



# DIPLOMARBEIT

## **Implementierung eines Investitions- und Optimierungsmodells zur kostenminimalen Jahresdeckung des Strom- und Wärmebedarfs innerhalb eines regionalen Energieparks**

### **Beispielregion Wien**

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines Diplom-Ingenieurs

am **Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe**

eingereicht an der Technischen Universität Wien

**Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik**

unter der Anleitung von

Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Reinhard Haas

und als verantwortlich mitwirkender Universitätsassistent

Mag. Michael Hartner

durch

Richard Büchele, BSc

0625762

Wien, im Oktober 2013

# Erklärung zur Verfassung der Arbeit

„Hiermit erkläre ich an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbständig verfasst habe, dass ich die verwendeten Quellen und Hilfsmittel vollständig angegeben habe und dass ich die Stellen der Arbeit - einschließlich Tabellen, Karten und Abbildungen -, die anderen Werken oder dem Internet im Wortlaut oder dem Sinn nach entnommen sind, auf jeden Fall unter Angabe der Quelle als Entlehnung kenntlich gemacht habe.“



Richard Büchele, Wien im Oktober 2013

## Kontaktdaten

Das im Rahmen dieser Diplomarbeit implementierte Optimierungsmodell wurde vom Verfasser in Zusammenarbeit mit der „Energy Economics Group“ des Instituts für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien erstellt. Der im Zuge dieser Tätigkeit erstellte Programmcode soll frei zugänglich sein und als Grundlage für weitere Forschung dienen. Aufgrund der Länge und Unhandlichkeit des Modellcodes, wird dieser jedoch nicht an diese Arbeit angehängt, sondern - bei Wunsch zum Erhalt des Programmcodes – um Kontaktaufnahme mit dem Institut oder mit dem Verfasser gebeten.

[richard.buechele@gmx.at](mailto:richard.buechele@gmx.at)

Richard Büchele

# Kurzfassung

Die Komplexität heutiger Energiesysteme erfordert in immer größerem Ausmaß den Einsatz rechnergestützter Verfahren, um die Vielzahl an Parametern berücksichtigen zu können, die einen Einfluss auf den Energiesektor ausüben. Der zunehmende Wunsch nach einem ressourcenschonenden Umgang mit fossilen Energieträgern und einem möglichst ökonomischem Einsatz von erneuerbaren Energien, trägt wesentlich zu dieser Komplexität bei. Neben vermehrtem Einsatz von alternativen Energieformen kann die Kopplung von Strom- und Wärmeproduktion durch die damit erreichbare Einsparung an Primärenergieträgern einen essentiellen Beitrag zu einer möglichst kostengünstigen und ökologisch verträglichen Energieversorgung leisten.

In der vorliegenden Arbeit wird dazu ein Optimierungsmodell implementiert, das die Einsatz- und Investitionsplanung für eine Reihe von unterschiedlichen Technologien innerhalb eines regionalen Energieparks vornimmt. Hierzu werden auf Grundlage von Endenergieverbrauchsdaten Nachfrageprofile nach elektrischer und thermischer Energie im Stundenraster für ein gesamtes Jahr erstellt. Die Deckung der Nachfragen erfolgt durch unterschiedliche Kraft-Wärme-Koppelnde Technologien, Wärmepumpen, Gasthermen und elektrische Boiler im Zusammenspiel mit einem Speicher, sowie durch Windkraft-, Solarthermische- und Photovoltaische-Anlagen. Die Restriktionen und Nebenbedingungen aller Komponenten werden ausführlich beschrieben und nachvollziehbar aufgearbeitet. Nach erfolgter Implementierung wird das Modell mit den Daten der Beispielregion Wien kalibriert und auf die Besonderheiten dieser Region abgestimmt.

Verschiedene Modelldurchläufe zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen Kosteneinsparungen um mehr als 5% bei einer gleichzeitigen CO<sub>2</sub>-Reduktion von über 9% gegenüber einem Standarddurchlauf möglich sind. Dies wird hauptsächlich durch Ersatz von Gasthermen mit Wärmepumpen und Import des für die Wärmepumpen benötigten Stromes erzielt. Ein abschließender Restriktionsdurchlauf berechnet die kostengünstigste Möglichkeit zur Erreichung einer 20%igen CO<sub>2</sub>-Einsparung gegenüber dem Standarddurchlauf. Dabei stellt sich heraus, dass diese Einsparung ohne zusätzliche Gesamtkosten zu erreichen ist, wenn in die richtigen Technologien investiert wird. Das Modell sieht dazu einen weiteren Ausbau von erneuerbaren Energieträgern und Wärmepumpen vor, wobei der zusätzliche Strombedarf durch vermehrten Einsatz von KWK-Anlagen gedeckt wird.

# Abstract

The complexity of today's energy systems requires an ever greater extent of using computer-based methods to take the large number of parameters into account which influence the energy sector. The increasing desires for a resource-efficient use of fossil fuels and renewable energy sources add to the complexity of this issue. In addition to the increased use of alternative forms of energy, the coupling of electricity and heat production can make an essential contribution to achieve a cost-efficient and environmentally friendly energy supply.

Facing those challenges an energy model is created in this thesis, which calculates the scheduling and investment in energy supply technologies for a regional energy park. For that purpose hourly electricity- and heat- demand profiles based on final energy data are created for an entire year. To meet this demand, conversion technologies of renewable energy sources, heat pumps, electrical boilers, gas heating and hot water systems, a thermal energy storage and in particular combined heat and power production technologies are implemented. The restrictions and constraints of all of these components are described in detail and explained in a transparent manner. After implementation, the energy model is calibrated with data from the city of Vienna which was chosen as example region.

The optimization result suggests that appropriate investments can lead to cost savings of more than 5% and a simultaneous CO<sub>2</sub>-reduction of about 9% compared to a standard model run. This is mainly achieved through the replacement of gas heating and hot water systems by heat pumps and import of the additionally needed electricity. A restriction run finally calculates the most cost-effective way to achieve a 20% CO<sub>2</sub>-reduction compared to the standard run. It turns out that these savings can be achieved at no extra cost and that even a low total cost reduction is possible when investing in the right technologies. To reach this, the model proposes a further expansion of renewable energy sources and further replacement of gas heating and hot water systems by heat pumps. According to this model run the additional electricity demand would be met by increased use of CHP plants instead of electricity import.

# Danksagung

Mit Beendigung dieser Arbeit und meines Studiums der Elektro- bzw. Energietechnik an der TU Wien geht der wohl wichtigste Abschnitt meines bisherigen Lebens zu Ende. Viele neue Erfahrungen und viele neue Menschen haben mich auf diesem Weg geprägt. Daher möchte ich diese Gelegenheit nutzen, um mich bei allen zu bedanken die dazu beigetragen haben, dass ich heute an diesem Punkt stehe.

In ungewöhnlicher Weise gilt mein erster Dank dem Sozialstaat Österreich, der mir dieses Studium überhaupt erst ermöglicht hat und auch Menschen aus bildungsfernen Schichten die Möglichkeit einräumt eine höhere Ausbildung zu absolvieren.

Weiter möchte ich mich mit einem generellen Dank bei allen erkenntlich zeigen, die diesen Weg des Studiums gemeinsam mit mir gegangen sind. Im speziellen gehört dazu mein Freundeskreis auf der TU, der in vielen gemeinsamen Arbeits-, Beratungs-, Freizeit-, und Partystunden für einen ausgeglichenen Studienalltag gesorgt hat. Schade, dass die anfangs so intensive Zeit gegen Ende des Studiums immer weniger wurde – das ist wohl der Lauf der Dinge aber unsere Erinnerungen und Geschichten kann uns niemand mehr nehmen. Auch bedanken möchte ich mich bei allen Freunden aus meiner Vorstudienzeit, die mir den Einstieg und das Zurechtfinden in dieser neuen Lebenssituation erleichtert haben und mir bis heute erhalten geblieben sind.

In ganz besonderer Weise möchte ich mich bei Mirka bedanken, die den größten Teil dieses Weges mit mir gemeinsam gegangen ist, mich geprägt hat wie kaum ein anderer Mensch zuvor und wesentlich dazu beigetragen hat, dass ich heute bin wer ich bin, und wo ich bin.

Ein weiterer Dank gilt meinen Geschwistern, die immer an mich geglaubt haben.

Darüber hinaus möchte ich mich bei Michie für das Korrekturlesen und die gute Freundschaft bedanken.

Mein abschließender Dank gilt Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Reinhard Haas, Univ. Ass. Mag. Michael Hartner und Dipl.-Ing. André Ortner für die Übernahme der Betreuung dieser Arbeit, das konstruktive Feedback sowie für die fachlich-technischen Hilfestellungen.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>EINLEITUNG</b>	<b>1</b>
1.1	MOTIVATION	1
1.2	AUFGABENSTELLUNG	2
1.3	METHODIK UND WERKZEUGE	3
1.4	GLIEDERUNG DER ARBEIT	4
<b>2</b>	<b>MODELLE</b>	<b>5</b>
2.1	MODELLBEGRIFF UND DEFINITION	5
2.2	ENERGIEMODELLE	6
2.2.1	Modellarten	6
2.2.2	Merkmale und Klassifizierung von Energiemodellen	7
2.2.3	Energiewirtschaftsmodelle	10
2.2.4	Energiesystemmodelle	10
2.3	OPTIMIERUNGSMODELLE	11
2.3.1	Lineare Optimierung und gemischt-ganzzahlige Optimierung	12
2.3.2	Unit Commitment und Economical Dispatch Problem	13
2.3.3	Lösungsverfahren	13
<b>3</b>	<b>MODELLBESCHREIBUNG</b>	<b>16</b>
3.1	ALLGEMEINES	16
3.1.1	Hinweise und Annahmen	16
3.1.2	Technologieübersicht	17
3.1.3	Nomenklatur	18
3.2	ENERGIENACHFRAGE	21
3.2.1	Nachfrage nach elektrischer Energie	21
3.2.2	Nachfrage nach thermischer Energie	22
3.2.3	Nachfragebedingungen	24
3.3	MODELLIERUNG DER KWK-ERZEUGUNGSTECHNOLOGIEN	25
3.3.1	Grundbegriffe und Parameter der KWK	25
3.3.2	Gegendruck-Dampfturbine (GD)	32
3.3.3	Entnahme-Kondensations-Dampfturbine (ED)	34
3.3.4	Gasturbine mit Wärmerückgewinnung (GT)	35
3.3.5	Kombinierte Gas- und Dampf-Anlage mit Wärmeauskopplung (GuD)	37
3.4	MODELLIERUNG DER WÄRMEERZEUGUNGSTECHNOLOGIEN	38
3.4.1	Fernheizwerke (FHW)	38
3.4.2	Boiler	39
3.4.3	Wärmepumpe (HP)	40
3.4.4	Solarthermische Anlage (ST)	42
3.4.5	Gastherme	45

3.5	MODELLIERUNG DER STROMERZEUGUNGSTECHNOLOGIEN .....	45
3.5.1	<i>Photovoltaische Anlagen (PV)</i> .....	46
3.5.2	<i>Windkraftanlagen (WKA)</i> .....	47
3.6	MODELLIERUNG DES WÄRMESPEICHER .....	48
3.7	INVESTITIONSTECHNOLOGIEN .....	50
3.7.1	<i>Zusätzliche Modulfläche</i> .....	50
3.7.2	<i>Zusätzliche Erzeugungsleistung</i> .....	51
3.7.3	<i>Zusätzliche Speicherkapazität</i> .....	51
3.7.4	<i>Zusätzliche Windkraftanlage</i> .....	52
3.8	STROMHANDEL.....	52
3.9	ZIELFUNKTION .....	52
3.9.1	<i>Startkosten</i> .....	53
3.9.2	<i>Produktionskosten</i> .....	53
3.9.3	<i>Investitionskosten</i> .....	53
3.9.4	<i>Stromhandelskosten</i> .....	55
3.10	CO <sub>2</sub> -EMISSIONEN .....	55
<b>4</b>	<b>MODELLKALIBRIERUNG – IMPLEMENTIERUNG DES MODELLS AM BEISPIEL WIEN .....</b>	<b>56</b>
4.1	ALLGEMEINES.....	56
4.1.1	<i>Datenproblematik</i> .....	56
4.1.2	<i>Vereinfachungen und Vernachlässigungen</i> .....	56
4.2	DATEN DER ENERGIENACHFRAGE.....	57
4.2.1	<i>Nachfrage nach elektrischer Energie</i> .....	57
4.2.2	<i>Nachfrage nach thermischer Energie</i> .....	59
4.3	KWK-ANLAGEN IN WIEN .....	62
4.3.1	<i>Allgemeines</i> .....	62
4.3.2	<i>GuD-KWK Simmering 1</i> .....	62
4.3.3	<i>GT-KWK Simmering 2</i> .....	64
4.3.4	<i>GuD-KWK Simmering 3</i> .....	64
4.3.5	<i>GuD-KWK Donaustadt</i> .....	65
4.3.6	<i>Gas- und ED-KWK Leopoldau</i> .....	65
4.3.7	<i>Biomasse KWK Simmering</i> .....	66
4.3.8	<i>Darstellung aller KWK-Produktionsregionen</i> .....	67
4.4	MÜLLVERBRENNUNGSANLAGEN IN WIEN.....	68
4.4.1	<i>Allgemeines</i> .....	68
4.4.2	<i>MVA Spittelau</i> .....	68
4.4.3	<i>MVA Pfaffenu</i> .....	69
4.4.4	<i>MVA Flötzersteig</i> .....	69
4.4.5	<i>SMVA Simmeringer Haide</i> .....	70
4.5	FERNHEIZWERKE IN WIEN.....	71

4.5.1	<i>Allgemeines</i> .....	71
4.5.2	<i>FHW Spittelau</i> .....	71
4.5.3	<i>FHW Arsenal</i> .....	72
4.5.4	<i>FHW Kagran</i> .....	72
4.5.5	<i>FHW Inzersdorf (Süd)</i> .....	73
4.5.6	<i>FHW Leopoldau</i> .....	73
4.6	<b>SONSTIGE WÄRMEERZEUGER IN WIEN</b> .....	74
4.6.1	<i>Wärmepumpen in Wien</i> .....	74
4.6.2	<i>Solarthermische Anlagen in Wien</i> .....	75
4.6.3	<i>Boiler</i> .....	77
4.6.4	<i>Gasthermen</i> .....	77
4.6.5	<i>Erzeugungskapazitäten aller Wärmeerzeuger in Wien</i> .....	78
4.7	<b>ANDERE STROMERZEUGER IN WIEN</b> .....	79
4.7.1	<i>Photovoltaische Anlagen in Wien</i> .....	79
4.7.2	<i>Windkraftanlagen in Wien</i> .....	79
4.7.3	<i>Erzeugungskapazitäten aller Stromerzeuger in Wien</i> .....	81
4.8	<b>HOCHDRUCKWÄRMESPEICHER SIMMERING UND FERNWÄRMENETZ</b> .....	82
4.9	<b>ELEKTRISCHE ANBINDUNG WIENS</b> .....	83
4.10	<b>KOSTENANNAHMEN UND PREISE</b> .....	84
4.10.1	<i>Brennstoffpreise</i> .....	84
4.10.2	<i>CO<sub>2</sub> Preise und Emissionsfaktoren</i> .....	84
4.10.3	<i>Investitionskosten</i> .....	85
<b>5</b>	<b>ANWENDUNGSBEISPIEL</b> .....	<b>87</b>
5.1	<b>ALLGEMEINES</b> .....	87
5.2	<b>STANDARD DURCHLAUF</b> .....	87
5.2.1	<i>Ergebnis</i> .....	87
5.2.2	<i>Betrachtung der Einzeltechnologien</i> .....	88
5.3	<b>INVESTITIONSDURCHLAUF</b> .....	91
5.3.1	<i>Ergebnis</i> .....	91
5.3.2	<i>Betrachtung der Einzeltechnologien</i> .....	92
5.4	<b>RESTRIKTIONSDURCHLAUF</b> .....	95
5.4.1	<i>Ergebnis</i> .....	95
5.4.2	<i>Betrachtung der Einzeltechnologien</i> .....	96
<b>6</b>	<b>SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK</b> .....	<b>100</b>
6.1.1	<i>Ergebnisbetrachtung</i> .....	100
6.1.2	<i>Modellbetrachtung</i> .....	101
<b>7</b>	<b>LITERATURVERZEICHNIS</b> .....	<b>A</b>
<b>8</b>	<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS</b> .....	<b>D</b>
<b>9</b>	<b>TABELLENVERZEICHNIS</b> .....	<b>E</b>

# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Die Modellierung von Energiesystemen hat innerhalb der letzten Jahrzehnte enorm an Bedeutung gewonnen. Einerseits wurde es möglich, durch immer leistungsfähigere Rechnerarchitekturen und zugehörige Software komplexere Sachverhalte mit immer größerer Realitätstreue nachzubilden, andererseits ergaben sich durch die technischen Errungenschaften der letzten Zeit auch immer mehr Möglichkeiten im Anwendungsbereich der Energietechnik. So steigt die Anzahl der Erzeugungseinheiten stetig an und es erfolgt eine Dezentralisierung und Diversifizierung der in Betracht zu ziehenden Anlagen. Das heutige System der Energieversorgung ist also höchst komplex und mit einer hohen Anzahl an veränderbaren Parametern ausgestattet. Das Zusammenspiel vieler unterschiedlicher Faktoren ist nur mehr durch den Einsatz von rechnergestützten Verfahren zu bewältigen, die so einen Beitrag zu einer möglichst kostengünstigen und ökologisch verträglichen Energieversorgung leisten. Der immer weiter steigende Druck der Märkte und zusätzliche Restriktionen durch die Politik lassen einfach getroffene Entscheidungen nicht mehr zu. Nur durch den Gebrauch von aussagekräftigen Energiemodellen ist es möglich, eine Vielzahl an unterschiedlichen Wegen in die energetische Zukunft darzustellen und mögliche Entwicklungsstrategien aufzuzeigen. Diese Modelle können verschiedenste Rahmenbedingungen und Situationen nachbilden und dienen Entscheidungsträgern in Wirtschaft und Politik in vielerlei Hinsicht als wichtige Grundlage in ihren Entscheidungsprozessen. Daraus ergibt sich auch die Verantwortung des Modellschaffenden, nach bestem Wissen und Gewissen zu arbeiten und jegliche Konsequenzen zu berücksichtigen, die durch solche Entscheidungen herbeigeführt werden können. Eine fundierte Ausbildung sowie vernetztes Denken sind unverzichtbare Grundlagen, um relevante Zusammenhänge zu erkennen und brauchbare Alternativen aufzuzeigen.

Der seit Jahrzehnten steigende Verbrauch von fossilen Ressourcen und die dadurch entstehende Importabhängigkeit von Primärenergieträgern aus wirtschaftlich und politisch instabilen Regionen, sowie die Umweltschädigungen durch den Abbau fossiler Energieträger und der Klimawandel aufgrund des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes bei deren Umwandlung, bewegen immer mehr Staaten zu einem Umdenken in deren Energiepolitik. Verstärkt wird auf regionale Versorgungssicherheit einzelner Gebiete sowie auf den Ausbau erneuerbarer Energien gesetzt. Die benötigten Ressourcen sollen dabei nachhaltig und wirtschaftlich verträglich eingesetzt werden. Optimierungsmodelle bieten die Möglichkeit, ein implementiertes System auf die Erfüllung einer Zielfunktion hin zu optimieren, die auch aus der Summe mehrere unterschiedlich gewichteter Teilfunktionen bestehen kann, was genau diesem Ansatz des bestmöglichen Einsatzes entspricht. Eine Optimierung trägt somit wesentlich zu schonender und nachhaltiger Verwendung jeglicher Betriebsmittel und Energieträger bei und kann die Kosten eines Systems senken. Diesem Effizienzgedanken folgend, werden auch vermehrt Kraft-Wärme-Koppelnde Technologien (KWK) eingesetzt. Diese erlauben eine gleichzeitige Produktion von elektrischer Energie und die Nutzung der dabei entstehenden Wärme. Damit erfolgt eine Einsparung der wohl auch in nächster Zukunft weiterhin notwendigen fossilen Ressourcen, aber auch ein ökologischer Einsatz erneuerbarer Energieträger.

## 1.2 Aufgabenstellung

Obwohl bereits eine Vielzahl von unterschiedlichsten Modellen bzw. Modellgeneratoren zur Nachbildung von Energiesystemen, Kraftwerken, Märkten usw. existieren, soll in dieser Diplomarbeit ein eigenes Modell entworfen, implementiert und kalibriert werden. Dies bietet unter anderem den Vorteil, selbst den Fokus auswählen und für wichtig erachtete Parameter mit besonderer Sorgfalt implementieren zu können.

Ausgehend von der Auswahl der zu verwendenden Hilfsmittel und Techniken, über die Recherche der benötigten Daten mitsamt der Bestimmung der unterschiedlichen Modellierungseigenschaften, bis hin zur Modellierung und Kopplung der Technologien sollen dabei alle Schritte vollzogen werden.

Im Rahmen dieser Arbeit sollen folgende Punkte berücksichtigt und umgesetzt werden:

- Das Modell soll den Kraftwerkspark einer Region widerspiegeln, der zur Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie aus verschiedenen Energiequellen bereitsteht.
- Der Kraftwerkspark soll insbesondere Technologien beinhalten, die eine Kopplung des Wärme- und des Strommarktes darstellen.
- Manche der Erzeugungstechnologien sollen über eine Erweiterungsmöglichkeit verfügen, um die Zusammensetzung des Technologieparks bei Bedarf optimieren zu können.
- Für die Region ist entsprechend des Energieverbrauchs der vorhandenen Wirtschaftssektoren eine Nachfrage sowohl an thermischer als auch an elektrischer Energie im Stundenraster für ein gesamtes Jahr zu generieren.
- Die Nachfragen nach elektrischer und nach thermischer Energie sind für den Zeitraum eines gesamten Jahres durch den installierten Kraftwerkspark zu decken.
- Als Optimierungskalkül soll eine Zielfunktion definiert werden, die die Kosten der Bedarfsdeckung des Gesamtsystems minimiert.
- Der Strommarkt soll eine überregionale Anbindung besitzen um einen Handel von elektrischer Energie zu ermöglichen.
- Der Wärmemarkt soll als abgeschlossenes System betrachtet werden, das zu einem möglichst großen Teil mit einem zusammenhängenden Fernwärmenetz versorgt werden kann.
- Nach erfolgter Modellerstellung soll eine Kalibrierung durch den Datensatz einer geeigneten Region vorgenommen werden und das Modell an diese Region angepasst werden.
- Zur Veranschaulichung der Anwendungsmöglichkeiten soll ein Beispieldurchlauf vorgenommen und interpretiert werden.

## 1.3 Methodik und Werkzeuge

Ein Optimierungsproblem, wie es in dieser Arbeit aufgrund der Forderung nach einer kostenminimalen Nachfragedeckung formuliert werden soll, besteht aus einer Zielfunktion, die, unter der Einhaltung einer Menge von Gleichungen und Ungleichungen, auf ihren optimalen Wert hin zu lösen ist. Die Zielfunktion kann je nach Auslegung des Problems minimiert oder maximiert werden. Die Gleichungen und Ungleichungen dienen zur möglichst umfangreichen und exakten Beschreibung der technisch-physikalischen Eigenschaften des Systems und je nach deren mathematischer Ausprägung spricht man von unterschiedlichen Problemklassen, welche spezielle Lösungsmethoden erfordern.

Das Modell wird als gemischt-ganzzahliges Problem (engl. „Mixed Integer Linear Program“ MILP) implementiert. Dies bedeutet, dass in der Formulierung der Bedingungen und Restriktionen in Form von Gleichungen und Ungleichungen neben linearen Termen zusätzlich auch ganzzahlige (binäre oder Integer-) Werte zur mathematischen Beschreibung verwendet werden dürfen. Diese werden benötigt, um die thermischen Kraftwerke entsprechend ihrer Restriktionen, wie z.B. Anfahr- und Ausschaltbedingungen, ausreichend genau darstellen zu können. Eine Realisierung als „Mixed Integer Quadratic Program“ (MIQP) oder als „Mixed Integer Quadratic Constraint Program“ (MIQCP), wie es für die Modellierung von quadratischen Zielfunktionen und Nebenbedingungen vorteilhaft wäre, ist aufgrund der durch die Problemgröße steigenden Rechenzeit in Kombination mit der zur Verfügung stehenden Hardware nicht möglich.

Die Modellerstellung erfolgt in MATLAB<sup>®</sup>, einem Programm zur matrixorientierten Berechnung von technisch-wissenschaftlichen Problemen. MATLAB<sup>®</sup> wird verwendet für numerische Berechnungen, zur Datenanalyse und Visualisierung sowie zur Algorithmen-Entwicklung. MATLAB<sup>®</sup> ist zwar nicht speziell für die Erstellung von Optimierungsproblemen ausgelegt, bietet aber eine große Anzahl an zusätzlich erwerb- oder frei verfügbaren Toolboxen zur Erweiterung und Spezialisierung auf die unterschiedlichsten Gebiete der Technik an.<sup>1</sup>

Die zur Modellerstellung verwendete YALMIP- Toolbox ist ein von Johan Löfberg entwickeltes Interface, das eine einfache Implementierung von Modellen und Optimierungsaufgaben mit der gewohnten MATLAB<sup>®</sup> Syntax erlaubt. Die Toolbox ermöglicht die einfache und strukturierte Eingabe der Zielfunktion und der Nebenbedingungen sowie deren Weitergabe an einen mathematischen Lösungsalgorithmus (engl. „Solver“). Dadurch wird es möglich, innerhalb relativ kurzer Zeit mit nur wenigen zusätzlichen Befehlen, Modellierungsaufgaben zu implementieren. YALMIP bietet zwar bereits eine Palette an unterschiedlichen Solvern für die Lösung der verschiedenen mathematischen Problemklassen an, empfiehlt aber für die Berechnung der numerischen Probleme auf externe, spezialisierte Lösungsalgorithmen zurückzugreifen.<sup>2</sup>

Als solcher externer Solver zur Lösung des MILP- Problems wird GUROBI verwendet. GUROBI ist eine mathematische Lösungssoftware zur effektiven Berechnung von Optimierungsproblemen und ist im Stande, eine Vielzahl an Problemklassen mit hervorragender Performance zu bearbeiten. Der Solver wählt eigenständig die benötigten Methoden und Algorithmen aus, um das Problem möglichst effizient zu lösen. Für erfahrene Benutzer bietet sich aber dennoch die Möglichkeit, durch Parametervariationen eine bessere Performance zu erreichen.<sup>3</sup>

---

<sup>1</sup> Quelle und weitere Informationen siehe mathworks.de (2013)

<sup>2</sup> Quelle und weitere Informationen siehe Löfberg (2004)

<sup>3</sup> Quelle und weitere Informationen siehe GurobiOptimization (2013)

## 1.4 Gliederung der Arbeit

Diese Arbeit teilt sich in sechs Hauptkapitel auf:

**Kapitel 1** wurde der Motivation und der Wichtigkeit des Erarbeitens dieses Themas, sowie der zu bearbeitenden Aufgabenstellung und den dafür eingesetzten Methoden gewidmet.

**Kapitel 2** befasst sich mit der Erklärung und Definition des Begriffs „Modell“ und den Möglichkeiten der Klassifizierung von Modellen. Anschließend werden die für diese Arbeit relevanten Modellarten, deren Einteilung und Eigenschaften sowie die Verfahren zur Lösung genauer dargestellt.

**Kapitel 3** widmet sich der formalen Beschreibung des gesamten Modells. Zuerst werden wichtige Begrifflichkeiten erläutert und deren Bedeutung im Modell dargelegt. Nach der Modellierung der Strom- und Wärmenachfrage folgt eine Beschreibung aller im Modell implementierten Erzeugungstechnologien samt deren jeweiligen physikalischen Restriktionen und den wirtschaftlich relevanten Parametern. Die Erzeuger werden dabei eingeteilt in Kraft-Wärme-Koppelnde Technologien, reine Wärmeerzeuger und reine Stromerzeuger. Als weitere Komponenten des Modells werden ein Wärmespeicher, Investitionstechnologien, der Stromhandel und die Ermittlung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes der Produktionsanlagen beschrieben. Zum Abschluss wird die Zusammensetzung der Zielfunktion und deren Berechnung erläutert.

**Kapitel 4** beschäftigt sich mit der Kalibrierung des Modells anhand der ausgewählten Modellregion Wien. Auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Daten werden die in Wien befindlichen Anlagen durch die in Kapitel 3 beschriebenen Erzeugungstechnologien dargestellt. Die Realsituation jeder Anlage wird dabei kurz erläutert und dann die für die Kalibrierung verwendeten Daten mit den zugrunde gelegten Annahmen und Vereinfachungen erklärt.

**Kapitel 5** versucht durch drei unterschiedliche Optimierungsdurchläufe mögliche Beispiele zur Anwendung des Modells aufzuzeigen. Dazu wird zuerst ein Standarddurchlauf mit den aktuell installierten Erzeugungstechnologien vorgenommen und dessen Ergebnisauswertung als Referenz für die weiteren Durchläufe verwendet. Im Investitionsdurchlauf soll eine Optimierung des Erzeugerparcs durch Investitionen in die erweiterbaren Technologien erfolgen und mit dem Durchlauf ohne Investitionsmöglichkeit verglichen werden. Als dritter Durchlauf wird eine Verminderung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes um 20% gegenüber dem Standarddurchlauf erzwungen, und die Auswirkungen auf die Kosten und die dafür benötigten Investitionen untersucht.

**Kapitel 6** bietet als letztes Kapitel in einer Beispielbetrachtung zuerst ein Resümee über die durchgeführten Optimierungsdurchläufe und erläutert eventuelle weitere Untersuchungen des Anwendungsbeispiels. Schlussendlich sollen dann in einer Modellbetrachtung Kritikpunkte und eventuelle Verbesserungen thematisiert werden.

# 2 Modelle

## 2.1 Modellbegriff und Definition

Der Begriff „Modell“ besitzt eine Vielzahl an Bedeutungen, wobei sich diese Arbeit ausschließlich mit Modellen in der technischen Wissenschaft beschäftigen wird. Der Philosoph und Modelltheoretiker Herbert Stachowiak beschreibt Modelle im Allgemeinen als beschränkte Abbilder der Wirklichkeit, die immer folgende drei Merkmale aufweisen:<sup>1</sup>

- Das Abbildungsmerkmal: „Modelle sind stets Modelle von etwas, nämlich Abbildungen, Repräsentationen natürlicher oder künstlicher Originale, die selbst wieder Modelle sein können“
- Das Verkürzungsmerkmal: „Modelle erfassen im Allgemeinen nicht alle Attribute des durch sie repräsentierten Originals, sondern nur solche, die den jeweiligen Modellerschaffern und / oder Modellbenutzern relevant scheinen“
- Das pragmatische Merkmal: „Modelle sind ihren Originalen nicht per se eindeutig zugeordnet. Sie erfüllen ihre Ersetzungsfunktion:
  - für bestimmte - erkennende und / oder handelnde, modellbenutzende Subjekte;
  - innerhalb bestimmter Zeitintervalle und
  - unter Einschränkung auf bestimmte gedankliche oder tatsächliche Operationen“

Aus diesen Merkmalen ergeben sich die Grundproblematiken von Modellen, dass die Abbildung, Verkürzung und der Pragmatismus dazu führen, dass niemals alle Parameter in ihrer tatsächlichen Bedeutung berücksichtigt werden können und ein Modell immer nur eine beschränkte Gültigkeit, nämlich bestenfalls für die getroffenen Annahmen und Vereinfachungen, besitzt. Es spiegeln sich darin immer die aus dem Blickwinkel des Entwicklers für wichtig erachteten Größen wieder. Trotzdem dienen Modelle dazu, Sachverhalte der Realität möglichst objektiv, genau, und den Anwendungen entsprechend vereinfacht, mittels mathematischer und physikalischer Formeln darzustellen und somit zu brauchbaren und aussagekräftigen Lösungen zu gelangen. Dieser Prozess der Abbildung eines aus der Umwelt entnommenen Systems auf ein Modell wird in Abb. 1 verdeutlicht.

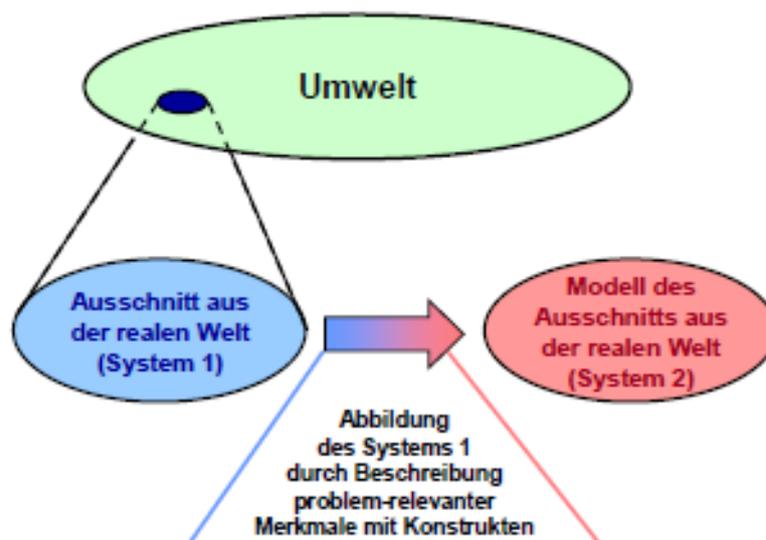


Abb. 1: Abbildung eines Systems auf ein anderes; Quelle: Ackermann (2008)

<sup>1</sup> Siehe Stachowiak (1973, S. 131ff)

Eine Vertiefung auf mathematische Modelle ergibt, dass diese sich in mathematischen Formeln beschreiben lassen und versuchen, die wesentlichen Parameter von meistens natürlichen Phänomenen zu erfassen und durch eine formelle Beschreibung berechenbar und wissenschaftlich prüfbar zu machen. Mit berechenbar ist sowohl die analytische Untersuchung, als auch die Approximation mittels numerischer Verfahren gemeint. Im Allgemeinen sind sogenannte physikalische Modelle ebenfalls mathematische Modelle, stützen sich aber auf physikalische Gesetzmäßigkeiten.<sup>1</sup>

Bei der Erstellung eines Modells wird immer ein abgegrenzter Ausschnitt aus der realen Welt herangezogen und bei dessen Analyse die Relationen zwischen den Elementen des Systems beschrieben und dann durch eine homomorphe Abbildung<sup>2</sup> in ein Modell übergeführt. Die Abstraktion und Reduktion der Elemente bei der Analyse prägt die geschaffenen Abbildungen mit den drei eingangs erwähnten Merkmalen von Modellen. Der Übergang vom System zum Modell wird in Abb. 2 aufgezeigt, worin die Eigenschaften des Systems (A bis D) mit den Relationen untereinander (R1 bis R6) und deren beschreibende Abbildung im Modell (A\* bis C\*) samt verkürzten Relationen (R1\*, R2\*, R5\*) dargestellt werden.

