektorebene	W/m²	
Gbhoris	Direkte solare Bestrahlungsstärke auf horizontale Ebene		
GdT	Diffuse solare Bestrahlungsstärke auf Kollektorebene	W/m²	
Gdhoris	Diffuse solare Bestrahlungsstärke auf horizontale Ebene		
Ghoris	Einstrahlung auf horizontale Ebene	W/m²	Wetterdaten
GT	Einstrahlung auf Kollektorebene	W/m²	Berechnung
Name	**Beschreibung**	**Einheit**	**Kommentar**

GTmaxTset	Maximale Einstrahlung für die reduzierte Zieltemperatur	W/m²	benutzerdefiniert
Kθ beam	Einfallswinkel-Korrekturfaktor für direkte Strahlung	-	Berechnung
K_K	Verlustkoeffizient interne Verrohrung Kollektorfeld	W/(m²K) (Kollektoraperturfläche)	benutzerdefiniert –
K_R	Verlustkoeffizient Verbindungsleitung Kollektorfeld zu Netz	W/(m²K) (Innenrohrleitungsfläche)	
KollC_A	Thermische Kapazität (je nach Definition durch Benutzer Apertur oder brutto)		Parameter
Kollc1	Wärmedurchgangskoeffizient bei Tm-Ta =0	W/(m²K)	Parameter
Kollc2	Temperaturabhängiger Wärmedurchgangskoeffizient	W/(m²K²)	Parameter
Kollc3	Windabhängiger Wärmedurchgangskoeffizient	J/(m³K)	Parameter
Kollc4	Von der Himmelstemperatur abhängiger Wärmedurchgangskoeffizient	-	Parameter
Kollc5	Effektive Wärmekapazität	J/(m³K)	Parameter
Kollc6	Von der Windgeschwindigkeit abhängiger Konversionsfaktor	s/m	Parameter
K_K	Verlustkoeffizient kollektorfeldinterne Verrohrung	W/(m²*K) (m² Kollektoraperturfläche)	benutzerdefiniert
K_R	Verlustkoeffizient Verbindungsleitung Kollektorfeld zu Wärmenetz	W/(m*K) (m Rohrleitungslänge)	
Kthetadiff	Einfallswinkel-Korrekturfaktor für diffuse Strahlung	-	Parameter
Lrbin	Verbindungsrohrleitungslänge nicht erdvergraben	m	benutzerdefiniert
Lrbin_E	Verbindungsrohrleitungslänge erdvergraben	M	benutzerdefiniert
Name	**Beschreibung**	**Einheit**	**Kommentar**
Lrbin_kT	Verbindungsrohrleitungslänge in eine Umgebung mit konstanter	M	benutzerdefiniert

	Temperatur		
P_{FS}	Leistung, die für Frostschutz verwendet wird	kW	
Pkoll	Kollektorleistung	kW	
PLast	Lastprofil	kW	
P_{RV}	Rohrleitungsverluste	kW	
P_{RV_bin}	Rohrleitungsverluste Verbindungsleitung zwischen Kollektorfeld und Heizzentrale	kW	
P_{RV_int}	Rohrleitungsverluste feldinterne Verrohrung	kW	
P_{RV_rl}	Rohrleitungsverluste Rücklauf (Wärmeübertrager zum Kollektorfeld)	kW	
P_{RV_vl}	Rohrleitungsverluste Vorlauf (Kollektorfeld zum Wärmeübertrager)	kW	
P_{RVK}	Kapazitive Rohrleitungswärmeverluste	kW	
P_{RVT}	Transitive Rohrleitungswärmeverluste	kW	
P_{Sin}	Solare Wärmelieferung an das Wärmenetz	kW	
Q_{Sin}	Solare Wärmemenge an das Wärmenetz geliefert	kWh	
T+col	Kollektortemperaturüberschuss	°C	
Ta	Umgebungstemperatur	°C	
Tgcol	Kollektortemperatur im Gleichgewicht	°C	
TMrl	Mittlere Netzrücklauftemperatur	°C	
Trl	Netzrücklauftemperatur	°C	

Name	**Beschreibung**	**Einheit**	**Kommentar**
Trl_solar	Rücklauftemperatur zum Kollektorfeld	°C	
T_Ru	Umgebungstemperatur im Fall von Rohrleitungen in eine Umgebung mit	°C	benutzerdefiniert

	konstanter Temperatur		
T_{RV}	Mitteltemperatur im Rohr	°C	
Tset	Zieltemperatur Solaranlage	°C	
Tvl	Netzvorlauftemperatur	°C	
V_{RV}	Rohrleitungsvolumen	m³	
Y_Rohre	Ohne Rohrleitungen (0) oder mit Rohrleitungen (1)	0/1	benutzerdefiniert
Y_R	Verbindungsrohrleitung: 1 = nicht erdvergraben 2 = erdvergraben 3 = in eine Umgebung mit konstanter Temperatur	1/2/3	benutzerdefiniert
Ytset	1= reduzierte Zieltemperatur bei schwacher Einstrahlung	0/1	benutzerdefiniert
Y_{WT}	1 = Wärmetauscher zwischen Kollektorfeld und Wärmespeicher	0/1	benutzerdefiniert
β	Kollektor Neigungswinkel	°	benutzerdefiniert
ΔTsetT	Bei Vorwärmung Tset = Trl + ΔTsetT	K	benutzerdefiniert
ΔT_{WT}	ΔT Wärmeübertrager Solarkreis	K	benutzerdefiniert
η0,b_Glykol	Spitzenwirkungsgrad des Kollektors basierend auf der direkten Bestrahlungsstärke	-	Parameter
η0,hem	Spitzenwirkungsgrad des Kollektors basierend auf der hemisphärischen Bestrahlungsstärke	-	Parameter
ϕ	Breitengrad (Ort)		
γ	Kollektor Azimut	°	benutzerdefiniert
γ_s	Solar Azimut aus Süden		
Name	**Beschreibung**	**Einheit**	**Kommentar**
ρw	Dichte von Wasser	Kg/m³	
_bin	Index für die Verbindungsleitung zwischen Kollektorfeld und Netz		
_int	Index für die interne Verrohrung im		

	Kollektorfeld		
_E	Index für erdvergrabene Rohrleitungen		
_kT	Index für Rohrleitungen im Gebäude oder mit konstanter Umgebungstemperatur		

C.2. Darstellung des Berechnungstools für die Wirtschaftlichkeit möglicher Solarthermieanlagen in Wärmenetzen

Autoren: Tool: Unternehmen des Projektkreises, Beispiele: Sabine Ott, Dirk Mangold (Solites)

Das in der folgenden Abbildung C.3.1 gezeigte Excel-Berechnungsblatt wurde von einem Unternehmen des Projektkreises zur Verfügung gestellt. Dieses Berechnungsblatt berücksichtigt die Gesamtkosten einer Solarthermieanlage nach VDI 2067. An anderer Stelle eines Wärmenetzes entstehende Kosteneinsparungen oder Zusatzkosten, z.B. durch die Verdrängung eines zentralen Erzeugers, sind nicht berücksichtigt.

Die Beispiele basieren auf Kosten realisierter Solarthermieanlagen aus den Jahren 2018 und 2019. Diese Durchschnittskosten sind nicht unbedingt passend für ein spezifisches Projekt, denn die Projektrandbedingungen können die Kosten stark beeinflussen. Zudem ist die Bandbreite der angebotenen Kosten einer Ausschreibung meist hoch. Die den Beispielen zu Grunde liegenden Kosten entsprechen nicht den kostengünstigsten Angeboten. Der Vergleich der drei Beispiele zeigt, wie in Abbildung 4.6 dargestellt, dass die auf einen m² bezogenen spezifischen Kosten einer Kollektorfläche mit zunehmender Kollektorfläche stark sinken und meist ab ca. 1.000 m² Bruttokollektorfläche in einem wirtschaftlich interessanten Bereich liegen.

Farblegende		Angabe von ST-Anbieter					
		interne Daten/ Vorgaben, unternehmnesspezifisch					
		Rechenfeld					
		Fördersatz					
		Ergebnisfeld					
Wirtschaftlichkeitsberechnung nach der Annuitätsmethode (VDI 2067 Blatt 1)							
Bezeichnung	**Formelzeichen**	**Einheit**	**Fläche 1**	**Fläche 2**	**Fläche 3**		
Kollektortyp			HLFK	CPC	CPC		
Bruttokollektorfläche			600 m²	800 m²	5.000 m²		
Wärmespeichervolumen			500 m³	1.000 m³	-		
jährlicher Wärmebedarf des Netzes			2 GWh/a	2 GWh/a	50 GWh/a		
sommerliche Vor- und Rücklauftemperatur am Einbindepunkt			60/35°C	95/70°C	95/70°C		
Auslegung (SD: Solarer Deckungsanteil)			mit Speicher (SD~17%)	mit Speicher (SD~17%)	ohne Speicher (SD~5%)		
Kapitalgebundene Kosten:							
Kollektorkosten mit Aufständerung	A_{Kollek}	€	164.500,00 €	328.500,00 €	1.655.000,00 €		
Kosten für das Glykol-Wasser-Gemisch	$A_{Glykol-Wasser}$	€	oben enthalten	oben enthalten	oben enthalten		
Kosten für die Wärmeübergabestation (mit Armaturen)	$A_{WÜS}$	€	22.000,00 €	37.250,00 €	86.000,00 €		
Kosten für Regelungstechnik	A_{Regel}	€	12.000,00 €	22.350,00 €	51.500,00 €		
Kosten für Kleinmaterial	A_{Klein}	€	oben enthalten	oben enthalten	oben enthalten		
Kosten für die Verrohrung des Kollektorfeldes	$A_{Verrohr}$	€	31.000,00 €	52.200,00 €	120.500,00 €		
Kosten für Planung und Auslegung	A_{Plan}	€	25.000,00 €	43.000,00 €	99.000,00 €		
Montagekosten (Installation, Löhne)	$A_{Montage}$	€	oben enthalten	oben enthalten	oben enthalten		
Kosten für Inbetriebnahme	$A_{Inbetrieb}$	€	oben enthalten	oben enthalten	oben enthalten		
Kosten für Speicher	$A_{Speicher}$	€	259.000,00 €	383.000,00 €	0,00 €		
Gesamtkosten Solarthermieanlage	A_{Kosten}	€	513.500,00 €	866.300,00 €	2.012.000,00 €		
sonstige, nicht förderfähige Kosten (Land-Vorbereitung, Zaun)	A_{Sonst}	€					
Kosten für die Anbindeleitung zur Fernwärmetrasse	A_{Leit}	€	28.000,00 €	33.900,00 €	67.500,00 €		
Zusatzkosten (Unterstützung bei der Bedienung für die ersten 3 Jahre)	A_{Zusatz}	€					
Fördermittel zur Installation der Solaranlage	$A_{Förd}$	€	151.725,00 €	262.725,00 €	744.750,00 €		
Investitionsbetrag (gesamt) mit Förderung	$A_{0,mit\ Förderung}$	€	389.775,00 €	637.475,00 €	1.334.750,00 €		
Investitionsbetrag (gesamt) ohne Förderung	$A_{0,ohne\ Förderung}$	€	541.500,00 €	900.200,00 €	2.079.500,00 €		
förderfähiger Teil des Investitionsbetrags (gesamt) ohne Förderung	$A_{0,förderfähig}$	€	541.500,00 €	900.200,00 €	2.079.500,00 €		
Nutzungsdauer der Anlagenkomponenten	T_N	a	25	25	25		

Abbildung C.2.1: Berechnungstool für die Wirtschaftlichkeit möglicher Solarthermieanlagen in Wärmenetzen mit Beispielberechnungen – Teil 1

Nutzungsdauer der Anlagenkomponenten	T_N	a	25	25		25
Betrachtungszeitraum	T	a	25	25		25
Zinsfaktor	q		1,03	1,03		1,03
Preisänderungsfaktor	r	pro a	1,02	1,02		1,02
Anzahl der Ersatzbeschaffungen innerhalb des Betrachtungszeitraums	n		0	0		0
Barwert der ersten Ersatzbeschaffung	A_1	€	305.413,10 €	499.501,54 €		1.045.860,13 €
Barwert der zweiten Ersatzbeschaffung	A_2	€	239.310,27 €	391.390,71 €		819.496,84 €
Restwert	R_W	€	0,00 €	0,00 €		0,00 €
Annuitätsfaktor	a		0,057427871	0,057427871		0,057427871
Annuität der kapitalgebundenen Kosten	$A_{N,K}$	€	22.383,95 €	36.608,83 €		76.651,85 €
Bedarfsgebundene Kosten:						
Stromaufwand	Q_{Strom}	kWh_{el}/a	5500	5730		46670
Stromaufwand in kWh für Betrachtungszeitraum	Q_{Strom}	kWh_{el}	137500,00	143250,00		1166750,00
Strompreis in Euro/kWh	$Preis_{Strom}$	€/kWh	0,13 €	0,13 €		0,13 €
bedarfsgebundene Kosten pro Jahr	A_{V1}	€	715,00 €	744,90 €		6.067,10 €
preisdynamischer Barwertfaktor für bedarfsgebundene Kosten	b_{el}	a	21,64374401	21,64374401		21,64374401
Annuität der bedarfsgebundenen Kosten	$A_{N,V}$	€	888,71 €	925,88 €		7.541,13 €
Betriebsgebundene Kosten:						
Faktor für Aufwand bei der Instandsetzung	f_{INST}		0,001	0,001		0,001
Faktor für den Aufwand bei der Wartung und Inspektion	f_{W+INSP}		0,02	0,02		0,02
betriebsgebundene Kosten für Instandhaltung pro Jahr	A_{IN}	€	11.371,50 €	18.904,20 €		43.669,50 €
betriebsgebundene Kosten für Instandhaltung in Betrachtungszeitraum	A_{IN}	€	284.287,50 €	472.605,00 €		1.091.737,50 €
betriebsgebundene Kosten für Versicherung pro Jahr	$A_{Versicher}$	€	0,00 €	0,00 €		0,00 €
betriebsgebundene Kosten für Versicherung in Betrachtungszeitraum	$A_{Versicher}$	€	0,00 €	0,00 €		0,00 €
preisdynamischer Barwertfaktor für betriebsgebundene Kosten	b_B	a	21,64374401	21,64374401		21,64374401
Annuität der betriebsgebundenen Kosten	$A_{N,B}$	€	14.134,25 €	23.497,05 €		54.279,19 €
Ertrag der Solarthermie-Anlage	Q_{sol}	MWh/a	330	344		2800
Ertrag der Solarthermie-Anlage im Betrachtungszeitraum	Q_{sol}	MWh	8250,00	8600,00		70000,00
Wärmegestehungskosten	k_{sol}	€/MWh	113,35	177,42		49,45

Abbildung C.2.2: Berechnungstool für die Wirtschaftlichkeit möglicher Solarthermieanlagen in Wärmenetzen mit Beispielberechnungen – Teil 2

C.3 Literaturverzeichnis Anhang C

[Wal91] Steady State Heat Loss from Insulated Pipes; Licentiate Thesis, Report TVBH-3017, Dept. of Building Physics, Lund Institute of Technology, Sweden.

Anhang D - Wiedergabe der DELFIN-Studie zu volatilen BHKW [Kra16]

Die folgende Studie wurde im Rahmen des DELFIN Projekts durch das Ingenieurbüro CUBE Engineering erstellt. Sie legte die Grundlage für das in DELFIN erstellte Modell stromorientierter BHKW, welches Teil des unter www.agfw.de/delfin/ herunterladbaren Dokumentationspakets ist.

Wärmeerzeugungsprofile stromorientiert betriebener KWK-Anlagen

Datum: 9. Dezember 2016

Bericht Nr. DE-16-1-5021 Frankfurt AGFW

Auftraggeber:

AGFW-Projektgesellschaft für Rationalisierung,
Information und Standardisierung mbH
Stresemannallee 30
60596 Frankfurt/Main

Bearbeiter:

Dipl. Wirt-Ing. Thomas Krause M Sc.

CUBE Engineering GmbH
Breitscheidstraße 6
DE-34119 Kassel
Tel 0561 / 288 573-0
Fax 0561 / 288 573-19

Vorbemerkung

Die vorliegende Analyse für die AGFW Projekt GmbH wurde an die CUBE Engineering GmbH in Auftrag gegeben und gemäß dem Stand von Wissenschaft und Technik nach bestem Wissen und Gewissen unparteiisch erstellt.

Die CUBE Engineering GmbH ist ein durch die DAkkS (Reg. No. D-PL-11038-01-00) nach DIN EN ISO/IEC 17025:2005 akkreditiertes Prüflaboratorium für die Erstellung von Windgutachten, Windmessungen, Schall- sowie Schattenwurfgutachten. Aus 20-jährigem Erfahrungsschatz in der Erstellung von Gutachten für erneuerbare Energieprojekte und der Mitwirkung von Fachleuten aus Elektrotechnik, Technik, Meteorologie, Geografie und Ökonomie bietet CUBE Engineering die Expertise für qualifizierte Wirtschaftlichkeitsanalysen nach dem EEG 2012.

Die Ergebnisse dieses Gutachtens beziehen sich auf die im Gutachten benannten Rahmenbedingungen sowie Eingangsdaten und wurden mit Hilfe der Optimierungssoftware energyPRO von EMD International A/S erstellt. Abweichungen zu den Annahmen und Rahmenbedingungen führen zu anderen Ergebnissen, für die CUBE Engineering naturgemäß keine Gewährleistung übernehmen kann.

Die Daten zur Erstellung der Berichte verbleiben bei der CUBE Engineering GmbH. Die Daten und Ergebnisse werden selbstverständlich vertraulich behandelt. Eine anonymisierte Auswertung zu statistischen und wissenschaftlichen Zwecken bleibt unbenommen.

Ein Interessenskonflikt mit anderen Planern oder einer Beteiligung Dritter besteht nicht.

Kassel, 9. Dezember 2016

Bearbeiter
Dipl. Wirt.-Ing. Thomas Krause M Sc.

Inhalt

1 Aufgabenstellung 4
2 Rahmenparameter Fahrpläne AGFW 5
2.1 Szenario A: Quartierskonzept bzw. Mieterstromkonzept 5
2.2 Szenario B: Wärmeliefercontracting 8
2.3 Szenario C direkte Einbindung eines Erdgas-BHKW in die Fernwärmeversorgung 10
3 Ergebnisse 13
3.1 Grenzkosten 13
3.1.1 Grenzkosten Szenario A 13
3.1.2 Grenzkosten Szenario B 16
3.1.3 Grenzkosten Szenario C 18
3.2 Vergütungen 23
3.2.1 Vergütungen Szenario A 23
3.2.2 Vergütungen Szenario B 24
3.2.3 Vergütungen Szenario C 25

1 Aufgabenstellung

Das neue KWK-Gesetz beabsichtigt, neue KWK-Anlagen verstärkt in den Strommarkt zu integrieren und die volatile Einspeisung aus Photovoltaik und Wind sinnvoll zu ergänzen. Daher wird im Rahmen der vorliegenden Analyse anhand von drei verschiedenen Szenarien ermittelt, wie sich eine stromorientierte Fahrweise unterschiedlicher Anlagengrößen auf Basis zugrunde liegender Rahmenparametern und Restriktionen auf die jeweilig zu bedienende Wärmesenke auswirkt. Dabei wird ebenso untersucht, zu welchen Zeiten ggf. überschüssige Wärme in ein Fernwärmenetz eingespeist werden könnte. Da eine stromorientierte Fahrweise preissensitiv ist, erfolgt die Betrachtung jeweils mit und ohne Einbeziehung der KWK-Vergütung/ KWK-Zuschlags sowie mit unterschiedlichen Wärmeerlösen bei Einspeisung ins Fernwärmenetz.

Im Fokus stehen hierbei drei unterschiedliche Szenarien:

1. **Szenario A: Quartierskonzept bzw. Mieterstromkonzept**
   - Versorgung von Haushalten mit Wärme und Strom. Der überschüssige Strom wird am EPEX-Spot-Markt vermarktet.
2. **Szenario B: Wärmeliefercontracting**
   - Versorgung einer Wärmesenke im Bereich Gewerbe-Handel-Dienstleistung mit Wärme. Der erzeugte Strom wird vollständig ins öffentliche Netz eingespeist und am EPEX-Spot Markt vermarktet.
3. **Szenario C: direkte Einbindung eines Erdgas-BHKW in die Fernwärmeversorgung**
   - Versorgung eines Fernwärmenetzes, wobei der erzeugte Strom vollständig ins öffentliche Netz eingespeist wird. Dabei wird untersucht, wie sich eine Vermarktung am EPEX-Spotmarkt von der Teilnahme am Intraday Auktionshandel unterscheidet und somit den BHKW-Betrieb beeinflusst

Die Simulationen erfolgen unter Berücksichtigung der Erlöse, Aufwendungen, spezifischen Anlagenrestriktionen und der weiteren ökonomischen Randbedingungen und werden mit der Software energyPRO von EMD International A/S durchgeführt (25 Jährige Erfahrung in der Simulation Kraft-Wärme-gekoppelter Systeme in Dänemark und Deutschland).

2 Rahmenparameter Fahrpläne AGFW

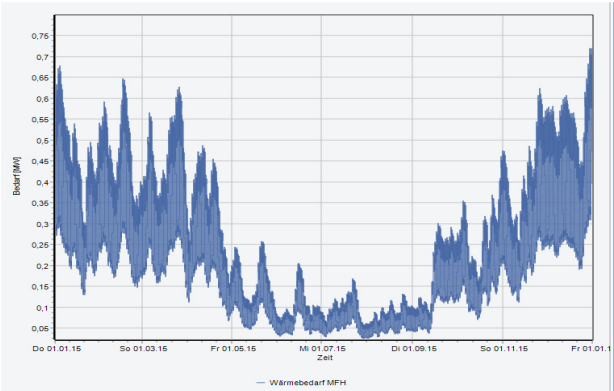
2.1 Szenario A: Quartierskonzept bzw. Mieterstromkonzept

Versorgung von Haushalten eines Areals oder eines großen Wohngebäudes mit Strom und Wärme durch ein BHKW. Die lokale Wärmesenke ist mit einem Wärmenetz verbunden. Es entfällt ein lokaler Spitzenlastkessel. Der erforderliche Bedarf kann jederzeit durch das Wärmenetz gedeckt werden. Dieser externe Wärmebezug zur Deckung der Spitzenlast muss vom Betreiber des Wärmenetzes eingekauft werden. Lokal ist ein Wärmespeicher installiert, um ein hohes Takten des BHKW zu minimieren.

Da die Vorlauftemperatur des BHKW in den Wintermonaten geringer ist als die benötigte im Fernwärmenetz, wird unterstellt, dass die Bedienung des Fernwärmenetzes ausschließlich in den Sommermonaten möglich ist. Für diese Wärmelieferung erhält der BHKW-Betreiber eine Vergütung.

Die Vermarktung des Stroms erfolgt über die Strombörse und wird am EPEX Day ahead Spotmarkt vermarktet.

Abbildung 1: Wärmelastprofil Haushalte (2.175 MWh/a)



Wie bereits einleitend erwähnt, ist die Betriebsweise preissensitiv. Daher wird zum einen ein Betrieb mit und ohne Berücksichtigung des KWK-Zuschlags betrachtet, zum anderen eine Wärmeeinspeisung ins Fernwärmenetz zu unterschiedlichen Wärmeerlösen betrachtet:

- Untervariante 1: Wärmepreis Wärmelieferung 2,0 ct/kWh
- Untervariante 2: Wärmepreis Wärmelieferung 4,0 ct/kWh

Rahmenparameter Szenario A	Annahmen
Wärmebedarf Wärmesenke	2.175 MWh/a
Vorlauftemperatur BHKW[1] Winter Sommer Vor- und Rücklauflauftemperatur Wärme-netz Winter Sommer	 90°C 90°C 120°C – 55°C 90°C – 65°C
Strombedarf Mieter[2]	500 MWh/a
BHKW (exemplarisch: 2G agenitor 306) P_{el} P_{th} Wärmespeicherkapazität	 250 kW 290 kW 15 m³
Erdgaspreis:	3,5 ct/kWh$_{Hs}$ (inkl. Netzentgelte)
KWK-Vergütung[3] Eingespeist Kundenanlage/geschlossenes Verteilnetz	 5,8 ct/kWh 2,6 ct/KWh
KWK-Vergütung[4]	5,8 ct/kWh
Wärmepreis Lieferung (ins Wärmenetz)	2,0 ct/kWh – 4,0 ct/kWh
Wärmebezugskosten (zur Deckung des Spit-zenlastbedarfs)	7,3 ct/kWh
Strombezugskosten Haushalte	24,1 ct/kWh (ohne Mwst.)[5]

[1] Eine Einspeisung wird bei dieser Anlagengröße und der Anforderung von 120°C Vorlauftemperatur im Wärmenetz in den Wintermonaten ausgeschlossen

[2] Jeder Mieter ist frei in der Wahl seines Stromanbieters. Ein Belieferungszwang ist nicht möglich

[3] Die KWK-Vergütung entfällt aufgrund o.a. Modells sowohl auf den durch das BHKW erzeugten und zeitgleich im Objekt „verbrauchten“ Strom, als auch auf den ins öffentliche Stromnetz eingespeisten Strom.

[4] Die KWK-Vergütung entfällt aufgrund o.a. Modells sowohl auf den durch das BHKW erzeugten und zeitgleich im Objekt „verbrauchten“ Strom, als auch auf den ins öffentliche Stromnetz eingespeisten Strom.

[5]https://www.bdew.de/internet.nsf/res/886756C1635C3399C1257FC500326489/$file/160524_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2016.pdf

Abbildung 2: Stromlastprofile Haushalte (750 MWh/a)

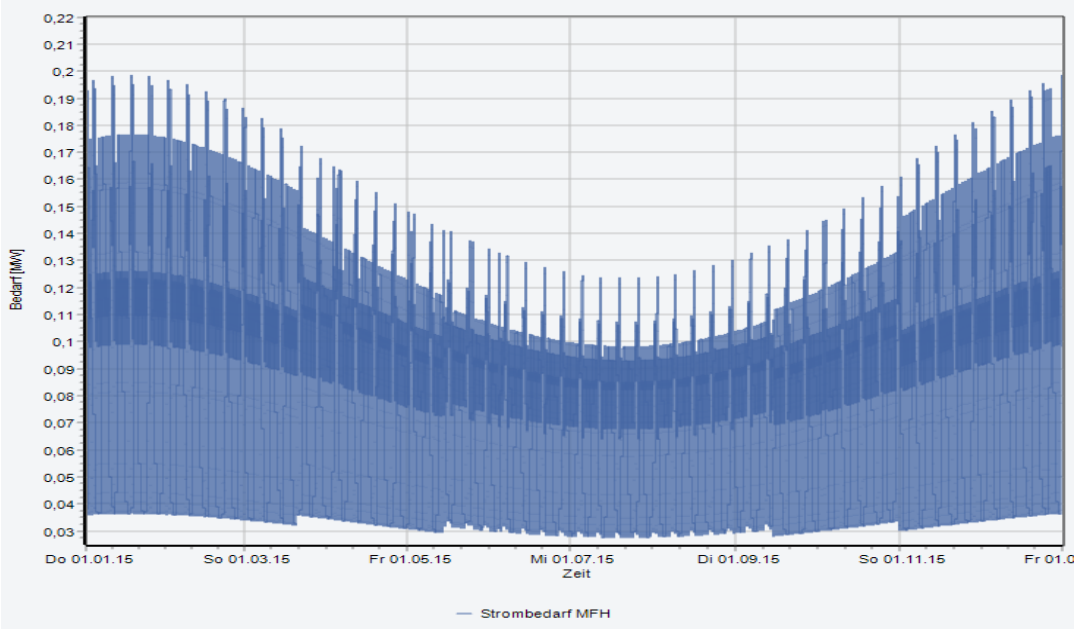
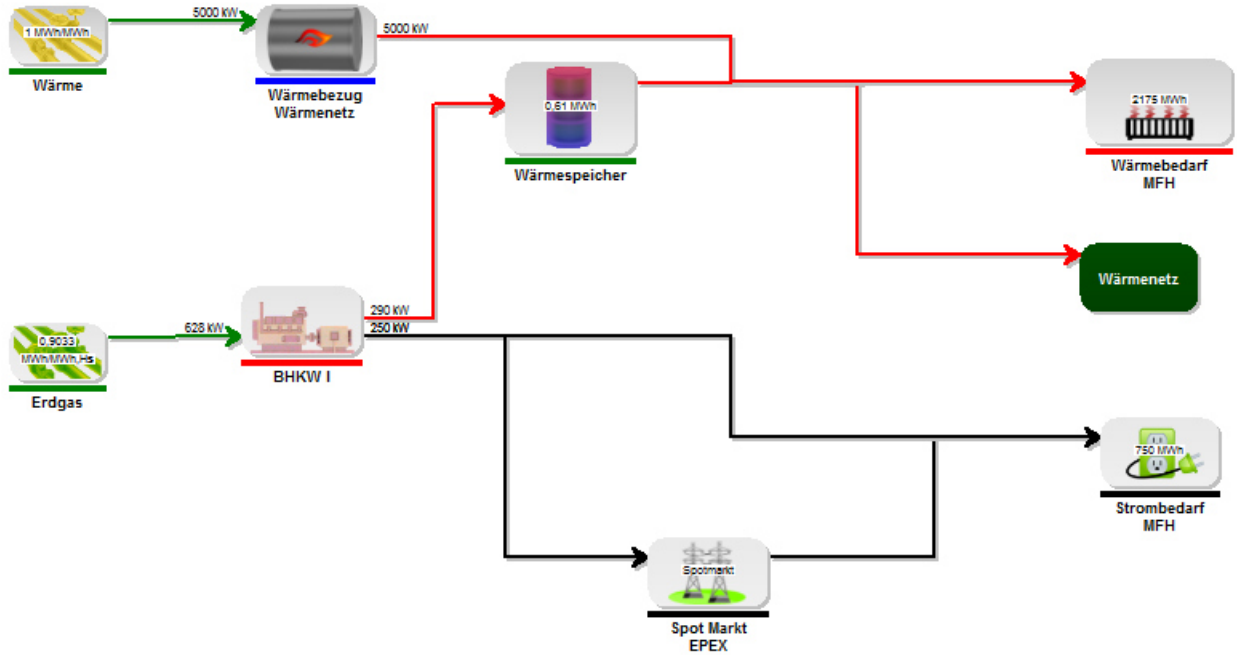


Abbildung 3: Übersicht Anlagenstandort Szenario A (MFH)



2.2 Szenario B: Wärmeliefercontracting

Versorgung einer Wärmesenke aus dem Bereich GHD. Die lokale Wärmesenke ist mit einem Wärmenetz verbunden. Es entfällt ein lokaler Spitzenlastkessel. Der erforderliche Bedarf kann sicher durch das Wärmenetz gedeckt werden. Analog zu Variante A ist dieser externe Wärmebezug durch den BHKW-Betreiber zu zahlen. Es wird hier auch unterstellt, dass das BHKW aufgrund der Wärmenetzrestriktionen (120°C Vorlauftemperatur) in den Wintermonaten ausschließlich der lokalen Wärmesenke bereitsteht, um diese zu bedienen, während in den Sommermonaten eine Wärmeeinspeisung ins Fernwärmenetz möglich ist. Für diese Wärmelieferung erhält der BHKW-Betreiber eine Vergütung. Lokal ist ein Wärmespeicher installiert, um ein hohes Takten des BHKW zu minimieren.

Der im BHKW erzeugte Strom wird vollständig ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist.

Die Vermarktung des Strom erfolgt über die Strombörse und wird am EPEX Day ahead Spotmarkt vermarktet.

Analog zu Szenario A wird in Szenario B zum einen ein Betrieb mit und ohne Berücksichtigung des KWK-Zuschlags betrachtet, zum anderen eine Wärmeeinspeisung ins Fernwärmenetz zu unterschiedlichen Wärmeerlösen betrachtet:

- Untervariante 1: Wärmepreis Wärmelieferung 2,0 ct/kWh
- Untervariante 2: Wärmepreis Wärmelieferung 4,0 ct/kWh

Abbildung 4: Wärmelastprofil GHD (4.600 MWh/a)

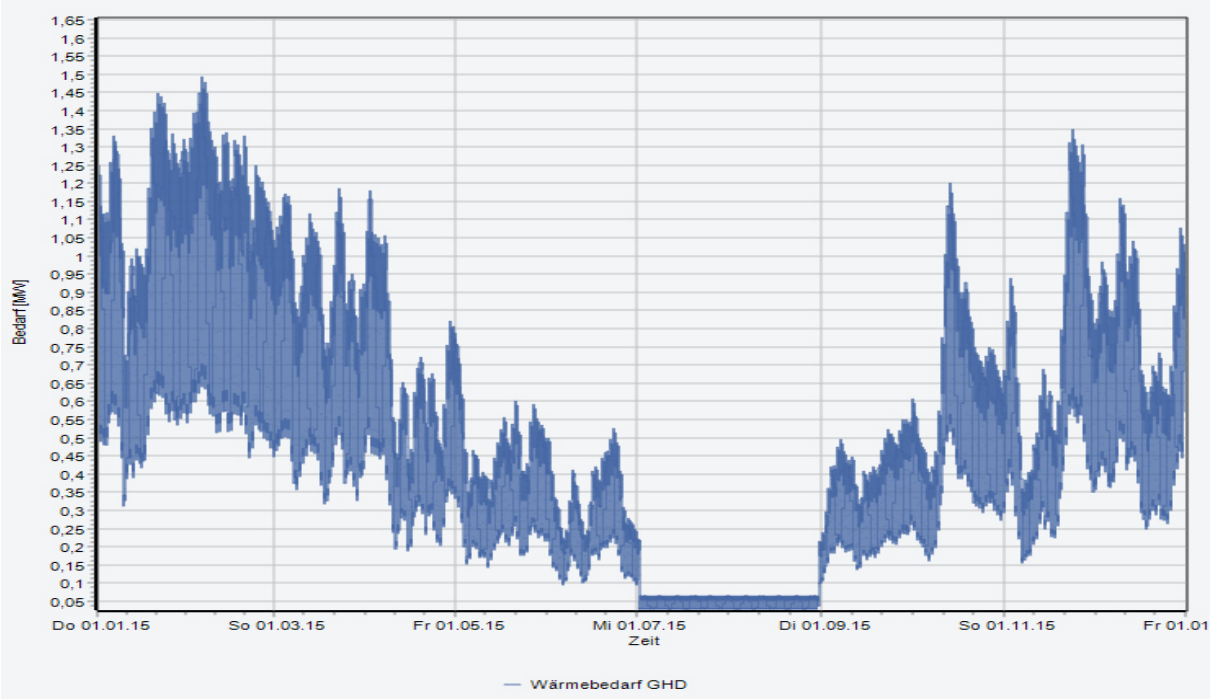
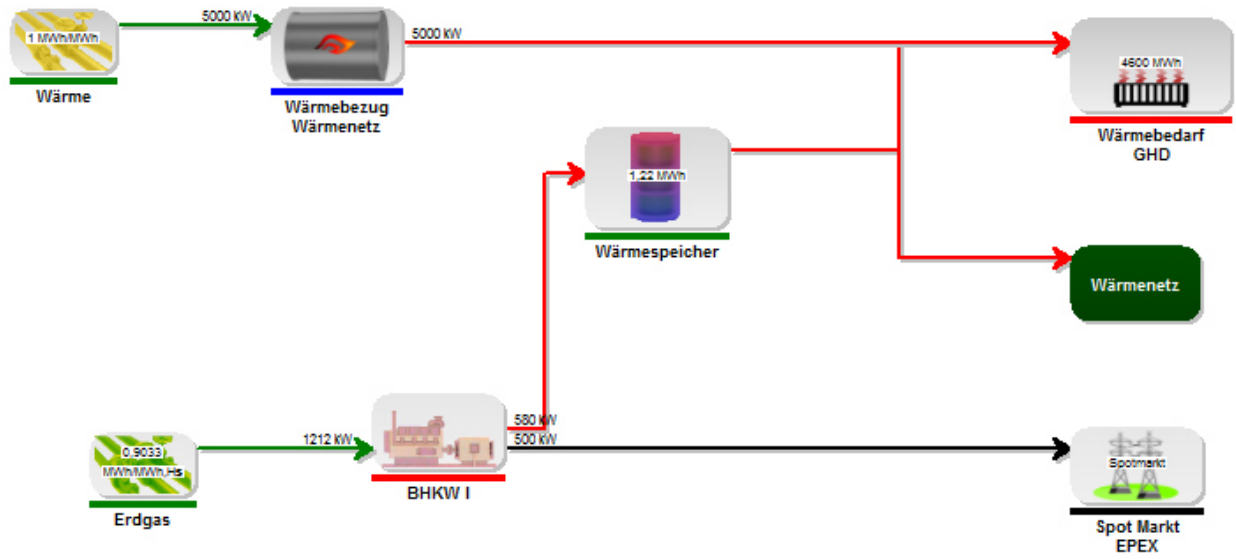


Abbildung 5: Übersicht Anlagenstandort Szenario B (GHD)



Rahmenparameter Szenario B	Annahmen
Wärmebedarf Wärmesenke	4.600 MWh/a
Vorlauftemperatur BHKW[6] Winter Sommer Vor- und Rücklauflauftemperatur Wärmenetz Winter Sommer	 90°C 90°C 120°C – 55°C 90°C – 65°C
BHKW (exemplarisch: f.u.n.k.e SENERGIE GmbH NG 500 EL) P_{el} P_{th} Wärmespeicherkapazität	 500 kW 580 kW 30 m³
Erdgaspreis:	3,5 ct/kWh$_{Hs}$ (inkl. Netzentgelte)
KWK-Vergütung Eingespeist	 5,1 ct/kWh
Wärmepreis Lieferung (ins Wärmenetz)	2,0 ct/kWh – 4,0 ct/kWh
Wärmebezugskosten (zur Deckung des Spitzenlastbedarfs)	7,3 ct/kWh

2.3 Szenario C direkte Einbindung eines Erdgas-BHKW in die Fernwärmeversorgung

Im Unterschied zu Szenario A und B steht das BHKW direkt einem Wärmenetz zur Verfügung und speist den erzeugten Strom in das öffentliche Stromnetz ein.[7] Daraus resultiert, dass das BHKW direkt mit den übrigen Wärmeerzeugern konkurriert.[8]

[6] Eine Einspeisung wird bei dieser Anlagengröße und der Anforderung von 120°C Vorlauftemperatur im Wärmenetz in den Wintermonaten ausgeschlossen

[7] Z.B. Betreiber Wärmenetz personenidentisch mit BHKW-Betreiber

[8] Wärmeerlöse BHKW = Wärmegestehungskosten Redundanzwärmeerzeuger (20€/MWh bzw. 40€/MWh)

Daher erfolgt eine Betrachtung zwei verschiedener Varianten:

- Untervariante 1: Wärmepreis Wärmelieferung 2,0 ct/kWh
- Untervariante 2: Wärmepreis Wärmelieferung 4,0 ct/kWh

Der im BHKW erzeugte Strom wird vollständig ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist.

Die Vermarktung des Strom erfolgt über die Strombörse und wird am EPEX Day ahead Spotmarkt bzw. am Intraday Auktionshandel vermarktet.

Abbildung 6: Wärmelastprofil Fernwärmenetz (16.500 MWh/a)

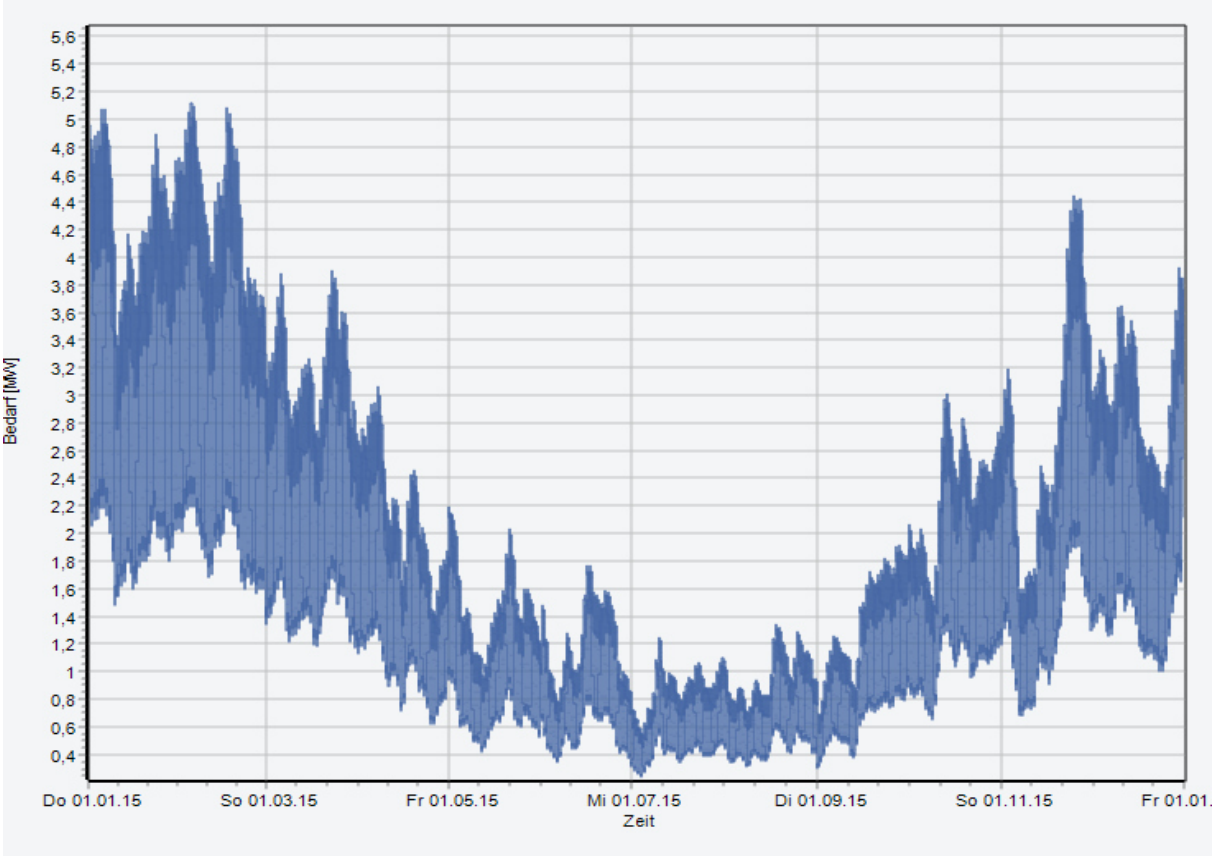
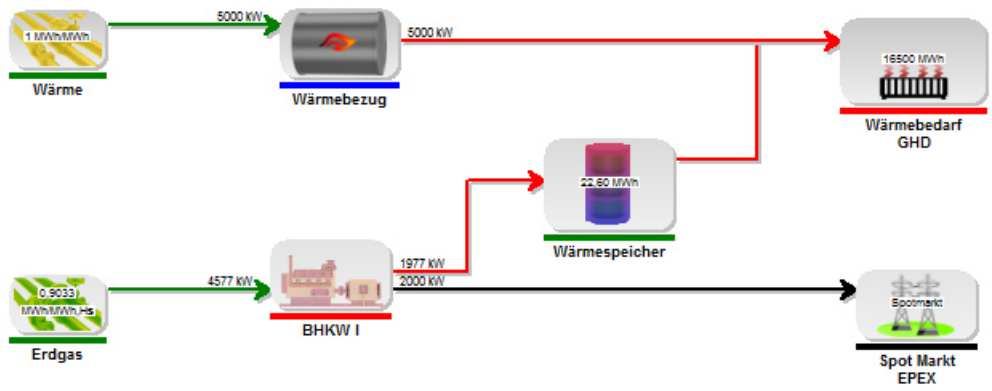


Abbildung 7: Übersicht Anlagenstandort Szenario C (HKW)



Rahmenparameter Szenario C	Annahmen
Wärmebedarf Wärmesenke	16.500 MWh/a
Vor- und Rücklauflauftemperatur Wärmenetz Winter Sommer	 120°C – 55°C 90°C – 65°C
BHKW (exemplarisch: MWM TCG 2020) P_{el} P_{th}	 2.000 kW 1.977 kW
Erdgaspreis:	3,5 ct/kWh$_{Hs}$ (inkl. Netzentgelte)
KWK-Vergütung[9] Eingespeist	 4,58 ct/kWh
Wärmepreis Lieferung (ins Wärmenetz)	2,0 ct/kWh – 4,0 ct/kWh
Wärmebezugskosten (zur Deckung des Spitzenlastbedarfs)	2,0 ct/kWh – 4,0 ct/kWh

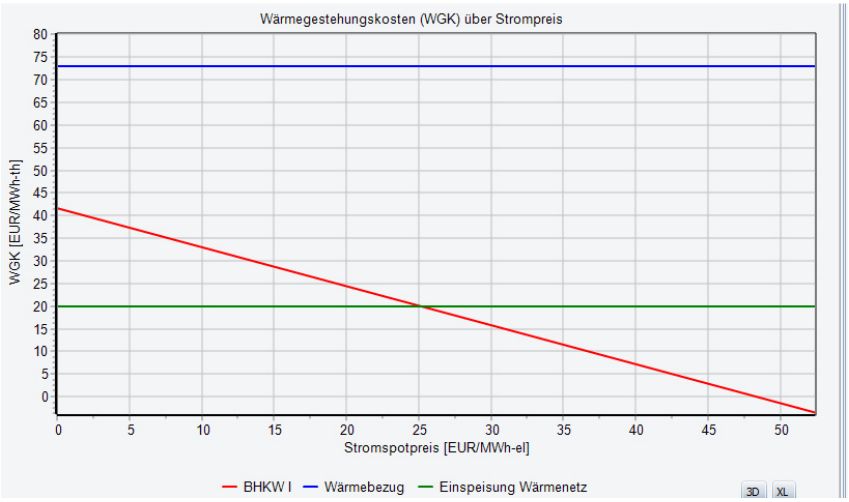
[9] Die KWK-Vergütung entfällt aufgrund o.a. Modells sowohl auf den durch das BHKW erzeugten und zeitgleich im Objekt „verbrauchten“ Strom, als auch auf den ins öffentliche Stromnetz eingespeisten Strom.

3 Ergebnisse

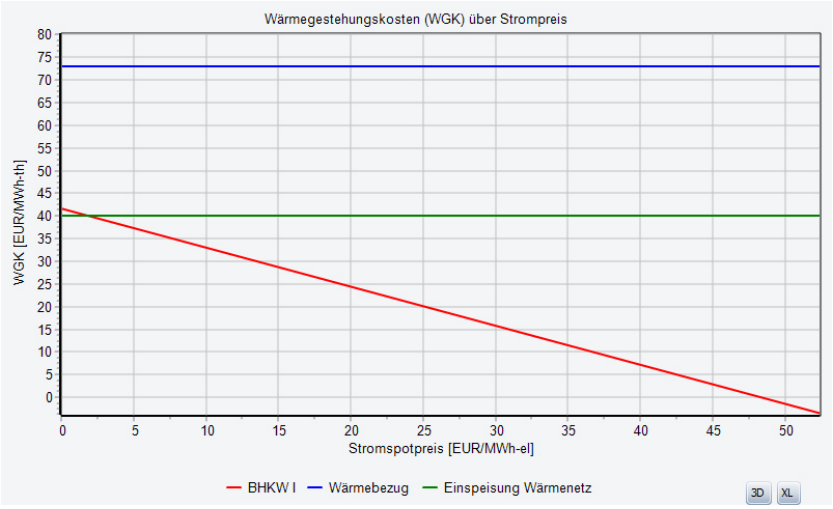
3.1 Grenzkosten

3.1.1 Grenzkosten Szenario A

Abbildung 8: Grenzkosten Variante A_1 mit KWK (Wärmeerlös 2,0 ct/kWh)

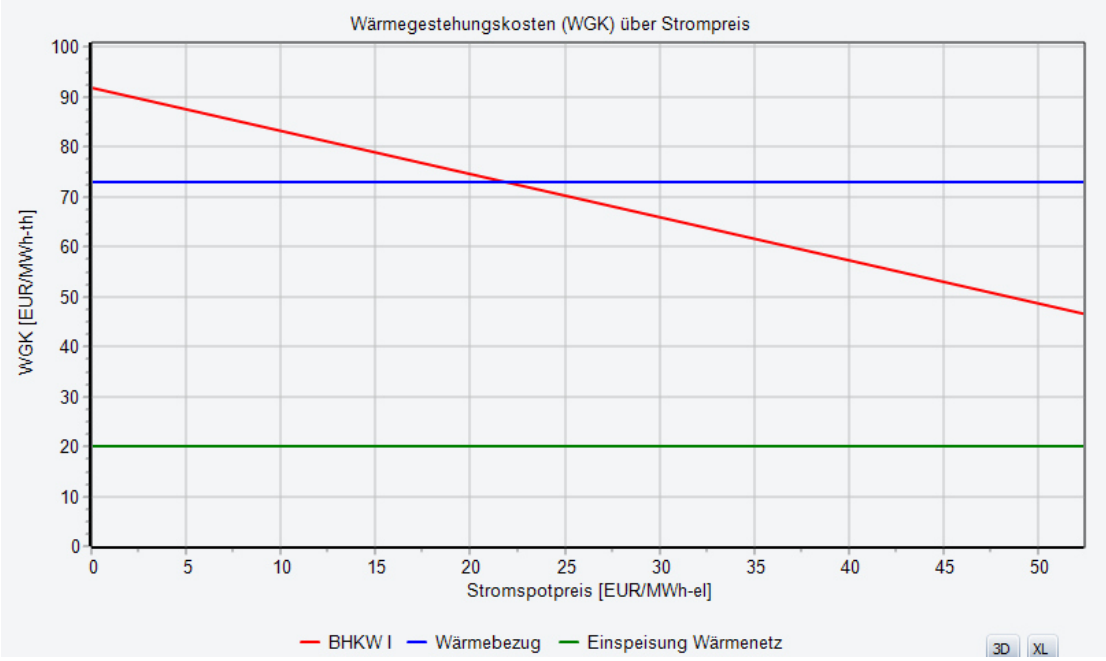


- Stromerzeugung mit BHKW stets günstiger als externer Wärmebezug
- Wärmeversorgung ins Wärmenetz bei einem Spotmarktpreis von über 2,5 ct/kWh wirtschaftlich
- **Abbildung 9: Grenzkosten Variante A_2 mit KWK (Wärmeerlös 4,0 ct/kWh)**



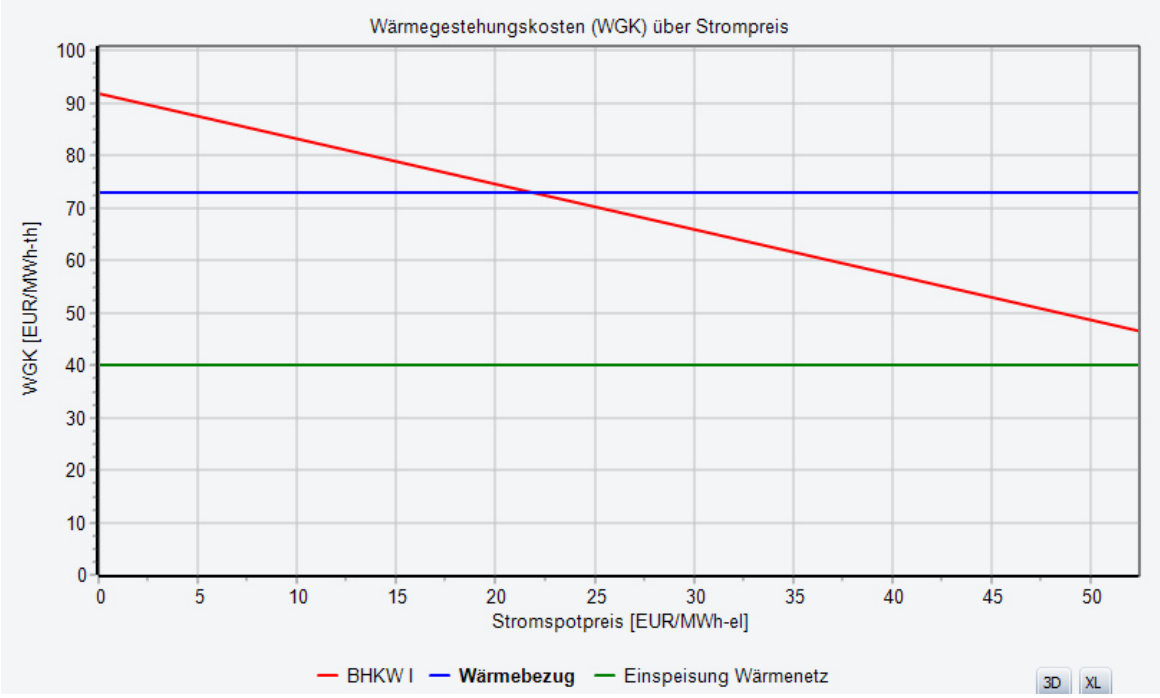
- Stromerzeugung mit BHKW stets günstiger als externer Wärmebezug
- Wärmeversorgung ins Wärmenetz bei einem Spotmarktpreis von über 0,2 ct/kWh wirtschaftlich

- **Abbildung 10: Grenzkosten Variante A_1 ohne KWK (Wärmeerlös 2,0 ct/kWh)**



- Stromerzeugung mit BHKW bei einem Strompreis von mehr als 2,2 ct/kWh wirtschaftlich sinnvoller als ein externer Wärmebezug
- Wärmeversorgung ins Wärmenetz unter den derzeitigen Gegebenheiten am Strommarkt äußerst selten bzw. zu keiner Zeit wirtschaftlich (dies ändert sich, wenn die Volatilität am Strommarkt zunimmt)

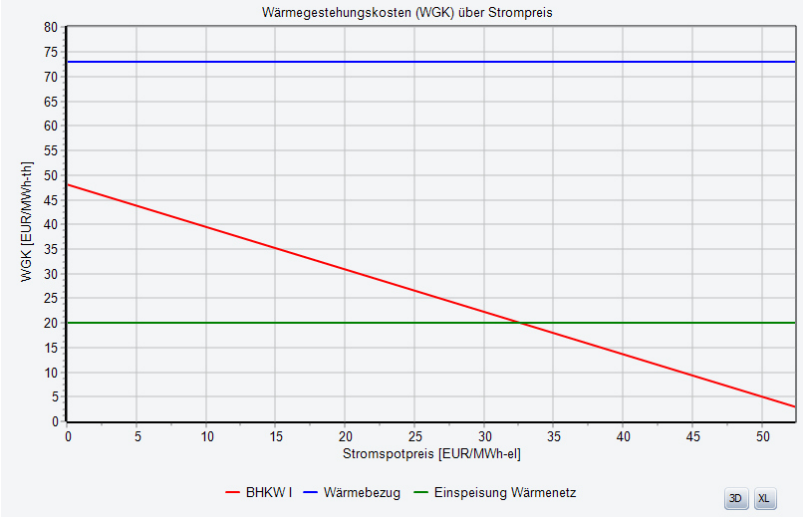
Abbildung 11: Grenzkosten Variante A_2 ohne KWK (Wärmeerlös 4,0 ct/kWh)



- Stromerzeugung mit BHKW bei einem Strompreis von mehr als 2,2 ct/kWh wirtschaftlich sinnvoller als ein externer Wärmebezug
- Wärmeversorgung ins Wärmenetz unter den derzeitigen Gegebenheiten am Strommarkt selten wirtschaftlich (dies ändert sich, wenn die Volatilität am Strommarkt zunimmt).
- Zu erzielender Wärmeerlös (Fernwärmenetzeinspeisung) hat ohne Anspruch auf KWK-Zuschlag Auswirkungen auf die Betriebsweise des BHKW

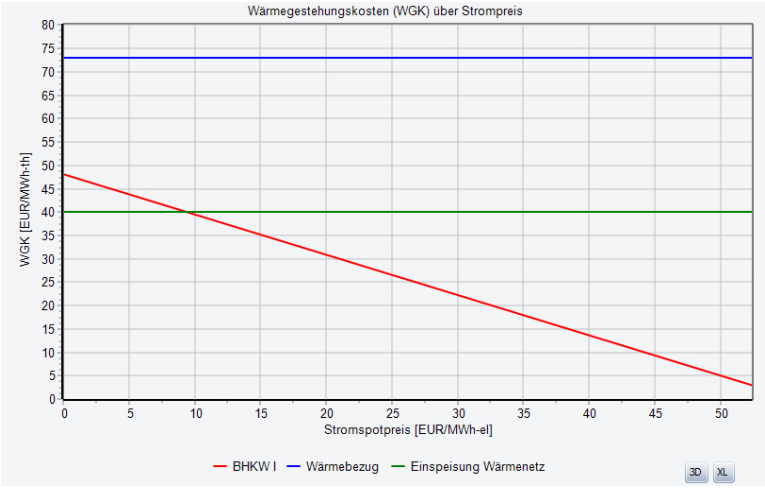
3.1.2 Grenzkosten Szenario B

Abbildung 12: Grenzkosten Variante B_1 mit KWK (Wärmeerlös 2,0 ct/kWh)



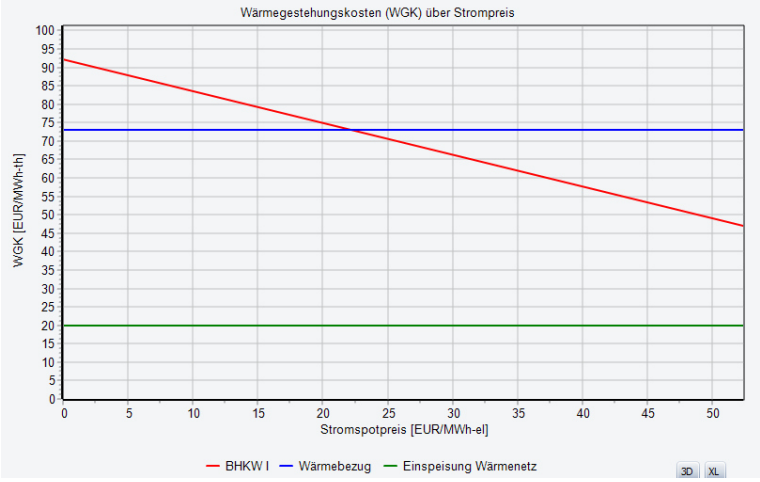
- Stromerzeugung mit BHKW stets günstiger als externer Wärmebezug
- Wärmeversorgung ins Wärmenetz bei einem Spotmarktpreis von über 3,25 ct/kWh wirtschaftlich

Abbildung 13: Grenzkosten Variante B_2 mit KWK (Wärmeerlös 4,0 ct/kWh)



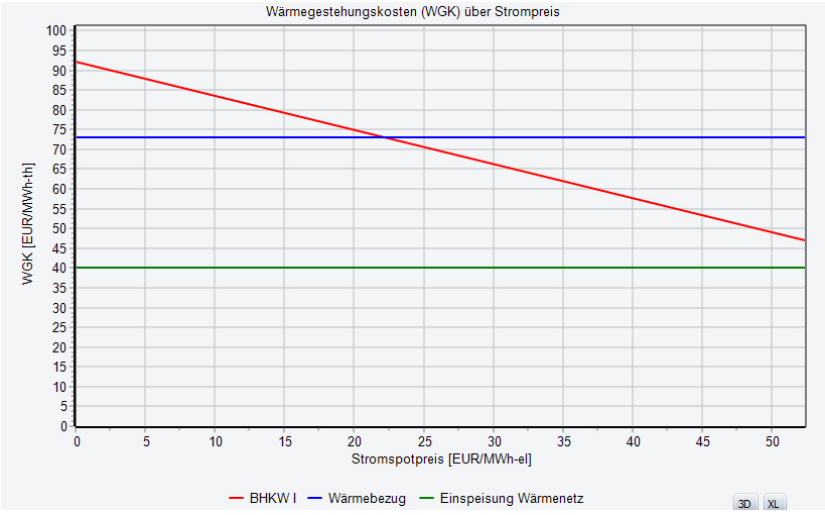
- Stromerzeugung mit BHKW stets günstiger als externer Wärmebezug
- Wärmeversorgung ins Wärmenetz bei einem Spotmarktpreis von über 0,9 ct/kWh wirtschaftlich

Abbildung 14: Grenzkosten Variante B_1 ohne KWK (Wärmeerlös 2,0 ct/kWh)



- Stromerzeugung mit BHKW bei einem Strompreis von mehr als 2,2 ct/kWh wirtschaftlich sinnvoller als ein externer Wärmebezug
- Wärmeversorgung ins Wärmenetz unter den derzeitigen Gegebenheiten am Strommarkt äußerst selten bzw. zu keiner Zeit wirtschaftlich (dies ändert sich, wenn die Volatilität am Strommarkt zunimmt)

Abbildung 15: Grenzkosten Variante B_2 ohne KWK (Wärmeerlös 4,0 ct/kWh)

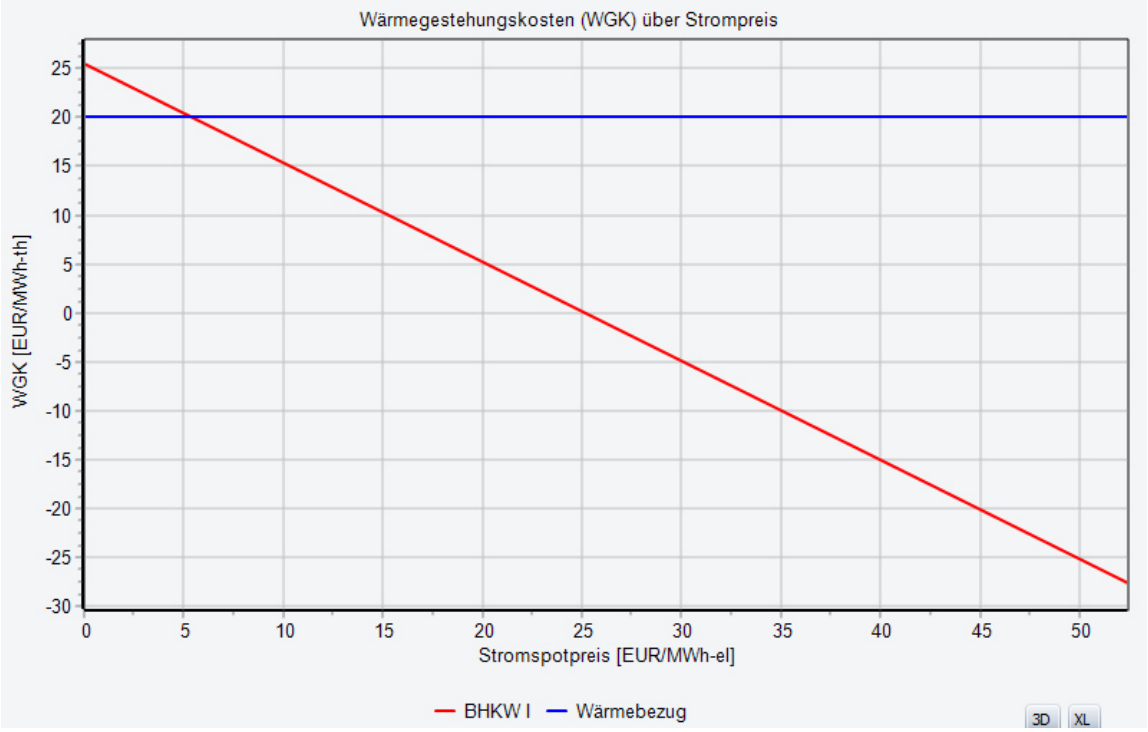


- Stromerzeugung mit BHKW bei einem Strompreis von mehr als 2,2 ct/kWh wirtschaftlich sinnvoller als ein externer Wärmebezug

- Wärmeversorgung ins Wärmenetz unter den derzeitigen Gegebenheiten am Strommarkt selten wirtschaftlich (dies ändert sich, wenn die Volatilität am Strommarkt zunimmt).
- Zu erzielender Wärmeerlös (Fernwärmenetzeinspeisung) hat ohne Anspruch auf KWK-Zuschlag Auswirkungen auf die Betriebsweise des BHKW

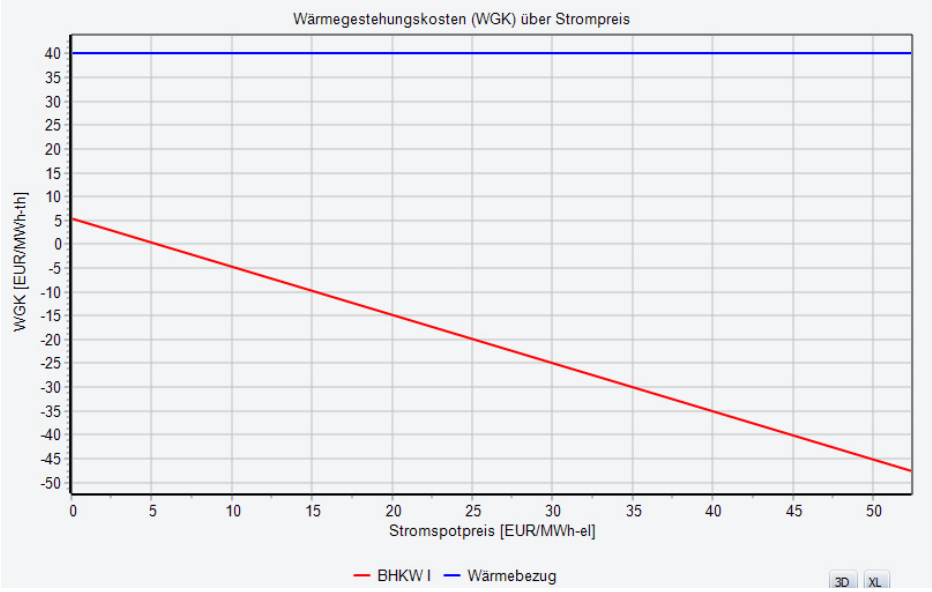
3.1.3 Grenzkosten Szenario C

Abbildung 16: Grenzkosten Variante C_1 mit KWK (Wärmeerlös 2,0 ct/kWh), EPEX Spot



