



UNTERSUCHUNG DER SPEICHERFÄHIG- KEIT VON FERNWÄRMENETZEN UND DEREN AUSWIRKUNGEN AUF DIE EINSATZPLANUNG VON WÄRME- ERZEUGERN

**Der Fakultät Maschinenwesen
der
Technischen Universität Dresden
zur
Erlangung des akademischen Grades
Doktoringenieur (Dr.-Ing.)
angenommene Dissertation**

**von
Dipl.-Math. Sebastian Groß
geb. am 11.06.1981 in Dresden**

Tag der Einreichung: 01.08.2012

Tag der Verteidigung: 26.11.2012

Gutachter:

Prof. Dr.-Ing. Clemens Felsmann

Prof. Dr.-Ing. habil. Achim Dittmann

Vorsitzender der Promotionskommission:

Prof. Dr. rer. nat. habil. Cornelia Breitkopf

VORWORT

Die vorliegende Dissertation entstand in den Jahren 2007 bis 2012 während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energietechnik der Technischen Universität Dresden.

Ich danke Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Achim Dittmann recht herzlich für die fachliche Unterstützung zur Erstellung meiner Arbeit und für seine stete Einsatzbereitschaft. Er stand mir mit Rat und Tat hilfreich zur Seite, was insbesondere in Zeiten, in denen weniger Fortschritte zu verzeichnen waren, eine wichtige Stütze darstellte. Mein großer Dank geht ebenso an Herrn Prof. Dr.-Ing. Clemens Felsmann, der durch zahlreiche Anregungen zum guten Gelingen meiner Arbeit maßgeblich beitrug. Auch danke ich allen Mitgliedern der Prüfungskommission, die völlig unkompliziert ein sehr schnelles Zustandekommen der Verteidigung ermöglichten.

Ein herzlicher Dank geht an alle Kollegen meines Lehrstuhls. Sie haben sich für mich stets die Zeit für fachliche Diskussionen, aber auch für persönliche Anliegen genommen. Die sehr angenehme, schon fast familiäre Atmosphäre im Lehrstuhl und die ausgeprägte Hilfsbereitschaft meiner Kollegen haben wesentlich zum Gelingen meiner Arbeit beigetragen.

Besonders herzlich bedanke ich mich bei meinen Eltern, meiner Familie und meinen Freunden, die mich stets und in allen Lebenslagen unterstützten und hinter mir standen und somit vor allem moralisch eine große Hilfe waren. Sie haben mir so den notwendigen Ausgleich zur Arbeit gegeben.

Sebastian Groß

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	1
1.1	Allgemeines	1
1.2	Untersuchungsgegenstand	2
1.3	Bilanzraum	3
1.4	Literaturrecherche	5
2	Grundlagen der Netzspeicherung	9
2.1	Definitionen	9
2.2	Netzspeicherungsarten	11
2.3	Theoretische Voruntersuchungen	15
2.4	Erweiterung auf Strahlennetze	20
2.5	Bezeichnungen und Charakterisierungen	23
3	Simulationsbasierte Analyse der Netzspeicherung	27
3.1	Simulationswerkzeug TRNSYS-TUD und Beispielnetz	27
3.2	Einfluss der Umgebungstemperaturen auf die Netzspeicherleistung	30
3.3	Einfluss der Abnehmerstrukturen auf die Netzspeicherleistung	31
3.4	Untersuchungen von Ladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen	32
3.5	Untersuchungen von Entladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen	37
3.6	Einfluss der Höhe von Vorlauftemperatursprüngen auf die Netzspeicherleistung	38
3.7	Untersuchungen von Lade- und Entladekurven bei Laständerungen	39
3.8	Untersuchung der Netzspeicherleistung bei variablem Verlauf von Vorlauf- temperatur und Gesamtlast	41
4	Einbindung der Netzspeicherung in das Optimierungsmodell	49
4.1	Einführung anhand einer einfachen Ansatzfunktion	49
4.2	Bewertung der Regression	52
4.3	Einfluss der Eingangsgrößen auf die Regressionsergebnisse	58
4.4	Untersuchung weiterer Ansatzfunktionen	63
4.5	Auswertung der multiplen linearen Regression	66
4.6	Bestimmung der optimalen Vorlauftemperatur	67
5	Mathematische Grundlagen der Optimierung	71
5.1	Wahl der Problemklasse der Optimierung	72
5.2	Lösung des Optimierungsproblems	75
5.3	Übersicht Modellierungssprachen	76
5.4	Übersicht Solver	77
5.5	Grundaufbau des mathematischen Modells	78
5.6	Wahl der Zielfunktion	79
5.7	Linearisierung realer Kurvenverläufe	84
6	Randbedingungen für das Optimierungsmodell	89
6.1	Einleitung	89

6.2	Heizkraftwerke	89
6.3	Heizwerke und Heizkessel	91
6.4	Blockheizkraftwerke	92
6.5	Solarthermische Anlagen	93
6.6	Wärmepumpen	96
6.7	Thermische Wärmespeicher	97
6.8	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	99
7	Anwendungsbeispiel	105
7.1	Einleitung	105
7.2	Technische Randbedingungen	105
7.3	Wirtschaftliche Randbedingungen	108
7.4	Optimierung	109
7.5	Ergebnisse Variante I: Vergleich optimierter Einsatzplan Winter- und Sommertag	110
7.6	Ergebnisse Variante I: Jahresoptimierungen	116
7.7	Ergebnisse Variante I: Vergleich Netzspeicher und thermischer Verdrängungs- speicher	124
7.8	Ergebnisse Variante I: Minimierung CO_2 -Emission und Primärenergie	126
7.9	Ergebnisse Variante II	128
7.10	Vergleich Variante I mit Variante II	129
8	Fazit	135
	Literaturverzeichnis	139
A	Publikationen	145
B	Abbildungen und Tabellen	147
B.1	Regression: Ansatzfunktion I	147
B.2	Regression: Ansatzfunktion II - V	150
B.3	Ergebnisse Variante I: Minimierung CO_2 -Emission und Primärenergie	154
B.4	Ergebnisse Variante II	157
C	Marktübersicht Software Einsatzoptimierung	163
	Symbolverzeichnis	167
	Abkürzungsverzeichnis	169

1 EINLEITUNG

1.1 Allgemeines

Die in den letzten Jahren immer stärker einsetzende Verknappung fossiler Brennstoffe bei gleichzeitigem Ansteigen des Energiebedarfs führte zu einem deutlichen Anstieg der Brennstoffpreise. Dieser Trend wird sich auch in den kommenden Jahren weiter fortsetzen [26], [84]. Um der stärker werdenden Verknappung der fossilen Rohstoffe entgegenzuwirken – aber auch aus ökologischen Gesichtspunkten – werden in Deutschland verstärkt regenerative Energiequellen nutzende Erzeugeranlagen in Form von Wärmepumpen, Solarthermie-, Photovoltaik- und Windkraftanlagen eingesetzt. Aufgrund der Zwangsabnahme von regenerativ erzeugtem Strom ins übergeordnete Netz kommt es zunehmend zu starken Fluktuationen der Stromeinspeisung. Der Ausgleich der Fluktuationen durch vorwiegend zur Grundlastversorgung eingesetzte Gas-, Kohle- oder Kernkraftwerke ist hingegen zu teuer oder technisch nur begrenzt realisierbar. Möglichkeiten, Strom in den erforderlichen Mengen sinnvoll zwischenzuspeichern sind nur wenig und vorwiegend in Form von Pumpspeicherkraftwerken gegeben. Resultat sind starke Schwankungen des Strompreises beim börsennotierten Handel. Angebot und Nachfrage bestimmen auch hier den Preis, sodass in der Vergangenheit sich für vereinzelte Stundenkontrakte negative Preise am Spotmarkt ergaben.

Eine alternative Möglichkeit des Ausgleichs der Fluktuationen der Stromeinspeisung ergibt sich durch die Verlagerung der Einsatzzeiten von KWK-Anlagen, die aufgrund der Lastanforderungen des zu versorgenden Fernwärmenetzes nur zum Teil flexibel betrieben werden können. Um die von KWK-Anlagen abgegebene Wärme zu speichern und somit eine größere Bandbreite der Fahrweisen der Anlagen zu erreichen, werden gegenwärtig vor allem Heißwasserspeicher genutzt, aber auch das Verteilnetz selbst bietet eine Möglichkeit Wärme zu speichern, was keine zusätzlichen Investitionen erfordert und somit aus ökonomischer Sicht äußerst attraktiv erscheint. So führen Änderungen der Vorlauftemperatur am Erzeuger oder der Rücklauftemperaturen der Abnehmer zu instationären Betriebszuständen in Bezug auf die Energiebilanz – es tritt eine zeitliche Entkopplung des Einspeise- von dem Entnahmevergange auf, was in allen realen Fernwärmenetzen als unerwünschter Nebeneffekt beobachtbar ist, da die resultierende Netzspeicherleistung aufgrund verschiedener Einflussfaktoren stark schwankt. So ist zwar bekannt, dass die Vorlauftemperatur am Einspeisepunkt die Netzspeicherleistung maßgeblich beeinflusst – wie diese konkret gewählt werden muss, um eine gewünschte Netzspeicherleistung zu erhalten, ist bisher nur unzureichend bestimmbar.

Zielstellung der vorliegenden Arbeit ist daher die Untersuchung der Netzspeichervorgänge und die Integration der Netzspeicherung in die Einsatzplanung von Wärmeerzeugern, um die optimale Fahrweise ermitteln zu können. So können für beliebige Fernwärmenetze und beliebige Erzeugersysteme die monetären Gewinnpotentiale der Netzspeicherung abgeschätzt werden.

Die vorliegende Arbeit ist in acht Kapitel unterteilt. Beginnend mit dieser Einleitung werden im Kapitel 2 die Grundlagen der Netzspeichervorgänge gelegt – eine Vertiefung mit Hilfe thermo-

hydraulischer Simulationen erfolgt im Kapitel 3, wo sich die Notwendigkeit einer Approximation der Netzspeicherleistung durch eine Ansatzfunktion zeigt. Die Approximation erfolgt dabei mit Hilfe einer multiplen linearen Regression, das entsprechende Vorgehen ist im Kapitel 4 dargestellt. Im Kapitel 5 werden die mathematischen Grundlagen für das Optimierungsmodell und dessen Lösung beleuchtet sowie die für die Optimierung wählbaren Zielfunktionen und deren Zusammensetzung beschrieben. Im Kapitel 6 erfolgt eine technische Beschreibung aller Erzeuger und der thermischen Speicher sowie der sich daraus ergebenden, das Optimierungsmodell beschreibenden Nebenbedingungen. Außerdem werden die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Form von Energie- und Brennstoffverträgen sowie Förderungsgesetzen vorgestellt und weiterhin erläutert, in welcher Form sie im Optimierungsmodell berücksichtigt werden. Als Anwendungsbeispiel erfolgt im Kapitel 7 die monetäre Bewertung der Netzspeicherung anhand eines realen Fernwärmenetzes. Abschließend findet sich im Kapitel 8 ein kurzes Fazit.

1.2 Untersuchungsgegenstand

Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit ist die Analyse der Netzspeichervorgänge in Fernwärmenetzen sowie deren Auswirkungen auf die Einsatzoptimierung von Wärmeerzeugern. Zur Bestimmung der optimierten Einsatzplanung kommt eine erweiterte Version der Software *FreeOpt* zum Einsatz. Bei der Software handelt es sich um ein im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderten¹ Forschungsprojekts *MULTILEVEL DISTRICT HEATING* entstandenes, frei verfügbares Optimierungstool für die Einsatzplanung von Wärmeerzeugern im Verbund mit Wärmespeichern in einem Fernwärmenetz und dient als Entscheidungs- und Planungshilfe für bestehende oder neue Fernwärmesysteme. Bei letzteren können mit Hilfe einer zusätzlichen Investitionskostenabschätzung² der Anlage die Gesamtkosten genauer bestimmt werden. Außerdem fungieren die durch *FreeOpt* ermittelten Betriebskosten als Bewertungsgröße für die Fahrweise des Erzeugerparcs. In [31] findet sich eine detaillierte Beschreibung des Aufbaus und der Bedienung von *FreeOpt* sowie ein Anwendungsbeispiel, das die Einsatzweise verdeutlicht.

Für die Integration der Möglichkeit der Netzspeicherung in *FreeOpt* mussten eine Reihe von Anpassungen bzw. Erweiterungen im Optimierungsmodell durchgeführt werden. Zur deutlichen Abgrenzung der neuen Version vom Original-*FreeOpt* wurde ein neuer Name gewählt: *FWOpt*. Auch wenn die grundlegenden Elemente von *FWOpt* aus *FreeOpt* stammen, wird in der vorliegenden Arbeit nur *FWOpt* erwähnt – eine explizite Trennung der beiden „Versionen“ ist nicht gegeben. Die wesentlichen Erweiterungen von *FWOpt* im Vergleich zu *FreeOpt* sind in Tab. 1.1 dargestellt.

¹FKZ: 0327400B

²muss vom Benutzer selbst durchgeführt werden

Tabelle 1.1: Wesentliche Erweiterungen von FWOpt im Vergleich zu FreeOpt

	FreeOpt	FWOpt
Zeitschrittweite	fest: 1 Stunde	frei wählbar: 1,2,3,6,10,12,15,60 Minuten
tageweise Optimierung	sequentiell	rollierend
Brennstoffpreis	konstant	variabel in allen Zeitschritten
Mindestlaufzeiten Erzeuger	-	+
Mindeststillstandzeiten Erzeuger	-	+
Netzspeicherleistung	-	+
thermische Verluste Netz	-	+
Energie Umwälzpumpen	-	+
Zielgrößen Optimierung	Betriebskosten	Deckungsbeitrag, Primärenergie, CO_2 -Emission

In FWOpt implementiert sind diese Erzeuger: Blockheizkraftwerke (BHKW), Dampfturbinen-Heizkraftwerke (HKW) mit Entnahme-Gegendruckturbinen (EGD) oder Entnahme-Kondensationsturbinen (EKT), Heizwerke (HW) bzw. Kessel, solarthermische Anlagen (ST) und Wärmepumpen (WP). Darüber hinaus können auch Stromverträge³ sowie die bereits angesprochenen Möglichkeiten der Wärmespeicherung in Form von thermischen Verdrängungsspeichern und der Netzspeicherung im Optimierungsmodell berücksichtigt werden.

Mit Hilfe mathematischer Optimierungsverfahren erfolgt durch die Maximierung des Deckungsbeitrags, Minimierung der CO_2 -Emission oder Minimierung der Primärenergie die Ermittlung des optimalen Fahrplans: Wann wird welcher Erzeuger in welcher Form eingesetzt, wie werden die Speicher gefahren und welches Volumen der Stromverträge wird genutzt? Bereits bei kleineren Erzeugerparks ist die Zahl der möglichen Betriebsweisen sehr groß, sodass die rechnergestützte Entscheidung wirtschaftliche Potentiale aufzeigen kann. Insbesondere soll dabei das ökonomische und auch das ökologische Einsparpotential der Netzspeicherung untersucht werden.

Die Integration der Netzspeichervorgänge in die Einsatzoptimierung von FWOpt ist aufgrund der hohen Komplexität der thermohydraulischen Vorgänge in Fernwärmenetzen nicht ohne weiteres möglich, sodass umfangreiche Voruntersuchungen notwendig sind. Diese werden anhand eines fiktiven, vereinfachten Beispielnetzes und später mit Hilfe thermohydraulischer Simulationssoftware anhand eines realen Fernwärmenetzes durchgeführt. So kann die Netzspeicherleistung bestimmt werden – die direkte Kopplung der Simulation an das Optimierungsmodell von FWOpt ist jedoch nicht realisierbar. Aus diesem Grund wird mit Hilfe einer multiplen linearen Regression die Netzspeicherleistung approximiert. Die zu bestimmende Ansatzfunktion der Regression kann dann leicht in das Optimierungsmodell eingebunden werden.

1.3 Bilanzraum

In Abb. 1.1 ist der Bilanzraum der Untersuchungen dargestellt, die Beschreibung der dort verwendeten Größen ist in Tab. 1.2 aufgelistet. Alle gewählten Erzeuger sind über das Fernwärmenetz miteinander verknüpft. Bei Vorhandensein von dezentral einspeisenden Erzeugern werden alle Erzeuger zu einem Standort zusammengefasst. Eine weitere Kopplung besteht

³Stromlieferung an den bzw. Strombezug von dem übergeordneten Netzbetreiber

über das Stromnetz. Der Optimierungszeitraum kann beliebig gewählt werden, bei der zeitlichen Diskretisierung stehen folgende Zeitschrittweiten zur Auswahl: 1,2,3,6,10,12,15 oder 60 Minuten. Die Lastgänge für die thermische bzw. elektrische Leistung \dot{Q}_{ab} bzw. P_{ab} sind in der gewählten zeitlichen Auflösung vorzugeben.

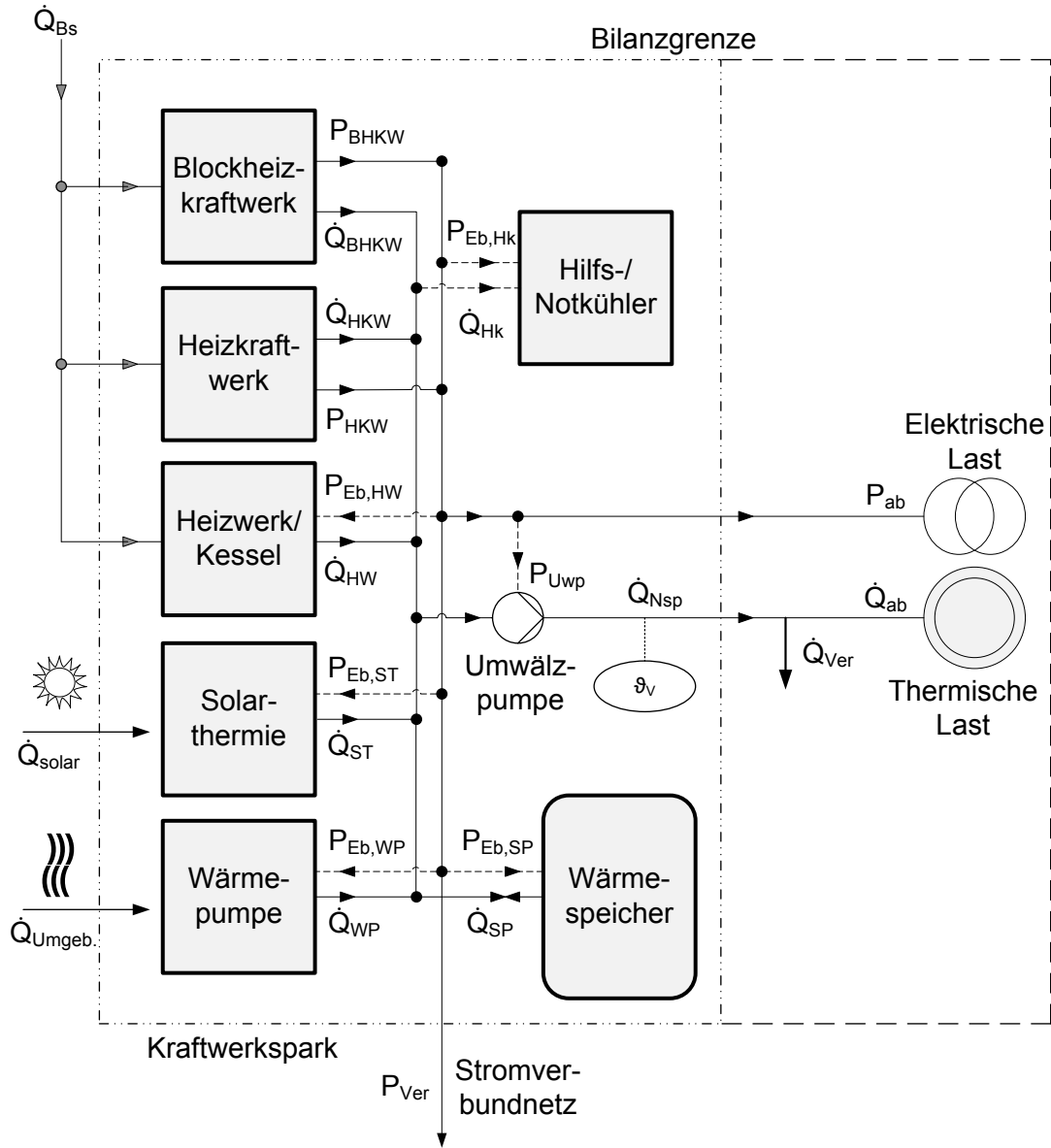


Abbildung 1.1: Bilanzraum der Untersuchungen (ohne Darstellung des Rücklaufs des Fernwärmenetzes)

Tabelle 1.2: Beschreibung der in Abb. 1.1 verwendeten Größen

Größe	Beschreibung	Größe	Beschreibung
\dot{Q}_{ab}	thermischer Lastgang	P_{ab}	elektrischer Lastgang
\dot{Q}_{BHKW}	thermische Leistung BHKW	P_{BHKW}	elektrische Leistung BHKW
\dot{Q}_{HKW}	thermische Leistung HKW	P_{HKW}	elektrische Leistung HKW
\dot{Q}_{HW}	thermische Leistung HW	$P_{Eb,HW}$	elektrischer Eigenbedarf HW
\dot{Q}_{ST}	thermische Leistung ST	$P_{Eb,ST}$	elektrischer Eigenbedarf ST
\dot{Q}_{WP}	thermische Leistung WP	$P_{Eb,WP}$	elektrischer Eigenbedarf WP
\dot{Q}_{SP}	Lade- bzw. Entladeleistung Speicher	$P_{Eb,SP}$	elektrischer Eigenbedarf SP
\dot{Q}_{Hk}	Hilfskühlerleistung	$P_{Eb,Hk}$	elektrischer Eigenbedarf Hilfskühler
\dot{Q}_{Nsp}	Netzspeicherleistung	P_{Uwp}	elektrischer Eigenbedarf Umwälzpumpen
\dot{Q}_{Ver}	thermische Verluste Fernwärmenetz	P_{Ver}	Stromverträge
\dot{Q}_{Bs}	Brennstoffleistung	ϑ_V	Vorlauftemperatur
\dot{Q}_{solar}	Einstrahlungsleistung		
$\dot{Q}_{Umgeb.}$	Umweltwärme		

1.4 Literaturrecherche

In diesem Kapitel erfolgt eine Abgrenzung der vorliegenden Arbeit zu bereits veröffentlichter Literatur. Eine Übersicht bestehender Softwarelösungen zur Einsatzoptimierung findet sich im Anhang C. Beispiele der praktischen Anwendung der Netzspeicherung in Deutschland, Dänemark und Finnland werden kurz in [85] beschrieben. Ansätze zur vereinfachten Abschätzung des Netzspeicherpotentials finden sich in [21], [30] und [65].

In [53] und [83] wird das Fernwärmenetz als Regelstrecke mit einem differentiellen Verhalten und einer Zeitverzögerung erster Ordnung charakterisiert. Die Lösung der sich ergebenden Differentialgleichung ist eine Exponentialfunktion, mit deren Hilfe der Verlauf der Netzspeicherleistung für bestimmte Typtage approximiert wird. Nachteil dieser Methode ist, dass sie für eine dichte Folge von Vorlauftemperaturänderungen nicht geeignet ist, sondern nur für einzelne Temperatursprünge sinnvoll in die Einsatzoptimierung integriert werden kann.

Ein Modell einer geschlossenen Optimierung findet sich in [77] bzw. [78]. Hier sind vereinfacht die thermohydraulischen Vorgänge in Fernwärmenetzen in das Optimierungsmodell integriert. Vorteil ist das Auffinden einer geschlossenen Lösung, nachteilig die sich bei Verwendung eines nichtlinearen Optimierungsmodells ergebenden, bekannten Schwierigkeiten: die zum Teil langsame Konvergenz sowie der aufwendige Nachweis der Optimalität. Die Fähigkeiten der Methode werden durch zwei einfache, fiktive Beispiele aufgezeigt. Auf die angesprochenen, zu erwartenden Schwierigkeiten in Bezug auf Konvergenz und Optimalität wird dabei nicht eingegangen. Es bleibt darüber hinaus noch offen, inwieweit diese Methode auf größere, reale Netze anwendbar ist. Die Übertragbarkeit wird an dieser Stelle angezweifelt, da das bei großen Netzen entstehende Optimierungsmodell mit mehreren tausend Variablen, das darüber hinaus noch nichtlinear ist, so groß wird, dass es nur in nicht zumutbaren Zeiten gelöst werden kann. Auch verfügt das bei dieser Methode verwendete thermohydraulische Modell nicht über die Qualität des Modells eines reinen Simulationsprogramms, sprich die realen Netzvorgänge werden schlechter abgebildet.

In [23] bzw. [24] wird nach Ausführungen in [77] alternativ zum Optimierungsverfahren ein Suchverfahren auf Grundlage des Pattern-Search verwendet, in dem in jedem Suchschritt eine thermohydraulische Simulation unter geänderten Parametern durchgeführt wird. Verletzungen

von Randbedingungen sind durch Verwendung von Straftermen möglich. Problem bei dieser Methode sind zum einen die hohen Rechenzeiten zum anderen massive Konvergenzprobleme. Der Autor von [23] bzw. [24] selbst stuft nach [77] daher dieses Vorgehen als wenig sinnvoll ein und entwickelte ein Optimierungsverfahren, in dem die Ausbreitung der Temperaturfront über lineare Übertragungsfunktionen aufgestellt wird. Die Daten für die Übertragungsfunktionen stammen aus der dynamischen Simulation des Fernwärmenetzes. Liefert die Lösung des Optimierungsproblems geänderte Vorlauftemperaturen, muss die Simulation erneut durchgeführt werden, bis die Änderungen einen vorher festgelegten Grenzwert unterschreiten. Dieses iterative Vorgehen hat teilweise ebenfalls mit Konvergenzproblemen zu kämpfen. Ein ähnlich vereinfachtes iteratives Vorgehen wird in [68] verwendet.

In der in [57] beschriebenen Methode werden nach Ausführungen in [77] Betriebskosten nicht in der Zielfunktion berücksichtigt. Über eine Voruntersuchung eines konkreten Fernwärmenetzes kommt nach [77] der Autor von [57] zu dem Resultat, die Betriebskostenoptimierung durch die Vorlauftemperaturminimierung zu ersetzen. Methodisch wurde dazu ein Regler entwickelt, mit dem die Vorlauftemperatur bei dem Erzeuger eingestellt werden kann. Dabei müssen vertraglich festgelegte Mindestvorlauftemperaturen bei den Abnehmern und andere hydraulische Restriktionen zu jedem Punkt eingehalten werden. Um dabei die Fließzeiten der Temperaturfronten zu berücksichtigen, werden wie in [23] Übertragungsfunktionen verwendet. Es handelt sich nach [77] insgesamt nur um eine eingeschränkte, auf die Vorlauftemperatur bezogene Optimierung – weitere Freiheitsgrade bestehen nicht.

Die in [27] verwendete Methode dient nach Ausführungen in [77] der kurzfristigen Einsatzoptimierung im Zeithorizont von 15 bis 60 Minuten. Im ersten Schritt erfolgt eine thermohydraulische Simulation des Fernwärmenetzes. Die ermittelten Betriebspunkte dienen als Ausgangspunkte für eine Linearisierung der Modellgleichungen. Daraus entsteht ein lineares Optimierungsmodell, das ohne großen zeitlichen Aufwand gelöst werden kann. Die optimale Lösung muss anschließend über die thermohydraulische Simulation auf Zulässigkeit überprüft werden. Iterativ erfolgt wieder eine Linearisierung der Modellgleichungen für die neu gefundene Lösung. Die Vorlauftemperatur geht in diesem Algorithmus als Parameter ein. Um den Einfluss der Vorlauftemperatur auf die Betriebskosten abzuschätzen, erfolgt eine Parametervariation. Insgesamt bleibt nach [77] der Rechenaufwand vergleichsweise hoch und ist somit nur für kurze Untersuchungszeiträume sinnvoll verwendbar.

In [54] werden die Netzspeichervorgänge in einem realen Fernwärmenetz in Berlin mit Hilfe des thermohydraulischen Simulationstools *SYSHYD* [38] untersucht. Alle Simulationen erfolgen unter der Annahme konstanter Lasten der Abnehmer und konstanter Rücklauftemperaturen über den gesamten Zeitbereich. Außerdem muss sich das gesamte System Fernwärmenetz vor allen Netzspeichervorgängen in einem stationären Zustand befinden.

Insgesamt sind die eben vorgestellten Methoden zur Netzspeicherung – wenn überhaupt – meist nur mit großem Aufwand in eine klassische Einsatzoptimierung integrierbar, haben durch die Verwendung eines Iterationsprozesses teilweise Konvergenzprobleme oder die Ansätze sind für die angestrebte Detailtiefe der Optimierung nicht ausreichend, da konstante thermische Lasten und einzeln auftretende Vorlauftemperatursprünge vorausgesetzt werden. All diese Schwierigkeiten sollen durch die Entwicklung einer neuen Methode behoben werden, in der zunächst auf Grundlage umfangreicher Voruntersuchungen die wesentlichen Einflussfaktoren auf die Netzspeicherleistung identifiziert werden. Um möglichst realistische Kurvenverläufe der

Netzspeicherung zu erhalten, soll eine thermohydraulische Simulation des Fernwärmenetzes erfolgen. Die dort gewonnenen Daten dienen als Grundlage für eine multiple lineare Regression der Netzspeicherleistung. Die ermittelte Regressionsfunktion kann anschließend leicht in das Optimierungsmodell integriert werden. Vorteil dieser Methode ist, dass keine Iterationen erfolgen müssen. Außerdem kann jedes beliebige thermohydraulische Simulationsprogramm verwendet werden. Nachteilig ist der vergleichsweise hohe Grundaufwand zur Bestimmung der Regressionskoeffizienten und die zusätzlich auftretenden Abweichungen durch die Regression.

2 GRUNDLAGEN DER NETZSPEICHERUNG

2.1 Definitionen

Änderungen der Vorlauftemperatur am Erzeuger führen in Fernwärmenetzen zu instationären Betriebszuständen in Bezug auf die Energiebilanz, sobald die geänderte Vorlauftemperatur die jeweiligen Abnehmer erreicht. Gleiches gilt für Änderungen der Rücklauftemperaturen der Abnehmer, sobald die geänderten Rücklauftemperaturen die Energiebereitstellungsanlage erreichen. Folge ist, dass unter Annahme eines wärmeverlustfreien Systems die in das Netz eingespeiste Leistung nicht der Summe der thermischen Lasten der Verbraucher entspricht. Die sich ergebende Differenz aus beiden kann im Netz gespeichert werden. Analog zum thermischen Heißwasserspeicher kann das Fernwärmenetz ebenso zur Speicherung von thermischer Energie genutzt werden. Dieser Vorgang wird im Folgenden als *Netzspeicherung* bezeichnet. Zur Abgrenzung gegenüber den thermischen Speichern erhält das Fernwärmenetz in diesem Fall die Bezeichnung *Netzspeicher* mit der Aufteilung in *Netzvorlauf* und *Netzurücklauf*. Ziel dieser Arbeit ist die genaue Bestimmung und Approximation der Netzspeichervorgänge, um diese gekoppelt mit einer klassischen Einsatzplanung der Erzeuger gezielt zur Betriebsoptimierung einzusetzen. Grundlagen der bei Netzspeicherungen beobachtbaren Vorgänge finden sich in [40] und [46].

Zunächst soll definiert werden, ab wann analog den Heißwasserspeichern von einer Netzspeicherung gesprochen wird. Ein einfacher Ansatz ist es, bei Annahme eines wärmeverlustfreien Transports der Energie im Netz die Differenz aus momentan eingespeister und abgeführter thermischer Leistung als Netzspeicherleistung \dot{Q}_{Nsp} zu interpretieren. Dabei gelten folgende Definitionen:

- ins Netz eingespeiste/zugeführte thermische Leistung \dot{Q}_{zu} : vom Erzeuger bereitgestellte thermische Leistung
- aus dem Netz abgeführte/entnommene thermische Leistung \dot{Q}_{ab} : Summe der gesamten thermischen Last aller Abnehmer/Verbraucher für Brauchwarmwasser und Heizzwecke; Bezeichnung auch als *Gesamtlast*

Die Netzspeicherleistung kann je nach eingespeister und abgeführter thermischer Leistung sowohl positive als auch negative Werte annehmen – positive Werte stehen dabei für eine Ladung des Netzspeichers (dem Netzspeicher wird Wärme zugeführt), negative für eine Entladung (dem Netzspeicher wird Wärme entnommen). So werden als Beispiel bei einer ins Netz eingespeisten Leistung von $\dot{Q}_{zu} = 100 \text{ kW}$ und einer Gesamtlast von $\dot{Q}_{ab} = 90 \text{ kW}$ dem Fernwärmenetz am Erzeuger 100 kW zugeführt und an den Abnehmern 90 kW entnommen. Die Differenz aus beiden Werten beträgt 10 kW, folglich werden dem Netzspeicher 10 kW zugeführt, es kommt zur Ladung des Netzspeichers. Zu beachten ist, dass bei negativen Netzspeicherleistungen dem Netzspeicher Wärme entnommen, dem Fernwärmenetz aber im Allgemeinen Wärme zugeführt wird⁴ – nur eben weniger als dem Netz bei den Abnehmern entnommen wird.

⁴Ein Ausfall der Versorgung des Fernwärmenetzes wird nicht betrachtet.

Die in das Netz eingespeiste thermische Leistung \dot{Q}_{zu} am Erzeuger wird durch den Massestrom sowie der Vor- und Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes bestimmt. Während Massestrom und Rücklauftemperatur vom Energieversorger nicht beeinflusst werden können, ergeben sich durch Wahl der Vorlauftemperatur am Erzeuger⁵ Freiheitsgrade in der Fahrweise.

Aufgrund der Massestrom-Regelung der Hausanschlussstationen wird ein Großteil der Laständerung auf Abnehmerseite durch Anpassung des Teilmassestroms im Fernwärmenetz realisiert – die Rücklauftemperaturen bleiben annähernd konstant bzw. ändern sich nur wenig⁶. Aufgrund der Inkompressibilität des Mediums Wasser erfolgt die Anpassung der Masseströme über eine durch die Umwälzpumpen induzierte Änderung der Drücke innerhalb des Fernwärmenetzes. Die durch die Abnehmer induzierte Druckwelle breitet sich mit Schallgeschwindigkeit im Netz aus [86]. Die Änderung der Masseströme bei dem Erzeuger erfolgt also auch in größeren Netzen im Millisekundenbereich. Im Vergleich zur Zeitschrittweite der hier vorgenommenen Untersuchungen von minimal einer Minute kann die Anpassung der Masseströme und somit der Erzeugerleistung aufgrund der festgelegten Vorlauftemperaturen als unmittelbar angesehen werden.

Es kann nur bei sich zeitlich ändernden Vor- und Rücklauftemperaturen zu einer Netzspeicherung kommen. Die Vorlauftemperaturen im Netz ändern sich bei einer Änderung der vorgebbaren Vorlauftemperatur am Erzeuger, die Rücklauftemperaturen im Netz bei einer Änderung der Rücklauftemperaturen der Abnehmer infolge der Regelung der Hausanschlussstationen. Werden die Netztemperaturen angehoben, kommt es zu einer Erhöhung der Enthalpie des Wassers in den Rohrleitungen sowie der Rohre selbst – es wird im Netzspeicher thermische Energie gespeichert. Netzspeichervorgänge treten ganz allgemein betrachtet bei jeder Änderung der Enthalpie des Vor- oder Rücklaufs auf. Diese Definition ist insofern allgemeiner, da über Aufstellen der Energiebilanz die thermischen Netzverluste \dot{Q}_{Ver} berücksichtigt werden können. Die Netzspeicherleistung \dot{Q}_{Nsp} lässt sich dementsprechend mit Hilfe von Gl. (2.1) ermitteln.

$$\dot{Q}_{Nsp} = \dot{Q}_{zu} - \dot{Q}_{ab} - \dot{Q}_{Ver} \quad (2.1)$$

Der thermische Verlust eines Rohres $\dot{Q}_{Ver,i}$ ohne Berücksichtigung der Wärmekapazität des Rohres selbst ergibt sich durch Gl. (2.2).

$$\dot{Q}_{Ver,i} = k_i \cdot A_i \cdot (\vartheta_{M,i} - \vartheta_{U,i}) \quad (2.2)$$

Dabei gilt in Abhängigkeit der jeweiligen Umgebungstemperatur ϑ_U für frei verlegte bzw. erdverlegte Rohre:

$$\vartheta_{M,i} - \vartheta_{U,i} = \frac{\vartheta_{Ein,i} - \vartheta_{Aus,i}}{\ln \frac{\vartheta_{Ein,i} - \vartheta_{U,i}}{\vartheta_{Aus,i} - \vartheta_{U,i}}}$$

⁵Bei vorgegebener Vorlauftemperatur am Erzeuger muss dort die entsprechend notwendige eingespeiste thermische Leistung sichergestellt werden.

⁶Je nach Regelung der Hausanschlussstationen steigen oder sinken die Rücklauftemperaturen.

$\dot{Q}_{Ver,i}$	Thermischer Verlust des Rohres (in kW)
k_i	Wärmedurchgangskoeffizient (in $W/(K \cdot m^2)$)
A_i	Rohroberfläche (in m^2)
$\vartheta_{U,i}$	Umgebungstemperatur (in $^{\circ}C$)
$\vartheta_{M,i}$	Mitteltemperatur (in $^{\circ}C$)
$\vartheta_{Ein,i}$	Eingangstemperatur am Rohr (in $^{\circ}C$)
$\vartheta_{Aus,i}$	Ausgangstemperatur am Rohr (in $^{\circ}C$)

Wie in Gl. (2.3) dargestellt, ergeben sich die Gesamtverluste des Netzes \dot{Q}_{Ver} durch Summierung der thermischen Verluste aller Rohre, wobei n die Anzahl der Rohre ist.

$$\dot{Q}_{Ver} = \sum_{i=1}^n \dot{Q}_{Ver,i} \quad (2.3)$$

Somit werden die thermischen Verluste beeinflusst von

- den Eingangstemperaturen eines jeden einzelnen Rohrabschnitts,
- den Ausgangstemperaturen eines jeden einzelnen Rohrabschnitts und somit den Gesamtlasten/Masseströmen und den damit einhergehenden Verweilzeiten im Netz, da diese Werte die Ausgangstemperaturen direkt beeinflussen,
- den Umgebungstemperaturen,
- den Materialeigenschaften der Rohre und der Rohrdämmung, wie z.B. der Wärmeleitfähigkeit λ , dem Wärmeübergangskoeffizient α , dem Rohrdurchmesser d .

Die Netztemperaturen sowie thermischen Lasten ändern sich im realen Betrieb des Netzes ständig und beeinflussen daher die thermischen Verluste signifikant. Hingegen kommt es nach theoretischen Abschätzungen in [19] bei den bei Netzspeichervorgängen betrachteten Zeiträumen von wenigen Stunden bei einem größtenteils erdverlegten Fernwärmenetz trotz real teilweise stark schwankenden Außentemperaturen nur zu einer minimalen Änderung der Umgebungstemperaturen unmittelbar am Fernwärmenetz, da die Temperaturleitfähigkeit a des Erdreichs gering ist. Gleiches gilt für die temperaturabhängigen Materialeigenschaften der Rohre und der Rohrdämmung. Die Änderung der thermischen Verluste ist somit nahezu vollständig den Änderungen der Netztemperaturen und der thermischen Lasten zuzuordnen. Zur Vereinfachung werden zunächst in den weiteren Betrachtungen die Umgebungstemperaturen sowie die Materialeigenschaften als konstant angenommen.

2.2 Netzspeicherungsarten

Es werden drei Netzspeicherungsarten unterschieden:

1. Netzspeicherung im Vorlauf
2. Netzspeicherung im Rücklauf
3. Netzspeicherung im Vor- und Rücklauf

Netzspeicherung im Vorlauf

Die Nutzung des Vorlaufs als Speicher ist technisch sehr leicht und ohne Umbauten realisierbar. Der voreingestellte Wert der Vorlauftemperatur beim Erzeuger und somit des Netzes wird als *Soll-Vorlauftemperatur* $\vartheta_{V_0,E}$ bezeichnet. In Abb. 2.1 sind die drei gängigen Fahrweisen der Soll-Vorlauftemperatur in drei Fahrkurven dargestellt.

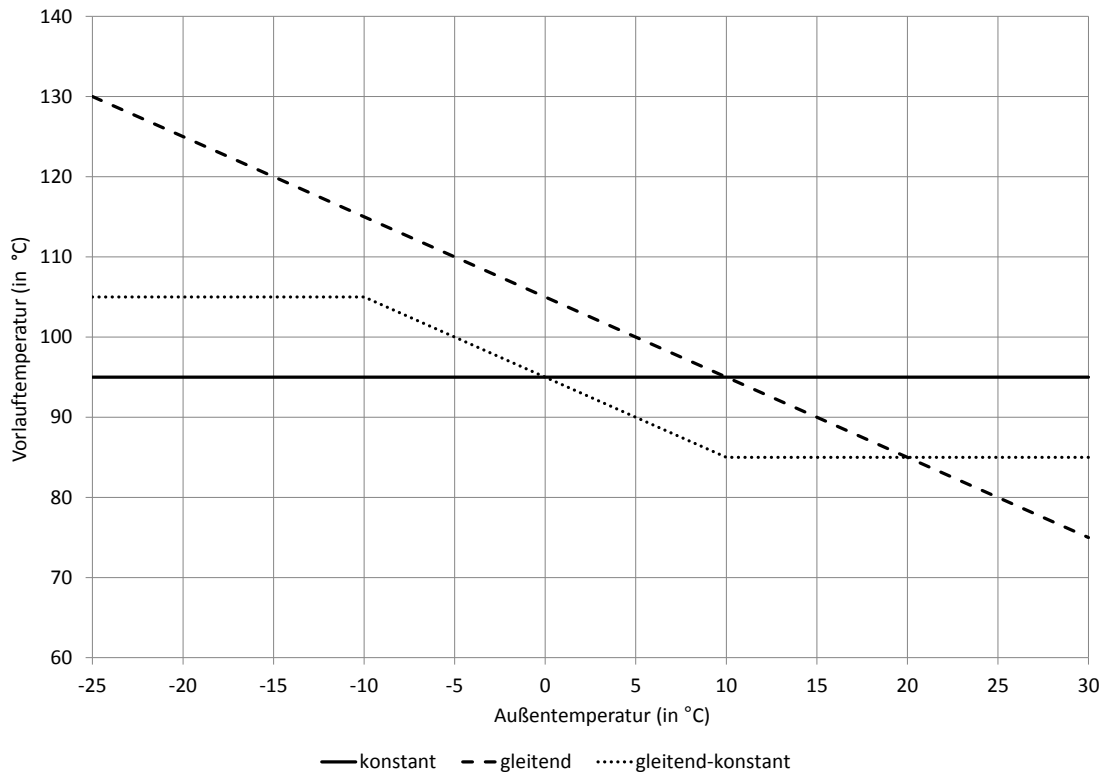


Abbildung 2.1: Konstante, gleitende und gleitend-konstante Fahrweise der Soll-Vorlauftemperatur

- konstante Soll-Vorlauftemperatur
- gleitende Soll-Vorlauftemperatur
- gleitend-konstante Soll-Vorlauftemperatur

Bei konstanter Fahrweise bleibt die Soll-Vorlauftemperatur unverändert - Laständerungen werden über den Massestrom des Fernwärmenetzes geregelt. Bei gleitender Fahrweise hingegen ist die Soll-Vorlauftemperatur an die Außentemperatur gekoppelt. Ist die Außentemperatur niedrig, steigt im Allgemeinen die Gesamtlast. Der damit verbundene Anstieg der Masseströme im Fernwärmenetz kann somit über die sich ergebende Erhöhung der Temperaturspreizung reduziert werden. Die sich im Fernwärmenetz maximal ergebenden Masseströme werden somit reduziert, dadurch können kleinere Rohrdurchmesser verwendet und somit Investitionskosten eingespart werden. Eine Mischform stellt die gleitend-konstante Fahrweise mit einer vorgegebenen maximal bzw. minimal zulässigen Vorlauftemperatur dar.

Wird eine von der Sollvorlauftemperatur abweichende Temperatur eingestellt⁷, breitet sich die entstehende Temperaturfront im Netz in Fließrichtung des Massestroms aus. Die thermische

⁷ mit einer entsprechenden Anpassung der Erzeugerleistung

Diffusion in Fließrichtung ist dabei vernachlässigbar klein, die Mischzone der Temperaturfront ist praktisch nicht vorhanden. Insgesamt kommt es somit zur Änderung der Enthalpie des Wassers im Netz. Der Vorgang der vom Energieversorger durchführbaren Erhöhung der Soll-Vorlauftemperatur wird im Folgenden als *aktive Netzspeicherung im Vorlauf* $\dot{Q}_{Nsp,V,aktiv}$ bezeichnet. Energetisch betrachtet vorteilhaft ist bei der aktiven Netzspeicherung im Vorlauf die einhergehende Reduzierung der Pumpenergie aufgrund sinkender Masseströme, nachteilig sind die steigenden thermischen Verluste aufgrund höherer Netztemperaturen und längerer Verweilzeiten im Netz.

Aber auch bei konstanten Vorlauftemperaturen am Erzeuger kann es zur Änderung der Enthalpie im Vorlauf und somit zu einer Netzspeicherung kommen. Wie bereits erwähnt, ändern sich die thermischen Verluste bei sich ändernden Lasten, was mit einer Verschiebung der Vorlauftemperaturen in den einzelnen Rohrabschnitten einhergeht. Diese Form der Netzspeicherung kann nicht aktiv vom Energieversorger gesteuert werden und ist als unerwünschter Nebeneffekt einzuordnen. Die durch Änderungen der thermischen Verluste induzierte Netzspeicherung im Vorlauf wird als *passive Netzspeicherung im Vorlauf* $\dot{Q}_{Nsp,V,passiv}$ bezeichnet.

Netzspeicherung im Rücklauf

Die Nutzung des Rücklaufs als Netzspeicher kann über Bypässe realisiert werden, über die der Rücklauf mit Wasser aus dem Vorlauf aufgeheizt wird. Diese Form der Netzspeicherung wird als *aktive Netzspeicherung im Rücklauf* $\dot{Q}_{Nsp,R,aktiv}$ bezeichnet. Ein Vorteil der Nutzung des Rücklaufs als Netzspeicher ist, dass im Vergleich zur Netzspeicherung im Vorlauf mehr Energie gespeichert werden kann. Außerdem besteht die Möglichkeit des sehr schnellen Ladens bzw. Entladens des Netzspeichers. Nachteil ist der zunächst notwendige Investitionsaufwand für die Bypässe und für die Fernsteuerung benötigte Installationen. Ebenso fallen der Anstieg der Pumpenergie⁸ aufgrund des steigenden Gesamtmassestroms sowie der Anstieg der thermischen Verluste negativ ins Gewicht. Ggf. ergibt sich eine Begrenzung durch Ausdampfung bei niedrigen Rücklaufdrücken sowie unerwünschte Kavitation bei Pumpen im Rücklauf. Aus diesen Gründen wird die aktive Netzspeicherung im Rücklauf in dieser Arbeit nicht betrachtet.

Es ist zu beachten, dass eine Netzspeicherung im Rücklauf immer dann auftritt, wenn sich die Rücklauftemperaturen ändern. Solche Änderungen treten auch ohne aktive Einflussnahme über Bypässe indirekt bei sich ändernden Lasten und Vorlauftemperaturen auf. Die Ursache liegt in der Regelung der Hausanschlussstationen, worauf später eingegangen wird. Dieser als *indirekte Netzspeicherung im Rücklauf* $\dot{Q}_{Nsp,R,indirekt}$ bezeichnete Vorgang kann ebenso wie die passive Netzspeicherung im Vorlauf als ungewünschter Nebeneffekt betrachtet werden. Ebenso tritt analog dem Vorlauf eine *passive Netzspeicherung im Rücklauf* $\dot{Q}_{Nsp,R,passiv}$, also Netzspeichervorgänge aufgrund geänderter thermischer Verluste im Netzzücklauf, auf.

Netzspeicherung im Vor- und Rücklauf

Die dritte Netzspeicherungsart ist die gleichzeitige aktive Netzspeicherung im Vor- und Rücklauf, d.h. es werden aktiv die Vorlauftemperaturen geändert, aber es kommt ebenso zu aktiven Änderungen der Rücklauftemperaturen über Bypässe. Auch diese Form der Netzspeicherung wird in dieser Arbeit nicht betrachtet.

⁸Die Pumpen sind darüber hinaus für solche großen Leistungsanforderungen ggf. nicht ausgelegt.

Im Folgenden soll ausschließlich die Netzspeicherung im Vorlauf betrachtet werden, d.h. aktiv können nur die Vorlauftemperaturen geändert werden. In einem Fernwärmenetz treten gleichzeitig ebenso eine passive Netzspeicherung in Vor- und Rücklauf sowie eine indirekte Netzspeicherung im Rücklauf auf, sodass diese auch ohne explizite Erwähnung als vorhanden angenommen werden. Die aktive Netzspeicherung im Vorlauf wird in den weiteren Betrachtungen vereinfachend nur als Netzspeicherung bezeichnet.

Eine anschauliche Darstellung des Netzspeichers findet sich in Abb. 2.2. Dazu sind Vor- und Rücklauf des Fernwärmenetzes je durch einen thermischen Heißwasserspeicher symbolisiert. Zwischen beiden befinden sich die durch einen Wärmeübertrager symbolisierten Abnehmer. Zwischen den Speichern befinden sich Bypässe.

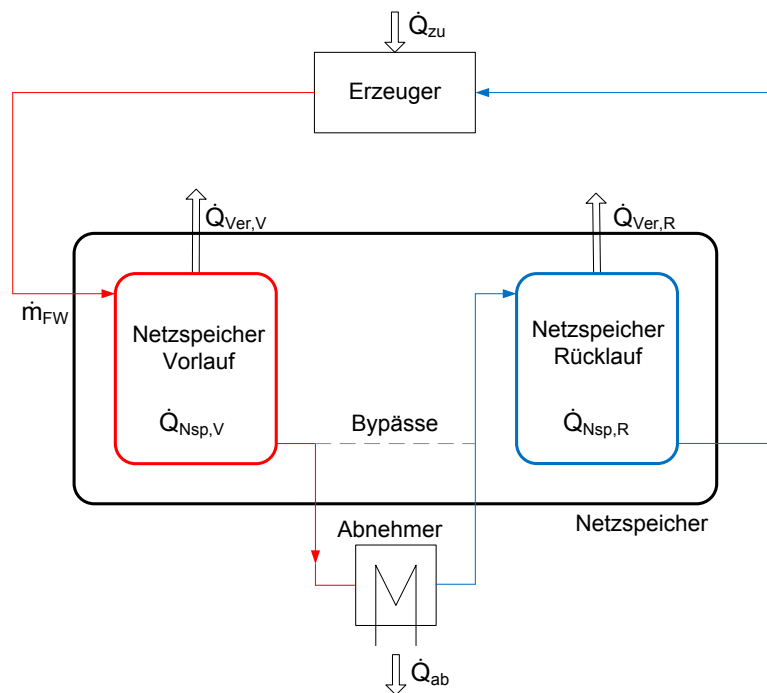


Abbildung 2.2: Anschauliche Darstellung des Netzspeichers

Der Unterschied zu den klassischen Heißwasserspeichern liegt darin, dass der Netzspeicher in Vor- und Rücklauf jeweils nur eine feste Einlass- und eine feste Auslassöffnung besitzt, die Fließrichtung im Netzspeicher also vorgegeben ist. Wird Wasser mit einer höheren Temperatur als der mittleren Temperatur des Wassers im Netzspeicher eingespeist, kommt es zur Ladung des Netzspeichers, hat das eingespeiste Wasser eine niedrigere Temperatur zur Entladung. Wie bereits erwähnt, wird der Netzvorlauf durch Änderung der Vorlauftemperatur am Erzeuger ge- bzw. entladen (direkte Netzspeicherung im Vorlauf), der Netzurücklauf durch aufgrund der Regelung der Hausanschlussstationen geänderten Rücklauftemperaturen der Abnehmer (indirekte Netzspeicherung im Rücklauf). Die thermischen Verluste von Vor- und Rücklauf treten beim Netzspeicher vergleichbar denen eines klassischen Heißwasserspeichers auf, werden in dieser Arbeit aber dem Fernwärmenetz in seiner Funktion als Wärmeverteilnetz und nicht seiner Funktion als thermischer Speicher zugeordnet. Außerdem sind in Abb. 2.2 die durch eine grau gestrichelte Linie symbolisierten, für eine direkte Netzspeicherung im Rücklauf notwendigen Bypässe dargestellt.

2.3 Theoretische Voruntersuchungen

Eine Zielstellung dieser Arbeit ist es, die aktive Netzspeicherung über Änderungen der Vorlauf-temperaturen in eine klassische Einsatzoptimierung zu integrieren. Der Netzspeicher soll dabei wie ein thermischer Speicher behandelt werden können. Die charakteristischen Kenndaten wie maximale Lade- bzw. Entladeleistung sowie maximale Kapazität und insgesamt gespeicherte Wärme dienen der Beschreibung des Speichers. Gerade diese Kenndaten sind im Gegensatz zu den thermischen Speichern aufgrund der komplexen thermohydraulischen Vorgänge nur sehr schwer zu ermitteln. Auf bereits existierende Lösungen wurde im Kapitel 1.4 eingegangen.

In einem ersten Schritt sollen daher zunächst allgemeine Zusammenhänge und Vorgänge in Fernwärmenetzen bei sich ändernden Lasten und Vorlauf-temperaturen mit Hilfe eines einfachen Beispiels beleuchtet werden. In Abb. 2.3 ist ein einfaches Fernwärmenetz bestehend aus einem Erzeuger und nur einem Abnehmer abgebildet.

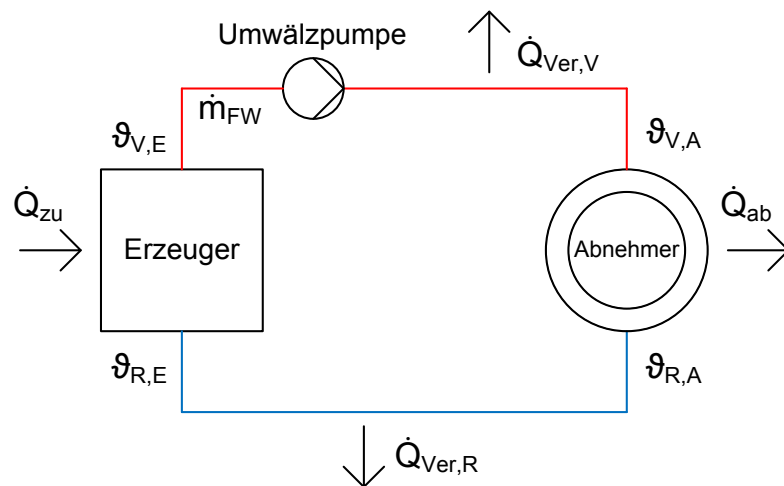


Abbildung 2.3: einfaches Fernwärmenetz mit einem Erzeuger und einem Abnehmer

$\vartheta_{V,E}$	Vorlauf-temperature am Erzeuger
$\vartheta_{R,E}$	Rücklauf-temperature am Erzeuger
$\vartheta_{V,A}$	Vorlauf-temperature am Abnehmer
$\vartheta_{R,A}$	Rücklauf-temperature am Abnehmer
\dot{m}_{FW}	Massestrom des Fernwärmenetzes
\dot{Q}_{zu}	ins Netz eingespeiste / vom Erzeuger bereitgestellte thermische Leistung
\dot{Q}_{ab}	aus dem Netz abgeführte thermische Leistung / thermische Last des Abnehmers
$\dot{Q}_{Ver,V}$	thermische Verluste des Netzzvorlaufs
$\dot{Q}_{Ver,R}$	thermische Verluste des Netzzrücklaufs

Aufgrund von thermischen Verlusten in den Rohrleitungen \dot{Q}_{Ver} ist die Vorlauf-temperature am Erzeuger stets höher als die Vorlauf-temperature am Abnehmer sowie die Rücklauf-temperature am Abnehmer höher als die Rücklauf-temperature am Erzeuger. Es werden zur Vereinfachung zunächst folgende Annahmen getroffen:

1. es gibt eine zentrale Netzpumpe, die für den Massestrom den jeweils benötigten Differenzdruck bereitstellt

2. die Stoffwerte (spezifische Wärmekapazität c_p und die Dichte ρ) sind im gesamten Netz konstant⁹
3. die Umgebungstemperaturen der Rohre sind konstant
4. konstantes Lastverhältnis ϕ ¹⁰

Die vom Erzeuger bereitgestellte Leistung \dot{Q}_{zu} wird verlustfrei dem Fernwärmenetz zugeführt und berechnet sich über Gl. (2.4).

$$\dot{Q}_{zu} = c_p \cdot \dot{m}_{FW} \cdot (\vartheta_{V,E} - \vartheta_{R,E}) \quad (2.4)$$

Die Leistungsabgabe beim Abnehmer erfolgt über eine Hausanschlussstation. Der abgeführte Wärmestrom lässt sich mit Hilfe von Gl. (2.5) ermitteln.

$$\dot{Q}_{ab} = c_p \cdot \dot{m}_{FW} \cdot (\vartheta_{V,A} - \vartheta_{R,A}) \quad (2.5)$$

Die abgeführte Leistung \dot{Q}_{ab} bzw. Last des Verbrauchers setzt sich dabei aus der Leistung für das Trinkwarmwasser $\dot{Q}_{ab,Ww}$ und der Leistung für die Raumheizung $\dot{Q}_{ab,HZ}$ zusammen. Es werden im Wesentlichen zwei Arten von Hausanschlussstationen unterschieden. Bei einer Hausanschlussstation mit direkter Einspeisung fließt das Heißwasser des Fernwärmenetzes direkt durch die Heizkörper, die Temperaturregelung erfolgt durch eine Rücklaufbeimischung des Vorlaufs, wie in Abb. 2.4 dargestellt. Zu beachten ist, dass die Gesamtheit aller Heizkörper der Heizungsanlage symbolisch durch einen Heizkörper dargestellt ist.

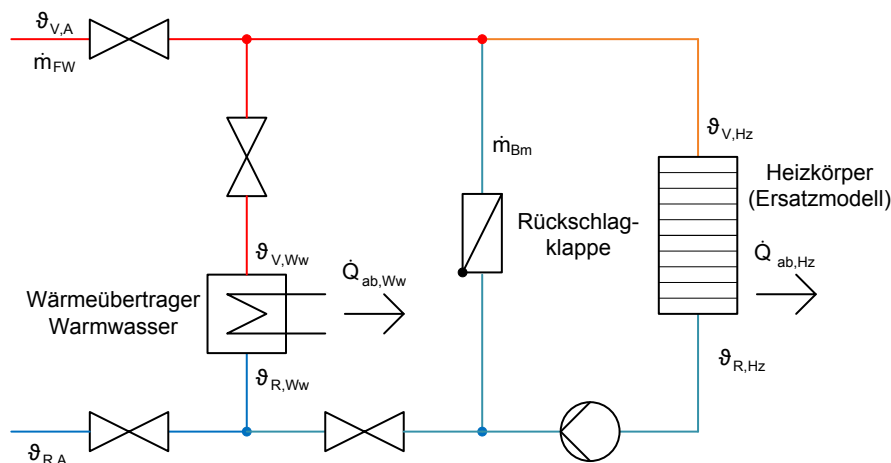


Abbildung 2.4: Schaltskizze direkte Hausanschlussstation

- $\vartheta_{V,Ww}$ Vorlauftemperatur vor dem Trinkwarmwasser-Wärmeübertrager
- $\vartheta_{R,Ww}$ Rücklauftemperatur nach dem Trinkwarmwasser-Wärmeübertrager
- $\vartheta_{V,HZ}$ Vorlauftemperatur vor den Heizkörpern

⁹Bei allen folgenden theoretischen Betrachtungen wird von konstanten Stoffwerten ausgegangen.

¹⁰Das Lastverhältnis ϕ ergibt sich aus dem Quotienten der tatsächlichen thermischen Last \dot{Q} und der thermischen Nennlast $\dot{Q}_{Nennlast}$ bei allen Abnehmern.

- $\vartheta_{R,HZ}$ Rücklauftemperatur nach den Heizkörpern
 \dot{m}_{Bm} Massestrom Beimischung
 $\dot{Q}_{ab,Ww}$ abgeführte thermische Leistung Trinkwarmwasser
 $\dot{Q}_{ab,HZ}$ abgeführte thermische Leistung Heizung

Bei einer Hausanschlussstation mit indirekter Einspeisung hingegen sind Fernwärmenetz und Heiznetz durch einen Wärmeübertrager hydraulisch voneinander getrennt. Die Temperaturregelung des Heiznetzes wird indirekt über eine Massestromregulierung realisiert. Eine grafische Darstellung findet sich in Abb. 2.5.

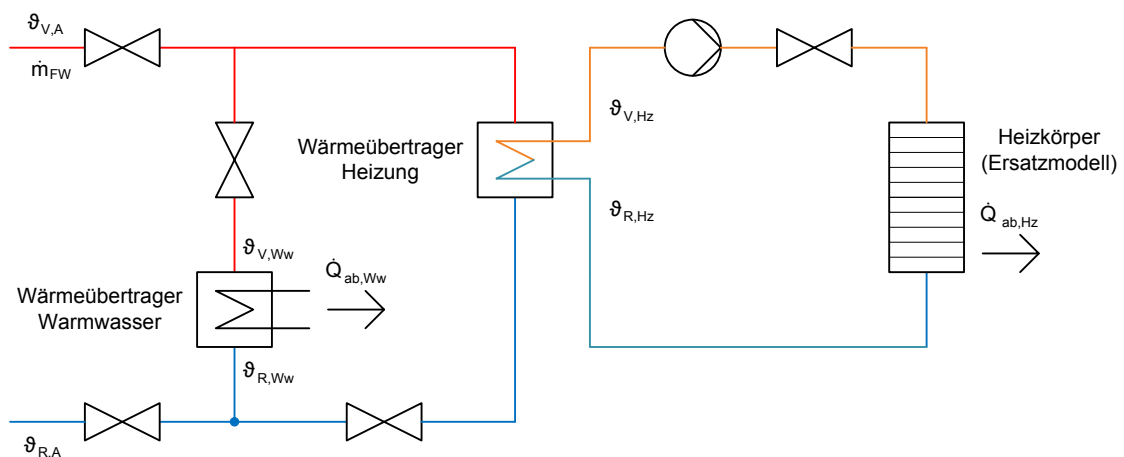


Abbildung 2.5: Schaltskizze indirekte Hausanschlussstation mit Durchflussprinzip

Bei beiden Typen von Hausanschlussstationen erfolgt die Trinkwarmwassererwärmung indirekt über einen Wärmeübertrager. Die Regelung der Hausanschlussstationen ist vielfältig und hängt immer konkret von der jeweiligen Anlage und den jeweiligen Netzparametern ab. Es kann festgehalten werden, dass bei einer sich ändernden Last \dot{Q}_{ab} oder Vorlauftemperatur am Abnehmer $\vartheta_{V,A}$ zum großen Teil der Massestrom des Netzes \dot{m}_{FW} über Regelventile angepasst wird. Die jeweiligen Regelungen der Ventile sind dabei individuell voreingestellt und berücksichtigen über Temperaturfühler unter anderem die Außen- und Innentemperaturen sowie die Vorlauftemperatur des Heiznetzes. Ebenso kommt es als Reaktion auf die geänderte Last bzw. Vorlauftemperatur – wenn auch nicht so stark wie beim Massestrom – ggf. zu einer Veränderung der Rücklauftemperatur am Abnehmer $\vartheta_{R,A}$.

Zunächst wird das einfache Fernwärmenetz aus Abb. 2.3 mit den dort getroffenen Annahmen betrachtet und mit Hilfe eigener Überlegungen die Netzvorgänge untersucht. Es werden zwei hypothetische Fälle unterschieden:

Fall A: Vorlauftemperatur konstant, Änderung der thermischen Last

Fall B: Änderung der Vorlauftemperatur, thermische Last konstant

Im *Fall A* wird, wie in Abb. 2.6 rein qualitativ dargestellt, die Vorlauftemperatur konstant gehalten sowie die thermische Last zunächst sprunghaft erhöht und anschließend sprunghaft reduziert. Vor und nach den Sprüngen ist die Last konstant. Die Vorlauftemperatur am Abnehmer, die Rücklauftemperaturen am Abnehmer und am Erzeuger sowie die Netzspeicherleistung stellen sich entsprechend ein.

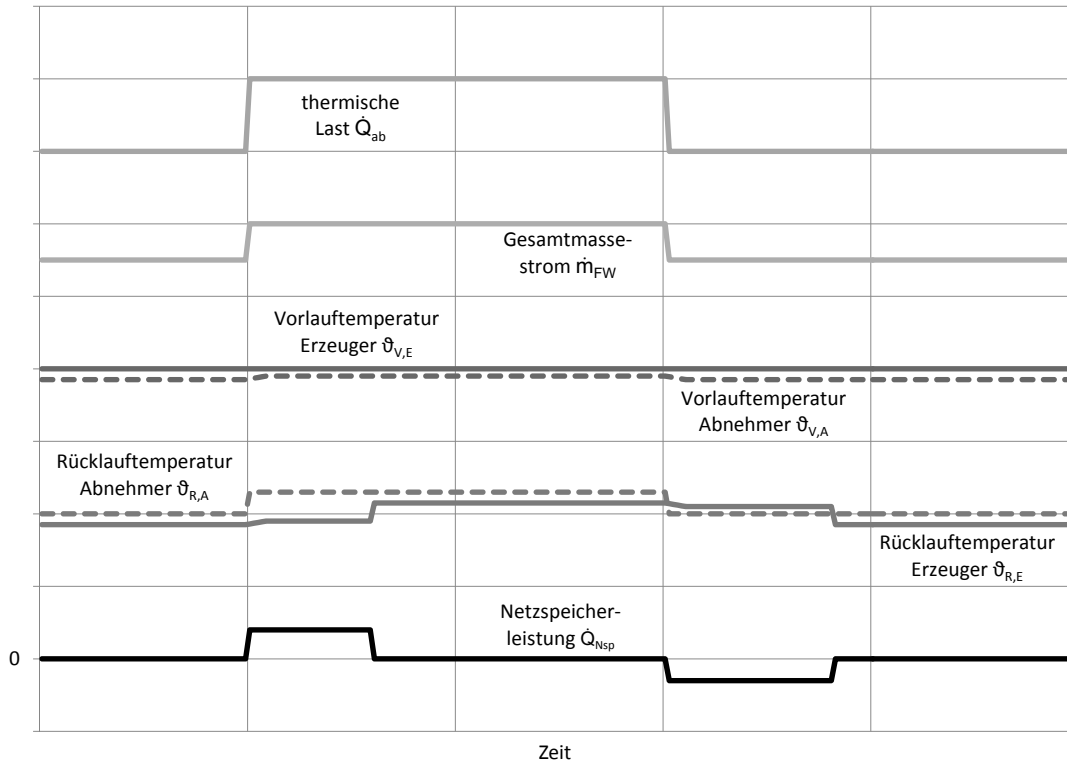


Abbildung 2.6: Qualitative Darstellung von thermischer Last, Gesamtmassestrom, Vor- und Rücklauftemperaturen beim Erzeuger bzw. Abnehmer sowie Netzspeicherleistung für den Fall A (Sprungfunktion thermische Last, Vorlauftemperatur konstant)

Durch den Anstieg der thermischen Last stellt sich an der Hausanschlussstation ein neuer Massestrom und eine neue Rücklauftemperatur am Abnehmer ein. Der Massestrom steigt im Allgemeinen nahezu proportional zur Last, die Rücklauftemperatur am Abnehmer bleibt annähernd konstant bzw. ändert sich nur wenig¹¹. Zunächst wird von einer konstanten Rücklauftemperatur am Abnehmer ausgegangen¹². Der geänderte Massestrom stellt sich unmittelbar im gesamten Netz ein. Die thermischen Verluste von Vor- und Rücklauf sinken aufgrund des höheren Massestroms und der damit einhergehenden geringeren Verweilzeit im Netz, sodass im Vergleich zum Fall der niedrigeren Abnehmerlast die Vor- und Rücklaufauskühlung sinkt. Die notwendige Anpassung der Leistung des Erzeugers erfolgt unmittelbar, sodass insgesamt sichergestellt ist, dass die Leistung des Erzeugers immer der momentanen Last zuzüglich den thermischen Verlusten entspricht.

Bei durch Lastsprünge bei dem Abnehmer induzierten Rücklauftemperaturänderungen kommt es zusätzlich zu der oben beschriebenen Erhöhung des Massestroms zu einer weiteren Änderung des Massestroms und somit zu einem indirekten Netzspeichervorgang im Netzzücklauf. Bei einer wie in Abb. 2.6 dargestellten Erhöhung der Rücklauftemperatur steigt der Massestrom aufgrund des Lastsprunges¹³ und zusätzlich stellt sich aufgrund der Regelung der Hausanschlussstation neben der erhöhten Rücklauftemperatur entsprechend ein zusätzlich erhöhter Massestrom ein. Letzterer sorgt für einen sprunghaften Anstieg der Netzspeicherleistung, die konstant bleibt, bis die geänderte Rücklauftemperatur den Erzeuger erreicht hat. Ist dies der Fall, stellt sich ein stationärer Zustand ein, in dem die Netzspeicherleistung wieder auf null

¹¹hängt von der konkreten Regelung der Hausanschlussstation des Abnehmers ab

¹²Der Fall konstanter Rücklauftemperaturen ist nicht in Abb. 2.6 dargestellt.

¹³Dieser Anstieg des Massestroms deckt die erhöhte Last des Abnehmers.

absinkt. Insgesamt kommt es im *Fall A* also zu keiner aktiv steuerbaren Netzspeicherung im Vorlauf, nur zu einer indirekten Netzspeicherung im Rücklauf.

Bei sprunghafter Reduzierung der thermischen Last und konstanter Vorlauftemperatur laufen die Vorgänge analog ab, nur kommt es aufgrund der Reduzierung der Rücklauftemperatur zu einer Entladung des Netzspeichers. Der Entladevorgang dauert im Vergleich zum Ladevorgang aufgrund des geringeren Massestroms länger. Die Netzspeicherleistung ist betragsmäßig kleiner, sodass insgesamt die dem Netzspeicher zugeführte gleich der abgeführten Energie entspricht.

Im *Fall B* wird, wie in Abb. 2.7 wieder rein qualitativ dargestellt, die thermische Last des Abnehmers konstant gehalten sowie die Vorlauftemperatur zunächst sprunghaft erhöht und anschließend sprunghaft reduziert. Vor und nach den Sprüngen ist die Vorlauftemperatur konstant. Die Vorlauftemperatur am Abnehmer, die Rücklauftemperaturen am Abnehmer und am Erzeuger sowie die Netzspeicherleistung stellen sich entsprechend ein.

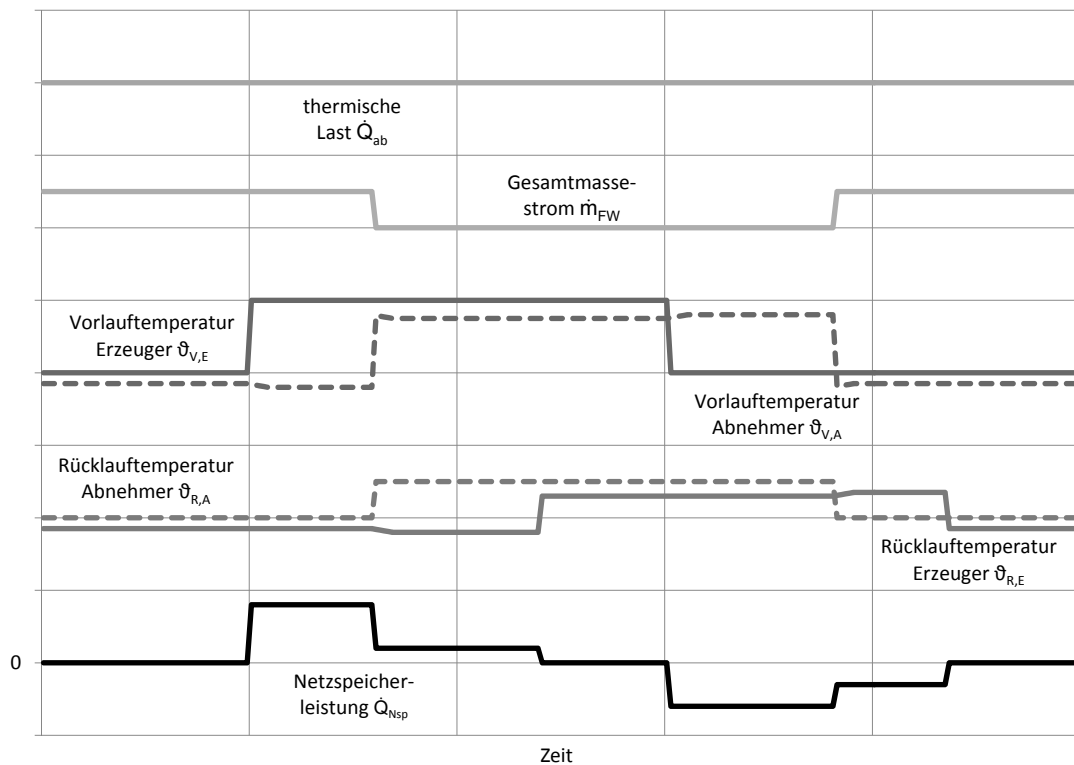


Abbildung 2.7: Qualitative Darstellung von thermischer Last, Gesamtmassestrom, Vor- und Rücklauftemperaturen beim Erzeuger bzw. Abnehmer sowie Netzspeicherleistung für den Fall B (Sprungfunktion Vorlauftemperatur, thermische Last konstant)

Eine Erhöhung der Vorlauftemperatur wird durch einen Anstieg der Leistung des Erzeugers erreicht. Dies hat zunächst keine Auswirkungen auf den Massestrom des Netzes, da die thermische Last konstant ist. Die thermische Leistung am Erzeuger ist größer als die Last des Abnehmers zuzüglich der thermischen Verluste, d.h. der Netzvorlauf wird geladen. Im *Fall B* kommt es also zu einer aktiven Netzspeicherung im Vorlauf. Die entstehende Temperaturfront breitet sich mit der Fließgeschwindigkeit des Wassers im Netz aus. Aufgrund des sukzessiven Anstiegs der Vorlauftemperatur entlang der Rohrleitung, steigen entsprechend die

thermischen Verluste leicht. Hat die Temperaturfront den Abnehmer erreicht – liegt also die erhöhte Vorlauftemperatur an – kommt es zur Verringerung des Massestroms und je nach Regelung der Hausanschlussstation ggf. zur geringfügigen Änderung der Rücklauftemperatur. Der Vorgang der aktiven Netzspeicherung im Vorlauf ist beendet. Der reduzierte Massestrom erhöht aufgrund der damit einhergehenden längeren Verweilzeit im Netz die thermischen Verluste noch einmal.