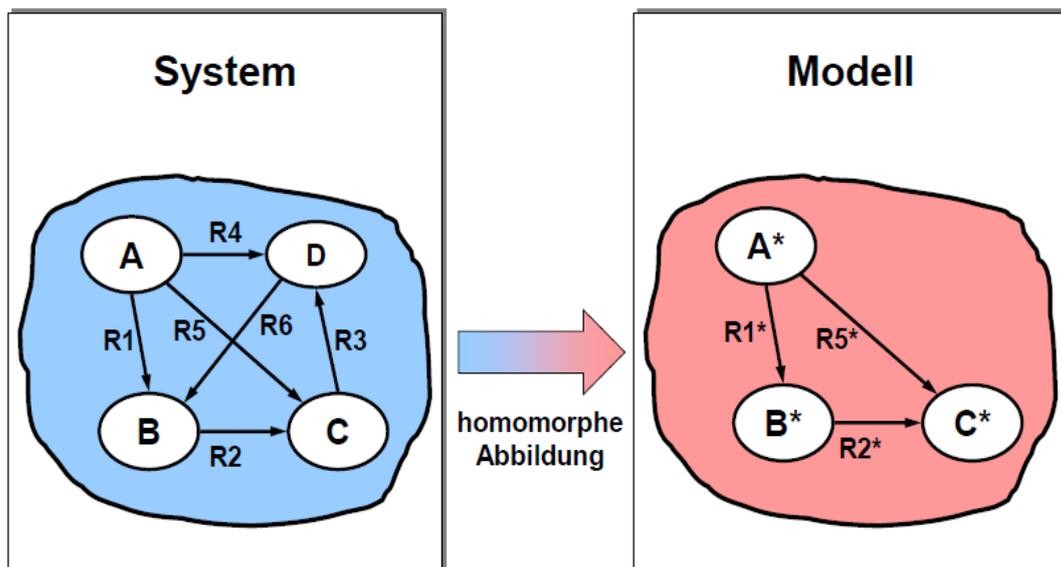


Abb. 2: Vom System zum Modell; Quelle: Ackermann (2008)

## 2.2 Energiemodelle

Nach der allgemeinen Definition von wissenschaftlich-technischen Modellen im vorigen Abschnitt, werden nun Energiemodelle im Speziellen betrachtet und deren Eigenschaften herausgearbeitet.

### 2.2.1 Modellarten

Je nach Zielsetzung und Ausrichtung eines Modells können wir verschiedene Arten von Modellen unterscheiden, die sich, wie anschließend im Abschnitt 2.2.2 ersichtlich wird, unterschiedlich klassifizieren lassen.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Vgl. Wikipedia.org, Mathematische Modelle (2013)

<sup>2</sup> Eine homomorphe Abbildung ist eine Abbildung einer Menge auf eine Andere durch eindeutige Verknüpfungen

<sup>3</sup> Vgl. Haas, Vorlesungsskript Energiemodelle und Analysen (2011)

- Simulationsmodelle

In Simulationsmodellen wird versucht, die Realität möglichst genau nachzubilden, um so das Verhalten der einzelnen Größen in diesem System beschreiben und beobachten zu können. Es wird als statisch bezeichnet, wenn das System nur in einem bestimmten Zeitpunkt beschrieben wird, und als dynamisch, wenn jeder Schritt von den vorhergehenden Zeitschritten beeinflusst wird. Simulationsmodelle kommen unter anderem dann zur Anwendung, wenn Versuche am Originalsystem zu kostspielig, unwirtschaftlich oder aus anderen Gründen schlicht unmöglich sind.

- Analysemodelle

Analysemodelle versuchen durch das Bestimmen von Regressionskoeffizienten aus einer Menge an Daten die verschiedenen Parametereinflüsse auf eine bestimmte Größe des Systems herauszufiltern. Die daraus gewonnen Erkenntnisse werden oft in anderen Modellarten weiterverwendet.

- Szenariomodelle

In Szenariomodellen werden verschiedene mögliche Pfade für zukünftige Entwicklungen aufgezeigt und diese einem Grundszenario gegenübergestellt. Dieses Grundszenario stellt meist die Auswirkungen ohne Veränderung der Parameter, das sogenannte „Business as usual“, dar. Sensitivitätsanalysen geben hierbei Aufschluss über die Stärke des Einflusses der getroffenen Annahmen. Das Eintreten der jeweiligen Szenarien hängt dann davon ab, in wie weit die in den Szenarien dargestellten Interventionen befolgt werden.

- Prognosemodelle

Prognosemodelle versuchen, anhand der möglichst detailgetreuen Nachbildung der wichtigsten Einflussparameter eines Systems vorauszusehen, wie der betrachtete Sachverhalt sich zukünftig entwickelt. Die Vorhersagen werden unter Zuhilfenahme von Parametern getroffen, die auf der Extrapolation historischer Daten beruhen, und deren wahrscheinlichste Entwicklung bewertet wird.

- Optimierungsmodelle

Bei der Optimierung besteht das Modell aus einer Menge an veränderlichen Parametern, die durch das Optimierungsverfahren so gewählt werden sollen, dass damit ein gewisses Ziel unter Einhaltung von Nebenbedingungen bestmöglich erreicht wird. Bestmöglich kann in diesem Fall kostenminimal, profitmaximierend, primärenergieträgerschonend oder ähnliches bedeuten.

## 2.2.2 Merkmale und Klassifizierung von Energiemodellen

Es gibt eine Vielzahl an Ansätzen zur Klassifizierung und Einteilung von Energiemodellen. Sie reichen von den Unterschieden in der Methodik über die Gegensätze der Sichtweise bis hin zur Genauigkeit der Modellierung. Einige wesentliche Strukturierungsmerkmale sollen hier in Anlehnung an Koch, Harnisch, & Blok (2003, S. 45ff & 112f) angeführt werden.

### **Sichtweise, wissenschaftlicher Zugang, Blickwinkel**

Eine weit verbreitete und wichtige Klassifizierung von Energiemodellen erfolgt nach deren Blickwinkel. Damit wird charakterisiert, ob ein Modell im Bereich der Ingenieurwissenschaften entwickelt wurde und im Wesentlichen die technischen Systeme abbildet, oder ob ein Modell aus dem wirtschaftlichen Sektor heraus entwickelt wurde und der Schwerpunkt auf der Implementierung der Energiemärkte liegt. Technische Modelle werden dabei auch als „Bottom up“- Modelle bezeichnet, da disaggregierte Daten zur Modellierung verwendet werden, die jeden einzelnen Akteur im System beschreiben und von denen auf das Gesamtsystem geschlossen wird. Modelle aus wirtschaftlicher Sichtweise hingegen werden als „Top down“- Modelle bezeichnet, da sie mit einem Satz an aggregierten Daten implementiert werden, die keinen Schluss mehr auf die einzelnen Akteure des Systems zulassen. Dadurch ist es nicht mehr möglich, einzelne Technologien explizit zu repräsentieren.

Es kann natürlich nicht immer scharf zwischen diesen beiden Sichtweisen unterschieden werden, insbesondere da immer mehr Modelle eine Kombination der beiden Ansätze versuchen und Teile des Systems „Top down“ und wieder andere „Bottom up“ darstellen. Eine Gegenüberstellung der Eigenschaften ist in Tab. 1 ersichtlich.

<b>Top Down</b>	<b>Bottom up</b>
Wirtschaftlicher Zugang	Technischer Zugang
Ergibt eine pessimistische Abschätzung der besten Performance	Ergibt eine optimistische Abschätzung der besten Performance
Technologien nicht explizit darstellbar	Detaillierte technische Beschreibung möglich
Spiegelt die am Markt durchgesetzten Technologien wieder	Spiegelt technisches Potential wieder
Aggregierte Daten für Vorhersagezwecke	Disaggregierte Daten zu Untersuchungszwecken
Die effizientesten Technologien werden durch die vom Marktverhalten gegebene Transformationskurve (engl. „production frontier“) vorgegeben	Effiziente Technologien können außerhalb der durch das Marktverhalten gegebenen Transformationskurve (engl. „production frontier“) liegen.
Basiert auf beobachtetem Marktverhalten	Unabhängig vom Marktverhalten
Berücksichtigt die effizienteste verfügbare Technologie nicht und unterschätzt somit das Potential von Effizienzverbesserungen	Berücksichtigt Marktgrenzen nicht und überschätzt somit das Potential von Effizienzverbesserungen
Bestimmt Energienachfrage durch aggregierte ökonomische Kennwerte (BIP, Preiselastizität) aber variiert bei Zuweisung der Energieerzeugung	Repräsentiert Erzeugungstechnologien detailliert durch disaggregierte Daten aber variiert bei der Zuweisung des Energiebedarfs
Endogenisiert verhaltensbasierte Beziehungen	Beurteilt Kosten technischer Optionen direkt
Setzt voraus, dass keine Diskontinuitäten im historischen Trend existieren	Interaktionen zwischen Energie- und anderen Sektoren werden vernachlässigt

Tab. 1: Eigenschaften von „Top down“- und „Bottom up“- Modellen; Vgl. van Beeck (1999)

### **Beschreibungsebene bzw. ökonomische Betrachtungsweise**

Das Merkmal der ökonomischen Betrachtungsweise ist eng verbunden mit der zuvor erwähnten Sichtweise und zielt auf die Ebene der Beschreibung ab, die im Modell angewandt wird. Dies kann auf Basis von Individuen und deren individuellen Entscheidungen geschehen – entsprechend einer mikroökonomischen Betrachtungsweise – oder aber ausgehend von der gesamten Gesellschaft bzw. Volkswirtschaft mit deren Verflechtungen – entsprechend einer makroökonomischen Sichtweise

### **Art der Lösungs- bzw. Zielfindung**

Eine Art der Lösungsfindung stellt die Optimierung dar, bei welcher eine Zielgröße nach vorgegebenen Kriterien erreicht werden soll. Es werden mathematische Algorithmen angewandt um die optimale Lösung über einer beschränkten Menge von Lösungen zu finden.

Gegensätzlich dazu kann das Ziel einer Modellierungsaufgabe die Simulation darstellen. Dabei wird nicht nach einer optimalen Lösung gesucht, sondern entweder wird versucht, den Istzustand möglichst detailgenau nachzubilden oder es werden anhand von Erfahrungswissen plausible Entwicklungspfade aufgezeigt.

### **Sektorale Reichweite**

Eine weitere Klassifizierung kann anhand der im jeweiligen Modell betrachteten Bereiche bzw. Sektoren eines gesamten Energiesystems erfolgen. Einerseits kann hier zwischen einer Betonung der Erzeuger- bzw. Angebotsseite gegenüber einer Betonung der Verbrauchs- bzw. Nachfrageseite

unterschieden werden. Dies bedeutet, dass jeweils eine Seite im Detail modelliert wird und die andere nur vereinfacht abgebildet wird, was sich in den Bezeichnungen Nachfrage- bzw. Angebotsmodell widerspiegelt. Andererseits kann ein Modell auch jeweils nur einen Teilsektor des Energiebereichs darstellen. So kann ein Modell nur den Stromsektor berücksichtigen (Strommodell), den Wärmemarkt zusätzlich mit einbeziehen oder auch nur den Verkehrsbereich umfassen (Verkehrsmodell) etc.

### **Zeitlicher Horizont bzw. zeitliche Ausrichtung**

Unter der Einteilung nach zeitlichem Horizont kann jene nach dem gesamten betrachteten Zeitraum eines Modells verstanden werden. Diese Kategorisierung erfolgt nach van Beeck (1999) in kurz-, mittel- oder langfristige Modelle. Das vor allem für Optimierungsmodelle wichtigere Unterscheidungskriterium der zeitlichen Ausrichtung bezieht sich allerdings auf den Umfang des Wissens über zukünftige Entscheidungen und spiegelt sich nach Krey (2006) im Zeitraum wieder, der vom Modell in einem Schritt abgearbeitet wird. Die Unterteilung erfolgt in „Perfect-Foresight“ bzw. „Time-Step“ Modelle. Erstere gehen von einem umfassenden Wissen über die Zukunft aus und liefern ein Ergebnis, das über alle betrachteten Perioden erstellt wird. In Time-Step Modelle fließen hingegen keine Informationen über zukünftige Entwicklungen ein. Sie werden als kurzfristig oder myopisch bezeichnet und das Modell wird immer nur für eine Periode gelöst.<sup>1</sup>

### **Detaillierungsgrad bzw. Endogenisierungsgrad**

Der Endogenisierungsgrad eines Modells gibt an, wie viele der Daten extern vorgegeben werden und wie viele davon intern im Modell bestimmt werden. Ein hoher Endogenisierungsgrad trägt dazu bei, komplexe Rückkopplungseffekte berücksichtigen zu können und Systeminterdependenzen besser abzubilden. Dies geht allerdings meistens zu Lasten des Detaillierungsgrades, wodurch einzelne Akteure im System nicht mehr dargestellt werden können. Abb. 3 zeigt diesen Zusammenhang.

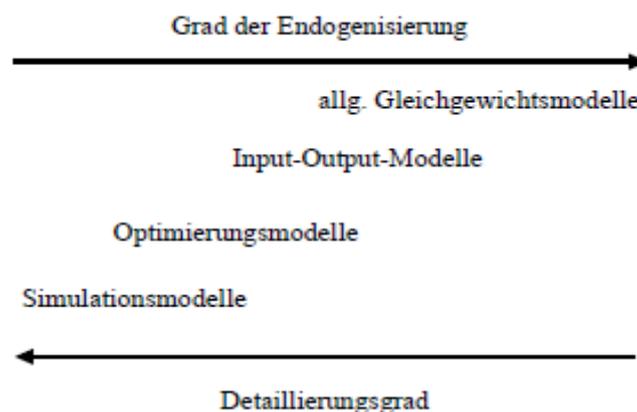


Abb. 3: Endogenisierung und Detailwiedergabe; Quelle: Koch, Harnisch, & Blok (2003, S. 113)

### **Räumliche Ausdehnung**

Ein weiteres Merkmal eines Energiemodells ist dessen betrachtete räumliche Ausdehnung. Diese kann nur ein Unternehmen umfassen oder kann über Regionen bis hin zu Staaten, ganzen Kontinenten oder der gesamten Welt erfolgen.

### **Mathematische Formulierung**

Hinsichtlich der mathematischen Formulierung lassen sich Energiemodelle klassifizieren in

- Stochastisch oder nicht-stochastisch
- Diskret oder kontinuierlich
- Statisch oder dynamisch

<sup>1</sup> Vgl. Koch, Harnisch, & Blok (2003, S. 46&56) und Krey (2006)

Von den oben aufgelisteten Klassifizierungsmerkmalen beschreibt Koch, Harnisch, & Blok (2003) die Strukturierung nach den beiden Sichtweisen als die Wesentlichste und nennt wirtschaftlich motivierte Modelle „Energiewirtschaftsmodelle“ und technisch motivierte Modelle „Energiesystemmodelle“. Krey (2006) kommt zu einer ähnlichen Erkenntnis, und zwar dass Energiewirtschaftsmodelle sich auf die Wechselwirkung des Energiesektors mit den ökonomischen Strukturen und die gesamtwirtschaftlichen Zusammenhänge konzentrieren. Technisch motivierte Modelle werden von ihm als „Energieprozessmodelle“ bezeichnet und bilden ebenfalls die einzelnen Technologien und Prozesse ab. Die technische Realisierbarkeit von energiewirtschaftlichen Strategien und deren Beitrag zur zukünftigen Energieversorgung stehen dabei im Vordergrund. Diesen Klassifizierungen folgend werden diese Begriffe nun noch genauer erläutert.

### 2.2.3 Energiewirtschaftsmodelle

Bei den Energiewirtschaftsmodellen wird weiter unterschieden in die berechenbaren allgemeinen Gleichgewichtsmodelle und in Input-Output Modelle.<sup>1</sup>

**Gleichgewichtsmodelle** stützen sich auf die Gleichgewichtstheorie, welche besagt, dass auf allen Märkten ein Gleichgewicht an Angebot und Nachfrage herrscht, herbeigeführt durch die nach Gewinn- und Nutzenmaximierung strebenden Teilnehmer. Partielle Gleichgewichtsmodelle gehen davon aus, dass dieses Gleichgewicht nur in Teilen der Gesamtwirtschaft vorliegt (z.B. nur Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage). Allgemeine Gleichgewichtsmodelle hingegen setzen ein Gleichgewicht in der gesamten Ökonomie voraus. Der Preis des Gutes soll dabei dessen Knappheit widerspiegeln und so den Markt lenken.<sup>2</sup> Gleichgewichtsmodelle gehen von einer aggregierten Beschreibung der Gesamtwirtschaft unter Einbeziehung der Energiewirtschaft aus. Rückkopplungen und Abhängigkeiten innerhalb der Gesamtwirtschaft werden einheitlich dargestellt. Allerdings werden strukturelle Defizite des Marktes wie Arbeitslosigkeit, die nicht vorhandene vollkommene Konkurrenz, externe Effekte o.Ä. nicht berücksichtigt.

**Input-Output-Modelle** verwenden meist disaggregierte Daten und werden auch makroökonomische oder makroökonomische Modelle genannt. Sie stellen in linearen Gleichungen die Verknüpfungen der Wirtschaftssektoren dar. Wesentliche Grundlage ist die volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, welche die Verflechtung einer Volkswirtschaft mit deren vergangenen Perioden darstellt. Dabei wird das wirtschaftliche Geschehen als Summe von Transaktionen zwischen ökonomischen Sektoren erfasst und in Form von Input-Output-Tabellen gesammelt. Innerhalb von Input-Output-Modellen ist der Endogenisierungsgrad ein wichtiges Merkmal und sie erlauben im Gegensatz zu allgemeinen Gleichgewichtsmodellen eine Wiedergabe der makroökonomischen Realität samt ihren Ineffizienzen.

### 2.2.4 Energiesystemmodelle

Hier kann zwischen Optimierungsmodellen und Simulationsmodellen unterschieden werden.

**In Optimierungsmodellen** werden Energiesysteme mit ihren technischen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Eigenschaften detailliert nachgebildet. Sie erlauben dadurch im Gegensatz zu ökonomischen Modellen eine Bestimmung des geeigneten Technologiemies zur Erreichung vorgegebener Ziele. Dazu werden die Technologien mit Kosten belegt und es wird der optimale Wert des Systems bestimmt, der unter Einhaltung sämtlicher Restriktionen zu erreichen ist. Optimierungsmodelle werden aufgrund deren Relevanz für diese Arbeit noch detaillierter unter Punkt 2.3 behandelt.

---

<sup>1</sup> Vgl. Koch, Harnisch, & Blok (2003, S. 51ff und 58ff)

<sup>2</sup> Vgl. Krey (2006, S. 6)

**Simulationsmodelle** werden meist verwendet um für Gegenwart und Vergangenheit die Verursacher des Energieverbrauchs und die Emissionen der einzelnen Sektoren zu bestimmen, oder die zukünftigen Energiespar- und Emissionsminderungspotentiale zu ermitteln. Mit entsprechender Expertise implementiert, erlauben sie mehr Realitätsnähe als andere Modelltypen. Allerdings geht mit steigender Menge an Restriktionen ein Optimierungsmodell in eine Simulation über. Wie einige Optimierungsmodelle, erlauben auch Simulationsmodelle, dass vorgesehene Investitionen sowie Auswirkungen von Entscheidungen oder angestrebten Zielen untersucht werden können. Nachteilig bei Simulationsmodellen ist, dass Rückkopplungen mit der Gesamtwirtschaft nur über Umwege (z.B. Agentenbasierte Modelle) berücksichtigt werden können, und dass die nötige Qualität der Expertise zur Parametrisierung des Modells einen großen Einfluss auf die Modellergebnisse hat.<sup>1</sup>

## 2.3 Optimierungsmodelle

Wie aus dem vorigen Kapitel hervorgeht, sind Optimierungsmodelle eine spezielle Art von Modellen deren Ziel es ist, eine Zielfunktion– meist Gesamtkosten, Profit oder Energieeinsatz eines Systems– unter Einhaltung von Nebenbedingungen, welche die technischen und physikalischen Restriktionen widerspiegeln, entweder zu minimieren oder zu maximieren. Im Gegensatz zu Energiewirtschaftsmodellen in denen der Energiesektor als Teil eines Gesamtsystems realisiert wird, werden hier die Verstrickungen mit anderen Bereichen der Gesamtwirtschaft nicht implizit berücksichtigt, sondern ökonomische Einflüsse müssen exogen vorgegeben werden oder aus anderen Modellen einfließen. Für eine realistische Implementierung sind akkurate Technologie-, Kosten- und Umweltdaten nötig und es müssen physikalische, ökonomische, gesetzliche, gesellschaftliche und weitere Nebenbedingungen eingeführt werden. Diese haben einen bedeutenden Einfluss auf die Modellergebnisse, da sie den Grad der Abweichungen vom restriktionslosen Optimierungskalkül bestimmen. Ein besonderes Augenmerk gilt dabei den Kosten, da eine Optimierung i.d.R. auch bei anders lautenden Zielfunktionen indirekt immer wieder auf den Kostenfaktor zurückführt. Es muss abgewogen werden, welche Kosten eines Energiesystems berücksichtigt werden, ob diese miteinander kompatibel sind und welche Zinssätze, Lebensdauern und Abschreibungsdauern zugrunde gelegt werden. Je nach Problemstellung und mathematischem Prinzip werden folgende Typen von Optimierungsproblemen unterschieden:

	Zeiteinfluss	
	Statisches Optimierungsproblem	Dynamisches Optimierungsproblem
• <b>Randbedingungen</b> • <b>Anzahl Entscheidungsträger</b>		
Gleichungen oder keine Randbedingungen; Ein Entscheidungsträger	Klassische Optimierung (1.Ableitung=0)	Variationsrechnung
Ungleichungen als Randbedingungen; Ein Entscheidungsträger	Lineare Optimierungsprobleme	Dynamic Programming (diskret)
	Nichtlineare Optimierungsprobleme	Maximierungsprinzip (stetig)
Zwei oder mehr Entscheidungsträger	Statisches Spiel	Differentialspiel

Tab. 2: Optimierungsprobleme; Quelle: Haas, Vorlesungsskript Energiemodelle und Analysen (2011)

Bezüglich Zeiteinfluss kann also zwischen statischen und dynamischen Optimierungsproblemen unterschieden werden. Je nach Anzahl der Entscheidungsträger und Typus der Nebenbedingungen ergeben sich weitere Typen von Optimierungsproblemen. In dieser Arbeit wird nur die Klasse der linearen Optimierung mit ihren Erweiterungen weiter verfolgt.

<sup>1</sup> Vgl. Koch, Harnisch, & Blok (2003, S. 64 -67)

### 2.3.1 Lineare Optimierung und gemischt-ganzzahlige Optimierung

Lineare Optimierung, auch lineare Programmierung genannt, ist der Bereich der allgemeinen Optimierung, bei dem sowohl die Zielfunktion, als auch alle Nebenbedingungen der Restriktion der Linearität unterliegen. Trotz Vervielfachung der Rechnerkapazitäten innerhalb der letzten Jahre und der stetigen Verbesserung von mathematischen Algorithmen, ist die lineare Programmierung nach wie vor die am weitesten verbreitete Methode zur Modellierung von Optimierungsproblemen in Energiesystemen. Bei der linearen Programmierung werden die physikalisch-mathematischen Zusammenhänge nur anhand von linearen Gleichungen beschrieben. Dies bietet den Vorteil, dass auch bei großen Modellen etablierte und effiziente Lösungsalgorithmen zu einer eindeutigen und gut nachvollziehbaren Lösung gelangen. Der Nachteil besteht darin, dass in der Realität häufig auftretende Nichtlinearitäten entweder gar nicht oder nur unzureichend abgebildet werden können und Umgehungsstrategien gewählt werden müssen. Dazu werden mitunter nichtlineare Teile exogen in das ansonsten lineare Modell mit einbezogen oder aber gemischt-ganzzahlige Programmierung angewendet um z.B. eine stückweise Linearisierung von nichtlinearen Funktionen vorzunehmen.

Die Standardform für ein Minimierungsproblem lautet nach Bazaraa, Jarvis, & Sherali (2010):

$$\min c^T x \quad \text{Gl. 1}$$

$$Ax = b \quad \text{Gl. 2}$$

$$x \geq 0 \quad \text{Gl. 3}$$

Gl. 1 stellt die zu minimierende Zielfunktion dar und Gl. 2 und Gl. 3 die Restriktionen des Lösungsraumes.  $x$  ist der Vektor der Entscheidungsvariablen,  $c$  der Vektor der Zielfunktionskoeffizienten und  $b$  der Vektor der konstanten rechten Seite. Die Matrix  $A$  wird als Koeffizienten- oder Technologiematrix bezeichnet. Durch Einführen von Schlupfvariablen können Ungleichungen die nicht direkt in der obigen Form enthalten sind berücksichtigt werden.

Zu jedem linearen Problem gibt es ein sogenanntes duales Problem, das gleichzeitig mit dem Primalen gelöst wird und wie folgt definiert ist:

$$\max b^T y \quad \text{Gl. 4}$$

$$A^T y = c \quad \text{Gl. 5}$$

$$y \geq 0 \quad \text{Gl. 6}$$

Die Zielfunktion ist nun eine Maximierungsaufgabe und die Anzahl der Variablen des dualen Problems ist gleich den Restriktionen des ursprünglichen Problems, und umgekehrt ist die Anzahl der Variablen des primalen Problems gleich der Anzahl der Restriktionen des dualen Problems.

Es wird von schwacher Dualität gesprochen wenn gilt:

$$c^T x \geq b^T y \quad \text{Gl. 7}$$

Dies bedeutet, dass der Zielfunktionswert einer gültigen Lösung des dualen Problems immer kleiner oder gleich dem des primalen Problems ist, wobei die Differenz als Dualitätslücke bezeichnet wird.

Hingegen spricht man von starker Dualität wenn gilt:

$$c^T x^* = b^T y^* \quad \text{Gl. 8}$$

Hier existiert bei Vorliegen einer optimalen Lösung keine Dualitätslücke mehr und die Zielfunktionen des primalen und dualen Problems besitzen denselben Wert. Bei einer Kostenminimierung werden die

Werte der optimalen Lösung des dualen Problems als Schattenpreise der zugehörigen Beschränkung des primalen Problems bezeichnet.<sup>1</sup>

Eine Erweiterung der linearen Optimierung stellt die sogenannte gemischt-ganzzahlige Optimierung dar (engl. „Mixed Integer Linear Programming“ MILP). Hierbei dürfen zusätzlich zu den linearen Termen ganzzahlige Variablen zur mathematischen Beschreibung eingeführt werden. Dies erlaubt z.B. nichtlineare Funktionen stückweise zu linearisieren oder JA/NEIN- bzw. EIN/AUS- Entscheidungen mit einzubeziehen. Das Einführen von ganzzahligen Variablen führt zu einer exponentiellen Erweiterung des Lösungsraumes mit der Variablenanzahl und erschwert somit die Lösung des Problems eklatant, was die Anwendung komplexer Algorithmen erfordert. Die meisten mathematischen Lösungsverfahren zerlegen diese Probleme wieder in einzelne lineare Probleme und wenden unterschiedliche Verfahren an, um nicht den gesamten Lösungsraum für jede Variablenkombination durchsuchen zu müssen.

### 2.3.2 Unit Commitment und Economical Dispatch Problem

Die größten Herausforderungen an den Lösungsalgorithmus stellen bei der Modellierung von thermischen Kraftwerken das sogenannte „Unit Commitment Problem“ (UCP) und das „Economical Dispatch Problem“ (EDP) dar. Die Kombination dieser Probleme gehört in die Klasse der gemischt-ganzzahligen Probleme. Ersteres beschäftigt sich dabei mit den optimal abgestimmten EIN- und AUS-Zuständen aller beteiligten Erzeugungseinheiten unter Berücksichtigung der Kapazitäten und deren Produktionskosten. Erweiterungen des UCP beinhalten anfallende Einschalt- und Ausschaltbedingungen, sowie einzuhaltende Anfahr- und Stillstandzeiten. Das EDP hingegen, das als Subproblem des UCP gilt, versucht für alle eingeschalteten Einheiten die kostenoptimale Erzeugungsmenge zu finden. Dabei müssen die Kapazitätsbeschränkungen, die Gestehungskosten sowie unter Umständen Laständerungsgeschwindigkeiten mitberücksichtigt werden.

Eine Vielzahl an unterschiedlichen Lösungsalgorithmen wurden für die unterschiedlichen Problemklassen und Modelleigenschaften entworfen und sind als Lösungssoftware (engl. „Solver“) für verschiedene Modellierungsprogramme erhältlich. Die jeweils passenden, im Solver implementierten Algorithmen werden durch diesen selbstständig ausgewählt und angewendet. Die Performance der Lösungsalgorithmen, die oft auch eine Kombination verschiedener Verfahren darstellen, wird durch eine Vielzahl an einstellbaren Parametern bestimmt.

### 2.3.3 Lösungsverfahren

Die häufigsten und wichtigsten Lösungsmethoden für die unterschiedlichen Problemklassen der Optimierung sollen in Anlehnung an Gislason (2003) und Halldorsson (2003) kurz umrissen werden.

Eine Einteilung der Lösungsmethoden kann in exakte, relaxations- und heuristische Methoden vorgenommen werden. Exakte Methoden garantieren dabei eine Lösung hin zum Optimum. Dies wird gewährleistet, indem der Lösungsraum vollständig durchsucht wird. Bei sehr großen Problemen und insbesondere bei gemischt-ganzzahligen Problemen stoßen diese Methoden aber schnell an ihre Grenzen, da sich der Lösungsraum mit der Anzahl an binären Variablen exponentiell vergrößert. Relaxationsmethoden lockern einige der Nebenbedingungen, um eine leichtere Lösbarkeit des Problems zu erreichen. Dadurch besteht allerdings die Gefahr, dass die so gefundene Lösung nicht im Lösungsraum des tatsächlichen Problems liegt. Heuristische Methoden verwenden sozusagen „Mutmaßungen“ um durch deren Schlussfolgerungen möglichst schnell zu einer guten, wenn auch nicht optimalen Lösung zu gelangen.

---

<sup>1</sup> Vgl. Krey (2006, S. 12ff)

## **Extensive Numeration**

Die extensive Numeration gehört zur Gruppe der exakten Methoden und ist der am einfachsten zu implementierende Lösungsalgorithmus. Dabei wird der gesamte Lösungsraum systematisch durchsucht und die beste aller gültigen Lösungen als Optimum ausgegeben. Dies führt aber bei entsprechender Anzahl an Variablen und vielen Zeitschritten zu impraktikablen Berechnungszeiten, weshalb sie nur für sehr kleine Problemstellungen eingesetzt werden kann.

## **Dynamische Programmierung**

Bei der dynamischen Programmierung wird versucht die Lösung auf rekursivem Weg zu finden. Das Problem wird in die einzelnen Zeitschritte zerlegt wobei es in jedem dieser Zeitschritte eine bestimmte Anzahl an gültigen Lösungen gibt. Die beste dieser gültigen Lösungen eines Zeitschrittes wird dann herangezogen um eine Lösung für den nächsten Zeitschritt zu bestimmen. Dadurch ist die Lösungsgeschwindigkeit nur mehr von der Anzahl der Einheiten aber nicht mehr von der Anzahl an Zeitschritten abhängig.

## **„Branch and Bound“**

Auch beim „Branch and Bound“ Algorithmus wird das Problem in einfacher zu lösende Subprobleme zerlegt. Allerdings geschieht dies nicht entsprechend der vorhandenen Zeitschritte, sondern es wird z.B. bei binären Variablen ein Subproblem erstellt, indem ausgehend vom Originalproblem eine gewisse Anzahl an binären Variablen festgehalten wird. Auf diese Weise wird ein binärer Entscheidungsbaum gebildet. Um aber nicht den gesamten Entscheidungsbaum aufstellen und durchsuchen zu müssen, werden die nicht festgehaltenen Binärvariablen auf den kontinuierlichen Bereich zwischen 0 und 1 erweitert und das so verbleibende lineare Problem gelöst. Die damit erhaltene Lösung ist für Minimierungsaufgaben immer kleiner oder gleich dem binären Problem und kann dazu verwendet werden, die Teile des Entscheidungsbaumes deren kontinuierliche Lösung schlechter als die binäre Lösung der aktuell besten Lösung ist, sofort aus dem Entscheidungsbaum zu streichen. Die Optimale Lösung ist dann gefunden, wenn die aktuell gültige Lösung alle anderen Knoten im Entscheidungsbaum ausschließen kann. Für sehr große Problemstellungen nimmt der Entscheidungsbaum aber große Dimensionen an, und kann dadurch wiederum zu impraktikablen Zeiten führen oder sogar die Speichergröße der Rechnerarchitektur überschreiten.

## **Lagrange-Relaxation**

Allen Relaxationsmethoden ist gemein, dass sie durch die Lockerung von Bedingungen versuchen, die Lösung des Problems einfacher zu machen. Die Lockerung erfolgt, indem der aufgrund der Binärvariablen diskontinuierliche Lösungsraum in gewissen Grenzen kontinuierlich gemacht wird. Die Lösung des Originalproblems wird damit zu einem Subproblem des gelockerten Problems. Da Bedingungen, welche die gesamten Produktionseinheiten betreffen, besonders schwer zu lösen sind, werden diese bei der Lagrange-Relaxation gelockert, aber dafür in der Zielfunktion mit Strafmultiplikatoren, den sogenannten Lagrange-Multiplikatoren, versehen. Die Lösung dieser neuen Zielfunktion wird dann als primales Problem bezeichnet. Jede solche Lagrange-Funktion besitzt ein dazugehöriges duales Problem, das weniger Dimensionen besitzt und somit einfacher lösbar ist. Wurde für das primale Problem eine Lösung gefunden, werden in einem weiteren Schritt im dualen Problem alle zuvor gefundenen Parameter konstant gehalten und nur die Lagrange-Multiplikatoren aktualisiert. Dann wird wieder das primale Problem mit den eben erhaltenen neuen Lagrange-Multiplikatoren gelöst. Dies setzt sich so fort und die primale und duale Lösung nähern sich einander an. Der Unterschied zwischen den optimalen Lösungen der beiden Probleme ist ein Maß für die Nähe am Optimum des Originalproblems und wird in der Regel als Abbruchkriterium verwendet. Zur Lösung des primalen Problems kommen verbreitet dynamische Programmierung oder „Branch and Bound“-Algorithmen zur Anwendung. Das duale Problem wird hingegen oft mit heuristischen Methoden gelöst.