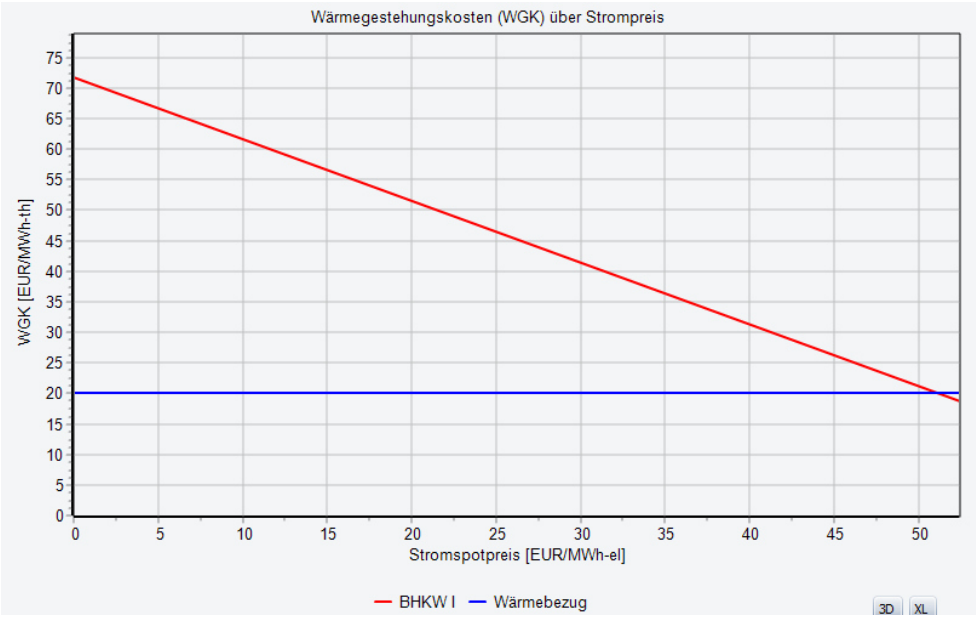
- Wärmeversorgung ins Wärmenetz bei einem Spotmarktpreis von über 0,55 ct/kWh wirtschaftlich

Abbildung 17: Grenzkosten Variante C_2 mit KWK (Wärmeerlös 4,0 ct/kWh), EPEX Spot



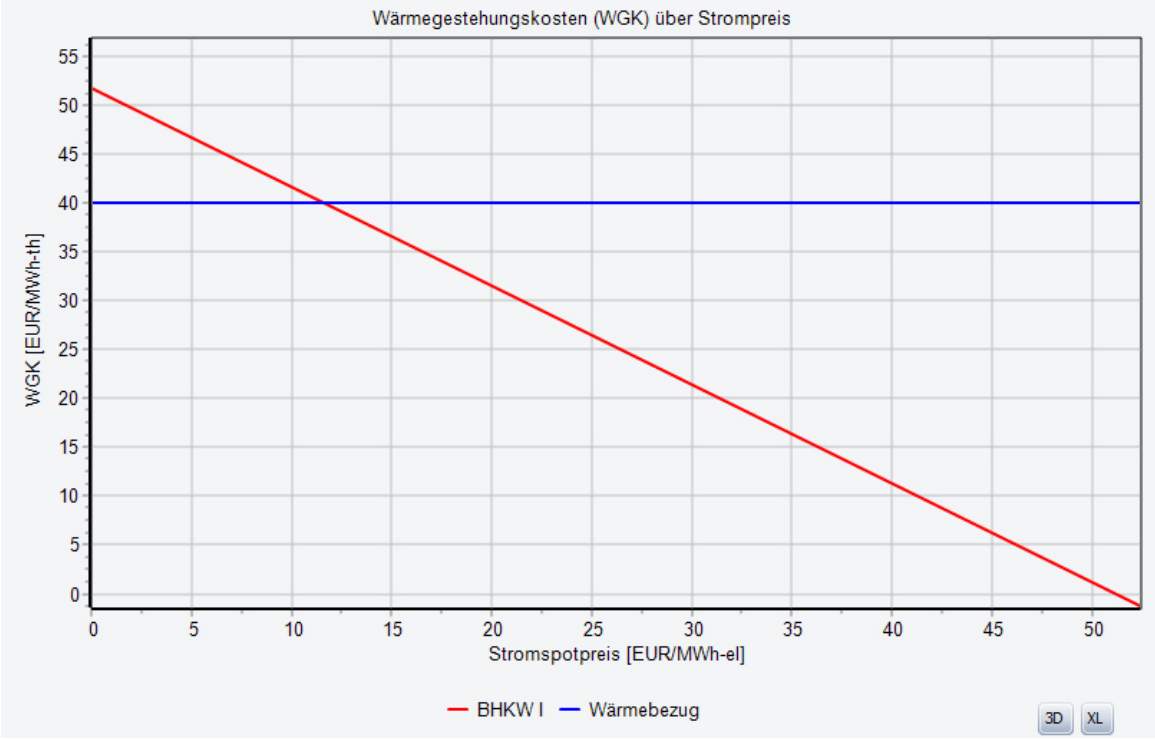
- Wärmeversorgung ins Wärmenetz stets bei positiven Spotmarktpreisen wirtschaftlicher als die Versorgung durch die Redundanzwärmeversorgung

Abbildung 18: Grenzkosten Variante C_1 ohne KWK (Wärmeerlös 2,0 ct/kWh), EPEX Spot



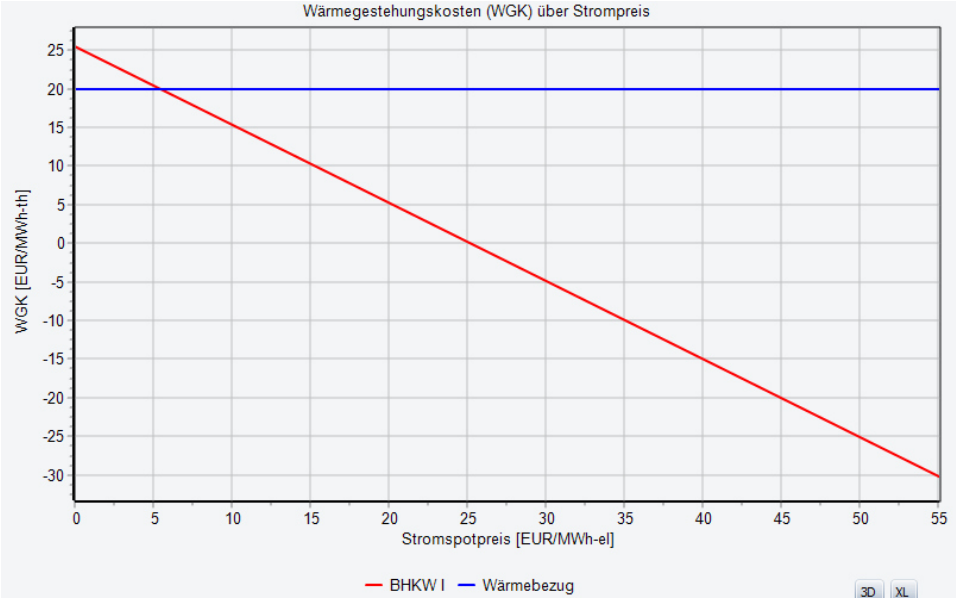
- Wärmeversorgung ins Wärmenetz ohne Anspruch auf KWK-Zuschlag erst ab einem Spotmarktpreis oberhalb von 5,1 ct/kWh wirtschaftlicher als die Versorgung durch die Redundanzwärmeversorgung
- Zu erzielender Wärmeerlös (Fernwärmenetzeinspeisung) hat ohne Anspruch auf KWK-Zuschlag Auswirkungen auf die Betriebsweise des BHKW
-

Abbildung 19: Grenzkosten Variante C_2 ohne KWK (Wärmeerlös 4,0 ct/kWh), EPEX Spot



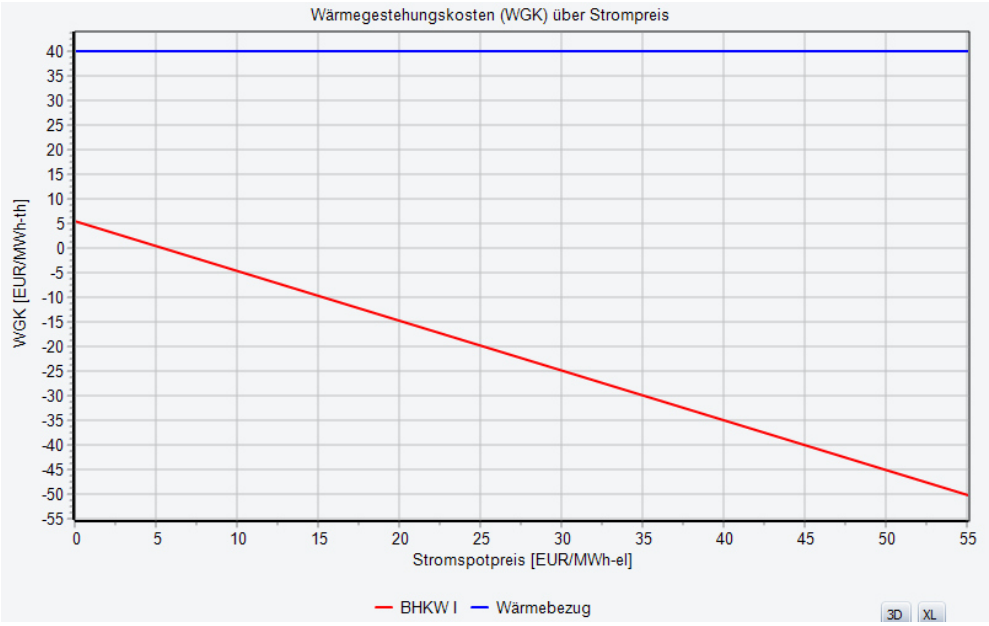
- Wärmeversorgung ins Wärmenetz ohne Anspruch auf KWK-Zuschlag bereits ab einem Spotmarktpreis oberhalb von 1,2 ct/kWh wirtschaftlicher als die Versorgung durch die Redundanzwärmeversorgung
- Zu erzielender Wärmeerlös (Fernwärmenetzeinspeisung) hat ohne Anspruch auf KWK-Zuschlag Auswirkungen auf die Betriebsweise des BHKW

Abbildung 20: Grenzkosten Variante C_1 mit KWK (Wärmeerlös 2,0 ct/kWh), Intraday



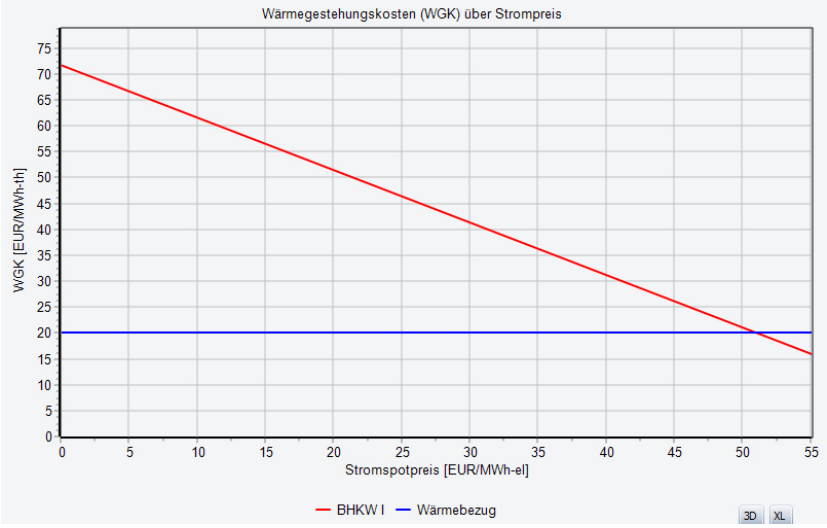
- Wärmeversorgung ins Wärmenetz bei einem Spotmarktpreis von über 0,55 ct/kWh wirtschaftlich

Abbildung 21: Grenzkosten Variante C_2 mit KWK (Wärmeerlös 4,0 ct/kWh), Intraday



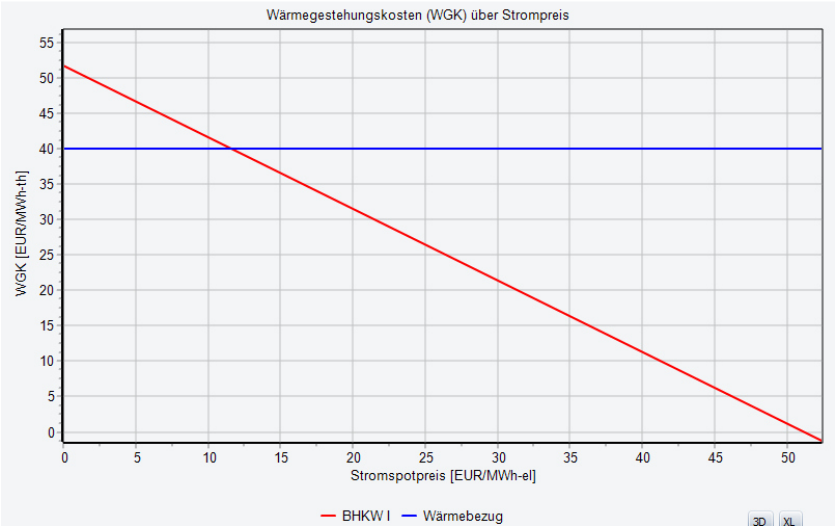
- Wärmeversorgung ins Wärmenetz stets bei positiven Spotmarktpreisen wirtschaftlicher als die Versorgung durch die Redundanzwärmeversorgung

Abbildung 22: Grenzkosten Variante C_1 ohne KWK (Wärmeerlös 2,0 ct/kWh), Intraday



- Wärmeversorgung ins Wärmenetz ohne Anspruch auf KWK-Zuschlag erst ab einem Spotmarktpreis oberhalb von 5,1 ct/kWh wirtschaftlicher als die Versorgung durch die Redundanzwärmeversorgung
- Zu erzielender Wärmeerlös (Fernwärmenetzeinspeisung) hat ohne Anspruch auf KWK-Zuschlag Auswirkungen auf die Betriebsweise des BHKW

Abbildung 23: Grenzkosten Variante C_2 ohne KWK (Wärmeerlös 4,0 ct/kWh), Intraday



- Wärmeversorgung ins Wärmenetz ohne Anspruch auf KWK-Zuschlag bereits ab einem Spotmarktpreis oberhalb von 1,2 ct/kWh wirtschaftlicher als die Versorgung durch die Redundanzwärmeversorgung

- Zu erzielender Wärmeerlös (Fernwärmenetzeinspeisung) hat ohne Anspruch auf KWK-Zuschlag Auswirkungen auf die Betriebsweise des BHKW

3.2 Vergütungen

Die aus den Simulationen resultierenden Erlöse aus KWK-Vergütung, Vermarktungserlösen sowie Wärmerlösen sind nachfolgender Tabelle zu entnehmen.

3.2.1 Vergütungen Szenario A

Variante	A1_KWK	A2_KWK	A1_oKWK	A2_oKWK
BHKW Kenndaten				
P_el [kW]	250	250	250	250
P_th [kW]	290	290	290	290
Wärmebedarf				
Wärmebedarf [MWh/a]	2.175	2.175	2.175	2.175
Wärmelieferung Wärmenetz[MWh/a]	22	580	1	1
Wärmebezug [MWh/a]	465	441	1.489	1.489
Wärmeerzeugung BHKW [MWh/a]	1.732	2.314	687	687
spezifische Wärmeerlöse Wärmeverkauf [€/MWh]	20	40	20	40
Wärmebezugskosten [€/MWh]	73	73	73	73
Strombedarf				
Strombedarf [MWh/a]	500	500	500	500
Stromerzeugung BHKW [MWh/a]	1.484	1.991	589	589
Fremdbezug Strom [MWh/a]	206	65	569	569
Erlöse				
KWK-Zuschlag Einspeisung [€]	54.472 €	75.710 €	0 €	0 €
KWK-Zuschlag Kundenanlage/Verteilnetz [€]	14.133 €	17.794 €	0 €	0 €
vermiedene Netzentgelte [€]	5.641 €	7.838 €	2.446 €	2.446 €
Strommarkt (EPEX/Intraday) [€]	30.251 €	41.499 €	16.144 €	16.144 €
Wärmeverkauf Wärmenetz [€]	437 €	23.195 €	10 €	21 €
Kosten				
Wärmebezug Wärmenetz [€]	33.946,0	32.203,0	108.658,0	108.658,0
Fremdbezug Strom [€]	49.486,0	15.691,0	136.529,0	136.529,0

Die Auswertung zeigt auf, dass eine Wärmevergütung von 20€/MWh für das BHKW wirtschaftlich nicht attraktiv ist, in den Sommermonaten in hohem Maße betrieben zu werden, zumal in

der Regel in diesen Monaten mit hoher PV-Einspeisung das Strompreisniveau sowie der Preisspread niedriger als in den Wintermonaten ausfällt.
Eine Vergütung von 40 €/MWh sorgt in den Sommermonaten bei KWK-Vergütung zu einem erhöhten BHKW-Betrieb mit Einspeisung ins Wärmenetz. Die gelieferte Wärmemenge von 580 MWh entspricht einer Betriebsdauer von 2000 VBH, die das BHKW betrieben werden muss, um diese erforderliche Wärmemenge bereitzustellen.
Grundsätzlich ist bei Wegfall der KWK-Vergütung eine Belieferung des Wärmenetzes unattraktiv und nur in Zeiten hoher Strompreise betrieben wird, um die hohen Betriebskosten (Brennstoffkosten) zu kompensieren. Selbst der Wärmepreis von 40€/MWh ist in diesem Fall für einen wirtschaftlichen BHKW nicht auskömmlich.

3.2.2 Vergütungen Szenario B

Variante	B1_KWK	B2_KWK	B1_oKWK	B2_oKWK
BHKW Kenndaten				
P_el [kW]	500	500	500	500
P_th [kW]	580	580	580	580
Wärmebedarf				
Wärmebedarf [MWh/a]	4.600	4.600	4.600	4.600
Wärmelieferung Wärmenetz[MWh/a]	537	1.254	1	1
Wärmebezug [MWh/a]	1.080	1.067	1.538	1.538
Wärmeerzeugung BHKW [MWh/a]	4.057	4.787	3.063	3.063
spezifische Wärmeerlöse Wärmeverkauf [€/MWh]	20	40	20	40
Wärmebezugskosten [€/MWh]	73	73	73	73
Strombedarf				
Strombedarf [MWh/a]				
Stromerzeugung BHKW [MWh/a]	3.487	4.123	2.625	2.626
Erlöse				
KWK-Zuschlag Einspeisung [€]	177.744 €	210.181 €	0 €	0 €
KWK-Zuschlag Kundenanlage/Verteilnetz [€]	0 €	0 €	0 €	0 €
vermiedene Netzentgelte [€]	17.433 €	20.613 €	13.126 €	13.129 €
Strommarkt (EPEX/Intraday) [€]	119.584 €	134.254 €	95.472 €	95.482 €
Wärmeverkauf Wärmenetz [€]	10.731 €	50.162 €	24 €	49 €
Kosten				
Wärmebezug Wärmenetz [€]	78.800 €	77.867 €	112.301 €	112.259 €

Die Ausführungen von Szenario A gelten auch für Szenario B.

3.2.3 Vergütungen Szenario C

Variante	C1_KWK	C2_KWK	C1_oKWK	C2_oKWK	C1_intraday_KWK	C2_intraday_KWK	C1_intraday_oKWK	C2_intraday_oKWK
BHKW Kenndaten								
P_el [kW]	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
P_th [kW]	1.977	1.977	1.977	1.977	1.977	1.977	1.977	1.977
Wärmebedarf								
Wärmebedarf [MWh/a]	16.500	16.500	16.500	16.500	16.500	16.500	16.500	16.500
Wärmelieferung Wärmenetz[MWh/a]	12.879	13.000	984	12.705	12.782	12.942	1.467	12.498
Wärmebezug [MWh/a]	3.621	3.500	15.515	3.794	3.717	3.558	15.033	4.002
Wärmeerzeugung BHKW [MWh/a]	12.879	13.000	984	12.705	12.782	12.942	1.467	12.498
spezifische Wärmeerlöse Wärmeverkauf [€/MWh]	20	40	20	40	20	40	20	40
Wärmebezugskosten [€/MWh]	20	40	20	40	20	40	20	40
Strombedarf								
Stromerzeugung BHKW [MWh/a]	13.016	13.138	995	12.840	12.929	13.090	1.484	12.641
Erlöse								
KWK-Zuschlag Einspeisung [€]	595.469 €	599.129 €	0 €	0 €	591.478 €	598.845 €	0 €	0 €
vermiedene Netzentgelte [€]	78.094 €	78.831 €	5.972 €	77.043 €	77.571 €	78.537 €	8.904 €	75.847 €
Strommarkt (EPEX/Intraday) [€]	448.025 €	447.971 €	56.546 €	445.343 €	461.083 €	461.446 €	86.906 €	458.655 €
Wärmeverkauf Wärmenetz [€]	257.570 €	519.999 €	19.686 €	508.216 €	255.648 €	517.665 €	29.339 €	499.930 €
Kosten								
Wärmebezug Wärmenetz [€]	72.426,0	139.993,0	310.299,0	151.776,0	74.347,0	142.326,0	300.650,0	160.061,0

Anhang E – Wirkungen dezentraler Einbindung in Fernwärmenetze Simulationsstudie der Netze G und B (kleines und mittelgroßes Netz)

Autoren: Sven Paulick, Dr. Karin Rühling, Christoph Schroth (TUD)

E.1 Detaillierte Netzinformationen

E.1.1 Netz G

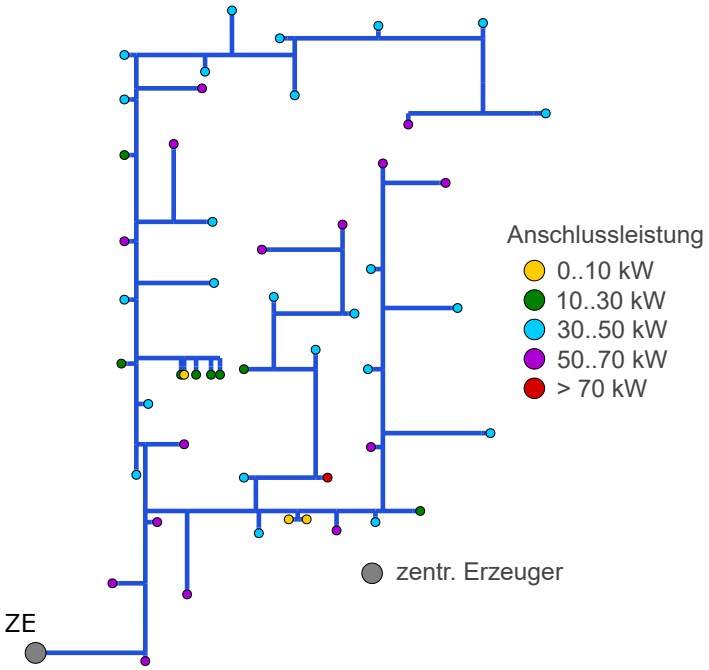


Abbildung E.1: Übersicht der Anschlussleistung im Netz G, kategorisiert für jeden Abnehmerknoten

E.1.2 Netz B

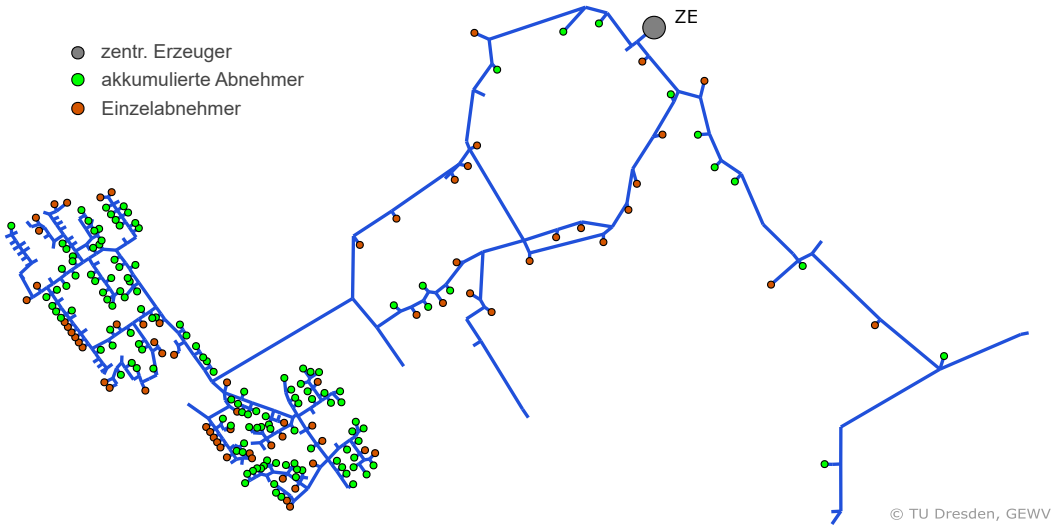


Abbildung E.2: Position der akkumulierten Abnehmerknoten und Einzelabnehmer im Netz B

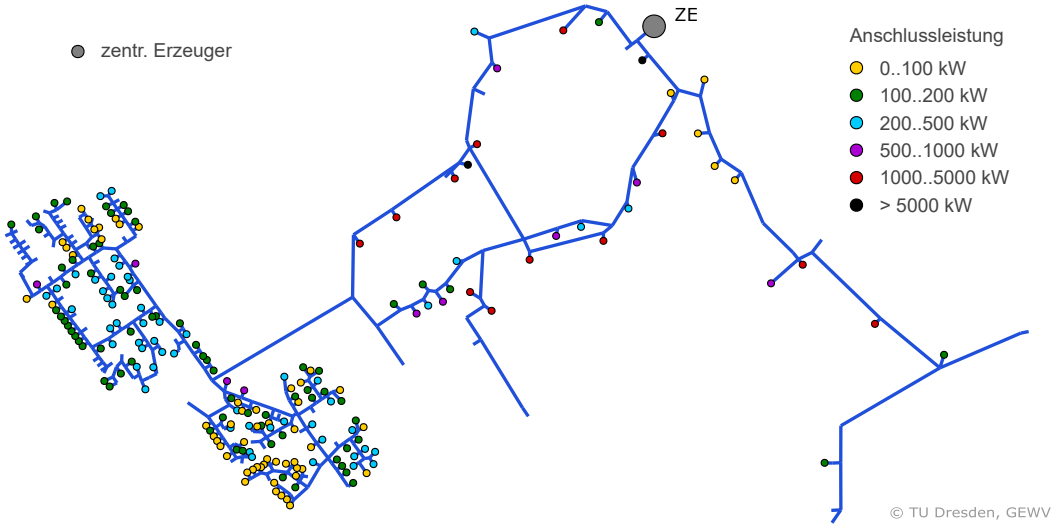


Abbildung E.3: Übersicht der Anschlussleistung im Netz B, kategorisiert für jeden Abnehmerknoten

Tabelle E.1: Übersicht der Abnehmerstruktur im Netz B

Kategorie	Anzahl Abnehmer (nicht akkumuliert)	minimale Leistung [kW]	maximale Leistung [kW]	mittlere Leistung [kW]	Gesamtleistung [kW]	Gesamtleistung Prozentual [%]
Wohngebäude (Wohnzwecke größer 80%)	246	28,4	1.040,9	166,1	40.858,4	49,7
Wohngebäude (1- und 2- Familienhäuser)	167	12,1	65,1	35,1	5.855,0	7,1
Wohngebäude (Wohnzwecke kleiner 80 %)	9	70,7	252,1	161,2	1.450,5	1,8
Büro- und Geschäftsgebäude	11	28,3	3.721,6	520,6	5.726,1	7,0
Handwerk-, Bau- und Kleingewerbe	1	95,8	95,8	95,8	95,8	0,1
Industrie	1	404,7	404,7	404,7	404,7	0,5
Ver- und Entsorgung	1	54,0	54,0	54,0	54,0	0,1
Groß- und Einzelhandel	3	27,0	80,0	60,8	182,4	0,2
Hotels, Gaststätten, Pensionen	2	94,2	121,0	107,6	215,1	0,3
Forschungs- und Entwicklungsarbeit	11	54,0	6.529,5	1.272,0	13.992,2	17,0
Krankenhäuser und Heime	3	596,4	4.707,8	2.079,1	6.237,4	7,6
Badebetriebe, Saunen, Solarien	1	837,4	837,4	837,4	837,4	1,0
Lehranstalten	4	223,8	940,6	627,9	2.511,6	3,1
Kindergärten	13	82,8	204,7	118,3	1.538,3	1,9
Sonstige	3	260,5	1.377,0	646,0	1.938,0	2,4
sonst. Erholung und Freizeit	2	83,7	124,7	104,2	208,4	0,3
sonst. Bundes- und Landeseinrichtungen	1	86,5	86,5	86,5	86,5	0,1
keine Angaben	6	75,4	151,6	135,6	813,8	0,1
Gesamt	**485**	**12,1**	**6.529,5**	**171,1**	**83.005,6**	**100,0**

E.2 Co-Simulation im Rahmen der Simulationsstudie

E.2.1 Detailinfos zur FMI-Schnittstelle

Die Funktionsweise der FMI-Schnittstelle für die Co-Simulation ist so definiert, dass ein beliebiges Modell in einer entsprechenden Simulationsumgebung erstellt und anschließend als eine Einheit (Unit) exportiert werden kann, der sogenannten Functional Mock-up Unit (FMU). Dies ist für das Beispiel einer in Dymola modellierten Netzeinspeisestation (NEST) schematisch in Abbildung E.4 dargestellt.

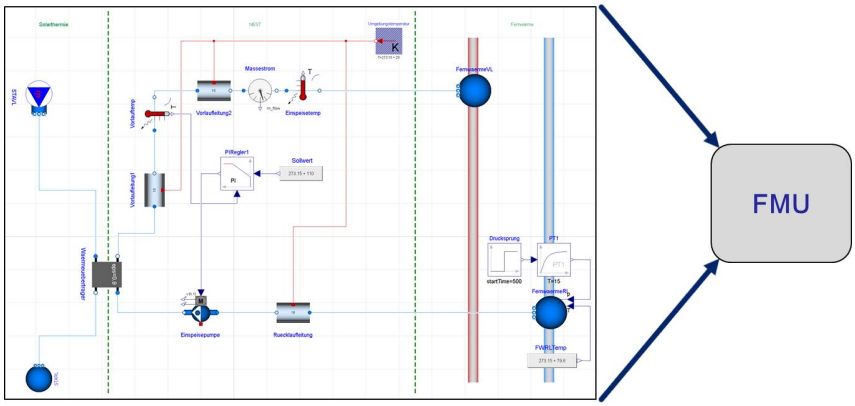


Abbildung E.4: Schematische Darstellung des Export (hier Modelica-Modell einer Netzeinspeisestation (NEST)) in eine Functional Mock-up Unit (FMU)

Die exportierte FMU beinhaltet das in einer DLL (Dynamic Link Library) verpackte Modell mit kompiliertem C-Code sowie einer XML-Datei mit Informationen zur Simulation und einer Definition der verwendeten Parameter. Hiermit ist der Zugriff auf das Modell, verpackt als FMU, von einem anderen Programm aus möglich. Die Funktionsaufrufe zum Zugriff auf die FMU stellen die eigentliche Schnittstelle, das Functional Mock-up Interface (FMI) dar. Diese sind standardisiert und gültig für alle exportierten Modelle, unabhängig von welchem Simulationsprogramm diese stammen. Die Abbildung E.5 zeigt exemplarisch einen vereinfachten Funktionsaufruf-Ablauf für einen einzelnen Zeitschritt.

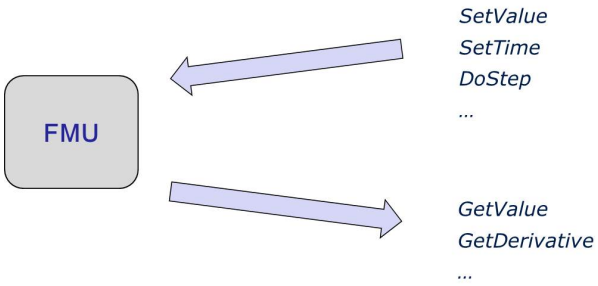


Abbildung E.5: Funktionsaufruf Ablauf beim Zugriff auf eine FMU (vereinfacht)

Die Co-Simulation mithilfe der FMI Schnittstelle beruht auf dem sogenannten Master-Slave-Prinzip. Hierbei handelt es sich um ein hierarchisches Konzept für die Organisation von Aufga-

ben. In diesem Fall geht es um den Datenaustausch und die Synchronisation der Simulation. In Abbildung E.6 dargestellt ist das Master-Slave-Prinzip anhand eines Beispiels mit zwei FMU´s als Slave.

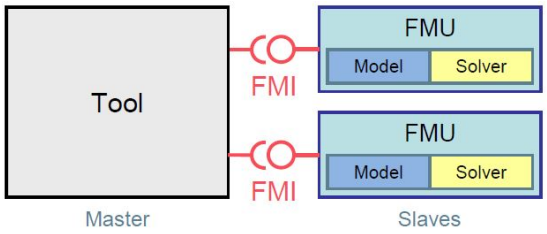


Abbildung E.6: Schematische Darstellung des Master-Slave-Prinzips anhand von zwei Slaves; Quelle: (11)

Die Slaves (jeweils eine FMU) sind mittels der FMI-Schnittstelle mit dem Master verbunden. Der Master ist ein Programm, das in der Lage ist den Datenaustausch mit den Slaves zu steuern und die Simulation der Slaves zu synchronisieren. Der Master ist in der Regel eines der Simulationsprogramme (bspw. Dymola oder Matlab), kann jedoch auch ein Programm ohne Simulationshintergrund sein welches einzig für diese Aufgabe entwickelt wurde. Im Rahmen des Projektes wurde seitens der TU Dresden der in Abschnitt 6.2.1 beschriebene FMI-Master entwickelt.

E.2.2 Programmablaufpläne der Teilmodelle

Modelica-Tool zur Abnehmersimulation

Für die Netzsimulation wurde die in Kapitel 3 beschriebene Modellierung des Abnehmerverhaltens in der Simulationssprache Modelica umgesetzt, um zeitdiskret die Wärmelast und Rücklauftemperatur eines jeden Abnehmer zu berechnen. In Abbildung E.7 ist schematisch der Programmablauf des Tools abgebildet.

Vor Beginn der Simulation findet die Initialisierung des Programms statt, bei der für die Simulation notwendige Dateien eingelesen werden. Dies sind zum einen die Regressionskoeffizienten zur Berechnung der Wärmelast $\dot{Q}$ und Rücklauftemperatur ϑ_{RL} für jeden Gebäudetyp, und zum anderen eine Zeittabelle für den gesamten Simulationshorizont mit Angaben zu Außentemperatur ϑ_{a}, Werktag WT und Heizperiode H. Während der Simulation wird dann für jeden Zeitschritt zuerst die Außentemperatur, Werktag und Heizperiode bestimmt, sowie entsprechend der Tageszeit und Heizperiode die Regressionskoeffizienten ausgewählt. Hiermit wird im Anschluss die Berechnung der Wärmelast $\dot{Q}_{\mathrm{Abn}}$ und Rücklauftemperatur $\vartheta_{\mathrm{RL,Abn}}$ für jeden der 484 Abnehmer durchgeführt. Die für die Berechnung der Rücklauftemperatur erforderliche Vorlauftemperatur am Abnehmerknoten $\vartheta_{\mathrm{VL,Abn}}$ wird pro Zeitschritt dem Programm als Eingangsparameter übergeben. Im letzten Schritt findet die Zusammenlegung der berechneten Größen für die Abnehmerknoten statt, die akkumuliert sind. In dem Fall wird für alle Abnehmer pro Knoten die Wärmelast aufaddiert und die Rücklauftemperatur entsprechend dem Masse-

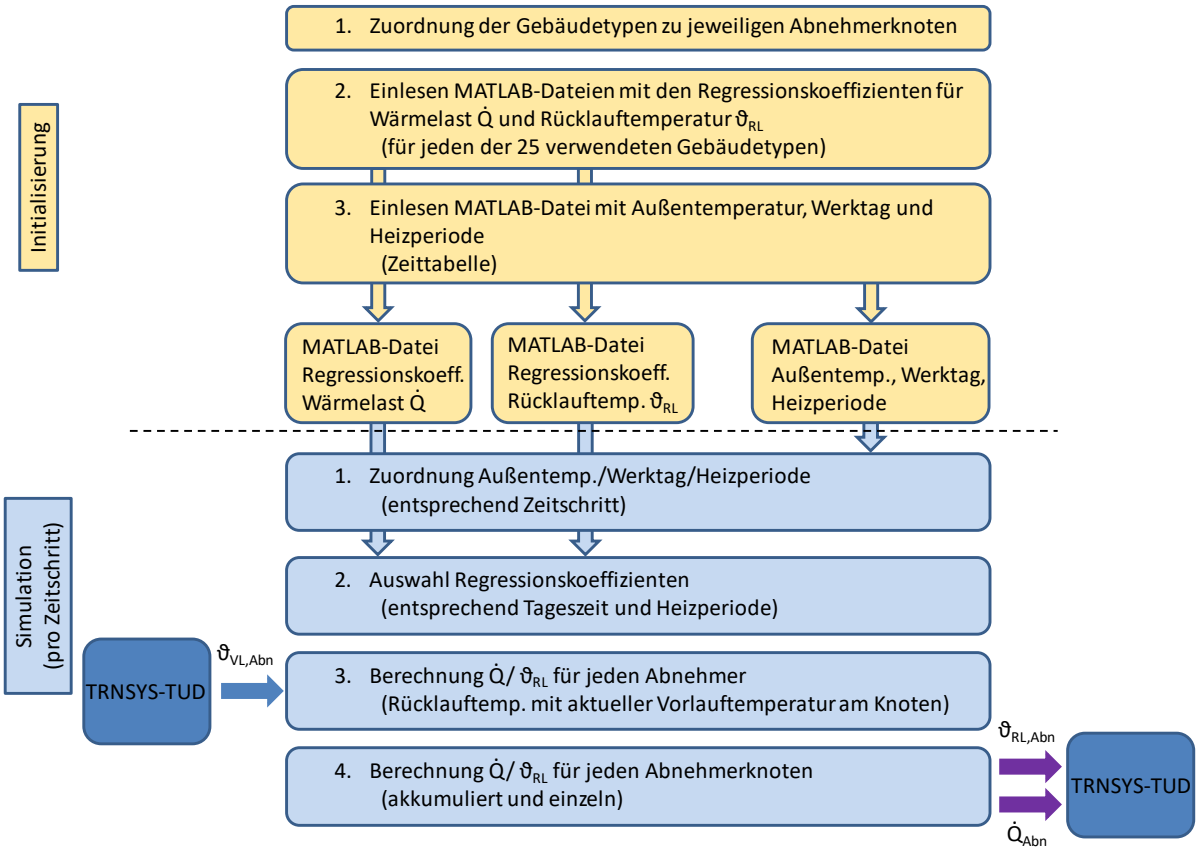


Abbildung E.7: Schematische Darstellung des Programmablaufs in Modelica zur Generierung der Abnehmerdaten pro Zeitschritt

stromanteil gewichtet. Ergebnis pro Zeitschritt ist die Wärmelast $\dot{Q}_{\mathrm{Abn}}$ und Rücklauftemperatur $\vartheta_{\mathrm{RL,Abn}}$ für jeden Abnehmerknoten.

Modelica-Tool zur Simulation der solarthermischen Anlage

Die Modellbeschreibung der Solarthermieanlage wurde im Kapitel 4 ausführlich erläutert. In Abb. E.8 ist der Progammablauf abgebildet, wie in der Simulation auf das in Modelica umgesetzte Solarthermiemodell zugegriffen wird. Zunächst findet vor der eigentlichen Simulation eine erneute Initialisierung des Modells statt. Neben der notwendigen Parametrierung der Solarthermieanlage wird außerdem eine Matlab-Datei eingelesen, welche die erforderlichen Wetterdaten (Windgeschwindigkeit, Umgebungstemperatur und Strahlungsdaten auf die geneigte Fläche) enthält. Während der Simulation werden dann zunächst die Wetterdaten für jeden Zeitschritt bestimmt. Anschließend erfolgt die Berechnung der solaren Wärmelieferung an das Netz. Hierfür sind zusätzlich neben den Wetterdaten die Vor- und Rücklauftemperaturen am jeweiligen Einbindepunkt als Eingangswert notwendig, welche aus der Netzsimulation von TRNSYS-TUD übermittelt werden. Die Netzvorlauftemperatur am Einbindepunkt ist dabei die vorgegebene Zieleinbindetemperatur $\vartheta_{\mathrm{VL,Einb}}$ für die dezentralen Erzeuger.

Abschließend wird der eingebundene Wärmestrom $\dot{Q}_{\mathrm{Einb}}$ berechnet, welcher als Ausgangswert zurück an TRNSYS-TUD übergeben wird.

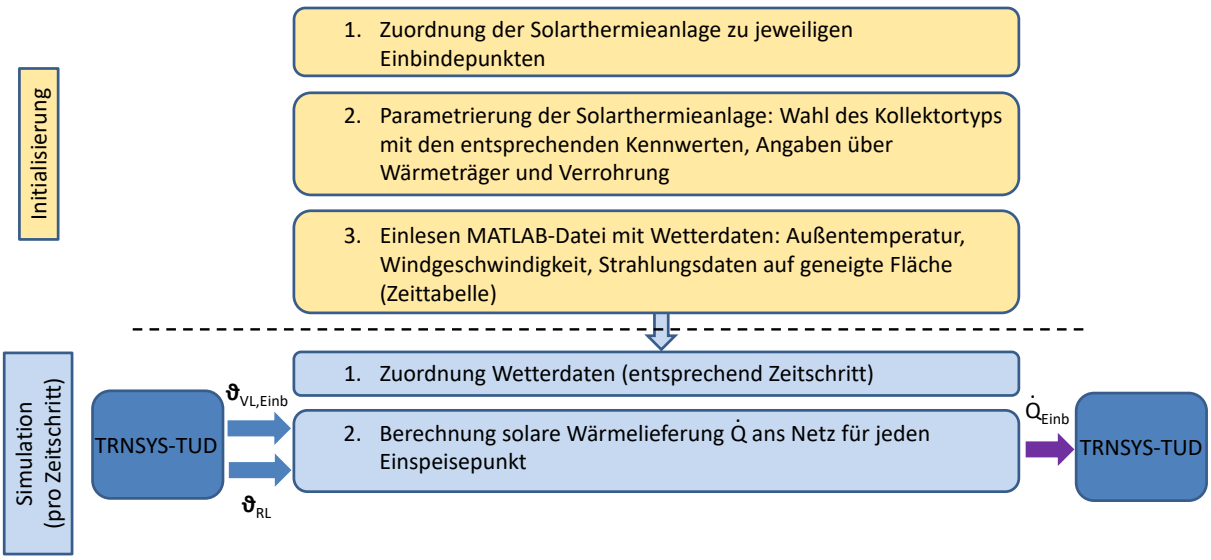


Abbildung E.8: Schematische Darstellung des Programmablaufs in Modelica zur Generierung des solarthermischen Ertrages pro Zeitschritt

Modelica-Tool zur Simulation des Speichers

Äquivalent zur Umsetzung der Abnehmer und solarthermischen Anlagen in Modelica, wird in diesem Abschnitt kurz auf die des Speichers eingegangen. Eine detailliertere Beschreibung der des Speichermodells ist in Abschnitt 6.2.2 zu finden. Die Abbildung E.9 zeigt die schematische Darstellung des Programmablaufs. Zunächst findet während der Initialisierung das Einlesen einer Matlab-Datei zur Festlegung der Speicherfahrweise statt. Diese beinhaltet für das komplette Jahr für alle drei Speicherfahrweisen die Information, ob ein Entladen des Speichers in dem aktuellen Zeitschritt zulässig ist. Während der Simulation wird hiermit in jedem Zeitschritt überprüft ob das Entladen des Speichers erlaubt ist oder nicht. In der Netzsimulation benötigt das Modell als Eingangswert den Netzwärmebedarf $\dot{Q}_{\mathrm{FW}}$, der in den Speicher eintretende Wärmestrom $\dot{Q}_{\mathrm{SP,ein}}$ (bei Beladung des Speichers) und die Wärmemenge im Speicher aus dem vorherigen Zeitschritt $Q_{\mathrm{SP},\tau-1}$. Anschließend wird die aktuell enthaltene Wärmemenge im Speicher $Q_{\mathrm{SP},\tau}$ sowie bei Entladung des Speichers die Wärmelieferung ans Netz $\dot{Q}_{\mathrm{SP,aus}}$ berechnet und an die Netzsimulation (TRNSYS-TUD) übergeben.

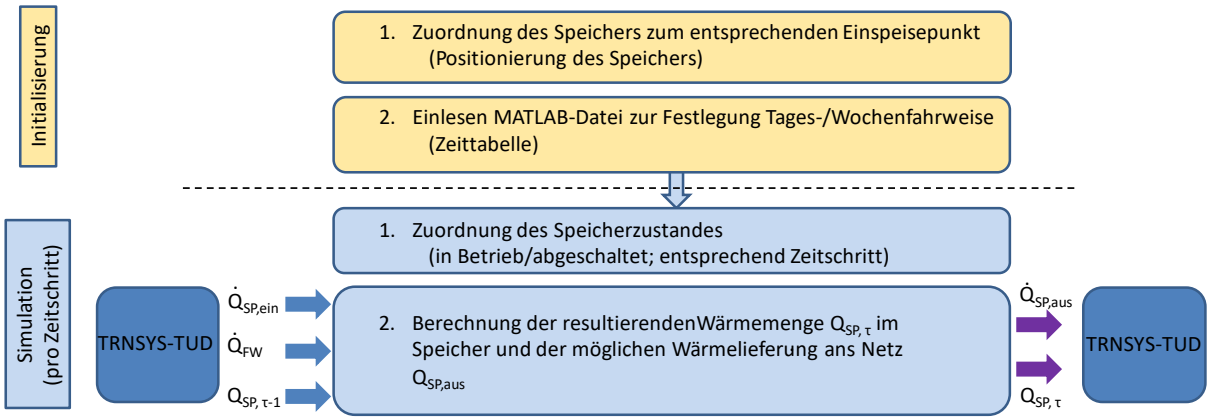


Abbildung E.9: Schematische Darstellung des Programmablaufs in Modelica zur Generierung der Speicherdaten pro Zeitschritt

E.3 Detailergebnisse Netz G

E.3.1 Wärmeeinträge

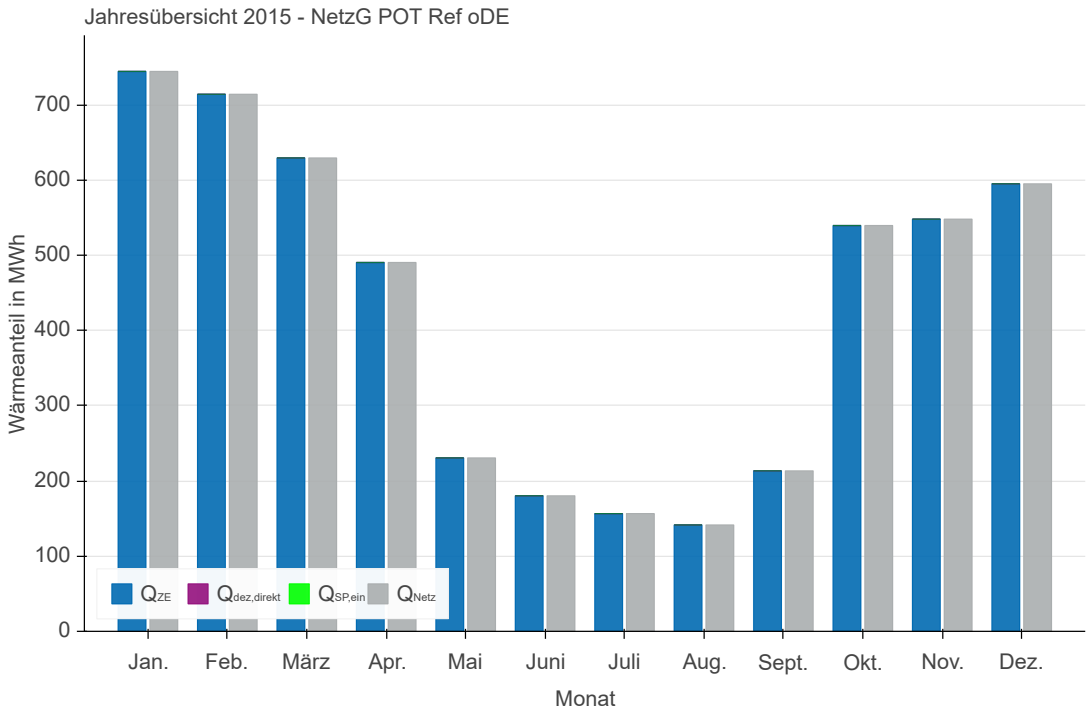


Abbildung E.10: Monatliche Wärmebilanzen für Netz G für den Referenzfall (ohne dezentrale Erzeuger); Standort Potsdam

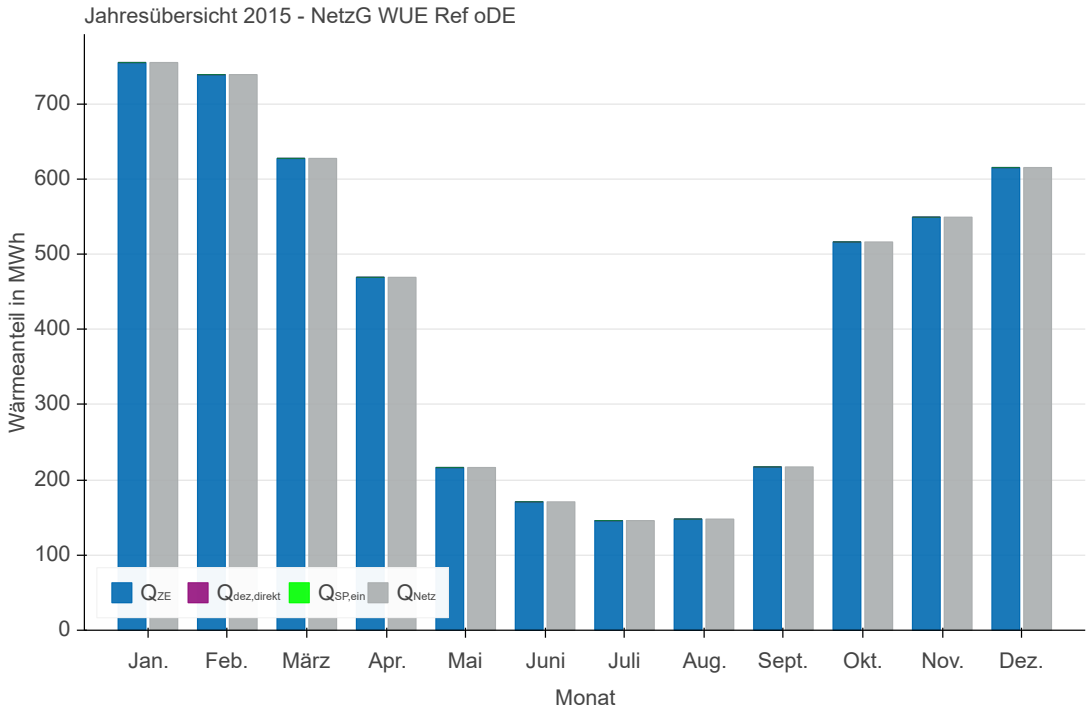


Abbildung E.11: Monatliche Wärmebilanzen für Netz G für den Referenzfall (ohne dezentrale Erzeuger); Standort Würzburg

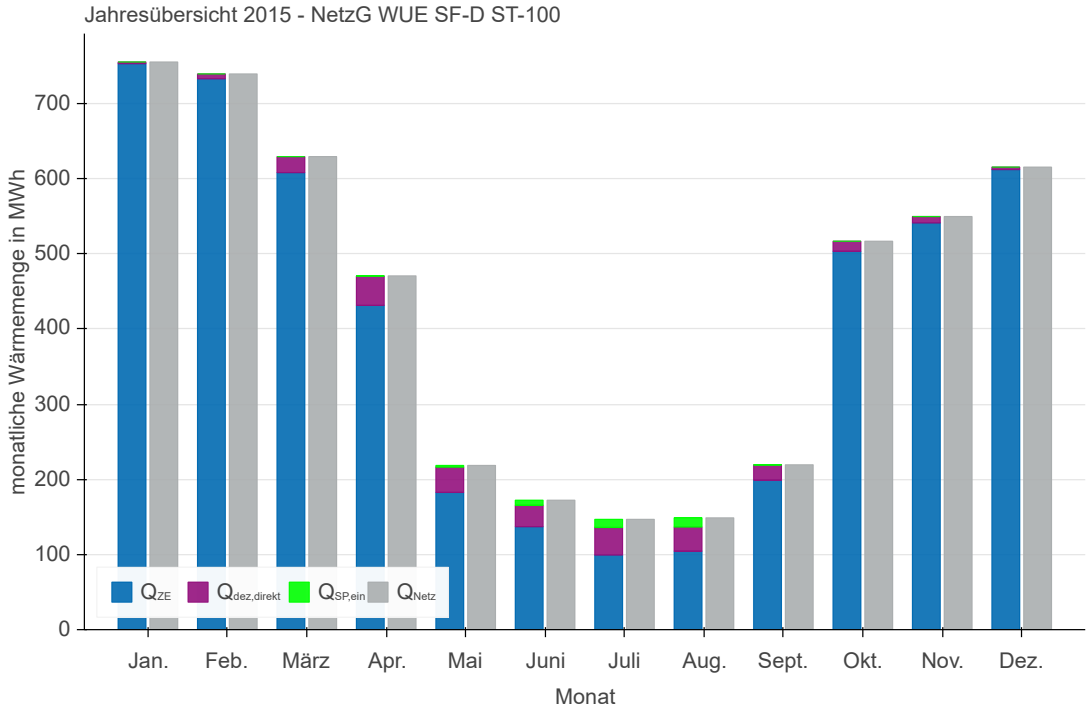


Abbildung E.12: Monatliche Wärmebilanzen für Netz G mit $5 \cdot 100\,\mathrm{m}^2$ Solarthermie; Standort Würzburg; Speicher-Dauerfahrweise

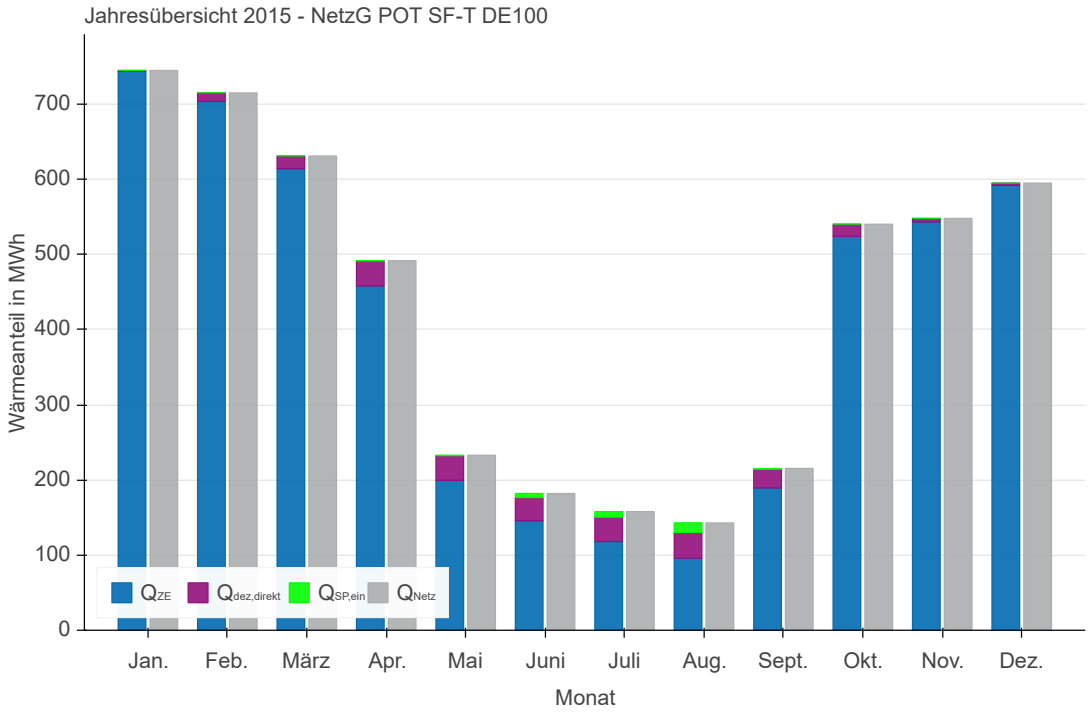


Abbildung E.13: Monatliche Wärmeeinträge im Netz G mit $5 \cdot 100\,m^2$ Solarthermiefläche; Tages-Speicherfahrweise (SF-T); Standort Potsdam

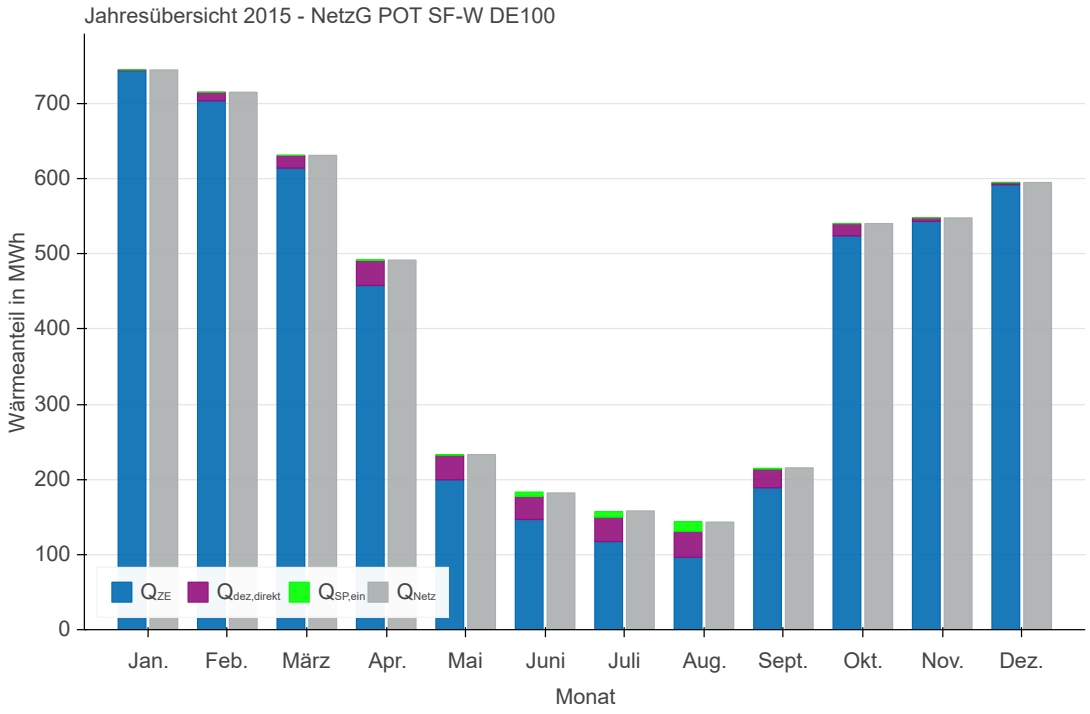


Abbildung E.14: Monatliche Wärmeeinträge im Netz G mit $5 \cdot 100\,m^2$ Solarthermiefläche; Wochen-Speicherfahrweise (SF-W); Standort Potsdam

E.3.2 Thermohydraulische Effekte

E.3.2.1 Strangauswertung des Referenzfalls

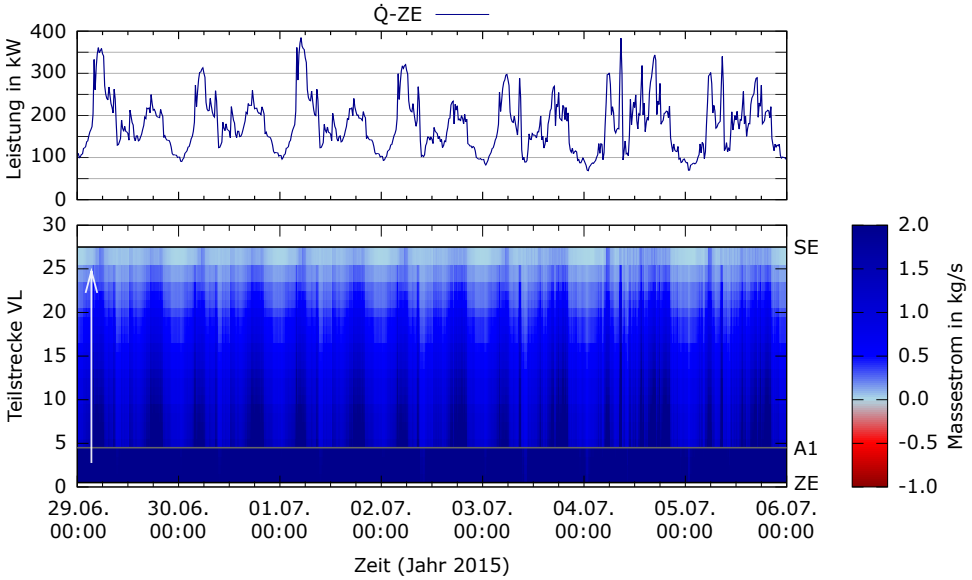


Abbildung E.15: Wärmestromverlauf des zentralen Erzeugers (oben) und Massestromverteilung für den betrachteten Strang im Vorlauf, Netz G, Sommerwoche, Referenzfall ohne dezentrale Erzeuger im Netz

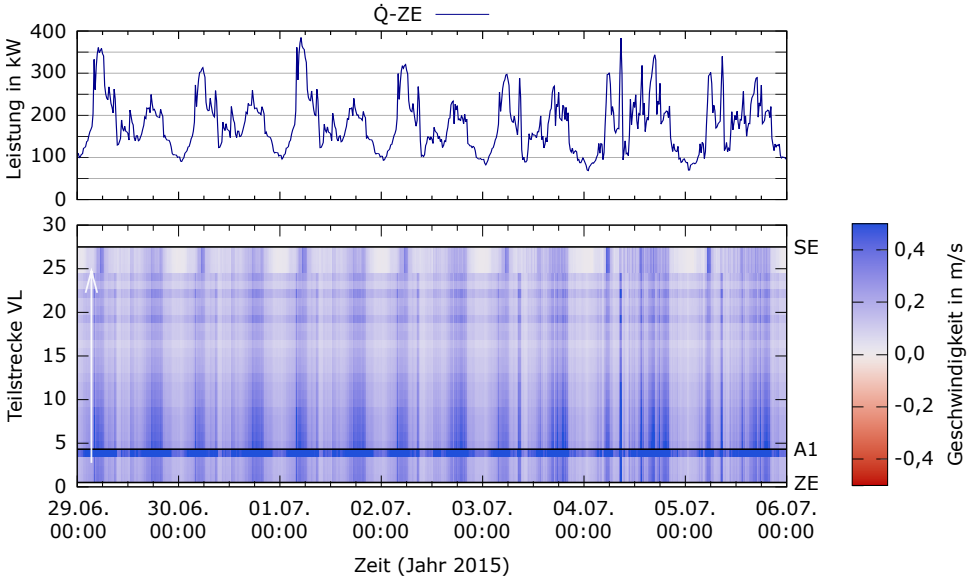


Abbildung E.16: Wärmestromverlauf des zentralen Erzeugers (oben) und Verlauf der Strömungsgeschwindigkeit für den betrachteten Strang im Vorlauf, Netz G, Sommerwoche, Referenzfall ohne dezentrale Erzeuger im Netz

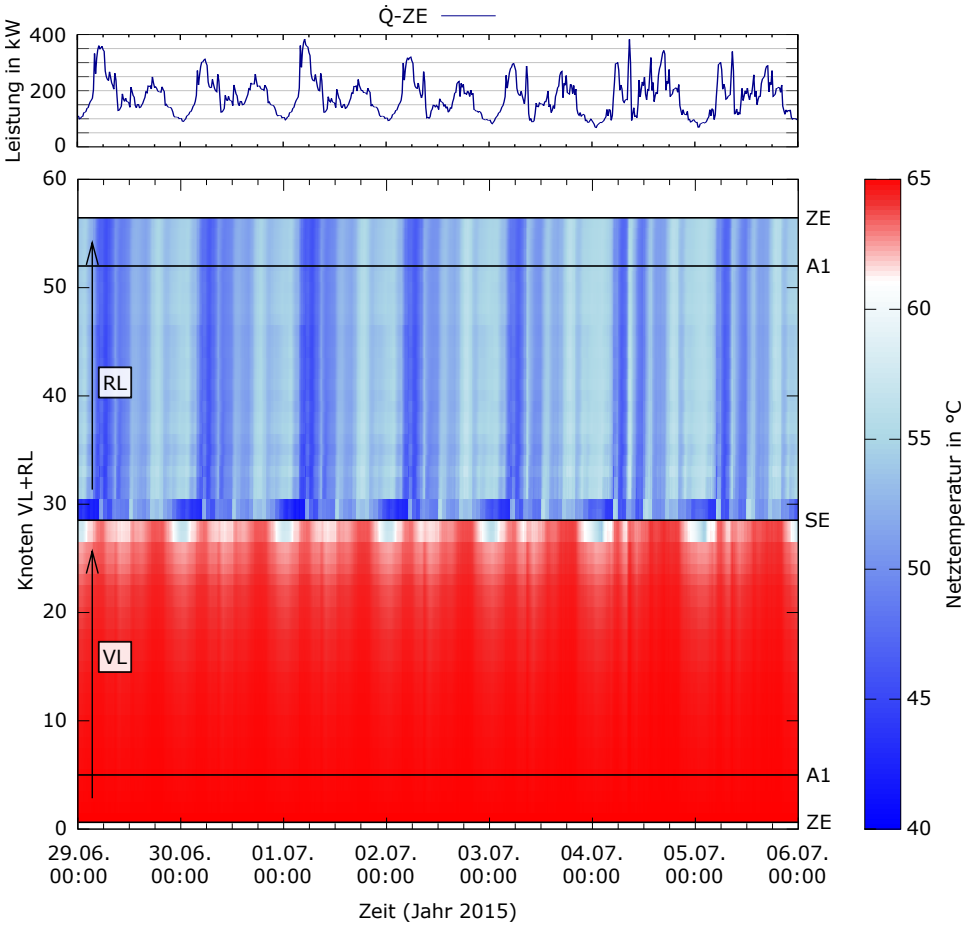


Abbildung E.17: Temperaturverlauf für den betrachteten Strang in Vorlauf- und Rücklaufleitung, Netz G, Sommerwoche, Referenzfall ohne dezentrale Erzeuger im Netz

