

Technische Universität München

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

Entwicklung und Bewertung von Algorithmen zur Einsatzplanerstellung virtueller Kraftwerke

Michael Horst Emil Steck

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der
Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ralph Kennel

Prüfer der Dissertation: 1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner

2. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Clemens Felsmann
Technische Universität Dresden

Die Dissertation wurde am 2. Oktober 2012 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 18. April 2013 angenommen.

Entwicklung und Bewertung von Algorithmen zur Einsatzplanerstellung virtueller Kraftwerke

Die Anforderung an die Fahrplanerstellung eines *Virtuellen Kraftwerks* unterscheidet sich wesentlich von der an konventionelle Kraftwerke. Die lange Rechenzeit der Verfahren auf Basis der „Gemischt Ganzzahligen Linearen Programmierung“ (GGLP) macht eine Verwendung in zeitkritischen, produktiven Anwendungen unmöglich. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden sechs Algorithmen entwickelt. Neben dem GGLP-Ansatz werden heuristische und linear-heuristische Alternativen entworfen. Die Bewertung unterscheidet Vortags- und Resttagsplanung sowie die Betriebskonzepte Wärmeführung und Stromvermarktung.

Development and Assessment of Dispatching Algorithms of Virtual Power Plants

The special needs of dispatching a *Virtual Power Plant* differ from that of a conventional power plant park essentially. The long calculation time refuses the usage of a “Mixed Integer Linear Programming” (MILP) based method in time sensitive, productive applications. During these studies six different algorithms have been developed. Beside the MILP approach heuristic and linear-heuristic alternatives have been created. In the assessment day-ahead and intraday dispatches as well as heat-led and electricity trading operations are distinguished.

1	Einleitung	13
2	Definitionen	16
3	Energiewirtschaftliche Ausgangslage	17
3.1	Ausbau Erneuerbarer Energien und CO ₂ -Minderung	18
3.2	Vermarktungsoptionen für VKW	18
4	Verfahren zur Einsatzplanung eines VKW	24
4.1	Verfahren der Gemischt Ganzzahligen Linearen Programmierung (MIPR)	27
4.1.1	Allgemeine Form	27
4.1.2	Modellspezifische Umsetzung	29
4.2	Heuristische Umsetzungen	43
4.2.1	Heuristik in der wärmegeführten Vortagsplanung (HHL)	47
4.2.2	Heuristik in der direktvermarkteten Vortagsplanung (HDA)	50
4.2.3	Heuristik in der Resttagsplanung (HFIX)	56
4.2.3.1	Fahrplanunterdeckung	57
4.2.3.2	Fahrplanüberdeckung	61
4.2.4	Nachbearbeitung der Heuristik durch einen GGLP-Schritt (HMIP)	64
4.2.5	Heuristik bei der Vermarktung von Minutenreserve	64
4.3	Gemischtes linear-heuristisches Verfahren (LPH)	67
4.3.1	Linear-heuristisches Verfahren in der Vortagsplanung	67
4.3.2	Linear-heuristisches Verfahren in der Resttagsplanung	69
5	Methodik des Verfahrensvergleichs	70
5.1	Simulationsumgebung	70
5.1.1	Funktionale Merkmale	72
5.1.2	Zeitliche Abfolge der Simulationsschritte	75
5.2	Gemeinsames Vergleichsmodell	77
5.2.1	Szenarien übergreifende Randbedingungen	77
5.2.2	Untersuchte Szenarien	79
5.2.3	Thermische Last und Lastprognose	80
6	Auswertung des Verfahrensvergleichs	81
6.1	Vortagsplanung	81
6.1.1	Vortagsplanung mit Wärmeführung	81
6.1.2	Vortagsplanung mit Direktvermarktung	87
6.1.3	Zusammenfassung	92
6.2	Resttagsplanung	94
7	Zusammenfassung	108

8	Ausblick	111
9	Literaturverzeichnis	112

Formelverzeichnis

BLR	Heizkessel (Boiler)
CAP	Speicherkapazität (Capacity of Storage)
C_{BLR}	Spezifische Betriebskosten des Kessels
$C_{ESINK}, C_{ESOURCE}$	Strafkosten der alternativen elektrischen Senke/Quelle
C_{ETBUY}, C_{ETSELL}	Strompreis des Ein-/Verkaufsvertrags
C_{FUEL}	Brennstoffkosten
CHP	KWK-Anlage (Combined Heat and Power Device)
C_{RCPOS}, C_{RCNEG}	Leistungspreis der positiven/negativen Regelleistungsvorhaltung
C_{START}	Startkosten
$C_{TSINK}, C_{TSOURCE}$	Strafkosten der alternativen thermischen Senke/Quelle
DMD	Last (Demand)
dP	Laständerungsgradient
ET	Stromhandel (Trade of Electricity)
η	Wirkungsgrad
η_{BLR}	Kesselwirkungsgrad
η_{MAX}	Wirkungsgrad im Maximallastpunkt
η_{MIN}	Wirkungsgrad im Minimallastpunkt
FUEL	Brennstoff
OP	Betriebszustand der Anlage (Binäre Variable: 1: „an“, 0: „aus“)
OP_{START}	Anlagenzustand hinsichtlich des Startvorgangs (Binäre Variable: 1: „Startvorgang“, 0: „kein Startvorgang“)
$OP_{STARTMAX}$	Maximale Anzahl der Startvorgänge
P_{CHP}	Elektrische Leistung der KWK-Anlage
P_{DMD}	Elektrische Verbraucherlast
P_{ETBUY}, P_{ETSELL}	Bezug/Lieferung elektrischer Leistung
PHR	Stromkennzahl (power to heat ratio)
P_{MAX}	Maximalleistung
P_{MIN}	Mindestleistung
PPP	Elektrische Leistung einer (ungekoppelten) Kraftanlage (Power Plant)
P_{RCPOS}, P_{RCNEG}	Vorhaltung positiver/negativer Reserveleistung
P_{SINK}, P_{SOURCE}	Leistungsaufnahme der alternativen elektrischen Senke/Quelle

P_{STIN}, P_{STOUT}	Ein-/Ausspeicherleistung des elektrischen Speichers
\dot{Q}_{BLR}	Thermische Leistung des Kessels
Q_{CAP}	Speicherkapazität
\dot{Q}_{CHP}	Thermische Leistung der KWK-Anlage
\dot{Q}_{DMD}	Wärmebedarf
\dot{Q}_{FUEL}	Brennstoffleistung
\dot{Q}_{SINK}	Thermische Leistung der alternativen Senke
\dot{Q}_{SOURCE}	Thermische Leistung der alternativen Quelle
Q_{ST}	Thermischer Speicherfüllstand
$\dot{Q}_{STIN}, \dot{Q}_{STOUT}$	Speicherbeladungsleistung, Speicherentladungsleistung
$\dot{Q}_{STINMAX}, \dot{Q}_{STOUTMAX}$	Maximale Speicherbeladungsleistung, maximale Speicherentladungsleistung
RC	Regelleistung (Reserve Control)
SINK	Fiktive elektrische oder thermische Senke
SOURCE	Fiktive elektrische oder thermische Quelle
ST	Speicher (Storage)
T	Intervalllänge der Fahrplanmeldungen, i. d. R. 15 min
T_{DN}	Mindeststillstandzeit (Minimum Down Time)
T_{UP}	Mindestlaufzeit (Minimum Up Time)
τ	Dauer eines Zeitschrittes
t, ϑ	Simulationszeitpunkt
tf	Handelsfaktor

Abkürzungsverzeichnis

<i>BHKW</i>	Blockheizkraftwerk
<i>BK</i>	Bilanzkreis
<i>BKV</i>	Bilanzkreisverantwortlicher
<i>DA</i>	Day-Ahead (-Handel)
<i>EEX</i>	European Energy Exchange (Energiebörse)
<i>FfE</i>	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
<i>GGLP</i>	Gemischt Ganzzahlige Lineare Programmierung
<i>HDA</i>	Heuristic Day Ahead (-Verfahren)
<i>HFIX</i>	Heuristic Fixed Contracts (-Verfahren)
<i>HHL</i>	Heuristic Heat Led (-Verfahren)
<i>HMIP</i>	Heuristic / Mixed Integer Programming (-Verfahren)
<i>KWK</i>	Kraft-Wärme-Kopplung
<i>LPH</i>	Linear Programming / Heuristic (-Verfahren)
<i>MIPR</i>	Mixed Integer Programming Reference (-Verfahren)
<i>MR</i>	Minutenreserve
<i>RL</i>	Regelleistung
<i>RTP</i>	Resttagsplanung
<i>SRL</i>	Sekundärregelleistung
<i>ÜNB</i>	Übertragungsnetzbetreiber
<i>VKW</i>	Virtuelles Kraftwerk
<i>VTP</i>	Vortagsplanung

1 Einleitung

An der Forschungsstelle für Energiewirtschaft wurde von 2009 bis 2012 das Projekt „DEA – Verbund dezentraler Erzeugungsanlagen“ durchgeführt. Ziel der Arbeit, die von den Stadtwerken München, der EWE AG und vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gefördert wurde, ist unter anderem die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit eines aus Blockheizkraftwerken bestehenden Anlagenpools /FFE-06 12/. Zur Beantwortung dieser Frage wurde ein Anlagenverbund modelliert und dessen Betrieb mit einem für die Kraftwerksplanung üblichen Verfahren auf Basis der „Gemischt Ganzzahligen Linearen Programmierung“ (GGLP) optimiert. Es zeigt sich, dass dieses Lösungsverfahren für die Planung eines dezentralen Anlagenpools unter verschiedenen Randbedingungen nicht die gewünschte Qualität aufweist. Die Optimierungsaufgabe unterscheidet sich von herkömmlichen Einsatzplanungen im Wesentlichen durch die große Anlagenanzahl, die ähnlichen oder identischen technischen und wirtschaftlichen Parameter der dezentralen Anlagen sowie die Kraft-Wärme-Kopplung. Die Rechenzeit des GGLP-Verfahrens ist damit in vielen Fällen zu lange, die Ergebnisse werden nicht in angemessener Zeit gefunden. Dieser Umstand ist für die wissenschaftliche Untersuchung eines virtuellen Kraftwerks tolerierbar, für die produktive und zeitkritische Verwendung im Tagesgeschäft des Poolbetreibers eignet sich ein solches Verfahren in der vorliegenden Implementierung hingegen nicht. Dies gilt umso mehr, als die dezentralen Blockheizkraftwerke über die Wärmelast des Versorgungsobjekts in ihrem Betrieb gebunden sind. Neben einer Vortagsplanung ist somit eine untertägige, rollierende Resttagsplanung erforderlich, um auf die Prognoseabweichungen der dezentralen, thermischen Lasten ausgleichend reagieren zu können.

Die vorliegende Dissertationsschrift behandelt die Entwicklung und die Bewertung alternativer Verfahren der vortägigen und untertägigen Einsatzplanung, die den Erfordernissen eines dezentralen Anlagenpools gerecht wird.

Im Wesentlichen können vier grundsätzliche Arbeitsschritte für die Entwicklung und Bewertung der Optimierungsalgorithmen unterschieden werden (**Abbildung 1-1**).

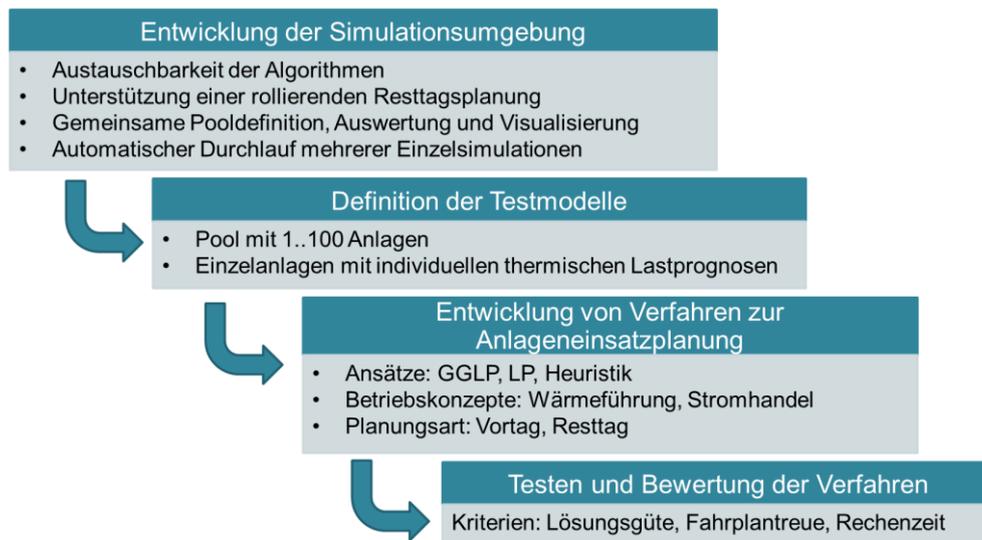


Abbildung 1-1: Die vier wesentlichen Arbeitsschritte des Dissertationsprojekts

Als Simulationsumgebung wird die im oben genannten Forschungsprojekt entworfene Software weiter entwickelt. Sie wird insbesondere auf Austauschbarkeit der verschiedenen Lösungsverfahren und die Durchführung der Vor- und Resttagsplanungen angepasst. Die Definition, Auswertung und Visualisierung der Anlagenparameter, der Markt- und Lastdaten sowie der erstellten Fahrpläne werden generisch vorgenommen, so dass sie für alle Verfahren, Poolgrößen und Vermarktungsoptionen genutzt werden können. Eine automatisierte Durchführung und Auswertung der Simulation erlaubt es, die ca. 200 Szenarien zu bearbeiten.

Als Untersuchungsobjekt werden dezentrale Anlagenpools verwendet, die aus einer bis 100 Einzelanlagen bestehen. Zur Erstellung der Wärmelastgänge konnte auf Messdaten zurückgegriffen werden. Um Gleichzeitigkeiten zu vermeiden, wird jeder Anlage eine synthetische Variation des auf Messdaten beruhenden Basiswärmelastgangs zugeordnet.

Als Referenz des Lösungsverfahrens wird eine an der FfE programmierte Implementierung eines GGLP-Verfahrens verwendet. Dieses Planungsinstrument wurde in Anlehnung an /ABEV-01 07/, /HENLE-01 03/ und /HUB-01 05/ entwickelt und ist kommerziell verfügbarer Planungssoftware ähnlich. Aussagen zur Qualität der Lösung und der Rechenzeit beziehen sich jedoch auf die FfE-Implementierung und sind nicht generell auf andere Umsetzungen des GGLP-Verfahren übertragbar.

Neben diesem Referenzverfahren werden alternative Ansätze auf Basis einer linearen Programmierung oder heuristischer Verfahren entwickelt. Dabei wird zwischen den Vermarktungsweisen „Wärmeführung“ und „Stromhandel“ sowie zwischen den Planungshorizonten „Vortagsplanung“ und „Resttagsplanung“ differenziert.

Der Vergleich der Lösungsgüte, der Fahrplantreue sowie der Rechenzeit erlauben Aussagen über die Eignung der untersuchten Verfahren.

Aufbau der Arbeit

Der Begriff „Virtuelles Kraftwerk“ (VKW) wurde bereits im Jahr 2002 in einer Veröffentlichung verwendet /FFE-10 02/. Ein frühes Projekt, das man heute dem Bereich VKW zuordnen würde, ist das Projekt EDISON (Intelligente Energieverteilungsnetze

durch Anwendung innovativer Erzeuger-, Speicher-, Informations- und Kommunikationssysteme) aus dem Jahr 1999 /SWKA-02 05/.

Während der Anfertigung dieser Dissertationsschrift hat der dezentrale Anlagenverbund, insbesondere bestehend aus KWK-Anlagen, sowohl in der Fachwelt als auch in der breiten Öffentlichkeit an Bedeutung gewonnen. Als Beispiel können zahlreiche Veröffentlichungen über die Verbundregelung sowie den energiewirtschaftlichen und ökologischen Nutzen genannt werden /FAZ01 12/, /HITEC01 12/. Die frühen Pilot- und Demonstrationsprojekte werden inzwischen durch produktiv betriebene Anlagenpools ersetzt und unterstreichen die Bedeutung von vernetzten KWK-Anlagen. Entsprechende Weichenstellungen, die es gepoolten Anlagen erleichtern sollen am Regelleistungsmarkt teilzunehmen, wurden von der Bundesnetzagentur /BNETZA01 11/ vorgenommen. In Kapitel 2 wird diese energiewirtschaftliche und technische Ausgangslage dargelegt.

Die entwickelten alternativen Verfahren sowie deren Vergleich und Bewertung bilden den Schwerpunkt dieser Arbeit. Die Beschreibung der drei untersuchten Verfahrensgruppen „Gemischt Ganzzahlige Lineare Programmierung“, „Lineare Programmierung“ und „Heuristik“ (Kapitel 4) erfolgt losgelöst von der programmtechnischen Formulierung und ist daher geeignet, als Grundlage einer Umsetzung in einer beliebigen Programmiersprache verwendet zu werden. Die in dieser Arbeit verwendete Simulationsumgebung sowie das Untersuchungsmodell werden in Kapitel 5.1 bzw. 5.2 dargestellt und erlauben dem Leser einen detaillierten Einblick in die Auswertung und die Bewertung der untersuchten Verfahren. Die Auswertung erfolgt gegliedert nach den Planungsarten „Vortagsplanung“ und „Resttagsplanung“ in Kapitel 6. Die Arbeit schließt mit der Empfehlung der geeignetsten Verfahren für die Anlageneinsatzplanung eines virtuellen Kraftwerks ab.

2 Definitionen

Die häufig in dieser Arbeit verwendeten Begriffe werden im Folgenden definiert.

Ein *virtuelles Kraftwerk (VKW)* ist eine Zusammenschaltung von dezentralen, selbständigen Kraftwerken (z.B. Blockheizkraftwerke) kleinerer Leistung zu einem Verbund, der durch ein geeignetes Kommunikationsnetz gesteuert wird. Die dezentralen Anlagen, die auch ohne die Verbundsteuerung betrieben werden könnten, erreichen durch die Vernetzung hinsichtlich Laständerung, Regelbarkeit, Planbarkeit und Zuverlässigkeit vergleichbare Eigenschaften wie konventionelle Großkraftwerke. /FFE-06 12/

Unter einer *dezentralen Erzeugungsanlage (DEA)* versteht man in der Regel Stromerzeugungs- oder Kraftwärmekopplungsanlagen, die im Gegensatz zu konventionellen Großkraftanlagen in örtlicher Nähe zum Verbraucher aufgestellt sind. Als Beispiele sind Blockheizkraftwerke (BHKW), Photovoltaik- (PV) und Windkraftanlagen (WKA) genannt. Mit der Errichtung größerer Wind- und PV-Parks und der Rückspeisung der Stromerzeugung in das Transportnetz verliert diese Definition ihre klare Abgrenzung. Für die vorliegende Arbeit ist daher die Fahrplanerstellung der Stromerzeugung ein entscheidendes Merkmal, welches für die autonomen dezentralen Anlagen erst durch die Vernetzung in einem Anlagenverbund praktikabel erreicht werden kann. /FFE-06 12/

Wird ein BHKW *wärmegeführt betrieben*, richtet sich sein Betrieb nach der geforderten Wärmelast bzw. nach dem Füllstand des zwischengeschalteten thermischen Speichers. Ohne Kenntnis der Wärmelast und des Speicherzustands erscheint die gekoppelte Stromerzeugung willkürlich und schwer prognostizierbar. Fahrpläne werden üblicherweise nicht erstellt, der Betrieb wird spontan geregelt. /FFE-06 12/

Ein *strompreisgeführter Betrieb* richtet den Anlagenbetrieb hinsichtlich des Strompreises aus. In der Regel ist die Stromvermarktung an der Börse, die Eigenstromnutzung oder die Senkung der Lastspitze das Ziel. Die Wärmeversorgung hat dabei weiterhin höchste Priorität. Für den Stromhandel- oder die Bereitstellung von Regelleistung ist eine Fahrplanerstellung notwendig. Fahrplanabweichungen sind in gewissem Umfang tolerierbar, werden aber nach Möglichkeit vermieden. Die Stromerzeugung der BHKW ist somit für die Stromhändler und Netzbetreiber weitgehend bekannt und planbar. /FFE-06 12/

Unter einer *Vortagsplanung* wird in diesem Zusammenhang eine Fahrplanerstellung für die elektrischen und thermischen Erzeugungsanlagen verstanden, bei der die Stromhandelsmenge bestimmt und die entsprechenden Handelsverträge abgeschlossen werden. Diese Planung wird üblicherweise am Vortag durchgeführt.

Die *Resttagsplanung* wird an dem Tag durchgeführt, für den der Fahrplan erstellt wurde. Üblicherweise wurde bereits eine Vortagsplanung durchgeführt, aber das Eintreten unerwarteter Ereignisse oder Prognoseabweichungen machen eine erneute Planung notwendig. Die aktualisierten Fahrpläne können nur noch auf den verbleibenden Resttag angewendet werden. Die Handelsverträge sind in der Regel fixiert, so dass es das vorrangige Ziel der Resttagsplanung ist, die bestehenden Verträge trotz der geänderten Randbedingungen zu erfüllen.

Als **Fahrplantreue** wird das Einhalten der gemeldeten elektrischen Fahrpläne bezeichnet. Insbesondere die thermischen Prognoseabweichungen der Versorgungsobjekte erzwingen einen vom Fahrplan abweichenden Betrieb, um den Wärmebedarf trotz unzutreffender Prognosen zu decken. Dies hat jedoch zur Folge, dass die KWK-Anlagen Fahrplanverletzungen verursachen und von dem vertraglich vereinbarten Lieferfahrplan abweichen.

3 Energiewirtschaftliche Ausgangslage

Zum Zeitpunkt der Anfertigung der vorliegenden Arbeit gelten in Deutschland die energiepolitischen Ziele, die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2020 auf 35 % zu erhöhen (Energiekonzept, /BREG-01 10/) und die KWK-Stromerzeugung auf 25 % zu verdoppeln (KWK-Gesetz, /KWKG-01 08/). Der große Anteil fluktuierender Einspeiser stellt hohe Anforderungen an die Energieversorgungsstruktur /DENA-07 2010/. Virtuelle Kraftwerke, welche die Stromerzeugung zeitlich verschieben und dem Netz Regelleistung zur Verfügung stellen können, tragen zu einer Entlastung der Versorgungssituation bei und erleichtern die Integration erneuerbarer Energien.

Das Potential der dezentralen KWK-Anlagen entspricht dem eines größeren fossilen Anlagenblocks. Im Jahr 2010 wurden in Deutschland 25.985 Klein-KWK-Anlagen (elektrische Leistung <2 MW) mit insgesamt 735 MW installierter Leistung betrieben, diese Anlagen erzeugen 2.698 GWh elektrische Energie./RWE-01 12/

Obwohl die Idee des VKW bereits seit mindestens 15 Jahren besteht, ist erst in jüngster Zeit durch zahlreiche Berichte über Errichtungen ein deutlicher Trend zur Umsetzung der Vernetzung zu erkennen /FAZ-01 12/, /HITEC-01 12/. Kleinere Anlagen, die bisher noch nicht am Regelleistungsmarkt angeboten wurden, werden hinsichtlich ihrer Eignung und Erlöse untersucht. Gleichzeitig werden die Rahmenbedingungen für die Teilnahme der Kleinanlagen an den Regelennergieausschreibungen gelockert /BNETZA-01 11/. Als Vorteile des VKW gelten im Wesentlichen ökologische und wirtschaftliche Aspekte.

3.1 Ausbau Erneuerbarer Energien und CO₂-Minderung

KWK-Anlagen zeichnen sich durch eine hohe Brennstoffausnutzung aus, da neben der Stromerzeugung auch der größte Teil der Abwärme energetisch genutzt wird. Im Vergleich zu einer ungekoppelten Erzeugung eines heutigen Referenzsystems ist die KWK bezüglich Primärenergieeinsatz und CO₂-Emissionen vorteilhaft /FFE-03 09/. Im Vergleich zu modernen Stromerzeugungsanlagen mit hohen elektrischen Wirkungsgraden schwinden diese Vorteile.

Grundsätzlich wird durch eine Vernetzung von BHKWs in einem VKW und durch deren Direktvermarktung der Anteil der unprognostizierten Stromerzeugung reduziert. Darüber hinaus können diese Poolanlagen durch die Bereithaltung von Regelleistung aktiv am Ausgleich von Prognosefehlern mitwirken. VKWs unterstützen somit die Integration von fluktuierenden und schwer zu prognostizierenden Anlagen.

Betrachtet man die lokale Brennstoffaufnahme der dezentralen KWK-Anlage, stellt ein vernetzter Betrieb keine grundsätzliche Reduzierung des Primärenergieeinsatz und der CO₂-Emissionen im Vergleich zu einem dezentral optimierten Betrieb dar. Unabhängig von der Regelung des VKW deckt die dezentrale Anlage die unbeeinflusste Wärmelast des Versorgungsobjekts. Änderungen des BHKW-Betriebs treten nur hinsichtlich der Speichernutzung, des Teillastbetriebs sowie der Substitution durch den Spitzenlastkessel auf. Diese Einflussfaktoren sind von untergeordneter Bedeutung für den Brennstoffverbrauch /FFE-03 09/. Ob durch die Vernetzung Brennstoff eingespart und Emissionen vermieden werden können, wird im Wesentlichen von der Speicherbewirtschaftung im unvernetzten Referenzfall bestimmt. Ist dieser Referenzfall ungünstig, da überwiegend ein voller Speicher vorgehalten wird, können die Speicherverluste durch den vorausschauenden VKW-Betrieb gesenkt und auch lokal CO₂-Emissionen eingespart werden.

3.2 Vermarktungsoptionen für VKW

Dezentrale Anlagen werden nach zwei unterschiedlichen Gesetzen gefördert: Erneuerbare Erzeugungsanlagen wie beispielsweise Windkraft-, Photovoltaik-, Biomasse oder Wasserkraftanlagen fallen unter das „Erneuerbare Energien Gesetz“ /EEG-02 11/. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen werden im Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung /KWKG-01 11/ behandelt.

Gesetzliche Vergütung von EEG-Anlagen

Grundsätzlich gibt es für EEG-Anlagen vier verschiedene Vermarktungsoptionen, die schematisch in **Abbildung 3-1** dargestellt sind. Generell kann der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom nutzen, um die Last eines Versorgungsobjekts zu decken, das sich in „unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage“ /EEG-02 11/ befindet (Selbstverbrauch, Fall 1). Hierfür sind als Erlöse die vermiedenen Strombezugskosten anzusetzen. Dieser Weg wird bevorzugt, wenn die gesetzliche Vergütung unter den Strombezugspreis fällt und ein entsprechender Stromverbrauch vorhanden ist. Der Überschussstrom kann mit jeder der anderen dargestellten Varianten vermarktet werden.

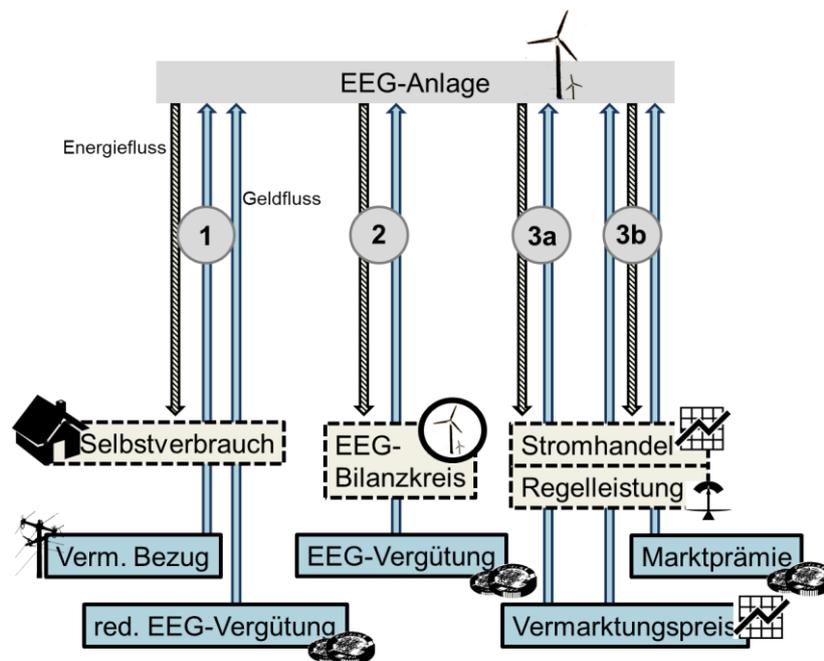


Abbildung 3-1: Übersicht der Vermarktungsoptionen für EEG-Anlagen

Wenn die gesetzliche Vergütung über dem Strombezugspreis liegt, bietet sich die vollständige Einspeisung nach dem EEG an (Fall 2). In diesem Fall wird die Stromerzeugung eingespeist und gemäß den gesetzlich festgelegten Vergütungssätzen verrechnet. Der Anlagenbetreiber bezieht den eigenen Strombedarf in voller Höhe von einem beliebigen Stromanbieter. Bilanziell wird die eingespeiste Strommenge dem EEG-Bilanzkreis zugeordnet und vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber vermarktet. Die Differenz zwischen der Einspeisevergütung und den Vermarktungserlösen des EEG-Bilanzkreises wird über verschiedene Schlüssel auf die Endverbraucher umgelegt. Diese Variante ist die häufigste Vermarktungsoption für EEG-Anlagen. Sie hat allerdings den Nachteil, dass für den Anlagenbetreiber kein Anreiz besteht, den Anlagenbetrieb zu planen oder die Erzeugung an den Bedarf bzw. den Strompreisen auszurichten. Dieser sogenannte „Wälzungsmechanismus“ ist dennoch sinnvoll, da die Erzeugungsanlagen, die Energiequellen wie solare Strahlung oder Wind nutzen, nur durch Abregeln an den Bedarf angepasst werden können. Zudem kann die Prognose- und Fahrplanerstellung für den gesamten EEG-Bilanzkreis zutreffender erstellt werden.

Die Förderung der EEG-Anlagen durch die gesetzliche Vergütung hat das Ziel, den Markteintritt zu erleichtern und diese Technik durch Skaleneffekte an die Grenze der Wirtschaftlichkeit heranzuführen. Die Reduzierung der EEG-Vergütung und eine Gleichbehandlung der Erzeugungsanlagen sind langfristig vorgesehen. Aus diesem Grund wird die Direktvermarktung, bei der sich der Anlagenbetreiber oder Contractor um die Prognose, den Fahrplan und die Vermarktung kümmern, seit der Einführung des EEG 2012 (01.01.2012) gefördert. Durch eine zusätzliche Marktprämie wird sichergestellt, dass diese Variante (Fall 3a) gegenüber der klassischen EEG-Vergütung nicht nachteilig ausfällt. Ohne diese Marktprämie ist die Direktvermarktung bei den aktuellen Preisen für den Betreiber nicht lohnend und wurde in der Vergangenheit nicht umgesetzt. In den ersten sechs Monaten seit Einführung der Prämie werden bereits ca. 68 % der Erzeugungsmenge aus Onshore-WKA und ca. 39 % der gesamten EEG-Strommenge über diese Variante vermarktet /INPOWER-01 12/.

Das Bereitstellen von Regelleistung (Fall 3b) ist nicht bei allen Vermarktungsoptionen möglich. Regelleistung wird kurzfristig aktiviert und erfordert eine Steigerung bzw. Senkung des geplanten Anlagenbetriebs. Als Bezugsgröße wird der am Vortag gemeldete Fahrplan verwendet. Ohne Fahrplanerstellung kann somit die aktivierte Regelleistung nicht bemessen werden, so dass grundsätzlich nur direktvermarktende Anlagen anbieten können. Da jedoch prinzipiell auch Wind- oder PV-Anlagen durch Abregeln negative Regelleistung anbieten könnten, wird eine entsprechende Anpassung der Regelung bei der Bundesnetzagentur diskutiert /CONSE-01 11/.

In vielen VKW-Projekten werden EEG-Anlagen wie WKA oder PV-Anlagen in den Anlagenpool integriert. Hierzu müssen Anlagen unterschieden werden, die mit speicherbaren Energieträgern (Energieressourcen) und mit nicht speicherbaren Energiequellen betrieben werden. Zu der ersten Gruppe gehören alle mit fossilen, biogenen oder nuklearen Brennstoffen betriebenen Anlagen, zu den Energiequellen zählen im Wesentlichen Wind- oder solare Strahlungsenergie.

In der Praxis ist es bei der gegebenen Preisstruktur nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich, den Betrieb von Energiequellen nutzenden Anlagen zu beeinflussen und damit deren Leistung abzuregeln. Wegen der geringen Beeinflussungsmöglichkeit werden EEG-Anlagen in dieser Arbeit nicht als Komponente eines VKW betrachtet.

Gesetzliche Vergütung von KWK-Anlagen

Die Vergütung der KWK-Anlagen unterscheidet sich grundlegend von den Mechanismen der EEG-Anlagen. Deren Stromeinspeisung wird nicht in einem eigenen Bilanzkreis des ÜNB zusammengefasst. Der Betreiber ist selbst für die Vermarktung verantwortlich. Er kann die Erzeugungsmenge entweder selbst verbrauchen (Fall 1, vgl. **Abbildung 3-2**) oder an einen beliebigen Stromhändler oder Endkunden verkaufen. Der Gesetzgeber verpflichtet allerdings den Verteilnetzbetreiber, die Strommenge abzunehmen und einen festgelegten, „üblichen“ Preis zu entrichten, falls der Betreiber keinen geeigneten Abnehmer findet (Fall 2). Dies ist jedoch zumindest für Kleinanlagen die Regel, da dem Handel mit den geringen Strommengen verhältnismäßig hohe Verwaltungskosten gegenüber stehen. Bei einer Lieferung an den Verteilnetzbetreiber kann der Anlagenbetreiber zugleich auf die Erzeugung einer Prognose verzichten. Zwar ließen sich durch eine börsliche Direktvermarktung (Fall 3) Zusatzerlöse von bis zu 3,7 % gegenüber dem üblichen Preis erzielen /FFE-06 12/, allerdings stehen einer Direktvermarktung der operative und technische Aufwand, die Prognoseunsicherheit und Ausgleichsenergiekosten entgegen. Unabhängig von der Art der Stromvermarktung erhalten die Betreiber den so genannten KWK-Bonus, der sich nach Größe und Art der Anlage richtet. Für kleinere KWK-Anlagen werden in der Regel weder vom Betreiber noch vom Verteilnetzbetreiber Erzeugungsprognosen und Stromfahrpläne erstellt. Gebäudeintegrierte Anlagen werden laut /HBE-01 07/ durch ein Jahresband abgebildet, das von der Gebäudelast abgezogen wird.

Eine Kombination der genannten Vermarktungswege mit der Bereitstellung von Regelleistung ist grundsätzlich möglich, wenn ein Fahrplan erstellt wird. /FFE-06 12/ zeigt an einem Beispiel, dass sich die Vermarktungserlöse einer Direktvermarktung zusammen mit Minutenreserveleistung um bis zu 10 % gegenüber dem üblichen Preis steigern ließen.

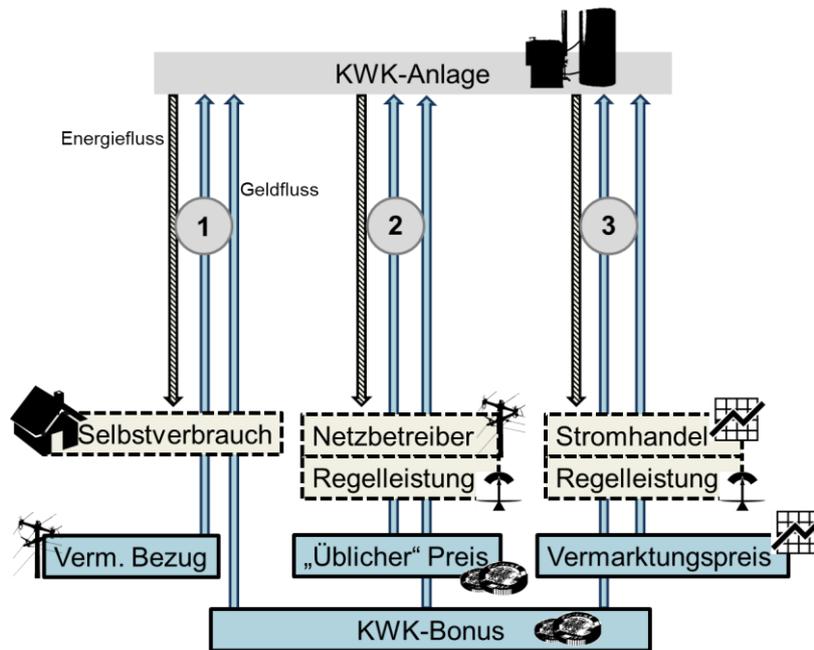


Abbildung 3-2: Übersicht der Vermarktungsoptionen für KWK-Anlagen

Börslicher oder bilateraler Stromhandel

Der börsliche oder bilaterale Stromhandel sowie der Verkauf an Endverbraucher sind die wichtigsten Vermarktungswege konventioneller Stromerzeugungsanlagen. Bei EEG- und KWK-Anlagen existieren daneben die gesetzliche Vergütung bzw. Abnahme. Der klassische Stromhandel wird für diese Anlagen als Direktvermarktung bezeichnet. Die Direktvermarktung ist mit einem größeren operativen Aufwand verbunden. Die Day-Ahead-Vermarktung findet an allen Tagen des Jahres statt /EEX-01 08/. Dazu muss am Vortag um 15:00 Uhr ein prognosebasierter Fahrplan erstellt werden. Für Abweichungen werden entweder Ausgleichskosten fällig oder vergütet. Die Zahlungsrichtung hängt davon ab, ob die Bilanzkreisverletzung die Saldoabweichung des Regelverbundes verursacht oder ihr entgegenwirkt. Eine Betrachtung des Jahres 2011 zeigt, dass bei einer konstanten Unterspeisung durchschnittliche Kosten von 45 Euro/MWh fällig werden. Bei einer ganzjährigen Überspeisung werden im Gegenzug 45 Euro/MWh erlöst. Entsprechend mitteln sich stochastische Bilanzkreisverletzungen über längere Zeiträume aus. Entscheidend für die Erlöse von disponiblen Stromerzeugern ist die Bandbreite zwischen Hoch- und Niedrigpreisen. Bei üblichen Speichergrößen kann die Erzeugung in die Tageshöchstpreisstunden verlegt werden. Mit größeren Speichern ist eine mehrtägige Verschiebung möglich, um beispielsweise die Produktion zu den niedrigen Preisen des Wochenendes zu vermeiden. Da die Erzeugung von KWK-Anlagen an die thermische Last geknüpft ist, ist eine entsprechende Wärmebedarfsprognose notwendig.

Regelleistung

Alle Stromerzeugungsanlagen, die im Rahmen des Stromhandels einen elektrischen Fahrplan melden und die technischen Anforderungen in einer Präqualifikation nachweisen, können Regelleistung anbieten. In 2010/2011 wurden die Randbedingungen angepasst und damit die Teilnahme kleiner Anlagen erleichtert. Die wichtigsten

Merkmale der Ausschreibungsverfahren der verschiedenen Regelleistungsarten werden im Folgenden erläutert.