## Heuristische Methoden

Heuristische Methoden bedienen sich unterschiedlichster Lösungsstrategien, die oft auf ein einzelnes spezielles Problem abgestimmt werden. Sie bestehen aus wohl definierten Schritten und können innerhalb relativ kurzer Zeit gute Ergebnisse liefern, obwohl sie nur über begrenztes Wissen über das Problem verfügen. Die Optimalität der Lösung ist bei heuristischen Methoden nicht garantiert und der Fehler zur optimalen Lösung kann i.d.R. nicht abgeschätzt werden.

Kommt der Lösungsalgorithmus für eine Vielzahl an unterschiedlichen Problemen zur Anwendung und kann er durch einige wenige Modifikationen an ein spezielles Problem angepasst werden, so spricht man von Metaheuristiken. Beispiele aus der großen Menge der heuristischen Methoden, die hier kurz erläutert werden, sind genetische Algorithmen und Strategien der lokalen Suche.

Bei den Strategien der lokalen Suche wird die vorerst beste gültige Lösung herangezogen und jede neue Lösung in der Nähe der gefundenen aktuellen Lösung gesucht. Diese wird abhängig von einem Akzeptanzkriterium ausgewählt oder nicht. Entscheidend für die Performance des Algorithmus ist dabei unter anderem die Anzahl an generierten Lösungen in der Nähe der bereits gefundenen gültigen Lösung und die Festlegung der Größe jener Nachbarschaft, die als nahe gilt. Die Verfahren der lokalen Suche wenden unterschiedliche Methoden an, um lokale Optima wieder zu verlassen und in anderen Regionen des Lösungsraumes zu suchen.

Genetische Algorithmen bedienen sich den Prinzipien der natürlichen Selektion und funktionieren als iterative Suchalgorithmen auf einer Menge von gültigen Lösungen fixer Größe. Jede Lösung wird dabei üblicherweise ähnlich den Chromosomen als String codiert und die Qualität der Lösung anhand der Zielfunktion bewertet. Neue Lösungen werden dann entweder durch Kreuzung gebildet, das ist die Kombination von zwei existierenden Lösungen zu einer Generation von zwei neuen Lösungen, oder durch Mutation, was durch seltenes zufälliges Ändern einzelner Bits geschieht.

# 3 Modellbeschreibung

In diesem Kapitel soll das im Rahmen dieser Arbeit erstellte Modell formal beschrieben werden. Dabei werden zuerst die beiden zu deckenden Nachfragen generiert und dann auf die einzelnen implementierten Komponenten mit deren jeweiligen physikalischen Eigenschaften und Restriktionen bezüglich Modellierung genauso eingegangen, wie auf die einzuhaltenden Nebenbedingungen, die Kosten und auf die Zielfunktion.

## 3.1 Allgemeines

Die Aufgabenstellung fordert die Implementierung eines Optimierungsmodells, das die Minimierung der Kosten zur Bedarfsdeckung als Zielfunktion besitzt. Das nach dem „Bottom up“-Ansatz erstellte Energiesystemmodell ist ein gemischt-ganzzahliges (MILP) Optimierungsmodell, das die Nachfrage nach thermischer und elektrischer Energie innerhalb einer abgegrenzten Region für einen Zeitraum von einem Jahr durch einen vorinstallierten und teilweise erweiterbaren Park an Erzeugungstechnologien kostenoptimal decken soll. Innerhalb dieses verhältnismäßig kurzen Zeitraumes wird das Gesamtergebnis mittels „Perfect Foresight“-Ansatz optimiert. Das heißt, das Ergebnis wird als Lösung über alle Zeitschritte optimiert. Dazu wird das Jahr in ein Raster von 8.760 Stunden aufgeteilt, in denen zu jedem Zeitpunkt sowohl der thermische als auch der elektrische Bedarf gedeckt werden müssen. Die Optimierung erfolgt also in diskreten Zeitschritten von jeweils einer Stunde. Zwischen diesen Zeitschritten wird sowohl die Nachfrage als auch die Erzeugung als konstant angenommen. Zur Deckung der Nachfragen steht eine Vielzahl an unterschiedlichen Erzeugungstechnologien mit verschiedenen Produktionscharakteristika zur Verfügung. So hängt die Erzeugung mancher Technologien von exogenen Faktoren ab und kann nicht modellendogen beeinflusst werden. Andere Technologien verfügen über einen Investitionsterm, der eine Erweiterung der Erzeugerkapazitäten ermöglicht. Wieder andere besitzen eine festgelegte maximale Kapazität und deren Produktionsmenge zu jedem Zeitschritt wird als Ergebnis der Optimierung bestimmt. Zusätzlich kann über eine überregionale Anbindung überschüssige elektrische Energie exportiert oder bei Unterproduktion zusätzlich benötigte elektrische Energie importiert werden. Als Zielfunktion wurde eine Minimierung der Summe aus Produktions-, Investitions- und CO<sub>2</sub>-Kosten implementiert.

### 3.1.1 Hinweise und Annahmen

Zuerst sei darauf hingewiesen, dass in der physikalischen Welt Energie weder verbraucht noch erzeugt bzw. produziert werden kann. Es handelt sich stattdessen immer um die Umwandlung einer Energieform in eine oder mehrere andere Formen. Die dabei entstehenden nicht erwünschten Energieformen, oder nicht nutzbaren Energiemengen, werden als Verluste bezeichnet. Trotzdem wird in dieser Arbeit – dem allgemeinen Sprachgebrauch folgend – die von Erzeugungsanlagen umgewandelte Energie als produzierte bzw. erzeugte und die von Verbrauchern in Energiedienstleistungen umgewandelte Energie als verbrauchte Energie bezeichnet.

Weiter gilt es, den Unterschied zwischen Energie und Leistung hervorzuheben. Leistung ist dabei immer als augenblicklicher Wert zu verstehen und Energie als das Integral der Leistung über einen gewissen Zeitraum. Da in diesem Modell aber alle Leistungen während der einstündigen Zeitschritte als konstant angenommen werden, entspricht die innerhalb dieses Zeitraumes erbrachte Energiemenge zahlenmäßig auch der Leistung. Somit wird in einigen Fällen von Energie und in anderen von Leistung gesprochen und damit entweder die konstante Leistung während eines Zeitschrittes oder die durch diese konstante Leistung erbrachte Energiemenge bezeichnet. Nachfragen beziehen sich i.A. auf Energiemengen, zu deren Deckung die Erzeugungstechnologien eine konstante Leistung während eines Zeitschrittes erbringen müssen.



### 3.1.3 Nomenklatur

Hier werden alle im Modell implementierten Bezeichnungen aufgeführt. Begriffsbezeichnungen der theoretischen Wirkungsprinzipien, die nur außerhalb des Modells oder bei der Datenaufbereitung verwendet wurden, werden ausschließlich bei den Erklärungen im jeweiligen Kapitel behandelt und scheinen hier nicht auf.

#### Allgemeine Bezeichnungen

$i$	[1]	Platzhalter für die implementierten Erzeugungstechnologien
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• GD Gegendruck-Dampfturbine</li> <li>• ED Entnahme-Kondensations-Dampfturbine</li> <li>• GT Gasturbine</li> <li>• GuD Gas- und Dampfturbinen Anlage</li> <li>• HP Wärmepumpe („Heat Pump“)</li> <li>• ST Solarthermische Anlage</li> <li>• PV Photovoltaische Anlage</li> <li>• Boiler Elektrischer Boiler</li> <li>• FHW Fernheizwerk</li> <li>• Therme Gastherme</li> <li>• Wind Windkraftanlage</li> <li>• HS Wärmespeicher („Heat Storage“)</li> </ul>
$t$	[1]	Jahresstunde (1 bis 8760)
$N$	[1]	Anzahl an Zeitschritten (8760)
$A_i^{inst}$	[m <sup>2</sup> ]	Installierte Kollektorfläche
$A_{roof}$	[m <sup>2</sup> ]	Maximal verfügbare Dachfläche
$FW_{Deckung}$	[%]	Deckungsgrad der Fernwärmeversorgung
$cap_{HS}$	[MWh]	Speicherkapazität des Wärmespeichers
$F$	[%]	Skalierungsfaktor des Carnot-Wirkungsgrades für HP
$EE_{imp}^{max}$	[MW]	Maximale Importleistung
$EE_{exp}^{max}$	[MW]	Maximale Exportleistung
$CO_2$	[t]	Ausgestoßene CO <sub>2</sub> Menge
$\alpha$	[1]	Annuitätenfaktor
$r$	[%]	Zinssatz
$LD$	[a]	Lebensdauer der Technologien
<b>Klimadaten</b>		
$T_{in}$	[K]	Konstante Wärmesenktemperatur (Vorlauftemperatur)
$T_{out}[t]$	[K]	Wärmequellentemperatur (Außentemperatur)
$G_{30/45}[t]$	[kW/m <sup>2</sup> ]	Auf 30° bzw. 45° geneigte und südgerichtete Fläche auftreffende Gesamtstrahlung
$v_h[t]$	[m/s]	Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe
<b>Nachfrage</b>		
$d_{el}[t]$	[MW <sub>el</sub> ]	Nachfrage nach elektrischer Energie
$d_{th}[t]$	[MW <sub>th</sub> ]	Nachfrage nach thermischer Energie

### KWK-Parameter

$s_i$	[1]	Stromkennzahl der Erzeugungseinheit $i$
$sv_i$	[1]	Stromverlustzahl der Erzeugungseinheit $i$
$t_i^{on}$	[h]	Mindesteinschaltdauer der Erzeugungseinheit $i$
$t_i^{startup}$	[h]	Anfahrzeit der Erzeugungseinheit $i$
$P_i^{max}$	[MW <sub>el</sub> ]	Maximale elektrische Leistung einer Erzeugungseinheit
$P_i^{FWmax}$	[MW <sub>el</sub> ]	Maximale elektrische Leistung einer Erzeugungseinheit bei Fernwärmeauskopplung
$P_i^{min}$	[MW <sub>el</sub> ]	Minimale elektrische Leistung einer Erzeugungseinheit
$Q_i^{max}$	[MW <sub>th</sub> ]	Maximale thermische Leistung einer Erzeugungseinheit
$Q_i^{min}$	[MW <sub>th</sub> ]	Minimale thermische Leistung einer Erzeugungseinheit
$BWL_i$	[MW <sub>th</sub> ]	Brennstoffwärmeleistung der Erzeugungseinheit $i$
$BWL^{max}$	[MW <sub>th</sub> ]	Maximale Brennstoffwärmeleistung

### Wirkungsgrade

$\eta_{el}$	[1]	Elektrischer Maximalwirkungsgrad ungekoppelter Erzeuger
$\eta_{th}$	[1]	Thermischer Maximalwirkungsgrad von reinen Wärmeerzeugern
$\eta_{ges}$	[1]	Maximaler Gesamtwirkungsgrad gekoppelter Erzeuger
$\eta_i^{max}$	[1]	Wirkungsgrad im Nennbetriebspunkt
$\eta_i^{min}$	[1]	Wirkungsgrad im Minimallastpunkt
$\eta_i$	[1]	Konstanter Wirkungsgrad sonstiger Technologien
$COP_{HP}$	[1]	Leistungszahl („Coefficient of Performance“) der Wärmepumpe

### Verluste

$LOSS_{net}$	[%/h]	Stündlicher Verlust des Fernwärmenetzes
$LOSS_h$	[%/h]	Stündlicher Verlust des Wärmespeichers
$LOSS_{charge}$	[%]	Lade- bzw. Entladeverlust des Wärmespeichers

### Kosten

$c_i^{GK0}$	[€/MW]	Grenzkosten der Produktion ohne Wirkungsgradverlust
$c_i^{GK1}$	[€/MW]	Grenzkosten der Produktion mit Wirkungsgradverlust
$c_i^{offset}$	[€]	Zusatzkosten durch Wirkungsgradverlust im Minimallastpunkt
$c_i^{startup}$	[€]	Anfahrkosten
$c_i^{abn}$	[€/MW]	Abnutzungskosten
$c_B$	[€/MW]	Jeweilige Brennstoffkosten der Ressourcen
$c_{Gas}$	[€/MW]	Brennstoffkosten Gas
$c_{Biomass}$	[€/MW]	Brennstoffkosten Biomasse
$c_{Waste}$	[€/MW]	Brennstoffkosten Abfall
$c^{therme}$	[€/MW]	Wärmeerzeugungskosten der Gastherme
$c^{CO2}$	[€/t]	CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis
$c^{EXX}[t]$	[€/MW]	Stromhandelspreis

$c_i^{inv}$	[€/MW]	Spezifische Investitionskosten der Erzeugungstechnologie $i$
$IK_i$	[€]	Gesamte Investitionskosten der Technologie $i$
$An_i$	[€]	Annuitäten (jährliche Kapitalkosten) der Technologie $i$
$c^{investment}$	[€]	Gesamte Investitionskosten
$c^{produktion}$	[€]	Gesamte Produktionskosten der Nachfragedeckung
$c^{handel}$	[€]	Gesamtkosten des Stromimports bzw. Exports
$c^{startup}$	[€]	Gesamte Anfahrkosten

### Emissionsfaktoren

$em_B$	[t/MW]	Emissionsfaktor des jeweiligen Brennstoffes
$em_{gas}$	[t/MW]	Emissionsfaktor von Gas
$em_{waste}$	[t/MW]	Emissionsfaktor von Abfall
$em_{euromix}$	[t/MW]	Emissionsfaktor des europäischen Strommixes

### Entscheidungsvariablen der stündlichen Einsatzplanung

$on_i[t]$	[1]	Binärvariable des Zustandes schaltbarer Erzeugungsanlagen
$up_i[t]$	[1]	Variable zur Signalisierung des Anfahrvorganges
$q_i[t]$	[MW <sub>th</sub> ]	Erzeugte thermische Nettoleistung der Erzeugungstechnologie
$p_i[t]$	[MW <sub>el</sub> ]	Erzeugte elektrische Nettoleistung der Erzeugungstechnologie
$EEX[t]$	[MW <sub>el</sub> ]	Gehandelte Strommenge am Markt
$q_{HS}[t]$	[MW <sub>th</sub> ]	Wärmeleistung in bzw. aus dem Speicher
$q_{HS}^{charge}[t]$	[MW <sub>th</sub> ]	Ladeleistung in den Speicher
$q_{HS}^{discharge}[t]$	[MW <sub>th</sub> ]	Entladeleistung aus dem Speicher
$HS_{SOC}[t]$	[MWh <sub>th</sub> ]	Speicherstand des Wärmespeichers („State of Charge“)

### Entscheidungsvariablen der Investitionsterme

$Q_i^{add}$	[MW]	Zusätzliche Wärmeleistung
$A_i^{add}$	[m <sup>2</sup> ]	Zusätzliche Kollektorfläche
$cap_i^{add}$	[MWh]	Zusätzliche Speicherkapazität
$N_{wind}^{add}$	[1]	Zusätzliche Windkraftanlage
$FW_{Deckung}$	[%]	Deckungsgrad der Fernwärmeversorgung

## 3.2 Energienachfrage

Die Modellierung der Energienachfrage wird mittels „Top down“-Ansatz realisiert, indem die aggregierten Jahresenergieverbräuche verschiedener Wirtschaftssektoren herangezogen werden und der Jahresverlauf der Nachfrage durch Zuordnung zu verschiedenen Lastprofilen dargestellt wird.

### 3.2.1 Nachfrage nach elektrischer Energie

#### Allgemeines

Die Vorhersage des Strombedarfs für die Kraftwerkeinsatzplanung erfolgt in Österreich über die sogenannten Standardlastprofile des „Verbandes der Elektrizitätswirtschaft“ (VDEW). Damit erfasst werden im Normalfall Kunden mit einem Jahresenergieverbrauch kleiner 100.000 Kilowattstunden (kWh) oder weniger als 50 Kilowatt (kW) Anschlussleistung. Größere Kunden besitzen in der Regel einen Lastprofilzähler und können so direkt in die Einsatzplanung mit aufgenommen werden. Die insgesamt 22 Standardlastprofile für Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft und weitere Bereiche werden für drei unterschiedliche Perioden des Jahres angegeben – Sommer, Winter und Übergangszeit. Innerhalb jeder dieser Perioden werden wiederum drei unterschiedliche Tagestypen angegeben – Werktag, Samstag und Sonntag. Die Angaben in Watt (W) sind jeweils skaliert für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von 1.000 kWh und werden im Viertelstundenraster angegeben. Beispielhaft ist in Abb. 5 ein Standardlastprofil für die Kategorie Haushalt mit den verfügbaren Perioden und Tagestypen zu sehen.

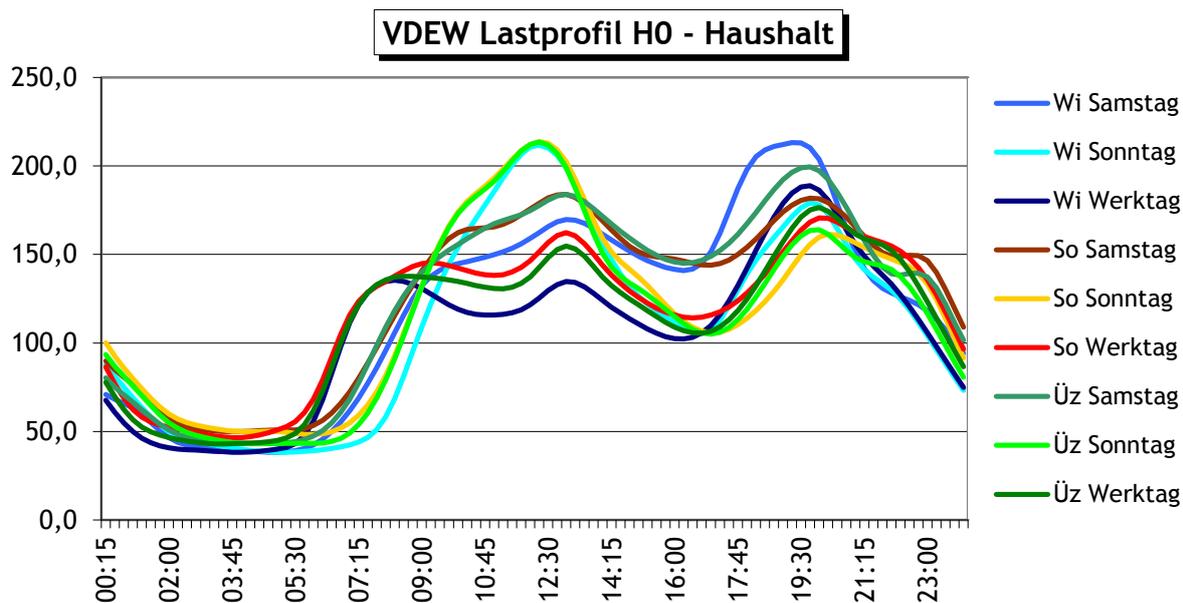


Abb. 5: Lastprofil H0 des VDEW für einen allgemeinen Haushalt; Quelle: EEG, TU Wien

#### Modellierung

Da keine Verbrauchsdaten von Großkunden vorhanden sind, erfolgt die Modellierung der Nachfrage nach elektrischer Energie ausschließlich über die Standardlastprofile des VDEW. Dazu wird der Jahresverbrauch der gesamten Region benötigt. Dieser wird dann auf die verschiedenen Kategorien der Standardlastprofile aufgeteilt, und mit den Werten aus den Profilen multipliziert.

Um das Jahresprofil der einzelnen Verbraucherkategorien im Stundenraster zu bekommen, wird das Jahr in die drei angegebenen Perioden unterteilt und die unterschiedlichen Wochentage über das gesamte Jahr aneinandergereiht. Die Winterperiode geht dabei vom 1. November bis zum 20. März. Die Sommerperiode vom 15. Mai bis zum 14. September. Dazwischen gilt jeweils die Übergangszeit.

Ein Jahresprofil am Beispiel eines Haushaltes wird folgendermaßen gebildet:

$$\begin{aligned}
 H_{el}[v, d] = & \sum_{Wi} \left( \sum_{d=0}^5 \sum_{v=0}^{96} Wi_{We}[v, d] + \sum_{d=5}^6 \sum_{v=0}^{96} Wi_{Sa}[v, d] + \sum_{d=6}^7 \sum_{v=0}^{96} Wi_{So}[v, d] \right) \\
 & + \sum_{So} \left( \sum_{d=0}^5 \sum_{v=0}^{96} So_{We}[v, d] + \sum_{d=5}^6 \sum_{v=0}^{96} So_{Sa}[v, d] + \sum_{d=6}^7 \sum_{v=0}^{96} So_{So}[v, d] \right) \\
 & + \sum_{\ddot{U}_Z} \left( \sum_{d=0}^5 \sum_{v=0}^{96} \ddot{U}_{ZWe}[v, d] + \sum_{d=5}^6 \sum_{v=0}^{96} \ddot{U}_{ZSa}[v, d] + \sum_{d=6}^7 \sum_{v=0}^{96} \ddot{U}_{ZSo}[v, d] \right)
 \end{aligned} \tag{Gl. 9}$$

Die vier Viertelstundenwerte werden anschließend für jede Stunde aufsummiert und der Mittelwert innerhalb dieser Stunde gilt als Nachfrage für die gesamte Stunde:

$$H_{el}[t] = \frac{H_{el}[v] + H_{el}[v + 1] + H_{el}[v + 2] + H_{el}[v + 3]}{4} \tag{Gl. 10}$$

Die Gesamtnachfrage ergibt sich weiter aus der Aufsummierung der Standardlastprofile aus den Verbraucherkategorien Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft, jeweils multipliziert mit den Jahresenergieverbräuchen der entsprechenden Sektoren:

$$d_{el}[t] = \sum H_{el}[t] * E_{el}^{HH} + \sum G_{el}[t] * E_{el}^{GW} + \sum L_{el}[t] * E_{el}^{LW} \tag{Gl. 11}$$

Dabei bedeuten:

$H_{el}[v, d]$	[W]	Stromnachfrageprofile für Haushalte
$G_{el}[v, d]$	[W]	Stromnachfrageprofile für Gewerbe
$L_{el}[v, d]$	[W]	Stromnachfrageprofile für Landwirtschaftsbetriebe
$E_{el}^{HH}$	[MWh <sub>el</sub> ]	El. Jahresenergieverbrauch des Sektors Haushalt
$E_{el}^{GW}$	[MWh <sub>el</sub> ]	El. Jahresenergieverbrauch des Sektors Gewerbe
$E_{el}^{LW}$	[MWh <sub>el</sub> ]	El. Jahresenergieverbrauch des Sektors Landwirtschaft

### 3.2.2 Nachfrage nach thermischer Energie

#### Allgemeines

Die Nachfrage nach thermischer Energie wird im Allgemeinen unterteilt in den Bedarf an Heizenergie und in Energie zur Bereitstellung von Warmwasser. Dies deshalb, da für die Bereitstellung von Warmwasser ein höheres Temperaturniveau vonnöten ist als für Heizzwecke. Dieser Unterschied wird noch größer, da neuere Heizsysteme vor allem in Neubauten tendenziell niedrigere Vorlauftemperaturen benötigen als ältere Systeme. Im Gegensatz zur Nachfrage nach elektrischer Energie ist jene nach thermischer Energie relativ stark abhängig von Klimadaten, insbesondere der Außentemperatur. Die Bereinigung dieses Parameters für unterschiedliche Jahre kann über die sogenannten Heizgradtage erfolgen, die die Temperaturdifferenz zwischen der mittleren Tagesaußentemperatur eines Heiztages und einer bestimmten Rauminnentemperatur angeben. Als Heiztag wird dabei ein Tag bezeichnet an welchem die durchschnittliche Tagesaußentemperatur unterhalb eines bestimmten Wertes liegt. Auf dieser Grundlage werden zur Vorhersage des Bedarfes an thermischer Energie Wärmelastprofile erstellt. Diese dienen ebenso wie die Stromlastprofile zur Abschätzung des Verbrauches von nicht leistungsmessenden Kunden, werden aber zusätzlich zu den

unterschiedlichen Verbraucherkategorien aufgrund der Außentemperaturabhängigkeit auch für unterschiedliche Orte erstellt. In ihnen werden die jahreszeitlichen Temperaturschwankungen der betreffenden Gegend berücksichtigt und der daraus abgeleitete Wärmebedarf abgebildet. Beispielhaft dafür ist in Abb. 6 ein Jahresprofil für die Kategorie „Handel“ für Wien abgebildet.

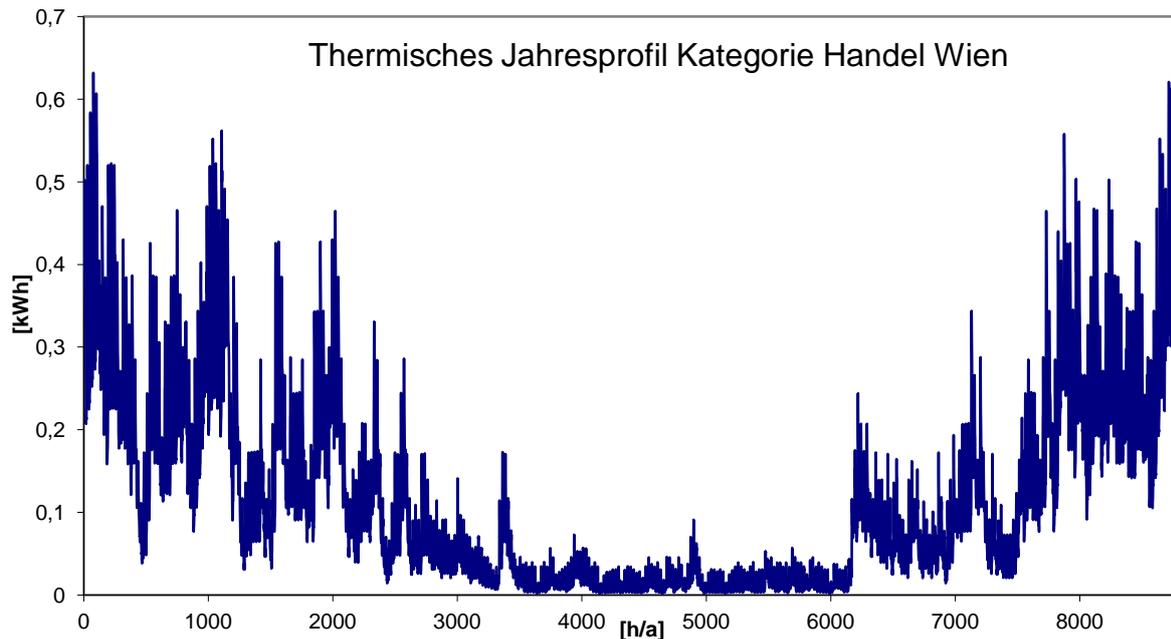


Abb. 6: Jahresprofil der thermischen Nachfrage in Wien für die Kategorie Handel; Quelle: EEG, TU Wien

### Modellierung

Die Modellierung des Bedarfes an thermischer Energie erfolgt analog zur Modellierung des elektrischen Energiebedarfes anhand der Wärmelastprofile. Die verwendeten Wärmelastprofile weisen die Gesamtnachfrage nach thermischer Energie auf, inkludieren also sowohl den Bedarf für Heizzwecke, als auch den zur Brauchwassererwärmung. Es wird demnach im gesamten Modell nicht zwischen diesen Nachfragen unterschieden. Zur Modellierung werden auch hier die benötigten Jahresenergiemengen der verschiedenen Wirtschaftssektoren herangezogen und alle Verbraucher, also auch die leistungsmessenden Großverbraucher, über diese Profile dargestellt. Der Wärmebedarf ist bereits im Stundenraster für das gesamte Jahr in Kilowattstunden (kWh) angegeben und auf eine Jahresenergiemenge von 1.000 kWh normiert. Die Wärmelastprofile der unterschiedlichen Verbraucherkategorien müssen nur noch mit der jeweiligen Jahresenergiemenge in diesem Sektor multipliziert werden.

Die gesamte thermische Nachfrage ergibt sich somit aus der Aufsummierung der Lastprofile aus den verschiedenen Verbraucherkategorien, jeweils multipliziert mit der benötigten Jahresenergiemenge.

$$d_{th}[t] = \sum H_{th}[t] * E_{th}^{HH} + \sum G_{th}[t] * E_{th}^{GW} + \sum D_{th}[t] * E_{th}^{DL} \quad \text{Gl. 12}$$

Dabei bedeuten:

$H_{th}[t]$	[kW]	Wärmenachfrageprofile für Haushalte
$G_{th}[t]$	[kW]	Wärmenachfrageprofile für Gewerbe
$D_{th}[t]$	[kW]	Wärmenachfrageprofile für den Dienstleistungssektor
$E_{th}^{HH}$	[MWh <sub>th</sub> ]	Thermischer Jahresenergieverbrauch des Sektors Haushalt
$E_{th}^{GW}$	[MWh <sub>th</sub> ]	Thermischer Jahresenergieverbrauch des Sektors Gewerbe
$E_{th}^{DL}$	[MWh <sub>th</sub> ]	Thermischer Jahresenergieverbrauch des Sektors Dienstleistung

### Glättung des thermischen Nachfrageprofils

Das erhaltene Jahresprofil wird einer Glättung unterzogen indem ein Mittelwert über einen Zeitraum von jeweils fünf Stunden gebildet wird. Dies soll die Zeitkonstante und Speicherfähigkeit des Fernwärmenetzes widerspiegeln, die es ermöglicht, bei vorherzusehenden Lastspitzen die Vorlauftemperatur schon im Vorhinein zu erhöhen. Für die nicht am Fernwärmenetz angeschlossenen Verbraucher repräsentiert diese Glättung ebenfalls die jeweilige Zeitkonstante und Speicherwirkung, insbesondere der Heizungen und Warmwasserspeicher, die in diesem Modell nicht explizit modelliert werden.

$$d_{th}[t] = \frac{d_{th}[t-2] + d_{th}[t-1] + d_{th}[t] + d_{th}[t+1] + d_{th}[t+2]}{5} \quad \text{Gl. 13}$$

Durch das Vorhandensein eines Fernwärmenetzes gelten folgende weitere Einschränkungen, Annahmen und Vereinfachungen:

- Die Speicherfähigkeit eines Wärmenetzes wird von der Wassermenge und der Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf bestimmt. Die Temperaturspreizung wird in diesem Modell als konstant angenommen und somit auch die Speicherfähigkeit.
- Normalerweise wird die Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes an die vorherrschende Außentemperatur angepasst. In diesem Modell wird die Temperatur als konstant angenommen und nicht explizit berücksichtigt. Es werden vielmehr nur die Energiemengen herangezogen und die physikalischen Vorgänge auf Temperaturniveau nicht betrachtet.
- Es wird angenommen, dass die Nachfrageprofile zumindest teilweise Speichereffekte berücksichtigen und die Nachfrage nach thermischer Energie so widerspiegeln, wie sie unter Einbeziehung dieser Effekte auftreten würden.

### 3.2.3 Nachfragebedingungen

Zu jedem Zeitpunkt müssen die Nachfragen nach elektrischer und thermischer Energie erfüllt sein. Eine Überproduktion ist bei beiden Energieformen durch die Einführung als Ungleichung möglich und lockert die Optimierungsbedingung.

#### Elektrische Nachfragebedingung

Die elektrische Nachfragebedingung fordert zu jedem Zeitpunkt eine Deckung des Bedarfes durch die Summe aller KWK-Stromerzeugungen  $\sum p_i[t]$  zuzüglich den gehandelten Strommengen  $EEX[t]$ . Die modellierte Stromnachfrage  $d_{el}[t]$  wird dabei um den elektrischen Verbrauch der Wärmepumpen  $\frac{q_{HP}[t]}{COP_{HP}}$  sowie des Boilers  $\frac{q_{boiler}[t]}{\eta_{boiler}}$  erhöht und um die Erzeugung aus Photovoltaik  $p_{PV}[t]$  und Windkraft  $p_{wind}[t]$  vermindert.

$$\sum p_i[t] + EEX[t] \geq d_{el}[t] + \frac{q_{HP}[t]}{COP_{HP}} + \frac{q_{boiler}[t]}{\eta_{boiler}} - p_{PV}[t] - p_{wind}[t] \quad \text{Gl. 14}$$

#### Thermische Nachfragebedingung

Die thermische Versorgung ist zweigeteilt. Ein Teil der Region ist an das Fernwärmenetz angeschlossen und wird durch die damit verbundenen Anlagen versorgt. Das restliche Gebiet muss durch die nicht an das Fernwärmenetz angeschlossenen Technologien versorgt werden. Für das Fernwärmenetz muss die Summe der Produktionen aller schaltbaren Anlagen (KWK-Anlagen und Fernheizwerke)  $\sum q_i[t]$  plus den vom Boiler gelieferten und den aus dem Speicher entnommenen Wärmemengen  $q_{boiler}[t]$  und  $q_{HS}[t]$  nach Abzug der Fernwärmeverluste  $(1 - Loss_{net})$  die thermische Nachfrage des vom Fernwärmenetz versorgten Gebietes  $FW_{deckung} * d_{th}[t]$  decken.

$$\left(\sum q_i[t] + q_{HS}[t] + q_{boiler}[t]\right) * (1 - Loss_{net}) \geq FW_{Deckung} * d_{th}[t] \quad \text{Gl. 15}$$

Die zweite Bedingung erfordert die Deckung des nicht vom Fernwärmenetz versorgten Gebietes  $(1 - FW_{deckung}) * d_{th}[t]$  durch die restlichen Erzeugungstechnologien Wärmepumpe  $q_{HP}[t]$ , Gastherme  $q_{therme}[t]$  und solarthermische Anlagen  $q_{ST}[t]$ .

$$q_{HP}[t] + q_{therme}[t] + q_{ST}[t] \geq (1 - FW_{Deckung}) * d_{th}[t] \quad \text{Gl. 16}$$

Der Wert des Verbreitungsgrades des Fernwärmenetzes  $FW_{deckung}$  kann entweder fix vorgegeben werden oder dessen optimaler Wert für die gegebenen Bedingungen vom Modell bestimmt werden.

### 3.3 Modellierung der KWK-Erzeugungstechnologien<sup>1</sup>

Wesentlichen Bestandteil des Modells bilden unterschiedliche Typen an Kraft-Wärme-Gekoppelte n Kraftwerken. Diese produzieren gleichzeitig nutzbare thermische Energie sowie mechanische Energie, wobei die mechanische Energie meistens anhand von Generatoren direkt in elektrische Energie umgeformt wird. Diese Definition umspannt eine breite Palette an Technologien und es befinden sich eine Vielzahl von unterschiedlichen KWK-Anlagen im Einsatz, deren wichtigste Vertreter hier genannt werden sollen:

- Gegendruck-Dampfturbine
- Entnahme- oder Anzapf-Kondensations-Dampfturbine
- Gasturbine mit Wärmeauskopplung
- Kombinierte Gas- und Dampfturbine mit Wärmeauskopplung
- Organic Rankine Cycle (ORC-) Anlagen
- Blockheizkraftwerke
- Brennstoffzellen
- Stirlingmotoren

Ausschließlich die ersten vier dieser Technologien wurden im Modell implementiert, und sollen nach einer Erklärung der verwendeten Grundbegriffe und Parameter in den darauffolgenden Unterkapiteln 3.3.2 bis 3.3.5 genauer beschrieben werden.