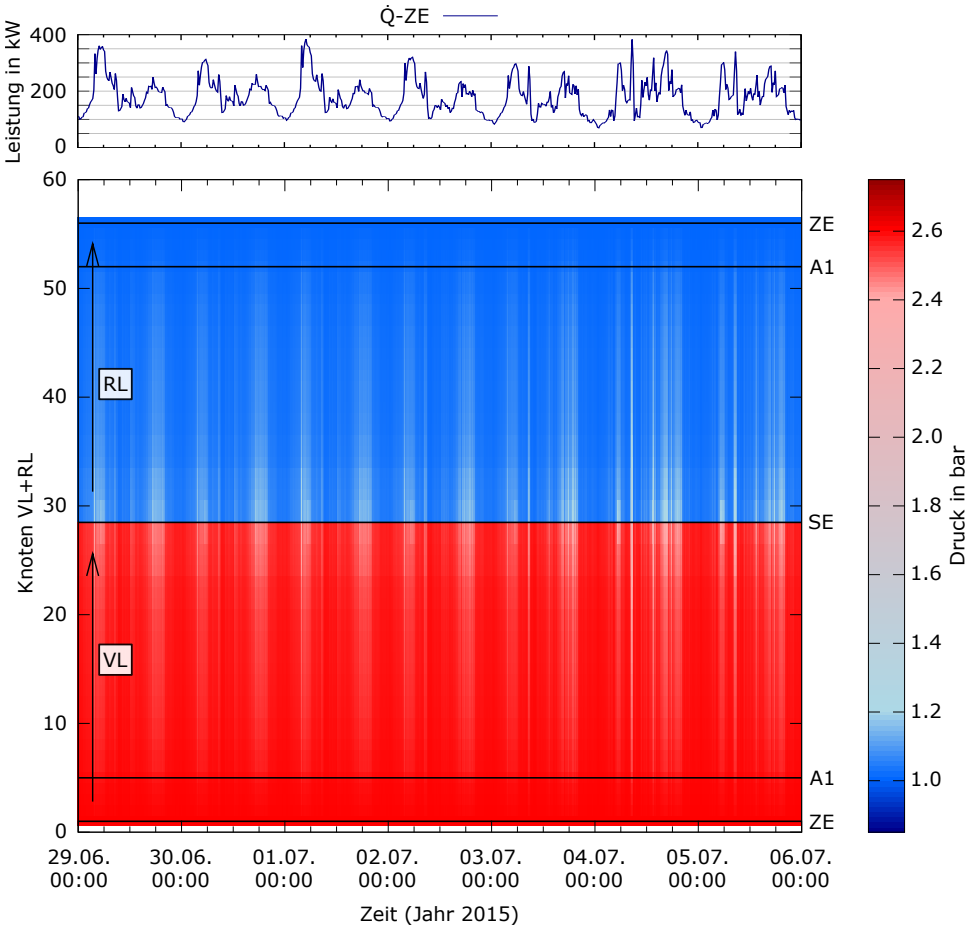


Abbildung E.18: Druckverlauf für den betrachteten Strang in Vorlauf- und Rücklaufleitung, Netz G, Sommerwoche, Referenzfall ohne dezentrale Erzeuger im Netz

E.3.2.2 Strangauswertung der Variante ST-100

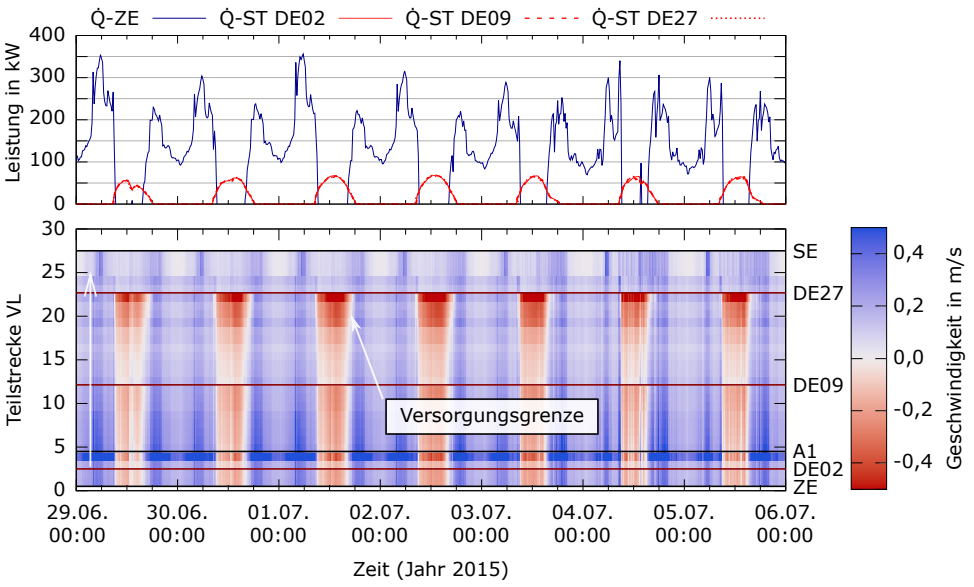


Abbildung E.19: Wärmestromverlauf der dez. Erzeuger (oben) und Verlauf der Strömungsgeschwindigkeit für den betrachteten Strang im Vorlauf, Netz G, Sommerwoche Variante ST-100

E.3.3 Auswirkungen auf Komponenten und wichtige Kenngrößen des Fernwärmenetzes

E.3.3.1 Zentrale Erzeugung

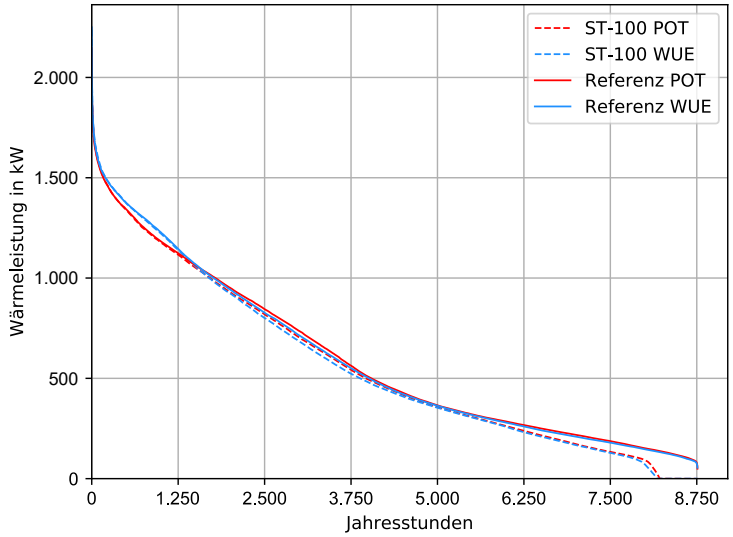


Abbildung E.20: Jahres Dauerlinie für den Referenzfall sowie der Variante ST-100 im Netz G, Gegenüberstellung der Standorte Potsdam (POT) und Würzburg (WUE)

E.4 Detailergebnisse Netz B

E.4.1 Wärmeeinträge

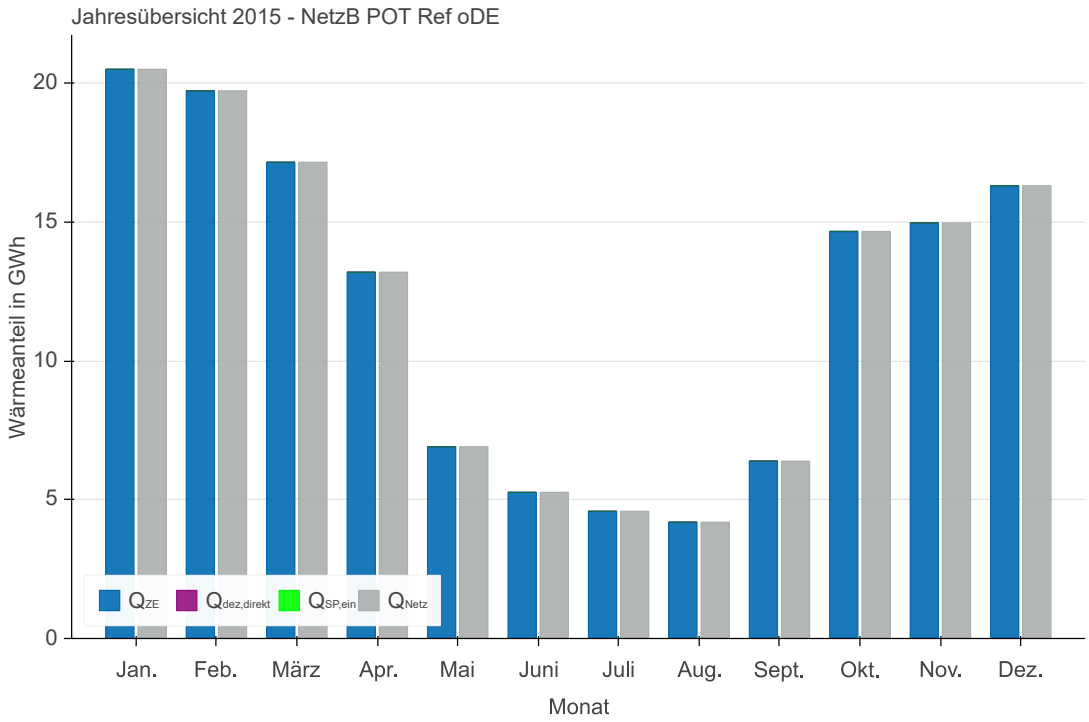


Abbildung E.21: Monatliche Wärmebilanzen für Netz B für den Referenzfall (ohne dezentrale Erzeuger); Standort Potsdam

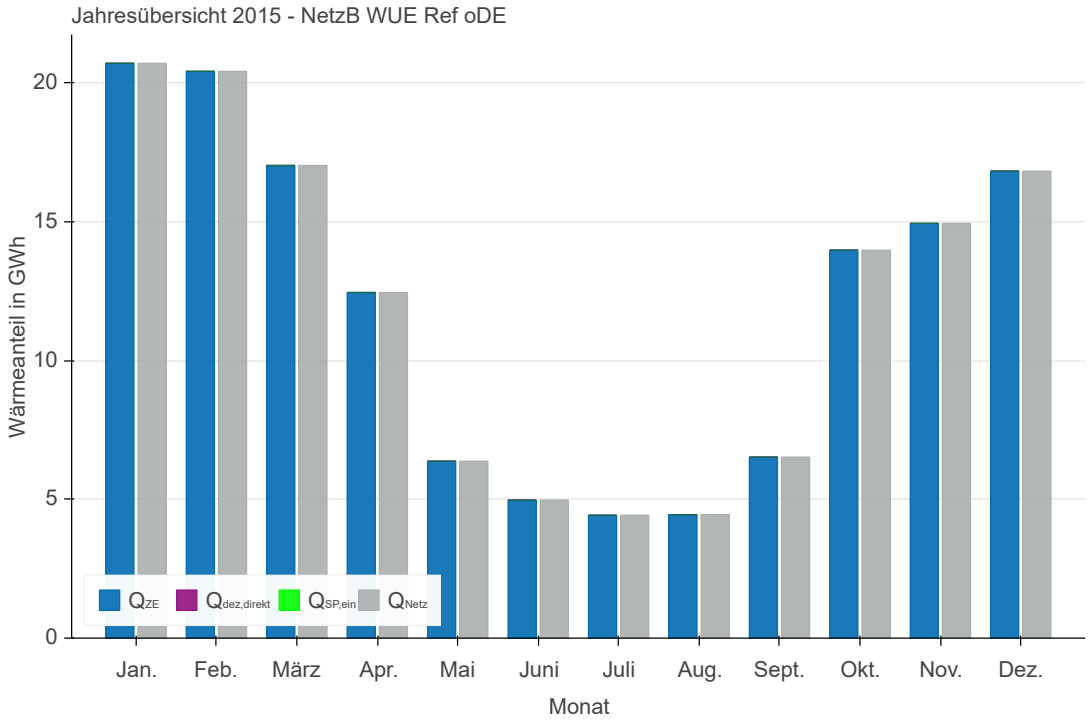


Abbildung E.22: Monatliche Wärmebilanzen für Netz B für den Referenzfall (ohne dezentrale Erzeuger); Standort Würzburg

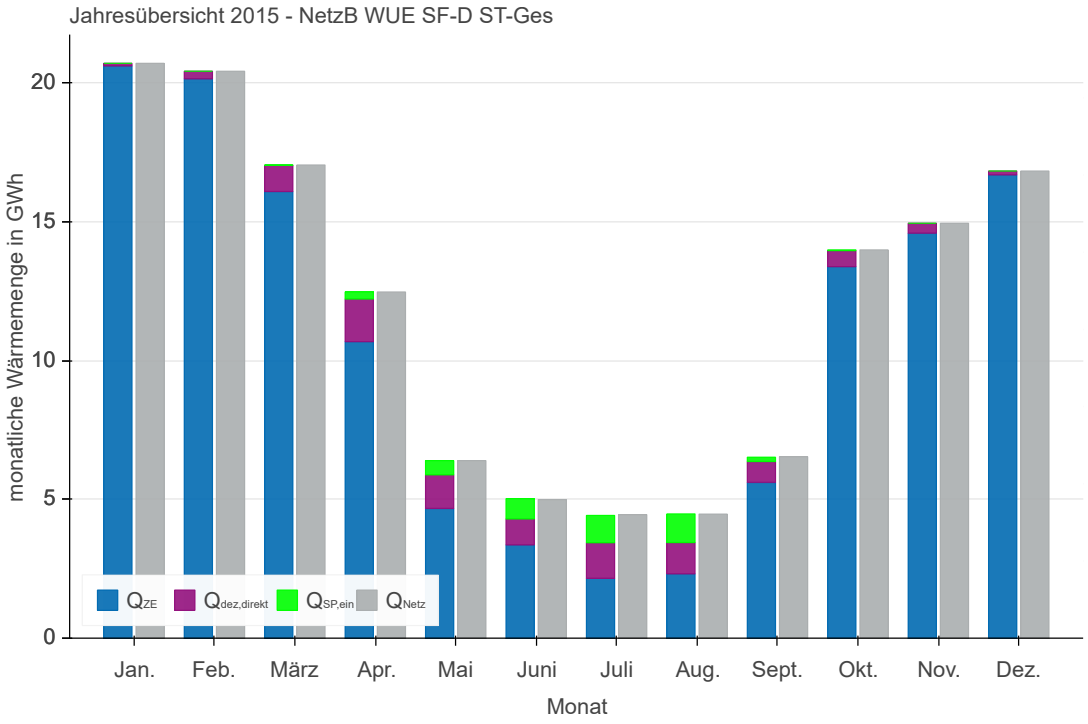


Abbildung E.23: Monatliche Wärmebilanz für Netz B mit 24 solarthermischen Anlagen im Netz (27.000 m²); Standort Würzburg; Speicher-Dauerfahrweise

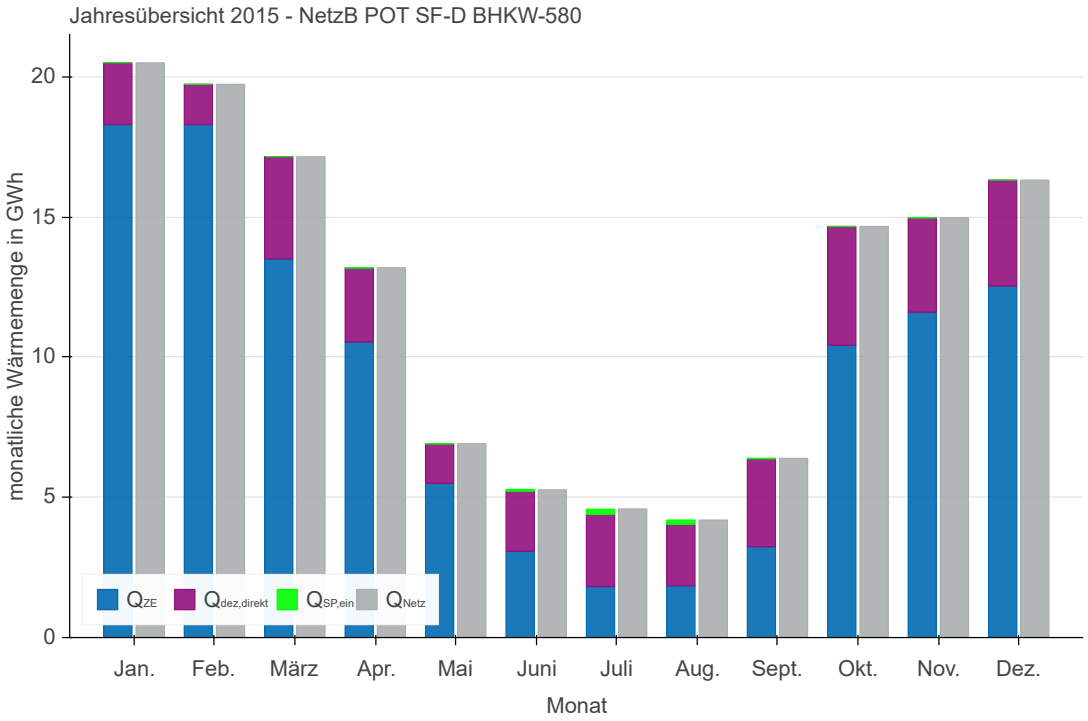


Abbildung E.24: Monatliche Wärmebilanz für Netz B mit 10 · 580 kW BHKW Anlagen im Netz; Standort Potsdam; Speicher-Dauerfahrweise

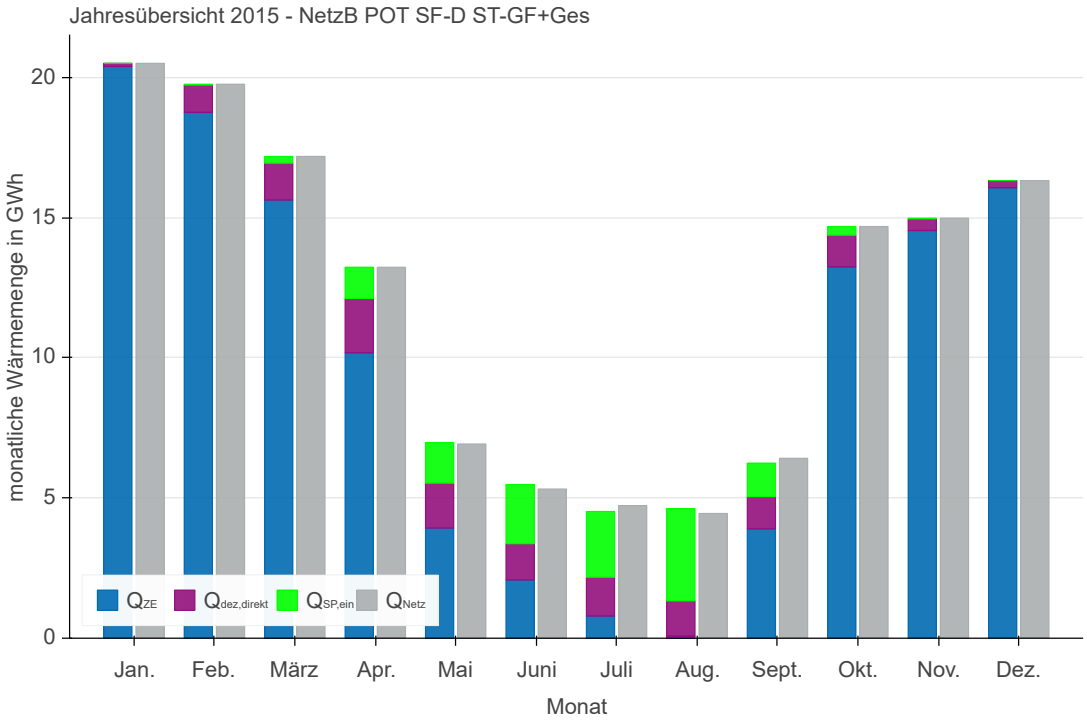


Abbildung E.25: Monatliche Wärmebilanz für Netz B mit 24 im Netz verteilten solarthermischen Anlagen und einer Großfeldanlage ($\sum$ 53.300 m²); Standort Potsdam; Speicher-Dauerfahrweise

E.4.2 Thermohydraulische Effekte

E.4.2.1 Strangauswertung des Referenzfalls

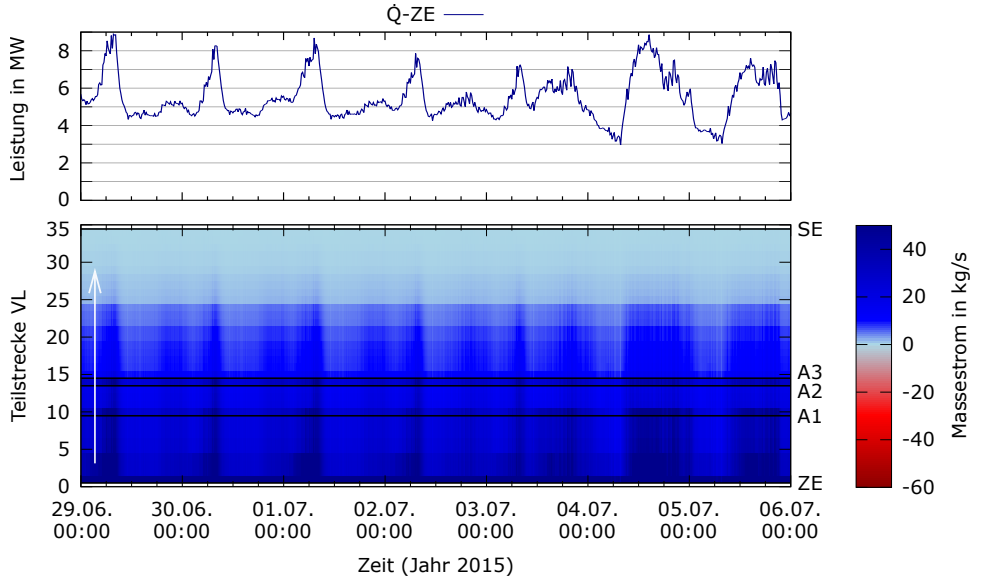


Abbildung E.26: Wärmestromverlauf des zentralen Erzeugers (oben) und Massestromverteilung für den betrachteten Strang im Vorlauf, Netz B, Sommerwoche, Referenzfall ohne dezentrale Erzeuger im Netz

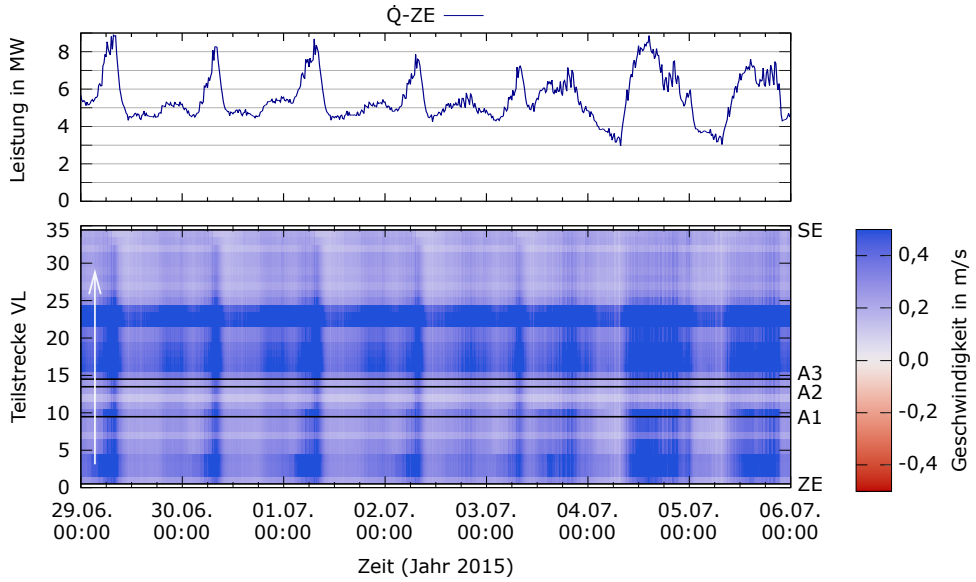


Abbildung E.27: Wärmestromverlauf des zentralen Erzeugers (oben) und Verlauf der Strömungsgeschwindigkeit für den betrachteten Strang im Vorlauf, Netz B, Sommerwoche

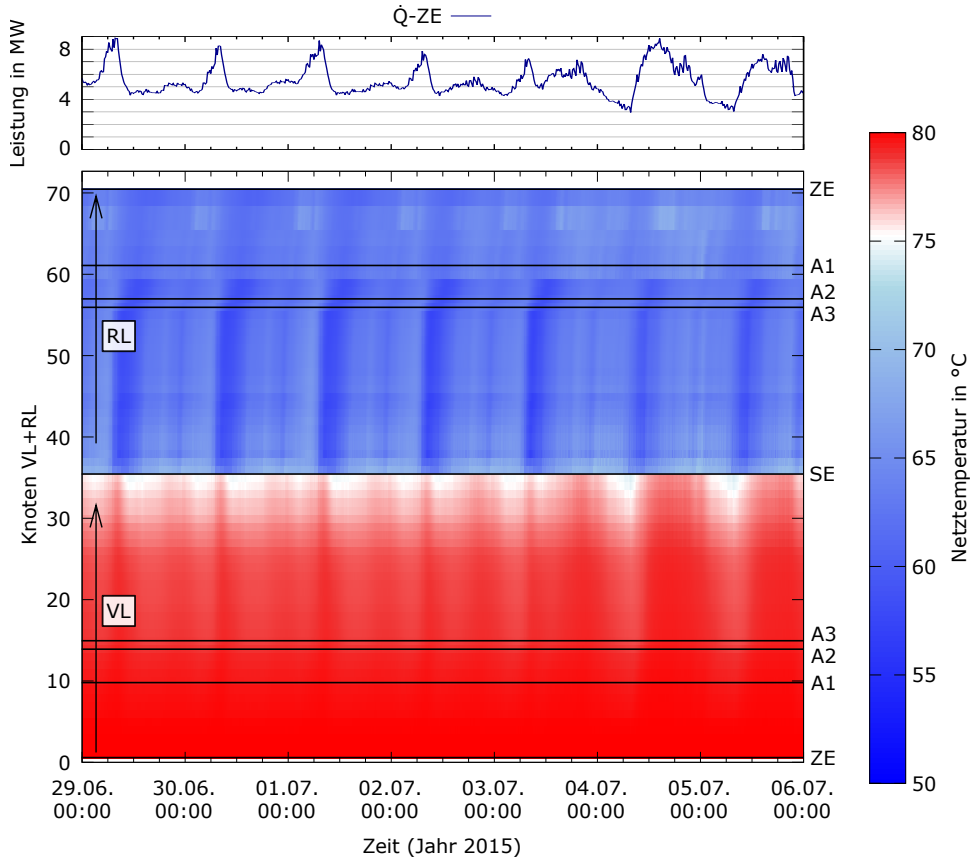


Abbildung E.28: Temperaturverlauf für den betrachteten Strang in Vorlauf- und Rücklaufleitung, Netz B, Sommerwoche, Referenzfall ohne dezentrale Erzeuger im Netz

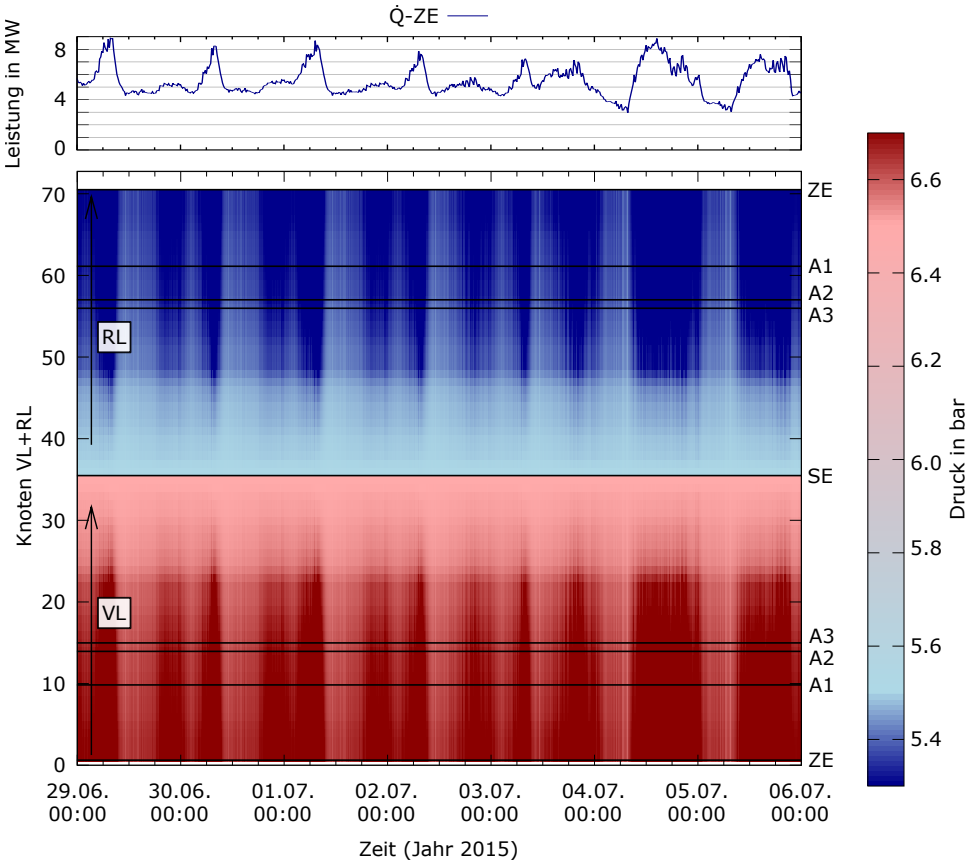


Abbildung E.29: Druckverlauf für den betrachteten Strang in Vorlauf- und Rücklaufleitung, Netz B, Sommerwoche, Referenzfall ohne dezentrale Erzeuger im Netz

E.4.2.2 Strangauswertung der Variante ST-Ges

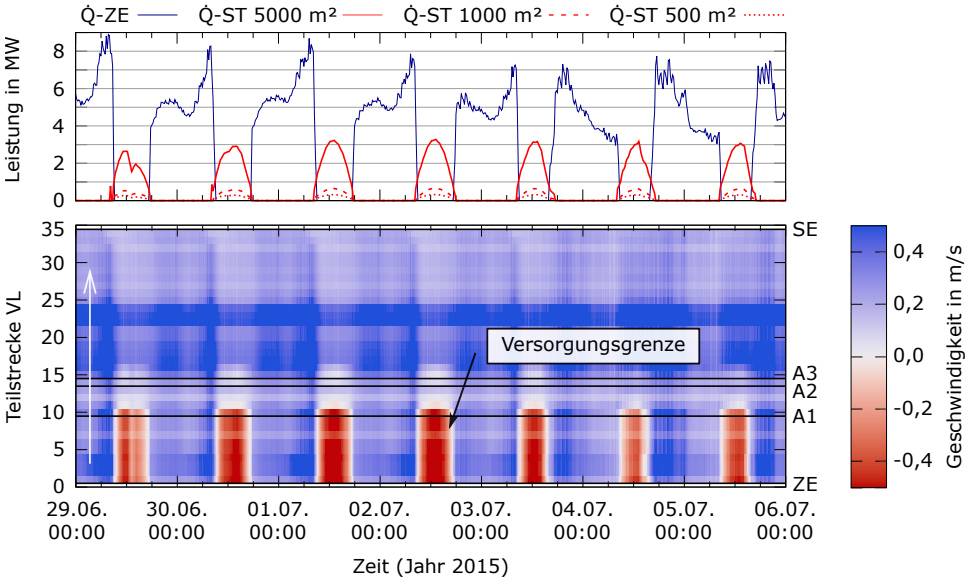


Abbildung E.30: Wärmestromverlauf der dez. Erzeuger (oben) und Verlauf der Strömungsgeschwindigkeit für den betrachteten Strang im Vorlauf, Netz B, Sommerwoche Variante ST-Ges

E.4.2.3 Strangauswertung der Variante BHKW-580

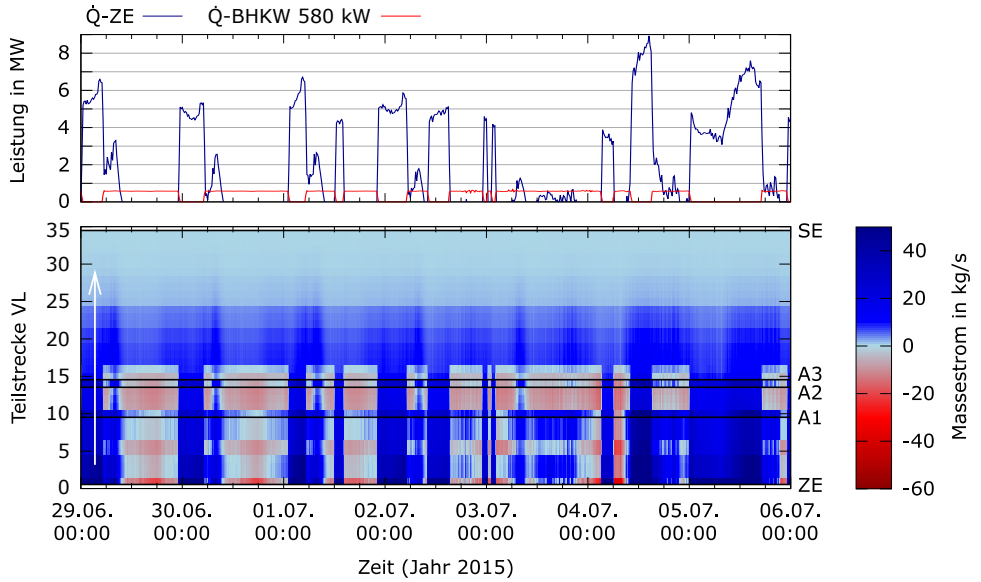


Abbildung E.31: Wärmestromverlauf der dez. Erzeuger (oben) und Massestromverteilung für den betrachteten Strang im Vorlauf, Netz B, Sommerwoche Variante BHKW-580

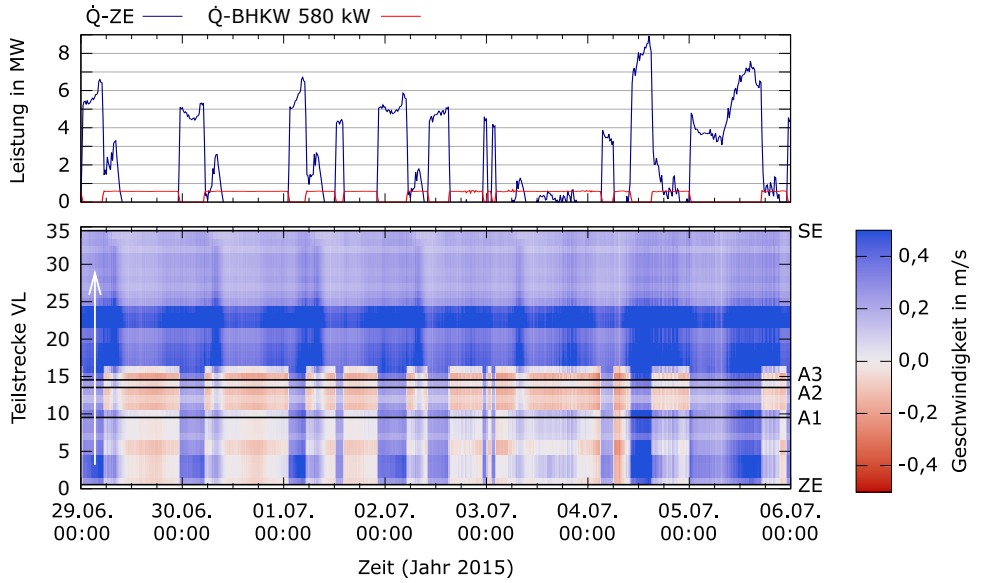


Abbildung E.32: Wärmestromverlauf der dez. Erzeuger (oben) und Verlauf der Strömungsgeschwindigkeit für den betrachteten Strang im Vorlauf, Netz B, Sommerwoche Variante BHKW-580

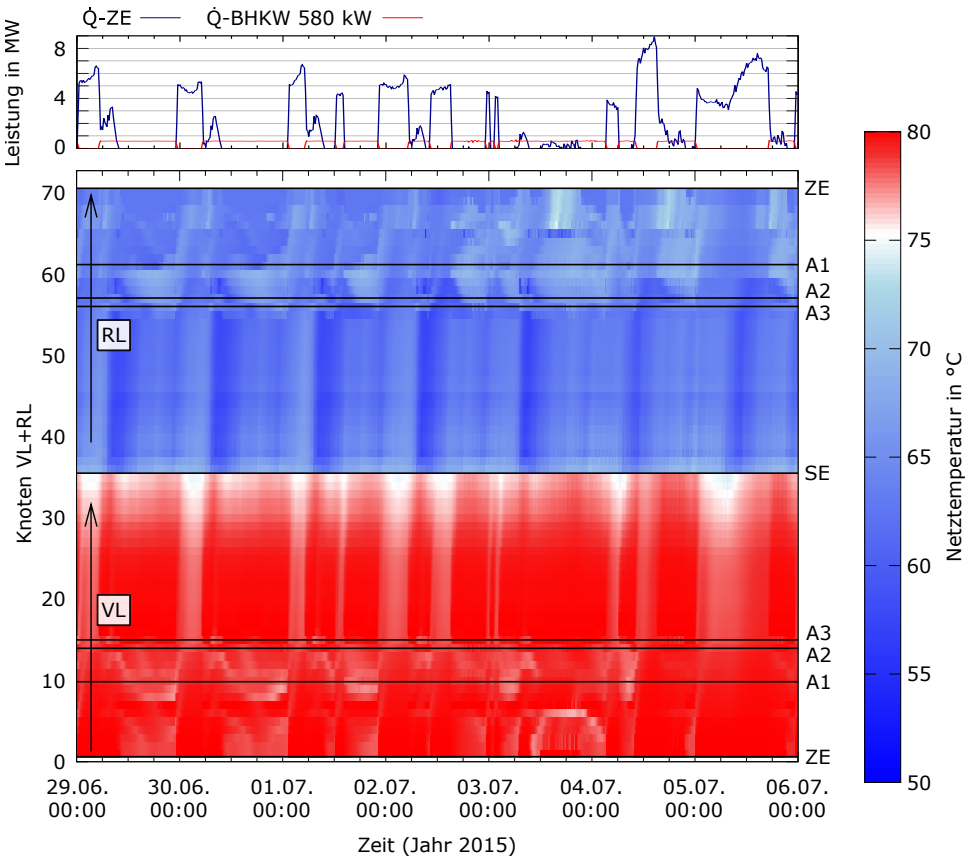


Abbildung E.33: Temperaturverlauf für den betrachteten Strang in Vorlauf- und Rücklaufleitung, Netz B, Sommerwoche Variante BHKW-580

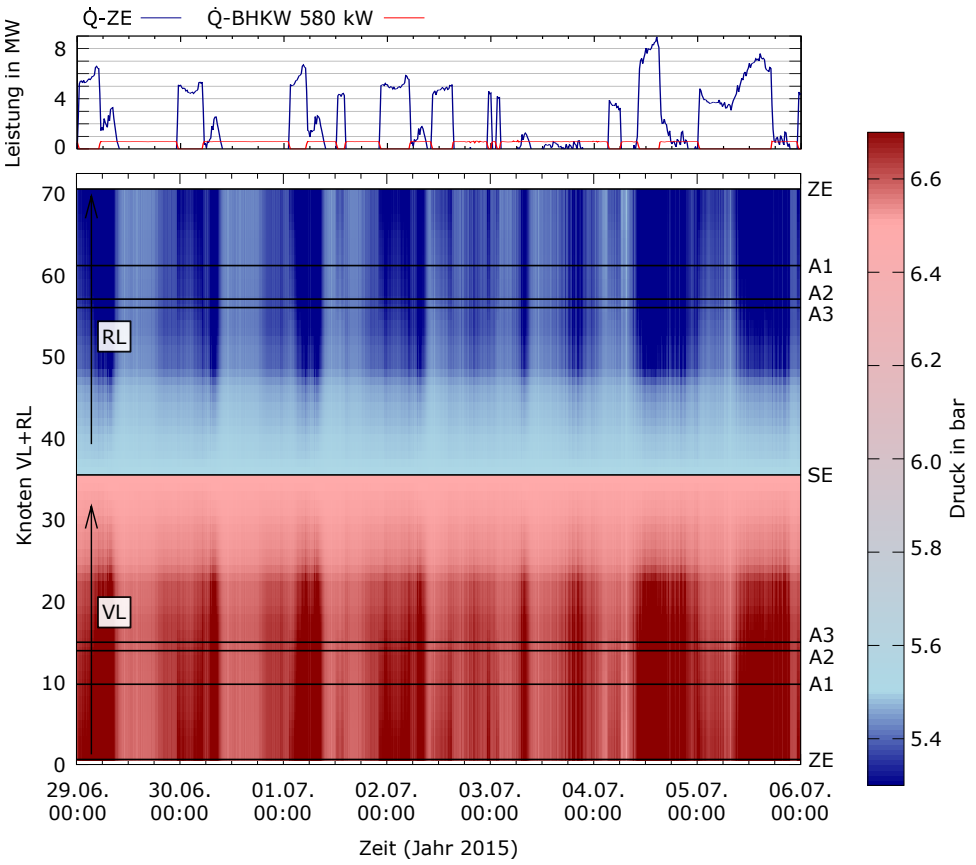


Abbildung E.34: Druckverlauf für den betrachteten Strang in Vorlauf- und Rücklaufleitung, Netz B, Sommerwoche Variante BHKW-580

E.4.3 Auswirkungen auf Komponenten und wichtige Kenngrößen des Fernwärmenetzes

E.4.3.1 Zentrale Erzeugung

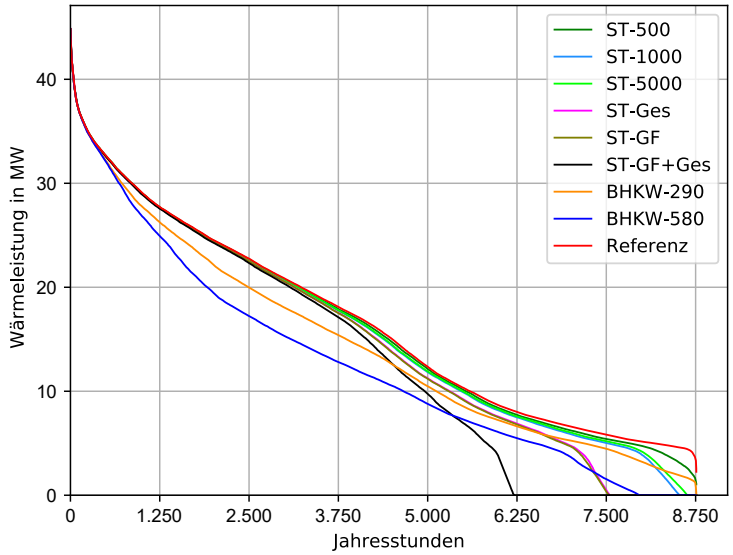


Abbildung E.35: Jahres Dauerlinie für den Referenzfall sowie aller Varianten mit dezentralen Erzeugern im Netz B, Tages-Speicherfahrweise (SF-T), Standort Potsdam

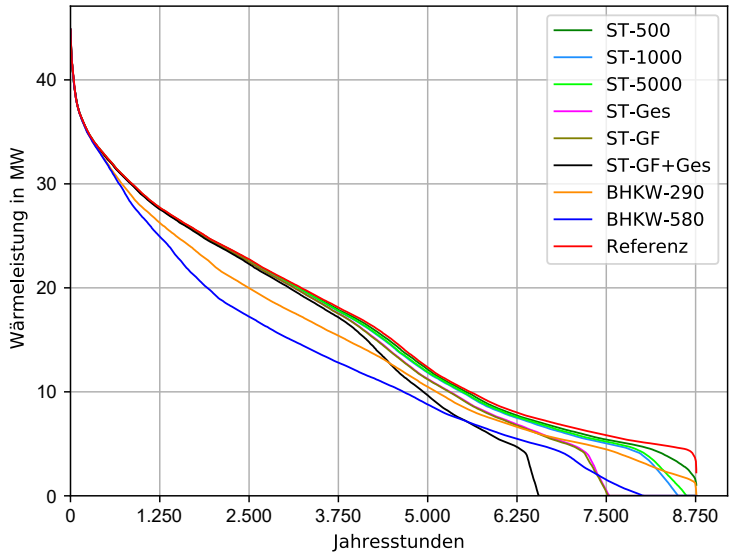


Abbildung E.36: Jahres Dauerlinie für den Referenzfall sowie aller Varianten mit dezentralen Erzeugern im Netz B, Wochen-Speicherfahrweise (SF-W), Standort Potsdam

Anhang F - Wirkungen dezentraler Einbindung in Fernwärmenetze - Simulationsstudie des Fernwärmenetzes K (großes Netz)

Autoren: David Fröhlich (3S Consult), U. Wagner (AGFW),

F.1 Allgemeine Festlegungen im Vorfeld der Simulation

F.1.1 Wärmeeinbindung nicht ohne Temperaturbeschränkung - AGFW

Die Einbindung von Wärme aus dezentralen Wärmeerzeugern in den Netzvorlauf von bestehenden Fernwärmenetzen[2] ist ohne Temperaturbeschränkung nicht möglich. Der Betreiber des Wärmenetzes hat eine Mindesttemperatur sicherzustellen, mit der das Netz bei bestimmter Außentemperatur gefahren werden muss, um die Wärme auf dem vertraglich garantierten Niveau den nachfolgenden Kunden bis hin zum letzten Kunden zur Verfügung zu stellen. Im Sommerfall ist das zum Beispiel bei Netz K 92°C.

Hingegen ist das Temperaturband oberhalb der aus der Netzfahrkurve hervorgehenden Mindestvorlauftemperatur, mit der die dezentral erzeugte Wärme an das Netz abgegeben werden könnte, durchaus variabel gestaltbar. Es ist von Netz zu Netz unterschiedlich und muss von Versorgerseite untersucht werden. Folgende Punkte sind hierbei zu beachten:

1. Manche zentralen Erzeuger benötigen eine minimale Abnahmewärmeleistung, die nicht unterschritten werden darf. Der Massenstrom und die Vorlauftemperaturkurve des Netzes sind darauf entsprechend ausgelegt. Je höher nun die eingebrachte Wärmemenge der der Solaranlage ist, desto niedriger wird die durch den zentralen Erzeuger zu liefernde Wärmemenge. Da die Ergebnisse aus DELFIN zeigen, dass in den Sommermonaten eine hohe Abdeckung des Netzwärmebedarfs über Solaranlagen erfolgen kann, würde dies zu Problemen im zentralen Erzeuger führen, sofern kein Wärmespeicher im Netz integriert ist und die Regelung des Wärmenetzes nicht an die Solaranlage oder sonstige dezentralen Wärmeerzeuger angepasst ist.

2. Die Lastwechsel aufgrund der dezentralen Wärmeeinbindung in der Hausanschlussleitung, die für die Versorgung, als auch für die Wärmeabgabe an das Netz genutzt wird, sind für kleinere und mittlere Solaranlagen vernachlässigbar. Bei größeren zulässigen Temperaturdifferenzen, die bei Netz K max. zwischen 90°C

[2] in denen in der Regel keine Absicherung der Vorlauftemperatur durch Extramaßnahmen beim Kunden oder im Verteilnetz stattfindet (wie z.B. elektrische Nachheizung)

(Mindestvorlauftemperatur) und 110°C (Sicherheitsabriegelung der Solaranlage) liegen würden, wäre aufgrund der längeren Zeit der Wärmeabgabe in das Netz höchstens mit einem positiven Einfluss auf die Lastwechselzahl im Vergleich zur starren Temperaturvorgabe von 90°C im Sommer zu rechnen.

3. Im Gegensatz zur Hausanschlussleitung kann sich ein zu großes zulässiges Temperaturband der Wärmeeinbindung in der Verteilleitung negativ auswirken und höhere thermische Rohrnetzbeanspruchungen generieren. Der Einfluss ist deshalb zu prüfen bzw. zu berechnen oder zu simulieren. Ausschlaggebend für den Temperatureinfluss am Einbindepunkte ist das Verhältnis von Massenstrom-Netz zu Massestrom-Solarthermie mit den jeweiligen Temperaturen.

4. Im Hinblick auf das Regelverhalten der Solaranlage sollte eine Regeltoleranz für die Wärmeeinbindung festgelegt werden. Hier geht der AGFW davon aus, dass ein Temperaturband von + 5 bis+ 10K am Einbindepunkt als Abweichung von der vorgegebenen Vorlauftemperaturkurve keine zusätzliche Belastung für das Netz darstellt, da es in diesem Temperaturbereich nicht zur negativen Beeinflussung des Massestroms der Verteilleitung kommt (z.B. AGFW-Arbeitsblatt FW 442).

5. Aus Sicht des dezentralen Wärmeerzeugers kann eine steigende Einbindetemperatur auch negative Auswirkungen haben. Bei Solaranlagen würde mit steigender Einbindetemperatur auch die mittlere Kollektortemperatur steigen, wodurch der Wirkungsgrad und somit der solarthermische Ertrag sinkt.

F.2 Modelleinstellungen und Simulationsbedingungen

F.2.1 Unsicherheiten bei der Wärmelastberechnung

F.2.1.1 Allgemeine Unsicherheiten

Außentemperatur

Die Außentemperatur ist für das Fernwärmenetz keine absolute Größe. Großräumige Betrachtungen können erhebliche lokale Unterschiede aufweisen.

Ein Vergleich der Temperaturwerte vom Deutschen Wetterdienst am realen Standort des Netzes K und der maßgeblichen Messung am Kraftwerk zeigt, dass Abweichungen von bis zu 3 – 4 Kelvin regelmäßig auftreten. Die Ausdehnung und Speicherwirkung der Großstadt bewirken eine Unschärfe der Außentemperatur, deren gemessener Wert nicht unbedingt dem aktuellen Mittelwert entsprechen muss.

Dabei bedeuteten ±3 K Außentemperatur für das Netz rund ±10 % der Norm-Wärmeleistung.

Eine absolute Übereinstimmung der Wärmeleistung von errechneten und gemessenen Werten für eine bestimmte Außentemperatur kann also grundsätzlich nicht erwartet werden, ein gewisserer Toleranzbereich wird nicht zu unterschreiten sein. Hinzu kommt, dass Luftfeuchte, Windgeschwindigkeit und Windrichtung ebenfalls einen Einfluss haben, auch auf das Nutzerverhalten.

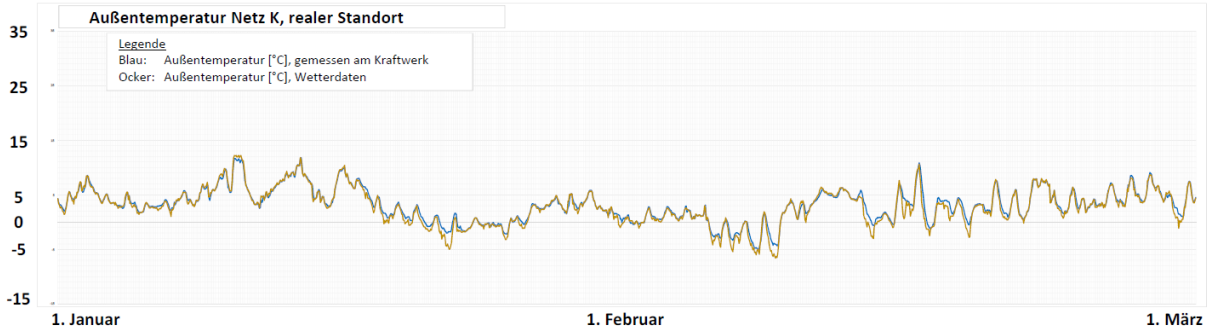


Abbildung F.22: Unschärfe der Außentemperatur, Vergleich der Wetterdaten mit der Messung

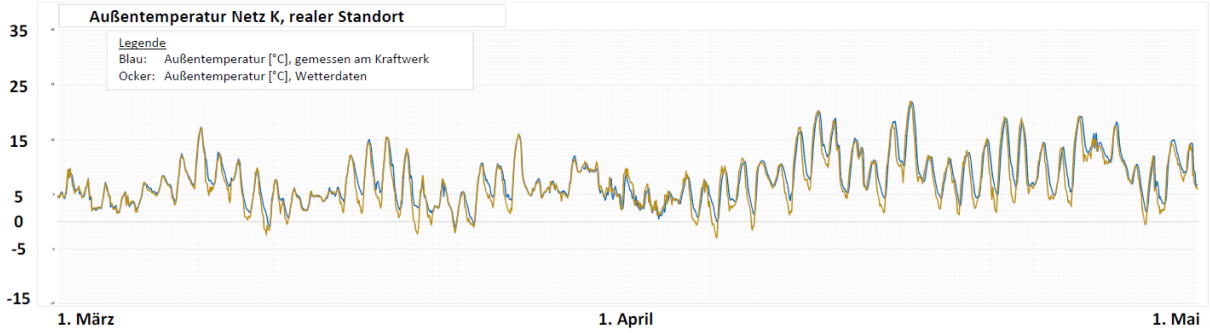


Abbildung F.23: Unschärfe der Außentemperatur, Vergleich der Wetterdaten mit der Messung

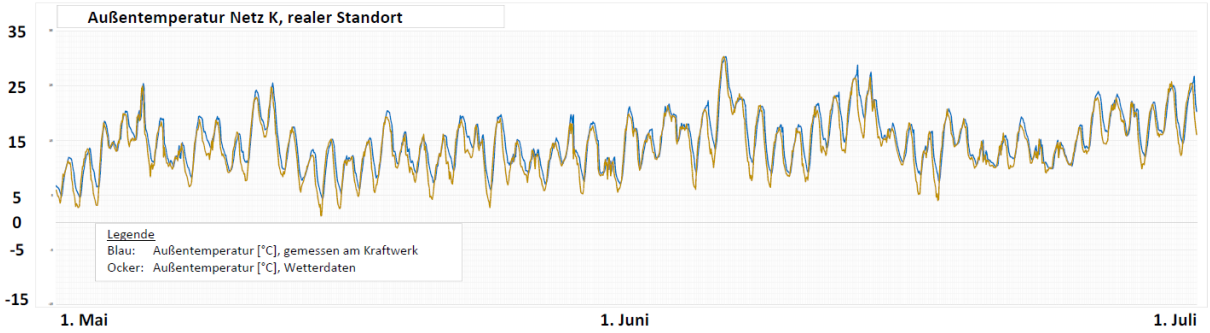


Abbildung F.24: Unschärfe der Außentemperatur, Vergleich der Wetterdaten mit der Messung

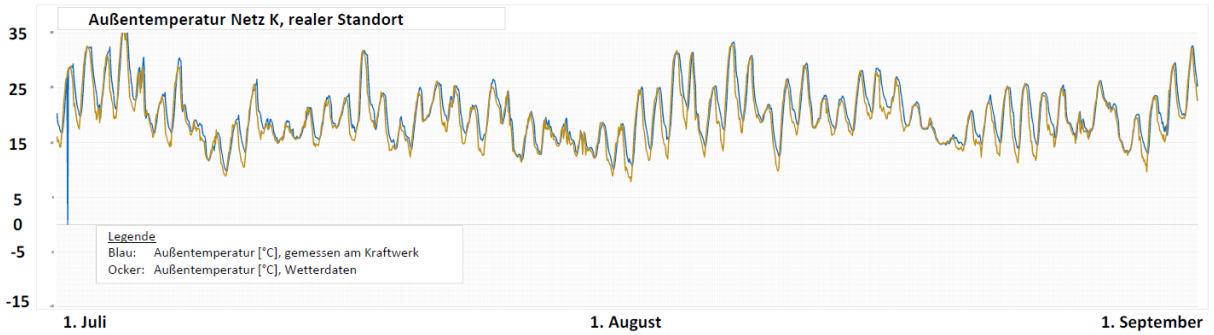


Abbildung F.25: Unschärfe der Außentemperatur, Vergleich der Wetterdaten mit der Messung

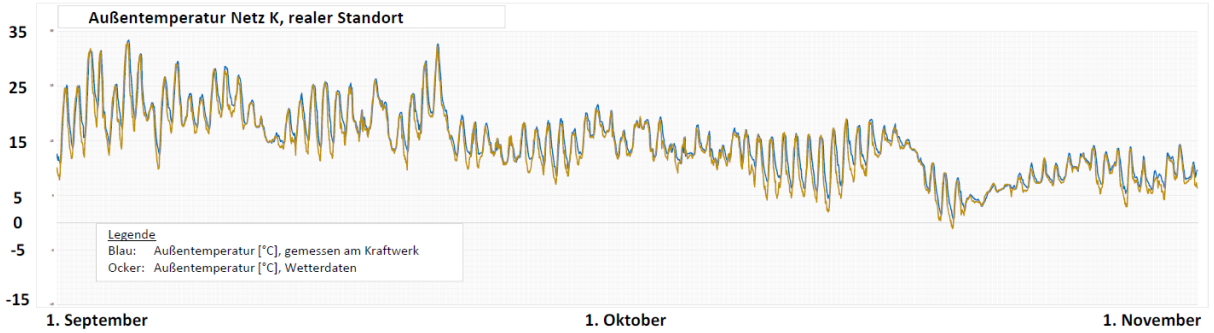


Abbildung F.26: Unschärfe der Außentemperatur, Vergleich der Wetterdaten mit der Messung

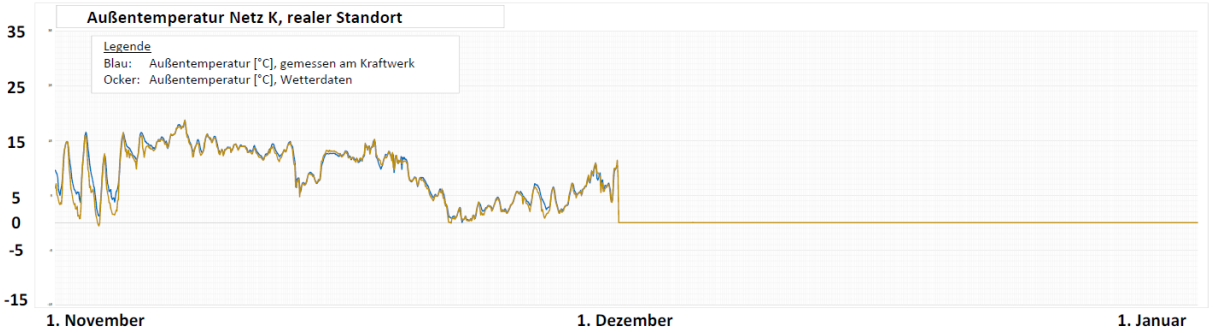


Abbildung F.27: Unschärfe der Außentemperatur, Vergleich der Wetterdaten mit der Messung. Für Dezember 2015 lagen keine Messdaten vor

Wärmeleistung

Leitet man aus der Außentemperatur linear die Wärmeleistung ab, können sich erhebliche Abweichungen ergeben. Abbildung F.29 zeigt die typische Punktwolke für Fernwärmenetze, die aus Messwerten ermittelt wurde. Die Unsicherheit an Heiztagen liegt z.B. bei 5 °C Außentemperatur bei ±100 MW bzw. ±50 % vom Mittelwert. In der Nähe der Heizgrenze, dem Schnittpunkt der beiden Geraden, wird der Wärmebedarf unterbewertet, vergl. Abbildung F.28.

Für eine bessere Näherung des Wärmebedarfs in der Nähe der Heizgrenze werden weitere Geradengleichungen (hier: zwei Stück) definiert, vergl. Abbildung F.29. Andere mathematische Regressionen sind möglich. In Abbildung F.29 ist ebenfalls eine differenziertere Definition der außentemperaturunabhängigen Grundlast erkennbar. Es wird zwischen der Mindestlast und der Last inkl. der Kältemaschinen im Netz (AKM) unterschieden.

Die noch immer verbleibende Unsicherheit kann weiter reduziert werden mittels der Regressionsmodelle der TU Dresden oder/und netzspezifischer Korrekturfaktoren (Abschnitt F.2.1.2).

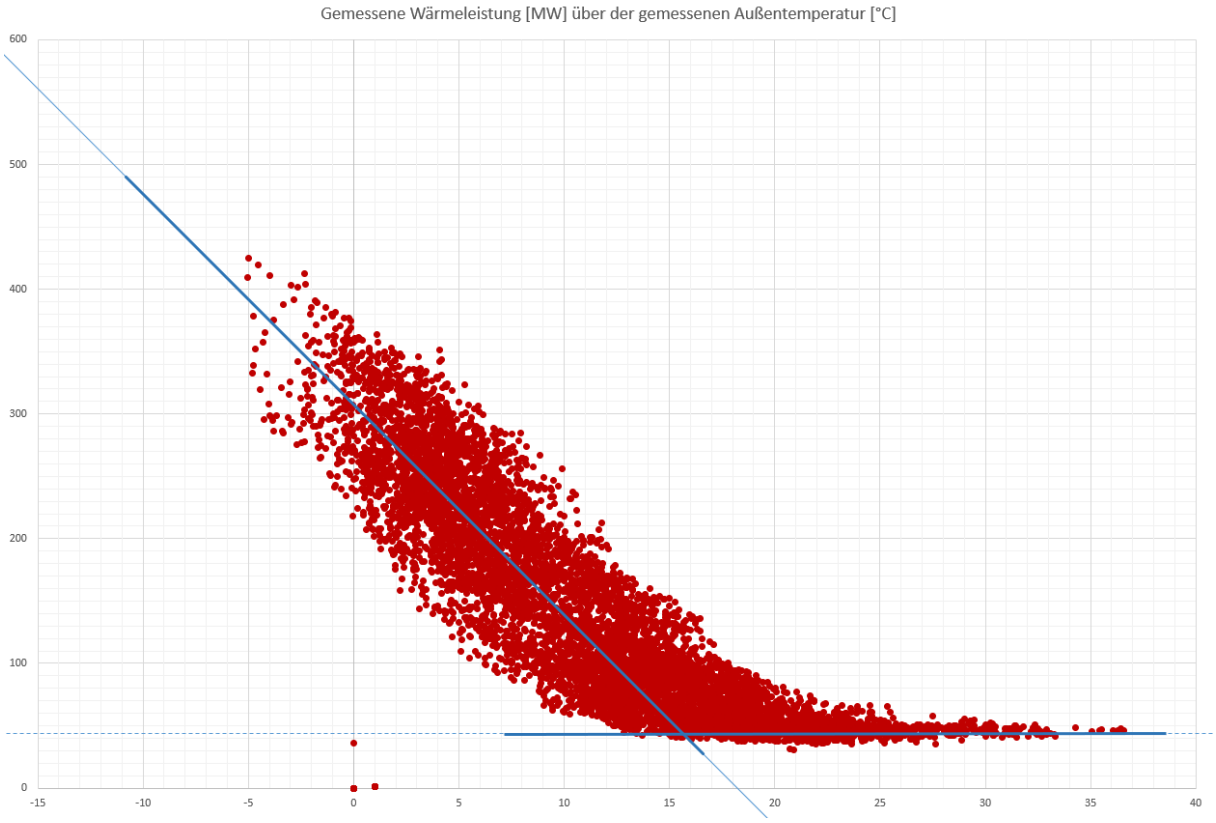


Abbildung F.28: Netz K, Ermittlung der Kennwerte gemäß VDI 4710, mit der linearen Berechnung der Heizlast nach der Außentemperatur sowie der außentemperaturabhängigen Grundlast

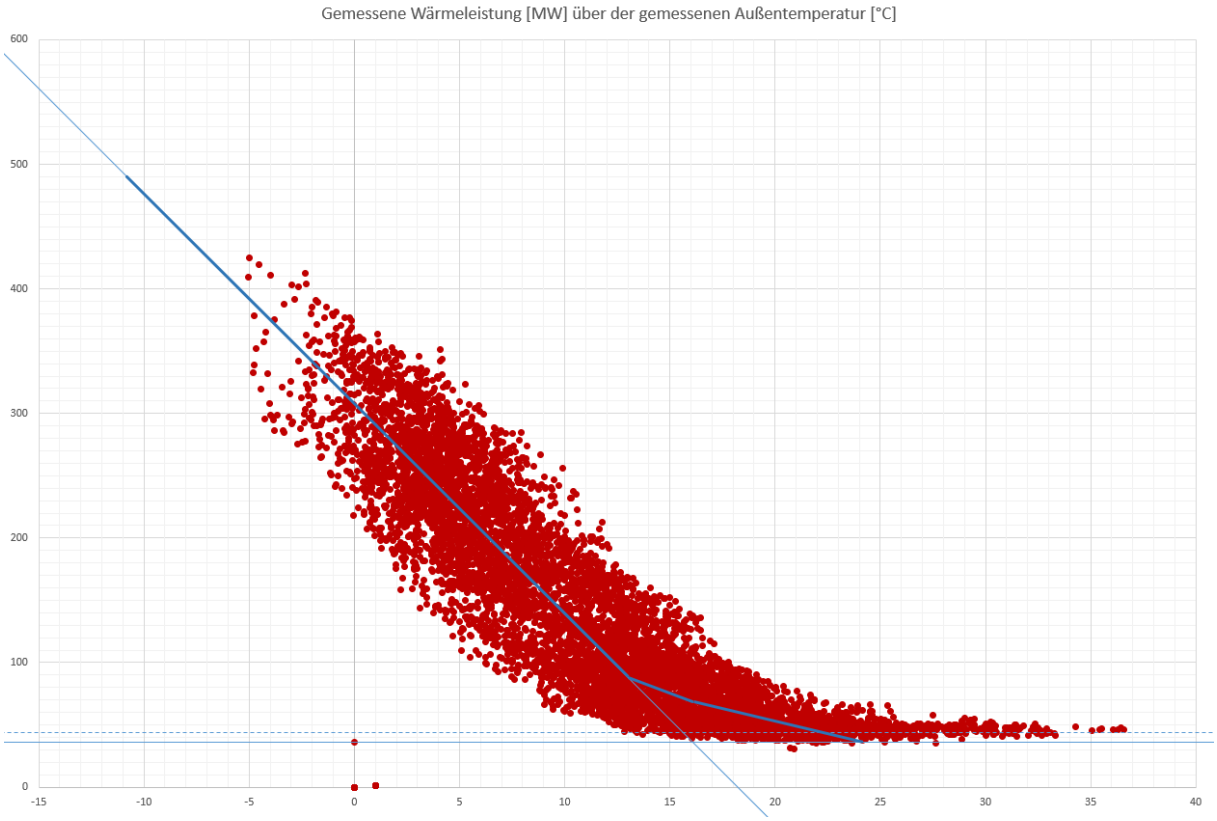


Abbildung F.29: Netz K, Berechnung der Heizlast nach der Außentemperatur sowie einer differenzierten Grundlast ohne und mit Kälteanlagen (AKM)

Aus den Abbildungen wurden ermittelt bzw. sind ersichtlich:

- Nenn-Außentemperatur (T_{aN}): -10 °C
- Nenn-Wärmebedarf ($\dot{Q}_{max}$): 475 MW
- Grundlast mit Kältekunden: 41,5 MW
- Kältekunden ($\dot{Q}_K$): 7,5 MW (Ermittlung aus den Anschlusswerten)
- Grundlast ($\dot{Q}_{min}$): 34 MW (außentemperaturunabhängig)
- Heizgrenze (T_{HG}): 16 °C

Tabelle F.1: Funktion des Wärmebedarfs ohne Kältekunden, Zwischenwerte werden linear interpoliert

T_a [°C]	$\dot{Q}$ [MW]	Bemerkung
-10	475	Nennwerte
13	90	
16	70	Heizgrenze
24	34	Qmin

F.2.1.2 Netzspezifische Korrekturfaktoren

Die Unsicherheit über den aktuellen Wärmebedarf des Netzes lässt sich verringern, indem einzelnen Verbrauchern passende Lastprofile zugeordnet werden.