Primärregelung

Das europäische Stromnetz (Kontinentaleuropa ENTSO-E) hält 3.000 MW Primärregelleistung vor, auf Deutschland entfallen davon 592 MW (Stand August 2012). Im Rahmen einer Auktion wird in der Regel am Dienstag der Vorwoche jeweils der Erbringungszeitraum einer Woche gehandelt. Der Erbringungszeitraum ist nicht durch Zeitscheiben segmentiert, so dass ein Anbieter die gesamte Zeit in der Lage sein muss, die Leistung bereit zu halten oder zu liefern. Die Mindestgebotsgröße ist 1 MW, wobei gleichzeitig positive und negative Regelleistung angeboten wird. Im Falle des automatischen Abrufs muss die zur Frequenzabweichung proportionale Leistung innerhalb von 30 Sekunden aktiviert sein. Vor dem 27. Juni 2011 betrug der Erbringungszeitraum einen Monat und die Mindestgebotsgröße 5 MW. Neu eingeführt wurden weiterhin die Poolung und die Besicherung. Poolung bedeutet, dass von dem Anbieter aus den präqualifizierten Anlagen eine beliebige für die Erbringung ausgewählt werden können. Bei der Besicherung beschließt der Anbieter mit einem Dritten auf dem Sekundärmarkt einen Vertrag, dass dieser bei Anlagennichtverfügbarkeit die Verpflichtung gegenüber dem Netzbetreiber erfüllt. Die Anlage des Dritten muss zu diesem Zweck ebenfalls präqualifiziert sein und darf die verwendeten Leistungsanteile nicht selbst am primären Regelleistungsmarkt anbieten. Vergütet werden nur die Leistungspreise für die Bereithaltung der Regelleistung. /BNETZA-01 11/

Sekundärregelung

Die Sekundärregelung besitzt einen Erbringungszeitraum von einer Woche, wobei zwei Zeitscheiben, die Haupt- und Nebenzeit, unterschieden werden. Die Hauptzeit umfasst die Stunden von 8:00 bis 20:00 Uhr an Werktagen (Montag bis Freitag mit Ausnahme von bundeseinheitlichen Feiertagen). Die Nebenzeit umfasst die übrige Zeit. Angebotschluss ist in der Regel am Mittwoch der Vorwoche. Die positive und die negative Sekundärregelleistung werden getrennt ausgeschrieben. Im August 2012 wurden in Deutschland 2.127 MW negative und 2.081 MW positive Leistung ausgeschrieben. Die Mindestangebotsgröße beträgt 5 MW. Der Abruf erfolgt über eine direkte informationstechnische Festnetzverbindung mit dem so genannten Leistungs-Frequenz-Regler. Im Abruffall muss die volle Leistung innerhalb von 5 Minuten zur Verfügung stehen. Vor dem 27. Juni 2011 betrug der Erbringungszeitraum einen Monate und die Mindestgebotsgröße 10 MW. Ebenso wie bei der Primärregelung sind Poolung und Besicherung möglich. /BNETZA-02 11/

Minutenreserve

Minutenreserve wird an allen Tagen des Jahres um 10:00 Uhr für den Folgetag ausgeschrieben. Die Erbringungszeit ist in 6 Zeitscheiben von jeweils 4 Stundenblöcken unterteilt. Die Mindestgebotsgröße beträgt 5 MW. Bei Minutenreserve handelt es sich im Gegensatz zur Sekundär- und Primärregelung um ein Fahrplanprodukt. Das heißt, der Abruf erfolgt nur innerhalb des viertelstündigen Fahrplanrasters. Bei einem Abruf in der ersten Hälfte einer Viertelstunde muss die Leistung zu Beginn des nächsten Rasters zur Verfügung stehen, bei einem Abruf in der zweiten Hälfte erst in der übernächsten Viertelstunde. Die Vorlaufzeit bewegt sich somit zwischen 7,5 und 22,5 Minu-

ten. Im August 2012 wurden in Deutschland 2.349 MW negative und 2.075 MW positive Leistung ausgeschrieben. Vor dem 27. Juni 2011 betrug die Mindestgebotsgröße 15 MW. Ebenso wie bei der Primärregelung sind Poolung und Besicherung möglich. /BNETZA-09 11/

Bilanzkreismanagement

Unter Bilanzkreismanagement versteht man, dass der Bilanzkreisverantwortliche aktiv versucht, Abweichungen in seinem Bilanzkreis (BK) entgegen zu wirken /FFE-16 08/. Ähnlich wie der Übertragungsnetzbetreiber auf der Transportnetzebene bedient sich der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) speziell vorgehaltener Erzeugungsanlagen oder abschaltbare Verbraucher, um Über- oder Unterspeisungen zu vermeiden. Der operative Betrieb ist vereinfacht, da der BKV nicht verpflichtet ist, die Abweichung des Bilanzkreises zu überwachen und auszuregeln. So sind keine Präqualifizierung und keine hohe Verfügbarkeit erforderlich. Die Erlöse für eine vermiedene Bilanzkreisabweichung sind jedoch von der Situation in den anderen BK des Regelzonenverbunds abhängig. Somit werden unter Umständen Abweichungen vermieden, die dem Saldo aller Bilanzkreise entgegengewirkt und entsprechende Vergütungen erlöst hätten. Zudem werden durch das Bereithalten der Anlagen andere Vermarktungsformen ausgeschlossen. Aus wirtschaftlicher und versorgungstechnischer Sicht erscheint es sinnvoller, die zusätzlichen operativen Schritte der Regelleistungsvermarktung umzusetzen und dem ÜNB diese Dienste anzubieten. Defizite in der Anlagenverfügbarkeit können seit Juni 2011 durch eine Besicherung auf dem Sekundärmarkt ausgeglichen werden /BNETZA-01 11/.

Peak-Shaving und Lastgangglättung

Als ein weiteres Betriebskonzept eines VKW wird oft „Peak-Shaving“ /FFE-04 06/ oder „Lastgangglättung“ genannt. Bei der Lastgangglättung werden die steuerbaren Anlagen des VKW so eingeplant und betrieben, dass deren Erzeugungslastgang zusammen mit dem Profil der erneuerbaren Erzeugungsanlagen ein möglichst konstantes Band ergibt. Das Peak-Shaving sieht im Gegensatz vor, die Erzeugung des VKW vorzugsweise in die Lastspitzen zu legen, damit als Restlast ein gleichförmiges Band entsteht. Die Restlast könnte somit durch konventionelle Kraftwerke mit einer höheren Anzahl an Volllaststunden gedeckt werden. Dieser Vorteil lässt sich jedoch wirtschaftlich nur durch die Preise des Stromhandels darstellen. Richtet sich ein VKW an den Strompreisen aus, werden die Ziele des Peak-Shavings oder der Lastgangglättung indirekt mitverfolgt. Bestrebungen, diese Ziele ohne entsprechenden monetären Gegenwert zu verfolgen, sind weder betriebswirtschaftlich noch versorgungstechnisch sinnvoll.

4 Verfahren zur Einsatzplanung eines VKW

Im Rahmen dieser Arbeit werden verschiedene Verfahren zur Anlageneinsatzplanung besprochen, die eigens für diese Untersuchung entworfen oder aus vorangegangenen Forschungsprojekten an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. weiterentwickelt wurden /FFE-07 08/. Grundsätzlich lassen sich die drei folgenden Lösungsansätze abgrenzen.

Die **Gemischt Ganzzahlige Lineare Programmierung** (GGLP) gilt als ein Standardverfahren zur Kraftwerkeinsatzplanung und löst ein in Form von Gleichungen und Ungleichungen definierte Optimierungsproblem. Die Abbildung der Mindestlast von Kraftwerken, der Startvorgänge oder Mindeststillstand- und Mindestlaufzeiten erfolgt durch ganzzahlige Komponenten, welche die benötigte Rechenzeit jedoch maßgeblich verlängern.

Die **Lineare Programmierung** (LP) ohne ganzzahlige Komponenten ist ein sehr schnelles Verfahren, bildet den Anlagenpark aber nicht ausreichend exakt ab. Um mit diesem Verfahren dennoch binäre Modelleigenschaften wie Mindestlast, Startvorgänge, Mindeststillstand- und Mindestlaufzeiten berücksichtigen zu können, kann es mit heuristischen Verfahren kombiniert werden.

Alle regelbasierten Verfahren können dem Überbegriff „**Heuristik**“ zugeordnet werden. Anders als die linearen Programmierungen wird das Problem nicht mathematisch geschlossen abgebildet, sondern durch Abarbeiten spezieller, auf die Optimierungsaufgabe angepasster Regeln gelöst. Aus diesem Grund werden für die verschiedenen Planungshorizonte und Vermarktungswege jeweils eigene heuristische Varianten entwickelt.

Vortags- und Resttagsplanung

In der „Vortagsplanung“ werden auf Basis von Prognosen ein verbindlicher Anlagenfahrplan und die zu vermarktende Strommenge ermittelt. Die „Resttagsplanung“ wird an dem Liefertag selbst angewendet und versucht auftretende Prognoseabweichungen so auszugleichen, dass die Verletzung der thermischen Versorgungsaufgabe und der elektrischen Fahrpläne minimiert wird. Eine Unterscheidung beider Planungsaufgaben kann bei der linearen Programmierung auf Basis der Modellgleichungen erfolgen, bei den Heuristiken wird dies durch jeweils spezielle Programmierungen realisiert.

Modellierung der Vermarktungsweg

Der wärmegeführte Betrieb einer KWK-Anlage bedeutet, dass die Anlage nur auf die Wärmelast reagiert und eventuelle zeitabhängige Stromerlöse außer Acht lässt. Während der wärmegeführte Betrieb bei der linearen Programmierung durch eine Verwendung von zeitlich konstanten Stromerlösen abgebildet wird, kommt bei dem heuristischen Ansatz für jede Vermarktungsoption ein spezialisierter Algorithmus zum Einsatz. Da auch eine wärmegeführte Anlage im Bilanzkreisfahrplan prognostiziert wird, ist es aus Sicht des Poolbetreibers sinnvoll, den Anlagefahrplan im Rahmen der Resttagsplanung anzupassen, um Fahrplanverletzungen zu vermeiden.

Die Ausrichtung an zeitabhängige Stromerlöse wie beispielsweise die Day-Ahead-Marktpreise der EEX oder die Leistungspreise der Minutenreserve erfolgen bei dem heuristischen Ansatz in einem eigenen Verfahren (HDA), das in einer zweiten Stufe der Heuristik der Wärmeführung (HHL) nachgeschaltet ist.

Übersicht der Verfahren

Eine Übersicht der untersuchten Verfahren bietet **Abbildung 4-1**.

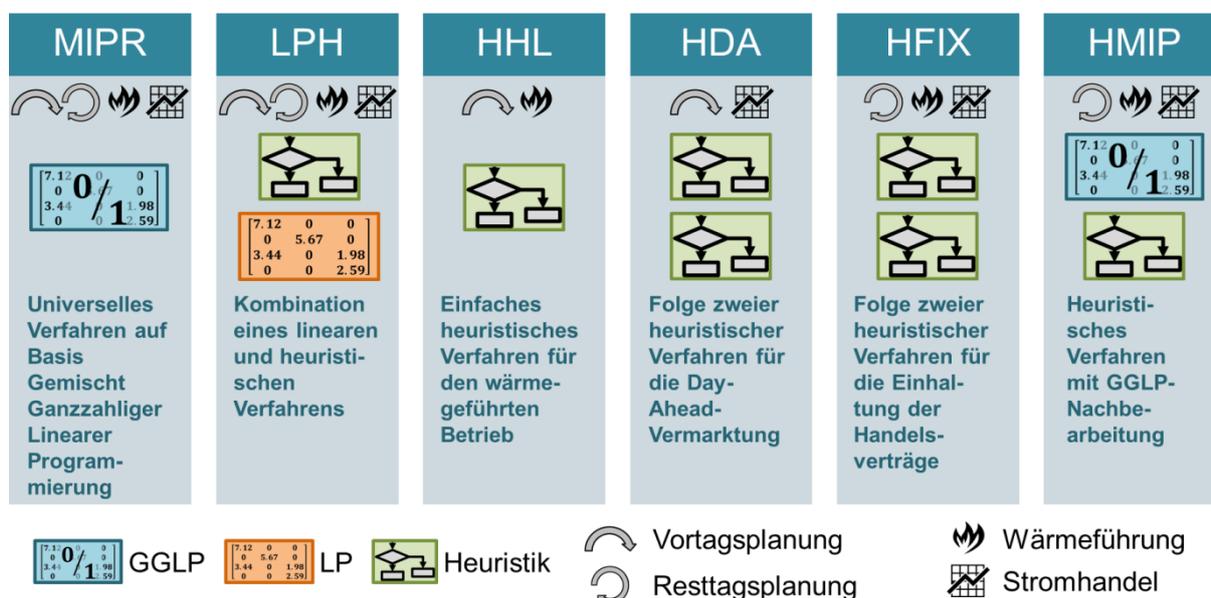


Abbildung 4-1: Übersicht der untersuchten Verfahren zur Anlageneinsatzplanung

An dieser Stelle werden die wichtigsten Merkmale der Verfahren genannt. Eine detaillierte Beschreibung des MIPR-Verfahrens wird in Kapitel 4.1 vorgenommen. Die heuristischen Verfahren (HHL, HDA, HFIX und HMIP) werden in Kapitel 4.2, der linear-heuristische Algorithmus LPH in Kapitel 4.3 besprochen.

MIPR

Dieses Verfahren (*Mixed Integer Programming Reference*) ist eine Weiterentwicklung einer an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. programmierten Umsetzung eines GGLP-Verfahrens und wird als Referenz verwendet. Die Abbildung durch Modellgleichungen macht das Verfahren sehr vielseitig. Es eignet sich sowohl für die Vortags- als auch für die Resttagsplanung. Die Unterscheidung zwischen Wärmeführung und Stromhandel erfolgt über Modellparameter.

LPH

Das LPH-Verfahren kombiniert einen Ansatz auf Basis der linearen Programmierung mit einem heuristischen Verfahren (*Linear Programming/Heuristic*). Bei dieser Umsetzung wird die lineare Optimierung mehrmals durchgeführt, wobei ein heuristischer Zwischenschritt die Berücksichtigung binärer Modelleigenschaften gewährleistet. Wie das MIPR eignet sich dieses Verfahren für beide Planungshorizonte und für beide Vermarktungswege.

HHL

Das „*Heuristic Heat Led*“-Verfahren ist ein rein heuristisches Verfahren, das den Betrieb der KWK-Anlagen an der Wärmelast ausrichtet. Eine Verschiebung der Erzeugung in Zeiten hoher Strompreise oder die Einhaltung vereinbarter Fahrpläne wird nicht vorgenommen. Aus diesem Grund eignet sich dieses Verfahren nur für die wärmegeführte Vortagsplanung. Dieses Verfahren wird zudem als Ausgangspunkt der anderen heuristischen Verfahren HDA und HFIX verwendet.

HDA

Ausgehend von der wärmegeführten Einsatzplanung gemäß der Heuristik HHL versucht dieses Verfahren den Anlagenbetrieb zeitlich vor oder zurück zu verlegen, um zeitabhängige Stromverkaufspreise auszunutzen (*Heuristic Day Ahead*). Dieses Verfahren ist im Rahmen der Vortagsplanung geeignet, die Erlöse der Stromvermarktung zu erhöhen. Bei wärmegeführtem Betrieb mit konstanten Stromverkaufspreisen, wie sie bei der gesetzlichen KWK-Strom-Einspeisung üblich sind, ist diese Variante hingegen nicht sinnvoll.

HFIX

Dieses heuristische Verfahren (*Heuristic Fixed Schedule*) berücksichtigt in der Resttagsplanung die bereits am Vortag abgeschlossenen Lieferverträge und versucht den Anlagenbetrieb so zu steuern, dass der gemeinsame elektrische Poolfahrplan trotz auftretender Abweichungen in den einzelnen Wärmeprognosen eingehalten wird. Das Verfahren unterscheidet nicht, ob die Vortagsplanung wärme- oder stromgeführt ausgerichtet ist und eignet sich somit für alle Vermarktungswege, bei denen eine Fahrplanmeldung erstellt wird.

HMIP

Das HMIP-Verfahren schließt an ein heuristisches Verfahren eine Nachbearbeitung der Ergebnisse durch ein GGLP-Verfahren an (*Heuristic/Mixed Integer Programming*). Das Ziel ist es, die hohe Lösungsgüte des GGLP-Verfahrens mit den kurzen Rechenzeiten der Heuristik zu kombinieren, indem zunächst eine Startlösung erstellt wird, die dann zügig verbessert werden kann. Dieses Verfahren ist bis auf die GGLP-Nachbehandlung identisch mit dem HFIX-Verfahren und eignet sich somit für die Resttagsplanung bei wärme- oder stromgeführt Anlagenvermarktung.

4.1 Verfahren der Gemischt Ganzzahligen Linearen Programmierung (MIPR)

Im Rahmen dieser Arbeit wird eine Anlageneinsatzplanung programmiert, die auf dem Verfahren der *Gemischt Ganzzahligen Linearen Programmierung* beruht. Dieses Verfahren wird in vielen kommerziellen Planungswerkzeugen eingesetzt und ist ausführlich in der Literatur behandelt (/ABEV-01 07/, /HUB-01 05/, /IFE-03 05/, /HENLE-01 03/, /FFE-09 10/). Da aber der Funktionsumfang und die Umsetzung variieren können und eine vollständige Beschreibung für die Bewertung dieser Arbeit hilfreich ist, werden die verwendeten Gleichungen im Folgenden zusammengefasst. Dieses Verfahren dient als Maßstab für die entwickelten alternativen Verfahren und wird als Referenzverfahren betrachtet.

4.1.1 Allgemeine Form

Die allgemeine Form einer linearen Optimierungsaufgabe kann wie in **Gleichung 4-1** beschrieben werden. Dabei wird die Zielfunktion unter Einhaltung der als Gleichungen oder Ungleichungen formulierten Nebenbedingungen minimiert.

$$\min\{c^T x \mid Ax \leq b, A_{eq}x = b_{eq}\} \quad (4-1)$$

$c^T x$ Zielfunktion

$Ax \leq b$ Ungleichheitsrestriktionen

$A_{eq}x = b_{eq}$ Gleichheitsrestriktionen

Die Zielfunktion (**Gleichung 4-2**) einer linearen Programmierung muss aus Polynomen ersten Grades bestehen. Ziel der Anlageneinsatzplanung ist es in der Regel, die Kosten zu minimieren. In der Zielfunktion sind aus diesem Grund nur Kosten- und Erlösterme zu finden.

$$\begin{aligned} c^T x &= c_1 \cdot x_1 + c_2 \cdot x_2 \dots + c_n \cdot x_n \\ &= c_{EALT}^T x + c_{TALT}^T x + c_{FUEL}^T x + c_{BLR}^T x + c_{START}^T x + c_{GRAD}^T x + c_{ET}^T x + c_{RC}^T x \end{aligned} \quad (4-2)$$

$c^T x$ Zielfunktion

x Variablen

c Zielfunktionskoeffizienten

Die Anzahl der Summanden richtet sich nach der Poolgröße, der Zahl der Zeitschritte sowie der Modellierung der Komponenten. In der Praxis setzt sich die Zielfunktion aus vielen Tausend Summentermen zusammen. Zur besseren Übersicht für die folgende Beschreibung werden die einzelnen Terme in thematische Gruppen zusammengefasst. Sie umfassen die Kosten für die alternativen Quellen und Senken der elektrischen und thermischen Netze ($c_{EALT}^T x$, $c_{TALT}^T x$), die Brennstoffkosten ($c_{FUEL}^T x$), die Kosten für den Heizkesselbetrieb ($c_{BLR}^T x$), die Start- ($c_{START}^T x$) und Laständerungskosten ($c_{GRAD}^T x$) sowie die Kosten und Erlöse aus dem Stromhandel ($c_{ET}^T x$) und der Regelleistungsvermarktung ($c_{RC}^T x$).

Die Nebenbedingungen können als Ungleichungen (**Gleichung 4-3**) oder Gleichungen (**Gleichung 4-4**) formuliert werden und sind ebenso aus linearen Termen aufgebaut.

$$Ax \leq b \quad (4-3)$$

$$a_{11} \cdot x_1 + a_{12} \cdot x_2 \dots + a_{1n} \cdot x_n \leq b_1$$

a Nebenbedingungskoeffizienten(Ungleichung)

x Variablen

b Nebenbedingungsargument (Ungleichung, rechte Seite)

$$A_{eq}x = b_{eq} \quad (4-4)$$

$$a_{eq,1} \cdot x_1 + a_{eq,2} \cdot x_2 \dots + a_{eq,n} \cdot x_n = b_{eq,1}$$

a_{eq} Nebenbedingungskoeffizienten(Gleichung)

x Variablen

b_{eq} Nebenbedingungsargument (Gleichung, rechte Seite)

Die Besonderheit der *Gemischt Ganzzahligen Linearen Programmierung* besteht darin, dass jede einzelne Variable x_i entweder als reale oder natürliche Zahl definiert werden kann. Damit können sie einerseits kontinuierliche, andererseits diskrete Werte annehmen. Diese Kostenterme der Zielfunktion und die Gruppen der Nebenbedingungen sind im Folgenden detailliert beschrieben.

4.1.2 Modellspezifische Umsetzung

In **Tabelle 4-1** ist eine Übersicht der Themengruppen der Kostenterme und der Nebenbedingungen gezeigt. Modelleigenschaften, die für den entsprechenden Simulationszweck nicht benötigt werden, können durch Entfernen der jeweiligen Kostenterme und Nebenbedingungen ausgeklammert werden.

Tabelle 4-1: *Übersicht der Themengruppen und der zugehörigen Kostenterme der Zielfunktion und der Nebenbedingungen*

	Themengruppe	Ziel-funktion	Neben-bedingung	Bemerkung
Netz	El. Lastdeckung	Gl. 4-6	Gl. 4-5	Zentrale Bedingung: Elektrische und thermische Last muss gedeckt werden
	Th. Lastdeckung	Gl. 4-8	Gl. 4-7	
Erzeugungs-komponente	Brennstoffeinsatz	Gl. 4-9	-	Wichtige Optimierungsgröße: Minimierung der Brennstoffkosten, Kopplung an Erzeugung über Wirkungsgrad
	Lastbereich der Erzeugungs-komponenten	-	Gl. 4-10	Beschränkt die Erzeugung auf Leistungen zwischen Mindest- und Maximallast sowie auf null, falls Komponente außer Betrieb
	Elektrischer Wirkungsgrad	-	Gl. 4-11	Verknüpft Brennstoffkosten und elektrische Erzeugung, linearer Wirkungsgradverlauf
	Kraft-Wärme-Kopplung	-	Gl. 4-12 Gl. 4-13	Kopplung der elektrischen und thermischen Erzeugung über konstante Stromkennzahl oder über konstanten Gesamtwirkungsgrad
	Thermischer oder elektrischer Speicher	-	Gl. 4-14 Gl. 4-15	Speichermodellierung auf Basis von Energieflüssen
	Heizkessel	Gl. 4-16	Gl. 4-17	Brennstoff- oder kostenbasierte Modellierung
	Anfahrkosten	Gl. 4-18	Gl. 4-19	optional
	Leistungsgradienten	-	Gl. 4-20	optional
	Laständerungskosten	Gl. 4-21	Gl. 4-22	optional
	Mindeststillstandszeit, Mindestlaufzeit	-	Gl. 4-23 Gl. 4-24	optional
Maximale Startanzahl	-	Gl. 4-25	optional	
Verträge	Stromhandel	Gl. 4-26	-	Zentraler Vermarktungsweg, Modellierung des Eigenverbrauchs möglich
	Regelleistung	Gl. 4-27	Gl. 4-28	Modellierung der Bereithaltung und Erlöse

Elektrische Lastdeckung (Stromnetzbilanz)

Eine der wichtigsten Nebenbedingungen ist die Stromnetzbilanz (**Gleichung 4-5**). Sie beschreibt das Gleichgewicht der elektrischen Erzeugung und des Verbrauchs in jedem Zeitschritt oder in jedem Intervall des Fahrplanrasters.

Stromhändler sind verpflichtet, die in 15-Minuten-Intervallen angegebenen Fahrplanwerte im Rahmen ihrer Möglichkeiten einzuhalten, eine konstante Produktion innerhalb dieser 15 Minuten ist nicht notwendig. Um diesen Umstand im Modell abzubilden, werden bei der Simulation mit entsprechend kurzen Zeitschrittweiten nicht die Leistungen aller einzelnen Zeitschritte, sondern deren Summe innerhalb des 15-Minuten-Fahrplanrasters bilanziert. Diese Nebenbedingung ist somit nicht für alle Zeitschritte innerhalb der 15 Minuten anzuwenden, sondern nur einmal für jedes Fahrplanraster.

Zu den möglichen Erzeugungskomponenten des Modells zählen ungekoppelte Stromerzeugungsanlagen, KWK-Anlagen, die Ausspeicherleistung elektrischer Stromspeicher sowie der Bezug von Leistung aus Handels und Regelleistungsverträgen. Als Verbraucher können die Einspeicherleistung elektrischer Speicher, Lieferverträge (Handel und Regelleistungsbereitstellung) sowie eine innerhalb des Simulationsbilanzkreises zu deckende Last abgebildet werden.

$$\begin{aligned}
 & ct(\text{elGrid}): \\
 & \sum_t^{t+T} \left(\sum_{a_{PP}} P_{PP}(a_{PP}, t) + \sum_{a_{CHP}} P_{CHP}(a_{CHP}, t) \right. \\
 & + \sum_{a_{ST}} (P_{STOUT}(a_{ST}, t) - P_{STIN}(a_{ST}, t)) \\
 & + \sum_{a_{ET}} (P_{ETSELL}(a_{ET}, t) - P_{ETBUY}(a_{ET}, t)) \\
 & + \sum_{a_{RC}} (P_{RCNEG}(a_{RC}, t) - P_{RCPOS}(a_{RC}, t)) \\
 & \left. + P_{SOURCE}(t) - P_{SINK}(t) - P_{DMD}(t) \right) = 0
 \end{aligned} \tag{4-5}$$

$$\forall t | \text{mod}(t, T) = 0$$

ct(elGrid) Name der Nebenbedingungsgruppe

t Simulationszeitschritt

T Intervalllänge des Fahrplanrasters, i.d.R. 15 min

P_{PP}(a_{PP}, t) Leistung der Stromerzeugungsanlage a_{PP} zum Zeitpunkt t

P_{CHP}(a_{CHP}, t) Leistung der Stromerzeugungsanlage a_{CHP} zum Zeitpunkt t

P_{STOUT}(a_{ST}, t), P_{STIN}(a_{ST}, t) Aus-/Einspeicherleistung des Stromspeichers a_{ST} zum Zeitpunkt t

P_{ETSELL}(a_{ET}, t), P_{ETBUY}(a_{ET}, t) Bezug/Lieferung elektrischer Leistung über den Handelsvertrag a_{ET} zum Zeitpunkt t

P_{RCNEG}(a_{RC}, t), P_{RCPOS}(a_{RC}, t) Bezug/Lieferung elektrischer Leistung bei Aktivierung des Regelleistungsvertrags a_{RC} zum Zeitpunkt t

P_{SOURCE}(t), P_{SINK}(t) Bereitstellung/Aufnahme zusätzlicher elektrischer Leistung durch die alternative Quelle/Senke zum Zeitpunkt t

P_{DMD}(t) Elektrische Last zum Zeitpunkt t

Eine Besonderheit bilden die alternativen Quellen und Senken. Um mathematische Unlösbarkeiten zu vermeiden, besitzt jedes im Modell abgebildete elektrische Netz oder Teilnetz die Möglichkeit, die Last, die nicht durch Erzeugung oder Einkauf gedeckt werden kann, durch eine fiktive alternative Quelle zu decken. Für den Ausgleich einer elektrischen Überproduktion oder eines zu hohen Stromeinkaufs steht analog eine elektrische Senke zur Verfügung. Die Verwendung der alternativen Quelle und Senke wird mit hohen Strafkosten versehen, um ihren Einsatz nur für die Vermeidung von Unlösbarkeiten zu beschränken. In der Zielfunktion sind zu diesem Zweck die entsprechenden Summanden (**Gleichung 4-6**) zu berücksichtigen. Es ist zu empfehlen,

mehrere separate alternative Quellen und Senken zu verwenden, falls mehrere Netze oder Netzabschnitte modelliert werden. Der Vorteil der Einführung dieser fiktiven Hilfsgrößen besteht nicht nur darin, dass die Simulation bei Unlösbarkeiten (Last beispielsweise größer als Erzeugung) nicht abbricht. Vielmehr kann die Untersuchung dieser Hilfsgrößen verwendet werden, um unmögliche Anlagendefinitionen zu erkennen.

$$c_{EALT}^T = \sum_a \sum_t C_{ESOURCE} \cdot P_{SOURCE}(t) + C_{ESINK} \cdot P_{SINK}(t) \quad (4-6)$$

c_{EALT}^T Zielfunktionskomponente der alternativen elektrischen Quelle und Senke

a elektrisches Netz

t Simulationszeitschritt

$C_{ESOURCE}, C_{ESINK}$ Strafkosten für die Verwendung der alternativen elektrischen Quelle/Senke

$P_{SOURCE}(t), P_{SINK}(t)$ Elektrische Leistung der alternativen elektrischen Quelle/Senke im Zeitschritt t

Thermische Lastdeckung (Wärmenetzbilanz)

Analog zur Stromnetzbilanz sorgt die Wärmenetzbilanz (**Gleichung 4-7**) für das Gleichgewicht zwischen thermischen Erzeugern und Verbrauchern. In der gewählten Umsetzung muss dieses Gleichgewicht unabhängig von der gewählten Schrittweite zu jedem Zeitschritt gelten. Als Wärmeeerzeuger können die KWK-Anlage, der Heizkessel, der Speicher oder eine alternative Wärmequelle dienen, als Wärmesenken der Wärmebedarf des Objekts, der Speicher sowie die alternative Senke. Diese Nebenbedingung muss für jedes Wärmenetz definiert werden. Ein Wärmenetz kann damit so flexibel definiert werden, dass es sowohl ein Fernwärmenetz als auch ein Einzelgebäude abbildet.

$$\begin{aligned} ct(thGrid): \\ \sum_{a_{CHP}} \dot{Q}_{CHP}(a, t) + \sum_{a_{ST}} (\dot{Q}_{STOUT}(a, t) - \dot{Q}_{STIN}(a, t)) + \sum_{a_{BLR}} \dot{Q}_{BLR}(a, t) \\ + \dot{Q}_{SOURCE}(a, t) - \dot{Q}_{SINK}(a, t) - \dot{Q}_{DMD}(a, t) = 0 \quad \forall t \end{aligned} \quad (4-7)$$

$ct(thGrid)$ Name der Nebenbedingungsgruppe

a Anlagenindex

t Simulationszeitpunkt

$\dot{Q}_{CHP}(t)$ Thermische Leistung der KWK-Anlage im Zeitschritt t

$\dot{Q}_{STIN}(a, t), \dot{Q}_{STOUT}(a, t)$ Ein- und Ausspeicherleistung des thermischen Speichers zum Zeitpunkt t

$\dot{Q}_{BLR}(t)$ Thermische Erzeugung des Spitzenlastkessels

$\dot{Q}_{SOURCE}(t), \dot{Q}_{SINK}(t)$ Thermische Leistung der alternativen elektrischen Quelle/Senke im Zeitschritt t

$\dot{Q}_{DMD}(t)$ Wärmebedarf im Zeitschritt t

Die alternativen Quellen und Senken des Wärmenetzes werden analog zu den elektrischen Quellen und Senken als interne Hilfsgrößen verwendet, deren Einsatz durch hohe Strafkosten nach Möglichkeit vermieden wird. In die Zielfunktion ist damit der folgende Term (Gleichung 4-8) aufzunehmen.

$$c_{TALT}^T = \sum_a \sum_t C_{TSOURCE} \cdot \dot{Q}_{SOURCE}(t) + C_{TSINK} \cdot \dot{Q}_{SINK}(t) \quad (4-8)$$

c_{TALT}^T Zielfunktionskomponente der alternativen thermischen Quelle und Senke

a thermisches Netz

t Simulationszeitschritt

$C_{TSOURCE}$, C_{TSINK} Strafkosten für die Verwendung der alternativen thermischen Quelle/Senke

$\dot{Q}_{SOURCE}(t)$, $\dot{Q}_{SINK}(t)$ Thermische Leistung der alternativen elektrischen Quelle/Senke im Zeitschritt t

Brennstoffeinsatz

Die Brennstoffkosten bilden einen bedeutenden Teil der Gesamtkosten, die durch die Optimierung minimiert werden sollen. Die Modellkomponenten „KWK-Anlage“ und „ungekoppelte Kraftanlage“ werden über Wirkungsgradangaben in zwei Lastpunkten definiert. Durch die Wirkungsgrad-Nebenbedingung (Gleichung 4-11) wird der Zusammenhang zwischen elektrischer Erzeugung und Brennstoffaufnahme beschrieben. Der folgende Term der Zielfunktion (**Gleichung 4-9**) gewährleistet den minimalen Einsatz des Brennstoffs, in allen Zeitschritten t und für alle Anlagen a .

Einfachere Komponenten wie der Spitzenlastkessel, die im Modell einen konstanten Wirkungsgrad aufweisen, können entweder ebenfalls über den Brennstoffverbrauch oder direkt durch Betriebskosten modelliert werden (vgl. Gleichung 4-15 und 4-16).

$$c_{FUEL}^T = \sum_a \sum_t C_{FUEL}(a) \cdot \dot{Q}_{FUEL}(a, t) \quad (4-9)$$

c_{FUEL}^T Zielfunktionskomponente des Brennstoffverbrauchs

a Index der Komponente

t Simulationszeitschritt

$C_{FUEL}(a)$ spezifische Brennstoffkosten der Komponente a

$\dot{Q}_{FUEL}(a, t)$ Brennstoffaufnahme der Komponente a im Zeitschritt t

Lastbereich der Erzeugungskomponenten

Die folgende Nebenbedingung beschränkt die elektrische oder thermische Erzeugung der Komponente auf den nutzbaren Lastbereich. Zusätzlich ist die Definition einer binären Variable erforderlich, um sowohl eine Erzeugung zwischen Mindest- und Maximallast als auch eine Erzeugung von Null zu ermöglichen. Dieser auch als „semi-continuous“ bezeichnete Wertebereich erfordert ganzzahlige Variablen in der Optimierungsaufgabe und hat einen ungünstigen Einfluss auf die Rechenzeit. Die zahlreiche Verwendung der ganzzahligen Variablen sollte mit den Nachteilen der längeren Rechenzeit abgewogen werden. Die binäre Variable des Betriebszustands „an“ / „aus“ dient zusätzlich dazu, die Startkosten (Gleichung 4-17) zu berechnen.

Die **Gleichung 4-10** beschreibt den elektrischen Lastbereich einer KWK-Anlage. Sie kann in analoger Weise für alle anderen Komponenten mit Mindestleistung verwendet werden, beispielsweise für elektrische oder thermische Erzeuger und Verbraucher sowie

für Strom- und Regelleistungsverträge. Die elektrische Leistung P_{CHP} des BHKWs wird somit für eine eingeschaltete Anlage ($OP(a, t) = 1$) auf den Bereich zwischen P_{MIN} und P_{MAX} festgelegt. Die Gleichung erzwingt für eine ausgeschaltete Anlage ($OP(a, t) = 0$), dass die elektrische Erzeugung null ist.

$$ct(\text{MINMAX}): \quad (4-10)$$

$$P_{\text{MIN}}(a) \cdot OP(a, t) \leq P_{\text{CHP}}(a, t) \leq P_{\text{MAX}}(a) \cdot OP(a, t) \quad \forall a, t$$

ct(MINMAX) Name der Nebenbedingungsgruppe

a Anlagenindex

t Simulationszeitschritt

$P_{\text{MIN}}(a)$, $P_{\text{MAX}}(a)$ Mindest-, Maximalleistung

$P_{\text{CHP}}(a, t)$ Leistung der Anlage *a* zum Zeitpunkt *t*

$OP(a, t)$ Betriebszustand der Anlage *a* zum Zeitpunkt *t* (binäre Variable: 1: „an“, 0: „aus“)

Elektrischer Wirkungsgrad

Der elektrische Wirkungsgrad definiert den Zusammenhang zwischen der elektrischen Leistung und dem zugehörigen Brennstoffeinsatz. Es gibt verschiedene Ansätze den Wirkungsgradverlauf im Modell abzubilden. Ein konstanter Wirkungsgrad ist die einfachste Möglichkeit, die aber keinen Anreiz bildet, die Anlage in dem in der Praxis vorteilhaften Nennlastpunkt zu betreiben. Weit verbreitet ist die abschnittsweise, lineare Abbildung, womit der reale Verlauf durch Diskretisierung linearer Abschnitte beliebig exakt abgebildet werden kann. Allerdings ist als Nachteil die längere Rechenzeit durch die Einführung ganzzahliger Variablen, welche die Zuordnung der Abschnitte zu der elektrischen Last vornehmen, zu nennen.

Eine elegante Methode unterteilt den Brennstoffeinsatz in einen leistungsunabhängigen Grundumsatz und einen leistungsbezogenen Anteil /IFE 03 05/. Bei steigender Leistung schwindet der spezifische Einfluss des Grundumsatzes, die Effizienz nimmt zu und der kostenoptimale Nennlastpunkt wird bevorzugt. In **Gleichung 4-11** wird der Zusammenhang zwischen dem Brennstoffverbrauch \dot{Q}_{FUEL} und der elektrischen Erzeugung des BHKWs P_{CHP} festgelegt. Dabei beschreibt der Faktor *c* den Grundumsatz, der nur dann einen Brennstoffeinsatz verursacht, wenn sich die Anlage im Betriebszustand „an“ befindet. Der Faktor *k* ist der leistungsbezogene Anteil. Beide Faktoren lassen sich über die Angaben der Wirkungsgrade in den Betriebspunkten Mindest- und Maximallast ausdrücken.

$ct(ELETA)$:

$$\dot{Q}_{FUEL}(a, t) - c(a) \cdot OP(a, t) - k(a) \cdot P_{CHP}(a, t) = 0 \quad \forall a, t$$

mit:

$$c(a) = \frac{\frac{1}{\eta_{MAX}(a)} - \frac{1}{\eta_{MIN}(a)}}{\frac{1}{P_{MAX}(a)} - \frac{1}{P_{MIN}(a)}}, \quad k(a) = \frac{1}{\eta_{MIN}(a)} - \frac{\frac{1}{\eta_{MAX}(a)} - \frac{1}{\eta_{MIN}(a)}}{\frac{P_{MIN}(a)}{P_{MAX}(a)} - 1} \quad (4-11)$$

$ct(ELETA)$ Name der Nebenbedingungsgruppe

t Simulationszeitschritt

a Anlagenindex

$\dot{Q}_{FUEL}(a, t)$ Brennstoffeinsatz der Anlage a im Zeitpunkt t

$P_{CHP}(a, t)$ Elektrische Leistung der KWK-Anlage a zum Zeitpunkt t

$OP(a, t)$ Betriebszustand der Anlage a zum Zeitpunkt t (binäre Variable: 1: „an“, 0: „aus“)

$k(a), c(a)$ Faktoren zur Definition des leistungsbezogenen Brennstoffeinsatzes und des Grundbrennstoffeinsatzes

η_{MIN}, η_{MAX} Elektrischer Wirkungsgrad im Mindest- und Maximallastpunkt

P_{MIN}, P_{MAX} Elektrische Mindest- und Maximalleistung

Kraft-Wärme-Kopplung

Der Zusammenhang zwischen der elektrischen und der thermischen Erzeugung einer KWK-Anlage kann über eine konstante Stromkennzahl festgelegt werden. Hierzu wird die folgende Nebenbedingung (**Gleichung 4-12**) in das Optimierungsproblem aufgenommen. Eine konstante Stromkennzahl bedeutet, dass das Verhältnis zwischen der elektrischen Erzeugung P_{CHP} und der Wärmeproduktion \dot{Q}_{CHP} in dem gesamten Lastbereich zwischen Minimal- und Maximallast konstant ist. Damit wird die Praxis gegebenenfalls nur unzureichend abgebildet, da im Mindestlastpunkt die elektrische Effizienz in der Regel ungünstiger, jedoch der relative Anteil der Wärmeerzeugung maximal ist.

$ct(PHR1)$:

$$P_{CHP}(a, t) - PHR(a) \cdot \dot{Q}_{CHP}(a, t) = 0 \quad \forall a, t$$

(4-12)

$ct(PHR1)$ Name der Nebenbedingungsgruppe

a Anlagenindex

t Simulationszeitschritt

$P_{CHP}(a, t)$ Elektrische Leistung der KWK-Anlage a zum Zeitpunkt t

$PHR(a)$ Stromkennzahl (power to heat ratio) der KWK-Anlage a

$\dot{Q}_{CHP}(a, t)$ Thermische Leistung der KWK-Anlage a zum Zeitpunkt t

Um ein Teillastverhalten mit variabler Stromkennzahl abzubilden, kann ein konstanter Gesamtwirkungsgrad verwendet werden. Damit wird erreicht, dass in den Betriebspunkten mit der maximalen elektrischen Erzeugung die höchste Stromkennzahl und die geringste spezifische Wärmeerzeugung vorliegt und umgekehrt im Mindestlastpunkt der Wärmeanteil zunimmt. Die **Nebenbedingung 4-13** setzt diesen Ansatz um, indem der Zusammenhang zwischen der Wärmeproduktion \dot{Q}_{FUEL} und der elektrischen Erzeugung P_{CHP} über einen leistungsabhängigen (f1) und einen leistungsunabhängigen (f2) Faktor definiert wird. Die Faktoren lassen sich durch die Angaben des gesamten KWK-Wirkungsgrads (elektrische und thermische Erzeugung bezogen auf den Brennstoff-

einsatz) und der elektrischen Wirkungsgrade in den beiden Betriebspunkten wie folgt ausdrücken.