#### 3.3.1 Grundbegriffe und Parameter der KWK

Die hier vorgestellten Parameter gelten allgemein für die nachfolgend beschriebenen KWK-Anlagentypen, wobei manche Bezeichnungen nur für bestimmte Typen relevant sind. Die Berechnung der Parameter erfolgt im Modell nach den mit Gl. 17 bis Gl. 33 bezeichneten Formeln.

---

<sup>1</sup> Zur Modellierung der KWK- Technologien wurden u. A. folgende wissenschaftliche Papers und Arbeiten zu Rate gezogen: Wille-Haussmann, Erge, & Wittwer (2010), Lund & Münster (2003), Guo, Henwood, & von Ooijen (1996), Halldorsson (2003), Gislason (2003), Gonzalez Chapa & Vega Galaz (2004), Geem & Cho (2012), Kjeldsen & Chiarandini (2012), Thorin, Brand, & Weber (2005), Carrion & Arroyo (2006), Salgado & Pedrero (2008), Franz (Kraft- Wärme- Kopplung, 2009)

**Thermische Nettoleistung:**  $q_i[t]$ 

Die thermische Nettoleistung entspricht der Nettowärmeerzeugung und bezeichnet in dieser Arbeit die von der jeweiligen Erzeugungstechnologie nach Abziehen jeglicher Verluste und des Kraftwerkeigenverbrauchs abgegebene thermische Leistung. Im Falle der an ein Fernwärmenetz angeschlossenen Erzeuger entspricht die thermische Nettoleistung der in das Netz eingespeisten Leistung, und in den anderen Fällen der direkt zur Deckung der Nachfrage an thermischer Energie bereitgestellten Wärmeerzeugung. Im Netz oder danach auftretende Verluste werden entweder separat modelliert oder vernachlässigt.

**Elektrische Nettoleistung:**  $p_i[t]$ 

Die elektrische Nettoleistung entspricht – analog der thermischen – jener Erzeugung, die nach Abzug sämtlicher internen Verluste und des Eigenbedarfes, zur Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie herangezogen oder über den implementierten Markt exportiert werden kann. Danach auftretende elektrische Netzverluste werden in diesem Modell aufgrund der regionalen Abgrenzung nicht berücksichtigt, sehr wohl aber die Wirkungsgrade der Umwandlungstechnologien.

**Stromkennzahl:**  $s_i$ 

Die Stromkennzahl einer KWK-Anlage ist das Verhältnis der erzeugten elektrischen Nettoleistung zur erzeugten thermischen Nettoleistung:

$$s_i = \frac{\text{erzeugte elektrische Nettoleistung}}{\text{erzeugte thermische Nettoleistung}} = \frac{P_i^{max}}{Q_i^{max}} \quad \text{Gl. 17}$$

Sie gibt bei den Erzeugungstechnologien mit gekoppelter Produktion von Strom und Wärme jenen Faktor an, mit dem die Stromproduktion zur produzierten Wärmeleistung erfolgt. Bei Erzeugungstechnologien mit ungekoppelter Produktion gibt sie das minimale Verhältnis an, in welchem die Produktion erfolgen kann und zieht so die Grenze für die maximal auskoppelbare thermische Leistung bei gegebener elektrischer Leistung.

Die Stromkennzahl ist im Allgemeinen nicht konstant über den gesamten Leistungsbereich einer Turbine. Sie wird in diesem Modell aber als konstant angenommen und wie in Gl. 17 angegeben aus den Maximalleistungswerten des Nennbetriebspunktes ermittelt.

**Stromverlustzahl:**  $sv_i$ 

Die Stromverlustzahl gibt das Verhältnis des Rückganges der Stromproduktion bei Wärmeauskopplung gegenüber Kondensationsbetrieb zur ausgekoppelten Wärmemenge an.

$$sv_i = \frac{\text{el. Leistung} - \text{el. Leistung bei Wärmeauskopplung}}{\text{th. Nettoleistung}} = \frac{P_i^{max} - P_i^{FWmax}}{Q_i^{max}} \quad \text{Gl. 18}$$

Dieser Kennwert existiert somit nur für Erzeugungstechnologien die eine ungekoppelte Produktion von elektrischer und thermischer Energie ermöglichen.

Die Stromverlustzahl ist im Allgemeinen nicht konstant, sondern von der ausgekoppelten Wärmeleistung und der eingesetzten Turbinentechnologie abhängig. Beispiele von Verläufen der Stromverlustzahl über der ausgekoppelten Wärmeleistung sind in Abb. 7 ersichtlich.

Im Modell wird die Stromverlustzahl als konstant über den gesamten erlaubten Leistungsbereich betrachtet und, wie in Gl. 18 definiert, aus den Werten der maximalen elektrischen Leistung im Kondensationsbetrieb und der maximalen elektrischen Leistung bei voller Fernwärmeauskopplung berechnet. Beide Betriebspunkte sind als Nennbetriebspunkt anzusehen, da in beiden Fällen die maximale Brennstoffwärmeleistung auftritt.

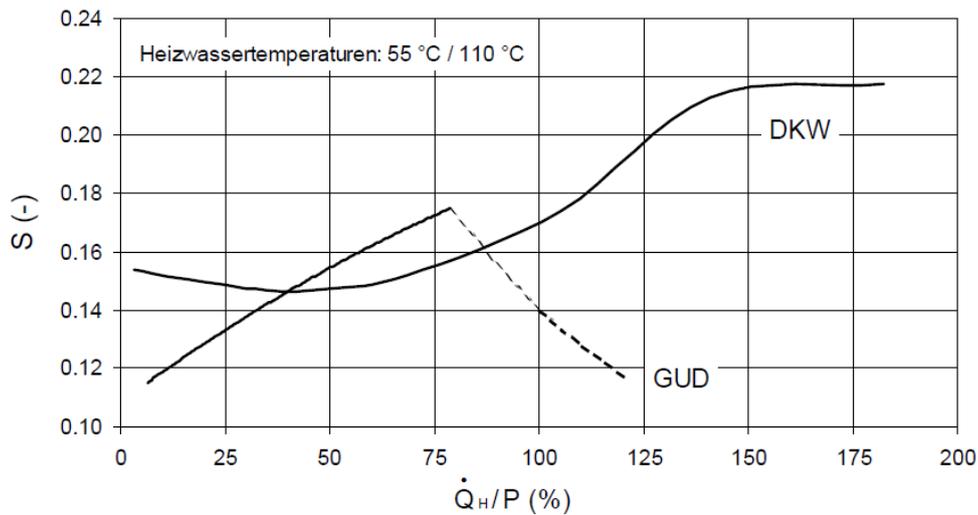


Abb. 7: Stromverlust bei GuD- und Dampfkraftwerken; Quelle: Kail & Haberberger (1999)

### Thermischer Wirkungsgrad: $\eta_{th}$

Der thermische Wirkungsgrad bezeichnet das Verhältnis der erzeugten thermischen Nettoleistung zur eingesetzten Brennstoffwärmeleistung:

$$\eta_{th} = \frac{\text{erzeugte th. Nettoleistung}}{\text{eingesetzte Brennstoffleistung}} = \frac{Q_i^{max}}{BWL_i^{max}} \quad \text{Gl. 19}$$

Dabei wird im gesamten Modell der allgemeinen Konvention gefolgt, den (unteren) Heizwert<sup>1</sup> des Brennstoffes als dessen Brennstoffwärmeleistung anzunehmen. Der thermische Wirkungsgrad wird im Modell nur für reine Wärmeerzeugungstechnologien angegeben und entspricht damit der Brennstoffnutzung<sup>2</sup> dieser Erzeuger. Es handelt sich beim angegebenen Wirkungsgrad immer um den maximal erreichbaren Wert und es wird davon ausgegangen, dass dieser im Nennbetriebspunkt erzielt wird, bei welchem auch die maximale Brennstoffwärmeleistung erreicht ist. Der aktuelle Wert der eingesetzten Brennstoffleistung ergibt sich für Fernheizwerke als reine Wärmeerzeuger zu:

$$BWL_{FHW} = \frac{q_{FHW}[t]}{\eta_{th}} \quad \text{Gl. 20}$$

### Elektrischer Wirkungsgrad: $\eta_{el}$

Analog zum thermischen Wirkungsgrad bezeichnet der elektrische Wirkungsgrad das Verhältnis der erzeugten elektrischen Nettoleistung zur eingesetzten Brennstoffleistung:

$$\eta_{el} = \frac{\text{erzeugte el. Nettoleistung}}{\text{eingesetzte Brennstoffleistung}} = \frac{P_i^{max}}{BWL_i^{max}} \quad \text{Gl. 21}$$

Er wird in diesem Modell für jene Erzeugungstechnologien angegeben, die eine kombinierte und ungekoppelte Erzeugung von thermischer und elektrischer Energie ermöglichen und tritt unabhängig von der ausgekoppelten Wärmemenge dann auf, wenn die zugeführte Brennstoffleistung maximal ist. Um die benötigte Brennstoffleistung für eine bestimmte ausgekoppelte Wärmemenge zu ermitteln, wird die ausgekoppelte thermische Leistung über die Stromverlustzahl auf die ohne thermische

<sup>1</sup> Der (untere) Heizwert bezeichnet die bei der Verbrennung eines Stoffes maximal nutzbare Wärmemenge, ohne die im Rauchgas enthaltene Kondensationswärme zu berücksichtigen

<sup>2</sup> Die Brennstoffnutzung bezeichnet das Verhältnis der Summe aller gewonnenen Energien zur im Brennstoff enthaltenen Wärmemenge

Auskopplung erzeugbare elektrische Leistung zurückgerechnet. Dies entspricht dem Stromverlustverfahren, welches bei Auskopplung von Wärme von einer Minderproduktion von elektrischer Energie gegenüber dem Kondensationsbetrieb ausgeht. Die Berechnung der aktuellen Brennstoffleistung ergibt sich für die ungekoppelt produzierenden Anlagen (ED, GT und GuD) zu:

$$BWL_{ED,GT,GuD}[t] = \frac{p_{ED,GT,GuD}[t] + sv_{ED,GT,GuD} * q_{ED,GT,GuD}[t]}{\eta_{el}} \quad \text{Gl. 22}$$

### Gesamtwirkungsgrad: $\eta_{ges}$

Der Gesamtwirkungsgrad wird für Erzeugungstechnologien angegeben, die nur eine gleichzeitige, aber gekoppelte Produktion von thermischer und elektrischer Leistung erlauben und gibt das Verhältnis der Summe dieser beiden Leistungen zur eingesetzten Brennstoffleistung an:

$$\eta_{ges} = \frac{\text{el. Nettoleistung} + \text{th. Nettoleistung}}{\text{eingesetzte Brennstoffleistung}} = \frac{P_i^{max} + Q_i^{max}}{BWL_i^{max}} \quad \text{Gl. 23}$$

Der angegebene Maximalwert des Gesamtwirkungsgrades tritt bei maximaler thermischer Leistung auf, bei welcher auch die durch die Stromkennzahl gekoppelt produzierte elektrische Leistung ihr Maximum erreicht. Dies ist wiederum der Betriebspunkt mit maximaler Brennstoffwärmeleistung. Die aktuelle Brennstoffleistung für diese Technologie errechnet sich aus der Summe der produzierten thermischen und der über die Stromkennzahl gekoppelt produzierten elektrischen Leistung.

$$BWL_{GD}[t] = \frac{(1 + s_{GD}) * q_{GD}[t]}{\eta_{ges}} \quad \text{Gl. 24}$$

### Gestehungskosten bzw. Grenzkosten: $c_i^{GK0}$

Die Kosten der Produktion von Energie lassen sich einteilen in leistungsabhängige und arbeitsabhängige Kosten. Die leistungsabhängigen Kosten bestehen dabei zum großen Teil aus Fixkosten und sind abhängig von den jährlichen Volllaststunden. Ihnen zuzuordnen sind z.B. jährliche Kapitalkosten und betriebsbedingte Festkosten. Die arbeitsabhängigen Kosten hingegen sind meist variable Kosten und hängen direkt von der produzierten Menge ab. Zu ihnen gehören unter anderem Brennstoffkosten und arbeitsabhängige Betriebskosten, aber auch entstehende CO<sub>2</sub> Kosten.<sup>1</sup>

Leistungsabhängige Fixkosten treten in diesem Modell nur bei jenen Erzeugungstechnologien auf, deren Kapazitäten durch Investitionsterme erweiterbar sind. Alle bereits installierten Erzeugungstechnologien gelten als abgeschlossen, wodurch die leistungsabhängigen Kosten wegfallen. Die Produktionskosten können dann als Zusatzkosten für die Produktion einer weiteren Energieeinheit, den sogenannten Grenzkosten, dargestellt werden. Arbeitsabhängige Betriebskosten werden vorerst vernachlässigt, könnten aber, wie allgemein üblich, als Anteilfaktor der Brennstoffkosten zusätzlich hinzugefügt werden.

Die Grenzkosten für die Produktion einer zusätzlichen Energieeinheit bestehen in diesem Modell also ausschließlich aus den Brennstoffkosten und den sich aus dem Emissionsfaktor<sup>2</sup> des jeweiligen Brennstoffs ergebenden CO<sub>2</sub>-Kosten. Die Grenzkosten werden als konstant über den gesamten Arbeitsbereich angenommen, wodurch sich eine lineare Kostenkurve ergibt.

$$c_i^{GK0} = c_B + em_B * c_{CO2} \quad \text{Gl. 25}$$

<sup>1</sup> Vgl. Nakicenovic & Haas (2010)

<sup>2</sup> Der Emissionsfaktor gibt an, wie viel CO<sub>2</sub> bei der Umwandlung von 1 MWh Brennstoff freigesetzt wird.

### Teillastwirkungsgrad bzw. Wirkungsgradverlust:

Thermische Kraftwerke werden in der Regel für einen bestimmten Nennbetriebspunkt ausgelegt, in welchem ein optimierter Wirkungsgrad erreicht werden kann. Deshalb wird im Betrieb versucht, die Anlage nach Möglichkeit immer in diesem Auslegungspunkt zu betreiben. Um allerdings eine bestimmte Nachfrage möglichst genau decken zu können, muss zumindest eines der Kraftwerke im Teillastbetrieb gefahren werden. In diesem Teillastbetrieb tritt je nach Auslegung und Art der Turbine ein erheblicher, nichtlinearer Verlust des Wirkungsgrades von seinem bestmöglichen Wert im Nennbetriebspunkt auf, wie beispielhaft in Abb. 8 für unterschiedliche Kraftwerke dargestellt wird.

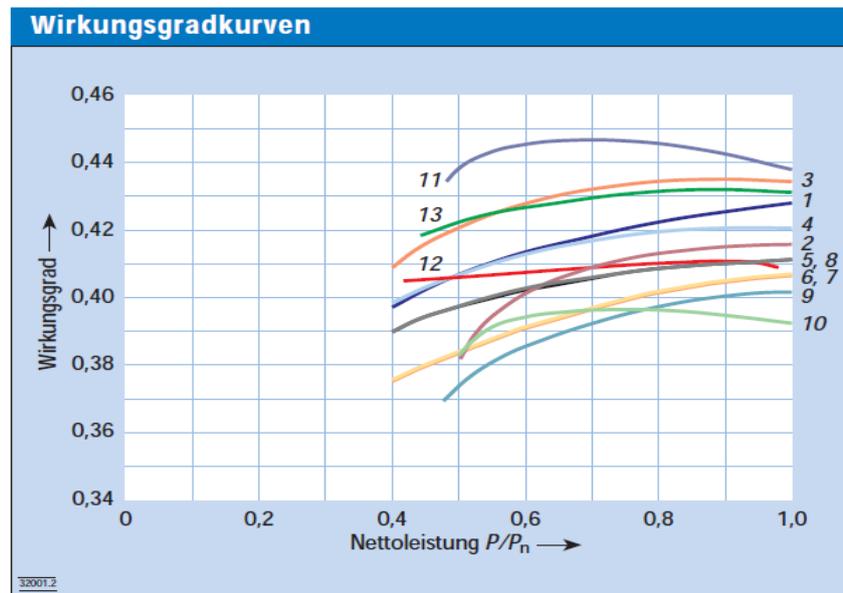


Abb. 8: Wirkungsgradkurven von Kohle und Gaskraftwerken; Quelle: Leonhard (2002, Heft 21-22)

Da der Wirkungsgradverlust direkt von der erzeugten Nettoleistung abhängig ist, und diese Leistung im Optimierungsverfahren vom Modell bestimmt werden muss, kann in einem linearen Modell der Wirkungsgradverlust – aufgrund der entstehenden nichtlinearen Nebenbedingungen – nicht ohne weiteres implementiert werden. Dies ist aber durch den Umweg über die Kostenkurve möglich, welche durch die Abhängigkeit von den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten indirekt proportional zum Wirkungsgrad ist. Die so entstehenden, vom Betriebszustand abhängigen, nichtlinearen Kosten werden zur Implementierung im Modell linearisiert. Dabei wird davon ausgegangen, dass der maximale Wirkungsgrad bei maximaler Leistung – also im Nennbetriebspunkt – auftritt und bis zur minimalen Leistung um einen gewissen Prozentsatz linear abnimmt.<sup>1</sup>

Dieser Übergang von der linearisierten Kostenkurve ohne Berücksichtigung eines Teillastwirkungsgrades zur Kostenkurve mit Berücksichtigung ist in Abb. 9 dargestellt. Die untere Gerade gibt dabei den linearisierten Verlauf der Produktionskosten ohne Wirkungsgradverlust wieder, die obere jene mit einem Wirkungsgradverlust auf  $\eta_{min}$  bei der erlaubten Minimalleistung. Die Offset-Kosten  $c_i^{offset}$  bezeichnen die Mehrkosten im Minimallastpunkt.

$$c_i^{offset} = \left( \frac{P_i^{min}}{\eta_i^{min}} - \frac{P_i^{min}}{\eta_i^{max}} \right) * c_i^{GK0} \quad \text{Gl. 26}$$

$$c_i^{GK1} = \left( \frac{P_i^{max}}{\eta_i^{max}} * c_i^{GK0} - c_i^{offset} \right) * \frac{\eta_i^{max}}{P_i^{max}} \quad \text{Gl. 27}$$

<sup>1</sup> Ähnliche Vorgehensweise in Ellersdorfer, Hundt, Sun, & Voß (2008, S. 8f)

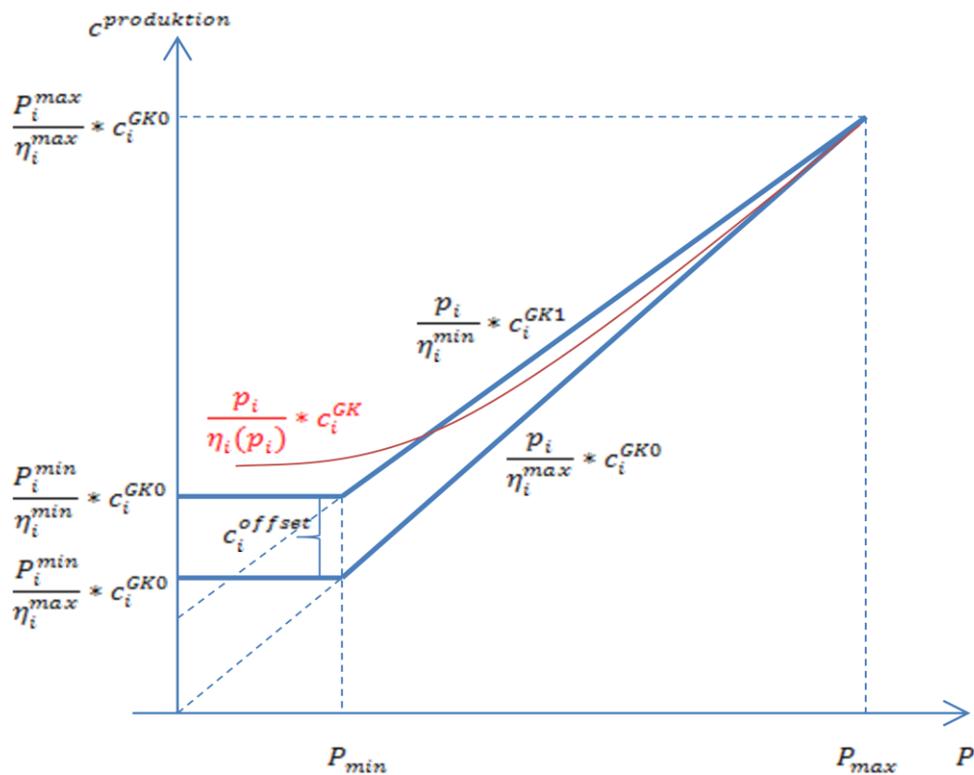


Abb. 9: Linearisierung der Kostenkurve mit und ohne Wirkungsgradverlust; Eigene Darstellung

### Einschaltzustand und Anfahrvorgang

Jede modellierte KWK-Anlage kann sich je nach Anzahl der zur Nachfragedeckung benötigten Einheiten im eingeschalteten oder ausgeschalteten Zustand befinden. Im ausgeschalteten Zustand wird keine Leistung produziert und es entstehen keine Kosten. Im eingeschalteten Zustand kann innerhalb der minimal nötigen und der maximal möglichen Leistung produziert werden und es entstehen Kosten entsprechend der Produktionsmenge. Durch das Einführen einer Binärvariablen  $on_i[t]$  und einer kontinuierlichen Variablen  $up_i[t]$  für jeden Zeitschritt  $t$  des Jahres, können beide Zustände und der Anfahrvorgang modelliert werden. Die binäre Variable dient zur Darstellung der Zeitpunkte, in denen sich die Anlage im eingeschalteten Zustand befindet und die kontinuierliche, um zu signalisieren, dass die Anlage gerade angefahren wurde. Immer wenn sich der Zustand innerhalb eines Zeitschrittes von „Aus-“ auf „Eingeschaltet“ ändert wird dies in der Anfahrvariablen angezeigt.

$$on_i[t + 1] - on_i[t] \leq up_i[t] \quad \text{Gl. 28}$$

Die kontinuierliche Anfahrvariable muss zusätzlich als positiv beschränkt werden und kann somit nur noch die Werte „0“ oder „1“ annehmen.

$$0 \leq up_i[t] \quad \text{Gl. 29}$$

Weiter gilt, dass der Schaltzustand am Ende der Optimierung wieder dem Anfangszustand entsprechen soll.

$$on_i[1] = on_i[N + 1] \quad \text{Gl. 30}$$

Der Ausschaltvorgang kann in analoger Weise gebildet werden, wird in diesem Modell jedoch nicht berücksichtigt.

## Mindeinschaltdauer und Mindeststillstandzeiten

Damit das Hochfahren eines Kraftwerkes aus finanzieller oder technischer Sicht überhaupt gerechtfertigt ist, werden für die meisten Anlagen Zeiten angegeben, während denen diese eingeschaltet bleiben müssen. Das Gleiche gilt für Mindeststillstandzeiten nach dem Herunterfahren einer Anlage.

Im Modell wird auf den Ausschaltvorgang verzichtet und nur die Mindesteinschaltdauer  $t_i^{on}$  vorgegeben. Nach einem signalisierten Anfahrvorgang muss sich also der Schaltzustand für jeden der nachfolgenden Zeitpunkte bis zur Mindesteinschaltdauer auf „Eingeschaltet“ befinden.

$$on_i[t + n] \geq up_i[t] \quad \forall n \in \{0..t_i^{on}\} \in \mathbb{N} \quad \text{Gl. 31}$$

Auch hier sollen die Betriebszustände nach Ende des Optimierungszeitraumes wieder den Anfangszuständen entsprechen.

$$on_i[N + n] = on_i[1 + n] \quad \forall n \in \{0..t_i^{on}\} \in \mathbb{N} \quad \text{Gl. 32}$$

## Anfahrkosten

Anfahrkosten entstehen beim Einschalten jedes thermischen Kraftwerkes, sind sehr anlagenspezifisch und variieren je nach Typ, Brennstoff, Größe und auch Auslegung der Anlage stark. Sie bestehen zum einen aus den Brennstoffkosten, die durch das gezielte Vorwärmen und auf Betriebstemperatur bringen der Anlage bis zum Koppeln ans Netz anfallen, und zum anderen aus den Verschleißkosten, die durch die zusätzliche Materialbeanspruchung entstehen. Ihre Höhe wird bestimmt von der anzufahrenden Leistung und auch wesentlich von der zuvor herrschenden Betriebstemperatur. Es wird dabei meist unterschieden zwischen Kalt-, Warm- und Heißstart, die durch die vorhergehenden Stillstandzeiten der Turbine festgelegt sind. Allgemein gilt als Kaltstart, wenn die Maschine davor für mindestens 48 Stunden still stand. Von Warmstart spricht man bei Stillstandzeiten von mindestens 8 Stunden und von Heißstart bei einem Stillstand von bis zu 8 Stunden.

Die tatsächlichen Werte der Anfahrkosten sind für einzelne Kraftwerke nicht öffentlich verfügbar, sondern können nur abgeschätzt werden. Eine Möglichkeit der Abschätzung kann über Anlaufkurven erfolgen. Dabei wird die Fläche unter der Lastkurve als Brennstoffverbrauch gewertet. Diese Methode vernachlässigt den erhöhten Treibstoffverbrauch aufgrund des Teillastbetriebes während des Anfahrens der Turbine und berücksichtigt ebenso wenig die Vorwärmphase, in welcher die Maschine noch still steht aber bereits ein Brennstoffverbrauch auftritt.

Anlaufkurven von Gasturbinen zeigen bei einem Kaltstart Vorwärmzeiten in der Größenordnung von etwa zehn Minuten und weitere zehn Minuten nach dem Start bis zum Erreichen der Vollast. Für Dampfturbinen zeigen solche Kurven eine wesentlich größere Zeitkonstante von etwa einer Stunde für die Vorwärmphase und einer weiteren Stunde für den eigentlichen Anlaufvorgang. Bei GuD-Kraftwerken erfolgt ein Anfahrvorgang meist stufenweise, indem zuerst die Gasturbine bei verminderter Leistung anläuft und so die Dampfturbine vorheizt. Diese Anlaufkurven sind aber stark von der Auslegung der Anlage und den verwendeten Turbinen abhängig und können beträchtliche Unterschiede aufweisen.

Die Modellierung erfolgt als Kombination von verschiedenen Überlegungen, abgestimmt auf die jeweiligen Anlagen:

- Es werden für jeden Anlagentypus (GD, ED, GT, und GuD) Anlaufzeiten  $t_{GD,ED,GT,GuD}^{startup}$  abgeschätzt.
- Aufgrund der modellierten Mindeststillstandzeiten wird jeder Anlauf als Kaltstart angesehen.
- Ein Anfahrvorgang wird als linearer Hochlauf vom Stillstand bis zur vollen Brennstoffleistung gewertet, auch wenn nur ein Teillastpunkt angefahren wird. Dies soll die nicht explizit beachtete Vorwärmphase abgelenken.

- Es werden sowohl die Brennstoffkosten als auch die durch den CO<sub>2</sub>-Ausstoß entstehenden Zertifikatskosten berücksichtigt.
- Zusätzlich werden Abnutzungskosten  $c_i^{abn}$  in Abhängigkeit von der maximalen Brennstoffwärmeleistung der Anlage veranschlagt.
- Die Abnutzungskosten sollen neben ihrer eigentlichen Bedeutung des überproportionalen Verschleißes während eines Anfahrvorganges, auch die im Modell nicht weiter berücksichtigten Ausschaltkosten teilweise abgelenken.
- Es wird davon ausgegangen, dass zum jeweiligen Einsatzzeitpunkt der Anlagen der Anfahrvorgang bereits abgeschlossen ist.

$$c_i^{startup} = c_i^{abn} * BWL_i^{max} + (c_B + c_{CO2}) * \frac{BWL_i^{max}}{2} * t_i^{startup} \quad \text{Gl. 33}$$

### Ausschaltkosten

Ähnlich den Anfahrkosten entstehen beim Ausschalten von thermischen Kraftwerken zusätzliche Kosten durch das erforderliche langsame Herunterfahren nach bereits erfolgter Abkopplung vom Netz. Diese Kosten sind in der Regel wesentlich geringer als die Anfahrkosten und werden in diesem Modell nicht direkt berücksichtigt. Die in den Anfahrkosten enthaltenen Abnutzungskosten sollen neben dem Verschleiß der Anlage auch die Kosten eines späteren Abschaltvorganges abdecken.

### Laständerungsgeschwindigkeit

Die Laständerungsgeschwindigkeit beschränkt die maximal mögliche Änderung der Leistung innerhalb eines bestimmten Zeitraumes. Sie ist aufgrund der maximal erlaubten Thermospannungen der Werkstoffe, hervorgerufen durch die Temperaturänderung bei erhöhter Brennstoffzufuhr, vorgegeben. Da das Modell die Nachfragen im Stundenraster bedient, wird keine Beschränkung der Laständerungsgeschwindigkeit eingeführt. Es wird davon ausgegangen, dass nach abgeschlossenem Anfahrvorgang jeder beliebige, zulässige Betriebspunkt innerhalb dieser Stunde angefahren werden kann. Dies ist schon bei Laständerungsgeschwindigkeiten von nur einigen Prozent der Nennleistung pro Minute erreichbar, was von nahezu allen heutigen Anlagen problemlos erreicht wird.

## 3.3.2 Gegendruck-Dampfturbine (GD)

### Funktionsprinzip<sup>1</sup>

Dampfturbinen sind thermodynamische Strömungsmaschinen mit dem Kreisprozess nach Clausius und Rankine als idealem Vergleichsprozess. Darin tritt eine abwechselnde Änderung des Zustandes des Arbeitsmediums von flüssig und gasförmig auf. Im Gegensatz zu Verbrennungskraftmaschinen wandeln sie die Energie eines Brennstoffes nicht direkt in mechanische und in weiterer Folge elektrische Energie um, sondern benötigen Hochdruckdampf als Energiequelle. Dieser Dampf kann in unterschiedlichen Typen von Kesseln von einer Vielzahl von Brennstoffen erzeugt werden. Dies sind fossile Brennstoffe wie Kohle, Erdöl oder Erdgas, erneuerbare Energieträger wie Biomasse und Biogas, aber auch Siedlungsabfälle oder nukleare Brennstoffe. Konventionelle Dampfturbinen mit Kondensationsanlagen zur reinen Stromerzeugung entspannen diesen Hochdruckdampf auf ein Unterdruckniveau von bis zu 0,042 bar, bei welchem der Dampf kondensiert wird und sich auf einem für Wärmeauskopplungszwecke unbrauchbaren Temperaturniveau von ungefähr 30°C befindet. Dadurch wird das größtmögliche Temperaturgefälle zur Stromerzeugung genutzt. Im Gegensatz dazu entspannen Gegendruck-Dampfturbinen durch Weglassen der letzten Niederdruck-Schaufelreihen den Dampf nicht bis auf Unterdruck, sondern nur bis zu einem bestimmten Sättigungsdampfdruck von etwa 0,5 bis 5 bar, an dem die Dampfparameter die gewünschten Werte besitzen. Dadurch sinkt zwar

---

<sup>1</sup> Vgl. Brauner (2010) und Franz (Dampfturbinen, 2009)

der elektrische Wirkungsgrad, da nicht mehr das gesamte Temperaturgefälle abgearbeitet wird, aber die gesamte Brennstoffausnutzung steigt aufgrund der nun nutzbaren Wärmeenergie an. Die Erzeugung von elektrischer Energie und Nutzwärme ist bei Gegendruckturbinen nicht unabhängig voneinander regelbar, sondern erfolgt nach einem bestimmten Verhältnis, welches durch den Gegendruck bestimmt wird. Somit gibt es prinzipiell zwei Betriebsweisen, die entweder eine Produktion entsprechend des Strombedarfs (stromgeführt) oder eine Produktion entsprechend des Wärmebedarfs (wärmegeführt) vornehmen. Das jeweils andere Produkt wird dabei als Koppelprodukt bezeichnet. Wenn diese Anlagentypen über keinen zusätzlichen Kondensator verfügen, muss die gesamte Abwärme durch den Wärmetauscher abgeführt werden, was meistens für eine wärmegeführte Betriebsweise spricht.

### Modellierung

Für die Modellierung wurde ein einfaches Prinzip einer Gegendruck-Dampfturbine umgesetzt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Erzeugung von elektrischer Energie und Nutzwärme immer in einem festen und über den gesamten Leistungsbereich konstanten Verhältnis erfolgt. Die gewünschte thermische Leistung kann im eingeschalteten Zustand der Anlage zwischen einer minimal benötigten und einer maximal möglichen Leistung frei eingestellt werden.

$$on_{GD} * Q_{GD}^{min} \leq q_{GD}[t] \leq on_{GD} * Q_{GD}^{max} \quad \text{Gl. 34}$$

Die gleichzeitig produzierte elektrische Leistung  $p_{GD}[t]$  ergibt sich aus der Stromkennzahl  $s_{GD}$ .

$$p_{GD}[t] = q_{GD}[t] * s_{GD} \quad \text{Gl. 35}$$

Die obigen Gleichungen lassen sich in einer Zeichenebene darstellen, indem dort die produzierten elektrischen und thermischen Leistungen aufgetragen werden. Diese sogenannte Produktionsregion, die für schaltbare Gegendruckturbinen aus der Geraden  $s_{GD}$  plus Nullpunkt besteht, beinhaltet alle erlaubten Kombinationen der gleichzeitigen thermischen und elektrischen Erzeugung und ist in Abb. 10 dargestellt. Darin sind die der Nomenklatur entsprechenden und im Modell verwendeten Variablenbezeichnungen angeführt.