Zusätzlich zu der gerade beschriebenen aktiven Netzspeicherung führt die ggf. geänderte Rücklauftemperatur am Abnehmer analog dem *Fall A* zu einer indirekten Netzspeicherung im Rücklauf. Zeitlich gesehen schließt sich der indirekte Netzspeichervorgang dem aktiven unmittelbar an. Die in Abb. 2.7 dargestellte Erhöhung der Rücklauftemperatur am Abnehmer und des Massestroms ist wieder auf die Regelung der Hausanschlussstation aufgrund der nun geänderten Vorlauftemperatur zurückzuführen und resultiert in einer positiven Netzspeicherleistung, die deutlich kleiner der Netzspeicherleistung während der aktiven Netzspeicherung im Vorlauf ist. Erst nach Erreichen der geänderten Rücklauftemperatur am Erzeuger stellt sich ein stationärer Zustand mit der erhöhten Vorlauftemperatur ein. Die Netzspeicherleistung nimmt nun den Wert null an, da die erhöhte Rücklauftemperatur den Erzeuger erreicht hat und somit bei gleichbleibendem Massestrom weniger Wärme benötigt wird, um das Wasser auf die vorgegebene Vorlauftemperatur zu erwärmen.

Eine sprunghafte Reduzierung der Vorlauftemperatur bei konstanter thermischer Last läuft analog ab, nur kommt es sowohl bei der aktiven Netzspeicherung im Vorlauf als auch bei der indirekten Netzspeicherung im Rücklauf zu einer Entladung. Der Entladevorgang der aktiven Netzspeicherung dauert im Vergleich zum Ladevorgang aufgrund des geringeren Massestroms länger, die Netzspeicherleistung ist betragsmäßig kleiner. Bei der indirekten Netzspeicherung verhält es sich umgekehrt. Insgesamt ist in beiden Fällen die dem Netzspeicher zugeführte gleich der abgeführten Energie.

Im realen Betrieb von Fernwärmenetzen ändern sich sowohl die Vorlauftemperatur als auch die thermischen Lasten ständig. Dabei kommt es zur Überlagerung der oben beschriebenen Effekte, die aufgrund der hohen Komplexität nur schwer theoretisch herleitbar sind. Eine ausführliche Betrachtung erfolgt daher mit Hilfe eines thermohydraulischen Simulationsprogramms im Kapitel 3.

2.4 Erweiterung auf Strahlennetze

Die im vorherigen Kapitel gewonnenen Erkenntnisse sind auf beliebig große Strahlennetze mit beliebig vielen Abnehmern übertragbar. Im Unterschied zu Abb. 2.3 kommt es in einem Strahlennetz zu Verzweigungen im Rohrnetz. Verzweigungen werden als Knoten, die Rohre als Kanten dargestellt. Vor- und Rücklauf jeweils für sich allein betrachtet dürfen keine Maschen beinhalten. Beispielfhaft ist in Abb. 2.8 ein fiktives Strahlennetz mit 7 Abnehmern dargestellt.

Kommt es bei der Netzspeicherung wie in Abb. 2.7 zu einer sprunghaften Erhöhung der Vorlauftemperatur, erreicht die dabei entstehende Temperaturfront die einzelnen Abnehmer in Abhängigkeit ihrer Entfernungen vom Erzeuger und den jeweiligen Fließgeschwindigkeiten c_i in

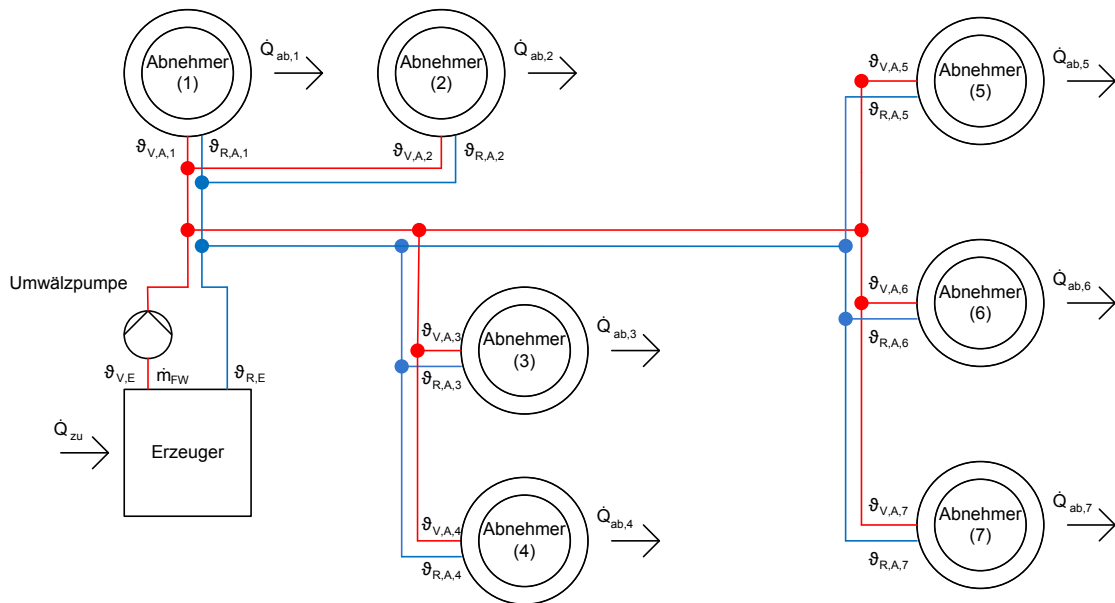


Abbildung 2.8: Beispiel Strahlennetz mit 7 Abnehmern

den Teilstrecken zu unterschiedlichen Zeiten. Die dafür benötigte Zeit Δt_{Flz} wird als *Fließzeit* bezeichnet. Das Maximum aller Fließzeiten $\Delta t_{Nflz} = \max(\Delta t_{Flz})$ erhält die Bezeichnung *Netzfließzeit*. Es handelt sich um die Zeit, die eine Temperaturfront benötigt, um sich im gesamten Netz auszubreiten. In der Regel ist die Netzfließzeit gleich der Fließzeit des am weitesten entfernten Abnehmers.

Vorlauftemperaturänderungen haben direkt keinen Einfluss auf die einzelnen Fließzeiten. Nach dem Erreichen der Temperaturfront eines Abnehmers ändert sich zwar der Massestrom in diesem Zweig, die Masseströme in den restlichen Zweigen der noch nicht von der Temperaturfront erreichten Abnehmer bleiben davon fast nahezu unberührt, die dortige Fließgeschwindigkeit bleibt unverändert. Die Fließgeschwindigkeiten hängen somit nur von den jeweiligen Rohrdurchmessern d_i und Masseströmen \dot{m}_i der Teilstrecken ab und lassen sich durch Gl. (2.6) bestimmen.

$$c_i = \frac{\dot{V}_i}{A_i} = \frac{4\rho}{\pi} \cdot \frac{\dot{m}_i}{d_i^2} \quad (2.6)$$

In Tab. 2.1 sind für das fiktive Strahlennetz aus Abb. 2.8 sowohl die Entfernungen der einzelnen Abnehmer zum Erzeuger als auch die Fließzeiten der entstehenden Temperaturfront vom Erzeuger zu den Abnehmern bei einer sprunghaften Erhöhung der Vorlauftemperatur von 90 °C auf 100 °C aufgelistet. Des Weiteren werden folgende, nur an dieser Stelle geltende Vereinfachungen getroffen:

- konstante Last jedes Abnehmers von 300 kW
- keine thermischen Verluste
- konstante Rücklauftemperatur von 60 °C
- vor und nach dem Sprung konstante Vorlauftemperatur von 90 °C bzw. 100 °C

- vor Erreichen der Temperaturfront beim jeweiligen Abnehmer konstante Fließgeschwindigkeiten in allen Rohren von 1 m/s
- an die Masseströme und Fließgeschwindigkeiten ideal angepasste Rohrdurchmesser

Tabelle 2.1: Entfernungen der Abnehmer zum Erzeuger und Fließzeiten der Temperaturfront vom Erzeuger bis zu den Abnehmern

Nummer des Abnehmers	Entfernung zum Erzeuger (in m)	Fließzeit der Temperaturfront (in min)
1	240	4,0
2	480	8,0
3	480	8,0
4	660	11,0
5	900	15,0
6	930	15,5
7	1050	17,5

Die Fließzeiten der Temperaturfront lassen sich in diesem Beispiel leicht über die jeweiligen Entfernungen der Abnehmer zum Erzeuger und die in allen Rohren vereinfachend als konstant angenommene Fließgeschwindigkeit berechnen. Erreicht die Temperaturfront nach 4 min den ersten Abnehmer, wird aufgrund der höheren Vorlauftemperatur der Massestrom und somit die Fließgeschwindigkeit in diesem sowie allen davor liegenden Rohrabschnitten reduziert. Alle noch nicht von der Temperaturfront erreichten Rohrabschnitte bleiben davon unberührt - die Temperaturfront breitet sich mit gleichbleibender Geschwindigkeit im Netz aus. Insgesamt sinkt der Gesamtmassestrom \dot{m}_{FW} schrittweise bis die Temperaturfront den letzten Abnehmer 7 erreicht hat. Ist dies der Fall, stellt sich ein stationärer Zustand bei einer erhöhten Vorlauftemperatur ein. Nach Gl. (2.4) steigt die vom Erzeuger bereitgestellte thermische Leistung direkt nach Erhöhung der Vorlauftemperatur auf einen Maximalwert. Anschließend sinkt sie jedes Mal mit Eintreffen der Temperaturfront bei den einzelnen Abnehmern, bis sich nach Eintreffen der Temperaturfront beim letzten Abnehmer 7 der Ausgangswert der thermischen Leistung des Erzeugers wieder einstellt. Die Netzspeicherleistung \dot{Q}_{Nsp} lässt sich in diesem vereinfachten Beispiel auch anschaulich durch die Differenz aus der bereitgestellten Leistung des Erzeugers

- bei einer konstanten Vorlauftemperatur von 90 °C (Bezeichnung Fall I) und
- nach einem Sprung der Vorlauftemperatur von 90 °C auf 100 °C (Bezeichnung Fall II)

ermitteln. Für das Beispiel aus Abb. 2.8 sind die jeweiligen Erzeugerleistungen bei einer konstanten Vorlauftemperatur von 90 °C und bei einem Sprung der Vorlauftemperatur von 90 °C auf 100 °C sowie der Verlauf der Vorlauftemperatur in Abb. 2.9 dargestellt.

Für Fall II ist deutlich der oben beschriebene Verlauf der sukzessiven Abnahme der Erzeugerleistung bis hin zum Ausgangsniveau zu erkennen. Die Differenz zwischen den beiden Kurven der thermischen Leistung des Erzeugers gibt die jeweilige Ladeleistung des Netzspeichers an. Die hellgraue Fläche entspricht dem Wert der gespeicherten Energie Q_{Nsp} , die sich durch eine Integration der insgesamt nutzbaren Netzspeicherleistung über die Zeit ermitteln lässt. Die Integration ist in Gl. (2.7) dargestellt.

$$Q_{Nsp} = \int \dot{Q}_{Nsp}(t) dt \quad (2.7)$$

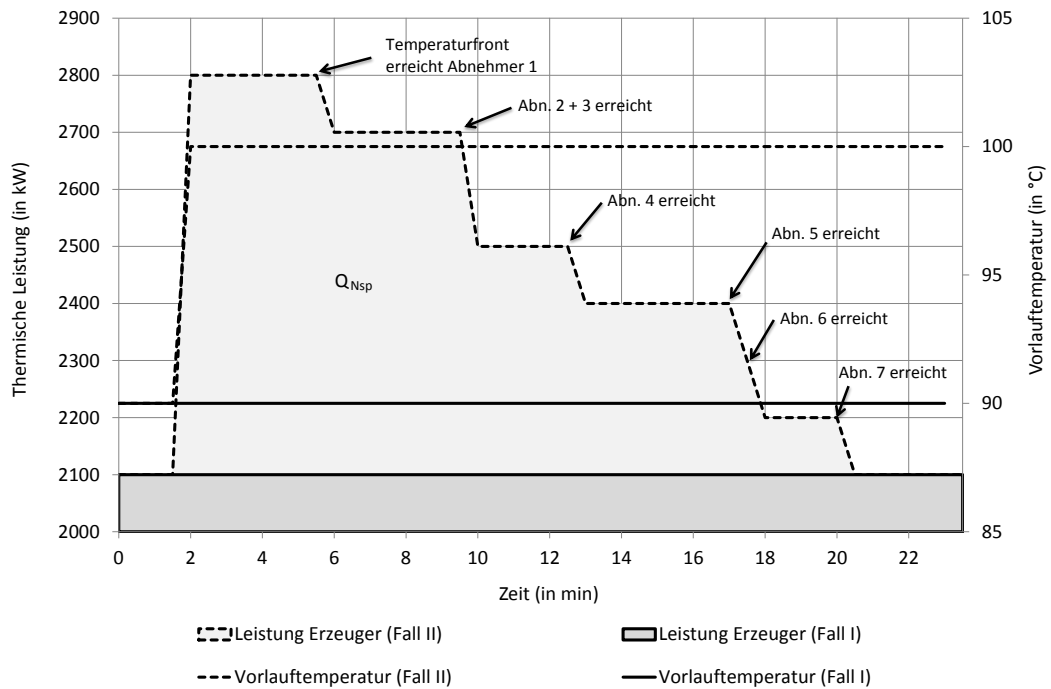


Abbildung 2.9: Änderung der Erzeugerleistung nach sprunghafter Erhöhung der Vorlauftemperatur (einfache, schematische Darstellung)

Q_{Nsp} ergibt sich aus der Summe der in den einzelnen Rohrabschnitten in Vor- und Rücklauf gespeicherten Energie. Die maximale Speicherkapazität des Netzspeichers ist daher direkt vom Gesamtvolumen des Netzes, also den Durchmessern und Längen der Rohrabschnitte, abhängig.

2.5 Bezeichnungen und Charakterisierungen

Der Kurvenverlauf der Netzspeicherleistung beim Ansteigen bzw. Absinken der Vorlauftemperatur am Erzeuger (aktive Netzspeicherung) und der Rücklauftemperaturen an den Abnehmern (indirekte Netzspeicherung) wird als *Ladekurve* bzw. *Entladekurve* bezeichnet. Aufgrund der Überlagerung von aktiver Netzspeicherung im Vorlauf und indirekter Netzspeicherung im Rücklauf in realen Netzen ohne die für das Beispiel aus Abb. 2.8 getroffenen Vereinfachungen kann eine direkte Zuordnung von Vorlauf- bzw. Rücklauf-temperaturänderung und Art des Kurvenverlaufs nicht immer eindeutig erfolgen. So kann als Beispiel eine Vorlauf-temperaturerhöhung den Vorlauf aufladen, eine gleichzeitig auftretende Rücklauf-temperaturverringern¹⁴ hingegen den Rücklauf entladen. In Summe könnte es zu einer Ladung, aber auch zu einer Entladung des Netzspeichers kommen, abhängig davon, wie groß die einzelnen Netzspeicherleistungen konkret sind. Ist die Netzspeicherleistung in Summe positiv, wird der Netzspeicher aufgeladen, ist sie negativ wird er entladen. Da in den meisten Fällen die Ladung des Vorlaufs stark dominierend ist, erfolgt eine Zuordnung der Vorlauf-temperaturerhöhung zu der Ladekurve sowie der Vorlauf-temperatursenkung zu der Entladekurve.

¹⁴induziert durch die Änderung der Vorlauf-temperatur oder auch der thermischen Last

Das fiktive Beispiel des vorherigen Abschnitts lässt vermuten, dass die Form der Lade- bzw. Entladekurve sehr stark von der Netzstruktur abhängt, also von der Lage des Erzeugers und der Abnehmer im Netz sowie der Dimensionierung und Eigenschaften der Rohre. Sind entlang des Netzes vom Erzeuger aus gesehen über eine längere Strecke keine Abnehmer vorhanden, bleibt die Netzspeicherleistung nach dem Vorlauftemperatursprung zunächst konstant und sinkt erst nach Erreichen des ersten Abnehmers. In vielen realen Netzen hingegen befinden sich Abnehmer gleich in unmittelbarer Nähe des Erzeugers, sodass das Absinken der Vorlauf-temperatur ohne große Verzögerung eintritt. Zur Charakterisierung der Form der Lade- bzw. Entladekurve werden im Folgenden zwei neue Begriffe eingeführt, die anhand einer Ladekurve in Abb. 2.10 verdeutlicht werden¹⁵.

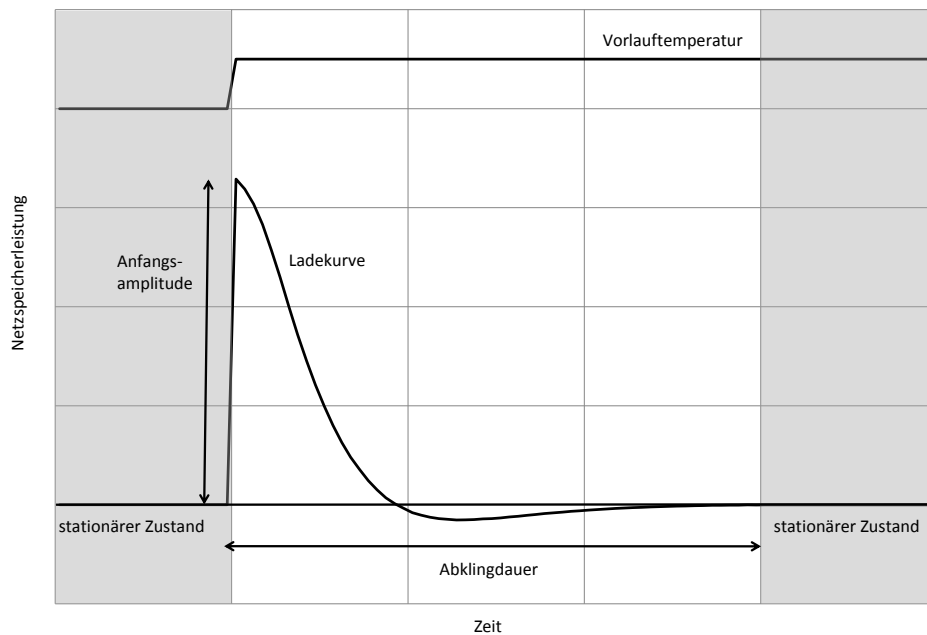


Abbildung 2.10: Visualisierung der Anfangsamplitude und der Abklingdauer am Beispiel einer Ladekurve

Die *Anfangsamplitude* $\dot{Q}_{Nsp, Anfamp}$ der Lade- bzw. Entladekurve bezeichnet die Höhe der Netzspeicherleistung direkt zum Zeitpunkt der Vorlauftemperaturänderung. Die Anfangsamplitude ist dabei annähernd proportional zur Höhe des Vorlauftemperatursprungs, da insgesamt auch mehr Energie dem Fernwärmenetz zugeführt wird. Ebenso ist die Anfangsamplitude bei geringeren Lasten kleiner als bei höheren, da die Gesamtlast einen großen Einfluss auf den Gesamtmassestrom besitzt. Eine vergleichsweise hohe Gesamtlast induziert einen großen Gesamtmassestrom und somit bei gleicher Änderung der Vorlauftemperatur nach Gl. (2.4) ebenso eine hohe Erzeugerleistung. Resultat ist demzufolge eine hohe Netzspeicherleistung zu Beginn. Der in Abb. 2.10 ersichtliche Entladevorgang am Ende des Netzspeichervorgangs ist auf sinkende Rücklauftemperaturen aufgrund der Regelung der Hausanschlussstationen zurückzuführen und ist somit einer indirekten Netzspeicherung im Rücklauf zuzuordnen. Eine detaillierte Erklärung erfolgt im nächsten Kapitel.

Die Gesamtlast hat darüber hinaus noch einen Einfluss auf die sogenannte *Abklingdauer* Δt_{Abkl} der Lade- bzw. Entladekurve, also die Zeitspanne von Beginn der sprunghaften Ände-

¹⁵Der dort eingezeichnete Kurvenverlauf resultiert aus einer Simulation des im Kapitel 3.1 betrachteten Netzes mit 51 Abnehmern.

zung der Vorlauftemperatur bis hin zum Wiedereinstellen des stationären Zustands. Dieser stellt sich umso schneller ein, je höher die Gesamtlast und niedriger die Temperaturspreizung im Netz ist, da in diesem Fall die Fließzeiten zu den einzelnen Abnehmern geringer sind. Zusammenfassend ergeben sich bei gleichen Vorlauftemperatursprüngen somit bei hohen Gesamtlasten Lade- bzw. Entladekurven mit großen Anfangsamplituden und kurzen Abklingdauern und umgekehrt bei niedrigen Gesamtlasten. Die dem Fernwärmenetz zugeführte Energie bleibt aber unabhängig von der jeweiligen Gesamtlast annähernd gleich.

Die Lade- und Entladekurven unterscheiden sich nicht nur durch das Vorzeichen¹⁶, sondern in der Form selbst bei komplementären Temperatursprüngen und konstanten Gesamtlasten. Beispielhaft wird dazu bei konstanter Last zunächst die Vorlauftemperatur sprunghaft erhöht und anschließend nach Erreichen eines stationären Zustands wieder auf den Ursprungswert der Vorlauftemperatur sprunghaft verringert. In Abb. 2.11 sind die daraus resultierenden Lade- bzw. Entladekurve in einem Diagramm als schwarze bzw. graue Linie dargestellt.

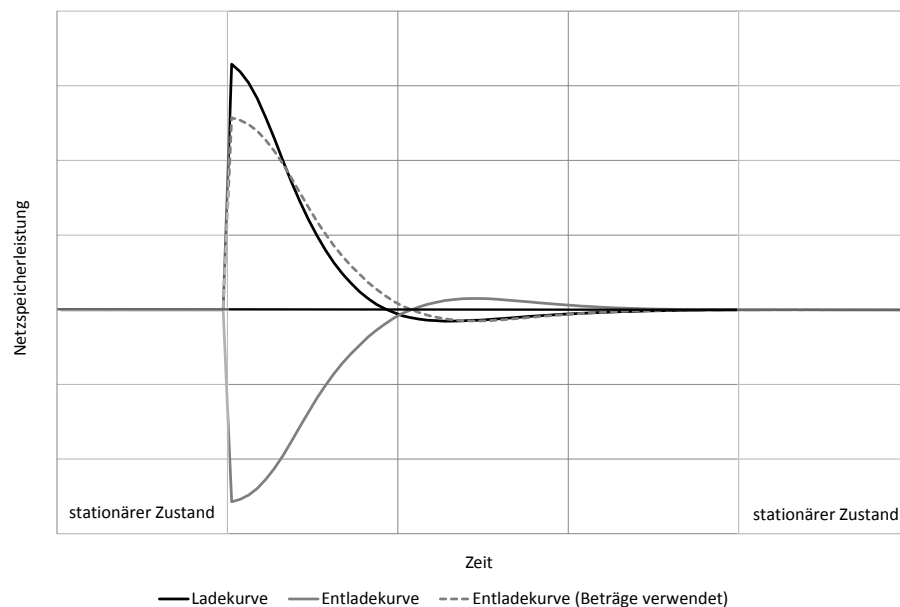


Abbildung 2.11: Vergleich der Lade- und Entladekurve bei der Netzspeicherung

Zum besseren Vergleich ist die an der Abszisse gespiegelte Entladekurve ebenfalls als grau gestrichelte Linie eingezeichnet. Dadurch ist deutlich zu erkennen, dass die Entladekurve zu Beginn eine kleinere Amplitude hat, dafür aber langsamer abklingt. Die Ursache liegt bei der im Vergleich zur Ladekurve höheren Vorlauftemperatur und damit verbundenen geringeren Masseströmen, die auch geringere Fließzeiten verursachen. Bei dem überlagerten Entladevorgang des Rücklaufs verhält es sich umgekehrt, sodass in Summe die Abklingdauer des gesamten Netzspeichervorgangs in beiden Fällen annähernd gleich ist. Die dabei dem Netzspeicher zugeführte bzw. abgeführte Energie ist betragsmäßig gleich, d.h. die Fläche unter bzw. über beiden Kurven ist gleich groß.

¹⁶Die Netzspeicherleistung beim Ladevorgang ist positiv, beim Entladevorgang negativ.

3 SIMULATIONSBASIERTE ANALYSE DER NETZSPEICHERUNG

3.1 Simulationswerkzeug TRNSYS-TUD und Beispielnetz

Die im vorherigen Kapitel durchgeführten Untersuchungen der Netzspeichervorgänge sollen in diesem Kapitel mit Hilfe einer thermohydraulischen Simulation gestützt werden. Außerdem werden weiterführende Fragestellungen bearbeitet. Zielstellung ist die Verifizierung der Aussagen des vorherigen Kapitels mit Hilfe thermohydraulischer Simulationen – vor allem die wesentlichen Einflussfaktoren auf die Netzspeicherleistung sollen bestätigt werden. Dazu wird anhand eines realen Fernwärmenetzes zunächst der Einfluss der Umgebungstemperaturen und der Abnehmerstruktur auf die Netzspeicherleistung untersucht. Um die Abhängigkeit der Netzspeicherleistung vom Verlauf von Vorlauftemperatur und Gesamtlast aufzuzeigen, erfolgt die Untersuchung der Lade- und Entladekurven nach einzelnen Vorlauftemperatur- und Lastsprüngen. Diese Sprünge treten im realen Betrieb von Fernwärmenetzen in dieser Form im Allgemeinen nicht auf, sie dienen der Isolierung einzelner Abhängigkeiten und verdeutlichen theoretisch mögliche Systemzustände des Netzes. Abschließend erfolgt die Untersuchung der Auswirkungen auf die Netzspeicherleistung bei Vorliegen realistischer Verläufe von Vorlauftemperatur und Gesamtlast.

Für die thermohydraulische Simulation findet eine Software Verwendung. Es handelt sich um eine Erweiterung des Simulationsprogramms *TRNSYS-TUD* [63] auf Fernwärmesysteme und trägt die Bezeichnung *LowEx-Netz*. Eine ausführliche Beschreibung der Funktionalität des Programms findet sich unter [44]. Die Vorgabe der thermischen Lasten aller Abnehmer sowie der Vorlauftemperatur am Einspeisepunkt erfolgt für jeden Zeitschritt. Temperaturen, Drücke und Masseströme aller ortsdiskret aufgelösten Rohrabschnitte werden in Abhängigkeit der Randparameter für alle Zeitschritte durch Lösung eines Differentialgleichungssystems numerisch ermittelt.

Die Modellierung der Hausanschlussstationen erfolgt mit Hilfe einer linearen Regression über Messwerte eines Jahres [31]. Dabei werden bekannte Zusammenhänge bei idealisierten Heizkörpern auf den Wärmeübertrager der Hausanschlussstation übertragen. Die Haupteinflussfaktoren auf die sich einstellenden und iterativ zu bestimmenden Größen Massestrom und Rücklauftemperatur sind die Vorlauftemperatur und die Gesamtlast des Abnehmers. Tests, bei denen zusätzlich die Außentemperatur sowie eine separate Betrachtung von Heiz- und Trinkwarmwasserleistung in die Regression mit einfließen, brachten keine signifikanten Verbesserungen der Ergebnisse. Eine schematische Darstellung der Ein- und Ausgangsgrößen ist in Abb. 3.1 dargestellt.

Die Ermittlungen des zur jeweiligen Vorlauftemperatur und Abnehmerlast entsprechenden Massestroms und der Rücklauftemperatur erfolgen iterativ. Die Berechnungsformeln der temperatur- und druckabhängigen Stoffwerte für die zeit- und ortsdiskreten Simulationen

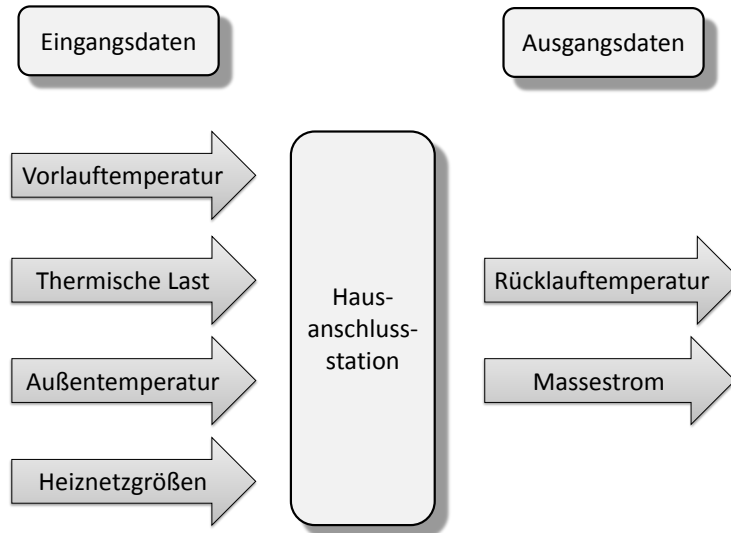


Abbildung 3.1: Ein- und Ausgangsgrößen der Modellierung der Hausanschlussstationen

stammen aus [41]. Die für die Untersuchung der Netzspeichervorgänge verwendete Version von TRNSYS-TUD datiert aus dem Jahr 2010 [15]. In dieser Version sind die vorzugebenden TWE-Leistungen der Abnehmer konstant.

Wenn nicht anders angegeben, beträgt die Simulationsschrittweite für das untersuchte Testnetz stets zehn Minuten. Die Modellierung des Fernwärmenetzes in TRNSYS-TUD erfolgt mit Hilfe von sogenannten *Mischkammern*, d.h. die einzelnen Teilstrecken des Rohrnetzes werden vor Beginn der Simulation örtlich fest diskretisiert. Resultat für jede Teilstrecke ist eine gewisse Anzahl von Teilstreckenabschnitten, in denen alle Netzparameter als feste Werte (diskret) vorliegen. Die Ermittlung der Parameter, so auch der Netztemperaturen, erfolgt durch eine Mittelwertbildung der Ein- und Ausgangswerte der einzelnen Teilstreckenabschnitte, daher der Name Mischkammer. Eine ausführliche Beschreibung des Funktionsprinzips findet sich in [64].

Bei kleinen Netzen und großen Schrittweiten kommt es aufgrund des Modellansatzes Mischkammer zu einem Verwischen der Temperaturverläufe in den Teilstreckenabschnitten und somit zu übermäßigen Verbreiterungen der am Anfang nach einer sprunghaften Veränderung der Vorlauftemperatur nur ganz schwach ausgeprägten, zwischen den zwei Temperaturbereichen befindlichen Mischzonen der Temperaturfronten, was auch als *numerische Diffusion* bezeichnet wird. Theoretische Berechnungen in [18] zeigen, dass die Mischzonen der Temperaturfronten in realen Fernwärmenetzen vernachlässigbar klein sind. Die übermäßigen Verbreiterungen der Mischzonen sind entsprechend fast ausschließlich auf die numerische Diffusion zurückzuführen und können durch kleinere Zeitschrittweiten stark reduziert werden. Folge ist eine höhere Genauigkeit der Simulationsergebnisse. Tests mit verschiedenen Zeitschrittweiten ergaben eine akzeptable Genauigkeit bei einer Zeitschrittweite von zehn Minuten. Eine weitere Verkleinerung der Zeitschrittweite wurde aus zwei Gründen nicht vorgenommen. Zum einen würde sich bei einer zu kleinen Zeitschrittweite die später durchgeführte Approximation der Netzspeicherleistung mittels multipler linearer Regression erschweren, zum anderen ist die Zeitschrittweite durch die zeitliche Diskretisierung der Optimierung nach unten hin beschränkt. Bei Verwendung von anderen thermohydraulischen Simulationstools mit anderen Modellie-

rungsansätzen tritt das Problem der Verbreiterung der Mischzone ggf. nicht auf und es muss daher keine Anpassung der Zeitschrittweite aufgrund numerischer Diffusion erfolgen.

Als Untersuchungsobjekt der Netzspeichervorgänge dient ein reales Nahwärmenetz bestehend aus einem Erzeuger und 51 Abnehmern. Dieses Netz wird im Folgenden als *Testnetz* bezeichnet. Die Netzstruktur ist in Abb. 3.2 dargestellt. Der Erzeuger ist dabei als schwarzer Punkt, die einzelnen Abnehmer als schwarze Kreise dargestellt.

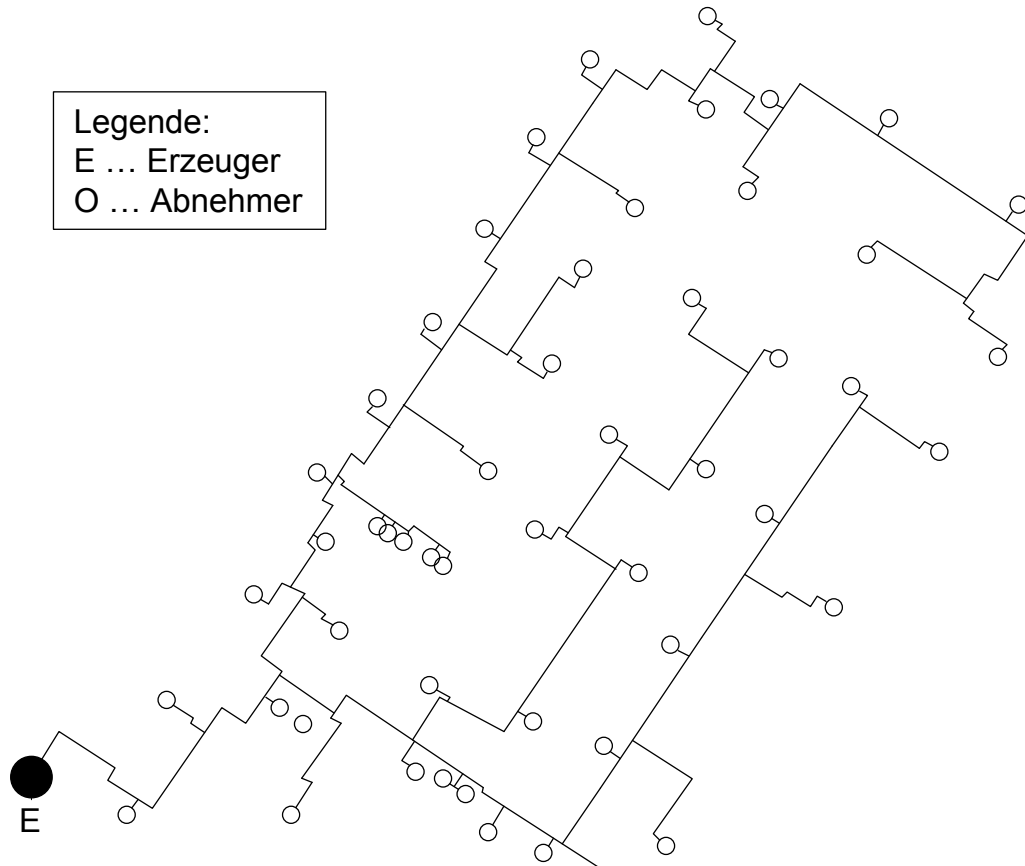


Abbildung 3.2: Netzstruktur des Testnetzes

Die Gesamtrassenlänge des Strahlennetzes beträgt 2,65 km, wobei Vor- und Rücklaufänge identisch sind und über gleiche Nennweiten und Isolierdicken verfügen. Fast 60 % aller Leitungen sind erdverlegt, der Rest teilt sich in Kanal-/I-Gang-/Gebäudeleitung und Sammelkanal auf. Die Vorlauftemperaturen bewegen sich im Bereich von 85 °C bis 105 °C, das Gesamtlastverhältnis ϕ aller Abnehmer zusammen im Bereich von 10 % bis 100 %. Die Lastverhältnisse aller Abnehmer eines Zeitpunkts sind identisch, wobei sich die Nennlasten teilweise unterscheiden. Die größte Nennlast der Abnehmer beträgt 72 kW, die kleinste 5 kW. Insgesamt liegt die Anschlussleistung des gesamten Netzes bei 3466 kW. Es muss beachtet werden, dass in Realität die Lastverhältnisse der Abnehmer untereinander teilweise variieren. Ursache sind die unterschiedlich schwankenden TWE-Lasten eines jeden Abnehmers und teilweise unterschiedliche Heizlasten aufgrund individueller Anforderungen der Abnehmer. Zur Vereinfachung wird bei allen folgenden Untersuchungen eine Gleichverteilung der Lastverhältnisse angenommen.

In [19] erfolgte eine theoretische Untersuchung mit Hilfe von TRNSYS-TUD, welche Änderungen sich bei einem vermaschten Netz im Vergleich zu einem Strahlennetz ergeben. Dazu

wurde das in Abb. 3.2 dargestellte Testnetz um ein bzw. zwei Rohre erweitert, sodass eine bzw. zwei Maschen im Fernwärmenetz enthalten sind. Hauptresultat der Untersuchungen ist, dass sich zwar je nach Dimensionierung der eingefügten Rohre unterschiedliche Temperaturverläufe im Fernwärmenetz ergeben, bei an die Rohrdurchmesser des bestehenden Netzes angepasste Dimensionierung der eingefügten Rohre keine signifikanten Unterschiede der Netzspeicherleistung in einem Strahlennetz und einem vergleichbarem Maschennetz auszumachen sind. Die gewonnenen Erkenntnisse zur Netzspeicherung sind somit auf Maschennetze übertragbar.

3.2 Einfluss der Umgebungstemperaturen auf die Netzspeicherleistung

Weiterhin soll der potentielle Einfluss der Umgebungstemperaturen ϑ_U auf die Netzspeicherleistung untersucht werden. Die Überlegung ist, dass aufgrund der Änderung der Umgebungstemperatur sich die thermischen Verluste und somit die Temperaturen in Vor- und Rücklauf ändern, was dort zu passiven Netzspeicherungen führt. In Abb. 3.3 ist der zeitliche Verlauf der Netzspeicherleistung für zwei Umgebungstemperaturen dargestellt.

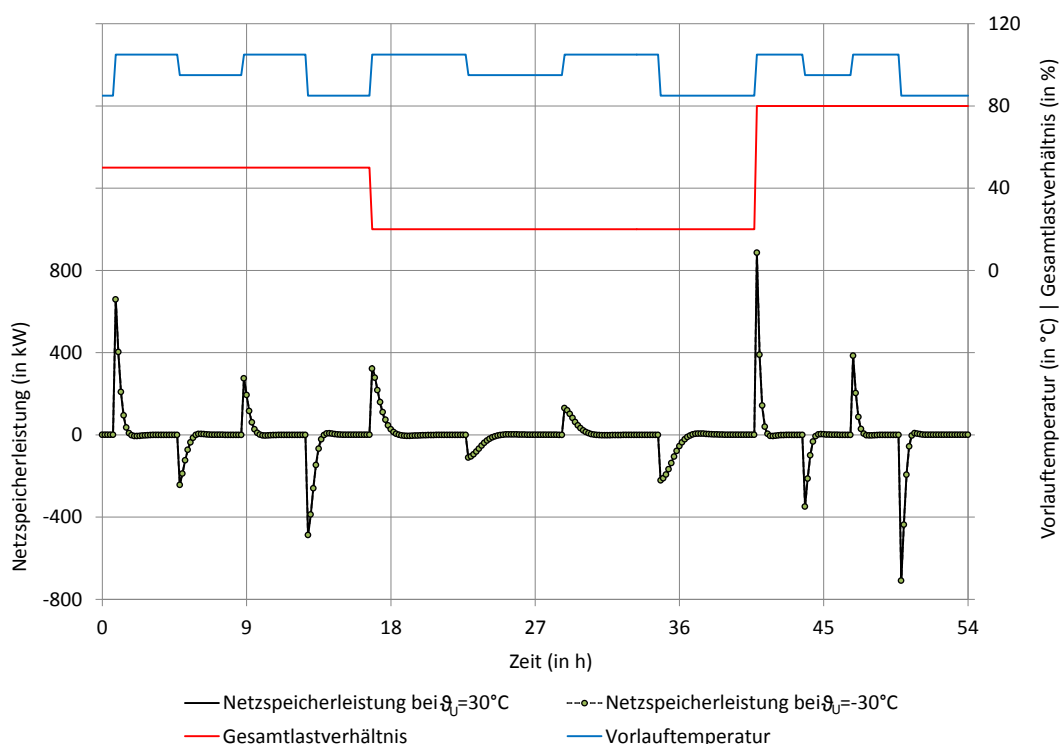


Abbildung 3.3: Zeitlicher Verlauf der Netzspeicherleistung bei zwei verschiedenen Umgebungstemperaturen

Bei den dargestellten Kurven handelt es sich – wie in den folgenden Diagrammen auch – aufgrund der Zeitdiskretisierung der Simulationen um Treppenfunktionen. Der Zeitbereich der Abbildung umfasst 54 h, die blaue Linie gibt den Verlauf der Vorlauftemperatur, die rote Linie den des Gesamtlastverhältnisses wieder. Es handelt sich um Vorlauftemperatursprünge bei unterschiedlichen Gesamtlastverhältnissen. Die simulierte Netzspeicherleistung bei einer

Umgebungstemperatur von $\vartheta_U = 30^\circ\text{C}$ ist als schwarze Linie eingezeichnet, die bei einer Umgebungstemperatur von $\vartheta_U = -30^\circ\text{C}$ als schwarz gestrichelte Linie mit dunkelgrünen Punkten. Die beiden Linien der Netzspeicherleistungen sind nahezu deckungsgleich. Es ergibt sich für diesen zeitlichen Verlauf eine durchschnittliche Abweichung von 1,9 kW, die Maximalabweichung beträgt 13,8 kW. Da 30°C und -30°C als Grenzumgebungstemperaturen angesehen werden können, lässt sich eine nur sehr geringe Abhängigkeit der Netzspeicherleistung von der Umgebungstemperatur ableiten. Die passive Netzspeicherung in Vor- und Rücklauf ist im Vergleich zur aktiven und indirekten Netzspeicherung folglich nur sehr schwach ausgeprägt. Aus diesem Grund werden folgend alle Simulationen der Netzspeicherleistung bei einer konstanten Umgebungstemperatur von $\vartheta_U = 0^\circ\text{C}$ als Mittelwert beider Grenztemperaturen durchgeführt.

3.3 Einfluss der Abnehmerstrukturen auf die Netzspeicherleistung

Die Abnehmerstruktur eines Fernwärmenetzes wird durch die Lage der Abnehmer im Netz bestimmt. In der Regel sind die thermischen Lasten der Abnehmer innerhalb des Netzes ungefähr gleichverteilt, der Schwerpunkt kann auch am Anfang oder am Ende des Netzes liegen, d.h. nah bzw. weit entfernt vom Einspeisepunkt sein. Nach [30] hat die Netzstruktur einen wesentlichen Einfluss auf die Netzspeicherleistung. Wenn sich als Beispiel der Schwerpunkt der thermischen Last am Anfang des Netzes befindet, haben die Rohre entsprechend nur am Anfang des Netzes größere Durchmesser im Vergleich zu einem Netz mit dem Lastschwerpunkt am Ende. Folglich kann weniger Energie im Netz gespeichert werden. Außerdem sinkt die Netzspeicherleistung nach einem Vorlauftemperatursprung schneller, da die Abnehmer im Schnitt eher erreicht werden.

Anhand des Testnetzes soll der Einfluss der Abnehmerstruktur auf den Verlauf der Netzspeicherleistung verdeutlicht werden. Dazu werden die Anschlussleistungen aller Abnehmer bis auf einen auf null gesetzt. Dieser eine Abnehmer hat eine Anschlussleistung von 60 kW und befindet sich wie in Abb. 3.4 rechts oben ersichtlich im Fall I am Anfang des Netzes und im Fall II an einem Ende des Netzes.

Die jeweilige Netzspeicherleistung, die sich nach einem Vorlauftemperatursprung von 20 K und einem konstanten Lastverhältnis von 50 % in beiden Fällen ergibt, ist ebenfalls in dieser Abbildung dargestellt. Die thermischen Verluste sind in beiden Fällen nicht berücksichtigt, da sie im vorliegenden Fall aufgrund der für das Testnetz extrem niedrigen Last überproportional ansteigen und sich dann nur schwer Aussagen zum Einfluss der Abnehmerstrukturen auf die Netzspeicherleistung treffen lassen. Die niedrige Last verursacht ebenso die hohen Fließzeiten von bis zu 30 h. Nach dem Vorlauftemperatursprung steigt in beiden Fällen auch die Netzspeicherleistung sprunghaft mit der gleichen Amplitude an, da in beiden Fällen die gleiche Last und somit auch der gleiche Massestrom anliegen, wenn auch an unterschiedlichen Orten. Die Netzspeicherleistung sinkt im Fall I im Vergleich zum Fall II schon nach kurzer Zeit nahezu sprunghaft und erreicht den stationären Zustand, da die Vorlauftemperaturfront den Abnehmer schnell erreicht. Im Fall II dauert der Vorgang wesentlich länger, d.h. die Vorlauftemperaturfront breitet sich länger im Netz aus, ohne den Abnehmer zu beeinflussen. Nach Erreichen des Abnehmers sinkt auch im Fall II die Netzspeicherleistung bis der stationäre Zustand wieder erreicht ist. Die Fläche unter der Kurve der Netzspeicherleistung ist ein Maß für die speicherbare Energie. Im Fall I kann wesentlich weniger Energie gespeichert werden als im Fall II.

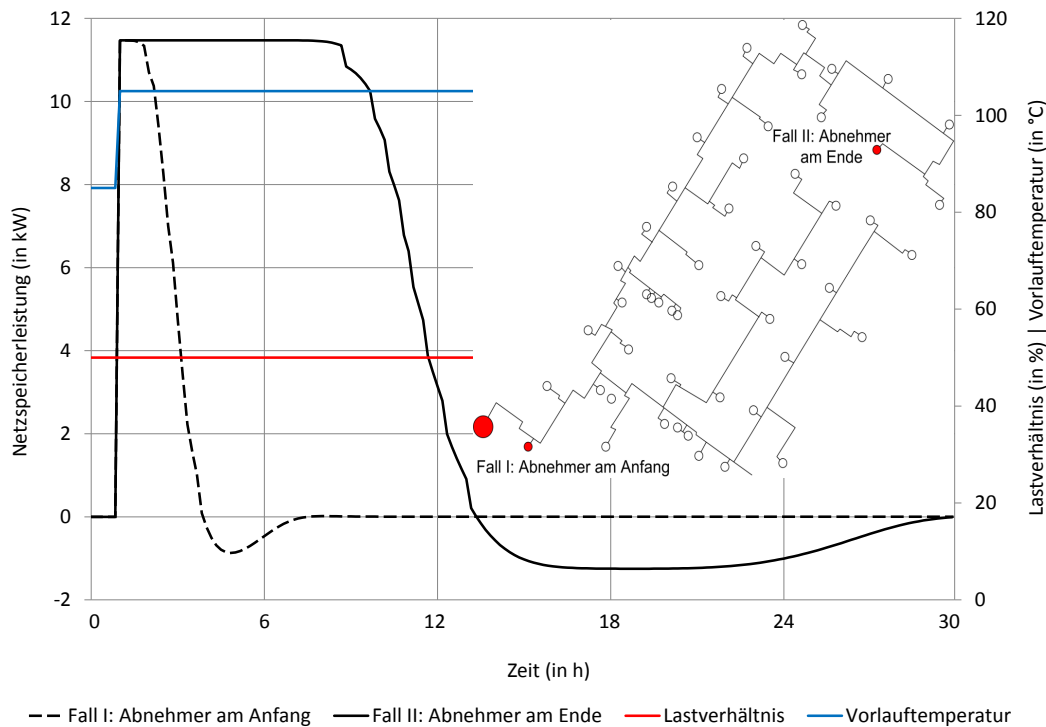


Abbildung 3.4: Zeitlicher Verlauf der Netzspeicherleistung bei unterschiedlichen Abnehmerstrukturen

3.4 Untersuchungen von Ladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen

Für das Testnetz werden zunächst drei Simulationen bei unterschiedlichen, aber während des gesamten Simulationszeitraumes konstant gehaltenen Gesamtlastverhältnissen ϕ durchgeführt. Die Simulationszeiträume betragen jeweils zehn Stunden, wobei nur die letzten fünf davon in den folgenden Diagrammen dargestellt sind. In den jeweils ersten fünf Stunden sind Einflussgrößen der Netzspeicherleistung wie Vorlauftemperatur und Gesamtlastverhältnis konstant gelassen, sodass vor Beginn der eigentlich betrachteten Zeiträume ein stationärer Zustand sicher gestellt ist.

Ausgangspunkt für die untersuchten Zeiträume aller drei Simulationen ist jeweils eine konstante Vorlauftemperatur von 85 °C, die nach 30 min sprunghaft um 20 K auf 105 °C erhöht und anschließend bis zum Ende des Simulationszeitraumes konstant gelassen wird.

Simulation A: $\phi = 0,2 = \text{konstant}$

Simulation B: $\phi = 0,5 = \text{konstant}$

Simulation C: $\phi = 0,8 = \text{konstant}$

In Abb. 3.5 sind die Ergebnisse der Simulationen A (schwarze Linie), B (schwarz gestrichelte Linie) und C (schwarz gepunktete Linie) in einem Diagramm dargestellt. In der Abszisse befindet sich die Zeit und in der linken Ordinate die Netzspeicherleistung sowie in der rechten die Vorlauftemperatur. Mit einer blauen Linie gekennzeichnet ist der Verlauf der

Vorlauftemperatur mit dem in allen drei Fällen charakteristischen Sprung nach 30 Minuten.

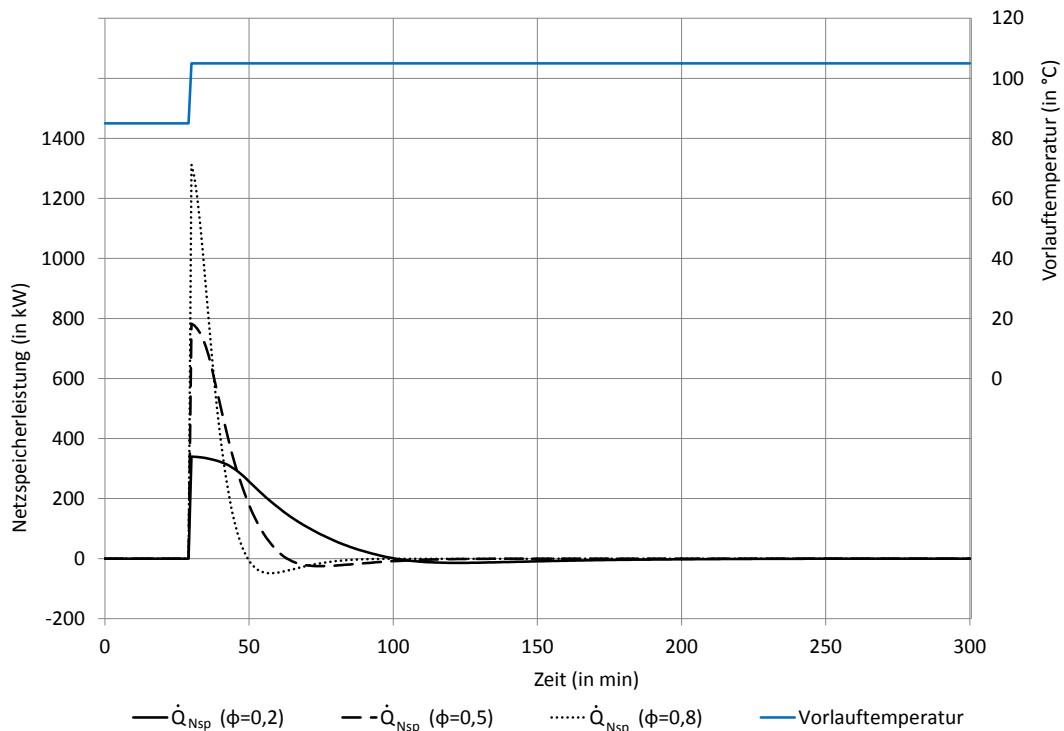


Abbildung 3.5: Vergleich Ladekurven nach Vorlauftemperatursprung bei unterschiedlichen Gesamtlasten

Während des stationären Zustands hat die Netzspeicherleistung einen Wert von null. Unmittelbar nach Anheben der Vorlauftemperatur steigt die Netzspeicherleistung in allen drei Fällen sprunghaft an. In der Simulation A mit dem kleinsten Lastverhältnis ϕ von 0,2 ist die Anfangsamplitude am kleinsten, bei der Simulation C mit dem größten Lastverhältnis ϕ von 0,8 ist sie am größten. Die Werte der Anfangsamplituden sind in Tab. 3.1 aufgeführt. Anschließend sinkt die Netzspeicherleistung in allen drei Fällen bis auf den Wert null und etwas darunter. Die negativen Werte der Netzspeicherleistung stehen dafür, dass dem Netzspeicher Energie entzogen wird. Die negative Amplitude ist dabei bei hohen Gesamtlasten größer als bei niedrigen Gesamtlasten, in allen Fällen im Vergleich zur vorherigen Netzspeicherleistung aber schwach ausgeprägt. Es handelt sich um eine indirekte Netzspeicherung im Rücklauf, da aufgrund der geänderten Vorlauftemperaturen die Hausanschlussstationen der einzelnen Abnehmer auch die Rücklauftemperaturen anpassen. Nach Aufladen des Netzzvorlaufs erreicht die Vorlauftemperaturfront gerade den Abnehmer mit der größten Fließzeit, folglich ergibt sich zu diesem Zeitpunkt dort erst die neue Rücklauftemperatur. Für das untersuchte Testnetz ist die Netzspeicherleistung bei der indirekten Netzspeicherung im Rücklauf negativ, da die Rücklauftemperaturen mit steigenden Vorlauftemperaturen sinken - es kommt somit zu einer Entladung des Netzspeichers. Die Entladung erfolgt solange bis die entstandenen Rücklauf-temperaturfronten eines jeden Abnehmers den Erzeuger wieder erreicht haben. Zu diesem Zeitpunkt hat sich der stationäre Zustand mit der neuen Vorlauftemperatur und den neuen Rücklauf-temperaturen bei allen Abnehmern eingestellt. Die Werte der Abklingdauern sind ebenfalls in Tab. 3.1 aufgeführt.

In Abb. 3.6 ist für den Fall eines Gesamtlastverhältnisses ϕ von 0,5 die Rücklauftemperatur (blau gepunktete Linie) und der Gesamtmassstrom (grüne Linie) am Erzeuger während des Ladevorgangs über die Zeit dargestellt. Die nur qualitativ dargestellte Netzspeicherleistung ist in diesem Diagramm durch eine schwarze Linie gekennzeichnet.

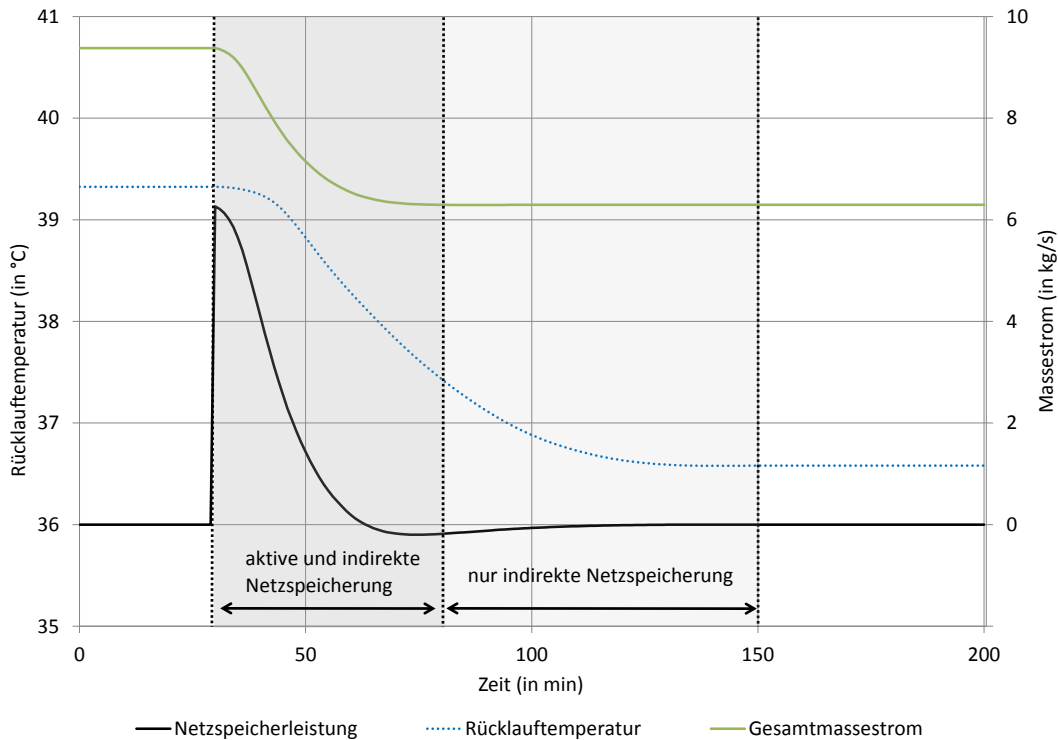


Abbildung 3.6: Verlauf der Rücklauftemperatur und des Massestroms am Erzeuger während des Ladevorgangs

Es ist deutlich zu erkennen, dass kurz nach dem Vorlauftemperatursprung zum Zeitpunkt des Sprungs der Netzspeicherleistung die Rücklauftemperatur sukzessive sinkt, da schon nach kurzer Zeit die ersten Abnehmer von der Vorlauftemperaturfront erreicht werden und die Rücklauftemperaturfronten mit reduzierten Rücklauftemperaturen zum Erzeuger zurück fließen. Aktive und indirekte Netzspeicherung überlagern sich in dieser Phase. Selbst nach dem vollständigen Laden des Vorlaufs - wenn der Massestrom einen stationären Zustand erreicht hat - sinkt die Rücklauftemperatur weiter. In dieser Phase liegt nur noch die indirekte Netzspeicherung im Rücklauf vor. Erst wenn die Rücklauftemperatur am Erzeuger wieder einen konstanten Wert erreicht hat, sich also die geänderten Rücklauftemperaturen der einzelnen Abnehmer im gesamten Netz ausgebreitet haben, erfolgt keine Netzspeicherung mehr. Die Netzspeicherleistung bleibt konstant bei null, der stationäre Zustand ist erreicht und somit der Ladevorgang abgeschlossen. Wie in Abb. 3.6 deutlich ersichtlich, wird der größte Teil der Energie bereits in der Phase der aktiven Aufladung des Vorlaufs dem Netzspeicher zugeführt.

Die quantitative Bestimmung der dem Netzspeicher zugeführten Energie im Vorlauf und der abgeführten Energie im Rücklauf ist nicht möglich, da aktive und indirekte Netzspeicherung zum größten Teil gleichzeitig erfolgen und nur die Gesamtnetzspeicherleistung für jeden Zeitschritt bestimmbar ist. Eine Tendenz ist aber klar ersichtlich: es wird wesentlich mehr Energie dem Netzspeicher zugeführt als abgeführt, da die Vorlauftemperaturänderung in Höhe von 20 K wesentlich größer ist als die Rücklauftemperaturänderung von wenigen Kelvin. Bei

annähernd konstanten Rücklaufemperaturen kann die indirekte Netzspeicherung im Rücklauf vernachlässigt werden.

Die innerhalb eines gesamten Ladevorgangs im Fernwärmenetz gespeicherte Energie ist für alle Gesamtlasten annähernd gleich. Die Werte der im Netz gespeicherten Energie nach einem Vorlauftemperatursprung von 20 K sind in Tab. 3.1 für die Simulationen A, B und C zusammengefasst. Die geringen Abweichungen zwischen den einzelnen Simulationen sind zum einen auf das Modell von TRNSYS-TUD zurückzuführen, zum anderen ändern sich zusätzlich die Netzverluste bei Laständerungen minimal. Wie in Gl. (2.7) gezeigt, wird die während des Ladevorgangs dem Fernwärmenetz zugeführte Energie durch Integration der Netzspeicherleistung berechnet. Sie entspricht also der Fläche unter bzw. über der Ladekurve. Da die thermohydraulische Simulation mit TRNSYS-TUD ohnehin mit einer diskreten Zeitschrittweite durchgeführt wird, erfolgt die Bestimmung der zugeführten Energie durch eine Approximation der Fläche unter bzw. über der Ladekurve mit Hilfe einer Treppenfunktion – charakterisiert durch die jeweiligen Werte der Netzspeicherleistung an den Diskretisierungspunkten. Der Flächeninhalt der Treppenfunktion lässt sich leicht über die Summation der einzelnen Rechteckflächen bestimmen. Alternativ wäre es möglich, die jeweiligen Ladekurven mit Hilfe eines Polynoms höherer Ordnung¹⁷ zu approximieren und anschließend zu integrieren.

Tabelle 3.1: Anfangsamplituden, Abklingdauern und gespeicherte Energie für die Simulationen A, B und C nach sprunghafter Erhöhung der Vorlauftemperatur um 20 K

Simulation	Anfangsamplitude (in kW)	Abklingdauer (in min)	gespeicherte Energie (in kWh)
A	330	230	175
B	780	110	178
C	1310	79	169

Die durch die Simulation ermittelten Werte der Anfangsamplitude und der gespeicherten Energie aus Tab. 3.1 sollen folgend verifiziert werden. Zum Vergleich der ermittelten Werte der Anfangsamplitude wird eine aus [30] stammende Näherungsformel zur Abschätzung der Netzspeicherleistung verwendet. Die Formel ist in Gl. (3.1) dargestellt.

$$\dot{Q}_{Nsp,Anfamp} = \dot{Q}_{zu,M} \cdot \left(\frac{\vartheta_V^* - \vartheta_R}{\vartheta_V - \vartheta_R} - 1 \right) \quad (3.1)$$

$\dot{Q}_{zu,M}$ ist die über den Betrachtungszeitraum gemittelte thermische Leistung am Erzeuger, die sich aus der Summe der thermischen Last und den thermischen Verlusten ergibt, ϑ_V bzw. ϑ_V^* die Vorlauftemperaturen vor bzw. nach dem Temperatursprung sowie ϑ_R die als konstant angenommene Rücklauftemperatur¹⁸. So ergibt sich als Beispiel bei einem konstanten Gesamtlastverhältnis von $\phi = 0,5$, also einer konstanten thermischen Last von 1733 kW, eine Rücklauftemperatur von 39,3 °C und thermische Verluste von 59 kW und somit eine thermische Leistung am Erzeuger von 1792 kW. Mit der Näherungsformel aus Gl. (3.1) wird eine Netzspeicherleistung von $\dot{Q}_{Nsp,Anfamp} = 784$ kW ermittelt. Für die konstanten Lastverhältnisse von 0,2 bzw. 0,8 ergeben sich mit Gl. (3.1) Netzspeicherleistungen von 340 kW bzw. 1330 kW. Die durch die Simulation und die mit Gl. (3.1) ermittelten Werte der Anfangsamplitude stimmen gut überein. Zu beachten ist, dass in realen Netzen im Allgemeinen keine konstanten

¹⁷Selbst durchgeführte Tests ergaben eine hohe Übereinstimmung bei Polynomen 5. Ordnung für das Testnetz.

¹⁸Alle Temperaturen sind auf den Erzeuger bezogen.

Lastverhältnisse vorliegen¹⁹, sodass es durch die Mittelwertbildung der thermischen Leistung am Erzeuger ggf. zu starken Abweichungen gegenüber der realen thermischen Leistung am Erzeuger und somit zur Verschiebung der Amplitude kommt und daher Gl. (3.1) keine gültigen Werte liefert.

Der ermittelte Wert der speicherbaren Energie kann alternativ über das Wasservolumen des Fernwärmenetzvorlaufs in Höhe von 7,92 m³ abgeschätzt werden. Es ergibt sich bei einem Vorlauftemperatursprung am Erzeuger von 85 °C auf 105 °C eine Speicherkapazität von 178 kWh allein im Vorlauf. Die bei einem Gesamtlastverhältnis von 0,5 durch den Vorlauftemperatursprung verbundene Absenkung der Rücklauftemperatur um 2,7 K (indirekte Netzspeicherung im Rücklauf) führt gleichzeitig dazu, dass 25 kWh dem Netzspeicher entzogen werden, sofern die Annahme getroffen wird, dass der Rücklauf über die gleichen Rohrdimensionierungen wie der Vorlauf verfügt und somit das Wasservolumen im Rücklauf ebenfalls 7,92 m³ beträgt. Dieser Betrag wird fast vollständig durch die Speicherfähigkeit der Rohre ausgeglichen. Das Rohrvolumen des gesamten Netzes beträgt dabei 1,41 m³. In Summe ergibt sich somit ein Wert der speicherbaren Energie in Höhe von 178 kWh, welcher mit den durch die Simulation ermittelten Werten übereinstimmt. Für die Gesamtlastverhältnisse von 0,2 bzw. 0,8 ergeben sich entsprechend Rücklauftemperaturabsenkungen in Höhe von 2,5 K bzw. 3,9 K und somit speicherbare Energien von 184 kWh bzw. 171 kWh.

Wird die Gesamtanschlussleistung des Testnetzes in Höhe von 3466 kW herangezogen, so ist festzuhalten, dass die maximale Netzspeicherleistung (Anfangsamplitude) bei einem Gesamtlastverhältnis von 0,2 im günstigsten Fall ca. 52 % der thermischen Gesamtlast betragen kann, wenn auch nur für wenige Minuten zu Beginn des Netzspeichervorgangs bis die ersten Abnehmer erreicht worden sind. Für die anderen Gesamtlastverhältnisse 0,5 und 0,8 wird ebenfalls ein Wert von ca. 52 % erreicht. Es kann also nur reichlich die Hälfte des gesamten Bedarfs an thermischer Energie über den Netzspeicher gedeckt werden. In Tab. 3.2 sind die durchschnittlichen Gesamtlasten für drei Perioden des Jahres dargestellt.

Tabelle 3.2: Durchschnittliche Gesamtlasten und theoretische Versorgungszeiten ausgewählter Perioden eines Jahres

Zeitraum	durchschnittliche Gesamtlast (in kW)	theoretische Versorgungszeit (in min)
Winter: Januar-März	725	14,4
Übergang: April, September	231	45,2
Sommer: Mai-August	172	60,7

Die Daten der Gesamtlasten stammen aus einer Jahressimulation mit TRNSYS-TUD. Aus dem Quotienten von bei einem Vorlauftemperatursprung von 20 K in das Fernwärmenetz gespeicherte Energie in Höhe von 174 kWh²⁰ und der durchschnittlichen Gesamtlast ergibt sich die theoretische Versorgungszeit durch den Netzspeicher. Sie gibt an, wie lange die Gesamtlast in den einzelnen Perioden durch die im Fernwärmenetz gespeicherte Energie gedeckt werden könnte. Da wie bereits erwähnt nur ca. 52 % der thermischen Last durch den Netzspeicher gedeckt werden kann, handelt es sich bei der Versorgungszeit um einen theoretischen Wert, der einer qualitativen Bewertung und dem Vergleich der Kapazität des Netzspeichers von auch völlig verschieden dimensionierten Fernwärmenetzen untereinander sowie dem Vergleich mit

¹⁹ und ggf. auch keine konstanten Rücklauftemperaturen

²⁰ Durchschnittswert der Kapazitäten bei einem Gesamtlastverhältnis von 0,2, 0,5 und 0,8

klassischen Heißwasserspeichern²¹ dient. Es ergeben sich bei der theoretischen Versorgungszeit aufgrund der stark unterschiedlichen thermischen Lasten innerhalb eines Jahres große Unterschiede, da die maximal im Fernwärmenetz speicherbare Energie konstant ist. Insgesamt muss zumindest für das Testnetz festgehalten werden, dass die im Fernwärmenetz speicherbare Energie im Vergleich zur durchschnittlichen Last gering ist. Sinnvolle Anwendungen der Netzspeicherung ergeben sich daher nur in der kurzzeitigen Verschiebung von Lastspitzen sowie bei der Verwendung von KWK-Anlagen.

3.5 Untersuchungen von Entladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen

In Abb. 3.7 sind für die Simulation A ($\phi = 0,2$), B ($\phi = 0,5$) und C ($\phi = 0,8$) aus dem vorherigen Abschnitt 3.4 die den Ladekurven entsprechenden Entladekurven nach einem Vorlauftemperatursprung von 105 °C auf 85 °C dargestellt. Die Kenndaten der Entladekurven finden sich in Tab. 3.3.

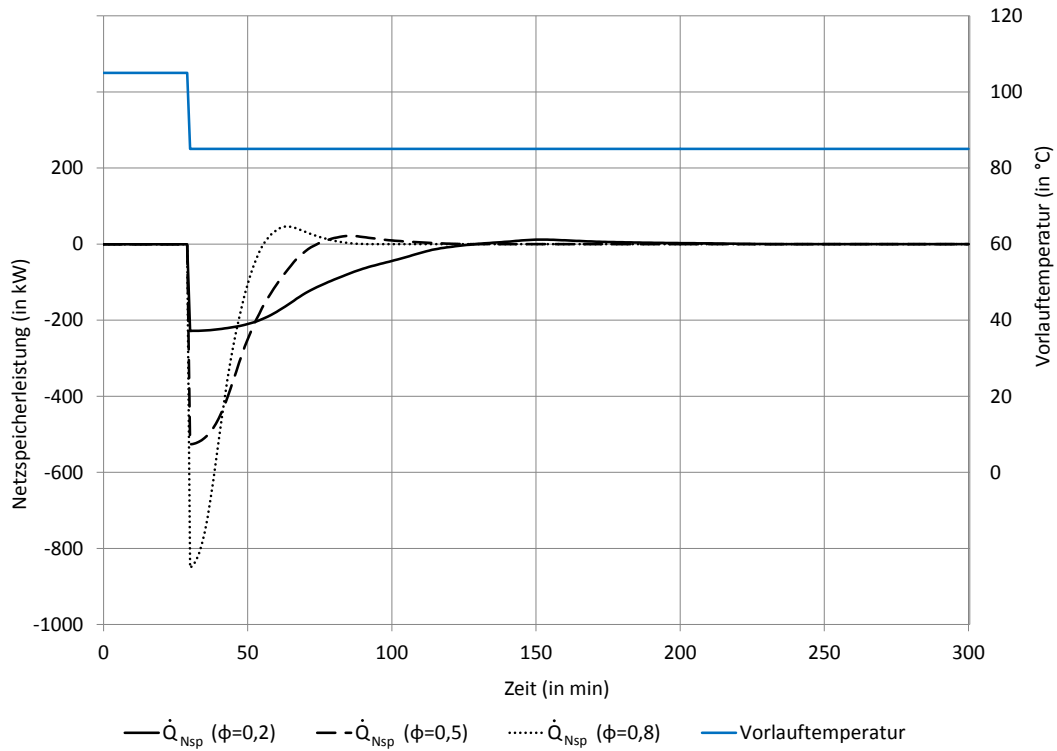


Abbildung 3.7: Vergleich Entladekurven nach Vorlauftemperatursprung bei verschiedenen Lasten

Tabelle 3.3: Anfangsamplituden, Abklingdauern und abgeführte Energie für die Simulationen A, B und C nach sprunghafter Reduzierung der Vorlauftemperatur

Simulation	Anfangsamplitude (in kW)	Abklingdauer (in min)	abgeführte Energie (in kWh)
A	-228	231	176
B	-527	110	179
C	-851	75	168

²¹Typische Versorgungszeiten von Heißwasserspeichern betragen einen bzw. einen halben Tag.

Die Kurvenverläufe der Netzspeicherleistungen sind qualitativ analog denen der Ladekurven, wenn auch die Anfangsamplituden aufgrund der geringeren Masseströme betragsmäßig kleiner sind. Die Netzspeicherleistungen sinken betragsmäßig aus dem gleichen Grund langsamer als bei den Ladekurven, sodass die dem Netzspeicher während des Ladevorgangs zugeführte Energie der während des Entladevorgangs abgeführten Energie entspricht²². Wie in den theoretischen Betrachtungen erläutert, ist der direkte Netzspeichervorgang im Vorlauf bei der Ladung im Vergleich zur Entladung aufgrund des höheren Massestroms kürzer, hingegen verhält es sich bei der indirekten Netzspeicherung im Rücklauf genau umgekehrt, sodass in Summe die Abklingdauern von Ladung und Entladung bei vergleichbaren Vorlauftemperatursprüngen etwa gleich sind. An dieser Stelle sei wieder der Hinweis gegeben, dass der Großteil der Energie direkt nach dem Vorlauftemperatursprung dem Netzspeicher zu- bzw. abgeführt wird.

3.6 Einfluss der Höhe von Vorlauftemperatursprüngen auf die Netzspeicherleistung

In einer weiteren Simulation werden die Auswirkungen unterschiedlich großer Vorlauftemperatursprünge auf die Netzspeicherleistung untersucht. Das Gesamtlastverhältnis liegt konstant bei 0,5. In Abb. 3.8 sind die Ladekurven bei einem Vorlauftemperatursprung von 85 °C auf 95 °C (schwarz gestrichelte Linie) bzw. 105 °C (schwarze Linie) und die entsprechenden Entladekurven sowie die Verläufe der Vorlauftemperaturen in einem Diagramm dargestellt.

Alle charakteristischen Größen wie Anfangsamplituden, Abklingdauern und ge- bzw. entspeicherte Energie der Lade- und Entladevorgänge sind in Tab. 3.4 aufgelistet. Die Anfangsamplitude ist bei Ladung des Netzspeichers im Fall einer Vorlauftemperaturanhebung auf 105 °C doppelt so groß wie bei einer Anhebung auf 95 °C, da die Differenz zur Ausgangsvorlauftemperatur von 85 °C auch doppelt so groß ist. Gleiches gilt für die gespeicherte Energie. Analoge Ergebnisse ergeben sich beim Vergleich der Entladevorgänge. Die Abklingdauern sind unabhängig von der Höhe des Vorlauftemperatursprungs bei Ladung und Entladung annähernd gleich – wenn auch an dieser Stelle in Betracht gezogen werden muss, dass ein Großteil der Energie unmittelbar nach dem Vorlauftemperatursprung dem Netzspeicher zu- bzw. abgeführt wird.

Tabelle 3.4: Anfangsamplituden, Abklingdauern und ge- bzw. entspeicherte Energie der Lade- und Entladevorgänge bei zwei verschiedenen großen Vorlauftemperatursprüngen

	Vorlauftemperatursprung	Anfangsamplitude (in kW)	Abklingdauern (in min)	ge- bzw. entspeicherte Energie (in kWh)
Laden	85 °C auf 95 °C	391	109	88
	85 °C auf 105 °C	780	110	178
Entladen	95 °C auf 85 °C	-314	110	88
	105 °C auf 85 °C	-527	107	178

²²Alle thermischen Verluste werden dem Wärmenetz als solches und nicht der Funktion als Speicher thermischer Energie zugeordnet, bleiben also in der Bilanzierung des Lade- und Entladevorgangs unberücksichtigt.