$ct(PHR2)$:

$$\dot{Q}_{CHP}(a, t) - f1(a) \cdot P_{CHP}(a, t) - f2(a) \cdot OP(a) = 0 \quad \forall a, t$$

mit:

$$f1(a) = \eta_{CHP}(a) \cdot \left(\frac{1}{\eta_{MIN}(a)} - \frac{\frac{1}{\eta_{MAX}(a)} - \frac{1}{\eta_{MIN}(a)}}{\frac{P_{MIN}(a)}{P_{MAX}(a)} - 1} \right) - 1 \quad (4-13)$$

$$f2(a) = \eta_{CHP}(a) \cdot \frac{\frac{1}{\eta_{MAX}(a)} - \frac{1}{\eta_{MIN}(a)}}{\frac{1}{P_{MAX}(a)} - \frac{1}{P_{MIN}(a)}}$$

$ct(PHR2)$ Name der Nebenbedingungsgruppe

a Anlagenindex

t Simulationszeitschritt

$\dot{Q}_{CHP}(a, t)$ Thermische Leistung der KWK-Anlage a zum Zeitpunkt t

$P_{CHP}(a, t)$ Elektrische Leistung der KWK-Anlage a zum Zeitpunkt t

$OP(a, t)$ Betriebszustand der Anlage a zum Zeitpunkt t (binäre Variable: 1: „an“, 0: „aus“)

$f1(a), f2(a)$ Faktoren zur Definition der leistungsabhängigen und der leistungsunabhängigen Wärmeerzeugung

η_{CHP} KWK-Gesamtwirkungsgrad (elektrische und thermische Erzeugung bezogen auf den Brennstoffeinsatz)

η_{MIN}, η_{MAX} Elektrischer Wirkungsgrad im Mindest- und Maximallastpunkt

P_{MIN}, P_{MAX} Elektrische Mindest- und Maximalleistung

Thermischer oder elektrischer Speicher

Thermische und elektrische Speicher, wie sie in dieser Implementierung abgebildet werden, können analog behandelt werden. Die Nebenbedingung der Speicherbilanz (**Gleichung 4-14**) legt fest, dass die gespeicherte Energiemenge Q_{ST} im Zeitschritt t gleich der Energiemenge des vorausgegangenen Zeitschritts zuzüglich aktuell eingespeicherten und abzüglich der ausgespeicherten Energie ist. Hierbei können sowohl zeitliche Speicherverluste vom Übergang eines Zeitschritts zum nächsten als auch Übertragungsverluste beim Einspeichern berücksichtigt werden.

$$\begin{aligned}
& ct(ST): \\
& \eta_{TEMP} \cdot Q_{ST}(a, t) - Q_{ST}(a, t - 1) \\
& - \tau \cdot (\eta_{TRANS} \cdot \dot{Q}_{STIN}(a, t) - \dot{Q}_{STOUT}(a, t)) = 0 \quad \forall a, t \in [1, t_{max}]
\end{aligned} \tag{4-14}$$

$ct(ST)$ Name der Nebenbedingungsgruppe

a Anlagenindex

t Simulationszeitschritt

τ Zeitschrittweite

$Q_{ST}(a, t), Q_{ST}(a, t - 1)$ Energieinhalt des Speichers a zum Zeitpunkt t , zum Zeitpunkt $t-1$

$\dot{Q}_{STIN}(a, t), \dot{Q}_{STOUT}(a, t)$ Ein- und Ausspeicherleistung des thermischen Speichers zum Zeitpunkt t

$\eta_{TEMP}, \eta_{TRANS}$ Zeitlicher Speicherwirkungsgrad sowie Einspeicherwirkungsgrad

Darüber hinaus sorgen weitere Nebenbedingungen (**Gleichung 4-15**) dafür, dass die Be- und Entladeleistung sowie der Energieinhalt sich innerhalb des definierten Bereichs bewegen. Auf eine Festlegung einer Mindestladeleistung wird in diesem Fall verzichtet.

$$\begin{aligned}
0 & \leq \dot{Q}_{STIN}(a, t) \leq \dot{Q}_{STINMAX}(a) \quad \forall a, t \\
0 & \leq \dot{Q}_{STOUT}(a, t) \leq \dot{Q}_{STOUTMAX}(a) \quad \forall a, t \\
0 & \leq Q_{ST}(a, t) \leq Q_{CAP}(a) \quad \forall a, t
\end{aligned} \tag{4-15}$$

a Anlagenindex

t Simulationszeitschritt

$\dot{Q}_{STIN}(a, t), \dot{Q}_{STOUT}(a, t)$ Ein- und Ausspeicherleistung des thermischen Speichers zum Zeitpunkt t

$\dot{Q}_{STINMAX}(a), \dot{Q}_{STOUTMAX}(a)$ Maximale Ein- und Ausspeicherleistung des thermischen Speichers

$Q_{ST}(a, t)$ Energieinhalt des Speichers a zum Zeitpunkt t

$Q_{CAP}(a)$ Kapazität des Speichers a

Heizkessel

Die Wärmeerzeugung des Heizkessels ist bereits in der Wärmenetzbilanz (Gleichung 4-7) berücksichtigt. Die Kosten des Kesselbetriebs lassen sich entweder direkt in die Zielfunktion (**Gleichung 4-16**) oder über den Zusammenhang zwischen der Kesselleistung und dem Brennstoffverbrauch (**Gleichung 4-17**) abbilden. Im ersten Fall wird das Produkt aus den spezifischen Betriebskosten und der Wärmeproduktion als eine Komponente in der Zielfunktion ergänzt.

$$c_{BLR}^T = \sum_a \sum_t C_{BLR}(a) \cdot \dot{Q}_{BLR}(a, t) \tag{4-16}$$

c_{BLR}^T Zielfunktionskomponente des Heizkessels

a Anlagenindex

t Simulationszeitschritt

$C_{BLR}(a)$ Spezifische Betriebskosten des Heizkessels a

$\dot{Q}_{BLR}(a, t)$ Wärmeproduktion des Kessels a im Zeitschritt t

Im zweiten Fall lässt sich analog zur Definition der KWK-Anlage eine Mindestlast und Teillastwirkungsgrad ergänzen. Die Nebenbedingung legt den Zusammenhang zwischen dem Brennstoffverbrauch und der Wärmeproduktion des Kessels fest. In der Zielfunktion muss dann zusätzlich das Produkt aus Brennstoffverbrauch und Brennstoffkosten ergänzt werden. In beiden Fällen muss die Kesselleistung auf den anlagenspezifischen Lastbereich begrenzt werden.

$$ct(BLR): \quad \eta_{BLR} \cdot \dot{Q}_{FUEL}(a, t) - \dot{Q}_{BLR}(a, t) = 0 \quad \forall a, t \quad (4-17)$$

ct(BLR) Name der Nebenbedingungsgruppe
a Anlagenindex
t Simulationszeitschritt
 η_{BLR} Kesselwirkungsgrad
 $\dot{Q}_{FUEL}(a, t)$ Brennstoffeinsatz für Kessel *a* im Zeitschritt *t*
 $\dot{Q}_{BLR}(a, t)$ Wärmeproduktion des Kessels *a* im Zeitschritt *t*

Anfahrkosten

Die Modellierung der Anfahrkosten erzeugt ein realistischeres Anlagenverhalten und schafft Anreize die An- und Abfahrvorgänge zu reduzieren. Voraussetzung für die Berücksichtigung der Anfahrkosten ist die gleichzeitige Definition einer Mindestlast. Ist keine Mindestlast definiert oder ist diese null, könnte die Anlage ohne Änderung des Betriebszustands im Leistungsbereich zwischen null und Maximallast modulieren.

Um die Anfahrkosten bei der Kostenminimierung zu berücksichtigen, müssen diese in die Zielfunktion eingetragen werden (**Gleichung 4-18**).

$$c_{START}^T x = \sum_a \sum_t C_{START}(a) \cdot OP_{START}(a, t) \quad (4-18)$$

$c_{START}^T x$ Zielfunktionskomponente der Startkosten
a Anlagenindex
t Simulationszeitschritt
 $C_{START}(a)$ Startkosten der Anlage *a*
 $OP_{START}(a, t)$ Status der Anlage *a* zum Zeitpunkt *t* (Binäre Variable:
 1: „Anfahrvorgang“, 0: „kein Anfahrvorgang“)

Um die Festlegung der Anfahrvariable OP_{START} vorzunehmen, wird jeweils der Betriebszustand zweier Zeitschritte verglichen. In **Gleichung 4-19** ist der Zusammenhang zwischen dem Betriebszustand OP („an“ oder „aus“) und dem Anlagenstatus OP_{START} („Anfahrvorgang“ oder „kein Anfahrvorgang“) festgelegt. Nur wenn die Anlage im Zeitschritt *t* läuft und im Zeitschritt *t-1* aus ist, nimmt die binäre Variable den Wert 1 ein, ansonsten wird die Ungleichung mit $OP_{START}(a, t) = 0$ erfüllt.

$$ct(START): \quad (4-19)$$

$$OP(a, t) - OP_{START}(a, t) \leq OP(a, t - 1) \quad \forall a, t \in [1, t_{max}]$$

ct(START) Name der Nebenbedingungsgruppe

a Anlagenindex

t Simulationszeitschritt

OP(a, t) Betriebszustand der Anlage a zum Zeitpunkt t (binäre Variable: 1: „an“, 0: „aus“)

OP_{START}(a, t) Status der Anlage a zum Zeitpunkt t (Binäre Variable:
1: „Anfahrvorgang“, 0: „kein Anfahrvorgang“)

Leistungsgradienten

Besonders bei der Simulation von Großkraftwerken oder bei der Simulation kleiner Zeitschritte ist die Beschränkung der Leistungssteigerung innerhalb eines Zeitschritts sinnvoll. Diese Beschränkung (**Gleichung 4-20**) legt fest, dass der Unterschied zweier aufeinander folgender Erzeugungsleistungen P_{PP} kleiner als der maximale Gradient dP_{POS} ist. Um ein Anfahren einer Anlage zu ermöglichen, deren Mindestlast größer als der zulässige Gradient ist, und um diesen Leistungssprung von null auf Mindestlast abbilden zu können, wird der zulässige Gradient der stehenden Anlage $OP = 0$ um die Mindestlast P_{MIN} erhöht. In der folgenden Gleichung ist die Beschränkung des Gradienten bei Hochfahrten einer Kraftanlage dargestellt. Andere Erzeugungskomponenten oder Gradienten bei Leistungsreduzierung werden analog behandelt.

$$ct(GRAD): \quad (4-20)$$

$$P_{PP}(a, t) - P_{PP}(a, t - 1) \leq dP_{pos}(a) + P_{MIN}(a) \cdot (1 - OP(a, t - 1))$$

$$\forall a, t \in [1, t_{max}]$$

ct(GRAD) Name der Nebenbedingungsgruppe

a Anlagenindex

t Simulationszeitschritt

P_{PP}(a, t), P_{PP}(a, t - 1) Elektrische Leistung der Kraftanlage a zum Zeitpunkt t bzw. t-1

dP_{pos}(a) Maximaler positiver Gradient der Kraftanlage a

P_{MIN}(a) Minimale Leistung der Kraftanlage a

OP(a, t), OP(a, t - 1) Betriebszustand der Anlage a zum Zeitpunkt t bzw. t-1 (binäre Variable: 1: „an“, 0: „aus“)

Laständerungskosten

Laständerungen verursachen in der Realität durch Materialermüdung Kosten. In der Simulation werden diese nicht einfach zu beziffernden Kosten meist vernachlässigt. Allerdings kann es sinnvoll sein, durch Modellierung von Laständerungskosten einen unsteten Kraftwerkseinsatzplan zu vergleichmäßigen. Dazu muss die Zielfunktion um einen Kostenterm erweitert werden (**Gleichung 4-21**), der das Produkt der spezifischen Laständerungskosten und der Laständerung beinhaltet. Eine Betrachtung der Lastsenkung ist nicht erforderlich, da mit einer Kostenbeaufschlagung der Laststeigerung gleichzeitig die Lastsenkungen reduziert werden.

$$c_{GRAD}^T x = \sum_a \sum_t C_{GRAD}(a) \cdot dP_{GRAD}(a, t) \quad (4-21)$$

$c_{GRAD}^T x$ Zielfunktionskomponente der Laständerungskosten

a Anlagenindex

t Simulationszeitschritt

$C_{GRAD}(a)$ Spezifische Kosten der Laständerung für Anlage a

$dP_{GRAD}(a, t)$ Höhe der positiven Laständerung der Anlage a zum Zeitpunkt t

Die Festlegung, der Laständerung dP_{GRAD} erfolgt in einer eigenen Nebenbedingung. In **Gleichung 4-22** wird die Variable aus dem Vergleich zweier aufeinanderfolgenden Erzeugungsleistungen berechnet. Durch die Formulierung als Ungleichung und die Beschränkung von dP_{GRAD} auf positive Werte, werden nur Leistungssteigerungen, nicht aber Leistungssenkungen erfasst.

$$\begin{aligned} ct(GRAD2): \\ P_{PP}(a, t) - P_{PP}(a, t-1) - dP_{GRAD}(a, t) &\leq 0 \quad \forall a, t \in [1, t_{max}] \\ dP_{GRAD}(a, t) &\geq 0 \quad \forall a, t \end{aligned} \quad (4-22)$$

$ct(GRAD2)$ Name der Nebenbedingungsgruppe

a Anlagenindex

t Simulationszeitschritt

$P_{PP}(a, t), P_{PP}(a, t-1)$ Elektrische Leistung der Kraftanlage a zum Zeitpunkt t bzw. $t-1$

$dP_{GRAD}(a, t)$ Höhe der positiven Laständerung der Anlage a zum Zeitpunkt t

Mindeststillstandzeit, Mindestlaufzeit

Insbesondere größere Dampfkraftwerke benötigen Zeit, um nach dem An- oder Abfahren im Wasser-Dampf-Kreislauf stationäre Zustände ausbilden zu können. Darüber hinaus sind diese Übergangsvorgänge hinsichtlich Effizienz und Emissionen ungünstig und sollten schon aus diesen Gründen weitgehend vermieden werden. In dem Modell können Mindeststillstandzeiten und Mindestlaufzeiten durch Nebenbedingungen berücksichtigt werden. Die Bedingung zur Einhaltung der Mindeststillstandzeiten (**Gleichung 4-23**) besagt, dass nach einem Wechsel des Betriebszustands auf null ($OP(a, t-1) = 1$ und $OP(a, t) = 0$), die Anlage in den folgenden, die Dauer des Mindeststillstandzeit abdeckenden Zeitschritte ausgeschaltet sein muss. Letzteres kann mathematisch durch die Variable des Betriebszustands OP ausgedrückt werden. Die Ungleichung ist dann erfüllt, wenn alle Betriebszustände OP für die entsprechende Mindestdauer den Wert null einnehmen.

$ct(TDN)$:

$$(OP(a, t - 1) - OP(a, t)) \cdot T_{DN}(a) \leq T_{DN}(a) - \sum_{\vartheta=0}^{T_{DN}(a)-1} OP(a, t + \vartheta) \quad (4-23)$$

$$\forall a, t \in [2, t_{MAX} - T_{DN}(a)]$$

$ct(TDN)$ Name der Nebenbedingungsgruppe

a Anlagenindex

t Simulationszeitschritt

ϑ Simulationszeitschritt innerhalb der Mindeststillstandzeit

$OP(a, t)$, $OP(a, t - 1)$ Betriebszustand der Anlage a zum Zeitpunkt t bzw. $t-1$ (binäre Variable: 1: „an“, 0: „aus“)

$T_{DN}(a)$ Mindeststillstandzeit der Anlage a

Analog wird die Mindestlaufzeit (**Gleichung 4-24**) behandelt.

$ct(TUP)$:

$$(-OP(a, t - 1) + OP(a, t)) \cdot T_{UP}(a) \leq \sum_{\vartheta=0}^{T_{UP}(a)-1} OP(a, t + \vartheta) \quad (4-24)$$

$$\forall a, t \in [2, t_{MAX} - T_{UP}(a)]$$

$ct(TUP)$ Name der Nebenbedingungsgruppe

a Anlagenindex

t Simulationszeitschritt

ϑ Simulationszeitschritt innerhalb der Mindestlaufzeit

$OP(a, t)$, $OP(a, t - 1)$ Betriebszustand der Anlage a zum Zeitpunkt t bzw. $t-1$ (binäre Variable: 1: „an“, 0: „aus“)

$T_{UP}(a)$ Mindestlaufzeit der Anlage a

Maximale Startanzahl

Oft kann es erwünscht sein, die maximale Startanzahl der Erzeugungsanlagen in dem Simulationszeitraum zu begrenzen. Dies kann zum einen durch weiche Kriterien, wie die Erhöhung der Startkosten, oder durch harte Kriterien, wie die Festlegung einer maximalen Startanzahl als Nebenbedingung (**Gleichung 4-25**), erreicht werden. In der Nebenbedingung wird festgelegt, dass die Summe aller Startvorgänge OP_{START} nicht größer als die im Simulationszeitraum zulässige Anzahl $OP_{STARTMAX}$ ist. Problematisch ist das Skalieren der Startanzahl auf kleinere Zeitbereiche, da die Freiheit zur Einplanung von beispielsweise 30 Startvorgängen in einem Monat höher zu bewerten ist als ein einziger Startvorgang je Tag.

$$ct(\text{STARTMAX}): \sum_t OP_{\text{START}}(a, t) \leq OP_{\text{STARTMAX}}(a) \quad \forall a \quad (4-25)$$

$ct(\text{STARTMAX})$ Name der Nebenbedingungsgruppe

a Anlagenindex

t Simulationszeitschritt

$OP_{\text{START}}(a, t)$ Status der Anlage a zum Zeitpunkt t (Binäre Variable:

1: „Anfahrvorgang“, 0: „kein Anfahrvorgang“)

$OP_{\text{STARTMAX}}(a)$ Maximale Startanzahl der Anlage a im Simulationszeitbereich

Stromhandel

Der Stromhandel tritt an zwei Stellen in der Optimierungsaufgabe auf. Zum einen sind die Ein- und Verkaufsverträge in der Stromnetzbilanz (Gleichung 4-5) aufgeführt, zum anderen werden die Erlöse und Kosten in die Zielfunktion aufgenommen. Letzteres geschieht durch die Multiplikation der Strompreise mit der gehandelten Menge für alle Ein- und Verkaufsgeschäfte (**Gleichung 4-26**).

$$c_{\text{ET}x}^T = \sum_a \sum_t C_{\text{ETBUY}}(a, t) \cdot P_{\text{ETBUY}}(a, t) - C_{\text{ETSELL}}(a, t) \cdot P_{\text{ETSELL}}(a, t) \quad (4-26)$$

$c_{\text{ET}x}^T$ Zielfunktionskomponente des Energiehandels

a Stromvertragsindex

t Simulationszeitschritt

$P_{\text{ETBUY}}(a, t)$, $P_{\text{ETSELL}}(a, t)$ Bezug/Lieferung elektrischer Leistung über den Handelsvertrag a zum Zeitpunkt t

$C_{\text{ETBUY}}(a, t)$, $C_{\text{ETSELL}}(a, t)$ Strompreis des Ein-/Verkaufsvertrags a zum Zeitpunkt t

Wird mit geringeren Auflösungen als der Handelsblocklänge simuliert, können weitere Nebenbedingungen definiert werden, die für alle Zeitschritte oder Fahrplanraster innerhalb des Handelsblocks identische Vermarktungsmengen festschreiben. Die übliche Angebotsstufung in 0,1-MW-Schritten kann durch die Verwendung ganzzahliger Variablen für die Angebotsmenge realisiert werden. Die Umsetzung der Handelsschlusszeiten, ab denen die Gebote nicht mehr verändert werden dürfen, kann durch die Fixierung der entsprechenden Zeitschritte erfolgen.

Regelleistung

Hinsichtlich der Modellierung kann die Regelleistungsvermarktung in die Leistungsvorhaltung und die tatsächliche Lieferung bei Aktivierung der Regelleistung unterteilt werden. Die Erlöse aus der Leistungsbereithaltung werden in der Zielfunktion ergänzt (**Gleichung 4-27**). Dabei werden die Leistungspreise mit der angebotenen und bezuschlagten Leistungsvorhaltung multipliziert.

$$c_{RC}^T x = \sum_t -C_{RCPOS}(t) \cdot P_{RCPOS}(t) - C_{RCNEG}(t) \cdot P_{RCNEG}(t) \quad (4-27)$$

$c_{RC}^T x$ Zielfunktionskomponente der Vorhaltung von Regelleistung

t Simulationszeitschritt

$P_{RCPOS}(t), P_{RCNEG}(t)$ Vorhaltung positiver/negativer Regelleistung zum Zeitpunkt t

$C_{RCPOS}(t), C_{RCNEG}(t)$ Leistungspreis der Regelleistungsvorhaltung zum Zeitpunkt t

Die Abbildung des Auktionsmarktplatzes und die interne Bestimmung einer erfolgreichen Angebotsplatzierung werden nicht im Rahmen der Einsatzplanung umgesetzt. Die Preise und die vorgehaltene Leistung sind als Inputparameter vorgesehen.

Bei der Bereithaltung muss zwischen schnell startenden und regulären Anlagen unterschieden werden. Während erstere auch im Stillstand positive Regelleistung anbieten, halten die regulären nur Leistung vor, die sie im Betrieb steigern oder absenken können. In der Nebenbedingung (**Gleichung 4-28**) ist die Bereithaltung von positiver Regelleistung durch eine nicht schnell startende Anlage dargestellt. Die Verwendung der Variable des Betriebszustandes „OP“ bewirkt, dass nur bei laufendem Betrieb Regelleistung bereitgestellt wird. Bei schnell startenden Anlagen kann auf diese Variable verzichtet werden. Der Handelsfaktor „tf“ kann für die Vortagsplanung verwendet werden und sorgt dafür, dass nicht die komplette, gemäß der Planung verfügbare Leistung als Regelleistung angeboten wird. Somit kann flexibler auf Prognoseabweichungen im Bilanzkreis reagiert werden ohne die Regelleistungsbereithaltung zu verletzen.

ct(RC):

$$P_{RCPOS}(t) \leq \sum_a OP(a, t) \cdot P_{MAX}(a) \cdot tf - P_{PP}(a, t) \cdot tf \quad \forall t \quad (4-28)$$

ct(RC) Name der Nebenbedingungsgruppe

a Anlagenindex

t Simulationszeitschritt

tf Handelsfaktor ($0 < tf \leq 1$)

$P_{RCPOS}(t)$ Vorhaltung positiver Regelleistung zum Zeitpunkt t

$OP(a, t)$, Betriebszustand der Anlage a zum Zeitpunkt t (binäre Variable: 1: „an“, 0: „aus“)

$P_{PP}(a, t)$ Elektrische Leistung der Kraftanlage a zum Zeitpunkt t

$P_{MAX}(a)$ Maximale elektrische Leistung der Kraftanlage a

Je nach Simulationsziel kann es sinnvoll sein, die angebotene Regelleistung über die Dauer des Angebotsblocks über eine weitere Nebenbedingung konstant zu halten sowie die Angebotsstufung in 1 MW-Schritte umzusetzen, um die Bedingungen des Regelleistungsmarktes in diesen Punkten exakt abzubilden.

Die Aktivierung der Regelleistung kann nach erfolgter Gebotsabgabe nicht beeinflusst werden. Es ist aus diesem Grund nicht sinnvoll, die betriebsunabhängigen Arbeitspreise als einen konstanten Kostenterm in die Zielfunktion aufzunehmen. Erwartete Erlöse aus der Regelleistungslieferung können auf den Leistungspreis aufgerechnet werden.

Die Liefermenge hingegen wird in der Stromnetzbilanz (Gleichung 4-5) berücksichtigt. Im Rahmen der Resttagsplanung wird die aus wirtschaftlichen und technischen Gründen optimale Poolanlage ermittelt, die ihre Leistung bei der Lieferung positiver Regelleistung steigert oder im Falle eines negativen Abrufs absenkt. Die nötige Leistungsbereithaltung wird im Abruffall entsprechend reduziert.

4.2 Heuristische Umsetzungen

Heuristik leitet sich vom griechischen „heurískein“ ab und bedeutet „finden“, „entdecken“. Heuristiken führen zu einer Lösung, indem sie in einer Abfolge spezielle, auf das Problem zugeschnittene Regeln anwenden. Grafisch kann die Abfolge der Regeln als ein Entscheidungsbaum dargestellt werden (**Abbildung 4-2**). Eine gesamte Erfassung oder mathematische Beschreibung des Problems ist nicht notwendig. Der Vorteil einer Heuristik ist die Geschwindigkeit, in der eine geeignete Lösung gefunden wird, ihr Nachteil, dass keine Aussage über die Qualität der gefundenen Lösung getroffen werden kann. Sowohl Geschwindigkeit als auch Lösungsgüte sind maßgeblich von den implementierten Regeln abhängig.

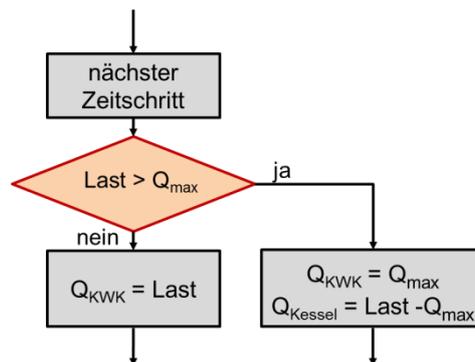


Abbildung 4-2: Illustration einer regelbasierten Vorgehensweise

Das bekannteste heuristische Verfahren ist der genetische Algorithmus. Dieser ist nach evolutionären Anpassungsvorgängen der Biologie benannt. Ausgehend von einer Startlösung werden durch überwiegend zufällige Mutationen neue Ergebnisse erzeugt, die in der Analogie zur Genetik eine neue Generation darstellt. Aus der Generation werden die besten Ergebnisse ausgewählt (Selektion). Die Schritte Mutation und Selektion werden so lange wiederholt, bis die Lösung den Anforderungen entspricht oder ein Abbruchkriterium greift. In dieser Arbeit wird der genetische Algorithmus nicht umgesetzt, sondern versucht, die Kenntnisse über die Problemstellung in die Lösungsstrategie einfließen zu lassen. Die Veränderungen der Ausgangssituation sind im Gegensatz zu einem genetischen Algorithmus nicht zufällige Mutationen, sondern Überlegungen nachempfunden, die ein Betreiber einer dezentralen Anlage anstellen würde.

Grundsätzliche Vorgehensweise der hier entwickelten Heuristik für die Einsatzplanung eines virtuellen Kraftwerks ist die sukzessive Verbesserung einer zuvor bestimmten Ausgangslösung. Als Ausgangspunkt wird in einem ersten Schritt der wärmegeführte Betrieb der dezentralen Anlagen verwendet (**Abbildung 4-3**). Eine detaillierte Beschreibung des Verfahrens für die Erstellung dieser wärmegeführten Ausgangslösung ist in

Kapitel 4.2.1 dargestellt. Auf Basis dieses Einsatzplanes wird die Lösung in einem zweiten Schritt hinsichtlich des Optimierungsziels Erlösmaximierung durch eine zeitliche Verschiebung des BHKW-Einsatzes stufenweise verbessert. Die beiden genannten Schritte betreffen die am Vortag stattfindende Planung. Der dritte Schritt kommt bei der Resttagsplanung zum Einsatz. Im simulierten Lieferzeitraum versucht die Resttagplanung die Prognoseabweichungen auszugleichen und eine Verletzung des gemeldeten Stromfahrplans sowie der lokalen Wärmeversorgung zu vermeiden. In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Regeln dieser drei Gruppen behandelt. Zusätzlich ist es möglich, das Ergebnis der heuristischen Lösung als Ausgangspunkt eines GGLP-Verfahrens zu verwenden und damit die Qualität der Lösung zu verbessern.

Ansätze zur Berücksichtigung von Regelleistung in der heuristischen Vortagsplanung werden in Kapitel 4.2.5 vorgestellt und diskutiert, aber nicht programmtechnisch umgesetzt.



Abbildung 4-3: Einteilung der heuristischen Regeln der Einsatzplanung in Gruppen

Da ein veränderter BHKW-Betrieb in der Regel Auswirkungen auf den thermischen Speicher und den Kessel hat, werden alle mit der Einsatzplanung des BHKW verbundenen Auswirkungen zusammengefasst und im Folgenden Verschiebemaßnahme genannt. Eine Verschiebemaßnahme (**Abbildung 4-4**) weist einen zeitlich begrenzten Einfluss auf den Einsatzplan auf und kann daher isoliert betrachtet werden. In der Illustration sind die Auswirkungen der Verschiebemaßnahme auf die vier Anlagenparameter „thermische BHKW-Leistung“, „Speicherfüllstand“, „thermische Kesselleistung“ sowie „Stromhandel“ abgebildet. Schematisch sind die Werte der Anlagenparameter vor der Durchführung der Verschiebemaßnahme als graue Säulen, die durch die Maßnahme hervorgerufenen Änderungen als rote Rechtecke dargestellt. Die Reduzierung der thermischen BHKW-Leistung in einem späten und die Erhöhung der Leistung in einem frühen Zeitschritt bilden den Kern der Vorverlegung. Durch diese Verschiebemaßnahme erhöht sich der Speicherfüllstand in dem gesamten Zeitbereich, den die Verlegung abdeckt. Um keine späteren Einflüsse auf den Füllstand des Speichers zu verursachen, werden die entstehenden Speicherverluste in diesem Beispiel durch den Kessel ausgeglichen. Für den Stromhandel bedeutet dies, dass der Verkauf einige Zeitschritte

früher stattfindet und unter Umständen höhere Erlöse erzielt. Die Verschiebemaßnahme verändert nicht die lokale thermische Lastdeckung, betrifft nur einzelne Zeitschritte und kann isoliert betrachtet werden. Für die Bewertung der Vorteilhaftigkeit wird für jede Maßnahme die Höhe der elektrischen Verschiebeleistung ausgewiesen. Der spezifische Gewinn in Euro je Kilowattstunde bildet das entscheidende Kriterium für oder wider die betreffende Maßnahme. Da die einzelnen Lastverschiebungen selten unabhängig voneinander sind, werden mehrere Möglichkeiten untersucht, von denen letztendlich nur die wirtschaftlichste angewendet wird. Beispielsweise können nicht beliebig viele Maßnahmen durchgeführt werden, die den Speicherfüllstand erhöhen. Die Reihenfolge der zu untersuchenden und anzuwendenden Maßnahmen hat aus diesem Grund großen Einfluss auf die umgesetzte Variante und damit letztlich auf die Lösungsgüte.

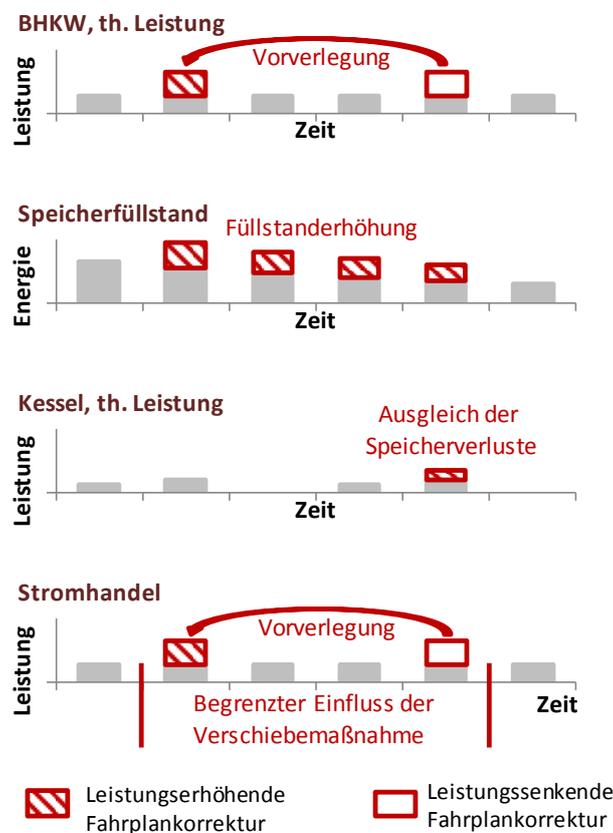


Abbildung 4-4: *Illustration einer Verschiebemaßnahme mit ihren isolierten Einflüssen auf das BHKW-Modul, die Peripherie sowie den Stromhandel*

Analogie zu dem Lösungsverfahren eines Zauberwürfels

Um die Grundsätze des hier angewendeten Verfahrens anschaulich darzustellen, eignet sich die Analogie zu dem Spiel „Zauberwürfel“ (Abbildung 4-5).

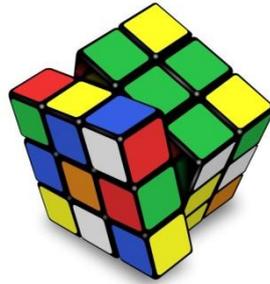


Abbildung 4-5: *Das Spiel „Zauberwürfel“ als Analogie zu der heuristischen Einsatzplanung*

Zu Beginn des Spiels sind die einzelnen Farbflächen auf den Würfelflächen gemischt. Der Spieler entscheidet nach bestimmten Kriterien wie Komplexität des Zugs oder Wechselwirkungen mit anderen Flächen, auf welcher Ausgangsfläche er den nächsten Zug beginnt und welche Verdrehungen er anwendet. Der geübte Spieler hat ein Repertoire von Grundzügen, die geeignet sind, die Ausgangslage unter bestimmten Voraussetzungen zu verbessern. Die Züge sind so gestaltet, dass sie nur einzelne isolierte Auswirkungen auf den Würfel haben und nicht alle anderen Farbflächen unkontrolliert durchmischen. Nach dem Verdrehen und der Betrachtung der neuen Würfelkonstellation entscheidet der Spieler, ob diese Zugvariante vorteilhaft war oder ob in der vorherigen Ausgangslage eine bessere Alternative bestanden hätte. Je nach Ergebnis seiner Bewertung wird der Zug rückgängig gemacht und eine andere Variante gewählt. Da sich die Möglichkeiten nach jeder Verdrehung ändern, muss die gewählte Variante zuerst zurückgenommen werden, falls der Spieler die vermeintlich bessere Alternative anwenden möchte.

In Analogie zur Einsatzplanung entspricht der verdrehte Würfel zu Beginn des Spiels der wärmegeführten Ausgangslösung. Der perfekt geordnete Würfel stellt den Betrieb mit den optimalen Vermarktungserlösen dar, der gleichzeitig die Wärmelastdeckung der Versorgungsobjekte gewährleistet. Das Repertoire von Grundzügen ist mit den Verschiebemaßnahmen im Einsatzplan gleichzusetzen, beispielsweise das Vorverlegen des BHKW-Betriebs oder der Ersatz des BHKW durch den Kessel. Sowohl die Grundzüge als auch die Verschiebemaßnahmen sind so gestaltet, dass sie eine begrenzte Auswirkung auf das Gesamtsystem aufweisen. Wie auch beim Zauberwürfel ist eine Bewertung der verschiedenen Zugmöglichkeiten erforderlich, von denen pro Iterationsschritt nur ein einziger umgesetzt werden kann. Die Reihenfolge der Züge und Verschiebemaßnahmen ist entscheidend und kann nicht beliebig vertauscht werden.

4.2.1 Heuristik in der wärmegeführten Vortagsplanung (HHL)

Die wärmegeführte Betriebsweise ist der erste Schritt in der Erstellung der heuristischen Einsatzplanung. Die Planung basiert auf Prognosen und geht davon aus, dass keine fixierten Vorgaben (beispielsweise abgeschlossene Handelsverträge) innerhalb der Planungsperiode bestehen. Eventuell vorhandene Vorgaben werden in der nachgeschalteten Heuristik durch eine Nachbearbeitung der Einsatzplanung erfüllt.

Alle im Pool zusammengeschlossenen Anlagen werden so eingesetzt, dass die Wärme zu jedem Zeitschritt durch die kostengünstigste Variante erzeugt wird. In der Regel stellt das BHKW auf Grund der Stromerlöse die bevorzugte Wärmequelle dar.

Eine Besonderheit bilden Zeitpunkte, in denen die Wärmelast nur in Kombination mit dem parallelen Wärmespeicher gedeckt werden kann. In diesen Fällen muss dafür gesorgt werden, dass der Speicher zum betreffenden Zeitpunkt den notwendigen Füllstand aufweist. Aus dieser Vorgabe lässt sich ein minimaler Speicherfüllstand ableiten.

Weiterhin muss die Speicherplanung so ausgeführt werden, dass der Puffer am Ende der Planungsperiode einen definierten Füllstand erreicht. Letzteres ist notwendig, um die Bewertung der unterschiedlichen Verfahren bei vergleichbaren Einsatzplänen durchführen zu können. Da der Speicher nur durch auftretende Lasten entladen wird, kann in Abhängigkeit des Wärmebedarfs ein maximaler Speicherfüllstand definiert werden.

In einer Voruntersuchung werden daher für jede Poolanlage und jeden Zeitschritt die maximale und minimale Speicherbeladung berechnet und in der nachfolgenden Planung berücksichtigt.

In **Abbildung 4-6** sind sieben heuristische Regeln aufgeführt, die angewendet werden, um den Einsatzplan zu erstellen.

1		KWK kann Wärmebedarf und Speicherbeladung decken, die für spätere Lastspitzen benötigt wird: KWK-Betrieb, Speicherbeladung
2		KWK kann Wärmebedarf decken, eine Speicherbeladung ist nicht notwendig: KWK-Betrieb, wenn möglich Speicherentladung
3		Wärmebedarf übersteigt Wärmeleistung der KWK: KWK-Vollastbetrieb und Speicherentladung
4		Wärmebedarf geringer als Mindestleistung der KWK, freie Speicherkapazität vorhanden: KWK-Betrieb und Speicherbeladung. Entscheidung über Voll- oder Teillast aufgrund des Speicherfüllstands
5		Wärmebedarf geringer als Mindestleistung der KWK, keine freie Speicherkapazität vorhanden: KWK aus und Speicherentladung
6		KWK-Anlage war im vorhergehenden Schritt aus und Wärmebedarf kann aus dem Speicher gedeckt werden: KWK aus und Speicherentladung
7		Spitzenlastkessel, ggfs. alternative Quelle und Senke decken verbleibende Defizite

Abbildung 4-6: *Heuristische Schritte zur Fahrplanerstellung im wärmegeführten Fall*

In den Illustrationen ist jeweils der Wärmebedarf des betreffenden Zeitschritts als erste Säule dargestellt. Die Bandbreite des thermischen Lastbereiches der KWK-Anlage ist als schraffierte Fläche, die geplante Leistung als horizontaler Strich gekennzeichnet. Die Differenz zwischen Erzeugung und Bedarf wird durch ein Laden oder Entladen des Speichers oder durch den Heizkessel gedeckt. Für jeden Zeitschritt wird untersucht, welcher Fall vorliegt und die entsprechende Planung vorgenommen. Dabei werden die Speicherfüllstände sowie die entstehenden Verluste berücksichtigt.

Der erste Fall liegt dann vor, wenn der Wärmebedarf von der KWK-Anlage gedeckt werden kann. Eventuell ist zusätzlich zum aktuellen Wärmebedarf eine Speicherbe-

ladung notwendig, um nachfolgende Lastspitzen abdecken zu können. In diesem Fall kann die KWK-Anlage die nötige Wärmelast decken und wird entsprechend eingeplant, der Kesseleinsatz ist nicht nötig.

Im zweiten Fall ist keine Speicherbeladung für die Bedienung späterer Zeitschritte nötig. Im Gegensatz steht im Wärmespeicher nutzbare Energie zur Verfügung, die gegebenenfalls zusammen mit der KWK-Anlage verwendet wird, die Wärmelast zu erfüllen. Durch diesen Schritt wird der Speicher frühzeitig entladen und werden Speicherverluste reduziert.

Im dritten Fall übersteigt der Bedarf die KWK-Leistung. Idealerweise wurde der Speicher in den vorangegangenen Zeitschritten auf diesen Fall vorbereitet und der Füllstand ist ausreichend hoch, um zusammen mit dem BHKW die Wärmelast zu decken. Eventuell verbleibende Wärmedefizite werden im Schritt 7 durch den Kessel gedeckt.

Im vierten und fünften Fall ist der Wärmebedarf geringer als die Mindestleistung der KWK-Anlage. Der Unterschied besteht jedoch in der verfügbaren Speicherkapazität. Zunächst wird geprüft (Fall 4), ob der Speicher die überschüssige Wärmemenge aufnehmen kann, falls das BHKW in Mindestlast betrieben wird. Ist dies nicht der möglich, kann der Wärmebedarf gegebenenfalls allein aus dem Speicher gedeckt werden (Fall 5).

Der sechste Fall ist insofern ein Sonderfall, als er dafür sorgt, dass das BHKW nach einem vorausgegangenem Abschaltvorgang so lange außer Betrieb bleibt, wie es der Speicherfüllstand ermöglicht. Dadurch werden häufige An- und Abfahrvorgänge vermieden.

Der siebte Fall wird erst nach Durchführung einer der Fälle 1-6 angewendet und deckt ein eventuell noch verbleibendes Wärmedefizit durch den Kessel. Zusätzlich stehen im Modell neben dem Kessel eine zusätzliche „alternative“ Wärmequelle und –senke zur Verfügung, um Unlösbarkeiten auszuschließen. Eine Verwendung dieser mit hohen Strafkosten versehenen Alternativen zeigt somit eine unlösbare Problemstellung an, bei der es nicht möglich ist, die geforderte thermische Last zu decken. Der erzeugte Strom aus dieser wärmegeführten Betriebsweise wird unverändert an der Börse vermarktet.

Die Auswertung von Testläufen hat gezeigt, dass der Fall 4 von entscheidender Bedeutung ist. Ist die thermische Anforderung unterhalb der Minimalerzeugung der KWK-Anlage, wird diese trotzdem eingesetzt, sofern der Speicher den Wärmeüberschuss aufnehmen kann. Ein KWK-Betrieb in Volllast hat den Vorteil, dass ein ungünstiger Teillastzustand der Anlage vermieden und der Speicher zügig geladen wird. In der Regel sind damit geringere Speicherverluste verbunden. Ein KWK-Betrieb in Mindestlast dagegen behält sich Flexibilität für mögliche Lastabweichungen vor, da die Leistung bei Bedarf gesteigert und gleichzeitig Überschusswärme in die verbleibende freie Speicherkapazität geladen werden kann. Die Kombination beider Varianten hat sich als erfolgreich herausgestellt und kann umgesetzt werden, indem der Volllastbetrieb nur dann eingesetzt wird, wenn der Speicher nicht über einen definierten Prozentsatz gefüllt wird.

Das Ergebnis dieses Verfahrens ist eine Einsatzplanung für alle Anlagen des Pools, durch welche die Wärmelasten in den einzelnen Versorgungsobjekten gedeckt werden. In diesem Verfahren wurden nur über die Betrachtungszeit konstante Preise

herangezogen. Die Erstellung des Einsatzplans vereinfacht sich dadurch, dass eine zeitliche Vorverlegung der Wärmeproduktion nicht vorteilhaft ist und nicht betrachtet werden muss. Die Berücksichtigung zeitabhängiger Terme wie der Erlöse auf den Strom- oder Regelleistungsmärkten erfolgt in der anschließenden Heuristik.

4.2.2 Heuristik in der direktvermarkteten Vortagsplanung (HDA)

Ausgehend von der wärmegeführten Betriebsweise verbessert die Heuristik HDA die Erlöse an der Strombörse, ohne die Deckung der thermischen Last zu beeinträchtigen.