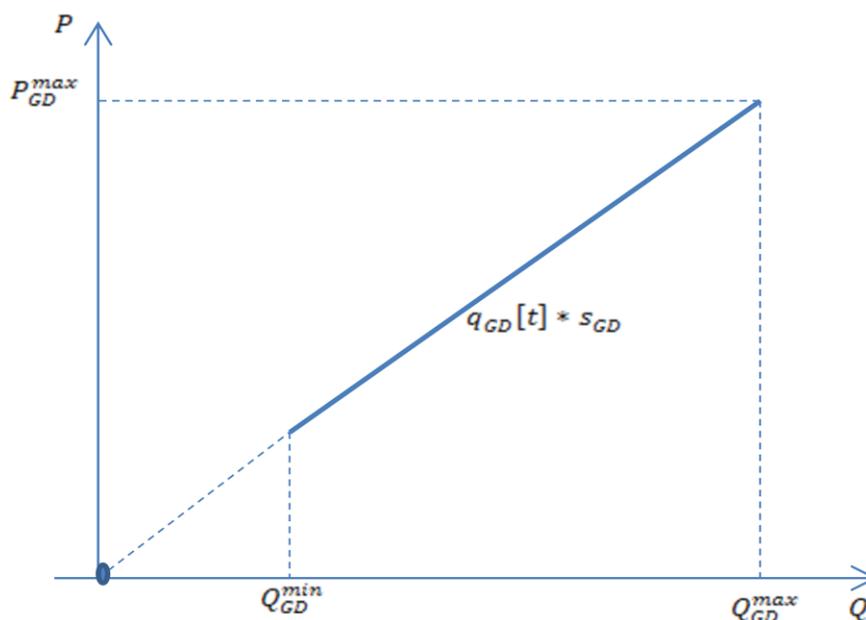


Abb. 10: Produktionsregion einer Gegendruckanlage; Eigene Darstellung

Der Parameter Stromkennzahl, die Offsetkosten, die Grenzkosten und Anfahrkosten sowie die Modellierung des Schaltzustandes und der Mindesteinschaltzeiten werden entsprechend Punkt 3.3.1 vorgenommen.

### 3.3.3 Entnahme-Kondensations-Dampfturbine (ED)

#### Funktionsprinzip<sup>1</sup>

Die Entnahme-Kondensations-Turbine beruht wie die Gegendruck-Dampfturbine auf dem Prinzip der klassischen Dampfturbine. Im Gegensatz zur Gegendruck-Turbine wird aber der benötigte Dampf nicht durch ein Weglassen der letzten Schaufelreihen der Turbine und dem damit einhergehenden Erhöhen des Gegendrucks am Turbinenausgang ausgekoppelt, sondern durch Entnahme des Dampfes zwischen den unterschiedlichen Hoch- und Niederdruck-Turbinenstufen. Ein Überströmventil regelt bei der Entnahme auf konstante Dampfparameter. Alternativ dazu gibt es sogenannte Anzapfturbinen, die den benötigten Dampf direkt und unregelt, also mit von der Belastung der Turbine abhängigen Dampfparametern, durch eine Anzapfstelle am Turbinenkanal entnehmen. Bei gleichem Dampfeintritt sinkt bei beiden Varianten die mögliche Stromproduktion aufgrund der Entnahme eines Teiles des Dampfes. Allerdings wird dadurch ermöglicht, elektrische und thermische Energie in gewissen Grenzen ungekoppelt voneinander zu produzieren. Dieser zusätzliche Freiheitsgrad macht eine Führung entsprechend des Strom- oder Wärmebedarfs überflüssig. Wird keine Wärme ausgekoppelt, so wird der volle Dampfstrom bis zum Kondensationsdruck an der Turbine abgearbeitet. Die maximal auskoppelbare Wärme wird dabei durch den im Niederdruckteil der Turbine benötigten Kühldampf begrenzt. Es existieren ebenfalls Kombinationen von Entnahme- und Gegendruckanlagen in der Form, dass eine geregelte Entnahme zwischen den Turbinenstufen erfolgt und zusätzlich am Turbinenende Wärme nach dem Gegendruckprinzip ausgekoppelt wird.

#### Modellierung

Zur Modellierung wurde auch hier wieder ein vereinfachter Turbinentyp gewählt. Dabei kann im eingeschalteten Zustand die ausgekoppelte thermische Leistung  $q_{ED}[t]$  zwischen der minimalen und maximalen Leistung der Turbine,  $Q_{ED}^{min}$  bzw.  $Q_{ED}^{max}$ , frei eingestellt werden.

$$on_{ED}[t] * Q_{ED}^{min} \leq q_{ED}[t] \leq on_{ED}[t] * Q_{ED}^{max} \quad \text{Gl. 36}$$

Weiter wird angenommen, dass die mögliche Stromproduktion  $p_{ED}[t]$  entsprechend der Stromverlustzahl  $sv_{ED}$  linear mit der entnommenen Wärmemenge sinkt. Und zwar ausgehend von den vorgegebenen elektrischen Minimal- bzw. Maximalleistungen  $P_{ED}^{min}$  und  $P_{ED}^{max}$ .

$$on_{ED}[t] * P_{ED}^{min} - sv_{ED} * q_{ED}[t] \leq p_{ED}[t] \leq on_{ED}[t] * P_{ED}^{max} - sv_{ED} * q_{ED}[t] \quad \text{Gl. 37}$$

Das Verhältnis der maximal auskoppelbaren Wärmemenge zur produzierten Strommenge wird von der Stromkennzahl vorgegeben. Diese wird bei voller Fernwärmeauskopplung bestimmt und erzwingt ein Sinken der möglichen thermischen Leistung linear mit dem Rückgang der elektrischen Leistung.

$$p_{ED}[t] * Q_{ED}^{max} \geq q_{ED}[t] * P_{ED}^{FWmax} \quad \text{Gl. 38}$$

Die so modellierte Anlage stellt die einfachste Form einer Entnahme-Kondensationsturbine dar. Die oben beschriebenen Verknüpfungen der Ausgabeleistungen sind wieder in einer Produktionsregion darstellbar, innerhalb derer die benötigten Leistungen unabhängig voneinander eingestellt werden können. Diese Region inklusive des Nullpunktes, der den Ausgeschalteten Zustand repräsentiert, ist in Abb. 11 dargestellt und enthält die der Nomenklatur entsprechenden Variablenbezeichnungen.

---

<sup>1</sup> Vgl. Franz (Dampfturbinen, 2009)

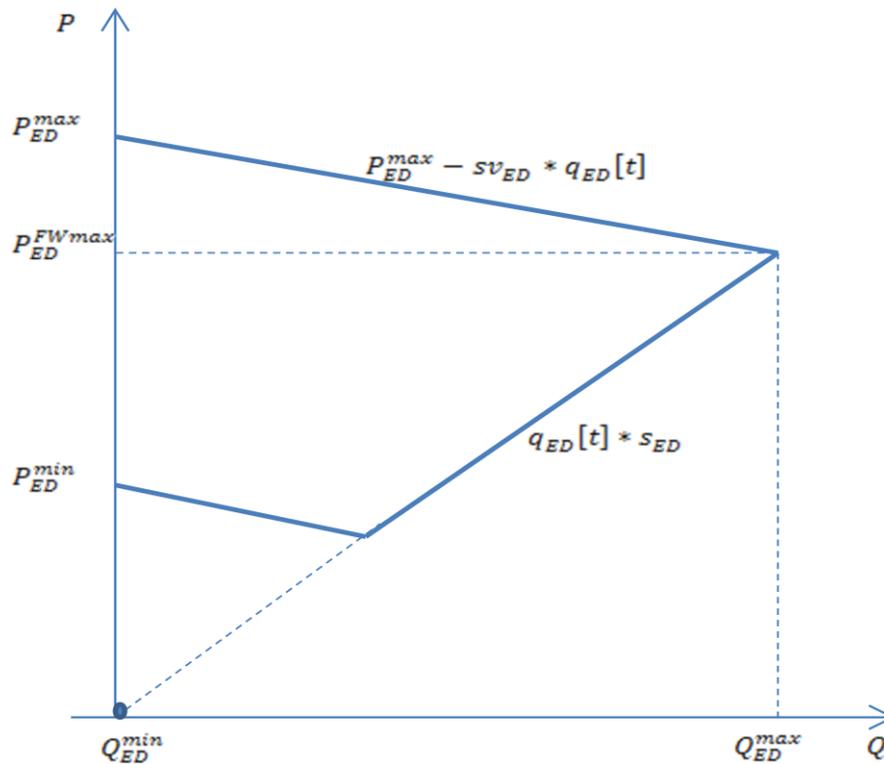


Abb. 11: Produktionsregion einer Entnahme-Kondensations-Dampfturbine; Eigene Darstellung

Die Parameter Stromkennzahl, Stromverlustzahl, die Offsetkosten, Grenzkosten und Anfahrkosten sowie die Modellierung des Schaltzustandes und der Mindesteinschaltzeiten werden entsprechend Punkt 3.3.1 vorgenommen.

### 3.3.4 Gasturbine mit Wärmerückgewinnung (GT)

#### Funktionsprinzip<sup>1</sup>

Eine Gasturbine ist eine thermische Strömungsmaschine, deren idealer Vergleichsprozess durch den Joule-Prozess, auch Brayton-Prozess genannt, dargestellt wird. In offener Bauweise wird in der Gasturbine Luft durch einem Verdichter komprimiert und in einer Brennkammer zusammen mit einem Brennstoff (z.B. Erdgas oder Heizöl) verbrannt. Die heißen Verbrennungsgase werden in der Turbine entspannt und treiben so gleichzeitig den Verdichter und einen Generator an. Die Abhitze befindet sich auf einem sehr hohen Temperaturniveau und kann durch Wärmetauscher direkt zum Vorwärmen der Verbrennungsluft oder zur Auskopplung für andere Systeme genutzt werden, ohne die produzierte Strommenge zu reduzieren. Die maximal aus den Verbrennungsgasen gewinnbare Wärmemenge hängt von der aktuellen Belastung der Turbine ab.

#### Modellierung

Die Modellierung der Gasturbine erfolgt in ähnlicher Weise wie die Dampfturbinen. In eingeschaltetem Zustand kann dabei die aus dem Abgasstrom gewonnene Wärmemenge  $q_{GT}[t]$  zwischen einem minimalen und einem maximalen Wert eingestellt werden.

$$on_{GT}[t] * Q_{GT}^{min} \leq q_{GT}[t] \leq on_{GT}[t] * Q_{GT}^{max} \quad \text{Gl. 39}$$

<sup>1</sup> Vgl. Brauner (2010)

Obwohl Gasturbinen mit Wärmeauskopplung keine Stromverlustzahl im eigentlichen Sinne besitzen, kann bei voller Fernwärmeauskopplung eine geringe Leistungseinbuße auf  $P_{GT}^{FWmax}$  auftreten. Diese Leistungseinbuße wird im Modell analog zur Dampfturbine als Stromverlust  $sv_{GT}$  bezeichnet, besitzt aber einen sehr geringen Wert. Sie vermindert bei der Gasturbine die erzeugbare elektrische Leistung nur bei Maximalleistung, nicht jedoch bei der Minimalleistung.

$$on_{GT}[t] * P_{GT}^{min} \leq p_{GT}[t] \leq on_{GT}[t] * P_{GT}^{max} - sv_{GT} * p_{GT}[t] \quad \text{Gl. 40}$$

Das Verhältnis der maximalen Wärmeauskopplung zur maximalen elektrischen Leistung im Nennpunkt wird ebenfalls als Stromkennzahl  $s_{GT}$  bezeichnet und bestimmt den Rückgang der maximalen Wärmeauskopplung mit der produzierten elektrischen Nettoleistung.

$$p_{GT}[t] * Q_{GT}^{max} \geq q_{GT}[t] * P_{GT}^{FWmax} \quad \text{Gl. 41}$$

Diese Bedingungen verknüpfen die elektrischen und thermischen Ausgabeleistungen und lassen sich wieder in einer Produktionsregion darstellen. Diese Region samt Nullpunkt ist in Abb. 12 ersichtlich und trägt die im Modell verwendeten Variablenbezeichnungen.

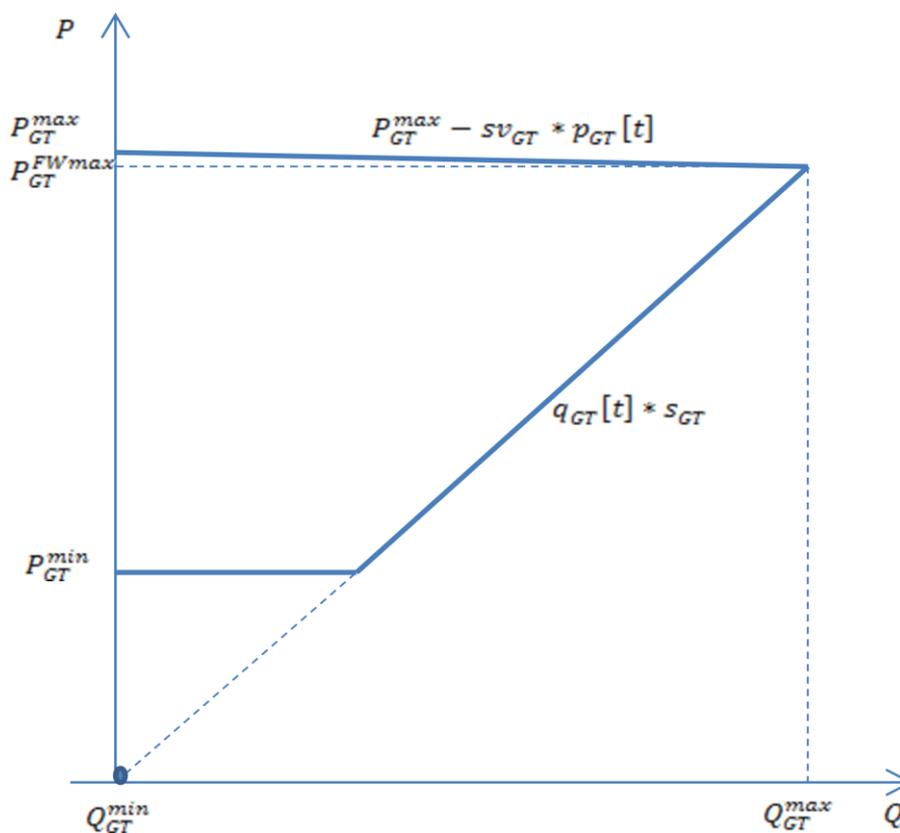


Abb. 12: Produktionsregion einer Gasturbine; Eigene Darstellung

Die Parameter Stromkennzahl, Stromverlustzahl, die Offsetkosten, Grenzkosten und Anfahrkosten sowie die Modellierung des Schaltzustandes und der Mindesteinschaltzeiten werden entsprechend Punkt 3.3.1 vorgenommen.

### 3.3.5 Kombinierte Gas- und Dampf-Anlage mit Wärmeauskopplung (GuD)

#### Funktionsprinzip<sup>1</sup>

Dieser Anlagentyp ist eine Kombination der beiden vorher behandelten Heizkraftwerkstypen. Da sich die bei der Gasturbine entstehenden heißen Abgase auf einem Temperaturniveau von über 500°C befinden, bietet es sich an, diese Abwärme direkt zur Dampferzeugung für den nachfolgenden Dampfprozess zu verwenden. Der vorgeschaltete Gasturbinenprozess erhöht dabei die mit einer bestimmten Brennstoffleistung produzierbare Strommenge und sorgt für eine geringere Stromverlustzahl, da der Dampfprozess – je nach Größenverhältnis der GT und DT – nur noch etwa ein Drittel zur elektrischen Gesamtleistung beiträgt.

Die Wärmeauskopplung erfolgt meistens durch Entnahme-Dampfturbinen aus dem nachgeschalteten Dampfprozess, wie unter Punkt 3.3.3 beschrieben, kann aber auch mittels Gegendruck-Dampfturbine geschehen. Zusätzlich gibt es auch die Möglichkeit die Wärme direkt aus dem Abgasstrom der Gasturbine abzuzapfen, wodurch allerdings der Eingangsdampfstrom für die Dampfturbine sinkt. Eine Kombination dieser Techniken ist ebenfalls möglich und ergibt weitere Produktionscharakteristika. Je nach Ausführung und Dimensionierung der Turbinentypen ergeben sich unterschiedlich geformte Produktionsregionen mit größerem oder kleinerem Stromverlust und entsprechender Stromkennzahl. Ebenso ist es bei manchen Anlagen möglich, nur jeweils eine der beiden Turbinen einzeln zu betreiben und die Wärme aus dieser auszukoppeln, oder aber diese Turbine dann ausschließlich im Kondensationsbetrieb betreiben zu können. Sind beide Turbinen in Betrieb so wird der Gesamtwirkungsgrad des Kombiprozesses jedenfalls stark von der vorgeschalteten Gasturbine bestimmt.

#### Modellierung

Die Modellierung erfolgt als Kombination der bisher vorgestellten Technologien. Obwohl durch getrennt betreibbare Turbinen zwei unterschiedliche Produktionsregionen entstehen würden, wird auch für diesen Anlagentyp eine zusammenhängende konvexe Produktionsregion konstruiert. Dazu werden die Regionen der bisher modellierten Typen sozusagen verschmolzen und die Anlage immer als eine einzelne Turbine angesehen. Die Grenze der auskoppelbaren Wärmemenge  $q_{GuD}[t]$  wird wieder von einer minimal und einer maximal möglichen Leistung vorgegeben, innerhalb derer bei eingeschalteter Anlage frei variiert werden kann.

$$on_{GuD}[t] * Q_{GuD}^{min} \leq q_{GuD}[t] \leq on_{GuD}[t] * Q_{GuD}^{max} \quad \text{Gl. 42}$$

Die Begrenzung der elektrischen Leistung erfolgt so, als wäre das Verhalten der Anlage im Volllastbetrieb eher eine Entnahme-Kondensationsturbine mit dem damit einhergehenden, von der auskoppelten Wärmemenge abhängigen Stromverlust. Diese Annahme ist jedenfalls gerechtfertigt für die Fälle, in denen die Auskopplung der Wärme ausschließlich aus dem nachgeschalteten Dampfprozess erfolgt. Im unteren Grenzbereich der Produktionsregion wird eher von einem Verhalten entsprechend einem Gasturbinenkraftwerk ausgegangen und es tritt kein Stromverlust auf, da die Wärmeauskopplung aus dem Abgasstrom der Gasturbine erfolgen kann.

$$on_{GuD}[t] * P_{GuD}^{min} \leq p_{GuD}[t] \leq on_{GuD}[t] * P_{GuD}^{max} - sv_{GuD} * q_{GuD}[t] \quad \text{Gl. 43}$$

Als Grenze der auskoppelbaren Wärmemenge über den gesamten Leistungsbereich gilt auch hier die Stromkennzahl  $s_{GuD}$ , die die maximal auskoppelbare Wärme mit sinkender elektrischer Leistung linear begrenzt.

---

<sup>1</sup> Vgl. Brauner (2010)

$$p_{GuD}[t] * Q_{GuD}^{max} \geq q_{GuD}[t] * P_{GuD}^{FWmax}$$

Gl. 44

Diese Bedingungen werden in Abb. 13 als Region der erlaubten kombinierten Erzeugungen dargestellt und mit den entsprechenden Bezeichnungen gekennzeichnet.

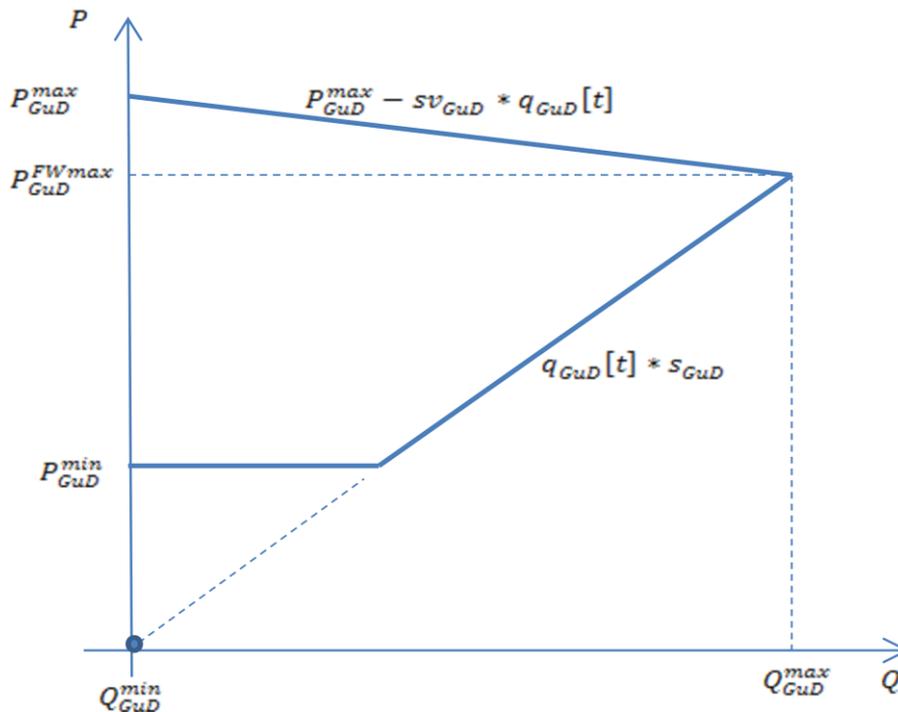


Abb. 13: Produktionsregion von Gas- und Dampf-Anlagen; Eigene Darstellung

Die Parameter Stromkennzahl, Stromverlustzahl, die Offsetkosten, Grenzkosten und Anfahrkosten sowie die Modellierung des Schaltzustandes und der Mindesteinschaltzeiten werden entsprechend Punkt 3.3.1 vorgenommen.

## 3.4 Modellierung der Wärmeerzeugungstechnologien

Alle nicht Kraft-Wärme-koppelnden Technologien werden hier unter den Wärmeerzeugern zusammengefasst. Sie generieren Wärmeenergie anhand unterschiedlichster Prozesse, wobei manche dieser Technologien durch deren Stromaufnahme bei der Wärmeerzeugung sehr wohl einen Einfluss auf den Stromsektor ausüben.

Unter den folgenden Erzeugungstechnologien sind Fernheizwerke und Boiler die einzigen mit dem Fernwärmesystem verbundenen Anlagen. Die restlichen Erzeuger sind nicht mit diesem Netz verbunden und müssen für die Wärmebedarfsdeckung des restlichen Gebietes aufkommen. Außerhalb des Fernwärmenetzes besteht keine Möglichkeit die erzeugte Energie zu speichern, sondern die Deckung muss zu jedem Zeitpunkt exakt erfolgen.

### 3.4.1 Fernheizwerke (FHW)

#### Allgemeines:

Heizwerke dienen zur gezielten großtechnischen Erzeugung von thermischer Energie in Heizkesseln. Diese wird dann in Fern- oder Nahwärmenetzen zu den Kunden transportiert und dient zur Deckung des Heizwärme- und Warmwasserbedarfs. Es werden dazu meist fossile, aber in kleineren Fernwärmenetzen auch vermehrt biogene Brennstoffe eingesetzt.

## Modellierung

Da Fernheizwerke schaltbare Anlagen darstellen und nur bei Bedarf angefahren werden, erfolgt die Modellierung analog den KWK-Anlagen. Eine Stromproduktion existiert hier natürlich nicht, aber es gibt sehr wohl eine Leistungsbeschränkung durch die möglichen Maximal- und Minimalleistungen. Heizwerke besitzen ebenso wie die KWK-Anlagen Anfahrkosten und einen in selber Weise linearisierten Wirkungsgradverlust, welcher aber geringer ausfällt als bei den stromproduzierenden Technologien.

Die erzeugbare thermische Leistung  $q_{FHW}[t]$  im eingeschalteten Zustand kann zwischen der minimalen und maximalen Leistung des Heizwerks  $Q_{FHW}^{min}$  und  $Q_{FHW}^{max}$  variiert werden.

$$on_{FHW} * Q_{FHW}^{min} \leq q_{FHW}[t] \leq on_{GD} * Q_{FHW}^{max} \quad \text{Gl. 45}$$

Diese Gleichung wird in Analogie zu den KWK-Technologien ebenfalls als einfache Produktionsregion mit den entsprechenden Bezeichnungen in Abb. 14 dargestellt. Sie besteht in diesem Fall aus dem Nullpunkt, der den Ausgeschalteten Zustand repräsentiert, und der Geraden entlang der thermischen Achse



Abb. 14: Produktionsregion eines Fernheizwerkes; Eigene Darstellung

Der Einschaltzustand, die Anfahrkosten, die Offset- und Grenzkosten der Produktion sowie der Wirkungsgradverlust werden in selber Weise modelliert wie unter Punkt 3.3.1 beschrieben. Mindesteinschaltdauern werden für Fernheizwerke allerdings keine vorgegeben.

## 3.4.2 Boiler

### Allgemeines

Unter der Bezeichnung „Boiler“ versteht man im allgemeinen deutschen Sprachgebrauch ein Gerät zur elektrischen Warmwassererzeugung. Diese hauptsächlich in privaten Haushalten installierten Geräte erwärmen Wasser bei unmittelbarem Bedarf mit einem elektrischen Heizstab und speichern es mitunter in kleinen Wärmespeichern für einen begrenzten Zeitraum. Speichergrößen reichen von einigen Litern bis zu einigen hundert Litern. Eine andere Technologie der elektrischen Wärmeerzeugung bezeichnen Elektroheizungen. Diese wandeln elektrische Energie durch verschiedene Radiator-Techniken direkt in Raumwärme um und werden meist nur als Zusatzheizungen verwendet, oder (aufgrund der sehr geringer Investitionskosten) vermehrt in Gebäuden mit sehr niedrigen Heizlasten eingesetzt, die nur an wenigen Tagen im Jahr beheizt werden müssen. Beide Wärmeerzeugervarianten werden aufgrund der ineffizienten Primärenergienutzung i.d.R. nicht als großtechnische thermische Erzeuger verwendet. Die eingesetzte elektrische Energie kann zwar bei beiden Technologien mit einem sehr hohen Wirkungsgrad in thermische umgesetzt werden, allerdings erfolgt die Erzeugung der exergetisch hochwertigen elektrischen Energie meistens unter hohem Primärenergieeinsatz in thermischen Kraftwerken.

## Modellierung

Im Modell zielt die Implementierung dieser Technologie nicht auf die in den Privathaushalten installierten Kleingeräte zur Deckung des thermischen Energiebedarfes mit elektrischer Energie ab, sondern soll ersichtlich machen, ob es unter gewissen Umständen (wie z.B. hoher Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung) wirtschaftlich ist, elektrische Energie in größerem Stil zur Wärmeerzeugung zu verwenden. Durch die Anwendung als großtechnischer Erzeuger besteht ein Anschluss an das Fernwärmenetz und damit die Möglichkeit die Energie zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt zur Nachfragedeckung zu verwenden. Es entstehen keine direkten Produktionskosten sondern ein zusätzlicher Bedarf an elektrischer Energie der von den anderen Erzeugern gedeckt oder importiert werden muss.

Aus diesen Überlegungen wird die erzeugte thermische Leistung  $q_{boiler}[t]$  nur von der installierten Boilerleistung  $Q_{boiler}$  begrenzt:

$$0 \leq q_{boiler}[t] \leq Q_{boiler} \quad \text{Gl. 46}$$

Die zur Erzeugung der thermischen Energie benötigte elektrische Leistung des Boilers  $p_{boiler}[t]$  ergibt sich aus dem Wirkungsgrad  $\eta_{boiler}$  und erhöht die Nachfrage nach elektrischer Energie.

$$p_{boiler}[t] = \frac{q_{boiler}[t]}{\eta_{boiler}} \quad \text{Gl. 47}$$

### 3.4.3 Wärmepumpe (HP)

#### Allgemeines<sup>1</sup>

Besonders häufig in modernen Gebäuden mit niedrigen Vorlauftemperaturen und geringem Heizwärmebedarf eingesetzt, kann mit Wärmepumpen anhand eines thermodynamischen Kreisprozesses durch Einsatz von elektrischer Energie ein zusätzlicher, wesentlich größerer Anteil an thermischer Energie aus der Umwelt entzogen werden. Der ideale Vergleichsprozess für eine Wärmepumpe ist der links drehende (inverse) Carnot-Prozess. Dabei wird dem Prozess von außen Arbeit zugeführt, um Wärme aus der Umgebung auf ein höheres Temperaturniveau zu bringen. Diese zugeführte Arbeit besteht bei der klassischen Kompressionswärmepumpe aus der elektrischen Energie für den Verdichter, kann aber – wie bei Sorbtionspumpen – auch durch thermische Energie zugeführt werden. Die drei wesentlichen Komponenten einer Wärmepumpenanlage sind eine Wärmequelle, eine Wärmesenke und dazwischen die Wärmepumpe. Eine Einteilung von Wärmepumpen erfolgt oft nach der Art der verwendeten Wärmequelle. Als Wärmesenke kommt in dieser Einteilung Wasser zum Einsatz. Es wird unterschieden zwischen.

- Wasser-Wasser Wärmepumpen:

Sind grundwasserhaltige Erdschichten vorhanden, so bietet es sich an, eine Wärmepumpenanlage dieses Typs einzubauen, da aufgrund der hohen Wärmekapazität von Wasser damit die besten und über das Jahr konstanten Arbeitszahlen erzielt werden können.

- Erdreich-Wasser Wärmepumpen:

Sind keine Grundwasserschichten vorhanden, so können Tief- oder Flachkollektoren verlegt werden um dem Erdreich Wärmeenergie zu entziehen. Hierbei wird weiter unterschieden zwischen der Direktverdampfung, bei welcher das Arbeitsmittel direkt in den Kollektoren zirkuliert, und der Ausführung mit Zwischenkreislauf bei der eine Sole als Wärmeübertragungsmedium fungiert.

---

<sup>1</sup> Vgl. Faninger (2011) und Kaltschmitt & Streicher (2009, S. 239 bis 253)

- Luft-Wasser:

Luft bietet als Wärmequelle den Vorteil überall und ohne Einschränkung zur Verfügung zu stehen. Wärmepumpen dieser Art besitzen allerdings durch die Abhängigkeit der Leistungszahl von der Lufttemperatur eine wesentlich schlechtere Jahresarbeitszahl<sup>1</sup>. Sie sind dadurch nicht für alle, insbesondere kältere, Gegenden geeignet.

### Modellierung<sup>2</sup>

In der Praxis waren im Jahr 2010 in Österreich etwa 46% aller installierten Anlagen vom Typ Luft-Wasser, gefolgt von fast 45% Erdreich-Kollektoren und nur knapp über 9% Grundwasser-Kollektoren. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Luft-Wasser Wärmepumpen in nahezu allen Gegenden auch nachträglich installiert werden können und zusätzlich die geringsten spezifischen Investitionskosten aller Wärmepumpensysteme aufweisen.

Trotz der ebenfalls hohen Verbreitung von Erdreich-Kollektoren wurde ausschließlich ein Luft-Wasser-System in das Modell aufgenommen. Damit können insbesondere dicht besiedelte Gebiete, in denen ein Einbau oder das Nachrüsten der anderen Anlagentypen nur schwer möglich ist, besser nachgebildet werden.

Die Modellierung der außentemperaturabhängigen Leistungszahl wird über den Wirkungsgrad des inversen idealen Carnotprozesses vorgenommen. Im idealen Prozess ist der Wirkungsgrad ausschließlich von den beiden Temperaturniveaus abhängig, auf welchen die Wärmeenergie entzogen bzw. wieder abgegeben wird.

$$\varepsilon_c = \frac{T_{in}}{T_{in} - T_{out}} \quad \text{Gl. 48}$$

$T_{in}$  bezeichnet dabei den oberen Temperaturlevel auf welchem die thermische Energie abgegeben werden muss.  $T_{out}$  bezeichnet das untere Temperaturniveau auf welchem der Umgebung die Energie entzogen wird.

Als weitere vereinfachende Punkte der Modellierung gelten:

- Es wird keine Unterscheidung zwischen Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung gemacht, obwohl es i.A. nicht üblich ist, diese mittels desselben Wärmepumpensystems gemeinsam bereitzustellen.
- Die Vorlauftemperatur  $T_{in}$  der Anlage wird auf einem konstanten Wert gehalten und zwischen den üblichen Werten für Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung gewählt, um beidem teilweise gerecht zu werden.
- Die Wärmepumpe wird als monovalentes<sup>3</sup> Heizungssystem betrachtet obwohl Luft-Wasser Wärmepumpen selten ohne zusätzlichen Spitzenlastkessel betrieben werden.
- Die Kondensationstemperatur des Wärmeträgerfluides wird immer auf Außentemperatur angenommen, obwohl in der Praxis Luft-Wasser Wärmepumpen oft nur bis zu einer gewissen Temperatur betrieben werden.
- Keine direkte Berücksichtigung von Speichereffekten der Heizung oder eines Warmwasserspeichers.
- Allgemeine Berücksichtigung von Speichereffekten durch Glättung der Nachfrage nach thermischer Energie (siehe Punkt 3.2.2)

Unter Berücksichtigung dieser Vereinfachungen kann als einfache Bedingung die thermische Leistung  $q_{HP}[t]$  zwischen Null und der installierten Wärmepumpenleistung  $Q_{HP}$  variiert werden.

---

<sup>1</sup> Die Jahresarbeitszahl gibt das Verhältnis der über das Jahr gewonnen zur eingesetzten Energie an

<sup>2</sup> Vgl. Milan, Bojesen, & Nielsen (2012)

<sup>3</sup> Monovalent bedeutet hier, dass das Heizungssystem den Wärmebedarf ganzjährig ohne zusätzliches System decken kann

$$0 \leq q_{HP}[t] \leq Q_{HP} \quad \text{Gl. 49}$$

Die außentemperaturabhängige, stündliche Leistungszahl  $COP_{HP}[t]$  wird aus dem inversen Carnot-Prozess multipliziert mit einem Skalierungsfaktor  $F$  gebildet.

$$COP_{HP}[t] = F * \frac{T_{in}}{T_{in} - T_{out}[t]} \quad \text{Gl. 50}$$

Die Verknüpfung der thermischen Erzeugung  $q_{HP}[t]$  mit dem elektrischen Verbrauch  $p_{HP}[t]$  des Kompressors ergibt sich aus der erzeugten Wärmeleistung und der Leistungszahl  $COP_{HP}[t]$ .

$$p_{HP}[t] = \frac{q_{HP}[t]}{COP_{HP}[t]} \quad \text{Gl. 51}$$

Es werden keine direkten Kosten der Produktion veranschlagt, sondern der Bedarf an elektrischer Energie wird entsprechend der Wärmeproduktion erhöht und muss von den restlichen Anlagen gedeckt oder importiert werden.

### 3.4.4 Solarthermische Anlage (ST)

#### Funktionsprinzip:<sup>1</sup>

Solarthermische Anlagen dienen dazu, Solarstrahlung in direkt nutzbare thermische Energie umzuwandeln. Im Kollektor können dabei ohne Bündelung der Strahlen Temperaturen von bis zu 300°C entstehen. Sie eignen sich daher prinzipiell sowohl zur Heizungsunterstützung als auch zur Trinkwassererwärmung. Auch wenn am Markt eine Vielzahl an unterschiedlichen Bauweisen existiert, so besteht ein Kollektor im Wesentlichen aus einer hochtransparenten Kollektorabdeckung, einer Wärmedämmung und einem Absorber. Der Absorber als Herzstück dient der Absorption eines möglichst großen Anteils an Solarstrahlungsleistung und deren Übertragung an das Wärmeträgermedium über die Flüssigkeitskanäle.