Für die 1500 Verbraucher im Netz K erscheint es jedoch praktikabler, dem gesamten Netz pauschal ein aus Messwerten gewonnenes, mittleres Lastprofil zuzuordnen. Einzelnen, großen Verbrauchern könnten ergänzend eigene Lastprofilen zugewiesen werden.

Zur Ableitung der Korrekturfaktoren werden zunächst aus Messwerten die Kennwerte gemäß VDI 4710 ermittelt, um u.a. die außentemperatur**un**abhängige Grundlast zu ermitteln, vergl. Abbildung F.28 und Abbildung F.29.

Den Einfluss auf den Tagesgang durch Nachtabsenkung und Geschäftsbetrieb beschreibt der Korrekturfaktor f1.

Der Faktor f1 berücksichtigt typische Heizreglereinstellungen und übliches Nutzerverhalten. Er ist nicht willkürlich gewählt. Trotzdem gibt es Unterschiede zwischen verschiedenen Fernwärmenetzen. So wird eine industriegeprägte Stadt ein etwas anderes Profil als ein auf Handel und Kleingewerbe ausgerichteter Ort aufweisen. Eine Überprüfung und Anpassung anhand der Messwerte sind also erforderlich. Den Einfluss auf den Tagesgang durch Nachtabsenkung und Geschäftsbetrieb beschreibt der empirisch ermittelte Korrekturfaktor f1. Er wurde mit Hilfe der Messwerte dreier Jahre (2013-2015) ermittelt.

Tabelle F.2: Korrekturfaktor f1 für Netz K (empirisch und netzspezifisch)

werktags	Uhrzeit	f1
Nacht	22 - 6 Uhr	0,85
Tag	8 - 18 Uhr	1,15
Übergang	6 - 8 / 18 - 22 Uhr	1,00

Wochenende	Uhrzeit	f1
Nacht	22 - 6 Uhr	0,85
Tag	8 - 18 Uhr	1,00
Übergang	6 - 8 / 18 - 22 Uhr	0,95

Der Wärmebezug der Verbraucher ($\dot{Q}_{\mathrm{FWVB}}$) ergibt sich aus der Leistung ($\dot{Q}$) gemäß Tabelle F.1 abzüglich der Wärmeverluste des Netzes ($\dot{Q}_{\mathrm{v}}$), vergl. Gl. (F.1).

Für das Netz selbst ergibt sich der Wärmebedarf gemäß Gl. (F.2) unter Berücksichtigung der Kälteanlagen ($\dot{Q}_{\mathrm{K}}$) und der Wärmeverluste.

$$\dot{Q}_{FWVB} = \dot{Q} * f1 - \dot{Q}_V \quad (F.1)$$

$$\dot{Q}_{Netz} = \dot{Q}_{FWVB} + \dot{Q}_K + \dot{Q}_V \quad (F.2)$$

F.2.2 Einfluss der Modellvorbereitung – Einfluss hochaufgelöster Wärmelastprofile

Die folgenden Diagramme zeigen den Unterschied zwischen der gemessenen und errechneten Wärmeleistung für die Stundenwerte im Jahr 2015, jeweils über eine Dauer von 2 Monaten. Die anderen Messwerte sind informativ.

Wie bereits angemerkt, wurden die Korrekturen aus den Messwerten der Jahre 2013 – 2015 ermittelt. Gezeigt wird hier jedoch nur der für DELFIN relevante Zeitraum.

Anhand der im Folgenden gezeigten Diagramme wurden ebenfalls die empirischen Faktoren f1 für den Tages- und Wochengang ermittelt. Mit der Wahl der Netzparameter (vergl. Abbildung F.29, Tabelle F.1) können die Amplituden und die Höhenlage der simulierten Werte angepasst werden. Sie wurden derart gewählt, dass die Dynamik und die Gradienten im Tagesverlauf zutreffend wiedergegeben werden. Sie wurden eher über- als unterbetont eingestellt.

Die errechneten Daten verwenden die gemessene Außentemperatur.

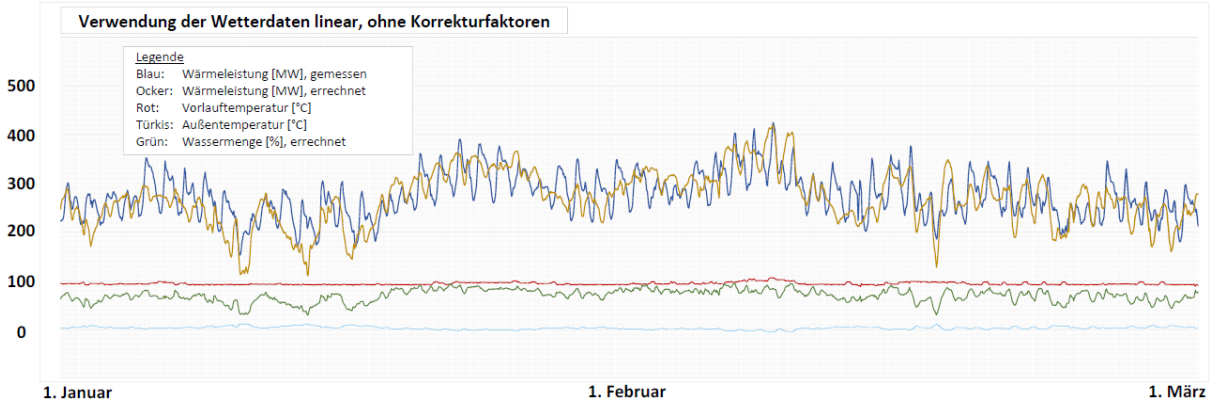


Abbildung F.30: Netz K, Vergleich Wärmeleistung gemessen zu errechnet, lineare Beziehung

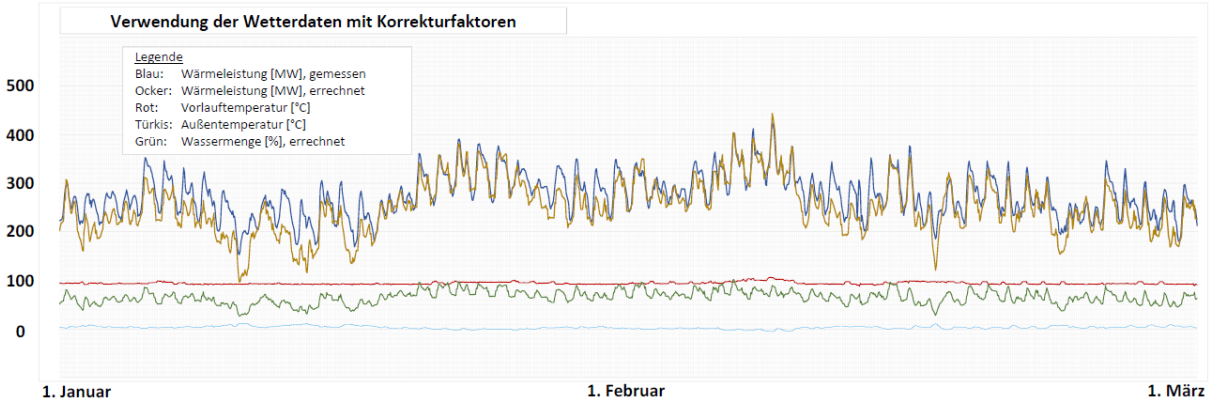


Abbildung F.31: Netz K, Vergleich Wärmeleistung gemessen zu errechnet, korrigiert

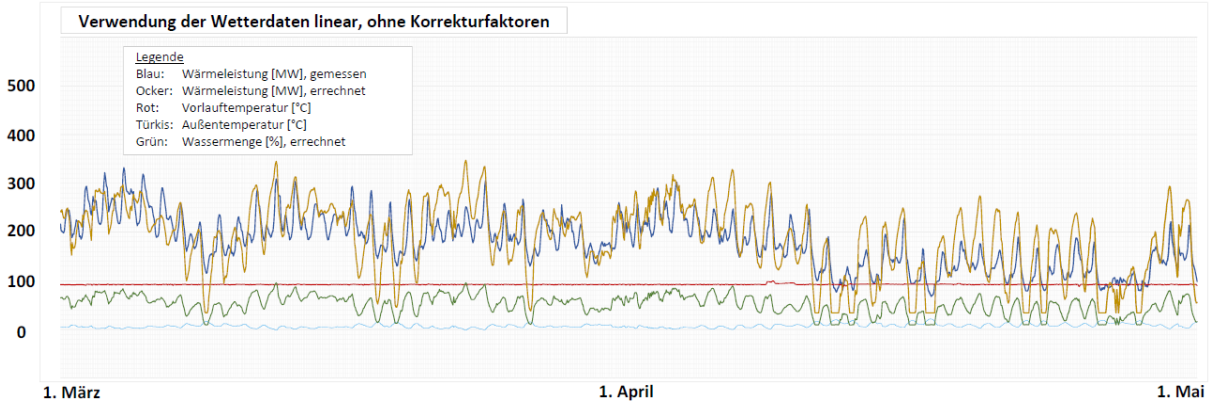


Abbildung F.32: Netz K, Vergleich Wärmeleistung gemessen zu errechnet, lineare Beziehung

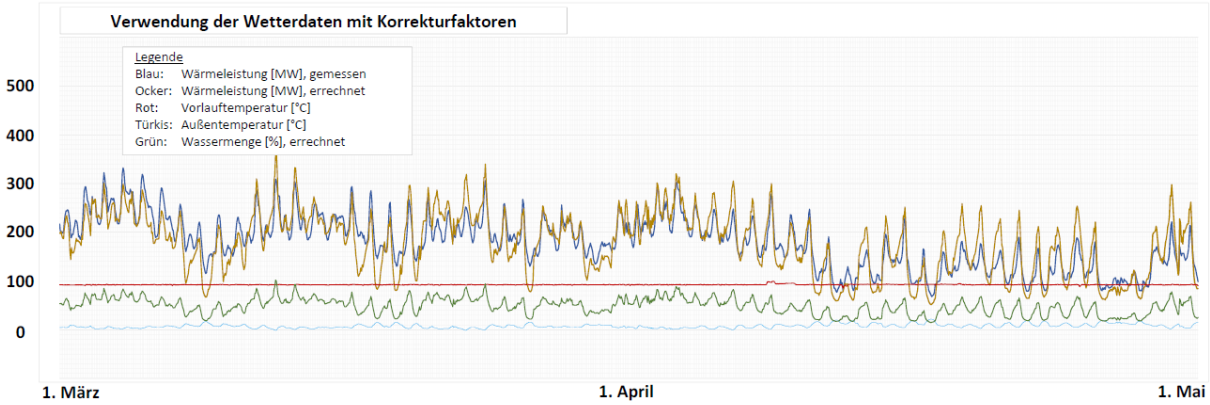


Abbildung F.33: Netz K, Vergleich Wärmeleistung gemessen zu errechnet, korrigiert

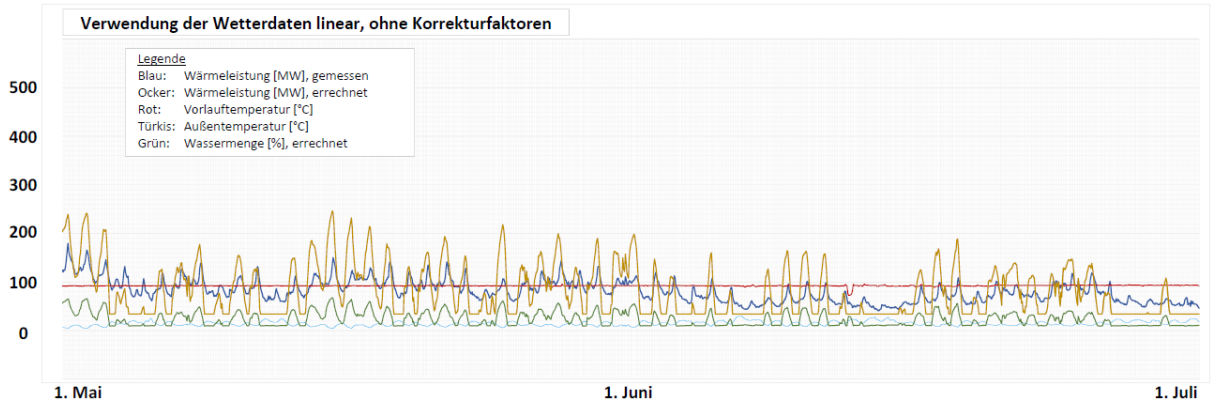


Abbildung F.34: Netz K, Vergleich Wärmeleistung gemessen zu errechnet, lineare Beziehung

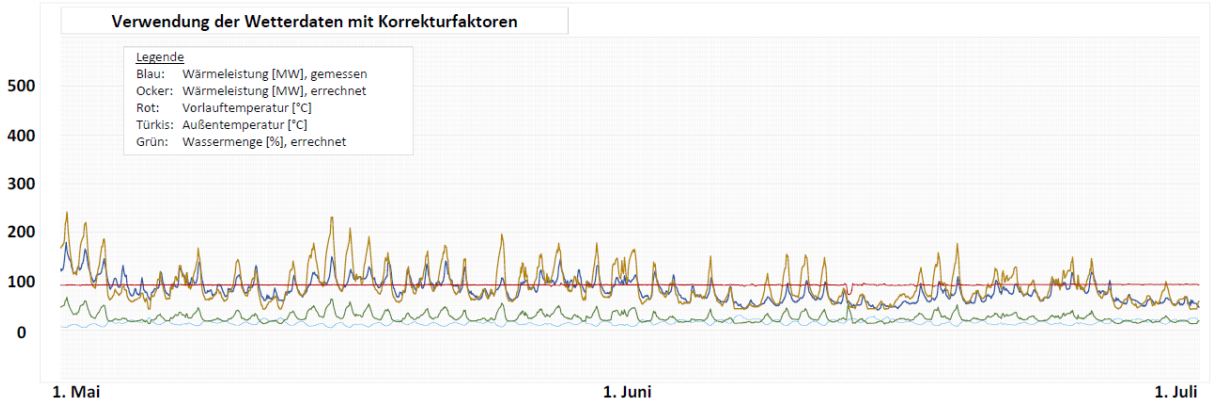


Abbildung F.35: Netz K, Vergleich Wärmeleistung gemessen zu errechnet, korrigiert

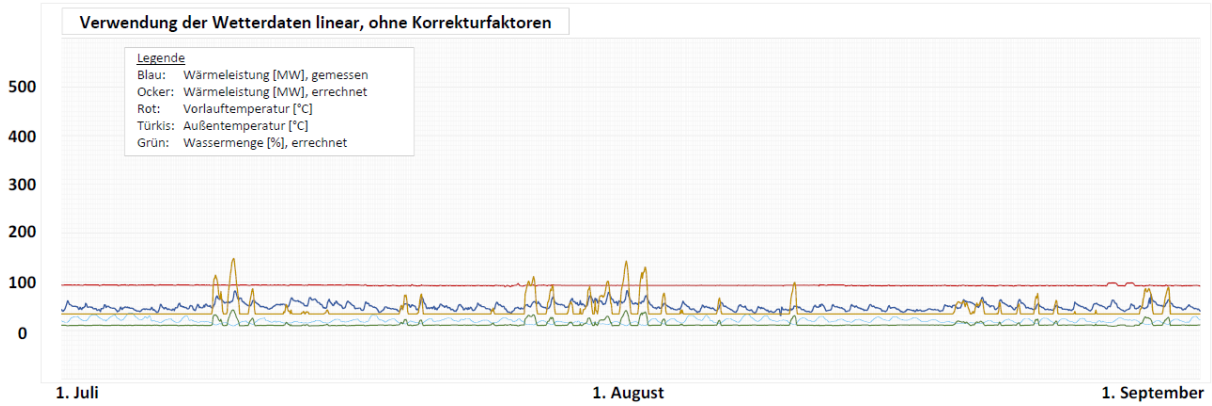


Abbildung F.36: Netz K, Vergleich Wärmeleistung gemessen zu errechnet, lineare Beziehung

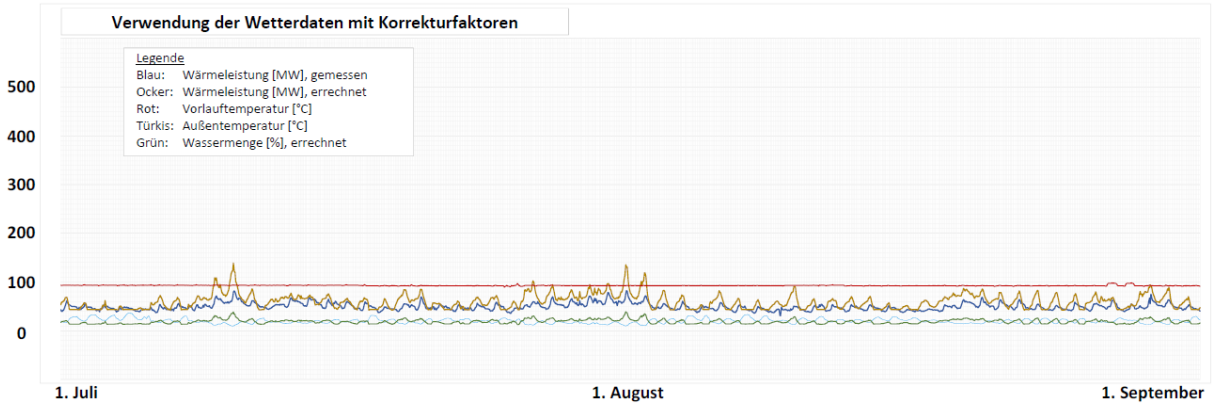


Abbildung F.37: Netz K, Vergleich Wärmeleistung gemessen zu errechnet, korrigiert

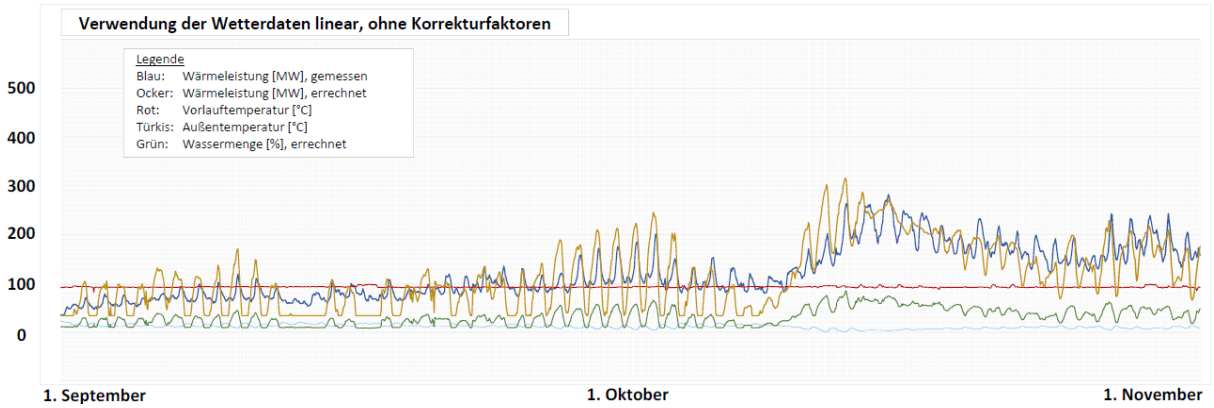


Abbildung F.38: Netz K, Vergleich Wärmeleistung gemessen zu errechnet, lineare Beziehung

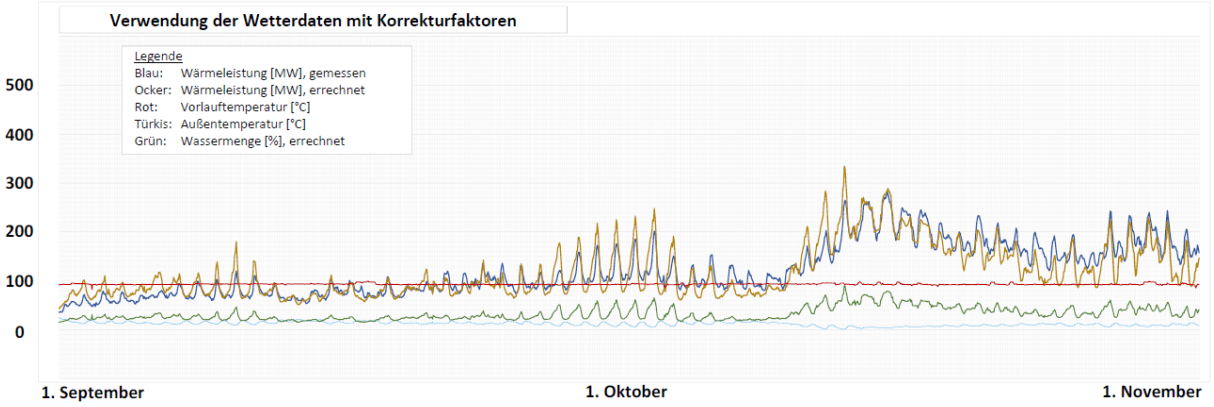


Abbildung F.39: Netz K, Vergleich Wärmeleistung gemessen zu errechnet, korrigiert

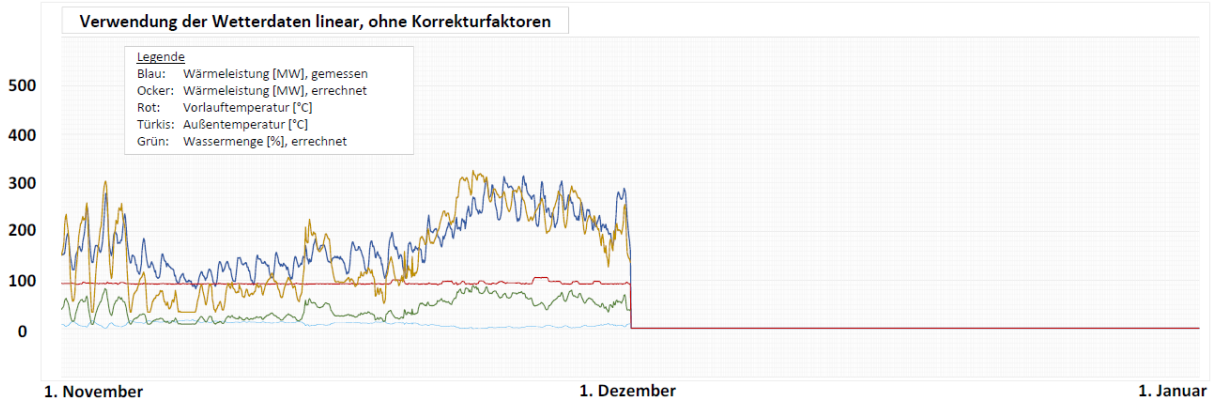


Abbildung F.40: Netz K, Vergleich Wärmeleistung gemessen zu errechnet, lineare Beziehung. Für Dezember 2015 lagen keine Messdaten vor

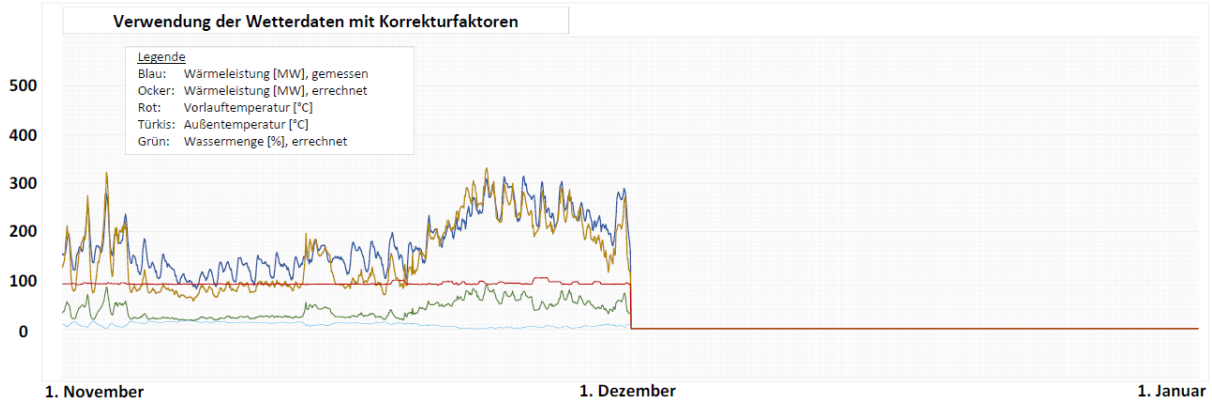


Abbildung F.41: Netz K, Vergleich Wärmeleistung gemessen zu errechnet, korrigiert. Für Dezember 2015 lagen keine Messdaten vor

Über das Jahr ergeben sich in Verbindung mit der Rücklauftemperatur gemäß Abbildung 7.5 folgende Abweichungen. Dabei ist die Wärmemenge die Jahres-Heizenergie, die Wassermenge ist die Summe der von den Wärmeerzeugern umgewälzten Wassermenge:

Tabelle F.3: Validierung der angewendeten Verfahren: Mittelwerte über drei Jahre

Vergleich errechnete zu gemessenen Werten **Jahreswerte Netz K, realer Standort**		
Jahr	Wärmemenge	Wassermenge
2013	-0,5%	1,2%
2014	-1,8%	-2,5%
2015 (Jan-Nov)	-2,4%	-3,5%

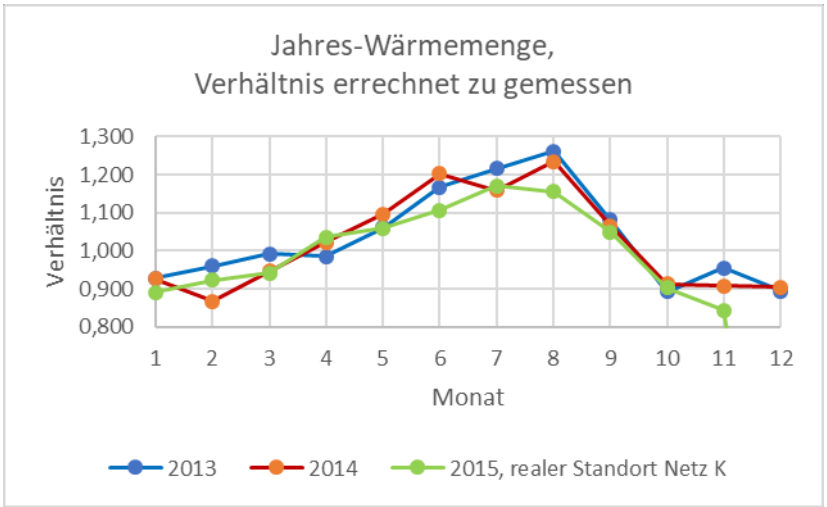


Abbildung F.42: Validierung der angewendeten Verfahren, Jahres-Wärmemengen

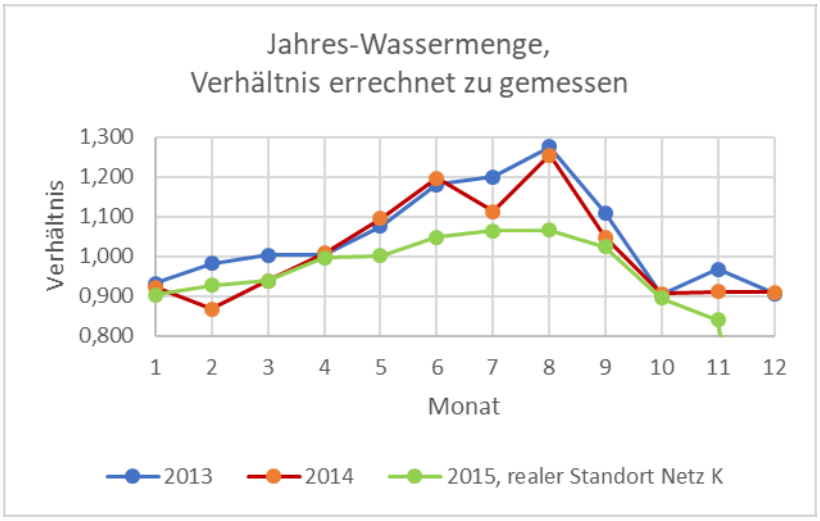


Abbildung F.43: Validierung der angewendeten Verfahren, Jahres-Wassermengen

F.3 Detaillierte Ergebnisse aus den Simulationsszenarien

Die Abschnitte der Szenarien enthalten Diagramme, die für das Jahr und jeden Monat die Werte für Potsdam und Würzburg als Doppelbalken zeigen. Folgende Größen werden dabei gegenübergestellt:

- **Dezentraler Deckungsanteil der Wärmeversorgung**

  Der dezentrale Deckungsanteil ist das Verhältnis der dezentral erzeugten Wärmeleistung abzüglich der Wärmeüberschüsse zum Gesamtwärmebedarf des Netzes.

- **Anzahl der Stagnationstage (nur für Solaranlagen)**

- **Dezentraler Wärmeüberschuss, absolut**

  Dieser Wert enthält die durch Stagnation, das Überströmventil (vergl. Abbildung 7.2) und den Netzüberschuss für das Netz nicht nutzbare Wärmeleistung.

- **Dezentraler Wärmeüberschuss, relativ zum jeweiligen Monatsertrag**

  Der dezentrale, absolute Wärmeüberschuss wird in das Verhältnis zum Monatsertrag gesetzt. Er kennzeichnet, was ein für das gesamte Netz evtl. vernachlässigbarer Leistungsüberschuss für die einzelnen Anlagen bedeutet.

F.3.1 Referenzfall

Der Referenzfall weist einen Wärmeüberschuss auf, der nicht durch dezentrale Erzeuger begründet ist.

In der Nacht vom 6. auf den 7. Februar übersteigt die von den Kraftwerken gelieferte Wärmeleistung den Verbrauch um bis zu 47,9 MW mit insgesamt 84 MWh Wärmemenge: Diese überschüssige Leistung wird bilanziert als "Wärmestrom am Bilanzgebietsrand". In Abbildung F.44 ist das Ereignis gut erkennbar. Ursache ist eine zu große Gesamtleistung des Grundlast- und Hilfserzeugers.

In den Szenarien ist dieser Überschuss ebenfalls enthalten, die deshalb entsprechend korrigiert werden. Die durch den Überschuss erforderliche Korrektur beträgt insgesamt: -0,084 GWh/a und wird durchgeführt, jedoch nicht weiter ausgewiesen, vergl. Tabelle 7.1.

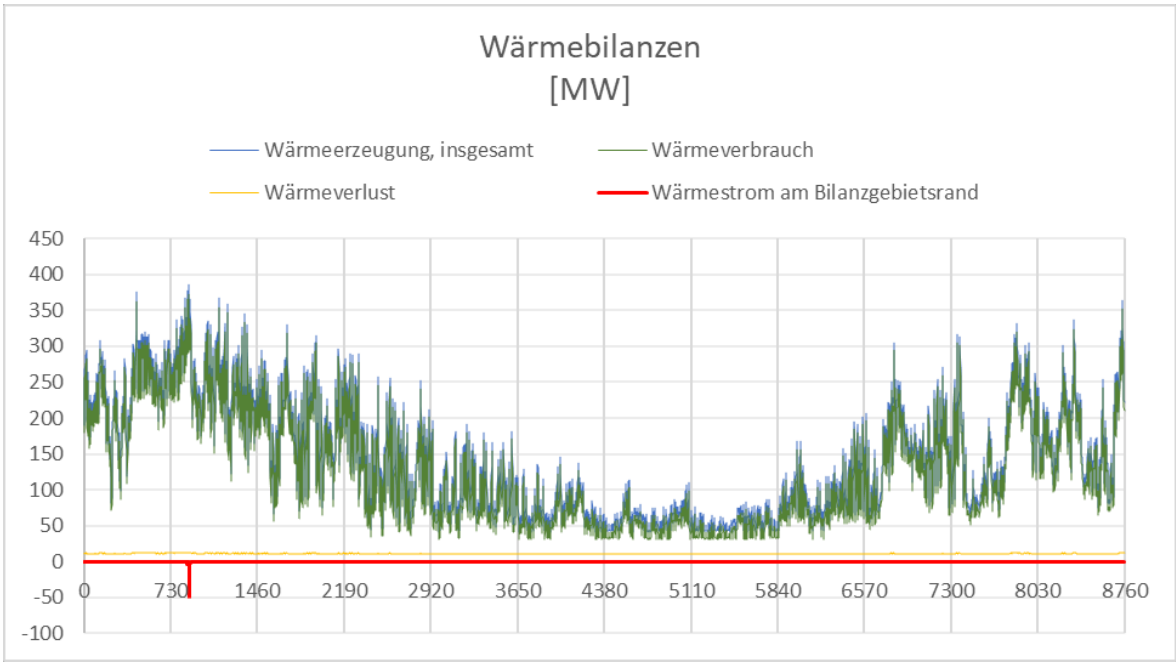


Abbildung F.44: Netz K, Referenzfall, Wärmebilanzen im Jahresverlauf.

Netztemperaturen

Die Netztemperaturen im Jahresverlauf der folgenden Abbildungen zeigen, dass die Rücklauftemperatur nicht einheitlich ist. Je nach Art der im jeweiligen Einflussbereich liegenden Verbraucher und der Wärmeverluste ergeben sich lokal unterschiedliche Rücklauftemperaturen. Die Abweichung von bis zu 4-5 K erfordert die Lösung der Kollektorgleichungen innerhalb des aktuellen Zeitschrittes der Simulation. Eine externe Berechnung der Solarleistung mit netzglobaler Rücklauftemperatur könnte andernfalls zu unzulässigen Abweichungen führen.

Am Hilfserzeuger fällt die Rücklauftemperatur auf Umgebungstemperatur ab, sobald keine Durchströmung stattfindet. (Anmerkung: In der quasi-stationären Berechnung werden kapazitive Effekte nicht berechnet, jeder Zeitschritt ist in sich abgeschlossen.)

Da die dezentralen Wärmeerzeuger in den Vorlauf einbinden, ist die Rücklauftemperatur in allen Szenarien vergleichbar. Kleinere Unterschiede entstehen nur aufgrund unterschiedlicher Temperaturverluste bei unterschiedlichen Durchflussmengen.

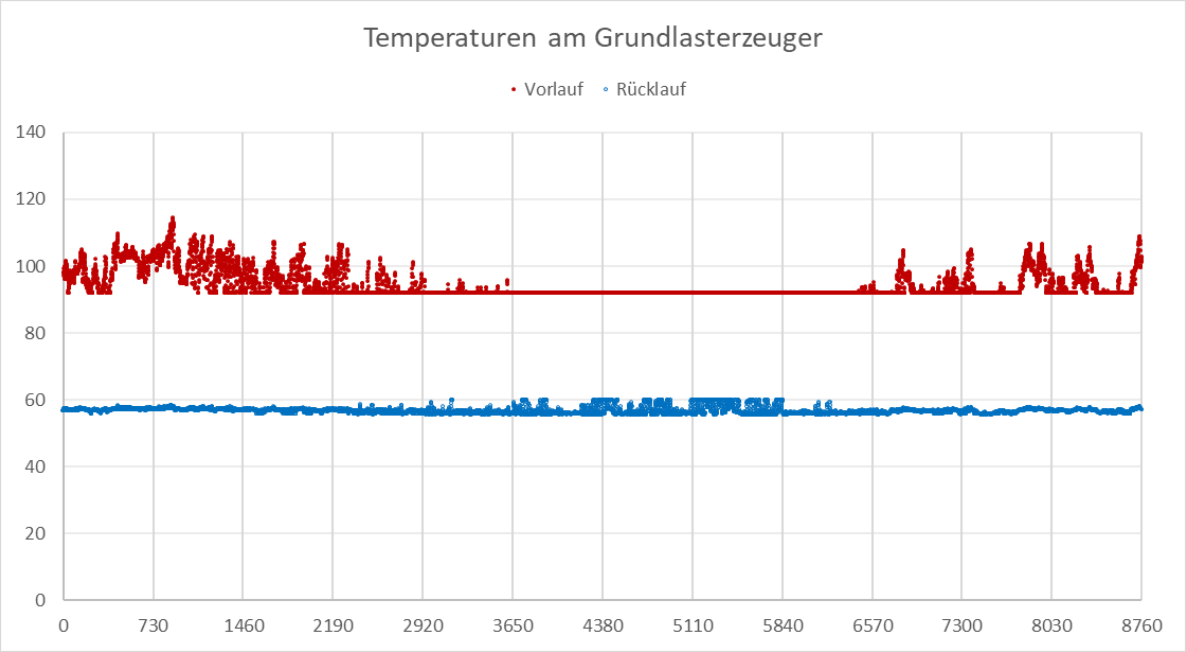


Abbildung F.45: Netz K, Referenzfall, Temperaturen am Grundlasterzeuger im Jahresverlauf

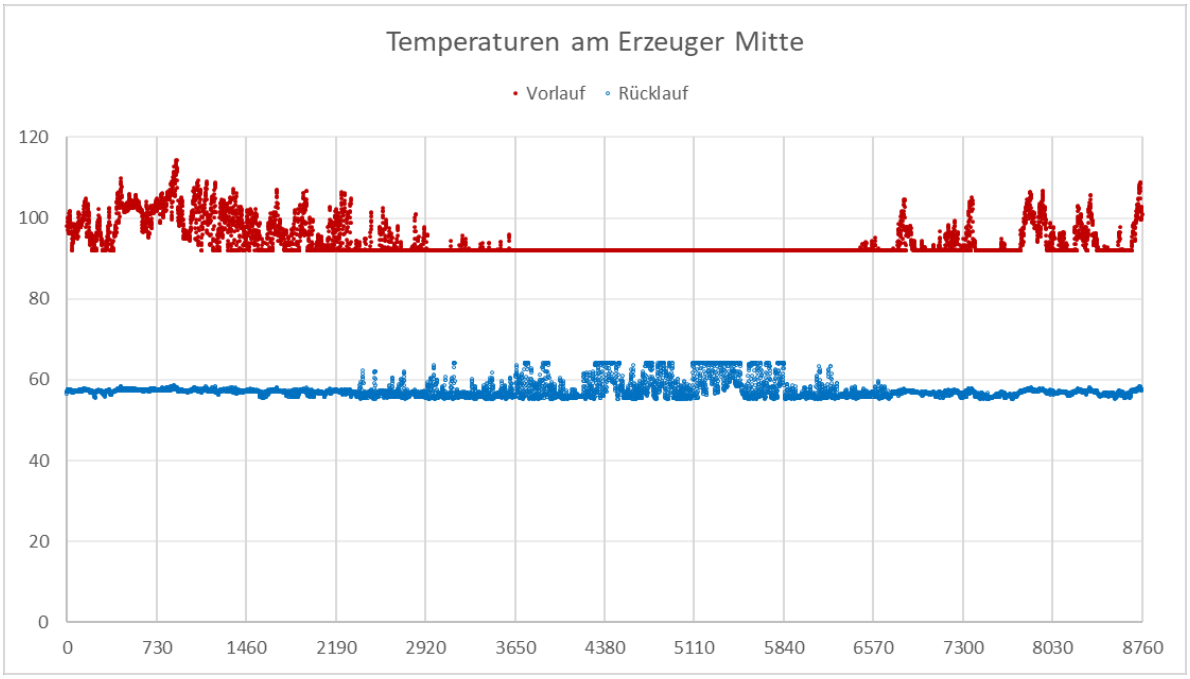


Abbildung F.46: Netz K, Referenzfall, Temperaturen am Erzeuger Mitte im Jahresverlauf

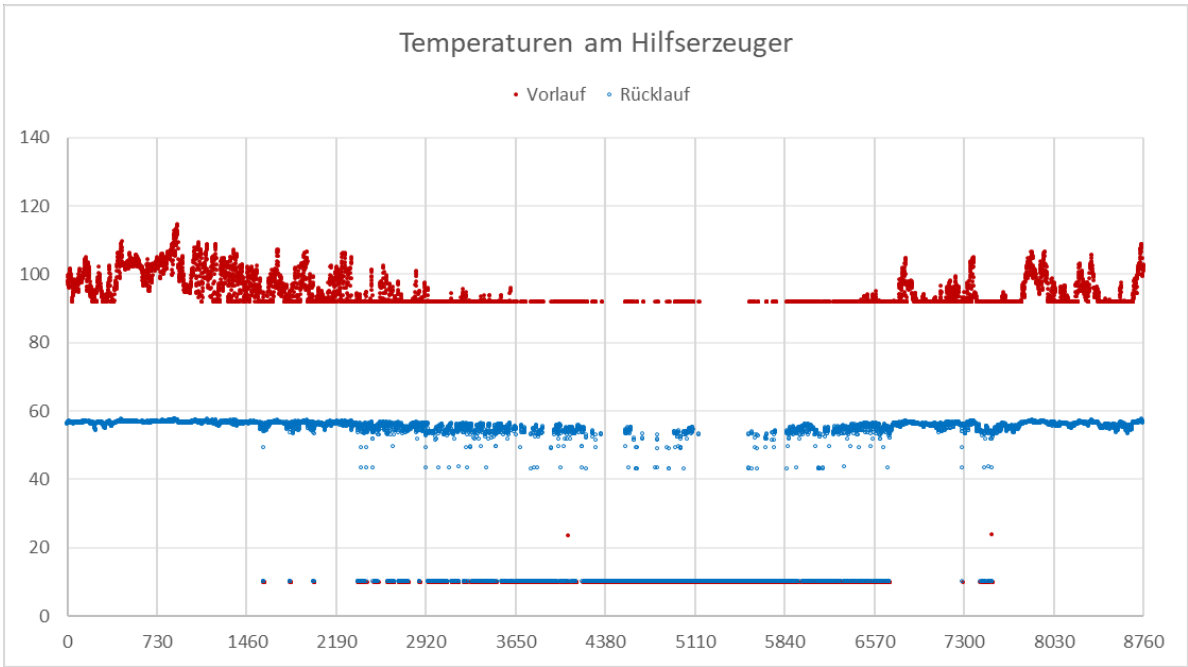


Abbildung F.47: Netz K, Referenzfall, Temperaturen am Hilfserzeuger im Jahresverlauf. Ist der Hilfserzeuger nicht in Betrieb, kühlen die Rohrleitungen aufgrund der quasi-stationären Berechnungsmethode komplett aus.

F.3.2 Szenario 1 Großflächige Solaranlagen

F.3.2.1 Szenario 1 / 50-15

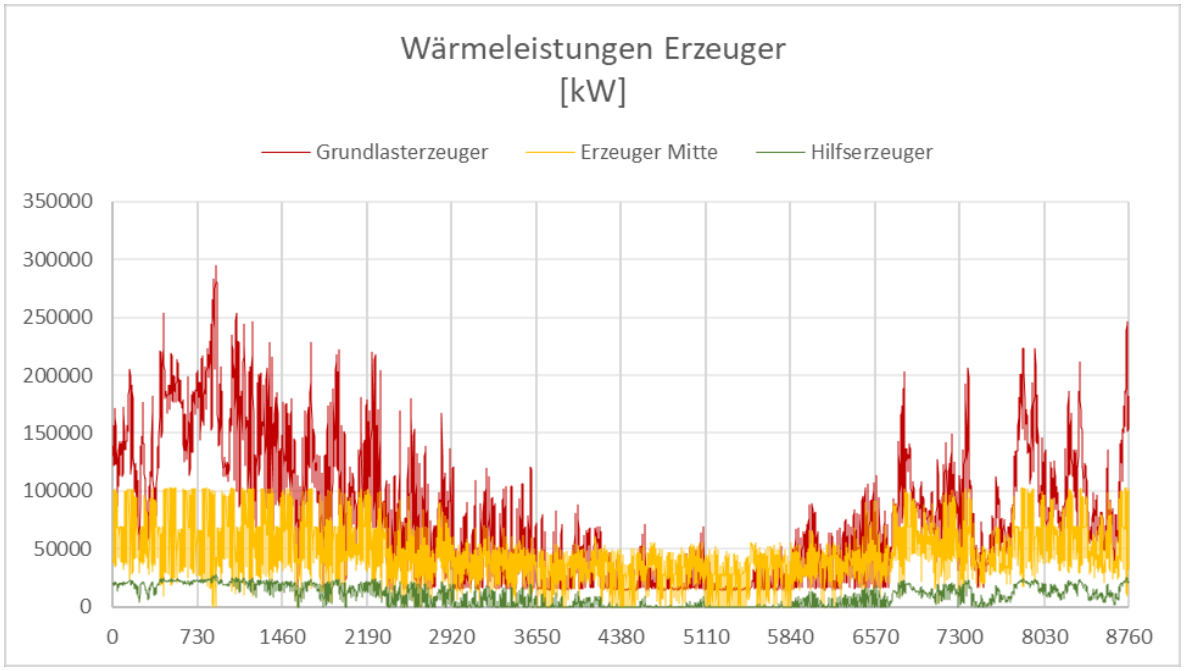


Abbildung F.48: Netz K, Szenario 1 / 50-15, Erzeugerleistungen im Jahresverlauf

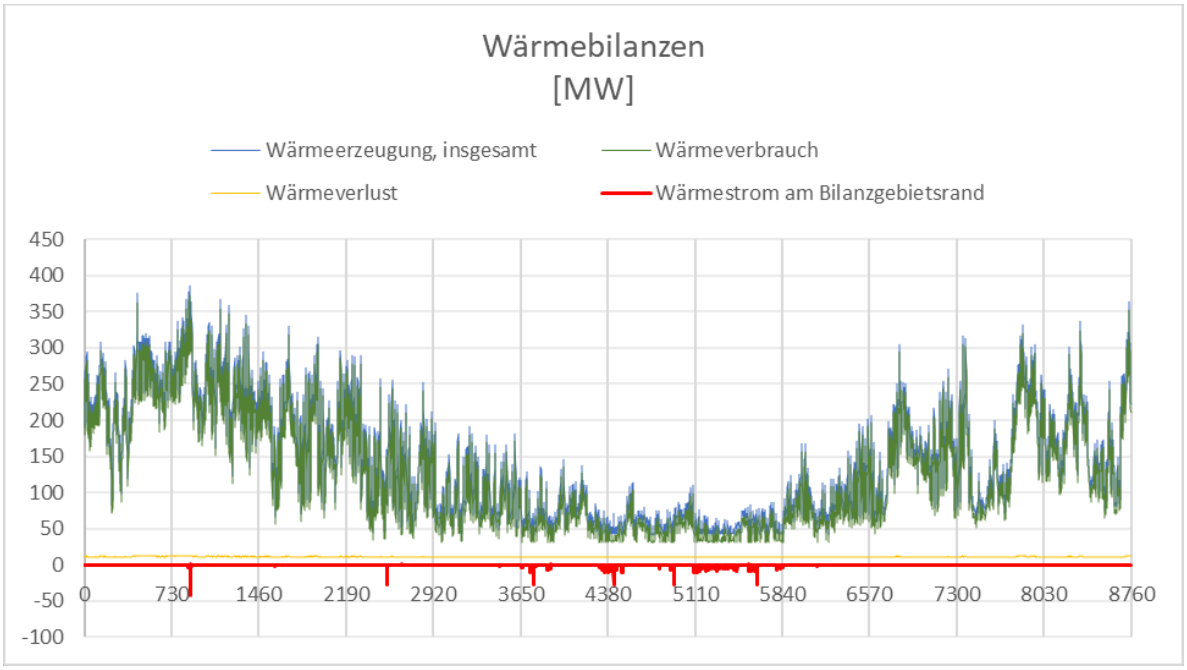


Abbildung F.49: Netz K, Szenario 1 / 50-15, Wärmebilanzen im Jahresverlauf

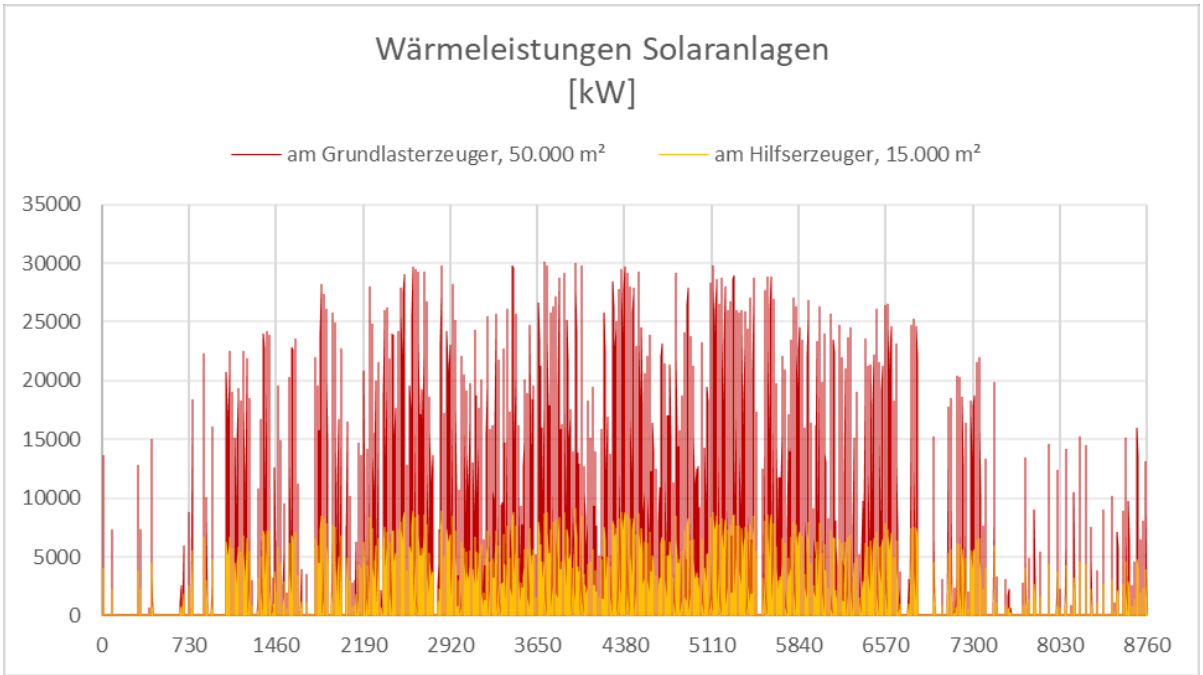


Abbildung F.50: Netz K, Szenario 1 / 50-15, Solarleistungen im Jahresverlauf

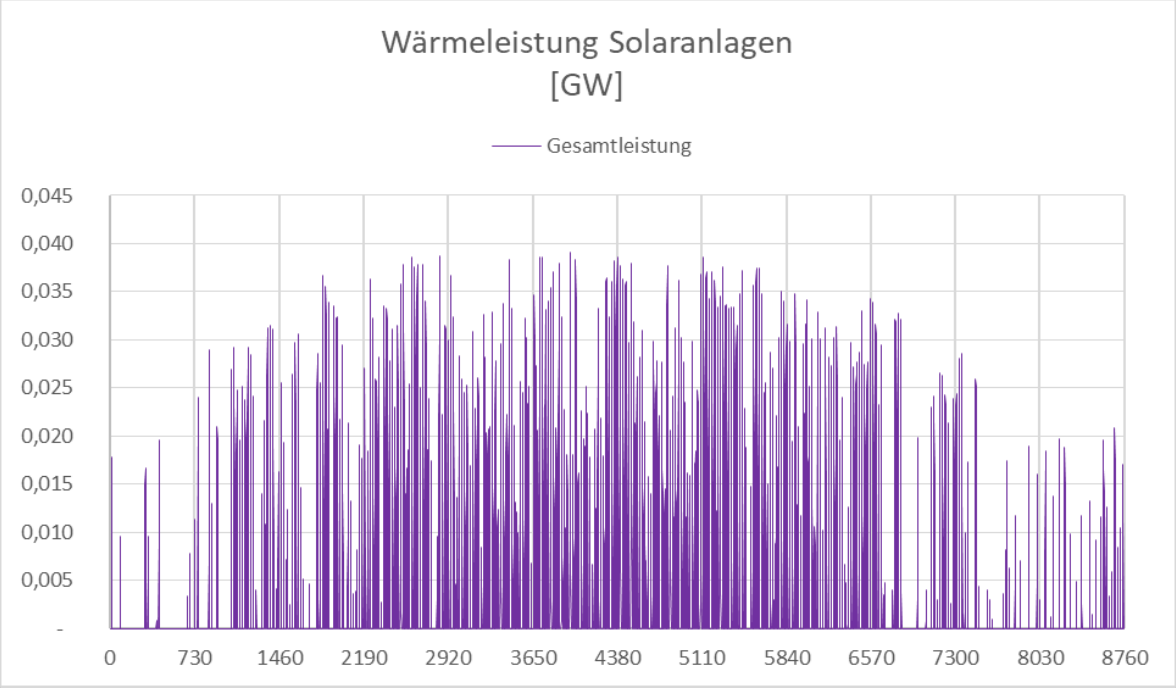


Abbildung F.51: Netz K, Szenario 1 / 50-15, Solarleistung insgesamt im Jahresverlauf