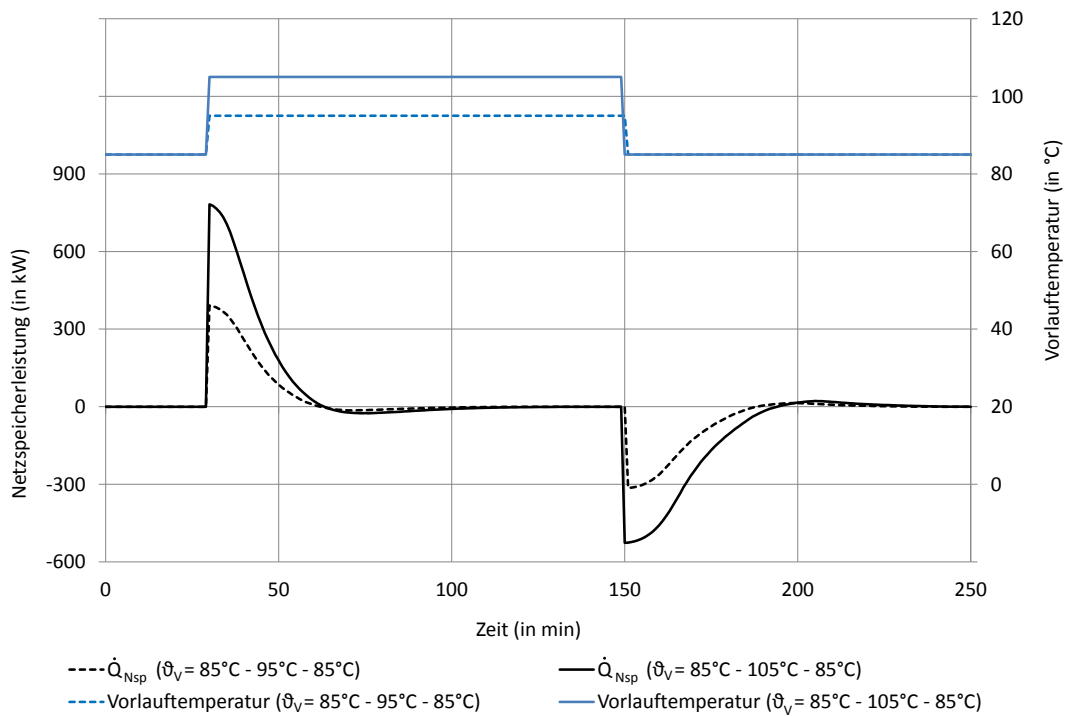


Abbildung 3.8: Vergleich Lade- und Entladekurven bei unterschiedlichen Vorlauftemperatursprüngen und einem konstanten Gesamtlastverhältnis von 0,5

3.7 Untersuchungen von Lade- und Entladekurven bei Laständerungen

Laständerungen induzieren auch bei konstanten Vorlauftemperaturen eine Änderung der Rücklaufftemperaturen der Abnehmer und somit eine indirekte Netzspeicherung im Rücklauf. In Abb. 3.9 sind die Kurvenverläufe der Netzspeicherleistung nach sprunghaftem Ansteigen und Abfallen der Gesamtlast dargestellt. Die Amplituden der Sprünge sind in den drei dargestellten Fällen A, B und C jeweils unterschiedlich - es liegt aber während der gesamten Simulation eine konstante Vorlauftemperatur von 85 °C vor.

Simulation A: Sprung des Gesamtlastverhältnisses von 0,2 auf 0,5 und zurück

Simulation B: Sprung des Gesamtlastverhältnisses von 0,5 auf 0,8 und zurück

Simulation C: Sprung des Gesamtlastverhältnisses von 0,2 auf 0,8 und zurück

Interessanterweise kann keine allgemeine Aussage getroffen werden, ob es bei einem Ansteigen bzw. Abfallen des Gesamtlastverhältnisses zu einer Ladung oder zu einer Entladung des Netzspeichers kommt. Wie in Abb. 3.10 ersichtlich, liegt die Ursache für den Wechsel von Ladung und Entladung des Netzspeichers bei verschiedenen Lastsprüngen in den unregelmäßig schwankenden Rücklaufftemperaturen bei verschiedenen Gesamtlastverhältnissen. In dieser Abbildung ist der zeitliche Verlauf der Rücklaufftemperaturen nach treppenförmigen Sprüngen des Gesamtlastverhältnisses dargestellt. Ausgehend von dem Gesamtlastverhältnis von $\phi = 0,1$ sinkt die Rücklaufftemperatur mit steigendem ϕ . Bei einem Gesamtlastverhältnis von 0,5 wird das Minimum der Rücklaufftemperatur erreicht, anschließend steigt die Rücklaufftemperatur

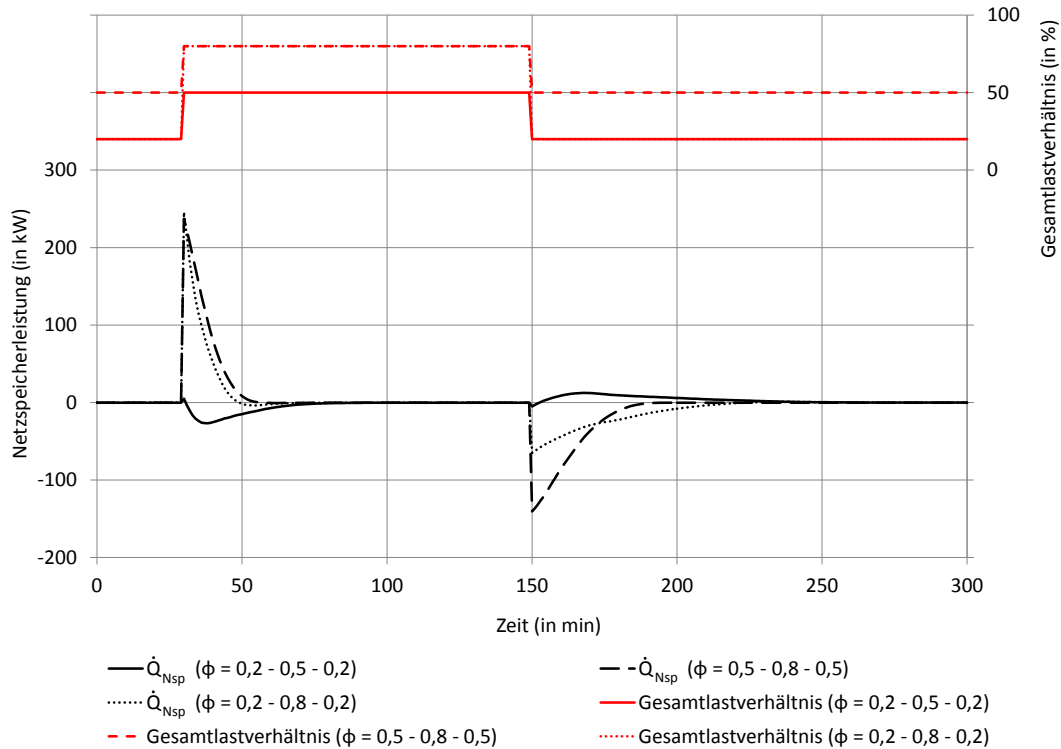


Abbildung 3.9: Vergleich Kurvenverlauf der Netzspeicherleistung bei verschiedenen Lastsprüngen und bei einer konstanten Vorlauftemperatur von 85 °C

stetig an. Es handelt sich hierbei um eine spezielle Netzcharakteristik des Testnetzes. Eine Verallgemeinerung auf andere Netze ist nicht zulässig.

Im Fall A wird das Gesamtlastverhältnis sprunghaft von 0,2 auf 0,5 erhöht. Durch den Anstieg der Gesamtlast stellt sich über die Regelung der Hausanschlussstationen ein erhöhter Gesamtmassestrom und reduzierte Rücklauftemperaturen bei den Abnehmern ein. Durch die reduzierte Rücklauftemperatur wird aufgrund der konstanten Vorlauftemperatur eine erhöhte Temperaturspreizung bei den Abnehmern ermöglicht, sodass der Anstieg des Massestroms nicht proportional zur Lasterhöhung ist. Da am Erzeuger zunächst noch eine höhere Rücklauftemperatur anliegt²³, wird mehr Wärme aus dem Fernwärmenetz entnommen als eingespeist – es kommt zur Entladung des Netzspeichers, die Netzspeicherleistung nimmt negative Werte an. Insgesamt werden ca. 9 kWh Wärme aus dem Netzspeicher entnommen, was im Vergleich zur maximal im Vorlauf speicherbaren Energie in Höhe von etwa 174 kWh als gering eingestuft werden kann. Bei der entsprechenden sprunghaften Senkung des Gesamtlastverhältnisses von 0,5 auf 0,2 kann analog argumentiert werden: die sinkende Gesamtlast induziert einen Anstieg der Rücklauftemperaturen bei den Abnehmern, beim Erzeuger liegt zunächst noch eine niedrigere Rücklauftemperatur an, es wird mehr Wärme ins Fernwärmenetz eingespeist als entnommen und es kommt somit zur Ladung des Netzspeichers. Dabei werden dem Netzspeicher die ca. 9 kWh Wärme zugeführt. In den anderen beiden Fällen B und C verhält es sich genau umgekehrt: der Netzspeicher wird beim Ansteigen des Gesamtlastverhältnisses geladen und anschließend beim Absinken entladen. Die dem Netzspeicher zu- bzw. aus dem

²³bis die Temperaturfronten mit der geänderten Rücklauftemperatur aller Abnehmer den Erzeuger erreicht haben

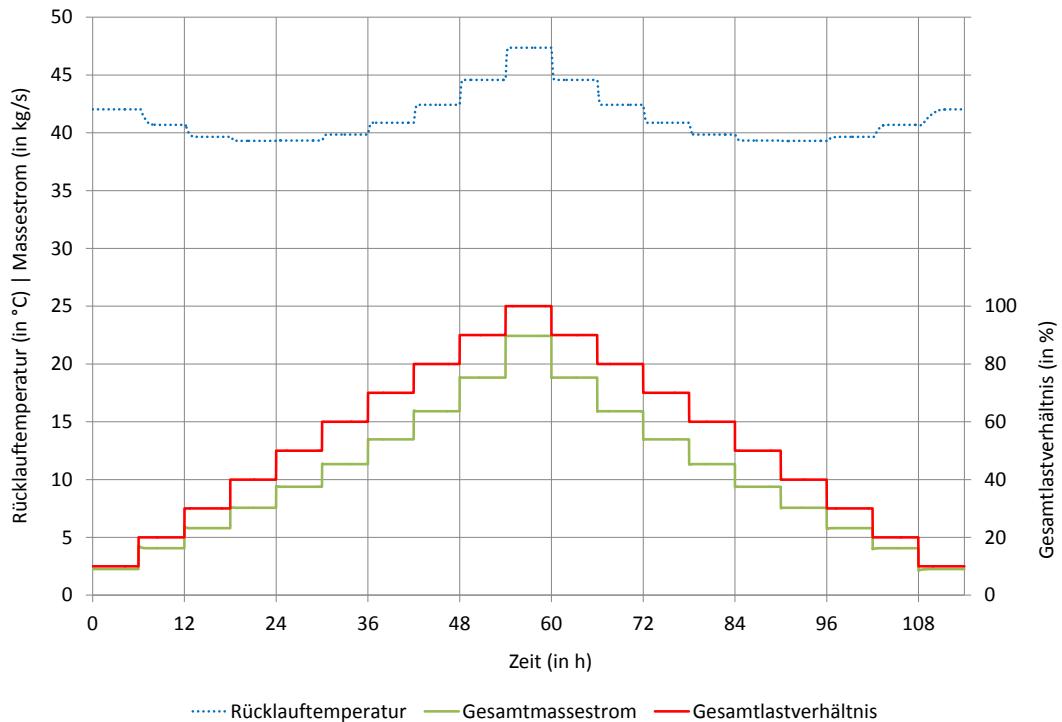


Abbildung 3.10: Zeitlicher Verlauf der Rücklauf­temperaturen bei Sprüngen des Gesamt­last­verhältnisses und bei einer konstanten Vorlauf­temperatur von 85 °C

Netzspeicher abgeführte Energie beträgt im Fall B ca. 34 kWh und im Fall C ca. 25 kWh. Die während einer sprunghaften Änderung des Gesamt­last­verhältnisses dem Netzspeicher zu- bzw. abgeführte Energie ist deutlich geringer als bei Vorlauf­temperatur­sprüngen von 10 K oder mehr – Last­sprünge verändern die jeweilige Netzspeicherleistung wesentlich und müssen daher berücksichtigt werden. Zu beachten ist, dass in realen Netzen der tatsächliche Verlauf des Gesamt­last­verhältnisses aufgrund der Verteilung der Lasten auf viele Abnehmer glatter ist.

3.8 Untersuchung der Netzspeicherleistung bei variablem Verlauf von Vorlauf­temperatur und Gesamtlast

Die bisherigen zeitlichen Verläufe von Vorlauf­temperatur und Gesamtlast der Abnehmer dienen der Isolierung einzelner Abhängigkeiten. Für reale Netze sollen realistische thermische Last­gänge verwendet werden – die Vorlauf­temperatur soll im Gegensatz zu einer fest vorgegebenen Fahrweise innerhalb gegebener Grenzen²⁴ in jedem Zeitschritt beliebige Werte annehmen können. In Abb. 3.11 ist der simulierte thermische Lastgang eines Jahres für das Testnetz aus Abb. 3.2 dargestellt. Die rote Linie gibt die thermische Gesamtlast wieder, grau eingezeichnet ist die jeweilige Außentemperatur. Die zeitlich aufgelösten Werte des Lastgangs wurden auf Grundlage von Messungen der Heiz- und TWE-Leistung eines Abnehmers des Testnetzes erstellt. Aus diesen Messungen resultieren normierte Referenz-Lastgänge für 10 Typtage. Zur Erzeugung eines Jahreslastgangs für das gesamte Testnetz wurden die Referenz-Lastgänge

²⁴Grenzen bilden die minimale bzw. maximale Vorlauf­temperatur am Erzeuger von 85 °C bzw. 105 °C.

zufällig den einzelnen Abnehmern zugeordnet und durch ihre jeweilige Anschlussleistung und die Außentemperaturen des Testreferenzjahres entsprechend skaliert. Detaillierte Informationen finden sich in [31].

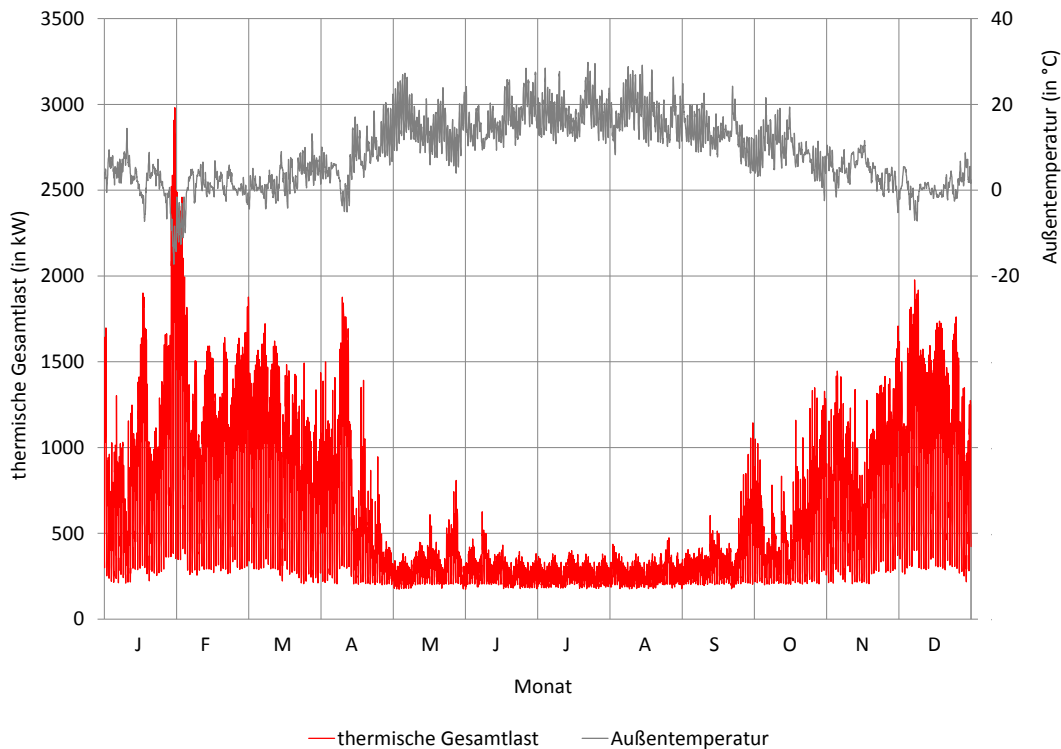


Abbildung 3.11: Zeitlicher Verlauf der thermischen Gesamtlast und der Außentemperatur des Testnetzes (Zeitraum: 1 Jahr)

Es soll ein synthetisch erzeugter Verlauf von Vorlauftemperatur und Gesamtlast für weitere Untersuchungen verwendet werden. Der folgend als *Testverlauf* bezeichnete Verlauf teilt sich in drei Teile auf:

- Vorlauftemperatur konstant, Gesamtlast variabel
- Vorlauftemperatur variabel, Gesamtlast konstant
- Vorlauftemperatur und Gesamtlast variabel

Für den variablen zeitlichen Verlauf der Gesamtlast wird eine Januarwoche des Referenz-Lastgangs des Testnetzes verwendet. Diese Woche ist repräsentativ für den Verlauf der Gesamtlast, da sowohl sehr niedrige als auch sehr hohe Gesamtlasten erreicht werden und es innerhalb der Woche zu starken Schwankungen der Lasten kommt. Der zeitliche Verlauf der Gesamtlast ist in Abb. 3.12 dargestellt. Die rote Linie gibt die thermische Gesamtlast wieder, grau eingezeichnet ist die jeweilige Außentemperatur.

Der variable zeitliche Verlauf der Vorlauftemperatur über eine Woche wird über zufällig im Intervall von 85 °C bis 105 °C generierte Stundenwerte erzeugt²⁵. Es werden an dieser Stelle Zufallszahlen verwendet, da über die Wahl der Vorlauftemperatur direkt die Netzspeicherleistung beeinflusst werden kann und somit die Vorlauftemperatur im Extremfall in jedem Zeitschritt jeden beliebigen Wert innerhalb des vorgegeben Intervalls annehmen können soll.

²⁵Die Werte für die Zeitschritte zwischen den vollen Stunden werden über lineare Interpolation ermittelt.

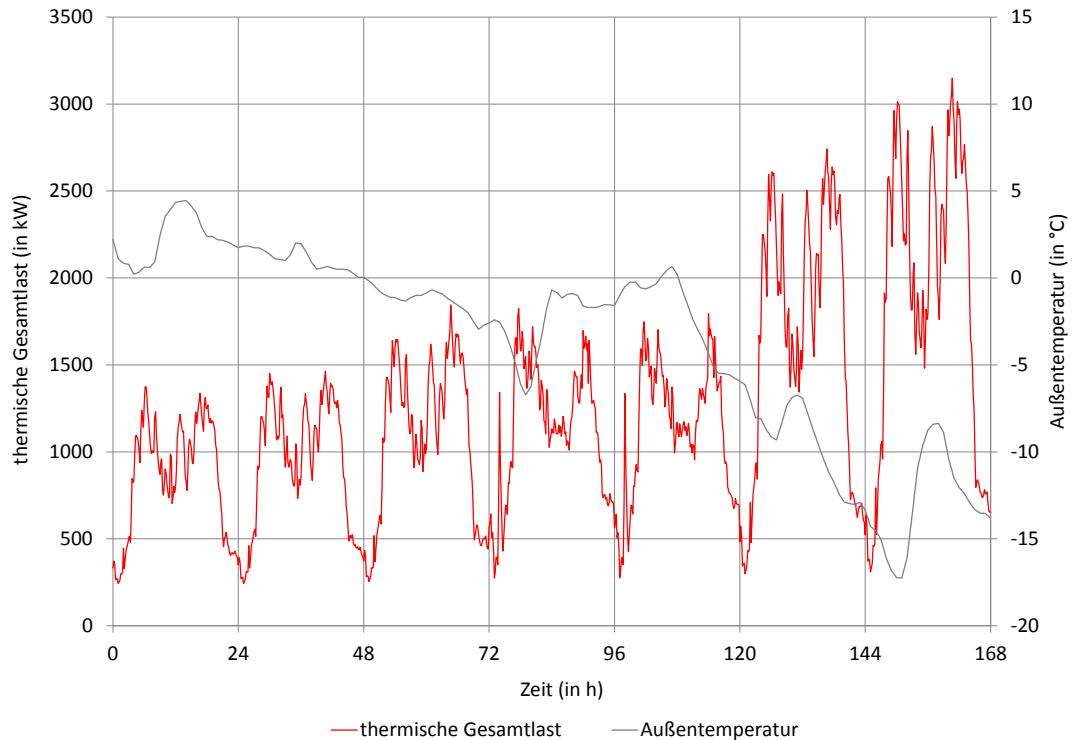


Abbildung 3.12: Zeitlicher Verlauf der thermischen Gesamtlast und der Außentemperatur des Testverlaufs (Zeitraum: 1 Woche)

Welcher Verlauf von Netzspeicherleistung bzw. Vorlauf­temperatur das konkret ist, hängt von den jeweiligen technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen ab. Für allgemeine Aussagen ist daher eine große Bandbreite eines möglichen Verlaufs der Vorlauf­temperatur notwendig. Der synthetische, auf Basis von Zufallszahlen generierte Verlauf der Vorlauf­temperatur einer Woche ist als blaue Linie in Abb. 3.13 dargestellt.

Wie bereits erwähnt, wird der Testverlauf in drei Abschnitte gegliedert. Für den Abschnitt des Testverlaufs mit konstanter Vorlauf­temperatur wird eine mittlere Temperatur von 95 °C angesetzt, für den Abschnitt mit einem konstanten Gesamtlastverhältnis ein mittleres Lastverhältnis von 0,5. Für die variablen Verläufe von Gesamtlast und Vorlauf­temperatur werden die Verläufe aus Abb. 3.12 bzw. Abb. 3.13 verwendet. Insgesamt ergibt sich so der in Abb. 3.14 dargestellte Testverlauf. Die Zeitdauer für den gesamten Testverlauf beträgt drei Wochen. Als rote Linie eingezeichnet ist die thermische Gesamtlast, die Vorlauf­temperatur ist durch eine blaue Linie gekennzeichnet, die Netzspeicherleistung durch eine schwarze. Damit vor Beginn eines jeden Abschnitts ein stationärer Zustand sichergestellt ist, werden die drei Abschnitte des Testverlaufs jeweils separat simuliert. Für eine kompakte Darstellung sind in Abb. 3.14 die drei Abschnitte aneinandergereiht aufgeführt.

Es muss in Summe über alle Zeitschritte die während des Testverlaufs dem Netzspeicher zugeführte Energie annähernd gleich der abgeführten sein. Die Summierung der Netzspeicherleistung aller Zeitschritte des Testverlaufs ergibt einen Wert von 81 kW, d.h. im Schnitt des 504 h langen Testverlaufs eine als gering einzustufende Abweichung von ca. 0,16 kW pro Stunde.

3 Simulationsbasierte Analyse der Netzspeicherung

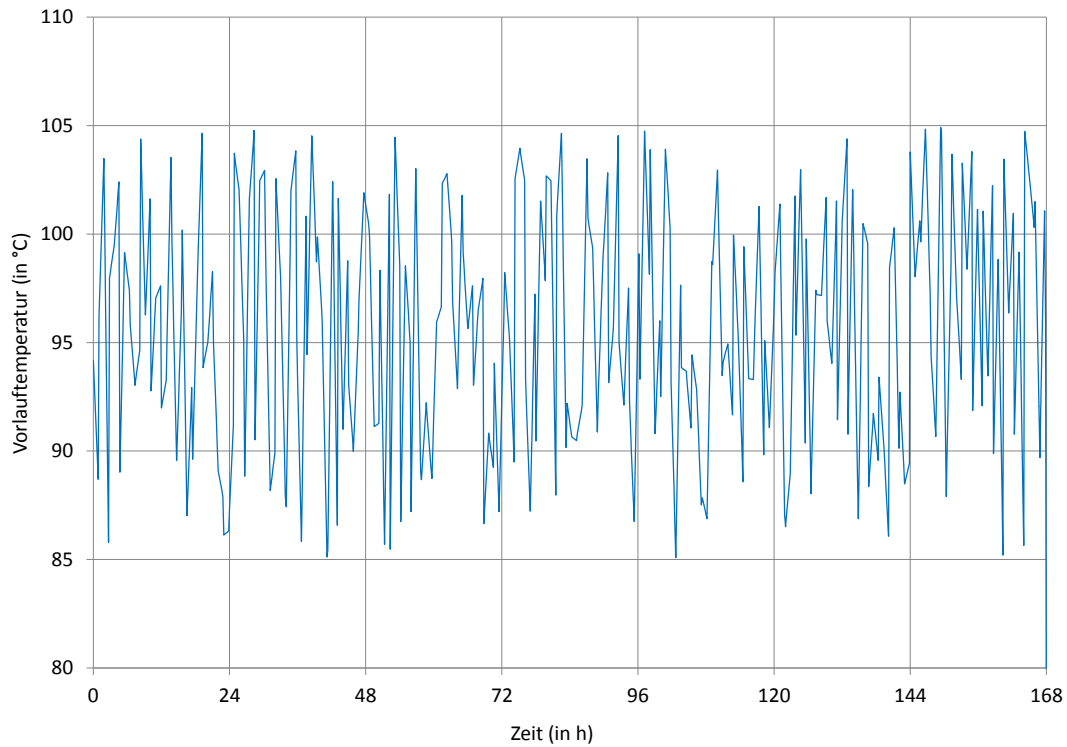


Abbildung 3.13: Zeitlicher Verlauf der Vorlauftemperatur des Testverlaufs

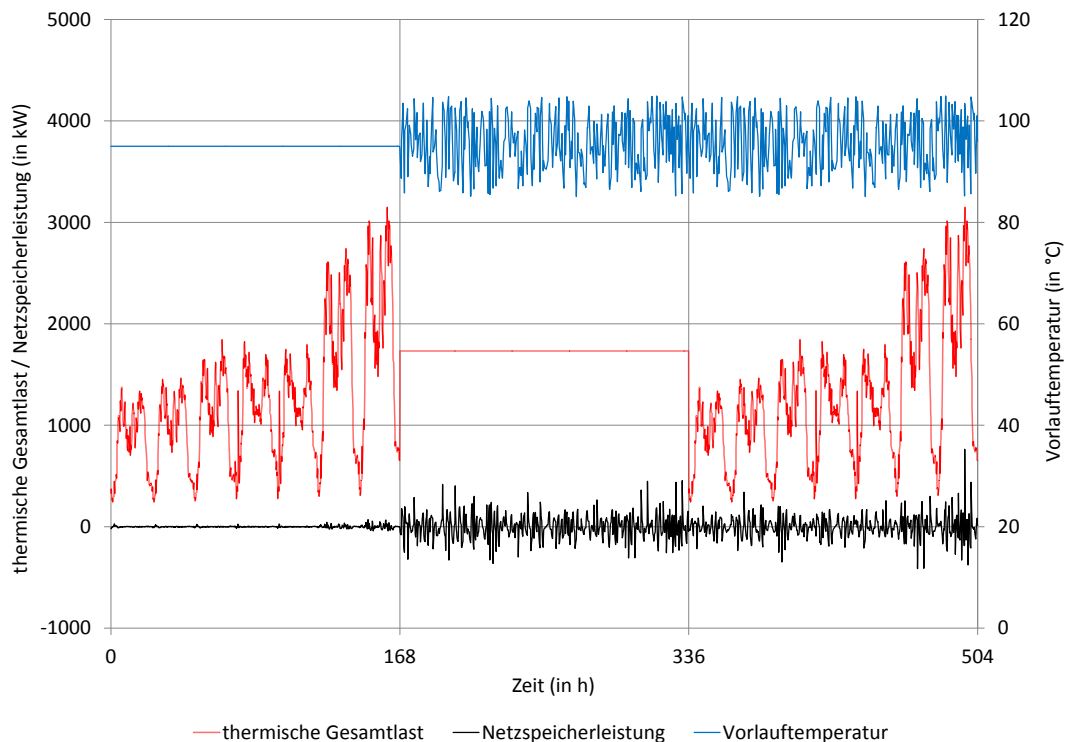


Abbildung 3.14: Zeitlicher Verlauf des Testverlaufs (Zeitraum: 3 Wochen)

Zur besseren Visualisierung des Verlaufs der Netzspeicherleistung bei einem konstanten Lastverhältnis und variabler Vorlauftemperatur sind in Abb. 3.15 nur die ersten beiden Tage der gewählten Januarwoche dargestellt. Es handelt sich um den Zeitabschnitt von Stunde 168 bis

Stunde 216. Es ist an vielen Stellen der Abbildung erkennbar, dass bei schnellem Ansteigen bzw. Absinken der Vorlauftemperatur auch die Netzspeicherleistung meist schnell ansteigt bzw. absinkt. Diese Aussage kann nicht verallgemeinert werden, da durch den Einfluss der Vorlauftemperatur vorheriger Zeitschritte auf die aktuelle Netzspeicherleistung die einzelnen Anfangsamplituden und der weitere Verlauf der Lade- und Entladekurve verzerrt wird. Außerdem kommt es zu Überlagerungen von Lade- und Entladevorgängen, was die Bestimmung weiterer Abhängigkeiten äußerst schwierig macht.

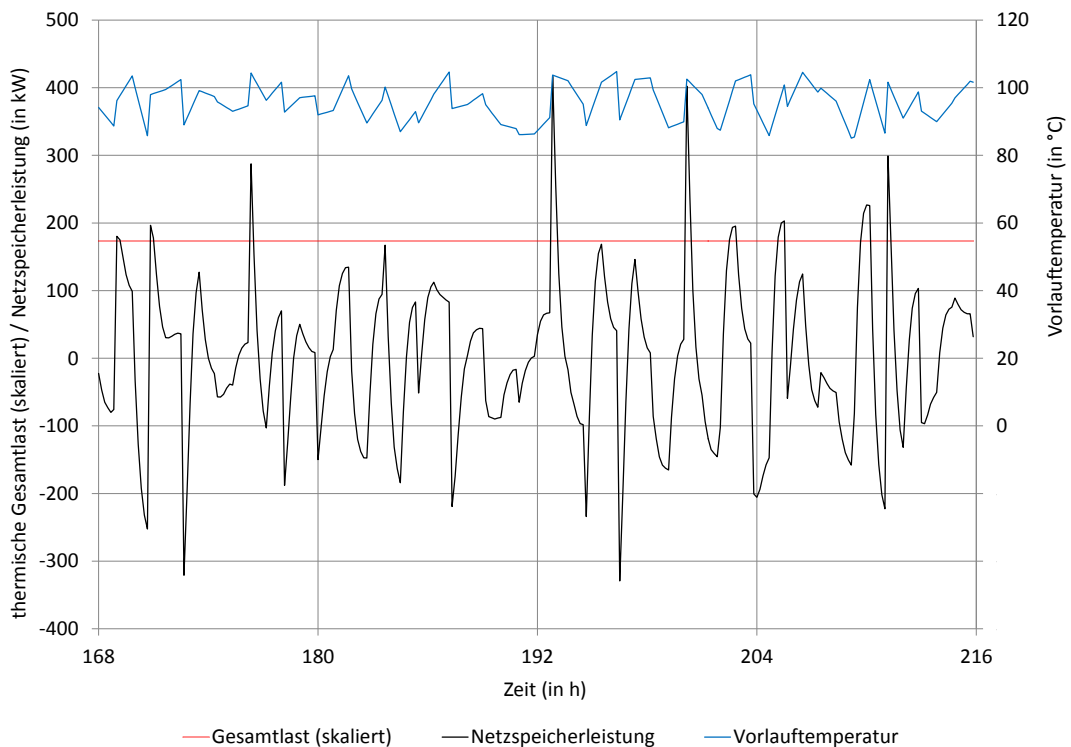


Abbildung 3.15: Ausschnitt des Testverlaufs mit konstantem Lastverhältnis und variabler Vorlauftemperatur: Stunde 168 - Stunde 216

Der Verlauf der Netzspeicherleistung wird zusätzlich weiter verzerrt, wenn zu dem variablen Verlauf der Vorlauftemperatur auch das Gesamtlastverhältnis einen variablen Verlauf annimmt. Der in Abb. 3.16 dargestellte Ausschnitt des Testverlaufs umfasst den Zeitbereich von Stunde 336 bis Stunde 384. Der variable Verlauf der Vorlauftemperatur ist gleich dem aus Abb. 3.15. Die durch die Simulation ermittelte Netzspeicherleistung folgt im Wesentlichen immer noch der Vorlauftemperatur, die einzelnen Lade- bzw. Entladekurven sind aufgrund der ständigen Laständerungen noch stärker gestaucht bzw. gezerrt.

Die weiterführende Zielstellung ist die Integration der Netzspeichervorgänge in eine Einsatzoptimierung. Das Gesamtsystem Netzspeicher im realen Betrieb nimmt eine derart hohe Komplexität an, dass keine einfachen, allgemeingültigen Aussagen über den Zusammenhang von Vorlauftemperatur, Gesamtlastverhältnis und Netzspeicherleistung getroffen werden können und somit der Netzspeicher nicht über einfache Ansätze im Optimierungsmodell der Einsatzplanung abgebildet werden kann. Alternativ soll daher im nächsten Kapitel untersucht werden, inwieweit sich die durch die Simulation ermittelte Netzspeicherleistung durch eine komplexere Ansatzfunktion approximieren lässt.

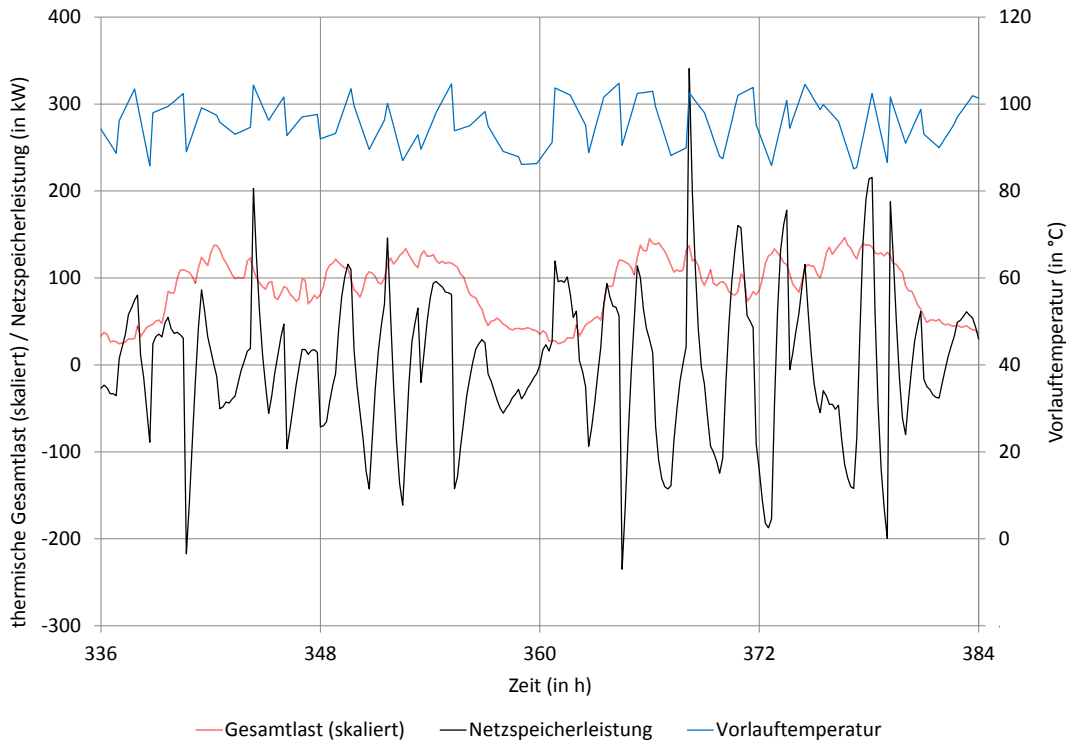


Abbildung 3.16: Ausschnitt des Testverlaufs mit variablem Lastverhältnis und variabler Vorlauftemperatur: Stunde 336 - Stunde 384

Die Simulationen mit TRNSYS-TUD bei variablen Verläufen der Vorlauftemperatur und der Heizlasten bestätigen die Annahmen der theoretischen Untersuchungen, dass die Haupteinflussfaktoren der Netzspeicherleistung zu einem bestimmten Zeitpunkt t_i die Vorlauftemperaturen ϑ_i sowie die Gesamtlastverhältnisse ϕ_i des aktuellen Zeitpunktes t_i sowie der vorherigen diskreten Zeitpunkte $t_{i-1}, t_{i-2}, \dots, t_{i-m}$ sind. Bei t_{i-m} handelt es sich um den am weitesten von t_i entfernten Zeitpunkt (m Zeitschritte zurück), an dem induzierte Temperaturfronten²⁶ die Netzspeicherleistung des aktuellen Zeitpunktes t_i noch beeinflussen. Die Abklingdauer Δt_{Abkld} der zum Zeitpunkt t_{i-m} induzierten Temperaturfront ist folglich größer gleich der Zeitspanne zwischen den Zeitpunkten t_i und t_{i-m} und echt kleiner als die Zeitspanne zwischen den Zeitpunkten t_i und t_{i-m-1} , d.h. es gilt die in Gl. (3.2) formulierte Ungleichung.

$$t_i - t_{i-m} \leq \Delta t_{Abkld} < t_i - t_{i-m-1} \quad (3.2)$$

Folglich beeinflussen zum Zeitpunkt t_{i-m-1} durch Vorlauftemperaturänderungen induzierte Temperaturfronten die Netzspeicherleistung nicht mehr. Der als *Grenzzeitpunkt* bezeichnete Zeitpunkt t_{i-m} lässt sich nur sehr schwer ermitteln, da die Netzfließzeiten bei sich im Zeitverlauf ändernden Vorlauftemperaturen und Gesamtlastverhältnissen nicht ohne weiteres bestimmbar sind. Eine obere Grenze ergibt sich aus der theoretisch maximal möglichen Abklingdauer des Fernwärmenetzes $\Delta t_{Abkld,max}$, die durch einen Vorlauftemperatursprung mit maximaler Amplitude bei einem konstanten, minimalen Gesamtlastverhältnis ermittelbar ist. Zusammenfassend ergibt sich für die Netzspeicherleistung $\dot{Q}_{Nsp,i}$ eines beliebigen diskreten Zeitpunktes der in

²⁶durch eine Änderung der Vorlauftemperatur am Erzeuger zu diesem Zeitpunkt

Gl. (3.3) dargestellte funktionale Zusammenhang, wobei ϑ_{i-m} die Vorlauftemperatur und ϕ_{i-m} das Gesamtlastverhältnis des Grenzzeitpunktes sind.

$$\dot{Q}_{Nsp}(t_i) = f(\vartheta(t_i), \vartheta(t_{i-1}), \dots, \vartheta(t_{i-m}), \phi(t_i), \phi(t_{i-1}), \dots, \phi(t_{i-m})) \quad (3.3)$$

4 EINBINDUNG DER NETZSPEICHERUNG IN DAS OPTIMIERUNGSMODELL

4.1 Einführung anhand einer einfachen Ansatzfunktion

Nach den theoretischen Untersuchungen der Vorgänge während der Netzspeicherung und der Verifizierung durch das thermohydraulische Simulationsprogramm TRNSYS-TUD anhand des Testnetzes aus Abb. 3.2 soll wie in Gl. (3.3) angedeutet, ein funktionaler Zusammenhang zwischen den Haupteinflussgrößen Vorlauftemperatur sowie Gesamtlastverhältnis und der Netzspeicherleistung gefunden werden.

Die direkte Kopplung von thermohydraulischer Simulation und Optimierung ist nur bei Vorliegen weniger Variablen²⁷ sinnvoll umsetzbar. Für die angestrebten Untersuchungen werden vor allem aufgrund der Zeitdiskretisierung mehrere hundert bis tausend Variablen benötigt, sodass alternativ die Netzspeicherleistung durch einen Funktionsansatz approximiert werden soll. Aufgrund der Komplexität der Netzspeichervorgänge lässt sich zunächst kein physikalisch bzw. thermodynamisch einleuchtender Funktionsansatz finden. Daher werden verschiedene Polynomfunktionen in Abhängigkeit von Vorlauftemperatur und thermischer Gesamtlast des aktuellen und der vorherigen Zeitschritte als Funktionsansätze getestet. Präferenzen haben dabei in der Vorlauftemperatur lineare Polynomfunktionen, da als Ziel die Eingliederung der gefundenen Funktion in das gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsmodell steht.

Die Bestimmung der Koeffizienten der Polynomansätze erfolgt über die Anwendung einer multiplen linearen Regression. Die Grundidee der Anwendung der multiplen linearen Regression auf die Netzspeicherleistung stammt aus [42], wenn gleich dort nur eine Regression über die Vorlauftemperaturen erfolgt, da in dem dort untersuchten Fernwärmenetz konstante Masseströme vorliegen. Die durch sich ändernde Lasten induzierten Änderungen der Masseströme in einem Fernwärmenetz erhöhen die Komplexität der Netzspeichervorgänge und somit der angedachten Regressionsanalyse.

Allgemeine Grundlagen zur Theorie der linearen Regression finden sich in [62]. Die lineare Regression ist ein statistisches Analyseverfahren um funktionale Zusammenhänge zwischen einer abhängigen und ein oder mehreren unabhängigen Variablen zu finden. Bei mehreren unabhängigen Variablen wird von einer multiplen linearen Regression gesprochen. Die funktionalen Zusammenhänge der Variablen können auch nichtlinear sein, für die Regressionskoeffizienten²⁸ der zu bestimmenden Regressionsfunktion hingegen gilt das nicht, hier sind nur lineare Abhängigkeiten zulässig.

²⁷ maximal 10 - 20 Variablen je nach Problemgröße

²⁸ werden auch als *Prädiktoren* bezeichnet

Bei den unabhängigen Eingangsgrößen der Regression handelt es sich im Allgemeinen um Messwerte, die folgend durch die mit TRNSYS-TUD simulierten Werte ersetzt werden. Die Methode der linearen Regression ist nicht robust gegenüber Messfehlern. Ein angenehmer Nebeneffekt bei der Verwendung simulierter Werte ist daher, dass die bei Messwerten oft auftretenden „Ausreißer“ ausgeschlossen werden können. Trotzdem wäre eine Bestimmung der Funktionsparameter mit Hilfe von Messwerten ein ebenso sinnvolles Vorgehen. Weiterhin kann bei Verwendung von simulierten Werten eine Gleichverteilung der Eingangsgrößen im Sinne einer Wichtung sichergestellt und somit Bevorteilungen bestimmter Bereiche der Eingangsgrößen vermieden werden.

Zu Beginn wird als einfachster Polynomansatz von einer linearen Abhängigkeit der Netzspeicherleistung von Vorlauftemperatur und Lastverhältnis in jedem Zeitschritt bei einem gegebenen Grenzzeitpunkt t_{i-m} ausgegangen. Es ergibt sich die in Gl. (4.1) dargestellte Ansatzfunktion, bezeichnet als Ansatzfunktion I.

$$\dot{Q}_{Nsp}(t_i) = \sum_{j=i-m}^i a(t_j) \cdot \vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \phi(t_j) \quad (4.1)$$

Der Grenzzeitpunkt t_{i-m} ergibt sich aus der maximalen Abklingdauer der Netzspeicherleistung bei einem niedrigen Lastverhältnis und einem maximalen Vorlauftemperatursprung von 20 K, also dem maximal möglichen Sprung innerhalb der vorgegebenen Grenzen der Vorlauftemperatur. Problematisch ist, dass bei sehr kleinen Lastverhältnissen ($\phi \leq 0,1$) die Fließzeiten so stark sinken, dass die Abklingdauern überproportional ansteigen. So ergeben sich bei einem Lastverhältnis von $\phi = 0,2$ eine maximale Abklingdauer von 6 h im Testnetz, für $\phi = 0,1$ bereits eine maximale Abklingdauer von 12 h. Noch kleinere Lastverhältnisse bringen noch deutlich größere Abklingdauern mit sich. Hohe Abklingdauern sorgen dafür, dass verhältnismäßig viele historische Zeitschritte in der Regression mit berücksichtigt werden müssten, die Ansatzfunktion des Regressionsmodells also sehr viele Prädiktoren enthält.

Die Bestimmung der Prädiktoren erfolgt mittels Singulärwertzerlegung. Bei der Bestimmung der Regressionsfunktion zeigte sich eine praktische Grenze von maximal 270 Prädiktoren. Ausgehend von einem Lastverhältnis von $\phi = 0,1$ und der damit einhergehenden maximalen Abklingdauer von 12 h ergeben sich bei der Simulationszeitschrittweite des Testnetzes von 10 min bereits für den einfachen Regressionsansatz der Gl. (4.1) $12 \times 6 \times 2 = 144$ Prädiktoren.

Um die Prädiktorenanzahl auch bei komplexeren Ansatzfunktionen in realisierbare Bereiche zu bringen, gibt es verschiedene Ansätze. Eine Möglichkeit ist es, den Einfluss weit zurückliegender Zeitschritte zu vernachlässigen, sprich die maximale Abklingdauer einfach zu kappen. Dieses Vorgehen ist insofern vertretbar, da die hohen Abklingdauern zum großen Teil auf die indirekte Netzspeicherung im Rücklauf zurückzuführen sind, welche in der Regel im Vergleich zur direkten Netzspeicherung im Vorlauf wesentlich geringer ausfallen - der Einfluss auf die Gesamtnetzspeicherung also sehr begrenzt ist.

In [19] werden alternativ Zeitschritte mit potentiell weniger Einfluss auf die Netzspeicherleistung²⁹ zusammengefasst, was mit einer Reduzierung der Prädiktoren einhergeht. Zusätzlich

²⁹Es handelt sich hierbei um die am weitesten zurückliegenden Zeitschritte.

werden einfache Funktionsansätze, die nur wenig Prädiktoren erfordern, für verschiedene Last- und Vorlauftemperaturbereiche ermittelt und anschließend zu einer geschlossenen Ansatzfunktion zusammengefügt, was durch Interpolation der Prädiktoren erfolgt. In dieser Arbeit wird eine maximale Abklingdauer vorgegeben, da so die notwendige Reduzierung der Prädiktorenanzahl am einfachsten zu realisieren ist.

Als Eingangsgrößen für die Regression dienen gezielte Lade- und Entladevorgänge bei unterschiedlichen Vorlauftemperatur- und Lastverhältnissprüngen. In Abb. 4.1 sind die zeitlichen Verläufe der durch unterschiedliche Vorlauftemperatursprünge induzierten Ladekurven dargestellt. Die durch eine rote Linie gekennzeichnete thermische Gesamtlast steigt dabei stufenweise an. Die hellblaue Linie gibt die Vorlauftemperatur vor dem Sprung, die dunkelblaue Linie die Vorlauftemperatur nach dem Sprung wieder. Schwarz dargestellt ist die Netzspeicherleistung. Da die Netzspeicherleistung im Vergleich zur thermischen Gesamtlast des Netzes klein ist, sind die Ladekurven nur schwer zu interpretieren. Aus diesem Grund wird in Abb. 4.2 ein Ausschnitt der Abb. 4.1 dargestellt.

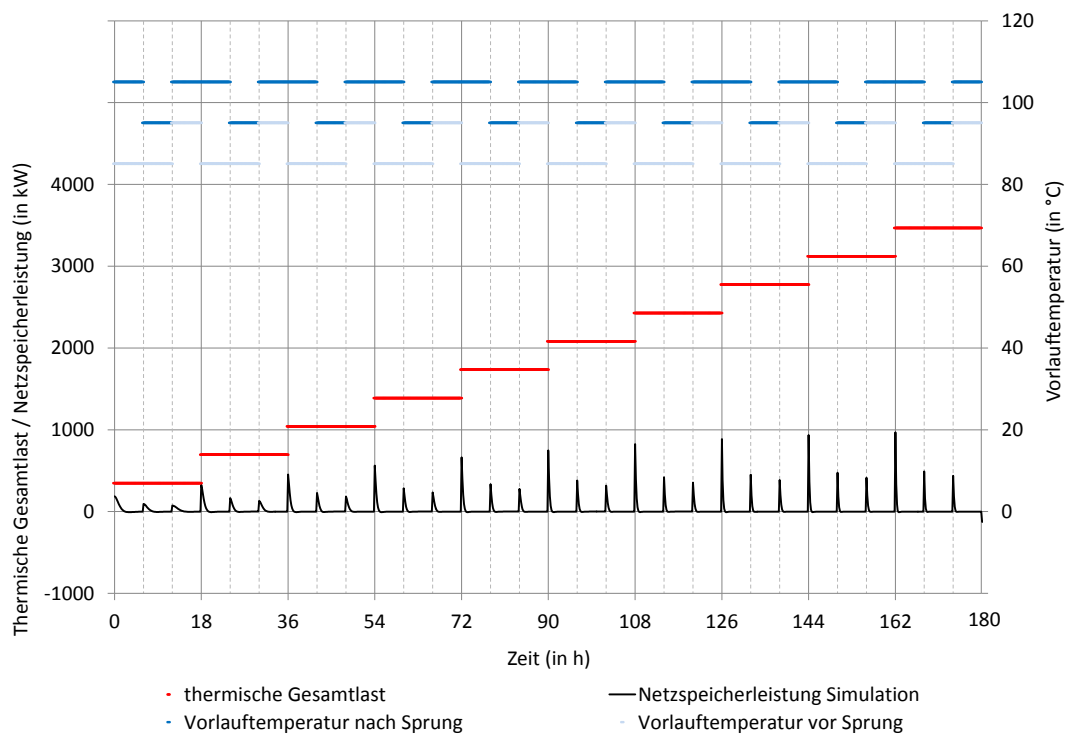


Abbildung 4.1: Ladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen; thermische Gesamtlast stückweise konstant

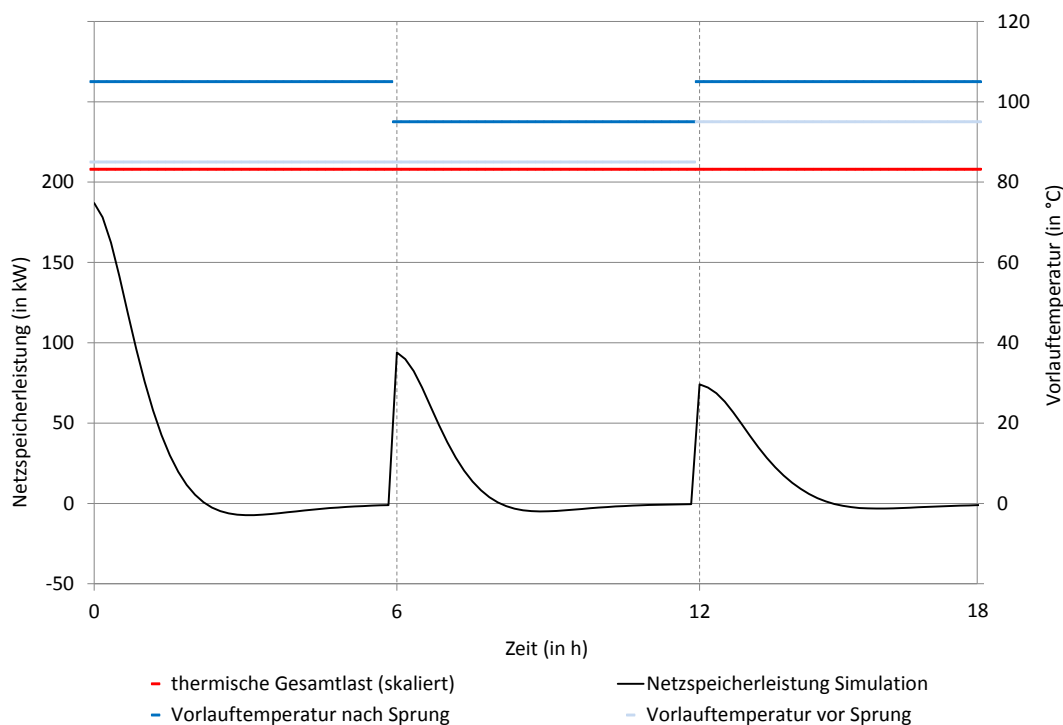


Abbildung 4.2: Ladekurven nach Vorlaufftemperatursprüngen (Ausschnitt); thermische Gesamlast stückweise konstant

Zur besseren Darstellung der Netzspeicherleistung ist die thermische Gesamlast skaliert, also nur qualitativ aufgetragen. Es ist der typische Verlauf deutlich zu erkennen: Mit steigender thermischer Gesamlast steigen auch die Amplituden der Ladekurven, die Abklingdauern hingegen sinken. Nach 6 h ändert sich die Netzspeicherleistung nach großen Vorlaufftemperatursprüngen auch bei niedrigen Lasten nur noch geringfügig. Auf Grundlage dieses Ergebnisses werden für das Testnetz nur die bis zu 6 h zurückliegenden Zeitschritte betrachtet, es gilt also $m = 35$ für den Grenzzeitpunkt t_{i-m} .

4.2 Bewertung der Regression

Bewertungskriterium für die Qualität der Regression ist der durch die Regression entstehende Fehler, d.h. die Abweichung zwischen dem simulierten Wert der Netzspeicherleistung \dot{Q}_{Nsp} und dem Wert aus der Regression $\hat{Q}_{Nsp,reg}$. Dabei existieren verschiedene Fehlerdefinitionen, die teilweise auch zu unterschiedlichen Schlüssen in den Auswertungen führen können. Aus diesem Grund werden zur Bewertung der Regressionsergebnisse sechs Fehlerdefinitionen verwendet. Die Fehlerdefinitionen sind an [58] angelehnt. Es handelt sich um den maximalen, mittleren und Median des absoluten sowie relativen Fehlers. Der relative Fehler bezieht sich dabei nicht wie im „klassischen“ Sinne auf den Ausgangswert der Simulation \dot{Q}_{Nsp} , sondern auf die thermische Gesamlast des Netzes \dot{Q}_{ab} . Grund für dieses Vorgehen ist die Tatsache, dass die Netzspeicherleistung stets um den Wert null schwankt und somit bei Bezug auf den simulierten Wert der Netzspeicherleistung im Falle betragsmäßig sehr kleiner Werte der relative Fehler unverhältnismäßig ansteigt. Folgend sind die sechs Fehlerdefinitionen aufgelistet, wobei $N = m + 1$ die Anzahl der insgesamt betrachteten Zeitschritte ist:

- maximaler absoluter Fehler (**Maximum Absolute Error - MxAE**)

$$MxAE = \max_{i=1\dots N} \{|\dot{Q}_{Nsp}(t_i) - \dot{Q}_{Nsp,reg}(t_i)|\} \quad (4.2)$$

- mittlerer absoluter Fehler (**Mean Absolute Error - MAE**)

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |\dot{Q}_{Nsp}(t_i) - \dot{Q}_{Nsp,reg}(t_i)| \quad (4.3)$$

- Median des absoluten Fehlers (**Median Absolute Error - MdAE**)

$$MdAE = \text{Median}_{i=1\dots N} \{|\dot{Q}_{Nsp}(t_i) - \dot{Q}_{Nsp,reg}(t_i)|\} \quad (4.4)$$

- maximaler relativer Fehler (**Maximum Absolute Percentage Error - MxAPE**)

$$MxAPE = \max_{i=1\dots N} \left\{ \frac{|\dot{Q}_{Nsp}(t_i) - \dot{Q}_{Nsp,reg}(t_i)|}{\dot{Q}_{ab}(t_i)} \right\} \quad (4.5)$$

- mittlerer relativer Fehler (**Mean Absolute Percentage Error - MAPE**)

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|\dot{Q}_{Nsp}(t_i) - \dot{Q}_{Nsp,reg}(t_i)|}{\dot{Q}_{ab}(t_i)} \quad (4.6)$$

- Median des relativen Fehlers (**Median Absolute Percentage Error - MdAPE**)

$$MdAPE = \text{Median}_{i=1\dots N} \left\{ \frac{|\dot{Q}_{Nsp}(t_i) - \dot{Q}_{Nsp,reg}(t_i)|}{\dot{Q}_{ab}(t_i)} \right\} \quad (4.7)$$

Wie bereits erwähnt, wird zunächst die Regression für die Ansatzfunktion aus Gl. (4.1) durchgeführt. Als Eingangsdaten dienen die in Abb. 4.1 dargestellten Ladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen. Zur Bewertung der Regression wird der Testverlauf aus Abb. 3.14 verwendet. In ersten Tests zeigte sich recht schnell, dass die Regression wesentlich bessere Ergebnisse liefert, wenn anstelle der Vorlauftemperatur ϑ , die Vorlauftemperaturdifferenz $\Delta\vartheta$ in Bezug auf die minimal mögliche Vorlauftemperatur ϑ_{min} verwendet wird³⁰. Inhaltlich ändert

³⁰Es gilt der Zusammenhang $\vartheta = \vartheta_{min} + \Delta\vartheta$.

sich nichts, nur die Ansatzfunktion für die Regression muss geringfügig angepasst werden, wie in Gl. (4.8) ersichtlich.

$$\dot{Q}_{Nsp}(t_i) = \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \phi(t_j) \quad (4.8)$$

Die ermittelten Prädiktoren für die Ansatzfunktion in der Gl. (4.8) sind in Tab. 4.1 aufgelistet. Die auf die Vorlauftemperatur bezogenen Prädiktoren $a(t_j)$ nehmen ab dem 14. historischen Zeitschritt den Wert null an. Bei Betrachtung von mehr als zwei Kommastellen zeigt sich, dass diese Prädiktoren leicht von null abweichen – sie haben somit nur einen sehr geringen Einfluss auf die Netzspeicherleistung, der nicht signifikant ist. Eine Ausnahme von dieser Aussage stellt der letzte historische Zeitschritt 35 dar. In diesem Zeitschritt hat der Prädiktor den Wert 0,02. Die auf das Gesamtlastverhältnis bezogenen Prädiktoren $b(t_j)$ nehmen für alle historischen Zeitschritte einen konstanten Wert nahe null an – das Gesamtlastverhältnis hat somit bei dieser Wahl der Eingangsgrößen einen vernachlässigbaren Einfluss auf die durch die Regression ermittelte Netzspeicherleistung. Die Ursache dafür liegt darin, dass als Eingangsgrößen der Regression nur Vorlauftemperatursprünge verwendet werden – Lastsprünge also nicht mit ins Regressionsmodell einfließen. Die Werte der Fehler der Regression sind in Tab. 4.2 aufgelistet.

Die Werte der Fehlerdefinitionen sind einzeln auf einen Fall bezogen nur bedingt aussagekräftig. Das ist insbesondere auf den relativen Fehler zutreffend, da dieser auf die thermische Gesamtlast des Netzes skaliert ist. Zum objektiven Vergleich verschiedener Funktionsansätze ist die Auswertung der Werte der einzelnen Fehler hingegen unumgänglich. Was festgehalten werden kann ist, dass der mittlere absolute Fehler von 16,9 kW im Vergleich zum Mittelwert der Beträge der Netzspeicherleistung des Testverlaufs in Höhe von 53,1 kW als sehr hoch bewertet werden muss.

Zusätzlich zur Auswertung der einzelnen Fehler dient ein optischer Vergleich des Testverlaufs aus Abb. 3.14 als Bewertungskriterium. Zur besseren Übersicht werden nur drei Ausschnitte des gesamten Zeitbereiches herangezogen. Es handelt sich um die Zeitbereiche bei folgenden Bedingungen:

- Vorlauftemperatur konstant, Gesamtlastverhältnis variabel: Stunde 120 bis Stunde 144
- Vorlauftemperatur variabel, Gesamtlastverhältnis konstant: Stunde 288 bis Stunde 312
- Vorlauftemperatur variabel, Gesamtlastverhältnis variabel: Stunde 456 bis Stunde 480

In Abb. 4.3, Abb. 4.4 bzw. Abb. 4.5 finden sich die entsprechenden Grafiken der Ausschnitte der Testfunktion mit denen die Qualität der Regression gut nachvollzogen werden kann. Über einen Zeitbereich von 24 h sind die Werte der Netzspeicherleistung aus Simulation (schwarze Linie) und Regression (grün gestrichelte Linie mit schwarz umrandeten Punkten), die jeweilige Vorlauftemperatur (blaue Linie) sowie das Gesamtlastverhältnis (rote Linie) dargestellt.

In Abb. 4.3 ist deutlich erkennbar, dass die nur durch variable Lastverhältnisse induzierten Änderungen der Netzspeicherleistung³¹ nicht mit der Ansatzfunktion der Regression aus Gl. (4.8) wiedergegeben werden können. Dieses Resultat ist insofern plausibel, da wie bereits

³¹Die Vorlauftemperatur ist in diesem Fall konstant.

Tabelle 4.1: Übersicht Prädiktoren bei Ansatzfunktion I; Eingangsgrößen: Ladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen

Ansatzfunktion	I: $\dot{Q}_{Nsp}(t_i) = \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \phi(t_j)$	
Eingangsgrößen	Ladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen	
Zeitschritt	$a(t_i)$	$b(t_i)$
t_i	31,93	0,13
t_{i-1}	-14,67	0,13
t_{i-2}	-8,68	0,13
t_{i-3}	-4,45	0,13
t_{i-4}	-2,17	0,13
t_{i-5}	-1,06	0,13
t_{i-6}	-0,53	0,13
t_{i-7}	-0,27	0,13
t_{i-8}	-0,08	0,13
t_{i-9}	-0,15	0,13
t_{i-10}	-0,05	0,13
t_{i-11}	-0,03	0,13
t_{i-12}	-0,02	0,13
t_{i-13}	-0,01	0,13
t_{i-14}	0,00	0,13
t_{i-15}	0,00	0,13
t_{i-16}	0,00	0,13
t_{i-17}	0,00	0,13
t_{i-18}	0,00	0,13
t_{i-19}	0,00	0,13
t_{i-20}	0,00	0,13
t_{i-21}	0,00	0,13
t_{i-22}	0,00	0,13
t_{i-23}	0,00	0,13
t_{i-24}	0,00	0,13
t_{i-25}	0,00	0,13
t_{i-26}	0,00	0,13
t_{i-27}	0,00	0,13
t_{i-28}	0,00	0,13
t_{i-29}	0,00	0,13
t_{i-30}	0,00	0,13
t_{i-31}	0,00	0,13
t_{i-32}	0,00	0,13
t_{i-33}	0,00	0,13
t_{i-34}	0,00	0,13
t_{i-35}	0,02	0,13

Tabelle 4.2: Übersicht Fehler Regression mit Ansatzfunktion I; Eingangsgrößen: Ladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen

Ansatzfunktion	I: $\dot{Q}_{Nsp}(t_i) = \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \phi(t_j)$	
Eingangsgrößen	Ladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen	
MxAE (in kW)	314,4	
MAE (in kW)	16,9	
MdAE (in kW)	7,4	
MxAPE (in %)	113,0	
MAPE (in %)	1,9	
MdAPE (in %)	0,6	

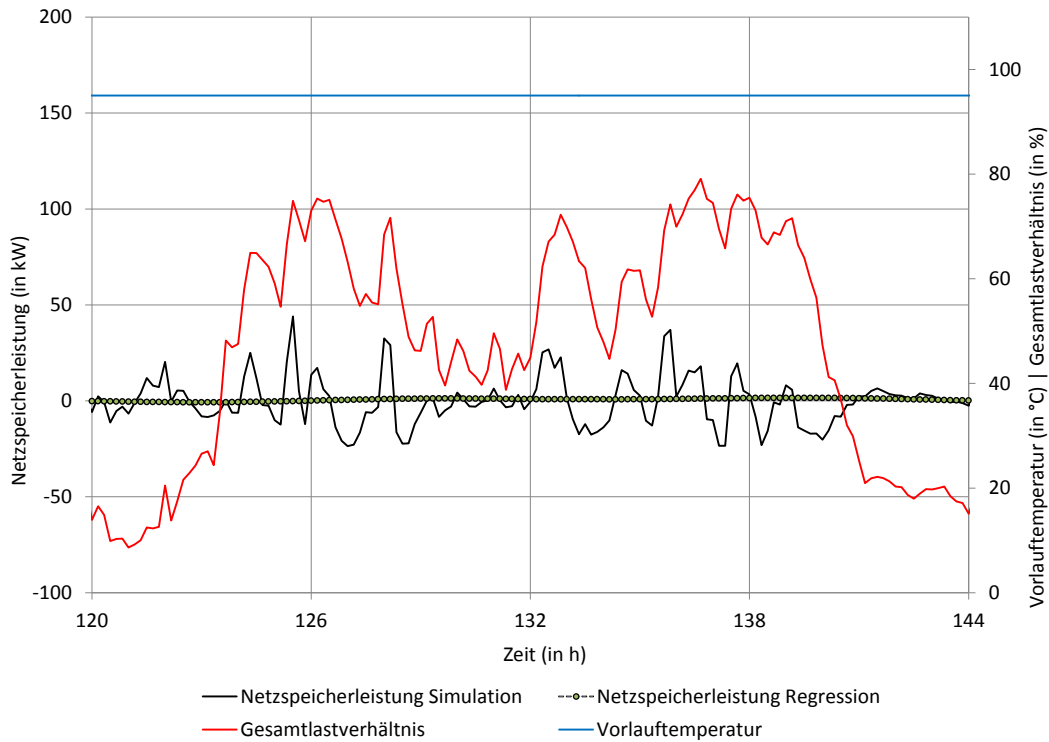


Abbildung 4.3: Vergleich Simulation mit Regression; Ansatzfunktion I; Eingangsgrößen: Ladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen; Testfunktion: Vorlauftemperatur konstant, Gesamtlastverhältnis variabel

erwähnt als Eingangsgrößen der Regression nur Vorlauftemperatursprünge verwendet werden – Lastsprünge also nicht mit ins Regressionsmodell einfließen. Bei variablen Vorlauftemperaturen und einem konstanten Lastverhältnis ergibt sich nach Abb. 4.4 folglich eine gute Übereinstimmung von Regression und Simulation, da die Eingangsgrößen der Regression Vorlauftemperatursprünge enthalten. Sind Vorlauftemperatur und Lastverhältnis beide variabel, also bildlich gesprochen liegt eine Überlagerung der beiden zuvor untersuchten Fälle vor, ergibt sich wie in Abb. 4.5 ersichtlich, immer noch eine gute Übereinstimmung von Regression und Simulation, da die durch variable Lastverhältnisse induzierte im Vergleich zu durch variable Vorlauftemperatur induzierte Netzspeicherung nur sehr schwach ausgeprägt ist. Für einen ersten Ansatz ist das Resultat positiv zu bewerten - die weiteren Untersuchungen zielen darauf ab, zum einen eine Reduzierung der Fehler zu erreichen, zum anderen den Einfluss variabler Lastverhältnisse besser wiederzugeben.

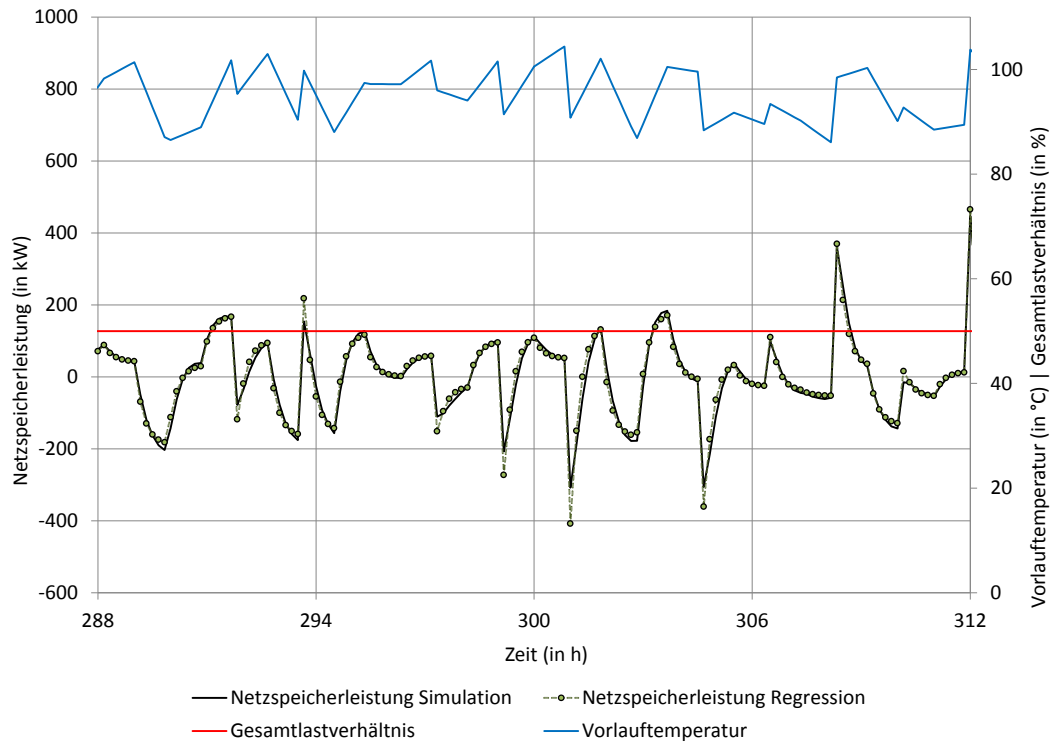


Abbildung 4.4: Vergleich Simulation mit Regression; Ansatzfunktion I; Eingangsgrößen: Ladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen; Testfunktion: Vorlauftemperatur variabel, Gesamtlastverhältnis konstant

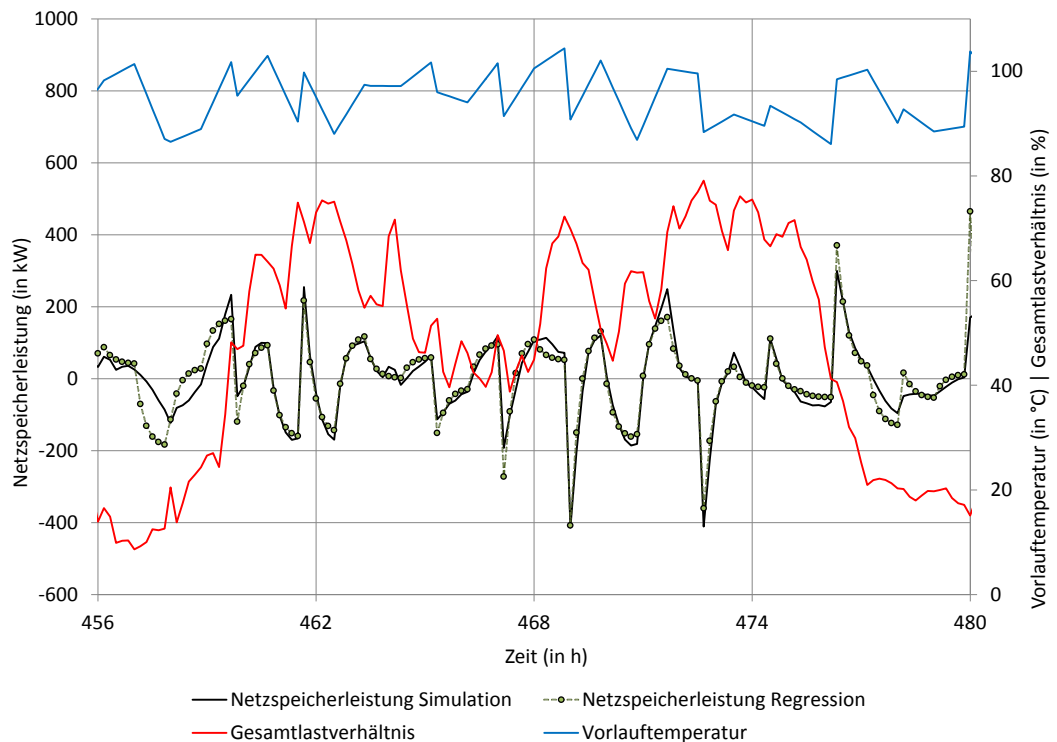


Abbildung 4.5: Vergleich Simulation mit Regression; Ansatzfunktion I; Eingangsgrößen: Ladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen; Testfunktion: Vorlauftemperatur und Gesamtlastverhältnis variabel

4.3 Einfluss der Eingangsgrößen auf die Regressionsergebnisse

Im nächsten Schritt soll der Einfluss verschiedener Eingangsgrößen auf die Regression untersucht werden. Ausgangspunkt ist der nun als „(a)“ gekennzeichnete Fall, dass für die Eingangsgrößen Ladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen nach oben verwendet werden. Neu hinzu kommen die in Abb. 4.6 dargestellten Entladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen nach unten (bei stückweise konstanter Last) und die in Abb. 4.8 dargestellten Lade- und Entladekurven nach Lastsprüngen (bei stückweise konstanter Vorlauftemperatur). Entsprechende Ausschnitte mit skaliertem thermischer Gesamtlast finden sich in Abb. 4.7 bzw. Abb. 4.9.