Von der gesamten Solarstrahlungsleistung auf den Absorber  $q_{S,a}$  bleibt nach Abzug der Konvektionsverlustleistung  $q_K$ , der Strahlungsverlustleistung  $q_{Str}$ , der Transmissionsverluste  $q_T$ , und der Reflexionsverlustleistung am Absorber  $q_R$  die Nutzleistung  $q_N$  übrig.

$$q_N = q_{S,a} - q_K - q_{Str} - q_T - q_R \quad \text{Gl. 52}$$

Die Verluste werden in der Regel zusammengefasst und durch einen Wärmedurchgangskoeffizienten  $U_{ges}$  von der Temperaturdifferenz zwischen Umgebungs- und Absorbtemperatur ( $\vartheta_a - \vartheta_u$ ) abhängig gemacht.

$$q_V = q_K + q_{Str} + q_T = U_{ges} * (\vartheta_a - \vartheta_u) \quad \text{Gl. 53}$$

Dadurch lässt sich dann ein von diesen Parametern abhängiger Kollektorwirkungsgrad  $\eta_K$  angeben.

$$\eta_K = \tau * \alpha - U_{ges} * \frac{\vartheta_a - \vartheta_u}{q_S} \quad \text{Gl. 54}$$

---

<sup>1</sup> Vgl. (Zahoransky, 2010, S. 285-297)

## Modellierung:<sup>1</sup>

Die Modellierung der solarthermischen Anlage erfolgt als einfache Erzeugungstechnologie, deren Wärmeproduktion nur von der einfallenden Solarstrahlung und einem konstanten Kollektorwirkungsgrad abhängig ist. Zur vereinfachten Modellierung wurden folgende Punkte angenommen und vorausgesetzt:

- Die Erzeugung hängt ausschließlich von der vorgegebenen Solarstrahlung ab und kann nicht reguliert werden.
- Die gesamte installierte ST-Modulfläche wird 180° südgerichtet und mit einem Neigungswinkel von 45° angenommen. Dies sind die Installationsbedingungen unter welchen der höchste Jahresertrag für solarthermische Anlagen erzielt werden kann. Abweichungen von diesen Bedingungen haben in einem gewissen Toleranzband nur geringe Auswirkungen auf den Ertrag.
- Die Strahlung trifft gleichmäßig auf die gesamte installierte Kollektorfläche auf und es treten keine Abschattungen oder Verschmutzungen auf.
- Es wird ein konstanter Systemwirkungsgrad angenommen der nicht nur den Kollektorwirkungsgrad beinhaltet, sondern alle auftretenden Umwandlungsverluste, die bis zur Deckung der thermischen Nachfrage auftreten.
- Es wird keine Unterscheidung zwischen Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung gemacht.
- Der Strombedarf der Umwälzpumpen wird nicht explizit berücksichtigt. Bei den installierten Anlagen wird davon ausgegangen, dass dieser bereits in der Nachfrage nach elektrischer Energie enthalten ist und für Neuanlagen wird er vernachlässigt.
- Die Anlage wird immer im definierten Betriebspunkt betrieben, womit der Kollektorwirkungsgrad als konstant und unabhängig von der Temperatur angenommen wird und kein Verlustkoeffizient auftritt.
- Keine direkte Berücksichtigung von Speichereffekten der Heizung oder eines Warmwasserspeichers.
- Allgemeine Berücksichtigung von Speichereffekten durch Glättung der Nachfrage nach thermischer Energie (siehe Punkt 3.2.2)
- Diese Annahmen führen zu einer tendenziellen Überschätzung der Erträge im Winter, da dort der Wärmeübergangskoeffizient besonders groß ist. Aufgrund des allgemein kleinen Beitrages der Solarthermie zur Gesamtdeckung soll diese Tatsache nicht weiter berücksichtigt werden.

Unter Berücksichtigung dieser Punkte ergibt sich die erzeugte thermische Leistung  $q_{ST}[t]$  aus der auf die gesamte installierte Fläche  $A_{ST}$  auftreffenden Gesamtstrahlung  $G_{45}[t]$  multipliziert mit dem Systemwirkungsgrad  $\eta_{ST}$  der Anlage.

$$q_{ST}[t] = A_{ST} * \eta_{ST} * G_{45}[t] \quad \text{Gl. 55}$$

## Aufbereitung der Klimadaten<sup>2</sup>

Um die bei einer bestimmten Solarstrahlung erzeugte thermische Leistung zu bestimmen, wird die auf die geneigte Kollektorfläche auftreffende Gesamtstrahlung benötigt. Dazu müssen die verfügbaren Klimadaten entsprechend aufbereitet werden.

Als Klimadaten stehen die stündlichen Werte der gemessenen Gesamtstrahlung auf eine horizontale Fläche zur Verfügung. Aus dieser Strahlung wird in einem ersten Schritt über das isotrope Diffusstrahlungsmodell und nach den Berechnungen von Erbs, Klein, & Duffie (1982) der stündliche Klarheitsgrad  $k_T$  aus der „Top of Atmosphere“-Strahlung  $TOA$  bestimmt:

---

<sup>1</sup> Vgl. Milan, Bojesen, & Nielsen (2012)

<sup>2</sup> Diese Aufbereitung, die sowohl für die ST- als auch für PV-Anlagen verwendet wird, ist angelehnt an eine Vorlage der „Energy Economics Group“ des Institutes für Energiesysteme und elektrische Antriebe der Technischen Universität Wien und wurde an die Verwendung in dieser Arbeit angepasst.

$$TOA = 1367 * \sin(h) * \left(1 + 0.03344 * \cos\left(\frac{360 * d}{365.25 - 2.8}\right)\right) \quad \text{Gl. 56}$$

$$k_T = \frac{G_0}{TOA} \quad \text{Gl. 57}$$

Für die „Top of Atmosphere“-Strahlung wird der Höhenwinkel  $h$  des Sonnenstandes und eine Zerlegung des Jahres entsprechend der gewünschten Tagaufteilung  $d$  benötigt. Als Azimutwinkel wird eine konstante Ausrichtung von  $180^\circ$  Richtung Süden angenommen

Die Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche  $G_0$  kann damit in ihre direkte und diffuse Komponente  $G_0^{direkt}$  und  $G_0^{diffus}$  zerlegt werden:

$$G_0^{direkt} = f(G_0, k_T) \quad \text{Gl. 58}$$

$$G_0^{diffus} = G_0 - G_0^{direkt} \quad \text{Gl. 59}$$

Die direkte Komponente der Globalstrahlung wird durch eine mehrgliedrige Funktion  $f(G_0, k_T)$  aus der Globalstrahlung und dem Klarheitsgrad berechnet, die hier nicht genauer erläutert werden soll.<sup>1</sup>

Im zweiten Schritt werden die zerlegten Komponenten der horizontalen Fläche umgerechnet in die diffuse, direkte und reflektierte Komponente der um  $30^\circ$  oder  $45^\circ$  geneigten Fläche,  $G_{30/45}^{diffus}$ ,  $G_{30/45}^{direkt}$  und  $G_{30/45}^{reflektiert}$ . Dazu wird der durch den Höhenwinkel  $h$  bestimmte, stündliche Sonnenstand und der Einfallswinkel  $\gamma$  auf die geneigte Fläche benötigt. Für die Berechnung des Einfallswinkels wiederum wird der Winkel der geneigten PV- bzw. ST-Kollektorfläche  $h_{PV/ST}$  und für die reflektierte Strahlung ein Reflexionskoeffizient  $q$  gebraucht.

$$G_{30/45}^{direkt} = G_0^{direkt} * \frac{\cos(\gamma)}{\sin(h)} \quad \text{Gl. 60}$$

$$G_{30/45}^{diffus} = G_0^{diffus} * \left(1 + \frac{\cos(h_{PV/ST})}{2}\right) \quad \text{Gl. 61}$$

$$G_{30/45}^{reflektiert} = G_0 * \left(1 - \frac{\cos(h_{PV/ST})}{2}\right) * q \quad \text{Gl. 62}$$

$$G_{30/45} = G_{30/45}^{direkt} + G_{30/45}^{diffus} + G_{30/45}^{reflektiert} \quad \text{Gl. 63}$$

Die durch diese Berechnungen erhaltenen, stündlichen Strahlungsleistungen werden dann zur Ermittlung des Ertrages in Gl. 55 und Gl. 66 herangezogen.

---

<sup>1</sup> Für Details und weiterführende Information siehe Erbs, Klein, & Duffie (1982)

### 3.4.5 Gastherme

#### Allgemeines

Gasthermen sind insbesondere in urbanen Gegenden mit einem bestehenden Gasnetz eine weit verbreitete Technologie zur Wärmebereitstellung. Sie werden sowohl für Heizzwecke als auch zur Erwärmung von Brauchwasser eingesetzt. Ihre Installation erfolgt direkt bei den Kunden und sie werden durch Gas eines beliebigen Lieferanten versorgt.

#### Modellierung

Die Gastherme soll in diesem Modell eine Art Referenztechnologie darstellen und eine Deckung des gesamten Wärmebedarfes garantieren, da ein Fernwärmesystem in der Regel nicht alle Verbraucher erreichen kann. Die Modellierung erfolgt in einfacher Weise durch das Festlegen eines Wirkungsgrades und einer maximalen Erzeugerleistung, die imstande ist, den Bedarf des nicht vom Fernwärmenetz erreichten Gebiets zu decken. Der Wirkungsgrad variiert je nach Alter der installierten Technologie erheblich und nimmt bei neuen Brennwertgeräten bei Bezug auf den unteren Heizwert des Brennstoffes Werte von über 100% an.

Folgende Punkte werden vorausgesetzt:

- Es wird ein einheitlicher Gesamtwirkungsgrad als Durchschnitt für alle installierten Geräte angenommen.
- Es wird keine Unterscheidung zwischen Brauchwasserthermen und Heizungsthermen gemacht.
- Es werden keine direkten Speichereffekte der Heizung oder eines Warmwasserspeichers berücksichtigt
- Allgemeine Berücksichtigung von Speichereffekten durch Glättung der Nachfrage nach thermischer Energie (siehe Punkt 3.2.2)

Daraus ergibt sich die erzeugte Wärmeleistung  $q_{therme}[t]$  als nur von der installierten Thermenleistung  $Q_{therme}$  beschränkt.

$$0 \leq q_{therme}[t] \leq Q_{therme} \quad \text{Gl. 64}$$

Für die Energieerzeugungskosten der Gastherme  $c^{therme}$  werden in diesem Modell, ähnlich den Produktionskosten der Heizkraftwerke, die Rohstoffkosten des verfeuerten Brennstoffes herangezogen. Zusätzlich werden die CO<sub>2</sub>-Kosten inkludiert, die durch die benötigten Zertifikate bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehen. Dieser Preis repräsentiert somit lediglich die durch den Ressourcenverbrauch entstehenden Kosten und enthält keine Steuern, Netzkosten oder sonstige Abgaben, wodurch er nicht den tatsächlichen Endkundenpreis eines Gasthermenbesitzers widerspiegelt.

$$c^{therme} = c_{gas} + em_{gas} * c_{CO2} \quad \text{Gl. 65}$$

## 3.5 Modellierung der Stromerzeugungstechnologien

Als reine Stromerzeugungstechnologien werden in diesem Modell die Erzeugungen aus den erneuerbaren Energieträgern mittels Photovoltaik und durch Windkraftanlagen implementiert. Die Produktion beider Technologien ist durch die Klimadaten vorgegeben und wird in dem Maße bevorzugt behandelt, dass eine Beschränkung der möglichen Produktion nicht erfolgt, sondern diese immer direkt zur Strombedarfsdeckung herangezogen wird.

### 3.5.1 Photovoltaische Anlagen (PV)

#### Allgemeines und Funktionsprinzip<sup>1</sup>

Photovoltaik-Anlagen können Sonnenstrahlung durch den photoelektrischen Effekt direkt in elektrische Energie umwandeln. Sie bestehen vereinfacht gesagt aus zwei Halbleiterschichten mit unterschiedlichen elektrischen Eigenschaften, die gezielt verunreinigt werden. Trifft nun Solarstrahlung auf diese Schichten, entstehen Ladungsträger, die durch die an der Grenzschicht wirkenden Feldkräfte geteilt werden. Die sich zwischen den Schichten aufbauende Spannung kann mit Metallkontakten abgegriffen werden. Durch Schließen des elektrischen Kreises können die getrennten Ladungen in einem beliebig reversiblen Prozess wieder rekombinieren.

Zur Produktion von PV-Anlagen wird hochreines Silizium verwendet. Nach Reinheit und Aufbau des Siliziums wird unterschieden zwischen monokristallinen und polykristallinen Zellen, wobei letztere zwar einen geringeren Wirkungsgrad aufweisen, aber aufgrund der günstigeren Herstellung die am weitesten verbreitete Technologie darstellen.

Die maximale Erzeugerleistung einer PV-Anlage wird in „Kilowatt peak“ ( $\text{kW}_{\text{peak}}$ ) angegeben und bei Standardtestbedingungen bestimmt. Diese sind:

- 25°C Modultemperatur
- 1000 W/m<sup>2</sup> Bestrahlungsstärke
- Luftmasse von 1,5 („Air Mass“ AM)

#### Modellierung<sup>2</sup>

Die Modellierung erfolgt analog zur solarthermischen Anlage indem die Produktion ausschließlich von der einfallenden Solarstrahlung und dem Systemwirkungsgrad bestimmt wird. Zur vereinfachten Modellierung wurden neben den Standardtestbedingungen folgende Punkte vorausgesetzt:

- Die Erzeugung hängt von der Solarstrahlung ab und kann nicht reguliert werden.
- Die gesamte installierte Modulfläche wird 180° südgerichtet und mit einem Neigungswinkel von 30° angenommen. Dies sind die Installationsbedingungen unter welchen der höchste Jahresertrag für Photovoltaikanlagen erzielt werden kann. Abweichungen davon haben in einem gewissen Toleranzband nur geringe Auswirkungen auf den Ertrag.
- Die Strahlung trifft gleichmäßig auf die gesamte installierte Kollektorfläche auf und es treten keine Abschattungen oder Verschmutzungen auf.
- Alle Anlagen sind über Wechselrichter an das Netz gekoppelt.
- Es wird ein konstanter, temperaturunabhängiger Systemwirkungsgrad angenommen, der alle auftretenden Verluste bis zur Einspeisung ins Netz (inkl. Wechselrichter) enthält.
- Es wird nicht zwischen privaten Kleinanlagen und großen PV-Farmen unterschieden

Unter Berücksichtigung dieser Punkte ergibt sich die eingespeiste elektrische Leistung  $p_{pv}[t]$  aus der auf die gesamte installierte Fläche  $A_{PV}$  auftreffende Gesamtstrahlung  $G_{30}[t]$  multipliziert mit dem Systemwirkungsgrad  $\eta_{PV}$  der Anlage.

$$p_{pv}[t] = A_{PV} * \eta_{PV} * G_{30}[t] \quad \text{Gl. 66}$$

#### Aufbereitung der Klimadaten

Um die bei einer bestimmten Solarstrahlung produzierte elektrische Leistung zu bestimmen, werden die unter Punkt 3.4.4 aufbereiteten Klimadaten verwendet.

---

<sup>1</sup> Vgl. Zahoransky (2010, S. 298- 302)

<sup>2</sup> Vgl. Milan, Bojesen, & Nielsen (2012)

### 3.5.2 Windkraftanlagen (WKA)

#### Allgemeines und Funktionsprinzip<sup>1</sup>

Windkraftanlagen können die im Wind enthaltene Energie durch deren Umwandlung in Rotationsenergie mittels Generatoren elektrisch nutzbar machen. Diese im Wind enthaltene Energie kann dabei aber nur bis zu einem bestimmten Grad genutzt werden, da die Windströmungsgeschwindigkeit nach dem Rotor nicht beliebig klein sein kann. Dadurch ergibt sich die gewinnbare Leistung nur aus der Differenz der kinetischen Energie und somit aus den Windgeschwindigkeiten vor und nach dem Rotor. Die im Wind enthaltene Leistung  $P_w$  wird von der Dichte der Luft  $\rho$ , der durchströmten Fläche  $A$  und der Windgeschwindigkeit  $c$  bestimmt. Durch die Angabe eines für jede Anlage spezifischen Leistungsbeiwertes  $C_p$  berechnet sich die erzielbare Leistung  $P_{WKA}$  als Anteil der gesamten Windleistung:

$$P_{WKA} = C_p * P_w = \frac{1}{2} C_p * \rho * A * c^3 \quad \text{Gl. 67}$$

Bei reibungsfrei angenommener Strömung ergibt sich durch Berechnungen mittels Potentialtheorie ein maximaler Leistungsbeiwert  $C_p^{max}$ , auch Betz-Faktor genannt, von:

$$C_p^{max} = \frac{16}{27} \approx 0,59 \quad \text{Gl. 68}$$

Die in der Realität erreichbaren Werte liegen noch deutlich unter diesem theoretischen Wert und sind von der Bauart und weiteren Faktoren abhängig. Die heute weitverbreitetsten Anlagen sind dreiflüglige Auftriebsläufer, die die höchsten Leistungsbeiwerte aufweisen.

Hersteller von Windkraftanlagen geben in der Regel Leistungskurven an, in denen die windgeschwindigkeitsabhängigen Ausgabeleistungen der Anlagen verzeichnet sind. Um nun die bei bestimmten Windgeschwindigkeiten produzierten Leistungen zu bestimmen, müssen die vorhandenen Klimadaten aufbereitet werden.

#### Aufbereitung der Klimadaten und Modellierung<sup>2</sup>

Als Klimadaten stehen die stündlichen Windgeschwindigkeiten, gemessen in einer Referenzhöhe  $h_{ref}$ , zur Verfügung. Zur Bestimmung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe der WKA  $v_h[t]$  wird in einem ersten Schritt die in der Referenzhöhe gemessene Windgeschwindigkeit  $v_{ref}[t]$  mit der Theorie des logarithmischen Windprofils auf die Nabenhöhe  $h$  der WKA umgerechnet. Dazu wird ein Parameter für die Oberflächenbeschaffenheit der umgebenden Landschaft, die sogenannte Rauigkeitslänge  $z$  benötigt. Diese Bestimmungsmethode ist als grobe Näherung zu verstehen und ist nur gültig für eine neutral geschichtete Atmosphäre und geringe Unterschiede zwischen Referenzhöhe und Nabenhöhe.

$$v_h[t] = v_{ref}[t] * \frac{\log\left(\frac{h}{z}\right)}{\log\left(\frac{h_{ref}}{z}\right)} \quad \text{Gl. 69}$$

---

<sup>1</sup> Vgl. Zahoransky (2010, S. 317- 325)

<sup>2</sup> Die Aufbereitung und Modellierung ist angelehnt an eine Vorlage der „Energy Economics Group“ des Institutes für Energiesysteme und elektrische Antriebe der Technischen Universität Wien und wurde an die Verwendung in dieser Arbeit angepasst.

Nach Bestimmung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe wird die erzeugte Leistung der Windkraftanlagen aus den von den Herstellern ausgegebenen Leistungskurven ermittelt. Dazu wird für jede der berechneten Windgeschwindigkeiten der entsprechende Leistungswert aus der interpolierten Leistungskennlinie  $P_{WKA}(v)|_{v_h[t]}$  des implementierten Anlagentyps bestimmt. Die damit erhaltene Leistung pro WKA wird dann nur mehr mit der Anzahl der installierten Anlagen desselben Typs  $N_{wind}$  multipliziert.

$$p_{wind}[t] = N_{wind} * P_{WKA}(v)|_{v_h[t]} \quad \text{Gl. 70}$$

Als Modellvereinfachungen wurden folgende Annahmen getroffen:

- Es wurde nur ein Windkraftanlagentyp modelliert, der repräsentativ für alle installierten Anlagen herangezogen wird.
- Es wird angenommen, dass an allen Standorten und für alle Anlagen zu jedem Zeitpunkt dieselben Windgeschwindigkeiten vorherrschen.
- Der Ertrag ergibt sich rein über die Windgeschwindigkeiten und kann nicht beeinflusst werden.

### 3.6 Modellierung des Wärmespeicher

#### Allgemeines und Funktionsprinzip<sup>1</sup>

Wärmespeicher sind eine wichtige Technologie um die Produktion und den Verbrauch von thermischer Energie zu entkoppeln. Insbesondere in Kombination mit KWK-Technologien ermöglichen sie eine flexiblere Produktion der kombinierten erzeugten Energien. Es werden prinzipiell drei Arten unterschieden um thermische Energie zu speichern:

- Sensible thermische Speicher
- Latentwärmespeicher
- Thermochemische Speicher

Bei der Speicherung von thermischer Energie in Fernwärmenetzen kommen allerdings fast ausschließlich Warmwasserspeicher, die in die Gruppe der sensiblen Wärmespeicher gehören, zur Anwendung. Beim Laden wird dabei Wärme an das Speichermedium Wasser abgegeben, das dadurch seine Temperatur erhöht. Beim Entladen wird Energie entnommen und die Temperatur des Wassers sinkt. Durch die unterschiedliche Temperatur zur Umgebung tritt ein Wärmeverlust auf, der mit einer entsprechenden Dämmung zu verhindern versucht wird. Dabei sind Temperaturen bis zum Siedepunkt des Wassers möglich und können durch eine Erhöhung des Druckes darüber hinaus gesteigert werden.

Die speicherbare thermische Energie  $Q$  lässt sich bei drucklosen Wasserspeichern aus dem Produkt von Dichte  $\rho$  des Speichermediums mit der spezifischen Wärmekapazität bei konstantem Druck  $C_p$ , dem Volumen des Speichermediums  $V$  und dem Temperaturunterschied  $\Delta T$  bei der Speicherung berechnen.

$$Q = \rho * C_p * V * \Delta T \quad \text{Gl. 71}$$

Allerdings weisen diese Speicher im Allgemeinen eine Temperaturschichtung innerhalb des Speichers auf, wodurch nicht das gesamte Volumen und nicht das gesamte Temperaturgefälle zur Speicherung der gleichen Energiemenge herangezogen werden kann.

---

<sup>1</sup> Vgl. Wikipedia.org (Fernwärmespeicher, 2013)

Des Weiteren existiert eine Vielzahl von Kennwerten und Parametern, welche die Qualität der verschiedenen Speicher beschreiben. Dazu zählen:<sup>1</sup>

- Massen- oder volumenbezogene Energiedichte
- Leistungsdichte der Ein- und Ausspeicherung
- Zugriffszeit
- Spezifische Energieverluste
- Energierückgewinnungsfaktor
- Wirtschaftliche Kenngrößen wie spezifische Anschaffungskosten und Betriebskosten

### Modellierung<sup>2</sup>

Der in diesem Modell implementierte, thermische Speicher stellt einen allgemeinen Speicher dar, der mit Hilfe von einfachen Eingangs- und Ausgangsrelationen eindimensional beschrieben wird. Die internen thermischen Vorgänge werden nicht nachgebildet. Die beschreibenden Parameter sind ein Ladezustand der innerhalb der Kapazitätsgrenzen durch Laden oder Entladen aus dem vorigen Ladezustand bestimmt wird. Beim Laden und Entladen tritt ein prozentueller Verlust der gespeicherten Energie auf. Zusätzlich tritt bei Stillstand ein Speicherverlust durch den an die Umgebung abgegebenen Wärmestrom auf. Dieser wird als konstanter prozentueller Wert des aktuellen Ladezustandes angenommen.

Als Modellvereinfachungen gelten:

- Die Abhängigkeit der Lade- bzw. Entladeleistung vom aktuellen Ladezustand des Wärmespeichers wird vernachlässigt.
- Verluste durch die innere Temperaturschichtung werden nicht berücksichtigt.
- Die Speicherverlustrate wird als konstant angenommen und deren Außentemperaturabhängigkeit vernachlässigt.
- Der Speicher weist keinen Mindestladezustand auf.
- Innerhalb seiner Kapazitätsgrenzen kann der Speicher beliebig oft mit der entsprechenden Lade- bzw. Entladeleistung beladen oder entladen werden.
- Die Entnahme- bzw. Ladeleistungen werden während eines Zeitschrittes als konstant angenommen und entsprechen somit der in diesem Zeitraum umgesetzten Energiemenge
- Das Temperaturlevel des Speichers wird nicht beachtet und sowohl die Speicherung als auch die Entnahme erfolgt rein über die Energiemengen.

Unter Berücksichtigung dieser Vereinfachungen ergeben sich die Modellierungsgleichungen für den Speicher, indem die Lade- bzw. Entladeleistung  $q_{HS}^{charge}[t]$  bzw.  $q_{HS}^{discharge}$  durch die negative bzw. positive maximale Leistung  $Q_{HS}$  beschränkt werden. Eine Aufteilung ist dabei nötig, um Lade- und Entladevorgang bezüglich Verlustrate unterschiedlich behandeln zu können:

$$-Q_{HS} \leq q_{HS}^{charge}[t] \leq 0 \quad \text{Gl. 72}$$

$$0 \leq q_{HS}^{discharge}[t] \leq Q_{HS} \quad \text{Gl. 73}$$

Die Summe ergibt die in einem Zeitschritt gespeicherte bzw. entnommene Energie  $q_{HS}[t]$ :

$$q_{HS}[t] = q_{HS}^{charge}[t] + q_{HS}^{discharge}[t] \quad \text{Gl. 74}$$

---

<sup>1</sup> Vgl. Zahoransky (2010, S. 385)

<sup>2</sup> Vgl. Wille-Haussmann, Erge, & Wittwer (2010)

Der aktuelle Ladezustand des Speichers  $HS_{SOC}[t]$  muss sich zu jedem Zeitpunkt in den Kapazitätsgrenzen des Speichers  $HS_{cap}$  befinden:

$$0 \leq HS_{SOC}[t] \leq HS_{cap} \quad \text{Gl. 75}$$

Der Ladezustand des Zeitschrittes  $HS_{SOC}[t + 1]$  ergibt sich aus dem Zustand des aktuellen Schrittes  $HS_{SOC}[t]$ , verringert um den Speicherverlust während dieses Zeitschrittes  $Loss_h$ . Der Speicherstand verringert sich um die mit dem Laderverlust erhöhte Entnahmeenergie, sowie um die mit den Ladeverlusten verringerte Ladeenergie.

$$HS_{SOC}[t + 1] = HS_{SOC}[t] * Loss_h - \frac{q_{HS}^{discharge}[t]}{(1 - Loss_{charge})} - q_{HS}^{charge}[t] * (1 - Loss_{charge}) \quad \text{Gl. 76}$$

Am Ende der Optimierung muss der Ladezustand wieder dem Anfangszustand entsprechen.

$$HS_{SOC}[0] = HS_{SOC}[t + 1] \quad \text{Gl. 77}$$

## 3.7 Investitionstechnologien

Für eine Reihe von Technologien in diesem Modell ist es möglich, deren Erzeugungskapazitäten über Investitionsterme zu erweitern. Dabei prüft das Optimierungsmodell, ob durch Investition in die entsprechende Technologie und die somit erweiterten Erzeugungskapazitäten, trotz der entstehenden Installationskosten niedrigere Gesamtkosten für das System entstehen.

### 3.7.1 Zusätzliche Modulfläche

Für die von der Solarstrahlung abhängigen Erzeugungstechnologien kann jeweils eine Erweiterung der installierten Modulfläche vorgenommen werden.

$A_{ST}^{add}$  [m<sup>2</sup>] Zusätzliche Modulfläche für Solarthermie

$A_{PV}^{add}$  [m<sup>2</sup>] Zusätzliche Modulfläche für Photovoltaik

Dabei konkurrieren die beiden Technologien um dieselbe zur Verfügung stehende Gesamtfläche  $A^{roof}$ . Die bereits installierten plus die zusätzlichen Flächen beider Technologien werden von der Gesamtfläche begrenzt und dürften nicht negativ sein:

$$0 \leq A_i^{add} \quad \text{Gl. 78}$$

$$A_{ST} + A_{ST}^{add} + A_{PV} + A_{PV}^{add} \leq A^{roof} \quad \text{Gl. 79}$$

Die erweiterten Erzeugungskapazitäten beider Technologien ergeben sich zu:

$$p_{pv}[t] = (A_{PV} + A_{PV}^{add}) * \eta_{PV} * G_{30}[t] \quad \text{Gl. 80}$$

$$q_{ST}[t] = (A_{ST} + A_{ST}^{add}) * \eta_{ST} * G_{45}[t] \quad \text{Gl. 81}$$

### 3.7.2 Zusätzliche Erzeugungsleistung

Für die reinen Wärmeerzeugungstechnologien besteht jeweils die Möglichkeit, deren maximale thermische Erzeugerleistung zu erweitern. Für den Speicher bedeutet dies, dass er seine Lade- bzw. Entladeleistung erweitern kann.

$Q_{HP}^{add}$	[MW]	Zusätzliche thermische Erzeugerleistung für Wärmepumpe
$Q_{boiler}^{add}$	[MW]	Zusätzliche thermische Erzeugerleistung für Boiler
$Q_{therme}^{add}$	[MW]	Zusätzliche thermische Erzeugerleistung für Gastherme
$Q_{HS}^{add}$	[MW]	Zusätzliche Lade- bzw. Entladeleistung des Speichers

Mit der Nichtnegativitätsbedingung und der Limitierung auf das maximal vorhandene Potential minus des bereits installierten Anteils ergibt sich als Beschränkung der möglichen Kapazitätserweiterung:

$$0 \leq Q_i^{add} \leq Q_i^{max} - Q_i \quad \text{Gl. 82}$$

Und als neue Grenzen der Erzeugungskapazitäten:

$$0 \leq q_i[t] \leq Q_i + Q_i^{add} \quad \text{Gl. 83}$$

Für den Speicher werden dadurch die möglichen Lade- und Entladeleistungen erweitert:

$$-(Q_{HS} + Q_{HS}^{add}) \leq q_{HS}^{charge}[t] \leq 0 \quad \text{Gl. 84}$$

$$0 \leq q_{HS}^{discharge}[t] \leq (Q_{HS} + Q_{HS}^{add}) \quad \text{Gl. 85}$$

### 3.7.3 Zusätzliche Speicherkapazität

Neben der Lade- bzw. Entladeleistung kann für den Wärmespeicher zusätzlich die Speicherkapazität erweitert werden:

$cap_{HS}^{add}$	[MWh]	Zusätzliche Speicherkapazität des Wärmespeichers
------------------	-------	--

Dieser Zubau wird durch das maximale Potential minus der installierten Speicherkapazität begrenzt:

$$0 \leq cap_{HS}^{add} \leq cap_{HS}^{max} - cap_{HS} \quad \text{Gl. 86}$$

Der mögliche Ladezustand des Speichers erweitert sich dadurch zu:

$$0 \leq HS_{SOC}[t] \leq cap_{HS} + cap_{HS}^{add} \quad \text{Gl. 87}$$

### 3.7.4 Zusätzliche Windkraftanlage

Da die Produktion der Windkraftanlagen immer pro installierte Anlage ermittelt wird, kann der Ausbau der WKA im Modell nur in Anteilen von kompletten Einheiten erfolgen.

$N_{wind}^{add}$  [1] Anzahl zusätzlicher Windkraftanlagen

Die zusätzlich installierbaren Anlagen werden dabei vom maximalen Potential begrenzt:

$$0 \leq N_{wind}^{add} \leq N_{wind}^{max} - N_{wind} \quad \text{Gl. 88}$$

Die neue, durch die Windgeschwindigkeit vorgegebene Erzeugung ergibt sich aus:

$$p_{wind}[t] = (N_{wind} + N_{wind}^{add}) * P(v)|_{v_h[t]} \quad \text{Gl. 89}$$

## 3.8 Stromhandel

Um eine Kopplung an den überregionalen elektrischen Markt zu erreichen, wurde ein Handel der elektrischen Energie über die europäische Strombörse (engl. „European Energy Exchange“ EEX) implementiert.

Dies stellt allerdings kein tatsächliches Marktmodell dar, sondern es wird lediglich der Import und Export von elektrischer Energie ermöglicht. Dazu wird davon ausgegangen, dass die hier betrachteten Erzeugungstechnologien nie die preisgebende Einheit darstellen und somit keinen Einfluss auf den Marktpreis ausüben. Als weitere vereinfachende Punkte gelten:

- Netzverluste werden aufgrund der Regionalität nicht berücksichtigt.
- Der Stromhandelspreis wird exogen vorgegeben und hängt nicht von der gehandelten Strommenge ab.
- Es gibt einen fiktiven Anbindungspunkt an dem die Übergaben der gehandelten Strommengen erfolgen.

Eine Beschränkung der Handelskapazitäten erfolgt über maximale Kapazitäten für Import und Export:

$$EEX_{exp}^{max} \leq EEX[t] \leq EEX_{imp}^{max} \quad \text{Gl. 90}$$

## 3.9 Zielfunktion

Das Optimierungsziel des Modells ist eine Minimierung der Gesamtkosten der Deckung des Strom- und Wärmebedarfes des Systems. Dabei werden ausschließlich Kosten veranschlagt, die durch den Ressourcenverbrauch der Erzeugungstechnologien entstehen. Nicht berücksichtigt werden jegliche Steuern, Gewinne oder sonstige Kosten. Die Zielfunktion beinhaltet somit die Startkosten, die laufenden Produktionskosten der erzeugten Leistungen inklusive deren CO<sub>2</sub> Kosten, die Kosten der getätigten Investitionen, sowie Kosten und Erlöse des Stromimports bzw. Exports.

$$\min \sum (c^{startup} + c^{produktion} + c^{investition} + c^{handel}) \quad \text{Gl. 91}$$

### 3.9.1 Startkosten

Die gesamten Startkosten ergeben sich als Summe aller Anfahrvorgänge sämtlicher schaltbarer Erzeugungstechnologien multipliziert mit den Kosten je Anfahrvorgang der jeweiligen Anlage.

$$c^{startup} = \sum_{i,t} c_i^{startup} * up_i[t] \quad \text{Gl. 92}$$

### 3.9.2 Produktionskosten

Die laufenden Produktionskosten ergeben sich aus der Summe der Kosten der großtechnischen elektrischen und thermischen Erzeugungstechnologien. Diese bestehen aus den „Offsetkosten“ bei eingeschalteter Anlage, plus den von der eingesetzten Energiemenge abhängigen Brennstoffkosten, plus den Kosten, die durch die Thermen entstehen. Die von der eingesetzten Energiemenge abhängigen Kosten ergeben sich dabei durch Multiplikation mit den Grenzkosten jeder Technologie, welche nach Punkt 3.3.1 aus den Brennstoffkosten plus den CO<sub>2</sub>-Kosten bestehen. Dabei wird die eingesetzte Brennstoffmenge je nach Erzeugungstechnologie unterschiedlich berechnet. Für Entnahme-Dampfturbinen (ED), Gasturbinen (GT) und Gas- und Dampf-Anlagen (GuD) wird dabei dieselbe Berechnungsmethode entsprechend deren Stromverlust herangezogen. Für Gegendruck-Dampfturbinen (GD) wird die eingesetzte Brennstoffmenge über die Stromkennzahl und den Gesamtwirkungsgrad bestimmt, und für Fernheizwerke (FHW) über deren thermischen Wirkungsgrad. Die Produktionskosten der Gasterme ergeben sich in analoger Weise aus der durch den Thermenwirkungsgrad bestimmten Brennstoffleistung multipliziert mit den Kosten der Produktion, welche die entstehenden CO<sub>2</sub>-Kosten und die Brennstoffkosten berücksichtigen. Für die anderen Erzeugungstechnologien werden keine laufenden Kosten veranschlagt – weder für die Produktion noch für die Speicherung.

$$c^{produktion} = \sum_{i,t} \left( \begin{array}{l} c_i^{offset} * on_i[t] \\ c_{ED,GT,GuD}^{GK1} * \frac{p_{ED,GT,GuD}[t] + sv_{ED,GT,GuD} * q_{ED,GT,GuD}[t]}{\eta_{el}} \\ c_{GD}^{GK1} * \frac{(1 + s_{GD}) * q_{GD}[t]}{\eta_{ges}} \\ c_{FHW}^{GK1} * \frac{q_{FHW}[t]}{\eta_{th}} \\ c^{therme} * \frac{q_{therme}[t]}{\eta_{therme}} \end{array} \right) \quad \text{Gl. 93}$$

### 3.9.3 Investitionskosten

Die Berechnung der Investitionskosten der unterschiedlichen Technologien erfolgt über die sogenannte Annuitätenmethode<sup>1</sup>. Bei dieser werden die gesamten, je Technologie entstehenden Kosten  $IK_i$  auf durchschnittliche jährliche Kosten  $An_i$  umgelegt, die sich für die Nutzungsdauer  $LD$  der Investition unter Berücksichtigung eines Zinssatzes  $r$  ergeben.