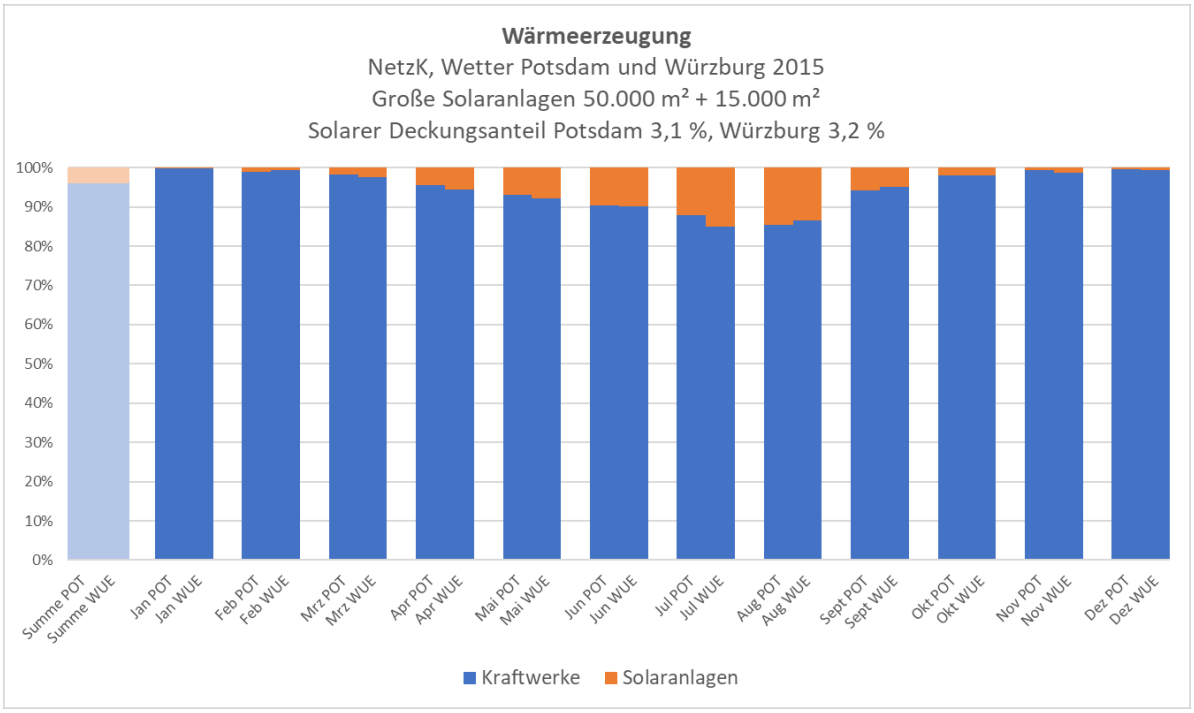


Abbildung F.52: Netz K, Szenario 1 / 50-15, solarer Deckungsanteil

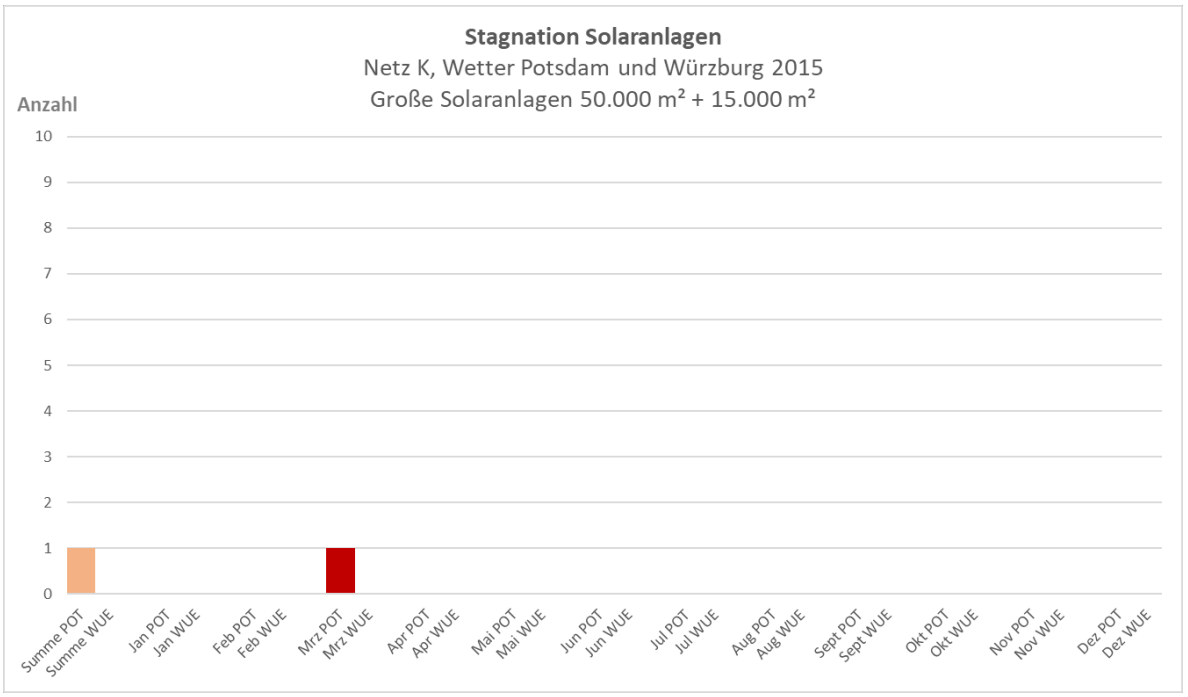


Abbildung F.53: Netz K, Szenario 1 / 50-15, Anzahl Stagnationen

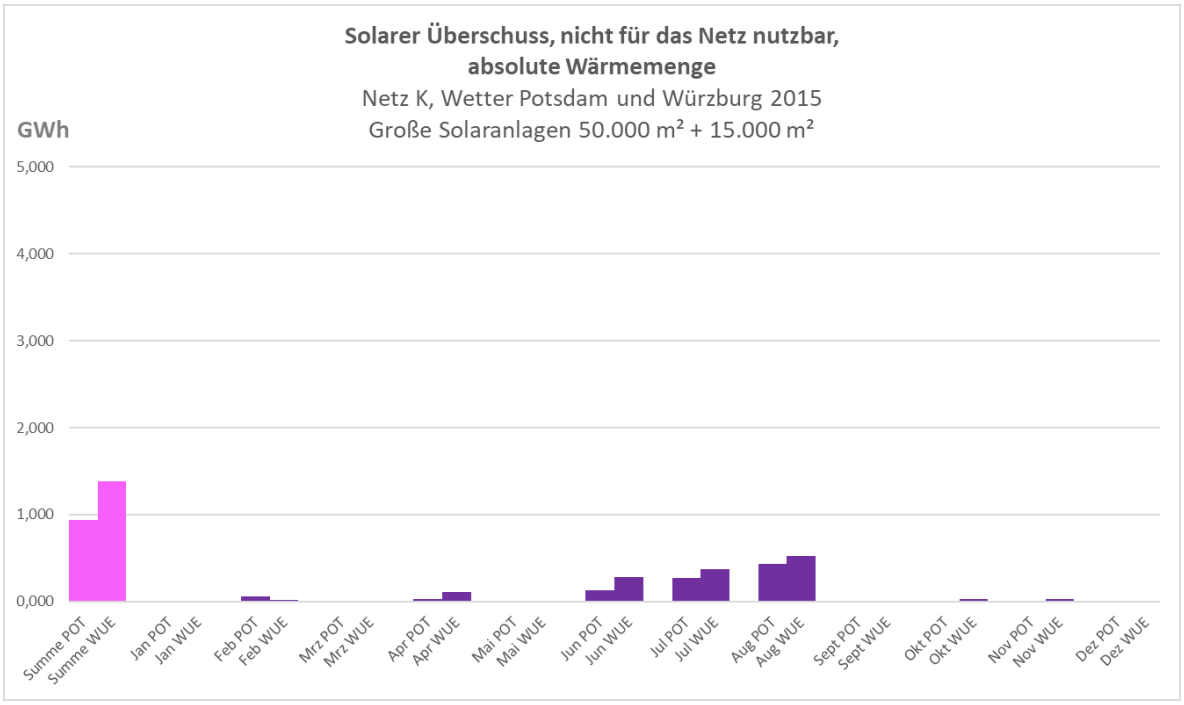


Abbildung F.54: Netz K, Szenario 1 / 50-15, dezentraler Überschuss, absolut

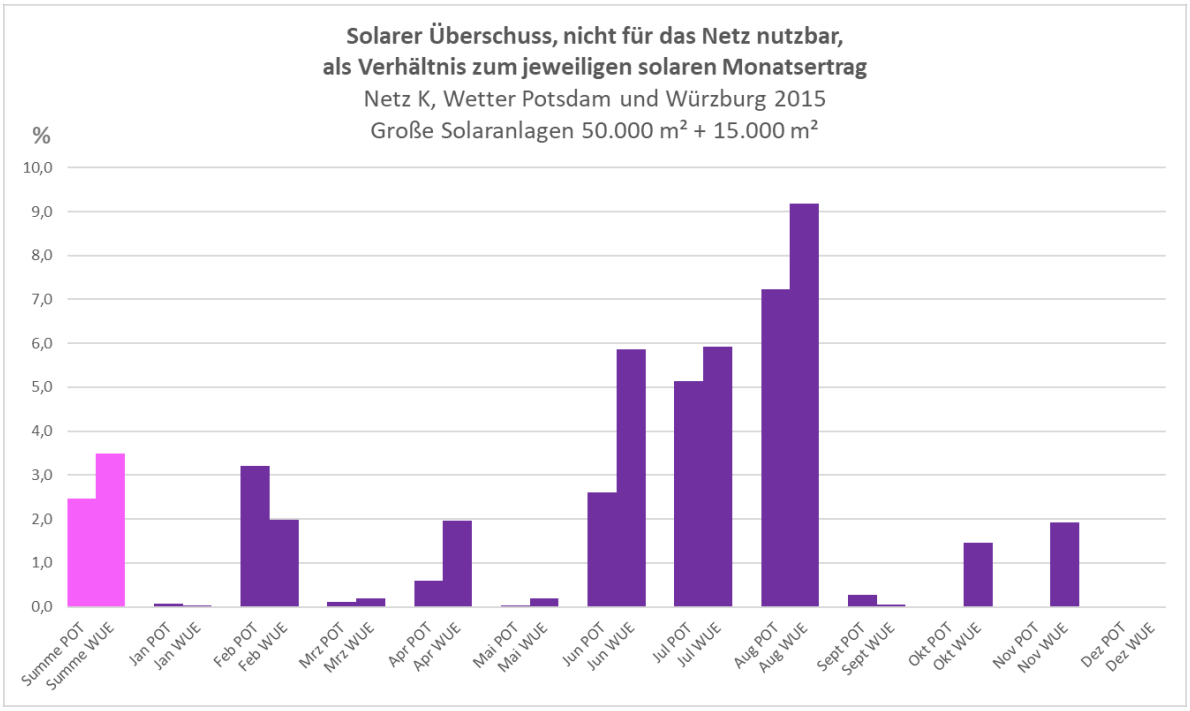


Abbildung F.55: Netz K, Szenario 1 / 50-15, dezentraler Überschuss, relativ

F.3.2.2 Szenario 1 / 50-15M

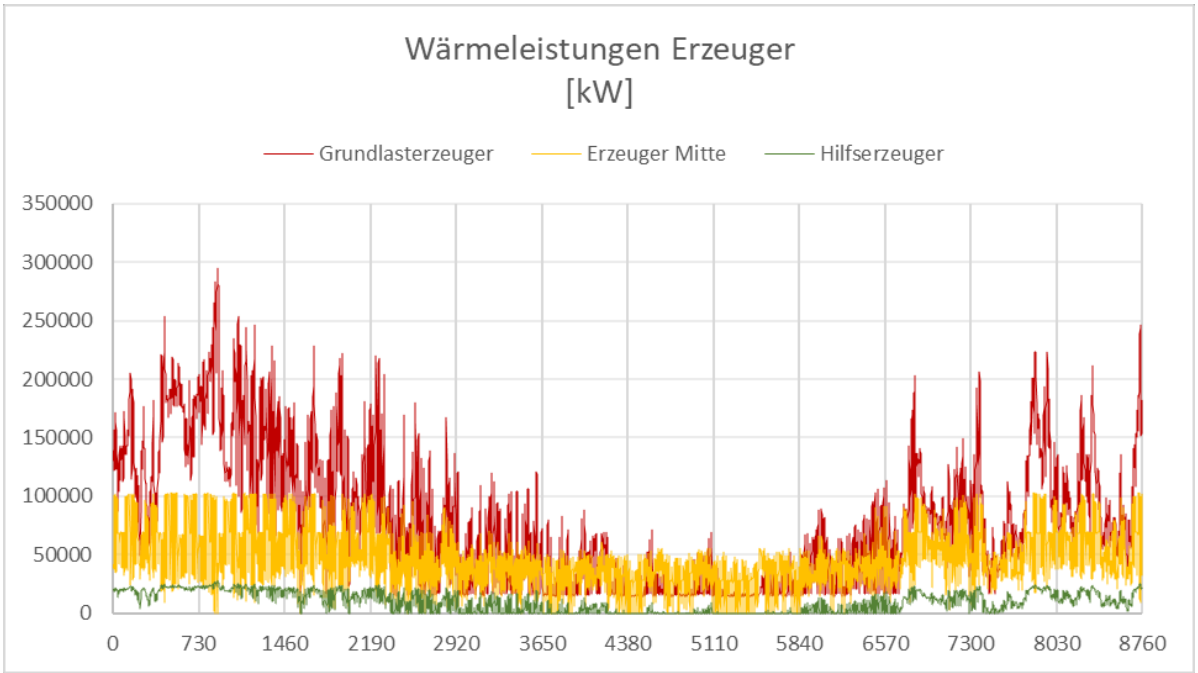


Abbildung F.56: Netz K, Szenario 1 / 50-15M, Erzeugerleistungen im Jahresverlauf

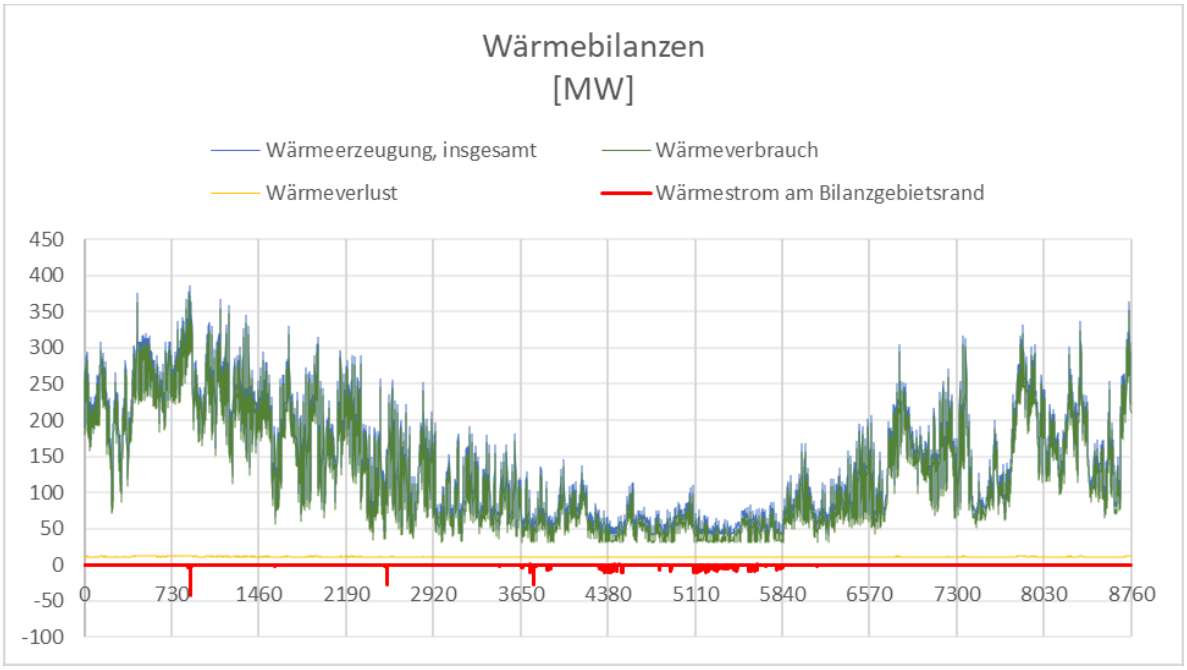


Abbildung F.57: Netz K, Szenario 1 / 50-15M, Wärmebilanzen im Jahresverlauf

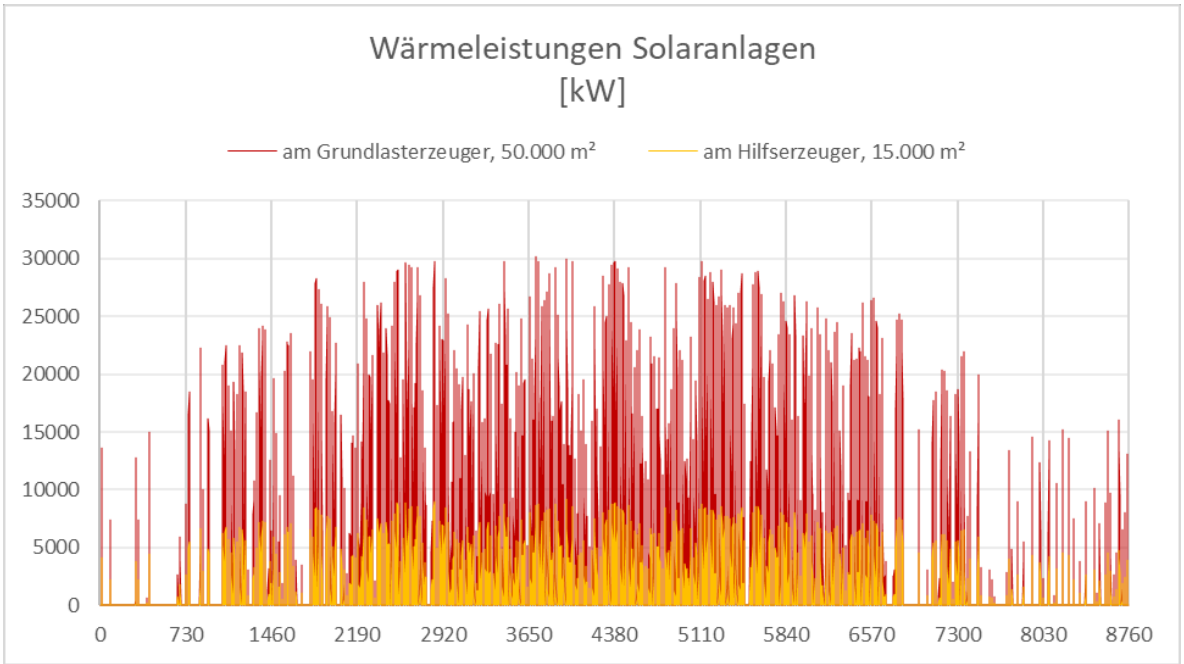


Abbildung F.58: Netz K, Szenario 1 / 50-15M, Solarleistungen im Jahresverlauf

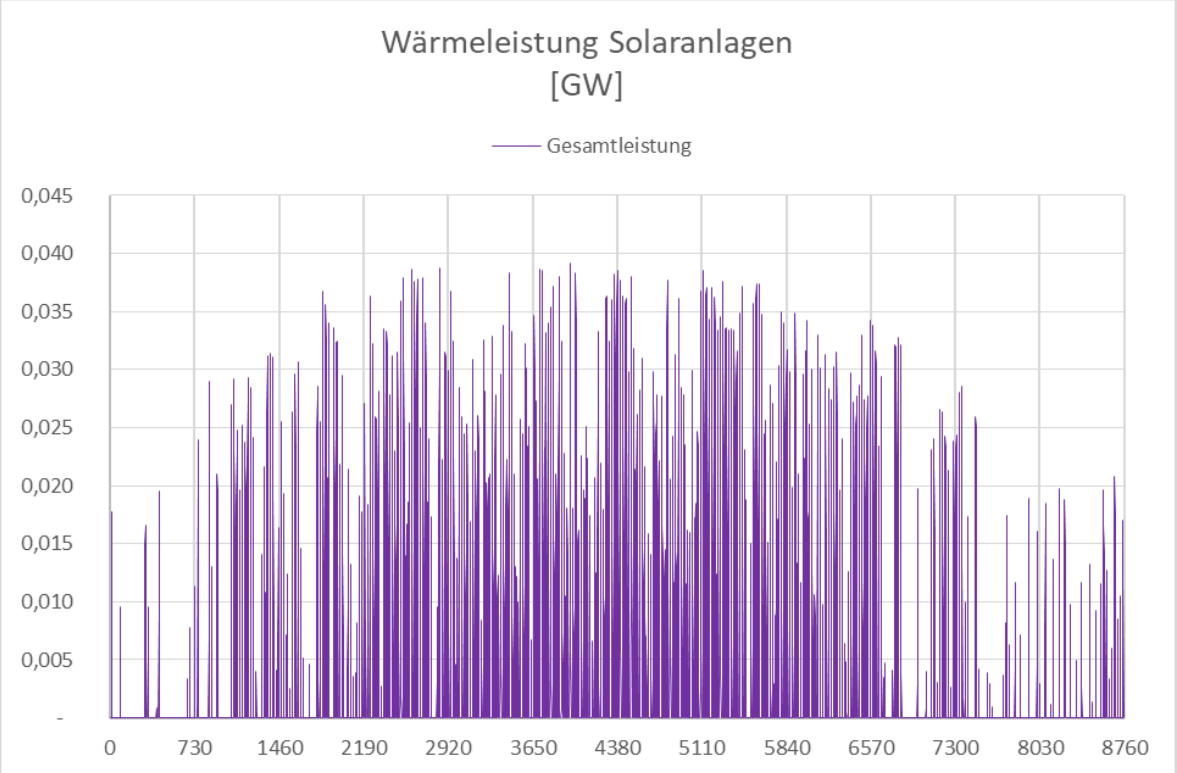


Abbildung F.59: Netz K, Szenario 1 / 50-15M, Solarleistung insgesamt im Jahresverlauf

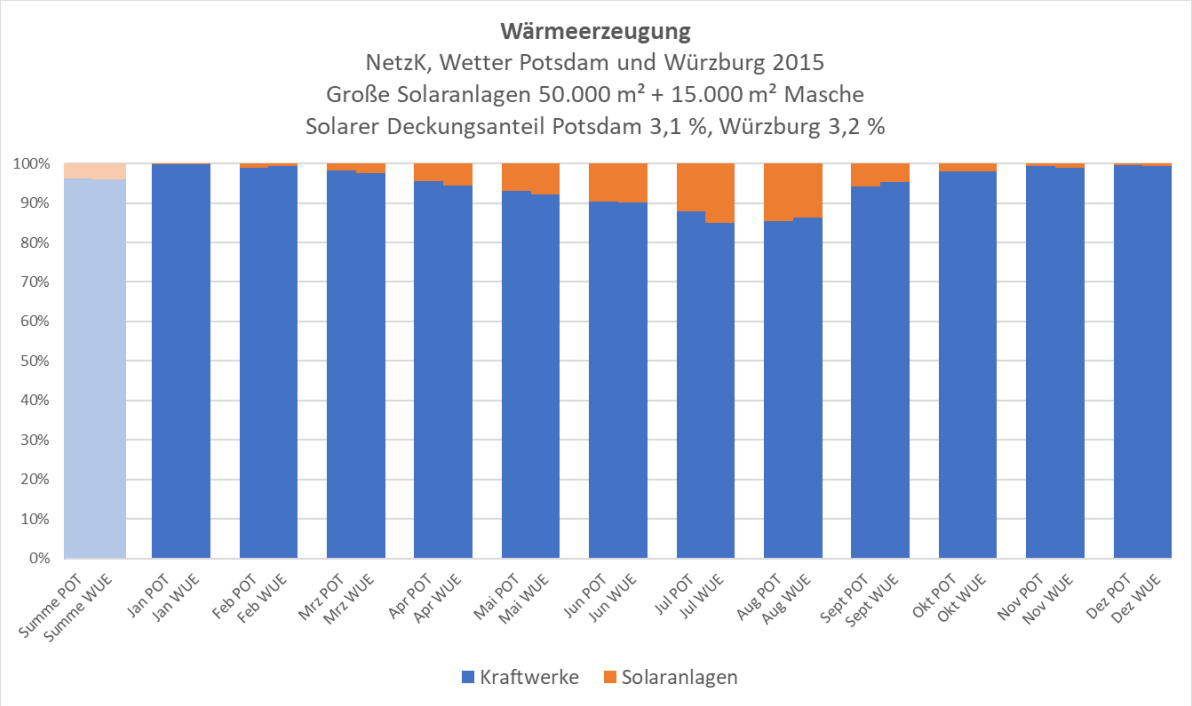


Abbildung F.60: Netz K, Szenario 1 / 50-15M, solarer Deckungsanteil

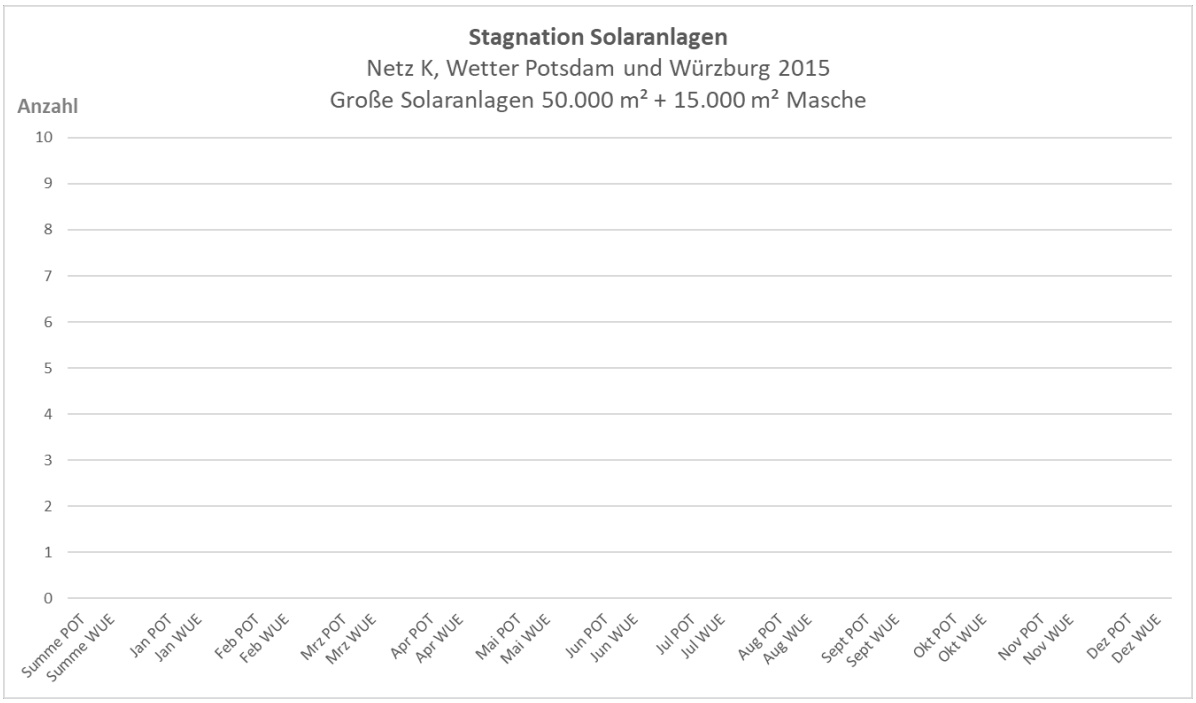


Abbildung F.61: Netz K, Szenario 1 / 50-15M, Anzahl Stagnationen (In diesem Fall keine)

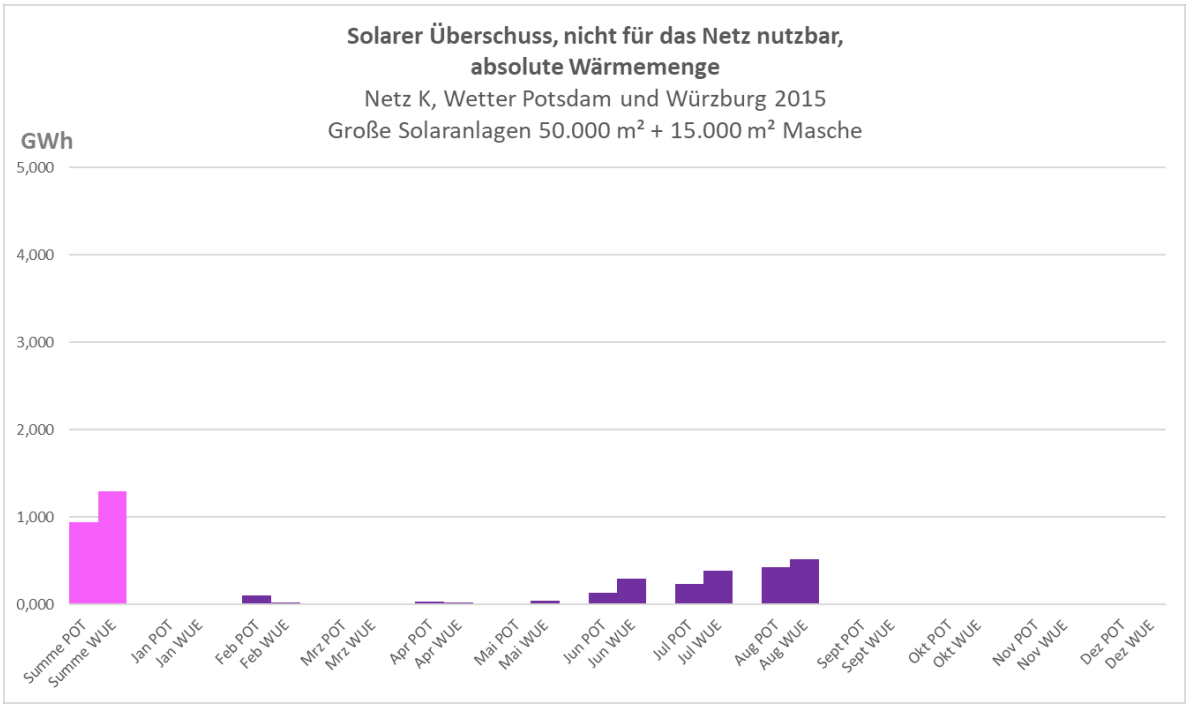


Abbildung F.62: Netz K, Szenario 1 / 50-15M, dezentraler Überschuss, absolut

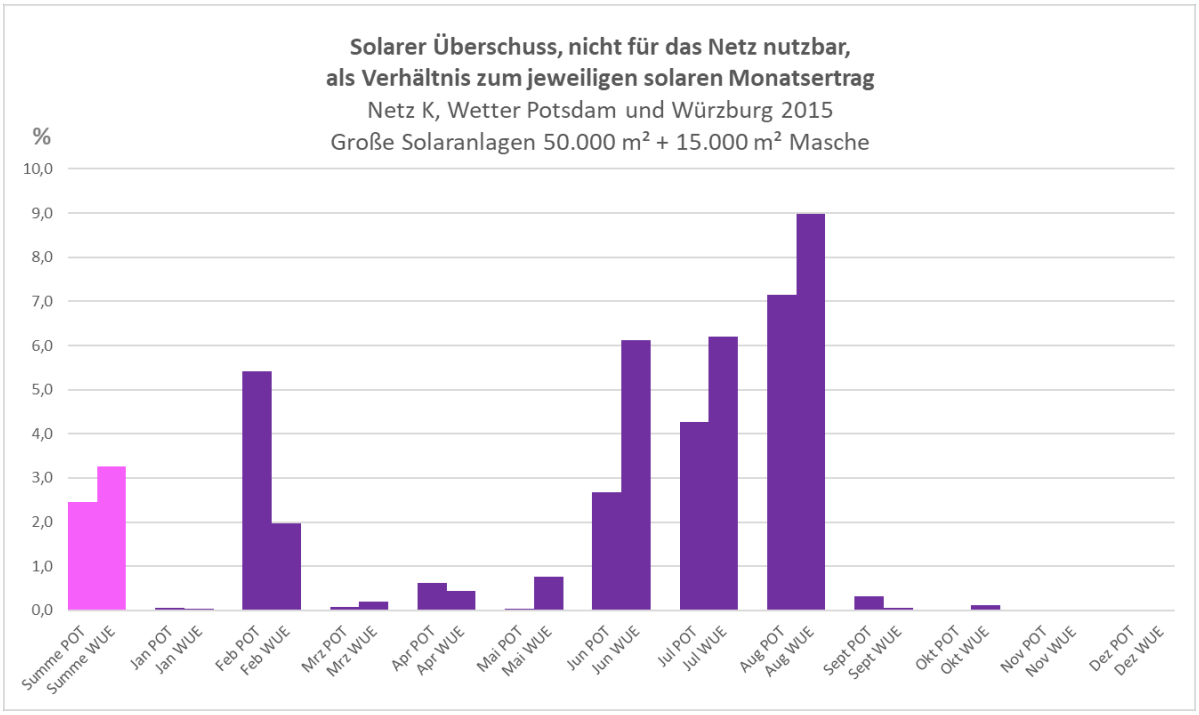


Abbildung F.63: Netz K, Szenario 1 / 50-15M, dezentraler Überschuss, relativ

F.3.2.3 Szenario 1 / 15-50

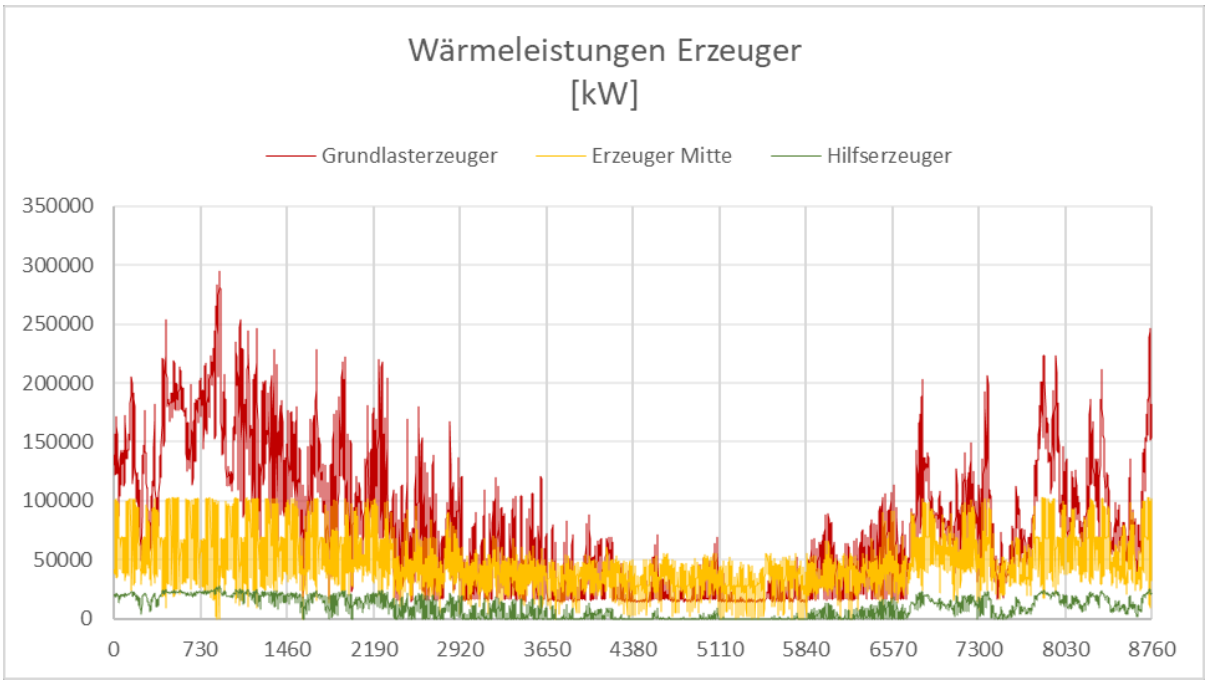


Abbildung F.64: Netz K, Szenario 1 / 15-50, Erzeugerleistungen im Jahresverlauf

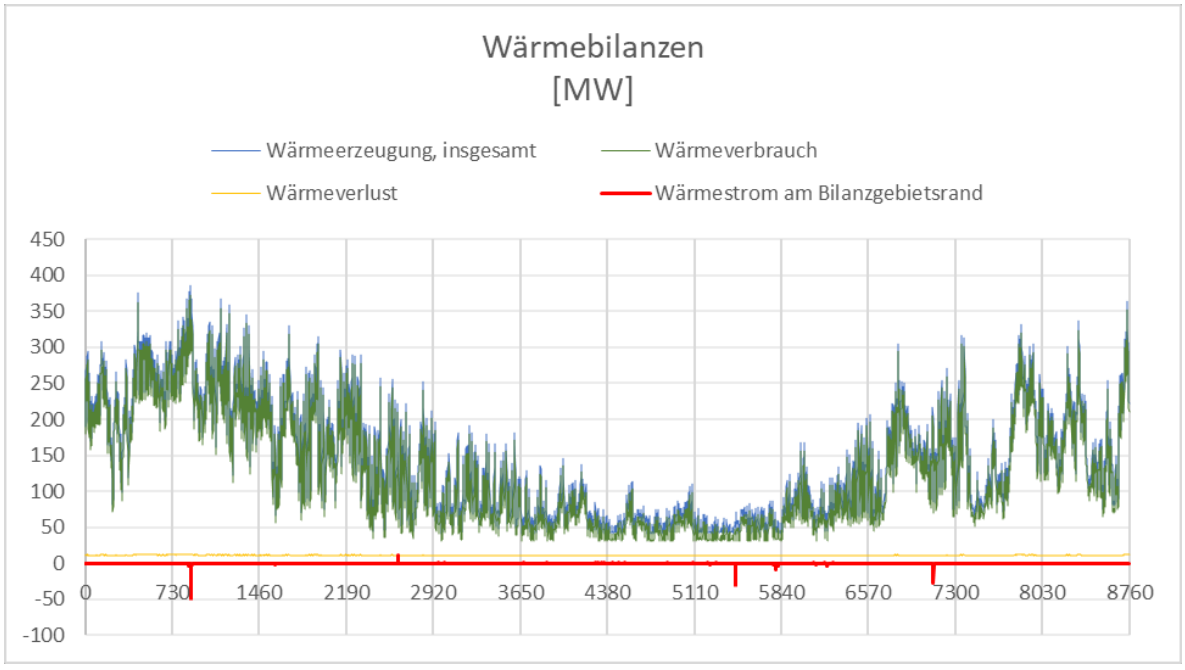


Abbildung F.65: Netz K, Szenario 1 / 15-50, Wärmebilanzen im Jahresverlauf

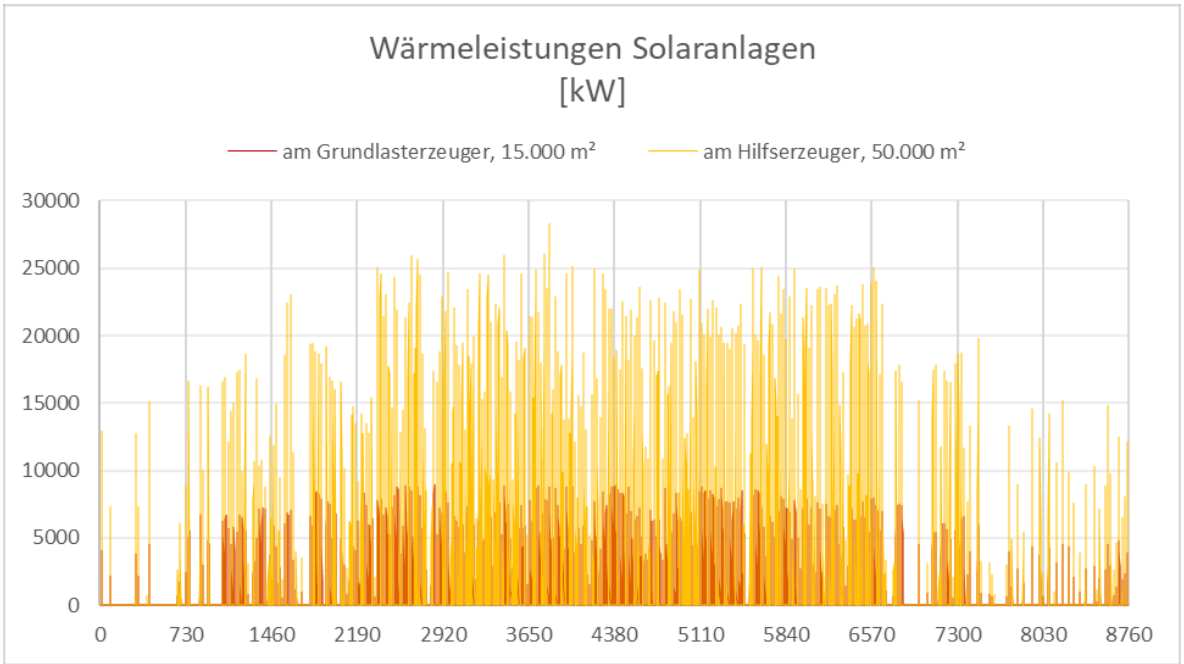


Abbildung F.66: Netz K, Szenario 1 / 15-50, Solarleistungen im Jahresverlauf

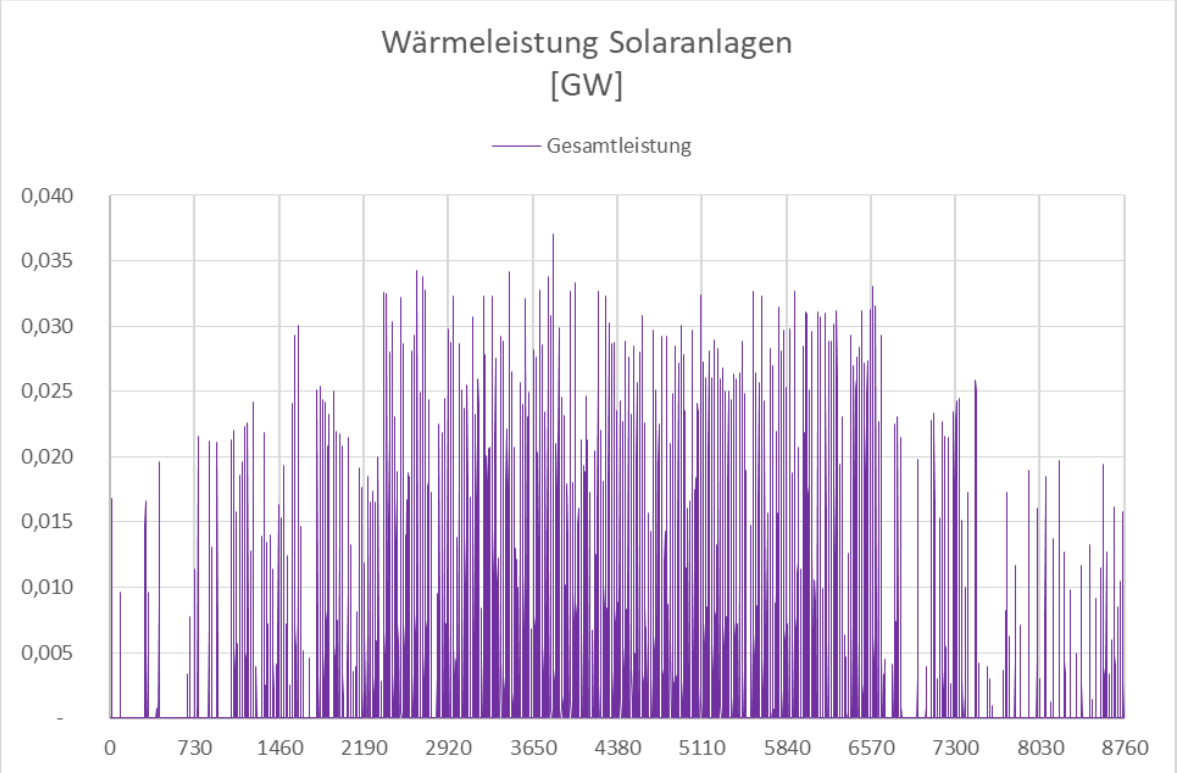


Abbildung F.67: Netz K, Szenario 1 / 15-50, Solarleistung insgesamt im Jahresverlauf

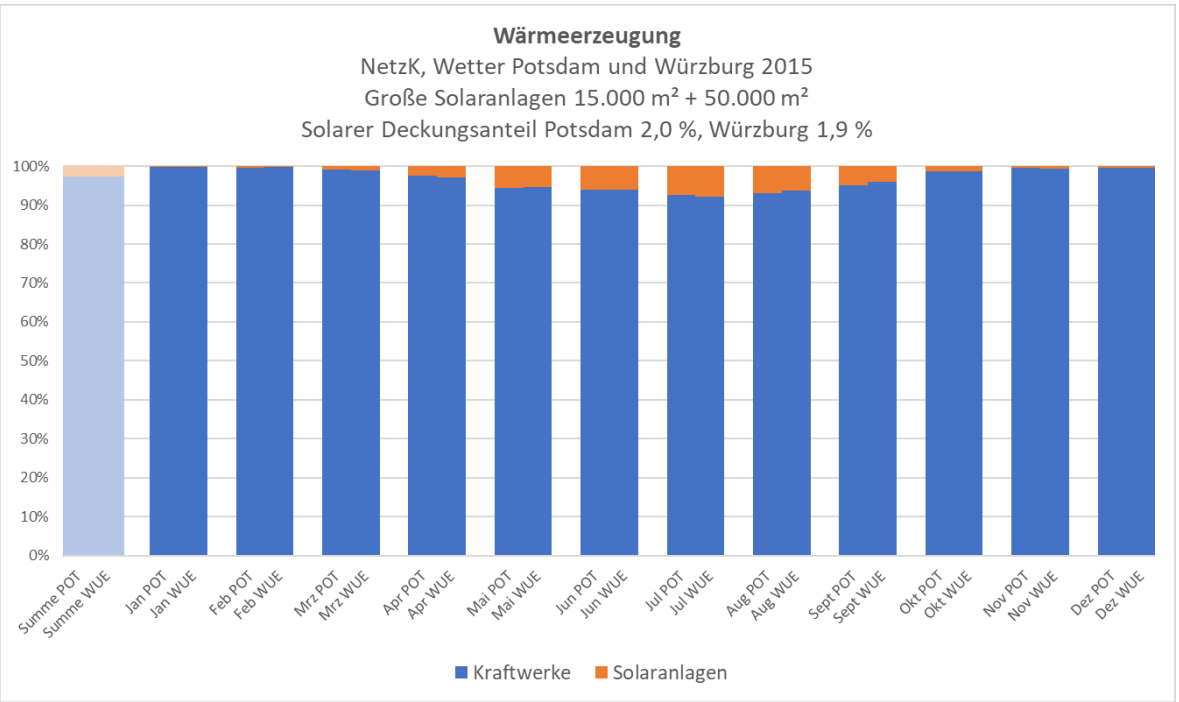


Abbildung F.68: Netz K, Szenario 1 / 15-50, solarer Deckungsanteil

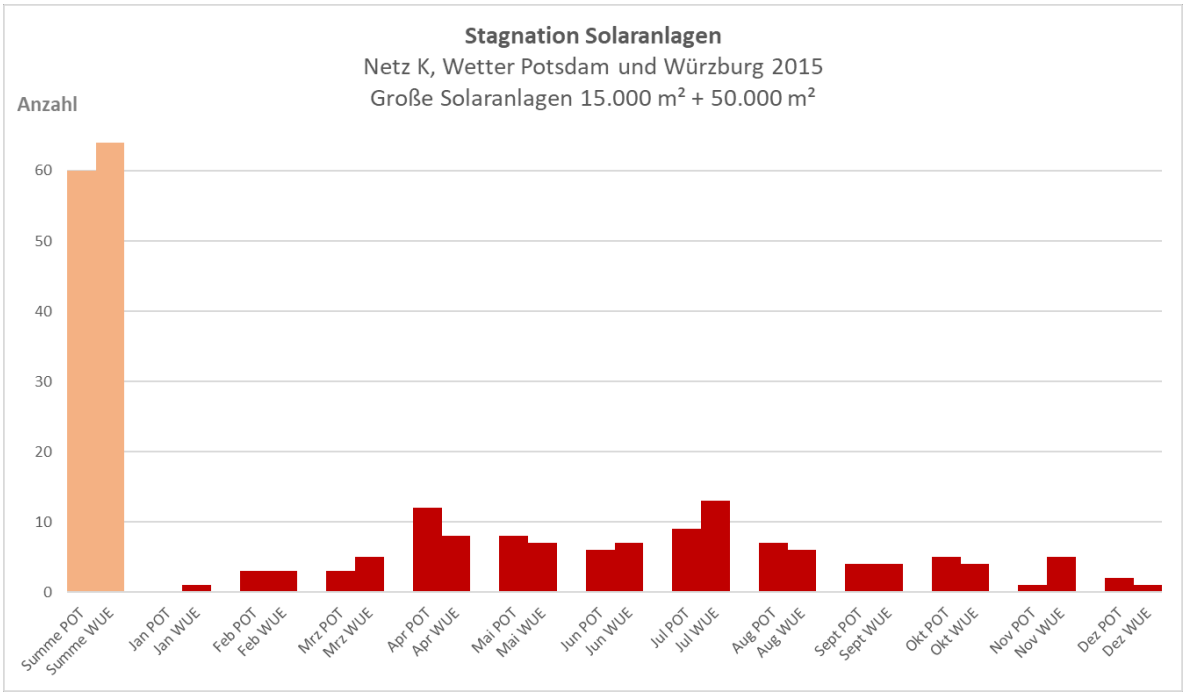


Abbildung F.69: Netz K, Szenario 1 / 15-50, Anzahl Stagnationen

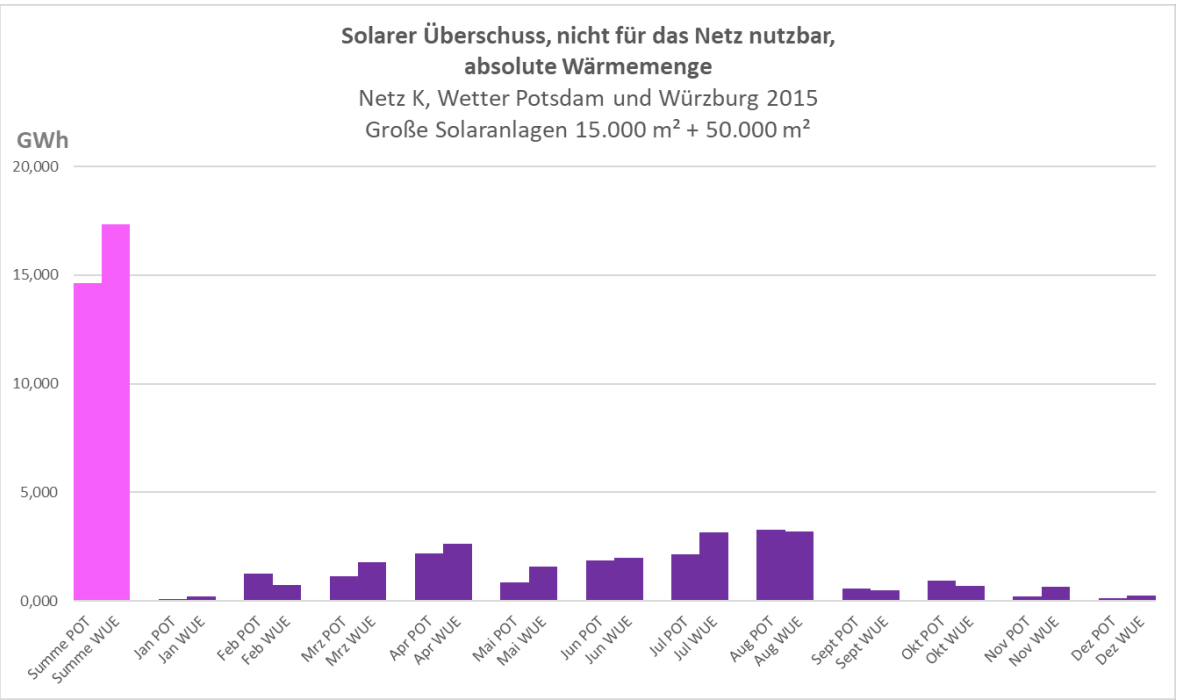


Abbildung F.70: Netz K, Szenario 1 / 15-50, dezentraler Überschuss, absolut

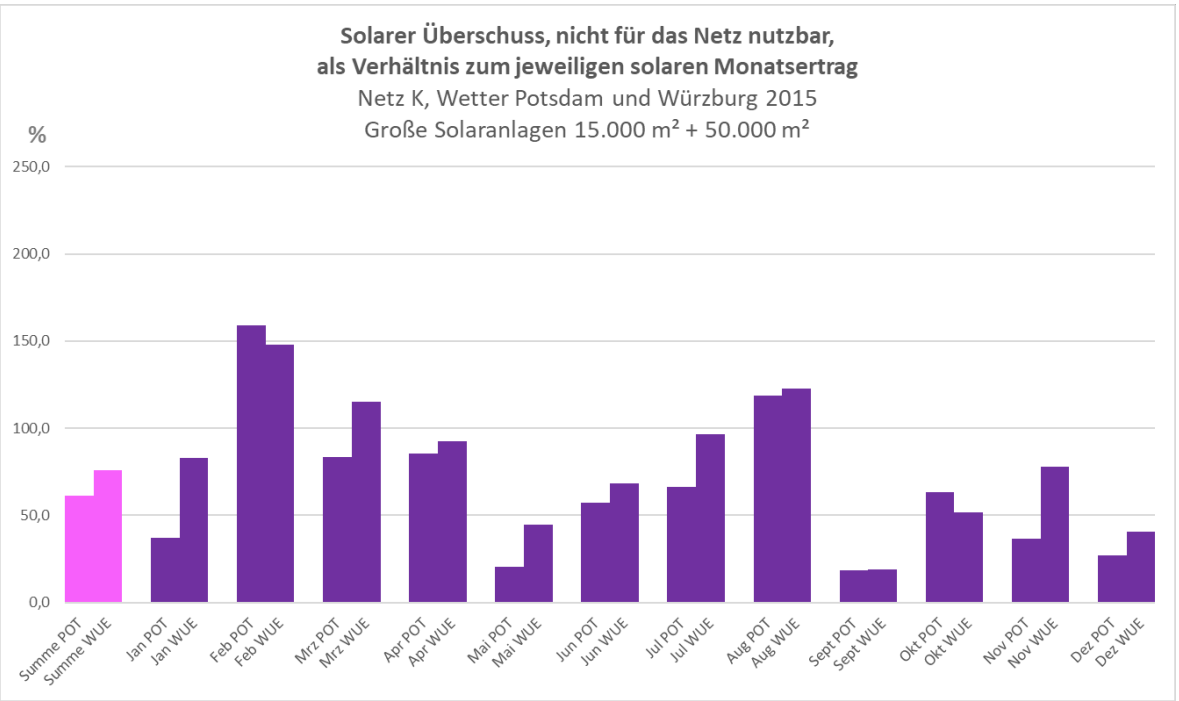


Abbildung F.71: Netz K, Szenario 1 / 15-50, dezentraler Überschuss, relativ

F.3.2.4 Szenario 1 / 40-25

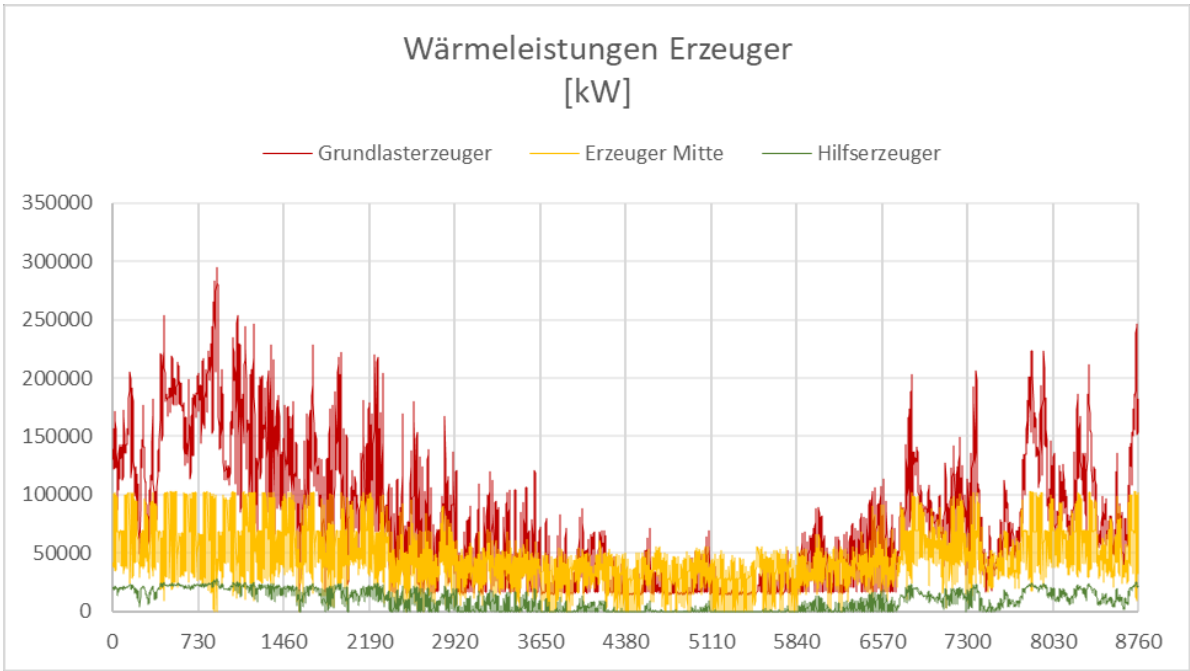


Abbildung F.72: Netz K, Szenario 1 / 40-25, Erzeugerleistungen im Jahresverlauf

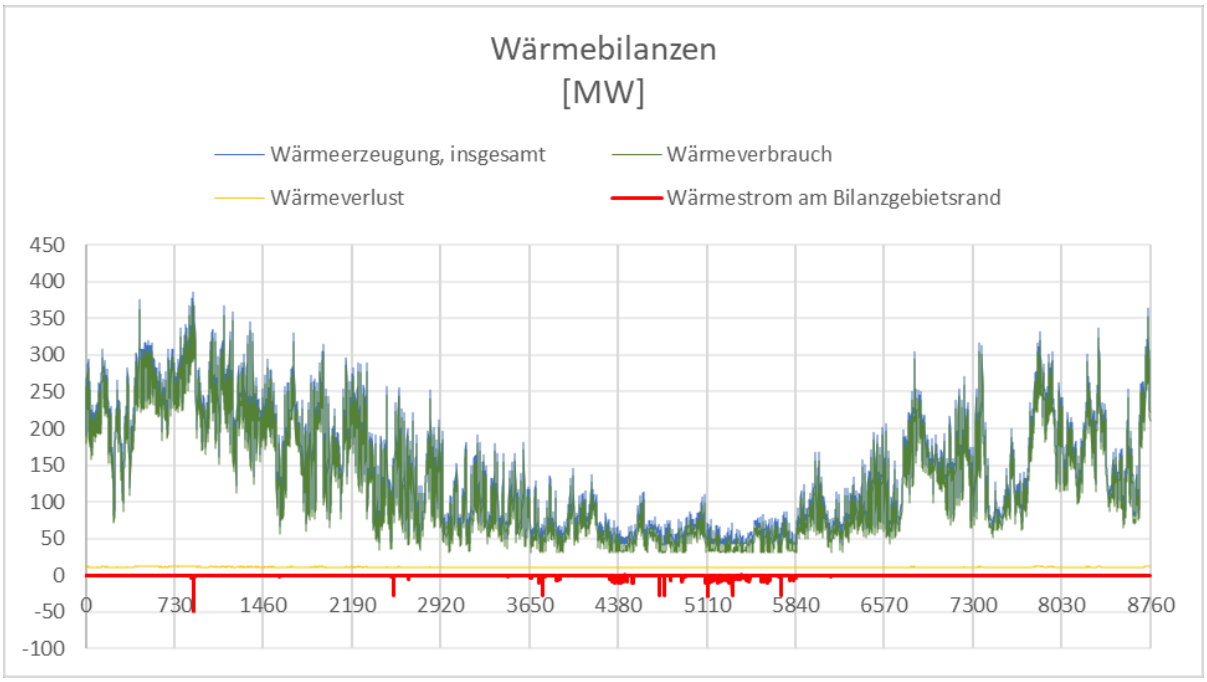


Abbildung F.73: Netz K, Szenario 1 / 40-25, Wärmebilanzen im Jahresverlauf

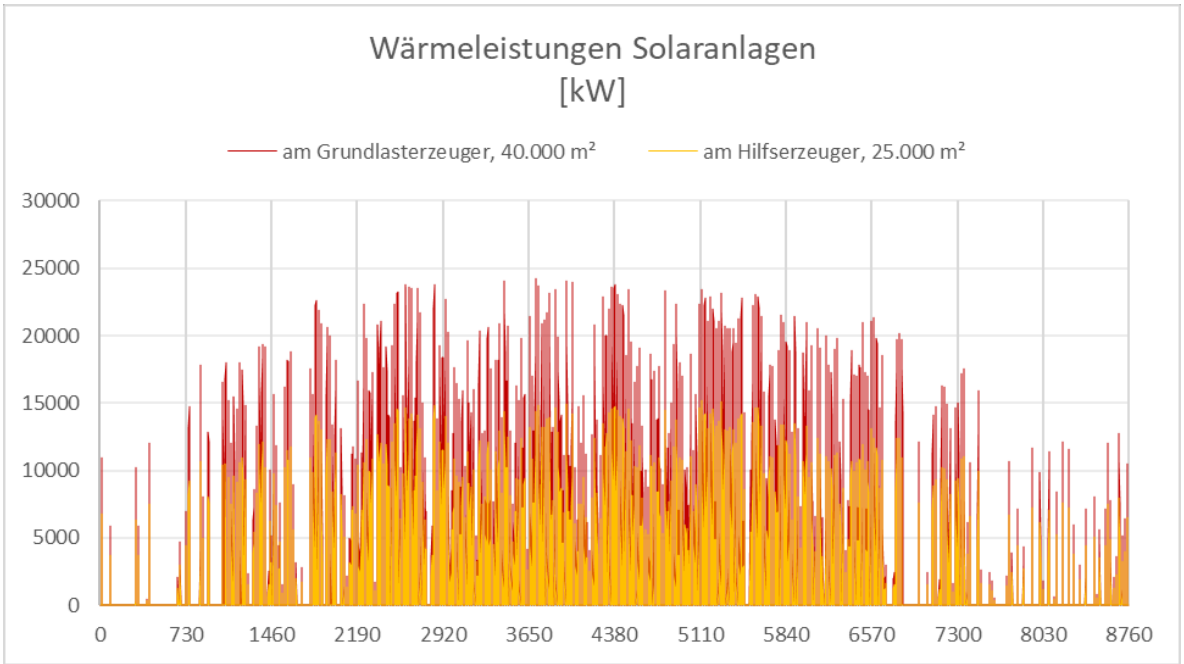


Abbildung F.74: Netz K, Szenario 1 / 40-25, Solarleistungen im Jahresverlauf

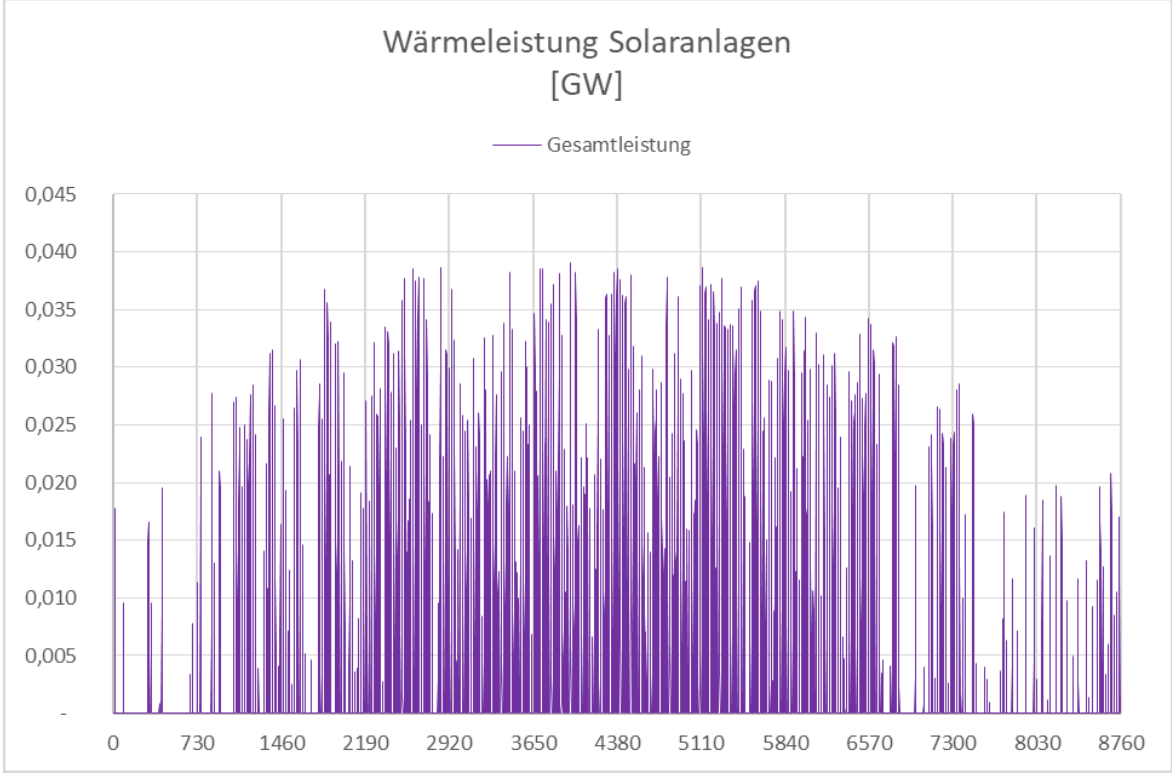


Abbildung F.75: Netz K, Szenario 1 / 40-25, Solarleistung insgesamt im Jahresverlauf