Es werden folgende Eingangsgrößen verwendet:

- (a) Ladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen nach oben: siehe Abb. 4.1
- (b) Lade- und Entladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen nach oben bzw. nach unten: siehe Abb. 4.1 bzw. Abb. 4.6
- (c) Ladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen nach oben und Lade- und Entladekurven nach Lastsprüngen: siehe Abb. 4.1 bzw. Abb. 4.8
- (d) Lade- und Entladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen nach oben bzw. nach unten und nach Lastsprüngen: siehe Abb. 4.1 bzw. Abb. 4.6 bzw. Abb. 4.8

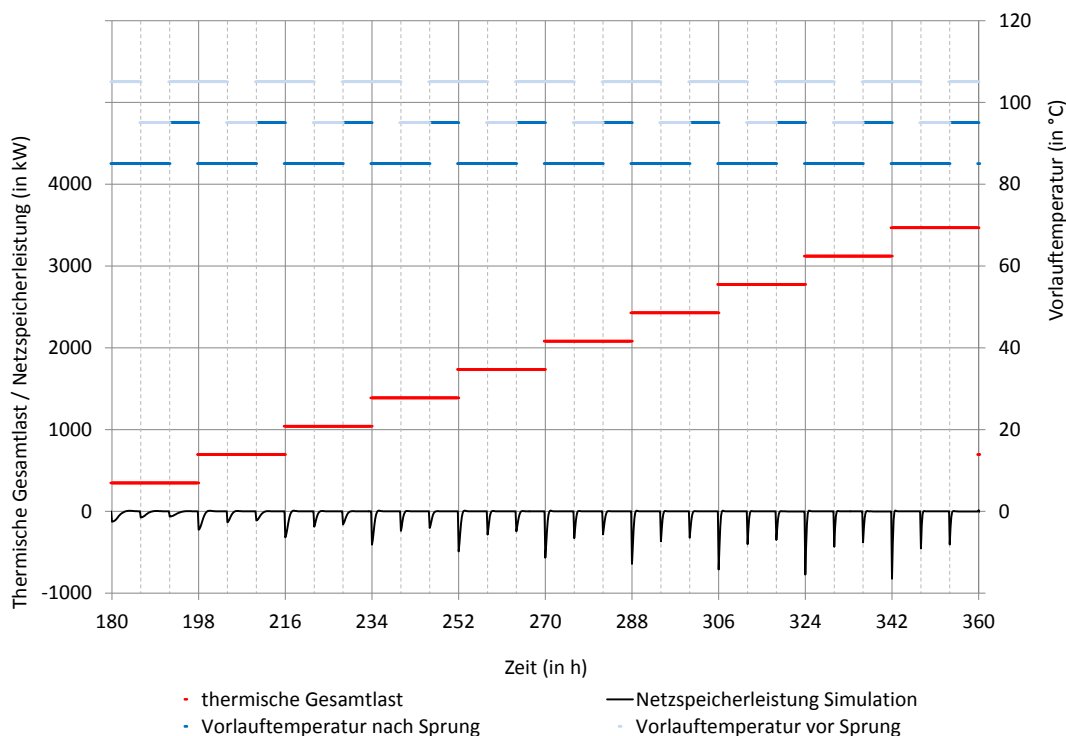


Abbildung 4.6: Entladekurven bei Vorlauftemperatursprüngen; thermische Last stückweise konstant

Die Prädiktoren der Ansatzfunktion I sind für die Eingangsgrößen (b), (c) und (d) im Anhang B.1 aufgeführt. Eine Übersicht der Verweise auf die jeweiligen Tabellen findet sich in Tab. 4.3.

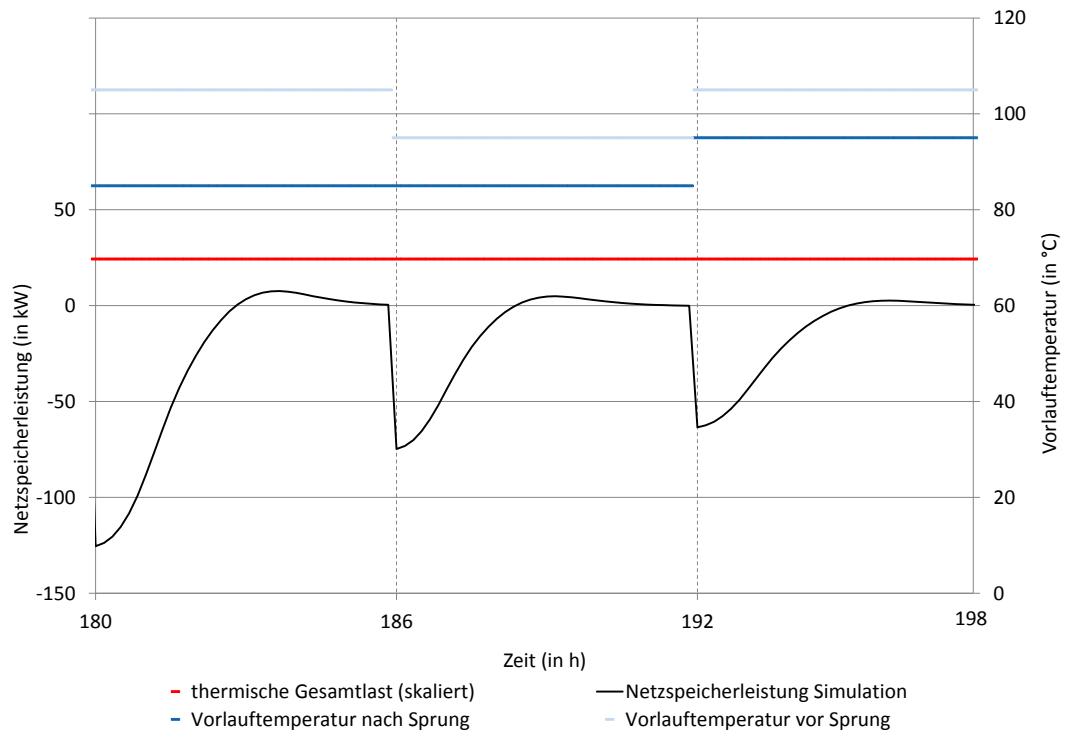


Abbildung 4.7: Entladekurven bei Vorlauftemperatursprüngen (Ausschnitt); thermische Last stückweise konstant

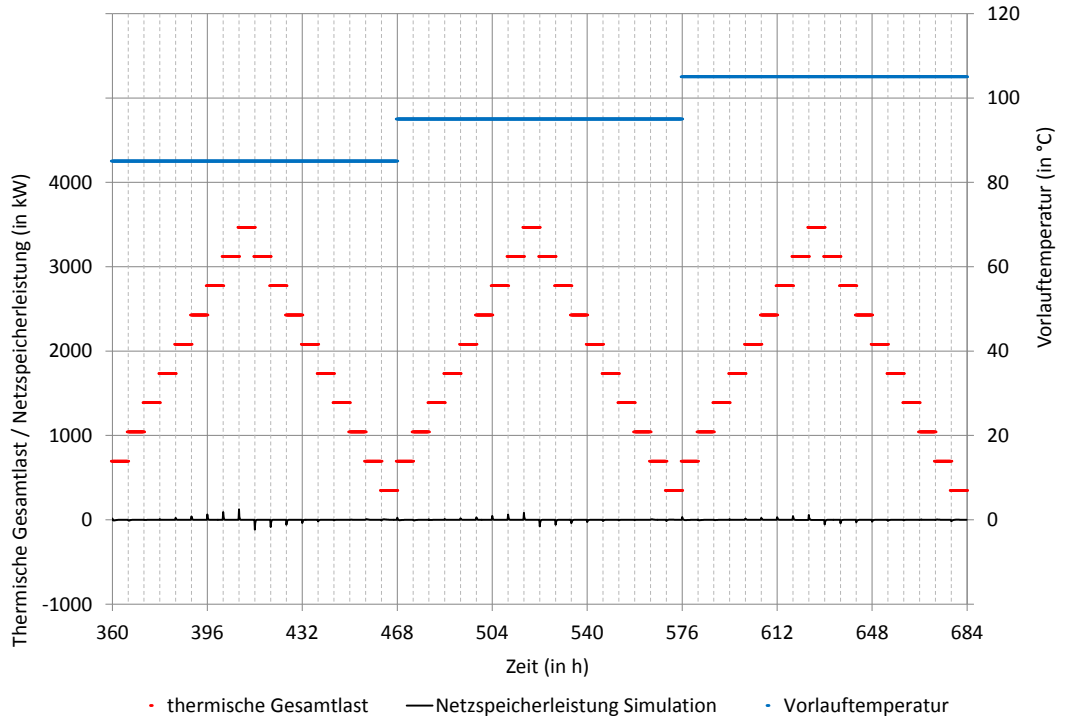


Abbildung 4.8: Lade- und Entladekurven bei Lastsprüngen; Vorlauftemperatur stückweise konstant

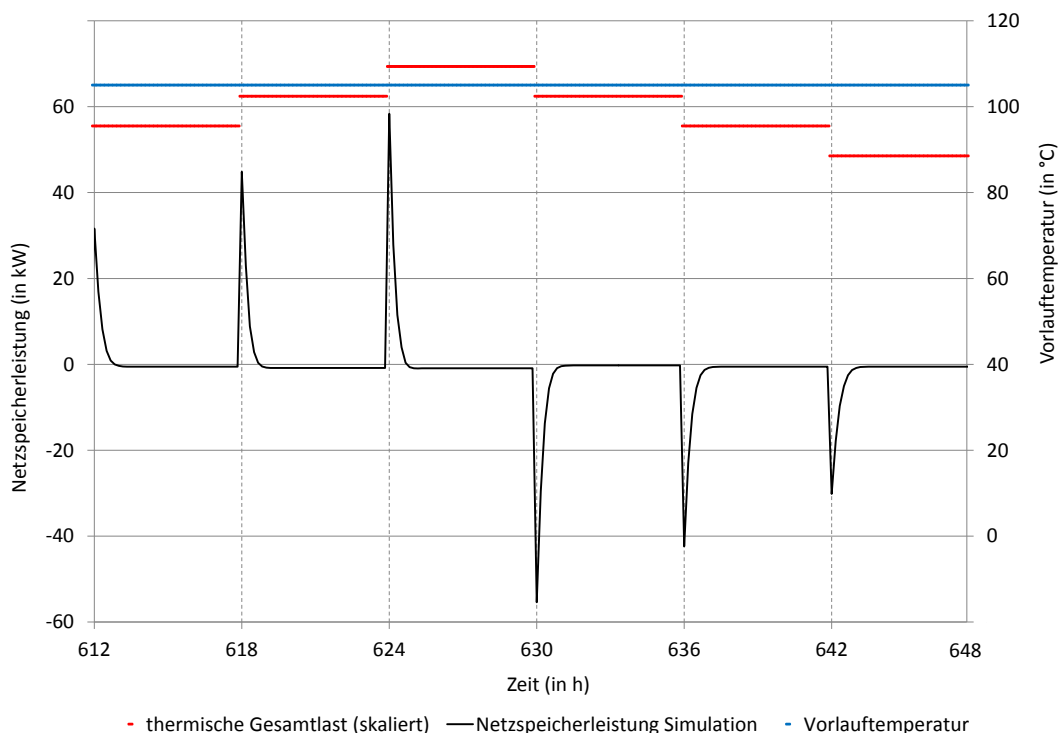


Abbildung 4.9: Lade- und Entladekurven bei Lastsprüngen (Ausschnitt); Vorlauftemperatur stückweise konstant

Tabelle 4.3: Übersicht Verweise auf die Tabellen der Prädiktoren für verschiedene Eingangsgrößen

Ansatzfunktion	$I: \dot{Q}_{Nsp}(t_i) = \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \phi(t_j)$			
Eingangsgrößen	(a)	(b)	(c)	(d)
Prädiktoren	Tab. 4.1	Tab. B.1	Tab. B.2	Tab. B.3

In Tab. 4.4 sind für die verschiedenen Eingangsgrößen die Werte der Fehler aufgelistet. Der jeweils kleinste Wert ist fett markiert.

Es festzuhalten, dass die Regression mit den Eingangsgrößen (b) im Vergleich zu den Eingangsgrößen (a) deutlich schlechter ausfällt – es ist eine Vergrößerung der Werte aller Fehlerdefinitionen ersichtlich. Dieses Ergebnis ist insofern überraschend, da durch die zusätzlichen Eingangsgrößen eine Verbesserung der Regression zu erwarten war. Die Regression mit den Eingangsgrößen (c) liegt bei den Fehlerwerten in etwa in dem Bereich der Regression mit den Eingangsgrößen (a). Vorteil ist die wesentlich bessere Approximation der Netzspeicherleistung bei konstanten Vorlauftemperaturen, wenn auch die Abweichungen in manchen Bereichen immer noch stark ausgeprägt sind. Gleiches gilt für die Regression mit den Eingangsgrößen (d), nur ergeben sich zum größten Teil – wenn auch nur geringe – Reduzierungen der Fehler. Ein direkter Vergleich der jeweiligen Netzspeicherleistung der Regressionen mit den Eingangsgrößen (b), (c) und (d) finden sich für die drei Bereiche des Testverlaufs in Abb. 4.10, Abb. 4.11 bzw. Abb. 4.12. Anhand dieser drei Grafiken kann festgehalten werden, dass Regressionen mit Lastsprünge enthaltende Eingangsgrößen die Netzspeicherleistung bei variablem Gesamtlastverhältnis und konstanter Vorlauftemperatur besser approximieren – bei variablen Vorlauftemperaturen die Unterschiede zwischen den drei Varianten rein optisch gering ausfallen. Zur besseren Unterscheidung der Qualität der Regression müssen daher

Tabelle 4.4: Übersicht Fehler: Regression mit Ansatzfunktion I bei verschiedenen Eingangsgrößen

Ansatzfunktion	I: $\dot{Q}_{Nsp}(t_j) = \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \phi(t_j)$			
Eingangsgrößen	(a)	(b)	(c)	(d)
MxAE (in kW)	314,4	380,0	314,9	320,2
MAE (in kW)	16,9	26,4	17,1	15,5
MdAE (in kW)	7,4	16,4	8,6	8,6
MxAPE (in %)	113,0	114,3	113,2	99,9
MAPE (in %)	1,9	2,7	1,9	1,8
MdAPE (in %)	0,6	1,2	0,6	0,6

die Fehlerdefinitionen betrachtet werden, zumal diese einen wesentlich größeren Zeitbereich abdecken und somit aussagekräftiger sind.

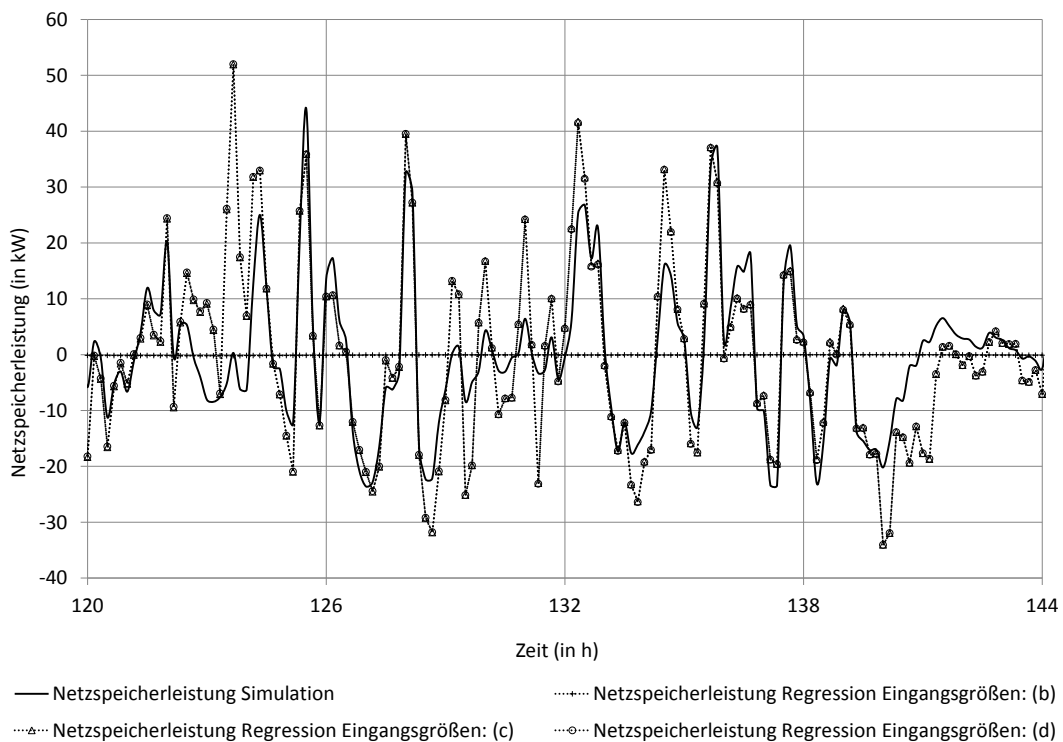


Abbildung 4.10: Vergleich Regression bei verschiedenen Eingangsgrößen; Ansatzfunktion I; Vorlauftemperatur konstant, Gesamtlastverhältnis variabel

4 Einbindung der Netzspeicherung in das Optimierungsmodell

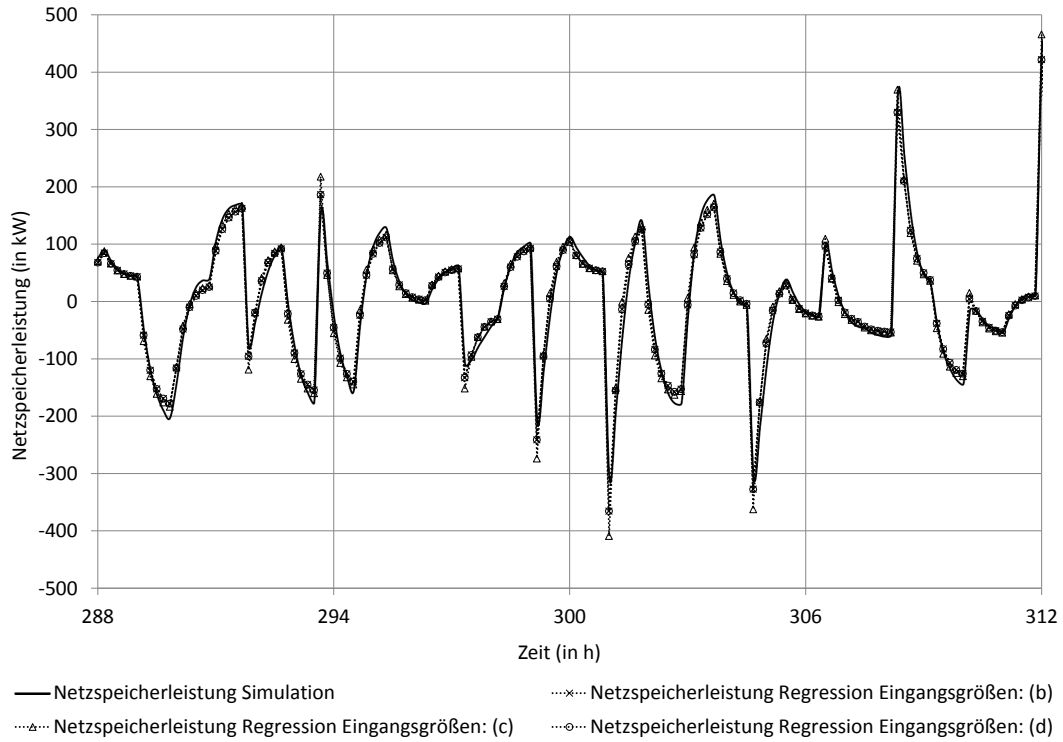


Abbildung 4.11: Vergleich Regression bei verschiedenen Eingangsgrößen; Ansatzfunktion I; Vorlauftemperatur variabel, Gesamlastverhältnis konstant

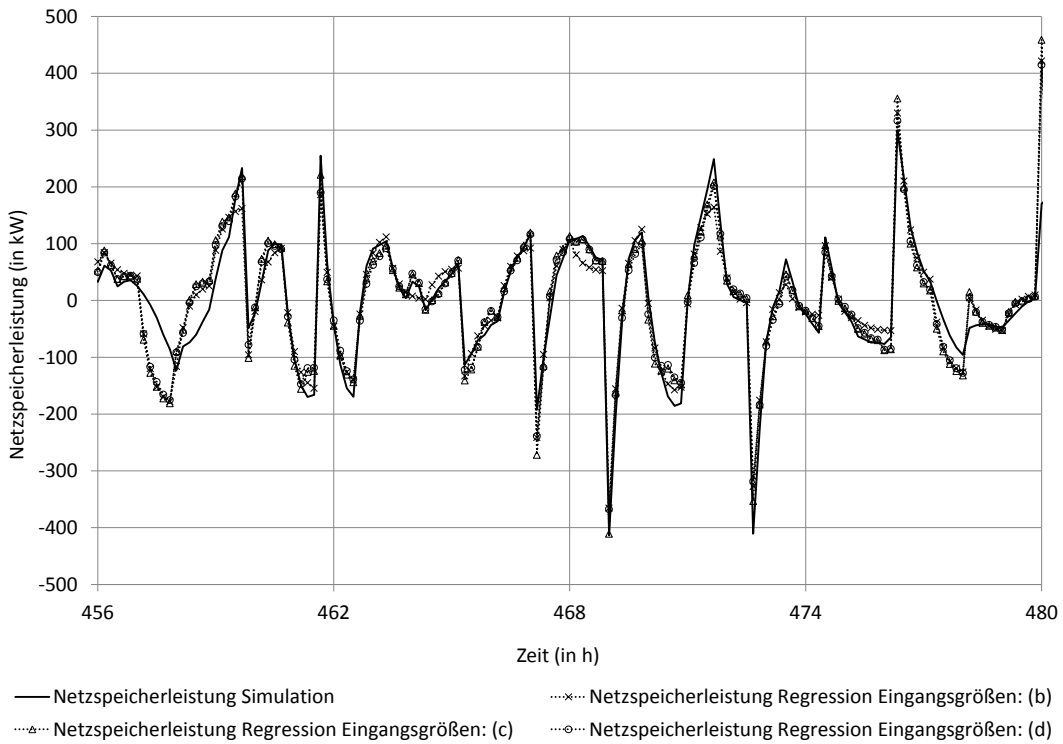


Abbildung 4.12: Vergleich Regression bei verschiedenen Eingangsgrößen; Ansatzfunktion I; Vorlauftemperatur und Gesamlastverhältnis variabel

4.4 Untersuchung weiterer Ansatzfunktionen

Da die verwendete Ansatzfunktion I die Netzspeicherleistung nur unzureichend gut approximiert, werden im nächsten Schritt weitere Ansatzfunktionen für die Regression getestet:

- Ansatzfunktion II

$$\dot{Q}_{Nsp}(t_i) = \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) \cdot \phi(t_j) \quad (4.9)$$

- Ansatzfunktion III

$$\dot{Q}_{Nsp}(t_i) = \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) \cdot \phi(t_j) + c(t_j) \cdot \phi(t_j) \quad (4.10)$$

- Ansatzfunktion IV

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{Nsp}(t_i) = & \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) \cdot \phi(t_j) + c(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) \cdot \phi(t_j)^2 \\ & + d(t_j) \cdot \phi(t_j) \end{aligned} \quad (4.11)$$

- Ansatzfunktion V

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{Nsp}(t_i) = & \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) \cdot \phi(t_j) + c(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) \cdot \phi(t_j)^2 \\ & + d(t_j) \cdot \phi(t_j) + e(t_j) \cdot \phi(t_j)^2 + f(t_j) \cdot \phi(t_j)^3 \end{aligned} \quad (4.12)$$

Als Eingangsgrößen werden bei allen untersuchten Ansatzfunktionen die Lade- und Entladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen und nach Lastsprüngen, mit anderen Worten die Eingangsgrößen (d), verwendet, da hier die besten Ergebnisse für die Ansatzfunktion I erreicht wurden. Die Prädiktoren der Ansatzfunktionen sind im Anhang B.2 aufgeführt, eine Übersicht der Verweise auf die jeweiligen Tabellen findet sich in Tab. 4.5.

Tabelle 4.5: Übersicht Verweise auf die Tabellen der Prädiktoren für verschiedene Ansatzfunktionen

Ansatzfunktion	I	II	III	IV	V
Prädiktoren	Tab. B.3	Tab. B.4	Tab. B.5	Tab. B.6	Tab. B.7

In Tab. 4.6 sind für die verschiedenen Ansatzfunktionen die Werte der Fehler aufgelistet. Der jeweils kleinste Wert ist fett markiert.

Tabelle 4.6: Übersicht Fehler Regression bei verschiedenen Ansatzfunktionen

Ansatzfunktion	I	II	III	IV	V
MxAE (in kW)	320,2	140,2	142,2	147,5	74,1
MAE (in kW)	15,5	12,8	12,7	10,8	5,6
MdAE (in kW)	8,6	9,5	9,3	7,2	3,4
MxAPE (in %)	99,9	42,2	42,8	44,4	12,1
MAPE (in %)	1,8	1,2	1,2	1,0	0,5
MdAPE (in %)	0,6	0,7	0,7	0,5	0,2

Anhand der Zahlen ist zu erkennen, dass bei Verwendung der Ansatzfunktion V gegenüber den anderen Ansatzfunktionen sich deutlich geringere Fehlerwerte ergeben. Das spiegelt sich ebenfalls in der optischen Bewertung der Ausschnitte des Testverlaufs wieder. Zum direkten Vergleich werden die Werte der Netzspeicherleistung aus Simulation, Regression mit der Ansatzfunktion I und Regression mit der Ansatzfunktion V für jeden Ausschnitt des Testverlaufs jeweils in einem Diagramm dargestellt. Für den Ausschnitt bei konstanter Vorlauftemperatur und variablem Gesamtlastverhältnis ist in Abb. 4.13 die wesentlich bessere Approximation der Simulationsergebnisse bei Verwendung der Ansatzfunktion V zu erkennen. Für die Ausschnitte bei variabler Vorlauftemperatur und konstantem Gesamtlastverhältnis in Abb. 4.14 bzw. variabler Vorlauftemperatur und Gesamtlastverhältnis in Abb. 4.15 sind ebenfalls Verbesserungen ersichtlich, wenn auch diese nicht so deutlich ausfallen, wie im zuerst betrachteten Ausschnitt.

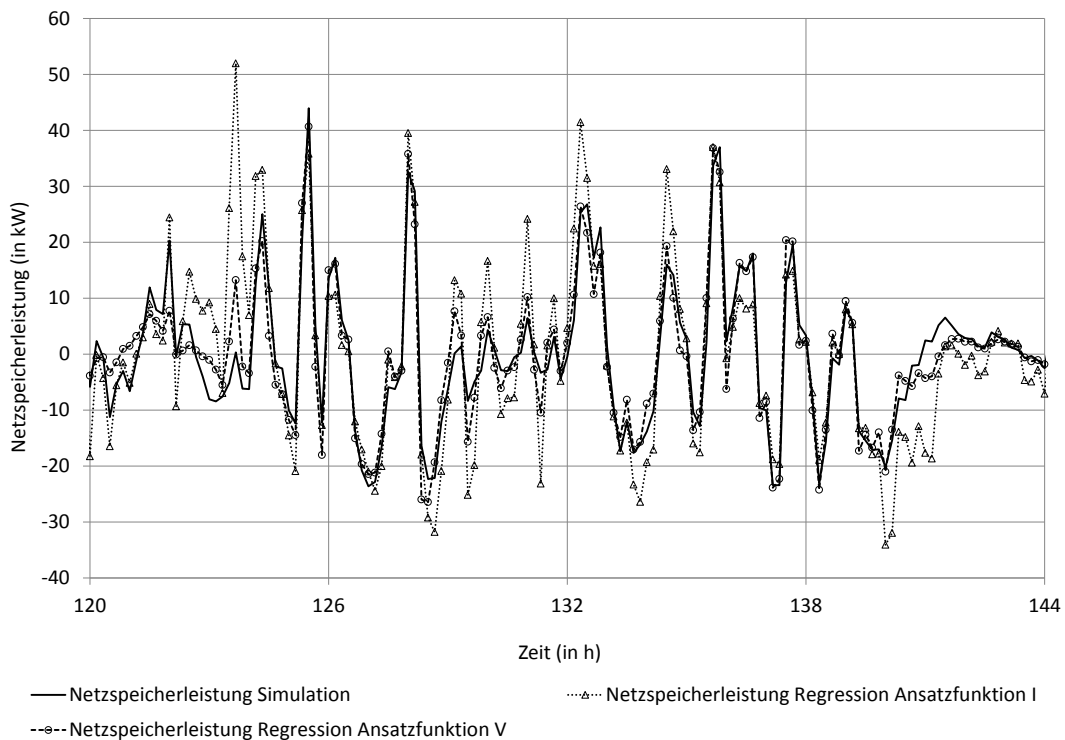


Abbildung 4.13: Vergleich Regression bei verschiedenen Ansatzfunktionen; Vorlauftemperatur konstant, Gesamtlastverhältnis variabel

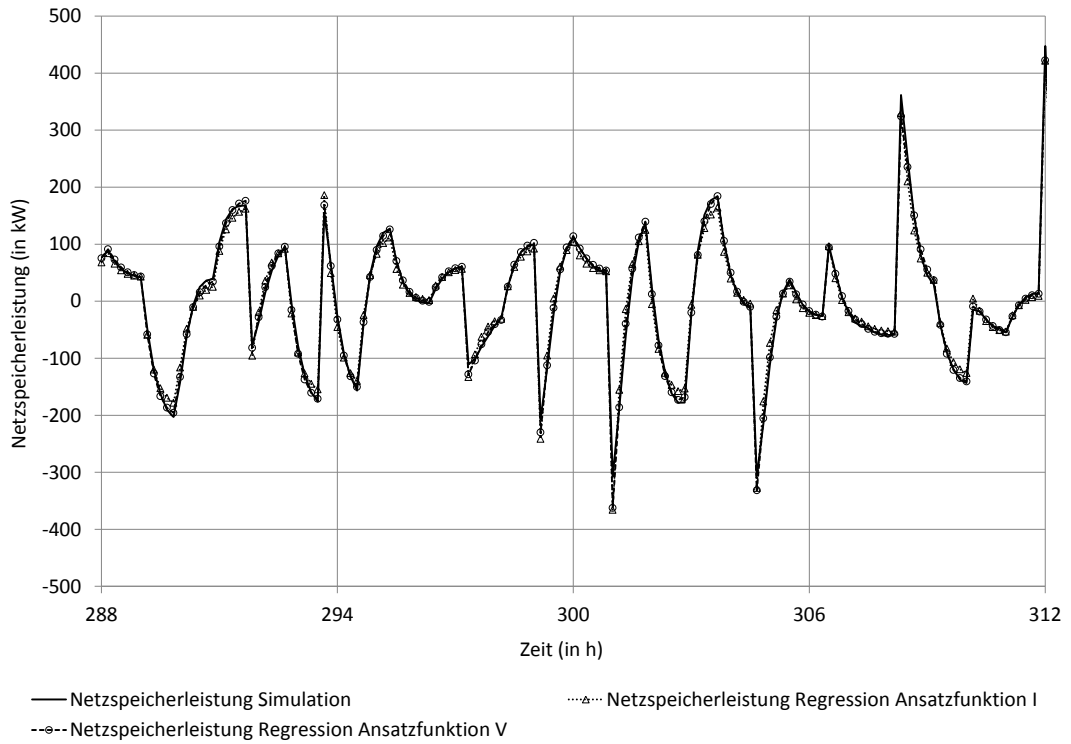


Abbildung 4.14: Vergleich Regression bei verschiedenen Ansatzfunktionen; Vorlauftemperatur variabel, Gesamtlastverhältnis konstant

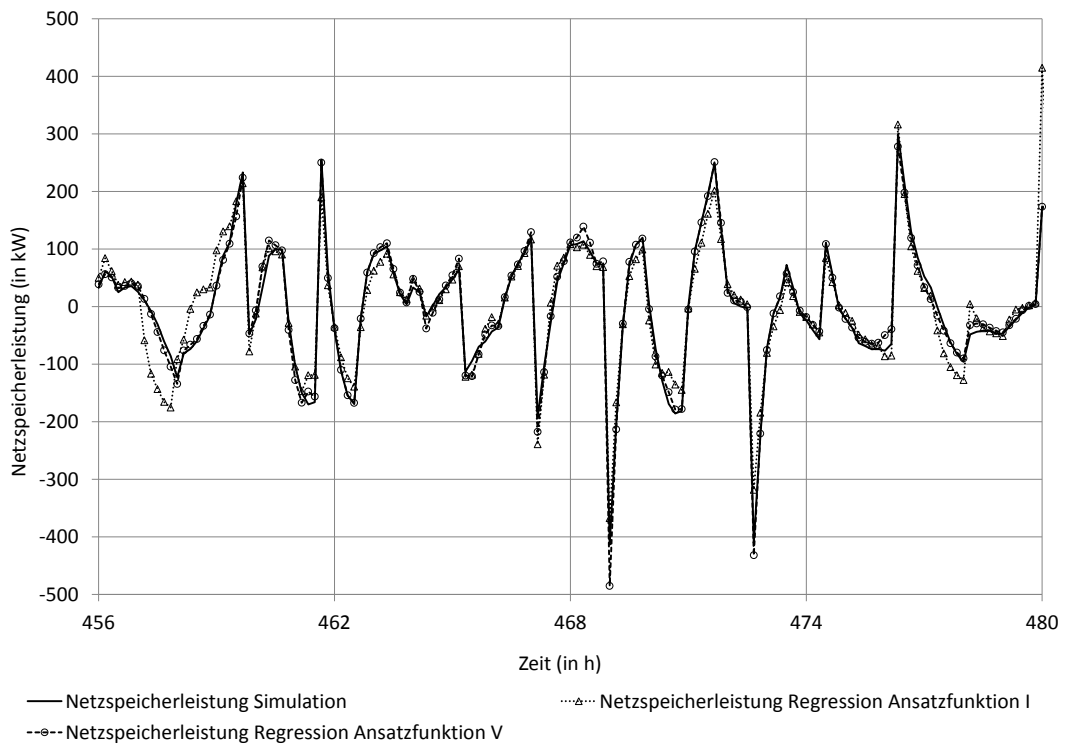


Abbildung 4.15: Vergleich Regression bei verschiedenen Ansatzfunktionen; Vorlauftemperatur und Gesamtlastverhältnis variabel

4.5 Auswertung der multiplen linearen Regression

Es kann für das untersuchte Testnetz festgehalten werden, dass die Regression mit der Ansatzfunktion V sowie Lade- und Entladekurven nach Vorlauftemperatur- und Lastsprüngen als Eingangsgrößen die jeweilige Netzspeicherleistung eines beliebigen Zeitpunktes die durch die Simulation ermittelte Netzspeicherleistung sehr gut approximiert. Die absoluten und relativen Fehler sind klein, was sich mit der optischen Bewertung deckt. Weiterhin ist festzuhalten, dass dieses Ergebnis nicht uneingeschränkt auf andere Fernwärmenetze übertragen werden kann. Andere Netze können andere Charakteristika besitzen, sodass ggf. andere Eingangsgrößen und Ansatzfunktionen bessere Ergebnisse erzielen. Die für das Testnetz verwendeten Eingangsgrößen und Ansatzfunktion können aber als Startpunkt der Untersuchung weiterer Netze fungieren.

Für alle Untersuchungen werden die Simulationsergebnisse als Realität angenommen. Bei Übertragung konkreter Ergebnisse auf reale Verhältnisse ergeben sich folgende Abweichungen innerhalb des Modells:

- Simulationsabweichungen
- Regressionsabweichungen

Es muss von quantitativen Abweichungen der Ergebnisse ausgegangen werden, die qualitativen Aussagen bleiben davon unberührt.

Folgendes Zwischenfazit kann gezogen werden: Die Netzspeicherleistung ist gut über eine Regression bestimmbar. Haupteinflussfaktoren der jeweiligen Netzspeicherleistung sind die Vorlauftemperatur und die thermische Gesamtlast des aktuellen und der vorherigen Zeitpunkte. Es kommt je nach Vorlauftemperaturverlauf zu nur temporär anhaltenden Ladungen bzw. Entladungen des Netzspeichers. Zeitliche Laständerungen sorgen für vom Energieversorger nicht beeinflussbare Störungen dieser Lade- bzw. Entladevorgänge. Soll die Netzspeicherleistung aktiv gesteuert werden, kann dies nur über die Änderung der Vorlauftemperatur geschehen. Die Herausforderung besteht darin, wie bei gegebener thermischer Gesamtlast die Vorlauftemperatur zeitlich zu wählen ist, sodass sich eine gewünschte Netzspeicherleistung einstellt. Diese Aufgabe stellt schon für sich gesehen ein Optimierungsproblem dar – ein einfaches Beispiel dazu wird im nächsten Abschnitt diskutiert.

Bisher wurde immer nur ein einzelner Erzeuger als Wärmequelle betrachtet. Versorgen hingegen mehrere Erzeuger das Fernwärmenetz und existieren ggf. zusätzlich ein oder mehrere thermische Speicher, werden alle Erzeuger und thermischen Speicher zu einem virtuellen Einspeisepunkt zusammengefasst, auf diesen sich dann die jeweilige Vorlauftemperatur bezieht. Liegen mehrere, örtlich verschieden gelegene Einspeisepunkte vor und sollen die Einspeisepunkte auch verschiedene Vorlauftemperaturen liefern, ist eine Anpassung der Regressionsfunktion notwendig. Zum einen muss für jeden Einspeisepunkt getrennt eine Ansatzfunktion gefunden werden, was den Aufwand beträchtlich erhöht. Zum anderen muss die jeweils abgegebene thermische Leistung eines jeden Einspeisepunktes mit in die Regression einfließen.

Zurückgehend auf den Fall mit nur einem virtuellen Einspeisepunkt werden weitere Fälle unterschieden. Beinhaltet der Erzeugerpark keinen thermischen Speicher, kann die Annahme getroffen werden, dass alle Erzeuger die durch die Optimierung ermittelte Vorlauftemperatur bereitstellen müssen. Sind ein oder mehrere thermische Speicher vorhanden, wird die

Interpretation schwieriger, da die sich im Allgemeinen ändernden Vorlauftemperaturen zu unterschiedlichen Einspeisetemperaturen in dem Speicher und somit zu einer Speicherschichtung führen. Teilweise werden diese Temperaturschichten durch Konvektion und Wärmeleitung durchmischt. Es muss daher eine Beladung der thermischen Speicher mit konstanter Temperatur erfolgen. Um jede gewünschte Vorlauftemperatur zu jedem Zeitpunkt bereitstellen zu können, also auch zu den Zeitpunkten in denen alle Erzeuger ausgeschaltet sind, muss die Speichertemperatur der warmen Zone des Speichers stets der maximal zulässigen Vorlauftemperatur entsprechen. Realisiert wird dies durch eine konstante Fahrweise aller Erzeuger mit der maximal zulässigen Vorlauftemperatur. Um die gewünschte Vorlauftemperatur des Erzeugerparks bereitzustellen, wird entsprechend kaltes Wasser aus dem Netzzrücklauf beigemischt. Bei diesem Modell werden ggf. vorhandene Einflüsse der Vor- und Rücklauftemperatur auf die Kennlinien von Stromkennzahl und Wirkungsgrad der Erzeuger sowie thermische Verluste der Speicher nicht berücksichtigt.

4.6 Bestimmung der optimalen Vorlauftemperatur

Die vorgestellte Methode der Regression der Netzspeicherleistung kann auch ohne ein übergeordnetes Optimierungsmodell für einfache Untersuchungen verwendet werden. Wird der gewünschte zeitliche Verlauf der Netzspeicherleistung fest vorgegeben, kann mit Hilfe der ermittelten Regressionsfunktion bei gegebener thermischer Last aller Abnehmer der notwendige Verlauf der Vorlauftemperatur leicht ohne Simulation ermittelt werden. In Abb. 4.16 ist dazu der zeitliche Verlauf von Netzspeicherleistung, thermischen Lastverhältnis und Vorlauftemperatur für einen Tag dargestellt. Das thermische Lastverhältnis ist der Jahressimulation des Testnetzes mit TRNSYS-TUD entnommen. Es handelt sich um einen Wintertag – entsprechend ist das durch eine rote Linie dargestellte thermische Lastverhältnis vergleichsweise hoch. Bei der vorgegebenen Netzspeicherleistung werden zwei Szenarien unterschieden: im Fall I (schwarz durchgezogene Linie) ist die Netzspeicherleistung bis zur Stunde 12 gleich null und wird dann sprunghaft auf 60 kW erhöht, dann für zwei Stunden konstant gelassen und anschließend wieder sprunghaft auf null gesetzt. Im Unterschied dazu wird im Fall II (schwarz gestrichelte Linie) die Netzspeicherleistung sprunghaft auf 30 kW erhöht und für vier Stunden konstant gelassen. Die im Netzspeicher gespeicherte Energie beträgt daher in beiden Fällen 120 kWh. Die blau durchgezogene bzw. gestrichelte Linie gibt entsprechend den notwendigen Verlauf der Vorlauftemperatur für die Fälle I bzw. II wieder. Dafür wurde der Regressionsansatz V sowie Lade- und Entladekurven nach Vorlauftemperatur- und Lastsprüngen als Eingangsgrößen verwendet.

Bis zur Stunde 12 bleibt die Vorlauftemperatur in beiden Fällen nahezu gleich, kleine Schwankungen gleichen die durch die schwankenden thermischen Lasten induzierten Netzspeichervorgänge aus. Danach steigt die Vorlauftemperatur stückweise an – im Fall I bei der hohen zu erbringenden Netzspeicherleistung konsequenterweise stärker als im Fall II und somit wird im Fall I der Bereich mit der wieder nahezu konstanten Vorlauftemperatur schneller erreicht.

In Abb. 4.17 ist analog Abb. 4.16 der zeitliche Verlauf von Netzspeicherleistung, thermischen Lastverhältnis und Vorlauftemperatur für einen Tag mit niedriger Last grafisch dargestellt.

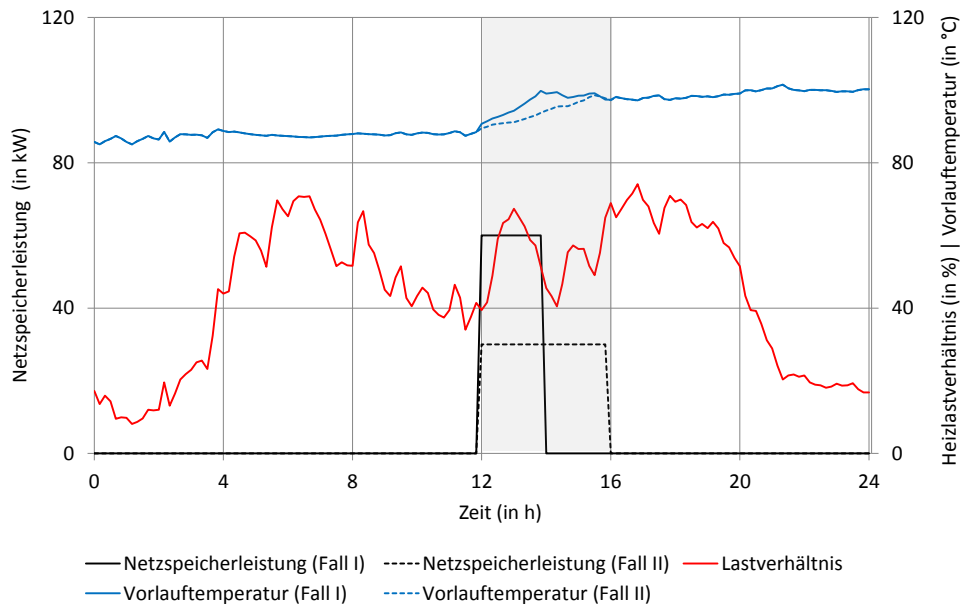


Abbildung 4.16: Vergleich des zeitlichen Verlaufs der Vorlauftemperatur bei Vorgabe der Netzspeicherleistung bei hoher Last

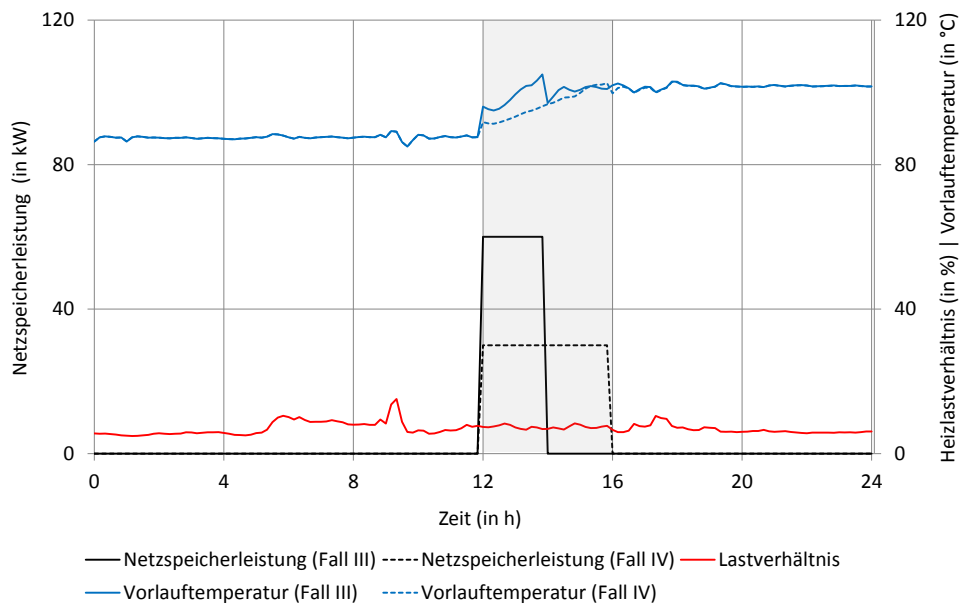


Abbildung 4.17: Vergleich des zeitlichen Verlaufs der Vorlauftemperatur bei Vorgabe der Netzspeicherleistung bei niedriger Last

Die Vorgabe der Netzspeicherleistungen mit den Sprüngen auf 60 kW bzw. 30 kW nach 12 Stunden bleibt unverändert, die Bezeichnungen für die beiden Szenarien lauten Fall III bzw. Fall IV. Es ist ein mit den Fällen I bzw. II vergleichbarer Verlauf der Vorlauftemperaturen

zu erkennen. Die Vorlauftemperaturen bleiben zunächst annähernd konstant und schwanken nur wenig, um die durch schwankende thermische Lasten induzierten Netzspeichervorgänge auszugleichen. Zur Stunde 12 steigen die Vorlauftemperaturen beide schrittweise an - im Fall III analog der vorherigen Betrachtungen stärker als im Fall IV. Insgesamt ist der Anstieg in den Fällen III und IV - vor allem zu Beginn - stärker als in den Fällen I und II, da aufgrund der niedrigeren Lasten, höhere Vorlauf Temperaturänderungen erforderlich sind.

Abschließend soll eine Variation der ermittelten Vorlauftemperaturen im Bereich der vorgegebenen Sprünge der Netzspeicherleistung erfolgen. Es soll dadurch die Sensitivität der Wahl der Vorlauftemperatur auf die Netzspeicherleistung verdeutlicht werden. Dazu ist in Abb. 4.18 der zeitliche Verlauf von Netzspeicherleistung, thermischen Lastverhältnis und Vorlauftemperatur für den Tag mit hoher Last dargestellt.

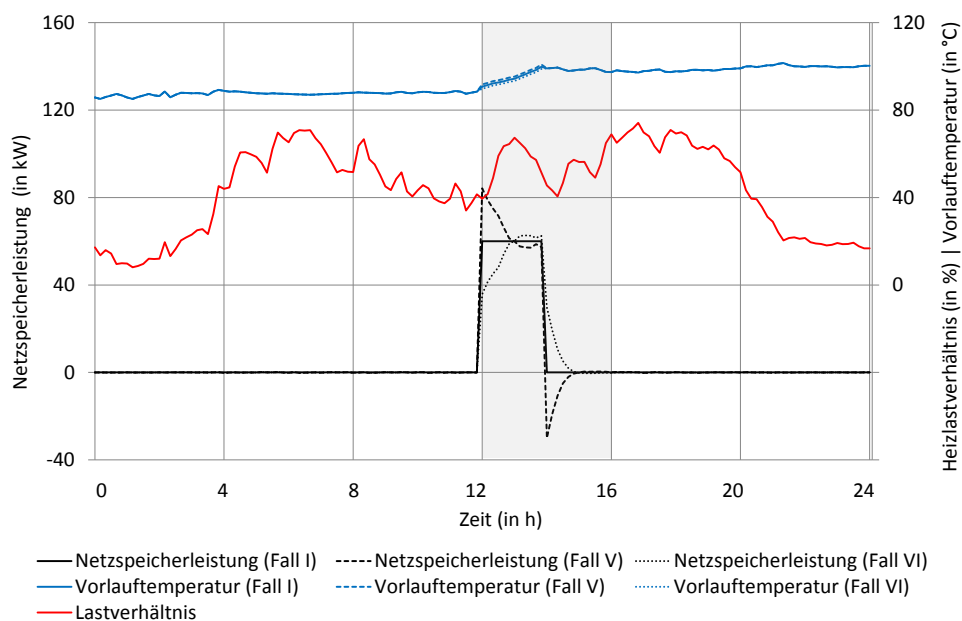


Abbildung 4.18: Einfluss einer Vorlauftemperaturvariation bei hoher Last

Als Referenz dient der Fall I - die Netzspeicherleistung wird zur Stunde 12 sprunghaft auf 60 kW erhöht und für 2 Stunden konstant gelassen, dargestellt durch die schwarz durchgezogene Linie. Die dafür erforderliche Vorlauftemperatur ist durch die blau durchgezogene Linie gekennzeichnet. Nun wird auf Grundlage des Falls I im Bereich von Stunde 12 bis Stunde 14 die ermittelte Vorlauftemperatur in jedem Zeitschritt um 1 K erhöht (Fall V) bzw. um 1 K gesenkt (Fall VI). Die Darstellung erfolgt durch eine blau gestrichelte bzw. gepunktete Linie. Die sich für diese Verläufe der Vorlauftemperaturen ergebenden Netzspeicherleistungen sind durch die schwarz gestrichelte bzw. gepunktete Linie dargestellt. Wie in Abb. 4.19 ersichtlich, erfolgt gleiches für den Tag mit niedriger Last. Die Bezeichnungen für die Erhöhung bzw. Senkung der Vorlauftemperatur lauten dann Fall VII bzw. Fall VIII.

Durch die Vorlauftemperaturerhöhungen wird im Fall V bzw. Fall VII die vorgegebene Netzspeicherleistung des Falls I bzw. III zu Beginn des Bereichs überschritten und nach der Stunde 14 unterschritten. Bei den Vorlauftemperaturabsenkungen in den Fällen VI und VIII verhält es sich umgekehrt: Erst wird die vorgegebene Netzspeicherleistung unter- danach überschritten.

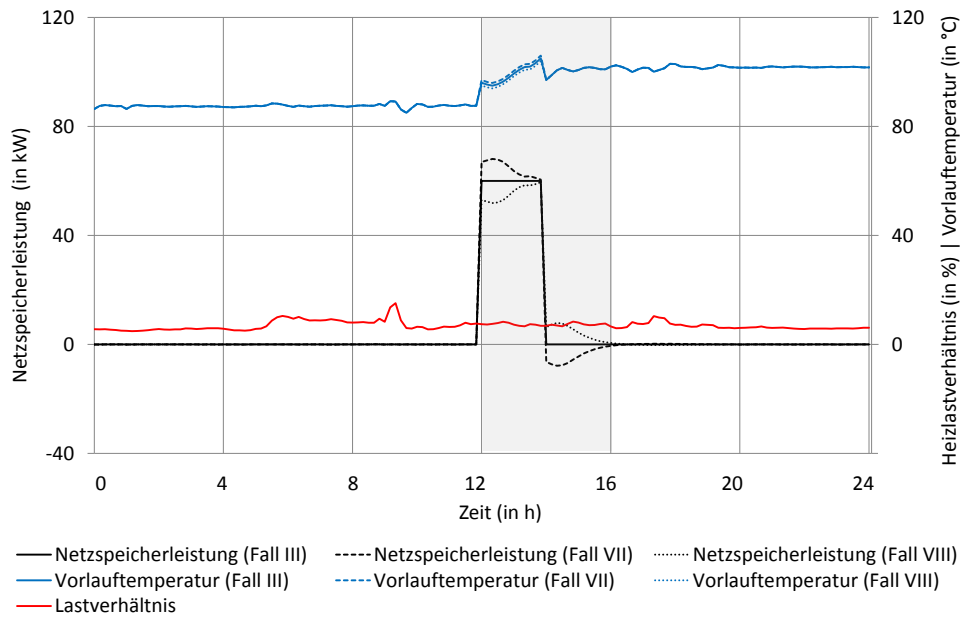


Abbildung 4.19: Einfluss einer Vorlauftemperaturvariation bei niedriger Last

Aufgrund der höheren thermischen Last des Tages sind die Abweichungen von der vorgegebenen Netzspeicherleistung in den Fällen V und VI deutlich größer als in den Fällen VII und VIII. Eine Abweichung der Vorlauftemperatur hat daher umso größere Auswirkungen auf die Netzspeicherleistung, je höher die gegebene thermische Last und somit der Gesamtmassestrom ist.

5 MATHEMATISCHE GRUNDLAGEN DER OPTIMIERUNG

In diesem Kapitel sollen allgemeine, mathematische Grundlagen der Optimierung sowie wesentliche Bestandteile des mathematischen Optimierungsmodells von FWOpt vorgestellt werden, das später für die Untersuchungen des Anwendungsbeispiels Verwendung findet. Optimierung wird oftmals zusammenfassend auch unter dem Begriff „*Operations Research*“ geführt. Nach [29] gibt es keine allgemeingültige Definition des Begriffs „*Operations Research*“, die wesentlichen Bestandteile liegen aber in der Entwicklung abstrakter mathematischer Modelle praxisnaher Problemstellungen mit der Zielstellung optimale Entscheidungen zu treffen. Für die Entscheidungsfindung dienen mathematische Algorithmen, die zumeist rechnergestützt ausgeführt werden. Nach [33] lassen sich komplexe, zu optimierende Planungsvorgänge idealisiert in sechs Schritten vollziehen:

1. Erkennen und Analysieren des Problems
2. Bestimmung der Ziele und Handlungsmöglichkeiten
3. Formulierung des mathematischen Modells
4. Datenbeschaffung für das mathematische Modell
5. Lösungsfindung mit Hilfe eines Algorithmus
6. Bewertung der Lösung

Meist liegt der Fokus der Literatur auf der Lösungsfindung, d.h. welcher Algorithmus am besten das aufgestellte Optimierungsproblem löst [29], [33], [43], [51], [56], [67], [87], [89]. Die anderen Punkte werden, wenn überhaupt, nur kurz angeschnitten. Für die Modellierung des mathematischen Problems seien [52] und [61] empfohlen. In [52] finden sich Handlungsanweisungen, um „gutartige“ Modelle zu erstellen, d.h. wie durch rein formelle Änderungen des Modells, Rechenzeit zur Lösung des Optimierungsproblems eingespart werden kann.

Gegenstand der mathematischen Optimierung ist die Formulierung des mathematischen Modells sowie die Lösung dessen mit Hilfe eines geeigneten Algorithmus. Ein mathematisches Optimierungsmodell besteht ganz allgemein aus der zu minimierenden bzw. maximierenden Zielfunktion Z

$$Z = f(\underline{x}) : \underline{x} \in M \tag{5.1}$$

und den m Nebenbedingungen³² g_i

$$g_i(\underline{x}) \begin{cases} \geq \\ = \\ \leq \end{cases} 0 \quad \text{für } i = 1, \dots, m, \quad (5.2)$$

$$Z = f(\underline{x}) \rightarrow \min/\max$$

wobei \underline{x} ein n -dimensionaler Vektor ist, der alle Variablen beinhaltet. Die bei einer Optimierung zu treffenden Entscheidungen sind gleichzusetzen mit einer Variation der Variablen, welche die Freiheitsgrade des Optimierungsproblems repräsentieren. Die Bewertungen einzelner Entscheidungen erfolgt über die Zielfunktion. Aufgabe der Optimierung ist das Auffinden der optimalen Entscheidung. Die Lösung eines Optimierungsproblems besteht also darin, unter Einhaltung der Nebenbedingungen die Werte der Variablen zu finden, für welche die Zielfunktion den maximalen bzw. minimalen Wert annimmt.

Variablen in Optimierungsproblemen können reellwertige oder ganzzahlige Werte annehmen, es gilt daher: $\underline{x} \in W_1 \times W_2 \times \dots \times W_n$ mit $W_j \in \{\mathbb{R}, \mathbb{Z}\}, j = 1, \dots, n$.

5.1 Wahl der Problemklasse der Optimierung

Optimierungsprobleme können nach vielen Kriterien eingeordnet werden, wobei die Einteilungen je nach Literatur teilweise stark schwankend ist. So erfolgen Unterscheidungen nach den Eigenschaften des Optimierungsmodells, den Lösungsalgorithmen und den Anwendungsgebieten. In Abb. 5.1 ist eine mögliche Einteilung der Optimierungsprobleme nach den Eigenschaften der Optimierungsmodelle in Form eines Verzweigungsbaumes dargestellt. Die Übergänge zwischen den einzelnen Ästen des Verzweigungsbaumes sind zum Teil fließend, ein universell gültiges Vorgehen oder Lösungsalgorithmus aller Optimierungsprobleme existiert nicht. Vielmehr haben sich für verschiedene Problemklassen der Optimierung verschiedene Lösungsalgorithmen etabliert, die je nach vorliegendem Fall auf ihrer Anwendbarkeit genau geprüft werden müssen. So bringt z.B. das Lösen eines Optimierungsproblems bei einer sehr genauen Modellierung und einer großen Anzahl von Variablen in der Regel eine so hohe Rechenzeit mit sich, dass die Optimierung in solch einem Falle nicht sinnvoll eingesetzt werden kann. Eine Reduzierung der Rechenzeit kann nur durch Vereinfachung des Modells, über die Reduzierung der Zahl der Variablen oder durch Verwendung besserer Rechentechnik erreicht werden. Die Untersuchungen im Vorfeld, inwieweit Optimierungsmodelle und Lösungsalgorithmen überhaupt für die gegebene reale Problemstellung sinnvoll angewendet werden können, sind daher unbedingt notwendig.

Das „einfachste“ Optimierungsproblem ist das rein lineare Optimierungsproblem³³, das nur lineare Nebenbedingungen und eine lineare Zielfunktion beinhaltet. Weiterhin müssen alle Variablen kontinuierlich sein. Der bekannteste Lösungsalgorithmus für dieses Optimierungsproblem ist das *Simplex-Verfahren*. Daneben existieren noch andere Verfahren, wie das Lösen des

³²Nebenbedingungen sind ein System von Gleichungen und/oder Ungleichungen (Bezeichnung auch als Restriktionen).

³³Abkürzung: LP - Linear Problem

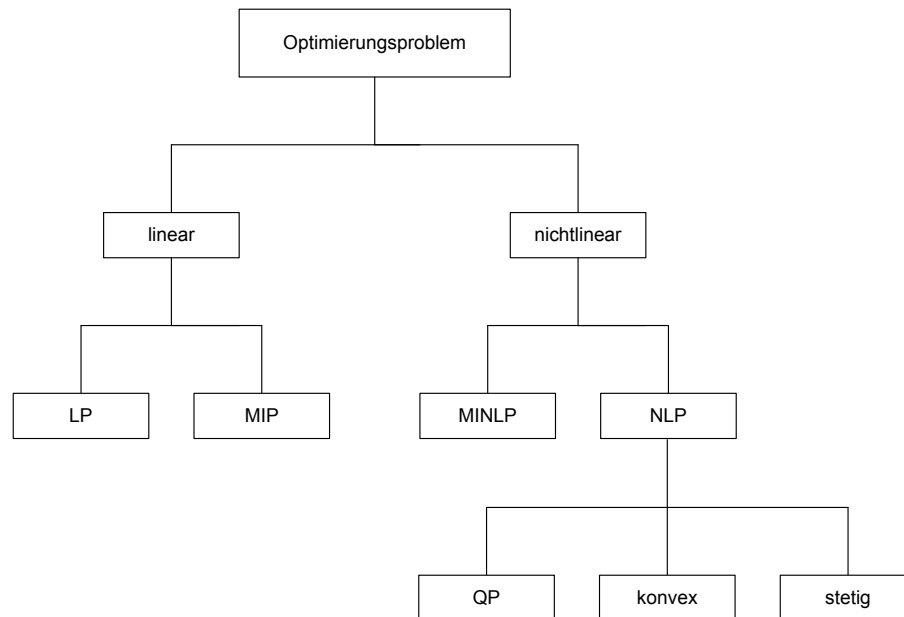


Abbildung 5.1: Übersicht Eigenschaften Optimierungsproblem

dualen Problems, die *Innere-Punkt-Methode* oder die *Ellipsoidmethode*. Alle Verfahren sind in der Lage auch sehr große Optimierungsprobleme³⁴ auf herkömmlichen Computern innerhalb weniger Sekunden zu lösen. Die Nachteile liegen auf der Hand: durch die Linearitätsbedingung müssen bei komplexen Problemstellungen Kompromisse in der Modellierung und somit in der Genauigkeit des Ergebnisses eingegangen werden.

Verbesserungen in der Modellierung können durch Verwendung eines gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblems³⁵ erreicht werden. Wie beim rein linearen Optimierungsproblem müssen Zielfunktion und Nebenbedingungen linear sein. Die Variablen hingegen können diskrete Werte annehmen. Diese Erweiterung scheint auf den ersten Blick vielleicht wenig gewinnbringend, ermöglicht aber eine wesentlich genauere Modellierung. Vor allem können so überhaupt erst in der Einsatzoptimierung notwendige An- und Abschaltvorgänge der Erzeuger modelliert werden. Nachteilig ist der aufgrund im Vergleich zu linearen Optimierungsproblemen aufwendigeren Lösungsverfahren deutliche Anstieg der Rechenzeit. Es existieren verschiedene Lösungsalgorithmen mit zum Teil verschiedenen Ansätzen. Stellvertretend soll das Grundprinzip des *Branch-and-Bound-Verfahrens* vorgestellt werden. Zunächst erfolgt durch Aufspaltung einer diskreten Variable in zwei Gültigkeitsbereiche eine Teilung des ursprünglichen Optimierungsproblems in zwei lineare Teilprobleme (Branch). Dazu wird in jedem Teilproblem je eine neue Ungleichung hinzugefügt und die neu entstandenen Optimierungsprobleme relaxiert gelöst, d.h. alle Variablen sind kontinuierlich. Die Teilprobleme sind demzufolge rein linear und deren Lösung kann z.B. mit Hilfe des Simplex-Verfahren erfolgen. Durch rekursive Wiederholung dieses Vorganges findet sich die optimale Lösung. Im Zuge des deterministischen Branch-and-Bound-Verfahrens erfolgt so eine vollständige Enumeration des dabei entstehenden Such-Baums. Um den Such-Baum aus Performancegründen nicht zu groß werden zu lassen, kommt es zum „Abschneiden“ (Bound) einzelner Teilbäume, deren Lösungen schlechter sind als die bisher beste. Trotzdem kann gerade bei großen Optimierungsproblemen mit vielen Variablen die Rechenzeit schnell ansteigen. Zur Einordnung der Rechenzeit von Algorithmen

³⁴Anzahl der Variablen $> 10^6$

³⁵MILP - Mixed Integer Linear Problem

dient die Komplexitätsabschätzung [29]. Gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme fallen dabei in die Gruppe der *NP-schweren* Probleme, d.h. die Rechenzeit steigt im schlechtesten Fall exponentiell mit der Anzahl der Variablen. Nach [52] zeigt sich in der Praxis, dass das mögliche, exponentielle Ansteigen der Rechenzeit in den allermeisten praktischen Fällen nicht die Regel ist. Es muss dennoch beachtet werden, dass Änderungen der Eingangsdaten des Optimierungsmodells zu starken Variationen der Rechenzeiten führen können. Trotz dieser Einschränkungen werden fast in allen etablierten Programmen zur Einsatzoptimierung gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme verwendet (vergleiche dazu Anhang C), da diese für die bestehenden Anforderungen die beste Mischung aus Modellgenauigkeit und Qualität der Lösung bieten. Unter der Qualität der Lösung wird an dieser Stelle verstanden, wie schnell eine Lösung ermittelt werden kann und wie weit die gefundene von der tatsächlichen optimalen Lösung entfernt liegt. Nach [33] kann ein großer Teil der Planungs- und Entscheidungsprobleme nur mittels gemischt-ganzzahliger, linearer Optimierungsverfahren sinnvoll gelöst werden.

Eine andere große Gruppe bildet die Klasse der nichtlinearen Optimierungsprobleme. Hierbei können die Zielfunktion und/oder die Nebenbedingungen auch nichtlinear sein, sodass keine großen Einschränkungen an die Modellierung erfolgen müssen. Typische Lösungsverfahren nichtlinearer Optimierungsprobleme ohne Binärvariablen³⁶ bestehen aus Anwendungen von Iterationsverfahren, wie z.B. das *Newton-Verfahren* oder *Konjungierte-Gradienten-Verfahren* sowie Modifikationen derer. Für die Berücksichtigung von Nebenbedingungen in diesen Verfahren müssen Erweiterungen in den Algorithmen vorgenommen werden. Neuere Algorithmen wie die *sequentielle lineare bzw. quadratische Optimierung* werden heutzutage bevorzugt eingesetzt. Für spezielle Typen von nichtlinearen Optimierungsmodellen existieren eigenständige Lösungsansätze. Als Beispiel sei das quadratische Optimierungsmodell³⁷ genannt. Hauptnachteil aller nichtlinearer Optimierungsmodelle ist der große Rechenaufwand bei Verwendung vieler Variablen und bei nichtkonvexen Modellen im Speziellen, dass die Optimalität einer Lösung nicht gesichert werden kann, da die Lösungsverfahren in einer lokalen Lösung „hängen“ bleiben können. Durch eine gezielte oder zufällige Variation der Startwerte der Optimierung kann das Problem der lokalen Lösungen bei nichtlinearen Optimierungsproblemen eingedämmt werden, sichert die Optimalität nicht völlig und führt zu einem weiteren Anstieg der Rechenzeit. Ein nichtlineares Optimierungsproblem, in welchem auch diskrete Variablen zugelassen sind³⁸, erfordert Erweiterungen der bestehenden Algorithmen, was mit einem weiteren Ansteigen der Rechenzeit einhergeht. Nach [39] können aktuelle Solver³⁹ gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsprobleme mit Millionen von Variablen und Nebenbedingungen in sehr kurzer Zeit lösen, MINLP-Solver hingegen scheitern oftmals schon bei Optimierungsproblemen mit wenig hundert Variablen und Nebenbedingungen.

Alternativ dienen *Metaheuristiken* zur Lösung von Optimierungsproblemen. Diese in den letzten Jahren stark aufgekommene Gruppe an Lösungsverfahren umfasst inzwischen eine fast unüberschaubare Anzahl verschiedener Vertreter, beispielhaft seien der *genetische Algorithmus*, *Simulated Annealing*, *Particle Swarm Optimization*, *Random Walk* und *Tabu Search* als Verfahren genannt. Viele dieser Algorithmen sind naturinspiriert. Insbesondere bei Optimierungsproblemen, die mit klassischen Verfahren schlecht oder gar nicht lösbar sind, bieten Metaheuristiken eine sinnvolle Alternative, da sie keinerlei Anforderungen an das zu lösende Optimierungsmodell stellen. Nachteilig sind die im Allgemeinen hohen Rechenzeiten

³⁶NLP - Non-Linear Problem

³⁷QP - Quadratic Problem

³⁸MINLP - Mixed Integer Non-Linear Problem

³⁹Stand: 2011

sowie die Unsicherheit der Optimalität der gefundenen Lösung. Für konkrete Probleme hingegen lassen sich ggf. durch Auffinden geeigneter Steuerungsparameter der Algorithmen gute Optimierungsergebnisse erzielen.

Eine weitere Möglichkeit Optimierungsprobleme zu lösen, bietet die *dynamische Optimierung*, welche vor allem in früheren Zeiten in der Einsatzoptimierung Verwendung fand. Heutzutage spielt die dynamische Optimierung eine untergeordnete Rolle, da die Anforderungen an die Optimierungsmodelle in der Einsatzoptimierung in der Regel sehr komplex sind. Nach [33] ist die dynamische Optimierung schwer zu handhaben, da zum einen die Modellierung sehr aufwendig ist und zum anderen keine allgemeine Lösungsstrategie existiert, d.h. die Lösung muss problemspezifisch durchgeführt werden.

Da die in der Einsatzplanung von Energiesystemen entstehenden Optimierungsprobleme aufgrund der notwendigen zeitlichen Diskretisierung in der Regel sehr groß sind, d.h. auch Optimierungsmodelle mit einer Zeitschrittweite von 10 min und einem Zeithorizont von einem Tag schnell mehrere tausend Variablen enthalten können, fällt die Wahl auf die Verwendung eines gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblems. So müssen im Vergleich zu einem nichtlinearen Optimierungsproblem zwar in manchen Bereichen Abstriche in der Genauigkeit der Ergebnisse gemacht bzw. aufwendigere Ersatz-Modellierungen erstellt werden, jedoch kann so eine sinnvolle Begrenzung der Rechenzeiten erfolgen. Außerdem sind die entstehenden, nichtlinearen Modelle in der Regel nichtkonvex, sodass die Optimalität nicht gesichert ist. Rein lineare Probleme, die sehr schnell zu lösen sind, schränken hingegen das Optimierungsmodell zu stark ein.

5.2 Lösung des Optimierungsproblems

Optimierungsprobleme werden fast ausschließlich rechnergestützt gelöst. Bei großen, gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblemen erfolgt die Lösung im Allgemeinen in drei Schritten:

(1) Mit Hilfe einer *algebraischen Modellierungssprache* wird das Optimierungsproblem durch Deklaration der Variablen sowie dem Aufstellen der Restriktionen, der Gleichungen und Ungleichungen also, und der Zielfunktion abstrakt formuliert. Die gängigen Softwarelösungen bieten dabei Möglichkeiten, große - d.h. die Zahl der Variablen und Restriktionen sind sehr hoch - Optimierungsprobleme kompakt aufzustellen. Dazu werden die periodisch auftretenden Variablen und Restriktionen⁴⁰ mit Hilfe von zuvor festgelegten Indexmengen zusammengefasst.

(2) Der Compiler der Modellierungssprache übersetzt den Quellcode und erzeugt ein Ausgabe-File in einer bestimmten Formatierung, die von einem Löser von Optimierungsproblemen weiter interpretiert werden kann. Das MPS-Format⁴¹ gilt praktisch als Standardformat und wird so gut wie von allen kommerziellen Lösern sowie einer Reihe von Open-Source-Lösern akzeptiert. Algebraische Modellierungssprachen lösen also keine Optimierungsprobleme, sondern dienen nur der Vereinfachung der Eingabe - sind also vergleichbar der Benutzung einer Programmiersprache, um das Programmieren in Maschinensprache zu vermeiden.

⁴⁰Diese treten im mathematischen Modell z.B. bei einer Zeitdiskretisierung auf.

⁴¹Mathematical Programming System

(3) Das eigentliche Lösen des Optimierungsproblems übernimmt der *Solver*. Hierbei handelt es sich um Programme, die Algorithmen zum Lösen von Optimierungsproblemen beinhalten. Um die Rechenzeit zu verkürzen, formt der Solver auch das Optimierungsproblem im Vorfeld der Optimierung um – als Beispiel sei das Streichen redundanter Restriktionen genannt. Solver eignen sich je nach Art des Optimierungsproblems unterschiedlich gut, d.h. sind unterschiedlich schnell, wobei kommerzielle in der Regel in Sachen Performance besser als Open-Source-Varianten abschneiden.

Das Erstellen eines Optimierungsmodells wird durch Benutzen einer Modellierungssprache erheblich vereinfacht. Zur Vereinfachung der Dateneingabe dient in FWOpt eine Visual Basic basierte Benutzeroberfläche [71]. Durch die Benutzeroberfläche wird das aufwendige Erstellen von Eingangs-Dateien umgangen und ermöglicht auch nicht versierten Benutzern einen einfachen Einstieg. Außerdem erfolgt in der Benutzeroberfläche eine übersichtliche Darstellung der Ergebnisse. Um die drei verschiedenen Komponenten Benutzeroberfläche, Modellierungssprache und Solver in Einklang zu bringen, ist eine sinnvolle Schnittstellendefinition wichtig. In Abb. 5.2 ist der Datenfluss innerhalb von FWOpt dargestellt. Die schwarz gestrichelte Linie bildet eine Grenze. Links von dieser stehen Ein- bzw. Ausgabe vom bzw. an den Benutzer, rechts davon alle inneren Abläufe des Programms.

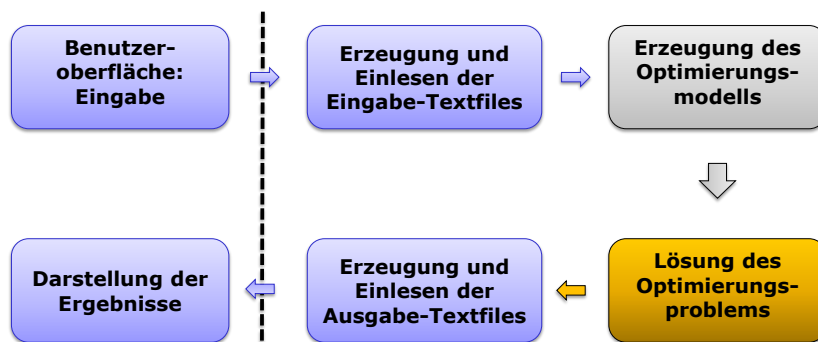


Abbildung 5.2: Datenfluss in FWOpt: Benutzeroberfläche (blau), Modellierungssprache (grau), Solver (orange)

5.3 Übersicht Modellierungssprachen

Unter den algebraischen Modellierungssprachen gibt es aufgrund des breiten Anwendungsspektrums eine Vielzahl an sowohl kostenlosen (meist als Open-Source-Software) als auch kommerziellen Programmen. Als erstes seien die reinen Modellierungssprachen erwähnt. Diese können durch ihre programmiersprachenähnliche Syntax universell für Optimierungsprobleme aller Art genutzt werden. Aufgrund der Möglichkeit mit Hilfe von Indexmengen Optimierungsprobleme kompakt zu formulieren, sind sie speziell für große Optimierungsprobleme gut geeignet. Zu den bekanntesten, kommerziellen Vertretern gehören GAMS (General Algebraic Modeling System), AMPL (A Mathematical Programming Language), LPL (Linear Programming Language), MPL (Mathematical Programming Language), OPL (Optimization Programming Language), OptimJ (auf Java basierend, objektorientiert), MINOPT und LINGO.

Bei den Open-Source-Lösungen seien GMPL (GNU MathProg Language), ALLO, FLOPC++ (Formulation of Linear Optimization Problems in C++), ZIMPL (Zuse Institute Mathematical Programming Language), MOSEL (Modeling, Specification and Evaluation Language) sowie

die Python-basierenden Anwendungen PYOMO und PULP (Python Linear Program) genannt. Die Syntax der einzelnen Sprachen ist ähnlich, Unterschiede finden sich vor allem in den Umfängen der Tools.

In eine etwas andere Richtung gehen speziell für verschiedene Anwendungsgebiete, wie z.B. den Finanzsektor, angepasste Tools. Der Unterschied zu den klassischen Modellierungssprachen liegt in der graphischen Benutzeroberfläche, mit der sich die Optimierungsmodelle speziell auf das Anwendungsgebiet zugeschnitten und mit weniger Programmieraufwand erstellen lassen. Als Vertreter der lizenzpflichtigen Software sei AIMMS genannt, die für die Erstellung von Entscheidungsunterstützungssystemen und Advanced-Planning-Anwendungen im Bereich Management und Logistik verwendet wird. Zu den kostenlosen Programmen gehören z.B. ASCEND als objektorientiertes Modellierungstool für technische Anwendungen und IPAT-S zur Entwicklung von Nachhaltigkeitsszenarien.