Eine Verlagerung des BHKW-Betriebs in Zeiten höherer Strompreise (**Abbildung 4-7**) gelingt dann, wenn der Speicher die Entkopplung in ausreichendem Maß zulässt. Im oberen Teil der Illustration sind die thermische Last des Versorgungsobjekts und die elektrische Erzeugung eines wärmegeführten BHKWs dargestellt. Es wird angenommen, dass das BHKW die Last ohne die Verwendung eines Speichers oder eines Kessels deckt. Auf Grund des üblicherweise geringeren elektrischen und höheren thermischen Wirkungsgrades unterscheidet sich die Höhe der Strom- und der Wärmeerzeugung. In der unteren Grafik ist zusätzlich der Strompreis eingezeichnet. Durch vorausschauendes Planen und den Einsatz eines Speichers kann es gelingen, die Wärme- und Stromerzeugung von dem Wärmebedarf zu entkoppeln und den Betrieb in die Zeiten höherer Preise zu verlegen.

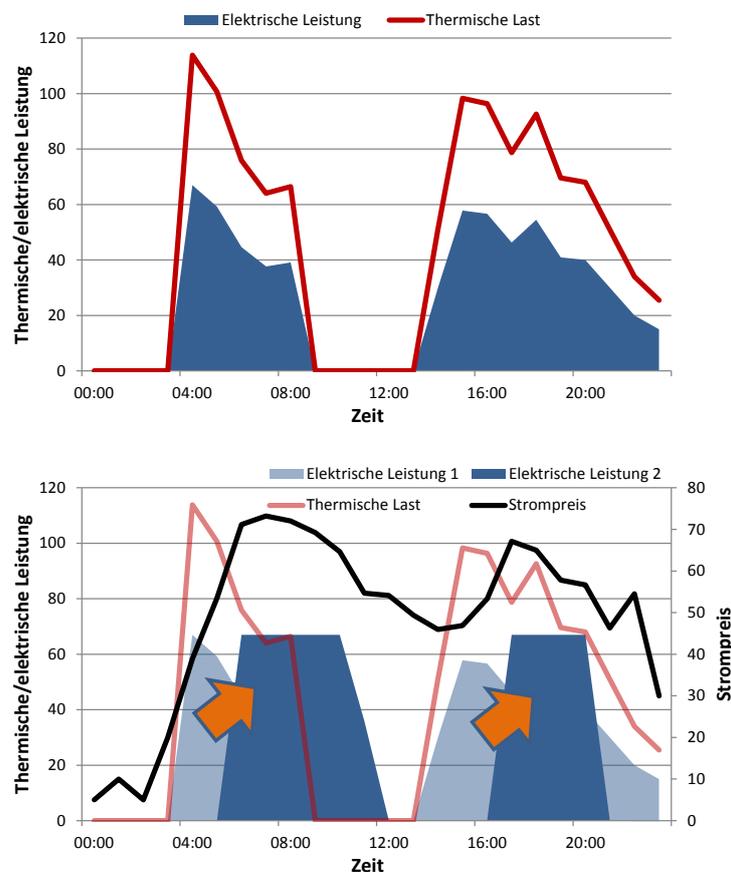


Abbildung 4-7: Verlagerung des wärmegeführten BHKW-Einsatzes (oben) in Zeiten hoher Strompreise (unten)

In der Heuristik werden dazu in allen Zeitschritten, in denen noch keine Handelsfixierung besteht, die Vorteile einer Verschiebung des BHKW-Einsatzes sowie die Substitution durch den Kessel monetär bewertet und gegebenenfalls umgesetzt.

Da die Speicherkapazität die Verschiebung der Erzeugungsleistung beschränkt, ist es meist nicht möglich, alle vorteilhaften Verlegungen durchzuführen. Aus diesem Grund ist es wichtig, den Einsatzplan vorrangig in den Zeitschritten zu verändern, in denen eine Verschiebung die höchsten Zusatzgewinne verspricht. Da nur die Zeitschritte geprüft werden, deren Preise über denen des Ausgangszeitpunkts liegen und mit dem vorliegenden Speicherfüllstand erschlossen werden können, reduziert sich die Anzahl der zu prüfenden Verlegungen und damit die Rechenzeit. Bei der Ermittlung der Reihenfolge werden die Anfahrvorgänge und deren Kosten nicht betrachtet. Jede Verschiebung wird einzeln untersucht, die Anfahrvorgänge können aber erst zuverlässig nach der Durchführung aller Maßnahmen ermittelt werden.

Grundsätzlich kann die Verschiebung auf unterschiedliche Arten erfolgen. Es kann der KWK-Einsatz vollständig von einem Zeitschritt auf einen anderen gelegt werden. Es ist jedoch auch möglich, den ursprünglich geplanten Einsatz auf mehrere Zeitschritte zu verteilen. Weiterhin kann der Einsatz im Ausgangszeitpunkt nur teilweise verlegt werden. Eine zeitliche Vor- oder Zurückverlegung hat unterschiedliche Auswirkungen auf die Speichernutzung. Diese Varianten werden im Folgenden näher beschrieben. Sie erfordern jeweils eine eigene programmtechnische Umsetzung und haben großen Einfluss auf die Lösungsgüte.

Vollständige oder verteilte Verschiebung

Grundsätzlich kann eine Verschiebung vollständig auf einen einzelnen anderen Zeitschritt erfolgen oder auf mehrere unterschiedliche verteilt werden. Im ersten Fall (**Abbildung 4-8 links**) wird die Leistung, die im Ausgangszeitpunkt reduziert wird (schraffierte Fläche), in dem Zielzeitschritt erhöht (dunkelblaue Fläche). Der Vorteil dieses einfachen Verfahrens ist die geringe Anzahl und die überschaubare Komplexität der zu untersuchenden Optionen.

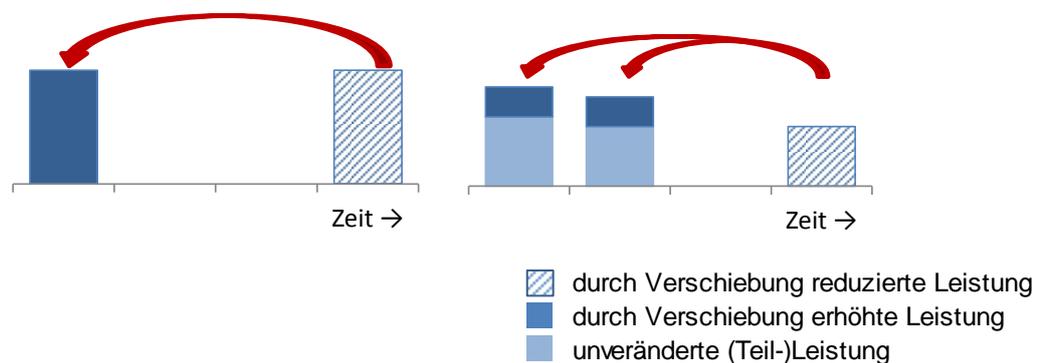


Abbildung 4-8: Vollständige (links) oder verteilte Verschiebung (rechts)

Eine verteilte Verschiebung (Abbildung 4-8 rechts) reduziert die Leistung im Ausgangszeitpunkt und erhöht sie entsprechend in zwei oder mehreren anderen Zeitschritten, gegebenenfalls wird die Leistung der in Teillast laufenden Anlage (hellblaue Fläche) erhöht. Durch die Aufteilung auf mehrere Zielzeitschritte gibt es eine Vielzahl von Verschiebemöglichkeiten. Dem Nachteil der gesteigerten Komplexität und der größeren

Anzahl der zu prüfenden Varianten steht die höhere Wahrscheinlichkeit gegenüber, dass eine Verschiebung aufgrund der möglichen Leistungserhöhung und der Speicher-
verfügbarkeit vorgenommen werden kann. Dies gilt umso mehr, als bei einer Vorver-
legung aufgrund der Speicherverluste mehr Energie eingespeichert werden muss, als im
Ausgangszeitpunkt reduziert wird. Durch eine vollständige Verschiebung in einen
einigen Zeitschritt wäre es daher nicht möglich, eine in Volllast laufende Anlage
vorzuverlegen. Gleichzeitig kann durch die verteilte Verschiebung die Leistung der
Anlagen aus der Teillast in Nennlast gehoben werden.

Abschaltung oder Absenkung der KWK-Anlage

Als weitere grundsätzliche Fallunterscheidung muss differenziert werden, ob die Anlage
im Ausgangszeitpunkt komplett abgeschaltet oder nur im Bereich ihrer Teillastfähigkeit
abgesenkt wird (**Abbildung 4-9**).

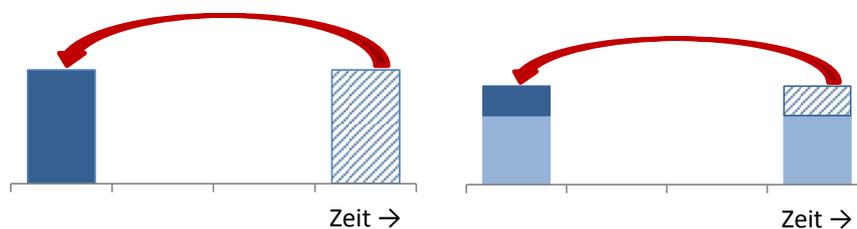


Abbildung 4-9: Abschaltung (links) oder Absenkung (rechts) der KWK-Anlage

Wenn der Anlagenbetrieb aus Zeiten geringer Stromerlöse verlegt werden soll, ist es
sinnvoll, die komplette Erzeugung zu verschieben und die Anlage zu diesem Zeitpunkt
abzuschalten. Wenn die Speicherbeladung oder die KWK-Freileistung jedoch begrenzt
sind, kann durch das Verschieben einer Teilleistung dennoch ein Zusatzerlös erzielt
werden. Die Fallunterscheidung „Einschaltung aus dem Anlagenstillstand“ oder
„Leistungssteigerung innerhalb des Lastbereichs“ muss zudem auch in dem Zielzeit-
schritt, in dem die Leistung erhöht wird, vorgenommen werden.

Vorverlegung oder Nachholung des KWK-Betriebs

Eine Verschiebung der KWK-Betriebszeit kann grundsätzlich in frühere oder spätere
Zeitschritte erfolgen (**Abbildung 4-10**). Im Fall einer Vorverlegung muss die KWK-
Anlage in dem früheren Zeitpunkt die zu ersetzende Wärmeleistung und die zusätz-
lichen Speicherverluste erzeugen. Eine freie Speicherkapazität, die die Wärmever-
haltung bis zu dem Ausgangszeitpunkt ermöglicht, ist Voraussetzung.

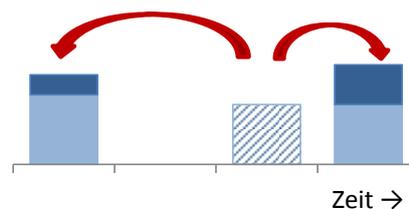


Abbildung 4-10: Vorverlegung oder Nachholung des KWK-Betriebs

Im Fall einer Nachholung muss der Speicher zunächst die ausfallende Wärmeerzeugung
ausgleichen, bis er zu dem späteren Zeitpunkt wieder auf den geplanten Füllstand bela-

den wird. In diesem Fall reduzieren sich die Speicherbeladung und die damit verbundenen Verluste vorübergehend. Im Zielzeitpunkt muss die zu ersetzenden Wärmeleistung abzüglich der reduzierten Speicherverluste erzeugt werden.

Ablaufsteuerung

Eine Untersuchung der Implementierungen der oben dargestellten Fälle der Verschiebemaßnahmen hat gezeigt, dass die Heuristik die besten Ergebnisse liefert, wenn alle Fälle umgesetzt werden. In dem Verfahren HDA wird somit eine verteilte Verschiebung umgesetzt und sowohl das Ab- oder Zuschalten der Anlagen als auch deren Laständerungen für Verschiebemaßnahmen genutzt. Für die Verschiebemaßnahme werden die Verlegungen in allen Zielzeitpunkten ermittelt, die auf Grund der Strompreise, der Speicherkapazität und der BHKW-Freileistung geeignet sind.

Bei der Verschiebung werden hinsichtlich der Wärmeproduktion drei Fälle unterschieden: die Verlagerung von einem Zeitschritt zu einem anderen ist wärme-neutral, es entsteht ein Wärmedefizit oder ein Wärmeüberschuss. Diese Fälle sind im Folgenden dargestellt.

Wärme neutrale Verlagerung durch Beeinflussung zweier Zeitschritte

In diesem Fall kann die KWK-Wärmeleistung im Zielzeitpunkt exakt um den Betrag gesteigert werden, der nötig ist, um die KWK-Anlage im Ausgangszeitpunkt abzuschalten. Kernelement dieser Verlegung ist, dass das BHKW im Ausgangszeitpunkt abgeschaltet oder abgesenkt wird und durch einen zeitlich verlagerten Einsatz vollständig kompensiert wird. In **Abbildung 4-11** ist eine Vorverlegung des KWK-Betriebs illustriert. Dargestellt ist der Speicherfüllstand der betreffenden KWK-Anlage über fünf Zeitschritte. Der Füllstand des Speichers ist schematisch durch das teilweise gefüllte Rechteck dargestellt. Änderungen, welche durch die Verlagerung auftreten, sind farblich markiert. Der zusätzliche BHKW-Einsatz im ersten Zeitschritt erhöht den Speicherfüllstand. Im Ausgangszeitpunkt ist damit der ursprünglich geplante BHKW-Einsatz nicht mehr notwendig, die Leistung der KWK-Anlage kann zu diesem späteren Zeitschritt abgesenkt werden. Der Speicher ist somit bereits in erforderlichem Maße gefüllt und weist in der Folgezeit den identischen Füllstand wie vor der Maßnahme auf. Die Verlagerung wirkt sich nicht auf die folgenden Zeitschritte aus. Ist diese Maßnahme wirtschaftlich vorteilhaft, wird sie vollzogen und es kann der nächste Ausgangszeitpunkt auf eine günstige zeitliche Verlagerung untersucht werden. Der Fall einer Verschiebung zu einem späteren Zeitpunkt verhält sich analog.

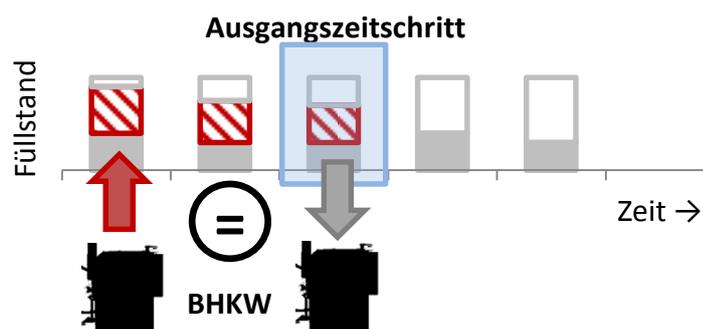


Abbildung 4-11: Vorverlegung des KWK-Betriebs deckt die Wärmelast exakt

Wärmedefizit durch Einsatzverlagerung

Ein Wärmedefizit entsteht, wenn die KWK-Wärmeleistung im Zielzeitpunkt nicht um den nötigen Betrag gesteigert werden kann, um die KWK im Ausgangszeitpunkt abzuschalten und die zusätzlichen Speicherverluste zu decken (**Abbildung 4-12**). Anders als im zuvor genannten Fall, reicht die zusätzliche Erzeugungsleistung nicht, um den Einsatz im Ausgangszeitraum zu ersetzen. Trotzdem wird in diesem Fall die Maßnahme vollzogen und in folgenden Schritten nach weiteren möglichen Verschiebemaßnahmen gesucht, um das verbleibende Wärmedefizit auszugleichen. Dies könnte in dem dargestellten Beispiel durch eine zusätzliche Leistungssteigerung des BHKWs im Zeitschritt 2 geschehen. Der Fall einer Verschiebung zu einem späteren Zeitpunkt verhält sich analog.

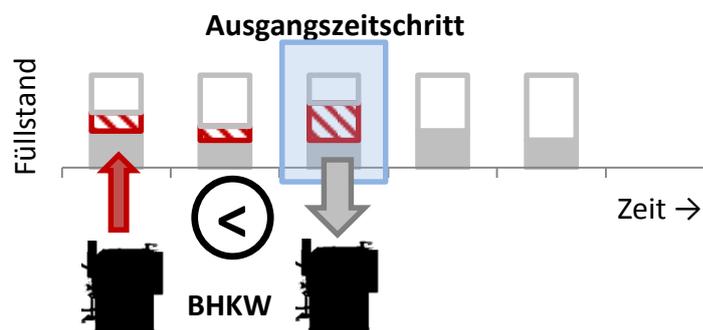


Abbildung 4-12: Vorverlegung des KWK-Betriebs kann das Abschalten der KWK im Ausgangszeitpunkt nicht vollständig kompensieren

Wärmeüberschuss durch Einsatzverlagerung

Ein Wärmeüberschuss entsteht dann, wenn die Mindestleistung, um die die KWK-Wärmeleistung im Zielzeitpunkt gesteigert wird, den Betrag übersteigt, der nötig ist, um die KWK im Ausgangszeitpunkt abzuschalten und die zusätzlichen Speicherverluste zu decken (**Abbildung 4-13**). Auch in diesem Fall wird die Maßnahme zunächst vollzogen, falls die zusätzliche Wärmemenge bis zur nächsten Planungsperiode im Speicher verbleiben oder durch ein Absenken der Kesselleistung ausgeglichen werden kann. Dem damit einhergehenden Wärmeüberschuss wird durch nachfolgende Verlagerungen entgegengewirkt.

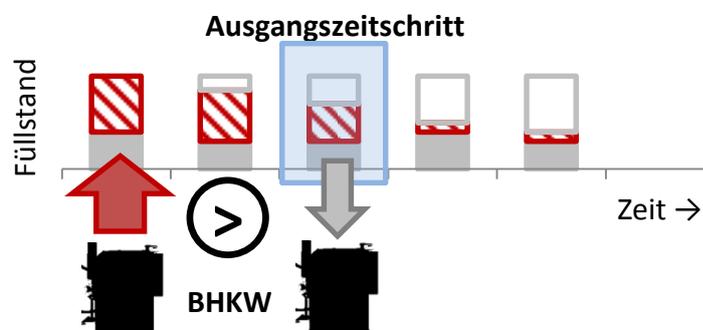


Abbildung 4-13: Vorverlegung des KWK-Betriebs und Erzeugung einer zusätzlichen Wärmemenge (Überkompensation der abzuschaltenden KWK-Wärmeleistung)

Im Fall einer Verschiebung zu späteren Zeitschritten verhält sich die Betriebsänderung analog, allerdings mit dem Unterschied, dass sich der Speicherfüllstand zwischen dem Ausgangszeitpunkt und dem Zielzeitpunkt zunächst absenkt. In **Abbildung 4-14** ist die Speicherabsenkung als blaue Fläche dargestellt. Kann die Anlage im späteren Zeitpunkt aufgrund des Mindestlastkriteriums nur um einen größeren Betrag gesteigert werden, entsteht ab diesem Zeitpunkt eine Füllstandserhöhung.

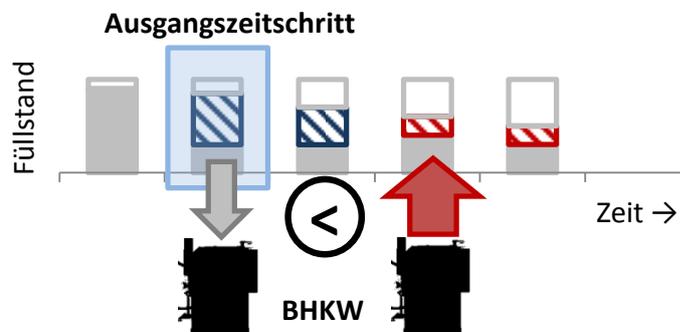


Abbildung 4-14: *Nachholung des KWK-Betriebs und Erzeugung einer zusätzlichen Wärmemenge (Überkompensation der abzuschaltenden KWK-Wärmeleistung)*

Im Idealfall kann der BHKW-Betrieb in dem vor- oder nachgeholtten Zeitschritt die nötige Wärmeproduktion exakt decken (wärmeneutral) und die Verschiebemaßnahme kann abgeschlossen werden, da keine Beeinflussung weiterer Zeitschritte auftritt. Falls jedoch in den beiden untersuchten Zeitschritten weniger (Wärmedefizit) oder mehr Wärme (Wärmeüberkompensation) produziert wird, müssen so lange weitere Zeitschritte kombiniert werden, bis die gesamten Verschiebemaßnahmen in Summe die Wärmelast decken. Die Entscheidung, ob die Summe der Verlegungen wirtschaftlich vorteilhaft ist, wird erst nach der gemeinsamen Auswertung aller Verlegungen getroffen und gegebenenfalls in ihrer Gesamtheit rückgängig gemacht.

4.2.3 Heuristik in der Resttagsplanung (HFIX)

Im Wesentlichen treten zwei unterschiedliche Arten von Vorgaben auf, die in der Einsatzplanung fixiert werden müssen. Zum einen sind dies die im Vorfeld abgeschlossenen und für diesen Planungszeitraum verbindlichen Stromlieferverträge einschließlich der freizuhaltenden positiven oder negativen Regelleistung. Zum anderen werden im Rahmen der Resttagoptimierung die bereits vergangenen Zeitpunkte aus methodischen Gründen erneut modelliert und als Vorgaben fixiert. Somit unterscheidet sich das Modell aller Resttagoptimierungen nur durch die Parameter und kann einheitlich für alle Zeitpunkte der Resttagsplanung behandelt werden.

Eine Kernforderung der Simulation ist, dass eine Prognoseabweichung der thermischen Last nicht zu Komforteinbußen im Versorgungsobjekt führen darf. Diese Anforderung wird in der Form umgesetzt, dass bei jeder gegenüber der prognostizierten Last abweichende Wärmeanforderung der Einsatzplan zunächst wärmegeführt ausgelegt wird. Die resultierende Stromerzeugung wird mit fixierten Vorgaben verglichen. Grundsätzlich können die Fälle auftreten, dass entweder die exakt richtige Strommenge erzeugt wird oder dass eine Über- oder eine Mindererzeugung festgestellt wird. Im Falle einer exakten Erfüllung sind keine weiteren Maßnahmen notwendig, andernfalls werden Korrekturschritte vorgenommen, um den wärmegeführten Betrieb hinsichtlich der Erfüllung der elektrischen Vorgaben anzupassen.

Umsetzung der Korrekturmaßnahmen

Grundsätzlich werden zwei verschiedene Konzepte zur Umsetzung der ermittelten Korrekturmaßnahmen verfolgt, die sich aufgrund ihrer Vor- und Nachteile für bestimmte Fälle anbieten.

Das erste Konzept sieht vor, dass die Korrekturmaßnahmen aller Einzelanlagen ermittelt, bewertet und in der Reihenfolge ihrer Wirtschaftlichkeit umgesetzt werden. Da sich der Korrekturbedarf durch jede Anwendung einer Maßnahme verringert, treten Fälle auf, bei denen einzelne Maßnahmen in reduziertem Umfang durchgeführt werden müssten und damit dem Mindestlastkriterium einer Einzelanlage widersprechen. Eine entsprechende Fallunterscheidung kann diese Fälle abfangen und unter Umständen entsprechende Über- oder Untererfüllungen in Kauf nehmen. Der Vorteil dieses Konzepts ist, dass aus allen Korrekturmaßnahmen die wirtschaftlichsten ermittelt und vorrangig verwendet werden. Eine zeitaufwändige Neubewertung nach jeder Einzelmaßnahme ist nicht nötig.

Das zweite Konzept bietet sich dann an, wenn sich die Einzelmaßnahmen hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit nicht oder nur geringfügig unterscheiden. In diesem Fall kann auf eine vergleichende Bewertung aller Korrekturschritte verzichtet werden. Die mögliche Maßnahme wird dann sofort nach ihrer Ermittlung umgesetzt und erst nach deren Anwendung auf Basis des korrigierten Einsatzplans die nächste Verschiebung ermittelt. Dieses Konzept wird angewendet, wenn eine Korrekturmaßnahme die Bilanzkreisabweichungen in zwei unterschiedlichen Zeitschritten gleichzeitig reduzieren kann und damit im Vergleich zu anderen Maßnahmen deutliche Vorteile aufweist.

Im Rahmen der Resttagsplanung wird die geplante Stromerzeugung mit dem gemeldeten Fahrplan verglichen. Zunächst werden die möglichen Korrekturschritte vorgestellt, falls der Fahrplan unterdeckt, im danach Folgenden falls er überdeckt ist.

4.2.3.1 Fahrplanunterdeckung

Eine Fahrplanunterdeckung liegt vor, wenn die gemeinsame Stromerzeugung des Anlagenpools geringer ausfällt als die am Vortag vereinbarten Stromlieferverträge vorsehen. Häufigste Ursache für eine Unterdeckung ist eine zu hoch prognostizierte thermische Last in einem oder mehreren Versorgungsobjekten. Es werden sechs Korrekturmaßnahmen unterschieden, die der Mindererzeugung entgegenwirken. In der unten dargestellten Reihenfolge wird zunächst für jede Maßnahme geprüft, ob die Voraussetzungen (beispielsweise Verfügbarkeit der nötigen Speicherkapazität oder Möglichkeit der Steigerung des BHKW) für die betreffende Einzelanlage gegeben sind. Im positiven Fall werden für jede Einzelanlage alle möglichen Varianten der Fahrplananpassungen monetär bewertet. Die begrenzte Speicherkapazität schränkt die Anzahl der Varianten ein.

Steigerung der BHKW-Leistung und Reduzierung von späteren thermischen Fahrplanverletzungen

In diesem günstigen Fall treten gleichzeitig eine elektrische Fahrplanunterdeckung des gesamten Anlagenverbunds und eine thermische Unterdeckung eines einzelnen Versorgungsobjektes auf. Die elektrische Fahrplanunterdeckung kann beispielsweise durch ein Anlagenausfall oder eine überprognostizierte Last einer weiteren Verbundanlage verursacht sein. Das entsprechende BHKW kann den elektrischen und thermischen Abweichungen in diesem Fall gleichzeitig entgegenwirken, indem es seine Leistung erhöht. Dies gelingt mit Hilfe eines entsprechenden Speichereinsatzes auch dann, wenn die Fahrplanverletzung und die thermische Unterversorgung in verschiedenen Zeitschritten auftreten.

Ist die erforderliche Speicherkapazität verfügbar, kann das BHKW im Zeitschritt der elektrischen Unterversorgung die Leistung steigern, die zusätzliche Wärme einspeichern und damit das spätere Wärmedefizit ausgleichen. In **Abbildung 4-15** sind die Leistungssteigerung des BHKW und der zusätzliche Wärmemengeneintrag in den Speicher schematisch dargestellt. Der erhöhte Speicherfüllstand wird verwendet, um die vorhandene Fahrplanverletzung, die in Form einer fiktiven thermischen Quelle bilanziert ist, auszugleichen. Die veränderte Füllstandserhöhung dieser Verschiebemaßnahme tritt nur bis zu dem Zeitpunkt auf, in dem die thermische Quelle ersetzt oder reduziert wird. Darüber hinaus entsteht für den folgenden Fahrplan keine Beeinflussung. Die thermische Unterdeckung ist die Folge einer thermischen Last, die höher ausfällt, als prognostiziert wurde. Im Modell wird die thermische Unterdeckung durch die Nutzung einer fiktiven thermischen Quelle ausgeglichen.

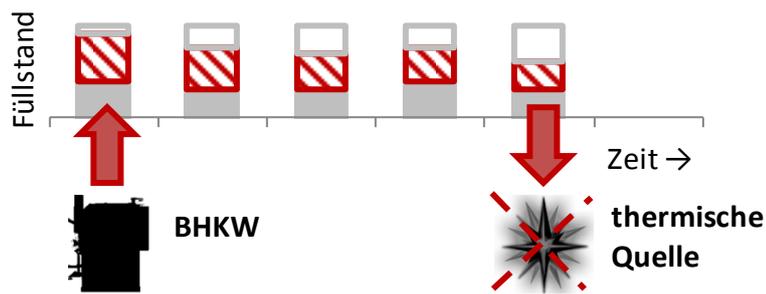


Abbildung 4-15: Reduktion von späteren Fahrplanabweichungen

Steigerung der BHKW-Leistung und Einspeicherung bis in die nächste Handelsperiode

Falls der geplante Speichereinsatz es erlaubt, könnte eine weitere Strategie zur Beseitigung der elektrischen Mindererzeugung darin bestehen, das BHKW eines Versorgungsobjekts zu steigern und die Wärme bis in die nächste Handelsperiode zu überführen (**Abbildung 4-16**). Beim Day-Ahead-Markt an der EEX-Börse wird der Handel um 12 Uhr geschlossen, der Lieferzeitraum umfasst dann den folgenden Tag von 0 bis 24 Uhr. Gelingt es, die Störung in einen Zeitraum zu verschieben, zu dem der Handel noch nicht fixiert wurde, kann der korrigierte Speicherfüllstand in der Tagesplanung berücksichtigt werden. Dem Vorteil der Vermeidung von Fahrplanverletzungen ohne große Eingriffe in die Einsatzplanung der aktuellen Handelsperiode steht gegebenenfalls eine längere, verlustbehaftete Speichernutzung entgegen, die zudem die freie Speicherkapazität für andere Verschiebemaßnahmen belegt. Ein weiterer Vorteil liegt jedoch darin, dass die Durchführung von sofortigen Maßnahmen (z.B. Kesselabschaltung im nächsten Zeitschritt) verzögert wird. Das Eintreten von darauffolgenden entgegengesetzten Prognoseabweichungen kann abgewartet werden, die auszugleichende Energiemenge wird gering gehalten und die Stabilität des Fahrplans erhöht.

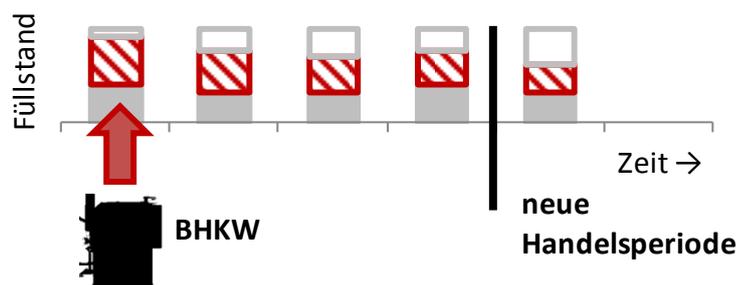


Abbildung 4-16: Übertrag in die nächste Handelsperiode

Der Einsatz dieser Maßnahme wird für alle Poolanlagen geprüft. Da sie sich gegenseitig nicht beeinflussen, können die Maßnahmen auch für mehrere dezentrale Anlagen gleichzeitig angewendet werden. Die Entscheidung für die Anwendung bei einer bestimmten Anlage kann entweder anhand der Kosten (hierbei sind die Speicherverluste ausschlaggebend) oder nach der Rangfolge der verursachenden Fahrplanverletzungen erfolgen. Im letzten Fall wird eine Anlage, die im aktuellen Zeitpunkt weniger Wärme

als prognostiziert produziert und damit die geplante Stromerzeugung unterschreitet, vorrangig eingesetzt. Die Reihenfolge begründet sich durch die Annahme, dass das betreffende Versorgungsobjekt zu einem späteren Zeitpunkt eine entgegengesetzte Prognoseabweichung erfahren könnte.

Steigerung der BHKW-Leistung und Reduzierung eines späteren Kesselbetriebs

Ist es hingegen nicht möglich, dass der Speicher die zusätzliche KWK-Wärme bis in die nächste Handelsperiode verschiebt, kann die Wärme gegebenenfalls dazu eingesetzt werden, einen späteren Kesseleinsatz zu reduzieren oder zu ersetzen (**Abbildung 4-17**).



Abbildung 4-17: *Reduktion des späteren Kesselbetriebs*

Diese Korrekturmaßnahme ist immer dann der Reduktion eines späteren BHKW-Betriebs vorzuziehen, wenn es auf Grund der Anlagencharakteristik günstiger ist, die Wärmelast mit dem BHKW statt mit dem Kessel zu decken. Für jede Anlage kann es mehrere Kesselbetriebszeiten geben, die mit dieser Maßnahme reduziert werden. Eine wirtschaftliche Ermittlung der günstigsten Variante wird vorrangig die kurzzeitige Wärmeverschiebung fördern, weil damit geringere Speicherverluste verbunden sind. Gleichzeitig ist es vorteilhaft, die Möglichkeiten der Kesselreduktion sofort umzusetzen. Der spätere Kesselbetrieb steht somit unverändert für folgende Korrekturmaßnahmen zur Verfügung.

Steigerung der BHKW-Leistung und Reduzierung eines späteren BHKW-Betriebs

Eine weitere Möglichkeit, um die aktuelle elektrische Mindererzeugung zu korrigieren, besteht darin, einen für einen späteren Zeitpunkt geplanten BHKW-Einsatz vorzuziehen. Diese Verlegung erfordert, dass der Puffer die thermische Erzeugung des BHKW im aktuellen Zeitschritt aufnehmen und bis zum betreffenden späteren Zeitpunkt speichern kann (**Abbildung 4-18**).

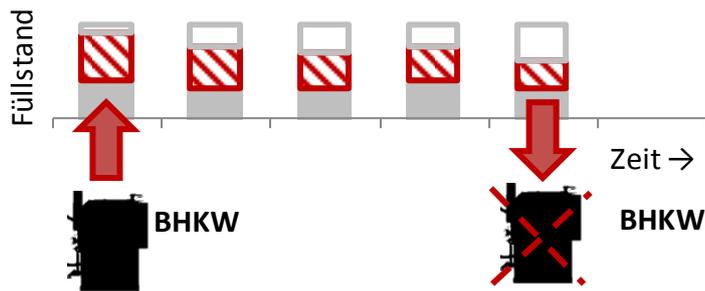


Abbildung 4-18: Vorverlegung des BHKW-Betriebs

Dieser Korrekturschritt wirkt der aktuellen Minderproduktion entgegen, verursacht aber eine neue elektrische Minderproduktion zu dem späteren Zeitpunkt. Diese neue Fahrplanverletzung fällt bedingt durch die Speicherverluste sogar größer aus als die aktuelle. Andererseits besteht die Möglichkeit, dass in den verbleibenden Zeitschritten weitere entgegengesetzte Lastprognoseabweichungen zu Tage treten. Aus diesem Grund ist die Reduzierung des BHKW-Betriebs zu einem möglichst späten Zeitschritt durchzuführen. Verfügt das BHKW-Modell über eine Mindestlast, so wird die Umsetzung dieser Maßnahme eingeschränkt. Sowohl im Ausgangs- als auch im Zielzeitpunkt kann das BHKW nur im zulässigen Lastbereich verfahren werden.

Steigerung der BHKW-Leistung und Erzeugung einer späteren Fahrplanverletzung

Sollten alle vorangegangenen Maßnahmen nicht durchführbar gewesen sein oder sollte deren Umfang die Minderproduktion nicht beseitigt haben, kann als letzte Maßnahme die BHKW-Leistung im aktuellen Zeitschritt erhöht werden, obwohl nach der aktuellen Prognose in der Folgezeit keine adäquater Wärmeabnehmer zur Verfügung steht. Die Vermeidung einer aktuellen elektrischen Fahrplanverletzung erzeugt somit einen späteren Wärmeüberschuss, der zunächst über eine thermische Quelle ausgeglichen wird (**Abbildung 4-19**). In einer realen Anlage werden Wärmeüberschüsse durch entsprechende Sicherheitseinrichtungen ausgeschlossen. In der Simulation ist es jedoch möglich eine fiktive alternative Wärmesenke einzuplanen. Die Nutzung der thermischen Senke sollte zu einem möglichst späten Zeitpunkt erfolgen, um die Wahrscheinlichkeit eines Ausgleichs durch eine nachfolgende Übererzeugung zu erhöhen.

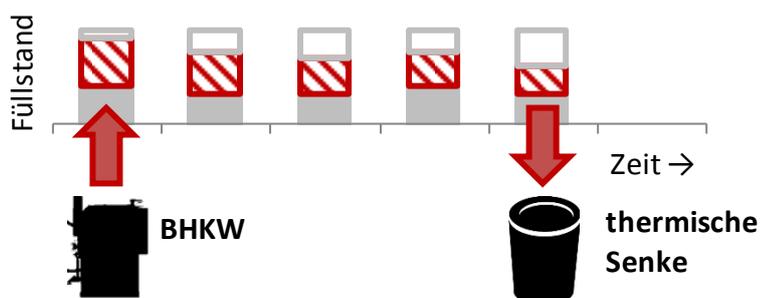


Abbildung 4-19: Erzeugung einer späteren thermischen Übererzeugung

4.2.3.2 Fahrplanüberdeckung

Generell kann der Ausgleich der Übererzeugung von Strom analog zu den Maßnahmen der Fahrplanunterdeckung erfolgen. Unterschiede treten auf, da die Reihenfolge der Korrekturschritte umgestellt ist und zudem der BHKW-Betrieb durch den Kesseleinsatz substituiert werden kann.

Senkung der BHKW-Leistung und Reduzierung von späteren thermischen Fahrplanverletzungen

Eine Möglichkeit, eine aktuelle Übererzeugung mit einer zu einem späteren Zeitpunkt auftretenden Fahrplanverletzung auszugleichen, besteht darin, vorhandene Wärmeüberschüsse zu nutzen und das BHKW im aktuellen Zeitschritt abzusenken. Die Wärmeüberschüsse sind beispielsweise in früheren Korrekturschritten entstanden und werden mit einer thermischen Senke bilanziert. In **Abbildung 4-20** ist dargestellt, wie dem Wärmespeicher in Zeitschritt 1 Energie entnommen und damit die BHKW-Leistung ganz oder teilweise ersetzt wird. Der Speicher weist daraufhin in den folgenden Zeitschritten einen reduzierten Füllstand (dargestellt als blaue Flächen) auf. Ein Wärmeüberschuss, der ohne die Verschiebemaßnahme im Zeitpunkt 5 bestanden hätte und durch die Verwendung einer thermischen Senke bilanziert wurde, kann somit ausgeglichen werden. Somit werden Verschiebemaßnahmen durchgeführt, die jeweils nur eine Anlage, aber mehrere Zeitschritte betreffen. In dem betreffenden Zeitschritt wird die Leistung gesenkt, in einem späteren kann dann die Verwendung der thermischen Senke reduziert werden. Mittels der verfügbaren Speicherkapazität gelingt es in diesem Fall, die beiden entgegen gesetzten thermischen und elektrischen Fahrplanabweichungen gemeinsam zu reduzieren.

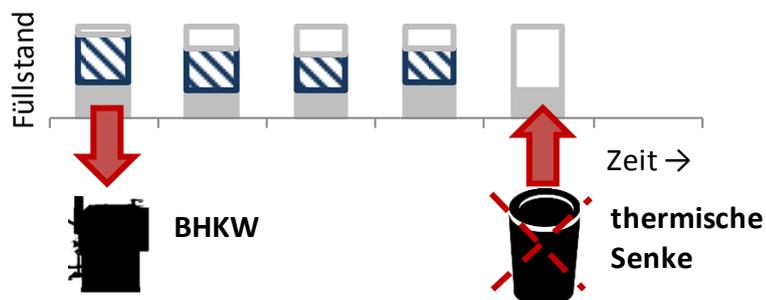


Abbildung 4-20: Reduktion von späteren Fahrplanabweichungen

Senkung der BHKW-Leistung und Absenkung des Speicherfüllstands bis in die nächste Handelsperiode

Weist der Speicher bis zum Ende der aktuellen Handelsperiode eine ausreichende Beladung auf, kann die BHKW-Leistung gesenkt und die nächste Periode mit einem korrigierten Speicherfüllstand geplant und vermarktet werden (**Abbildung 4-21**). Wie auch zur Beseitigung der Mindererzeugung in der vorangegangenen Beschreibung kann diese Maßnahme für alle Poolanlagen durchgeführt werden, wobei entweder die kostengünstigsten oder die verursachenden Anlagen vorrangig herangezogen werden.

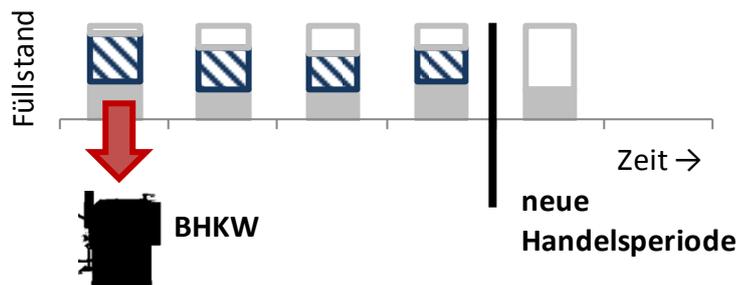


Abbildung 4-21: Übertrag aus der nächsten Handelsperiode

Senkung der aktuellen BHKW-Leistung und Steigerung eines späteren BHKW-Betriebs

Eine weitere Korrekturmaßnahme besteht darin, den BHKW-Einsatz zu verzögern, also den für den aktuellen Zeitschritt geplanten Einsatz erst zu einem späteren Zeitpunkt durchzuführen (Abbildung 4-22).

Durch die Veränderung des späteren BHKW-Betriebs wird zwar der elektrische Fahrplan erneut verletzt, aber es besteht die Möglichkeit, dass weitere Prognoseabweichungen dieser Fahrplanverletzung entgegen wirken. Selbst wenn die Fahrplanverletzung in unveränderter Höhe weiter besteht, kann sie zu einem späteren Zeitschritt durch den Kesseleinsatz korrigiert werden.