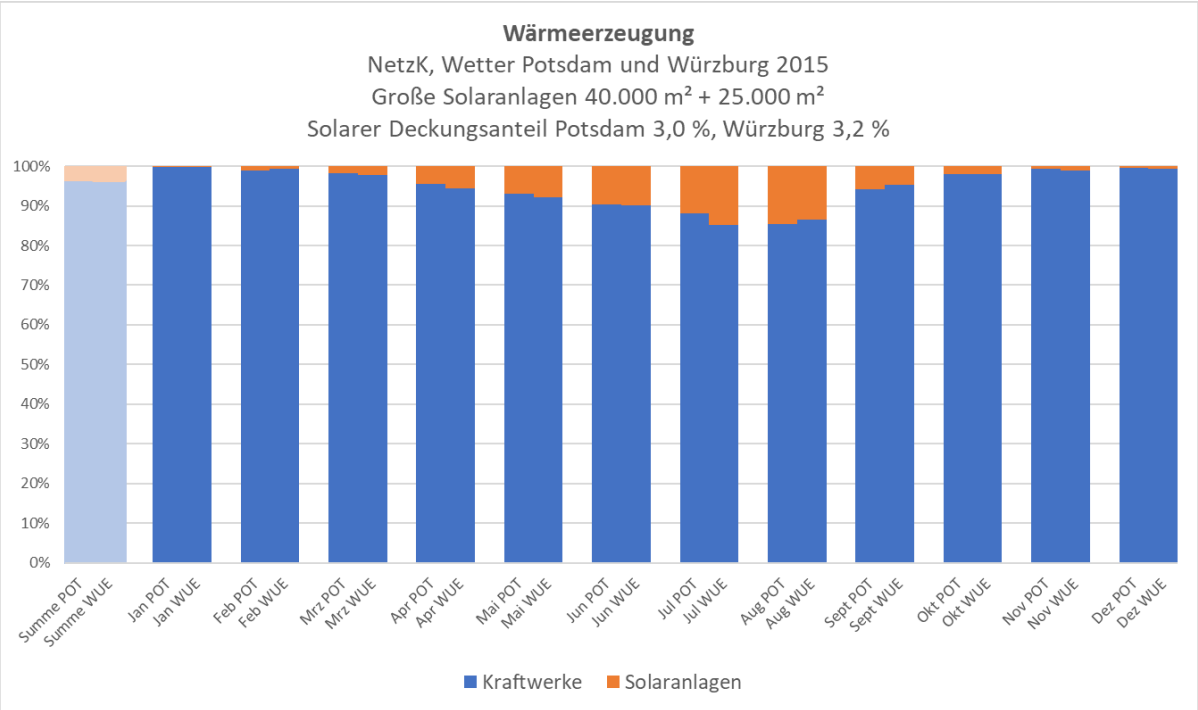


Abbildung F.76: Netz K, Szenario 1 / 40-25, solarer Deckungsanteil

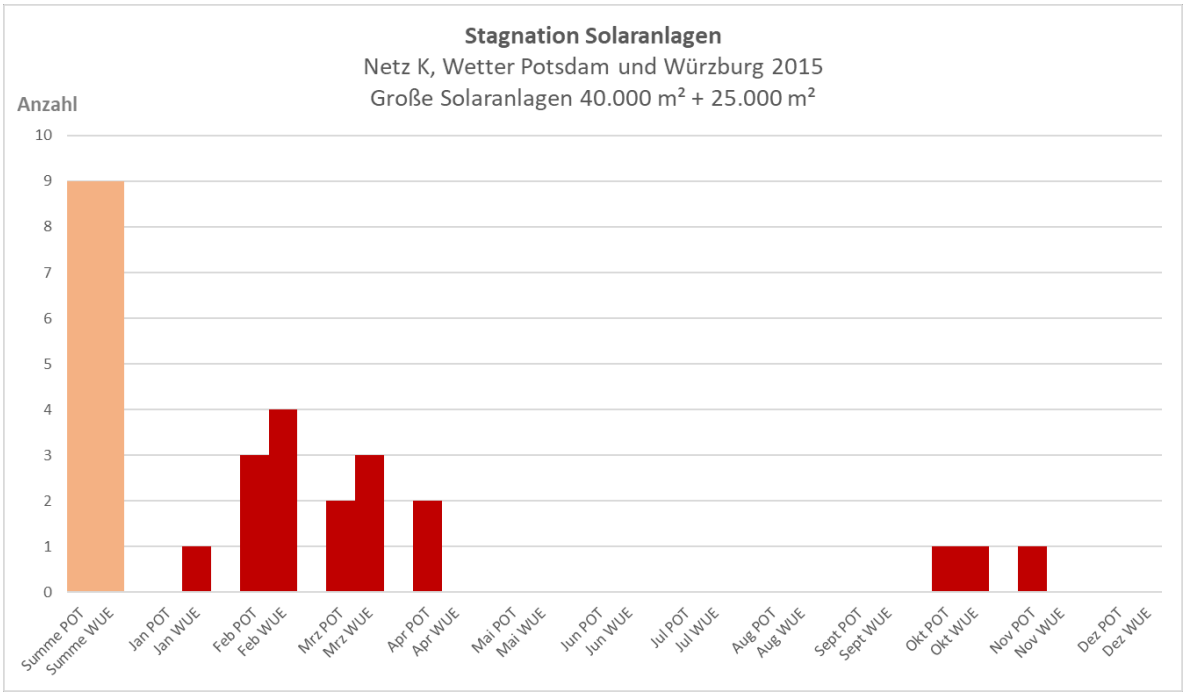


Abbildung F.77: Netz K, Szenario 1 / 40-25, Anzahl Stagnationen

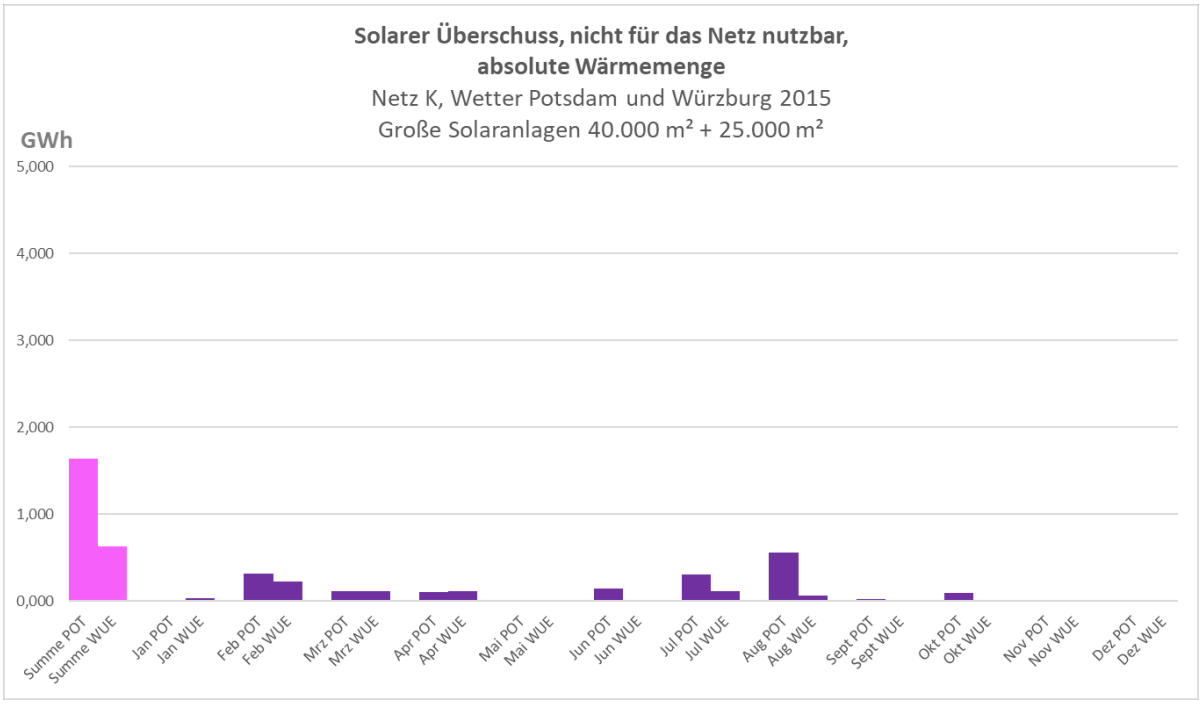


Abbildung F.78: Netz K, Szenario 1 / 40-25, dezentraler Überschuss, absolut

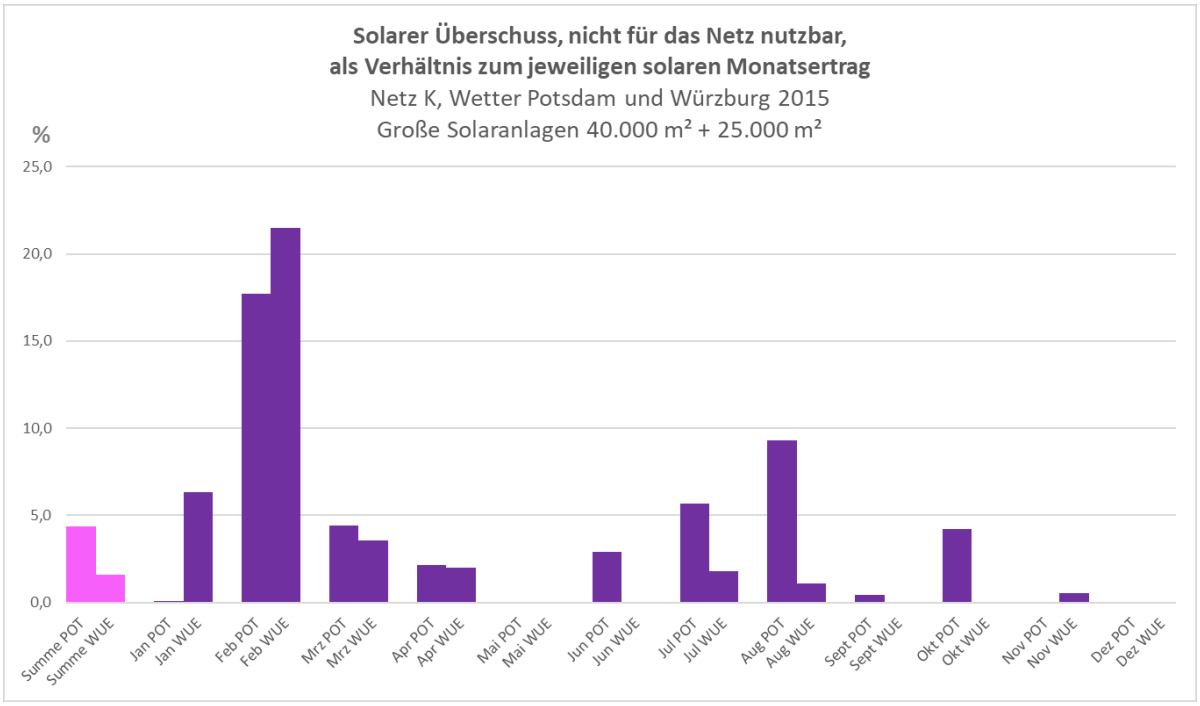


Abbildung F.79: Netz K, Szenario 1 / 40-25, dezentraler Überschuss, relativ

F.3.3 Szenario 2 Mischung aus mittleren und kleineren Solaranlagen

F.3.3.1 Szenario 2

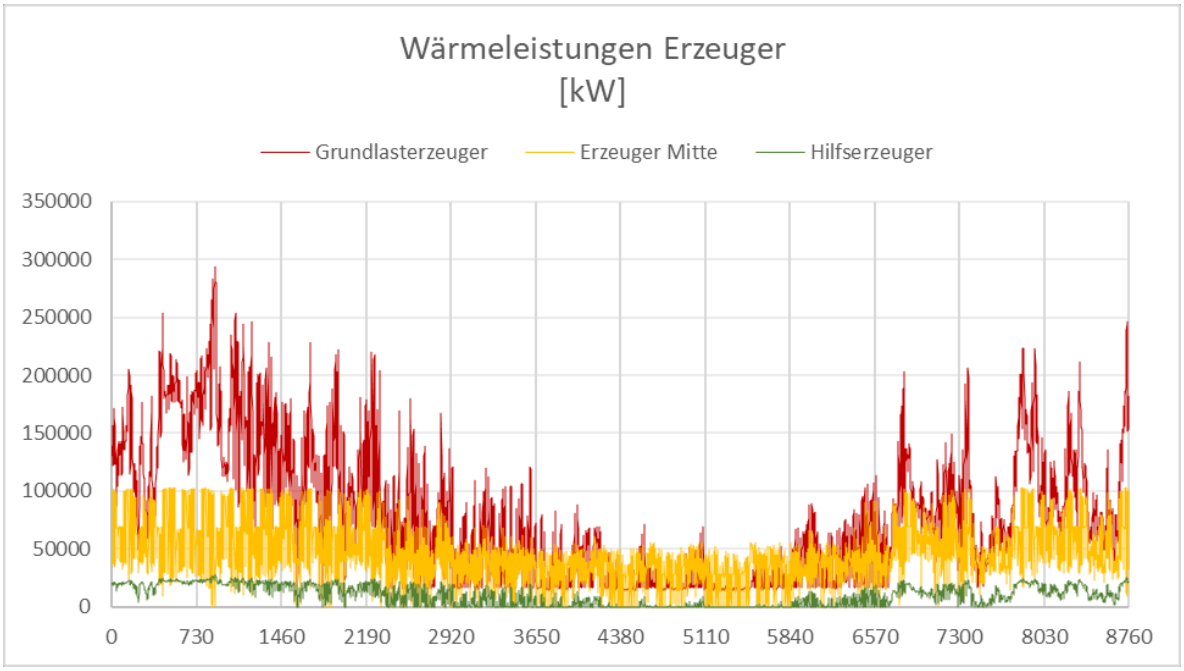


Abbildung F.80: Netz K, Szenario 2, Erzeugerleistungen im Jahresverlauf

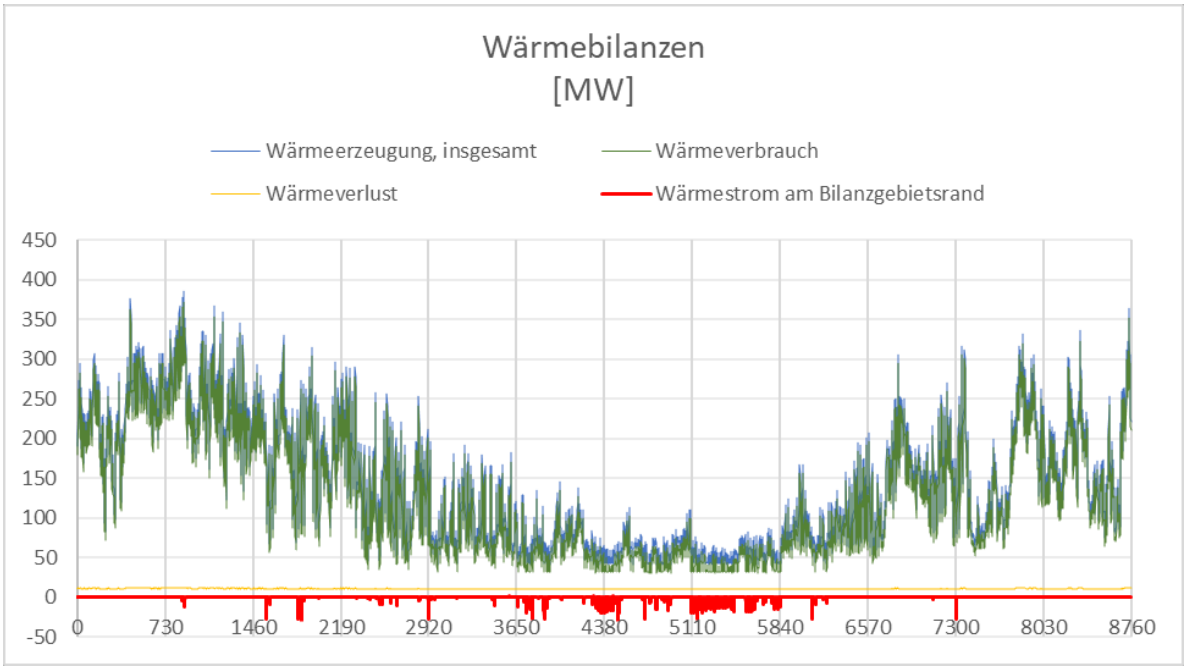


Abbildung F.81: Netz K, Szenario 2, Wärmebilanzen im Jahresverlauf

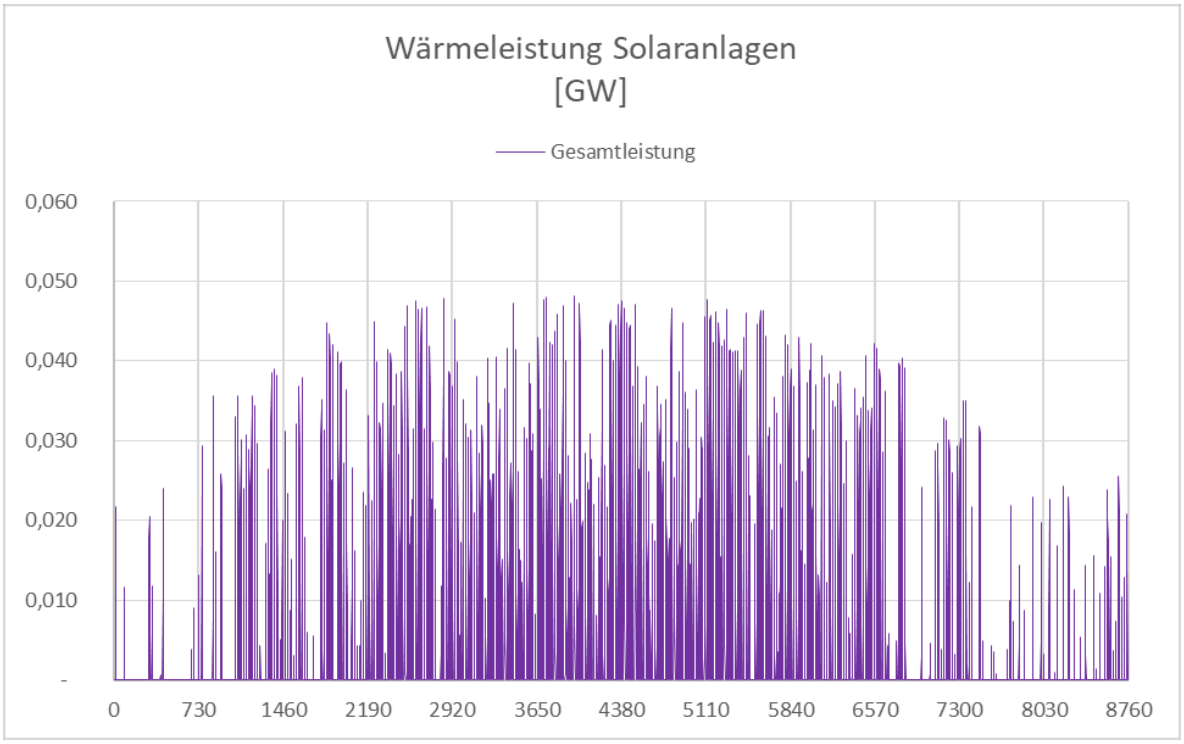


Abbildung F.82: Netz K, Szenario 2, Solarleistung insgesamt im Jahresverlauf

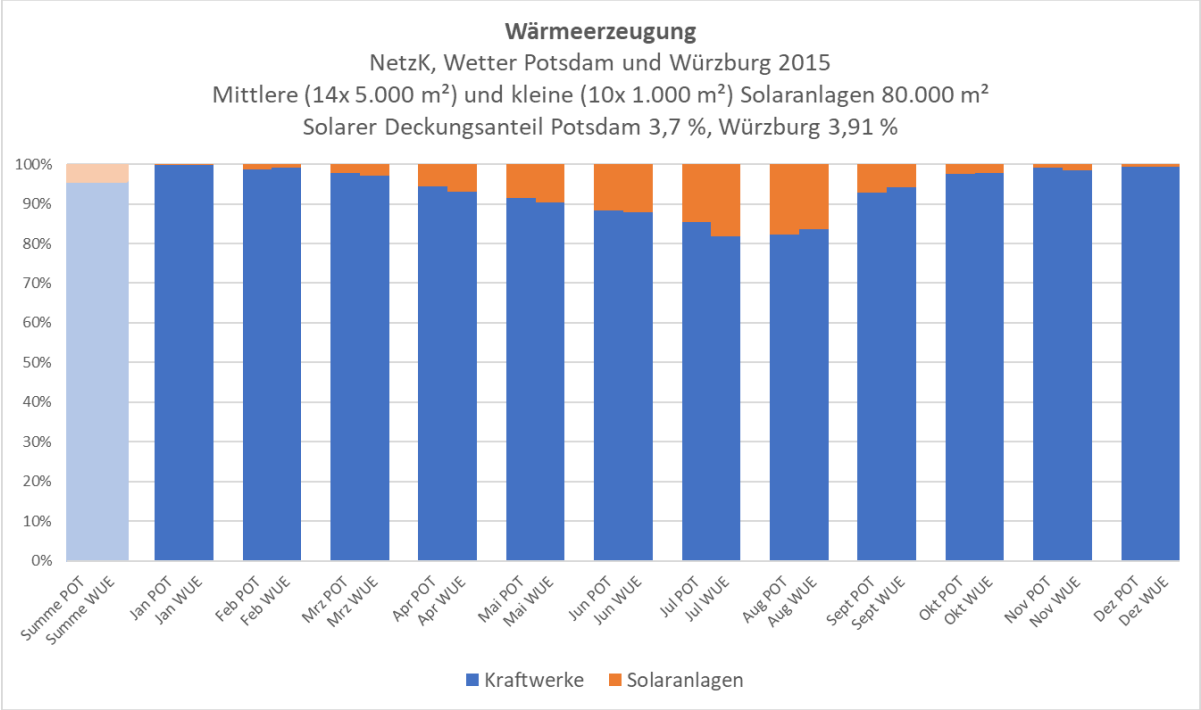


Abbildung F.83: Netz K, Szenario 2, solarer Deckungsanteil

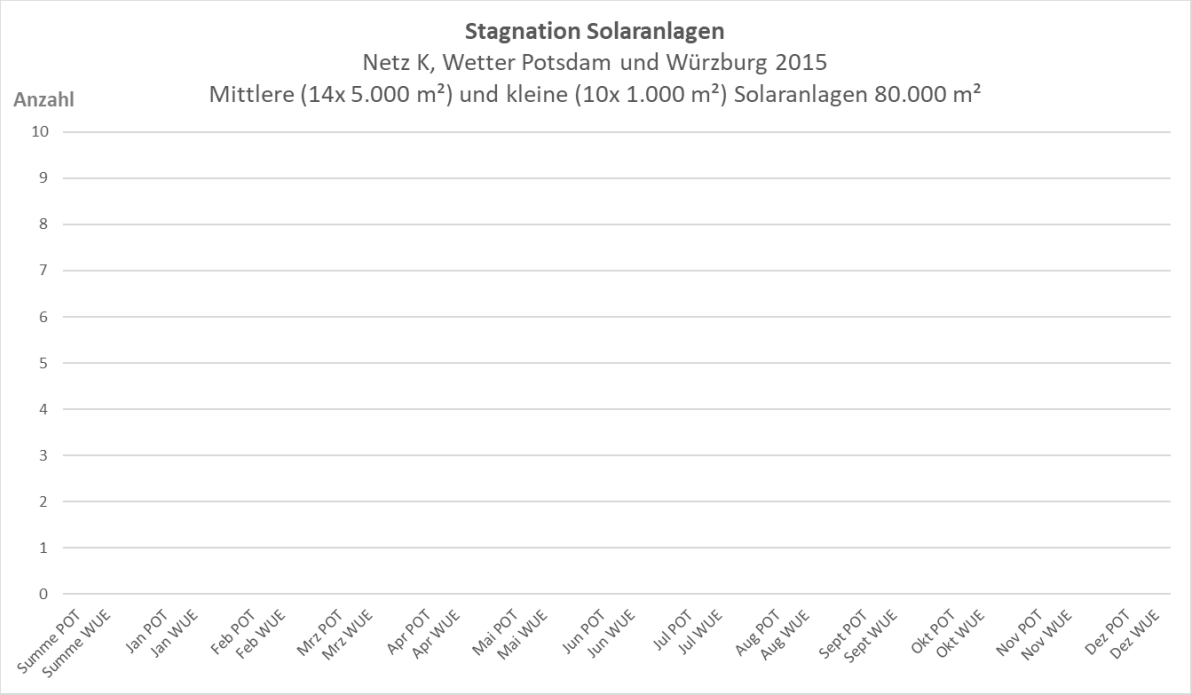


Abbildung F.84: Netz K, Szenario 2, Anzahl Stagnationen (In diesem Fall keine)

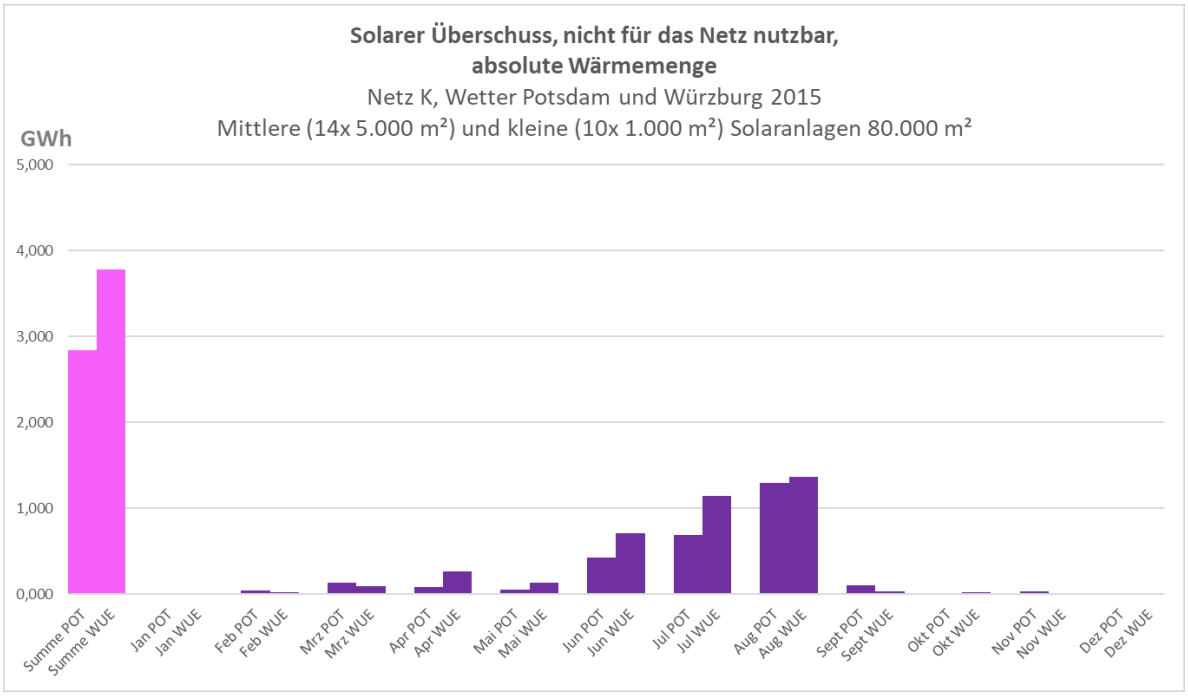


Abbildung F.85: Netz K, Szenario 2, dezentraler Überschuss, absolut

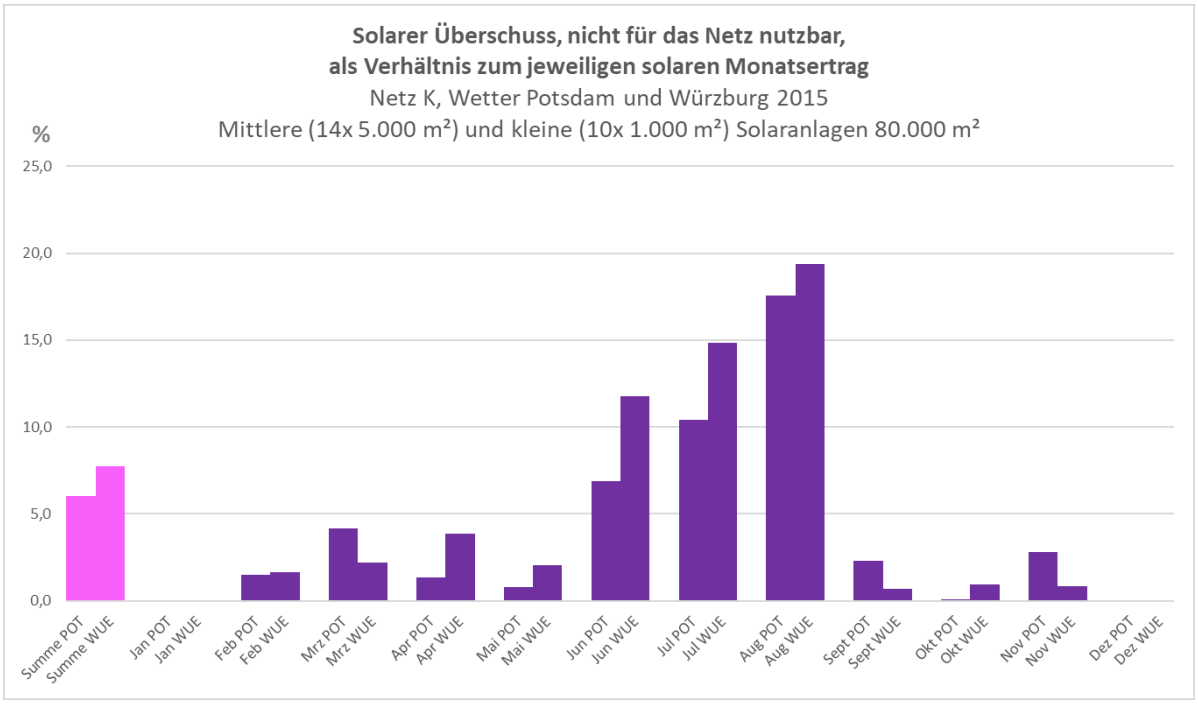


Abbildung F.86: Netz K, Szenario 2, dezentraler Überschuss, relativ

F.3.4 Szenario 3 Mischung aus mittleren und kleineren BHKW

F.3.4.1 Szenario 3

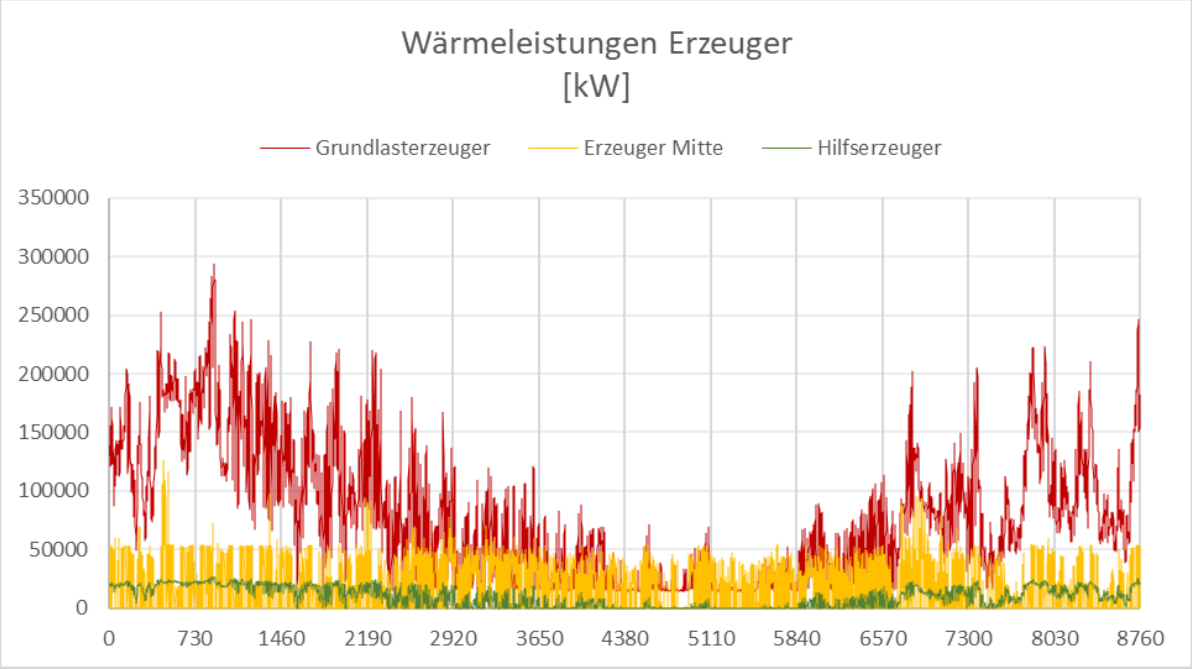


Abbildung F.87: Netz K, Szenario 3, Erzeugerleistungen im Jahresverlauf

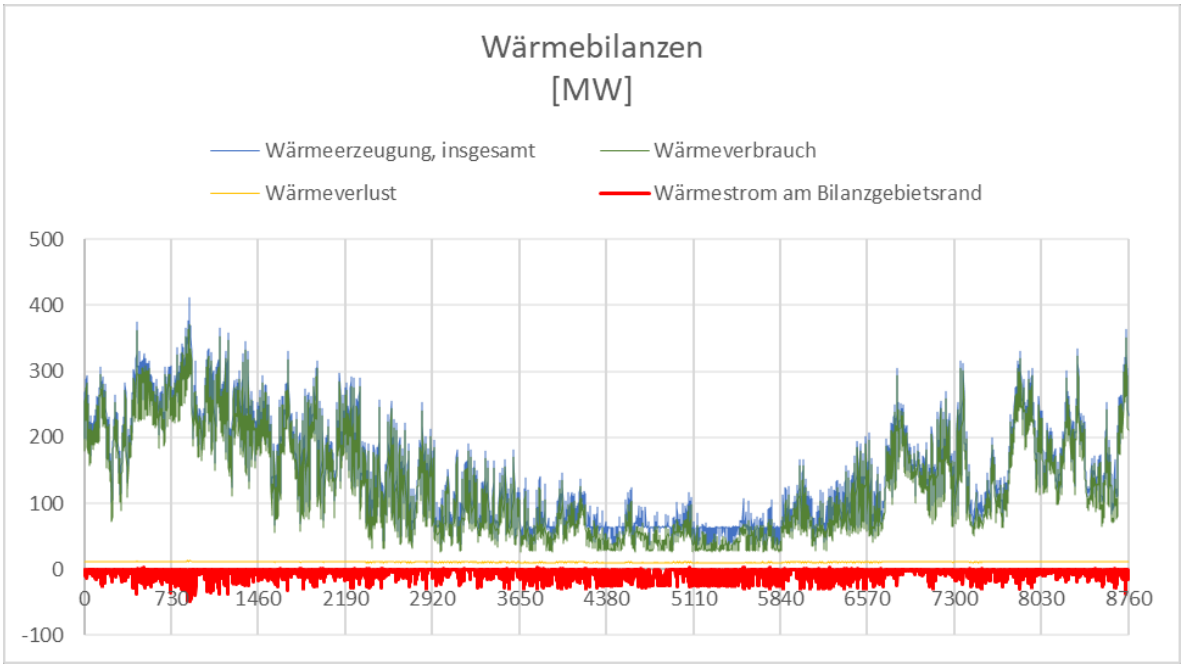


Abbildung F.88: Netz K, Szenario 3, Wärmebilanzen im Jahresverlauf

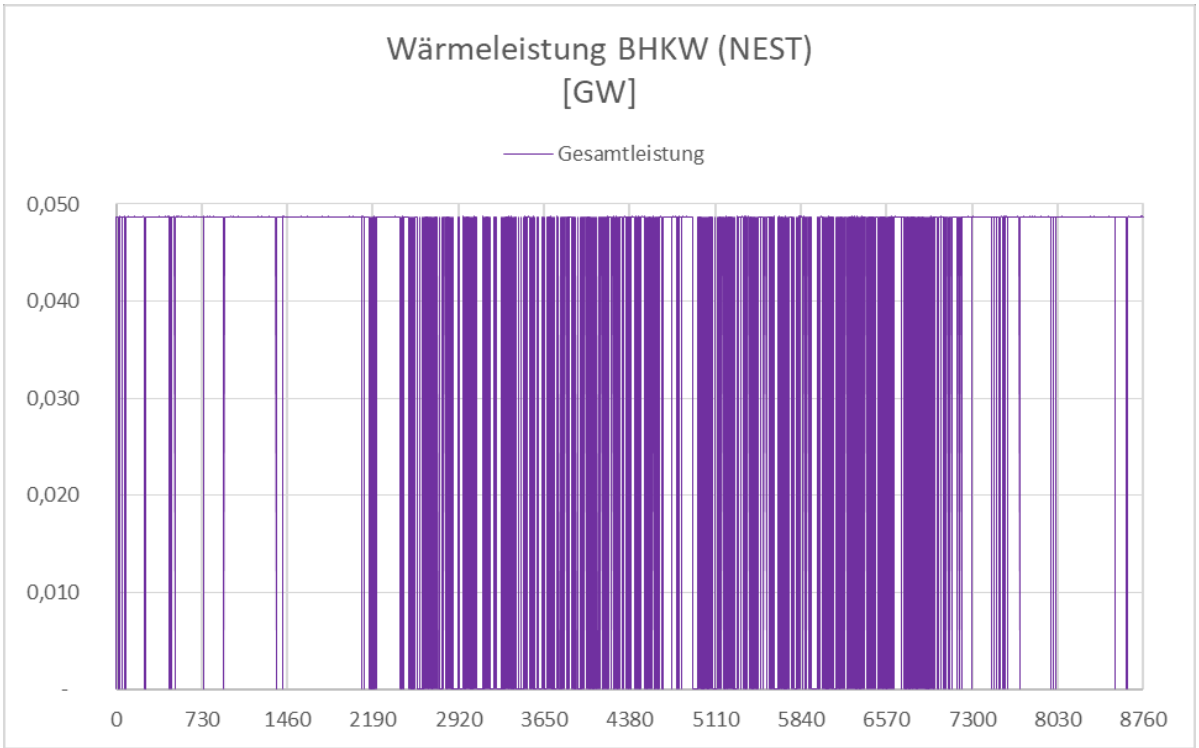


Abbildung F.89: Netz K, Szenario 3, Wärmeleistung im Jahresverlauf

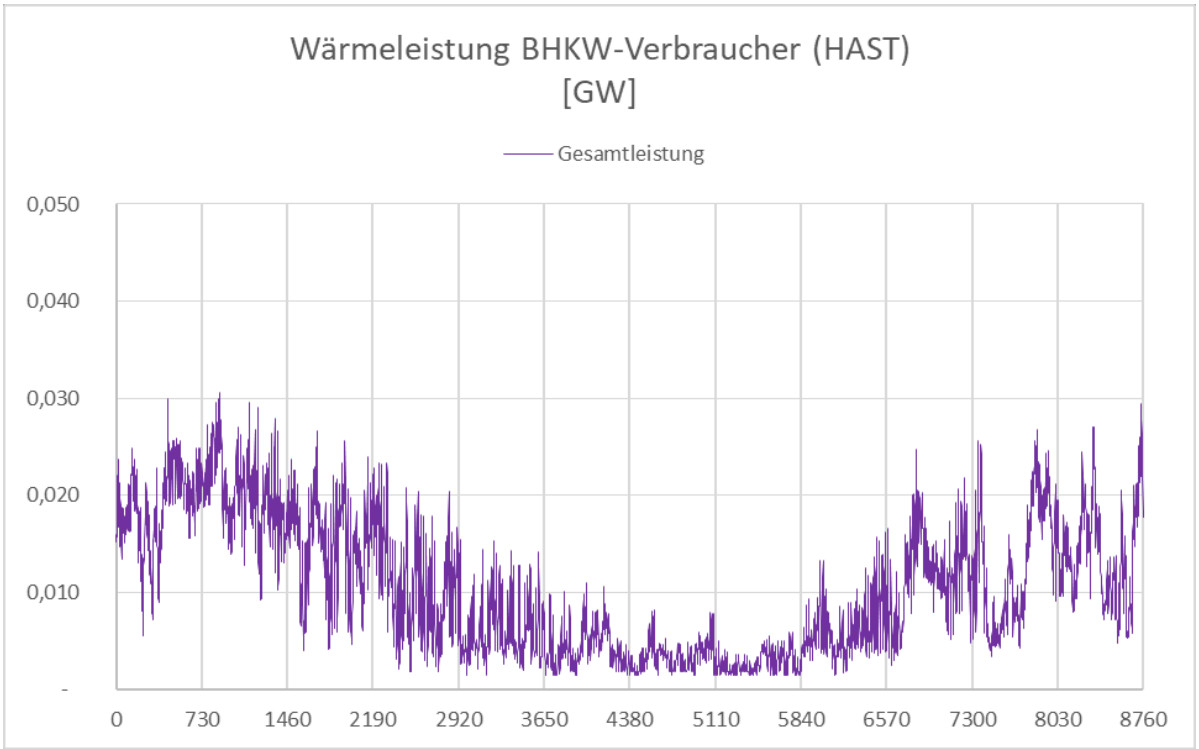


Abbildung F.90: Netz K, Szenario 3, Wärmeverbrauch an den BHKWs im Jahresverlauf

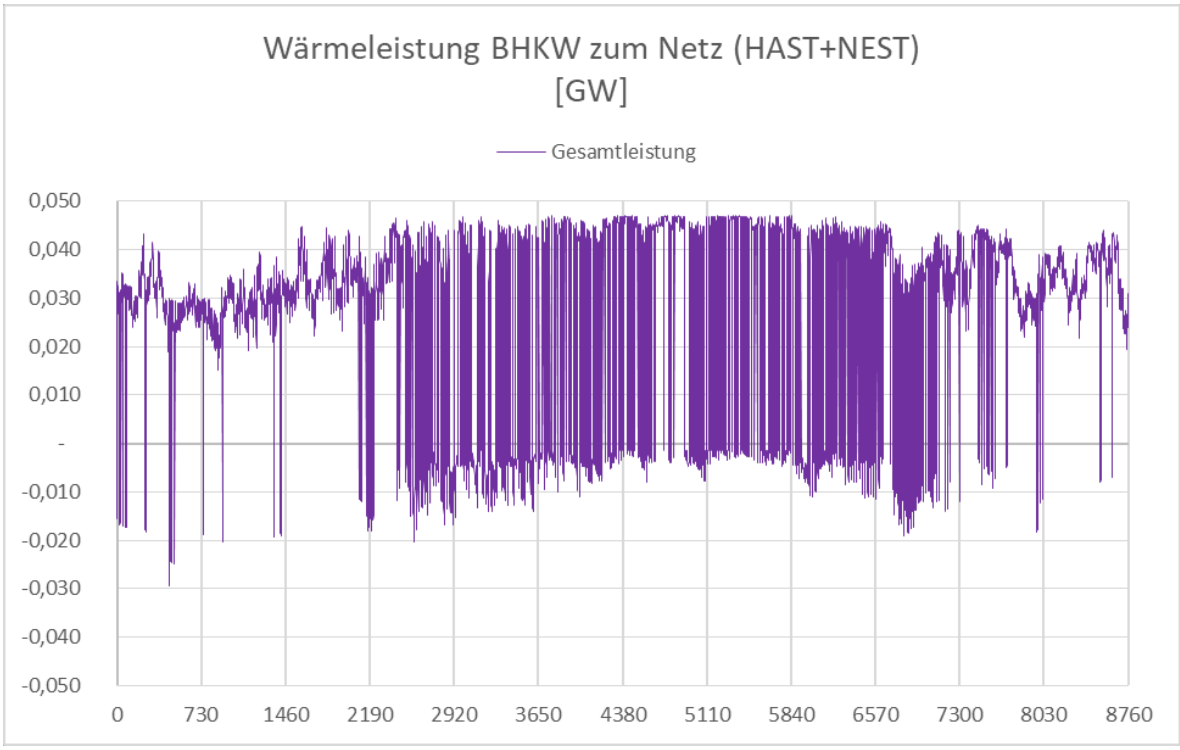


Abbildung F.91: Netz K, Szenario 3, BHKW-Leistung insgesamt im Jahresverlauf. Der HAST-Anteil (negativ, Verbrauch) wird als Eigenbedarf behandelt, die Differenz zur NEST (positiv) ist die Wärmelieferung an das Netz. Die Überschüsse über die Überströmventile sind ebenfalls enthalten.

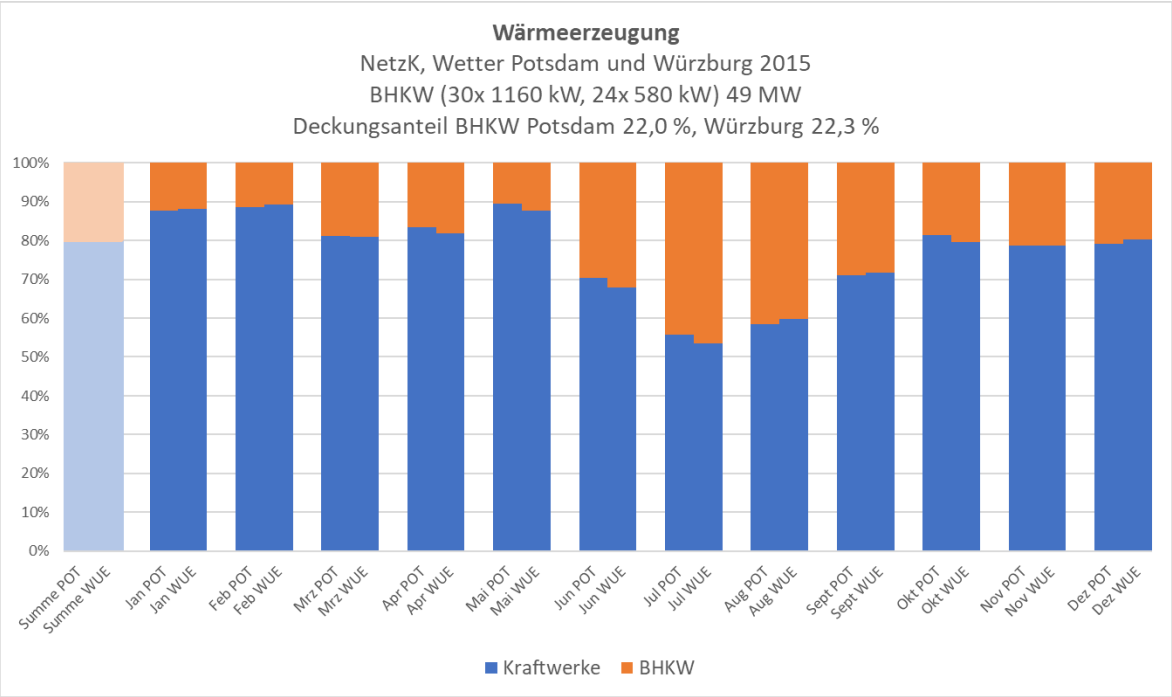


Abbildung F.92: Netz K, Szenario 3, dezentraler Deckungsanteil

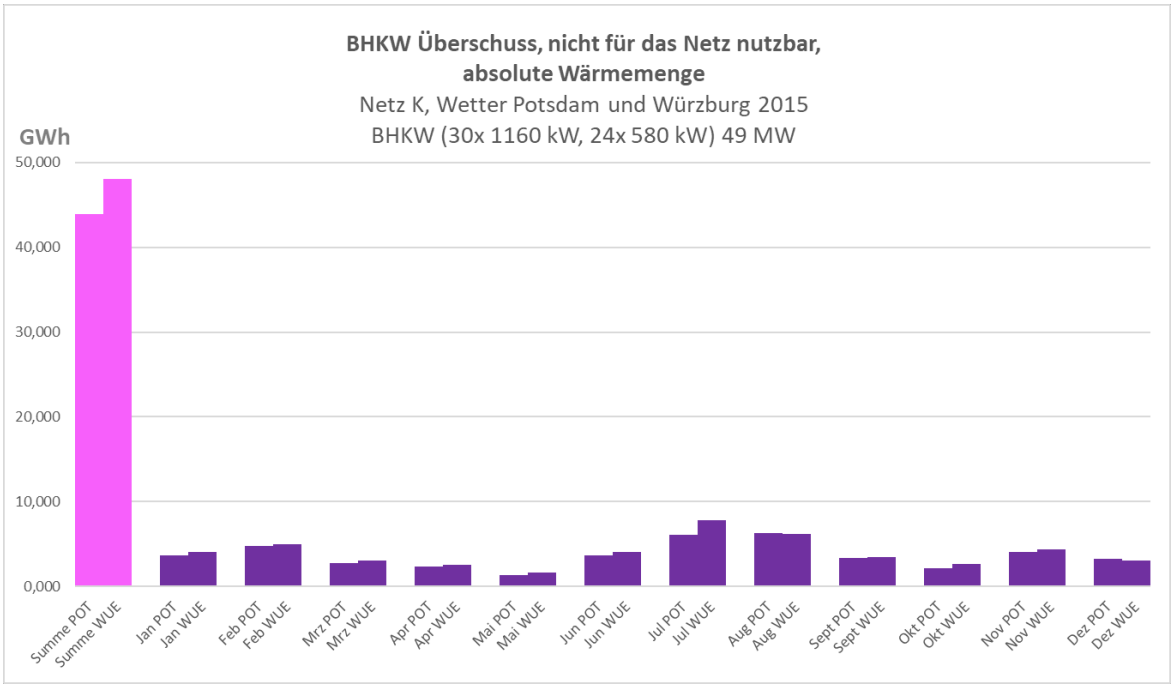


Abbildung F.93: Netz K, Szenario 3, dezentraler Überschuss, absolut

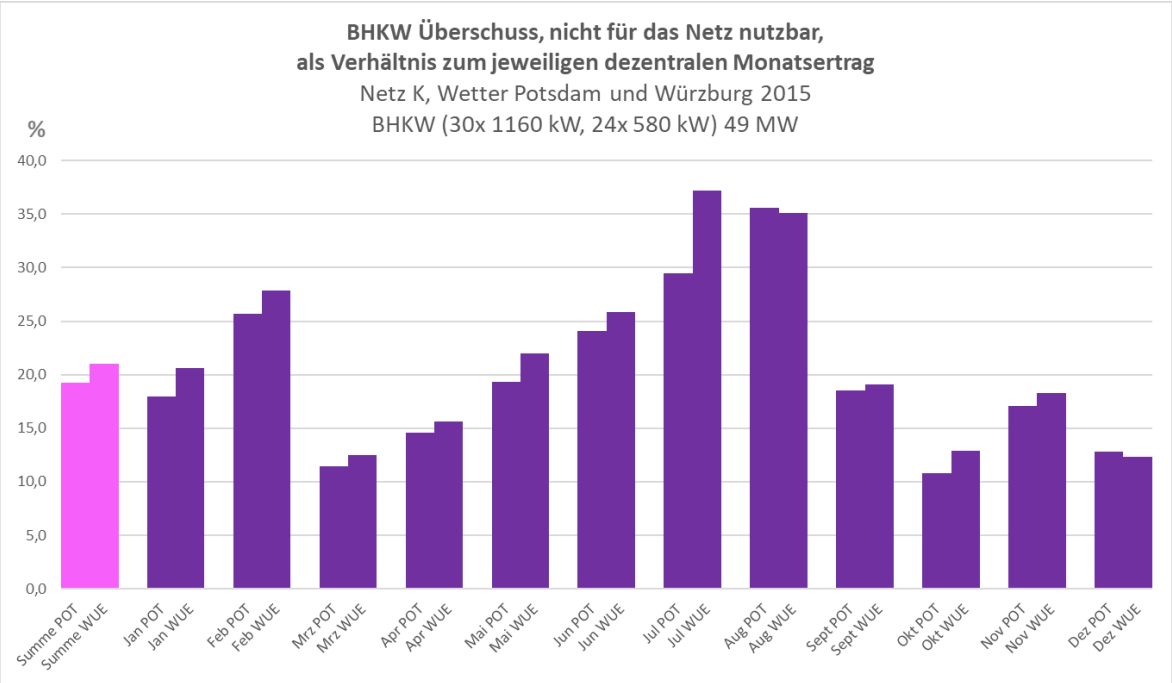


Abbildung F.94: Netz K, Szenario 3, dezentraler Überschuss, relativ

F.3.4.2 Szenario 3.1

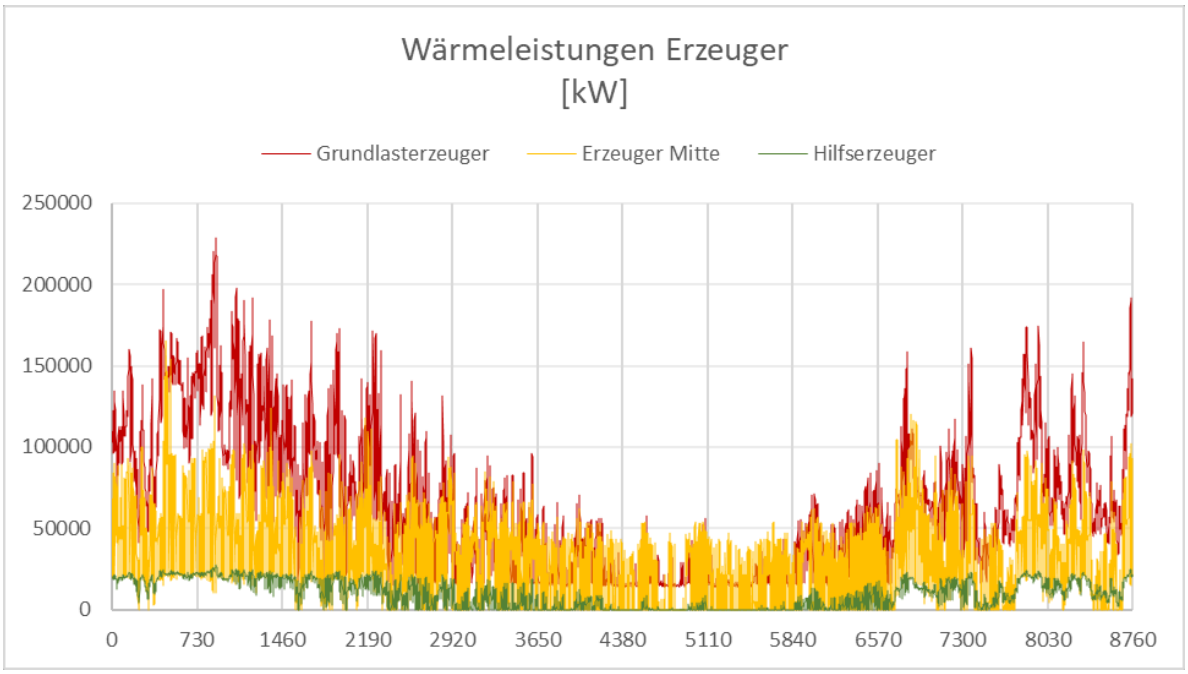


Abbildung F.95: Netz K, Szenario 3.1, Erzeugerleistungen im Jahresverlauf

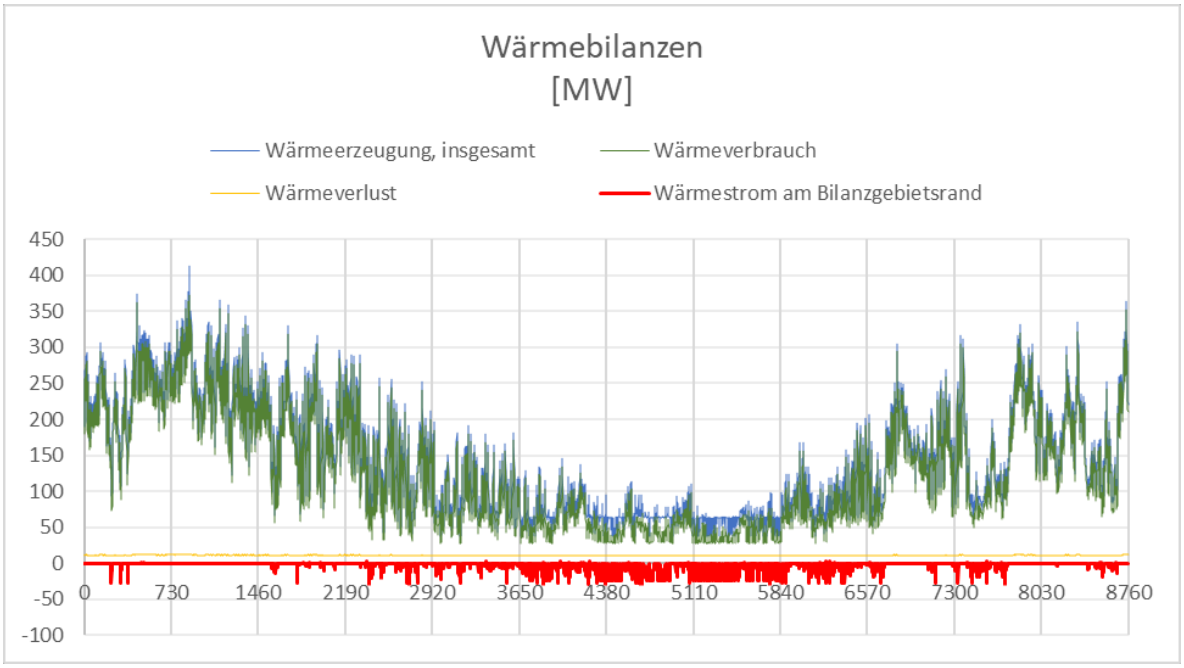


Abbildung F.96: Netz K, Szenario 3.1, Wärmebilanzen im Jahresverlauf

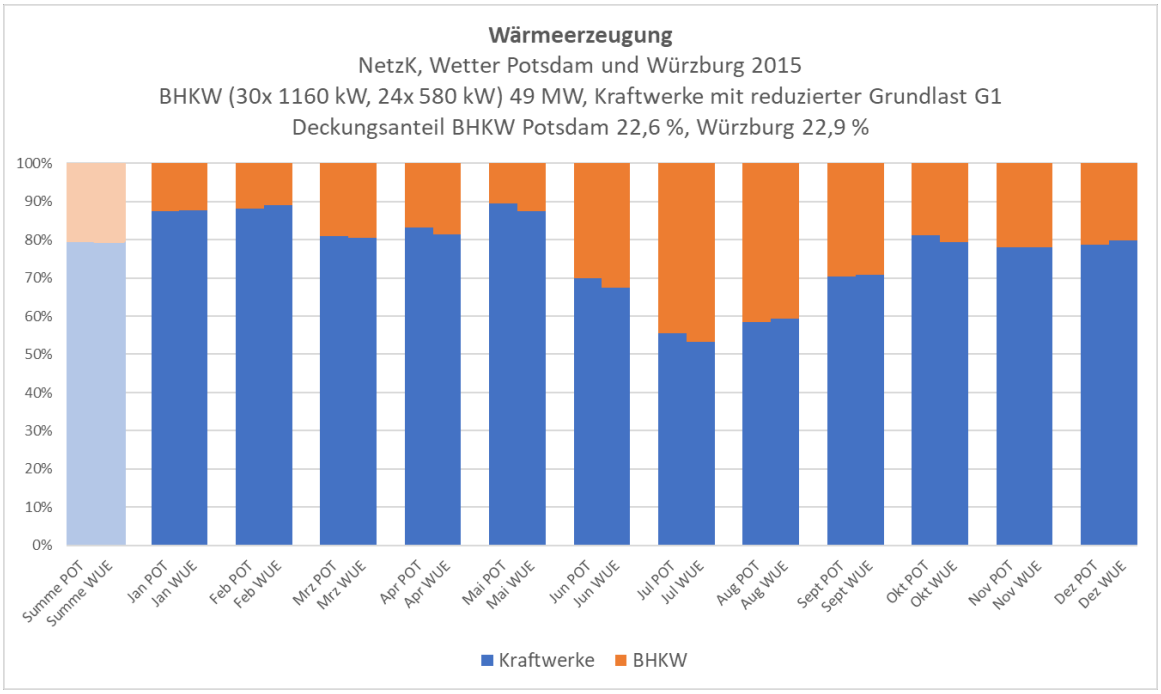


Abbildung F.97: Netz K, Szenario 3.1, dezentraler Deckungsanteil

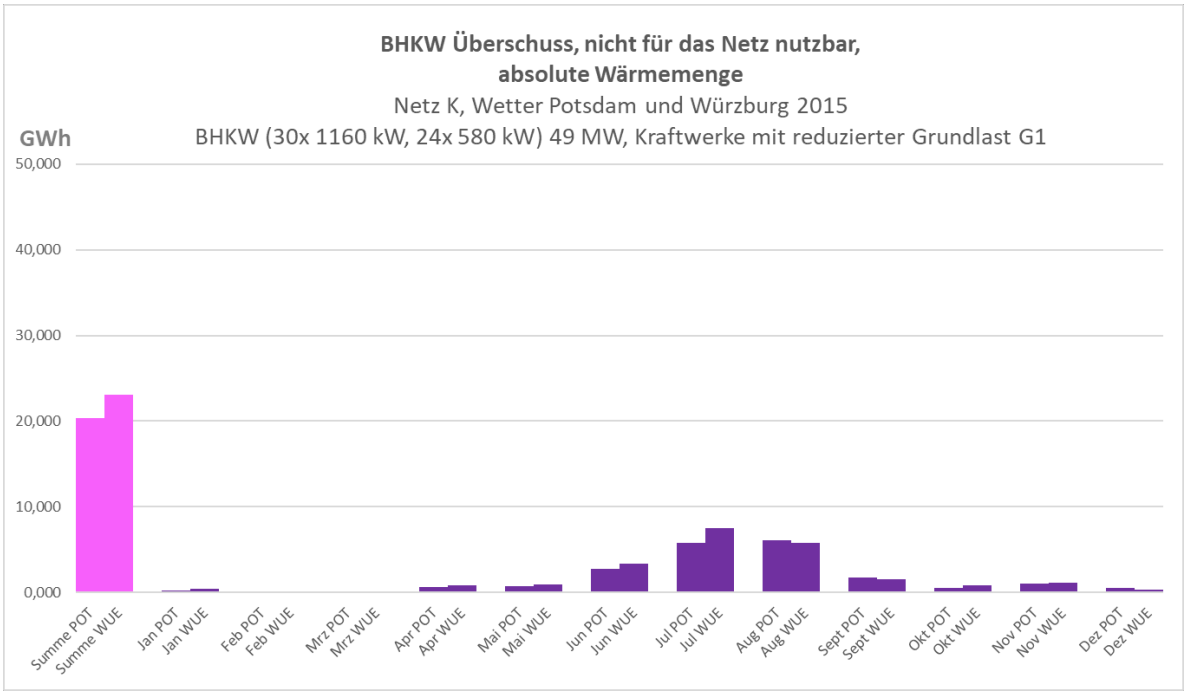


Abbildung F.98: Netz K, Szenario 3.1, dezentraler Überschuss, absolut

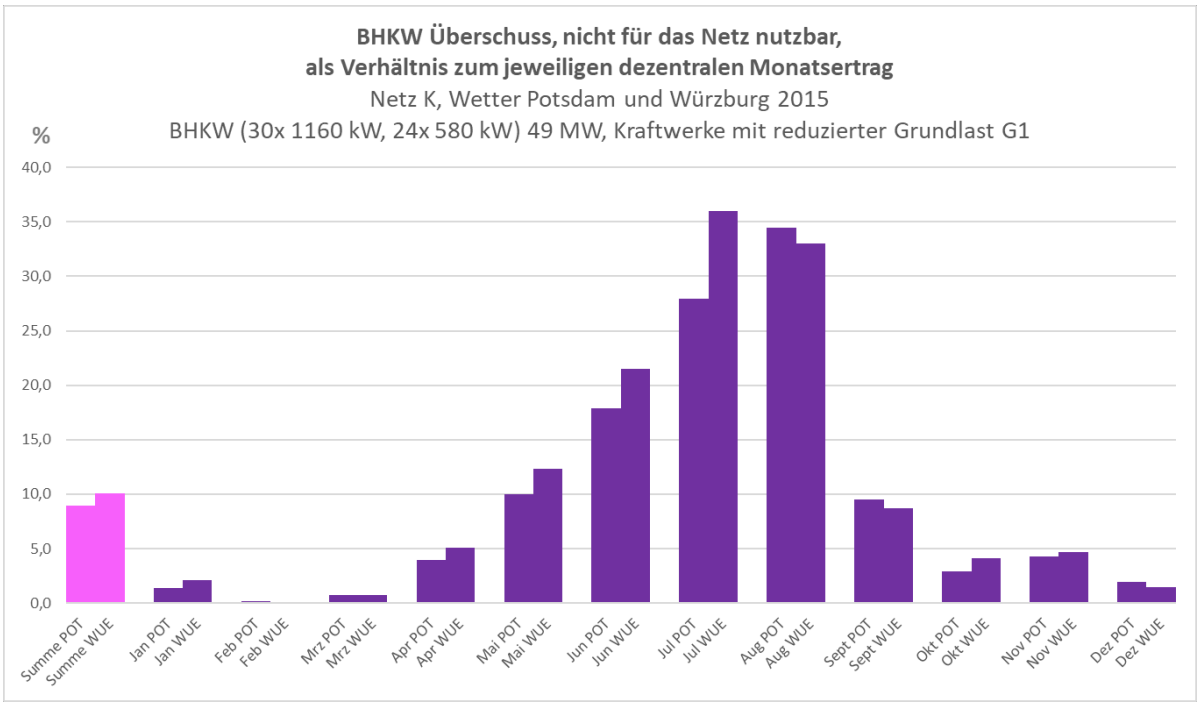


Abbildung F.99: Netz K, Szenario 3.1, dezentraler Überschuss, relativ

F.3.4.3 Szenario 3.2

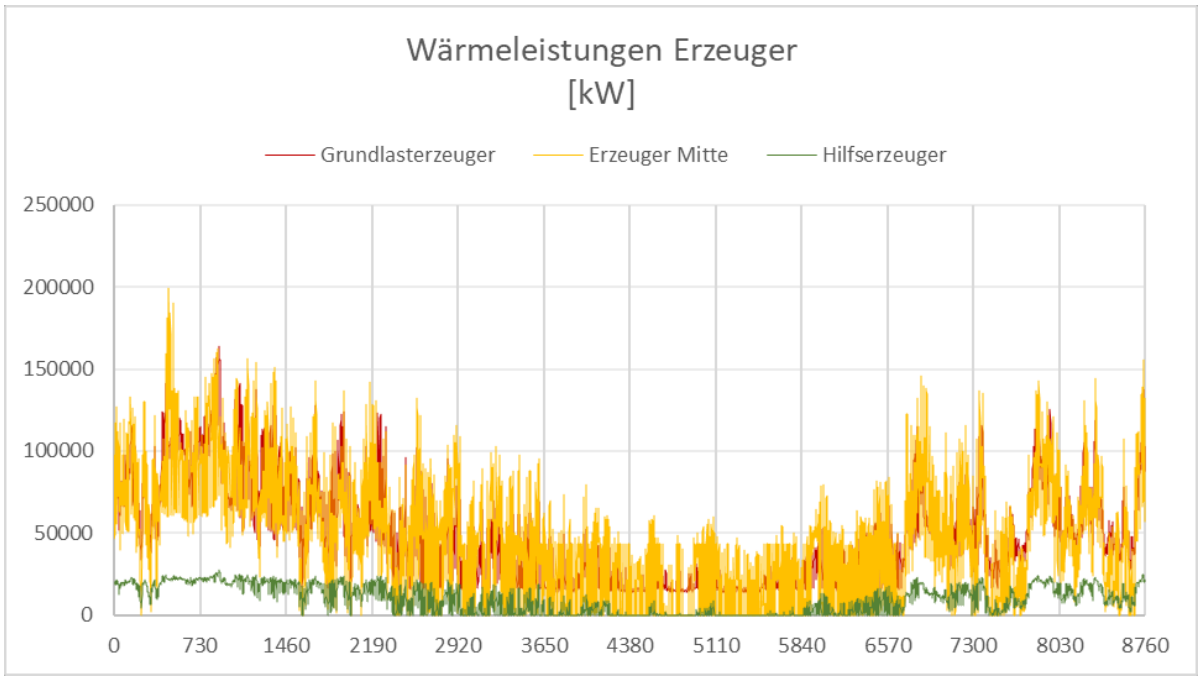


Abbildung F.100: Netz K, Szenario 3.2, Erzeugerleistungen im Jahresverlauf

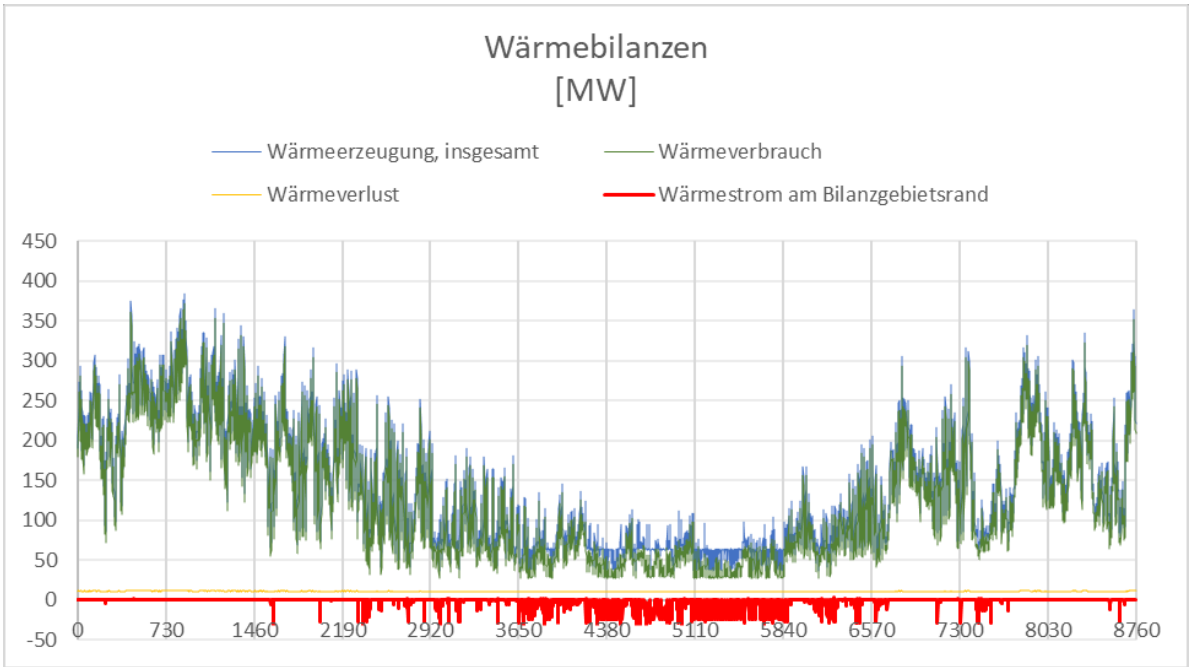


Abbildung F.101: Netz K, Szenario 3.2, Wärmebilanzen im Jahresverlauf

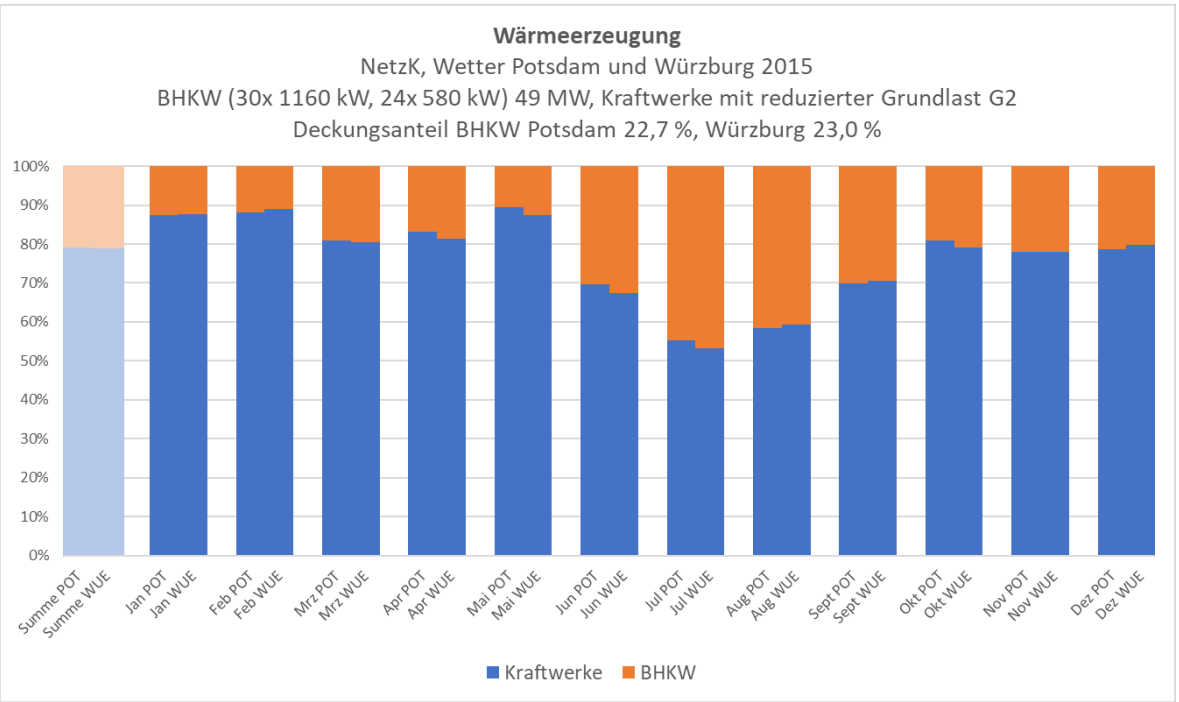


Abbildung F.102: Netz K, Szenario 3.2, dezentraler Deckungsanteil

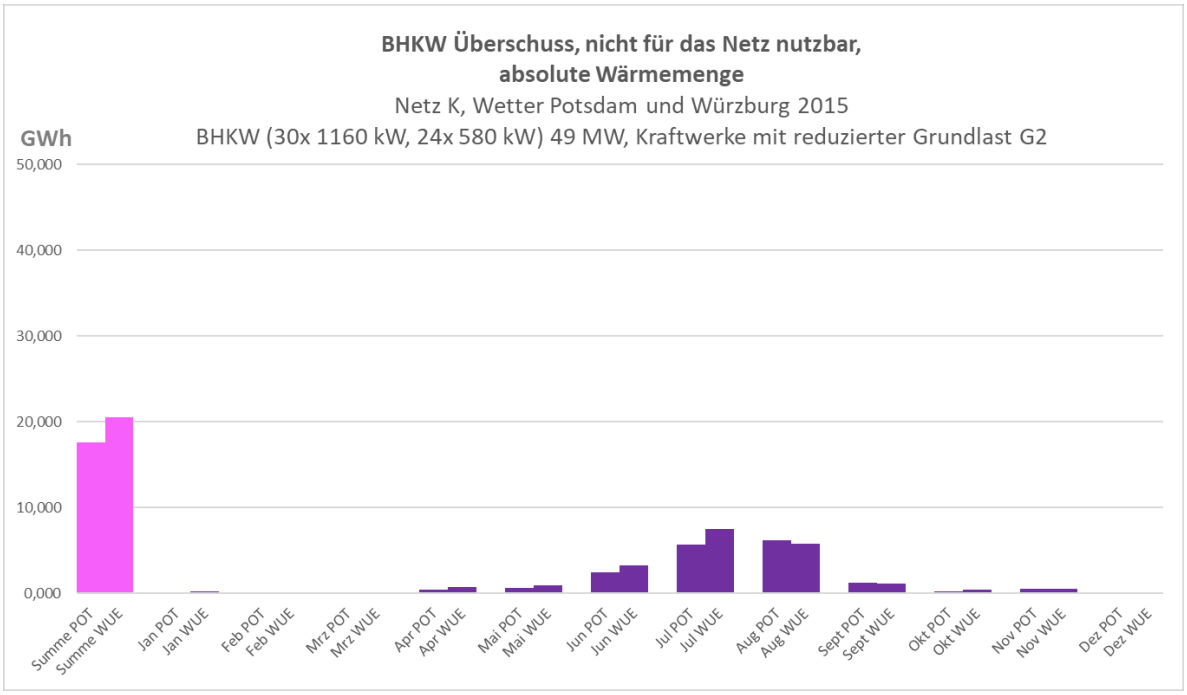


Abbildung F.103: Netz K, Szenario 3.2, dezentraler Überschuss, absolut

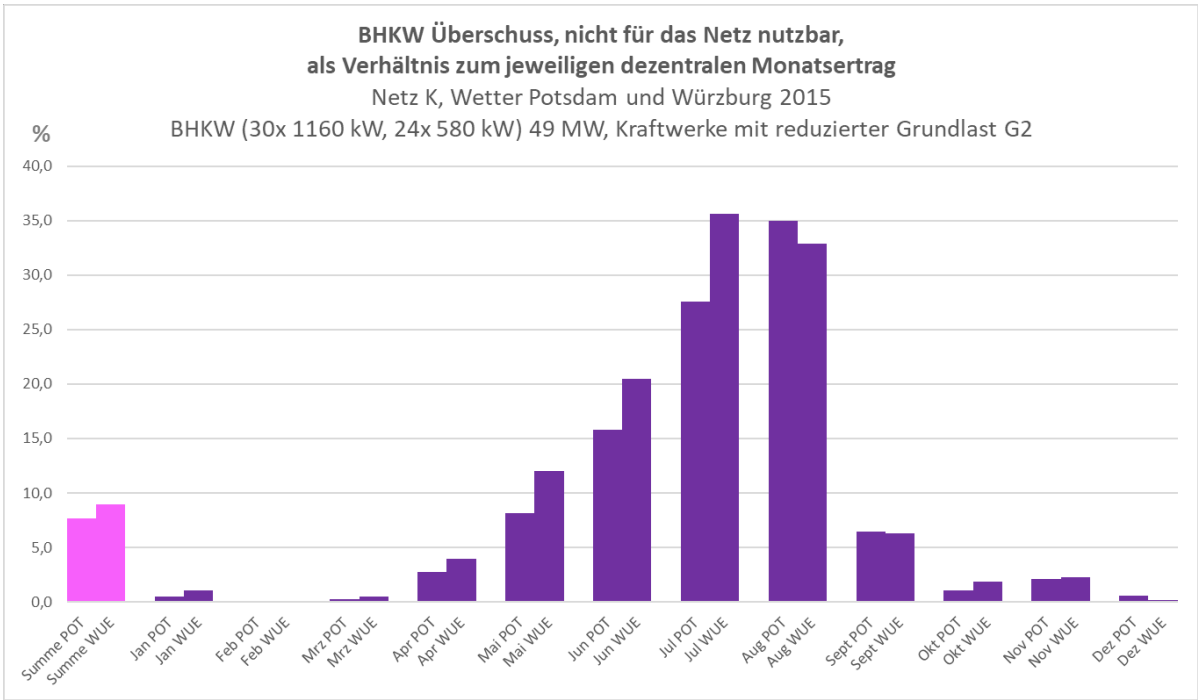


Abbildung F.104: Netz K, Szenario 3.2, dezentraler Überschuss, relativ

F.3.5 Detaillierungsgrad des Lastgangs

F.3.5.1 Mittlere und kleine Solaranlagen, Szenario 2.1

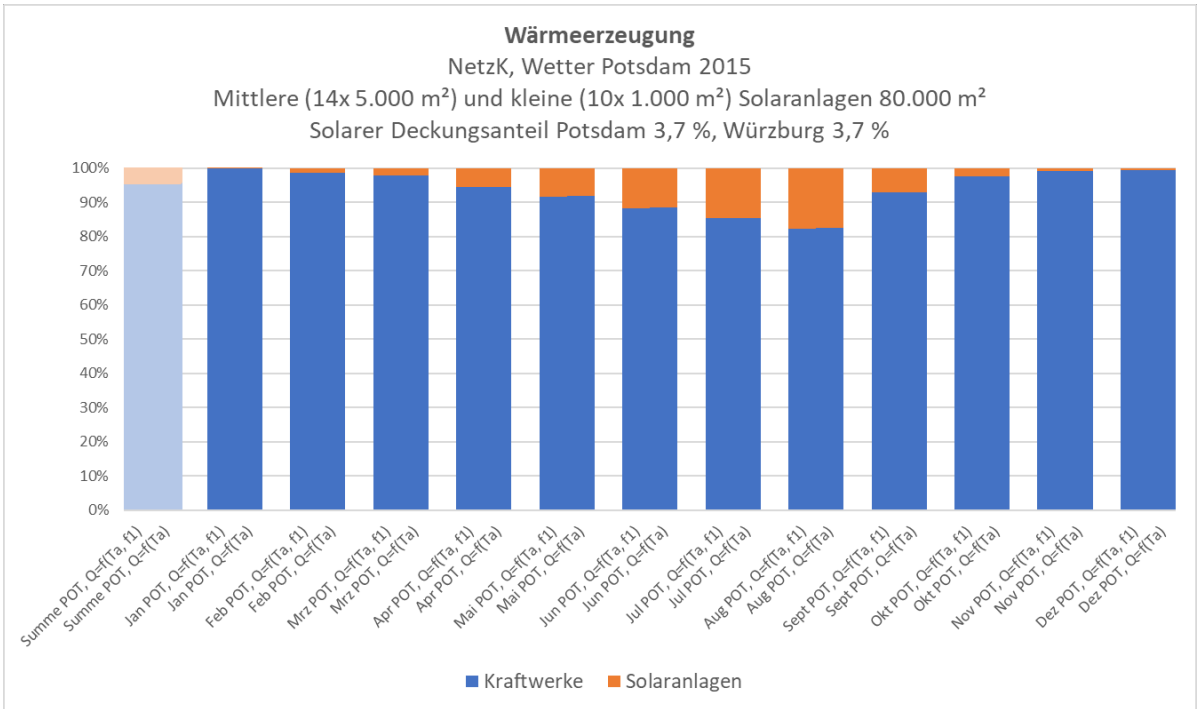


Abbildung F.105: Netz K, Vergleich Szenario 2 (jeweils linke Säule) zu 2.1 (jeweils rechte Säule), solarer Deckungsanteil