<sup>1</sup> Vgl. Haas (Vorlesungsskript Energiemodelle und Analysen, 2011)

Vereinfachend wurden folgende Punkte angenommen:

- Die gesamte Investition wird auf einmal und im aktuellen Jahr getätigt. Somit müssen keine Auf- bzw. Abzinsungen auf den Investitionszeitpunkt vorgenommen werden.
- Einheitliche Lebensdauer aller Technologien, da die im Modell implementierten Technologien mit erweiterbaren Kapazitäten, durchaus ähnliche Lebensdauern besitzen.
- Es wird von einem einheitlichen und konstanten Zinssatz über die gesamte Lebensdauer ausgegangen

Die durch die Investition entstehenden jährlichen Kapitalkosten (Annuitäten) während der Lebensdauer ergeben sich zu:

$$An_i = \alpha * IK_i \quad \text{Gl. 94}$$

Mit dem für alle Technologien gleichen Annuitätenfaktor  $\alpha$ :

$$\alpha = \frac{r * (1 + r)^{LD}}{(1 + r)^{LD} - 1} \quad \text{Gl. 95}$$

Als Summe der Annuitäten aller Technologien ergeben sich die gesamten Investitionskosten  $c^{investment}$  die für das betrachtete Optimierungsjahr anfallen. Sie ergeben sich aus der Summe der Investitionskosten für diejenigen Technologien welche nach Punkt 3.7 über einen Investitionsterm verfügen.

$$c^{investment} = \alpha * (IK_{PV} + IK_{ST} + IK_{HP} + IK_{wind} + IK_{therme} + IK_{boiler} + IK_{HS}) \quad \text{Gl. 96}$$

Da die spezifischen Investitionskosten von PV-Modulen in der Regel pro installiertem  $kW_{peak}$  angegeben werden, der entsprechende Investitionsterm aber die zusätzliche Fläche bezeichnet, erfolgt über den Systemwirkungsgrad der Anlage eine Umrechnung auf spezifische Kosten pro Fläche:

$$IK_{PV} = A_{PV}^{add} * \eta_{PV} * c_{PV}^{inv} \quad \text{Gl. 97}$$

Für solarthermische Anlagen hingegen berechnen sich die Investitionskosten direkt aus dem Produkt der spezifischen Kosten mit der installierten Fläche, da die Kosten hier pro installierte Fläche angegeben werden.

$$IK_{ST} = A_{ST}^{add} * c_{ST}^{inv} \quad \text{Gl. 98}$$

Da Windkraftanlagen in diesem Modell immer nur als Vielfache eines bestimmten Anlagentyps installiert werden können, müssen für die Berechnung der gesamten Investitionskosten die spezifischen Kosten der Anlage angegeben und mit der Anzahl der zu installierenden Anlagen multipliziert werden.

$$IK_{wind} = N_{wind}^{add} * c_{wind}^{inv} \quad \text{Gl. 99}$$

Für die Technologien Wärmepumpe, Boiler und Therme erfolgt die Berechnung der Investitionskosten jeweils über das Produkt der zusätzlich installierten Wärmeleistung mit den spezifischen Kosten pro Leistungseinheit.

$$IK_{HP,therme,boiler} = Q_{HP,therme,boiler}^{add} * c_{HP,therme,boiler}^{inv} \quad \text{Gl. 100}$$

Der Wärmespeicher verfügt als einzige Technologie über zwei Investitionsterme wodurch sich die gesamten Kosten aus der Summe der getätigten Investitionen in Speicherkapazitätserweiterung und Ladeleistungserweiterung ergeben.

$$IK_{HS} = Q_{HS}^{add} * c_{HS,Q}^{inv} + cap_{HS}^{add} * c_{HS}^{inv} \quad \text{Gl. 101}$$

### 3.9.4 Stromhandelskosten

Die durch den Stromhandel entstehenden Kosten und Erlöse ergeben sich durch die gehandelten Energiemengen multipliziert mit dem jeweils aktuellen Marktpreis.

$$c^{handel} = \sum_t c^{EEX}[t] * EEX[t] \quad \text{Gl. 102}$$

## 3.10 CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die hier kalkulierten CO<sub>2</sub>-Emissionen sollen jene Emissionen darstellen, die für die Deckung der Nachfrage an elektrischer und thermischer Energie entstehen. Da Emissionen bei der Verbrennung fossiler Kraftstoffe entstehen, sind diese eng mit den laufenden Kosten der fossil betriebenen Anlagen verbunden. Sie ergeben sich aus den eingesetzten Brennstoffmengen der verschiedenen Erzeugungstechnologien, multipliziert mit dem jeweiligen Emissionsfaktor des verwendeten Brennstoffes. Die Berechnung der eingesetzten Brennstoffmenge ist dabei abhängig von der Technologie. Weiter gilt:

- Die von den Gasthermen verursachten Emissionen werden ebenfalls berücksichtigt.
- Die durch die Anfahrvorgänge der schaltbaren Anlagen entstehenden Emissionen bleiben unberücksichtigt.
- Die durch den Stromimport außerhalb der Region entstehenden Emissionen werden in der CO<sub>2</sub> Bilanz inkludiert und mit dem Faktor des europäischen Strommixes bewertet.
- Die durch den Stromexport nicht zur Deckung der eigenen Nachfrage entstehenden Emissionen werden mit demselben Faktor des europäischen Strommixes bewertet und von den Emissionen abgezogen.
- Heizkraftwerke mit biogenen Brennstoffen werden als Emissionsfrei betrachtet.
- Graue Energie oder bei der Produktion bzw. Installation der Anlagen entstandene CO<sub>2</sub>-Emissionen werden nicht berücksichtigt

$$CO_2 = \sum_{i,t} \left( \begin{array}{l} em_B * \frac{p_{ED,GT,GuD}[t] + sv_{ED,GT,GuD} * q_{ED,GT,GuD}[t]}{\eta_{el}} \\ em_B * \frac{(1 + s_{GD}) * q_{GD}[t]}{\eta_{ges}} \\ em_B * \frac{q_{FHW}[t]}{\eta_{th}} \\ em_{gas} * \frac{q_{therme}[t]}{\eta_{therme}} \\ em_{euromix} * EEX[t] \end{array} \right) \quad \text{Gl. 103}$$

# 4 Modellkalibrierung – Implementierung des Modells am Beispiel Wien

## 4.1 Allgemeines

Das in Kapitel 3 beschriebene Modell mit all seinen Technologien soll nun anhand einer Beispielregion mit möglichst akkuraten Daten kalibriert und auf diese Region abgestimmt werden. Als Modellregion wurde die Stadt Wien gewählt. Sie besitzt – der Idee des Modells entsprechend – ein abgeschlossenes Fernwärmesystem, mit dem ein beträchtlicher Anteil der Region versorgt werden kann. Das Fernwärmenetz wird von verschiedenen Kraft-Wärme-Gekoppelten Anlagen gespeist, die eine Verbindung zwischen Wärme- und Elektrizitätsmarkt herbeiführen. Dies lässt eine Optimierung in Richtung der kostengünstigsten Deckung beider Märkte interessant werden.

### 4.1.1 Datenproblematik

Für die Parametrisierung und Adaptierung des Modells auf die Modellregion wurde eine extensive Datenrecherche gestartet, da es inhärent wichtig ist, möglichst gute Daten zu verwenden, um brauchbare Ergebnisse aus dem Modell zu erlangen. Trotzdem musste bei einer Vielzahl von Parametern auf qualifizierte Schätzungen oder Berechnungen zurückgegriffen werden, da die tatsächlichen Werte nicht öffentlich verfügbar sind. Alle auf diese Weise erhobenen Daten werden hier nachvollziehbar aufgearbeitet und deren Brauchbarkeit wird gegebenenfalls bewertet. Für recherchierte Daten werden deren Quellen angeführt und bei mehreren widersprüchlichen Daten wird auf die Abweichungen hingewiesen.

Um eine gewisse Konsistenz der verwendeten Daten zu gewährleisten, wurde versucht auf möglichst wenige unterschiedliche Quellen zurückzugreifen und Daten eines einheitlichen Zeitraumes zu verwenden, obwohl teilweise aktuellere Daten zur Verfügung stünden. Klimadaten, welche die Produktion einiger Erzeugungstechnologien vorgeben, sowie die Marktpreisdaten, in denen sich zum Teil die Produktion aus erneuerbaren Energieträgern widerspiegelt, wurden einheitlich aus dem Jahr 2010 bezogen. Ebenso erfolgt die Modellierung der elektrischen und thermischen Nachfrage auf der Basis von Verbrauchsdaten aus dem Jahr 2010.

### 4.1.2 Vereinfachungen und Vernachlässigungen

Der Fokus der Arbeit soll die kombinierte Deckung des Wärme- und Strommarktes mit koppelnden Technologien und die Einbindung der neuen erneuerbaren Energiequellen (Wind, PV, ST) darstellen. Die Deckung erfolgt größtenteils durch thermische Kraft-Wärme-Gekoppelte Anlagen und Technologien, die eine Erzeugung von thermischer Energie durch Einsatz elektrischer Energie ermöglichen. Die hier verwendeten Kalibrierungsdaten werden als die in der Modellbeschreibung definierten Parameter angesehen auch wenn deren tatsächliche Bedeutungen nicht immer exakt übereinstimmen.

Da es mit vertretbarem Aufwand nicht möglich ist, eine Großstadt wie Wien mit all seinen Erzeugungstechnologien zur Strom- und Wärmeproduktion exakt zu modellieren, wurden bewusst einige Anlagen außer Acht gelassen. Nicht in den Energiepark aufgenommen wurden jegliche in Wien befindlichen Wasserkraftwerke und Beteiligungen an Kraftwerken außerhalb Wiens. Diese vorwiegend zur Grundlastdeckung eingesetzten Erzeuger aus erneuerbaren Energien leisten aber einen wichtigen Beitrag zur Deckung des Strombedarfs der Stadt Wien. Ihre Grundlasteigenschaft macht

aber eine Einsatzplanung nicht unbedingt erforderlich weshalb sie im Technologiepark nicht berücksichtigt wurden. Wie in Punkt 4.2 ausgeführt, wird aber ihr Beitrag zur Energieversorgung sehr wohl berücksichtigt, indem die von diesen Anlagen produzierte Energiemenge von der Nachfrage abgezogen wird.

## 4.2 Daten der Energienachfrage

Als Datengrundlage für die Modellierung der Nachfrage nach thermischer und auch nach elektrischer Energie wurde der „Energiebericht der Stadt Wien 2012“<sup>1</sup>, der die Datenauswertung aus dem Jahr 2010 enthält, herangezogen. Darin sind u. A. die Jahresmengen des Verbrauchs an thermischer und elektrischer Energie erhoben und den verschiedenen Sektoren der Wirtschaft zugeordnet worden. Der für dieses Modell relevante energetische Endverbrauch stellt die verbrauchten Energiemengen nach der erfolgten Umwandlung aus den Primärenergieträgern dar. Darin sind also die entstandenen Umwandlungsverluste, der Verbrauch des Sektors Energie sowie der nichtenergetische Verbrauch nicht mehr enthalten. Weiter gilt es zu beachten, dass sich im Energiebericht die Nachfragen nach thermischer und elektrischer Energie teilweise überschneiden. So scheint ein Bedarf an Wärmeenergie der mit elektrischem Strom gedeckt wurde, sowohl in der Nachfrage nach thermischer Energie als auch in der Nachfrage nach elektrischer Energie auf. Dies gilt insbesondere für den Bereich des elektrischen Heizens und der elektrischen Wassererwärmung. Diesem Umstand soll in dieser Nachfragemodellierung Rechnung getragen werden, indem eine Teilkorrektur vorgenommen wird. Dazu wird der nachgefragten Energiedienstleistung Vorrang gegeben. Ist also Wärme die geforderte Endenergieform (wie z.B. im Fall des elektrischen Heizens und der elektrischen Warmwasserbereitung), so wird dies als Nachfrage nach thermischer Energie gewertet und der Anteil an elektrischer Energie der zur Deckung dieser Wärmenachfrage ausgewiesen ist, wird vom Stromverbrauch abgezogen, aber in der thermischen Nachfrage belassen.

### 4.2.1 Nachfrage nach elektrischer Energie

Der im Energiebericht ausgewiesene Endverbrauch an elektrischer Energie betrug im Jahr 2010 knapp 8.300 GWh<sub>el</sub>. Diese Energiemenge wurde zu 41% im Bereich der öffentlichen und privaten Dienstleistungen, zu 36% im Bereich der privaten Haushalte, zu fast 15% im produzierenden Bereich, zu 8% im Verkehr verbraucht und zu unter 1% in der Landwirtschaft. Beim Verbrauch der privaten Haushalte wird ausgewiesen, dass davon 11% (308 GWh<sub>el</sub>) für Heizzwecke und weitere 12% (361 GWh<sub>el</sub>) zur Bereitstellung von Warmwasser verwendet wurden. Diese Daten werden für die Korrektur der nachgefragten Strommengen herangezogen und nach Abzug dieser 669 GWh<sub>el</sub> bleiben als Endnachfrage 7.631 GWh<sub>el</sub>.

Wie in Punkt 4.1.2 erwähnt, wurden in diesem Modell aus verschiedenen Gründen nicht alle Erzeugungsanlagen inkludiert. Dies gilt sowohl für elektrische, als auch für thermische Erzeugungstechnologien. Da es sich bei diesen Anlagen aber vorwiegend um Grundlastkraftwerke handelt, wird deren Erzeugungsmenge – sofern bekannt – von der Nachfrage abgezogen, wodurch auch die nicht modellierten Anlagen indirekt berücksichtigt werden können. Dies zielt speziell auf die Wasserkraftwerke innerhalb der Stadt mit einer Jahresproduktion für Wien von 148 GWh<sub>el</sub> ab. Weiter besitzen die Wiener Energieversorger eigene Wasserkraftwerke außerhalb Wiens, die einen Jahresbeitrag von 341 GWh<sub>el</sub> liefern. Durch weitere Beteiligungen und Strombezugsrechte wird die verbleibende zu deckende Energiemenge für das Modell mit 7.000 GWh<sub>el</sub> festgelegt.

Zur Erzeugung des Nachfrageprofils wurde dieser bereinigte Endenergieverbrauch auf die verschiedenen Sektoren der Wirtschaft aufgeteilt und jenen Standardlastprofilen zugewiesen, die dem jeweiligen Sektor zuordenbar sind. Durch die Aufteilung entsprechend den oben genannten

---

<sup>1</sup> Siehe Haas, Ajanovic, & Dittrich (Energiebericht der Stadt Wien, 2012, S. 45ff)

Prozentsätzen entfallen 2.900 GWh<sub>el</sub> auf den Sektor der öffentlichen und privaten Dienstleistungen, 2.500 GWh<sub>el</sub> auf den Sektor der privaten Haushalte, 1.000 GWh<sub>el</sub> auf den produzierenden Bereich, 550 GWh<sub>el</sub> auf den Verkehrssektor und die restlichen 50 GWh<sub>el</sub> auf den Landwirtschaftssektor. Diese Aufteilung ist in Abb. 15 grafisch dargestellt.

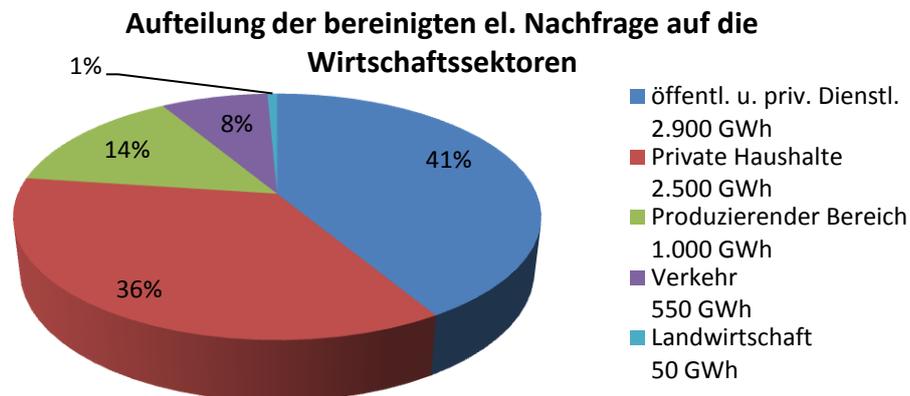


Abb. 15: Aufteilung der bereinigten elektrischen Nachfrage auf die Wirtschaftssektoren; Eigene Darstellung

### Öffentliche und private Dienstleistungen

Der Verbrauch der insgesamt 2.900 GWh<sub>el</sub> des Sektors der öffentlichen und privaten Dienstleistungen wird auf verschiedene Verbrauchsprofile aufgeteilt. Entsprechend des Aufwandes für öffentliche Beleuchtung in Wien von etwa 56 GWh<sub>el</sub> pro Jahr für die 150.000 installierten Leuchten<sup>1</sup> und einer einfachen Abschätzung des Verbrauches des Mobilfunksektors und anderer ganzjähriger Verbraucher auf 44 GWh<sub>el</sub>, wird ein geringer Anteil des Gesamtverbrauches auf diese beiden Profile abgebildet. Der restliche Anteil wird zu gleichen Teilen auf verschiedene Gewerbepprofile aufgeteilt, die dem Dienstleistungssektor zuzuordnen sind:

- Lastprofil B1: 56 GWh<sub>el</sub> (öffentliche Beleuchtung)
- Lastprofil G1: 700 GWh<sub>el</sub> (Gewerbe Werktags 8-18h)
- Lastprofil G2: 700 GWh<sub>el</sub> (Gewerbe mit überwiegendem Abendstundenverbrauch)
- Lastprofil G4: 700 GWh<sub>el</sub> (Laden und Frisörbetriebe)
- Lastprofil G6: 700 GWh<sub>el</sub> (Gewerbe mit Wochenendbetrieb)
- Lastprofil G7: 44 GWh<sub>el</sub> (Ganzjährig z.B. Mobilfunksendestation)

### Private Haushalte

Der Gesamtverbrauch von 2.500 GWh<sub>el</sub> der privaten Haushalte wurde zum größten Teil dem allgemeinen Lastprofil für Haushalte zugeordnet und zu einem kleinen Teil dem Profil für Nachtspeicherheizungen und Kombinationen von Nachtspeicherheizungen mit Warmwasserspeichern. Dies soll die Verbrauchscharakteristik der installierten Heizungen abbilden:

- Lastprofil H0: 2.300 GWh<sub>el</sub> (Allgemeiner Haushalt)
- Lastprofil U1: 200 GWh<sub>el</sub> (Nachtspeicherheizung und Warmwasser)

### Produzierender Sektor

Der Verbrauch von 1.000 GWh<sub>el</sub> im produzierenden Sektor wurde auf die Lastprofile des allgemeinen und des werktäglichen Gewerbes sowie auf das Profil der Bäckereien aufgeteilt:

- Lastprofil G0: 450 GWh<sub>el</sub> (Gewerbe Allgemein)
- Lastprofil G1: 450 GWh<sub>el</sub> (Gewerbe Werktags 8-18h)
- Lastprofil G5: 100 GWh<sub>el</sub> (Bäckerei mit Backstube)

<sup>1</sup> Quelle: Wien.gv.at (Öffentliche Beleuchtung, 2013)

## Landwirtschaftlicher Sektor

Der Verbrauch von 50 GWh<sub>el</sub> des landwirtschaftlichen Sektors wurde vollständig dem Lastprofil für übrige Landwirtschaft zugeordnet, da es in Wien keine nennenswerte Milchwirtschaft sondern hauptsächlich sonstige Landwirtschaftsbetriebe gibt:

- Lastprofil G2: 50 GWh<sub>el</sub> (übrige Landwirtschaftsbetriebe)

## Verkehrssektor

Der Verbrauch von 550 GWh<sub>el</sub> des Verkehrs wurde vollständig dem Lastprofil des durchlaufenden Gewerbes zugeordnet, da es kein eigenes Lastprofil für den Verkehrssektor gibt und es diesem am nächsten kommt:

- Lastprofil G3: 550 GWh<sub>el</sub> (Gewerbe durchlaufend)

Bei Betrachtung des modellierten Stromnachfrageprofils in Abb. 16 erhält man einen Maximalwert der Nachfrage von 1.248 MW<sub>el</sub>, der in den Wintermonaten an Werktagen zur Abendspitzenzeit auftritt. An denselben Tagen beträgt die minimale Nachfrage zur Nachtzeit rund 376 MW<sub>el</sub>. An Sommertagen mit den geringsten Nachfragen betragen Maximal- und Minimalwert an den Wochenenden rund 978 MW<sub>el</sub> bzw. 318 MW<sub>el</sub>. Die jahreszeitlichen Unterschiede sind bei der Stromnachfrage also nicht so gravierend wie die Unterschiede innerhalb eines Tages.

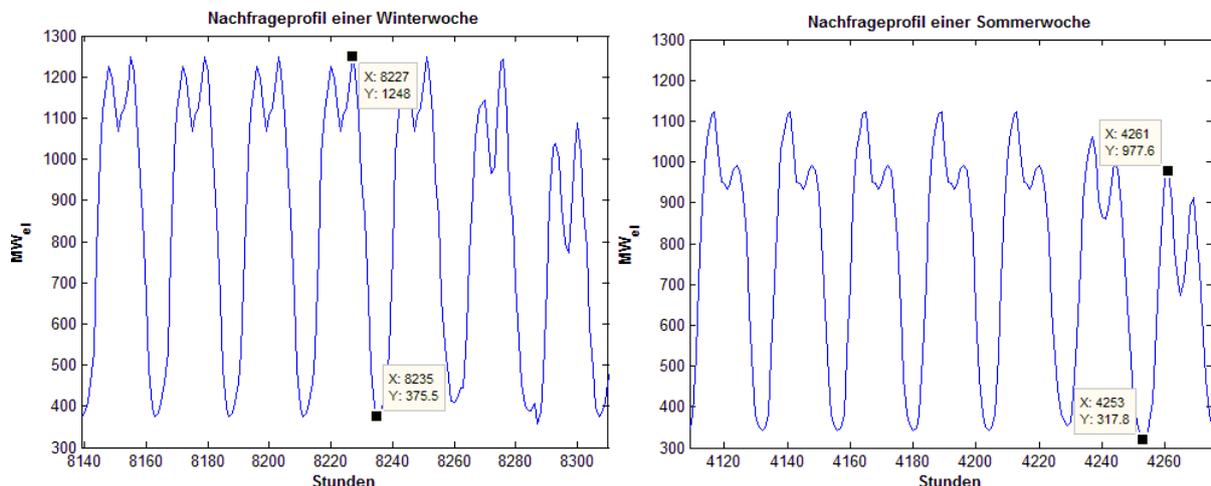


Abb. 16: Modelliertes elektrisches Nachfrageprofil; Eigene Darstellung

## 4.2.2 Nachfrage nach thermischer Energie

Für thermische Zwecke ist im Energiebericht ein Endenergieverbrauch von insgesamt 20.820 GWh<sub>th</sub> ausgewiesen. Darin enthalten sind 14.990 GWh<sub>th</sub> für Raumwärme und Warmwasser, sowie 5.830 GWh<sub>th</sub> für Dampferzeugung und Industrieöfen. Obwohl in diesem Modell hauptsächlich die Nachfrage nach Raumwärme und Warmwasser abgedeckt werden soll, werden beide ausgewiesenen Energiemengen als die nachgefragte thermische Energie herangezogen, da die von den Fernwärmeanlagen produzierte thermische Energie durchaus zur Dampferzeugung und für industrielle Zwecke verwendet wird.

Auch hier werden die produzierten Energiemengen der nicht modellierten Grundlastanlagen von der nachgefragten Energiemenge abgezogen. So lieferte die an das Fernwärmenetz angeschlossene Raffinerie Schwechat mit den dort befindlichen KWK-Anlagen im Jahr 2005 etwa 412 GWh<sub>th</sub> an das

Fernwärmenetz und weitere 13 GWh<sub>th</sub> wurden von anderen Industrieanlagen eingespeist<sup>1</sup>. Aus einer angenommenen Erhöhung dieser Einspeisung und weiteren nicht modellierten Anlagen, wird die insgesamt nachgefragte, thermische Energiemenge auf einen Wert von 20.000 GWh<sub>th</sub> reduziert. Diese wird nun entsprechend ihrer prozentuellen Aufteilung auf die verschiedenen Sektoren der Wirtschaft verteilt und den Wärmelastprofilen zugeordnet.

Von den 20.000 GWh<sub>th</sub> werden demnach etwa 10.200 GWh<sub>th</sub> im Bereich der privaten Haushalte, etwa 2.800 GWh<sub>th</sub> im produzierenden Bereich inklusive Landwirtschaft, sowie 7.000 GWh<sub>th</sub> im Dienstleistungssektor nachgefragt. Diese Aufteilung für die Summe aus Raumwärme und Warmwasser, sowie Dampferzeugung und Industrieöfen ist in Abb. 17 grafisch dargestellt.

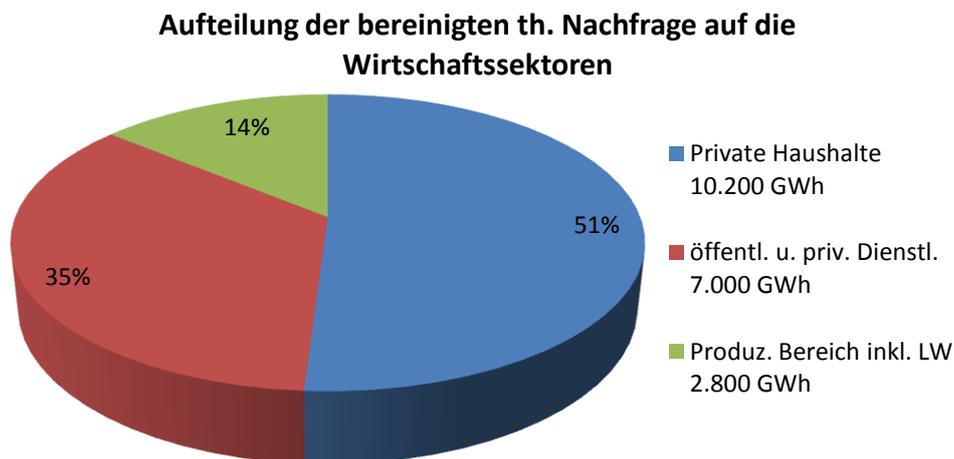


Abb. 17: Aufteilung der bereinigten thermischen Nachfrage auf die Wirtschaftssektoren; Eigene Darstellung

### Private Haushalte

Der Gesamtverbrauch im Bereich der privaten Haushalte von 10.200 GWh<sub>th</sub> wird auf die verschiedenen Wärmelastprofile für unterschiedliche Häuserkategorien aufgeteilt. Laut Häuser- und Wohnungszählung 2001 sowie Mikrozensus 2010 existierten im Jahr 2010 in Wien 845.700 Wohnungen mit Hauptwohnsitz. Davon waren 72.400 Einfamilienhäuser (EFH) und 773.900 Mehrfamilienhäuser (MFH). Somit stehen in Wien etwas mehr als zehnmal so viele Mehrfamilienhäuser wie Einfamilienhäuser. Da allerdings in einem EFH der durchschnittliche Verbrauch pro Wohneinheit höher ist als in einem MFH, wird angenommen, dass in allen EFH zusammen nicht nur ein Zehntel sondern etwas mehr als 10% der gesamten Wärmeenergie des Haushaltssektors benötigt werden. In der jeweiligen Häuserkategorie wird eine Aufteilung von 50% zu 50% zwischen alten und neuen Gebäuden vorgenommen. Damit ergibt sich folgende Aufteilung:

- Profil EFH alt: 600 GWh<sub>th</sub>
- Profil EFH neu: 600 GWh<sub>th</sub>
- Profil MFH alt: 4.500 GWh<sub>th</sub>
- Profil MFH neu: 4.500 GWh<sub>th</sub>

### Produzierender Bereich inklusive Landwirtschaft

Der Gesamtverbrauch von 2.800 GWh<sub>th</sub> in diesem Sektor wird zur Gänze dem Wärmeprofil des Gewerbes zugeordnet:

- Profil Gewerbe: 2.800 GWh<sub>th</sub>

<sup>1</sup> Siehe Pölz (2007)

## Dienstleistungssektor

Die im Dienstleistungssektor benötigten 7.000 GWh<sub>th</sub> an Wärmeenergie werden auf verschiedene Profile dieses Sektors aufgeteilt. Der größte Anteil von 4.000 GWh<sub>th</sub> wird dem allgemeinen Profil der Dienstleistung zugeordnet. Die verbleibende Energiemenge von 3.000 GWh<sub>th</sub> wird zu gleichen Anteilen auf die übrigen, spezialisierten, aber doch dem Dienstleistungssektor zugehörigen Wärmelastprofile abgebildet:

- Profil Dienstleistung: 4.000 GWh<sub>th</sub>
- Profil Beherbergung: 500 GWh<sub>th</sub>
- Profil Gaststätte: 500 GWh<sub>th</sub>
- Profil Handel: 500 GWh<sub>th</sub>
- Profil Banken: 500 GWh<sub>th</sub>
- Profil Bäckerei: 500 GWh<sub>th</sub>
- Profil Wäscherei: 500 GWh<sub>th</sub>

In Abb. 18 ist der Jahresverlauf des modellierten Nachfrageprofils dargestellt. Die genauere Betrachtung liefert einen Maximalwert an thermisch nachgefragter Leistung von 7.275 MW<sub>th</sub>, an den kältesten Wintertagen bei einem Minimalwert von 5.200 MW<sub>th</sub> am selben Tag. An den wärmsten Sommertagen betragen Maximal- und Minimalwert 942 MW<sub>th</sub> bzw. 476 MW<sub>th</sub>. Die jahreszeitlichen Schwankungen sind bei der Wärmenachfrage also gravierender als die tageszeitlichen.

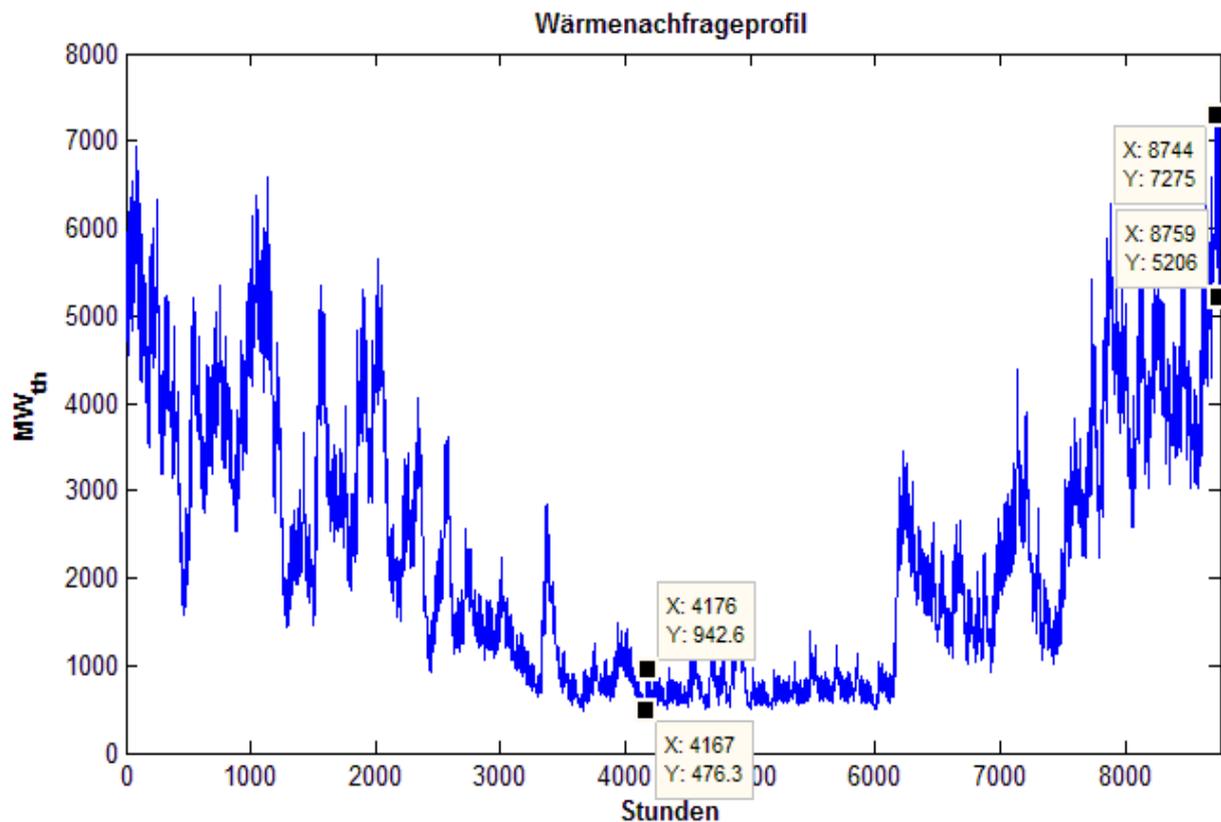


Abb. 18: Modelliertes Wärmenachfrageprofil; Eigene Darstellung

## 4.3 KWK-Anlagen in Wien

### 4.3.1 Allgemeines

Die für das Modell verwendeten technischen Daten der insgesamt sechs in Wien befindlichen KWK-Anlagen (ohne Müllverbrennungsanlagen) entstammen, falls nicht anders angegeben, aus dem Bericht „*Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen*“ des Umweltbundesamtes<sup>1</sup>. Durch den Datenbezug aus einer Quelle kann eine gewisse Konsistenz des Datensatzes gewährleistet werden. Trotzdem sind einige Angaben, wie in Punkt 4.1.1 angemerkt, widersprüchlich zu anderen Quellen.