Abbildung 4-22: Verzögerung des BHKW-Einsatzes

Senkung der BHKW-Leistung und Steigerung eines späteren Kesselbetriebs

Soll der BHKW-Einsatz wegen der elektrischen Überkapazität gesenkt werden, kann er in den meisten Fällen durch den Kessel ersetzt werden (Abbildung 4-23). Dazu wird die benötigte Wärme statt aus dem BHKW aus dem Speicher entnommen und zu einem späteren Zeitpunkt durch den Kessel erzeugt. Der Speicherfüllstand weist nach dem Einspeichern wieder den gleichen Füllstand wie vor der Korrekturmaßnahme auf. Während die Kesselsubstitutionen zur Beseitigung von Mindererzeugungen den unter den gewählten Rahmenbedingungen ungünstigen Kesselbetrieb reduziert, tragen die hier vorgestellten Maßnahmen dazu bei, den Kesseleinsatz zu erhöhen. Aus diesem Grund wird diese Maßnahme nur ergriffen, falls die oben genannte Verzögerung des BHKW-Einsatzes nicht durchführbar oder nicht ausreichend war. Der Vorteil dieser

Maßnahme gegenüber einem Kesseleinsatz im gleichen Zeitschritt liegt in der Umkehrbarkeit im Falle einer späteren entgegengesetzten Prognoseabweichung.

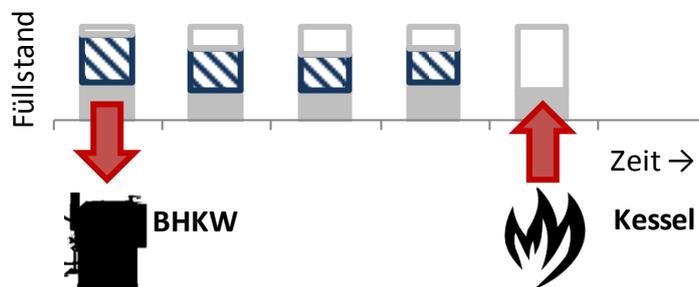


Abbildung 4-23: Steigerung des späteren Kesselbetriebs

Senkung der BHKW-Leistung und Erhöhung der Kesselleistung im gleichen Zeitschritt

Die Möglichkeit, die KWK-Wärme durch die Wärmeerzeugung des Kessels im gleichen Zeitschritt zu ersetzen, ist bei den üblichen Anlagenauslegungen gegeben (Abbildung 4-24). Jedoch ist dies in der Regel eine wirtschaftlich wie ökologisch wenig vorteilhafte Maßnahme und wird somit spät in der Reihenfolge der verfügbaren Korrekturschritte aufgeführt. Der vermeintliche Vorteil dieser Maßnahme ist ihre Einfachheit und die ausbleibende Änderung der Speichernutzung. Der Nachteil dieser Maßnahme besteht darin, dass damit zum Zeitpunkt der Fahrplanabweichung eine sofortige Korrektur des Kesseleinsatzes ergriffen wird, die auch bei Bekanntwerden von gegensätzlichen Prognoseabweichungen im nächsten Zeitschritt nicht rückgängig gemacht werden kann.

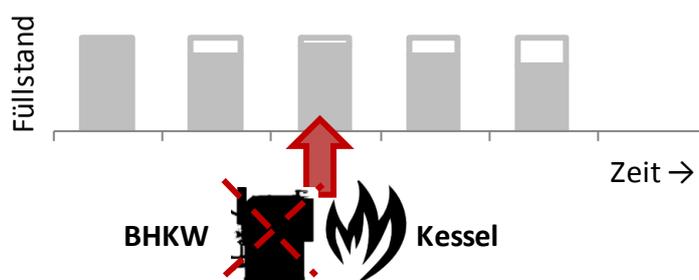


Abbildung 4-24: Substitution des BHKW-Einsatzes durch den Kessel

Senkung der BHKW-Leistung und Erzeugung einer späteren Fahrplanverletzung

Als letzte Möglichkeit, eine elektrische Übererzeugung zu vermeiden, kann das BHKW abgesenkt, die Wärme aus dem Speicher entnommen und diesem in einem späteren Zeitpunkt aus der fiktiven alternativen Wärmequelle wieder zugeführt werden (Abbildung 4-25). Damit wird eine elektrische Fahrplanverletzung durch eine thermische Abweichung ersetzt und zudem der Zeitpunkt der Störung in die Zukunft verlagert. Möglicherweise treten bis zum Eintritt der späteren thermischen Fahrplanverletzung neue Prognosefehler, die der Abweichung entgegen wirken, zu Tage.

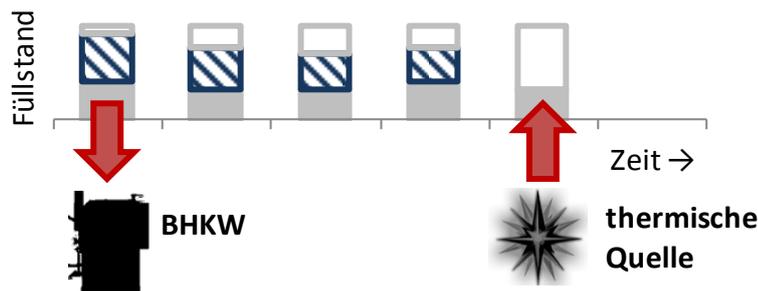


Abbildung 4-25: Verursachung einer späteren thermischen Untererzeugung

4.2.4 Nachbearbeitung der Heuristik durch einen GGLP-Schritt (HMIP)

Die Optimierungssoftware CPLEX erlaubt bei der Lösung von gemischt ganzzahligen linearen Problemen die Angabe von Startlösungen. Die Rechenzeit wird in der Regel verringert, da die Untersuchung von einzelnen Ästen des Lösungsbaums übersprungen werden kann, wenn sich abzeichnet, dass deren Lösung schlechter als die Startlösung ausfällt. Zusätzlich wendet CPLEX das sogenannte Prefining an, das im Umfeld der Startlösung nach Verbesserungen sucht.

Die Schwierigkeit bei der Nachschaltung des GGLP-Verfahren besteht darin, eine mathematische Beschreibung des Optimierungsproblems zu erzeugen und eine gültige Startlösung anzugeben. Dabei müssen insbesondere Rundungsfehler und verfahrensspezifische Poolmodellierungen beachtet werden, da diese zu Unlösbarkeiten führen können. Die Ersparnis der Rechenzeit ist abhängig von der Güte der Startlösung. Bei einer ungünstigen Anlagenkonstellation, bei der viele ähnliche Lösungen zu einem flachen Lösungsbaum führen, ist der Vorteil einer Startlösung gering. Durch sie kann in diesem Fall nur ein Teil der ungünstigeren Lösungen im Vorfeld ausgeschlossen werden, die Optimierung der verbleibenden Lösungen verursacht weiterhin einen hohen Rechenaufwand. Wie die spätere Diskussion der Ergebnisse zeigt, konnte die Umsetzung dieses Ansatzes nicht die Erwartungen erfüllen.

4.2.5 Heuristik bei der Vermarktung von Minutenreserve

Der Einsatzplan kann hinsichtlich der Regelleistungsvermarktung optimiert werden. Da sich die Vermarktungszeiträume der Minutenreserve (Blöcke über vier Stunden) und die Einzelstunden des Day-Ahead-Handels unterscheiden, muss eine Abwägung getroffen werden, welcher Markt vorrangig bedient werden soll.

In **Abbildung 4-26** sind beispielhaft die Erzeugungsleistung und die prognostizierten Preise am Day-Ahead-Markt in vier Zeitschritten angegeben. Die geplanten Erlöse in diesem Zeitbereich belaufen sich auf $1 \text{ MWh} \cdot 40 \text{ €/MWh} + 1,5 \text{ MWh} \cdot 60 \text{ €/MWh} + 2 \text{ MWh} \cdot 60 \text{ €/MWh} + 0,5 \text{ MWh} \cdot 40 \text{ €/MWh} = 270 \text{ €}$. Dabei besteht eine Unsicherheit, ob die Strommenge zu dem prognostizierten Preis abgesetzt werden kann, gegebenenfalls werden an der Börse abweichende Preise erzielt.

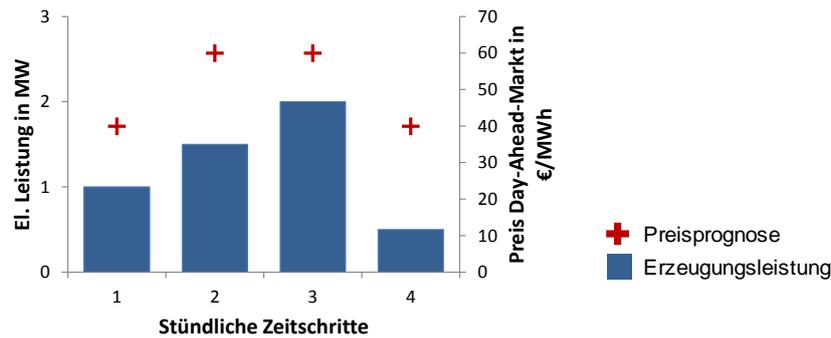


Abbildung 4-26: Ausrichtung des Einsatzplans hinsichtlich des Day-Ahead-Handels

Als Minutenreserve kann nur die Leistung vermarktet werden, die in dem vereinbarten Lieferzeitraum als potentielle Laststeigerung bzw. Lastsenkung bereitgehalten wird. Bei der Minutenreserve beträgt die Blocklänge vier Stunden. Bei einem geplanten Anlageneinsatz, wie er in **Abbildung 4-27** dargestellt ist, beträgt die minimale Leistung in dem 4-Stunden-Block 1 MW, die geplanten Erlöse aus der Bereithaltung negativer Minutenreserve belaufen sich bei einem Zuschlag eines Leistungspreisgebots von $4 \text{ €/MW} \cdot h$ auf $1 \text{ MW} \cdot 4 \text{ h} \cdot 4 \text{ €/MW} \cdot h = 16 \text{ €}$. Die Unsicherheit besteht darin, ob das Gebot einen Zuschlag erhält und die für diesen Markt ausgerichtete Einsatzplanung einen Zusatzerlös erwirtschaftet. Im Falle eines Zuschlags können im Abruffall weitere Erlöse aus der Lieferung von Regelenergie erwirtschaftet werden. Die Vermarktung positiver Minutenreserveleistung verhält sich analog.

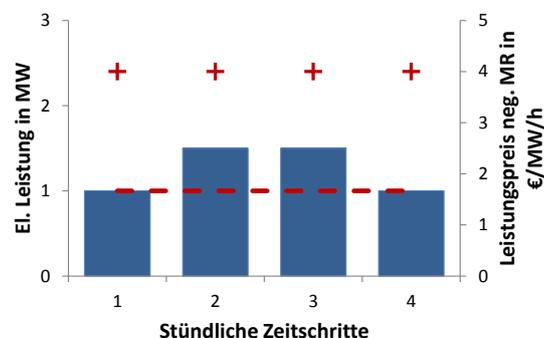


Abbildung 4-27: Ausrichtung des Einsatzplans hinsichtlich der Minutenreservevermarktung

Für die Ausrichtung auf den Minutenreservemarkt ist es günstig, wenn die Erzeugungsleistung in einem Vermarktungsblock konstant ist, da nur die Leistung angeboten werden kann, die über die gesamte Blockdauer bereitgehalten werden kann. Die Erlöse aus den Leistungs- und Arbeitsanteilen ist zudem von den Geboten anderer Marktteilnehmer abhängig.

Bei der Vermarktung von Reserveleistung addieren sich die Erlöse aus dem Stromverkauf, der Regelleistungsbereithaltung und der Regelleistungslieferung. Im Folgenden werden drei unterschiedliche Ansätze skizziert, die einen vorhandenen Ausgangsfahrplan hinsichtlich der Erwirtschaftung von zusätzlichen Regelleistungserlösen anpassen.

Anpassung der zeitlichen Auflösung an die Blockgröße

Reduziert man die zeitliche Auflösung auf die 4-Stunden-Intervalle der Minutenreserveblöcke, decken sich die Ziele der beiden oben genannten Ausrichtungen. Allerdings muss dann für die Day-Ahead-Preisprognose ein Vierstundenmittelwert verwendet werden, der den tageszeitliche Preisverlauf nur stark vereinfacht abbilden kann. Aus diesem Grund wird dieser Ansatz hier nicht weiter verfolgt.

Blockinterner Ausgleich

Da die Regelleistung von allen Anlagen gemeinsam angeboten wird, ist es nicht notwendig, dass jede Anlage in dem Angebotsblock eine konstante Erzeugung aufweist, entscheidend ist die Gleichmäßigkeit der summierten Erzeugung. Eine Möglichkeit, den Einsatzplan bezüglich der Minutenreservevermarktung zu optimieren, besteht darin, die Erzeugungsleistung innerhalb eines Angebotsblocks anzugleichen. Da somit in der Regel die Erlöse des Stromverkaufs gemindert werden, ist zunächst eine Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Einsatzanpassung erforderlich. Die Zusatzerlöse aus der Minutenreservevermarktung werden mit einer auf Erfahrungswerten basierenden Zuschlagswahrscheinlichkeit multipliziert und mit den reduzierten Stromhandelserlösen verglichen. Nur die nach dieser Systematik vorteilhaften Verschiebungen werden angewandt. Wird in Stundenauflösung simuliert, müssen alle Verschiebemaßnahmen innerhalb des 4-Stunden-Blocks gemeinsam betrachtet werden. Diese Maßnahme kann für jede Anlage einzeln vorgenommen werden, im Ergebnis weist jede Anlage dadurch innerhalb des Blocks eine gleichmäßigere Erzeugung auf. Der Nachteil des blockinternen Ausgleichs ist die unvollständige Ausnutzung des Optimierungspotentials. Durch eine Verschiebung über die Blockgrenzen hinweg könnte durch eine weitere Vergleichmäßigung ein gesteigerter Erlös erzielt werden. Diesen Nachteilen stehen die Vorteile der schnellen Rechenzeit gegenüber. Da zudem die Erlöse aus der Regelleistungsvermarktung vergleichsweise gering ausfallen und über das Gebotsverfahren mit Unsicherheiten versehen sind, stellt dieses Verfahren einen geeigneten Kompromiss zwischen Nutzen und Rechenzeit dar.

Blockübergreifender Ausgleich

Möchte man die Erlöse aus der Regelleistungsvermarktung weiter steigern, sollte untersucht werden, in wie weit die Verlagerung über die Grenzen des Anlagenblocks die anbietbare Regelleistung erhöht. Dabei müssen alle Maßnahmen, die einen Block betreffen, gleichzeitig betrachtet werden, da die vermarktbar Leistung durch den Fahrplan des ungünstigsten Zeitschritts limitiert wird. Zugleich müssen die Rückwirkungen der blockübergreifenden Verschiebung auf die anderen Angebotsblöcke berücksichtigt werden. Diese komplexen Auswirkungen sind durch heuristische Regeln nur schwer abbildbar. Ist eine weitere Verbesserung des blockinternen Austauschs erwünscht, kann diese vorteilhafter mit einem GGLP-Verfahren erreicht werden.

Die drei genannten heuristischen Ansätze zur Vortagsplanung von Regelleistung weisen Schwächen auf, wodurch sie nicht mit den GGLP- oder LP-Verfahren konkurrieren können. Eine Umsetzung dieser Ansätze erscheint damit nicht sinnvoll, zumal sich eine Planung mit den beiden anderen Verfahren anbietet. Zwar kann auch nach der heuristischen Planung die mögliche Laststeigerung und Lastsenkung als Regelleistung vermarktet werden, eine Optimierung dieser Erlöse bleibt nach der Diskussion der geschilderten Ansätze aber dem GGLP- und dem LP-Verhalten vorbehalten.

4.3 Gemischtes linear-heuristisches Verfahren (LPH)

Die Idee für das linear-heuristische Verfahren LPH geht auf eine Programmierung zurück, die an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. im Rahmen des Projekts „Kraftwerke des 21. Jahrhunderts - Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung mit KWK-Systemen und regenerativen Energien“ /FFE-07 08/ entwickelt wurde. Es handelt sich um ein Verfahren für die Einsatzplanung ungekoppelter Stromerzeuger auf Basis der linearen Programmierung. Es berücksichtigt das Mindestlastkriterium, aber vermeidet die Verwendung ganzzahliger Komponenten in der Optimierung. Erreicht wird dies durch ein iteratives Verfahren, das den Anlagenpool zunächst ohne Mindestlastkriterium abbildet und dann in einem Folgeschritt die Zeitschritte korrigiert, in denen die Leistung unter Mindestlast geplant wird. Nach diesem heuristischen Eingriff wird die Modellierung des Anlagenparks angepasst, indem die einzelne Anlage entweder „in Betrieb“ oder „außer Betrieb“ gesetzt wird. Diese Vorgehensweise wird für jede Anlage des Pools wiederholt.

4.3.1 Linear-heuristisches Verfahren in der Vortagsplanung

Der Optimierungsfall des Pools dezentraler KWK-Anlagen unterscheidet sich von dem aus ungekoppelten Kraftanlagen durch die zusätzliche Berücksichtigung der thermischen Last. Da in der VKW-Modellierung in jedem Versorgungsobjekt genau ein BHKW installiert ist, kann das iterative Verfahren, das bei jedem Durchlauf eine Anlage fixiert, nicht angewendet werden. Das hier angewendete LPH-Verfahren bestimmt den Einsatzplan hingegen durch drei LP-Optimierungen und zwei heuristische Zwischenschritte (**Abbildung 4-28**).

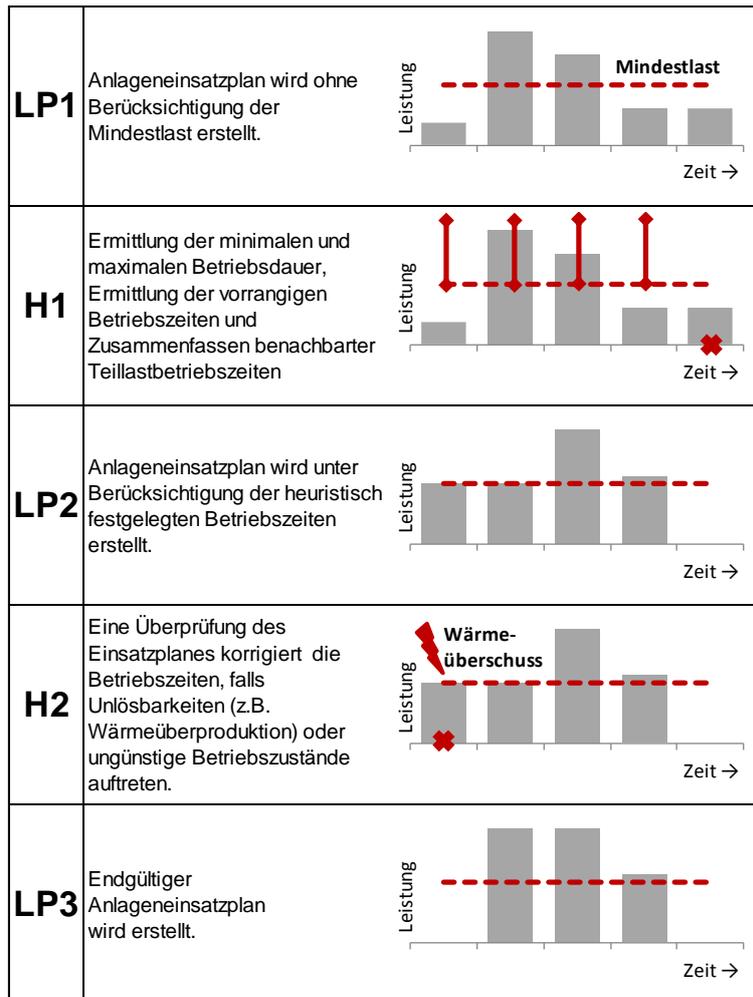


Abbildung 4-28: Grundsätzliches Vorgehen des linear-heuristischen Verfahrens

Zunächst wird der komplette Anlagenpark ohne Mindestlastkriterium optimiert. Der so für alle Poolanlagen erstellte Fahrplan beinhaltet somit Zeitschritte, in denen die BHKW-Leistung (dargestellt als Säulen) niedriger eingeplant wird, als technisch möglich ist (Mindestlast dargestellt als gestrichelte Linie in Schritt LP1).

In dem nachfolgenden Heuristikschritt (H1) wird für jedes Versorgungsobjekt die Wärmelast und die zur Deckung nötige Mindest- und Maximalbetriebsdauer des BHKW ermittelt. Die Mindestbetriebsdauer ergibt sich, wenn die Wärmelast durch das in Nennlast laufende BHKW gedeckt wird. Die Maximalbetriebsdauer stellt sich im Gegensatz dazu ein, wenn das BHKW in Mindestlast betrieben wird. Die festzusetzende Betriebszeit muss in diesem Bereich liegen, um einen Wärmeüberschuss oder einen unnötigen Kesseleinsatz zu vermeiden. Vorrangig wird das BHKW in den Betriebszeiten eingeplant, in denen das LP-Verfahren die höchste Leistung berechnet hat. Weiterhin wird geprüft, ob zwei benachbarte Zeitschritte, die unter Mindestlast geplant wurden, zusammengelegt werden können. Gegebenenfalls werden weitere Betriebszeiten in der Reihenfolge der LP-geplanten Leistung gesetzt, bis die Mindestbetriebsdauer erreicht ist.

Die erneute Anwendung des LP-Verfahrens (LP2) verletzt das Mindestlastkriterium nicht mehr, da für alle Anlagen und alle Zeitschritte entweder die obere Leistungsgrenze

gleich null („Anlage außer Betrieb“) oder die untere Leistungsgrenze auf die technische Minimalleistung („Anlage in Betrieb“) gesetzt wird.

Allerdings kann es vorkommen, dass dieses Ergebnis keine korrekte Lösung darstellt, da in einzelnen Zeitschritten mehr (Betrieb gemäß der ersten LP-Lösung LP1 wurde auf Mindestlast hochgestuft) und in anderen Zeitschritten weniger (Anlage wurde gegenüber LP1-Lösung abgeschaltet) Wärme erzeugt wird. Die Heuristik H2 untersucht diese Unlösbarkeiten, die durch einen Wärmeüberschuss gekennzeichnet sind. Gleichzeitig werden ungünstige Betriebszustände ermittelt, in denen der Kessel die Wärme produziert, die auch von dem BHKW bereitgestellt werden könnte. Je nach Ergebnis der Untersuchung wird die Festlegung der Betriebszustände in einzelnen Zeitschritten nachgebessert. Die abschließende LP-Optimierung (LP3) erzeugt nun Lösungen, bei denen keine Wärmeüber- oder Wärmeunterversorgungen auftreten.

Das skizzierte Verfahren eignet sich sowohl für die wärme- als auch die stromgeführte Vortagsplanung, da sich beide Varianten nur durch die in der Modellierung verwendeten Vermarktungspreise unterscheiden.

4.3.2 Linear-heuristisches Verfahren in der Resttagsplanung

Das linear-heuristische Verfahren zeigt auch in der Resttagplanung gute Ergebnisse. Das für die Vortagsplanung geeignete Verfahren kann verkürzt werden und bereits mit der zweiten linearen Optimierung (vgl. LP2 in Abbildung 4-28) beginnen. Hierbei werden die Betriebszeiten übernommen, die am Vortag geplant wurden. Allerdings kann der Fall auftreten, dass diese Betriebszeiten nicht zu günstigen Lösungen führen, da die auftretende Prognoseabweichung ein Zu- oder Abschalten des betreffenden BHKW erfordern würde. Soweit diese Prognoseabweichung zu einer Unlösbarkeit oder einem ungünstigen Betriebszustand führen, die in der nachfolgende Heuristik H2 korrigiert werden, stellt die anfängliche Übernahme der Vortagsbetriebszeiten keinen Nachteil dar. Das Verfahren kann somit gut in der Resttagsplanung eingesetzt werden.

5 Methodik des Verfahrensvergleichs

Bereits seit dem Forschungsprojekt „Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung mit KWK-Systemen und regenerativen Energien“ /FFE-07 08/ werden an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Einsatzplanungen für Kraftwerke durchgeführt. Während sich die Untersuchungsschwerpunkte, die Lösungsverfahren und die Programmiersprachen den jeweiligen Aufgabenstellungen angepasst haben, sind einzelne vor- und nachbereitende Arbeiten allen Simulationen gemeinsam. Um wiederkehrenden Programmieraufwand zu vermeiden und von den Erfahrungen vorangegangener Untersuchungen zu profitieren, wurde eine modulare Simulationsumgebung entwickelt, in der die gemeinsamen Arbeitsschritte so flexibel definiert werden, dass sie den verschiedenen Aufgabenstellungen angepasst werden können. Die wichtigsten Merkmale der Simulationsumgebung und der verfügbaren Lösungsverfahren werden im Folgenden zusammengefasst.

5.1 Simulationsumgebung

Eine schematische Darstellung der Simulationsumgebung ist in **Abbildung 5-1** dargestellt. Grundsätzlich werden zunächst alle Inputdaten eingelesen und für die weitere Verwendung aufbereitet. Diese Daten lassen sich in Anlagen-, Vermarktungs- und Simulationsparameter unterteilen. Zusätzlich wird die Versorgungsaufgabe durch die Wärmelast des Versorgungsobjekts definiert. Bei den Angaben kann es sich um

- zeitlich konstante Anlagen- oder Marktparameter (z.B. elektrische Nennlast einer Anlage),
- zeitlich veränderliche Anlagen- oder Marktparameter (z.B. Revisionszeiten),
- tatsächliche oder prognostizierte Zeitreihen der Preise oder Lasten (z.B. Day-Ahead-Strompreis oder Wärmelast),
- Fahrplanvorgaben (z.B. Speicherfüllstand an den Rändern des Betrachtungszeitraums),
- und um Markttermine (z.B. Marktschluss und Lieferzeitraum für Stromhandel oder Regelleistung)

handeln. In der Vorverarbeitung werden diese Daten in ein einheitliches Format gebracht, gegebenenfalls die Einheiten umgerechnet und fehlende Angaben durch Standardwerte ersetzt.

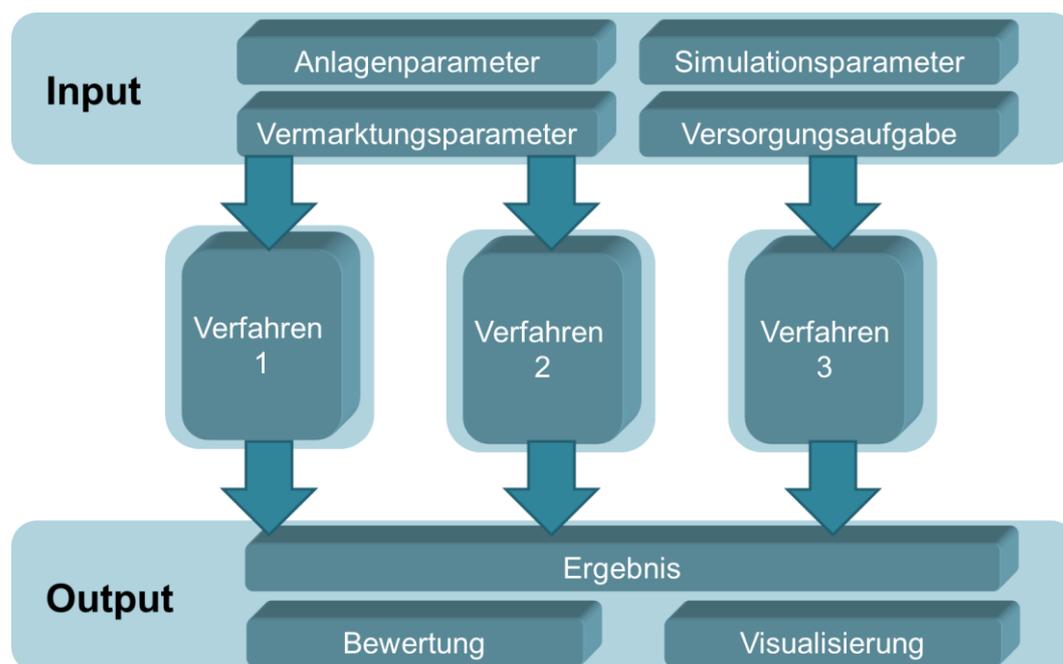


Abbildung 5-1: Schematische Darstellung der Simulationsumgebung

Die Schnittstelle der Input- und Outputdaten ist für alle Verfahren identisch. So kann auch über einen Inputparameter festgelegt werden, welches Verfahren für die Vortags- und welches für die Resttagsplanung verwendet wird. Der Umfang der Ausgabedaten kann eingeschränkt werden, um bei großen Pools nicht unnötigerweise die Zeitreihen aller Parameter zu erzeugen. Um dennoch keine gewünschten Informationen zu verlieren, können verschiedene Auswertungen (z.B. kumulierter elektrischer Erzeugungsgang) vorgenommen werden. Die Visualisierung der als Textdateien erzeugten Ergebnisse erfolgt in einem nachgeschalteten Schritt.

Technische Merkmale

Die Simulationsumgebung ist in Java programmiert. Die gute Unterstützung von Änderungen und Anpassungen während der Entwicklungsphase, die komfortable Entwicklungsumgebung sowie die weite Verbreitung waren für die Wahl entscheidend. Der eingesetzte CPLEX-Solver bietet eine Java-Schnittstelle, so dass die Anwendung in einer einzigen Sprache geschrieben werden kann und kein weiteres Programm wie etwa eine CPLEX-Entwicklungsumgebung eingebunden werden muss. Die Bereitstellung der Simulationsparameter erfolgt über eine Datenbank (PostgreSQL). Die Definition aller Modellierungsparameter erfolgt über Inputdaten, der Programmcode muss nicht angepasst werden. Der erstellte Programmcode ist in 94 Dateien gegliedert und hat eine Größe von 1,1 MB.

Die Simulationen wurden auf einem Laptop mit einem Intel Core 2 Duo Prozessor mit 2.8 GHz und 4 GB Ram durchgeführt. Die CPLEX-Solver wird in der Version 11.2.1 (32-Bit, Single Thread) verwendet. Die Simulationsumgebung ist in Java programmiert (Version 1.6.0, 32-Bit). Die für alle Verfahren gemeinsamen Aufgaben wie die Validierung der Eingabeparameter und das Darstellen der Ergebnisse sind bei der Bestimmung der Rechenzeit ausgeklammert.

5.1.1 Funktionale Merkmale

Verfahrenswahl

Das wesentliche Merkmal der Simulationsumgebung ist die Auswahlmöglichkeit des Lösungsverfahrens. In den Inputdaten ist dafür ein Parameter vorgesehen, über den ein implementiertes Verfahren ausgewählt werden kann. Die Verwendung unterschiedlicher Verfahren für die Vortags- und Resttagsplanung ist möglich. Die Berücksichtigung der Inputdaten ist von dem gewählten Verfahren abhängig. So nutzen die heuristischen Verfahren beispielsweise Angaben zu Startkosten oder Lösungstoleranzen nicht. Die Entwicklung und Bewertung verschiedener Verfahren ist der Inhalt der vorliegenden Arbeit, eine Übersicht der Verfahren ist in Kapitel 4 dargestellt.

Pooldefinition

Grundsätzlich können beliebig viele Anlagen zu einem Pool zusammengefasst werden. Für die bisherigen Untersuchungen ist die Definition einer Universalkomponente, die aus einer KWK-Anlage, einem thermischen Speicher sowie einem Heizlastkessel besteht, ausreichend. Durch die entsprechende Parametrisierung können durch diese Komponente auch eine reine Kraftanlage, ein einzelner Wärmespeicher sowie ein Heizkessel modelliert werden. In **Tabelle 5-1** sind Parameter angegeben, die von dem GGLP-Referenzverfahren MIPR berücksichtigt werden. Für den Vergleich der Planung eines virtuellen Kraftwerks mit alternativen Verfahren werden nicht alle Parameter zur Beschreibung der Anlagen verwendet.

Tabelle 5-1: Modellierung der Universalkomponente

Anlageneigenschaften		Einheiten
BHKW	El. Mindestleistung	kW
	El. Nennleistung	kW
	El. Wirkungsgrad in Mindestlast	%
	El. Wirkungsgrad in Nennlast	%
	Brennstoffkosten	Euro/MWh
	Startkosten	Euro
	KWK-Gesamtwirkungsgrad	%
	Schnellstartfähigkeit	-
	Mindestlauf-/ Mindeststillstandszeit	h
	Laständerungsgradienten	kW/Min
	Maximale Startvorgänge	-
	Vermarktungsgrad Day-Ahead- Handel	%
	Kessel	Mindestleistung
Nennleistung		kW
Betriebskosten		Euro/MWh
Startkosten		Euro
Thermischer Speicher	Kapazität	kWh
	Kapazität für Marktoptimierung	%
	Ein- und Ausspeicherleistung	kW
	Übertragungsverluste	%
	Standverluste	%/Tag
Wärme	Wärmevergütung	Euro/MWh

Die so definierten Erzeugungs- oder Speicherkomponenten werden einer beliebigen Anzahl von Wärme- und Stromnetzen zugeordnet. Im einfachsten Fall eines gebäudeintegrierten BHKW wird das Einzelgebäude über die Gebäudewärmelast abgebildet. An dieses Wärmenetz ist lediglich eine einzige Komponente angeschlossen. Durch die flexible Definition lassen sich aber auch Wärmenetze darstellen, bei denen mehrere Wärmeerzeuger eine gemeinsame Last decken.

Analog lassen sich die Anlagen einzelnen Stromnetzen zuordnen. In der bisherigen Anwendung wird ein gemeinsames Netz verwendet wie in **Abbildung 5-2** dargestellt. Bei der Betrachtung von Verteilnetzen kann es jedoch sinnvoll sein, die Anlagen in Teilnetzen anzulegen, um die maximalen Werte für Strombezug und -einspeisung anzugeben.

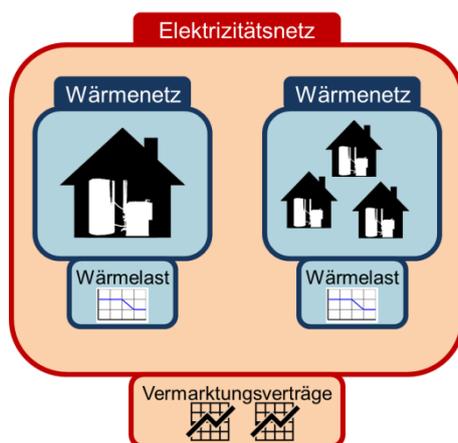


Abbildung 5-2: *Beispiel einer Zuordnung der elektrischen und thermischen Netze*

Vermarktungswahl

Stromhandels- und Reserveleistungsverträge können in beliebiger Anzahl den Stromnetzen zugeordnet werden. Für den Ein- und Verkauf können neben den Preisen zeitlich aufgelöste Höchst- und Mindestwerte vorgegeben werden. Somit lassen sich verschiedene Vermarktungsszenarien abbilden. Eine KWK-Anlage, deren Stromerzeugung vorrangig die Gebäudelast decken soll und den Überschuss direkt vermarktet, wird einem Stromnetz mit zwei Verträgen zugeordnet. Der erste Stromverkaufsvertrag ist in jedem Zeitschritt auf die elektrische Gebäudelast beschränkt und weist als Preise die vermiedenen Strombezugskosten auf. Der zweite Vertrag bildet mit den zeitlich variablen Börsenpreisen die Direktvermarktung ab.

Zusätzlich können für jeden Stromvertrag Handelstermine hinterlegt werden. Durch die Angabe einer Liste der Marktschlussstermine und der dazugehörigen Lieferperioden wird festgelegt, ob ein Handel abgeschlossen oder angepasst werden kann oder ob ein Handelsvertrag bereits fixiert ist (Simulationszeitraum nach Handelsschluss).

Die Modellierung der Regelleistungsvermarktung in einer Kraftwerkseinsatzplanung wird durch die Vergabepaxis in Form einer Auktion und die nicht vorhersagbare Stromlieferung erschwert. Um eine möglichst flexible Abbildung zu erreichen, ist die Angabe der bezuschlagten Leistungspreise, der gewählten Arbeitspreise und der angebotenen Leistung vorgesehen. Darüber hinaus wird eine Liste der Regelleistungsabrufe als Inputdatei erwartet, aus der hervorgeht, welcher Anteil der angebotenen Leistung abgerufen wird. Wechselwirkungen bestehen zwischen den Regel-

leistungsgeboten und den in der Liste hinterlegten Leistungsinanspruchnahmen, da bei hohen Leistungs- oder Arbeitspreisen kein oder nur selten ein Abruf erfolgt. Dieser Zusammenhang wird allerdings nicht endogen in der Simulation aufgelöst, sondern muss bei der Erstellung der Inputdaten berücksichtigt werden. Diese Art der Modellierung ist sowohl für die Simulation vergangener Zeitbereiche, bei denen die Inputdaten aus den historischen Regelleistungsdaten gewonnen werden, als auch für zukünftige Zeiten geeignet. Im letzten Fall ist allerdings ein externes Werkzeug notwendig, das die notwendigen Angaben zur Auktion und zum Regelleistungsbedarf bereitstellt. Für den im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Vergleich unterschiedlicher Algorithmen wird die Regelleistungsvermarktung nicht betrachtet.

Prognosebetrachtung

Eine Besonderheit der Simulationsumgebung ist die Unterstützung bei der Modellierung von Kraftwerksverbunden mit dezentralen Lastprognosen. Es ist möglich, für jeden Zeitschritt der Resttagsplanung eine eigene, aktualisierte Prognose zu definieren. Allerdings wird somit die Konfiguration des Modells aufwendig, da für die Resttagsoptimierung eines Tages die Eingabe von 24 Prognose- und einem Ist-Lastprofilen je Versorgungsobjekt möglich ist. Vereinfacht kann auch jeweils nur ein Prognose- und Ist-Lastprofil angegeben werden. In einer entsprechenden Vorverarbeitung werden die Resttagsprognosen automatisch bestimmt. Dabei wird der erste Zeitschritt aus den Ist-Werten, alle zukünftigen Werte aus der Prognose entnommen.

Zeitliche Auflösung

Der Zeitbereich der Simulation und die zeitliche Auflösung sind über die Inputdaten einstellbar. Da alle Inputdaten mit einem linksseitigen Zeitstempel versehen sind, können sie unabhängig von der gewählten Auflösung verwendet werden. Liegt beispielsweise für einen Parameter in einem Simulationszeitschritt kein Wert vor, wird grundsätzlich der in der Zeitreihe zuvor definierte Wert verwendet. Liegen umgekehrt mehrere Werte in einem Zeitintervall, wird der Mittelwert gebildet. Eine Bereitstellung von Zeitreihen für unterschiedliche Simulationsauflösungen kann somit vermieden werden.

Stapelverarbeitung

Eine integrierte Stapelverarbeitung erlaubt eine aufeinanderfolgende Bearbeitung einer beliebigen Anzahl von Einzelsimulationen. Bei der Durchführung einer größeren Anzahl von Szenarienrechnungen kann durch diese Art eine bessere Übersicht und eine geringere Vorbereitungszeit erzielt werden.

5.1.2 Zeitliche Abfolge der Simulationsschritte

Die einzelnen Schritte der Abarbeitung der Simulationsaufgabe sind im Folgenden in zeitlicher Abfolge aufgeführt.

Validierung der Inputdaten

Die Validierung erfolgt in mehreren Stufen. Zunächst wird überprüft, ob alle in der Stapelverarbeitung aufgeführten Inputdateien vorhanden sind. Damit werden Fehler abgefangen, die das Abarbeiten der unter Umständen mehrere Tage dauernden Rechnung stören würden. Nach dem Füllen der Datenbank mit den Angaben für die jeweilige Simulation erfolgt eine Plausibilitätsprüfung. Dabei wird beispielsweise geprüft, ob die verschiedenen Werte in dem für die unterschiedlichen Parameter gültigen Bereich liegen. Gleichzeitig werden die Einheiten auf das im Programm einheitliche Format umgerechnet und fehlende optionale Parameter durch Standardwerte ersetzt. Somit wird eine schlanke Anlagendefinition geschaffen. Beispielsweise kann die Festlegung der Startkosten auf null weggelassen werden, da dieser Wert bei fehlender Anlage automatisch gesetzt wird.

Aufteilung des Zeitbereichs in Unterabschnitte

Die Simulationsumgebung unterstützt die zeitliche Segmentierung der Simulationszeit. Insbesondere bei GGLP-basierten Lösungsverfahren steigt die Rechenzeit stark mit der Anzahl der Variablen. Die Lösungsgüte verschlechtert sich hingegen kaum, wenn das Problem in geeignete Zeitabschnitte aufgeteilt wird und eine Überlappung der Abschnitte durch Vor- und Nachlaufzeiten gewährleistet ist. Die Ergebnisse des aktuellen Abschnitts werden dazu als Vorgaben in den folgenden übertragen.

Unvermeidbare Unstetigkeiten entstehen durch das Aneinanderreihen aller Vor- oder Resttagsplanungen der Zeitsegmente, wenn gleichzeitig Prognosen berücksichtigt werden. Werden beispielsweise die Ergebnisse der Vortagsplanungen der einzelnen Abschnitte zu einer gemeinsamen Zeitreihe zusammengefügt, treten an den Grenzen Sprünge auf. Sie erklären sich dadurch, dass die folgende Vortagsplanung bereits Prognoseabweichungen einbezieht, die in der vorausgegangenen Planung noch nicht bekannt waren. Dieses Verhalten entspricht somit der Praxis einer periodisch durchgeführten Planung, die Unstetigkeiten begründen sich durch den wachsenden Zeithorizont und den jeweiligen Kenntnisstand bei der Planungsdurchführung. Für den Vergleich der verschiedenen Algorithmen wird auf die Aufteilung des Zeitbereichs in Unterabschnitte verzichtet.