Teilweise bieten darüber hinaus auch mathematische Softwaretools, wie z.B. MATLAB⁴² oder MODELICA sowie deren Open-Source-Varianten wie OCTAVE bzw. OPEN-MODELICA, die Möglichkeit, Optimierungsprobleme zu erstellen und direkt zu lösen, d.h. die Solver sind in diesen Programmen bereits integriert.

Für diese Arbeit wird die Version 22.3 von GAMS zur Modellierung des Optimierungsproblems verwendet.

5.4 Übersicht Solver

Analog dem Angebot an Modellierungssoftware ist die Vielfalt der Solver für Optimierungsprobleme ähnlich groß. Auch hier gibt es sowohl kommerzielle als auch kostenfreie Vertreter. Bei den kommerziellen Solvern besteht oft die Möglichkeit, eine kostenfreie, voll funktionstüchtige, aber variablenbeschränkte⁴³ Version zu nutzen. Zu den bekanntesten Vertretern gehören ILOG CPLEX, MOSEK und Produkte von Stanford Business Software, wie z.B. MINOS oder SNOPT.

In Puncto Geschwindigkeit in der Regel schlechter sind die Open-Source-Solver. Dazu gehören z.B. die Solver des Open-Source-Optimierungsprojekts COIN-OR (Computational Infrastructure for Operations Research), CLP (COIN-OR Linear Programming), CBC (COIN-OR Branch and Cut) oder SYMPHONY. Weitere Produkte sind das in C++ geschriebene ABACUS, LP-SOLVE, IPOPT und MINTO. Ebenfalls erwähnenswert ist der NEOS-Server. Hier besteht die Möglichkeit ein fertig aufgestelltes Optimierungsproblem online einzusenden. Das Problem wird dann extern auf einem leistungsfähigen Rechner mit einem vom Benutzer frei wählbaren Solver gelöst und das Ergebnis zurückgesendet.

Für diese Arbeit wird die Version 12.1 von CPLEX zum Lösen des Optimierungsproblems verwendet.

⁴²durch die Entwicklungsumgebung TOMLAB

⁴³Richtwert: zwischen 200-500 Variablen

5.5 Grundaufbau des mathematischen Modells

Im Folgenden soll detaillierter auf den Grundaufbau des Optimierungsmodells eingegangen werden, das später für die Untersuchungen des Anwendungsbeispiels Verwendung findet. Wie bereits erläutert, bestehen Optimierungsprobleme aller Art im Allgemeinen aus einer Zielfunktion mit der Angabe, ob diese minimiert oder maximiert werden soll sowie einer gewissen Anzahl von Nebenbedingungen bzw. Restriktionen in Form von Gleichungen und Ungleichungen. Sowohl Zielfunktion als auch die Nebenbedingungen beinhalten Parameter sowie Variablen, dessen Werte im Zuge der Optimierung ermittelt werden.

Durch Anlegen von Erzeugern, thermischen Speichern, Strom- und Brennstoffverträgen sowie durch Festlegung des Bezugszeitraumes und der Zeitschrittweite werden die Anzahl der Variablen und somit die Größe des Optimierungsproblems insgesamt bestimmt. Die Grundvariablen existieren dabei für jeden Zeitschritt und jede Erzeugeranlage:

- Summe elektrische Leistung Erzeuger P
- Summe thermische Leistung Erzeuger \dot{Q}
- Verwendete Brennstoffleistung \dot{Q}_{Bs}
- Elektrischer Eigenbedarf P_{Eb}
- Anfahrvorgänge A_v (gibt an, ob die Anlage im jeweiligen Zeitschritt angeschaltet wird oder nicht)
- Anlagenstatus *inBetrieb* (gibt an, ob die Anlage im jeweiligen Zeitschritt in Betrieb ist oder nicht – u.a. für die Modellierung des Teillastverhaltens der Erzeuger notwendig)

Weitere Variablen werden für die thermischen Speicher benötigt, zum einen für den jeweiligen Speicherinhalt Q_{SP} und zum anderen für die Lade- bzw. Entladeleistungen \dot{Q}_{SP} , also den Enthalpieströmen in oder aus dem Speicher. Daneben gibt es Variablen für alle Arten von Stromverträgen P_{Ver} , der Netznutzung P_{Nn} , den in den Hilfskühlern abgegebenen Wärmestrom \dot{Q}_{Hk} und den zu vergütenden KWK-Strom P_{KWK} . Für den Netzspeichervorgang relevant sind die Variablen für die Vorlauftemperaturen des Netzes ϑ_V , die direkt die Netzspeicherleistung \dot{Q}_{Nsp} , die thermischen Verluste des Fernwärmenetzes \dot{Q}_{Ver} sowie die für die Umwälzpumpen benötigte Energie P_{Uwp} bestimmen.

Als zentrale Nebenbedingungen können die in Gl. (5.3) bzw. in Gl. (5.4) aufgeführten Energiebilanzgleichungen verstanden werden. Dabei sind \dot{Q}_{ab} bzw. P_{ab} die zu deckenden, für jeden Zeitschritt vorzugebenden thermischen bzw. elektrischen Lasten der Abnehmer.

$$\dot{Q}_{ab} + \dot{Q}_{Ver} + \dot{Q}_{Hk} = \dot{Q} + \dot{Q}_{SP} + \dot{Q}_{Nsp} + \dot{Q}_+ - \dot{Q}_- \quad (5.3)$$

$$P_{ab} + P_{Eb} + P_{Uwp} = P + P_{Ver} + P_+ - P_- \quad (5.4)$$

Die bilanzschließenden Variablen \dot{Q}_+ , \dot{Q}_- , P_+ sowie P_- hingegen zeigen an, ob die Energiebilanz eingehalten werden konnte – sprich ob die bedarfsgerechte Versorgung gewährleistet ist.

Die Variablen dienen zum Aufzeigen von unzulässigen Betriebszuständen des Erzeugerparks und haben keinen Einfluss auf die eigentliche Optimierung, indem sie mit im Vergleich zu alle anderen Kosten und Erlösen mit so hohen virtuellen Kosten versehen werden, dass sie einen Wert größer null nur dann annehmen, wenn alle anderen Regelmöglichkeiten des Kraftwerksparks ausgeschöpft sind. Ergeben sich durch die Optimierung für die bilanzschließenden Variablen Werte ungleich null, so käme es in Realität zu einer Unter- bzw. Überversorgung von Strom und/oder Wärme des Versorgungsgebietes. Typische Ursachen für das Nichteinhalten der Energiebilanzen sind in Tab. 5.1 aufgeführt. Haben hingegen alle bilanzschließenden Variablen einen Wert gleich null, wurden beide Energiebilanzen eingehalten.

Tabelle 5.1: Typische Ursachen bei Verletzung der Energiebilanzen

Fall	typische Ursache
$\dot{Q}_+ > 0$	Mindestleistungen Wärmeerzeuger zu groß; thermische Verdrängungsspeicher nicht vorhanden/zu klein; zu wenig/keine Hilfs-/Notkühler vorhanden
$\dot{Q}_- > 0$	Maximale Leistung Wärmeerzeuger zu gering; thermische Verdrängungsspeicher nicht vorhanden/zu klein
$P_+ > 0$	Mindestleistung Stromerzeuger zu groß; keine Stromlieferverträge vorhanden
$P_- > 0$	Maximale Leistung Stromerzeuger zu gering; keine Strombezugsverträge vorhanden

Im Kapitel 6 wird auf ausgewählte Modellierungen der einzelnen Erzeuger sowie der thermischen Speicher eingegangen.

5.6 Wahl der Zielfunktion

Für jede Optimierung muss eine zu minimierende oder maximierende Zielfunktion als Bewertungsinstanz festgelegt werden. In der Einsatzoptimierung werden üblicherweise die Kosten minimiert bzw. der Deckungsbeitrag maximiert. Auch andere Bewertungskriterien wie z.B. die benötigte Primärenergie, die CO_2 -Emissionen oder auch Laufzeiten der Anlagen finden als Zielgröße Verwendung. In dieser Arbeit verwendeten Optimierungsmodell kann gewählt werden, ob eine Maximierung des Deckungsbeitrags, eine Minimierung der CO_2 -Emissionen oder eine Minimierung der Primärenergie erfolgen soll. Die jeweiligen Zielfunktionen sind folgend dargestellt.

Minimierung des Deckungsbeitrags

Der im Optimierungsmodell vorgegebene thermische Lastgang \dot{Q}_{ab} bzw. elektrische Lastgang P_{ab} ist für jeden Zeitschritt fest vorgegeben und muss im Zuge der zu erfüllenden Versorgungssicherheit stets gedeckt sein, d.h. der Erzeugerpark muss die geforderte Leistung an Strom und Wärme bereitstellen, eine Abweichung davon ist bei zulässiger Betriebsweise des Erzeugerparks nicht möglich. Die Art der Bereitstellung der Leistung hat keinen Einfluss auf die Erlöse durch Strom- und Wärmeverkauf an den Kunden, die Summe dieser Erlöse ist demzufolge fix und daher kein Bestandteil der Zielfunktion. Das betrifft alle fixen Erlöse und Kosten. Variable Erlöse hingegen, wie z.B. die Erlöse von Stromlieferungen in das öffentliche Netz oder Förderungsvergütungen, unterliegen Schwankungen, je nachdem wie die einzelnen Erzeuger eingesetzt werden. So kann als Beispiel der Energieversorger bei steigender Stromgenerierung auch mehr Strom als benötigt in das öffentliche Netz liefern. Variable Erlöse müssen daher in die Zielfunktion integriert werden. Dieselbe Unterscheidung erfolgt mit den variablen und fixen Kosten. So ergeben sich als Beispiel im Allgemeinen unterschiedliche Kosten bei Eigenerzeugung oder bei Fremdbezug des Stroms, die Kosten sind daher variabel. Ebenso

ist eine Lastvariabilität durch den Einsatz eines thermischen Speichers vorhanden. Fixkosten, wie z.B. Investitionskosten, werden hingegen in der Zielfunktion nicht berücksichtigt. Der Deckungsbeitrag ergibt sich daher aus den variablen Erlösen abzüglich den variablen Kosten, die für den optimalen Einsatzplan relevant sind. Aufgabe der Optimierung ist die Maximierung des Deckungsbeitrags.

Die zu klärende Frage ist, welche Erlöse und Kosten variabel sind und somit in der Zielfunktion berücksichtigt werden müssen. Zur Beantwortung dieser Frage ist die Zusammensetzung des Strompreises der Haushalte in Abb. 5.3 aufgeschlüsselt dargestellt.

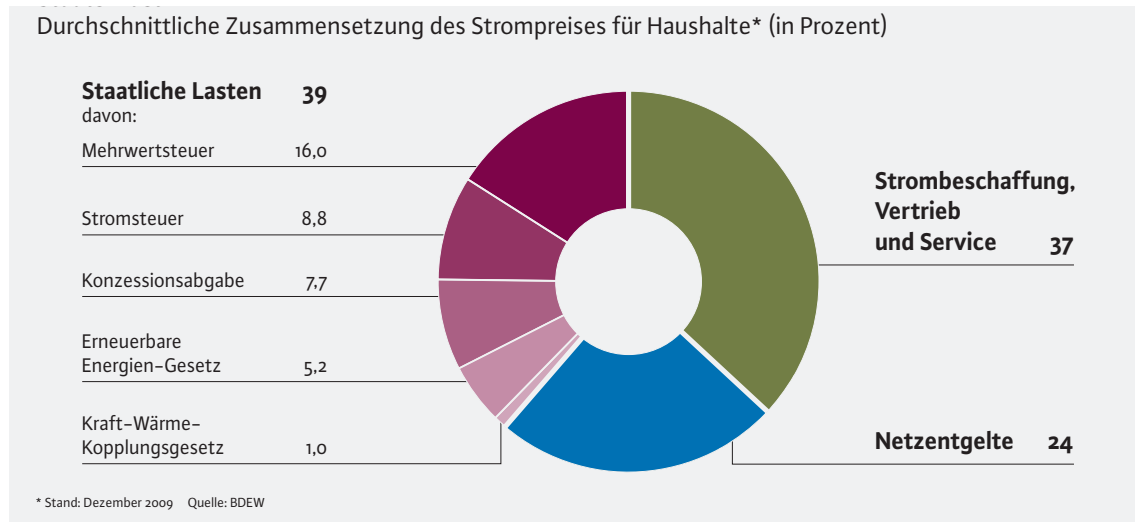


Abbildung 5.3: Durchschnittliche Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte [17]

Der Strompreis teilt sich in die drei großen Segmente staatliche Last, Strombeschaffung, Vertrieb und Service sowie Netzentgelte auf. Die staatlichen Lasten in Form von Steuern und Abgaben können weiter aufgeschlüsselt werden: Mehrwertsteuer, Konzessionsabgaben sowie die Umlagen für das EEG und das KWKG müssen komplett vom Endkunden aufgebracht werden, sind also unabhängig der Bereitstellungsart des Stroms und haben somit keinen Einfluss auf die Optimierung. Bei der Stromsteuer verhält es sich anders. Wie später im Kapitel 6.8 detailliert beleuchtet wird, ist der vom Energieversorger erzeugte Strom teilweise von der Stromsteuer befreit. Das betrifft den eigenverbrauchten Strom und den Strom, der aus Anlagen mit einer maximalen Leistung unter 2 MW in das örtliche Verteilnetz eingespeist wird. Ein von der Stromsteuer befreiter Erzeuger hat im Vergleich zum möglichen externen Strombezug ökonomische Vorteile, folglich wird die Stromsteuer im Optimierungsmodell berücksichtigt. Gleiches gilt für die ebenfalls später im Kapitel 6.8 beschriebenen Netzentgelte für die Netznutzung, die beim externen Strombezug anfallen. Bei dezentral erzeugtem Strom hingegen erhält der Energieversorger je nach Einspeiseebene sogar eine Vergütung für die vermiedene Netznutzung - es ergeben sich so je nach Bereitstellungsart unterschiedliche Kosten. Im Segment Strombeschaffung, Vertrieb und Service ist der Großteil der Gewinnmarge der Energieversorger enthalten. Wird der Strom preiswerter bereitgestellt, steigt die Marge. Die Strombeschaffung wird im Wesentlichen durch die Brennstoffkosten bei eigener Stromerzeugung und den entstehenden Kosten bei Fremdstrombezug bestimmt. Ggf. vorhandene Kosten durch den Kauf von CO_2 -Zertifikaten und Anfahrkosten fließen ebenfalls in die Strombeschaffungskosten mit ein. Die Anfahrkosten sind zusätzliche Kosten, die beim Einschaltvorgang eines Erzeugers im Wesentlichen aus zwei Gründen entstehen:

- a) nach dem Stillstand eines Erzeugers ist dieser teilweise abgekühlt und das Wiederaufwärmen erfordert einen höheren Brennstoffeinsatz
- b) beim Anfahren kommt es zu einem erhöhten Verschleiß der Anlage und somit zu einem erhöhten Wertverlust

Im Optimierungsmodell sind die Anfahrkosten pro Anfahrvorgang, die maximale Anzahl der Anfahrvorgänge innerhalb des Optimierungszeitraums sowie die Mindeststillstands- bzw. Mindestlaufzeiten eines jeden Erzeugers vorgebar. Hauptschwierigkeit ist die Abschätzung des Wertes der Anfahrkosten. Bezogen auf den erhöhten Brennstoffeinsatz können die durch das Anfahren zusätzlich anfallenden Brennstoffkosten als Anfahrkosten interpretiert werden, die sich je nach Anlagentyp stark unterscheiden. Der Verschleiß kann als ein vorzugebender Prozentteil der Investitionssumme berücksichtigt werden. Eine gängige Bewertung aus Service- und Wartungsverträgen ist die Annahme, Kosten von ein bis drei Volllaststunden als Anfahrkosten anzusetzen. Meist handelt es sich um eine grobe Abschätzung. Aus diesem Grund ist es ggf. sinnvoll, die durchs Anfahren anfallenden Kosten bei den Ergebnisdarstellungen als fiktive Kosten⁴⁴ zu kennzeichnen.

Kosten für Vertrieb und Service werden im Optimierungsmodell pauschal als Wartungskosten angegeben. Die Wartungskosten setzen sich dabei aus fixen und variablen Wartungskosten zusammen. Gegen die Kosten gerechnet werden müssen die Erlöse durch Lieferungen von überschüssigem Strom in das öffentliche Netz bzw. bei Handel an der Börse sowie möglichen Vergütungen durch das KWKG und das EEG. Insgesamt setzt sich somit die Zielfunktion aus der Summe folgender variabler Kosten K_i und Erlöse E_i zusammen:

- K_1 Kosten Brennstoff
- K_2 Kosten Strombezug
- K_3 Kosten Anfahren
- K_4 Kosten Netznutzung
- K_5 Kosten Wartung
- K_6 Kosten CO_2 -Zertifikate
- K_7 Kosten Stromsteuer
- K_8 Strafkosten

- E_1 Erlöse Stromlieferung
- E_2 Erlöse KWK-Vergütung
- E_3 Erlöse EEG-Vergütung
- E_4 Erlöse vermiedene Netznutzung

Die Kosten bei Strombezug K_2 und die Erlöse bei Stromlieferung E_1 können bei Handel auf dem Stromspotmarkt auch negative Werte annehmen. Negative Kosten werden intern als Erlöse interpretiert und umgekehrt. Bei den Strafkosten K_8 handelt es sich um fiktive Kosten, um ggf. nicht vermeidbare Verletzungen der Energiebilanzen aufzuzeigen. Die Strafkosten werden mit den bilanzschließenden Variablen \dot{Q}_+ , \dot{Q}_- , P_+ sowie P_- multipliziert und sind dabei so hoch angesetzt⁴⁵, dass die bilanzschließenden Variablen erst Werte ungleich null annehmen, wenn alle anderen Regelmöglichkeiten des Kraftwerksparks ausgeschöpft sind. Wie bereits im Kapitel 5.5 dargestellt, dienen die fiktiven Strafkosten zum Aufzeigen von

⁴⁴Es handelt sich um Kosten, die monetär nicht eindeutig bewertbar sind.

⁴⁵Fiktive Strafkosten sind sehr viel größer als die Summe aus realen Erlösen und Kosten.

unzulässigen Betriebszuständen des Erzeugerparcs.

Im Zuge der Optimierung wird der Deckungsbeitrag maximiert. In Gl. (5.5) ist die sich ergebende Zielfunktion aufgeführt.

$$\sum_{j=1}^4 E_j - \sum_{i=1}^8 K_i \rightarrow \max \quad (5.5)$$

Minimierung der CO_2 -Emissionen

Analog dem Deckungsbeitrag kann auch die Summe der CO_2 -Emissionen als zu optimierende Zielgröße fungieren. Dazu werden die in Tab. 5.2 aufgelisteten Emissionsfaktoren verwendet, um die jeweils durch den Brennstoffeinsatz verursachten CO_2 -Emissionen zu bestimmen. Zusätzlich müssen die beim Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz verursachten CO_2 -Emissionen in die Bilanzierung aufgenommen werden, weil sonst der Strombezug als CO_2 -freie Erzeugungsart bevorzugt eingesetzt werden würde. Die bei Strombezug verursachten CO_2 -Emissionen lassen sich über den Emissionsfaktor des deutschen Strommixes bestimmen. Für die Optimierungen wird dafür der Wert 572 g/kWh_{el} aus [80] verwendet.

Tabelle 5.2: Emissionsfaktoren ausgewählter Brennstoffe [79]

Brennstoff	Einheit	Emissionsfaktor
Erdgas H	g/kWh	201
Heizöl EL	g/kWh	271
Steinkohle	g/kWh	334
Hartbraunkohle	g/kWh	346
Biomasse	g/kWh	0

Für eine umfassendere Bewertung des Erzeugerparcs muss außerdem das CO_2 -Einsparpotential der KWK-Anlagen Berücksichtigung finden. Dieser Sachverhalt soll anhand eines einfachen Beispiels erläutert werden. Muss ein Energieversorger einen vorgegebenen Bedarf an Strom und Wärme decken und besteht der Erzeugerpark aus einer KWK-Anlage, einem Heißwasserkessel und einem thermischen Speicher, so würde bei einer Optimierung nur nach dem CO_2 -Ausstoß durch Brennstoff und Strombezug die KWK-Anlage nach dem elektrischen Bedarf gefahren. Der zusätzliche thermische Bedarf wird durch den Kessel in Kombination des thermischen Speichers gedeckt, da der thermische Wirkungsgrad des Kessels im Allgemeinen größer als der des BHKWs ist. Theoretisch könnte aber zumindest ein Teil der Kesselleistung durch die KWK-Anlage ersetzt werden, was aber einen Anstieg des CO_2 -Ausstoßes innerhalb der Systemgrenze Erzeugerpark mit sich bringt. Im Bezugsraum Deutschland hingegen würde der Einsatz der KWK-Anlage nach der Merit-Order-Kurve zunächst die Kraftwerke verdrängen, die die schlechtesten Nutzungsgrade aufweisen. Welche Kraftwerke das konkret sind, ist lokal unterschiedlich, lässt sich für den Bezugsraum Deutschland durch den deutschen Verdrängungsmix bestimmen. Nach [22] besteht der deutsche Verdrängungsmix zu 86,5 % aus Steinkohle, zu 11,4 % aus Erdgas, zu 1,4 % aus Braunkohle und zu 0,7 % aus Heizöl, wodurch sich insgesamt ein spezifischer CO_2 -Emissionsfaktor von 821 g/kWh_{el} ergibt. Global betrachtet spart die zusätzliche KWK-Leistung potentiell CO_2 ein, da ein Kraftwerk mit hohem CO_2 -Emissionsfaktor verdrängt wird. Es fließen daher die potentiellen CO_2 -Einsparungen

in die Optimierung ein. Das Potential berechnet sich dabei aus der in das öffentliche Netz eingespeisten elektrischen Leistung multipliziert mit dem CO_2 -Emissionsfaktor des deutschen Verdrängungsmixes. Die Gesamt- CO_2 -Emissionen setzen sich somit aus folgenden Bestandteilen zusammen:

EM_1 CO_2 -Emissionen Brennstoff
 EM_2 CO_2 -Emissionen Strombezug
 EM_3 CO_2 -Emissionen Einsparung (negative Emissionen)

Zusätzlich werden die bereits bei der Maximierung des Deckungsbeitrags vorgestellten fiktiven Strafkosten, als fiktive CO_2 -Emissionen interpretiert. Sie werden analog den fiktiven Strafkosten so hoch angesetzt, dass die bilanzschließenden Variablen nur dann Werte ungleich null annehmen, wenn unzulässige Betriebszustände vorliegen.

EM_4 fiktive CO_2 -Emissionen

In Summe ergibt sich die in Gl. (5.6) aufgeführte Zielfunktion.

$$EM_1 + EM_2 - EM_3 + EM_4 \rightarrow \min \quad (5.6)$$

Zusätzlich soll die bereits vorgestellte Zielfunktion des Deckungsbeitrags in die Minimierung der CO_2 -Emissionen einfließen. Es werden somit gleichzeitig zwei Ziele verfolgt: die Minimierung der CO_2 -Emissionen sowie die Maximierung des Deckungsbeitrags. Damit handelt es sich um eine *Mehrzieloptimierung*⁴⁶, für die verschiedene Lösungsansätze existieren. Für die Optimierung wird die Methode der *Lexikographischen Ordnung von Zielen* [33] verwendet, d.h. nach einer vorgegebenen Reihenfolge der einzelnen Zielfunktionen erfolgen sequentiell Einzeloptimierungen. Für die Optimierung bedeutet das konkret, dass zunächst die CO_2 -Emissionen und anschließend innerhalb der sich ergebenden Lösungsmenge die Summe aus Erlösen und Kosten maximiert werden. Dazu findet die Gl. (5.5) ohne die fiktiven Strafkosten Verwendung. Bei allen durchgeführten Optimierungen bei Minimierung der CO_2 -Emissionen wird die eben beschriebene Mehrzieloptimierung durchgeführt.

Minimierung der Primärenergie

Neben der Maximierung des Deckungsbeitrags sowie der Minimierung der CO_2 -Emissionen ist eine Minimierung der Primärenergie möglich. Das Vorgehen ist analog dem bei den CO_2 -Emissionen. Die verwendete Primärenergie berechnet sich über den *Primärenergiefaktor*. Eine ausführliche Definition des Begriffs und Berechnungsgrundlagen finden sich in [32]. Die Werte der Primärenergiefaktoren ausgewählter Brennstoffe, der Fernwärme, von Umweltenergie sowie des Strommixes sind in Tab. 5.3 aufgelistet. Für die Optimierungen werden aus dieser Tabelle nur die Primärenergiefaktoren für den jeweils verwendeten Brennstoff und den Strommix benötigt.

Das Primärenergieeinsparpotential ergibt sich mit Hilfe des Primärenergiefaktors des deutschen Verdrängungsmixes, der in [66] je nach Berechnungsart mit 2,8 bzw. 2,9 angegeben wird. Mit

⁴⁶im Englischen als *Multi-Objective Optimization* bezeichnet

Tabelle 5.3: Primärenergiefaktoren ausgewählter Brennstoffe [3]

Energieträger	Primärenergiefaktor	
	insgesamt	nicht erneuerbarer Anteil
Erdgas H	1,1	1,1
Heizöl EL	1,1	1,1
Flüssiggas	1,1	1,1
Steinkohle	1,1	1,1
Braunkohle	1,2	1,2
Holz	1,2	0,2
Fernwärme aus KWK	0,7	0,7 ⁵
Fernwärme aus Heizwerken	1,3	1,3 ⁶
Strommix	2,8	2,4
Umweltenergie ⁷	1,0	0,0

Einführen fiktiver Primärenergie bei Verletzung der Wärme- oder Strombilanzen ergeben sich folgende Bestandteile der Gesamtprimärenergie:

PE_1 Primärenergie Brennstoff

PE_2 Primärenergie Strombezug

PE_3 Primärenergie Einsparung (negative Primärenergie)

PE_4 fiktive Primärenergie

In Summe ergibt sich die in Gl. (5.7) aufgeführte Zielfunktion.

$$PE_1 + PE_2 - PE_3 + PE_4 \rightarrow \min \quad (5.7)$$

Auch bei der Minimierung der Primärenergie wird die bereits bei der Minimierung der CO_2 -Emissionen vorgestellte Mehrzieloptimierung durchgeführt, d.h im ersten Schritt erfolgt eine Minimierung der Primärenergie und anschließend eine Maximierung des Deckungsbeitrags.

5.7 Linearisierung realer Kurvenverläufe

Im Optimierungsmodell müssen aufgrund der Festlegung auf ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem alle verwendeten Nebenbedingungen und die Zielfunktion linear sein. Einige das Optimierungsmodell beschreibende Gleichungen und Ungleichungen sind nichtlinear, sodass eine Anpassung der Nebenbedingungen erfolgen muss. Als Beispiel ist in Tab. 5.4 der Verlauf der Wirkungsgrade η und der Stromkennzahl σ bei Teillast einer realen BHKW-Anlage tabellarisch dargestellt. Die thermische Nennleistung \dot{Q} der Anlage beträgt 10 MW, welche bis zu einer Teillast von 5 MW moduliert werden kann. Außerdem ist ein Ausschalten der Anlage möglich, die thermische Leistung beträgt in diesem Fall 0 MW – Wirkungsgrade und die Stromkennzahl werden nicht betrachtet. Der Leistungsbereich von 0 MW bis 5 MW kann vom BHKW nicht betrieben werden und ist daher ohne Kennwerte.

⁵0,0 bei Verwendung von erneuerbaren Brennstoffen

⁶0,1 bei Verwendung von erneuerbaren Brennstoffen

⁷z.B. Solarenergie, Umweltwärme

Tabelle 5.4: Verlauf der Wirkungsgrade und der Stromkennzahl bei Teillast eines BHKWs

\dot{Q} (in MW)	η (in %)			σ
	elektrisch	thermisch	gesamt	
10,0	33,00	51,50	84,50	0,64
9,5	32,50	51,75	84,25	0,63
9,0	32,00	52,00	84,00	0,62
8,5	31,50	52,25	83,75	0,60
8,0	31,00	52,50	83,50	0,59
7,5	30,50	52,75	83,25	0,58
7,0	30,00	53,00	83,00	0,57
6,5	29,50	53,25	82,75	0,55
6,0	29,00	53,50	82,50	0,54
5,5	28,50	53,75	82,25	0,53
5,0	28,00	54,00	82,00	0,52
0	-	-	-	-

Es ist zu erkennen, dass mit fallender thermischer Leistung der elektrische Wirkungsgrad sinkt, der thermische und der Gesamtwirkungsgrad hingegen steigen. Folglich nimmt bei Teillast die Stromkennzahl ab. Der beschriebene qualitative Verlauf ist bei allen BHKWs beobachtbar und führt zu einem nichtlinearen Kurvenverlauf der Kennlinie im P - \dot{Q} -Diagramm. Die diese Kennlinie beschreibende Gleichung im Optimierungsmodell muss entsprechend so angepasst werden, dass die Linearitätsbedingung eingehalten wird.

In Abb. 5.4 ist der sich aus den Kenndaten aus Tab. 5.4 ergebende Verlauf der Kennlinie im P - \dot{Q} -Diagramm grafisch dargestellt. Die schwarze Linie gibt den realen Verlauf der Kennlinie wieder. Es ist ein konvexer Kurvenverlauf mit schwacher Krümmung erkennbar. Die schwarz gepunktete Linie dient daher als Vergleichsgerade zur Verdeutlichung der Krümmung. Die elektrische Leistung des BHKWs P bewegt sich im Bereich von 2,6 MW bis 6,4 MW. Der schwarze Punkt im Koordinatenursprung markiert den Zustand, dass das BHKW ausgeschaltet ist. In diesem Punkt sind die thermische und elektrische Leistung gleich null. Grau hinterlegt ist der nicht fahrbare Leistungsbereich der Anlage.

Zielstellung ist eine sinnvolle und praktikable Linearisierung der Kennlinie des BHKWs. Die einfachste Lösung ist es, die Stromkennzahl am Auslegungspunkt für alle Leistungspunkte zu übernehmen, d.h. einen konstanten Wert anzunehmen (Fall I). Dies ist vor allem dann notwendig, wenn keine Daten für den Teillastfall zur Verfügung stehen. Wie in der schwarz gepunkteten Linie in Abb. 5.5 ersichtlich, ergeben sich vertretbare Abweichungen bei stärker gekrümmten Kurvenverläufen nur in der Nähe des Auslegungspunktes. Geringere Abweichungen werden über eine Approximation durch eine Ausgleichsgerade⁵⁰ der Form $y = ax + b$ erzielt (Fall II). Die Approximation ist umso genauer, je geringer die Krümmung der Kurve ist, wie an der schwarz gestrichelten Linie in Abb. 5.5 ersichtlich. Bei Vorhandensein der notwendigen Daten in Form der elektrischen und thermischen Leistung für mehrere Betriebspunkte⁵¹ lassen sich leicht über eine Regressionsanalyse die Koeffizienten der Ausgleichsgerade finden. Die Abweichungen der Fälle I und II im Vergleich zum realen Verlauf der Kennlinie des BHKWs (absolut und relativ zur realen Kurve) sind in Tab. 5.5 aufgelistet. Im Optimierungsmodell werden die die Ausgleichsgeraden beschreibenden Koeffizienten direkt hinterlegt.

⁵⁰lineare Regression bzw. Minimierung der Fehlerquadrate

⁵¹aus Kennblättern der Anlage oder aus Messwerten

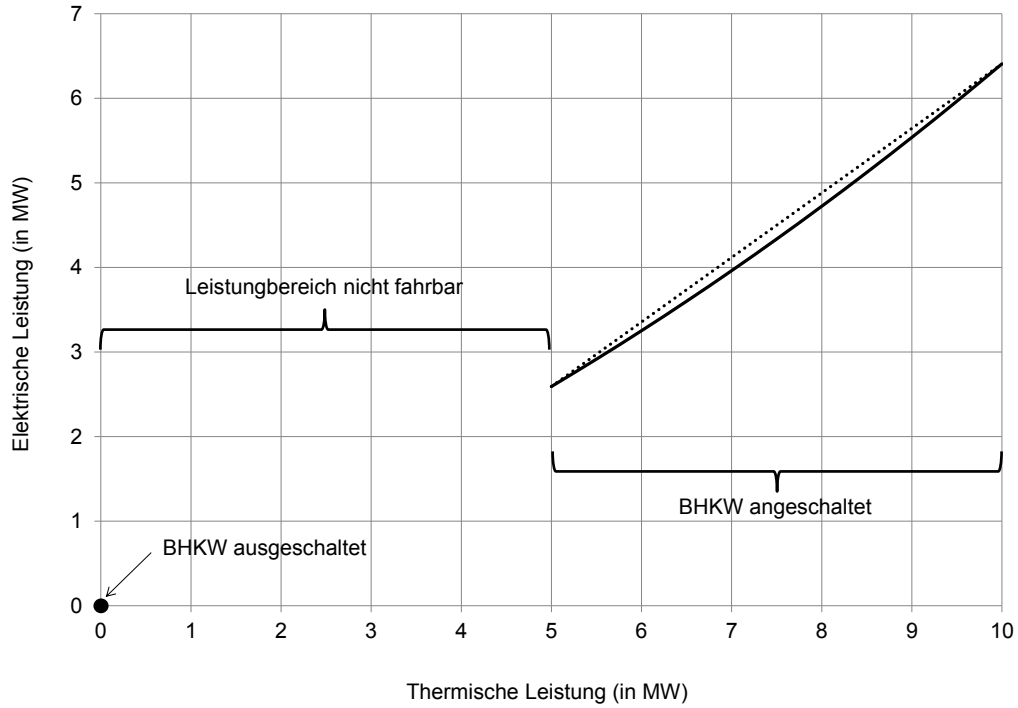


Abbildung 5.4: Darstellung der Kennlinie eines BHKWs im P - Q -Diagramm

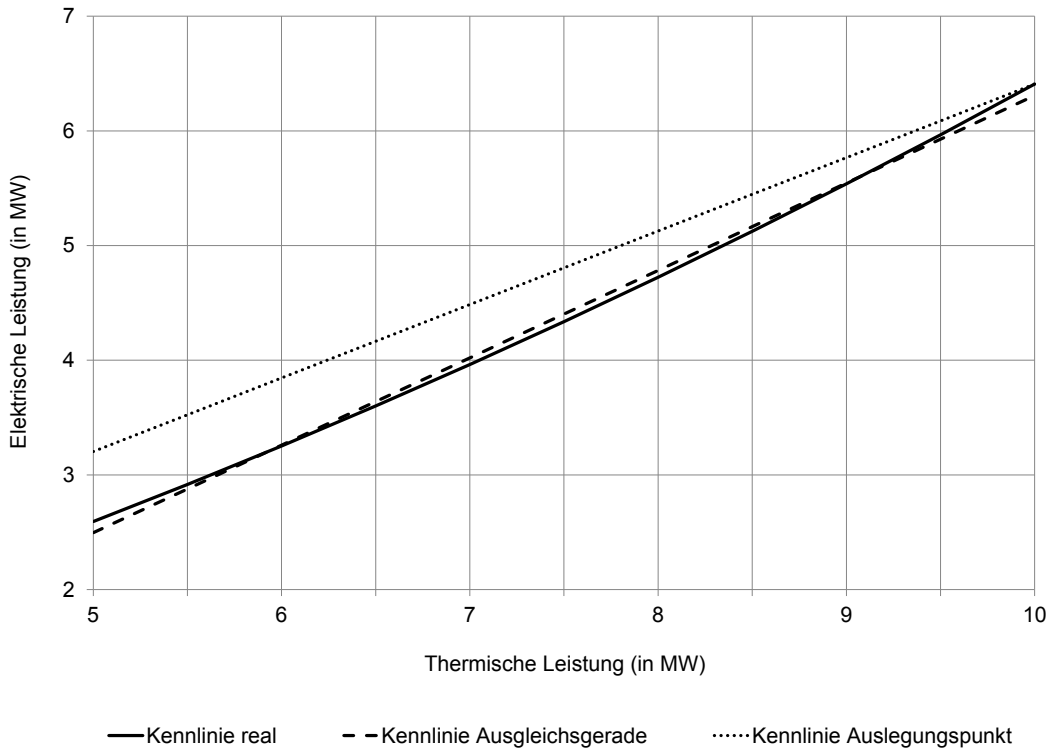


Abbildung 5.5: BHKW: Vergleich realer Verlauf der Kennlinie, Verlauf der approximierten Kennlinie durch den Auslegungspunkt und Verlauf der Ausgleichsgerade

Eine noch genauere Approximation kann durch eine stückweise Linearisierung erreicht werden. Bei dieser Methode erfolgen lineare Approximationen für eine beliebige Anzahl von Bereichen

Tabelle 5.5: absolute und relative Abweichungen der Kurvenverläufe der Kennlinie des BHKWs im Vergleich zum realen Verlauf

\dot{Q} (in MW)	P (in MW)			ΔP (in MW)		ΔP_{rel} (in %)	
	real	Fall I	Fall II	Fall I	Fall II	Fall I	Fall II
10,0	2,59	3,20	2,50	0,61	0,10	23,58	3,75
9,5	2,92	3,52	2,88	0,61	0,04	20,85	1,34
9,0	3,25	3,84	3,26	0,60	0,01	18,21	0,18
8,5	3,60	4,17	3,64	0,56	0,04	15,67	1,07
8,0	3,96	4,49	4,02	0,52	0,06	13,20	1,47
7,5	4,34	4,81	4,40	0,47	0,07	10,82	1,51
7,0	4,72	5,13	4,78	0,40	0,06	8,52	1,26
6,5	5,12	5,45	5,16	0,32	0,04	6,29	0,78
6,0	5,54	5,77	5,55	0,23	0,01	4,13	0,13
5,5	5,97	6,09	5,93	0,12	0,04	2,03	0,66
5,0	6,41	6,41	6,31	0,00	0,10	0,00	1,55

der Funktion getrennt. Bei einer stückweisen Linearisierung von vorgegebenen diskreten Kenndaten lässt sich in Abhängigkeit der Anzahl der Stützstellen eine perfekte Übereinstimmung mit dem realen Kurvenverlauf erreichen, bei einer Approximation von Messdaten hingegen ergeben sich im Allgemeinen Abweichungen. Da die Krümmung der Kurve der Kennlinie im obigen Beispiel nur wenig ausgeprägt ist, dient eine in Abb. 5.6 dargestellte stückweise Linearisierung einer Sinuskurve der Visualisierung des Vorgehens. Es ist einleuchtend, dass die Approximation umso genauer, je schwächer die Krümmung der Kurve in dem jeweiligen Bereich ist. Durch Erhöhung der Anzahl der Stützstellen kann eine beliebig genaue Annäherung erreicht werden.

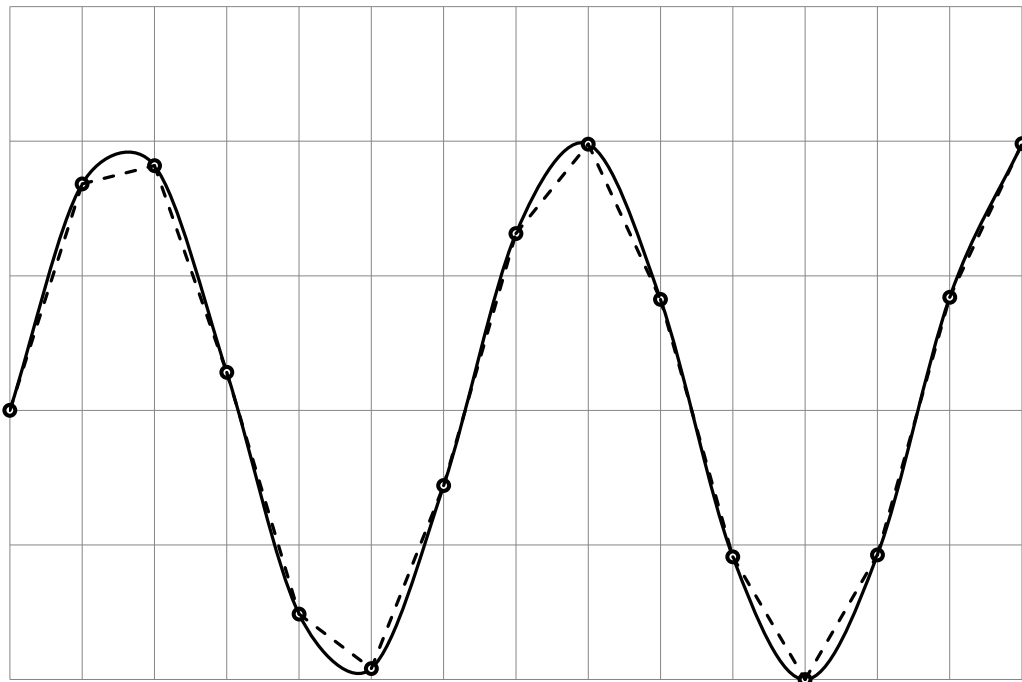


Abbildung 5.6: Demonstration der stückweisen Linearisierung (schwarz gestrichelte Linie) am Beispiel einer Sinuskurve (schwarze Linie)

Nachteil der Methode der stückweisen Linearisierung ist die in der Regel deutlich erhöhte Rechenzeit, da zusätzliche Binärvariablen zur Kennzeichnung des Gültigkeitsbereiches der einzelnen Geradenstücken verwendet werden müssen. Die Modellierung selbst kann effizient mit Hilfe von *SOS-Variablen*⁵² erfolgen [36]. Die Methode der stückweisen Linearisierung kann über eine händische Modifikation des Optimierungsmodells verwendet werden.

Die vorgestellten Methoden lassen sich nicht nur zur Bestimmung des Verlaufs der Kennlinie im P - \dot{Q} -Diagramm verwenden. Analog finden diese als Beispiel bei der Approximation des elektrischen Wirkungsgrads und Eigenbedarfs sowie des Brennstoffverbrauchs und der Approximation des Kennlinienfelds (P - \dot{Q} -Diagramm) bei Heizkraftwerken mit Entnahme-Kondensationsturbinen Verwendung.

⁵²SOS steht für special ordered set.

6 RANDBEDINGUNGEN FÜR DAS OPTIMIERUNGSMODELL

6.1 Einleitung

In diesem Kapitel erfolgt die Beschreibung der sich aus den gegebenen technischen Randbedingungen der Erzeuger und Speicher sowie aus den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ergebenden Restriktionen des Optimierungsmodells von FWOpt. Dazu werden die Funktionsweise der wählbaren Erzeuger und der Speicher kurz vorgestellt und die daraus ableitbaren wesentlichen Restriktionen in Form von Gleichungen und Ungleichungen aufgestellt. Ähnliches gilt für die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

6.2 Heizkraftwerke

In einem *Heizkraftwerk* (HKW) werden in einem Koppelprozess elektrische und thermische Energie aus fossilen oder regenerativen Brennstoffen gewonnen. Dabei erfolgt eine Umwandlung der technischen Arbeit des Arbeitsmittels Wasser bzw. Wasserdampf in einer Dampfturbine. Es werden zwei verschiedene Arten von Dampfturbinen unterschieden: Bei einer Entnahme-Kondensationsturbine verfügt der Prozessdampf nach der Turbine über einen minimal möglichen Druck, was mit einer Maximierung der Stromausbeute einhergeht. Bei einer Gegendruckturbine hingegen ist die Dampftemperatur noch so groß, um das Medium des Fernwärmenetzes erwärmen zu können. Dies bringt im Vergleich zur Kondensationsturbine Stromeinbußen mit sich.

In Abb. 6.1 ist das Blockschaltbild eines Heizkraftwerkes abgebildet. Das Arbeitsmedium Wasser wird durch die Speisewasserpumpe in den Dampferzeuger transportiert. Dort wird das Wasser verdampft und ggf. überhitzt. Im Leistungsbereich von 10 MW bis 200 MW werden Frischdampfdrücke von 40 bar und Temperaturen zwischen 400 °C und 535 °C erreicht [59]. Anschließend wird der Frischdampf in der Turbine entspannt – je nach Leistung der Anlage auch mehrstufig in einem Hoch-, Mittel- und Niederdruckteil. Bei einer Gegendruckturbine wird nach der Turbine der Dampf komplett einem oder mehreren Wärmeübertragern zugeführt und zur Bereitstellung von Wärme⁵³ genutzt. Der Dampf kondensiert in dem Wärmeübertrager vollständig aus, sodass der Kreislauf geschlossen ist. Alternativ kann bei einer Entnahme-Gegendruckturbine ein Teil des Dampfes bereits zwischen den einzelnen Druckstufen entnommen werden. Bei beiden Turbinen steigt bei Erhöhung der elektrischen Leistung die entkoppelte thermische Leistung nahezu im gleichen Maße. Im P - \dot{Q} -Diagramm ergibt sich daher ein annähernd linearer Kurvenverlauf [72], dessen Abbildung im Optimierungsmodell durch Gl. (6.1) erfolgt. Dabei sind sk_{var} und sk_{kon} die über eine Linearisierung des realen Verlaufs der sich im P - \dot{Q} -Diagramm ergebenden Kurve zu bestimmende Koeffizienten, $inBetrieb$ ist die Binärvariable, die wiedergibt, ob die Anlage ein- oder ausgeschaltet ist. Bei Stillstand

⁵³z.B. für Fernwärme oder Industriekunden

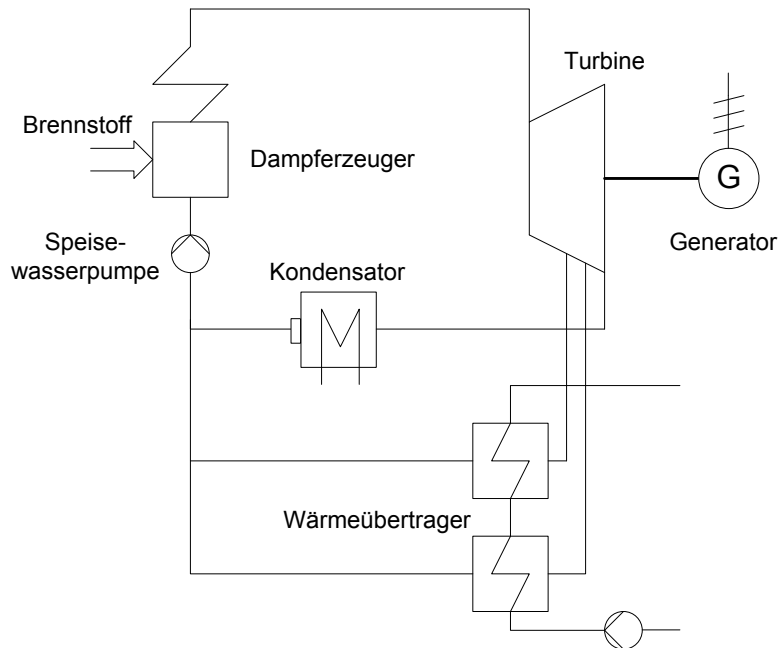


Abbildung 6.1: Blockschaltbild Heizkraftwerk

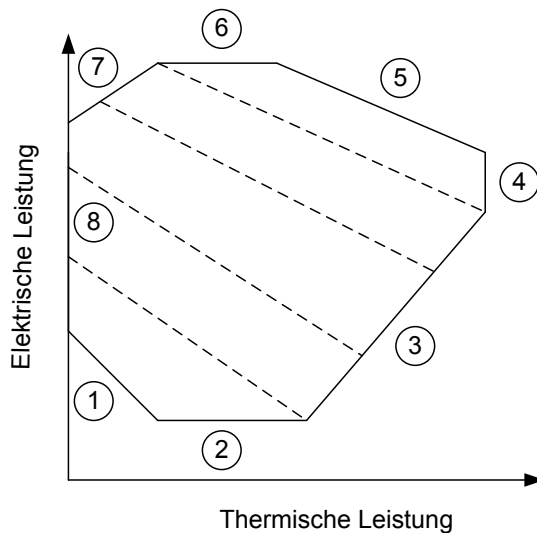
der Anlage hat die Variable $inBetrieb$ den Wert null und auch P und \dot{Q} nehmen aufgrund weiterer Nebenbedingungen wie gefordert den Wert null an. Analog wird über die Gl. (6.2) mit den zu bestimmenden Regressionskoeffizienten w_{var} und w_{kon} der Zusammenhang zwischen der elektrischen Leistung P und der Brennstoffleistung \dot{Q}_{Bs} dargestellt. Um eine gewisse Flexibilität der Fahrweise von Entnahme-Gegendruckturbinen zu erreichen, können Hilfskühler verwendet werden.

$$P = sk_{var} \cdot \dot{Q} + sk_{kon} \cdot inBetrieb \quad (6.1)$$

$$P = w_{var} \cdot \dot{Q}_{Bs} + w_{kon} \cdot inBetrieb \quad (6.2)$$

Bei einer Entnahme-Kondensationsturbine hingegen kann der Dampf flexibel auf die Kondensatoren verteilt werden. In gewissen Grenzen erfolgt so eine Entkopplung der Wärmeabgabe und der Stromproduktion. Prinzipiell kann im Vergleich zu Gegendruckturbinen eine höhere Stromausbeute erreicht werden, da der Druck nach der Turbine niedriger ist. Im P - \dot{Q} -Diagramm ergibt sich kein Kurvenverlauf, sondern vielmehr eine Fläche. Alle Betriebspunkte innerhalb dieser Fläche können durch die Anlage gefahren werden. Beispielhaft ist ein Kennlinienfeld in Abb. 6.2 dargestellt.

Die schwarz gestrichelten Linien sind Betriebspunkte mit jeweils konstantem Brennstoffverbrauch. Nach [49] kann in guter Näherung von linearen Verläufen der Linien ausgegangen werden, die im Optimierungsmodell wieder durch Linearisierungen der realen Kurvenverläufe der Frischdampfmasseströme durch Gl. (6.3) dargestellt werden. $m_{var,\dot{Q}}$, $m_{var,P}$ und m_{kon} sind die durch die Regression zu bestimmenden Koeffizienten. Durch Vorgabe des maximalen



- 1 Minimale Dampferzeugerleistung bzw. minimale Frischdampfmenge
- 2 Minimale Generatorleistung
- 3 Gegendrucklinie
- 4 Maximale Heizleistung
- 5 Maximale Dampferzeugerleistung bzw. maximale Frischdampfmenge
- 6 Maximale Generatorleistung
- 7 Durch die Schluckfähigkeit der Niederdruckturbine begrenzte elektrische Leistung
- 8 Minimale Heizleistung

Abbildung 6.2: Kennlinienfeld einer Entnahme-Kondensationsturbine

bzw. minimalen Frischdampfmassestroms $\dot{m}_{Fd,max}$ bzw. $\dot{m}_{Fd,min}$ der Anlage ergeben sich die Grenzen (1) und (5) des Kennfelds.

$$\dot{m}_{Fd} = m_{var,\dot{Q}} \cdot \dot{Q} + m_{var,P} \cdot P + m_{kon} \cdot inBetrieb \quad (6.3)$$

Die Begrenzungen durch die Gegendrucklinie (3) bzw. der maximalen Schluckfähigkeit der Turbine (7) des Kennfelds sind durch Gl. (6.4) bzw. Gl. (6.5) im Optimierungsmodell integriert. g_{var} , g_{kon} , s_{var} und s_{kon} sind die durch Regression zu bestimmenden Koeffizienten.

$$P \geq g_{var} \cdot \dot{Q} + g_{kon} \cdot inBetrieb \quad (6.4)$$

$$P \leq s_{var} \cdot \dot{Q} + s_{kon} \cdot inBetrieb \quad (6.5)$$

Die restlichen Begrenzungen (2), (4), (6) und (8) des Kennfelds ergeben sich im Optimierungsmodell durch Vorgabe der Ober- und Untergrenze von Generator- und Heizleistung.

6.3 Heizwerke und Heizkessel

Heizwerke und Heizkessel (HW) dienen ausschließlich der Bereitstellung thermischer Energie. Der Hauptunterschied liegt im Leistungsbereich. Während Heizkessel im unteren Leistungsbereich von wenigen kW bis zu wenigen MW angesiedelt sind, können Heizwerke thermische Leistungen von über 25 MW bereitstellen. Außerdem wird bei Heizkesseln mitunter die gewonnene Wärme direkt in das Wärmenetz eingespeist - sonst erfolgt wie bei den Heizwerken

eine indirekte Einspeisung über Wärmeübertrager. Das Blockschaltbild eines Heizwerkes ist in Abb. 6.3 abgebildet. Heizwerke und -kessel werden heutzutage oftmals nur als Reserve- und Spitzenlastanlagen verwendet, vereinzelt versorgen sie auch kleinere Wärmenetze. Im Allgemeinen werden sehr hohe Brennstoffnutzungsgrade von über 90 % erreicht, die auch im Teillastfall nicht stark absinken. Im Optimierungsmodell wird der Zusammenhang zwischen der abgegebenen thermischen Leistung des Heizwerkes bzw. des Heizkessels \dot{Q} und der aufgewendeten Brennstoffleistung \dot{Q}_{Bs} durch Gl. (6.6) dargestellt, wobei w_{var} und w_{kon} analog den Heizkraftwerken die durch Linearisierung des realen Verlaufs zu bestimmenden Koeffizienten sind.

$$\dot{Q} = w_{var} \cdot \dot{Q}_{Bs} + w_{kon} \cdot inBetrieb \quad (6.6)$$

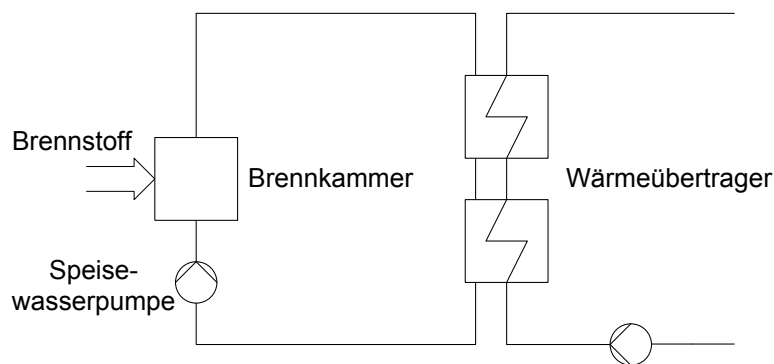


Abbildung 6.3: Blockschaltbild Heizwerk

6.4 Blockheizkraftwerke

Ein *Blockheizkraftwerk* (BHKW) ist analog dem Heizkraftwerk eine KWK-Anlage, die gleichzeitig elektrische und thermische Energie bereitstellt. Die erzeugten Leistungen liegen im Bereich von einigen kW bis hin zu mehreren MW. Durch die Kraft-Wärme-Kopplung können Brennstoffausnutzungsgrade von bis zu 90 % und gegenüber der getrennten Erzeugung von Wärme und Strom Brennstoffeinsparungen von bis zu 20 % erreicht werden [88]. Es ist üblich mehrere BHKW-Module zu einer Anlage zusammenzufassen. Bei einer wirtschaftlichen Bewertung⁵⁴ der Anlage wird die Gesamtleistung aller Module sowie das Baujahr der ältesten Anlage angegeben. Eine Anlage unter 50 kW wird im Allgemeinen als Mini-BHKW, eine Anlage unter 15 kW als Mikro-BHKW bezeichnet.

Wie in Abb. 6.4 vereinfacht dargestellt, besteht ein BHKW aus einem Motor mit Generator und Netzkopplung sowie einem Kühlwasser- und Abgaswärmeübertrager. Typischerweise handelt es sich dabei um einen Verbrennungsmotor, teilweise werden an das BHKW angepasste Spezialmotoren eingesetzt. Eine Alternative ist die Verwendung von Gasturbinen. Die Generatoren sind direkt mit den Motoren gekoppelt, übliche Drehzahlen betragen 1500 U/min. Bei großen BHKWs über 3 MW elektrischer Leistung sind die Drehzahlen geringer [76]. Die gewonnene Energie kann direkt vor Ort genutzt oder in das öffentliche Netz eingespeist

⁵⁴z.B. notwendig für die Vergütung durch das KWK-Gesetz

werden. Kühlwasser- und Abgaswärmeübertrager sind in der Regel in Reihe geschaltet. Davor kann sich noch ein Ladeluft- bzw. Ölkühler befinden, um das Rücklaufheizwasser vorzuwärmen.

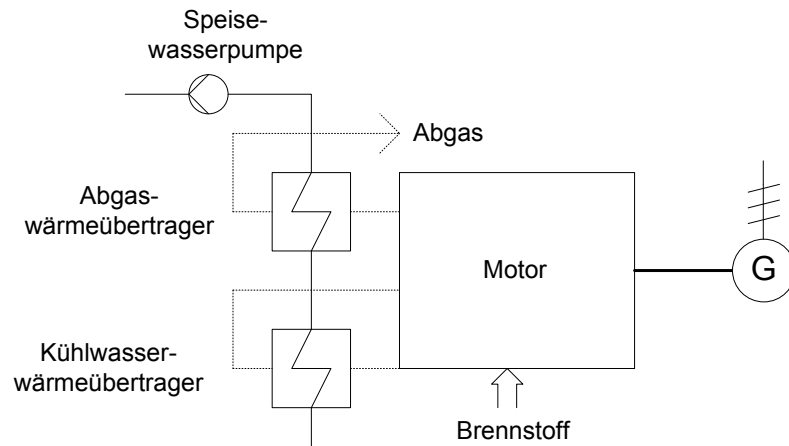


Abbildung 6.4: Blockschaftbild Blockheizkraftwerk

Im Auslegungsfall können BHKWs elektrische Wirkungsgrade zwischen 30 % und 42 % erreichen. Bei Teillast⁵⁵ sinken die Werte der elektrischen Wirkungsgrade annähernd linear. Die Differenzen zwischen den Wirkungsgraden bei Minimal- und Maximalleistung betragen 7 % bis 10 % [75]. Der Einfluss der Außentemperatur auf den elektrischen Wirkungsgrad ist in der Regel vernachlässigbar, auf den thermischen Wirkungsgrad bei einer Freiluftaufstellung hingegen nicht. Dieser sinkt spürbar bei fallenden Außentemperaturen aufgrund von steigenden thermischen Verlusten. Im Teillastbetrieb des BHKWs ist ein Ansteigen des thermischen Wirkungsgrades zu beobachten, sodass der Gesamtwirkungsgrad für alle Betriebsweisen annähernd konstant bei 80–90 % bleibt. In der Regel steigen die Brennstoffnutzungsgrade mit größeren Anlagenleistungen und geringeren Rücklauftemperaturen.

In seltenen Fällen – vor allem wenn ein Dauerbetrieb der Anlage angestrebt wird – finden nach [82] Hilfskühler⁵⁶ auch bei BHKWs Verwendung, was den Gesamtwirkungsgrad deutlich reduziert.

Analog einem Heizkraftwerk ergibt sich ein annähernd linearer Verlauf im P - \dot{Q} -Diagramm bzw. P - \dot{Q}_{B5} -Diagramm, die im Optimierungsmodell durch Gl. (6.1) bzw. Gl. (6.2) abgebildet sind.

6.5 Solarthermische Anlagen

Solarthermie ist die Transformation der Sonnenstrahlung in nutzbare Wärme. Technisch umgesetzt wird dies mit Hilfe von *thermischen Solarkollektoren*, welche die kurzwellige Sonnenstrahlung durch einen Absorber aufnehmen und in langwellige Wärmestrahlung umwandeln. Alle Kollektoren funktionieren nach dem gleichen Prinzip: Kurzwellige Sonnenstrahlung, sichtbares Licht also, trifft auf den Kollektor. Der meist aus einer schwarzen Platte aus Metall oder Kunststoff bestehende und direkt auf dem Kollektor befindliche Absorber nimmt einen Teil

⁵⁵bis minimal 40 % der Nominalleistung

⁵⁶in diesem Fall Bezeichnung als Notkühler

der Strahlung auf und wandelt diese in langweilige Infrarotstrahlung, also innere Energie, um und gibt diese an einen ihn durchfließenden Wärmeträger ab. In den meisten Fällen fungiert dabei Wasser als Wärmeträger.

Welcher Anteil der auf die Solaranlage treffende Strahlung in den Absorber gelangt, hängt von dem allgemeinen Aufbau der Solarthermie-Anlage und den optischen Eigenschaften der Abdeckung ab. Als Kenngröße für die Verluste durch die Abdeckung wird der *Konversionsfaktor* η_0 angegeben. Konversionsfaktoren liegen im Bereich von 0,55 bis 0,95. Um möglichst hohe optische Wirkungsgrade zu erreichen, müssen die Flächen optimal ausgerichtet sein, was stets an eine Bedingung geknüpft ist. Typischerweise soll der Jahresertrag maximiert werden, auch das Erreichen eines Leistungsmaximums in den Wintermonaten, da zu dieser Zeit der Bedarf an thermischer Energie am höchsten ist, ist eine übliche Bedingung.

Neben den optischen Verlusten entstehen weiterhin Wärmeverluste durch Konvektion an die Umgebung. Auf der Rückseite des Flachkollektors können diese nahezu vollständig durch eine Isolierung verhindert werden, auf der Vorderseite dienen ein oder mehrere Glasscheiben der Reduzierung derselben. Eine Quantifizierung erfolgt durch den thermischen Wirkungsgrad η_{th} , der durch Gl. (6.7) bestimmt werden kann.

$$\eta_{th} = \frac{k_1 \cdot (\vartheta_K - \vartheta_U)}{\dot{G}_{g,A}} + \frac{k_2 \cdot (\vartheta_K - \vartheta_U)^2}{\dot{G}_{g,A}} \quad (6.7)$$

- ϑ_U mittlere Umgebungstemperatur (in K)
- ϑ_K mittlere Kollektortemperatur (in K)
- $\dot{G}_{g,A}$ auf die Absorberfläche auftreffende Globalstrahlung (in W/m²)
- k_1 einfacher Wärmeverlustkoeffizient (in W/(m² · K))
- k_2 quadratischer Wärmeverlustkoeffizient (in W/(m² · K²))

Zu beachten ist, dass sowohl k_1 als auch k_2 von der Bauart des Kollektors sowie ϑ_K von den Temperaturen im Wärmenetz bzw. im Solarkreislauf abhängen, genauer gesagt je nach Einspeisesituation von der Vorlauftemperatur ϑ_V und der Rücklauftemperatur ϑ_R des Wärmenetzes bzw. des Solarkreislaufes. Da die mittlere Kollektortemperatur schwer zu bestimmen ist, wird in der Regel die Mitteltemperatur ϑ_M der Flüssigkeit im Absorber verwendet [5]. Diese kann mit Hilfe von Gl. (6.8) berechnet werden.

$$\vartheta_M = \frac{\vartheta_V + \vartheta_R}{2} \quad (6.8)$$

Der Gesamtwirkungsgrad η ergibt sich aus der Differenz des optischen und des thermischen Wirkungsgrads durch Gl. (6.9).

$$\eta = \eta_0 - \frac{k_1(\vartheta_M - \vartheta_U)}{\dot{G}_{g,A}} - \frac{k_2(\vartheta_M - \vartheta_U)^2}{\dot{G}_{g,A}} \quad (6.9)$$

Wie in Abb. 6.5 ersichtlich, ergeben sich unterschiedliche Wirkungsgrade für unterschiedliche auf die Absorberfläche treffende Globalstrahlungen⁵⁷.

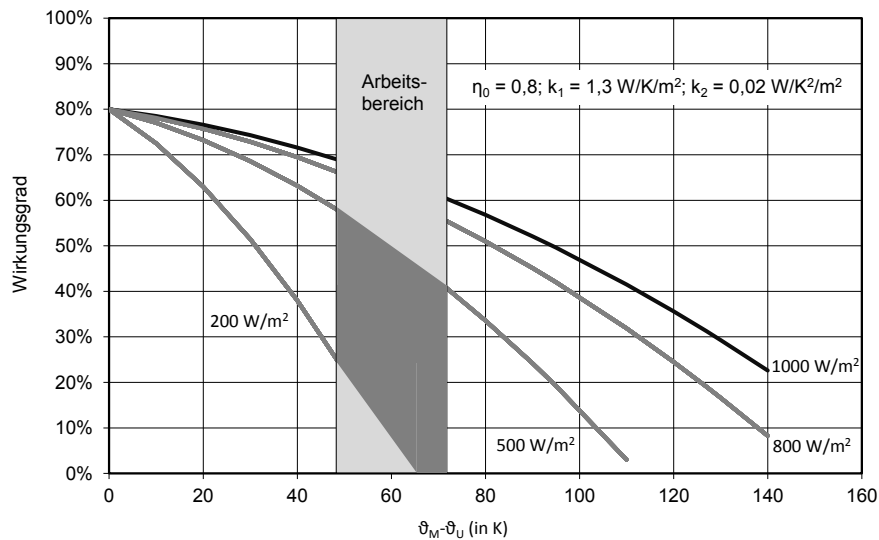


Abbildung 6.5: Vergleich Wirkungsgradkennlinien bei unterschiedlicher Globalstrahlung [60]

Mit Hilfe der Kollektorfläche A lässt sich leicht die jeweils mögliche thermische Leistung der Solaranlage durch Gl. (6.10) ermitteln.

$$\dot{Q} = \eta \cdot A \cdot \dot{G}_{g,A} \quad (6.10)$$

Wie in Abb. 6.6 dargestellt, werden drei verschiedene Bezugsflächen der Kollektorfläche A unterschieden.

- Bruttofläche A_{brutto} : komplette Fläche des Kollektors, bestimmt durch die äußeren Abmessungen
- Aperturfläche $A_{apertur}$: Glasfläche des Kollektors, durch die die Sonnenstrahlung eintreten kann = um Rahmen und Einfassung reduzierte Bruttofläche
- Absorberfläche $A_{absorber}$: wirksame Fläche des Kollektors, die die Sonnenstrahlung in fühlbare Wärme umwandelt

Es muss für alle Berechnungen stets angegeben werden, auf welche Fläche sich bezogen wird. So ergeben sich auch Unterschiede in dem Gesamtwirkungsgrad und den beiden Wärmeverlustkoeffizienten, je nach gewählter Bezugsfläche. Detaillierte Bestimmungen finden sich in DIN EN 12975-2. Standardmäßig wird die Aperturfläche als Bezugsfläche gewählt.

⁵⁷in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Umgebungstemperatur und mittlerer Kollektortemperatur

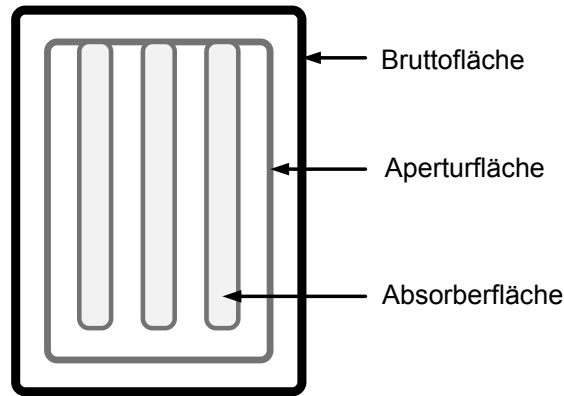


Abbildung 6.6: Verschiedene Bezugsflächen am Beispiel eines Vakuumröhrenkollektors

Mit Hilfe eines Excel-basierten Zusatztools kann nach Vorgabe technischer Randbedingungen wie Standort, Ausrichtung, Fläche und Wirkungsgrade der Solarthermie-Anlage sowie Vorgabe der Wetterbedingungen in Form von Außentemperatur und Strahlungswerten der solare Ertrag beliebiger Anlagen ermittelt werden. Die ermittelten Ergebnisse können direkt in das Optimierungsmodell importiert werden.

6.6 Wärmepumpen

Mit einer *Wärmepumpe* wird unter Zufuhr von Arbeit Wärme von einem niedrigen Temperaturniveau auf ein höheres transformiert.

Wärmepumpen können nach verschiedenen Kriterien eingeteilt werden [47].

Art des Prozesses

- mechanisch angetrieben: Verdichter betrieben durch Elektromotor oder Wärmekraftmaschine
- thermisch angetrieben: z.B. durch Absorption oder Adsorption
- elektrisch angetrieben: Peltier-Effekt

Art der Wärmequelle

- Abwärme
- Außenluft
- Grundwasser
- Oberflächenwasser
- Erdwärme

Der prinzipielle Aufbau und die Funktionsweise sollen anhand der Kompressionswärmepumpe verdeutlicht werden. Bei diesen wird der physikalische Effekt der Verdampfungsenthalpie genutzt. Die wichtigsten Bestandteile sind der Verdichter, der Kondensator, das Expansionsventil sowie der Verdampfer.

Zunächst wird das im Kreislauf befindliche gasförmige Kältemittel mit Hilfe eines elektrisch oder durch einen Motor angetriebenen Verdichters komprimiert. Dafür bedarf es der technischen Arbeit W_t . Im Kondensator wird die Energie Q_H in den Heizkreis übertragen und anschließend das nun flüssige Kältemittel mit Hilfe eines Expansionsventils entspannt. Näherungsweise handelt es sich um eine isenthalpe Drosslung, sodass keine Arbeit abgegeben wird. In wenigen Anwendungsfällen finden Expansionsmaschinen für eine adiabate Entspannung Verwendung, um die dabei freigesetzte Arbeit W^* für den Verdichter zu nutzen. Der Prozess wird im Verdampfer durch Aufnahme der Umgebungswärme Q_V geschlossen. Bei einem verlustfreien Betrieb der Wärmepumpe gilt somit der Zusammenhang: $Q_H = W_t + Q_V$.

Die an den Wirkungsgrad angelehnte *Leistungszahl*⁵⁸ dient der energetischen Bewertung von Wärmepumpen und wird, wie in Gl. (6.11) dargestellt, durch das Verhältnis aus dem in den Heizkreis abgegebenen Wärmestrom \dot{Q}_H und die zum Verdichten aufgewendete Leistung P_t bestimmt.

$$COP = \frac{\dot{Q}_H}{P_t} \quad (6.11)$$

Es handelt sich hierbei um die kondensatorseitige Leistungszahl, die als spezifischer Kennwert der Wärmepumpe durch Messungen ermittelt und im Optimierungsmodell vorgegeben wird.

6.7 Thermische Wärmespeicher

Eingesetzt werden thermische *Wärmespeicher* vor allem zum Glätten von Belastungsspitzen und ermöglichen somit die Einsparung von zu installierender Erzeugerleistung. Ebenfalls verwendet werden thermische Wärmespeicher zur Gewinnmaximierung durch Verschiebung von Wärmelasten in Zeiten hoher Stromvergütung bei Verwendung von KWK-Anlagen. In der Regel bestehen Wärmespeicher aus einem Behälter, dem Wärme speichernden Stoff sowie einem Rohrsystem bzw. Wärmeübertrager zum Laden bzw. Entladen. Typische Behälter sind Metallzylinder, aber auch Erdsonden oder Aquifere, in denen das Gestein als Wärmespeichermedium dient.

Die Einteilung der Wärmespeicher kann nach verschiedenen Kriterien erfolgen [48]. Unterschiede ergeben sich z.B. im physikalischen Prinzip. So kann zum einen sensible Wärme durch Temperaturänderung zur Speicherung genutzt werden⁵⁹, zum anderen latente Wärme durch Änderung des Aggregatzustandes bzw. chemische Wärme durch Stoffreaktionen. Des Weiteren kann eine Einteilung der Speicher nach Höhe der Speichertemperatur sowie nach der Dauer der Speicherung⁶⁰ erfolgen. Die meisten Wärmespeicher arbeiten nach dem Prinzip

⁵⁸auch COP-Wert, engl.: Coefficient Of Performance

⁵⁹entspricht einer Speicherung der inneren Energie

⁶⁰Unterscheidung in Tages-, Wochen- und Saisonspeicher

der Speicherung der inneren Energie und nutzen Wasser als Speichermedium. Die Vorteile sind vielfältig: Wasser ist überall verfügbar, billig, ungiftig, leicht zu transportieren und hat im Vergleich zu anderen Medien dennoch eine hohe spezifische Wärmekapazität. Gleichzeitig ist die Wärmeleitfähigkeit hingegen gering, was das Vermischen von kaltem und warmen Wasser verhindert.

Für die Optimierung werden für die Wärmespeicher vorhandene Modelle von Verdrängungsspeichern mit dem Medium Wasser verwendet. Aufgrund der geringeren Dichte befindet sich in Verdrängungsspeichern das warme Wasser oben und entsprechend das kalte unten. Wird der Speicher beladen, wird dem Speicher unten kaltes Wasser entnommen und oben warmes zugeführt. Das Entladen läuft in umgekehrter Weise ab. Aufgrund der geringen Wärmeleitfähigkeit von Wasser⁶¹, kommt es im Vergleich zu anderen Medien nur zu einer geringen Vermischung des kalten und warmen Wassers. Auch werden zur Vermeidung von Konvektion zusätzlich Apparaturen, wie z.B. Abprallplatten, vor das Strömungsrohr des Speichers eingebaut. Die Zone in dem das Wasser eine Mischtemperatur vorweist, wird als *Mischzone* bezeichnet und wächst in Stillstandszeiten. Nur durch vollständiges Laden bzw. Entladen des Speichers kann die Mischzone wieder verkleinert werden.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Form bzw. Geometrie des Speichers. Ein Anliegen ist die Minimierung der Wärmeverluste. Die Verluste sind umso kleiner, je kleiner die wärmeübertragende Oberfläche ist. Da gerade für Kurzzeitspeicher thermische Verluste im Vergleich zur gespeicherten Wärme sehr gering sind, werden sie im Optimierungsmodell nicht berücksichtigt. Allgemein lässt sich die Kapazität bzw. das Wärmespeichervermögen Q_{SP} aller sensiblen Speicher mit Hilfe von Gl. (6.12)

$$Q_{SP} = \rho \cdot V \cdot (h_V - h_R) \quad (6.12)$$

berechnen, wobei ρ die Dichte, V das Volumen, h_V die Enthalpie bei Vorlauftemperatur und h_R die Enthalpie bei Rücklauftemperatur des Speichermediums ist. Bei der Dichte handelt es sich um Stoffwerte, die zur Vereinfachung als konstant für die Mitteltemperatur ϑ_M angenommen werden.

Da sowohl V als auch ρ als konstant angenommen werden können, erhöht sich die Kapazität eines Wärmespeichers bei einer Vergrößerung der Enthalpiedifferenz und somit bei einer Erhöhung der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauftemperatur. Durch Wärmeleitung kommt es zur Durchmischung der warmen und kalten Zone im Speicher, was zu einer Absenkung der Temperaturdifferenz und somit der Kapazität des Speichers führt. Wünschenswert ist daher eine ausgeprägte thermische Schichtung mit schmaler Mischzone. Durch lange und schmale Speicher wird die Kontaktfläche beider Zonen reduziert, sodass die Durchmischung verringert wird. Bei Berücksichtigung dieses Faktors ergibt sich eine Zylinderform mit Halbkugeln als Klöpperböden als optimale Geometrie. Das Verhältnis von Länge bzw. Höhe des Speichers zu dessen Durchmesser liegt in der Regel bei 2:1 bis 6:1.