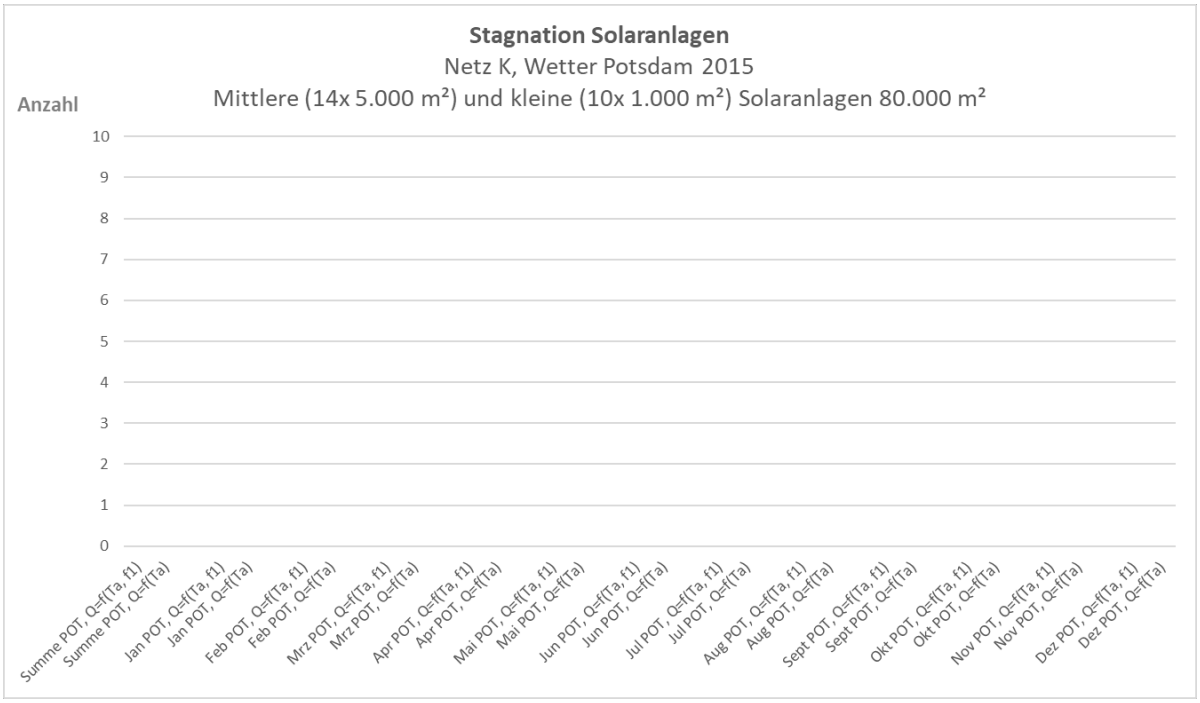


Abbildung F.106: Netz K, Vergleich Szenario 2 (jeweils linke Säule) zu 2.1 (jeweils rechte Säule), Anzahl Stagnationen (In diesem Fall keine)

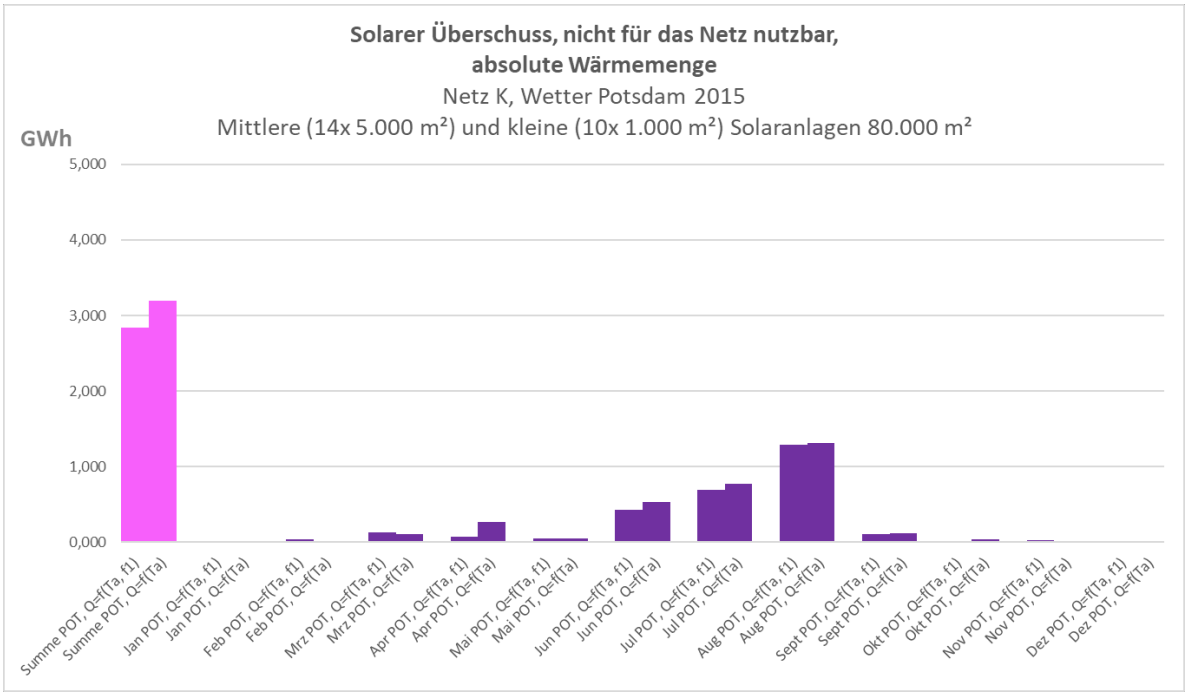


Abbildung F.107: Netz K, Vergleich Szenario 2 (jeweils linke Säule) zu 2.1 (jeweils rechte Säule), dezentraler Überschuss, absolut

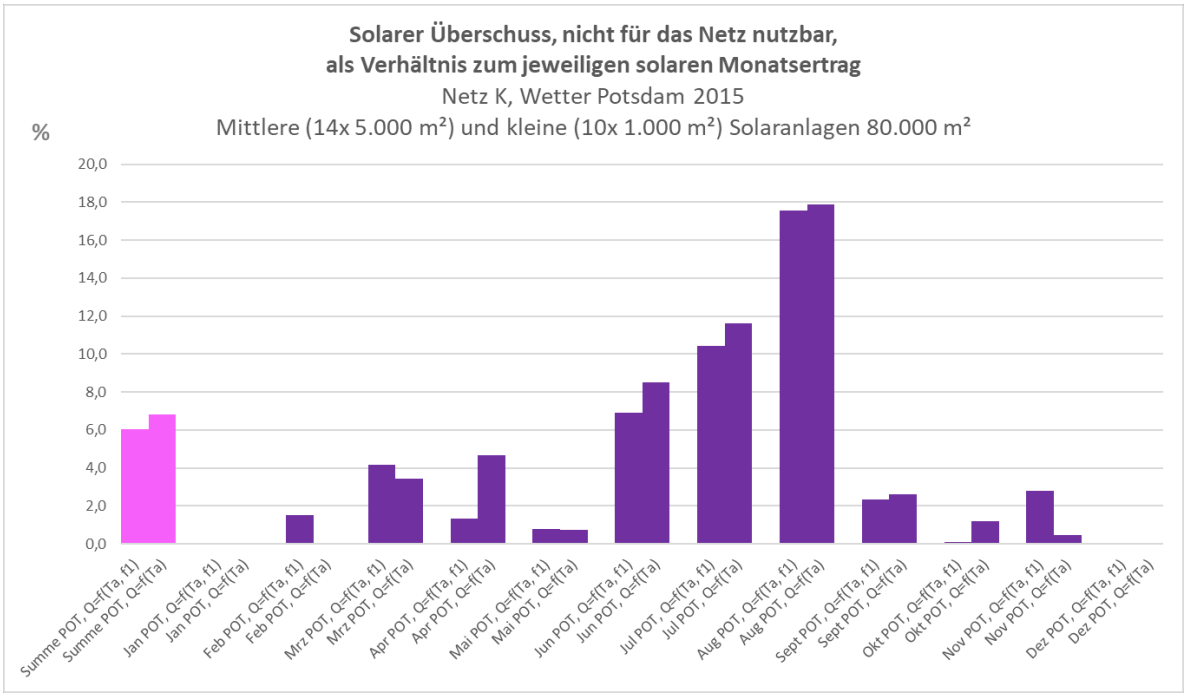


Abbildung F.108: Netz K, Vergleich Szenario 2 (jeweils linke Säule) zu 2.1 (jeweils rechte Säule), dezentraler Überschuss, relativ

F.3.5.2 Mittlere und kleine BHKW

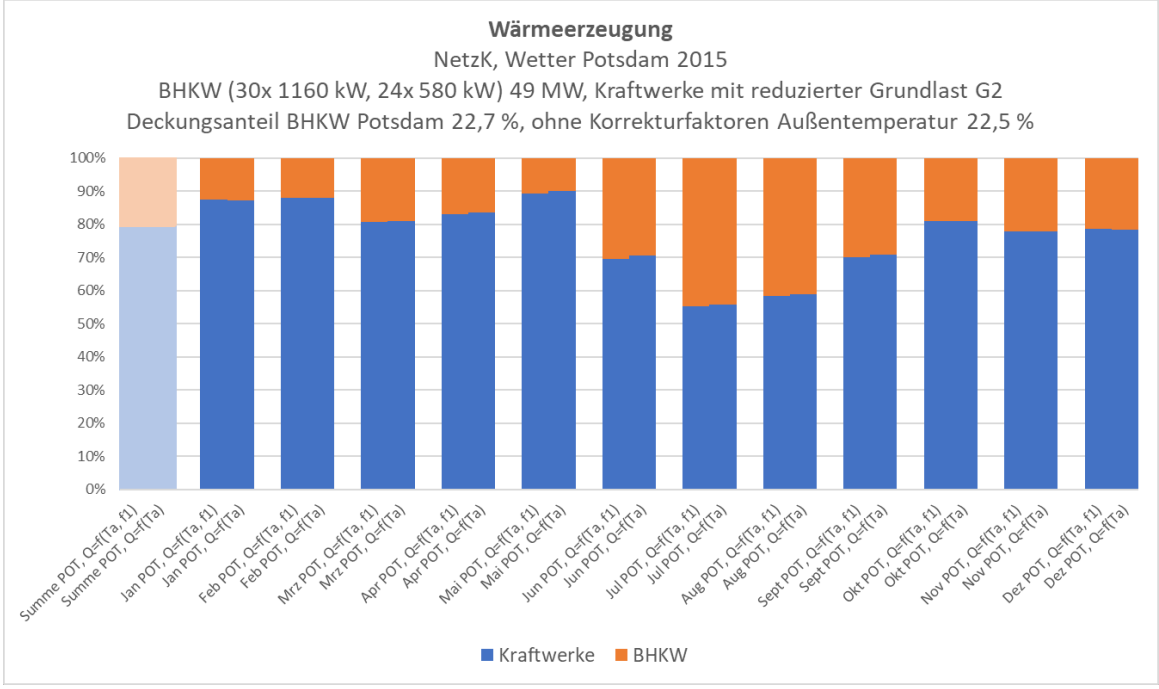


Abbildung F.109: Netz K, Ergebnisvergleich Szenario 3 (jeweils linke Säule) zu Szenario 3.2, dezentraler Deckungsanteil

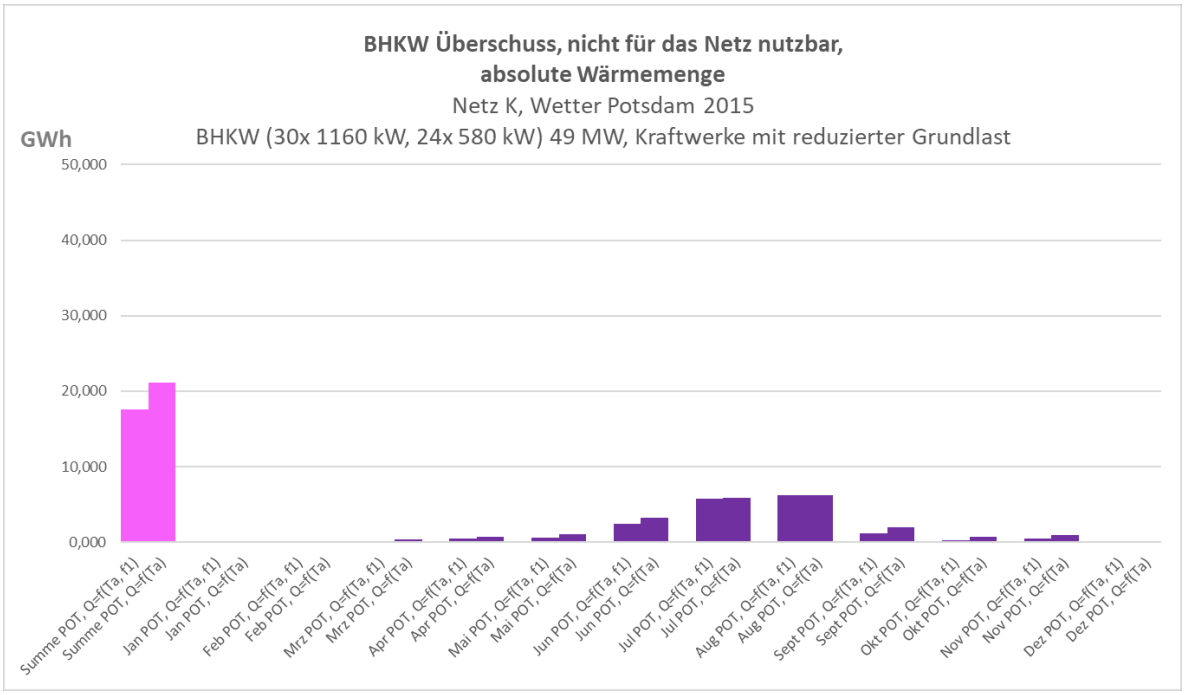


Abbildung F.110: Netz K, Ergebnisvergleich Szenario 3.2.1 (jeweils linke Säule) zu Szenario 3.2, Überschuss, absolut

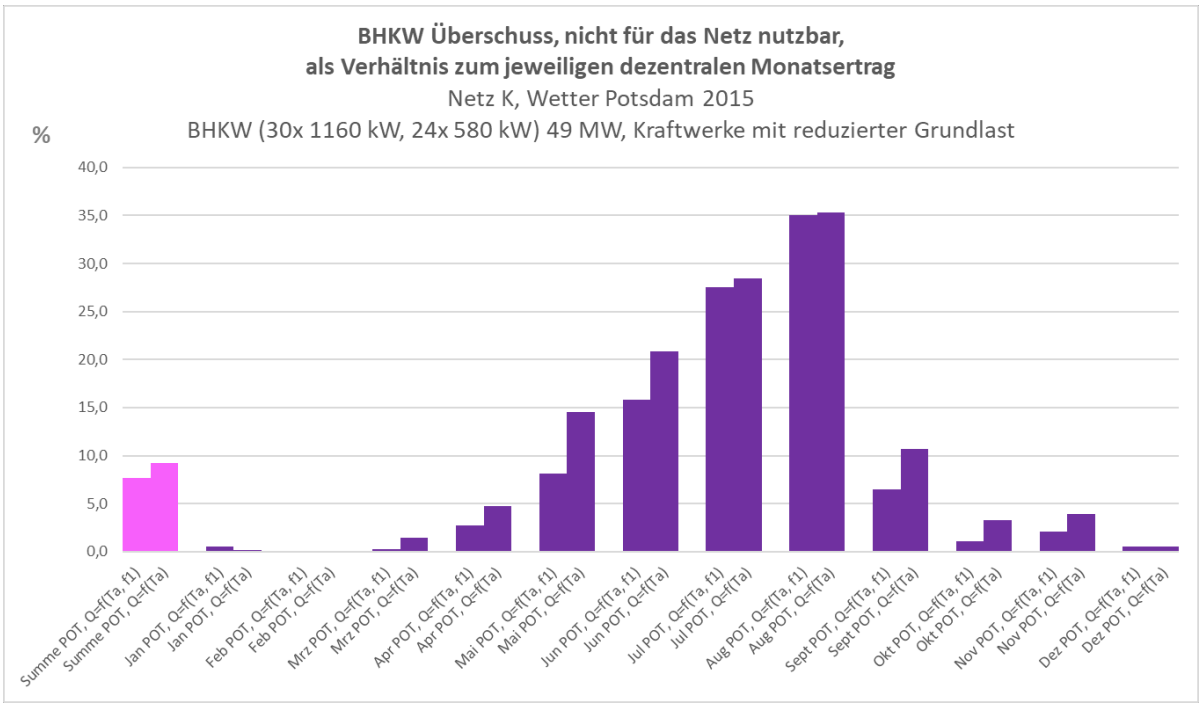


Abbildung F.111: Netz K, Ergebnisvergleich Szenario 3.2.1 (jeweils linke Säule) zu Szenario 3.2, Überschuss, relativ

Anhang G - Jahresmittlere Effekte auf Ressourcenverbrauch und Treibhausgasemissionen

Autor: Dr. Andrej Jentsch (AGFW)

G.1 Berechnungsvorschriften für die Berechnung der Primärenergieverbräuche (nicht erneuerbar)

Die Primärenergieverbräuche in den Tabellen in Anhang G.2 wurden gemäß AGFW FW 309-1 [AGFW309] berechnet. Zur Brennstoffaufteilung wird dabei die Stromgutschriftmethode verwendet. Die Annahmen für die Primärenergiefaktoren sind in Abschnitt G.4.1 aufgeführt. Die Primärenergiefaktoren werden nicht kommentiert, da in einigen Fällen Primärenergieverbräuche von 0 für den zentralen Erzeuger berechnet werden und somit Einsparungen nicht berechnet werden können (Division durch 0).

Da im Folgenden auch die Primärenergieverbrauche für die untersuchten Szenarien präsentiert werden, sind nachfolgend dennoch die verwendeten Formeln für diese Größen aufgeführt:

Erdgas-Heizkessel

Der Primärenergieverbrauch für Wärme aus dem Erdgas-Heizkessel ($PEV_{HK_{EG}}$) ergibt sich aus dem Primärenergiefaktor für das verwendete Erdgas (PEF_{EG}) und der Jahresmenge des Heizwerts des Erdgases (En_{EG}).

$$PEV_{HK_{EG}} = \frac{PEF_{EG}}{\eta_{HK_{EG}}} \cdot En_{EG} \quad \text{(G.1)}$$

Erdgas-KWK

Der Primärenergieverbrauch für Wärme aus dem Erdgas-KWK ($PEV_{th_{KWK_{EG}}}$) ergibt sich aus dem Primärenergiefaktor für das verwendete Erdgas (PEF_{EG}) und der Jahresmenge des Heizwerts des Erdgases (En_{EG}) sowie aus dem Primärenergiefaktor des elektrischen Verdrängungsmixes (PEF_{VM}) und der elektrischen Jahresarbeit der KWK-Anlage ($W_{el_{KWK}}$).

$$PEV_{th_{KWK_{EG}}} = PEF_{EG} \cdot En_{EG} - PEF_{VM} \cdot W_{el_{KWK}} \quad \text{(G.2)}$$

Solarthermie

Der Primärenergieverbrauch für solare Wärme (PEV_{ST}) ergibt sich aus dem Primärenergiefaktor für die Solarthermie (PEF_{ST}) und der Jahresmenge der solaren Wärme (En_{ST}).

$$PEV_{ST} = PEF_{ST} \cdot En_{ST} \quad \text{(G.3)}$$

Hilfsstrom

Der Primärenergieverbrauch für den Hilfsstrom ergibt sich aus dem Primärenergiefaktor für den verwendeten Strom (PEF_{el}) und der Jahresmenge des verbrauchten Hilfsstroms.

$$PEV_{HS} = PEF_{el} \cdot En_{HS} \quad \text{(G.4)}$$

G.2 Detailergebnisse der Untersuchung jahresmittlerer Effekte inklusive Primärenergieverbräuchen

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Untersuchung jahresmittlerer Effekte detailliert dargestellt. Dabei werden auch die Ergebnisse für die Bewertung des Primärenergieverbrauchs (nicht erneuerbar) auf Basis der Stromgutschriftmethode [AGFW309] präsentiert.

G.2.1 **Netz G**

Tabelle G.1: Relative und absolute Einsparungen in Netz G durch Einbindung von 5 x 100 m² Solarthermie.

					Einsparungen			
Szenario	**Referenz**	**Versorgungs-system**		**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**Primärenergie-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
					MWh/a	**MWh/a**	**MWh/a**	**$t_{CO2äq}$/a**
2.1	**0.1**	**Erdgas-HK & GKW-Strom**	**absolut**	5,2 %	335	374	270	63
			relativ		4,1 %	4,5 %	4,6 %	4,1 %
2.2	**0.2**	**Erdgas-BHKW & GKW-Strom**	**absolut**		44	84	23	12
			relativ		1,8 %	3,5 %	2,5 %	2,4 %
2.3	**0.3**	**Erdgas-HK & Echter Ökostrom**	**absolut**		343	387	283	68
			relativ		4,2 %	4,8 %	5,0 %	4,7 %
2.4	**0.4**	**Erdgas-BHKW & Echter Ökostrom**	**absolut**		52	96	36	17
			relativ		2,3 %	4,4 %	5,0 %	4,1 %

Tabelle G.2: Ergebnisse der Bewertung jahresmittlerer Effekte in absoluten Zahlen für Netz G.

Szenario	Versorgungs-system	Energieerzeugung inkl. Netzverluste	Ressourcen-verbrauch (gesamt)	Ressourcen-verbrauch (fossil)	Primärenergie-verbrauch (fossil)	THG-Emissionen
		MWh/a	**MWh/a**	**MWh/a**	**MWh/a**	**$t_{CO2äq}$/a**
0.1	**Erdgas-HK & GKW-Strom**	5262	8252	8252	5920	1525
2.1	**Szenario 0.1 plus 5 x 100 m² Solarthermie**	5280	7918	7878	5650	1463
0.2	**Erdgas-BHKW & GKW-Strom**	5262	2393	2393	939	506
2.2	**Szenario 0.2 plus 5 x 100 m² Solarthermie**	5280	2349	2309	916	494
0.3	**Erdgas-HK & Echter Ökostrom**	5262	8114	8036	5702	1437
2.3	**Szenario 0.3 plus 5 x 100 m² Solarthermie**	5280	7771	7650	5420	1369
0.4	**Erdgas-BHKW & Echter Ökostrom**	5262	2254	2177	721	417
2.4	**Szenario 0.4 plus 5 x 100 m² Solarthermie**	5280	2202	2081	685	400

G.2.2 **Netz B**

Tabelle G.3: Relative und absolute Einsparungen in Netz B durch Einbindung von 1 x 27.000 m² Solarthermie

					Einsparungen			
Szenario	**Referenz**	**Versorgungs-system**		**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**Primärenergie-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
					GWh/a	**GWh/a**	**GWh/a**	**$kt_{CO2äq}$/a**
1.1	**0.1**	**Erdgas-HK & GKW-Strom**	**absolut**	8,9 %	16,6	19,0	13,9	3,3
			relativ		7,2 %	8,3 %	8,4 %	7,8 %
1.2	**0.2**	**Erdgas-GuD & GKW-Strom**	**absolut**		2,4	4,9	-0,1	0,9
			relativ		3,5 %	7,1 %	-1,2 %	5,9 %
1.3	**0.3**	**Erdgas-HK & Echter Ökostrom**	**absolut**		16,6	19,1	13,9	3,3
			relativ		7,4 %	8,6 %	8,8 %	8,4 %
1.4	**0.4**	**Erdgas-GuD & Echter Ökostrom**	**absolut**		2,5	5,0	0,0	0,9
			relativ		3,8 %	8,0 %	#DIV/0!	7,4 %

Tabelle G.4: Relative und absolute Einsparungen in Netz B durch Einbindung von 2 x 5000 m² + 12 x 1000 m² + 10 x 500 m² Solaranlagen

					Einsparungen			
Szenario	**Referenz**	**Versorgungs-system**		**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**Primärenergie-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
					GWh/a	**GWh/a**	**GWh/a**	**$kt_{CO2äq}$/a**
2.1	**0.1**	**Erdgas-HK & GKW-Strom**	**absolut**	8,7 %	15,6	18,0	13,0	3,0
			relativ		6,8 %	7,9 %	7,9 %	7,1 %
2.2	**0.2**	**Erdgas-GuD & GKW-Strom**	**absolut**		1,8	4,3	-0,6	0,6
			relativ		2,6 %	6,2 %	-9,5 %	4,4 %
2.3	**0.3**	**Erdgas-HK & Echter Ökostrom**	**absolut**		15,9	18,6	13,6	3,2
			relativ		7,1 %	8,3 %	8,6 %	8,1 %
2.4	**0.4**	**Erdgas-GuD & Echter Ökostrom**	**absolut**		2,2	4,8	0,0	0,9
			relativ		3,4%	7,7%	#DIV/0!	7,2%

Tabelle G.5: Relative und absolute Einsparungen in Netz B durch Einbindung von 10 x 290 kW_{th} BHKW

					Einsparungen			
Szenario	**Referenz**	**Versorgungs-system**		**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**Primärenergie-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
					GWh/a	**GWh/a**	**GWh/a**	**$kt_{CO2äq}$/a**
3.1	**0.1**	**Erdgas-HK & GKW-Strom**	**absolut**	11,5 %	17,2	17,2	16,3	3,0
			relativ		7,5 %	7,5 %	9,9 %	7,2 %
3.2	**0.2**	**Erdgas-GuD & GKW-Strom**	**absolut**		-1,3	-1,3	-2,0	-0,2
			relativ		-1,9 %	-1,9 %	-32,8 %	-1,3 %
3.3	**0.3**	**Erdgas-HK & Echter Ökostrom**	**absolut**		17,0	16,9	15,9	2,9
			relativ		7,5 %	7,6 %	10,1 %	7,3 %
3.4	**0.4**	**Erdgas-GuD & Echter Ökostrom**	**absolut**		-1,5	-1,6	-2,3	-0,3
			relativ		-2,3 %	-2,6 %	#DIV/0!	-2,6 %

Tabelle G.6: Ergebnisse der Bewertung jahresmittlerer Effekte der Einbindung dezentraler volatiler Erzeuger in Netz B mit Erdgas-Heizkesseln als zentrale Erzeuger und Strom aus Steinkohle-Kraftwerken

Szenario	**Versorgungs-system**	**Energieerzeugung inkl. Netzverluste**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**Primärenergie-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
		GWh/a	**GWh/a**	**GWh/a**	**GWh/a**	**$kt_{CO2äq}$/a**
0.1	**Erdgas-HK & GKW-Strom**	146,1	229,1	229,1	164,3	42,3
1.1	**Szenario 0.1 plus 1 x 27.000 m² Solarthermie**	146,1	212,5	210,0	150,5	39,0
2.1	**Szenario 0.1 plus 2 x 5000 m² + 12 x 1000 m² + 10 x 500 m² Solaranlagen**	146,4	213,5	211,1	151,4	39,3
3.1	**Szenario 0.1 plus 10 x 290 kW_{th} BHKW**	146,0	211,9	211,9	148,1	39,3

Tabelle G.7: Ergebnisse der Bewertung jahresmittlerer Effekte der Einbindung dezentraler volatiler Erzeuger in Netz B mit Erdgas-GuD-Heizkraftwerken als zentrale Erzeuger und Strom aus Steinkohle-Kraftwerken in absoluten Zahlen

Szenario	Versorgungs-system	Energieerzeugung inkl. Netzverluste	Ressourcen-verbrauch (gesamt)	Ressourcen-verbrauch (fossil)	Primärenergie-verbrauch (fossil)	THG-Emissionen
		GWh/a	**GWh/a**	**GWh/a**	**GWh/a**	**$kt_{CO2äq}$/a**
0.2	**Erdgas-GuD & GKW-Strom**	146,1	68,7	68,7	6,0	14,5
1.2	**Szenario 0.2 plus 1 x 27.000 m² Solarthermie**	146,1	66,2	63,8	6,1	13,6
2.2	**Szenario 0.2 plus 2 x 5000 m² + 12 x 1000 m² + 10 x 500 m² Solaranlagen**	146,4	66,9	64,4	6,6	13,8
3.2	**Szenario 0.2 plus 10 x 290 kW_{th} BHKW**	146,0	70,0	70,0	8,0	14,6

Tabelle G.8: Ergebnisse der Bewertung jahresmittlerer Effekte der Einbindung dezentraler volatiler Erzeuger in Netz B mit Erdgas-Heizkesseln als zentrale Erzeuger und echtem Ökostrom in absoluten Zahlen

Szenario	Versorgungs-system	Energieerzeugung inkl. Netzverluste	Ressourcen-verbrauch (gesamt)	Ressourcen-verbrauch (fossil)	Primärenergie-verbrauch (fossil)	THG-Emissionen
		GWh/a	**GWh/a**	**GWh/a**	**GWh/a**	**$kt_{CO2äq}$/a**
0.3	**Erdgas-HK & Echter Ökostrom**	146,1	225,2	223,1	158,3	39,9
1.3	**Szenario 0.3 plus 1 x 27.000 m² Solarthermie**	146,1	208,6	204,0	144,4	36,5
2.3	**Szenario 0.3 plus 2 x 5000 m² + 12 x 1000 m² + 10 x 500 m² Solaranlagen**	146,4	209,3	204,5	144,7	36,6
3.3	**Szenario 0.3 plus 10 x 290 kW_{th} BHKW**	146,0	208,2	206,2	142,3	37,0

Tabelle G.9: Ergebnisse der Bewertung jahresmittlerer Effekte der Einbindung dezentraler volatiler Erzeuger in Netz B mit Erdgas-GuD-Heizkraftwerken als zentrale Erzeuger und echtem Ökostrom in absoluten Zahlen

Szenario	Versorgungs-system	Energieerzeugung inkl. Netzverluste	Ressourcen-verbrauch (gesamt)	Ressourcen-verbrauch (fossil)	Primärenergie-verbrauch (fossil)	THG-Emissionen
		GWh/a	**GWh/a**	**GWh/a**	**GWh/a**	**$kt_{CO2äq}$/a**
0.4	**Erdgas-GuD & Echter Ökostrom**	146,1	64,8	62,7	0,0	12,0
1.4	**Szenario 0.4 plus 1 x 27.000 m² Solarthermie**	146,1	62,3	57,7	0,0	11,1
2.4	**Szenario 0.4 plus 2 x 5000 m² + 12 x 1000 m² + 10 x 500 m² Solaranlagen**	146,4	62,6	57,8	0,0	11,2
3.4	**Szenario 0.4 plus 10 x 290 kW_{th} BHKW**	146,0	66,3	64,3	2,3	12,3

G.2.3 **Netz K**

Tabelle G.10: Relative und absolute Einsparungen in Netz K durch Einbindung von 1 x 50.000m² am Grundlasterzeuger und 1 x 15.000m² Solarthermie in der Masche nähe Hilfserzeuger

					Einsparungen			
Szenario	**Referenz**	**Versorgungs-system**		**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**Primärenergie-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
					GWh/a	**GWh/a**	**GWh/a**	**$kt_{CO2äq}$/a**
1.1	**0.1**	**Erdgas-HK & GKW-Strom**	**absolut**	8,9 %	47,3	54,6	39,6	9,3
			relativ		2,4 %	2,8 %	2,8 %	2,6 %
1.2	**0.2**	**Erdgas-GuD & GKW-Strom**	**absolut**		6,1	13,4	-1,1	2,1
			relativ		1,1 %	2,3 %	-2,2 %	1,8 %
1.3	**0.3**	**Erdgas-HK & Echter Ökostrom**	**absolut**		48,1	55,7	40,7	9,8
			relativ		2,5 %	3,0 %	3,0 %	2,9 %
1.4	**0.4**	**Erdgas-GuD & Echter Ökostrom**	**absolut**		6,9	14,6	0,0	2,6
			relativ		1,2 %	2,7 %	#DIV/0!	2,5 %

Tabelle G.11: Relative und absolute Einsparungen in Netz K durch Einbindung von 14 x 5.000m² und 10 x 1.000m² Solarthermie

					Einsparungen			
Szenario	**Referenz**	**Versorgungs-system**		**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**Primärenergie-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
					GWh/a	**GWh/a**	**GWh/a**	**$kt_{CO2äq}$/a**
2.1	**0.1**	**Erdgas-HK & GKW-Strom**	**absolut**	3,6 %	57,1	65,7	47,8	11,4
			relativ		2,9 %	3,4 %	3,4 %	3,2 %
2.2	**0.2**	**Erdgas-GuD & GKW-Strom**	**absolut**		8,1	16,7	-0,6	2,8
			relativ		1,4 %	2,9 %	-1,2 %	2,3 %
2.3	**0.3**	**Erdgas-HK & Echter Ökostrom**	**absolut**		57,5	66,3	48,4	11,6
			relativ		3,0 %	3,5 %	3,6 %	3,4 %
2.4	**0.4**	**Erdgas-GuD & Echter Ökostrom**	**absolut**		8,5	17,3	0,0	3,1
			relativ		1,5 %	3,3 %	#DIV/0!	3,0 %

Tabelle G.12: Relative und absolute Einsparungen in Netz K durch Einbindung von 30 x 1160kWth und 24 x 580KWth BHKW

					Einsparungen			
Szenario	**Referenz**	**Versorgungs-system**		**Anteil dezentraler Erzeugung**	**Ressourcen-verbrauch (gesamt)**	**Ressourcen-verbrauch (fossil)**	**Primärenergie-verbrauch (fossil)**	**THG-Emissionen**
					GWh/a	**GWh/a**	**GWh/a**	**$kt_{CO2äq}$/a**
3.1	**0.1**	**Erdgas-HK & GKW-Strom**	**absolut**	24,9 %	331,9	331,9	311,8	60,3
			relativ		17,1 %	17,1 %	22,4 %	16,8 %
3.2	**0.2**	**Erdgas-GuD & GKW-Strom**	**absolut**		-12,1	-12,1	-28,1	0,6
			relativ		-2,1 %	-2,1 %	-55,6 %	0,5 %
3.3	**0.3**	**Erdgas-HK & Echter Ökostrom**	**absolut**		323,1	318,2	298,0	54,7
			relativ		16,9 %	16,8 %	22,2 %	16,2 %
3.4	**0.4**	**Erdgas-GuD-HKW & Echter Ökostrom**	**absolut**		-20,9	-25,9	-41,9	-5,0
			relativ		-3,8 %	-4,9 %	#DIV/0!	-4,9 %

Tabelle G.13: Ergebnisse der Bewertung jahresmittlerer Effekte der Einbindung dezentraler volatiler Erzeuger in Netz K mit Erdgas-Heizkesseln als zentrale Erzeuger und Strom aus Steinkohle-Kraftwerken

Szenario	Versorgungs-system	Energiebedarf inkl. Netzverluste	Ressourcen-verbrauch (gesamt)	Ressourcen-verbrauch (fossil)	Primärenergie-verbrauch (fossil)	THG-Emissionen
		GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	$kt_{CO2äq}/a$
0.1	**Erdgas-HK & GKW-Strom**	1237,1	1940,0	1940,0	1391,5	358,4
1.1	**Szenario 0.1 plus 50.000m² am Grundlasterzeuger und 15.000m² in der Masche in der Nähe des Hilfserzeugers**	1237,8	1892,6	1885,3	1352,0	349,1
2.1	**Szenario 0.1 plus 14 x 5.000m² und 10 x 1.000m² Solaranlagen**	1237,5	1882,9	1874,2	1343,8	347,1
3.1	**Szenario 0.1 plus 50.000m² plus 30 x 1160kWth und 24 x 580KWth**	1224,6	1608,1	1608,1	1079,8	298,1

Tabelle G.14: Ergebnisse der Bewertung jahresmittlerer Effekte der Einbindung dezentraler volatiler Erzeuger in Netz K mit Erdgas-GuD-Heizkraftwerken als zentrale Erzeuger und Strom aus Steinkohle-Kraftwerken in absoluten Zahlen

Szenario	Versorgungs-system	Energiebedarf inkl. Netzverluste	Ressourcen-verbrauch (gesamt)	Ressourcen-verbrauch (fossil)	Primärenergie-verbrauch (fossil)	THG-Emissionen
		GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	$kt_{CO2äq}/a$
0.2	**Erdgas-GuD & GKW-Strom**	1237,1	582,7	582,7	50,6	122,6
1.2	**Szenario 0.1 plus 50.000m² am Grundlasterzeuger und 15.000m² in der Masche in der Nähe des Hilfserzeugers**	1237,8	576,6	569,3	51,8	120,5
2.2	**Szenario 0.1 plus 14 x 5.000m² und 10 x 1.000m² Solaranlagen**	1237,5	574,6	566,0	51,3	119,8
3.2	**Szenario 0.1 plus 50.000m² plus 30 x 1160kWth und 24 x 580KWth**	1224,6	594,8	594,8	78,8	122,0

Tabelle G.15: Ergebnisse der Bewertung jahresmittlerer Effekte der Einbindung dezentraler volatiler Erzeuger in Netz K mit Erdgas-Heizkesseln als zentrale Erzeuger und echtem Ökostrom in absoluten Zahlen

Szenario	Versorgungs-system	Energiebedarf inkl. Netzverluste	Ressourcen-verbrauch (gesamt)	Ressourcen-verbrauch (fossil)	Primärenergie-verbrauch (fossil)	THG-Emissionen
		GWh/a	**GWh/a**	**GWh/a**	**GWh/a**	**$kt_{CO2äq}$/a**
0.3	**Erdgas-HK & Echter Ökostrom**	1237,1	1907,7	1889,6	1340,9	337,9
1.3	**Szenario 0.2 plus 50.000m² am Grundlasterzeuger und 15.000m² in der Masche in der Nähe des Hilfserzeugers**	1237,8	1859,7	1833,9	1300,2	328,1
2.3	**Szenario 0.2 plus 14 x 5.000m² und 10 x 1.000m² Solaranlagen**	1237,5	1850,3	1823,3	1292,5	326,3
3.3	**Szenario 0.2 plus 50.000m² plus 30 x 1160kWth und 24 x 580KWth**	1224,6	1584,6	1571,4	1042,9	283,1

Tabelle G.16: Ergebnisse der Bewertung jahresmittlerer Effekte der Einbindung dezentraler volatiler Erzeuger in Netz K mit Erdgas-GuD-Heizkraftwerken als zentrale Erzeuger und echtem Ökostrom in absoluten Zahlen

Szenario	Versorgungs-system	Energiebedarf inkl. Netzverluste	Ressourcen-verbrauch (gesamt)	Ressourcen-verbrauch (fossil)	Primärenergie-verbrauch (fossil)	THG-Emissionen
		GWh/a	**GWh/a**	**GWh/a**	**GWh/a**	**$kt_{CO2äq}$/a**
0.4	**Erdgas-GuD & Echter Ökostrom**	1237,1	550,4	532,4	0,0	102,1
1.4	**Szenario 0.3 plus 50.000m² am Grundlasterzeuger und 15.000m² in der Masche in der Nähe des Hilfserzeugers**	1237,8	543,6	517,8	0,0	99,5
2.4	**Szenario 0.3 plus 14 x 5.000m² und 10 x 1.000m² Solaranlagen**	1237,5	542,0	515,0	0,0	99,0
3.4	**Szenario 0.3 plus 50.000m² plus 30 x 1160kWth und 24 x 580KWth**	1224,6	571,4	558,2	41,9	107,1

G.3 Annahmenübersicht für die Bewertung

Für solarthermische Anlagen wurde ein spezifischer Hilfsstromaufwand von 1 % der thermischen Leistung auf Basis von Angaben von Solites festgelegt.

G.3.1 **Annahmen für alle Netze**

Einige Annahmen haben keine relevanten Formelzeichen angegeben, da die betreffenden Formeln zur Berechnung als energietechnisches Allgemeinwissen angesehen werden können und daher hier nicht angegeben sind.

Tabelle G.17: Tabelle der Annahmen und Berechnungsgrundlagen für alle Netze

Bezeichnung	**Relevante Formel-zeichen**	**Wert**	**Einheit**	**Beschreibung**	**Quelle**
Anteil des Stromes aus Photovoltaik (Solarstrom) am echten Ökostrom		0,030		Anteil an des Stromes aus Sonnenenergie (Photovoltaik) am gelieferten echten Ökostrom	Annahme basierend auf [Div14a; Div14b]
Anteil des Stromes aus Windkraft am echten Ökostrom		0,270		Anteil an des Stromes, der mit Hilfe von Windkraftanlagen erzeugt wurde, am gelieferten echten Ökostrom	Annahme basierend auf [Div14a; Div14b]
Anteil des Stroms aus mittleren und großen Wasserkraftwerken am echten Ökostrom		0,700		Anteil an des Stromes, der mit Hilfe von mittleren und großen Wasserkraftwerken erzeugt wurde, am gelieferten echten Ökostrom	Annahme basierend auf [Div14a; Div14b]
elektrischer Jahresnutzungsgrad eines effizienten Blockheizkraftwerks	$\eta_{KWK_{el}}$	0,370		elektrischer Netto-Wirkungsgrad (bezogen auf den Heizwert des eingesetzten Brennstoffes) im Jahresmittel	Annahme basierend [Div14c]
elektrischer Jahresnutzungsgrad eines Erdgas-Heizkraftwerks	$\eta_{KWK_{el}}$	0,490		elektrischer Netto-Wirkungsgrad (bezogen auf den Heizwert des eingesetzten Brennstoffes) im Jahresmittel frei Netzanschluss	[UBA13]
elektrischer Jahresnutzungsgrad eines Steinkohle-Heizkraftwerks	$\eta_{KWK_{el}}$	0,380		elektrischer Netto-Wirkungsgrad (bezogen auf den Heizwert des eingesetzten Brennstoffes) im Jahresmittel frei Netzanschluss	[UBA13]

Bezeichnung	Relevante Formel-zeichen	Wert	Einheit	Beschreibung	Quelle
Heizwert / Brennwert für die Brennstoffe, welche zur Stromerzeugung eingesetzt werden	$\frac{HHV_{el}}{LHV_{el}}$	1,000	kWh/kWh	Da keine Brennstoffe eingesetzt werden besteht hier kein Unterschied zwischen Heiz und Brennwert	[DIN18599]
Heizwert / Brennwert für Erdgas	$\frac{HHV_{EG}}{LHV_{EG}}$	0,901	kWh/kWh	Das Verhältnis von Heizwert und Brennwert eines Brennstoffes | Es wird vereinfachend angenommen, dass die Exergie eines Brennstoffes identisch mit seinem Brennwert ist.	[DIN18599]
Heizwert / Brennwert für Steinkohle	$\frac{HHV_{el}}{LHV_{el}}$	0,980	kWh/kWh	Das Verhältnis von Heizwert und Brennwert eines Brennstoffes | Es wird vereinfachend angenommen, dass die Exergie eines Brennstoffes identisch mit seinem Brennwert ist.	[DIN18599]
Jahresnutzungsgrad eines Gas-Heizkessels im Fern- oder Nahwärmenetz	$\eta_{HK_{EG}}$	0,870		Netto-Wirkungsgrad (bezogen auf den Heizwert des eingesetzten Brennstoffes) im Jahresmittel	[Sch+12]
Kumulierter Energieverbrauch (fossil) und erneuerbar für Steinkohle.		1,060	kWh/kWh	Kumulierter Energieverbrauch fossil und erneuerbar (KEV_{gesamt})| Der Kumulierte Energieverbrauch gibt an, wie viel Energie aufgewendet werden muss, um eine Einheit der betrachteten Energie zu bereitzustellen.	[IWU14]

Bezeichnung	Relevante Formel-zeichen	Wert	Einheit	Beschreibung	Quelle
Kumulierter Energieverbrauch für Endkundenstrom aus Photovoltaik.	KEV_{el}	1,250	kWh/kWh	Kumulierter Energieverbrauch (fossil) und erneuerbar (KEV_{gesamt})| Der Kumulierte Energieverbrauch gibt an, wie viel Energie aufgewendet werden muss, um eine Einheit der betrachteten Energie zu bereitzustellen. Angabe für multikristalline Solarzellen.	[IWU14]
Kumulierter Energieverbrauch für Erdgas	KEV_{EG}	1,130	kWh/kWh	Kumulierter Energieverbrauch (fossil) und erneuerbar (KEV_{gesamt})| Der Kumulierte Energieverbrauch gibt an, wie viel Energie aufgewendet werden muss, um eine Einheit der betrachteten Energie zu bereitzustellen.	[IWU14]
Kumulierter Energieverbrauch für Strom aus Stausee-Wasserkraft	KEV_{el}	1,060	kWh/kWh	Kumulierter Energieverbrauch fossil und erneuerbar (KEV_{gesamt}) für den erzeugten Strom frei Kraftwerk | Der Kumulierte Energieverbrauch gibt an, wie viel Energie aufgewendet werden muss, um eine Einheit der betrachteten Energie zu bereitzustellen.	[GEMIS10]

Bezeichnung	Relevante Formel-zeichen	Wert	Einheit	Beschreibung	Quelle
Kumulierter Energieverbrauch für Strom aus Windkraft	KEV_{el}	1,030	kWh/kWh	Kumulierter Energieverbrauch (fossil) und erneuerbar (KEV_{gesamt}) für den erzeugten Strom frei Kraftwerk | Der Kumulierte Energieverbrauch gibt an, wie viel Energie aufgewendet werden muss, um eine Einheit der betrachteten Energie zu bereitzustellen.	[IWU14]
Kumulierter Energieverbrauch für Wärme aus Solarthermie	KEV_{ST}	1,040	kWh/kWh	Kumulierter Energieverbrauch (fossil) und erneuerbar (KEV_{gesamt})| Der Kumulierte Energieverbrauch gibt an, wie viel Energie aufgewendet werden muss, um eine Einheit der betrachteten Energie zu bereitzustellen.	[IWU14]
Mittelwert der Netzverluste bei der Übertragung von Strom bis zum Verbraucher		0,060	kWh/kWh	Energieverluste im Stromnetz bei der Übertragung vom Stromerzeuger zum Endkunden bezogen auf den erzeugten Strom	[DeS14]
Mechanischer Nutzungsgrad von modernen Netzumwälzpumpen (Wellenleistung zu elektrische Leistung)		0,600		Verhältnis von Wellenleistung zu verbrauchtem Strom.	Annahme basierend auf Abstimmung im PK DELFIN

Bezeichnung	Relevante Formel-zeichen	Wert	Einheit	Beschreibung	Quelle
Referenztemperatur	T_{Ref}	7,0	°C	Festgelegte Referenztemperatur für die vereinfachte Berechnung der Exergie.	Annahme auf Basis der mittleren Temperatur in Deutschland und Modifikation auf Basis von [Bar10; Her+16]
spezifische Treibhausgas-emissionen für Erdgas als Endenergie	EF_{EG}	0,241	kg/kWh	durchschnittliche spezifische Treibhausgasemissionen (auf den Heizwert der Endenergie bezogen und in CO2 Äquivalenten gemessen) die durch die Verbrennung von Erdgas entstehen. Dieser Wert ist nicht für Erdgas aus Fracking oder langen verlustreichen Pipelines gültig.	[IWU14]
spezifische Treibhausgas-emissionen für Fernwärme aus Solarthermie ohne Hilfsstrom	EF_{ST}	0,013	kg/kWh	durchschnittliche spezifische Treibhausgasemissionen (bezogen auf die Endenergie und in CO2 Äquivalenten gemessen) die durch den Einsatz von Fernwärme aus Solarthermie entstehen (ohne Leitungsverluste und Hilfsstrom)	[IWU14]
spezifische Treibhausgas-emissionen für Steinkohle		0,427	kg/kWh	durchschnittliche spezifische Treibhausgasemissionen (auf den Heizwert der Endenergie bezogen und in CO2 Äquivalenten gemessen) die durch die Verbrennung von Steinkohle entstehen	[IWU14]

Bezeichnung	Relevante Formel-zeichen	Wert	Einheit	Beschreibung	Quelle
spezifische Treibhausgas-emissionen für Strom aus Photovoltaik als Endenergie		0,062	kg/kWh	durchschnittliche spezifische Treibhausgasemissionen (bezogen auf die Endenergie und in CO2 Äquivalenten gemessen) die durch den Einsatz von Photovoltaik (Solarzellen) entstehen	[IWU14]
spezifische Treibhausgas-emissionen für Strom aus Wasserkraft		0,010	kg/kWh	durchschnittliche spezifische Treibhausgasemissionen (bezogen auf die Endenergie und in CO2 Äquivalenten gemessen) die durch den Einsatz von Wasserkraft aus Stauseen entstehen (inklusive indirekter Effekte wie Methanemissionen etc.).	[IfEU14]
spezifische Treibhausgas-emissionen für Strom aus Windkraft als Endenergie		0,010	kg/kWh	durchschnittliche spezifische Treibhausgasemissionen (bezogen auf die Endenergie und in CO2 Äquivalenten gemessen) die durch den Einsatz von großen Windkraftanlagen entstehen (inklusive indirekter Effekte wie Landnutzungsänderungen etc.).	[IWU14]
spezifischer Hilfsstromeinsatz für den Betrieb eines Fernwärmenetzes		0,015	kWh/kWh	Stromaufwand (bezogen auf die erzeugte Wärme) für den Transport von warmem Wasser in isolierten Fernwärmerohren im Jahresmittel	[AGFW309]

Bezeichnung	Relevante Formel-zeichen	Wert	Einheit	Beschreibung	Quelle
thermischer Jahresnutzungsgrad eines effizienten Blockheizkraftwerks		0,460		thermischer Netto-Wirkungsgrad (bezogen auf den Heizwert des eingesetzten Brennstoffes) im Jahresmittel	(Div14c)
thermischer Jahresnutzungsgrad eines Erdgas-GuD-Heizkraftwerks		0,380		thermischer Netto-Wirkungsgrad (bezogen auf den Heizwert des eingesetzten Brennstoffes) im Jahresmittel frei Netzanschluss	[UBA13]
thermischer Jahresnutzungsgrad eines Steinkohle-Heizkraftwerks		0,490		thermischer Netto-Wirkungsgrad (bezogen auf den Heizwert des eingesetzten Brennstoffes) im Jahresmittel frei Netzanschluss	[UBA13]

Tabelle G.18: Annahmen für Primärenergiefaktoren

Bezeichnung	**Relevante Formel-zeichen**	**Wert**	**Einheit**	**Beschreibung**	**Quelle**
Primärenergiefaktor nichterneuerbar für Erdgas	PEF_{EG}	1,1		Bezogen auf den Heizwert	[DIN18599]
Primärenergiefaktor nichterneuerbar für Strom (Verdrängungsmix)	PEF_{VM}	2,8		Bezogen auf den Heizwert	[DIN18599]
Primärenergiefaktor nichterneuerbar für Solarthermie	PEF_{ST}	0,0		Bezogen auf den Heizwert	[DIN18599]
Primärenergiefaktor nichterneuerbar für Strommix (Strombezug)	PEF_{el}	1,8		Bezogen auf den Heizwert	[DIN18599]
Primärenergiefaktor nichterneuerbar für echten Ökostrom (Strombezug)	PEF_{el}	0,0		Bezogen auf den Heizwert	[DIN18599]

Primärenergiefaktoren nichterneuerbar werden im Text teilweise als Primärenergiefaktoren (fossil) bezeichnet.

G.3.2 **Netz G**

Der Pumpstrom wurde auf Basis der Simulationsergebnisse und des üblichen Pumpstrombedarfs von Fernwärmenetzen von 1,5 % der Jahresarbeit berechnet. Der Hilfsstrom der Referenzszenarien wurde dafür auf 1,5 % [AGFW309] normiert. Anschließend wurden die Hilfsstromaufwendungen der Einbindeszenarien auf Basis der relativen Abweichung von der Referenz ermittelt.

Tabelle G.19: Spezifische Annahmen für Netz G

Bezeichnung	**Relevante Formel-zeichen**	**Wert**	**Einheit**	**Beschreibung**	**Quelle**
Rücklauftemperatur der Fernwärme und der dezentralen Einbindung	$T_{RL_{FW}}$	40	°C	Mitteltemperatur Rücklauf Netz G - DELFIN - Gewichtete Mitteltemperatur der gesamten Erzeugung, gerundet auf ganze °C.	Berechnung durch AGFW auf Basis der Angaben der TUD
Vorlauftemperatur der Fernwärme und der dezentralen Einbindung	$T_{VL_{FW}}$	70	°C	Mitteltemperatur Vorlauf Netz G - DELFIN - Gewichtete Mitteltemperatur der gesamten Erzeugung gerundet auf ganze °C.	Berechnung durch AGFW auf Basis der Angaben der TUD

G.3.3 **Netz B**

Der Pumpstrom wurde auf Basis der Simulationsergebnisse und des üblichen Hilfsstromstrombedarfs von Fernwärmenetzen von 1,5 % der Jahresarbeit [AGFW309] berechnet. Die elektrische Pumpenarbeit (Jahressumme des Produktes aus Volumenstrom und Druckdifferenz je Zeitschritt) der Referenzszenarien wurde dafür auf 1,5 % der Jahresarbeit normiert. Anschließend wurden die Hilfsstromaufwendungen der Einbindeszenarien auf Basis der relativen Abweichung der hydraulischen Pumpenarbeit von der Referenz ermittelt.

Tabelle G.20: Spezifische Annahmen für die Bewertung jahresmittlerer Effekte in Netz B

Bezeichnung	**Relevante Formel-zeichen**	**Wert**	**Einheit**	**Beschreibung**	**Quelle**
Rücklauftemperatur der Fernwärme und der dezentralen Einbindung	$T_{RL_{FW}}$	64	°C	Mitteltemperatur Rücklauf Netz B - DELFIN - Gewichtete Mitteltemperatur der gesamten Erzeugung gerundet auf ganze °C.	Berechnung durch AGFW auf Basis der Angaben der TUD
Vorlauftemperatur der Fernwärme und der dezentralen Einbindung	$T_{VL_{FW}}$	86	°C	Mitteltemperatur Vorlauf Netz B - DELFIN - Gewichtete Mitteltemperatur der gesamten Erzeugung gerundet auf ganze °C.	Berechnung durch AGFW auf Basis der Angaben der TUD

G.3.4 **Netz K**

Pumpenstrom im Netz K wurde auf Basis der Netzhydrauliksimulationsergebnisse festgelegt. Um realistischere Werte zu erhalten wurde von einem jahresmittleren, mechanischen Pumpenwirkungsgrad von 60 % ausgegangen.

Tabelle G.21: Spezifische Annahmen für die Bewertung jahresmittlerer Effekte in Netz K

Bezeichnung	**Relevante Formel-zeichen**	**Wert**	**Einheit**	**Beschreibung**	**Quelle**
Rücklauftemperatur der Fernwärme und der dezentralen Einbindung	$T_{RL_{FW}}$	57	°C	Mitteltemperatur Rücklauf Netz K – DELFIN - gerundet auf ganze °C.	Angabe 3S Consult
Vorlauftemperatur der Fernwärme und der dezentralen Einbindung	$T_{VL_{FW}}$	94	°C	Mitteltemperatur Vorlauf Netz K – DELFIN - gerundet auf ganze °C.	Angabe 3S Consult

G.4 Literaturverzeichnis – Kapitel 5, 8 und Anhang G

[AGFW309] AGFW. *Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1: Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung spezifischer Primärenergiefaktoren von Wärme- und Kälteversorgungssystemen*, 2014.

[Bar10] S. Bargel. *Entwicklung eines exergetischen Analysemodells zum umfassenden Technologievergleich von Wärmeversorgungssystemen unter Berücksichtigung des Einflusses einer veränderlichen Außentemperatur.* Bochum, 2010.

[Bej+96] A. Bejan, G. Tsatsaronis, und M.J. Moran, *Thermal Design and Optimization*. John Wiley and Sons Inc. 1996.

[DeS14] Statistisches Bundesamt. *Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung. 2014*

[DIN18599] Deutsches Institut für Normung. *DIN 18599: Beiblatt 1*. 2010

[Div14a] Diverse. *Erneuerbare-Energien-Gesetz* in: *Wikipedia*. Verfügbar unter: https://de.wikipedia.org/wiki/Erneuerbare-Energien-Gesetz. (abgerufen 20.05.2014)

[Div14b] Diverse. *naturstrom: Ökostrom, der die Energiewelt verändert.* Verfügbar unter: https://www.naturstrom.de/privatkunden/strom/ (abgerufen: 20.05.2014).

[Div14c] Diverse. *Was bedeuten Wirkungsgrad & Stromkennzahl beim BHKW*. Verfügbar unter: https://www.heizungsfinder.de/bhkw/ratgeber/stromkennzahl-wirkungsgrad (abgerufen: 17.10.2014).

[Fri10] Fritsche, U. R. *Probas - Prozessdetails: Gas-KW-GuD-DE-2010 in: Umweltbundesamt - Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagementsysteme*.
Verfügbar unter:
https://www.probas.umweltbundesamt.de/php/prozessdetails.php?id={9EA18AD5-2710-401D-95B2-5C8694BB0002} (abgerufen 22.05.2014)

[GEMIS10] GEMIS 4.6. *Ergebnistabelle August 2010 / Tabelle: Strom-DE 2005. 2010*

[Her+16] H. Hertle, A. Jentsch, L. Eisenmann, J. Brasche, S. Brückner, C. Schmitt, C. Sager und M. Schurig *Die Nutzung von Exergieströmen in kommunalen Strom-Wärme-Systemen zur Erreichung der CO2-Neutralität von Kommunen bis zum Jahr 2050*. Heidelberg, 2016.
Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/die-nutzung-von-exergiestromen-in-kommunalen-strom (abgerufen: 09.08.2019).

[IfEU14] Institut für Energie und Umwelt. *Empfehlungen zur Methodik der kommunalen Treibhausgas- bilanzierung für den Energie- und Verkehrssektor in Deutschland*. Heidelberg, 2014

[IWU14] Institut für Wohnen und Umwelt. *Kumulierter Energieaufwand und CO2-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und –versorgungen.* 2014.
Verfügbar unter:
http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/werkzeuge/kea.pdf (abgerufen am 09.08.2019)

[Jen15] A. Jentsch. *Obtaining unbiased results in CHP assessment - The Carnot-Method for Allocation of Fuel and Emissions*. EuroHeat&Power International Edition, 12(11/2015), S. 26–28. 2015

[Jen16] A. Jentsch. *SUSMILK - Re-design of the dairy industry for sustainable milk processing: Del 73 Report on life cycle assessment, economic assessment, potential employment effects and exergy-based analysis - part 2: Exergy-based analysis.* Oberhausen, 2016

[Kra16] T. Krause, *Wärmeerzeugungsprofile stromorientiert betriebener KWK-Anlagen*. 2016. Verfügbar unter: www.agfw.de/delfin/

[Sch+12] S. Schweikardt, F. Engelsing und K. Wacker, K. *Sektoruntersuchung Fernwärme*. 2012

[UBA13] Umweltbundesamt. *Entwicklung der Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012.* Dessau, 2013.
Verfügbar unter:
http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/climate_change_07_2013_icha_co2emissionen_des_dt_STROMMIXes_webfassung_barrierefrei.pdf (abgerufen am 17.09.2014)

G.5 Quellenwiedergabe [IWU14]

Kumulierter Energieaufwand und CO_2-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und –versorgungen

Bei der Berechnung der Umweltwirkungen von unterschiedlichen Energieträgern für die Beheizung von Gebäuden ist es wichtig, die Verluste zu kennen, die während der Gewinnung und Weiterverarbeitung in der vorgelagerten Kette auftreten (z. B. Heizöl: Förderung am Bohrloch → Rohöltransport → Raffinerie → Transport von Heizöl EL zum Endverbraucher). Diese Verluste sind im kumulierten Energieaufwand (KEA) bzw. kumulierten Energieverbrauch (KEV) zusammengefasst, der der besseren Vergleichbarkeit unterschiedlicher Energieträger dient. Der KEA beinhaltet alle energetischen Aufwendungen bei Herstellung, Nutzung und Entsorgung von Produkten oder Dienstleistungen und ist somit umfassender als der früher verwendete Primärenergieaufwand. KEA und KEV unterscheiden sich nur hinsichtlich der energetischen Berücksichtigung der verwendeten Baumaterialien und Produkte (KEV z. B. ohne Energieinhalt für Bauholz) und der Entsorgung (KEV ohne Entsorgung). Die Unterschiede beider Verfahren sind bei den hier dargestellten Energieversorgungsketten gering und liegen innerhalb der Grenze der Genauigkeit bei der Abbildung der Prozessketten. Im Folgenden wird nur der KEV-Wert dargestellt.

GEMIS weicht bei der Bestimmung des KEVs von der entsprechenden VDI-Richtlinie 4600 in zwei wichtigen Punkten ab:

- Es werden Teil-KEVs ausgegeben ($KEV_{nichterneuerbar}$, $KEV_{erneuerbar}$, KEV_{andere}, KEV_{Summe}), die eine getrennte Betrachtung der fossilen / nicht regenerativen Anteile und der regenerativen Anteile des KEV_{Summe} erlauben.
- GEMIS rechnet mit der „100 %-Regelung“, d.h. bei der Gewinnung von fossilen Energieträgern und bei der Nutzung regenerativer Energien werden der Quelle (z.B. Wind) immer 100 % Primärenergie entnommen. Bei einer Berechnung gemäß VDI-Richtlinie 4600 würde den regenerativen Energieträgern ein Wirkungsgrad bei der Entnahme aus der Quelle (z.B. 25-30 % Wirkungsgrad bei Windkraftanlagen) zugewiesen, den fossilen Energieträgern jedoch ein Wirkungsgrad von 100 %, was zu einer Ungleichbehandlung führen würde. Die „100 %-Regelung“ greift jedoch ausschließlich auf der Ebene der Energiegewinnung.