Durchführung der Optimierung

Bevor die Optimierungsaufgabe zur Durchführung an das eigentliche Lösungsverfahren übergeben wird, werden alle benötigten Modellparameter in eine objektbasierte Datenstruktur angelegt. Diese Struktur ist für alle Verfahren identisch, Unterschiede bestehen nur in der Verwendung dieser Daten in den Implementierungen der Algorithmen. Zur Auswahl stehen die vorgestellten Varianten, wobei für die Vortags- und die Resttagsplanung verschiedene Verfahren verwendet werden können. Eine Vortagsplanung unterscheidet sich von der Resttagsplanung im Wesentlichen durch die noch frei optimierbaren Stromlieferverträge. Sofern veränderte Randbedingungen z.B. durch

Bekanntwerden von Prognoseabweichungen auftreten, wird erneut eine aktualisierte Planung veranlasst.

Validierung der Ergebnisse

Die Ergebnisse der Optimierung werden in einem nachgeschalteten Schritt validiert. Dabei werden beispielsweise die Energiebilanzen in den Wärme- und Stromnetzen überprüft. Neben dieser vor allem beim Erstellen und Testen hilfreichen Kontrolle werden in diesem Schritt auch weitere Ergebnisse erzeugt, die für den Übergang von einem Verfahren zu einem anderen nötig sind. Dazu zählt beispielsweise die Festlegung von ganzzahligen Variablen, die in LP-Verfahren nicht verwendet werden, aber in einem nachgeschalteten GGLP-Schritt benötigt werden.

Auswertung

Die Auswertung der Ergebnisse erfolgt in drei Schritten. Zum einen werden alle in den Inputdaten entsprechend markierten Parameter und Ergebnisse in der Ergebnisdatei ausgegeben. Zum anderen sind einzelne Berechnungen von Betriebskenngrößen hinterlegt, die ebenfalls über die Inputdaten aktiviert werden können. Die Berechnungen geben beispielsweise die Anzahl der Startvorgänge oder die BHKW-Auslastung an. In den Programmcode können beliebige Berechnungen implementiert werden, deren Ergebnisse ebenfalls in die Ergebnisdatei eingetragen werden.

Die Zeitreihen der Ergebnisdatei sind Grundlage der in dieser Arbeit dargestellten Fahrpläne. Neben dieser umfangreichen Datei wird für alle Simulationen der Stapelverarbeitung eine Zusammenfassung erstellt. Diese Zusammenfassung bildet die Basis der in dieser Arbeit abgebildeten Tabellen (z.B. Tabelle 6-6).

Alternative Quellen und Senken

Sowohl die elektrischen als auch die thermischen Netze sind im Modell jeweils mit so genannten alternativen Quellen und Senken ausgestattet. Diese Modellierungshilfe erfüllt mehrere Aufgaben.

Zum einen werden diese Energiequellen und -senken genutzt, um Unlösbarkeiten in den Algorithmen zu vermeiden. Wenn beispielsweise das modellierte BHKW trotz Wärmespeicher und Kessel die Wärmenachfrage nicht erfüllen kann, besteht die Gefahr, dass das Optimierungsverfahren wegen dieser Unlösbarkeit ohne Ergebnis abbricht. Die mit höheren Preisen modellierten Quellen und Senken können das Über- oder Unterangebot der Energie jedoch aufnehmen beziehungsweise bereitstellen. Somit wird ein Programmabbruch verhindert.

Zum anderen kann der Umfang der Verwendung dieser Hilfsgrößen für die Auswertung verschiedener Poolauslegungen verwendet werden. Beispielsweise kann in einer Sensitivitätsuntersuchung die Größe des thermischen Speichers variiert und anhand der alternativen Quellen und Senken beurteilt werden, ab welcher Größe die Versorgungsaufgabe ohne die Nutzung der Quellen und Senken noch lösbar ist.

Bei den mehrstufigen heuristischen Prozessen werden diese Größen zusätzlich dazu verwendet, um ungünstige Planungsergebnisse zu identifizieren und in Folgeschritten zu beheben.

5.2 Gemeinsames Vergleichsmodell

Zur Beurteilung der verschiedenen Lösungsverfahren wird ein Vergleichsmodell verwendet. Um die verschiedenen Kriterien Fahrplancharakteristik, Lösungsgüte und Rechenzeit bewerten zu können, werden entsprechende Szenarien untersucht. Die allen Szenarien gemeinsamen technischen und wirtschaftlichen Parameter der Anlagenpools sowie die Besonderheiten der gewählten Szenarien werden im Folgenden beschrieben.

Die Annahmen zur thermischen Last und deren Prognose beeinflussen die Erlöse des Anlagenpools wesentlich. Da die Charakteristik der Lastgänge der bis zu 100 Poolanlagen einen entscheidenden Einfluss auf die Lösungsgüte hat, wird die Erstellung der Lastgänge in dem eigenen Kapitel 5.2.3 vorgestellt.

5.2.1 Szenarien übergreifende Randbedingungen

Alle Szenarien werden über den Betrachtungszeitraum eines Tages in Stundenauflösung gerechnet. Um möglichst kurze Rechenzeiten zu erreichen, wird als Vorlaufzeit nur 1 h verwendet. Diese Vorlaufzeit ist wichtig, um in der Simulation den Abschluss der Handelsverträge am Vortag zu ermöglichen. Die realen Handelsschlusszeiten werden für diese Untersuchung von 15:00 auf 24:00 Uhr verlegt. Dadurch kann die Dauer der Vorlaufzeit verkürzt werden, Auswirkungen auf das Ergebnis bestehen nicht.

Stromnetz

Alle Poolanlagen speisen in ein gemeinsames Stromnetz ein. Es werden zwei unterschiedliche Stromverkaufsverträge betrachtet. Im einen Fall wird der Strom an der Strombörse zu einem zeitlich veränderlichen Preis verkauft, die Anlage wird somit stromgeführt vermarktet.

Im anderen Fall wird ein konstanter Stromverkaufspreis angenommen. Dieser bietet für den Anlagenbetrieb keinen Anreiz, die Erzeugung aufgrund der Stromvermarktung zu verschieben – es ergibt sich eine rein wärmegeführte Betriebsweise. Die Vergütung beträgt 87 Euro/MWh und setzt sich aus dem durchschnittlichen Preis für Grundlaststrom an der Strombörse EEX in Leipzig im Quartal I/2010 von 41 Euro/MWh, einem KWK-Bonus in Höhe von 36 Euro/MWh und dem vermiedenen Netzentgelt von 1 Euro/MWh zusammen.

Eine Eigenstromnutzung, die bei gebäudeintegrierten Anlagen finanziell interessant ist, wird nicht betrachtet. Hinsichtlich der Fahrplanerstellung stellt sie einen Mittelweg der strom- und wärmegeführten Betriebsweise dar und liefert bezüglich des Verfahrenvergleichs keine zusätzlichen Erkenntnisse.

In beiden Vermarktungsoptionen wird von einer Fahrplanfixierung ausgegangen. Der Anlagenpool muss somit die zuvor geplante Stromerzeugung einhalten. Fahrplanverletzungen sind in der Optimierung mit hohen Strafkosten versehen oder werden im Fall der Heuristik grundsätzlich vermieden. In der nachgeschalteten Auswertung werden Stromunterspeisungen mit durchschnittlichen Kosten in Höhe von 45 Euro/MWh belegt. Der KWK-Bonus und das vermiedene Netzentgelt werden nur auf die tatsächlich produzierte KWK-Strommenge gewährt. Das bedeutet, dass bei einer

Unterproduktion die durchschnittlichen Ausgleichsenergiekosten in Rechnung gestellt werden, aber der EEX-Preis von durchschnittlich 41 Euro/MWh erzielt wird, da mit Bezug der Ausgleichsenergie die Stromlieferung erfüllt wird. Der KWK-Bonus und das vermiedene Netzentgelt werden nicht gewährt. Für eine Überproduktion werden an der Börse keine Erlöse erzielt, allerdings werden der durchschnittliche Ausgleichsenergiepreis, der KWK-Bonus und das vermiedene Netzentgelt gutgeschrieben.

Wärmenetz

Das virtuelle Kraftwerk ist als ein Pool dezentraler gebäudeintegrierter BHKWs modelliert. Jede Anlage deckt die thermische Last des entsprechenden Versorgungsobjekts. Ein Nah- oder Fernwärmenetz, bei dem die Wärmelast von mehreren Anlagen gemeinsam erzeugt werden kann, ist nicht Gegenstand der Arbeit. Die Wärme wird in der Auswertung pauschal mit 50 Euro/MWh vergütet. Dazu zählen auch eventuell anfallende Überschüsse, die nach der Betrachtungszeit im Speicher enthalten sind, Speicherverluste sind davon ausgenommen.

Die Wärmelast sowie die Prognose basieren auf realen Messwerten und werden synthetisch variiert, um bis zu 100 verschiedene Last- und Prognosegänge zu erhalten. Als Betrachtungszeitraum wird ein Übergangstag gewählt, da an den Tagen mit einer mittleren Last das höchste Verschiebepotential und damit für die Einsatzplanung der größte Freiheitsgrad besteht. Der Betriebsplan eines Wintertages ist durch einen überwiegenden Volllastbetrieb charakterisiert. Sommertage sind wegen der geringen Wärmelast ebenfalls weniger interessant.

BHKW

Der Anlagenpool besteht aus technisch identischen Anlagen. Das BHKW kann zwischen einer elektrischen Mindestleistung (70 kW) und der Nennleistung von 100 kW modulieren. Der elektrische Wirkungsgrad ist mit 33 % im Nennpunkt am höchsten und fällt auf 31 % im Mindestlastpunkt ab. Die gekoppelte thermische Erzeugung bewegt sich zwischen 114 und 142 kW. Der Gesamtwirkungsgrad ist konstant 80 %. Die Stromkennzahl ist somit im Leistungsbereich nicht konstant, sondern steigt mit höherer Leistung und erreicht im Nennbetrieb 0,70. Die Startkosten werden mit 0,1 Euro angesetzt. Der Betrieb dieser dezentralen Anlagen wird nicht durch Mindeststillstand- und Mindestlaufzeiten eingeschränkt. Anlagenstörungen werden nicht gesondert betrachtet, hinsichtlich ihrer Auswirkung und methodischen Behandlung unterscheiden sie sich nicht von Lastprognoseabweichungen. Der Gaspreis wird mit 25 Euro/MWh (Ho) angesetzt.

Kessel

Neben dem BHKW ist ein Spitzenlastkessel mit einer Leistung von 350 kW_{th} installiert. Durch seinen Nutzungsgrad von 83 % und den Gaspreis von 25 Euro/MWh (Ho) ergeben sich Betriebskosten von 30 Euro/MWh. Für den Kessel werden keine Startkosten und keine Mindestlast angegeben. Es wird davon ausgegangen, dass während des einstündigen Zeitschritts alle Leistungsstufen bereitgestellt werden können.

Speicher

Der Speicher ist auf der Basis von Energiebilanzen modelliert. Der für die Planung verfügbare Speicherinhalt beträgt 250 kWh_{th}, wird aber in einzelnen Szenarien variiert.

Der Speicher ist parallel zu den Wärmeerzeugern geschaltet, die Last kann damit sowohl direkt durch die Erzeuger oder aus dem Speicher gedeckt werden. Zeitliche Speicherverluste werden mit 0,1 % des Speicherinhalts pro Stunde berücksichtigt, Übertragungsverluste beim Ein- und Ausspeichern werden hingegen vernachlässigt.

5.2.2 Untersuchte Szenarien

Folgende Szenarien werden untersucht, um die Qualität der verschiedenen Verfahren zu beurteilen.

Variation der Poolgröße

Der Pool wird mit 1, 5, 25, 50 und 100 Anlagen modelliert. Diese Variation dient zum einen zur Beurteilung der Rechenzeit der einzelnen Verfahren. Zum anderen werden Unterschiede bei den spezifischen Erlösen untersucht.

Variation der Wärmelast

Von besonderer Bedeutung ist die Prognosegüte. Das Optimierungsverfahren ist umso mehr gefordert, je höher die Abweichung zwischen der am Vortag geplanten und der sich im Laufe der Simulationszeit ergebenden Ist-Last ausfällt. Während eine Unterschätzung generell durch einen verstärkten Kesselinsatz ausgeglichen werden kann, ist die Einhaltung der Lieferung der gehandelten Strommenge bei überschätzter Wärmelast nur schwer zu erreichen. Zur Beurteilung, wie die verschiedenen Verfahren auf diese Störung reagieren, werden die Ist-Wärmelasten variiert, während die Prognosewerte konstant bleiben. Da identische Prognosen verwendet werden, liefern die Vortagsplanungen unveränderte Ergebnisse. Die Variation der Wärmelast wirkt sich nur auf die Restlastplanung aus und kann isoliert betrachtet werden.

Variation der Speichergröße

Simulationen mit variierten Speichergrößen (100, 250 und 500 kWh_{th}) zeigen, welches Verfahren am effektivsten die Speicherkapazität einsetzt und bereits mit kleinen Speichern hohe Vermarktungserlöse erzielt. Durch kleinere Speicherkapazitäten wird zudem eine Verletzung des Stromfahrplans provoziert. Die Qualität der Planung kann anhand dieser Fahrplanverletzungen beurteilt werden. Die im Modell abgebildete Speichergröße wird für die Verschiebung der elektrischen Erzeugung von einem Zeitschritt in einen anderen verwendet. Darüber hinaus wird in der Praxis ein zusätzlicher Puffer für den kurzfristigen Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf benötigt. Ein Konzept, um die dezentrale Wärmeversorgung und Schäden an der Anlage zu verhindern, ist die Temperaturüberwachung des thermischen Speichers. Verlässt dieser einen definierten Bereich, übernimmt die dezentrale Regelung den Betrieb, die Anlage ist vorübergehend nicht von der zentralen Leitwarte steuerbar. Um dies zu vermeiden, wird im Modell nur ein Teil der tatsächlichen Speicherkapazität abgebildet und eingeplant. Die hier angegebene Speichergröße ist somit nur als der Teil der realen Kapazität zu verstehen, über den im Rahmen der Planung uneingeschränkt verfügt werden kann.

Vor- und Resttagsplanung

Abhängig von dem Umfang der Stromvermarktung reduzieren sich die Möglichkeit der Resttagsplanung auf Prognoseabweichungen zu reagieren. Während eine optimale Vortagsplanung eine größerer Strommenge vermarktet, aber auch empfindlicher auf Prognoseabweichungen reagiert, können Prognoseabweichungen unter Umständen besser ausgeglichen werden, wenn die Vortagsplanung das Optimum verfehlt hat und für Lastverschiebungen mehr Freiheitsgrade aufweist. Um zu vergleichen, wie die Verfahren auf unterschiedliche Vortagsplanungen reagieren, werden alle Resttagsplanungsverfahren sowohl mit maximalen als auch mit gemäßigten Vermarktungsvorgaben berechnet. Die maximalen Vorgaben werden durch die MIPR-Vortagsplanung erstellt, die gemäßigten durch das HDA-Verfahren.

5.2.3 Thermische Last und Lastprognose

Die thermische Last, die in dem Untersuchungsmodell für die dezentralen Versorgungsobjekte verwendet wird, basiert auf realen Messwerten eines Nahwärmenetzes. Das Nahwärmenetz versorgt ein Schwimmbad, ein Pflegeheim sowie private Haushalte und repräsentiert damit eine gemischte Versorgung. Für die Anwendung in diesem Vergleich wird die Last skaliert, um der Leistungsklasse der modellierten BHKW zu entsprechen. Die Prognose der thermischen Last wird, wie in der Praxis üblich, in stündlicher Auflösung und in Abhängigkeit der Temperaturprognose, der Tagesstunde und des Tagestyps erstellt. Um den Einfluss verschiedener Prognosegüten und die entsprechende Reaktion der Resttagsplanung zu untersuchen, werden für die bis zu 100 Einzelobjekte die gleichen Prognosen, aber variierte Ist-Lastgänge herangezogen. Somit basieren die Vortagsplanungen auf identischen Prognosen, die Abweichungen spiegeln sich ausschließlich in der veränderten Resttagsplanung wider. Die Prognosegüte wird durch zwei Faktoren variiert. Zum einen wird der Fehler zwischen dem Ist-Wert und der Prognose in jedem Zeitschritt (Amplitudenfehler) vergrößert oder verkleinert, zum anderen werden die Lastgänge zeitlich verschoben (Zeitfehler). Mit dieser Variation werden für alle Anlagen des Pools individuelle Ist-Lastgänge erzeugt. Somit werden Gleichzeitigkeitseffekte vermieden und das Modell einem realen Pool angenähert. Die verschiedenen modellierten Poolgrößen von 1 bis 100 Anlagen werden dabei so abgebildet, dass der relative Prognosefehler des gesamten Pools unverändert bleibt. Durch die Erstellung dieser synthetischen Lastgangvariationen kann der Einfluss der Poolgröße weitgehend isoliert untersucht werden und wird nicht durch die Aufnahme eines besonders gut oder schlecht zu prognostizierenden Objekts verfälscht, wie dies in der Praxis der Fall ist.

6 Auswertung des Verfahrensvergleichs

Die in den vorausgegangenen Kapiteln beschriebenen Verfahren werden in mehreren Szenarien mit einander verglichen. Grundsätzlich werden dabei Fahrplanerstellungen mit dem Ziel der Wärmedeckung (Vortagsplanung mit Wärmeführung), der Stromvermarktung (Vortagsplanung mit Direktvermarktung) und der Einhaltung der Stromfahrpläne im Lieferzeitraum unterschieden (Resttagsplanung).

6.1 Vortagsplanung

Der zuständige Netzbetreiber ist gemäß dem KWKG /KWKG-01 10/ verpflichtet, die Stromerzeugung der KWK-Anlagen abzunehmen und einen üblichen Strompreis zu zahlen. Der Anlagenbetreiber muss keinen Fahrplan anmelden und wird ungeachtet des Produktionsprofils für die erzeugte Energiemenge vergütet. Der Bilanzkreisverantwortliche oder der Poolbetreiber der BHKWs, der die elektrische Erzeugung vermarktet, muss allerdings einen Fahrplan erstellen und profitiert in der Regel von dessen exakter Einhaltung. Im Folgenden wird unterschieden, ob die Vortagsplanung mit konstanten oder zeitlich variablen Strompreisen durchgeführt wird. Für jede Variante bieten sich andere Lösungsverfahren an und es stellen sich verschiedene Rechenzeiten ein. Die entscheidenden Merkmale der Vortagsplanung sind die frei definierbaren Stromlieferfahrpläne und die rein prognosebasierte Planung.

An Hand des Vergleichsmodells und der dargestellten Szenarien werden die Fahrpläne und die wirtschaftlichen Ergebnisse der Vortagsoptimierung untersucht. Die Heuristiken und linear-heuristischen Verfahren werden mit dem GGLP-Referenzverfahren verglichen, um eine Bewertung der Fahrplancharakteristik, der Lösungsgüte und der Rechenzeit vornehmen zu können.

6.1.1 Vortagsplanung mit Wärmeführung

Die Optimierungsaufgabe einer wärmegeführten Planung wird durch die Parametrisierung mit konstanten Strompreisen realisiert, da sich der Betrieb somit nur nach der Wärmelast richtet. Die Aufgabe kann in Teilaufgaben unterteilt werden, da jede Anlage mit ihrem Versorgungsobjekt isoliert betrachtet und geplant werden kann. Wechselwirkungen zwischen den thermisch unabhängigen Versorgungsobjekten treten erst in der Resttagsplanung auf, wenn eine Anlage die Fahrplanverletzung einer anderen ausgleicht.

In dem Vergleich werden die folgenden Verfahren gegenüber gestellt, eine ausführliche Beschreibung wird in Kapitel 4 geboten.

- HHL (*Heuristic Heat Led*)
Das HHL-Verfahren ist ein einfaches heuristisches Verfahren mit der Aufgabe, die Wärmelast ohne Berücksichtigung der Stromerlöse zu decken. Das Ziel, die

Anlage in dem wirtschaftlichsten Nennbetriebspunkt einzusetzen und möglichst viel Strom zu vermarkten, wird nicht verfolgt.

- HDA (*Heuristic Day Ahead*)
Das heuristische HDA-Verfahren ist grundsätzlich dazu geeignet, den Anlagenbetrieb in Zeiten höherer Strompreise zu verlegen. In dem untersuchten Szenario mit Wärmeführung und konstanten Strompreisen erzielt dieses Verfahren dennoch eine Erlössteigerung, da der thermische Speicher verwendet wird, um das BHKW verstärkt in Vollast zu betreiben.
- LPH (*Linear Programming/Heuristic*)
Das LPH-Verfahren ermittelt den Einsatzplan mit linearer Optimierung, nachdem die Einsatzzeiten heuristisch festgelegt wurden.
- MIPR (*Mixed Integer Programming, Reference*)
Das GGLP-Referenzverfahren MIPR erreicht in der Regel die beste Lösungsgüte, weist aber gleichzeitig die höchste Rechenzeit auf.

Fahrplancharakteristik

In **Abbildung 6-1** ist der geplante Fahrplan einer Einzelanlage für einen Tag dargestellt, wie er mittels des heuristischen Verfahrens HHL am Vortag erstellt wurde. Dieser Einsatzplan sieht vor, die thermische Lastprognose (schwarze Linie) entweder durch das BHKW oder durch den Speicher zu decken; der Heizkessel ist nicht eingeplant. Die Wärmeerzeugung des BHKW ist als blaue Säule dargestellt. Wird gleichzeitig der Speicher geladen, da mehr Wärme produziert als nachgefragt wird, ist in der Grafik eine schraffierte Fläche überlagert. In dem dargestellten Fall erkennt man, dass das BHKW entweder in Mindestlast ($114 \text{ kW}_{\text{th}}$) betrieben oder ausgeschaltet wird. Die Betriebsintervalle betragen dabei jeweils 5 Stunden. Der Speicher wird während dieser Zeit geladen, da die Lastanforderung an diesem Übergangstag stets unter der Mindestlast der Anlage liegt. Der Speicherfüllstand ist als punktierte Linie angegeben. Beim Erreichen des maximalen Speicherfüllstands von $250 \text{ kWh}_{\text{th}}$ wird das BHKW ausgeschaltet und die Last über einen Zeitraum von 3 bis 4 Stunden aus dem Speicher gedeckt und der Speicher dabei möglichst tief entladen. An diesem Tag wird der Speicher dreimal geladen und entladen (3 Speicherzyklen).

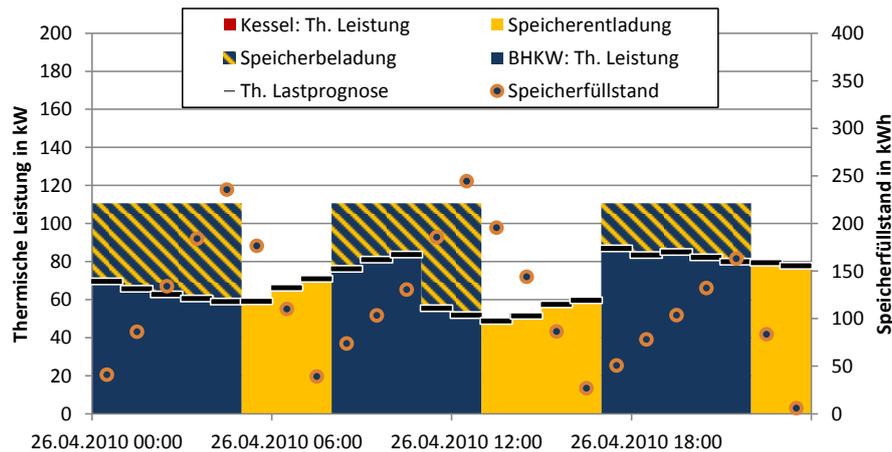


Abbildung 6-1: *Heuristische Vortagsplanung (HHL) einer Einzelanlage für den wärmegeführten Betrieb*

In **Abbildung 6-2** ist der mit dem GGLP-Verfahren erstellte Referenzfahrplan für die gleiche Einzelanlage und die identischen Rahmenbedingungen abgebildet. Augenfällig ist der überwiegende Volllastbetrieb (142 kW_{th}). Dies hat zur Folge, dass der Speicher rascher geladen wird und durch die kurzen Verweilzeiten geringe Speicherverluste und seltener ungünstige Teillastzustände des BHKW auftreten. An diesem Beispieltag plant das MIPR-Verfahren vier Speicherzyklen ein. Der Vorteil des Volllastbetriebs steht einem Betrieb mit wenigen Anfahrten gegenüber, wie er bei der heuristischen Planung beobachtet werden konnte. In dem heuristischen Verfahren wird die Regel, dass bei einer geringen thermischen Last das BHKW nur mit Mindestlast betrieben wird, konsequent angewendet. Das MIPR-Verfahren optimiert die BHKW-Leistung für jeden Zeitschritt unter Berücksichtigung des gesamten Zeithorizonts. Der dargestellte Übertag wird wegen den zu Tage tretenden Unterschieden gewählt, beide Verfahren kommen in Wintertagen mit hoher Wärmelast zu nahezu identischen Fahrplänen.

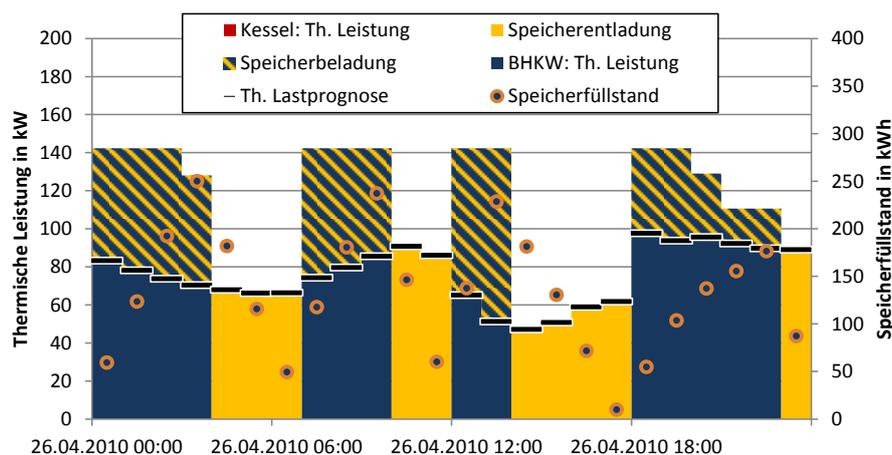


Abbildung 6-2: *GGLP-optimierte Vortagsplanung (MIPR) einer Einzelanlage für den wärmegeführten Betrieb*

Der Fahrplan, der nach dem LPH-Verfahren erstellt wird (**Abbildung 6-3**), ist im Wesentlichen durch die Betriebszeiten der KWK-Anlage festgelegt. Wie in Kapitel 4.3.1 dargelegt, werden bei diesem Verfahren in zwei Schritten zunächst die Zeitpunkte

festgelegt, in denen die Anlage betrieben werden soll. In dem dargestellten Beispiel sind dies 15 Zeitschritte, zuletzt in der Stunde von 20:00 bis 21:00 Uhr. Aufbauend auf dieser Vorfestlegung ermittelt das LP-Verfahren die optimale Höhe der KWK-Leistung. Dieser Fahrplan unterscheidet sich von den zuvor gezeigten dadurch, dass ein Kessel Einsatz in der letzten Stunde des Tages nötig wird. Ohne eine Verschiebung der Einsatzzeiten ist es nicht möglich, diese vergleichsweise teure Wärmeerzeugung zu vermeiden. In der Stunde 18 ist mit 250 kWh bereits die volle Speicherkapazität erreicht. In der nächsten KWK-Betriebszeit wird der Speicher durch die unter Volllast laufende KWK-Anlage geladen. Allerdings reicht die gespeicherte Wärme nicht aus, um die drei folgenden Zeitschritte zu decken. Im Vergleich mit den Fahrplänen der anderen Verfahren sieht man, dass der BHKW-Einsatz von 14 oder 15 Stunden ausreichend wäre, um die Last ohne Hilfe des Heizkessels zu decken. In dem LPH-Verfahren ist diese Betriebsweise jedoch wegen der ausschließlich durch Strompreise bestimmten Vorfestlegung der KWK-Einsatzzeiten nicht ausgewählt worden.

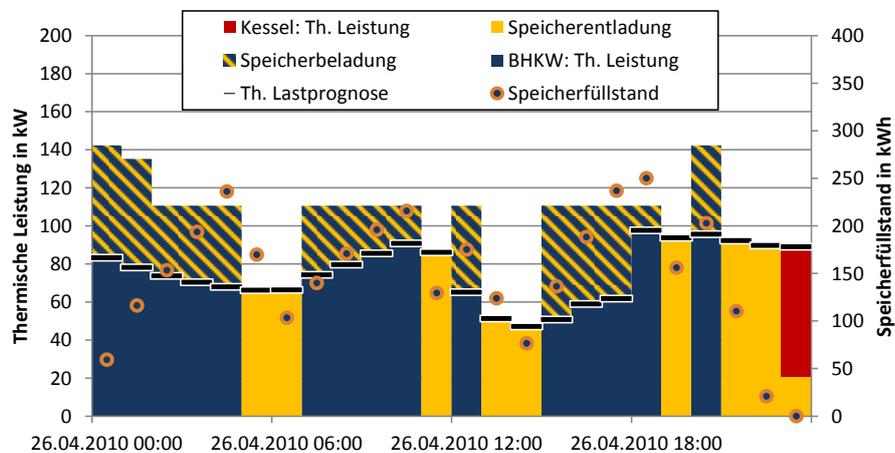


Abbildung 6-3: *LPH-optimierte Vortagsplanung einer Einzelanlage für den wärmegeführten Betrieb*

Rechenzeit

Um die Rechenzeiten der drei Verfahren zu vergleichen, werden unterschiedliche Poolgrößen von 1 bis 100 Anlagen berechnet (**Tabelle 6-1**). Es zeigt sich, dass das GGLP-Verfahren MIPR bei allen Poolgrößen die längste Rechenzeit benötigt und die höchsten Zuwachsraten bei einer Poolvergrößerung aufweist. Ab einem Pool von 50 Anlagen übersteigt die Rechenzeit das auf 10 Minuten festgelegte Zeitlimit. Das MIPR-Verfahren findet keine Lösung innerhalb der gewählten Lösungstoleranz (relative Toleranz: $1E-4$, absolute Toleranz: 0,1). Nur durch diesen Zeitabbruch scheint es, als würde die Rechenzeit pro Anlage sinken, ohne Zeitabbruch würde sie hingegen weiter ansteigen.

Tabelle 6-1: *Vergleich der Rechenzeiten*

Verfahren	Poolgröße	-	1	5	25	50	100
MIPR	Rechenzeit (Pool)	s	0,06	1,68	549,20	> 600	> 600
	Rechenzeit je Anlage	s	0,06	0,34	21,97	> 12	> 6
HDA	Rechenzeit (Pool)	s	0,02	0,08	0,39	0,98	2,71
	Rechenzeit je Anlage	s	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03
LPH	Rechenzeit (Pool)	s	0,02	0,02	0,05	0,09	0,22
	Rechenzeit je Anlage	s	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00

Das heuristische HDA-Verfahren zeigt eine weitgehend konstante und kurze Rechenzeit unter 0,03 Sekunden pro Poolanlage, die Vortagsplanung eines Pools mit 100 Einzelanlagen benötigt weniger als 3 Sekunden, während das MIPR-Verfahren selbst nach 10 Minuten keine ausreichende Lösung gefunden hat. Das schnellste Verfahren ist jedoch das LPH-Verfahren, das 100 Einzelanlagen in 0,22 Sekunden plant.

Lösungsgüte

Ein Vergleich der vermarkteten Strommengen gibt Aufschluss über die Leistungsfähigkeiten der Verfahren. In **Tabelle 6-2** sind die vermarkteten Strommengen eines Pools mit 25 Einzelanlagen dargestellt. Das Referenzverfahren erzielt die höchste Stromvermarktung, die alternativen Verfahren erreichen bestenfalls 93 % (HDA) oder 88 % (LPH) des Handelsvolumens. Während das MIPR-Verfahren unabhängig von den Speichergrößen die identische Strommenge von 32,9 MWh vermarktet, erreichen die anderen Verfahren die maximale Vermarktungsmenge erst mit einem größeren Speicher. Dies ist ein Indiz dafür, dass der Speicher von den alternativen Verfahren nicht optimal ausgenutzt wird. Die Stromerzeugung des MIPR-Verfahren liegt an dem Betrachtungstag höher als die der anderen Verfahren. Erreicht wird dies durch den Betrieb der KWK in Nennlast und der damit verbundenen optimalen Stromkennzahl. Die Speicherverluste werden bei dem wirtschaftlich optimierten GGLP-Verfahren durch den Algorithmus eingeplant und als eine Möglichkeit genutzt, das BHKW länger einsetzen zu können.

Tabelle 6-2: *Vergleich der Vermarktungsmengen*

Verfahren	Speichergröße	kWh	100	250	500
MIPR	Stromvermarktung	MWh	32,9	32,9	32,9
HDA	Stromvermarktung	MWh	30,3	30,5	30,5
LPH	Stromvermarktung	MWh	28,6	28,8	28,9

In **Tabelle 6-3** sind die Kenngrößen der untersuchten Verfahren dargestellt. Alle Verfahren wurden mit der identischen Planungsaufgabe getestet. Das Untersuchungsmodell besteht aus 25 BHKW je 100 kW_{el}. In Summe weisen alle Versorgungsobjekte an dem gewählten Übergangstag eine thermische Last von 45,4 MWh auf.

Es zeigt sich, dass das HDA-Verfahren auch im wärmegeführten Fall höhere Erlöse erzielt als das HHL-Verfahren. Zum Vergleich sind beide heuristischen Verfahren gegenüber gestellt.

Tabelle 6-3: Vergleich der Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzplanung nach den untersuchten Verfahren

Szenario	Beschreibung	-	Pool mit 25 Einzelanlagen, Vergütung gemäß KWKG, Vortagsplanung			
			Verfahren	MIPR	HHL	HDA
Vorgaben	Installierte Leistung	MW	2.5	2.5	2.5	2.5
	Thermische Last	MWh	45.4	45.4	45.4	45.4
BHKW	Stromproduktion	MWh	32.9	29.8	30.5	28.8
	Wärmeproduktion	MWh	47.7	47.0	46.3	44.6
	Stromkennzahl	-	69%	63%	66%	65%
	Brennstoffeinsatz	MWh	100.7	96.0	96.0	91.7
	Brennstoffkosten	Euro	-2518	-2399	-2400	-2293
	Anfahrvorgänge	-	109	50	100	110
	Anfahrkosten	Euro	-11	-5	-10	-11
	Auslastung	%	54.9	49.6	50.8	48.0
	Wärme- bereit- stellung	Kesseleinsatz	%	0.0	0.0	1.8
Kesselbetriebskosten		Euro	0	0	-24	-51
Speichereinsatz		%	39.3	26.9	31.1	30.5
Wärmeerlös		Euro	2335	2317	2320	2293
Stromerlös	Verkauf	MWh	32.9	29.8	30.5	28.8
	Verkauf (Erlös)	Euro	2864	2588	2650	2506
	Verkaufspreis	Euro/MWh	87.0	87.0	87.0	87.0
Spez. Gesamterlös je 1 MW und 24 h		Euro	1068	1000	1015	978

Die Ergebnisse unterscheiden sich bereits in der Stromerzeugung: das MIPR-Verfahren produziert mit 32,9 MWh die größte Strommenge, das LPH-Verfahren die geringste. Eine Gegenüberstellung der im BHKW erzeugten Wärmemenge und des eingesetzten Brennstoffs zeigt, dass die Anlage im MIPR-Verfahren überwiegend in Volllast, im HHL-Verfahren dagegen an diesem Übergangstag in Minimallast betrieben wird. Die Stromkennzahl bestätigt dieses Verhalten, sie ist bei den modellierten Anlagen im Nennbetriebspunkt mit 69 % am höchsten und im Mindestbetriebspunkt am niedrigsten. Das HHL-Verfahren weist durch den überwiegenden Mindestlastbetrieb mit durchschnittlich 2 Startvorgängen je Anlage und Tag eine deutlich gleichmäßigere Betriebsweise als die anderen Varianten auf.

Die BHKW-Auslastung gibt das Verhältnis der produzierten elektrischen Erzeugung zu der in dieser Zeit möglichen elektrischen Erzeugung an und spiegelt die Stromproduktion wider.

Der wirtschaftlich ungünstigere Kesseleinsatz kann sowohl bei dem HHL- als auch bei dem MIPR-Verfahren vermieden werden. Bei LPH wird er, wie im Beispieleinsatzplan zu sehen ist, in der letzten Tagesstunde eingesetzt und deckt damit 3,1 % der Wärmelast. Auch das HDA-Verfahren plant den Kessel ein. Es kann aber gegenüber HHL die Teillast des BHKWs steigern und höhere Gesamterlöse erzielen. Die Wärmeerzeugung des BHKWs und gegebenenfalls des Kessels übersteigt in allen Varianten den Wärmebedarf. Ein Teil der Wärmeerzeugung geht als Speicherverluste verloren, ein anderer Teil verbleibt auch am Ende der Simulationszeit im Speicher. Die Wärmeerlöse berechnen sich aus der zu deckenden Wärmelast und der im Speicher verbleibenden Wärmemenge.

Der Speichereinsatz gibt an, welcher Anteil der Wärmelast durch zuvor eingespeicherte Energie gedeckt wird. Ein hoher Speichereinsatz ist ein Indiz dafür, dass die Planung intensiv versucht, das BHKW im Bestpunkt zu betreiben und den Kessel zu vermeiden.

Die Stromerlöse sind in diesem wärmegeführten Szenario mit konstanter Vergütung direkt proportional zu der Stromerzeugung. Die Gesamterlöse werden zur besseren Vergleichbarkeit auf einen Pool mit der Gesamtleistung von 1 MW_{el} und einen Tag bezogen. Es ergeben sich für das MIPR-Verfahren die höchsten Vortagsplanungsergebnisse von 1068 Euro. Das LPH-Verfahren liegt um 8,5 % deutlich unter diesem Wert. Das rein wärmegeführte HHL-Verfahren (-6,3 %) weist erwartungsgemäß kein wesentlich besseres Ergebnis auf. Das HDA-Verfahren kann das zweitbeste Ergebnis in Höhe von 1015 Euro (-5,0 %) erzielen.

Weitere Untersuchungen haben bestätigt, dass das GGLP- und das LPH-Verfahren bei der wärmegeführten Vortagsplanung unabhängig von der Poolgröße die identischen spezifischen Erlöse erzielen, da jede Anlage isoliert betrachtet werden kann. Kleinere Abweichungen treten auf, da die einzelnen Poolanlagen mit unterschiedlichen thermischen Lastgängen modelliert werden.

Variationen des HHL-Verfahrens mit unterschiedlichen Speichergrößen zeigen einen veränderten Anlagenbetrieb, da über längere Zeitbereiche geladen und entladen wird. Dennoch ergeben sich daraus in diesem Szenario keine wesentlichen Veränderungen im Erlösergebnis.

Generell ist anzumerken, dass diese beobachteten Unterschiede in Wintertagen mit hoher Wärmelast nicht so deutlich in Erscheinung treten, da das BHKW von allen Verfahren mit hoher Auslastung eingeplant wird.

6.1.2 Vortagsplanung mit Direktvermarktung

Die Modellierung der Vortagsplanung mit dem Ziel der Direktvermarktung unterscheidet sich von der Wärmeleitung für das GGLP- und linear-heuristische Verfahren nur durch die Verwendung der zeitlich variablen Stromverkaufspreise. In dem rein heuristischen Verfahren ist damit allerdings ein weiterer Verfahrensschritt notwendig, welcher den wärmegeführten Einsatzplan nachbearbeitet und die Erzeugung vorzugsweise in Hochpreiszeiten verlagert. Diese Aufgabe übernimmt in der heuristischen Variante das HDA-Verfahren. Für die Vortagsplanung mit Direktvermarktung kommen demnach das MIPR-, das HDA- und das LPH-Verfahren in Frage.

Fahrplancharakteristik

In **Abbildung 6-4** ist der geplante Fahrplan einer einzelnen Poolanlage nach dem HDA-Verfahren dargestellt. Die hohen Strompreise der Mittags- und Abendstunden werden für den vorrangigen BHKW-Betrieb genutzt. Einer stärkeren Konzentration in den Mittagsstunden stehen die Deckung der Wärmelast und die begrenzte Speicherkapazität entgegen. Der Betrieb in den ersten Tagesstunden erfolgt zu sehr geringen Strompreisen, allerdings wird damit der zu Beginn der Simulation leere Speicher geladen. Die gespeicherte Wärme reicht aus, um den BHKW-Einsatz in den beiden folgenden Zeitschritten mit den Tagestiefstpreisen zu vermeiden. Gegenüber der heuristischen, wärmegeführten Vortagsplanung (vgl. **Abbildung 6-1**) fällt auf, dass das BHKW

verstärkt in Volllast betrieben wird. Damit wird sowohl die Konzentration auf die vorteilhaften Preise als auch eine Erhöhung der Stromproduktion durch die verbesserte Stromkennzahl erreicht.