⁶¹ $\lambda_{Wasser} = 0,611 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ bei 30 °C und 1 bar

Eine weitere, wichtige Kenngröße ist die maximale Lade- bzw. Entladeleistung. Allgemein berechnet sich die Leistung eines Enthalpiestroms in allen zylindrischen Speichern mit zylindrischen Ein- und Auslassöffnungen durch Gl. (6.13).

$$\dot{Q}_{SP} = c \cdot \rho \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d^2 \cdot (h_V - h_R) \quad (6.13)$$

Hierbei ist d der Durchmesser des Speichers bzw. der Ein- und Auslassöffnung und c die Strömungsgeschwindigkeit des Wassers. Zum einen darf eine maximale Strömungsgeschwindigkeit an der Einlassöffnung $c_{Einlass}$ bzw. Auslassöffnung $c_{Auslass}$ nicht überschritten werden. In [55] sind Werte von 0,3 m/s für die Strömungsgeschwindigkeit angegeben. Werden diese Werte in Gl. (6.13) eingesetzt und d als Durchmesser der Einlass- bzw. Auslassöffnung interpretiert, ergibt sich eine Grenze der maximalen Lade- bzw. Entladeleistung.

Weiterhin darf eine maximal zulässige Geschwindigkeit der Trennschicht nicht überschritten werden. Durch das ein- bzw. ausströmende Wasser kommt es proportional zur Bewegung der Trennungsschicht. Dies führt zu einer Durchmischung von kalter und warmer Speicherschicht, was vermieden werden soll. Es ergibt sich nach [55] ein oberer Grenzwert für die Geschwindigkeit der Trennschicht von ca. 0,007 m/s. Aus diesem Wert sowie dem Durchmesser des Speichers d_{Sp} wird durch Gl. 6.13 die Lade- bzw. Entladeleistung des Speichers weiter begrenzt. Andere Schranken können sich durch maximal mögliche Stellgeschwindigkeiten der Regelarmaturen, Temperatur- und Druckgeschwindigkeitsänderungen ergeben.

Im Optimierungsmodell werden die maximale Kapazität sowie die maximale und minimale Lade- bzw. Entladeleistung des Speichers als Parameter vorgegeben.

6.8 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die effiziente Bereitstellung von thermischer und elektrischer Energie spielt in der Betriebsoptimierung von Energiesystemen eine große Rolle. Die für die Erzeugung verwendeten Brennstoffe sowie die zum Ausgleich von elektrischen Lastspitzen und -senken benötigte Ausgleichsenergie⁶² werden in der heutigen Zeit auf dem freien Markt gehandelt. Je nach abgeschlossenem Vertrag ergeben sich so unterschiedliche Rahmenbedingungen, die einen Einfluss auf die Einsatzoptimierung haben. Ebenso spielen staatliche Förderprogramme eine große Rolle, da durch die Förderungsentgelte für bestimmte Anlagen die Erzeugungskosten sinken.

Die zeitliche Auflösung aller folgend betrachteten Verträge beträgt minimal eine Stunde, d.h. eine Teilnahme des Kraftwerksparks an der Tertiärregelung (Minutenreserve) oder Ähnlichem wird nicht berücksichtigt. In außerbörslichen Geschäften, in sogenannten OTC-Geschäften⁶³, kommen Verträge aller Art zustande. Typischerweise werden zwischen zwei Vertragspartnern Ober- und Untergrenze des Vertragsvolumen sowie der jeweilige Preis ausgehandelt. Die zeitliche Auflösung der Verträge reicht in der Regel von einem Jahr bis hin zur einer Stunde.

⁶²in Form von Stromabgabe in das und Strombezug aus dem übergeordneten Netz

⁶³OTC = over the counter

Darüber hinaus können über die Strombörse European Energy Exchange (EEX) standardisierte Blockangebote der Produkte Strom, CO_2 -Zertifikate, Kohle und Erdgas erworben werden.

Für die Stromkontrakte werden zwei Märkte unterschieden. Der *Spotmarkt* dient zur Abwicklung kurzfristiger Transaktionen. Beim Handeln von Intraday-Stromkontrakten erfolgt die physische Lieferung des Stroms am selben oder darauf folgenden Tag. Es handelt sich ausschließlich um Stundenblöcke, welche bis 75 Minuten vor Lieferung handelbar sind. Die physische Lieferung von Day-Ahead-Stromkontrakten erfolgt hingegen stets am darauf folgenden Tag. Neben Stundenblöcken können auch Blöcke, die mehrere Stunden beinhalten, gehandelt werden. Als Beispiel seien der Base-Block (Stunden 1 bis 24) und der Peak-Block (Stunden 9 bis 20) genannt. Bei beiden ergibt sich der jeweils gehandelte Preis aus dem arithmetischen Mittel der Stundenpreise. Auf dem *Terminmarkt* können Geschäfte bis zu 6 Jahre⁶⁴ in der Zukunft getätigt werden. Es werden Monats-, Quartals- und Jahresfutures sowie Optionen auf deutsche Strom-Futures als Blöcke angeboten. Im Optimierungsmodell kann eine beliebige Anzahl von Stromliefer- und -bezugsverträgen durch Vorgabe von maximal und minimal möglichen Vertragsvolumen sowie dem jeweiligen Preis für jeden Zeitschritt gewählt werden.

Gas kann ebenso auf einem Spot- und Terminmarkt gehandelt werden. Beim Spothandel erfolgt die Einteilung analog dem Stromspothandel in einen Within-Day-Handel und einen Day-Ahead-Handel. Es werden nur Tagesblöcke, auf dem Terminmarkt Jahres-, Jahreszeiten- und Monatsblöcke gehandelt. Kohle kann nur in Jahres- oder Monatsblöcken auf dem Terminmarkt gehandelt werden. Insgesamt ist der Handel mit Kohle nicht so ausgeprägt, d.h. es gibt im Vergleich zur Strom- und Gasbörse deutlich weniger Angebote. Im Optimierungsmodell sind Brennstoffpreise für alle Brennstoffe und alle Zeitschritte einzeln vorgebbar.

Der Erwerb von CO_2 -Zertifikaten erfolgt ebenfalls auf einem Spot- und Terminmarkt. Grundlage bildet das European Union Emission Trading System (EU ETS), zu Deutsch Emissionsrechtehandel. Es handelt sich um ein marktwirtschaftliches Instrument der EU mit dem Ziel Schadstoffemissionen mit minimalem volkswirtschaftlichem Aufwand zu reduzieren [34], [35]. Das EU ETS trat am 1. Januar 2005 in Kraft. Hauptinhalt ist eine vorgegebene Emissionsgrenze an Kohlendioxid in Form von jährlich gültigen Zertifikaten für 12.000 Anlagen ab 20 MW in den Bereichen Stromerzeugung und Industrie in 30 europäischen Ländern. Zunächst wurden in der Phase I (2005-2007) die Zertifikate kostenlos verteilt, ein Teil der Zertifikate konnte an der Börse gehandelt werden. In der nun aktuellen Phase II (2008-2012) kommt es zu einer stufenweisen Reduktion der jeweiligen Emissionsgrenzen, die Zertifikate bleiben kostenlos. Ab 2013 werden stufenweise bis 2025 in der Phase III alle Zertifikate komplett an der Börse gehandelt.

Die Berechnung des CO_2 -Ausstoßes erfolgt mit Hilfe des Emissionsfaktors. Dieser gibt an, welche Masse CO_2 bei der Umwandlung einer Kilowattstunde Brennstoff bzw. bei der Bereitstellung einer Kilowattstunde Strom freigesetzt wird. Die Werte von verschiedenen Brennstoffen finden sich in Tab. 5.2. Im Optimierungsmodell können für jeden Brennstoff der Emissionsfaktor sowie die Kosten pro ausgestoßener Kilowattstunde CO_2 vorgegeben werden.

⁶⁴Dabei ist nicht gesichert, dass für jedes Jahr ein Angebot steht.

Die Förderungen durch Zusatzvergütungen von KWK-Anlagen sind durch folgende Gesetze geregelt:

Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das deutsche Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien [11], in der üblichen Kurzform Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) genannt, umfasst die finanzielle Förderung von mit regenerativen Energieträgern betriebenen Energieversorgungsanlagen. Der Betreiber der Anlage erhält für den eingespeisten und den eigenverbrauchten Strom über einen bestimmten Zeitraum einen festen Vergütungssatz, abhängig von der Erzeugerart, Größe sowie Baujahr der Anlage. Gefördert wird der Strom erzeugt aus:

- Wasserkraft
- Windenergie
- solarer Strahlungsenergie
- Geothermie
- Deponiegas, Klärgas und Grubengas
- Biomasse

Der Vergütungssatz sinkt jährlich um einen bestimmten Prozentsatz (Degression). Bei Verwendung von Biomasse in einer KWK-Anlage erfolgt eine zusätzliche Vergütung von 3,00 ct/kWh. Das Gesetz trat am 1. April 2000 in Kraft, die Neufassung am 1. Januar 2009. Diese beinhaltet neben zahlreichen Detailänderungen die Festlegung der Zielsetzung, den Anteil der erneuerbaren Energien bis 2020 auf einen Prozentsatz zwischen 25 % und 30 % zu erhöhen. Im Optimierungsmodell können die Vergütungssätze für jeden Erzeuger vorgegeben werden.

Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) [13] ist ein am 1. Januar 2009 in Kraft getretenes Gesetz zur Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien nutzender Anlagen im Wärmesektor. So ist bei Neubauten der anteilige Einsatz solcher Erzeuger verpflichtend, diese werden aber auch finanziell gefördert. Ziel ist es, bis 2020 den Anteil erneuerbarer Energien im Wärmebereich von derzeit 9 % auf 25 % anzuheben. Da im Optimierungsmodell keine Investitionskosten betrachtet werden, bleibt die Förderung durch das EEWärmeG unberücksichtigt.

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, kurz als Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) bezeichnet, ist ein am 1. April 2002 in Kraft getretenes Gesetz mit dem Ziel, den Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung auf 25 % zu erhöhen. Die Novellierung des Gesetzes, kurz KWKG-Novelle (KWKG 2009) [12], trat am 1. Januar 2009 in Kraft. Eine weitere Novellierung des KWKGs im Jahr 2012 bleibt in dieser Arbeit unberücksichtigt. Durch das Gesetz werden der eigenverbrauchte und der in das öffentliche Netz eingespeiste Strom sowie der Neubau und die Modernisierung bestehender Nahwärmenetze finanziell gefördert.

Die Höhe der finanziellen Förderung hängt zum einen von dem Baujahr⁶⁵, zum anderen von der Leistungsgröße der Anlage ab. Es existieren drei Förderstufen: Anlagen bis 50 kW, Anlagen von 50 kW bis 2 MW und Anlagen über 2 MW. Die Förderstufen sind kumulativ, sodass anteilig der höhere Fördersatz ausbezahlt wird. Im Optimierungsmodell kann ein fester Vergütungssatz für jeden Erzeuger separat vorgegeben werden. Die Abstufung der Förderungen wird durch anteilige Mittelwertbildung berücksichtigt.

Des Weiteren ist nach §4 die Pflicht der Netzbetreiber, KWK-Anlagen an das Stromnetz anzuschließen und den erzeugten Strom abzunehmen, gesetzlich geregelt. Die Vergütung für den eingespeisten Strom wird zwischen dem Betreiber der KWK-Anlage und dem Netzbetreiber ausgehandelt. Kommt keine Vereinbarung zustande, erfolgt die Vergütung nach dem „üblichen Preis“ zuzüglich der Netznutzungsentgelte, die durch die KWK-Anlage vermieden werden. Bei KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 2 MW gilt als üblicher Preis der durchschnittliche Basestrompreis der EEX des vorherigen Quartals. KWK-Strom, der bereits durch das EEG vergütet wird, kann nicht noch zusätzlich eine Bonuszahlung aufgrund des KWKGs erhalten - eine Doppelförderung wird somit ausgeschlossen. Nach dem KWK-Gesetz wird der Strom vergütet, der der sogenannten *Nutzwärme* entspricht. Als Beispiel sei die für Fernwärme genutzte Wärme genannt. Die Bestimmung der Nutzwärme erfolgt mit Hilfe der Stromkennzahl σ_{KWK} des KWK-Prozesses. Die Ermittlung dieser Kennzahl ist in [8] beschrieben.

Stromnetzentgeltverordnung

Die Unterhaltung der Stromnetze verursacht Kosten, sodass bei den durch einen Strombezug notwendigen Stromtransport ein Netznutzungsentgelt an den Netzbetreiber bezahlt werden muss. Die Kosten teilen sich in einen Leistungspreis, aufzubringen für die höchste bezogene Leistung innerhalb eines vorgegebenen Zeitraums, und in einen Arbeitspreis auf, der sich auf die tatsächlich transferierte Energie bezieht. Die Messung der Energie kann dabei mit oder ohne Lastgangerfassung erfolgen, was unterschiedliche Entgelte induziert. Weitere Unterschiede ergeben sich durch die Zahl der Benutzungsstunden.

Bei einer Einspeisung von dezentral erzeugtem Strom und bei Eigenverbrauch ohne Eigenbedarf der Anlagen wird die Nutzung des Stromnetzes vermieden, was eine Vergütung mit sich bringt. Die vom Netzbetreiber aufzubringende Vergütung für die Vermeidung fällt unterschiedlich aus, je nachdem in welcher Netzebene der Strom eingespeist wird. Unterschiede ergeben sich außerdem, ob eine registrierende Lastgangmessung vorhanden ist, sodass die tatsächlich vermiedene Netznutzung am jeweiligen Netzhöchstlastzeitpunkt nachgewiesen werden kann. Ist solch eine Lastgangmessung nicht vorhanden, ergibt sich ein Entgelt für vermiedene elektrische Arbeit (Arbeitspreis). Betreiber von Anlagen mit Lastgangmessung können zwischen zwei Vergütungsvarianten unterschieden. Bei der individuellen Vergütung kommt zu dem Arbeitspreis noch jährlich ein Leistungspreis für vermiedene elektrische Leistung hinzu. Bei der sogenannten verstetigten Vergütung (pauschale Abrechnung) entfällt der Leistungspreis, dafür ergibt sich ein erhöhter Arbeitspreis. Bei bereits vorhandener Vergütung durch das EEG oder durch das KWKG nach §4 Absatz 3 erfolgt keine Auszahlung.

Alle Entgelte sind durch die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) [9] geregelt. Die Verordnung trat am 29. Juli 2005 in Kraft. Die tatsächlichen Entgelte für die Netznutzung und die Vergütung für die vermiedene Netznutzung hängt stark vom jeweiligen übergeordneten

⁶⁵Neuere Anlagen erhalten eine höhere Vergütung.

Netzbetreiber ab und muss für jede Anlage separat ermittelt werden. Im Optimierungsmodell können der Arbeits- und Leistungspreis der Netznutzung, sowie der Arbeitspreis der vermiedenen Netznutzung vorgegeben werden.

Energiesteuergesetz und Stromsteuergesetz

Ein weiterer, indirekter Vorteil bei Benutzung von KWK-Anlagen ist die Einsparung von Steuern. So sind alle in einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage verwendeten Brennstoffe von der Energiesteuer befreit [10]⁶⁶. Diese kann über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) erstattet werden. Voraussetzung ist ein Jahres- bzw. Monatsnutzungsgrad von mindestens 70 %. Den Energiesteuersatz verschiedener Brennstoffe kann Tab. 6.1 entnommen werden. Im Optimierungsmodell kann für jeden Brennstoff der Energiesteuersatz vorgegeben werden.

Tabelle 6.1: Energiesteuersatz verschiedener Brennstoffe (Auswahl)

Brennstoff	Einheit	Steuersatz
Erdgas H	ct/kWh	0,55
Heizöl EL	ct/kg	2,50
Flüssiggas	ct/kg	6,06
Schweröl	ct/l	6,14
Kohle	ct/GJ	33,00

Der von Anlagen unter einer Leistungsgrenze von 2 MW⁶⁷ in ein örtliches Verteilernetz – also ein Nieder- oder Mittelspannungsnetz – eingespeiste Strom ist außerdem dann von der Stromsteuer in Höhe von 2,05 Ct/kWh befreit, sofern der Strom ohne Umspannung auf die Hoch- oder Höchstspannungsebene aus dem öffentlichen Netz wieder entnommen wird. Gleiches gilt folgerichtig für eigenverbrauchten Strom. Allgemein ohne Leistungsbegrenzung ist der Strom aus erneuerbaren Energieträgern sowie der zur Stromerzeugung benötigte Strom von der Stromsteuer befreit. Die gesetzliche Regelung der Stromsteuerbefreiung erfolgt durch das Stromsteuergesetz (StromStG) [7]. Im Optimierungsmodell kann die Stromsteuer für jeden Erzeuger vorgegeben werden.

Impuls-Programm

Zum Teil wird auch der Neubau von KWK-Anlagen gefördert. Die Richtlinien zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen werden auch als *Impuls-Programm* bezeichnet [14]. So gibt die BMU-Klimaschutzinitiative Zuschüsse zu Investitionen von Mini-BHKWs mit einer elektrischen Leistung kleiner 50 kW. Darüber hinaus müssen noch weitere Kriterien wie z.B. eine minimale Primärenergieeinsparung von 10 %, ein minimaler Jahresnutzungsgrad von 80 % oder Vorhandensein eines integrierten Stromzählers erfüllt sein. Der maximale Fördersatz beträgt 1,550 Euro/kW_{el}. Da im Optimierungsmodell keine Investitionskosten betrachtet werden, bleibt die Förderung durch das Impuls-Programm unberücksichtigt.

⁶⁶Die genaue Regelung ist in §53 beschrieben.

⁶⁷Die Leistungsgrenze bei Verwendung von biogenen Kraftstoffen liegt bei 5 MW.

7 ANWENDUNGSBEISPIEL

7.1 Einleitung

Es sollen die Auswirkungen der Möglichkeit der Netzspeicherung auf die Einsatzoptimierung von Wärmeerzeugern untersucht und somit das ökonomische (Deckungsbeitrag) und ökologische Einsparpotential (CO_2 -Emission und Primärenergie) der Netzspeicherung anhand des Testnetzes abgeschätzt werden. Dazu wird FWOpt mit dem im Kapitel 5 vorgestellten Optimierungsmodell und mit den im Kapitel 6 dargestellten technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen verwendet. Die Bestimmung der optimalen Fahrweise des Erzeugerparcs bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Minimierung der CO_2 -Emission bzw. Minimierung der Primärenergie dient als vergleichendes Bewertungskriterium. Somit können für verschiedene Rahmenbedingungen die optimale Betriebsweise mit und ohne aktive Nutzung der Netzspeicherung im Vorlauf ermittelt und direkt gegenüber gestellt werden. Fokus der Untersuchung liegt auf der Abschätzung des monetären Gewinnpotentials bei Anwendung der aktiv gesteuerten Netzspeicherung in durch KWK-Anlagen versorgten Fernwärmenetzen bei gleichzeitigem Stromhandel auf dem Spotmarkt. Der untersuchte Zeitraum der Optimierungen umfasst jeweils ein Jahr. Für die Approximation der Netzspeicherleistung wird der Regressionsansatz V aus Kapitel 4 sowie Lade- und Entladekurven nach Vorlauftemperatur- und Lastsprüngen als Eingangsgrößen verwendet.

7.2 Technische Randbedingungen

Wie in Abb. 7.1 dargestellt, wird das Testnetz durch eine aus einem Blockheizkraftwerk (BHKW), einem Heißwasserkessel (HW) und einem Heißwasserverdrängungsspeicher (SP) bestehende Erzeugerstruktur versorgt.

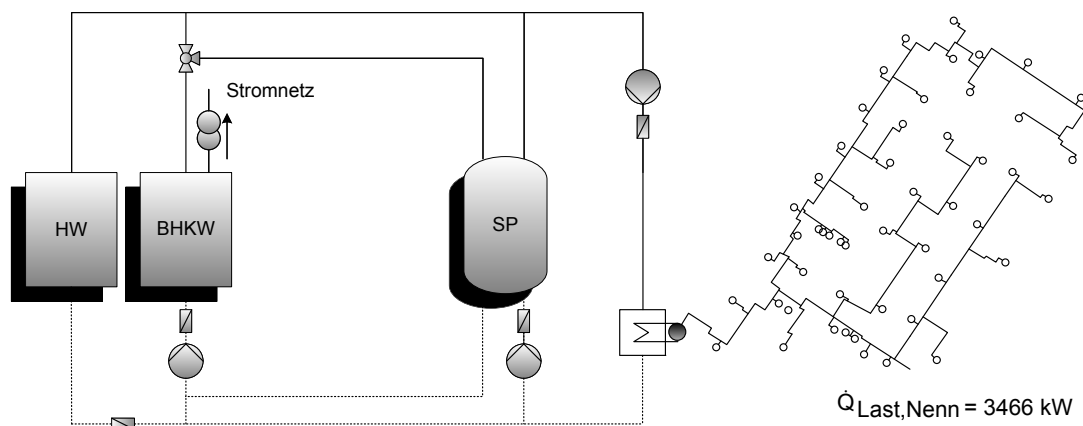


Abbildung 7.1: Erzeugerstruktur des Testnetzes

Die Kenndaten beider Erzeuger sind in Tab. 7.1 bzw. Tab. 7.2 aufgeführt. Die maximale Leistung des BHKWs wird je nach untersuchter Variante skaliert. Das Teillastverhalten beider Anlagen ist durch Linearisierung der jeweiligen Kurvenverläufe⁶⁸ berücksichtigt. Sowohl im BHKW als auch im Kessel findet Erdgas H als Brennstoff Verwendung. Die Mindestlauf- bzw. -stillstandszeit des BHKWs beträgt jeweils eine Stunde.

Tabelle 7.1: Leistungen, Wirkungsgrade und Stromkennzahlen des BHKWs unter Normbedingungen (aus [1])

Nennwerte	Minimallast 50 %	Teillast 75 %	Volllast 100 %
elektrische Leistung (in kW)	516	778	1040
thermische Leistung (in kW)	761	1055	1304
Brennstoffleistung (in kW)	1519	2157	2746
elektrischer Wirkungsgrad (in %)	34,0	36,1	37,9
thermischer Wirkungsgrad (in %)	50,1	48,9	47,5
Gesamtwirkungsgrad (in %)	84,1	85,0	85,4
Stromkennzahl	0,68	0,74	0,80

Tabelle 7.2: Leistungen und Wirkungsgrade des Kessels unter Normbedingungen (aus [2])

thermische Leistung (in %)	Brennstoffleistung (in %)	Wirkungsgrad (in %)		
		Kessel	Brenner	gesamt
10,0	10,8	88,0	95,0	84,0
20,0	21,0	91,0	95,0	86,0
30,0	30,9	92,5	95,0	88,0
40,0	40,8	93,5	95,0	89,0
50,0	50,5	94,3	95,0	90,0
60,0	60,2	95,0	95,0	90,0
70,0	70,1	95,2	95,0	90,0
80,0	80,0	95,3	95,0	91,0
90,0	90,0	95,3	95,0	91,0
100,0	100,0	95,3	95,0	91,0

Die in dem Heißwasserverdrängungsspeicher speicherbare Energie wird über das vorgegebene Nutzvolumen des Speichers sowie die Enthalpie bei Vor- und Rücklauf-temperatur des Wassers im Speicher nach Gl. 6.12 ermittelt. Als Vor- und Rücklauf-temperaturen werden die Durchschnittswerte der Jahressimulation mit TRNSYS-TUD verwendet, es handelt sich daher um konstante Werte. Des Weiteren wird eine konstante Masse im Speicher angenommen. Die maximale Lade- bzw. Entladeleistung wird vorgegeben – sie ist so groß, dass der Speicher innerhalb einer Stunde komplett geladen bzw. entladen werden kann. Alle Kenndaten des Speichers der Grundvariante sind in Tab. 7.3 aufgelistet. In weiteren Varianten erfolgt eine Variation des Nutzvolumens – proportional ändern sich damit entsprechend die speicherbare Energie und die maximalen Lade- bzw. Entladeleistungen.

Das wirtschaftliche Einsparpotential der Netzspeicherung soll anhand zwei verschiedener Zusammensetzungen des Erzeuger-parks abgeschätzt werden. In der ersten Variante besteht der Erzeuger-park aus einem BHKW mit einer maximalen thermischen Leistung von 652 kW – der Heißwasserkessel verfügt dementsprechend über eine maximale thermische Leistung in Höhe von 2800 kW, um alle Lastanforderungen bedienen zu können. Für das BHKW werden

⁶⁸Vorgehen in Abschnitt 5.7 beschrieben

Tabelle 7.3: Kenndaten des thermischen Heißwasserverdrängungsspeichers

mittlere Vorlauftemperatur (in °C)	89
mittlere Rücklauftemperatur (in °C)	34
Nutzvolumen (in m ³)	36
Dichte Wasser bei Vorlauftemperatur (in kg/m ³)	981
Masse (in kg)	35312
Enthalpie bei Vorlauftemperatur (in kJ/kg)	373
Enthalpie bei Rücklauftemperatur (in kJ/kg)	167
speicherbare Energie (in kWh)	2019
maximale Lade-/Entladeleistung (in kW)	2019

dazu die maximale thermische, elektrische und Brennstoffleistung des BHKWs aus Tab. 7.1 mit dem Faktor 0,5 skaliert. Alle Wirkungsgrade und Stromkennzahlen bleiben unverändert, für den Heißwasserkessel werden die Wirkungsgrade aus Tab. 7.2 übernommen. In der zweiten Variante besteht der Erzeugerpark aus einem BHKW mit einer maximalen thermischen Leistung von 1304 kW und aus einem Heißwasserkessel mit einer maximalen thermischen Leistung von 2200 kW. Für diese Variante werden die Kenndaten des BHKWs aus Tab. 7.1 unskaliert verwendet. Die zwei verschiedenen Varianten der Zusammensetzung des Erzeugerparks sind durch römische Ziffern gekennzeichnet.

Es wird weiterhin der Einfluss der Größe des thermischen Verdrängungsspeichers auf das Betriebsverhalten untersucht. Dazu erfolgt eine Variation des Nutzvolumens des Verdrängungsspeichers zwischen 36 m³, 18 m³, 9 m³ bzw. 3,24 m³. Zusätzlich wird der Fall untersucht, dass kein Verdrängungsspeicher zur Verfügung steht. Im Verdrängungsspeicher mit einem Nutzvolumen von 3,24 m³ lassen sich 178 kWh an Energie speichern. Das entspricht in etwa dem Wert, der maximal im Netzspeicher speicherbaren Energie. Somit ist ein direkter Vergleich beider Speichermöglichkeiten realisierbar. Kleine lateinische Buchstaben kennzeichnen die Varianten verschiedener Größen des thermischen Verdrängungsspeichers. In Tab. 7.4 findet sich eine Übersicht aller untersuchten Varianten.

Tabelle 7.4: Übersicht der untersuchten Varianten

Nutzvolumen Verdrängungsspeicher (in m ³)	36	18	9	3,24	0
Speicherbare Energie (in kWh)	2019	1010	505	178	0
Lade- bzw. Entladeleistung (in kW)	2019	1010	505	178	0
Leistungsgröße BHKW (in kW)	652				
Leistungsgröße HW (in kW)	2800				
Variantenbezeichnung	Ia	Ib	Ic	Id	Ie
Leistungsgröße BHKW (in kW)	1304				
Leistungsgröße HW (in kW)	2200				
Variantenbezeichnung	IIa	IIb	IIc	IId	IIe

Die thermischen Gesamtlasten der Abnehmer werden aus der zuvor durchgeführten Jahressimulation mit TRNSYS-TUD entnommen und als Randbedingung der Optimierung vorgegeben. Die grafische Darstellung der thermischen Lasten findet sich in Abb. 3.11. Die Bestimmung der thermischen Verluste in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur am Einspeisepunkt sowie der Umgebungstemperatur und der für die Umwälzpumpen benötigten Energie in Abhängigkeit der Gesamtlast aller Abnehmer und der Vorlauftemperatur am Einspeisepunkt werden aus den Ergebnissen der Jahressimulation über eine Näherungsformel abgeleitet.

7.3 Wirtschaftliche Randbedingungen

Der durch das BHKW generierte Strom wird für den Eigenbedarf an Elektroenergie für die Umwälzpumpen verwendet, was im Vergleich zur maximalen elektrischen Leistung des BHKWs einen nur sehr geringen Teil ausmacht. Der restliche Strom wird komplett in das öffentliche Netz eingespeist. Ebenso besteht die Möglichkeit, Strom aus dem öffentlichen Netz zu beziehen, was für den Betrieb der Umwälzpumpen notwendig ist, wenn das BHKW ausgeschaltet ist. Sowohl Stromlieferung in als auch Strombezug aus dem öffentlichen Netz erfolgen über den Spotmarkt der Strombörse EEX in stündlicher Auflösung – beim Stromhandel müssen daher innerhalb einer Stunde für jeden Zeitschritt die gleichen Volumina gehandelt werden. Als Preise dienen die historischen EEX-Preise des Jahres 2009. Eine grafische Darstellung findet sich in Abb. 7.2. Für den Wärmeverkauf wird ein konstanter Erlös in Höhe von 6,90 ct/kWh angenommen. Der Wärmepreis setzt sich analog dem Strompreis im Wesentlichen aus den Kosten für Beschaffung, Vertrieb und Service sowie der auf den Endkunden komplett umgelegten Mehrwertsteuer zusammen. Die anderen beim Strom zusätzlich zu entrichtenden staatlichen Lasten sowie die Entgelte für die Netznutzung entfallen. Der für die Untersuchungen gewählte Wärmepreis in Höhe von 6,90 ct/kWh orientiert sich an den Ergebnissen des vom Bundesverband der Energie-Abnehmer 2010 durchgeführten Fernwärme-Preisvergleichs [16].

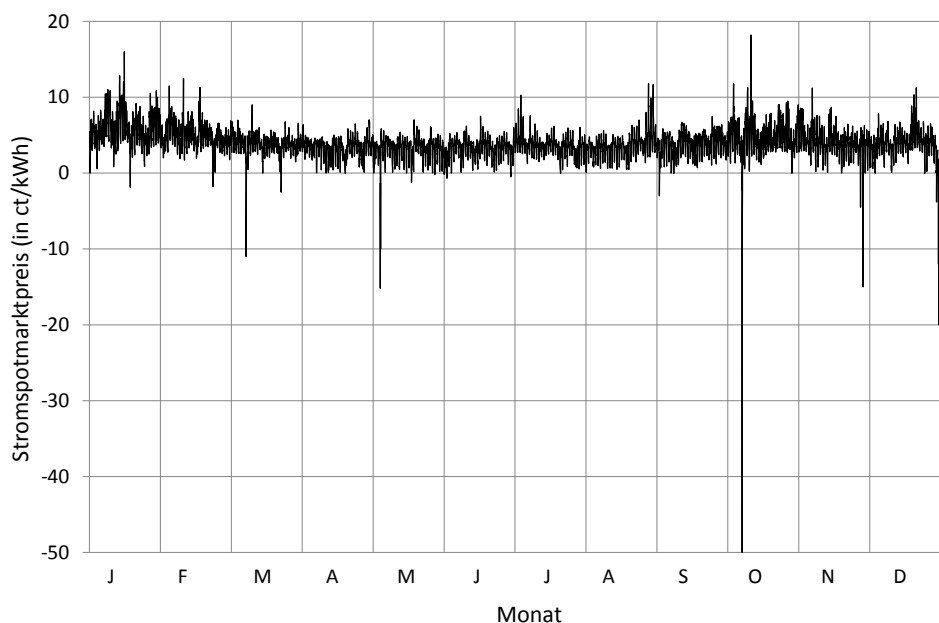


Abbildung 7.2: Verlauf der EEX-Stromspotmarktpreise des Jahres 2009

Die KWK-Vergütung für KWK-Anlagen unter 2 MW beträgt nach [12] 2,10 ct/kWh, die Entgelte für die vermiedene Netznutzung (VNN) nach [4] 0,76 ct/kWh. Die Brennstoffkosten für das Erdgas betragen konstant 2,94 ct/kWh. Der Preis setzt sich aus dem Durchschnittswert der Gasspotpreise der EEX von 2009 in Höhe von 1,23 ct/kWh zuzüglich der Zuschläge für Netznutzungsentgelte und Konzessionsabgaben in Höhe von 1,71 ct/kWh zusammen.

7.4 Optimierung

Es wird im Folgenden jeweils ein Jahr betrachtet. Um die Rechenzeiten zu begrenzen, wird wie in Abb. 7.3 dargestellt, 364-mal jeweils für zwei Tage eine Optimierung mit einer Zeitschrittweite von 10 Minuten durchgeführt. Es ergeben sich so für jeden Optimierungslauf 288 Zeitschritte. Die Zustandsgrößen der letzten 36 Zeitschritte des ersten von den zwei Tagen des vorangegangenen Optimierungslaufs dienen als Ausgangswerte für den aktuellen Optimierungslauf. Es wird jeweils ein Optimierungslauf mit und einer ohne aktive Nutzung der Netzspeicherung im Vorlauf durchgeführt. Im Fall ohne aktive Nutzung der Netzspeicherung hat die Vorlauftemperatur über den gesamten Zeitraum betrachtet einen konstanten Wert von 85 °C, im Fall mit aktiver Nutzung der Netzspeicherung ist die Vorlauftemperatur eine durch die Optimierung zu bestimmende Variable, die sich einer notwendigen Ladung bzw. Entladung des Netzspeichers aufgrund wirtschaftlicher Gesichtspunkte und technischer Grenzen entsprechend einstellt. Die abkürzenden Bezeichnungen der beiden Fälle in Tabellen und Abbildungen sind *ohne NSP* bzw. *mit NSP*.

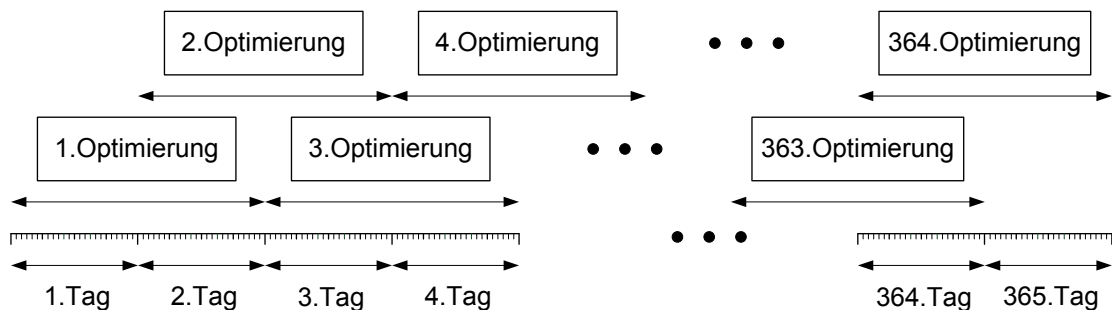


Abbildung 7.3: Schematische Darstellung des Ablaufs der Jahresoptimierung

Zielgröße der Optimierung ist zunächst der Deckungsbeitrag. Die entsprechende Zielfunktion in Gl. (5.5) wird dabei aus Gründen der Vereinfachung angepasst. Zum einen werden Kosten für Anfahrvorgänge, Wartung und CO₂-Zertifikate nicht berücksichtigt, zum anderen werden die fixen Erlöse aus dem Verkauf der Wärme in die Zielfunktion integriert, um den sich ergebenden Deckungsbeitrag in den Bereich des Realerlöses zu bringen. Unter Berücksichtigung, dass aufgrund der Verwendung von Erdgas als Brennstoff keine Vergütung durch das EEG gegeben ist, setzt sich der Deckungsbeitrag aus den Erlösen von Wärme- und Stromverkauf, der KWK-Vergütung und den Entgelten der vermiedenen Netznutzung abzüglich der Brennstoff- und Strombezugskosten zusammen.

Die einzelnen Ergebnisse der Jahresoptimierungen bei Maximierung des Deckungsbetrags sind in den folgenden Tabellen und Grafiken - je nach dargestellter Größe - als Jahresdurchschnittswerte oder Jahressummenwerte gruppiert zusammengetragen. Eine Übersicht aller dargestellten Ergebnisgrößen findet sich in Tab. 7.5.

Tabelle 7.5: Übersicht der dargestellten Ergebnisgrößen

	Jahresdurchschnitt	Jahressumme
Thermischer Verlust Netz (in MWh/a)		x
Pumpenergie (in MWh/a)		x
ØVorlauftemperatur (in °C)	x	
ØNetzspeicherleistung (in kW) ¹	x	
Elektrische Energie BHKW (in MWh/a)		x
Thermische Energie BHKW (in MWh/a)		x
Brennstoffenergie BHKW (in MWh/a)		x
Volllaststunden BHKW (in h/a)		x
Øelektrischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	x	
Øthermischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	x	
abgegebene thermische Energie Kessel (in MWh/a)		x
Brennstoffenergie Kessel (in MWh/a)		x
Volllaststunden Kessel (in h/a)		x
Øthermischer Wirkungsgrad Kessel (in %)	x	
Kosten Brennstoff (in T€/a)		x
Kosten Strombezug (in T€/a)		x
Erlöse Wärmeverkauf (in T€/a)		x
Erlöse Stromverkauf (in T€/a)		x
Erlöse KWK-Vergütung (in T€/a)		x
Erlöse Entgelte vermiedene Netznutzung (in T€/a)		x
Deckungsbeitrag (in T€/a)		x
CO ₂ -Emissionen Brennstoff (in t/a)		x
CO ₂ -Emissionen Strombezug (in t/a)		x
CO ₂ -Emissionen Einsparung (in t/a)		x
CO ₂ -Emissionen gesamt (in t/a)		x
Primärenergie Brennstoff (in MWh/a)		x
Primärenergie Strombezug (in MWh/a)		x
Primärenergie Einsparung (in MWh/a)		x
Primärenergie gesamt (in MWh/a)		x

7.5 Ergebnisse Variante I: Vergleich optimierter Einsatzplan Winter- und Sommertag

In Abb. 7.4 ist das Optimierungsergebnis bei aktiver Nutzung der Netzspeicherung für die Variante Ia (Verdrängungsspeicher mit 36 m³ Nutzvolumen) in Form des zeitlichen Verlaufs der thermischen Leistungen exemplarisch für einen Wintertag grafisch dargestellt.

Die rote Linie im Diagramm gibt die Summe aus den thermischen Lasten aller Abnehmer zusammen zuzüglich den thermischen Verlusten des Fernwärmenetzes wieder, die in jedem Zeitschritt gedeckt werden muss. Die grünen Balken kennzeichnen die thermische Leistung des BHKWs, das fast den gesamten Zeitraum über mit Volllast durchläuft. Reicht die Maximalleistung des BHKWs in Hochlastzeiten nicht mehr aus, wird der Spitzenkessel zugeschaltet – im Diagramm sichtbar an den braun-grauen Balken. Die Speicherladung bzw. -entladung werden zunächst für den Verdrängungsspeicher und den Netzspeicher aufsummiert betrachtet. Zu beachten ist, dass eine positive Netzspeicherleistung als Netzspeicherentladung, eine negative Netzspeicherleistung als Netzspeicherbeladung interpretiert werden muss. Entsprechendes gilt für den Verdrängungsspeicher. Die hellblauen Balken kennzeichnen eine Speicherbeladung in Summe von Verdrängungsspeicher und Netzspeicher. Die Deckung der Summe aus thermischer Last und Verluste des Netzes ergibt sich daher aus der thermischen Leistung

¹Durchschnitt des Betrags der Netzspeicherleistung

des BHKWs, des Spitzenkessels sowie durch die Speicherentladung. Wird mehr thermische Energie benötigt als durch die Erzeuger bereitgestellt, kommt es zu einer Speicherentladung in Summe von Verdrängungsspeicher und Netzspeicher – gekennzeichnet durch einen unterhalb des Nulldurchgangs der Abszisse verlaufenden, dunkelblauen Balken. Die schwarz gepunktete Linie mit schwarzen Markierungsquadraten steht für den jeweiligen Stromspotmarktpreis. Da das BHKW nahezu den gesamten Zeitraum über mit Volllast betrieben wird, ist daher auch kein Verschieben des BHKW-Einsatzes in Zeiten hoher Stromvergütung ableitbar. Die Speicherlade- und Speicherentladevorgänge dienen allein dazu, durch den Volllastbetrieb beider Erzeugeranlagen höchst mögliche Wirkungsgrade zu erreichen. Auf eine Darstellung der Strombilanz wird verzichtet.

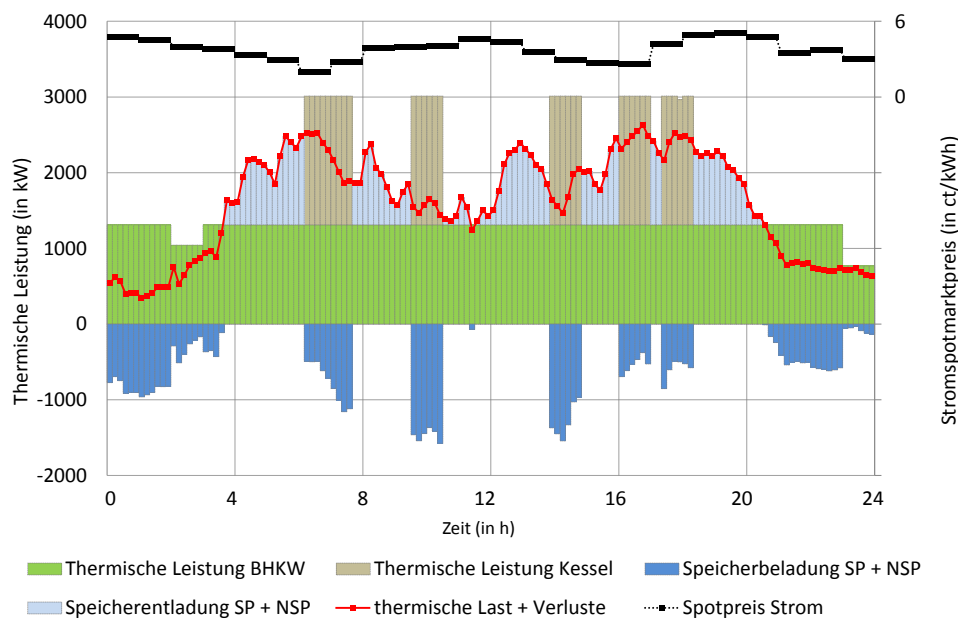


Abbildung 7.4: Wärmebilanz Wintertag: Zeitlicher Verlauf der thermischen Leistungen an einem Wintertag (Variante Ia)

In Abb. 7.5 ist der zu Abb. 7.4 gehörende Verlauf der Vorlauftemperatur als blau gepunktete Linie mit blauen Markierungsquadraten sowie der Verlauf der Lade- bzw. Entladeleistung des Netzspeichers als dunkelblauer bzw. hellblauer Balken dargestellt. Der jeweilige Füllstand des Verdrängungsspeichers ist durch die orange gepunktete Linie mit quadratischen Markierungen gekennzeichnet. Aufgrund der hohen Kapazität des Verdrängungsspeichers in der betrachteten Variante Ia, kommt es durch Anheben und anschließendes Absenken der Vorlauftemperatur nur an zwei Stellen zum aktiven Einsatz des Netzspeichers (Stunde 2 und Stunde 19). Der erste Einsatz dient dazu, den BHKW-Betrieb unter ökonomisch sinnvoller Volllast im Bereich der sehr niedrigen Last zu Beginn des Tages sicherzustellen, da der Verdrängungsspeicher zu diesem Zeitpunkt fast vollständig beladen ist. Der zweite Einsatz der aktiven Netzspeicherung unterstützt an dieser Stelle die Speicherentladung des Verdrängungsspeichers für den darauf folgenden Zeitbereich mit wieder niedrigen Lasten. An den restlichen Zeitschritten nimmt die Vorlauftemperatur ihren minimalen Wert an, die geringfügigen Netzspeicherleistungen zu diesen Zeiten sind auf die sich ständig ändernden Lasten zurückzuführen.

7 Anwendungsbeispiel

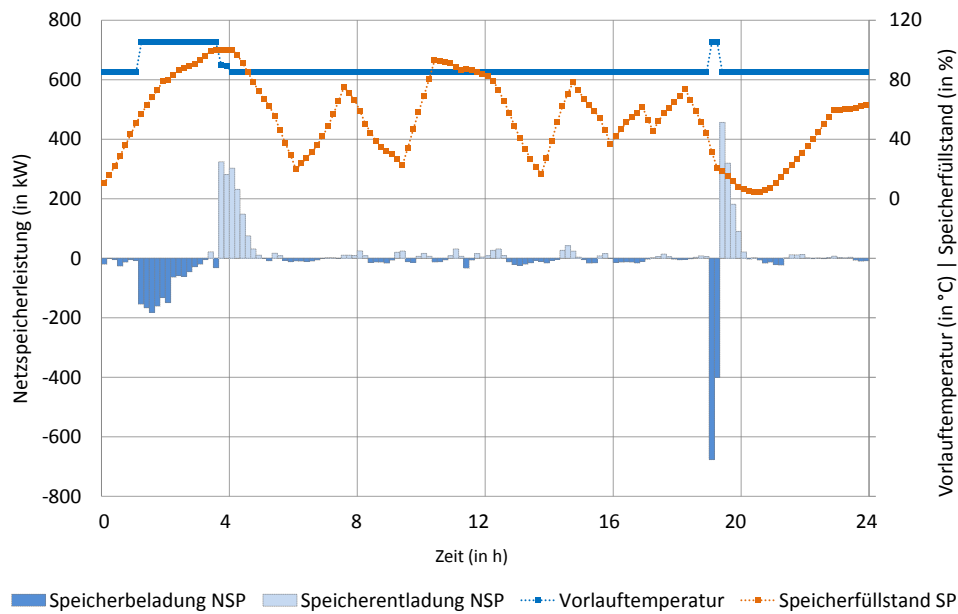


Abbildung 7.5: Zeitlicher Verlauf von Vorlauftemperatur und Netzspeicherleistung an einem Wintertag (Variante Ia)

Zum Vergleich sind die beiden eben beschriebenen Diagramme auch für die Variante Id (kleinster untersuchter Verdrängungsspeicher mit 3,24 m³ Nutzvolumen) in Abb. 7.6 sowie in Abb. 7.7 in analoger Weise grafisch dargestellt.

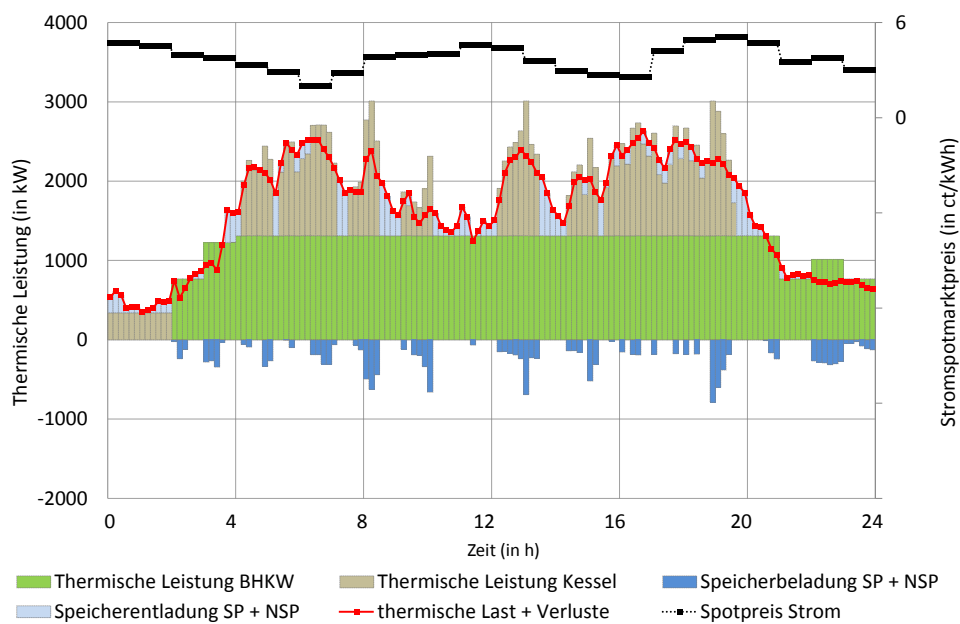


Abbildung 7.6: Wärmebilanz Wintertag: Zeitlicher Verlauf der thermischen Leistungen an einem Wintertag (Variante Id)

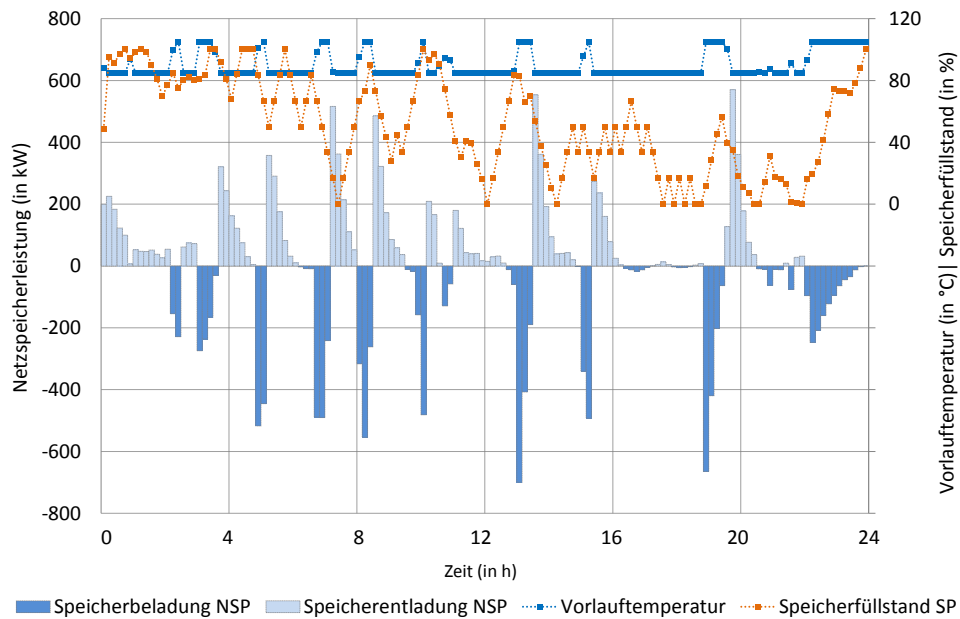


Abbildung 7.7: Zeitlicher Verlauf von Vorlauftemperatur und Netzspeicherleistung an einem Wintertag (Variante Id)

Id ist die Variante mit dem kleinsten Verdrängungsspeicher mit einem Volumen von $3,24 \text{ m}^3$ und daher vielen Netzspeichervorgängen. Die Unterschiede zur Variante Ia sind deutlich zu erkennen. Das BHKW kann in Variante Id zu Beginn des Tages aufgrund begrenzter Speichermöglichkeiten nicht betrieben werden und auch der Kessel muss oftmals in wirtschaftlich ungünstigeren Teillastbetrieb gefahren werden. Es kommt zur Unterstützung des Verdrängungsspeichers entsprechend ständig zur Ladung bzw. Entladung des Netzspeichers.

Analog den vier vorherigen Abbildungen finden sich in Abb. 7.8, Abb. 7.9, Abb. 7.10 und Abb. 7.11 die grafischen Darstellungen der Wärmebilanzen und der Netzspeichervorgänge wieder jeweils für die Varianten Ia und Id exemplarisch für einen Sommertag, also für einen Zeitbereich mit sehr kleinen Lastanforderungen. Folglich wird das BHKW nur teilweise eingesetzt, dann aber, wie in Abb. 7.8 ersichtlich, in Zeiten hoher Stromvergütung. Der Ausgleich der Wärmebilanz erfolgt vorwiegend durch den groß dimensionierten Verdrängungsspeicher. Wie in Abb. 7.9 ersichtlich, wird der Netzspeicher nur in Stunde 3 genutzt, um den BHKW-Einsatz weiter in Zeiten hoher Stromvergütung zu verschieben, da der Verdrängungsspeicher in diesem Zeitbereich komplett geleert wird.

In der Variante Id hingegen kommt es aufgrund der begrenzten Speichermöglichkeiten und der Bedingung der stundenweisen Stromlieferung im Vergleich zur Variante Ia zu wesentlich mehr An- und Abfahrvorgängen des BHKWs. Wie in Abb. 7.10 ersichtlich, erzwingt der sehr unflexible Erzeugerpark auch an vier Zeitschritten das Zuschalten des Spitzenkessels. Die zeitliche Verschiebung von Wärme durch eine ständige Nutzung des Netzspeichers erfolgt in dieser Variante als dringend notwendige Unterstützung des Verdrängungsspeichers, was in Abb. 7.11 deutlich sichtbar ist.

7 Anwendungsbeispiel

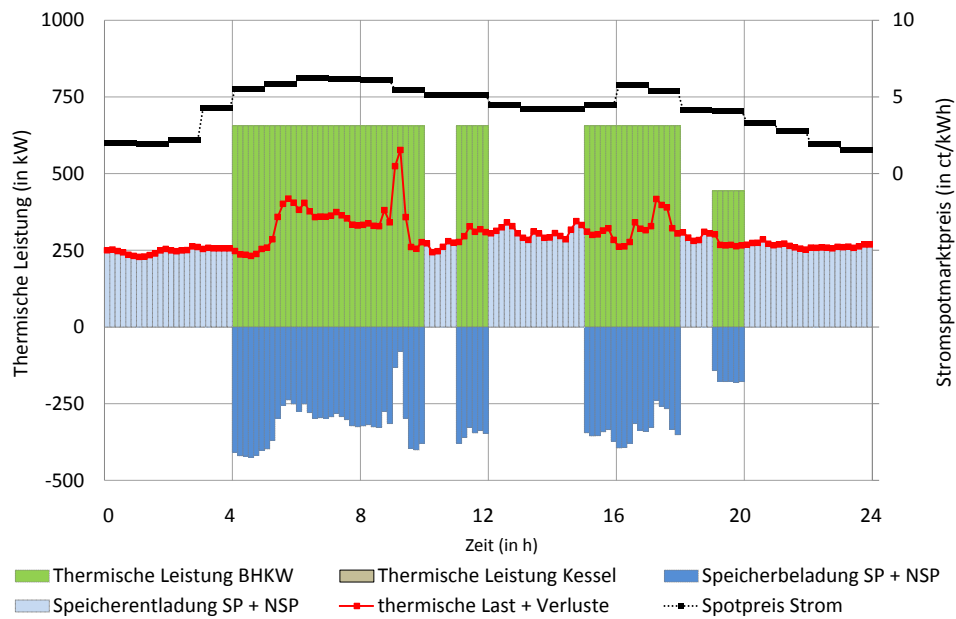


Abbildung 7.8: Wärmebilanz Sommertag: Zeitlicher Verlauf der thermischen Leistungen an einem Sommertag (Variante Ia)

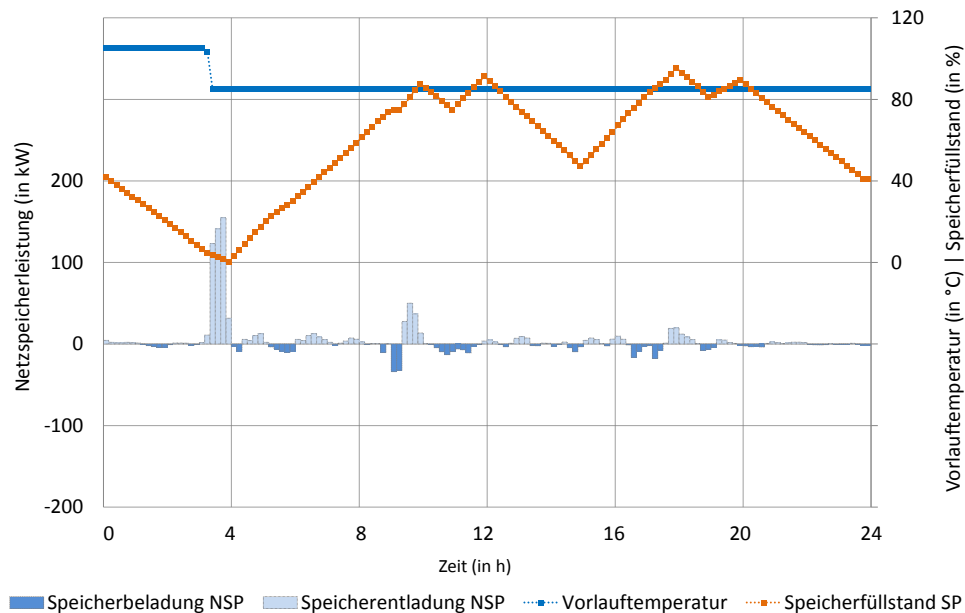


Abbildung 7.9: Zeitlicher Verlauf von Vorlauftemperatur und Netzspeicherleistung an einem Sommertag (Variante Ia)

7.5 Ergebnisse Variante I: Vergleich optimierter Einsatzplan Winter- und Sommertag

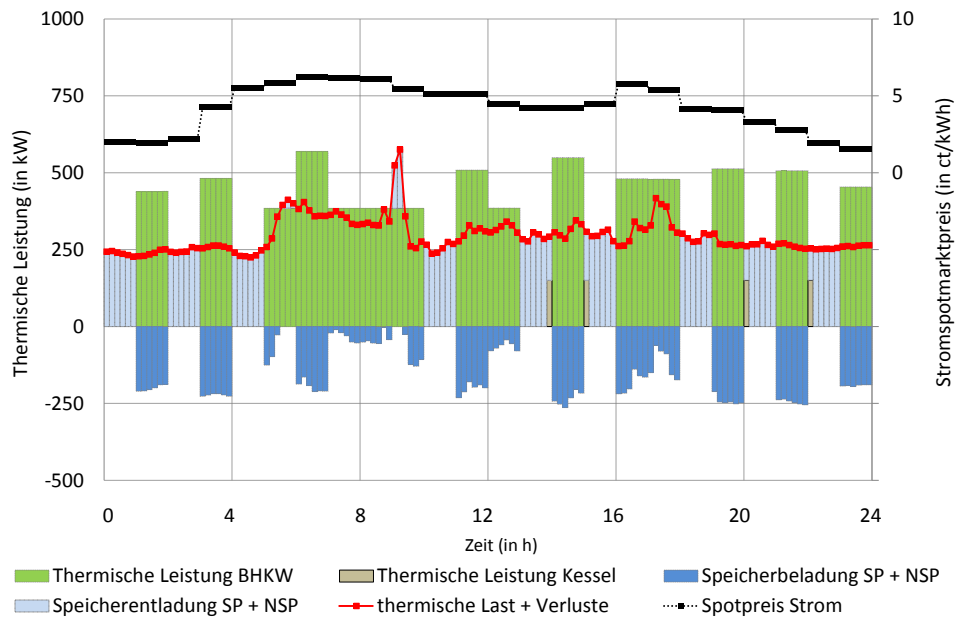


Abbildung 7.10: Wärmebilanz Sommertag: Zeitlicher Verlauf der thermischen Leistungen an einem Sommertag (Variante Id)

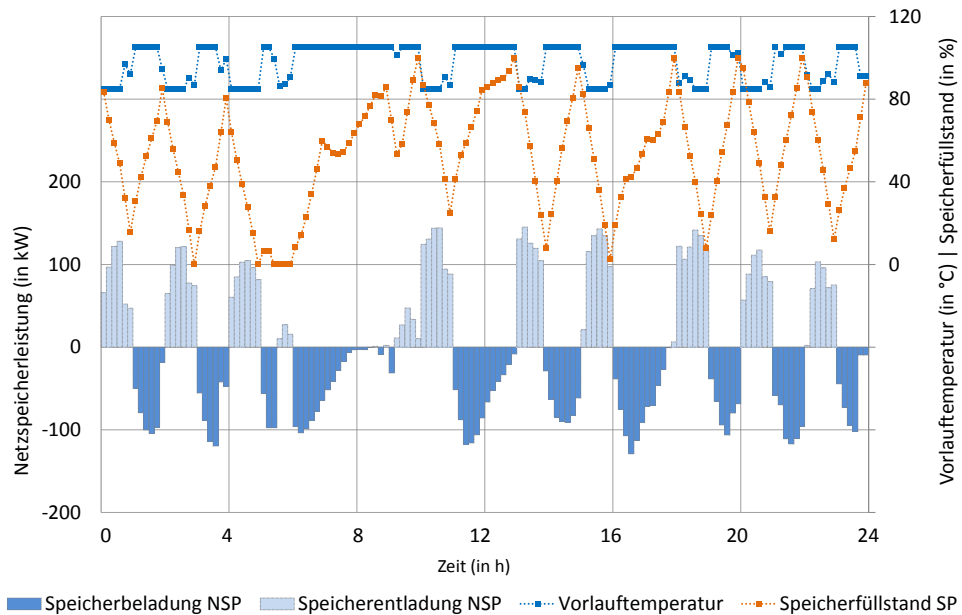


Abbildung 7.11: Zeitlicher Verlauf von Vorlauftemperatur und Netzspeicherleistung an einem Sommertag (Variante Id)

7.6 Ergebnisse Variante I: Jahresoptimierungen

In Tab. 7.6 finden sich die Ergebnisgrößen Vorlauftemperatur, Netzspeicherleistung, thermische Verluste und Pumpenergie der Jahresoptimierungen. Grafische Darstellungen der Größen sind in Abb. 7.12 und Abb. 7.13 dargestellt.

Tabelle 7.6: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse Netzspeicherung

Variante	aktive Netzspeicherung	Thermische Verluste Netz	Pumpenergie	ØVorlauftemperatur	ØNetzspeicherleistung
		(in MWh/a)	(in MWh/a)	(in °C)	(in kW)
Ia	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	494,2	8,5	89,4	23,94
Ib	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	497,0	8,3	90,3	51,56
Ic	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	504,0	8,0	92,6	79,37
Id	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	509,5	7,7	94,4	87,10
Ie	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	501,3	8,1	91,7	65,88

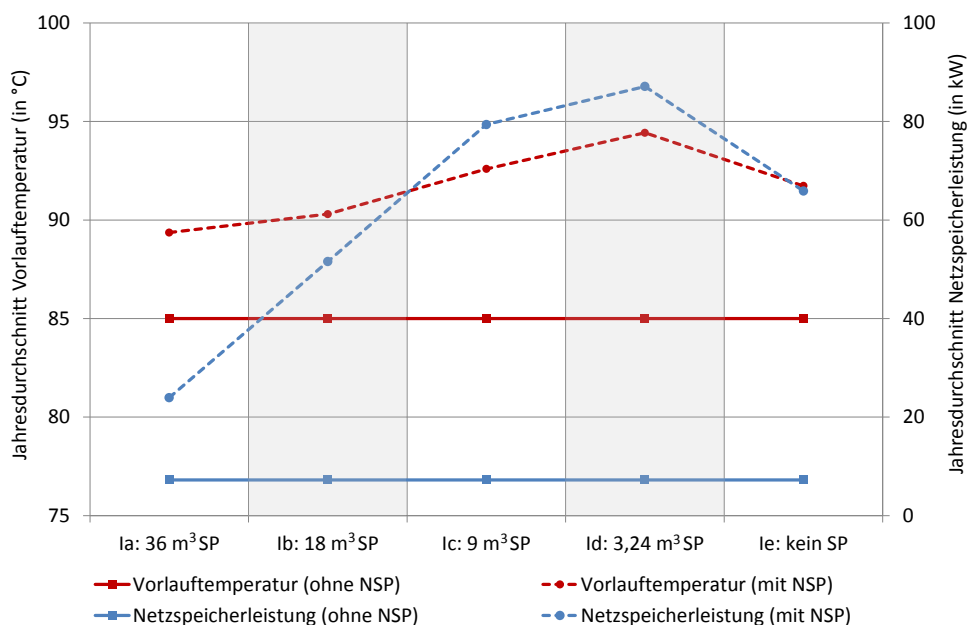


Abbildung 7.12: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse durchschnittliche Netzspeicherleistung und Vorlauftemperatur

Ohne Nutzung der Netzspeicherung sind die thermischen Verluste, die Pumpenergie und die durchschnittliche Netzspeicherleistung eines Jahres für alle Fälle jeweils gleich groß, da die

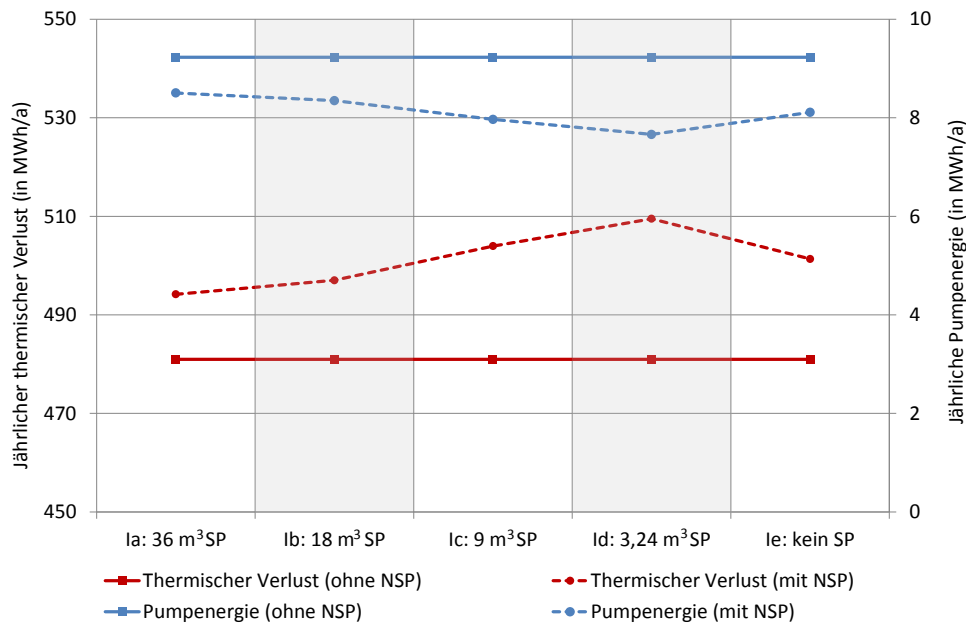


Abbildung 7.13: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse thermische Verluste Netz und Pumpenergie

Vorlauftemperatur einen konstanten Wert von 85 °C hat. Die durchschnittliche Netzspeicherleistung ist dabei ein Maß für Häufigkeit der aktiven Netzspeicherung – je größer die Werte sind, desto häufiger wird der Netzspeicher verwendet. So ergibt sich für alle Fälle ohne aktive Nutzung der Netzspeicherung ein sehr kleiner Wert von 7,24 kW für die durchschnittliche Netzspeicherleistung, da aufgrund der konstanten Vorlauftemperatur nur durch Laständerungen induzierte Netzspeichervorgänge auftreten. Höhere durchschnittliche Netzspeicherleistungen gehen mit höheren durchschnittlichen Vorlauftemperaturen einher und somit mit höheren thermischen Verlusten und einem Absinken der Pumpenergie.

Es kann festgehalten werden, dass mit sinkendem Nutzvolumen des thermischen Verdrängungsspeichers die durchschnittliche Vorlauftemperatur und Netzspeicherleistung steigt, also deutlich öfter der Netzspeicher verwendet wird. Nur für den Fall Ie, wenn kein thermischer Verdrängungsspeicher vorhanden ist, ist ein Absinken der Werte beobachtbar, da die geringe Kapazität und unflexible Fahrweise des Netzspeichers den stundenweisen Betrieb des BHKWs im Vergleich zu den Varianten Ia – Id seltener sicherstellen kann und somit verstärkt der Kessel eingesetzt werden muss. Dieser kann im Vergleich zum BHKW wesentlich stärker modulierend betrieben werden, sodass in Summe weniger der Netzspeicher verwendet wird. Entsprechend sinken im Fall Ie die thermischen Verluste, wogegen die Pumpenergie ansteigt. Werden für die einzelnen Varianten Ia – Ie die Fälle mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung direkt miteinander verglichen, ist ein maximaler Unterschied der Pumpenergie von 1,5 MWh/a bzw. 17 % und der thermischen Verluste von 28,5 MWh/a bzw. 6 % festzustellen.

In Tab. 7.7 sowie in Abb. 7.14 und Abb. 7.15 sind Ergebnisse der Jahresoptimierungen in Bezug auf die Ergebnisgrößen der Erzeuger aufgelistet bzw. dargestellt. Es handelt sich um die thermische Energie, die Brennstoffenergie, die Volllaststunden sowie den durchschnittlichen

thermischen Wirkungsgrad eines Jahres beider Erzeuger sowie um die elektrische Energie und den durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad des BHKWs. Mit abnehmendem Nutzvolumen des Verdrängungsspeichers ist eine Reduzierung der Volllaststunden des BHKWs und entsprechend der elektrischen Energie, der thermischen Energie und der Brennstoffenergie des BHKWs beobachtbar. Auf der anderen Seite steigen die Volllaststunden, thermische Energie und Brennstoffenergie des Kessels. Das ist insofern einleuchtend, da ein kleinerer thermischer Speicher ein geringeres Lastverschiebungspotential mit sich bringt. Der elektrische und thermische Wirkungsgrad des BHKWs bleibt nahezu gleich, der thermische Wirkungsgrad des Kessels hingegen fällt bei kleinerem Nutzvolumen des Verdrängungsspeichers sichtbar ab.

Tabelle 7.7: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse Erzeuger

Variante	aktive Netzspeicherung	Elektrische Energie BHKW (in MWh/a)	Thermische Energie BHKW (in MWh/a)	Brennstoffenergie BHKW (in MWh/a)	Volllaststunden BHKW (in h/a)	ØElektrischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	ØThermischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	Thermische Energie Kessel (in MWh/a)	Brennstoffenergie Kessel (in MWh/a)	Volllaststunden Kessel (in h/a)	ØThermischer Wirkungsgrad Kessel (in %)
Ia	nein	3419	4326	9073	6624	38	48	1327	1466	531	91
	ja	3436	4343	9112	6657	38	48	1322	1460	529	91
Ib	nein	3367	4275	8956	6524	38	48	1377	1529	551	90
	ja	3396	4304	9022	6580	38	48	1364	1511	545	90
Ic	nein	3297	4205	8796	6388	37	48	1447	1628	579	89
	ja	3349	4256	8915	6489	38	48	1417	1578	567	90
Id	nein	2969	3937	8126	5754	37	48	1716	1988	687	86
	ja	3195	4181	8668	6191	37	48	1499	1692	600	89
Ie	nein	1586	2037	4250	3073	37	48	3616	4204	1446	86
	ja	2781	3666	7582	5388	37	48	2006	2320	802	86

Beim direkten Vergleich der Fälle mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung ist erkennbar, dass die Anzahl der Volllaststunden des BHKWs für die Varianten großer Nutzvolumen des Verdrängungsspeichers (Variante Ia, Ib und Ic) sich maximal nur um 101 h/a bzw. 2 % unterscheiden. Für die Variante Id ergibt sich ein Unterschied für den Fall mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung von 437 h/a bzw. 8 %, für die Variante Ie sogar von über 2315 h/a bzw. 75 %. Entsprechende Resultate ergeben sich bei der elektrischen Energie, thermischen Energie und Brennstoffenergie des BHKWs, ähnliche Tendenzen für die Volllaststunden, thermische Energie und Brennstoffenergie des Kessels. So beträgt die Differenz der Volllaststunden des Kessels zwischen den Fällen mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung in Variante Id 87 h/a bzw. 15 % und in der Variante Ie 644 h/a bzw. 45 %.

Die Nutzung der Netzspeicherung reduziert die Verdrängung des BHKW-Einsatzes durch den Kessel umso stärker, je kleiner der vorhandene thermische Verdrängungsspeicher ist. Die thermischen Wirkungsgrade von BHKW und Kessel bzw. der elektrische Wirkungsgrad des BHKWs bleiben für den Fall mit und ohne Nutzung des Netzspeichers nahezu gleich, d.h.

die Nutzung der Netzspeicherung ermöglicht keine starke Reduzierung der wirtschaftlich ungünstigen Teillastfälle beider Erzeuger.

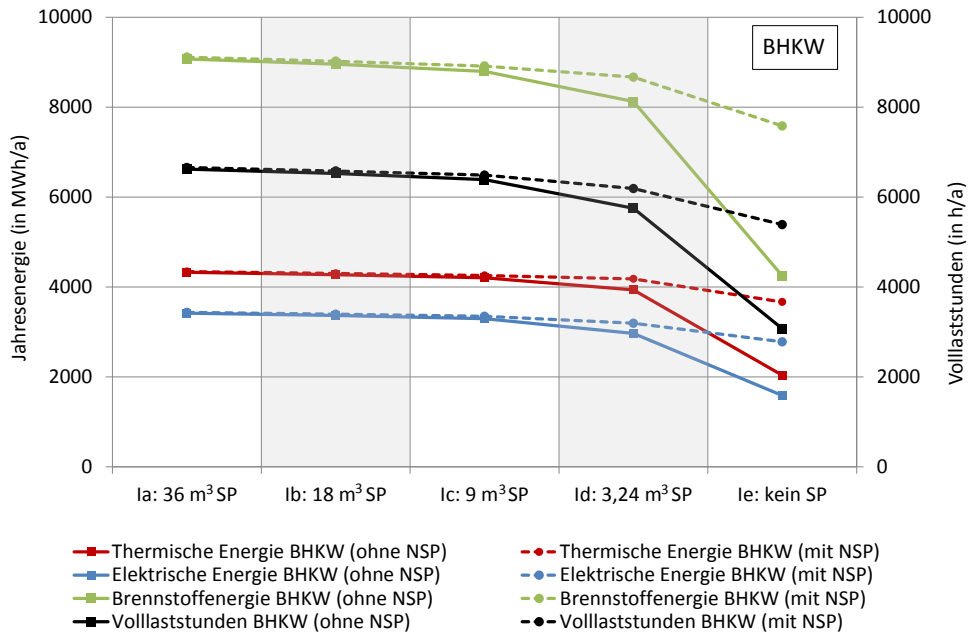


Abbildung 7.14: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse thermische Energie, elektrische Energie, Brennstoffenergie und Volllaststunden des BHKWs

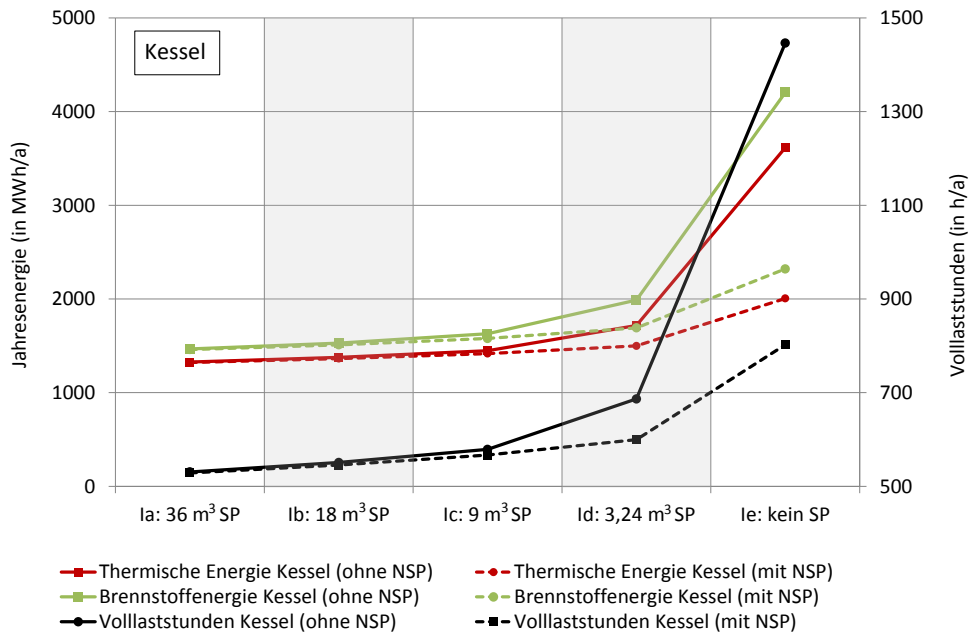


Abbildung 7.15: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse thermische Energie, Brennstoffenergie und Volllaststunden des Kessels

In Tab. 7.8 sind Ergebnisse der Jahresoptimierungen in Bezug auf die Kosten, Erlöse, den Deckungsbeitrag sowie die Differenz der Deckungsbeiträge zwischen den Fällen mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung aufgelistet. Der Deckungsbeitrag als Zielfunktionswert der Optimierung ist dabei fett markiert. Ein direkter Vergleich der einzelnen Kosten⁷⁰, Erlöse und des Deckungsbeitrags für die Varianten Ia und Ie findet sich in Abb. 7.16. Des Weiteren sind in Abb. 7.17 die Deckungsbeiträge aller Varianten sowie die Differenz des Deckungsbeitrags zwischen dem Fall mit und dem Fall ohne Nutzung der Netzspeicherung grafisch dargestellt.