Neben dem kumulierten Energieaufwand gibt es jedoch eine Reihe weiterer Indikationen, um die Umweltauswirkungen eines Energieträgers zu untersuchen. Unter diesen sind insbesondere die Treibhausgasemissionen (THG) – ausgedrückt als Kohlendioxid-äquivalent – als Bewertungsgröße geeignet bei einem Vergleich von unterschiedlichen Energieträgern verwendet zu werden, da weltweit die Treibhausgas-Emissionen vermindert deutlich werden müssen.

Zur Berechnung der beschriebenen Kennwerte wurde das Programm Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) des Öko-Instituts bzw. IINAS in der Version 4.93 verwendet. Soweit möglich, wurden Standardprozesse aus GEMIS für die Berechnungen eingesetzt. Grundsätzlich wurde bei der Bilanzierung immer die gesamte Prozesskette von der Gewinnung des Energieträgers bis zu dessen Lieferung ins Gebäude berücksichtigt, auch der Materialeinsatz im Gebäude für die Umwandlungsanlage (z. B. Heizkessel) ist enthalten. Bei der Erstellung einer Ökobilanz eines Gebäudes ist dies ggf. zu berücksichtigen, damit der Materialeinsatz nicht doppelt eingeht. Der

Unterschied der Ergebnisse mit und ohne Materialeinsatz im Gebäude ist jedoch meist gering (Ausnahme PV-Strom). Nie berücksichtigt sind die Umwandlungsverluste im Gebäude (Aufwandszahl) und der Hilfsenergieeinsatz (z. B. Strom für Pumpen), da die dargestellten Kennzahlen für Bilanzierungsansätze wie den Energiepass Heizung-Warmwasser [IWU 1997] oder das „Bewertungsschema für die Wärmeversorgung von Niedrigenergiehäusern“ [IWU 2005] gedacht sind, in denen Anlagenaufwandszahl und Hilfsstromeinsatz detaillierter berücksichtigt werden können und sollen.

Während bei früheren Berechnungen mit unterschiedlichen Programmversionen von GEMIS durch das IWU die zugrundeliegenden Prozessketten nicht verändert wurden, sind in der aktuellen Dokumentation alle Prozessketten – soweit in GEMIS vorliegend – auf aktuelle Prozessketten mit dem Bezugsjahr 2010 bzw. 2012 umgestellt worden. Damit konnte die Entwicklung auch innerhalb der Prozesskette besser berücksichtigt werden.
Die Kennwerte für den bundesdeutschen Strom-Mix sind ohne Anpassungen unverändert aus GEMIS übernommen und enthalten keinerlei Modellannahmen durch das IWU.

Die folgende Tabelle zeigt die mit GEMIS 4.93 (Stand Juli 2014) ermittelten KEV-Werte für 8 Brennstoffe, den Strommix für Deutschland, unterschiedliche photovoltaische elektrische Energieerzeuger, Fernwärmemix, ein exemplarisches Nahwärmenetz sowie solarthermische Wärmeerzeugung.
Bei den Brennstoffen ist der KEV immer bis zur Übergabe des Endenergieträgers im Haus, aber *ohne Hilfsenergien* im Haus angegeben. Die Bezugsgröße ist der Heizwert H_U. Dies muss bei der Bilanzierung von Gebäuden berücksichtigt werden. Der Strom-KEV ist „frei Steckdose“ gerechnet. Bei der Rubrik $KEV_{regenerativ}$ wurden zur Vereinfachung die Anteile $KEV_{regenerativ}$ und KEV_{andere} zusammengefasst, da letzterer sekundäre Ressourcen berücksichtigt, die Restholz für die Energieträger Holzhackschnitzel, Holz-Pellets und Brennholz sowie Müll bei der Stromerzeugung beinhalten.
In der DIN V 4701-10:2003-08 und der DIN V 18599-1:2011-12 (bzw. DIN V 18599-1 Ber 1:2013-05) sind Primärenergiefaktoren für verschiedene Energieträger angegeben. Biomasse wird in diesen Normen nur teilweise differenziert. Hier bietet die folgende Tabelle weitere Werte für Holzhackschnitzel, Brennholz und Holzpellets. Zusätzlich sind in der folgenden Tabelle auch die zugehörigen Emissionen an Treibhausgasen ausgewiesen, die auf CO_2-Äquivalente umgerechnet sind (Bezugszeit sind 100 Jahre).

Institut Wohnen und Umwelt
Marc Großklos

Kumulierter Energieverbrauch verschiedener Energieträger und Energieversorgungen Ergebnisse berechnet mit GEMIS Version 4.93 (Sommer 2014)					
Energieart	Prozeß[1)]	Kumulierter Energieverbrauch [kWh_{Prim}/kWh_{End}]			Treibhausgase
		Gesamt	nicht regenerativer Anteil	regenerativer Anteil [3)]	CO2-Äquivalent [g/kWhEnd]
Brennstoffe [2)]	Heizöl EL	1,16	1,15	0,00	313
	Erdgas H	1,13	1,13	0,00	241
	Flüssiggas	1,10	1,10	0,00	261
	Steinkohle	1,06	1,06	0,00	427
	Braunkohle	1,21	1,20	0,01	449
	Holzhackschnitzel	1,05	0,03	1,01	14
	Brennholz	1,01	0,01	1,00	11
	Holz-Pellets	1,08	0,06	1,02	18
Fernwärme Mix	Deutschland (gemäß Gemis)	1,32	1,08	0,24	295
Nahwärme Mix	Beispielnetz mit 74 WE	0,98	0,98	0,00	216
Solarwärme	Flachkollektor	1,04	0,03	1,00	13
am Gebäude	Vakuumröhrenkollektor	1,05	0,05	1,00	18
Strom	Strom-mix	2,67	2,12	0,55	617
	PV-Strom (amorph)	1,29	0,27	1,03	83
	PV-Strom (monokristallin)	1,53	0,47	1,05	129
	PV-Strom (multikristallin)	1,25	0,23	1,02	62
	Wind (Park Mittelwert 2010)	1,03	0,03	1,00	10

[1)] Vorgelagerte Kette für Endenergie bis Übergabe im Gebäude, inkl. Materialaufwand für Wärme-/Stromerzeuger und ohne Hilfsenergie im Haus

[2)] Bezugsgröße: unterer Heizwert H_u

[3)] Der regenerative Anteil beinhaltet auch sekundäre Ressourcen, z. B. Restholz und Müll

IWU, 17.12.14

Literatur

[DIN V 4701-10] DIN V 4701-10: Energetische Bewertung heiz- und raumlufttechnischer Anlagen - Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung, Beuth Verlag, 2003

[DIN V 18599-1] Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger, Beuth Verlag, 2011

[DIN V 18599-1 Ber 1:2013-05] Berichtigung zu DIN V 18599-1:2011-12, Beuth Verlag, 2013

[GEMIS] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Version 4.93, Darmstadt, IINAS, 2014

[IWU 1997] Energiepass Heizung/Warmwasser, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, 1997

[IWU 2005] Diefenbach, N.; Loga, T.; Born, R.: Wärmeversorgung für Niedrigenergiehäuser - Erfahrungen und Perspektiven, Untersuchung im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung, 101 S., Darmstadt: IWU, 2005

Anhang H – Systemeinbindung von Wärmespeichern bei dezentralen Erzeugern in Fernwärmenetzen

Autoren: D.Mangold, S. Ott, K. Schäfer (Solites)

Richtwerte bei dezentraler Einbindung einer Solarthermieanlage

Ergänzend zu den Ausführungen in Kapitel 9.2.2 sind im Folgenden die tabellierten Werte für maximal mögliche Bruttokollektorflächen für unterschiedliche Betriebstemperaturen des Wärmenetzes und für zwei Kollektorbauarten angegeben.

Tabelle H.1: Richtwerte für maximal mögliche Bruttokollektorflächen zur Einbindung in ein Wärmenetz an einem Standort mit **1000 W/(m² Horizontalfläche)** maximaler solarer Einstrahlung ohne die Verwendung eines Wärmespeichers (HT: Hochtemperatur-Flachkollektor, CPC: Vakuumröhrenkollektor mit Reflektor, VL: Netzvorlauftemperatur im Sommer, RL: Netzrücklauftemperatur im Sommer)

	Bruttokollektorfläche							
	T-Netz-Sommer: 90°C (VL) / 70°C (RL)		T-Netz-Sommer: 80°C (VL) / 55°C (RL)		T-Netz-Sommer: 70°C (VL) / 45°C (RL)		T-Netz-Sommer: 60°C (VL) / 35°C (RL)	
Mindestabnahmeleist.	**HT-Kollektor**	**CPC-Kollektor**	**HT-Kollektor**	**CPC-Kollektor**	**HT-Kollektor**	**CPC-Kollektor**	**HT-Kollektor**	**CPC-Kollektor**
MW	m²	m²	m²	m²	m²	m²	m²	m²
0,025	41	43	39	42	37	41	35	41
0,05	83	85	77	84	73	83	70	82
0,10	166	171	154	167	147	165	140	163
0,20	332	341	309	335	293	330	280	326
0,30	498	512	463	502	440	496	420	490
0,40	664	682	617	670	586	661	560	653
0,50	829	853	771	837	733	826	700	816
0,60	995	1.023	926	1.005	879	991	840	979
0,70	1.161	1.194	1.080	1.172	1.026	1.157	980	1.143
0,80	1.327	1.365	1.234	1.340	1.172	1.322	1.120	1.306
0,90	1.493	1.535	1.388	1.507	1.319	1.487	1.260	1.469
1,00	1.659	1.706	1.543	1.675	1.466	1.652	1.400	1.632
2,00	3.318	3.412	3.085	3.349	2.931	3.305	2.799	3.265
3,00	4.977	5.117	4.628	5.024	4.397	4.957	4.199	4.897
4,00	6.636	6.823	6.170	6.699	5.862	6.610	5.599	6.529
5,00	8.294	8.529	7.713	8.373	7.328	8.262	6.998	8.162
10,00	16.589	17.058	15.426	16.747	14.655	16.524	13.997	16.323
20,00	33.178	34.116	30.852	33.493	29.311	33.048	27.994	32.647

Tabelle H.2: Richtwerte für maximal mögliche Bruttokollektorflächen zur Einbindung in ein Wärmenetz an einem Standort mit **900 W/(m² Horizontalfläche)** maximaler solarer Einstrahlung ohne die Verwendung eines Wärmespeichers (HT: Hochtemperatur-Flachkollektor, CPC: Vakuumröhrenkollektor mit Reflektor, VL: Netzvorlauftemperatur im Sommer, RL: Netzrücklauftemperatur im Sommer)

	Bruttokollektorfläche							
	T-Netz-Sommer: 90°C (VL) / 70°C (RL)		T-Netz-Sommer: 80°C (VL) / 55°C (RL)		T-Netz-Sommer: 70°C (VL) / 45°C (RL)		T-Netz-Sommer: 60°C (VL) / 35°C (RL)	
Mindestabnahmeleist.	**HT-Kollektor**	**CPC-Kollektor**	**HT-Kollektor**	**CPC-Kollektor**	**HT-Kollektor**	**CPC-Kollektor**	**HT-Kollektor**	**CPC-Kollektor**
MW	m²	m²	m²	m²	m²	m²	m²	m²
0,025	48	48	44	47	42	46	39	45
0,05	96	96	88	94	83	92	79	91
0,10	191	191	176	187	166	184	158	182
0,20	383	382	352	375	332	369	315	364
0,30	574	574	528	562	498	553	473	546
0,40	765	765	704	749	664	738	630	728
0,50	956	956	880	936	830	922	788	910
0,60	1.148	1.147	1.056	1.124	996	1.107	946	1.092
0,70	1.339	1.338	1.232	1.311	1.162	1.291	1.103	1.274
0,80	1.530	1.529	1.408	1.498	1.328	1.476	1.261	1.456
0,90	1.721	1.721	1.584	1.685	1.494	1.660	1.419	1.638
1,00	1.913	1.912	1.760	1.873	1.660	1.845	1.576	1.820
2,00	3.825	3.824	3.520	3.746	3.320	3.690	3.152	3.640
3,00	5.738	5.735	5.279	5.618	4.981	5.535	4.729	5.460
4,00	7.651	7.647	7.039	7.491	6.641	7.380	6.305	7.280
5,00	9.564	9.559	8.799	9.364	8.301	9.225	7.881	9.100
10,00	19.127	19.118	17.598	18.728	16.602	18.450	15.762	18.200
20,00	38.255	38.235	35.196	37.455	33.203	36.899	31.523	36.400

Anhang I – Ergebnisse zentrale Wärmespeicher unterschiedlicher Fahrweisen in den Netzen G und B

Autoren: Sven Paulick, Dr. Karin Rühling (TUD)

I.1 Detailergebnisse Speicher Netz G

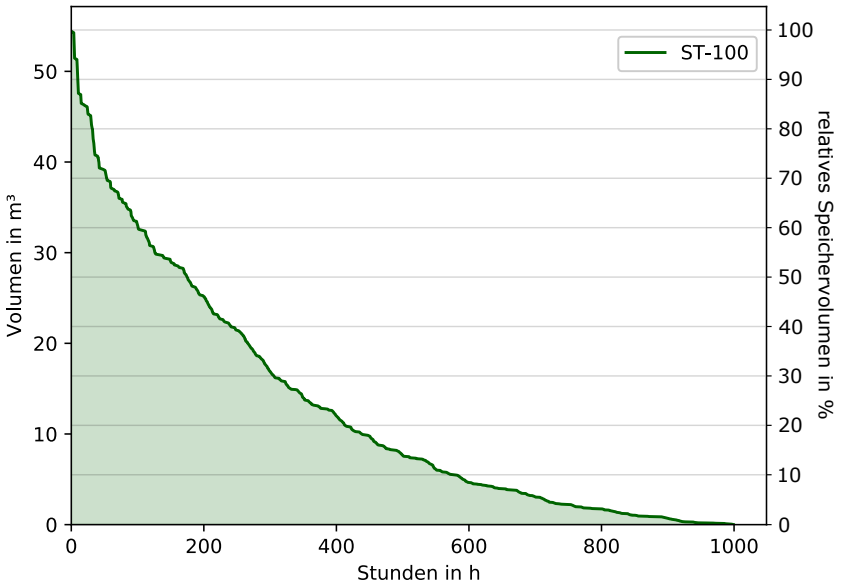


Abbildung I.1: Häufigkeit des benötigten Speichervolumens im Netz G für die Variante ST-100, Speicher-Tagesfahrweise SF-T, max. Speichervolumen: 54 m³

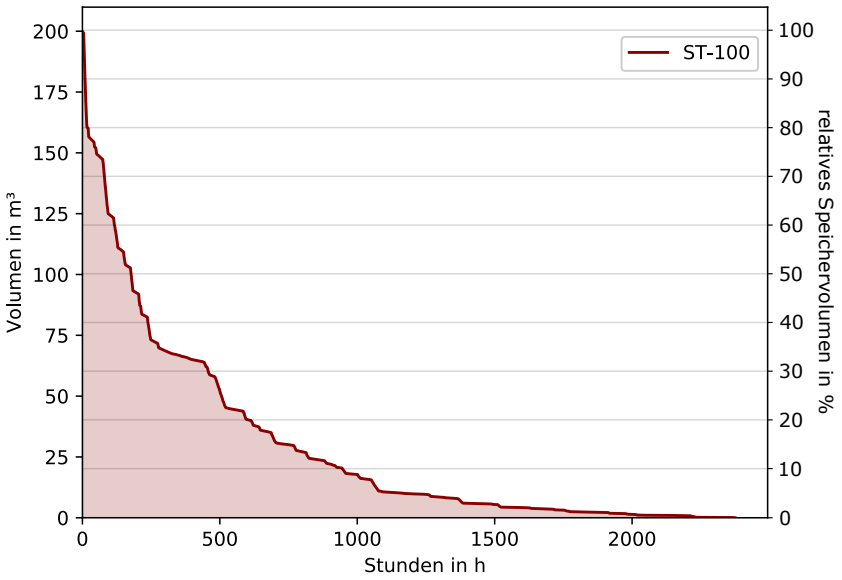


Abbildung I.2: Häufigkeit des benötigten Speichervolumens im Netz G für die Variante ST-100, Speicher-Wochenfahrweise SF-W, max. Speichervolumen: 200 m³

I.2 Detailergebnisse Speicher Netz B

Tabelle I.1: Ergebnisse des Speicherbetriebs im Netz B, Gegenüberstellung verschiedener Varianten für den Standort Würzburg

Speicherfahrweise		**Dauer**	**Tag**	**Woche**	**Dauer**	**Tag**	**Woche**
		(SF-D)	**(SF-T)**	**(SF-W)**	**(SF-D)**	**(SF-T)**	**(SF-W)**
		ST-1000			**ST-5000**		
$V_{\mathrm{SP,max}}$	m³	646	646	1502	462	462	755
$\Sigma\tau_{\mathrm{ZE,off}}$	h	353	274	288	231	166	178
$\Sigma\tau_{\mathrm{DE,in}}$	h	1.652			1.577		
$\Sigma Q_{\mathrm{SP,Verl}}$	MWh/a	0,9	1,6	9,4	0,3	0,6	3,8
		ST-Ges			**ST-GF**		
$V_{\mathrm{SP,max}}$	m³	3.481	3.481	13.910	3.491	3.494	13.783
$\Sigma\tau_{\mathrm{ZE,off}}$	h	1.424	1.321	1.310	1.430	1.322	1.314
$\Sigma\tau_{\mathrm{DE,in}}$	h	1.691			1.565		
$\Sigma Q_{\mathrm{SP,Verl}}$	MWh/a	22,9	30,4	186,2	23,5	31,3	187,7
		ST-GF+Ges			**BHKW-580**		
$V_{\mathrm{SP,max}}$	m³	34.155	69.708	135.593	2.223	3.919	3.641
$\Sigma\tau_{\mathrm{ZE,off}}$	h	3.003	2.681	2.266	923	843	793
$\Sigma\tau_{\mathrm{DE,in}}$	h	1.697			5.514		
$\Sigma Q_{\mathrm{SP,Verl}}$	MWh/a	449,3	1.281	3.821	5,7	11,0	18,3

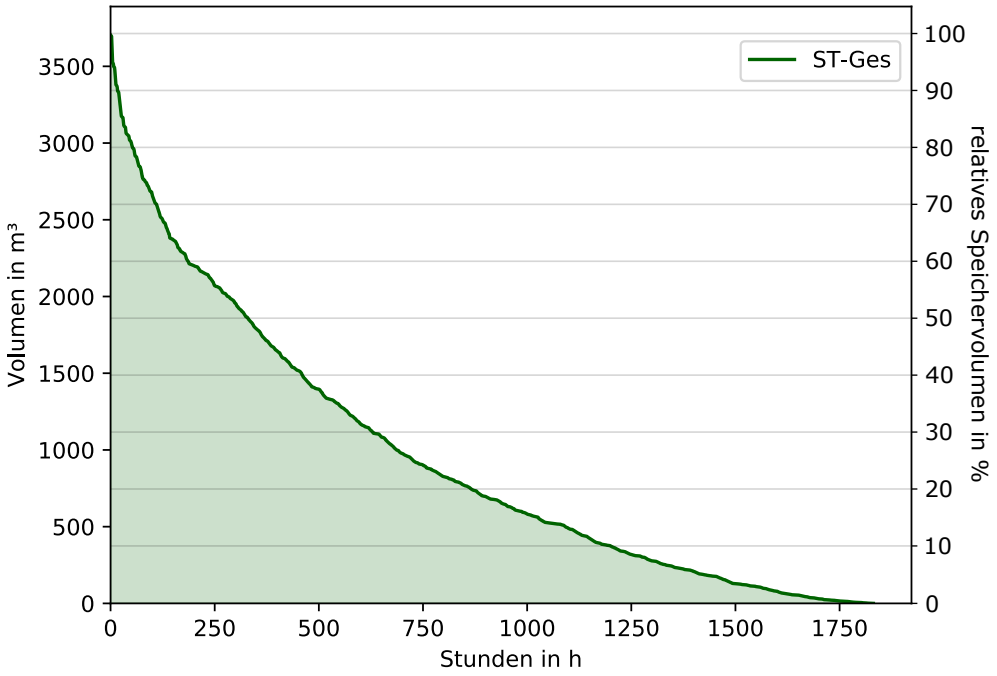


Abbildung I.3: Häufigkeit des benötigten Speichervolumens im Netz B für die Variante ST-Ges, Speicher-Tagesfahrweise SF-T, max. Speichervolumen: 3.704 m³

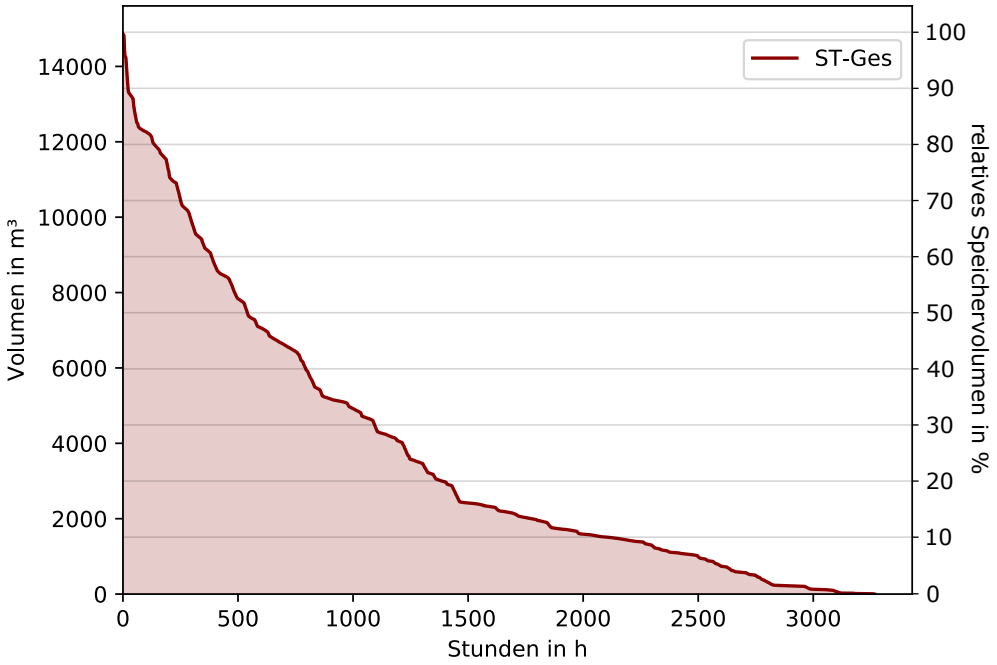


Abbildung I.4: Häufigkeit des benötigten Speichervolumens im Netz B für die Variante ST-Ges, Speicher-Wochenfahrweise SF-W, max. Speichervolumen: 14.862 m³

Anhang J – Checkliste für die Einbindung von Solarthermieanlagen in bestehende Fernwärmesysteme

Autoren: Ulrike Wagner (AGFW), Dirk Mangold (Solites)

Bei der Vorplanung zur Einbindung von dezentralen Wärmeerzeugungsanlagen in bestehende Fernwärmenetze ist nicht allein deren Verteilung im Wärmenetz, sondern immer das Gesamtsystem aus Erzeugung, Verteilung und Kundenanlagen zu betrachten.

Diese Checkliste bietet einen schnellen Zugriff auf die für die Praxis relevanten und verallgemeinerungsfähigen Ergebnisse aus DELFIN. Darüber hinaus fließt hier auch das allgemeine Know-How der Projektpartner AGFW und Solites, sowie die wertvollen Kommentare der im Projektkreis beteiligten AGFW-Mitgliedsunternehmen, mit ein.

Zielgruppe sind Stadtwerke und Fernwärmeversorger mit bestehenden Fernwärmenetzen, die die Einbindung regenerativer Wärme planen.

Im ersten Ansatz ist die Checkliste für großflächige Solaranlagen > 1000 m² geschrieben, die durch das Stadtwerk oder den Fernwärmenetzbetreiber selbst erbaut und betrieben werden. Sie kann jedoch auch für die reine Abnahme von solarer Wärme oder auch teilweise zur Einbindung von anderen dezentralen Wärmeerzeugern wie z.B. BHKW oder Abwärme angewendet werden.

Die Checkliste ist in mehrere Teile gegliedert und als Fragenkatalog, teilweise mit Anmerkungen untersetzt, konzipiert. Eine Übersicht über die zur Vorplanung notwendigen Schritte, mit Bezug auf die nachfolgenden Kapitel, bietet Abbildung J.1.

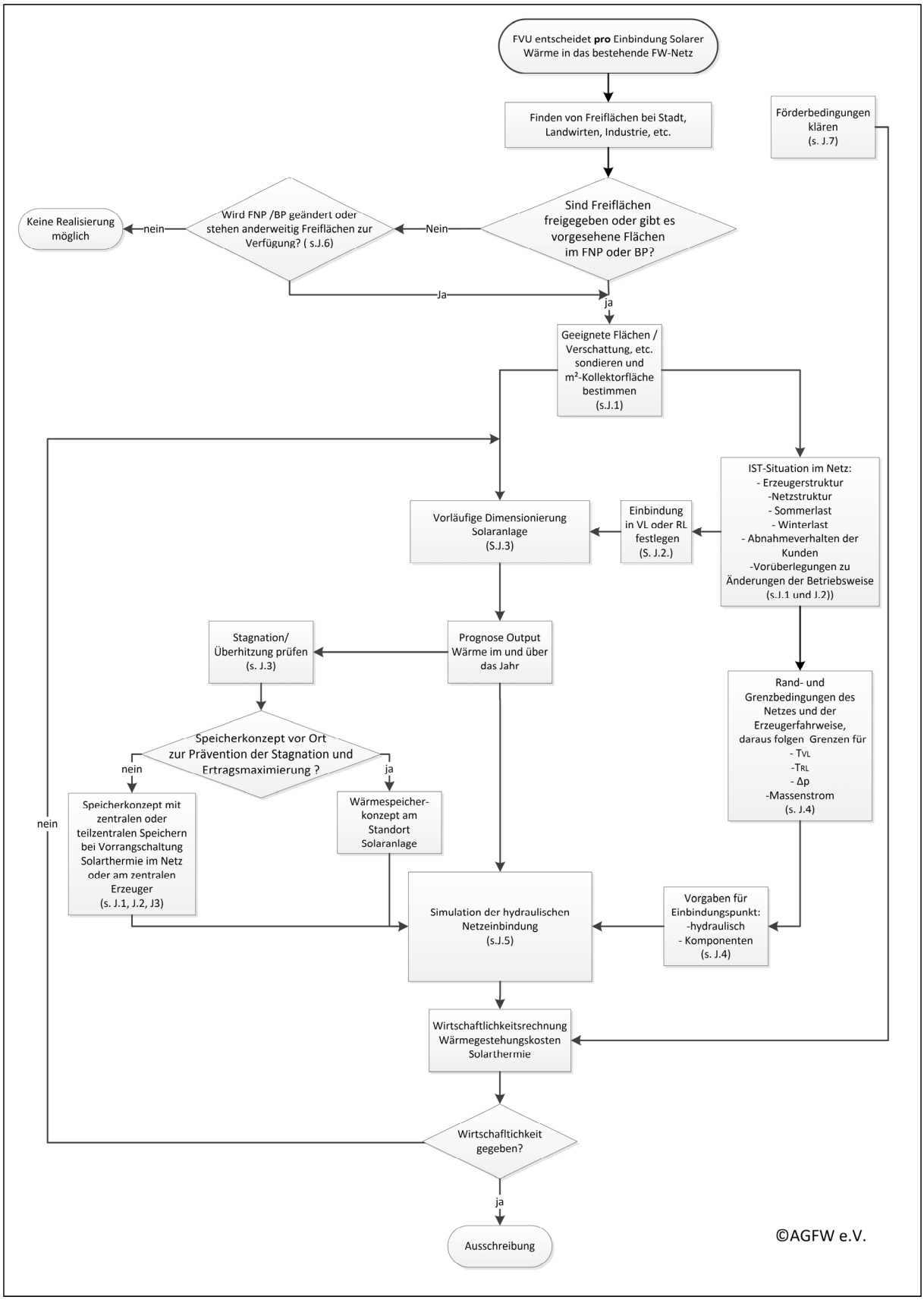


Abbildung J.1: Flussdiagramm zur Vorplanung zur Einbindung einer Solarthermieanlage in ein bestehendes FW-Netz

J.1 Analyse der IST-Situation (Erzeugung, Netz und Betrieb) und Suche nach potentiellen Standorten für eine Solarthermieanlage und einen möglichen Wärmespeicher

J.1.1 Sondierung vorhandener Flächen

1. Gibt es an Kraftwerksstandorten Freiflächen im Außenbereich oder auf Dachflächen , die für eine Montage von Solarthermiekollektoren zur Verfügung gestellt werden können?

2. Sind im Bereich des Wärmenetzes oder bei Kunden (z.B. Industriekunden) große Freiflächen vorhanden, die sich eignen?

Anmerkung zu 1) und 2): Je m² Bruttokollektorfläche kann in erster Näherung eine Aufstellfläche von (ca. 2 bis) 2,3 m² horizontale Fläche angenommen werden. Bei einer Montage auf Schrägdächern ist ein Flächenzuschlag von 10 % auf die Bruttokollektorfläche für Verbindungen zwischen den Kollektorfeldern o.ä. üblich.

3. Wo sind mögliche Standorte für zentral oder teilzentral ins Wärmenetz integrierbare große Wärmespeicher vorhanden?

   Anmerkung: Option, falls Solaranlage im Vorrang betrieben werden kann und kein Wärmespeicher zur Prävention der Stagnation (Vermeidung von Stagnationszuständen) und Ertragssicherung vor Ort vorgesehen ist.

4. Gibt es die Möglichkeit, bisher noch anderweitig genutzte Flächen umzunutzen?

J.1.2 Erzeugerstruktur

5. Welche Erzeugerstruktur liegt vor?

6. Sollen Erzeugeranlagen durch Solaranlagen zeitweise ersetzt werden?

7. Sind Vorgaben und/oder Restriktionen für den Voll-/Teillastbetrieb der Anlagen zu berücksichtigen? Sind diese Vorgaben/Restriktionen veränderbar?

8. Wie hoch ist der tatsächliche jährliche Verlauf der Wärmelast der letzten Jahre, insbesondere in den Sommermonaten? Wie ist die Prognose?

   Anmerkung: Hier ist der Wärmebedarf von z.B. Absorptionskälteanlagen und sonstigen (Prozess-) Wärmeverbrauchern zu berücksichtigen. Ist dieser Verbrauchertyp vorhanden oder für die Zukunft zu berücksichtigen? (Anforderung an Temperatur, Leistungsbedarf)

9. Welcher Anteil der Wärmelast muss als Grundlast aus den bestehenden Erzeugungsanlagen bestehen bleiben und kann nicht ersetzt werden? Welcher Anteil der Sommerlast steht als „freie“ Sommerlast für die Solaranlage zur Verfügung?

   Anmerkung: Die maximal mögliche einzubindende Wärmemenge der Solaranlage wird gegebenenfalls reduziert durch die nicht oder nur teilweise abschaltbaren bestehenden KWK-Anlagen.

J.1.3 Netzstruktur

10. Welche Netzstruktur liegt vor? Sind besonders prädestinierte Stellen mit leistungsfähigen Einbindepunkten vorhanden, die bevorzugt untersucht werden sollten?

11. Wo gibt es entsprechend der geplanten Anlagengröße auch die notwendig große Leitungsdimensionierung, um die Wärmelast im Sommer bei niedriger Temperaturspreizung VL/RL und deshalb großem Massestrom abzutransportieren?

12. Für welche Temperaturen und Drücke ist das Netz ausgelegt? Welche Restriktionen ergeben sich z.B. aus den verbauten Werkstoffen, Komponenten, etc. für die Drücke und Temperaturen an möglichen Einbindestellen?

J.1.4 Betriebsbedingungen

13. Wie sieht der stundengenaue Verlauf der Wärmelast an den möglichen Einbindestellen aus - in einem Betriebsjahr oder zumindest in der Sommerperiode?

14. Kommt es zur Veränderung der vorhandenen Schlechtpunkte im Netz?

    Anmerkung: Eventuell sind neue Messpunkte zu installieren und/oder begleitend entsprechende Netzsimulationen durchzuführen.

15. Welche Netztemperaturen - insbesondere im Sommer - wurden in den letzten Jahren real gefahren?

    Anmerkung: Die VL- und RL-Temperaturen sind mindestens wochenweise zu ermitteln, damit bei der Ermittlung des Wärmeeintrags aus der dezentralen Erzeugung nicht der Auslegungsfall, sondern der Betriebsfall betrachtet werden kann. Die Auslegungstemperatur ist nur an wenigen Tagen im Jahr ausschlaggebend.

16. Welche zusätzlichen Anforderungen resultieren somit aus der Betriebsweise des Netzes?

J.2 Vorüberlegungen zur Änderung der Betriebsweise

Anhand der IST-Situation ist nun zu überlegen, was an der Betriebsweise geändert werden könnte, welche Ausbaustrategie verfolgt wird und was ggf. mit Hilfe einer Simulationsstudie untersucht werden soll, um den Erfolg der Einbindung zu gewährleisten.

J.2.1 Veränderte Betriebsbedingungen des Netzes und des zentralen Erzeugers

17. Kann/soll das Temperaturniveau des Netzes verändert werden?

    a. Können die Vorlauftemperaturen in der Heizperiode oder Übergangszeit abgesenkt werden?

       Anmerkung: In Verbindung mit einem Wärmespeicher könnte so die solare Wärme auch in der Heizperiode zur Verfügung stehen.

    b. Könnte die sommerliche Vorlauftemperatur zumindest in den Stunden mit hoher solarer Einstrahlung über die Mittagszeit erhöht werden, um die eingebundene Leistung abzutransportieren?

       Anmerkung: Ist in Verbindung mit dem Wärmespeicherkonzept zu realisieren. Bei Entscheidung für die Prüfung dieser Option ist die dadurch auftretende, zusätzliche statische Belastung der Fernwärmetrasse mit einzubeziehen.

    c. Können durch gezielte Maßnahmen beim Verbraucher die Rücklauftemperaturen abgesenkt werden?

18. Muss die bestehende Betriebsweise des Netzes (generell bzw. auch im Zusammenhang mit J.2.2) verändert werden oder bleiben die Veränderungen durch Einbindung der Solarthermieanlage im Rahmen der zulässigen technischen Parameter?

J.2.2 Ausbaukonzept für dezentrale Einbindung und Speicherung

19. Welche Ausbaustrategie ist für die Einbindung von Solarthermieanlagen vorgesehen?

    a. Wie hoch soll der solare Anteil am jährlichen Gesamtwärmebedarf sein?

       Anmerkung: Dieser Anteil wird als solarer Deckungsanteil bezeichnet und kann z.B. durch Ziele für einen Mindestanteil solarer Wärme am jährlichen Gesamtwärmebedarf vorgegeben sein. Kann dieser Anteil mit einer Anlage erreicht werden oder ist die Aufteilung in mehrere Anlagen notwendig?

b. Wie groß ist die minimale Anlagengröße zur Erreichung des Ziels?

   Anmerkung: Hierbei ist zu beachten, dass der Wärmeertrag der Solarthermieanlage nicht nur vom Klima (der solaren Einstrahlung) und dem Solarkollektortyp, sondern auch von den Betriebstemperaturen abhängt.

   Kapitel 9 des Abschlussberichtes zeigt Richtwerte hierfür.

c. Sind Ausbaustufen geplant?

20. Welche anderen regenerativen Energien sind im Netz vorhanden (oder geplant) und wie hoch ist ihr Anteil? Gibt es eine Priorisierung für die Wärmeaufnahme in das Netz? Anmerkung: Hierbei wird Solarthermieanlagen meist Vorrang gegeben, da diese nur dann Wärme liefern, wenn die Sonne scheint. Die Betriebszeiten anderer regenerativer Wärmeerzeuger wie z. B. Holzfeuerungen können durch den Betreiber definiert werden.

21. Ist eine Speicherung der Wärme im Wärmenetz notwendig?

    Anmerkung 1: Diese Frage ist nur dann relevant, wenn das Stagnationskonzept bzw. das Systemkonzept für die Solarthermieanlage keinen direkt mit ihr verbundenen Wärmespeicher vorsieht.

    Anmerkung 2: Hier gilt es zu entscheiden, ob das Netz eventuell als Wärmespeicher nutzbar ist oder zusätzlich ein Wärmespeicher benötigt wird.

22. Wo ist ein Wärmespeicher strategisch am besten positioniert?

    Anmerkung: Bestehende Netze wurden in der Regel nicht geplant und darauf ausgelegt, dezentral eingebundene (erneuerbare) Wärme im Netz umzuverteilen. Bei daraus resultierenden Netzbeschränkungen für eine dezentrale Einbindung von Wärme in der Wärmeübertragungsleistung oder im Druckmanagement ist aus technischer Sicht oft die Integration eines Wärmespeichers in das Fernwärmesystem sinnvoll.

    Hierzu muss dann die dezentral eingebundene Wärme vom Einbindepunkt bis zum Wärmespeicherstandort durch das Wärmenetz transportiert werden können, d.h. die Kapazität und Dimensionierung dieses Netzabschnittes ist zu prüfen. Je nach Netzstruktur und Auslastung des Netzes insgesamt, sind Großwärmespeicher an Erzeugerstandorten oder auch dezentral im Wärmenetz sinnvoll.

23. Wird der Wärmespeicher nur zur Aufnahme der solaren Wärme gebaut oder kann er auch für die Pufferung und Erhöhung der Wirtschaftlichkeit von anderen Erzeugeranlagen (z.B. KWK Anlagen) verwendet werden?

24. Welche Art von Wärmespeicher soll gebaut werden?

J.2.3 Anschluss an das bestehende Fernwärmenetz

25. Besteht eine Anschlussleitung an das Fernwärmenetz und wurde die Leitung auf die höheren Lastwechsel ausgelegt? Wie wird sichergestellt, dass nach Auskühlung unter die vorgegebene VL-Temperaturkurve (bei der definierten Regeltoleranz) keine direkte Einbindung in den Netz-VL erfolgt (z.B. Zirkulation in der Anschlussleitung)?

26. Wie soll die solare Wärme ins Netz eingebunden werden?

    a. RL / VL - Aus dem Rücklauf in den Vorlauf?

    b. RL / RL - Aus dem Rücklauf in den Rücklauf?

Anmerkung: Da der Wirkungsgrad solarthermischer Wärmeerzeuger mit steigender Betriebstemperatur abnimmt, hat in der Regel eine RL/ RL-Einbindung einen etwas höheren solaren Jahreswärmeertrag als eine RL/VL-Einbindung. Trotzdem sind fast alle realisierten, dezentral in ein Wärmenetz einbindenden Solarthermieanlagen, in RL/VL-Einbindung ausgeführt:
Zum einen ist die Reduktion des solaren Jahreswärmeertrages in der Regel gering, zum anderen wird die bei einer RL-Anhebung mögliche negative Beeinflussung im RL folgender Wärmeerzeuger (anderer dezentral einbindender Solarthermieanlagen, Geothermie- oder KWK-Anlagen) vermieden.
Die an der Einbindestelle zur Verfügung stehende Rücklauftemperatur kann von der am zentralen Erzeuger gemessenen stark abweichen.

J.3 Dimensionierung der Solaranlage

Für die Vorplanung und Vorauslegung von Solaranlagen gibt es mehrere Berechungstools. Ein kostenloses ist z. B. zu finden unter www.scfw.de. Hinweise gibt es auch im Abschlussbericht SOLSTAND [Hey+ 4]

27. Wird die Ausrichtung der Solarkollektoren für ein Ertragsoptimum im Sommer oder in der Übergangszeit gewählt? Wie groß ist der entsprechend auszulegende Wärmespeicher?

    Anmerkung: Die optimale Ausrichtung im Sommer bringt den höchsten Ertrag in einem kurzen Zeitraum, in dem der Wärmebedarf niedrig ist. Allerdings sind hier die geforderten VL-Temperaturen am niedrigsten.

    Wird die Ausrichtung der Anlage auf das Optimum der Erträge in der Übergangszeit ausgelegt, liegt der Wärmebedarf im Netz insgesamt höher und damit kann das resultierende Speichervolumen für die solare Überschusswärme geringer ausfallen. Allerdings sind ggf. auch die geforderten VL-Temperaturen höher. Da der Gesamtertrag auf die Kollektorfläche bezogen geringer ist, kann dieser Ansatz der Auslegung - im Vergleich zur Auslegung auf das Sommeroptimum - zu einer Verringerung der Wirtschaftlichkeit führen.

    Grobe Richtwerte für ein notwendiges Speichervolumen im Zusammenhang mit der Konzeption der Solaranlagen sind auch im Kapitel 9 zu finden.

28. Welcher Wärmeträger wird im Solarkreislauf eingesetzt?

    a. Glykol/Wasser-Gemisch?

    b. Enthärtetes Wasser?

    c. Fernheizwasser (bei direktem Anschluss an das Netz)?

    Anmerkung: b) und c) werden hauptsächlich nur bei Vakuumröhrenkollektoren eingesetzt, a) in allen Kollektortypen

29. Wie sieht das Stagnations-/Übertemperatur-Konzept für die Solarthermieanlage aus? Anmerkung: Ein Abschalten der Solarthermieanlage bei Sonneneinstrahlung kann z.B. durch Stromausfall oder auch durch die Netzbetreiberseite erfolgen. Hierfür muss ein Stagnationskonzept/Übertemperaturkonzept ausgearbeitet sein. Es gibt mehrere Möglichkeiten: Wärmespeicherkonzept, Entleerung, aktive Kühlung, z.B, [Fra+ 1]

J.4 Vorgaben für die Übergabe der solaren Wärme an das Netz /NEST

Aus der Netzstruktur, der Fahrweise des Netzes und der Erzeugerstruktur ergeben sich aufgrund der Versorgungssicherheit oder aus Effizienzgründen notwendige Vorgaben für die Übergabe der solaren Wärme an das Netz.

J.4.1 Sicherheitsmaßnahmen und Kriterien der Wärmeaufnahme in das Netz

30. Wie werden die Sicherheitsmaßnahmen hinsichtlich Freigabe und Abschaltbarkeit der Anlage geregelt?

    Anmerkung: Eine Freigabe und Abschaltbarkeit der Solaranlage muss entsprechend im Vertrag (sofern ein Externer der Besitzer und Betreiber der Anlage ist) geregelt werden und entsprechende Regeleinrichtungen und Übertragungsmöglichkeiten vorgegeben werden. Jede Solaranlage ist so auszurüsten, dass sie im Bedarfsfall oder im Notfall sofort abgeschaltet werden kann (s. AGFW-Arbeitsblatt FW 315). Durch die Solaranlage darf kein Sicherheitsrisiko für die Fernwärmeversorgung entstehen.

31. Welches generelle Betriebskonzept wird für die dezentrale Einbindung verfolgt?

    a. Hat die solare Wärme Vorrang vor allen anderen Wärmeerzeugern?

       Anmerkung: Im Rahmen der Vorplanung wird die Systemintegration der Solarthermieanlage so gelöst, dass die durch das Wetter vorgegebene Solarstrahlung maximal genutzt werden kann.

    b. Wird die Aufnahme der solaren Wärme nach Vorgabe des Erzeugerparks freigegeben oder abgeschaltet?

    c. Gibt es bestimmte Zeiträume, in denen die Solaranlage immer Vorrang hat?

       Anmerkung: Die solare Wärme kann in festgelegten Zeiträumen und mit klaren Temperaturvorgaben ohne weitere Einschränkung an das Netz übergeben werden.

32. Welchen Temperatureinfluss darf die Solarthermieanlage am Einbindepunkt auf die Netz-Vorlauftemperatur in der Verteilleitung haben?

    Aus Sicht des AGFW in Abstimmung mit den im Projektkreis vertretenen Netzbetreibern sollte im Bereich der Einbindung in den Netz-Vorlauf die sich bildende Mischtemperatur um nicht mehr als 5-10 K verändert werden.

    Ausschlaggebend für den Einfluss auf die Netz-Vorlauftemperatur ist das Verhältnis von Massestrom Netz zu Massestrom Solarthermie mit den jeweiligen Temperaturen.

Eine Wärmeeinbindung ohne Temperaturbeschränkung (max. und min. Temperaturbegrenzung) ist nicht möglich. Der Betreiber des Wärmenetzes muss eine Mindesttemperatur sicherstellen, mit der das Netz bei bestimmter Außentemperatur gefahren werden muss, um die Wärme auf dem vertraglich abgesicherten Niveau auch dem letzten Kunden zur Verfügung zu stellen. Beispielsweise aus hygienischen Gründen gibt es die Vorgaben, dass das Netz so konzipiert ist, dass der Kunde 60°C am Austritt des Warmwasserbereiters erreichen kann (s. Legionellen Prophylaxe DVGW-W 551 [DVGW551]).

Im Hinblick auf ein möglichst einfaches Regelverhalten geht der AGFW davon aus, dass eine Regeltoleranz von +5 bis +10K im Einbindebereich, als Abweichung von der durch den Fernwärmeversorger festgelegten Vorlauftemperaturkurve, keinen Einfluss auf den Massestrom des Verteilnetzes hat (s. AGFW-Arbeitsblatt FW 442 [AGFW442]).

J.4.2 Anforderungen an die Komponenten der NEST

33. Welche Grädigkeit wird für den Wärmeübertrager der NEST zugelassen?

    Anmerkung: Die Ausführung des Wärmeübertragers trägt maßgeblich zur Effizienz der Wärmeübergabe bei. Deshalb ist darauf zu achten, dass die Grädigkeit des Wärmeübertragers im Auslegungsfall max. 3K beträgt. Es wird empfohlen, dies als Vorgabe für die Umsetzung (in den Ausschreibungsunterlagen) festzuschreiben, da die Grädigkeit nicht standardisiert ist.

34. Wurde die Pumpe zur Einbindung der solaren Wärme (Einbindepumpe) in das Netz entsprechend der anstehenden Druckdifferenz ausgelegt, um etwaige Druckschwankungen zu verhindern?

    Anmerkung: Die Druckdifferenz, die für eine dezentrale Einbindung von Wärme überwunden werden muss, ist ein wichtiger Entscheidungspunkt, da zunächst sichergestellt werden muss, dass die Druckdifferenz in allen Lastfällen überwunden werden kann.

35. Welches Regelverhalten wird für die Einbindepumpe(n) und ggf. der weiteren Regelventile vorgeschrieben?

    Anmerkung: Durch den Betrieb der Einbindepumpe(n) dürfen in allen Lastfällen keine unzulässigen Drücke entstehen. Falls durch die Auslegung der Pumpe dies nicht gewährleistet wird, sind zusätzliche Regelungs-/Steuerungseinrichtungen vorzusehen.

Hinweise für die Vorgehensweise bei der Auslegung der NEST finden sich in den Abschlussberichten der Projekte SOLSTAND [Hey+ 4] und SWD SOL II, Nachfolgeprojekt von [Sch+ 5].

J.5 Vorgaben und Kriterien für die solarthermische und netzhydraulische Simulation

Nach der strategischen Entwicklung der Idee kann eine genaue Dimensionierung einer Solarthermieanlage und eines ggf. notwendigen Wärmespeichers nur über eine Simulation oder Berechnung geklärt werden. Hierbei sind solarthermische, netzhydraulische, regelungstechnische und wirtschaftliche Gesichtspunkte zu betrachten. Dabei wurden einige Punkte in DELFIN erarbeitet, die nicht außer Acht gelassen sollten und hier aufgeführt werden:

J.5.1 Solaranlage

36. Entsprechen die Wärmelastdaten in stündlichen Werten am Massestrom und Vor- und Rücklauftemperatur, die im Berechnungsprogramm genutzt werden, den Werten an der Einbindestelle der zu betrachtenden Solarthermieanlage?

37. Entsprechen die im Berechnungsprogramm hinterlegten Wetterdaten dem zu betrachtenden Standort? Sind diese Wetterdaten aktuell, auf einem langjährigen Klimamittel beruhend oder zukünftig zu erwartendes Wetter prognostizierend?

38. Welche minimalen und maximalen VL- und RL-Netztemperaturen am Einbindepunkt sind über das Fernwärmenetz vorgegeben?

    Anmerkung: Oft sind die tatsächlichen Temperaturen am Einbindepunkt nicht bekannt. Dafür können in erster Näherung die Netz-Betriebstemperaturen an der nächstliegenden zentralen Erzeugeranlage verwendet werden.

39. Ist der Wärmebedarf für den Frostschutz der Solaranlage (bei wasserbetriebenen Anlagen) in der Simulation berücksichtigt?

    Anmerkung: Dieser Wärmebedarf hat in der Regel einen geringen Einfluss auf den Jahreswärmeertrag einer Solarthermieanlage.

J.5.2 Netz

40. Sind die Rücklauftemperaturen am Einbindepunkt im Berechnungsprogramm fix vorgegeben oder können diese variabel eingegeben werden?

    Anmerkung: Von der Rücklauftemperatur hängt der Solarertrag der Anlage maßgeblich ab. Deshalb muss sie möglichst genau vorgegeben werden können und sollte nicht als fixe Annahme hinterlegt sein.

Wurden die tatsächlich am Einbindepunkt anstehenden Temperaturen des Rücklaufs für die Berechnung zu Grunde gelegt? Nur sie vermitteln ein realistisches Bild über den Ertrag der Solarthermieanlage. Je höher die zu Verfügung stehende RL-Temperatur bei vorgegebener Vorlauftemperatur ist, desto geringer wird der Wärmeertrag der Solaranlage. Eine grafische Übersicht hierzu ist in Kapitel 9 zu finden.

Für andere Aspekte - z.B. jahresmittlere Effekte ist eine Abschätzung ausreichend.

41. Sind die Lastprofile der Verbraucher detailliert (mindestens stundengenauer Tagesgang) abgebildet?

    Anmerkung: DELFIN zeigt für Netz K die Auswirkung des Detaillierungsgrades des Lastgangs in Kapitel 7.4.9, die bei der Berechnung der Netzhydraulik entstehen können. In der Simulation für Netz K steigt der nicht direkt in das Netz integrierbare Anteil der Wärme um bis zu 20 % an, wenn der Lastgang linear nach der Außentemperatur (siehe Anhang F.2.2 und F.3.5) aufbereitet ist.

42. Sind die max. überwindbaren Druckdifferenzen berücksichtigt oder werden die Druckdifferenzen am Einbindepunkt aufgezeichnet?

43. Gibt es für das Netz spezifische Restriktionen oder Vorgaben, die in der Simulation oder Berechnung berücksichtigt werden müssen?

44. Gibt es Vorgaben für den minimalen Massestrom, der im Netz als Vorgabe der zentralen Erzeuger aufrechterhalten werden muss?

    Anmerkung: Manche zentralen Erzeuger benötigen eine minimale Abnahmewärmeleistung, die nicht unterschritten werden darf. Die Massenströme und Vorlauftemperaturkurven des Netzes sind darauf entsprechend ausgelegt. Je höher nun die eingebrachte Wärmeleistung der der Solaranlage ist, desto niedriger wird die für den zentralen Erzeuger zur Verfügung stehende Leistung. Da die Ergebnisse aus DELFIN zeigen, dass in den Sommermonaten eine hohe Abdeckung des Netzwärmebedarfs über Solaranlagen erfolgen kann, würde dies zu Problemen im zentralen Erzeuger führen, sofern kein Wärmespeicher im Netz integriert ist und die Regelung des Wärmenetzes nicht an die Solaranlage oder sonstigen dezentralen Wärmeerzeuger angepasst ist.

45. Sind die ausgewählten Wärmespeicherstandorte, Speichergrößen und deren hydraulische Einbindung berücksichtigt?

J.5.3 NEST

46. Ist das Regelverhalten der Einbindepumpe der NEST entsprechend des anstehenden Differenzdruckes abgebildet bzw. der Einfluss der Pumpe auf das Netz berücksichtigt?

J.5.4 Bewertung der Veränderung durch die dezentrale Einbindung

47. Welcher Anteil des bestehenden Wärmebedarfs wird durch Solarthermie gedeckt?

48. Wird die Gesamteffizienz der Fernwärmeerzeugung erhöht? Nach welchen Kriterien wird bewertet?

J.6 Flächenfindung

Im Leitfaden SDHp2m [Gri+ 2] werden die Aspekte der Flächenfindung ausführlich behandelt. Im Folgenden werden nur grundsätzliche Punkte aufgeführt:

49. Sind Freiflächen im Flächennutzungsplan oder Bebauungsplan der Gemeinde bereits als „Sondergebiete mit entsprechender Zweckbestimmung“ ausgewiesen? Lässt sich der FNP oder BP ändern?

    Anmerkung: Das Raumordnungsgesetz des Bundes und die meisten Landes-Planungsgesetze enthalten keine gesonderten Vorgaben für Freiflächen-Solarthermieanlagen.

    Im Bauplanungsrecht regelt das Baugesetzbuch die Zulässigkeit von Vorhaben aus städtebaulicher Sicht und definiert in erster Linie übergeordnete Ziele und Grenzen für eine strukturierte Bebauung. Als übergeordnetes Instrument ist der Flächennutzungsplan zu nennen. Dieser ermächtigt die Gemeinden nach § 5 Abs. 2 Nr. 2 b) BauGB zur inhaltlichen Ausgestaltung der Bebauungspläne, in denen die Gemeinde:

    - Bauflächen für die Nutzung von Solarenergie zur Wärmeversorgung
    - Flächen für die leitungsgebundene Wärmeversorgung oder
    - Flächen für die Energieerzeugung aus Solarthermie

    als „Sondergebiete mit entsprechender Zweckbestimmung“ ausweisen und damit geeignete Flächen für solarthermische Freiflächen-Anlagen sichern und damit die Voraussetzungen für eine langfristig orientierte Investitions- und Standortplanung schaffen kann.

50. Gibt es bereits laufende Planungsvorhaben wie Quartierskonzepte, Wärmenetze 4.0, etc. in Verbindung mit dem FVU zur Anbindung oder zur Nutzung des bestehenden Fernwärmenetzes?

    a. Ist solare Nutzung vorgesehen?

    b. Kann hier kooperiert werden?

J.7 Finanzierung und Förderung

Im Folgenden werden Hinweise auf vorhandene Leitfäden und Fördermittelgeber genannt:

51. Bundesmittel: Förderangebot der KfW mit dem 271/272 Premium. Hier gibt es Förderquoten je nach Unternehmensart und –größe von 30 bis zu 45%, in Ausnahmefällen darüber.

    Link unter:

    https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Finanzierungsangebote/Erneuerbare-Energien-Premium-(271-281)

    Anmerkung: Die KfW-Förderung wird in der Regel über die Hausbank beantragt. Die Förderbedingungen erfordern, dass die Auftragsvergabe der zu fördernden Arbeiten nicht vor der Gültigkeit des Förderbescheides erfolgen darf.

    Ein möglicher Förderablauf ist wie folgt:

    - Ausschreibung der Solarthermieanlage
    - Stellen eines Beihilfeantrages für die KfW-Förderung bei der Hausbank
    - Danach: Auftragsvergabe für die Solarthermieanlage
    - Ausfüllen der Formulare des KfW-Programms 271/272 Premium mit Standardförderung oder ertragsabhängiger Förderung, je nach besseren Förderbedingungen (Entscheidung durch Ertragssimulation vor Vergabe möglich)

52. Förderprogramm Wärmenetze 4.0 des BMWi. Es fördert vorbereitende Studien und Modellvorhaben zu Wärmenetzen mit erneuerbaren Energien mit bis zu 50% sowie darauf folgende Realisierungen. Link unter: http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html

53. Förderdatenbank des Bundes: Auflistung der aktuellen Förderaufrufe sowie weitere allgemeine Informationen: http://foerderdatenbank.de

54. Förderungen von Ländern und Kommunen

55. Weitere Informationen:

    - Leitfaden aus dem Projekt SDHp2m [Gri+ 2]
    - Leitfaden aus dem Projekt SolnetBW [Maa+ 3]
    - Plattform: www.solare-fernwaerme.de

J.8 Literaturverzeichnis

[AGFW309] AGFW. *Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1: Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung spezifischer Primärenergiefaktoren von Wärme- und Kälteversorgungssystemen*, 2014.

[AGFW442] AGFW. *Arbeitsblatt FW 442: Druckhaltung in Heizwasser-Fernwärmesystemen*. Frankfurt a. M.: AGFW e.V., Mai 2019.

[DVGW551] DVGW. *Arbeitsblatt W 551: Trinkwassererwärmungs- und Trinkwasserleitungsanlagen; Technische Maßnahmen zur Verminderung des Legionellenwachstums; Planung, Errichtung, Betrieb und Sanierung von Trinkwasser-Installationen*. Bonn, April 2004

[Fra+ 1] E. Frank, F. Mauthner, St. Fischer et al. *Overheating p revention and stagnation handling in solar process heat applications.* IEA-SHC Task 49/IV – Technical Report A.1.2., Juni 2015

[Gri+ 2] Grimm et al. *SDHp2m - Regulatorische und marktunterstützende Maßnahmen für die Mobilisierung von Investitionen in erneuerbare Wärmenetze in europäischen Regionen und Ländern: „Einbindung von Solarthermie in bestehende städtische Fernwärmesysteme.* EU-Projekt aus dem Programm Horizon 2020, FKZ 691624. April 2018

[Hey+ 4] M. Heymann u. a. *Kostenreduktionspotential beim Ausbau der Solarisierung von Fernwärmenetzen durch Standardisierung*. BMWi-Abschlussbericht, FKZ:0325553A. TU Dresden, Institut für Energietechnik, Juli 2019.

[Maa+ 3] Ch. Maß, M. Sandrock. *Förder- und Finanzierungsleitfaden für Freiflächen-Solarthermieanlagen mit Wärmespeicher und Anbindung an Wärmenetze in Baden-Württemberg*. Ausarbeitung im Rahmen des Vorhabens SolnetBW, FKZ: BWE13030, Juni 2016

[Sch+ 5] K. Schäfer u.a. *Dezentrale Einbindung von Wärme aus erneuerbaren Energien in das KWK-Fernwärmesystem der Stadtwerke Düsseldorf AG (SWD.SOL)*, BMWi-Abschlussbericht, FKZ: 03ET1269 A-D, 2019

Darüber hinaus sei auf die Muster-Ausschreibungsunterlagen für großflächige Solaranlagen verwiesen im Projekt Solnet 4.0: „*Innovative Lösungs- und Entwicklungskonzepte zur Markt-bereitung für solare Wärmenetze“,* BMWi-Vorhaben in der Förderinitiative ‚EnEff.Gebäude.2050 – Innovative Vorhaben für den nahezu klimaneutralen Gebäudebestand 2050, FKZ 03EGB0002, Solites, AGFW, Hamburg Institut, Energiekommune‘

Anhang K - Verwendung des Begriffs Einbindung statt des Begriffs Einspeisung

Autor: Ulrike Wagner (AGFW)

In diesem Projekt wurde es vermieden, für die Einbindung von Wärme aus dezentralen Wärmeerzeugungsanlagen von Dritten den Begriff „Einspeisung“ zu verwenden.

Zum einen ist es nicht das richtige Wort, weil man zwar Strom und Gas direkt in ein Netz einspeisen kann, nicht aber Wärme. Sie wird über einen Wärmeübertrager an das Fernwärmenetze übergeben. Eine direkte Einbindung findet nicht statt. Stattdessen findet eine Einbindung von Wärme in das Netz oder auch eine Wärmeübergabe an das Netz statt.

Des Weiteren ist der Begriff „Einspeisung“ durch die Erfahrungen im Strom – und Gasbereich belegt und schafft damit eine Nähe zur „Zwangseinspeisung“ nach dem EEG und zur Entbündelung.

Entbündelung der Fernwärme ist aber nicht sinnvoll, wie der Bundestag zweimal hervorgehoben hat.

Die Bundesregierung spricht sich wegen der besonderen technisch-wirtschaftlichen Gegebenheiten der Fernwärmeversorgung gegen sektorspezifische Regelungen aus (BT-Drucks. 17/13675, S. IX Tz. 74). Die Bundesregierung ist sich bewusst, dass Wärme ganz im Gegensatz zu Strom und Gas nicht überregional von einem Netzgebiet in ein anderes geliefert werden kann. Außerdem erkennt sie, dass sich die Durchleitung wegen des in sich abgeschlossenen Wärmekreislaufs als technisch und ökonomisch schwierig gestaltet. Die Entflechtung von Netzbetrieb, Wärmeerzeugung und -vertrieb würde deshalb allenfalls marginale wettbewerbliche Verbesserungen mit sich bringen, dem erhebliche administrative Kosten und Synergieverluste gegenüber stehen.

Das BKartA hebt ebenso in der Sektoruntersuchung von 2012 für Fernwärme hervor, dass wegen des geschlossenen Wärmekreislaufs und eines fixen Wärmebedarfs im Netz die von einem Dritten kommende Wärmemenge mit der vom Fernwärmeversorgungsunternehmen selbst erzeugten bzw. beschafften Wärmemenge ausgeregelt werden muss.

Außerdem kann das Fernwärmeversorgungsunternehmen überschüssige Wärmemenge nicht andernorts /überregional absetzen. Hinzu kommt, dass es bereits eigene Erzeugungskapazitäten aufgebaut hat oder langfristige Wärmebezugsverpflichtungen eingegangen ist.

Des Weiteren sind die unterschiedlichen technischen Spezifikationen der dezentralen Wärmeerzeugungsanlage im Vergleich zum Wärmenetz zu berücksichtigen.

Dieses Forschungsprojekt hat zum Ziel, über die Simulation verschiedener Szenarien zur Einbindung dezentraler Wärmeerzeuger unterschiedlicher Art und Größe in drei Fernwärmebestandnetze herauszufinden, unter welchen Bedingungen eine Einbindung erfolgen kann und wann nicht. Die Erkenntnisse werden in Bewertungstools bewertet und in Folge als Handlungsempfehlungen, Restriktionen und Checklisten zusammengefasst

Anhang L - Projektveröffentlichungen

1. Schmidt T., Schäfer K., „Beispiele dezentraler Solarthermie-Einbindung in Nah- und Fernwärmenetze“, Vortrag am OTTI-Forum „Dezentrale Einbindung von Wärme in Nah- und Fernwärmenetze“ März 2016, Frankfurt am Main

2. Wagner U., Hay S., Rühling K., Mangold D., „DELFIN: Prognose der Auswirkungen dezentraler Einbindung von Wärme in Fernwärmenetze“, Poster zum 1. Kongress Energiewendebauen, Januar 2017, Berlin

3. Jentsch A., Felsmann C., „Effiziente Einbindung dezentraler Erzeuger“, Vortrag bei ZUKUNFT FERNWÄRME – Werkzeuge für eine flexible und effiziente Fernwärmeversorgung, März 2018, Kaiserslautern

4. Paulick S., Guddusch S., Rühling K., „Effects on decentralized feed-in into district heating networks –a simulation study“, 5th International Solar District Heating Conference, April 2018, Graz

5. Rühling K., Paulick S., „Fernwärme: Herausforderungen und Lösungsansätze zur dezentralen Einbindung von regenerativen Energien“, WILO Gebäudetechnikforum, Juni 2018, Dresden

6. Paulick S., Schroth C., Rühling K., Guddusch S., „Resulting effects on decentralized feed-in into district heating networks – a simulation study“, 16th International Symposium on District Heating and Cooling (DHC), September 2018, Hamburg

7. Schroth C., Paulick S., „Dezentrale Einspeiser in Fernwärmenetzen: Wirkung auf Netzhydraulik und Speicherdimensionierung“, Vortrag zum 23. Dresdner Fernwärmekolloquium, September 2018, Dresden

8. Rühling K., „Dezentrale Einspeiser in Fernwärmenetze – Technik, Temperaturen, Simulation“, Vortrag zur 10. Jahreskonferenz „KWK 2018 – Industrieller und kommunaler KWK-Einsatz“, November 2018, Dresden

9. Rühling K., Paulick S., Schroth C., „Dezentrale Einspeiser in Fernwärmenetzen: Wirkung auf Netzhydraulik und Speicherdimensionierung“, Vortrag Stadtwerke Graz, Dezember 2018, Graz

10. Rühling K., Paulick S., Schroth C., „Decentralized feed-in in existing district heating networks – comparison of the hydraulic effects of solar thermal and CHP integration“, Vortrag beim Webinar IEA SHC Solar Academy Task 55: Large Scale SHC Systems Integration into District Heating and Cooling Networks, März 2019

11. Paulick S., Schroth C., Rühling K., „Solarisierung der Fernwärme: Auswirkungen dezentral eingebundener Wärme auf Netz und Netzbetrieb“, Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme, Mai 2019, Kloster Banz (Bad Staffelstein)

12. Mangold D., Rühling K., Fröhlich D., Paulick S., Schroth C., Jentsch A., „Abschlusspräsentation des BMWi-Verbundprojektes DELFIN“, Ausführliche Vorträge der DELFIN Verbundprojektpartner, Juni 2019, Frankfurt am Main

13. Paulick S., Rühling K., Schroth C., „Wirkungen auf Netz und Netzbetrieb von dezentral eingebundener Wärme hoher Volatilität“, EuroHeat&Power 09/19

14. Fröhlich D., „Simulationsergebnisse mit SIR 3S® für die Einbindung volatiler, dezentraler Wärmeerzeuger in große Fernwärmenetze“, EuroHeat&Power 10/19

15. Felsmann C., Stange P., „Simplified Heat Load Profile Generation“, Building Simulation 2019, September 2019, Rom

16. Jentsch A., Paulick S., Mangold D., „Dezentrale Einbindung von Wärme in Bestands-Fernwärmenetze DELFIN“, Vortrag zum 24. Dresdner Fernwärmekolloquium, September 2019, Dresden

17. Ott S., Schäfer K., Mangold D., „Planungshilfsmittel zur Grobdimensionierung von dezentral eingebundenen Solarthermieanlagen in Wärmenetzsysteme“, 30. Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme, Mai 2020, Kloster Banz (Bad Staffelstein), eingereicht