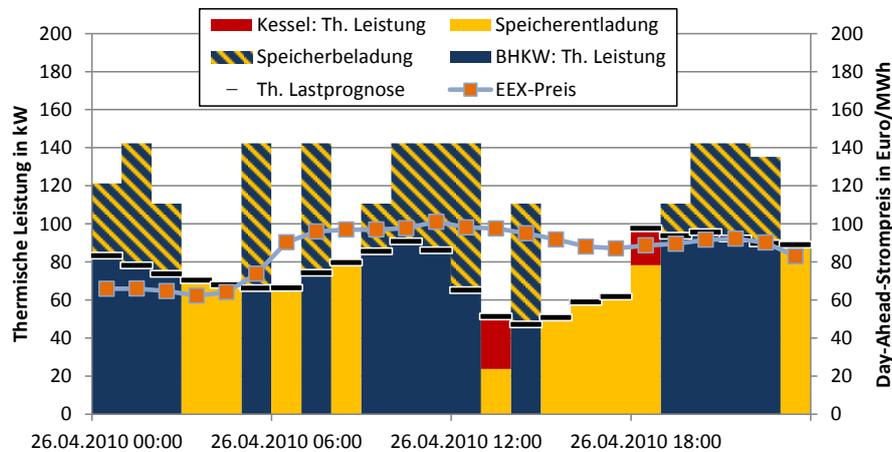


Abbildung 6-4: *Heuristische Vortagsplanung (HDA-Verfahren) einer Einzelanlage für die Direktvermarktung*

Die Planung nach dem MIPR-Referenzverfahren (**Abbildung 6-5**) ist dem heuristischen in vielen Punkten ähnlich. Auch hier werden die ersten drei Zeitschritte genutzt, um den Speicher zu füllen und die nachfolgenden Niedrigpreiszeiten zu überbrücken. Die Konzentration auf die Mittags- und Abendstunden unterscheidet sich nur in einzelnen Zeitschritten. An diesem Beispieltag setzt das MIPR-Verfahren das BHKW mit 14 Stunden genauso lange ein wie das heuristische Verfahren. Lediglich in vier Zeitschritten bestehen Unterschiede, da hierbei der Betrieb auf benachbarte Zeitschritte verschoben wird. Der Kesselbetrieb wird in beiden Fällen weitgehend vermieden, dem MIPR-Verfahren gelingt dies besser als der Heuristik.

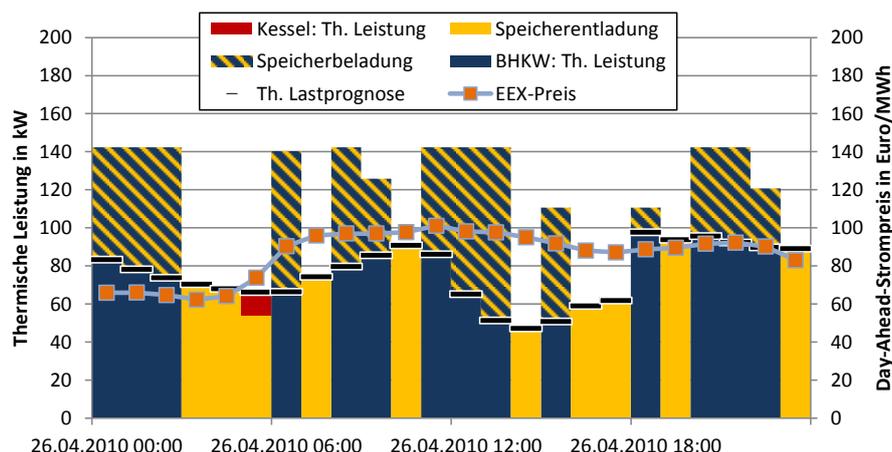


Abbildung 6-5: *GGLP-optimierte Vortagsplanung (MIPR) einer Einzelanlage für die Direktvermarktung*

Bezüglich der Gleichförmigkeit des Anlagenbetriebs unterscheiden sich die beiden genannten Verfahren wenig. Die Planung nach dem LPH-Verfahren (**Abbildung 6-6**) zeigt hingegen in diesem Bereich seine Stärken. An dem dargestellten Tag wird das

BHKW nur einmal kürzer als drei Stunden eingeplant, nach dem HDA-Verfahren und MIPR-Verfahren wird dies drei bzw. vier Mal in Kauf genommen.

Es ist gut zu erkennen, wie die Vorfestlegung der Betriebszeiten überwiegend die relativen Maxima der Strompreise gewählt hat. Die Ermittlung der BHKW-Leistung in diesen 15 Stunden erfolgt nach einer linearen Programmierung und ist damit kostenoptimal. Durch den Betrieb einer gegenüber der Lösung des MIPR-Verfahrens zusätzlichen Stunde ergibt sich ein verstärkter Teillastbetrieb. Auf einen Kesselinsatz kann somit weitgehend verzichtet werden.

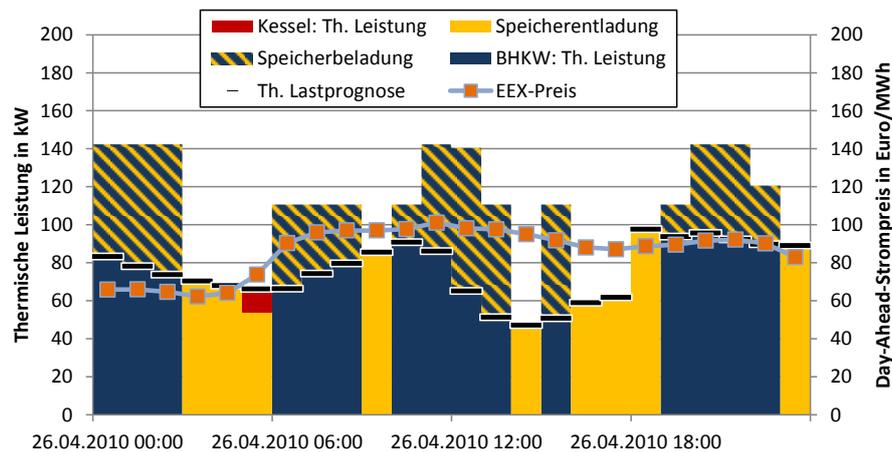


Abbildung 6-6: Vortagsplanung einer Einzelanlage nach dem linear-heuristischen Verfahren (LPH) für die Direktvermarktung

Rechenzeit

Analog zur Bestimmung der Rechenzeit der wärmegeführten Vortagsplanung werden die Zeiten für die Planung unterschiedlicher Poolgrößen ermittelt (**Tabelle 6-4**). Während die Rechenzeiten der heuristischen Verfahren sich für die stromgeführte Vortagsplanung nur sehr geringfügig von der wärmegeführten unterscheiden, kommt das MIPR-Verfahren allein auf Grund variabler Strompreise zu anderen Rechenzeiten. Diese Zeiten sind im Durchschnitt kürzer als im wärmegeführten Fall (Tabelle 6-1) und steigen tendenziell mit der Größe der Anlagenpools. Bei größeren Pools wird das Zeitlimit von 10 Minuten überschritten und die Optimierung mit der bis dahin besten verfügbaren Lösung abgebrochen. Bei der Planung des Pools mit 50 Anlagen tritt der Effekt auf, dass der größere Pool schneller als der kleinere berechnet werden kann. Dies lässt sich durch die Eigenschaft des GGLP-Lösungsverfahrens erklären, sensibel auf veränderte Randbedingungen wie die thermischen Lasten der neuen Poolanlagen zu reagieren und damit eine Vorhersage der Rechenzeit zu erschweren.

Tabelle 6-4: *Vergleich der Rechenzeiten*

Verfahren	Poolgröße	-	1	5	25	50	100
MIPR	Rechenzeit (Pool)	s	0,06	4,79	545,66	16,61	> 600
	Rechenzeit je Anlage	s	0,06	0,96	21,83	0,33	> 6
HDA	Rechenzeit (Pool)	s	0,02	0,03	0,28	0,77	2,25
	Rechenzeit je Anlage	s	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02
LPH	Rechenzeit (Pool)	s	0,02	0,02	0,05	0,11	0,23
	Rechenzeit je Anlage	s	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00

Lösungsgüte

Der Vergleich der Stromvermarktungsmengen der untersuchten Verfahren (**Tabelle 6-5**) zeigt, dass beim MIPR-Verfahren nur unerhebliche Unterschiede zur wärmegeführten Vortagsplanung auftreten. Die anderen Verfahren erreichen auch in diesem Fall nicht die volle Höhe, die das Referenzverfahren vermarktet. Allerdings sind die absoluten Werte der Alternativen mit 31,8 und 30,6 MWh höher als im wärmegeführten Fall. Der Grund für die verbesserten Ergebnisse der heuristischen Verfahren liegt darin, dass durch die zeitlich veränderten Strompreise die Vorteile einer Einsatzverschiebung höher ausfallen und somit umgesetzt werden. Während eine Erhöhung der Speichergröße von 100 auf 250 kWh die Vermarktung durch die alternativen Verfahren erhöht, bleibt eine weitere Steigerung des planbaren Speicherinhalts für die Vortagsplanung folgenlos.

Tabelle 6-5: *Vergleich der Vermarktungsmengen*

Verfahren	Speichergröße	kWh	100	250	500
MIPR	Stromvermarktung	MWh	32,8	32,8	32,8
HDA	Stromvermarktung	MWh	31,8	32,0	32,0
LPH	Stromvermarktung	MWh	30,6	30,9	30,9

Die Gegenüberstellung der zusammengefassten Planungsergebnisse (**Tabelle 6-6**) weist insgesamt geringe Unterschiede der Verfahren auf. Der KWK-Einsatz und die Stromerzeugung sind im Referenzverfahren am höchsten, allerdings ist der Unterschied zum HDA-Verfahren niedrig. Zusammen mit der vergleichbar hohen Startanzahl bestätigen diese Zahlen den Eindruck einer sehr ähnlichen Fahrplanerstellung. Das LPH-Verfahren hingegen erzeugt weniger Strom und kommt wegen dem häufigeren Teillastbetrieb mit weniger Anfahrvorgängen aus. Gleichzeitig werden die Anlagen dieser Variante seltener im Nennbetriebspunkt betrieben und weisen damit die geringste Stromkennzahl auf.

Tabelle 6-6: Vergleich der Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzplanung nach dem heuristischen und dem GGLP-Verfahren

Szenario	Beschreibung	-	Pool mit 25 Einzelanlagen, DA-Vermarktung, Vortagsplanung		
			Verfahren	MIPR	HDA
Vorgaben	Installierte Leistung	MW	2.5	2.5	2.5
	Thermische Last	MWh	45.4	45.4	45.4
BHKW	Stromproduktion	MWh	32.8	32.0	30.9
	Wärmeproduktion	MWh	47.5	46.8	46.1
	Stromkennzahl	-	69%	68%	67%
	Brennstoffeinsatz	MWh	100.3	98.4	96.2
	Brennstoffkosten	Euro	-2508	-2461	-2406
	Anfahrvorgänge	-	129	120	95
	Anfahrkosten	Euro	-13	-12	-10
	Auslastung	%	54.6	53.2	51.5
Wärme- bereit- stellung	Kesseleinsatz	%	0.2	2.2	3.0
	Kesselbetriebskosten	Euro	-3	-27	-41
	Speichereinsatz	%	43.9	35.8	34.8
	Wärmeerlös	Euro	2334	2338	2329
Stromerlös	Verkauf	MWh	32.8	32.0	30.9
	Verkauf (Erlös)	Euro	2864	2794	2710
	Verkaufspreis	Euro/MWh	87.4	87.4	87.7
Spez. Gesamterlös je 1 MW und 24 h		Euro	1070	1053	1033

Ähnlich wie bei der wärmegeführten Variante kann das MIPR-Verfahren am effektivsten den Kesseleinsatz vermeiden und den Speicher stärker als die anderen Verfahren nutzen.

Die Wärmeerlöse unterscheiden sich geringfügig durch die am Ende des Betrachtungszeitraums gespeicherte Wärmemenge. Die Vermarktungsmenge entspricht der Stromerzeugung und ist maßgeblich für die höheren Erlöse des MIPR-Verfahrens verantwortlich. Zwar kann das HDA-Verfahren den erzeugten Strom zu einem höheren Durchschnittspreis vermarkten, doch schlägt sich dieser Effekt nicht auf die Qualität der Gesamterlöse nieder.

Die spezifischen Gesamterlöse des MIPR-Referenzverfahrens von 1070 Euro je 1 MW_{el} installierter Poolleistung an dem Untersuchungstag werden von dem HDA-Verfahren um 2,6 % oder 17 Euro verfehlt. Das LPH-Verfahren erreicht nur 1033 Euro und bleibt damit um 3,4 % oder 37 Euro hinter der Referenz zurück.

6.1.3 Zusammenfassung

Es zeigt sich, dass ein ruhiger, durch wenige Anfahrvorgänge charakterisierter Anlagenbetrieb und hohe Vermarktungserlöse konkurrierende Ziele darstellen (**Tabelle 6-7**). Die Heuristiken des HHL-Verfahrens und des Auswahlsschritts der Betriebszeitpunkte im LPH-Verfahren sorgen in den untersuchten Implementierungen für einen gleichmäßigeren Betrieb, erreichen aber nicht die höchste Werte bei der Stromproduktion und den Vermarktungserlösen. Das HDA-Verfahren und in besonderem Maße das MIPR-Verfahren nutzen den Speicher intensiv, um das BHKW in der Nennlast zu betreiben, die Stromproduktion zu steigern und die variablen Strompreise optimal auszunutzen.

Während bei den rein linearen und heuristischen Verfahren keine nennenswerten Unterschiede der Rechenzeit beobachtet werden, tritt bei dem MIPR-Verfahren im wärmegeführten Fall häufig eine schlechte Performance auf. Die Rechenzeit der alternativen Verfahren verhält sich unabhängig von der Modelldefinition wie beispielsweise den Strompreisen. Das MIPR-Verfahren reagiert auf bestimmte Randbedingungen mit langen Rechenzeiten.

Tabelle 6-7: *Vergleich der Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzplanung nach vorausgegangener GGLP-Vortagsplanung*

Verfahren	Wärmeführung			DA-Vermarktung		
	Erlöse	Rechenzeit	Fahrplancharakteristik	Erlöse	Rechenzeit	Fahrplancharakteristik
MIPR	++	--	+	++	--	o
HHL	-	+	++	n/a	n/a	n/a
HDA	o	+	+	+	o	o
LPH	o	++	+	o	++	++

Kritisch sind Parameter, die einen „flachen Lösungsbaum“ erzeugen. Das GGLP-Verfahren ist dann gezwungen, viele sehr ähnliche Planungsvarianten zu berechnen, um die beste Lösung zu ermitteln. Vergleichsweise wenige Lösungsäste können frühzeitig nach dem Branch-and-Bound-Verfahren ausgeschlossen werden. Parameter, die einen flachen Lösungsbaum erzeugen, sind zum einen die ähnlichen Anlagenkenngrößen selbst. Kommen beispielsweise in einem virtuellen Kraftwerk viele baugleiche BHKWs zum Einsatz und erlauben die dezentralen Speicher eine zeitliche Verschiebung, unterscheiden sich die Poolerlöse nur geringfügig. Ob Anlage A oder Anlage B in einem Zeitschritt zum Einsatz kommt, verursacht weitgehend die gleichen Kosten und Erlöse. Das MIPR-Verfahren berücksichtigt aber in einem zeitaufwendigen Verfahren alle diese Kombinationen. Neben den ähnlichen Anlagenparametern sorgen identische Stromverkaufspreise, wie sie in dem wärmegeführten Betrieb mit der gesetzlichen Abnahmeverpflichtung auftreten, für einen erhöhten Rechenaufwand.

Dies lässt sich deutlich an einem Vergleich der Rechenzeiten des wärme- und des stromgeführten Betriebs erkennen. Dieses Verhalten des Standardverfahrens auf der Basis der GGLP erklärt auch die in anderen Arbeiten beobachteten längeren Rechen-

zeiten in der Übergangs- und Sommerzeit. Da die Anlagen im Winter überwiegend in Volllast laufen, ergeben sich dann weniger mögliche Permutationen.

Weiterhin wird somit die Vorhersage der benötigten Rechenzeit schwierig. Wie in Tabelle 6-4 ersichtlich, benötigt der Pool mit 50 Anlagen weniger Zeit als der mit 25 BHKWs. Dieser Umstand ist aber nicht verlässlich und gilt bei anderen Strompreisen nicht mehr.

In der Praxis ist die Vortagsplanung eine zeitkritische Aufgabe, da zwischen dem Eingang der Planungsdaten und der Abgabe der Marktgebote ein begrenztes Zeitfenster besteht. Bei den Stadtwerken München werden für die Einsatzplanung in der Regel 30 Minuten angesetzt /SWM-01 11/.

Das aus der Einsatzplanung großer Kraftwerke bewährte GGLP-Verfahren scheint sich nicht unverändert für die Vortagsplanung eines virtuellen Kraftwerks zu eignen, wie es die Untersuchungen des MIPR-Verfahrens zeigen. Das Verfahren reagiert sensibel auf die große Zahl wirtschaftlich ähnlicher Vermarktungs- und Erzeugungskombinationen. Die benötigte Rechenzeit übersteigt insbesondere bei größeren Pools den zulässigen Rahmen und kann nur schwer vorhergesagt werden.

Die vorgestellten alternativen Verfahren erreichen in der Vortagsplanung noch nicht die hohen Vermarktungserlöse des MIPR-Verfahrens, eine Weiterentwicklung könnte jedoch diese Lücke schließen. Solange der zeitliche Rahmen dies zulässt, ist das GGLP-Verfahren vorzuziehen.

6.2 Resttagsplanung

Die Notwendigkeit einer Resttagsplanung tritt auch bei dem Betrieb von Großkraftwerken auf. Sie wird immer dann durchgeführt, wenn ein unerwartetes Ereignis auftritt, das eine Umplanung einzelner Kraftwerke erfordert. Kleinere Abweichungen der Lastprognose kann der Energiemeister in der Leitwarte auf Grund seiner Erfahrung selbständig korrigieren, bei größeren Störungen oder Kraftwerksausfällen kann es jedoch sinnvoll sein, den Resttag unter den veränderten Randbedingungen neu zu optimieren. Während der Betrieb von Großkraftwerken durch die Arbeit des Bedienpersonals, die Einplanung von Reserven und den zuverlässigen, große Versorgungsgebiete betreffenden Lastprognosen in der Regel sehr stabil verläuft, ist der Betrieb eines virtuelle Kraftwerk durch weitgehend automatisierte Prozesse und Planungen auf Basis dezentraler Lastprognosen gekennzeichnet. Der Resttagsplanung kommt dabei eine besondere Bedeutung zu. Sie wird in regelmäßigen Abständen durchgeführt und aktualisiert ständig die Fahrpläne der dezentralen BHKWs.

Resttagsplanungen werden im dezentralen Anlagenverbund bereits dann nötig, wenn die dezentrale Last einer Anlage von der Prognose abweicht und das BHKW nicht wie geplant betrieben werden kann. Wegen der Kopplung der gemeinsamen Stromerzeugung an die Wärmebereitstellung der dezentralen Lasten und der hohen Anzahl der Einzelanlagen ist ein manuelles Korrigieren des Einsatzplanes nicht praktikabel. Neben den Prognoseabweichungen verursachen auch Regelleistungsabrufe oder Anlagenausfälle einen Bedarf an Neuplanungen. Stellvertretend für diese Ursachen, die in der Simulation prinzipiell gleich behandelt werden, wird die Prognoseabweichung als die größte und häufigste Störung untersucht.

In der Praxis erfährt die Leitstelle während des produktiven Betriebs von Prognoseabweichungen, Regelleistungsabrufen oder Anlagenstörungen. In der Simulation sind diese Ereignisse bereits fest hinterlegt und für alle Szenarien identisch, um die Verfahren vergleichen zu können. Die Störung wird dabei erst zu dem spätesten möglichen Zeitschritt in der Optimierung berücksichtigt, um die realen Verhältnisse nachzubilden. In **Abbildung 6-7** ist das Schema der rollierenden Resttagsplanung dargestellt. Die Optimierung der untertägigen Planung basiert ebenso wie die Vortagsplanung auf der aktuellen Prognose. Die hinterlegten Ist-Werte, die von den Prognosewerten abweichen, bewirken, dass der geplante Betrieb nicht eingehalten werden kann. Der Resttag wird unter Berücksichtigung dieser Abweichung abgebildet und die Optimierung erneut durchgeführt. Bei jedem Durchgang werden somit die Ist-Werte eines zusätzlichen Zeitschritts berücksichtigt, während sich gleichzeitig der zu planende Zeitraum um einen Zeitschritt verkürzt.



Abbildung 6-7: *Schema der rollierenden Resttagsplanung*

Der elektrische Fahrplan, den die Stromhändler erstellen, ist in Viertelstundenauflösung definiert. Um Abweichungen im gleichen Fahrplanschritt zu erkennen und auszuregulieren, sollte die Resttagsplanung in der Praxis in kürzeren Zeitintervallen durchgeführt werden. Da keines der Verfahren einseitig von kürzeren Zeitintervallen profitiert, die höhere Rechenzeit aber die Untersuchung einer größeren Anzahl von Szenarien erschweren würde, wird der Vergleich der verschiedenen Verfahren in stündlicher Auflösung vorgenommen.

Die Qualität der Resttagsplanung hängt in hohem Maß von der Fähigkeit ab, auf Laständerungen zu reagieren. Im Fall der KWK bedeutet dies aber, dass am Vortag der Heizkessel eingeplant wird, um ihn dann bei unerwartet niedriger Wärmelast reduzieren zu können - ohne die Stromerzeugung durch das BHKW zu beeinträchtigen. Das Einplanen des Kessels stellt zunächst eine wirtschaftliche ungünstige Art der Wärmebereitstellung dar. Im Fall einer überschätzten thermischen Last kann sie aber einen Beitrag leisten, eine Bilanzkreisverletzung zu vermeiden. Diese konkurrierenden Ziele können unter Berücksichtigung der Häufigkeit der auftretenden Prognosefehler abgewogen werden. Die positiven Effekte des eingeplanten Kesselbetriebs sind der Betrieb der KWK-Anlage im Nennlastpunkt, die reduzierte Anzahl der Startvorgänge und der verringerte Bedarf an Speicherkapazität.

Eine optimale Vortagsplanung, der es gelingt, den Kessel weitgehend zu vermeiden und damit die erwarteten Erlöse zu maximieren, kann sich in der Resttagsplanung als nachteilig erweisen, weil Prognoseabweichungen nicht korrigiert und Bilanzkreisabweichungen in Kauf genommen werden. Die Bewertung der Resttagplanung erfolgt daher zum einen auf der Basis einer optimalen Vortagsplanung, die mit dem MIPR-Verfahren erstellt wurde, zum anderen aufbauend auf der heuristischen HDA-Vortagsplanung.

Verglichen werden die folgenden Verfahren, eine ausführliche Beschreibung ist in Kapitel 4 dargestellt.

- HFIX (*Heuristic Fixed Schedule*)

Das HFIX-Verfahren ist ein heuristisches Verfahren mit der Aufgabe, den gemeldeten Stromfahrplan ohne Beeinträchtigung der Wärmelastdeckung einzuhalten.

- *HMIP (Heuristic/Mixed Integer Programming)*
Das HMIP-Verfahren baut auf dem HFIX-Verfahren auf und verwendet dessen Lösung als Ausgangspunkt für einen nachgeschalteten GGLP-Schritt. Dieser kann durch die Angabe einer geeigneten Startlösung und einer günstigen Modelldefinition in der Regel deutlich schneller durchgeführt werden.
- *LPH (Linear Programming/Heuristic)*
Das LPH-Verfahren optimiert die linear abgebildete Planungsaufgabe. Die Einsatzzeiten werden dabei zunächst unverändert aus der Vortagsplanung übernommen. Erst bei Auftreten von Unlösbarkeiten werden die Einsatzzeiten in einem weiteren Schritt angepasst und es wird eine erneute Einsatzoptimierung durchgeführt.
- *MIPR (Mixed Integer Programming, Reference)*
Das GGLP-Referenzverfahren MIPR für die Resttagsplanung unterscheidet sich nur auf Grund veränderter Parameter von der Vortagsplanung. Während bei der Vortagsplanung die Vermarktungsmengen frei optimierbar sind, werden sie im Modell der Resttagsplanung fixiert.

Die Verfahren der Resttagsplanung unterscheiden nicht, ob die Vortagsplanung mit konstanten Preisen und damit wärmegeführt oder mit stündlichen EEX-Preisprognosen durchgeführt wird. In beiden Fällen versucht die Resttagsplanung, die elektrische Erzeugung des Anlagenpools gemäß dem am Vortag ermittelten Fahrplan trotz veränderter thermischer Last einzuhalten. Aus diesem Grund ist es für die Beurteilung der Resttagsplanungsverfahren nicht nötig, beide Betriebskonzepte – Strom- und Wärmeführung – zu untersuchen.

Die Resttagsplanung kann, anders als die Vortagsplanung, für die Lösung der Planungsaufgabe nicht in Teilaufgaben, die jeweils ein thermisches Versorgungsobjekt umfassen, aufgeteilt werden. Eine Wärmelastabweichung in einem dezentralen Versorgungsobjekt wirkt sich auf die gemeinsame elektrische Erzeugung des Pools aus. Die Korrektur der Abweichung betrifft in der Regel mehrere dezentrale Anlagen. Diese starke Verzahnung erzwingt eine gemeinsame Betrachtung aller Poolanlagen.

Fahrplancharakteristik

Im Folgenden werden die Resttagsfahrpläne der verschiedenen Verfahren verglichen, wie sie sich am Ende des Simulationstages - nach Durchlaufen aller rollierenden Planungen - ergeben. Als Ausgangspunkt wird für alle Verfahren die GGLP-Vortagsplanung MIPR verwendet. Analog zur Diskussion der Vortagsplanungen wird als Vergleichsmodell ein Pool mit 25 BHKWs verwendet.

Für die folgende Analyse der Resttagsplanung wird eine niedrigere Lastprognose als für die Untersuchung der Vortagsplanung in Kapitel 6.1 gewählt. Während es in letzter gilt, den Einsatz von Heizkesseln zu provozieren und zu bewerten, werden bei dem Vergleich der Resttagsplanungen die Ergebnisse am Ende des Simulationszeitpunkts (ex post) mit der ursprünglichen Vortagsplanung (ex ante) verglichen. Die tatsächliche kumulierte Ist-Last aller Poolanlagen besitzt zur besseren Vergleichbarkeit den gleichen Tageswärmebedarf, unterscheidet sich aber in den einzelnen Zeitschritten. **Abbildung**

6-8 stellt die kumulierte prognostizierte thermische Last des gesamten Pools dar. Die Lastprognose ist Grundlage der Vortagsplanung. Die tatsächliche thermische Last fällt bis 6:00 Uhr höher als die Prognose aus. Die prognostizierten Spitzen um 11:00 und 17:00 Uhr treten tatsächlich zu abweichenden Uhrzeiten und nicht in voller Höhe auf.

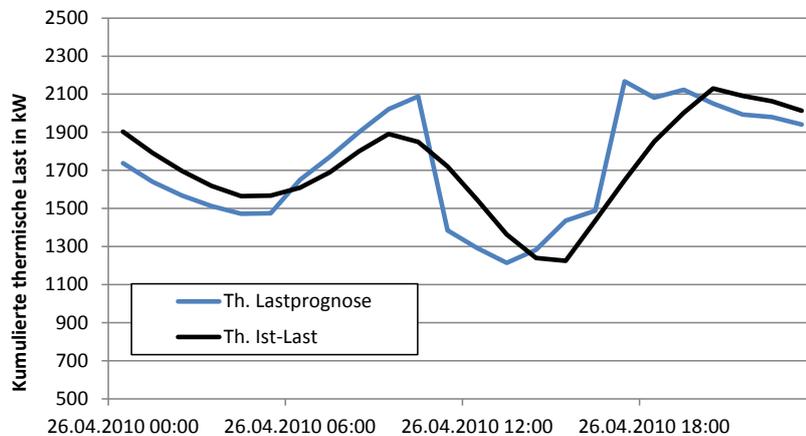


Abbildung 6-8: *Prognostizierte und tatsächliche kumulierte Wärmelast aller Poolanlagen*

In den folgenden Diagrammen ist jeweils der Fahrplan einer dieser Anlagen dargestellt. In **Abbildung 6-9** ist der Fahrplan einer Anlage gezeigt, wie er am Vortag durch das MIPR-Verfahren erstellt wurde. Das BHKW wird meist in Vollast betrieben. Im Rhythmus von 1 bis 4 Stunden wird der Speicher geladen und in der Folgezeit bei ausgeschaltetem BHKW entladen. Gleichzeitig wird die Erzeugung vorzugsweise in die Stunden hoher Preise gelegt. Im Gegensatz zu der im Kap. 6.1.2 gezeigten Vortagsplanung liegt hier ein geringerer Wärmebedarf vor.

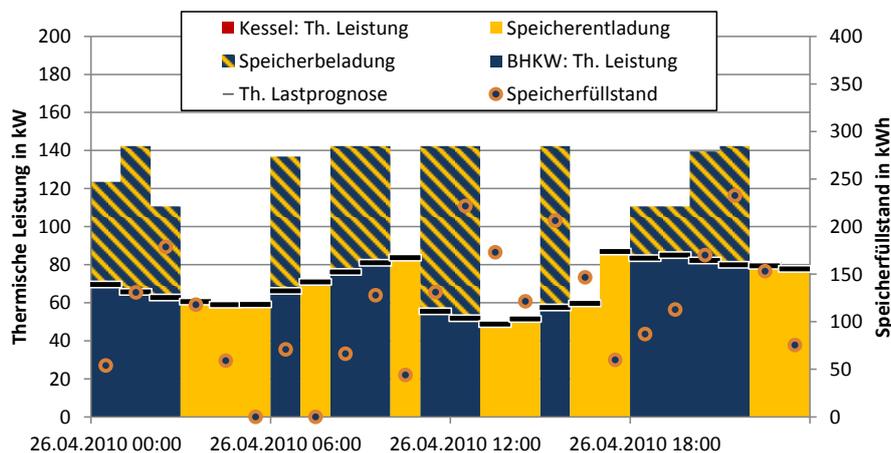


Abbildung 6-9: *GGLP-Vortagsplanung nach dem MIPR-Verfahren als Basis der Resttagsplanungen*

In **Abbildung 6-10** ist der Resttagsfahrplan nach dem MIPR-Verfahren dargestellt. Die höhere Last in den Morgenstunden wird gegenüber der Vortagsplanung (Abbildung 6-9) durch einen verstärkten Einsatz des BHKW teilweise ausgeglichen. Dadurch produziert diese Anlage mehr Strom als vorgesehen. Der Kesseleinsatz dieser Anlage in der Zeit von 5:00 bis 6:00 ermöglicht es, die unerwartete, höhere Wärmelast zu decken. Die

Abweichung der Wärmelastprognose bewirkt einen veränderten Speichereinsatz. Durch die Anpassung der Restfahrpläne aller anderen Poolanlagen wird der elektrische Fahrplan eingehalten und die thermische Last in den einzelnen, unabhängigen Versorgungsobjekten gedeckt.

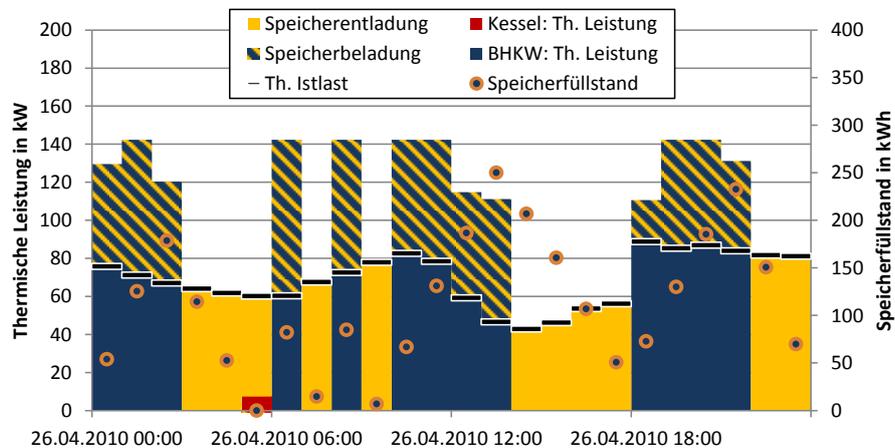


Abbildung 6-10: Abschließende Resttagsplanung (MIPR) einer Einzelanlage

Der Resttagsfahrplan nach dem heuristischen Verfahren (**Abbildung 6-11**) unterscheidet sich von dem Vortagsplan durch einen reduzierten BHKW-Einsatz. In zwei Zeitschritten am Vormittag wird der Heizkessel zur Wärmeversorgung eingesetzt, um die höher als prognostiziert ausfallende Wärmelast zu decken. Auffallend ist zudem, dass der Heizkessel nicht nur die zusätzliche Wärmelast in diesem Zeitschritt deckt, sondern die gleiche Wärmemenge produziert, die das BHKW in Mindestlast erzeugen würde. Den heuristischen Regeln gelingt es offensichtlich nicht, den Fahrplan so umfassend abzuändern, dass der Kesseleinsatz auf ein Minimum beschränkt wird. Am Nachmittag wird die Last überprognostiziert und das BHKW aus diesem Grund in einzelnen Zeitschritten abgeschaltet, um keinen Wärmeüberschuss zu produzieren. Das Einhalten des elektrischen Fahrplans des gesamten Anlagenpools wird durch diese Heuristik deutlich schlechter erreicht als durch das Referenzverfahren.

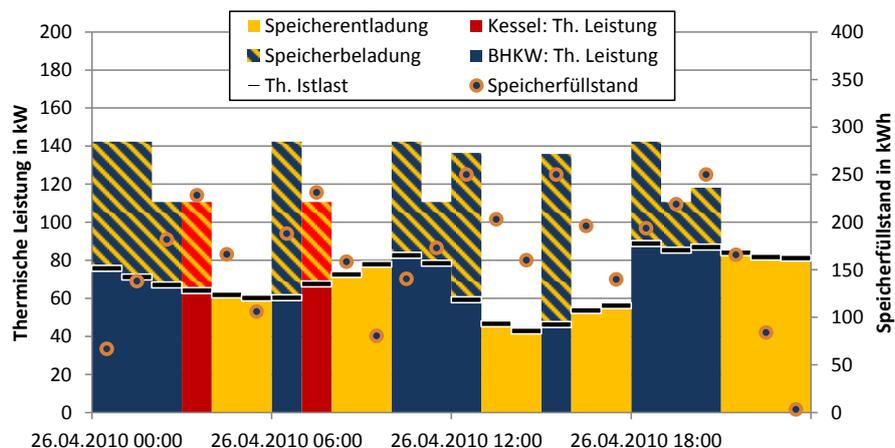


Abbildung 6-11: Abschließende heuristische Resttagsplanung (HFIX) einer Einzelanlage

Das Verfahren HMIP ergänzt jeden Durchlauf der heuristischen Resttagsplanung durch einen GGLP-Schritt, der das heuristische Ergebnis als Startlösung verwendet. Mit dieser Kombination gelingt es, den hohen, vom heuristischen Verfahren geplanten Kesseleinsatz zu reduzieren (vgl. **Abbildung 6-12**). Das BHKW wird wie in der Vortagsplanung in 13 Zeitschritten eingesetzt.

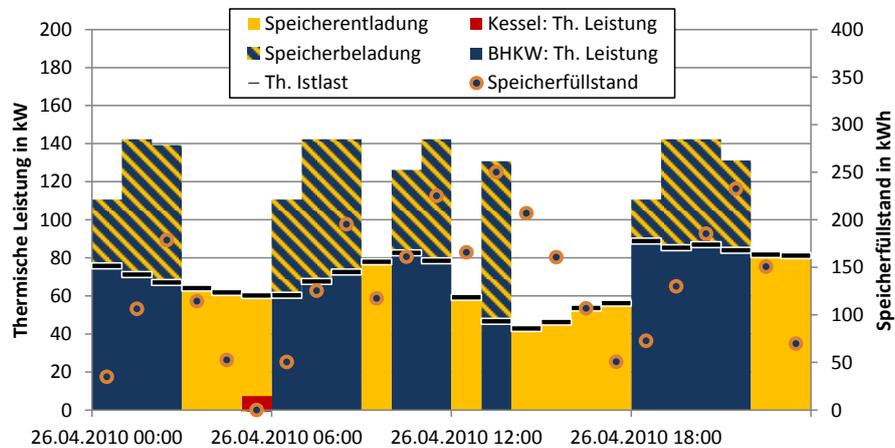


Abbildung 6-12: Abschließende Resttagsplanung (HMIP) einer Einzelanlage

Das linear-heuristische Verfahren (**Abbildung 6-13**) setzt das BHKW in 12 Zeitschritten ein. Auch hier wird der Kessel vormittags verwendet, um die zu gering prognostizierte Last zu decken. Allerdings ist der Kesseleinsatz minimiert und tritt nur dann auf, wenn der Speicher entleert ist und keinen Beitrag zur Wärmedeckung leisten kann.

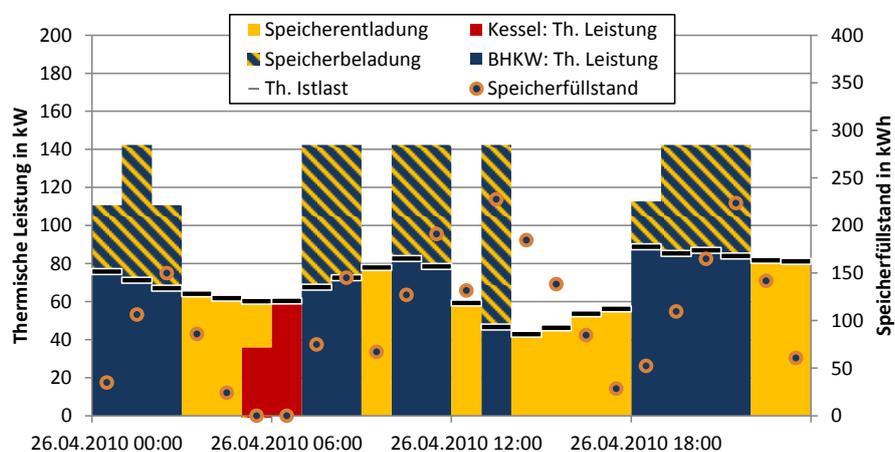


Abbildung 6-13: Abschließende Resttagsplanung (LPH) einer Einzelanlage

Charakteristik der Einsatzplanung

Tabelle 6-8 bietet einen Vergleich der verschiedenen Resttagsplanungsverfahren, die auf der Vortagsplanung nach dem MIPR-Verfahren aufbauen. Die thermische Last aller 25 Versorgungsobjekte wird am Vortag mit 41,3 MWh prognostiziert, im Lauf der rollierenden Resttagsplanung wird exakt dieser Tagesbedarf nachgefragt, allerdings mit einem abweichenden Lastprofil. Gemäß der Vortagsplanung wird eine Stromproduktion von 29,6 MWh vermarktet. Durch die Abweichung der thermischen Lastprognose ist es

keinem der untersuchten Verfahren möglich, diese Stromerzeugung in vollem Umfang aufrecht zu erhalten.

Das MIPR-Verfahren und die linear-heuristische Variante erreichen eine Stromproduktion von ca. 29,0 bzw. 28,8 MWh und damit eine Unterproduktion von 0,6 bzw. 0,9 MWh gegenüber der Vortagsplanung. Das HFIX-Verfahren erzeugt mit 25,4 MWh deutlich weniger, erst der nachgeschaltete GGLP-Schritt (HMIP-Verfahren) hebt die Erzeugung auf einen ähnlich guten Wert wie das Referenzverfahren.

Die Anzahl der Anfahrvorgänge aller Verfahren liegen in der gleichen Größenordnung. Nur das HFIX-Verfahren kann aus dem reduzierten KWK-Betrieb in diesem Punkt einen Vorteil erzielen.

Die MIPR- und LPH-Verfahren setzen den Kessel zur Bereitstellung von 2,2 % ein. Im HFIX-Verfahren erfolgt ein deutlich verstärkter Kesselbetrieb von 10,0 %, der aber im HMIP-Verfahren auf das Niveau der Referenz zurückgeführt werden kann.

Der Speicher wird von allen Resttagsplanungen in ähnlichem Umfang eingesetzt. Eine Ausnahme bildet wieder das HFIX-Verfahren, dem es nicht gelingt, durch eine geeignete Speichernutzung den Kessel zu vermeiden und den BHKW-Einsatz zu steigern. Die Wärmeerlöse setzen sich aus der nachgefragten und der am Ende des Simulationszeitraums im Speicher verbleibenden Wärme zusammen. Der niedrigere Füllstand am Ende der Planungszeit erklärt die geringeren Wärmeerlöse des HFIX-Verfahrens.

Während die Wärmelast in allen 25 Versorgungsobjekten zu allen Zeitschritten ohne Über- oder Unterdeckung erfüllt werden konnte, sind Abweichungen von dem gemeldeten Stromfahrplan unvermeidlich. Beim MIPR-Verfahren sind sie mit 2,2 % am niedrigsten, das LPH-Verfahren erreicht mit 2,9 % ebenso einen akzeptablen Wert. Das HFIX-Verfahren verursacht eine sehr hohe Fahrplanverletzung von 14,1 %, der nachgeschaltete Schritt reduziert sie jedoch auf 2,8 %.

Die Gesamterlöse schrumpfen wegen der Ausgleichskosten der Fahrplanunterspeisung von geplanten 975 Euro auf 971 Euro im Referenz- und linear-heuristischen Verfahren. Das HFIX-Verfahren verfehlt mit 955 Euro diesen Wert um 20 Euro (-2,0 %).