Tabelle 7.8: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse Kosten, Erlöse, Deckungsbeitrag und Differenz der Deckungsbeiträge

Variante	aktive Netzspeicherung	Kosten Brennstoff	Kosten Strombezug	Erlöse Wärmeverkauf	Erlöse Stromverkauf	Erlöse KWK-Vergütung	Erlöse VNN	Deckungsbeitrag	Differenz Deckungsbeitrag
		(in T€/a)	(in T€/a)	(in T€/a)	(in T€/a)	(in T€/a)	(in T€/a)	(in T€/a)	(in T€/a)
Ia	nein	318,2	0,2	356,9	148,0	71,6	25,9	284,0	0,6
	ja	319,2	0,1	356,9	149,0	72,0	26,1	284,6	
Ib	nein	317,0	0,2	356,9	143,2	70,5	25,5	278,9	1,4
	ja	318,3	0,2	356,9	145,0	71,2	25,8	280,3	
Ic	nein	315,7	0,2	356,9	138,1	69,1	25,0	273,1	2,7
	ja	317,5	0,2	356,9	141,0	70,2	25,4	275,8	
Id	nein	308,6	0,1	356,9	125,3	62,2	22,5	258,2	9,3
	ja	314,2	0,1	356,9	133,8	66,9	24,2	267,5	
Ie	nein	271,9	0,6	356,9	71,7	33,2	12,0	201,3	49,6
	ja	304,2	0,2	356,9	119,1	58,2	21,1	250,9	

Der Großteil der Kosten entfällt auf die Brennstoffkosten und nur zu einem sehr geringen Teil auf die Strombezugskosten, da für die Umwälzpumpen vergleichsweise wenig Energie benötigt wird und zudem oft die Abdeckung der Energie durch das BHKW gesichert ist. Beim Vergleich der Varianten Ia und Ie sind die Brennstoffkosten in der Variante Ia höher, da das BHKW deutlich mehr und der Kessel entsprechend weniger eingesetzt wird. Da der maximale Gesamtwirkungsgrad des BHKWs von 85 % deutlich unter dem des Kessels in Höhe von 91 % liegt, ist auch der Gesamtbrennstoffverbrauch in der untersuchten Variante Ia höher als in der Variante Ie. Die Erlöse durch den Wärmeverkauf sind in beiden Varianten gleich groß, da es sich wie bereits erwähnt, um fixe Erlöse handelt. Höhere Laufzeiten des BHKWs in Variante Ia resultieren in höheren Erlösen durch Stromverkauf, KWK-Vergütung und Entgelte vermiedener Netznutzung, sodass sich in Summe ein höherer Deckungsbeitrag für die Variante Ia ergibt.

Beim Vergleich der Deckungsbeiträge für die Fälle mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung betragen für die Fälle Ia, Ib und Ic die Unterschiede nicht mehr als 2,7 T€/a bzw. 1 %. In der Variante Id beträgt die Differenz des Deckungsbeitrags 9,3 T€/a bzw. 4 %, in der Variante Ie 49,6 T€/a bzw. 25 %. Der Nutzen zusätzlicher Speicherkapazität in Form des Netzspeichers kommt in monetärer Sicht also nur dann zum Tragen, wenn der vorhandene thermische Verdrängungsspeicher klein bzw. nicht vorhanden ist.

⁷⁰Visualisierung der Kosten durch negative Werte

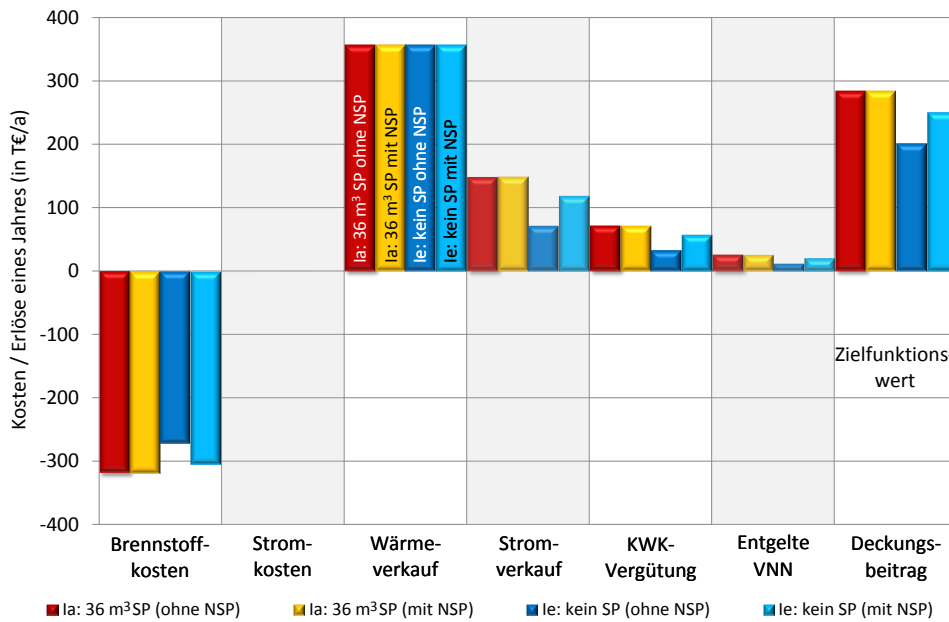


Abbildung 7.16: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Varianten Ia und Ic: Ergebnisse Kosten Brennstoff, Kosten Strom, Erlöse Wärmeverkauf, Erlöse Stromverkauf, Erlöse KWK-Vergütung, Erlöse Entgelte vermiedene Netznutzung und Deckungsbeitrag

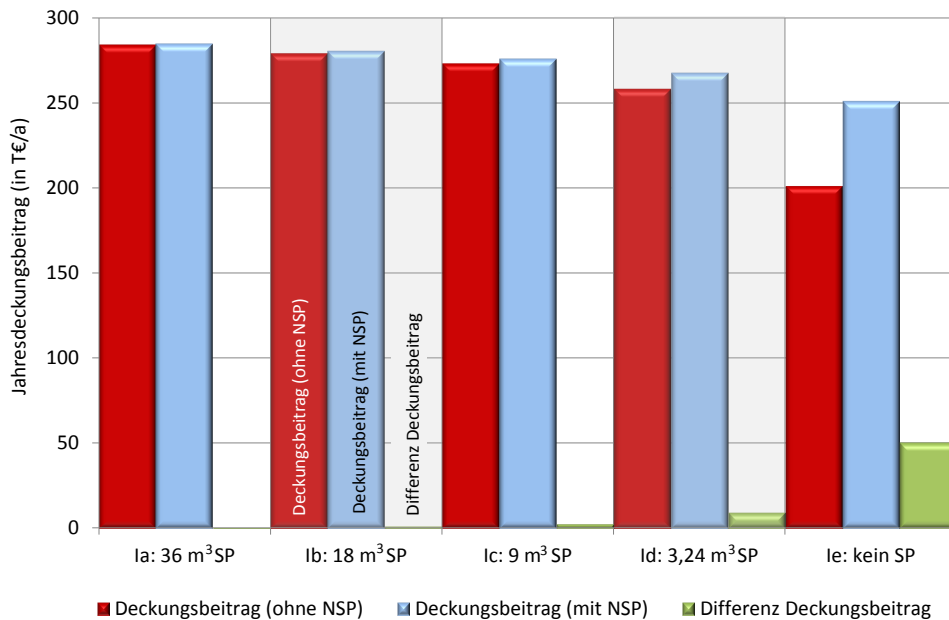


Abbildung 7.17: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse Deckungsbeitrag im Vergleich mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung

In Tab. 7.9 sowie in den Abb. 7.18 und Abb. 7.19 sind Ergebnisse der Jahresoptimierungen in Bezug auf die Kennwerte der CO₂-Emission und der Primärenergie aufgelistet bzw. grafisch

dargestellt. Die jeweiligen Einsparungen an CO_2 und Primärenergie sind in den Grafiken durch negative Werte gekennzeichnet.

Tabelle 7.9: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse CO_2 -Emissionen und Primärenergie

Variante	aktive Netzspeicherung	CO_2 Emissionen (in t/a)				Primärenergie (in MWh/a)		Primärenergie Einsparung (in MWh/a)	
		CO_2 Brennstoff	CO_2 Strombezug	CO_2 Einsparung	CO_2 gesamt	Primärenergie Brennstoff	Primärenergie Strombezug	Primärenergie Einsparung	Primärenergie gesamt
Ia	nein	2118,3	0,9	2800,4	-681,2	11592,8	3,9	9960,0	1636,7
	ja	2125,1	0,7	2814,6	-688,8	11629,9	3,0	10010,5	1622,4
Ib	nein	2107,5	0,8	2757,8	-649,4	11533,7	3,8	9808,4	1729,2
	ja	2117,1	0,7	2782,3	-664,5	11586,1	3,2	9895,7	1693,6
Ic	nein	2095,3	0,8	2700,4	-604,3	11466,6	3,7	9604,2	1866,1
	ja	2109,1	0,7	2744,0	-634,2	11542,3	3,1	9759,3	1786,1
Id	nein	2032,9	0,5	2431,0	-397,6	11125,4	2,5	8646,2	2481,6
	ja	2082,3	0,5	2617,4	-534,6	11395,9	2,2	9309,2	2088,9
Ie	nein	1699,2	2,3	1297,6	403,9	9299,2	10,6	4615,2	4694,6
	ja	1990,4	0,8	2277,2	-286,1	10892,5	3,5	8099,3	2796,7

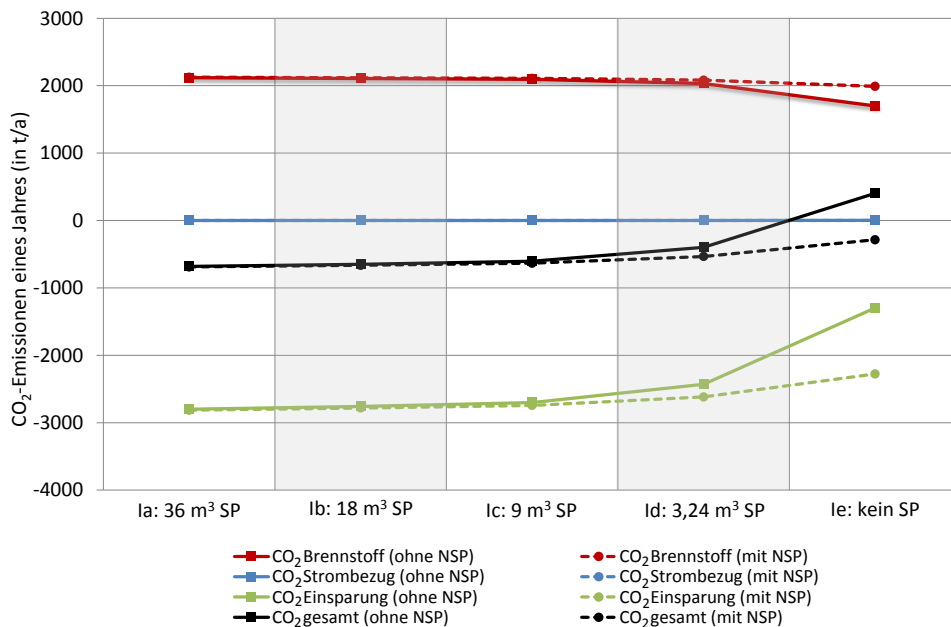


Abbildung 7.18: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse CO_2 -Emission Brennstoff, CO_2 -Emission Strombezug, CO_2 -Emission Einsparung, CO_2 -Emission gesamt

In den Varianten Ia, Ib und Ic bleiben sowohl die Gesamt- CO_2 -Emission als auch die Gesamt-Primärenergie auf einem konstanten Level mit Werten um die -650 t/a bzw. 1750 MWh/a. Analoge Aussagen lassen sich zu der CO_2 -Emission und Primärenergie des Brennstoffs, des

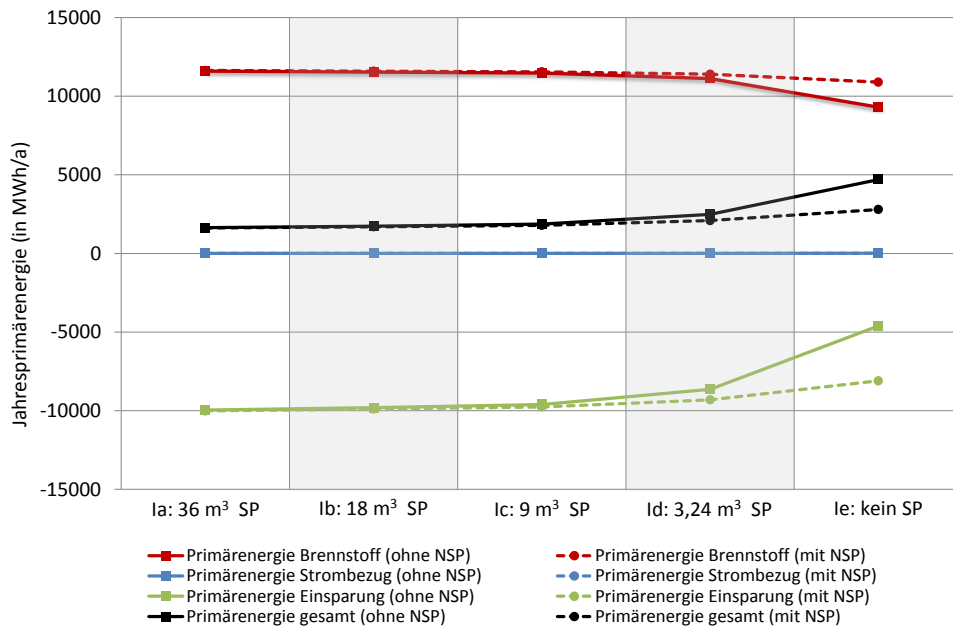


Abbildung 7.19: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse Primärenergie Brennstoff, Primärenergie Strombezug, Primärenergie Einsparung, Primärenergie gesamt

Strombezugs und der Einsparung treffen. Erst für die Variante Id ist ein leichter Anstieg an CO_2 -Emission und Primärenergie feststellbar, der sich in Variante Ie deutlich fortsetzt. Die durch geringere Volllaststunden des BHKWs bedingte Reduzierung des eingesetzten Brennstoffs und damit verbundene Reduzierung der CO_2 -Emission bzw. der Primärenergie wiegt den Nachteil der durch die Nichtverdrängung ineffizienter Erzeugeranlagen aus dem öffentlichen Netz begründeten höheren Emissionen an CO_2 bzw. Primärenergie nicht auf. Die CO_2 -Emissionen und Primärenergie bei Strombezug spielen eine untergeordnete Rolle. Wird die Netzspeicherung nicht genutzt, verstärkt sich im Vergleich zum Fall der Nutzung der Netzspeicherung der eben beschriebene Vorgang – es ist ein weiteres Ansteigen der gesamten CO_2 -Emission und Primärenergie beobachtbar.

Es kann insgesamt festgehalten werden, dass die Nutzung der Netzspeicherung eine Erhöhung des Deckungsbeitrags durch eine Steigerung der Erlöse der Stromlieferung und teilweise durch eine Steigerung der Erlöse der KWK-Vergütung sowie der Entgelte für die vermiedene Netznutzung trotz steigender Brennstoffkosten ermöglicht. Die zusätzliche Speicherkapazität in Form des Netzspeichers ermöglicht eine Erhöhung der Volllaststunden des BHKWs, einhergehen die Reduzierungen der CO_2 -Emissionen und der Primärenergie. Die Steigerungen bezogen auf den Deckungsbeitrag fallen in den ersten drei Varianten mit 0,2 % (Variante Ia), 0,5 % (Variante Ib) bzw. 1,0 % (Variante Ic) gering aus. Zwar findet die Verschiebung des BHKW-Einsatzes in Zeiten hoher Stromvergütung statt, nur wird dafür bevorzugt der thermische Verdrängungsspeicher verwendet. Begründen lässt sich dies dadurch, dass die für die Netzspeicherung notwendige Anhebung der Vorlauftemperatur die thermischen Verluste erhöht und somit zusätzliche Kosten verursacht. Die gleichzeitigen Einsparungen an Pumpenergie wiegen diesen Nachteil nicht auf, sodass eine Netzspeicherung nur dann Anwendung findet, wenn der gesamte Erzeugerpark inkl. der Verdrängungsspeicher an seine Kapazitätsgrenzen gelangt. Für die Verschiebung des BHKW-Einsatzes in Zeiten hoher Stromvergütung reicht dann schon der

mit 9 m^3 Nutzvolumen eher klein dimensionierte Verdrängungsspeicher, da sich die Spotpreise maximal innerhalb weniger Stunden ändern, dementsprechend verhältnismäßig weniger Wärme gespeichert werden muss. Die Steigerungen der Deckungsbeiträge sind daher vorwiegend auf die durch die Nutzung der Netzspeicherung mögliche Erhöhung der Volllaststunden der BHKWs zurückzuführen. In der Variante Id bzw. Ie sind die Unterschiede des Deckungsbeitrags und der Volllaststunden des BHKWs im Vergleich zu den Varianten Ia-Ic wesentlich größer, da hier der thermische Verdrängungsspeicher nur sehr wenig Verschiebungspotential für Wärme verfügt (Variante Id) bzw. die Netzspeicherung die einzige Möglichkeit der Speicherung von thermischer Energie darstellt (Variante Ie).

7.7 Ergebnisse Variante I: Vergleich Netzspeicher und thermischer Verdrängungsspeicher

Im Folgenden sollen die Varianten Id ohne Netzspeicherung und Ie mit Netzspeicherung direkt miteinander verglichen werden. Der Vergleich soll aufzeigen, welche Unterschiede konkret sich bei den zwei Speicherarten thermischer Verdrängungsspeicher und Netzspeicher bei Vorhandensein gleicher Verteilnetze ergeben. Die über das Wasservolumen des Fernwärmenetzes sowie über die Simulationen bestimmte, maximal speicherbare Energie im Netzspeicher beträgt 178 kWh . Dieser Wert wird ebenfalls für den thermischen Verdrängungsspeicher angesetzt - es ergibt sich somit ein Nutzvolumen von $3,24 \text{ m}^3$. Von den Speicherkapazitäten sind beide Speicherarten also gleich, der Unterschied liegt in den realisierbaren Lade- bzw. Entladeleistungen. Während beim Verdrängungsspeicher innerhalb der vorgegebenen Grenzen beliebige Leistungen abgerufen werden können, ist die Netzspeicherleistung durch den aktuellen Systemzustand des Fernwärmenetzes stärker eingegrenzt. Einfluss kann über die gezielte Wahl der Vorlauftemperatur genommen werden - es ergeben sich aber nicht die Freiheitsgrade eines Verdrängungsspeichers.

In Tab. 7.10 sind die einzelnen Ergebnisgrößen im direkten Vergleich sowie jeweils die absolute und relative Abweichung aufgeführt. Es ist ersichtlich, dass die eingeschränkten Freiheitsgrade des Netzspeichers in einer unflexibleren Fahrweise des Erzeugerparks resultieren. Es ergibt sich für die Variante Ie mit Netzspeicherung im Vergleich mit der Variante Id ohne Netzspeicherung konsequenterweise wesentlich mehr Netzspeichervorgänge, erkennbar an der höheren durchschnittlichen Vorlauftemperatur und Netzspeicherleistung, aber geringere Laufzeiten für das BHKW und somit die im vorherigen Abschnitt bereits ausführlich diskutierten Konsequenzen, wie Erhöhung des Einsatzes des Kessels.

Wie in Abb. 7.20 dargestellt, unterscheiden sich in Summe die einzelnen Kosten, Erlöse und der Deckungsbeitrag nur wenig. Die Abweichung des Deckungsbeitrags beträgt nur $7,3 \text{ T€}/a$ bzw. 3% . Folglich kann durchaus für theoretische Untersuchungen für eine rein monetäre Bewertung der nur aufwendig parametrisierbare Netzspeicher in erster Näherung im Optimierungsmodell durch einen thermischen Verdrängungsspeicher ersetzt werden.

Tabelle 7.10: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Vergleich der Variante Id ohne Netzspeicherung mit der Variante Ie mit Netzspeicherung

	Id ohne NSP	Ie mit NSP	absolute Abweichung	relative Abweichung (in %)
Thermischer Verlust Netz (in MWh/a)	481,0	501,3	20,4	4
Pumpenergie (in MWh/a)	9,2	8,1	1,1	12
ØVorlauftemperatur (in °C)	85,0	91,7	6,7	8
ØNetzspeicherleistung (in kW)	7,2	65,9	58,6	810
Elektrische Energie BHKW (in MWh/a)	2969	2781	188,8	6
Thermische Energie BHKW (in MWh/a)	3937	3666	270,2	7
Brennstoffenergie BHKW (in MWh/a)	8126	7582	543,9	7
Volllaststunden BHKW (in h/a)	5754	5388	365,8	6
Øelektrischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	37	37	0,0	0
Øthermischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	48	48	0,0	0
Thermische Energie Kessel (in MWh/a)	1716	2006	289,4	17
Brennstoffenergie Kessel (in MWh/a)	1988	2320	332,2	17
Volllaststunden Kessel (in h/a)	687	802	115,7	17
Øthermischer Wirkungsgrad Kessel (in %)	86	0,86	0,0	0
Kosten Brennstoff (in T€/a)	308,6	304,2	4,4	1
Kosten Strombezug (in T€/a)	0,1	0,2	0,1	43
Erlöse Wärmeverkauf (in T€/a)	356,9	356,9	0,0	0
Erlöse Stromverkauf (in T€/a)	125,3	119,1	6,3	5
Erlöse KWK-Vergütung (in T€/a)	62,2	58,2	3,9	6
Erlöse Entgelte vermiedene Netznutzung (in T€/a)	22,5	21,1	1,4	6
Deckungsbeitrag (in T€/a)	258,2	250,9	7,3	3
CO ₂ -Emissionen Brennstoff (in t/a)	2032,9	1990,4	42,6	2
CO ₂ -Emissionen Strombezug (in t/a)	0,5	0,8	0,2	40
CO ₂ -Emissionen Einsparung (in t/a)	-2431,0	-2277,2	153,8	6
CO ₂ -Emissionen gesamt (in t/a)	-397,6	-286,1	111,4	28
Primärenergie Brennstoff (in MWh/a)	11125,4	10892,5	232,9	2
Primärenergie Strombezug (in MWh/a)	2,5	3,5	1,0	40
Primärenergie Einsparung (in MWh/a)	-8646,2	-8099,3	546,9	6
Primärenergie gesamt (in MWh/a)	2481,6	2796,7	315,0	13

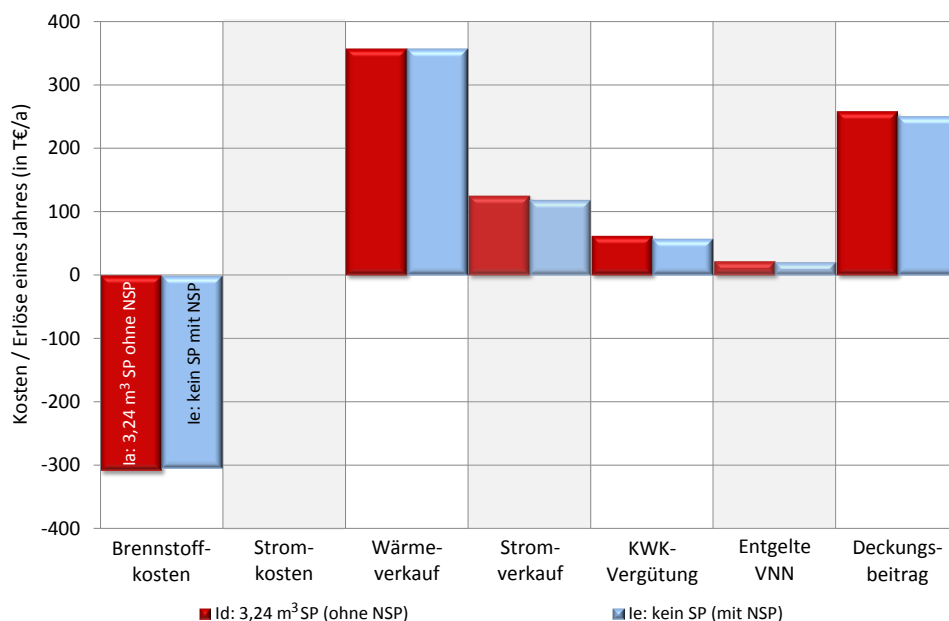


Abbildung 7.20: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Vergleich von Kosten und Erlösen der Varianten Id ohne Netzspeicherung und Ie mit Netzspeicherung

7.8 Ergebnisse Variante I: Minimierung CO₂-Emission und Primärenergie

Neben der Maximierung des Deckungsbeitrags sollen auch die Auswirkungen auf die optimale Einsatzplanung untersucht werden, wenn die Minimierung der CO₂-Emission bzw. der Primärenergie als Ziel der Optimierung fungieren. Die detaillierten Ergebnisse der Jahresoptimierungen analog der Maximierung des Deckungsbeitrags finden sich im Anhang B.3. Die Jahresoptimierungen werden dabei nur für die Varianten Ia und Ie durchgeführt. Eine Übersicht mit allen Verweisen auf die jeweiligen Ergebnistabellen ist in Tab. 7.11 aufgelistet.

Tabelle 7.11: Übersicht Verweise auf die Tabellen der Ergebnisse der Jahresoptimierungen mit den Zielfunktionen CO₂-Emission und Primärenergie der Variante I

Ergebnisse	Zielfunktion: CO ₂ -Emission	Zielfunktion: Primärenergie
Netzspeicherung	Tab. B.8	Tab. B.12
Erzeuger	Tab. B.9	Tab. B.13
Kosten, Erlöse und Deckungsbeitrag	Tab. B.10	Tab. B.14
CO ₂ -Emissionen und Primärenergie	Tab. B.11	Tab. B.15

Deckungsbeitrag, CO₂-Emission und Primärenergie eines Jahres der Varianten Ia und Ie jeweils mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung sind für die drei Zielfunktionen Deckungsbeitrag, CO₂-Emission und Primärenergie im Direktvergleich in Abb. 7.21, Abb. 7.22 bzw. Abb. 7.23 dargestellt.

Die jeweiligen Unterschiede zwischen den Ergebnissen der Jahresoptimierungen aller drei möglichen Zielfunktionen sind für alle Varianten und alle untersuchten Größen gering. So beträgt die

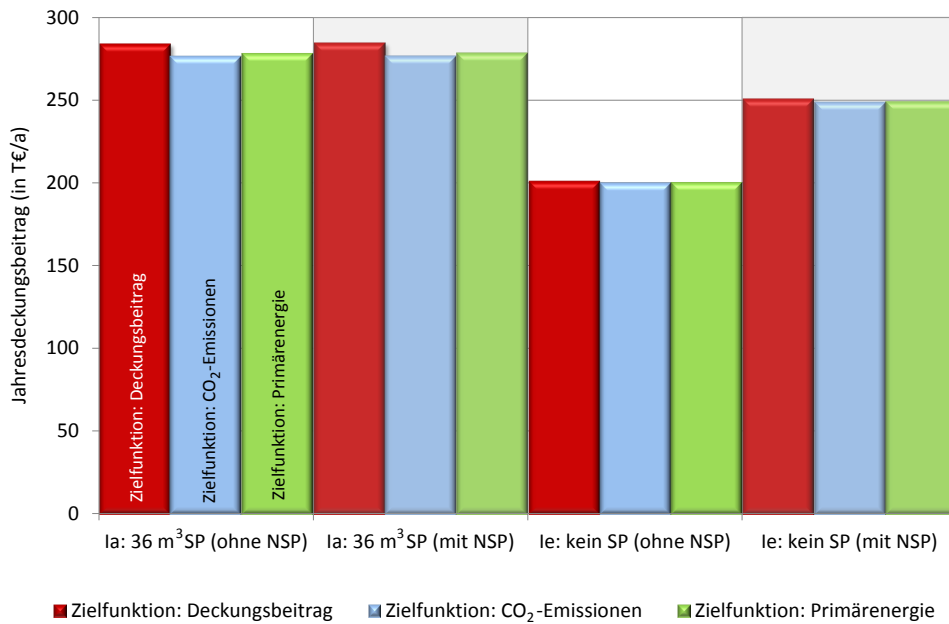


Abbildung 7.21: Jahresoptimierung Varianten Ia und Ie: Vergleich des Deckungsbeitrags bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Minimierung der CO₂-Emission und Minimierung der Primärenergie

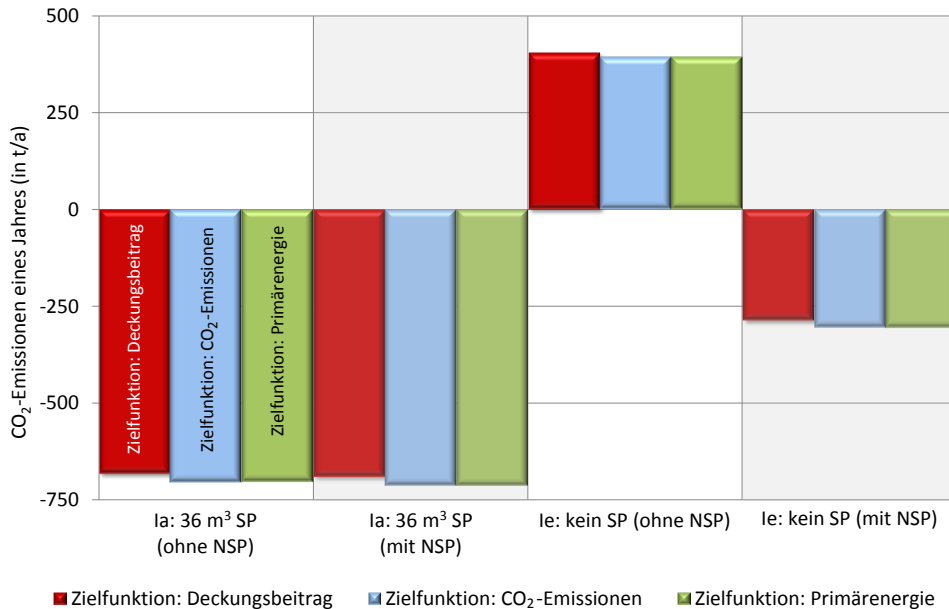


Abbildung 7.22: Jahresoptimierung Varianten Ia und Ie: Vergleich der CO₂-Emission bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Minimierung der CO₂-Emission und Minimierung der Primärenergie

maximale Differenz der Deckungsbeiträge 7,6 T€/a bzw. 2,7 %, der CO₂-Emission 24,5 t/a bzw. 6,8 % und der Primärenergie 64,3 MWh/a bzw. 3,9 %. Die Wahl der Zielfunktion hat folglich einen geringen Einfluss auf die optimale Betriebsweise des vorliegenden Erzeugerparks,

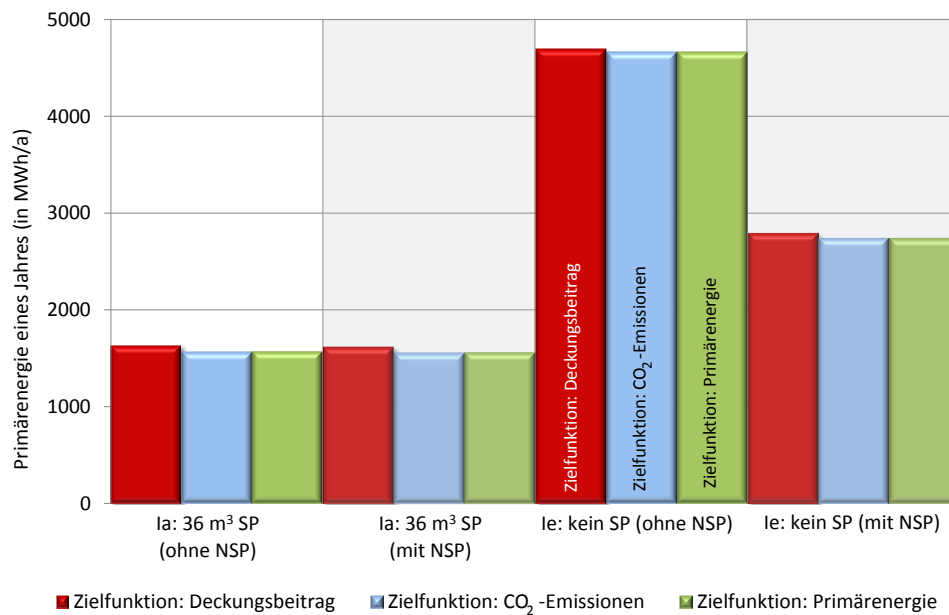


Abbildung 7.23: Jahresoptimierung Varianten Ia und Ie: Vergleich der Primärenergie bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Minimierung der CO₂-Emission und Minimierung der Primärenergie

da eine monetär sinnvolle Erhöhung der Laufzeiten des BHKWs gleichzeitig eine Einsparung an CO₂ und Primärenergie mit sich bringt. Die Nutzung der Netzspeicherung bringt also auch in Bezug auf die CO₂-Emission und in Bezug auf die Primärenergie keine besonderen Vorteile.

7.9 Ergebnisse Variante II

Durch die Variation der Leistungsgröße der Erzeuger in Variante II soll untersucht werden, wie stark ein größer dimensioniertes BHKW von der zusätzlichen Speichermöglichkeit in Form der Netzspeicherung profitiert. Dazu werden die unskalierten Leistungsdaten aus Tab. 7.1 für das BHKW verwendet, welches somit über eine maximale thermische Leistung von 1304 kW verfügt. Die Größe des Kessels wird entsprechend auf 2200 kW reduziert. Die Überdimensionierung des BHKWs soll ermöglichen, dass zu Zeiten hoher Stromspotmarktpreise mehr Strom an der Börse gewinnbringend veräußert werden kann und somit eine Steigerung des Deckungsbeitrags zu erwarten ist. Die damit verbundene Reduzierung der Volllaststunden der KWK-Anlage wird dabei bewusst in Kauf genommen.

Die Ergebnisse der Jahresoptimierungen sind analog denen der Variante I aufbereitet. Eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse in Form von Tabellen und Abbildungen findet sich im Anhang B.4. Eine Übersicht der dort aufgeführten Tabellen und Abbildungen ist in Tab. 7.12 aufgelistet.

Die Resultate der Untersuchungen der Variante I ergeben sich zum großen Teil auch bei der Variante II. Bei Reduzierung der Größe des Verdrängungsspeichers sinkt auch der erzielbare

Tabelle 7.12: Übersicht Verweise auf die Tabellen und Abbildungen der Ergebnisse der Jahresoptimierungen der Variante II

	Tabelle	Abbildung
Netzspeicherung	Tab. B.16	Abb. B.1 + Abb. B.2
Erzeuger	Tab. B.17	Abb. B.3 + Abb. B.4
Deckungsbeitrag	Tab. B.18	Abb. B.5 + Abb. B.6
CO ₂ -Emissionen und Primärenergie	Tab. B.19	Abb. B.7 + Abb. B.8

Deckungsbeitrag eines Jahres, was auf eine Reduzierung der Volllaststunden des BHKWs und somit auf einen verstärkten Einsatz des ökonomisch schlechteren Kessels zurückzuführen ist. Mit den sinkenden Volllaststunden des BHKWs geht ein Anstieg der CO₂-Emission und der Primärenergie einher. Bei Vorhandensein eines großen thermischen Verdrängungsspeichers sind die Unterschiede der Deckungsbeiträge eines Jahres mit und ohne Nutzung des Netzspeichers äußerst gering. Erst im Falle eines kleineren Verdrängungsspeichers mit einem Nutzvolumen von 9 m³ stellen sich signifikante Differenzen der Deckungsbeiträge ein.

7.10 Vergleich Variante I mit Variante II

Abschließend erfolgt ein direkter Vergleich der Ergebnisse der zuvor untersuchten Variante I mit der Variante II. In Abb. 7.24 sind für beide Varianten die Volllaststunden von BHKW und Kessel jeweils mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung für alle fünf möglichen Größen des Verdrängungsspeichers grafisch dargestellt.

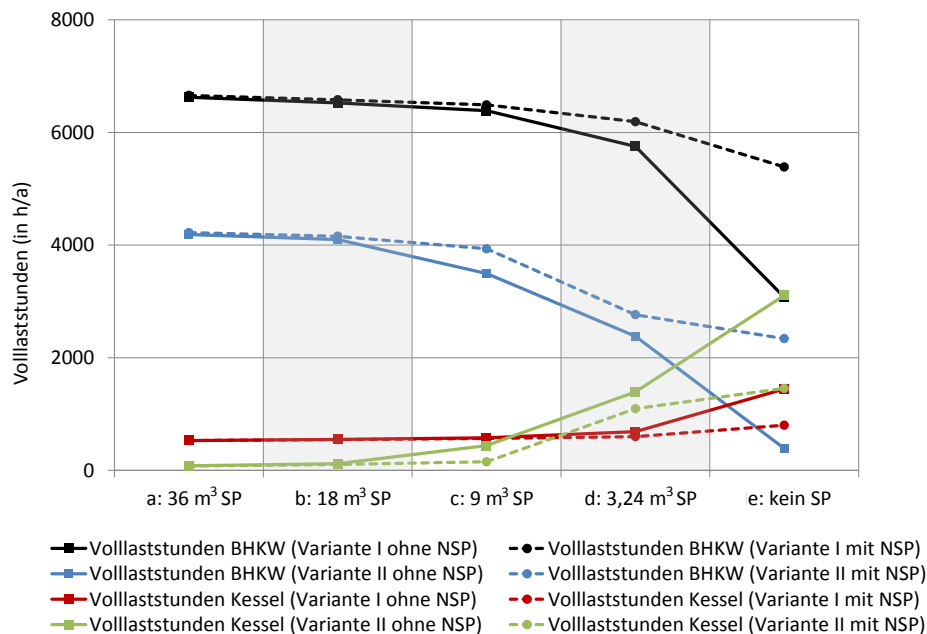


Abbildung 7.24: Jahresoptimierung Varianten I und II: Vergleich der Volllaststunden des BHKWs und des Kessels mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung

Aufgrund der höheren, maximalen Leistung des BHKWs in Variante II liegt die Zahl der Volllaststunden des BHKWs (blaue Linien) zwangsläufig deutlich unter denen der Variante I (schwarze Linien), da der thermische Lastgang in beiden Varianten gleich ist. Anders verhält

es sich bei den Kurven der Volllaststunden der Kessel. Die Kurven der Variante II (grüne Linien) liegen trotz vergleichsweise kleinerer Leistungsgröße des Kessels im Fall (a), (b) und (c) zunächst unter denen der Variante I (rote Linien), da in diesen Fällen in Zeiten hoher thermischer Lasten der Kesseleinsatz durch Verwendung des BHKWs reduziert werden kann. In den Fällen (d) und (e) kehrt sich dieses Verhältnis um, da das in Variante II sehr groß dimensionierte BHKW aufgrund reduzierter Möglichkeiten der Wärmespeicherung in Zeiten niedriger Lasten weniger verwendet werden kann und somit auf den Kessel zurückgegriffen werden muss.

Der tendenzielle Verlauf der Kurven der Volllaststunden des BHKWs und des Kessels ist in beiden Varianten gleich – hingegen sind Unterschiede in der Differenz der Volllaststunden zwischen den Fällen mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung feststellbar. Ist der Unterschied der Volllaststunden des BHKWs in den Fällen (a) und (b) in beiden Varianten mit maximal 58 h/a noch sehr gering⁷¹, ergibt sich bereits im Fall (c) eine deutliche Abweichung. In der Variante I ergeben sich im Fall mit Nutzung der Netzspeicherung im Vergleich zum Fall ohne Nutzung der Netzspeicherung 101 h/a bzw. 2 % mehr an Volllaststunden des BHKWs, in der Variante II beträgt die Differenz bereits 440 h/a bzw. 13 %. Ursache liegt in der größeren Dimensionierung und somit höheren Minimalleistung des BHKWs in der Variante II, das folglich in Zeiten niedriger thermischer Lasten bei der geringen Größe des Verdrängungsspeichers in Höhe von 9 m³ wesentlich unflexibler eingesetzt werden kann.

Im Fall (d) kommt es bei der Variante II sogar zu einer geringen Reduzierung der Differenz der Volllaststunden auf 384 h/a bzw. 16 %, was wieder der Größe des BHKWs sowie der unflexibleren Fahrweise des Netzspeichers geschuldet ist. Im Vergleich dazu ergibt sich für die Variante I im Fall (d) eine Differenz von 437 h/a bzw. 13 %. Im Fall (e) sind die Differenzen am größten: 2315 h/a bzw. 75 % für Variante I sowie 1950 h/a bzw. 500 % für Variante II. Für die Differenzen der Volllaststunden der Kessel lassen sich entsprechende Aussagen treffen. Der Vergleich zeigt auf, dass die größeren Differenzen der Volllaststunden mit und ohne der Nutzung der Netzspeicherung der Variante II möglich werden, da der Erzeugerpark aufgrund der höheren Minimalleistung des BHKWs im Vergleich zur Variante I häufiger an der Kapazitätsgrenze betrieben wird.

Die unterschiedlichen Auswirkungen auf die Volllaststunden der Erzeuger beider Varianten I und II mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung spiegeln sich auch in den Kosten und Erlösen eines Jahres wieder. In Abb. 7.25 bzw. Abb. 7.26 sind daher die einzelnen Kosten, Erlöse und der Deckungsbeitrag eines Jahres für die Fälle (a) bzw. (e) jeweils mit und ohne Nutzung des Netzspeichers für beide Varianten in jeweils einem Diagramm grafisch dargestellt.

In Abb. 7.25 ist deutlich zu erkennen, dass aufgrund des großen Volumens des Verdrängungsspeichers von 36 m³ sich die einzelnen Kosten und Erlöse im Vergleich mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung in beiden Varianten nur marginal unterscheiden. Beim Vergleich der Varianten untereinander hingegen ergibt sich eine deutliche Abweichung. In Variante II kann aufgrund des größeren BHKWs mehr elektrische Energie generiert werden, was mit höheren Erlösen durch Stromverkauf, KWK-Vergütung und Entgelte für die vermiedene Netznutzung einher geht. Dafür wird natürlich auch mehr Brennstoff benötigt, also steigen die Kosten für den Brennstoffbezug an. In Summe ergibt sich eine Differenz des Deckungsbeitrags zwischen Variante II und Variante I von 49,6 T€/a.

⁷¹entspricht einer relativen Abweichung von ca. 1 %

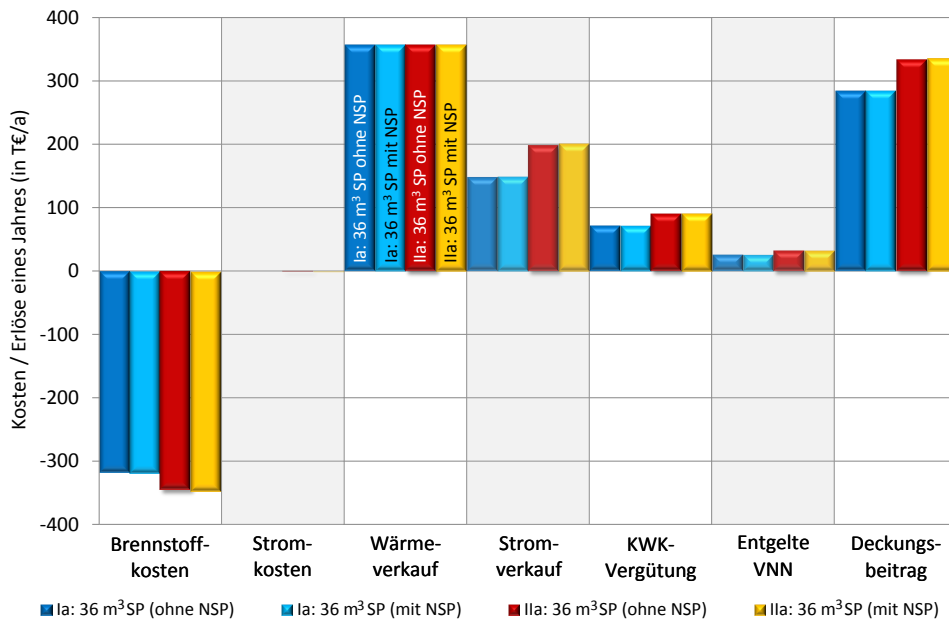


Abbildung 7.25: Jahresoptimierung Varianten Ia und IIa: Vergleich Kosten Brennstoff, Kosten Strom, Erlöse Wärmeverkauf, Erlöse Stromverkauf, Erlöse KWK-Vergütung, Erlöse Entgelte vermiedene Netznutzung, Deckungsbeitrag

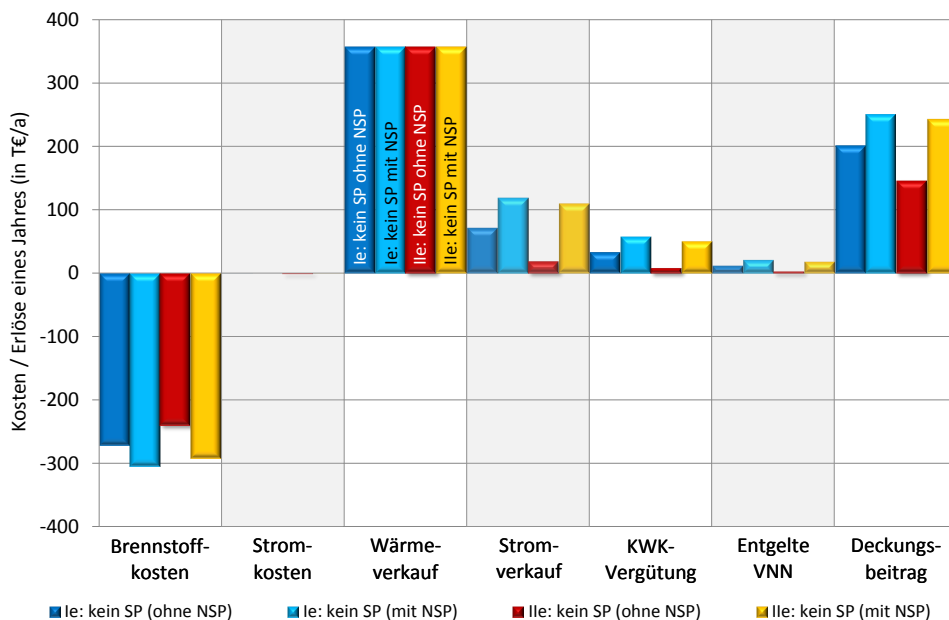


Abbildung 7.26: Jahresoptimierung Varianten Ie und IIe: Vergleich Kosten Brennstoff, Kosten Strom, Erlöse Wärmeverkauf, Erlöse Stromverkauf, Erlöse KWK-Vergütung, Erlöse Entgelte vermiedene Netznutzung, Deckungsbeitrag

Für den Fall (e) in Abb. 7.26, dem Fall ohne einen thermischen Verdrängungsspeicher, ergeben sich deutliche Unterschiede nicht nur zwischen den Fällen mit und ohne Nutzung der

Netzspeicherung, sondern auch zwischen den beiden Varianten. Was gleich bleibt ist, dass ein höherer Deckungsbeitrag mit höheren Erlösen durch Stromverkauf, KWK-Vergütung und Entgelte vermiedener Netznutzung sowie höheren Brennstoffkosten einhergeht. Auffällig ist, dass die Deckungsbeträge der Variante II unter denen der Variante I liegen. Die Ursache ist wieder in der Dimensionierung des BHKWs festzumachen, das bei begrenzten Speicherkapazitäten nicht flexibel genug eingesetzt werden kann und daher öfter durch den Kessel ersetzt wird.

Der Deckungsbeitrag als hier gewählte, maßgebliche Bewertungsgröße ist in Abb. 7.27 für alle Größen des Verdrängungsspeichers jeweils für die beiden Varianten I und II mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung grafisch dargestellt. Zusätzlich finden sich in Abb. 7.28 die Differenzen zwischen den Deckungsbeiträgen mit und ohne Nutzung des Netzspeichers für alle Größen des Verdrängungsspeichers jeweils für die beiden Varianten I und II.

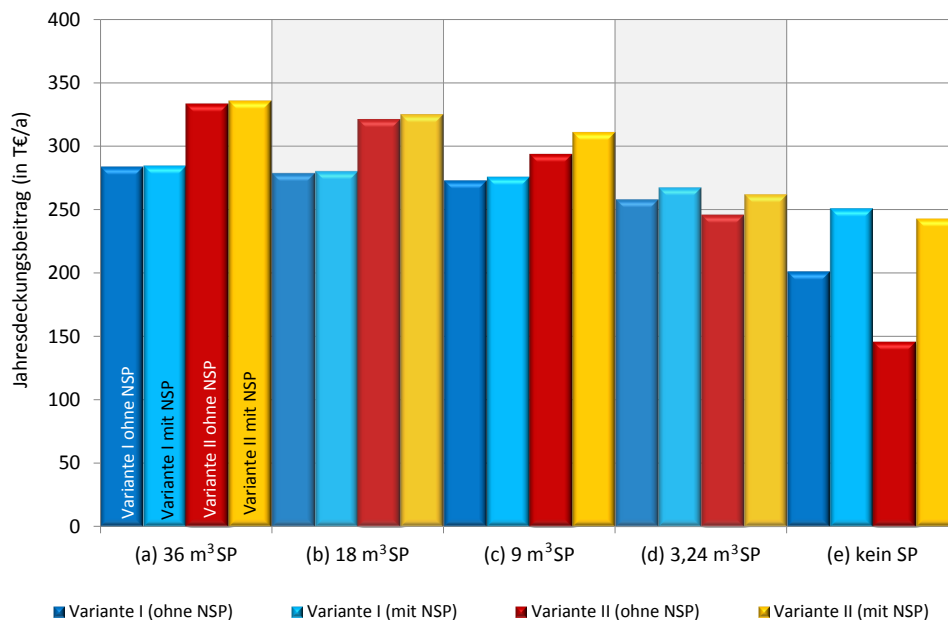


Abbildung 7.27: Jahresoptimierung Varianten I und II: Vergleich Deckungsbeitrag mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung

Wie bereits festgehalten, sinken bei beiden Varianten die Deckungsbeiträge bei Reduzierung der Größe des Verdrängungsspeichers, wobei das Absinken bei Variante II deutlich schneller von statten geht. Bei beiden Varianten I und II sind die Unterschiede der Deckungsbeiträge zwischen den Fällen mit und ohne Nutzung des Netzspeichers für die beiden ersten Fälle (a) und (b) mit den größten Verdrängungsspeichern mit einem Volumen von 36 m³ bzw. 18 m³ sehr gering und betragen maximal 3,3 T€/a. Hingegen sind die Unterschiede des Deckungsbeitrags zwischen den beiden Varianten untereinander mit 49,6 T€/a bzw. 42,5 T€/a sehr groß.

Für den Fall (c) mit dem 9 m³ Verdrängungsspeicher ergeben sich erste Unterschiede zwischen den beiden Varianten in Bezug auf die Differenz des Deckungsbeitrags zwischen den Fällen mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung. Während in Variante I die Differenz weiterhin mit 2,7 T€/a sehr gering ist, ergibt sich für Variante II bereits eine Differenz in Höhe von

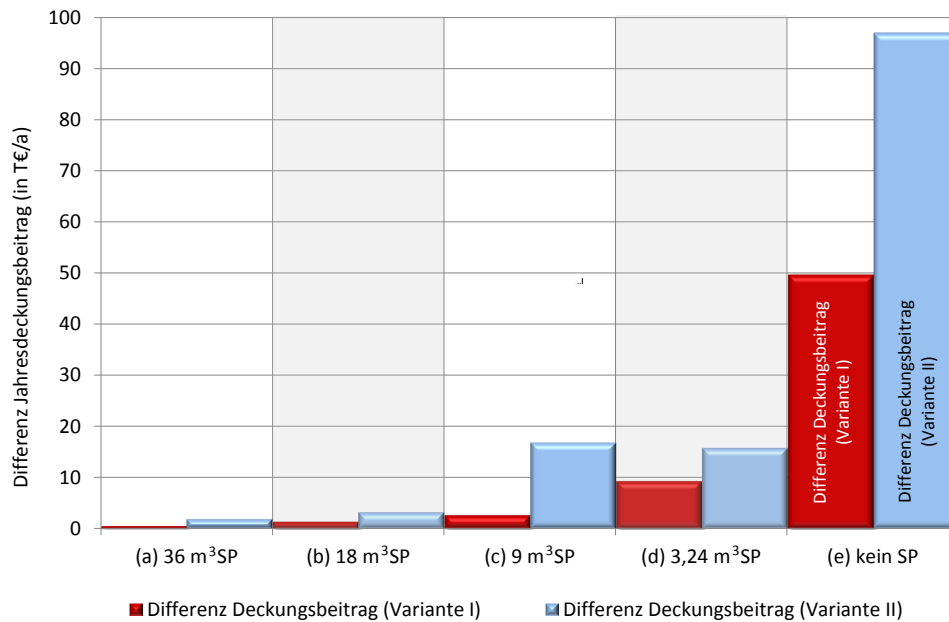


Abbildung 7.28: Jahresoptimierung Varianten I und II: Vergleich Differenz Deckungsbeitrag mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung

16,9 T€/a. Hier ist wieder die starke Korrelation zu den Volllaststunden der Erzeuger erkennbar. Absolut gesehen liegt der Deckungsbeitrag der Variante II aber noch über dem der Variante I. Das ändert sich in den Fällen (d) und (e), also im Falle des kleinsten Verdrängungsspeichers mit einem Volumen von 3,24 m³ bzw. im Fall ohne Verdrängungsspeicher. Es sind zwar die Differenzen der Deckungsbeiträge mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung bei Variante II deutlich größer, insgesamt liegen die Deckungsbeiträge unter denen der Variante I. Ursache liegt darin, dass in Variante II das Verhältnis aus Leistungsgröße des BHKWs und Gesamtspeicherkapazität von Verdrängungsspeicher sowie Netzspeicher im Vergleich zur Variante I größer ist. Die Ursache für das leichte Ansteigen der Differenz der Deckungsbeiträge der Fälle IIc und II d liegt wieder in der Dimensionierung des BHKWs mit der vergleichsweise hohen Minimallast.

Es muss festgehalten werden, dass die Nutzung der Netzspeicherung in Fernwärmenetzen umso größere Einsparpotentiale mit sich bringt, je häufiger das Gesamterzeugersystem an der Kapazitätsgrenze betrieben wird. Das bedeutet, dass die Netzspeicherung umso gewinnbringender genutzt werden kann, je kleiner der vorhandene Verdrängungsspeicher bzw. je größer die KWK-Anlage dimensioniert ist. In diesem Falle kann der BHKW-Einsatz erhöht und der Kessel Einsatz reduziert werden. Es muss dabei beachtet werden, dass zu groß dimensionierte KWK-Anlagen in Fällen, in denen die Netzspeicherung die größten Einsparpotentiale erreicht, in einer monetären Bewertung schlechter abschneiden können als kleinere Anlagen, d.h. der Weg der bewussten Überdimensionierung der KWK-Anlagen, um die Netzspeicherung besser nutzen zu können, nicht zwangsläufig wirtschaftliche Vorteile mit sich bringt.

8 FAZIT

Analog zum thermischen Heißwasserspeicher kann das Fernwärmenetz theoretisch ebenso zur Speicherung von thermischer Energie genutzt werden ohne zusätzliche Investitionen tätigen zu müssen. Dabei führen Änderungen der Vorlauftemperatur am Erzeuger im Fernwärmenetz zu instationären Betriebszuständen in Bezug auf die Energiebilanz, sobald die geänderte Vorlauftemperatur die jeweiligen Abnehmer erreicht. Gleiches tritt bei Änderungen der Rücklauftemperaturen der Abnehmer ein, sobald die geänderten Rücklauftemperaturen die Energiebereitstellungsanlage erreichen. Folge ist, dass die in das Netz eingespeiste thermische Leistung nicht der Summe der thermischen Lasten der Verbraucher zuzüglich den thermischen Verlusten des Wärmeverteilnetzes entspricht. Die Handbarkeit des Netzspeichers ist dabei nicht so hoch, da die möglichen Lade- bzw. Entladeleistungen des Netzspeichers durch den jeweiligen Systemzustand des Fernwärmenetzes zum Teil eingeschränkt werden – es kann also nicht wie bei einem thermischen Heißwasserspeicher zu jedem Zeitpunkt von einer festen, maximal möglichen Lade- bzw. Entladeleistung ausgegangen werden.

In der vorliegenden Arbeit konnte zunächst mit Hilfe theoretischer Voruntersuchungen anhand eines einfachen Fernwärmenetzes ein Grundverständnis für die Netzspeichervorgänge erlangt werden. Es zeigte sich, dass die Vorgänge der Netzspeicherung schnell eine hohe Komplexität erreichen. In weiterführenden Untersuchungen wurde mit Hilfe des thermohydraulischen Simulationstools TRNSYS-TUD anhand eines real existierenden Fernwärmenetzes aufgezeigt, dass sowohl die Vorlauftemperatur am Erzeuger als auch die thermische Gesamtlast jeweils des aktuellen und der vorherigen Zeitpunkte der mit einer diskreten Zeitschrittweite durchgeführten Simulation die wesentlichen Einflussfaktoren der Netzspeicherleistung des aktuellen Zeitpunkts sind.

Um die wirtschaftlichen Einsparpotentiale der Netzspeicherung abschätzen zu können, ergab sich die Zielstellung, die Vorgänge der Netzspeicherung modellhaft mit in die Einsatzplanung von Wärmeerzeugern zu integrieren. Dabei kann die optimale Fahrweise eines beliebig vorgebbaren Erzeugerparks unter den verschiedenen Zielfunktionen Deckungsbeitrag, CO_2 -Emissionen und Primärenergie erfolgen. Die direkte Kopplung von Simulation und Optimierungsmodell ist in dem konkret vorliegenden Fall nicht möglich, sodass die zur Bestimmung der Netzspeicherleistung notwendige thermohydraulische Simulation durch eine Ansatzfunktion ersetzt wurde. Die Ermittlung der netzspezifischen Koeffizienten der Ansatzfunktion erfolgte durch eine multiple lineare Regression – in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur am Erzeuger und der thermischen Gesamtlast des aktuellen und der vorherigen Zeitpunkte. Dabei wurden verschiedene Ansatzfunktionen sowie verschiedene Eingangsgrößen der Regression getestet und anhand verschiedener Fehlerdefinitionen sowie eines optischen Vergleichs bewertet. Es konnte eine Ansatzfunktion gefunden werden, die für das untersuchte Testnetz eine sehr gute Übereinstimmung der Netzspeicherleistung von Simulation und Regression ergab.

Anhand eines ausführlichen Beispiels konnte die optimale Einsatzweise der Netzspeicherung bestimmt und somit das Einsparpotential abgeschätzt werden. Dazu wurde die ermittelte

Regressionsfunktion in das Optimierungsmodell integriert und mehrere Jahresoptimierungen unter verschiedenen Randbedingungen durchgeführt. Als Wärmeerzeuger wurden ein BHKW und ein Spitzenlastkessel verwendet. Diese versorgen das zuvor untersuchte Fernwärmenetz mit Wärme – der im BHKW generierte Strom wird abzüglich des elektrischen Eigenbedarfs für die Umwälzpumpen komplett an der Strombörse EEX gehandelt. Um weiterhin den Einfluss verschiedener Speichergößen auf das Betriebsverhalten und die Nutzung der Netzspeicherung zu untersuchen, wurde das Nutzvolumen des ebenso zum Erzeugerpark gehörigen thermischen Verdrängungsspeichers variiert.

Es zeigte sich, dass nur dann ein signifikantes Einsparpotential durch die Netzspeicherung festgestellt werden kann, wenn der thermische Verdrängungsspeicher sehr klein dimensioniert oder kein Verdrängungsspeicher vorhanden ist. So werden durch den Netzspeichereinsatz punktuell kurzfristig Erzeugerlasten verschoben, aber nur wenn der Erzeugerpark an seine Kapazitätsgrenzen gelangt. Andernfalls findet der thermische Verdrängungsspeicher Verwendung. Die Zuwächse der Deckungsbeiträge bei Nutzung der Netzspeicherung sind dabei vor allem den längeren Laufzeiten des BHKWs zuzuschreiben – die Verschiebung des BHKW-Einsatzes in Zeiten hoher Stromvergütung spielt hingegen eine untergeordnete Rolle. Die größten Zuwächse in den Deckungsbeiträgen im untersuchten Testnetz von knapp 25 % ergeben sich, wenn kein thermischer Verdrängungsspeicher zur Verfügung steht. Ob in solch einem Falle im realen Betrieb ein potentiell gewinnbringender Verdrängungsspeicher durch die Nutzung der Netzspeicherung zu ersetzen ist, bleibt fraglich, da es sich in dieser Arbeit um theoretische Untersuchungen handelt und von einem perfekten Wissen in Form von exakt bestimmbar Stromspotmarktpreisen sowie thermischen Gesamtlasten ausgegangen wird, was in Realität nicht gegeben ist. Darüber hinaus ist zur Bestimmung der thermischen Gesamtlasten die Installation fernauslesbarer Wärmezähler im gesamten Fernwärmenetz erforderlich.

Beim direkten Vergleich des thermischen Verdrängungsspeichers mit dem Netzspeicher ergaben sich Unterschiede in der optimalen Fahrweise des Erzeugerparks – die monetären Unterschiede im Deckungsbeitrag hingegen sind weniger stark ausgeprägt. Folglich kann für theoretische Untersuchungen in erster Näherung für eine monetäre Bewertung der nur aufwendig parametrisierbare Netzspeicher im Optimierungsmodell durch einen thermischen Verdrängungsspeicher ersetzt werden.

Die Optimierung der Fahrweise des Erzeugerparks nach minimalen CO_2 -Emissionen und minimaler Primärenergie ergab keine großen Änderungen des optimalen Einsatzplans im Vergleich zur Optimierung nach Maximierung des Deckungsbeitrags. Die Unterschiede in allen untersuchten Fällen zwischen Deckungsbeitrag, CO_2 -Emission und Primärenergie sind klein. Ein ökonomisches Optimum ist daher annähernd gleichsetzbar mit einem ökologischen Optimum, da die längeren Laufzeiten des BHKWs nicht nur mehr Erlöse durch Stromverkauf bedeuten, sondern auch Strom mit hohem CO_2 -Ausstoß und hohem Primärenergiefaktor verdrängen. Die nur bei der Zielfunktion Deckungsbeitrag relevante Verschiebung des BHKW-Einsatzes in Zeiten hoher Stromvergütung ist ohnehin schwach ausgeprägt.

Weiterhin wurde untersucht, ob durch eine Anpassung des Erzeugerparks in Form einer Vergrößerung der maximalen Leistung des BHKWs und der damit einhergehenden Erhöhung der börsennotierten Stromlieferung in Zeiten hoher Stromvergütung die Nutzung der Netzspeicherung wirtschaftlich attraktiver wird. Es zeigte sich, dass die Unterschiede der Deckungsbeiträge zwischen den Fällen mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung ansteigen, das Potential

der Netzspeicherung also besser genutzt wird. Die Deckungsbeiträge in Fällen sehr kleiner bzw. nicht vorhandener Verdrängungsspeicher fallen aber unten denen der zuvor untersuchten Szenarien mit einem kleineren BHKW, da das Verhältnis aus Leistungsgröße des BHKWs und Gesamtspeicherkapazität von Verdrängungsspeicher sowie Netzspeicher sehr große Werte annimmt. D.h. die thermische Minimalleistung des BHKWs ist so groß, dass in Zeiten niedriger Wärmelasten im Fernwärmenetz das BHKW vergleichsweise öfter ausgeschaltet werden muss, da die Speicherkapazitäten nicht ausreichen.

Es wurde die Funktionsweise der Netzspeicherung und die Anwendung dieser nur anhand eines kleineren Fernwärmenetzes mit dazugehörigem Erzeugerpark durchgeführt – die Resultate sind dennoch grundsätzlich gut auf beliebige Fernwärmenetze übertragbar. Vor allem bei größeren Netzen scheint zunächst das Netzspeicherpotential um einiges höher zu sein, da solche Netze über eine entsprechend hohe Trassenlänge sowie Rohre mit großen Nennweiten, also insgesamt über ein großes Wasservolumen, verfügen. Dem entgegen steht konsequenterweise eine deutlich höhere Gesamtanschlussleistung aller Abnehmer zusammen, sodass zwar wesentlich mehr Energie im Fernwärmenetz gespeichert werden kann, im Verhältnis zur geforderten Last sich prozentual nur wenig zusätzliches Speicherpotential ergibt, d.h. die theoretische Versorgungszeit des Netzes annähernd gleich bleibt. In erster Näherung kann daher in allen Netzen von einem konstanten Verhältnis von Netzspeicherkapazität und Anschlussleistung ausgegangen werden. Eine Abweichung von dieser Aussage ist durch eine kompakte Abnehmerstruktur und eine hohe Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf des Testnetzes begründet. Vor allem groß dimensionierte Fernwärmenetze beinhalten meist eine gewisse Anzahl von Leitungsabschnitten ohne Verbraucher und verfügen aufgrund einer geringeren Temperaturspreizung über größere Rohrdurchmesser, was in beiden Fällen zu einem Anstieg der im Fernwärmenetz speicherbaren Energie führt. Unter der Annahme, dass sich das Verhältnis aus Netzspeicherkapazität und Anschlussleistung und somit die theoretischen Versorgungszeiten eines Fernwärmenetzes im Vergleich zum untersuchten Testnetz nicht stark ändern, besitzen die Resultate der Untersuchungen des Testnetzes weiterhin Gültigkeit. Was sich hingegen sicher ändert, sind die jeweiligen Fließzeiten, die in großen Fernwärmenetzen mehrere Stunden betragen können. Die daraus resultierenden Auswirkungen auf den stundenweise am Spotmarkt gehandelten Strom können nicht ohne weiteres abgeschätzt werden und bedürfen einer weiterführenden Untersuchung.

Andere Fernwärmenetze erfordern darüber hinaus ggf. lastabhängige Vorlauftemperaturgrenzen, d.h. die vorgegebenen Vorlauftemperaturgrenzen am Einspeisepunkt variieren in Abhängigkeit der momentanen thermischen Gesamtlast, da nicht alle Kombinationen aus möglichen Vorlauftemperaturen und thermischen Gesamtlasten thermohydraulisch realisierbar sind. Niedrige Vorlauftemperaturen bringen eine deutlich reduzierte Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf mit sich, entsprechend steigt der Gesamtmassestrom. Bei hohen Gesamtlasten können dann ggf. so starke Druckverluste in den Rohren auftreten, dass die zulässigen Druckbegrenzungen nicht mehr eingehalten werden können. Es ist daher für jedes Fernwärmenetz vorher zu prüfen, welche zusätzlichen Vorlauftemperaturgrenzen eingehalten werden müssen. Entsprechend können dann leicht durch zusätzliche Nebenbedingungen im Optimierungsmodell unzulässige Fahrweisen verhindert werden. Dadurch ist natürlich die Nutzung der Netzspeicherung weiter eingeschränkt und schmälert somit das vorhandene Potential. Bei der Simulation des Testnetzes zeigte sich hingegen, dass sich beim vorgegebenen Vorlauftemperaturbereich von 85 °C bis 105 °C keine hydraulischen Probleme ergeben – eine Beschränkung war somit nicht notwendig.

Im Rahmen der Untersuchungen wurden als Erzeuger nur ein BHKW und ein Kessel betrachtet – es ist aber leicht möglich, weitere Erzeuger in das Optimierungsmodell zu integrieren und die Auswirkungen der Nutzung der Netzspeicherung zu untersuchen. Dabei muss beachtet werden, dass die erstellten Kennlinien stets auf eine feste Vorlauftemperatur bezogen sind. In realen Heizkraftwerken mit Gegendruck- oder Kondensationsturbinen hat die Vorlauftemperatur einen Einfluss auf die Kennlinien bzw. Kennfelder der Anlagen. Bei Untersuchungen müssten entweder der Einfluss der Vorlauftemperatur vernachlässigt werden oder eine Anpassung der Kennlinien bzw. Kennfelder in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur erfolgen. Ähnliches ist bei dem vorlauftemperaturabhängigen Wirkungsgrad der solarthermischen Anlagen bzw. COP-Wert von Wärmepumpen notwendig.

Auch wenn es sich nur bedingt umsetzen lässt, dass das gesamte Potential der Netzspeicherung genutzt werden kann, lässt sich für den Betrieb von Fernwärmenetzen eine einfache Handhabung der Netzspeicherung ableiten. So können als Beispiel isoliert auftretende Lastspitzen durch die Netzspeicherung abgedeckt werden. Dazu muss die Vorlauftemperatur im Vorfeld der Lastspitze rechtzeitig erhöht werden. Der Zeitpunkt und die Amplitude der notwendigen Erhöhung können über die ermittelte Ansatzfunktion der Netzspeicherleistung bestimmt werden. In grober Näherung ließen sich auch lastabhängige, netzspezifische Ladekurven ableiten, mit denen Zeitpunkt und Amplitude der Vorlauftemperaturerhöhung abgeschätzt werden könnten. Wenn während des Ladevorgangs sich stärker ändernde thermische Gesamtlasten oder dichte Folgen von abzudeckenden Lastspitzen vorhanden sind, würden sich bei Verwendung lastabhängiger Ladekurven größere Fehler ergeben und somit das Verwenden der Ansatzfunktion erforderlich machen. Da es sich in jedem Falle um theoretische Werte handelt, können zur Sicherheit die Zeitpunkte der Vorlauftemperaturerhöhung eher und die Amplitude größer gewählt werden. Nach der Lastspitze erfolgt ein Absenken der Vorlauftemperatur auf den Ausgangswert. Die Bestimmung der für die Ansatzfunktion notwendigen thermischen Gesamtlast kann vereinfachend auch über die Differenz der eingespeisten thermischen Leistung am Erzeuger aus einer erstellten Lastprognose abzüglich den durchschnittlichen thermischen Verlusten des Fernwärmenetzes erfolgen. Vorhandene Abweichungen zur tatsächlichen thermischen Gesamtlast aufgrund von Schwankungen der thermischen Verluste und der indirekten Netzspeicherung im Rücklauf bei konstanten Vorlauftemperaturen sind nur schwach ausgeprägt. Eine Detailprüfung des eben beschriebenen Vorgehens müsste noch erfolgen.