Tabelle 6-8: Vergleich der Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzplanung nach vorausgegangener GGLP-Vortagsplanung

Szenario	Beschreibung	-	Pool aus 25 Einzelanlagen Ziel: Fahrplaneinhaltung nach GGLP- Vortagsplanung mit Day-Ahead-Vermarktung					
			Verfahren	MIPR	MIPR	HFIX	HMIP	LPH
			Perspektive	Ex Ante	Ex Post	Ex Post	Ex Post	Ex Post
Vorgaben	Installierte Leistung	MW	2.5					
	Thermische Last	MWh	41.3	41.3				
BHKW	Stromproduktion	MWh	29.6	29.0	25.4	28.8	28.8	
	Wärmeproduktion	MWh	43.2	42.1	37.8	42.0	42.2	
	Brennstoffeinsatz	MWh	91.0	88.9	79.0	88.4	88.7	
	Brennstoffkosten	Euro	-2275	-2222	-1976	-2210	-2218	
	Anfahrvorgänge	-	110	119	89	109	111	
	Anfahrkosten	Euro	-11	-12	-9	-11	-11	
	Auslastung	%	49.3	48.3	42.4	47.9	48.0	
Wärme- bereit- stellung	Kesseleinsatz	%	0.0	2.2	10.0	2.6	2.2	
	Kesselbetriebskosten	Euro	0	-25	-117	-30	-26	
	Speichereinsatz	%	49.2	47.2	42.9	46.6	46.6	
	Wärmeerlös	Euro	2120	2113	2074	2114	2115	
	Überproduktion	MWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Unterproduktion	MWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Day-Ahead Strom- handel	Verkauf	MWh	29.6					
	Verkauf (Erlös)	Euro	2603					
	Verkaufspreis	Euro/MWh	87.9					
	Überproduktion	MWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Unterproduktion	MWh	0.0	0.6	4.2	0.8	0.9	
Thermische Fahrplanverletzung		%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Elektrische Fahrplanverletzung		%	0.0	2.2	14.1	2.8	2.9	
Spez. Gesamterlös je 1 MW und 24 h		Euro	975	971	955	971	971	

Im Gegensatz zur vorangegangenen Untersuchung werden in **Tabelle 6-9** die vorgestellten Verfahren der Resttagsplanung verglichen, nachdem der Vortagsplan mit dem heuristischen Verfahren erstellt wurde. Der Unterschied der heuristischen gegenüber der GGLP-Vortagsplanung besteht in der geringeren Stromproduktion von 28,7 MWh (GGLP-Vortagsplanung: 29,6 MWh) und den geringeren Vermarktungserlösen. Durch diese geringere Vermarktung gelingt es den untersuchten Verfahren mit Ausnahme des HFIX-Verfahrens besser, den elektrischen Fahrplan einzuhalten.

Das Referenzverfahren der Resttagsplanung plant die BHKWs unabhängig von der Art der Vortagsplanung sehr ähnlich ein. Der Kessel wird weitgehend vermieden und nun zur Deckung von 3,6 % der Last verwendet. Die Stromerzeugung sinkt ex post auf 28,5 MWh. Dies bedeutet eine elektrische Unterproduktion von 0,2 MWh. Im Vergleich zur vorausgegangenen GGLP-Vortagsplanung ist die Fahrplanverletzung um den Faktor 3 niedriger (vgl. Tabelle 6-8). Die damit verursachte geringe Fahrplanverletzung bewirkt bei den angesetzten Ausgleichsenergiekosten von 45 Euro/MWh zusammen mit den veränderten BHKW- und Kesselbetriebskosten keinen erkennbaren Erlösrückgang.

Tabelle 6-9: Vergleich der Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzplanung nach vorausgegangener heuristischer Vortagsplanung

Szenario	Beschreibung	-	Pool aus 25 Einzelanlagen Ziel: Fahrplaneinhaltung nach heuristischer Vortagsplanung mit Day-Ahead-Vermarktung					
			Verfahren	HDA	MIPR	HFIX	HMIP	LPH
			Perspektive	Ex Ante	Ex Post	Ex Post	Ex Post	Ex Post
Vorgaben	Installierte Leistung	MW	2.5					
	Thermische Last	MWh	41.3	41.3				
BHKW	Stromproduktion	MWh	28.7	28.5	23.9	28.5	28.6	
	Wärmeproduktion	MWh	41.3	40.8	34.8	40.8	41.2	
	Brennstoffeinsatz	MWh	87.5	86.7	73.3	86.7	87.2	
	Brennstoffkosten	Euro	-2188	-2167	-1832	-2166	-2179	
	Anfahrvorgänge	-	125	118	115	118	125	
	Anfahrkosten	Euro	-13	-12	-12	-12	-13	
	Auslastung	%	47.8	47.5	39.8	47.5	47.6	
Wärmebereitstellung	Kesseleinsatz	%	2.2	3.6	18.9	3.6	2.3	
	Kesselbetriebskosten	Euro	-33	-44	-226	-44	-29	
	Speichereinsatz	%	43.1	44.2	41.2	44.2	43.7	
	Wärmeerlös	Euro	2096	2093	2092	2092	2089	
	Überproduktion	MWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Unterproduktion	MWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Day-Ahead Stromhandel	Verkauf	MWh	28.7					
	Verkauf (Erlös)	Euro	2510					
	Verkaufspreis	Euro/MWh	87.5					
	Überproduktion	MWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Unterproduktion	MWh	0.0	0.2	4.8	0.2	0.1	
Thermische Fahrplanverletzung		%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Elektrische Fahrplanverletzung		%	0.0	0.6	16.8	0.6	0.5	
Spez. Gesamterlös je 1 MW und 24 h		Euro	949	949	926	949	949	

Bezüglich der Fahrplantreue zeigt das LPH-Verfahren mit einer Unterproduktion von 0,1 MWh (Fahrplanverletzung 0,5 %) das beste Ergebnis und übertrifft damit sogar das Referenzverfahren MIPR. Der heuristische Ansatz verursacht eine große Fahrplanabweichung von 4,8 MWh (Fahrplanverletzung 16,8 %) und erwirtschaftet wegen den Ausgleichsenergiekosten den geringsten Ertrag. Alle anderen Resttagsplanungen erreichen mit 949 Euro das am Vortag geplante Ergebnis.

Rechenzeit

Die Rechenzeiten der untersuchten Verfahren unterscheiden sich erheblich. In **Tabelle 6-10** sind die Zeiten der Resttagsplanung aufgelistet, nachdem die Vortagsplanung mit dem GGLP-Verfahren durchgeführt wurde, in **Tabelle 6-11** die Zeiten nach vorausgegangener heuristischer Planung. Deutlich treten im ersten Fall die längeren Rechenzeiten in Erscheinung. Die GGLP-Vortagsplanung ist hinsichtlich der Vermarktung besser optimiert und reduziert die Freiheitsgrade der Speichernutzung. Dadurch wird eine effektive untertägige Reaktion auf Prognoseabweichungen erschwert. Die Vortagsplanung nach dem heuristischen Verfahren hingegen lässt Vermarktungspotential ungenutzt. Der eingeplante Kesseleinsatz erlaubt es, ohne Fahrplanverletzung auf niedrigere thermische Lasten zu reagieren. Aus diesem Grund wirkt sich die Art der Vortagsplanung auf die Rechenzeit der Resttagsplanung aus.

Tabelle 6-10: *Vergleich der Rechenzeiten der untertägigen Kraftwerkseinsatzplanung nach vorausgegangener GGLP-Resttagsplanung*

Verfahren	Poolgröße	-	1	5	25	50	100
MIPR	Rechenzeit (Pool)	s	0,17	9,41	> 2274	> 2494	> 3164
	Rechenzeit je Anlage	s	0,17	1,88	> 91	> 50	> 32
HFIX	Rechenzeit (Pool)	s	0,39	3,80	60,06	209,65	758,22
	Rechenzeit je Anlage	s	0,39	0,76	2,40	4,19	7,58
HMIP	Rechenzeit (Pool)	s	0,50	15,74	> 2514	> 3027	> 4733
	Rechenzeit je Anlage	s	0,50	3,15	> 101	> 61	> 47
LPH	Rechenzeit (Pool)	s	0,20	0,24	0,76	1,46	2,95
	Rechenzeit je Anlage	s	0,20	0,05	0,03	0,03	0,03

Bezüglich des MIPR-Verfahrens fällt die mit wachsender Poolgröße überproportional steigende Rechenzeit auf. Das Zeitlimit der Simulation wird bereits bei Poolgrößen mit 25 Anlagen bei vorausgegangener GGLP-Vortagsplanung überschritten. Dieses Verfahren zeigt außerdem deutliche Unterschiede je nach Art und Qualität der Vortagsplanung und benötigt bei vorausgegangener GGLP-Optimierung ein Vielfaches der Zeit.

Tabelle 6-11: *Vergleich der Rechenzeiten der untertägigen Kraftwerkseinsatzplanung nach vorausgegangener heuristischer Resttagsplanung*

Verfahren	Poolgröße	-	1	5	25	50	100
MIPR	Rechenzeit (Pool)	s	0,10	0,24	1,38	3,07	11,10
	Rechenzeit je Anlage	s	0,10	0,05	0,06	0,06	0,11
HFIX	Rechenzeit (Pool)	s	0,43	3,71	53,19	194,28	738,86
	Rechenzeit je Anlage	s	0,43	0,74	2,13	3,89	7,39
HMIP	Rechenzeit (Pool)	s	0,46	5,69	56,07	205,56	792,46
	Rechenzeit je Anlage	s	0,46	1,14	2,24	4,11	7,92
LPH	Rechenzeit (Pool)	s	0,11	0,25	0,67	1,27	2,60
	Rechenzeit je Anlage	s	0,11	0,05	0,03	0,03	0,03

Die Rechenzeit des heuristischen Verfahrens pro Poolanlage steigt ebenfalls überproportional, allerdings wird hierbei das Zeitlimit nicht überschritten. Die Rechenzeit unterscheidet sich nur geringfügig in Abhängigkeit der Art der Vortagsplanung. Im Fall der vorausgegangenen GGLP-Vortagsplanung wird somit schneller eine Lösung erreicht als im Referenzverfahren. Allerdings hat die Diskussion der Vermarktungsergebnisse gezeigt, dass die Lösungsqualität und damit die Erlöse geringer ausfallen.

Die Kombination des heuristischen und des MIPR-Verfahren (HMIP) erweist sich bezüglich der Rechenzeit in allen dargestellten Fällen als ungünstigste Lösung. Die heuristische Startlösung verkürzt die Rechenzeit nicht. Die Startlösung ist zu weit vom Optimum entfernt, als dass der nachgeschaltete GGLP-Schritt deutlich davon profitieren könnte.

Das LPH-Verfahren weist die mit Abstand kürzesten und konstantesten Zeiten auf. Auch hier ist eine leichte Zunahme der Zeiten nach einer optimierten Vortagsplanung zu erkennen. Die Rechenzeit je Poolanlage bleibt jedoch weitgehend auf einem sehr niedrigen Niveau konstant.

Variation der Speichergröße

Grundsätzlich erlaubt eine größere freie Speicherkapazität eine höhere Fahrplantreue. In **Tabelle 6-12** wird die Speichergröße in allen Poolanlagen in den Stufen 100, 250 und 500 kWh_{th} variiert. Dargestellt ist die Stromunterproduktion nach Berücksichtigung aller Prognoseabweichungen. Die Vortagsplanung wurde auf Basis des heuristischen Verfahrens durchgeführt. Untersucht wird zunächst der Fall, in dem die aufgetretene Ist-Last im Tagesverlauf höher liegt als prognostiziert (45,4 MWh gegenüber 41,3 MWh). Dieser Fall ist für die Resttageinsatzplanung einfacher zu beherrschen, da der Kessel die zusätzliche, unprognostizierte Last decken kann, ohne den gemeldeten Fahrplan zu verletzen.

Tabelle 6-12: *Fahrplanverletzungen (Stromunterproduktion) in Abhängigkeit der Speichergröße bei einer unterprognostizierten Wärmelast*

Verfahren	Speichergröße	kWh	100	250	500
MIPR	Stromunterproduktion	%	0.0	0.2	0.0
HFIX	Stromunterproduktion	%	26.5	15.9	10.8
HMIP	Stromunterproduktion	%	0.0	0.2	0.0
LPH	Stromunterproduktion	%	10.1	0.2	0.0
<i>Lastfall</i>	<i>Wärmelastprognose</i>	<i>MWh</i>	<i>41.3</i>		
	<i>Aufgetretene Wärmelast</i>	<i>MWh</i>	<i>45.4</i>		

Das heuristische Verfahren (HFIX) erzeugt eine deutliche Fahrplanverletzung, die sich für den produktiven Einsatz nicht eignen würde. Die Stromunterproduktion geht mit einem größeren thermischen Speicher von 26,5 % (Speicherkapazität 100 kWh_{th}) auf 10,8 % (Speicherkapazität 500 kWh_{th}) zurück. Durch den nachgeschalteten GGLP-Schritt (HMIP) werden die Werte der Unterproduktion für alle Speichergrößen nahezu auf null reduziert. Es werden somit Werte wie in dem Referenzverfahren erreicht, allerdings weist das HMIP-Verfahren bezüglich der Rechenzeit keine Vorteile gegenüber dem MIPR-Verfahren auf. Das LPH-Verfahren zeigt nur bei kleinen thermischen Speichern eine ungenügende Fahrplantreue, bei einer Speicherkapazität von 250 oder 500 kWh_{th} werden ähnliche Werte wie im GGLP-Verfahren erreicht.

Ein Szenario, bei dem die Wärmelastprognose höher als die tatsächlich auftretende Ist-Last ausfällt, ist für die Einsatzplanung anspruchsvoller (**Tabelle 6-13**). Da keine Rückkühleinrichtung installiert ist, ist es unvermeidbar, dass der elektrische Fahrplan verletzt wird, wenn weniger Wärme als geplant nachgefragt wird. Der Vergleich der Lösungsansätze zeigt auch in diesem Fall, dass das rein heuristische Verfahren nicht konkurrenzfähig ist. Wie auch in dem anderen Szenario liefern die Verfahren mit GGLP-Schritten (MIPR und HMIP) die höchste Fahrplantreue. Das LPH-Verfahren erreicht bei mittlerer und größerer Speicherkapazität eine Fahrplantreue, die in der Größenordnung des Referenzverfahrens liegt.

Tabelle 6-13: *Fahrplanverletzungen (Stromunterproduktion) in Abhängigkeit der Speichergröße bei einer überprognostizierten Wärmelast*

Verfahren	Speichergröße	kWh	100	250	500
MIPR	Stromunterproduktion	%	7.96	4.95	5.44
HFIX	Stromunterproduktion	%	33.45	21.34	19.39
HMIP	Stromunterproduktion	%	7.54	5.02	5.55
LPH	Stromunterproduktion	%	33.33	5.61	6.13
<i>Lastfall</i>	<i>Wärmelastprognose</i>	<i>MWh</i>	<i>41.3</i>		
	<i>Aufgetretene Wärmelast</i>	<i>MWh</i>	<i>37.9</i>		

Variation der Wärmelast

In **Tabelle 6-14** sind die Fahrplanverletzungen und der spezifische Gesamterlös der Verfahren bei variierendem Verhältnis zwischen prognostizierter und tatsächlicher Last dargestellt. Die Untersuchung erfolgt auf der Basis einer für alle Varianten identischen Vortagsplanung nach dem GGLP-Verfahren. Aus diesem Grund wird eine identische Lastprognose angesetzt und die Ist-Last variiert. Der thermische Speicher ist jeweils mit einer Kapazität von 250 kWh_{th} ausgelegt. Im Falle des Referenzverfahrens MIPR beträgt die Fahrplanverletzung 13,5 %, wenn die Wärmelast am Vortag um 6,3 MWh zu hoch eingeschätzt wird. Die Fahrplanverletzung sinkt, wenn die Prognose gegenüber der Ist-Last zurückgeht. Selbst in dem Fall, dass die Tageswärmebedarfe identisch sind, tritt eine Fahrplanverletzung auf, da in einzelnen Tagesstunden Prognoseabweichungen bestehen. Da die elektrische Unterspeisung mit 45 Euro/MWh bewertet wird, schlagen sich die Fahrplanverletzungen in den Gesamterlösen nieder.

Tabelle 6-14: *Vergleich der Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzplanung nach vorausgegangener GGLP-Vortagsplanung*

Verfahren	Wärmelast (Ist)	MWh	35.0	37.9	41.3	45.4	50.0
	Wärmelastprognose	MWh	41.3				
	Differenz	MWh	-6.3	-3.4	0.0	4.1	8.7
MIPR	Fahrplanverletzung	%	13.5	8.2	2.2	0.0	0.0
	Spez. Gesamterlös	Euro	904	935	971	1009	1049
HFIX	Fahrplanverletzung	%	24.2	17.5	14.1	7.5	5.0
	Spez. Gesamterlös	Euro	889	922	955	997	1041
HMIP	Fahrplanverletzung	%	13.6	8.6	2.8	0.0	0.2
	Spez. Gesamterlös	Euro	903	934	971	1009	1047
LPH	Fahrplanverletzung	%	16.2	11.2	2.9	0.0	0.0
	Spez. Gesamterlös	Euro	901	931	971	1008	1048

Man erkennt, dass das MIPR-Verfahren die niedrigste Fahrplanverletzung und damit die höchsten Gesamtergebnisse aufweist. Wie auch in den zuvor durchgeführten Vergleichen zeigt sich, dass das HFIX-Verfahren in der Resttagsplanung immer deutlich höhere Fahrplanverletzungen verursacht und damit nicht konkurrenzfähig ist. Das HMIP-Verfahren ist bezüglich der Fahrplantreue die zweitbeste Lösung, das LPH-Verfahren erreicht Werte, die insbesondere bei einer zu gering prognostizierten Last in der Größenordnung des Referenzverfahrens liegen.

In **Tabelle 6-15** sind die gleichen Resttagsplanungen nach einer vorausgegangenen heuristischen Vortagsplanung dargestellt. Insgesamt zeigt sich die gleiche Tendenz, dass die Fahrplanverletzung mit steigender Wärmelast zurückgeht und die Erlöse gleichzeitig steigen. Im Vergleich zu den oben dargestellten Fällen (Tabelle 6-14) sind insgesamt eine höhere Fahrplantreue, aber niedrigere Erlöse zu verzeichnen. Eine Ausnahme hierbei bildet das HFIX-Verfahren, dem es auch nach einer vorausgegangenen heuristischen Vortagsplanung nicht gelingt, die Fahrplanverletzung auf ein vertretbares Niveau zu senken und konkurrenzfähige Erlöse zu erzielen. Das LPH-Verfahren überzeugt in allen Szenarien durch hohe Fahrplantreue und hohe Erlöse.

Tabelle 6-15: *Vergleich der Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzplanung nach vorausgegangener heuristischer Vortagsplanung*

Verfahren	Wärmelast (Ist)	MWh	35.0	37.9	41.3	45.4	50.0
	Wärmelastprognose	MWh	41.3				
	Differenz	MWh	-6.3	-3.4	0.0	4.1	8.7
MIPR	Fahrplanverletzung	%	11.0	5.0	0.6	0.2	0.0
	Spez. Gesamterlös	Euro	880	914	949	982	1023
HFIX	Fahrplanverletzung	%	24.9	21.3	16.8	15.9	14.1
	Spez. Gesamterlös	Euro	864	892	926	960	1002
HMIP	Fahrplanverletzung	%	11.9	5.0	0.6	0.2	0.0
	Spez. Gesamterlös	Euro	879	914	949	982	1023
LPH	Fahrplanverletzung	%	11.5	5.6	0.5	0.2	0.0
	Spez. Gesamterlös	Euro	883	914	949	982	1023

Zusammenfassung

Von den entwickelten Verfahren beherrschen grundsätzlich vier Varianten die Resttagsplanung. Das konventionelle GGLP-Verfahren (MIPR) dient als Referenz und wird dem heuristischen HFIX-Verfahren gegenüber gestellt. Daneben werden die beiden gemischten Verfahren untersucht. Das HMIP-Verfahren kombiniert das heuristische HFIX-Verfahren mit dem MIPR-Verfahren. Das LPH-Verfahren beruht auf LP-Algorithmen mit heuristischen Zwischenschritten.

Da die Erlöse und die Fahrplantreue der Resttagsplanung von der Qualität der Vortagsplanung abhängen, werden zwei Fälle unterschieden. Ursächlich für diese Abhängigkeit sind die Freiheitsgrade, die für den Ausgleich von Prognoseabweichungen genutzt werden können. Eine Vortagsplanung, die eine große Strommenge vermarkten kann, plant den Speicher effektiver ein und vermeidet den Kessel weitgehend. Im Fall von Prognoseabweichungen erweist sich dieser Fahrplan jedoch als weniger robust, da der Speicher- und Kesseleinsatz hinsichtlich der Vermarktungserlöse optimiert ist. Die untersuchten Resttagsplanungen werden nach einer vorangegangenen GGLP-Vortagsplanung (hohes Vermarktungsvolumen) und einer heuristischen Vortagsplanung (geringeres Vermarktungsvolumen) durchgeführt.

Aus allen Fällen geht hervor, dass für die Resttagsoptimierung das Referenzverfahren hinsichtlich der Erlöse und Fahrplantreue überzeugt (**Tabelle 6-16**). Allerdings ist die Rechenzeit von der Struktur des mathematischen Problems abhängig und insbesondere für größere Anlagenpools zu lang. Für den produktiven Einsatz in der Praxis eignet sich dieses Verfahren aus diesem Grund nicht.

Das heuristische Verfahren HFIX gelangt schneller zu Lösungen, allerdings sind auch hierbei die Rechenzeiten für die in der Praxis im Minutenraster durchzuführende Resttagsplanung noch zu hoch. Da die Ergebnisse der Erlöse und der Fahrplantreue weit hinter den der anderen Verfahren zurückfallen, erscheint eine Weiterverfolgung dieses Ansatzes nicht als erfolgversprechend.

Das HMIP-Verfahren nutzt die Ergebnisse des heuristischen Verfahrens als Startlösung eines nachgeschalteten GGLP-Schrittes. Idealerweise lassen sich die langen Rechenzeiten des MIPR-Verfahrens somit reduzieren. Die Untersuchung in verschiedenen Szenarien zeigt jedoch, dass die erhoffte Zeitersparnis gerade bei einer ungünstigen Lösungsstruktur („flacher Lösungsbaum“) nicht auftritt. Somit bietet dieses Verfahren gegenüber dem Referenzverfahren keine Vorteile.

Tabelle 6-16: Zusammenfassende Bewertung der Verfahren in der Resttagsplanung

Verfahren	Erlöse	Rechenzeit	Fahrplan- treue
MIPR	++	-	++
HFIX	-	o	-
HMIP	++	-	++
LPH	+	++	+

Vielversprechend ist hingegen das LPH-Verfahren. Es ist vergleichsweise einfach umzusetzen und arbeitet als einziges Verfahren innerhalb einer sehr kurzen Rechenzeit. Die Vermarktungserlöse und die Fahrplantreue erreichen nicht in allen Fällen die volle Höhe des Referenzverfahrens. In der Praxis wird wegen Zeitmangel auf eine umfassende Resttagsoptimierung von VKWs verzichtet. Das LPH-Verfahren eignet sich für diesen Einsatz, da es den Anforderungen der Betriebspraxis genügt, und ermöglicht damit eine Verbesserung des VKW-Betriebs.

7 Zusammenfassung

Ein virtuelles Kraftwerk unterscheidet sich wesentlich von einem Verbund konventioneller Kraftwerke. Die heute üblichen Verfahren zur Kraftwerkeinsatzplanung lassen sich nicht auf virtuelle Kraftwerke übertragen.

Kritisch ist insbesondere die lange Rechenzeit der gängigen Verfahren auf Basis der „Gemischt Ganzzahligen Linearen Programmierung“ (GGLP) zu sehen. Diese ist nicht nur von der Anzahl der binären Variablen, die im Wesentlichen durch die Poolgröße und die Zahl der Zeitschritte bestimmt wird, abhängig. Größeren Einfluss hat die Struktur des mathematischen Lösungsgebiets. Insbesondere das Vernetzen einer großen Anzahl identischer BHKWs verursacht viele gleichwertige Lösungen und somit einen „flachen Lösungsbaum“, dessen Optimierung sehr zeitintensiv ist.

Gleichzeitig sind im Gegensatz zu einem konventionellen Kraftwerkspark bei einem VKW kontinuierlich Fahrplananpassungen notwendig. Grund hierfür ist die Kraft-Wärme-Kopplung und die Prognosegüte der dezentralen Wärmelasten. In einem konventionellen Kraftwerkspark kann die Abweichung von dem gemeldeten elektrischen Fahrplan oft im laufenden Betrieb durch die Anpassung eines einzigen Kraftwerks ausgeglichen werden. Dies ist wegen der Größe und des unbeschränkten Betriebs der Kraftanlagen, die nicht gleichzeitig Wärme für ein Versorgungsobjekt zur Verfügung stellen, möglich. Das virtuelle Kraftwerk wird hingegen weitgehend von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen dominiert. Zum Korrigieren von Prognoseabweichungen und Fahrplanverletzungen ist es nötig, mehrere Anlagen umzuplanen. Dabei darf die thermische Last des angeschlossenen Versorgungsobjekts nicht aus den Augen verloren werden. Diese Aufgabe kann nicht wie bei Großkraftwerken durch die Erfahrung des Bedienpersonals gelöst werden. Ungünstig wirkt sich bei einem Verbund aus dezentralen Anlagen zudem aus, dass Fahrplanabweichungen weitaus häufiger auftreten, da die Planung auf der Basis der unpräziseren dezentralen Lastprognosen erfolgt. Bei einem virtuellen Kraftwerk sollte daher in kurzen Zeitintervallen eine rollierende Resttagsplanung vorgenommen werden, die sowohl die elektrische als auch die thermische Bilanz umfasst.

Da sich für virtuelle Kraftwerk die Rechenzeit für die Fahrplanerstellung erhöht und die notwendigen Intervalle, in denen eine Resttagsoptimierung durchgeführt werden soll, gleichzeitig verkürzt, ist hierfür eine Verwendung eines Verfahrens auf Basis der GGLP unmöglich.

Um eine Lösung für diesen Missstand zu finden, wurden im Rahmen der vorliegenden Arbeit sechs unterschiedliche Algorithmen zur Fahrplanerstellung für virtuelle Kraftwerke erstellt. Neben dem in der Literatur beschriebenen GGLP-Verfahren wurden heuristische und linear-heuristische Alternativen entwickelt.

Die Bewertung der Varianten erfolgt getrennt nach dem Zeitpunkt (Vortags- oder Resttagsplanung) und dem Ziel (Wärmeführung, Stromvermarktung, Reduzierung von Fahrplanabweichung) der Fahrplanerstellung. Als Bewertungskriterien werden die Vermarktungserlöse, die Rechenzeit und die Fahrplancharakteristik verwendet.

Gemischt Ganzzahlige Lineare Programmierung

Der Vorteil der GGLP besteht in der einfachen und universellen Implementierung. Verschiedene Vermarktungsoptionen, Anlagentopologien oder Detaillierungsgrade können innerhalb eines Modells abgebildet werden. Um die Ergebnisse mit denen der alternativen Verfahren vergleichen zu können, wurde eine Umsetzung des GGLP-Verfahrens erstellt, das die gleichen Modelleigenschaften unterstützt wie die heuristischen Verfahren. Startkosten, Mindestlauf- und Mindeststillstandzeiten werden in der verwendeten Variante somit nicht abgebildet. Das mathematische Modell einer Vor- und einer Resttagsplanung unterscheidet sich beim GGLP-Verfahren - anders als bei heuristischen Verfahren - nicht strukturell, sondern lediglich durch die Definition entsprechender Modellparameter. Die Untersuchung hat gezeigt, dass dieses Verfahren stets die höchsten Vermarktungserlöse erzielt. Dies gilt sowohl für die Day-Ahead-Stromvermarktung und den wärmegeführten Betrieb in der Vortagsplanung als auch für die Resttagsplanung. Allerdings werden in der gewählten Testkonstellation ab 50 Poolanlagen Rechenzeiten über 10 Minuten erreicht. Für einen produktiven Einsatz wären Rechenzeiten bis 30 Minuten in der Vortagsplanung noch tolerierbar /SWM-01 11/, für die Resttagsplanung sind aber Ergebnisse unterhalb einer Minute gefordert. Die erstellte GGLP-Implementierung eignet sich somit für die Vortagsplanung des Untersuchungsanlagenparks bis 50 Anlagen. Für zeitintensivere Konstellationen und für die Resttagsplanung kann diese Implementierung in der Praxis nicht eingesetzt werden.

Heuristiken

Die entwickelten heuristischen Verfahren sind speziell auf einzelne Anwendungsfälle ausgelegt. So wurden für die Vortags- und die Resttagsplanung jeweils eigene Algorithmen entwickelt. Zusätzlich sind Algorithmen zu unterscheiden, die den wärmegeführten Betrieb und die Stromvermarktung optimieren. Die Entwicklung von Heuristiken ist sehr viel aufwändiger als die Umsetzung des GGLP-Verfahrens.

Generell konnte im Vergleich zu der GGLP-Implementierung die Rechenzeit reduziert werden. Allerdings stehen dieser Verbesserung Defizite der Lösungsgüte gegenüber. Der Vorteil der Rechenzeit ist bei der wärmegeführten Vortagsplanung am stärksten ausgeprägt. In der Untersuchungskonstellation konnte sie von über 10 Minuten auf unter 3 Sekunden abgesenkt werden. Das Vermarktungsergebnis erreicht bei der Vortagsplanung in der Testanwendung 97,4 % der GGLP-Lösung. In der Resttagsplanung erweist sich dieses Verfahren jedoch ebenfalls als zu langsam, ab 25 Anlagen des Untersuchungspools treten Rechenzeiten über 60 Sekunden auf. Trotz der gegenüber der GGLP-Implementierung deutlich reduzierten Rechenzeit ist das entwickelte Verfahren daher nicht für eine Resttagsoptimierung in kurzen Zeitintervallen geeignet. Im Falle der Vortagsplanung müssen die Vorteile der Lösungsgeschwindigkeit mit den Nachteilen der Vermarktungsergebnisse abgewogen werden.

Die Kombination der Heuristik mit dem GGLP-Verfahren hat sich nicht als erfolgreich herausgestellt. Die heuristische Startlösung hat die GGLP-Optimierung im Fall einer ungünstigen Lösungsstruktur nicht beschleunigt.

Linear-heuristisches Verfahren

Der dritte Ansatz untersucht die Kombination einer Heuristik mit einer linearen Programmierung ohne ganzzahlige Variablen. Die Reduzierung auf kontinuierliche

Variablen führt zu einem deutlichen Zeitvorteil. Allerdings lassen sich somit bestimmte Anlageneigenschaften wie die Mindestlast und die Anlagenzustände „in Betrieb“ und „außer Betrieb“ nicht mehr abbilden. Durch die Kombination mit heuristischen Zwischenschritten gelingt es, diese binären Eigenschaften anderweitig zu berücksichtigen. Dieser Ansatz hat sich als die schnellste Variante herausgestellt. Ein weiterer Vorteil ist, dass dieses Verfahren universell für die Vor- und Resttagsplanung sowie für den wärmegeführten und den stromvermarktenden Betrieb verwendet werden kann. Gegenüber den rein heuristischen Verfahren weist dieser Algorithmus in allen untersuchten Anwendungen einen Zeitvorteil auf. Großen Einfluss auf die Lösungsgüte besitzen die heuristischen Zwischenschritte.

Allerdings fallen in der Vortagsplanung die so berechneten Vermarktungsergebnisse geringer als die des GGLP-Verfahrens aus. Ob dieser Algorithmus das GGLP-Verfahren in der Vortagsplanung ersetzen kann, hängt von der Abwägung der Rechenzeit und des Vermarktungsergebnis ab.

Im Fall der Resttagsplanung jedoch konnten in der untersuchten Testumgebung die Vermarktungsergebnisse des GGLP-Verfahrens in den meisten Szenarien erreicht werden. Die Rechenzeit hierfür ist deutlich kürzer als die des GGLP-Verfahrens und beläuft sich auch für den größten Untersuchungspool mit 100 Anlagen auf weniger als 3 Sekunden. Mit der Entwicklung dieses Verfahrens konnte eine Möglichkeit gefunden werden, eine kontinuierliche Resttagsplanung für virtuelle Kraftwerke zu realisieren. Verfahren auf der Basis von GGLP kommen hierfür wegen der langen Rechenzeit nicht in Frage, die linear-heuristische Alternative erreicht jedoch in ein einem Bruchteil der Zeit eine gleichwertige Lösung.

8 Ausblick

Die vorliegende Arbeit hat ein Verfahren zu Tage gefördert, das dem üblichen GGLP-Verfahren in der Resttagsplanung überlegen ist. In anderen Anwendungen erreicht das GGLP-Verfahren weiterhin die besseren Ergebnisse. Mit zunehmender Verbundgröße wird das Standardverfahren jedoch an seine Grenzen stoßen.

Um diesem Missstand zu begegnen, könnte entweder der linear-heuristische Ansatz oder das GGLP Verfahren weiterentwickelt werden. Bei erstem müssten die Vermarktungsergebnisse, bei zweitem die Rechenzeit verbessert werden.

Die durchgeführte Untersuchung erfolgte für BHKWs, deren Leistung in gewissem Umfang modelliert werden kann. In wie weit die Verfahren für KWK-Anlagen übertragbar sind, die nur im Nennpunkt betrieben werden können, könnte in einer nachfolgenden Arbeit beantwortet werden.

Aspekte der Stromleitung waren nicht Gegenstand dieser Arbeit. Insbesondere der Einfluss der dezentralen Erzeugungsanlagen auf die Verteilnetze gewinnt vor dem Hintergrund der zunehmenden dezentralen Erzeugung an Bedeutung. Grundsätzlich kann das Simulationsmodell um entsprechende Netzeigenschaften erweitert werden. Für eine betriebswirtschaftliche Optimierung müsste jedoch der monetäre Wert einer Systemdienstleistung auf Verteilnetzebene bestimmt werden.

Das implementierte GGLP-Verfahren bildet auch Stromspeicher ab und kann somit Fragen des Demand-Side-Management (DSM) und insbesondere der Elektromobilität beantworten. Sowohl das GGLP- als auch das linear-heuristische Verfahren lassen sich für solche Aufgaben erweitern. Mit dem schnellen linear-heuristischen Verfahren ließen sich in zeitlichen Auflösungen unter 1 Minute die Einflüsse der Lade- und Rückspeisemaßnahmen detailliert und praxisnah untersuchen.

9 Literaturverzeichnis

- ABEV-01 07** Hinüber, G.: Untertägliche Optimierung des Kraftwerksbetriebs an Märkten für Fahrplanenergie und Reserve in: ABEV Aachener Beiträge zur Energieversorgung. Aachen: Klinkenberg Verlag, 2007
- BMWI-02 08** Zinke, Michael: E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2008
- BMWI-01 12** Die Energiewende in Deutschland - Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2012
- BNETZA-01 11** Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Primärregelleistung - Az: BK6-10-097. Bonn: Bundesnetzagentur Beschlusskammer 6, 2011
- BNETZA-02 11** Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelleistung - Az: BK6-10-098. Bonn: Bundesnetzagentur Beschlusskammer 6, 2011
- BNETZA-09 11** Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve - Az: BK6-10-099. Bonn: Bundesnetzagentur, 2011
- BREG-01 10** Energiekonzept - Neun Punkte für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2010
- CONSE-01 11** Maurer, Christoph: Auswirkungen der Teilnahme von EEG-Anlagen aus der festen Einspeisevergütung auf die Regelenergiemärkte - Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn: Bundesnetzagentur, 2011
- DENA-07 10** Agricola, Annegret-Cl.; Kohler, Stephan; Seidl, Hannes: dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010
- DIP-01 11** Die Energiewende gelingt nur mit KWK - Drucksache 17/6084 in: Dokumentations- und Informationssystem für Parlamentarische Vorgänge (DIP). Berlin: Deutscher Bundestag, 2011
- EAEW-01 06** Brauner, Günther; Pöpl, Georg; Tiefgraber, Dietmar: Verbraucher als virtuelles Kraftwerk - Potentiale für Demand Side Management in Österreich im Hinblick auf die Integration von Windenergie. Wien: TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, 2006
- ECN-01 09** Cali, Ümit; Ropenus, Stephanie; Schröder, Sascha: Development of interactions between distributed generation and distribution system operators. Petten (Netherlands): Energy research Centre of the Netherlands (ECN), 2009
- EEG-02 11** Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) 2012. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2011
- EEX-01 08** EEX Produktbroschüre Strom - EEX Produktbroschüre Strom, Release 001D. Leipzig: European Energy Exchange AG (EEX), 2008

- EIT-01 06** Uphaus, Frank: Objektorientiertes Betriebsführungssystem zur Koordinierung dezentraler Energieumwandlungsanlagen. Dortmund: Universität Dortmund, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2006
- ETG-01 07** Kaestle, Gunnar: Das virtuelle Heizkraftwerk als realer Cluster stromerzeugender Heizungen - Ein neuer Ansatz zur netzlastkorrelierten Einspeisung ins Niederspannungsnetz in: Tagungsband des internationalen ETG-Kongresses 2007 - Fachtagung 4: Schaltanlagen und Netze, ETG-Fachbericht 108. Berlin: Energietechnische Gesellschaft im VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (ETG), 2007
- FAZ-01 12** Virtuelle Kraftwerke, Windstrom in den Boiler. In Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 02.03.2012. Frankfurt: FAZ, 2012
- FFE-03 09** von Roon, S.: Mikro-KWK und virtuelle Kraftwerke in: Tagungsband der FfE-Fachtagung 2009 - Stromversorgung des 21. Jahrhunderts. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2009
- FFE-04 06** von Roon, S.; Wagner, U.; Arndt, U.: Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität? in: BWK Bd. 58 (2006) Nr. 6. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2006
- FFE-07 08** Steck, Michael: Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung mit KWK-Systemen und regenerativen Energien in: Abschluss-Kolloquium der 1. Phase von KW21. Altbach/Deizisau: Forschungsinitiative Kraftwerke des 21. Jahrhunderts, 2008
- FFE-10 02** Arndt, Ulli; Köhler, Dieter; Krammer, Thomas; Mühlbacher, Helmut: Das virtuelle Brennstoffzellen-Kraftwerk. In BWK. BRENNSTOFF WÄRME KRAFT, Jg.: 54, Nr.10, 2002. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2002
- FFE-16 08** von Roon, S.; Gruber, A.: Betriebs- und Marktmodelle für KWK-Anlagen - Phase 1: Ermittlung der Erlöspotenziale als Kostengrenze für die IuK-Infrastruktur virtueller Kraftwerke. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2008
- FFE-20 05** Arndt, Ulli; von Roon, Serafin: Kurzexpertise: Virtuelle Kraftwerke. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2005
- FFE-06 12** Steck, Michael; Habermann, Jochen; Pfeifroth, Philipp; Buber, Tim: DEA: Verbund dezentraler Erzeugungsanlagen - Projekt im Verbund "Eneff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im politischen Umfeld". München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012
- FFE-09 10** Stimpfl, Roman: Modellierung virtueller Kraftwerke. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2010
- HBE-01 07** Maubach, Klaus-Dieter; Schmidt, Marko: Das virtuelle Kraftwerk - Option für Verteilnetzbetreiber im anreizregulierten Energiemarkt in: Handbuch Energiemanagement, 22. Erg.-Lfg., Juni 2007. Frankfurt am Main: VWEW Energieverlag GmbH, 2007
- HENLE-01 03** Henle, Markus: Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung im Kraftwerksverbund. München: Technische Universität München, Lehrstuhl für Thermische Kraftanlagen, 2003

- HITEC-01 12** Virtuelle Kraftwerke wachsen. In hitec – Das Innovationsmagazin von Siemens Österreich vom 24. April 2012. Wien: Siemens Österreich, 2012
- HUB-01 05** Dentcheva, D.; Möller, A.; Reeh, P.; Römisch, W.; Schultz, R.; Schwarzbach, G.; Thomas, J.: Optimale Blockauswahl bei der Kraftwerkseinsatzplanung. Berlin: Humboldt Universität zu Berlin, Institut für Mathematik, 2005
- IFE-03 05** Kuhn, Philipp: Mathematische Optimierungsstrategien zur kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2005
- INPOWER-01 12** Werum, Josef: Markt- und Systemintegration von Erneuerbaren Energien mithilfe der Marktprämie. Mainz: in.power, 2012
- ISET-01 09** Schmid, Jürgen: Zukünftige Herausforderungen an die Stromnetze in: Netze für die Stromversorgung der Zukunft - Perspektiven für die Energieforschung, Workshop am 3. Feb. 2009. Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2009
- KWKG-01 08** Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2008
- RWE-01 12** Rosen, Michael: Die Energiewende – Daten und Fakten. Essen: RWE Deutschland AG, 2012
- RWTH-01 02** Scheidt, Maximilian: Ein Modell zur Mikrosimulation des Spothandels von Strom auf der Basis eines Multi-Agenten-Systems. Aachen: Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, 2002
- SWKA-02 05** Lewald, Norbert; Brendel, Michael: BMWA Leitprojekt EDISON - Gesamtbericht der Stadtwerke Karlsruhe GmbH. Karlsruhe: Stadtwerke Karlsruhe GmbH, 2005
- SWM-01 11** Henle, Markus: Persönliche Mitteilung vom 6. Dezember 2011. München: SWM Services GmbH, 2011
- THUEGA-01 12** Wehmhörner, Urs: Die Energiewende aus Sicht der KWK in: Energiewirtschaftliches Seminar TU München am 16. Januar 2012. München: Thüga Energieeffizienz GmbH, 2012
- VDE-01 08** Smart Distribution 2020 - Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), 2008