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] *Datenblatt BHKW-Modul Zeppelin CATERPILLAR Typ G 3516 SI-TA*
- [2] *Datenblatt Heißwasserkessel Loos UNIMAT UT-H*
- [3] *DIN V 18599-1: 2011-12 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*
- [4] *Preisblatt Netznutzungsentgelte Drewag, Stand: 20.10.2010*
- [5] *Buderus Handbuch für Heizungstechnik*. Buderus Heiztechnik GmbH, 1994
- [6] *Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung - Tätigkeitsbericht 1998-1999*. 1999
- [7] *Stromsteuergesetz*. 1999
- [8] *Arbeitsblatt FW 308 - Zertifizierung von KWK-Anlagen*. 2002
- [9] *Stromnetzentgeltverordnung*. 2005
- [10] *Energiesteuergesetz*. 2006
- [11] *Gesetz für den Vorrang Erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)*. 2008
- [12] *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)*. 2008
- [13] *Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz)*. 2008
- [14] *Richtlinien zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen (Impuls-Programm)*. 2008
- [15] *TRNSYS-TUD - Weiterentwicklung des TRNSYS Simulationsprogrammes basierend auf TRNSYS*. TU Dresden, Professur Gebäudeenergie-technik und Wärmeversorgung, April 2010
- [16] *VEA-Fernwärme-Preisvergleich 2010 des Bundesverbands der Energie-Abnehmer*. 2010
- [17] *BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) - Durchschnittliche Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte 2009*. [http://www.bdew.de/internet.nsf/res/Staats-Last%20171x85_4c.jpg/\\$file/Staats-Last%20171x85_4c.jpg](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/Staats-Last%20171x85_4c.jpg/$file/Staats-Last%20171x85_4c.jpg). Version: Zugriff am 09.05.2011
- [18] Aicardi, A.: *Untersuchung von Speichervorgängen in Fernwärmenetzen*. TU-Dresden, 2010
- [19] Aicardi, A.: *Bestimmung der Netzspeicherleistung in Fernwärmenetzen*, TU-Dresden, Diplomarbeit, 2011

- [20] Bagemihl, J. ; Schlenzig, C. ; Lux, R.: MESAP/PROFAKO - Ein Instrument für die operative und taktische Unternehmensplanung im liberalisierten Energiemarkt. In: *Optimierung in der Energiewirtschaft*, 1999
- [21] Becker, A.: *Untersuchung zur Netzspeicherung*. TU-Dresden, 1985
- [22] Beer, M. ; Roon, S.: Rückwirkungen der KWK-Erzeugung auf den Kraftwerkspark - Arbeits- und Leistungsbetrachtung. In: *Euro Heat & Power* Heft 5 (2008)
- [23] Benonysson, A.: *Dynamic modeling and operational optimization of district heating systems*, Laboratory of Heating and Air Conditioning, Technical University of Denmark, Diss., 1991
- [24] Benonysson, A. ; Bohm, B. ; Ravn, H.F.: Operational Optimization in a District Heating System. In: *Energy Conversion and Management* 36 (1995), S. 297–314
- [25] Beyerer, J. ; Wernstedt, J.: Energienutzung in der Zukunft. In: *Fraunhofer IITB* (2007)
- [26] Blesl, M. ; Voß, A. ; Fahl, U.: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 - Energieprognose 2009 / IER Stuttgart, RWI Essen, ZEW Mannheim. 2010. – Forschungsbericht
- [27] Braun, H.: *Optimale Lastaufteilung in Versorgungssystemen mit Kraft-Wärme- Koppelung unter Berücksichtigung des Fernwärmenetzes*, RWTH Aachen, Diss., 1985
- [28] Brunn, H.: Energiebezugs- und Einsatzoptimierung in Querverbundsystemen - Markterhebung der AGFW. In: *VDI-Berichte 1508* (1999)
- [29] Dempe, S. ; Schreier, H.: *Operation Research - Deterministische Modelle und Methoden*. Teubner Verlag, 2006
- [30] Dittmann, A. ; Nestke, C.: Wärmespeicherung erhöht die Effizienz der Kraft-Wärme-Kopplung. In: *Euro Heat & Power* Heft 1-2 (2010), S. 34–41
- [31] Dittmann, A. ; Richter, W.: Multilevel District Heating / Institut für Energietechnik, TU Dresden. 2010. – Forschungsbericht
- [32] Dittmann, L. ; Robbi, S.: *Fernwärmeausbau versus Dämmung auf Passivhausstandard ein primärenergetischer Widerspruch?* 2007
- [33] Domschke, W. ; Drexl, A.: *Einführung in Operations Research*. Bd. 6. Auflage. Springer-Verlag, 2005
- [34] Frenzel, S.: *Emissionsrechtehandel für die unternehmerische Praxis*. WEKA MEDIA GmbH & Co. KG, 2004
- [35] Frenzel, S.: *Emissionshandel*. WEKA MEDIA GmbH & Co. KG, 2005
- [36] Friedrich, S.: *Algorithmische Verbesserungen für die Lösung diskreter Optimierungsmodelle*, Freie Universität Berlin, Diss., 2007
- [37] Gassner, H.: *Virtuelle Kraftwerke - ein Schritt zur Systemintegration erneuerbarer Energien*. VIK Mitteilungen 5/08, 2008
- [38] GEF-RIS AG, Leimen (Hrsg.): *Dokumentation zum Programm sisHYD*. 2009
- [39] Geißler, B. ; Martin, A. ; Morsi, A. ; Schewe, L.: Optimale Schaltentscheidungen für Gasnetzwerke. In: *Optimierung in der Energiewirtschaft*, 2011

- [40] Glück, B.: *Heizwassernetze für Wohn- und Industriegebiete*. VEB Verlag für Bauwesen Berlin, 1985
- [41] Glück, B.: *Zustands- und Stoffwerte Wasser, Dampf, Luft; Verbrennungsrechnung*. 2. Auflage. Verlag für Bauwesen, 1991
- [42] Gnüchtel, S.: *Untersuchung des Einflusses der Netzspeicherung auf die Prognose des Wärmebedarfes*. 2006. – interner Bericht
- [43] Gnüchtel, S.: *Methoden der Optimierung von Energiesystemen*. Vorlesungsskript, 2007
- [44] Haas, D.: *Weiterentwicklung und Validierung eines Moduls zur thermohydraulischen Simulation von Nahwärmenetzen*, FH Gießen Friedberg, Diplomarbeit, 2009
- [45] Hauser, M.: *Optimaler Energiebezug und Energiehandel in kommunalen Energieversorgungsunternehmen*. In: *Energiewirtschaft*, 1999
- [46] Haziak, S.: *Ein Beitrag zur Nutzung des Heiznetzes als Speicher im Zusammenhang mit lastverlagernden Maßnahmen bei der Elektroenergieerzeugung*, TU-Dresden, Diss., 1981
- [47] Heinrich, G. ; Najork, H. ; Nestler, W.: *Wärmepumpenanwendung*. 2. Auflage. VEB Verlag Technik Berlin, 1987
- [48] Huhn, R.: *Beitrag zur thermodynamischen Analyse und Bewertung von Wasserwärmespeichern in Energieumwandlungsketten*, TU-Dresden, Diss., 2007
- [49] Icking, M.: *Zur Modellierung des dynamischen Betriebs von Fernwärmesystemen*, TU Dortmund, Diss., 1994
- [50] IRM GmbH (Hrsg.): *IOPT - Produktbeschreibung*. IRM GmbH, 2006
- [51] Kall, P. ; Auflage, 1. (Hrsg.): *Mathematische Methoden des Operations Research*. Teubner Verlag, 1976
- [52] Kallrath, J. ; Auflage, 1. (Hrsg.): *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis*. Vieweg-Verlag, 2002
- [53] Komzak, H.: *Untersuchung zur Optimierung des Wärmespeicherverhaltens im Fernwärmenetz und im Erzeugerbereich der Stadt Neuruppin*, TU-Dresden, Diplomarbeit, 1994
- [54] Kracht, U.: *Wärmespeicherung im Heiznetz Köpenick durch gezielte Beeinflussung des thermisch und hydraulisch instationären Betriebsverhaltens*, TU Berlin, Institut für Energietechnik, Diplomarbeit, 2011
- [55] Kretschmer, R.: *Methodische Grundlagen zur optimalen Auslegung kleiner Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit Kurzzeitwärmespeichern*, TU-Dresden, Diss., 1994
- [56] Levy, A.: *The Basic of Practical Optimization*. Society for Industrial and Applied Mathematics, 2009
- [57] Madsen, H. ; Palsson, O.P ; Sejling, K. ; Sjøgaard, H.T.: *Models and Methods for Optimization of District Heating Systems, Part II: Models and Control Methods / The Technical University of Denmark*. 1992. – Forschungsbericht

- [58] Meisenbach, C. ; Gnüchtel, S.: Lastprognose konventionell oder mit neuronalen Netzen - ein Vergleich. In: *Optimierung in der Energieversorgung* VDI Berichte Nr. 1508 (1999), S. 207 – 218
- [59] Mohr, M. ; Ziolk, A. ; Gernhardt, D. ; Skiba, M. ; H., Unger. ; Ziegelmann, A.: *Zukunftsfähige Energietechnologien für die Industrie*. 1. Auflage. Springer, Berlin, 1998
- [60] Nestke, C. ; Dittmann, A. ; Rühling, K. ; Robbi, S.: Solarthermie und Wärmepumpe vs. Fernwärme? In: *13. Dresdner Fernwärmekolloquium* (2008)
- [61] Ortlieb, C.-P. ; Dresky, C. v. ; Gasser, I. ; Günzel, S. ; 1. Auflage (Hrsg.): *Mathematische Modellierung*. Vieweg + Teubner, 2009
- [62] Pawlik, Kurt: *Lineare Modelle*. Band 14. Verlag Hans Huber, 1994
- [63] Perschk: Gebäude- und Anlagensimulation - Ein 'Dresdner Modell'. In: *gi Gesundheits-Ingenieur - Haustechnik - Bauphysik - Umwelttechnik* 131 Heft 4 (2010), S. 178–183
- [64] Perschk, A.: *Gebäude-Anlagen-Simulation unter Berücksichtigung der hygrischen Prozesse in den Gebäudewänden*, TU-Dresden, Diss., 1999
- [65] Pfeiffer, R. ; Verstege, J.F.: Committing and Dispatching Power Units and Storage Devices in Cogeneration Systems with Renewable Energy Sources. In: *4th International Conference on Power System Control and Management, London*, 1996, S. 21–25
- [66] Pfeifroth, P. ; Beer, M.: Primärenergetische Bewertung von Fernwärme aus KWK / Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). 2009. – Forschungsbericht
- [67] Rao, S.: *Engineering Optimization - Theory and Practice*. Forth Edition. John Wiley & Sons, Inc., 2009
- [68] Recknagel, V.: *Prognose und Optimierungsansätze der Fernwärmeeinspeiseleistung unter Berücksichtigung thermisch-instationärer Speichervorgänge im Netz*. 2011. – vorläufiges Skript Dissertation
- [69] Remme, U. ; Schellmann, U. ; Schlenzig, Ch. ; Goldstein, G.: *Mesap/Times - Advanced Decision Support for Energy and Environmental Planning*. OR 2001, 2001
- [70] Richter, S. ; Graf, R.: Strukturoptimierung im Ballungsgebiet München. In: *Euro Heat & Power* Heft 7/8 (2007)
- [71] Rothmann, R.: *Benutzeroberfläche FreeOpt*. 2009
- [72] Schüller, K.-H.: *Repetitorium Wärmetechnik Kraftwerke*. 1. Auflage. Energie & Management Verlagsgesellschaft, 1999
- [73] Siemens (Hrsg.): *DEMS - Produktbeschreibung*. Siemens, 2008
- [74] Stock, G. ; Ressenig, A.: Intraday-Einsatzoptimierung mit BoFiT am Beispiel der Stadtwerke München. In: *VDI-Berichte 2018* (2007)
- [75] Suttor, W.: *BINE-Informationspaket Blockheizkraftwerke*. TÜV-Verlag GmbH, 2005
- [76] Suttor, W. ; Johler, M ; Weisenberger, D.: *Das Mini-Blockheizkraftwerk*. 3. Auflage. C. F. Müller, 2007
- [77] Tröster, S.: Dynamische Vorlauftemperaturoptimierung / Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT. 1998. – Forschungsbericht

- [78] Tröster, S.: *Zur Betriebsoptimierung in Kraft-Wärme-Kopplungssystemen unter Berücksichtigung der Speicherfähigkeit des Fernwärmenetzes*, Universität Dortmund, Diss., 2000
- [79] Umweltbundesamt: *Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte*. 2004
- [80] Umweltbundesamt: *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommixes*. 2010
- [81] Verstege, J.: *Leistungsbeschreibung Prometheus*. Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, 2005
- [82] Vogelsang, H: *Energie-Management-System zur optimalen Auslegung von Blockheizkraftwerken*. Forschungsberichte VDI Nr.371. VDI Verlag GmbH, 1997
- [83] Wenzel, S.: *Speicheroptimierung Greifswald*, TU-Dresden, Diplomarbeit, 1995
- [84] Weyerstrass, K. ; Jaenicke, J. ; Schönplflug, K.: *Künftige Entwicklungen der Energiepreise / IHS*, Wien. 2008. – Forschungsbericht
- [85] Wigbels, M. ; Bohm, B. ; Sipilae, K.: *Dynamic Heat Storage Optimisation and Demand Side Management / Annex VII I 2005:8DHC-05.06*, IEA R&D Programme on District Heating and Cooling. 2005. – Forschungsbericht
- [86] Wossog, G.: *Handbuch Rohrleitungsbau*. 2. Auflage. Vulkan-Verlag, 2002
- [87] Yang, X.-S.: *Engineering Optimization*. John Wiley & Sons, Inc., 2010
- [88] Zahoransky, R.: *Energietechnik*. 3. Auflage. Vieweg & Sohn Verlag, 2007
- [89] Zimmermann, H.-J. ; Auflage, 1. (Hrsg.): *Operation Research - Methoden und Modelle*. Vieweg Verlag, 2005

A PUBLIKATIONEN

Folgend findet sich eine Auflistung der zur vorliegenden Arbeit in Bezug stehenden, vom Autor (mit) verfassten Publikationen.

Dr.-Ing. Stefan Gnüchtel, Dipl.-Math. Sebastian Groß

Software zur Verbesserung der Einsatzchancen von Fernwärmesystemen, (Teilthema IV in Multilevel District Heating, FKZ: 0327400B)
AGFW, Forschung und Entwicklung Heft 21, ISBN 3-89999-033-1, 2012

Prof. Dr.-Ing. Clemens Felsmann, Dipl.-Math. Sebastian Groß

Untersuchung der Speicherfähigkeit von Fernwärmenetzen
EuroHeat&Power Heft 1-2/2012

Prof. Dr.-Ing. Clemens Felsmann, Dipl.-Math. Sebastian Groß

Untersuchung der Speicherfähigkeit von Fernwärmenetzen und Auswirkungen auf die Einsatzplanung von Wärmeerzeugern
Vortrag und Veröffentlichung auf der VDI-Tagung „Optimierung in der Energiewirtschaft“, 23.11.2011, Nürtingen

Dipl.-Math. Sebastian Groß

Möglichkeiten der Wärmespeicherung unter besonderer Berücksichtigung der Speicherfähigkeit von Fernwärmenetzen
Vortrag 16. Dresdner Fernwärme-Kolloquium, 27.-28.09.2011, Dresden

Dipl.-Math. Sebastian Groß

Untersuchungen der Netzspeicherfähigkeit von Fernwärmenetzen und Integration in die Einsatzoptimierung von Wärmeerzeugern
In „Aktuelle Beiträge zur Technischen Thermodynamik, Energietechnik und Fernwärmeversorgung“, Sonderveröffentlichung der AGFW, Frankfurt am Main, 2011

Prof. Dr.-Ing. Clemens Felsmann, Prof. Dr.-Ing. habil. Achim Dittmann, Prof. Dr.-Ing. habil. Wolfgang Richter, Dr.-Ing. Karin Rühling, Dr.-Ing. Stefan Gnüchtel, Dr.-Ing. Thomas Sander, Dipl.-Ing. Martin Rhein, Dipl.-Ing. (FH) Andreas Wirths, Dipl.-Ing. Steffen Robbi, Dipl.-Ing. (FH) Dominik Haas, Dipl.-Ing. Elisabeth Eckstädt, Dr.-Ing. Martin Knorr, Dipl.-Ing. Andrea Meinzenbach, Dipl.-Math. Sebastian Groß, Dipl.-Inform. Regina Rothmann
LowEx Fernwärme: Multilevel District Heating - Zusammenfassung
TUDpress, ISBN: 978-3-942710-15-2, 2011

Dr.-Ing Stefan Gnüchtel, Dipl.-Math. Sebastian Groß

Free optimization tools for district heating systems

The 12th International Symposium on District Heating and Cooling, September 5th to September 7th, 2010, Tallinn, Estonia

Dr.-Ing. Karin Rühling, Prof. Dr.-Ing. Clemens Felsmann, Dr.-Ing. Stefan Gnüchtel, Dipl.-Ing. Martin Rhein, Dipl.-Ing. Steffen Robbi, Dipl.-Math. Sebastian Groß

LowEx-Fernwärme - Absenkung der Netztemperatur zur Verbesserung der Einsatzchancen regenerativer Energien

Vortrag zum 20. Symposium THERMISCHE SOLARENERGIE vom 5.-7. Mai 2010 in Kloster Banz, Bad Staffelstein

Prof. Dr.-Ing. Clemens Felsmann, Dr.-Ing. Karin Rühling, Dr.-Ing. Stefan Gnüchtel, Dipl.-Ing. Steffen Robbi, Dipl.-Math. Sebastian Groß, Dipl.-Ing. (FH) Martin Rhein

LowEX-Fernwärme - MULTILEVEL DISTRICT HEATING

Posterausstellung zur AGFW-Fachmesse „Wärmetechnik 2010“ und „ENKON DEZENTRAL“, Karlsruhe, 27. - 29.04.2010

Dipl.-Math. Sebastian Groß

FreeOpt - Ein freies Optimierungstool zur Erhöhung der wirtschaftlichen Effizienz von Fernwärmesystemen

Postervortrag 41. Kraftwerkstechnisches Kolloquium, 13./14.10.2009, Dresden

Prof. Dr.-Ing. habil. Achim Dittmann, Prof. Dr.-Ing. habil. W. Richter, Dipl.-Ing. Martin Rhein, Dipl.-Ing. (FH) Andreas Wirths, Dipl.-Ing. Steffen Robbi, Dipl.-Ing. M. Knorr, Dipl.-Math. Sebastian Groß

LowEx-Fernwärme - Multilevel District Heating - Optimization tool for production plans of district heating generators

The 11th International Symposium on District Heating and Cooling, August 31 to September 2, 2008, Reykjavik

Dipl.-Math. Sebastian Groß, Dipl.-Ing. Steffen Robbi

Optimization tool for production planning of district heating generators

HEAT TRANSFER AND RENEWABLE SOURCES OF ENERGY (HTRSE - 2008) - 12th International Symposium, 14.09.2008

In der vorliegenden Arbeit wurden zum Teil Ausschnitte aus den Publikationen verwendet. Das betrifft die Kapitel 1, 5, 6 sowie den Anhang C.

B ABBILDUNGEN UND TABELLEN

B.1 Regression: Ansatzfunktion I

Tabelle B.1: Übersicht Prädiktoren bei Ansatzfunktion I; Eingangsgrößen: Lade- und Entladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen

Ansatzfunktion	I: $\hat{Q}_{NSP}(t_i) = \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \phi(t_j)$	
Eingangsgrößen	(b) Lade- und Entladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen	
Zeitschritt	$a(t_i)$	$b(t_i)$
t_i	29,01	0,01
t_{i-1}	-11,65	0,01
t_{i-2}	-8,08	0,01
t_{i-3}	-4,54	0,01
t_{i-4}	-2,31	0,01
t_{i-5}	-1,15	0,01
t_{i-6}	-0,58	0,01
t_{i-7}	-0,30	0,01
t_{i-8}	-0,17	0,01
t_{i-9}	-0,10	0,01
t_{i-10}	-0,07	0,01
t_{i-11}	-0,04	0,01
t_{i-12}	-0,03	0,01
t_{i-13}	-0,02	0,01
t_{i-14}	-0,01	0,01
t_{i-15}	-0,01	0,01
t_{i-16}	0,00	0,01
t_{i-17}	0,00	0,01
t_{i-18}	0,00	0,01
t_{i-19}	0,00	0,01
t_{i-20}	0,00	0,01
t_{i-21}	0,00	0,01
t_{i-22}	0,00	0,01
t_{i-23}	0,00	0,01
t_{i-24}	0,00	0,01
t_{i-25}	0,00	0,01
t_{i-26}	0,00	0,01
t_{i-27}	0,00	0,01
t_{i-28}	0,00	0,01
t_{i-29}	0,00	0,01
t_{i-30}	0,00	0,01
t_{i-31}	0,00	0,01
t_{i-32}	0,00	0,01
t_{i-33}	0,00	0,01
t_{i-34}	0,00	0,01
t_{i-35}	0,00	0,01

Tabelle B.2: Übersicht Prädiktoren bei Ansatzfunktion I; Eingangsgrößen: Ladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen und Lade- und Entladekurven nach Lastsprüngen

Ansatzfunktion		I: $\dot{Q}_{NSP}(t_i) = \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \phi(t_j)$
Eingangsgrößen (c) Ladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen und Lade- und Entladekurven nach Lastsprüngen		
Zeitschritt	$a(t_i)$	$b(t_i)$
t_i	32,05	299,02
t_{i-1}	-14,67	-168,43
t_{i-2}	-8,68	-83,41
t_{i-3}	-4,45	-35,64
t_{i-4}	-2,17	-14,17
t_{i-5}	-1,06	-4,09
t_{i-6}	-0,53	-0,69
t_{i-7}	-0,27	0,55
t_{i-8}	-0,15	1,02
t_{i-9}	-0,08	1,07
t_{i-10}	-0,05	0,86
t_{i-11}	-0,03	0,68
t_{i-12}	-0,02	0,58
t_{i-13}	-0,01	0,55
t_{i-14}	0,00	0,44
t_{i-15}	0,00	0,30
t_{i-16}	0,00	0,25
t_{i-17}	0,00	0,31
t_{i-18}	0,00	0,20
t_{i-19}	0,00	0,15
t_{i-20}	0,00	0,11
t_{i-21}	0,00	0,12
t_{i-22}	0,00	-0,01
t_{i-23}	0,00	0,07
t_{i-24}	0,00	0,04
t_{i-25}	0,00	0,09
t_{i-26}	0,00	0,06
t_{i-27}	0,00	0,02
t_{i-28}	0,00	-0,05
t_{i-29}	0,00	0,06
t_{i-30}	0,00	0,00
t_{i-31}	0,00	-0,01
t_{i-32}	0,00	0,08
t_{i-33}	0,00	0,00
t_{i-34}	0,00	-0,04
t_{i-35}	0,00	0,77

Tabelle B.3: Übersicht Prädiktoren bei Ansatzfunktion I; Eingangsgrößen: Lade- und Entladekurven nach Vorlaufftemperatursprüngen und nach Lastsprüngen

Ansatzfunktion	I: $\hat{Q}_{NSP}(t_i) = \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \phi(t_j)$	
Eingangsgrößen	(d) Lade- und Entladekurven nach Vorlaufftemperatursprüngen und nach Lastsprüngen	
Zeitschritt	$a(t_i)$	$b(t_i)$
t_i	29,01	298,57
t_{i-1}	-11,65	-168,44
t_{i-2}	-8,08	-83,38
t_{i-3}	-4,54	-35,67
t_{i-4}	-2,31	-14,10
t_{i-5}	-1,15	-4,14
t_{i-6}	-0,58	-0,67
t_{i-7}	-0,30	0,52
t_{i-8}	-0,17	1,07
t_{i-9}	-0,10	1,08
t_{i-10}	-0,07	0,86
t_{i-11}	-0,04	0,65
t_{i-12}	-0,03	0,56
t_{i-13}	-0,02	0,61
t_{i-14}	-0,01	0,43
t_{i-15}	-0,01	0,35
t_{i-16}	0,00	0,26
t_{i-17}	0,00	0,33
t_{i-18}	0,00	0,15
t_{i-19}	0,00	0,13
t_{i-20}	0,00	0,09
t_{i-21}	0,00	0,06
t_{i-22}	0,00	0,16
t_{i-23}	0,00	0,02
t_{i-24}	0,00	0,02
t_{i-25}	0,00	0,07
t_{i-26}	0,00	0,05
t_{i-27}	0,00	0,03
t_{i-28}	0,00	0,00
t_{i-29}	0,00	-0,01
t_{i-30}	0,00	-0,01
t_{i-31}	0,00	0,06
t_{i-32}	0,00	0,01
t_{i-33}	0,00	0,01
t_{i-34}	0,00	-0,04
t_{i-35}	0,00	0,34

B.2 Regression: Ansatzfunktion II - V

Tabelle B.4: Übersicht Prädiktoren bei Ansatzfunktion II; Eingangsgrößen: Lade- und Entladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen und nach Lastsprüngen

Ansatzfunktion		II: $\dot{Q}_{NSP}(t_i) = \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) \cdot \phi(t_j)$	
Eingangsgrößen		(d) Lade- und Entladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen und nach Lastsprüngen	
Zeitschritt	$a(t_i)$		$b(t_i)$
t_i	7,53		39,05
t_{i-1}	4,06		-28,57
t_{i-2}	-0,28		-14,20
t_{i-3}	-2,17		-4,27
t_{i-4}	-2,71		0,68
t_{i-5}	-2,00		1,60
t_{i-6}	-1,47		1,59
t_{i-7}	-1,07		1,42
t_{i-8}	-0,72		0,97
t_{i-9}	-0,42		0,59
t_{i-10}	-0,27		0,38
t_{i-11}	-0,23		0,31
t_{i-12}	-0,17		0,27
t_{i-13}	-0,12		0,18
t_{i-14}	-0,07		0,08
t_{i-15}	-0,01		0,03
t_{i-16}	-0,01		0,01
t_{i-17}	-0,03		0,03
t_{i-18}	-0,02		0,05
t_{i-19}	-0,02		0,03
t_{i-20}	-0,01		0,00
t_{i-21}	0,02		-0,02
t_{i-22}	0,03		-0,04
t_{i-23}	0,02		-0,04
t_{i-24}	0,02		-0,02
t_{i-25}	0,02		0,00
t_{i-26}	0,00		0,00
t_{i-27}	-0,01		0,00
t_{i-28}	0,01		0,00
t_{i-29}	0,02		-0,02
t_{i-30}	0,01		-0,03
t_{i-31}	0,02		-0,04
t_{i-32}	0,02		-0,02
t_{i-33}	0,00		-0,01
t_{i-34}	-0,01		0,00
t_{i-35}	0,00		0,01

Tabelle B.5: Übersicht Prädiktoren bei Ansatzfunktion III; Eingangsgrößen: Lade- und Entladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen und nach Lastsprüngen

Ansatzfunktion	III: $\hat{Q}_{NSP}(t_i) = \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) \cdot \phi(t_j) + c(t_j) \cdot \phi(t_j)$		
Eingangsgrößen	(d) Lade- und Entladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen und nach Lastsprüngen		
Zeitschritt	$a(t_i)$	$b(t_i)$	$c(t_i)$
t_i	7,50	39,10	4,55
t_{i-1}	4,23	-28,85	6,77
t_{i-2}	-0,48	-13,84	6,26
t_{i-3}	-2,12	-4,40	4,02
t_{i-4}	-2,51	0,35	1,65
t_{i-5}	-2,18	1,86	-0,16
t_{i-6}	-1,46	1,60	-1,33
t_{i-7}	-0,97	1,24	-1,99
t_{i-8}	-0,73	1,00	-2,29
t_{i-9}	-0,52	0,75	-2,37
t_{i-10}	-0,33	0,48	-2,31
t_{i-11}	-0,20	0,27	-2,17
t_{i-12}	-0,12	0,17	-1,99
t_{i-13}	-0,08	0,12	-1,78
t_{i-14}	-0,07	0,11	-1,58
t_{i-15}	-0,06	0,10	-1,37
t_{i-16}	-0,05	0,09	-1,17
t_{i-17}	-0,02	0,05	-0,99
t_{i-18}	0,00	-0,01	-0,83
t_{i-19}	0,02	-0,03	-0,68
t_{i-20}	0,02	-0,02	-0,54
t_{i-21}	0,00	0,01	-0,42
t_{i-22}	-0,02	0,02	-0,31
t_{i-23}	-0,01	0,01	-0,22
t_{i-24}	0,02	-0,01	-0,13
t_{i-25}	0,03	-0,05	-0,06
t_{i-26}	0,03	-0,06	0,00
t_{i-27}	0,03	-0,04	0,05
t_{i-28}	0,01	-0,01	0,09
t_{i-29}	-0,01	0,02	0,12
t_{i-30}	-0,02	0,02	0,15
t_{i-31}	-0,01	0,02	0,17
t_{i-32}	0,00	0,00	0,19
t_{i-33}	0,01	-0,01	0,20
t_{i-34}	0,02	-0,03	0,22
t_{i-35}	0,03	-0,04	0,23

Tabelle B.6: Übersicht Prädiktoren bei Ansatzfunktion IV; Eingangsgrößen: Lade- und Entladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen und nach Lastsprüngen

Ansatzfunktion	IV: $\hat{Q}_{NSP}(t_i) = \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) \cdot \phi(t_j) + c(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) \cdot \phi(t_j)^2 + d(t_j) \cdot \phi(t_j)$			
Eingangsgrößen	(d) Lade- und Entladekurven nach Vorlauftemperatursprüngen und nach Lastsprüngen			
Zeitschritt	$a(t_i)$	$b(t_i)$	$c(t_i)$	$d(t_i)$
t_i	6,88	42,71	-3,50	2,94
t_{i-1}	0,11	-8,59	-18,30	4,00
t_{i-2}	0,49	-17,39	2,79	3,62
t_{i-3}	-0,25	-16,48	11,98	2,42
t_{i-4}	-0,02	-11,07	10,19	1,19
t_{i-5}	-0,75	-4,55	5,41	0,24
t_{i-6}	-1,34	0,42	1,28	-0,40
t_{i-7}	-1,32	2,88	-1,37	-0,78
t_{i-8}	-1,14	3,43	-2,37	-1,00
t_{i-9}	-0,98	3,06	-2,13	-1,10
t_{i-10}	-0,78	2,24	-1,51	-1,13
t_{i-11}	-0,41	1,39	-0,95	-1,11
t_{i-12}	-0,15	0,71	-0,57	-1,06
t_{i-13}	-0,12	0,30	-0,31	-0,99
t_{i-14}	-0,11	0,21	-0,08	-0,91
t_{i-15}	-0,08	0,24	0,02	-0,83
t_{i-16}	-0,09	0,22	-0,07	-0,75
t_{i-17}	-0,06	0,19	-0,20	-0,67
t_{i-18}	0,00	0,19	-0,28	-0,59
t_{i-19}	0,00	0,21	-0,27	-0,52
t_{i-20}	-0,04	0,22	-0,20	-0,45
t_{i-21}	-0,05	0,21	-0,10	-0,39
t_{i-22}	-0,05	0,14	-0,04	-0,33
t_{i-23}	-0,04	0,04	-0,02	-0,28
t_{i-24}	0,01	-0,05	0,00	-0,23
t_{i-25}	0,08	-0,10	0,04	-0,19
t_{i-26}	0,08	-0,14	0,07	-0,16
t_{i-27}	0,03	-0,17	0,09	-0,13
t_{i-28}	0,02	-0,15	0,12	-0,10
t_{i-29}	0,04	-0,11	0,13	-0,08
t_{i-30}	0,03	-0,09	0,11	-0,06
t_{i-31}	0,00	-0,07	0,05	-0,05
t_{i-32}	-0,01	-0,04	0,01	-0,03
t_{i-33}	0,01	0,00	-0,01	-0,02
t_{i-34}	0,02	0,00	0,01	-0,01
t_{i-35}	0,03	-0,12	0,10	-0,01

Tabelle B.7: Übersicht Prädiktoren bei Ansatzfunktion V; Eingangsgrößen: Lade- und Entladekurven nach Vorlaufftemperatursprüngen und nach Lastsprüngen

Ansatzfunktion	V: $\hat{Q}_{NSP}(t_i) = \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) \cdot \phi(t_j) + c(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) \cdot \phi(t_j)^2 + d(t_j) \cdot \phi(t_j) + e(t_j) \cdot \phi(t_j)^2 + f(t_j) \cdot \phi(t_j)^3$					
Eingangsgrößen	(d) Lade- und Entladekurven nach Vorlaufftemperatursprüngen und nach Lastsprüngen					
Zeitschritt	$a(t_i)$	$b(t_i)$	$c(t_i)$	$d(t_i)$	$e(t_i)$	$f(t_i)$
t_i	2,34	64,29	-22,57	-491,13	-138,77	504,53
t_{i-1}	1,96	-17,14	-10,88	172,84	79,92	-134,41
t_{i-2}	2,25	-26,12	10,47	186,38	71,93	-182,79
t_{i-3}	1,07	-20,83	15,20	121,28	37,54	-142,24
t_{i-4}	-0,20	-11,51	10,96	58,83	11,34	-82,17
t_{i-5}	-0,99	-4,01	5,32	17,77	-3,15	-33,64
t_{i-6}	-1,27	0,36	1,28	-3,32	-9,29	-4,31
t_{i-7}	-1,25	2,33	-0,87	-11,83	-10,94	9,76
t_{i-8}	-1,07	2,81	-1,68	-13,21	-10,05	14,17
t_{i-9}	-0,86	2,60	-1,76	-11,79	-8,18	13,69
t_{i-10}	-0,66	2,16	-1,54	-9,70	-5,94	11,32
t_{i-11}	-0,49	1,69	-1,24	-7,73	-3,63	8,41
t_{i-12}	-0,36	1,29	-0,97	-6,31	-1,50	5,76
t_{i-13}	-0,26	0,97	-0,74	-5,22	0,39	3,45
t_{i-14}	-0,19	0,72	-0,56	-4,54	1,86	1,69
t_{i-15}	-0,13	0,52	-0,41	-3,79	2,95	0,19
t_{i-16}	-0,10	0,38	-0,31	-3,50	3,40	-0,44
t_{i-17}	-0,06	0,25	-0,20	-2,55	3,55	-1,26
t_{i-18}	-0,04	0,18	-0,15	-2,41	3,05	-0,94
t_{i-19}	-0,02	0,08	-0,07	-1,30	2,48	-1,21
t_{i-20}	0,00	0,04	-0,04	-0,68	1,43	-0,71
t_{i-21}	0,01	-0,02	0,01	0,25	0,29	-0,34
t_{i-22}	0,02	-0,05	0,03	0,99	-0,98	0,28
t_{i-23}	0,03	-0,08	0,05	1,74	-2,17	0,82
t_{i-24}	0,03	-0,10	0,07	2,30	-3,21	1,36
t_{i-25}	0,03	-0,10	0,07	2,70	-3,99	1,78
t_{i-26}	0,03	-0,10	0,07	2,88	-4,46	2,07
t_{i-27}	0,03	-0,09	0,07	2,87	-4,57	2,17
t_{i-28}	0,03	-0,08	0,06	2,68	-4,32	2,07
t_{i-29}	0,02	-0,07	0,05	2,33	-3,75	1,79
t_{i-30}	0,02	-0,06	0,05	1,85	-2,92	1,37
t_{i-31}	0,02	-0,05	0,04	1,29	-1,91	0,85
t_{i-32}	0,01	-0,04	0,03	0,71	-0,82	0,27
t_{i-33}	0,01	-0,04	0,03	0,15	0,24	-0,30
t_{i-34}	0,01	-0,03	0,02	-0,34	1,18	-0,81
t_{i-35}	0,03	-0,11	0,09	-0,36	2,17	-1,43

B.3 Ergebnisse Variante I: Minimierung CO₂-Emission und Primärenergie

Tabelle B.8: Jahresoptimierung bei Minimierung der CO₂-Emission, Varianten Ia und Ie: Ergebnisse Netzspeicherung

Variante		aktive Netzspeicherung	Thermische Verluste Netz (in MWh/a)	Pumpenergie (in MWh/a)	ØVorlauftemperatur (in °C)	ØNetzspeicherleistung (in kW)
Ia	nein		481,0	9,2	85,0	7,24
	ja		504,6	7,9	92,8	31,15
Ie	nein		481,0	9,2	85,0	7,24
	ja		502,3	8,1	92,0	64,46

Tabelle B.9: Jahresoptimierung bei Minimierung der CO₂-Emission, Varianten Ia und Ie: Ergebnisse Erzeuger

Variante		aktive Netzspeicherung	Elektrische Energie BHKW (in MWh/a)	Thermische Energie BHKW (in MWh/a)	Brennstoffenergie BHKW (in MWh/a)	Volllaststunden BHKW (in h/a)	ØElektrischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	ØThermischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	Thermische Energie Kessel (in MWh/a)	Brennstoffenergie Kessel (in MWh/a)	Volllaststunden Kessel (in h/a)	ØThermischer Wirkungsgrad Kessel (in %)
Ia	nein		3458	4365	9162	6701	38	48	1288	1424	515	91
	ja		3480	4391	9218	6743	38	48	1284	1419	514	91
Ie	nein		1605	2062	4303	3110	37	48	3591	4176	1436	86
	ja		2815	3712	7676	5454	37	48	1962	2271	785	86

Tabelle B.10: Jahresoptimierung bei Minimierung der CO₂-Emission, Varianten Ia und Ie: Ergebnisse Kosten, Erlöse und Deckungsbeitrag

Variante		aktive Netzspeicherung	Kosten Brennstoff (in T€/a)	Kosten Strombezug (in T€/a)	Erlöse Wärmeverkauf (in T€/a)	Erlöse Stromverkauf (in T€/a)	Erlöse KWK-Vergütung (in T€/a)	Erlöse VNN (in T€/a)	Deckungsbeitrag (in T€/a)
Ia	nein		319,4	0,2	356,9	140,9	72,5	26,2	276,9
	ja		319,2	0,1	356,9	141,7	72,9	26,4	277,0
Ie	nein		272,5	0,6	356,9	71,0	33,6	12,2	200,5
	ja		305,2	0,2	356,9	117,4	59,0	21,3	249,1

Tabelle B.11: Jahresoptimierung bei Minimierung der CO₂-Emission, Varianten Ia und Ie: Ergebnisse CO₂-Emissionen und Primärenergie

Variante		aktive Netzspeicherung	CO ₂ Brennstoff (in t/a)	CO ₂ Strombezug (in t/a)	CO ₂ Einsparung (in t/a)	CO ₂ gesamt (in t/a)	Primärenergie Brennstoff (in MWh/a)	Primärenergie Strombezug (in MWh/a)	Primärenergie Einsparung (in MWh/a)	Primärenergie gesamt (in MWh/a)
Ia	nein		2127,7	0,8	2832,8	-704,3	11644,2	3,6	10075,4	1572,5
	ja		2138,1	0,3	2851,2	-712,8	11700,8	1,6	10140,5	1561,8
Ie	nein		1704,2	2,3	1313,6	392,9	9326,6	10,4	4672,1	4664,9
	ja		1999,3	0,7	2305,5	-305,5	10941,4	3,2	8199,7	2744,9

Tabelle B.12: Jahresoptimierung bei Minimierung der Primärenergie, Varianten Ia und Ie: Ergebnisse Netzspeicherung

Variante		aktive Netzspeicherung	Thermische Verluste Netz (in MWh/a)	Pumpenergie (in MWh/a)	ØVorlauftemperatur (in °C)	ØNetzspeicherleistung (in kW)
Ia	nein		481,0	9,2	85,0	7,24
	ja		513,3	7,5	95,7	15,22
Ie	nein		481,0	9,2	85,0	7,24
	ja		503,4	8,0	92,4	65,82

Tabelle B.13: Jahresoptimierung bei Minimierung der Primärenergie, Varianten Ia und Ie: Ergebnisse Erzeuger

Variante		aktive Netzspeicherung	Elektrische Energie BHKW (in MWh/a)	Thermische Energie BHKW (in MWh/a)	Brennstoffenergie BHKW (in MWh/a)	Volllaststunden BHKW (in h/a)	ØElektrischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	ØThermischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	Thermische Energie Kessel (in MWh/a)	Brennstoffenergie Kessel (in MWh/a)	Volllaststunden Kessel (in h/a)	ØThermischer Wirkungsgrad Kessel (in %)
Ia	nein		3456	4365	9160	6697	38	48	1288	1424	515	91
	ja		3484	4399	9233	6751	38	48	1284	1419	514	91
Ie	nein		1605	2062	4303	3110	37	48	2816	3714	1436	86
	ja		2815	3717	7679	5457	37	48	1961	2271	784	86

Tabelle B.14: Jahresoptimierung bei Minimierung der Primärenergie, Varianten Ia und Ie: Ergebnisse Kosten, Erlöse und Deckungsbeitrag

Variante		aktive Netzspeicherung	Kosten Brennstoff (in T€/a)	Kosten Strombezug (in T€/a)	Erlöse Wärmeverkauf (in T€/a)	Erlöse Stromverkauf (in T€/a)	Erlöse KWK-Vergütung (in T€/a)	Erlöse VNN (in T€/a)	Deckungsbeitrag (in T€/a)
Ia	nein		319,3	0,2	356,9	142,1	72,4	26,2	278,1
	ja		321,3	0,1	356,9	143,4	73,0	26,4	278,4
Ie	nein		272,5	0,6	356,9	71,0	33,6	12,2	200,5
	ja		305,3	0,2	356,9	117,5	59,0	21,4	249,2

Tabelle B.15: Jahresoptimierung bei Minimierung der Primärenergie, Varianten Ia und Ie: Ergebnisse CO₂-Emissionen und Primärenergie

Variante		aktive Netzspeicherung	CO ₂ Brennstoff (in t/a)	CO ₂ Strombezug (in t/a)	CO ₂ Einsparung (in t/a)	CO ₂ gesamt (in t/a)	Primärenergie Brennstoff (in MWh/a)	Primärenergie Strombezug (in MWh/a)	Primärenergie Einsparung (in MWh/a)	Primärenergie gesamt (in MWh/a)
Ia	nein		2127.3	0,8	2831.1	-703.0	11642.1	3,6	10069.4	1576.3
	ja		2141.0	0,3	2854.7	-713.4	11717.1	1.5	10153.2	1565.3
Ie	nein		1704.2	2,3	1313,6	392,9	9326,6	10,4	4672,1	4664,9
	ja		2000.0	0,7	2306.7	-306.0	10945.1	3,2	8204.1	2744.2

B.4 Ergebnisse Variante II

Tabelle B.16: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante II: Ergebnisse Netzspeicherung

Variante	aktive Netzspeicherung	Thermische Verluste Netz	Pumpenergie	ØVorlauftemperatur	ØNetzspeicherleistung
		(in MWh/a)	(in MWh/a)	(in °C)	(in kW)
IIa	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	509,1	7,7	94,3	43,58
IIb	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	508,7	7,7	94,2	54,24
IIc	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	508,4	7,7	94,0	76,74
IIId	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	506,3	7,8	93,4	81,35
IIe	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	508,6	7,7	94,1	66,90

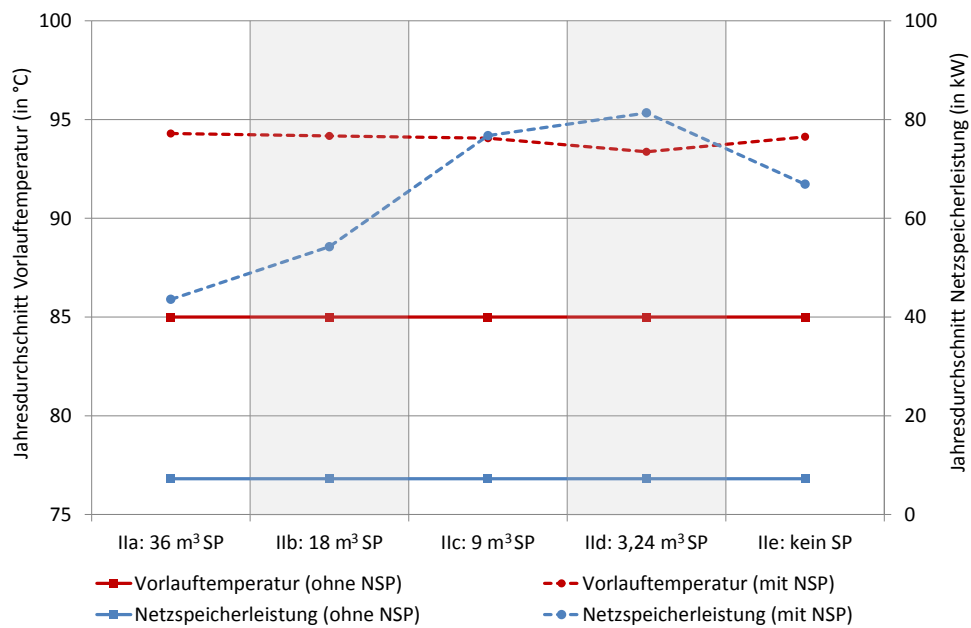


Abbildung B.1: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante II: Ergebnisse durchschnittliche Netzspeicherleistung und Vorlauftemperatur

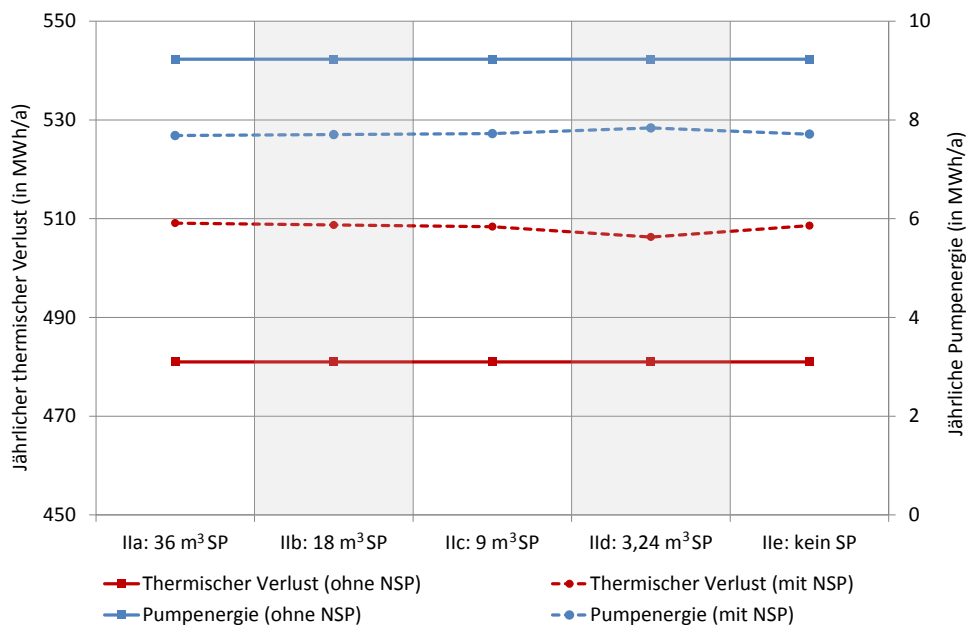


Abbildung B.2: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante II: Ergebnisse thermische Verluste Netz und Pumpenergie

Tabelle B.17: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante II: Ergebnisse Erzeuger

Variante	aktive Netzspeicherung	Elektrische Energie BHKW (in MWh/a)	Thermische Energie BHKW (in MWh/a)	Brennstoffenergie BHKW (in MWh/a)	Volllaststunden BHKW (in h/a)	ØElektrischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	ØThermischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	Thermische Energie Kessel (in MWh/a)	Brennstoffenergie Kessel (in MWh/a)	Volllaststunden Kessel (in h/a)	ØThermischer Wirkungsgrad Kessel (in %)
IIa	nein	4322	5515	11533	4187	37	48	138	153	81	90
	ja	4357	5552	11615	4221	38	48	127	141	75	90
IIb	nein	4230	5450	11359	4099	37	48	203	225	119	90
	ja	4290	5450	11483	4157	37	48	180	199	106	90
IIc	nein	3607	4906	10040	3494	36	49	747	839	439	89
	ja	4061	5418	11161	3934	36	49	260	290	153	90
II d	nein	2457	3253	6718	2380	37	48	2370	2703	1394	88
	ja	2853	3816	7854	2764	36	49	1861	2112	1095	88
IIe	nein	402	533	1100	390	37	48	5285	5948	3109	89
	ja	2415	3184	6585	2402	37	48	2476	2820	1457	88

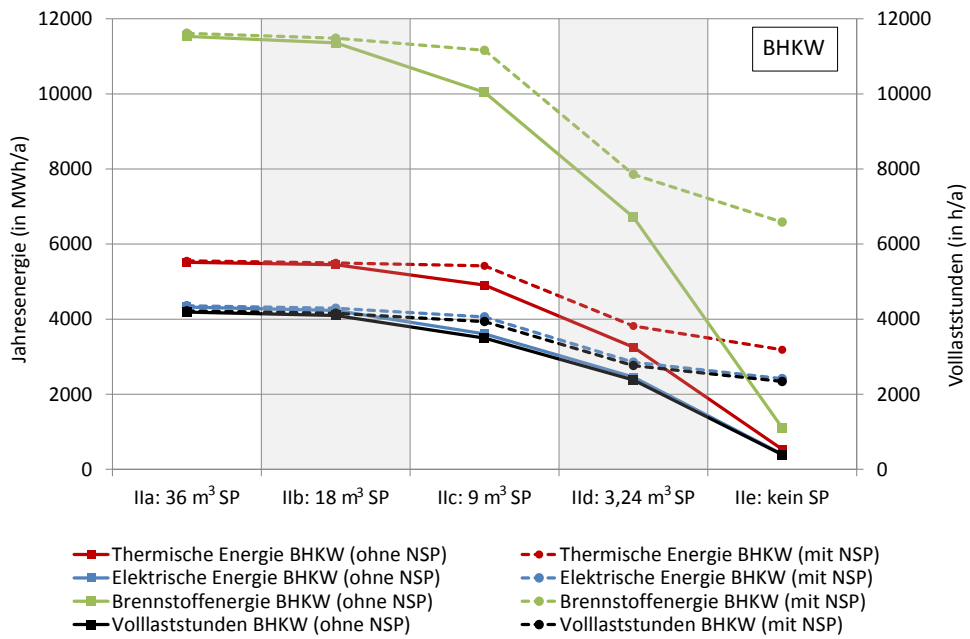


Abbildung B.3: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante II: Ergebnisse thermische Energie, elektrische Energie, Brennstoffenergie und Volllaststunden des BHKWs

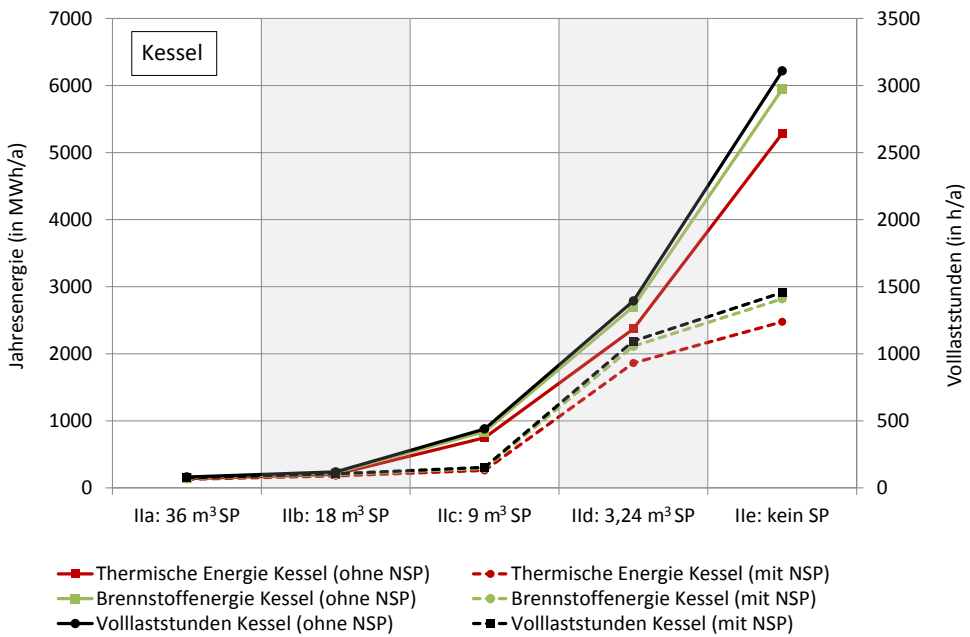


Abbildung B.4: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante II: Ergebnisse thermische Energie, Brennstoffenergie und Volllaststunden des Kessels

Tabelle B.18: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante II: Ergebnisse Kosten, Erlöse und Deckungsbeitrag

Variante	aktive Netzspeicherung	Kosten Brennstoff (in T€/a)	Kosten Strombezug (in T€/a)	Erlöse Wärmeverkauf (in T€/a)	Erlöse Stromverkauf (in T€/a)	Erlöse KWK-Vergütung (in T€/a)	Erlöse VNN (in T€/a)	Deckungsbeitrag (in T€/a)
IIa	nein	344,8	0,5	356,9	198,6	90,6	32,8	333,6
	ja	346,8	0,4	356,9	201,4	91,4	33,1	335,6
IIb	nein	342,2	0,5	356,9	186,4	88,7	32,1	321,5
	ja	344,9	0,4	356,9	190,6	90,0	32,6	324,7
IIc	nein	324,8	0,4	356,9	159,4	75,6	27,4	294,0
	ja	338,6	0,3	356,9	177,0	85,2	30,8	310,9
IId	nein	292,1	0,6	356,9	111,8	51,5	18,6	246,1
	ja	304,9	0,4	356,9	128,9	59,8	21,6	261,9
IIe	nein	240,1	1,2	356,9	19,0	8,4	3,0	146,0
	ja	292,3	0,5	356,9	109,9	50,6	18,3	242,9

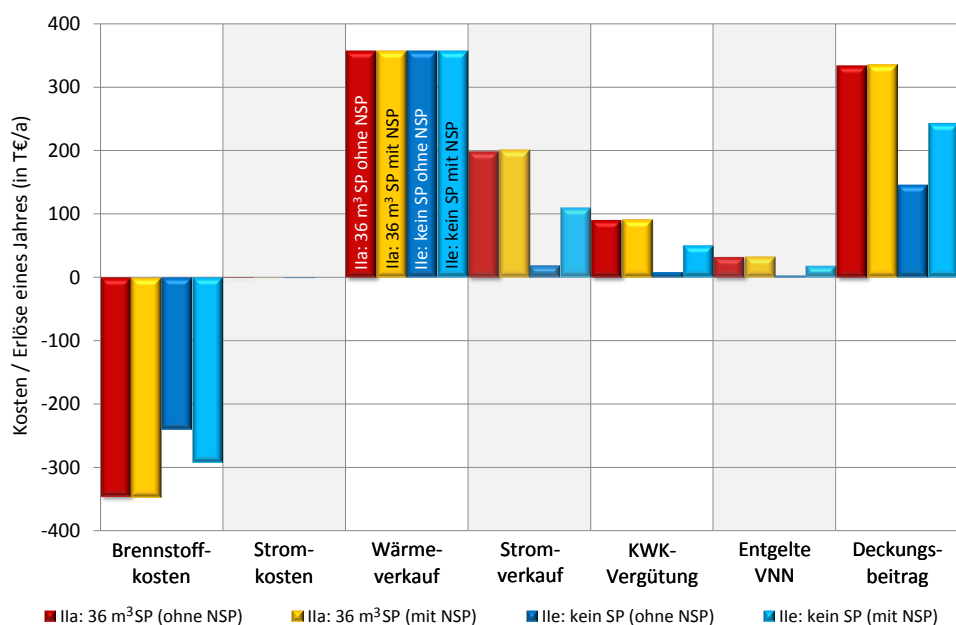


Abbildung B.5: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Varianten IIa und IIe: Ergebnisse Kosten Brennstoff, Kosten Strom, Erlöse Wärmeverkauf, Erlöse Stromverkauf, Erlöse KWK-Vergütung, Erlöse Entgelte vermiedene Netznutzung und Deckungsbeitrag

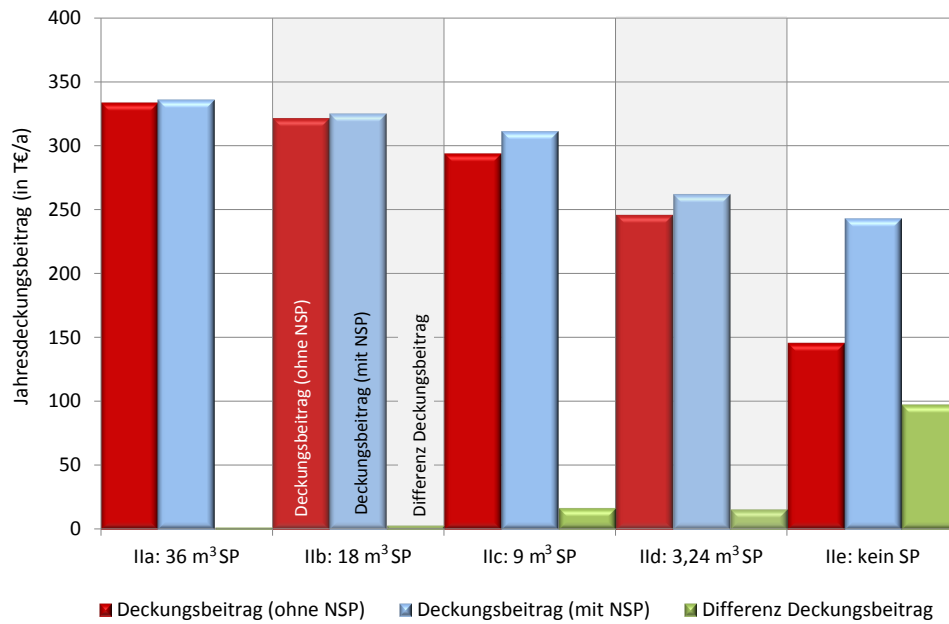


Abbildung B.6: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante II: Ergebnisse Deckungsbeitrag im Vergleich mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung

Tabelle B.19: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante II: Ergebnisse CO₂-Emissionen und Primärenergie

Variante	aktive Netzspeicherung	CO ₂ Brennstoff	CO ₂ Strombezug	CO ₂ Einsparung	CO ₂ gesamt	Primärenergie Brennstoff	Primärenergie Strombezug	Primärenergie Einsparung	Primärenergie gesamt
		(in t/a)	(in t/a)	(in t/a)	(in t/a)	(in MWh/a)	(in MWh/a)	(in MWh/a)	(in MWh/a)
IIa	nein	2348,8	2,0	3543,6	-1192,8	12854,3	9,1	12603,3	260,1
	ja	2363,0	1,8	3573,1	-1208,2	12932,0	8,3	12708,2	232,1
IIb	nein	2328,6	1,9	3468,3	-1137,8	12743,4	8,7	12335,6	416,5
	ja	2348,0	1,6	3518,2	-1168,7	12849,5	7,2	12513,1	343,5
IIc	nein	2186,7	1,7	2955,9	-767,5	11967,2	7,8	10513,1	1461,9
	ja	2301,6	1,4	3329,5	-1026,5	12595,9	6,3	11842,0	760,3
II d	nein	1893,6	2,5	2013,0	-116,9	10363,2	11,5	7159,6	3215,1
	ja	2003,2	1,7	2338,6	-333,7	10962,7	7,9	8317,5	2653,1
IIe	nein	1416,5	4,7	329,3	1091,9	7752,1	21,2	1171,3	6602,0
	ja	1890,3	2,0	1979,0	-86,7	10345,0	9,1	7038,7	3315,4

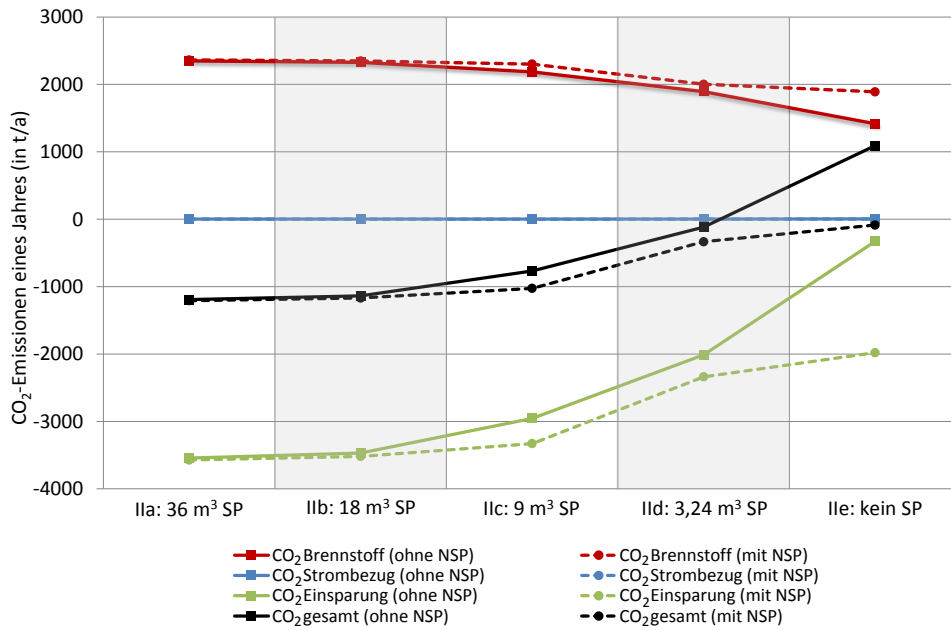


Abbildung B.7: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante II: Ergebnisse CO₂-Emission Brennstoff, CO₂-Emission Strombezug, CO₂-Emission Einsparung, CO₂-Emission gesamt

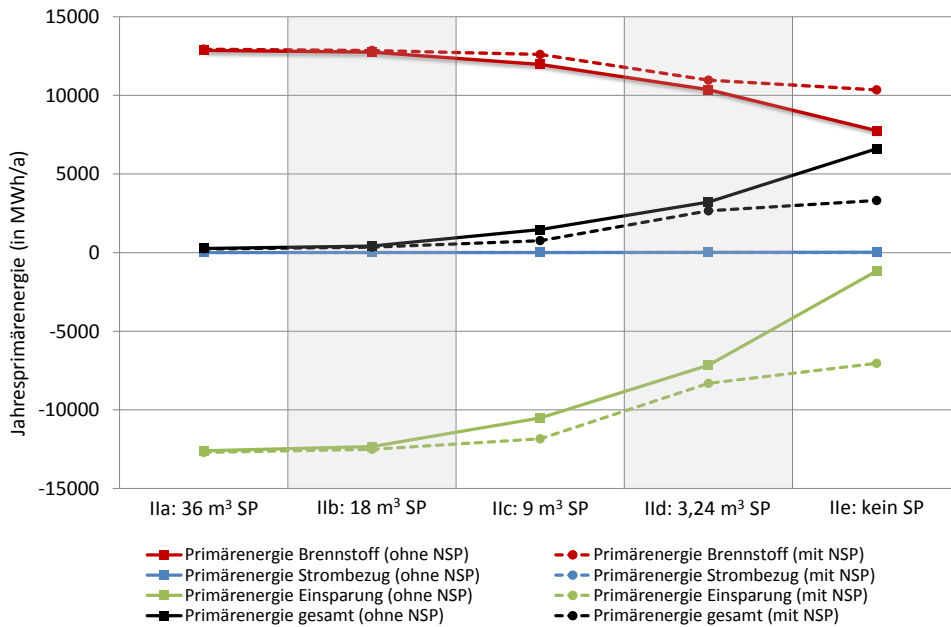


Abbildung B.8: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante II: Ergebnisse Primärenergie Brennstoff, Primärenergie Strombezug, Primärenergie Einsparung, Primärenergie gesamt

C MARKTÜBERSICHT SOFTWARE EINSATZOPTIMIERUNG

An dieser Stelle erfolgt eine Marktübersicht von Softwarelösungen zur Optimierung der Einsatzplanung von Energiesystemen. Die untersuchten Softwarelösungen zur Optimierung der Einsatzplanung von Energiesystemen decken ein breites Spektrum ab, beginnend mit der Strukturoptimierung (untersuchter Zeitraum: mehrere Jahrzehnte) bis hin zur kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung (untersuchter Zeitraum: ein bis mehrere Tage). Gerade bei der kurz- und mittelfristigen Planung steht die Ermittlung von Stromverträgen sowie der Einsatzplan von Energiespeichern im Vordergrund. Ziel ist die Minimierung der Kosten bzw. Maximierung der Gewinne unter Berücksichtigung zuvor gesetzter Parameter. Nachstehend erfolgt eine Kurzbeschreibung der wichtigsten Programme zur Optimierung von Energiesystemen. Der Schwerpunkt liegt auf Software, welche in Deutschland entwickelt wurde bzw. eingesetzt wird. Eine Übersicht der AGFW von in Deutschland verwendeten Programmen findet sich in [28]. Wenn bekannt, sind folgende Daten angegeben: Name, Firma, Funktionsweise, Anwendungsgebiet, Optimierungsmodell und Solver.

BOFIT

BOFIT⁷² ist ein von der ProSoft GmbH in Zusammenarbeit mit einigen Fernwärmeversorgungsunternehmen entwickeltes, gekoppeltes Optimierungs- und Simulationsmodell [45]. Die BOFIT-Entwicklung wurde vom Bundesministerium für Forschung und Wirtschaft gefördert. Der Baustein BOFIT Optimierung dient der Ermittlung eines kostenoptimalen Einsatzplans von gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugern unter Einbeziehung einer Lastprognose, Brennstoffverträgen, Anlagenverfügbarkeiten, Versorgungsrestriktionen sowie Stromverträgen. Beim Optimierungsmodell handelt es sich um ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem, das mit Hilfe des kommerziellen Solvers CPLEX gelöst wird. Minimiert werden die Gesamtkosten, die neben den Kosten für Brennstoff, CO₂-Emissionen und Strombezug auch Erlöse durch Stromverkauf und KWK-Vergütung beinhalten. Der Optimierungszeitraum kann beliebig festgelegt werden und es steht eine Bibliothek mit mehr als 100 Komponenten für Erzeugungsanlagen, Speicher, Vertragstypen, Börsenprodukte, Tarife, Netzrestriktionen, logische Einsatzrelationen etc. zur Verfügung. Es existiert eine grafische Benutzeroberfläche. Alle Modelle und Funktionen werden anwendungsspezifisch angepasst. Nach [74] können Einsparungen von 1 - 4 % der Energiebereitstellungskosten in einem Portfolio erreicht werden.

DEMS

DEMS⁷³ ist eine modular aufgebaute Produktfamilie der Firma Siemens, die alle Aspekte von Prognose, Planung und Optimierung dezentraler Versorgungsstrukturen abdeckt. Im Zuge der Einsatzplanung wird für einen Zeitraum von bis zu 7 Tagen unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen die optimale Fahrweise von verschiedenen Wärme- und Stromerzeugern ermittelt. Ebenso werden Speicherelemente, Stromverträge sowie erneuerbare

⁷²Betriebsoptimierung von Fernwärmeanlagen mittels intelligenter Simulationstechnik

⁷³Dezentrales Energie Management System

Energien betrachtet [73]. In [37] findet sich ein Anwendungsbeispiel für ein virtuelles Kraftwerk.

DYNOPT

DYNOPT ist ein an der TU-Dresden entwickeltes Softwaretool zur Einsatzplanung von Strom- und Wärmezeugern. Daneben gibt es die Möglichkeit, Stromliefer- und -bezugsverträge aller Art zu integrieren. Der Bezugszeitraum der Optimierung reicht von der kurzfristigen Tagesoptimierung bis hin zur Jahreseinsatzplanung. Die Implementierung des gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems erfolgt mit GAMS, die Lösung mit dem Solver CPLEX.

ENERGY OPTIMA

Das vom Softwareunternehmen Energy Opticon AB entwickelte Tool ENERGY OPTIMA beinhaltet eine Reihe von unabhängig arbeitenden Modulen. Ein solches dient der Online-Optimierung der Strombereitstellung durch Ermittlung von Fahrplänen maximaler Erträge.

IOPT

Das vom Unternehmen IRM⁷⁴ entwickelte Softwarepaket IOPT beinhaltet neben Modulen für Handel und Prognose auch ein Modul für Optimierung im Energiesektor [50]. Es werden unterschiedliche Planungshorizonte berücksichtigt: lang-, mittel- und kurzfristige sowie Momentan-Optimierung. Implementiert sind neben einer Reihe von Strom- und Wärmezeugern auch verschiedene Arten von Speichern, Energieverträgen, Umformerwerken sowie Restriktionen. Das dabei erstellte mathematische Modell gehört zu der Klasse der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsprobleme.

KEP

KEP⁷⁵ ist ein von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V im Rahmen des Projektes „KW21 - Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung mit KWK-Systemen und regenerativen Energien“ entwickeltes Softwaretool zur Kraftwerkseinsatzplanung. Die zeitliche Auflösung ist frei wählbar und es werden verschiedene Parameter wie z.B. die Betriebslast, die Mindest- und Höchstlast, Verfügbarkeiten und Stillstandszeiten berücksichtigt. Die Modellierung erfolgte in MATLAB. Neben heuristischen Optimierungsverfahren werden auch weitere Verfahren zur Lösung linearer und gemischt-ganzzahliger Optimierungsprobleme verwendet.

MESAP

MESAP⁷⁶ wurde zunächst an der Universität Stuttgart entwickelt und dann später von Seven2one übernommen. Das Softwaretool deckt ein breites Spektrum auf den Gebieten Planung, Analyse, Reporting und Controlling ab [69]. Das integrierte Programm PROFAKO bietet Unterstützung u.a. auf dem Gebiet der Kraftwerkseinsatzplanung [6], [20]. Beim mathematischen Modell handelt sich um ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem, welches mit GAMS erstellt wird.

⁷⁴Integriertes Ressourcen-Management GmbH

⁷⁵Kraftwerkseinsatzplanung

⁷⁶Modulare Energiesystemanalyse und Planung

POLIS

POLIS⁷⁷ ist ein vom GEF-Ingenieur-Büro in Leimen entwickeltes Softwaretool zur Struktur-optimierung leitungsgebundener Energieträger. Es wird zur Strategieentwicklung und Investitionsentscheidung für einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten in großen Versorgungsnetzen eingesetzt [70]. Der Strom- und Wärmebedarf wird über statistische Methoden und Datenbanken ermittelt. Anschließend erfolgt die Vorgabe gewisser Grundelemente, wie z.B. Kraftwerke, Heizwerke, KWK-Anlagen, regenerative Energieerzeuger, Speicher und Netzen mit Hilfe von Parametern. Darauf basierend ermittelt POLIS die Dimensionierung dieser Grundelemente. Es erfolgt eine Betrachtung der vier Größen Strom, Wärme, Kälte und Brennstoff.

Die Software ist in C/C++ programmiert, als Solver wird CPLEX verwendet. Insgesamt handelt es sich um ein komplett lineares Modell ohne binäre Variablen. Es existiert keine grafische Oberfläche, die Eingangsdaten werden mittels einfacher Textdateien eingelesen. Die grafische Darstellung der Ergebnisse erfolgt mit Hilfe des Analyse- und Darstellungsprogramms Origin. Erwähnenswert ist noch die Kopplung von POLIS mit dem Netzhydrauliktool sisHYD. Der Ablauf ist wie folgt: Nachdem POLIS eine Variante erstellt hat, wird mittels sisHYD die Netzhydraulik geprüft. Es werden solange Änderungen im Netz oder in den Restriktionen vom Benutzer vorgenommen, bis sisHYD eine von POLIS entwickelte Variante verifiziert.

PROMETHEUS

Das am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Bergischen Universität Wuppertal entwickelte, modular aufgebaute Energiemanagementsystem PROMETHEUS⁷⁸ kann als Unterstützung für Planung und Betriebsführung beliebiger Wärmeversorgungssysteme eingesetzt werden [81]. Durch Modifikation des Zeitbereichs ist es möglich, das Programm in den Bereichen mittelfristige und kurzfristige Einsatzoptimierung sowie Momentanoptimierung zu verwenden. Berücksichtigt werden Parameter von Bezugs- und Lieferverträgen sowie Erzeugeranlagen, Energiespeichern und dem Versorgungsnetz. Regenerative Energien nutzende Erzeugeranlagen hingegen sind nicht implementiert. Bei dem mathematischen Modell handelt es sich um ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem, das mit Hilfe des Solvers CPLEX gelöst wird. Eine geschlossene Optimierung aller Versorgungssparten von Querverbundsystemen ist möglich.

PROPHET

Mittlerweile ebenfalls zur Siemens-Gruppe gehörend ist das Energiedatenmanagement PROPHET. Das Tool kann nach [25] in den Bereichen Prognose, Optimierung, Fahrplanmanagement u.a. von Verbundsystemen eingesetzt werden. Beim Optimierungsmodell handelt es sich um ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem, das mit GAMS erstellt und mit CPLEX gelöst wird.

SYSTEM RORNET

System RORNET ist ein von der dänischen Firma Ramboll entwickeltes Programmpaket, dessen Module eine große Bandbreite abdecken. Kernaufgabe ist die thermische und hydraulische Netzberechnung. In Bezug auf die Einsatzplanung soll das Modul „Production Simulation“ erwähnt werden, das den Einsatz von Wärmeerzeugern und Speichern über einen Zeitraum

⁷⁷Programmpaket zur Optimierung lokaler Infrastruktur-Systeme

⁷⁸Programmsystem zur Modellbildung der Einsatzoptimierung thermischer Erzeugungsanlagen und Systeme

von einem Jahr simuliert. Es handelt sich um keine mathematische Optimierung, d.h. die Einsatzreihenfolge der Kraftwerkstypen ist vorgegeben. Es ist möglich, Leistungswerte aller Anlagen zu begrenzen sowie Ausfall-, Reparatur- und Mindestlaufzeiten festzulegen. Für den thermischen und elektrischen Bedarf kommen Jahres- und Tageskurven zum Einsatz, die mit Hilfe vorzugegebener Faktoren skaliert werden. Insgesamt handelt es sich um eine sehr speziell auf die Situation in Kopenhagen angepasste Software.

TIMES

Mit TIMES⁷⁹ können globale Voraussagen für allgemeine Energieflüsse erstellt werden [69]. In die gleiche Richtung ist das Programm TASES⁸⁰ angesiedelt.

XOPT

Das von dem zur Siemens-Gruppe gehörende Unternehmen Telegyr Systems LFT entwickelte Softwaretool XOPT dient ausschließlich der Optimierung des Liefer- und Bezugsvertragsportfolios durch Vorgabe des Strombedarfs und von Vertragsrestriktionen. Eine direkte Einsatzplanung von Strom- und Wärmeerzeugern ist nicht möglich.

⁷⁹The Integrated Market Eform System

⁸⁰Time and Space resolved Energy Simulation

SYMBOLVERZEICHNIS

Formelzeichen

Symbol	Bedeutung	Einheit
a	Temperaturleitfähigkeit	m^2/s
A	Fläche	m^2
c	Strömungsgeschwindigkeit	m/s
c_p	spezifische Wärmekapazität	$\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$
COP	Leistungszahl	
d	Durchmesser	m
\dot{G}	Strahlung	W/m^2
h	Enthalpie	kJ/kg
k	Wärmedurchgangskoeffizient	$\text{W}/(\text{K} \cdot \text{m}^2)$
\dot{m}	Massestrom	kg/s
P	elektrische Leistung	kW
Q	Energie	kWh
\dot{Q}	thermische Leistung	kW
t	Zeit	s
V	Volumen	m^3
\dot{V}	Volumenstrom	m^3/s
W	Arbeit	kWh

Griechische Symbole

Symbol	Bedeutung	Einheit
α	Wärmeübergangskoeffizient	$\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$
ϕ	Lastverhältnis	
η	Wirkungsgrad	
λ	Wärmeleitfähigkeit	$\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$
π	Kreiszahl	
ρ	Dichte	kg/m^3
σ	Stromkennzahl	
ϑ	Temperatur	$^{\circ}\text{C}$

Indizes

Symbol	Bedeutung
a	außen
A	Abnehmer

Symbol	Bedeutung
Abkld	Abklingdauer
Anfamp	Anfangsamplitude
Aus	Austritt
Av	Anfahrvorgang
Bm	Beimischung
Bs	Brennstoff
E	Erzeuger
Eb	Eigenbedarf
Ein	Eintritt
el	elektrisch
Fd	Frischdampf
gebr	gebrochen
Flz	Fließzeit
H	Heizkreis
Hk	Hilfskühler
H _z	Heizung
K	Kollektor, Kondensator
kon	konstant
Nflz	Netzfließzeit
Nn	Netznutzung
Nsp	Netzspeicher
M	Mittel
max	maximal
min	minimal
R	Rücklauf
Uwp	Umwälzpumpe
Sp	Speicher
t	technisch
th	thermisch
U	Umgebung
V	Vorlauf, Verdampfer
var	variabel
Ver	Verlust, Vertrag
Ww	Warmwasser

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BHKW	Blockheizkraftwerk
EGD	Entnahme-Gegendruck
EKT	Entnahme-Kondensationsturbine
HKW	Heizkraftwerk
HW	Heizwerk
FW	Fernwärme
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NSP	Netzspeicher
SP	Speicher
ST	Solarthermie
TWE	Trinkwassererwärmung
WP	Wärmepumpe