#### Daten zu Parametern der KWK:

Abschätzungen zum Wirkungsgradverlust sowie zur Mindestleistung im Betrieb der verschiedenen Technologien werden nach Gatzert (2004) getroffen, aber gegebenenfalls an spezielle Eigenschaften der Anlagen angepasst. Als Richtwerte gelten:

- Gasturbinen besitzen Teillastverluste von etwa 20% des Maximalwirkungsgrades bei einer Mindestlast von 20% der Nennleistung.
- Dampfturbinen besitzen Teillastverluste von 5 bis 10% des Maximalwirkungsgrades bei Mindestlasten von 40 bis 60% der Nennleistung.
- GuD Anlagen besitzen Teillastverluste von etwa 10 bis 13% des Maximalwirkungsgrades bei Mindestlasten von 30 bis 35% der Nennleistung.

Zur Abschätzung der Anfahrkosten und Dauer wurden Ellersdorfer, Hundt, Sun, & Voß (2008, S. 23) und Gatzert (2004) sowie Startkurven von diversen Turbinen herangezogen. Als Richtwerte werden dafür im Modell folgende Werte verwendet:

- Gasturbinen besitzen Anfahrzeiten von etwa 0,5 Stunden
- Entnahme-Dampfturbinen besitzen Anfahrzeiten von etwa 1 Stunde
- Bei Anlagen mit mehreren Turbinen, die in Serie starten, addieren sich diese Werte
- Die Mindesteinschaltzeit für alle KWK-Anlagen wird mit 3 Stunden festgelegt
- Mindestausschaltzeiten wurden nicht modelliert

Anfahrkosten bestehen, wie in Punkt 3.3.1 beschrieben, aus den Abnutzungskosten und den Brennstoffkosten während des Hochfahrens. Es gilt:

- Abnutzungskosten werden für alle Turbinentechnologien einheitlich mit 10 € pro MW Brennstoffleistung festgesetzt.
- Die Brennstoffkosten ergeben sich aus der Brennstoffart und der Anfahrzeit
- Bei Anlagen, die eine Nutzung unterschiedlicher Brennstoffe erlauben, wird immer von der alleinigen Befeuerung mit Gas ausgegangen.

### 4.3.2 GuD-KWK Simmering 1

Das Gas- und Dampf-Kraftwerk Simmering 1 besteht aus einer Zusammenschaltung von zwei Gasturbinen, deren Abwärme in einer nachfolgenden Dampfturbine abgearbeitet werden kann. Die elektrische Leistung im Kondensationsbetrieb beträgt bis zu 820 MW<sub>el</sub>. Bei voller Fernwärmeauskopplung von 450 MW<sub>th</sub> sinkt die maximal produzierbare elektrische Leistung auf 700 MW<sub>el</sub>. Der elektrische Wirkungsgrad bei maximaler Brennstoffwärmeleistung beträgt 57%. Die

---

<sup>1</sup> Böhmer & Gössl (2009)

verschieden kombinierbaren Turbinen erlauben ein sehr großes Einsatzspektrum, wie in Abb. 19 ersichtlich ist.

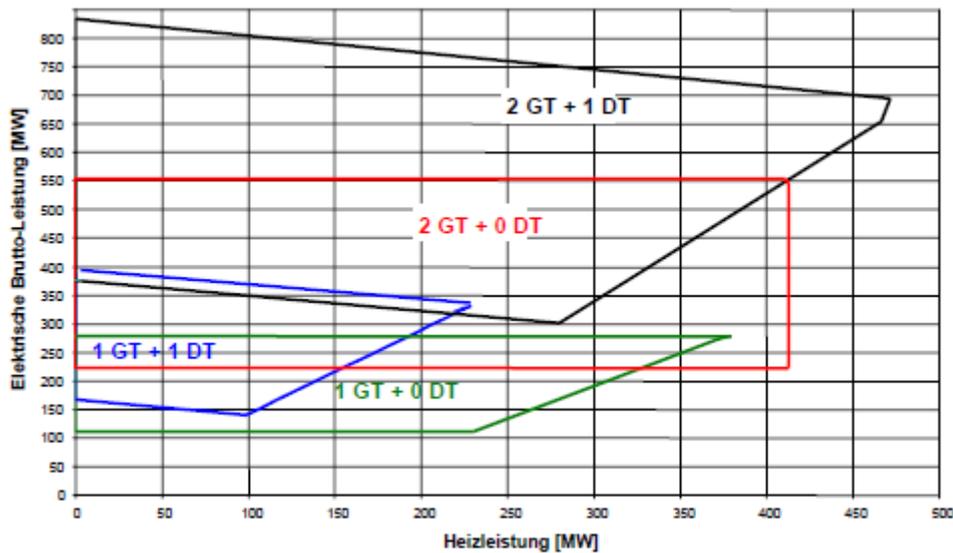


Abb. 19: Tatsächliches Einsatzspektrum des KWK Simmering 1; Quelle: Heinrici (2009)

Zur Vereinfachung der Modellierung und zur Darstellbarkeit als einzelne Anlage werden die drei Turbinen als eine einzige modelliert – nach dem Prinzip der GuD-Turbine laut Punkt 3.3.5. Die implementierte Produktionsregion umfasst das Gesamtspektrum dieser drei Turbinen und erreicht durch die Möglichkeit, nur eine Gasturbine zur Produktion verwenden zu können, sehr niedrige Teillastbereiche. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wurde die Minimalleistung für dieses Kraftwerk sehr niedrig angesetzt, aber mit einem Wirkungsgradverlust von 25% bei Minimallast beaufschlagt. Dies deshalb, da Gasturbinen im alleinigen Betrieb einen wesentlich geringeren elektrischen Wirkungsgrad besitzen und zusätzlich der Wirkungsgradverlust höher ausfällt als bei Dampfturbinen. Obwohl die Anfahrzeit davon bestimmt wird, welche Turbinen bis zu welchem Lastpunkt angefahren werden müssen, wird hier laut Definition nach Punkt 3.3.1 ein Anfahrvorgang immer bis zum Nennlastpunkt angenommen. Dies bedeutet für diese Anlage das sequentielle Hochfahren der Gasturbinen und anschließend der Dampfturbine. Die verwendeten Kalibrierdaten sind in Tab. 3 aufgelistet.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Maximale elektrische Nettoleistung	$P_{KWKSimmering1}^{max}$	820	MW <sub>el</sub>
Max. el. Nettoleistung bei max. Wärmeauskopplung	$P_{KWKSimmering1}^{FWmax}$	700	MW <sub>el</sub>
Minimale elektrische Nettoleistung	$P_{KWKSimmering1}^{min}$	150	MW <sub>el</sub>
Maximale thermische Nettoleistung	$Q_{KWKSimmering1}^{max}$	450	MW <sub>th</sub>
Minimale thermische Nettoleistung	$Q_{KWKSimmering1}^{min}$	0	MW <sub>th</sub>
Maximaler elektrischer Wirkungsgrad bei Nennleistung	$\eta_{KWKSimmering1}^{el}$	57	%
Anfahrzeit	$t_{KWKSimmering1}^{startup}$	2	h
Berechnete Anfahrkosten	$c_{KWKSimmering1}^{startup}$	53.947	€
Berechneter Wirkungsgrad bei Minimalleistung	$\eta_{KWKSimmering1}^{elmin}$	42,57	%

Tab. 3: Kalibrierdaten des KWK Simmering 1

Aus diesen Werten ergeben sich die im Modell implizit berechneten Parameter Stromverlustzahl und Stromkennzahl, sowie die Kostenparameter Grenzkosten, Offsetkosten und Anfahrkosten wie in Punkt 3.3.1, und die Nebenbedingungen wie unter Punkt 3.3.5 beschrieben.

### 4.3.3 GT-KWK Simmering 2

Das Gasturbinenkraftwerk Simmering 2 besteht aus einer einzelnen Gasturbine mit einer Leistung von 65 MW<sub>el</sub> bei einem elektrischen Wirkungsgrad von etwa 27%. Bei voller Fernwärmeauskopplung von 150 MW<sub>th</sub> sinkt die elektrische Leistung auf 63 MW<sub>el</sub> bei einer Steigerung der Brennstoffnutzung auf über 85%.

Die Modellierung erfolgt nach dem Prinzip der Gasturbine mit Wärmerückgewinnung wie unter Punkt 3.3.4 erläutert. Die Anfahrzeit wird, dem Schnellstartprinzip von Gasturbinen entsprechend, mit einer halben Stunde angesetzt. Wirkungsgradverlust und Teillastgrenze werden nach den Abschätzungen aus Punkt 4.3.1 festgelegt, wodurch sich die Parameter wie in Tab. 4 ergeben:

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Maximale elektrische Nettogleistung	$P_{KWKSimmering2}^{max}$	65	MW <sub>el</sub>
Max. el. Nettogleistung bei max. Wärmeauskopplung	$P_{KWKSimmering2}^{FWmax}$	63	MW <sub>el</sub>
Minimale elektrische Nettogleistung	$P_{KWKSimmering2}^{min}$	13	MW <sub>el</sub>
Maximale thermische Nettogleistung	$Q_{KWKSimmering2}^{max}$	150	MW <sub>th</sub>
Minimale thermische Nettogleistung	$Q_{KWKSimmering2}^{min}$	0	MW <sub>th</sub>
Maximaler elektrischer Wirkungsgrad bei Nennleistung	$\eta_{KWKSimmering2}^{el}$	27	%
Anfahrzeit	$t_{KWKSimmering2}^{startup}$	0,5	h
Berechnete Anfahrkosten	$c_{KWKSimmering2}^{startup}$	4.062	€
Berechneter Wirkungsgrad bei Minimalleistung	$\eta_{KWKSimmering2}^{elmin}$	21,6	%

Tab. 4: Kalibrierdaten des KWK Simmering 2

Aus diesen Werten ergeben sich die im Modell implizit berechneten Parameter Stromverlustzahl und Stromkennzahl, sowie die Kostenparameter Grenzkosten, Offsetkosten und Anfahrkosten wie in Punkt 3.3.1 und die Nebenbedingungen wie unter Punkt 3.3.4 beschrieben.

### 4.3.4 GuD-KWK Simmering 3

Das Gas- und Dampf-Kraftwerk Simmering 3 erreicht eine Leistung von 420 MW<sub>el</sub>. Bei voller Fernwärmeauskopplung von 350 MW<sub>th</sub> sinkt diese auf 365 MW<sub>el</sub>.

Die Modellierung erfolgt nach dem Turbinenmodell der GuD-Turbine aus Punkt 3.3.5. Der Minimallastbereich wird der allgemeinen Parameterabschätzung entsprechend auf 30% der Maximalleistung begrenzt. Als Annahme sinkt der Wirkungsgrad bei Teillast mit 15% nicht so stark wie bei reinen Gasturbinen, aber dennoch stärker als bei reinen Dampfturbinen. Die Startzeit ergibt sich aus der Summe der Anlaufzeiten für eine GT und eine DT.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Maximale elektrische Nettogleistung	$P_{KWKSimmering3}^{max}$	420	MW <sub>el</sub>
Max. el. Nettogleistung bei max. Wärmeauskopplung	$P_{KWKSimmering3}^{FWmax}$	365	MW <sub>el</sub>
Minimale elektrische Nettogleistung	$P_{KWKSimmering3}^{min}$	126	MW <sub>el</sub>
Maximale thermische Nettogleistung	$Q_{KWKSimmering3}^{max}$	350	MW <sub>th</sub>
Minimale thermische Nettogleistung	$Q_{KWKSimmering3}^{min}$	0	MW <sub>th</sub>
Maximaler elektrischer Wirkungsgrad bei Nennleistung	$\eta_{KWKSimmering3}^{el}$	43	%
Anfahrzeit	$t_{KWKSimmering3}^{startup}$	1,5	h

Berechnete Anfahrkosten	$c_{KWKSimmering3}^{startup}$	29.913	€
Berechneter Wirkungsgrad bei Minimalleistung	$\eta_{KWKSimmering3}^{elmin}$	36,55	%

Tab. 5: Kalibrierdaten des KWK Simmering 3

Aus diesen Werten ergeben sich die im Modell implizit berechneten Parameter Stromverlustzahl und Stromkennzahl, sowie die Kostenparameter Grenzkosten, Offsetkosten und Anfahrkosten wie in Punkt 3.3.1 und die Nebenbedingungen wie unter Punkt 3.3.5 beschrieben.

#### 4.3.5 GuD-KWK Donaustadt

Die KWK-Anlage Donaustadt besitzt eine maximale elektrische Leistung von ungefähr 400 MW<sub>el</sub>, wobei hier signifikante Unterschiede bei verschiedenen Quellen vorhanden sind, die diese zwischen 350 MW und 545 MW ansetzen.<sup>1</sup> Bei voller Fernwärmeauskopplung von 250 MW<sub>th</sub> dürfte sich diese Leistung auf etwa 350 MW<sub>el</sub> reduzieren. Der maximal erzielbare Wirkungsgrad im Kondensationsbetrieb beträgt 58%.

Die Modellierung erfolgt entsprechend Punkt 3.3.5 nach dem Prinzip der GuD-Technologie. Der Minimallastbereich wird auf 30% der Maximalleistung begrenzt. Es sinkt auch hier der Wirkungsgrad bei Teillast mit 15% nicht so stark, wie bei reinen Gasturbinen, aber dennoch stärker als bei reinen Dampfturbinen. Die Startzeit ergibt sich aus der Summe der Anlaufzeiten für eine GT und eine DT.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Maximale elektrische Nettoleistung	$P_{KWKDonaustadt}^{max}$	400	MW <sub>el</sub>
Max. el. Nettoleistung bei max. Wärmeauskopplung	$P_{KWKDonaustadt}^{FWmax}$	350	MW <sub>el</sub>
Minimale elektrische Nettoleistung	$P_{KWKDonaustadt}^{min}$	120	MW <sub>el</sub>
Maximale thermische Nettoleistung	$Q_{KWKDonaustadt}^{max}$	250	MW <sub>th</sub>
Minimale thermische Nettoleistung	$Q_{KWKDonaustadt}^{min}$	0	MW <sub>th</sub>
Maximaler elektrischer Wirkungsgrad bei Nennleistung	$\eta_{KWKDonaustadt}^{el}$	58	%
Anfahrzeit	$t_{KWKDonaustadt}^{startup}$	1,5	h
Berechnete Anfahrkosten	$c_{KWKDonaustadt}^{startup}$	21.121	€
Berechneter Wirkungsgrad bei Minimalleistung	$\eta_{KWKDonaustadt}^{elmin}$	49,3	%

Tab. 6: Kalibrierdaten des KWK Donaustadt

Aus diesen Werten ergeben sich die im Modell implizit berechneten Parameter Stromverlustzahl und Stromkennzahl, sowie die Kostenparameter Grenzkosten, Offsetkosten und Anfahrkosten wie in Punkt 3.3.1 und die Nebenbedingungen wie unter Punkt 3.3.5 beschrieben.

#### 4.3.6 Gas- und ED-KWK Leopoldau

Das Heizkraftwerk Leopoldau ist eine kombinierte Gas- und Dampf-Anlage mit einer nachgeschalteten Gegendruck-Dampfturbine, die bei einer Brennstoffleistung von 380 MW<sub>th</sub> eine maximale thermische Leistung von 170 MW<sub>th</sub> bei gleichzeitiger Erzeugung von 140 MW<sub>el</sub> liefert. Auch hier existieren davon abweichende Werte.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Vgl. PorrAG, Wienenergie.at 82013) und Wikipedia.org (Dampfkraftwerk Donaustadt, 2013)

<sup>2</sup> Vgl. Wienenergie (Geschäftsbericht, 2010) und Wikipedia.org (Gas- und Dampfkraftwerk Leopoldau, 2013)

Aufgrund des Gegendruck-Prinzips ist die Erzeugung thermischer und elektrischer Energie nicht getrennt voneinander einstellbar und die Modellierung erfolgt entsprechend Punkt 3.3.2 nach dem Modell der Gegendruckturbine. Es wird davon ausgegangen, dass Gas- und Dampfturbine immer gleichzeitig in Betrieb sind und die Wärmeauskopplung ausschließlich durch die Gegendruck-Dampfturbine erfolgt. Der Gesamtwirkungsgrad wird aus dem Verhältnis der erzeugten Maximalleistungen zur maximalen Brennstoffleistung berechnet. Durch die stets gekoppelte Produktion von thermischer und elektrischer Energie wird von einem geringeren Wirkungsgradverlust als bei Entnahme-Dampfturbinen ausgegangen, aber dafür eine höhere Minimalleistung angesetzt. Die Anlage ist für Schnellstarts ausgelegt und kann laut Wienenergie.at (2013) in sieben bis elf Minuten hochgefahren werden. Die Anfahrzeit wird aufgrund des nicht vermeidbaren Brennstoffverbrauches und dessen Kopplung mit der Anfahrzeit in diesem Modell trotzdem mit 30 Minuten festgelegt.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Maximale elektrische Nettogleistung	$P_{KWKLeopoldau}^{max}$	140	MW <sub>el</sub>
Maximale thermische Nettogleistung	$Q_{KWKLeopoldau}^{max}$	170	MW <sub>th</sub>
Minimale thermische Nettogleistung	$Q_{KWKLeopoldau}^{min}$	59,5	MW <sub>th</sub>
Maximaler Gesamtwirkungsgrad bei Nennleistung	$\eta_{KWKLeopoldau}^{ges}$	82	%
Anfahrzeit	$t_{KWKLeopoldau}^{startup}$	0,5	h
Berechnete Anfahrkosten	$c_{KWKLeopoldau}^{startup}$	6.380	€
Berechneter Wirkungsgrad bei Minimalleistung	$\eta_{KWKLeopoldau}^{gesmin}$	71,34	%

Tab. 7: Kalibrierdaten des KWK Leopoldau

Aus diesen Werten ergeben sich die im Modell implizit berechneten Parameter Stromkennzahl, sowie die Kostenparameter Grenzkosten, Offsetkosten und Anfahrkosten wie in Punkt 3.3.1, und die Nebenbedingungen wie unter Punkt 3.3.2 beschrieben.

#### 4.3.7 Biomasse KWK Simmering

Das Biomasse- und Waldkraftwerk Simmering wurde 2006 in Betrieb genommen und liefert im Kondensationsbetrieb eine maximale elektrische Leistung von 24 MW<sub>el</sub>. Diese sinkt bei voller Fernwärmeauskopplung von 35 MW<sub>th</sub> auf 16 MW<sub>el</sub>.

Die Anlage wird als einzelne Entnahme-Kondensations-Dampfturbine nach Punkt 3.3.3 modelliert. Es wird angenommen, dass die erforderliche Minimallast mit 40% der Nennlast etwas höher ist als bei kombinierten GuD-Anlagen, aber dass dabei ein geringerer Wirkungsgradverlust von nur 10% des Maximalwirkungsgrades auftritt.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Maximale elektrische Nettogleistung	$P_{BiomasseKWK}^{max}$	24	MW <sub>el</sub>
Max. el. Nettogleistung bei max. Wärmeauskopplung	$P_{BiomasseKWK}^{FWmax}$	16	MW <sub>el</sub>
Minimale elektrische Nettogleistung	$P_{BiomasseKWK}^{min}$	9,6	MW <sub>el</sub>
Maximale thermische Nettogleistung	$Q_{BiomasseKWK}^{max}$	35	MW <sub>th</sub>
Minimale thermische Nettogleistung	$Q_{BiomasseKWK}^{min}$	0	MW <sub>th</sub>
Maximaler elektrischer Wirkungsgrad bei Nennleistung	$\eta_{BiomasseKWK}^{el}$	36	%
Anfahrzeit	$t_{BiomasseKWK}^{startup}$	1	h
Berechnete Anfahrkosten	$c_{BiomasseKWK}^{startup}$	1.333	€
Berechneter Wirkungsgrad bei Minimalleistung	$\eta_{BiomasseKWK}^{elmin}$	32,4	%

Tab. 8: Kalibrierdaten des Biomasse KWK Simmering

Aus diesen Werten ergeben sich die im Modell implizit berechneten Parameter Stromverlustzahl und Stromkennzahl, sowie die Kostenparameter Grenzkosten, Offsetkosten und Anfahrkosten wie in Punkt 3.3.1 und die Nebenbedingungen wie unter Punkt 3.3.3 beschrieben.

#### 4.3.8 Darstellung aller KWK-Produktionsregionen

In Abb. 20 soll ein Überblick über die im Modell realisierten Produktionsregionen der sechs in Wien befindlichen, implementierten KWK-Anlagen (ohne Müllverbrennungsanlagen) gegeben werden. Jeweils alle Punkte innerhalb der Begrenzungslinien sind gültige Betriebspunkte und es ist ersichtlich, dass die Größenordnungen der Anlagen durchaus sehr unterschiedlich sind. So fällt z.B. das Biomasse Kraftwerk im Vergleich zum Kraftwerk Simmering 1 kaum ins Gewicht. Weiter ist ersichtlich, dass Gegendruck-Anlagen wie das KWK-Leopoldau in dieser Ebene ausschließlich erlaubte Betriebspunkte entlang einer Geraden aufweisen.

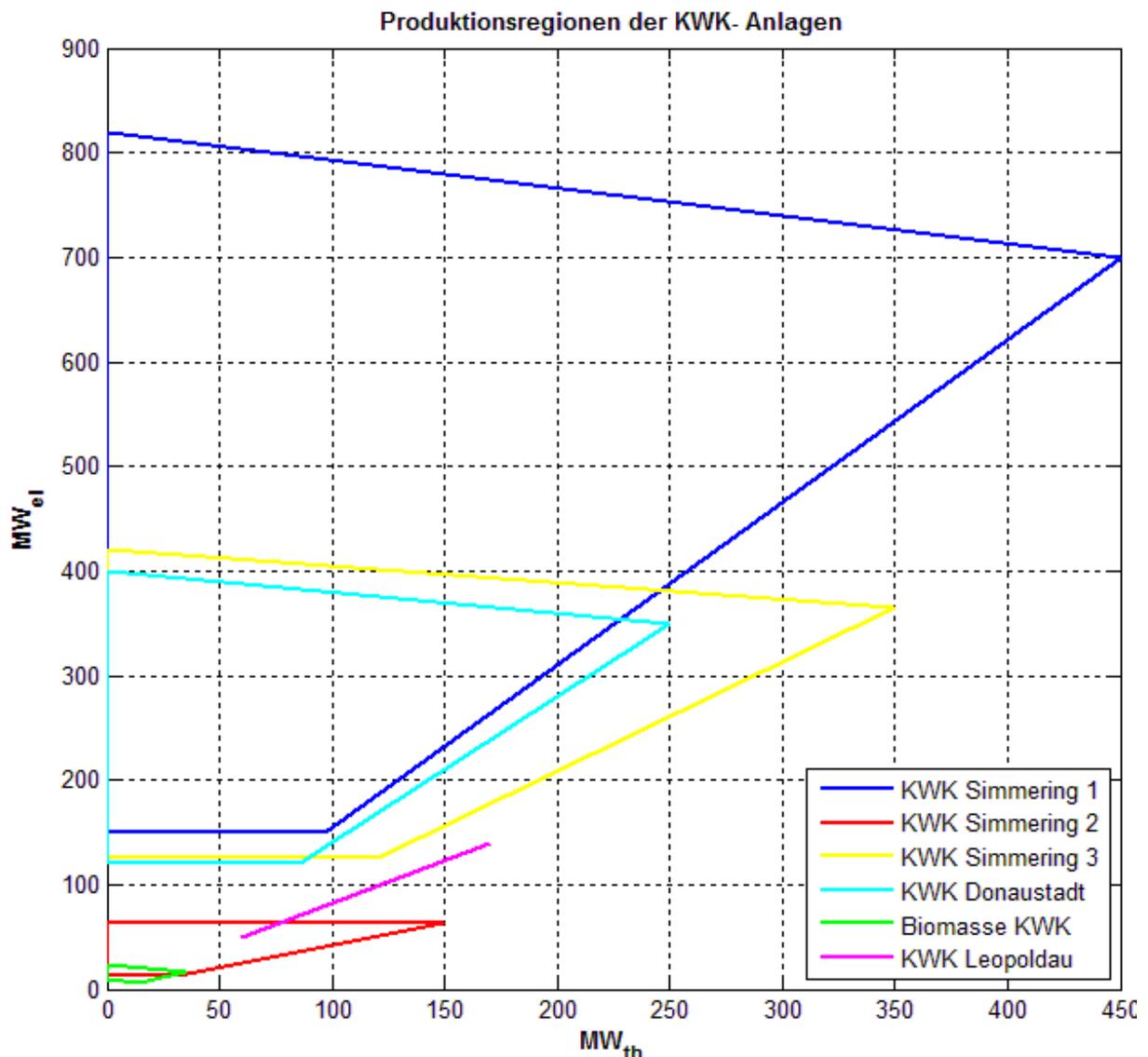


Abb. 20: Darstellung aller KWK-Produktionsregionen; Eigene Darstellung

## 4.4 Müllverbrennungsanlagen in Wien

### 4.4.1 Allgemeines

Die vier in Wien befindlichen und in diesem Modell nachgebildeten Müllverbrennungsanlagen (MVA) stellen, bis auf die MVA Flötzersteig, welche keine elektrische Energie produziert, ebenfalls KWK-Anlagen dar. In ihnen wird die bei der Verbrennung der jeweiligen Abfälle entstehende Wärme genutzt, um in Dampfturbinen elektrische Energie zu erzeugen und die Restwärme in das Fernwärmenetz einzuspeisen. Dabei werden folgende Annahmen getroffen.

- In allen Anlagen wird vom Einsatz von Gegendruckturbinen ausgegangen und somit ausschließlich eine gekoppelte Produktion ermöglicht.
- Da die Müllverbrennung aufgrund von Abgasbeschränkungen und sonstigen Auflagen nur in einem bestimmten Temperaturfenster stattfinden darf, ist im Modell ein Betriebsbereich von mindestens 80% der Nennleistung vorgesehen.
- Um den Betrieb im Volllastbereich noch weiter zu forcieren, wird angenommen dass bei dieser Mindestlast bereits ein Verlust von 15% des Maximalwirkungsgrades auftritt.
- Da MVA beim Anfahren zuerst mit konventionellen Brennstoffen wie Erdgas vorgeheizt werden müssen, bis sie die entsprechende Betriebstemperatur zur Verbrennung von Müll erreicht haben, werden die Anfahrkosten mit Gas als Brennstoff berechnet.
- Im Betrieb wird bei allen Anlagen von einer alleinigen Befeuerung mit Abfällen ausgegangen und eventuell benötigte Stützbrennstoffe werden nicht berücksichtigt.
- Aufgrund des komplexeren Anfahrvorganges gegenüber anderen Technologien werden die Anfahrzeiten der MVA mit zwei Stunden angenommen.
- Die Gesteungskosten werden auch für diese Technologie ausschließlich aus den Brennstoff- und den entstehenden CO<sub>2</sub>-Kosten laut Punkt 3.3.1 bestimmt und die für MVA im Allgemeinen auftretenden erhöhten Betriebskosten aufgrund aufwendiger Rauchgasreinigung und sonstiger Umweltauflagen werden nicht berücksichtigt.

Die technischen Daten der MVA sind ebenfalls weitestgehend Böhmer & Gössl (2009) entnommen. Für die Wirkungsgradverluste und Anfahrzeiten werden einfache Abschätzungen getroffen, die sich an den Erkenntnissen aus Punkt 4.3 orientieren.

### 4.4.2 MVA Spittelau

Die MVA Spittelau ist eine Hausmüllverbrennungsanlage, die in zwei Verbrennungslinien je 18 Tonnen Abfall pro Stunde aufnehmen kann. Zum An- und Abfahren werden je Kessel zwei 9 MW Gasbrenner eingesetzt. Jeder der Kessel speist bis zu 30 MW<sub>th</sub> ins Fernwärmenetz ein und produziert dabei 6 MW<sub>el</sub>.

Die Modellierung der beiden Kessel erfolgt als eine einzelne Gegendruck-Dampfturbine nach den Gesichtspunkten aus Punkt 3.3.2. Minimalleistung und Teillastwirkungsgrad werden wie oben abgeschätzt angenommen.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Maximale elektrische Nettoleistung	$P_{MVASpittelau}^{max}$	6	MW <sub>el</sub>
Maximale thermische Nettoleistung	$Q_{MVASpittelau}^{max}$	60	MW <sub>th</sub>
Minimale thermische Nettoleistung	$Q_{MVASpittelau}^{min}$	48	MW <sub>th</sub>
Maximaler Gesamtwirkungsgrad bei Nennleistung	$\eta_{MVASpittelau}^{ges}$	78	%
Anfahrzeit	$t_{MVASpittelau}^{startup}$	2	h

Berechnete Anfahrkosten	$c_{MVASpittelau}^{startup}$	3.173	€
Berechneter Wirkungsgrad bei Minimalleistung	$\eta_{MVASpittelau}^{gesmin}$	66,3	%

Tab. 9: Kalibrierdaten der MVA Spittelau

Aus diesen Werten ergeben sich die im Modell implizit berechneten Parameter Stromkennzahl, sowie die Kostenparameter Grenzkosten, Offsetkosten und Anfahrkosten wie in Punkt 3.3.1, und die Nebenbedingungen wie unter Punkt 3.3.2 beschrieben.

#### 4.4.3 MVA Pfaffenau

Die MVA Pfaffenau besteht aus zwei Rostfeuerungsanlagen mit je 40 MW<sub>th</sub> Brennstoffwärmeleistung zur Verbrennung von je 16 Tonnen Restmüll pro Stunde. Der 15 MW Generator liefert nach Abzug von etwa 4 MW für den Eigenbedarf eine elektrische Leistung von ca. 11 MW<sub>el</sub> ans Netz, und erreicht einen Gesamtwirkungsgrad von ca. 76%.<sup>1</sup>

Die Modellierung erfolgt als einzelne Gegendruckturbine nach Punkt 3.3.2 mit folgenden Parametern:

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Maximale elektrische Nettoleistung	$P_{MVAPfaffenau}^{max}$	11	MW <sub>el</sub>
Maximale thermische Nettoleistung	$Q_{MVAPfaffenau}^{max}$	50	MW <sub>th</sub>
Minimale thermische Nettoleistung	$Q_{MVAPfaffenau}^{min}$	40	MW <sub>th</sub>
Maximaler Gesamtwirkungsgrad bei Nennleistung	$\eta_{MVAPfaffenau}^{ges}$	76	%
Anfahrzeit	$t_{MVAPfaffenau}^{startup}$	2	h
Berechnete Anfahrkosten	$c_{MVAPfaffenau}^{startup}$	3.010	€
Berechneter Wirkungsgrad bei Minimalleistung	$\eta_{MVAPfaffenau}^{gesmin}$	64,6	%

Tab. 10: Kalibrierdaten der MVA Pfaffenau

Aus diesen Werten ergeben sich die im Modell implizit berechneten Parameter Stromkennzahl, sowie die Kostenparameter Grenzkosten, Offsetkosten und Anfahrkosten wie in Punkt 3.3.1, und die Nebenbedingungen wie unter Punkt 3.3.2 beschrieben.

#### 4.4.4 MVA Flötzersteig

Die Hausmüllverbrennungsanlage Flötzersteig produziert keinen Strom, sondern speist ausschließlich etwa 50 MW<sub>th</sub> aus drei Verbrennungslinien ins Fernwärmenetz ein. An- und Abfahrbetrieb werden auch hier durch zwei Gasbrenner je Kessel bewerkstelligt.

Da keine Kraft-Wärme-Kopplung vorliegt, wird diese Anlage wie ein Heizwerk laut Punkt 3.4.1 als reiner thermischer Erzeuger implementiert. Wirkungsgradverlust im Teillastbetrieb und Anfahrkosten treten aber auch hier entsprechend den Annahmen für MVA auf. Der Maximalwirkungsgrad wird zur Modellierung aus dem Verhältnis der maximal gelieferten thermischen Nettoleistung zur maximalen Brennstoffwärmeleistung ermittelt und ergibt sich so zu 81%, wobei Angaben bis zu Maximalwirkungsgraden von 83% existieren.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Siehe Klager (2008)

<sup>2</sup> Siehe Wienenergie (Broschüre Flötzersteig, 2009)

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Maximale thermische Nettoleistung	$Q_{MVAFloetzersteig}^{max}$	50	MW <sub>th</sub>
Minimale thermische Nettoleistung	$Q_{MVAFloetzersteig}^{min}$	40	MW <sub>th</sub>
Maximaler Gesamtwirkungsgrad bei Nennleistung	$\eta_{MVAFloetzersteig}^{th}$	81	%
Anfahrzeit	$t_{MVAFloetzersteig}^{startup}$	2	h
Berechnete Anfahrkosten	$c_{MVAFloetzersteig}^{startup}$	2.315	€
Berechneter Wirkungsgrad bei Minimalleistung	$\eta_{MVAFloetzersteig}^{thmin}$	68,85	%

Tab. 11: Kalibrierdaten der MVA Flötzersteig

Aus diesen Werten ergeben sich die im Modell implizit berechneten Kostenparameter Grenzkosten, Offsetkosten und Anfahrkosten wie in Punkt 3.3.1, und die Nebenbedingung wie unter Punkt 3.4.1 beschrieben.

#### 4.4.5 SMVA Simmeringer Haide

Die Sonderabfall- und Klärschlammverbrennungsanlage Simmeringer Haide besteht aus zwei Drehrohröfen mit je 13 MW<sub>th</sub> zur Verbrennung von Sondermüll. Weiter gibt es drei Wirbelschichtöfen, davon zwei mit 7 MW<sub>th</sub> und einen mit 11 MW<sub>th</sub> zur Verbrennung des nicht selbst brennfähigen Klärschlammes mithilfe eines Stützbrennstoffes. Zusätzlich gibt es einen rotierenden Wirbelschichtofen mit 28 MW<sub>th</sub>, in dem Restmüll alleine oder gemischt mit Klärschlamm verbrannt werden kann.

Insgesamt beträgt die ins Fernwärmenetz eingespeiste Leistung bis zu 75 MW<sub>th</sub> und die Generatorleistung 9 MW<sub>el</sub>. Diese produzierte elektrische Leistung deckt nahezu den gesamten Eigenbedarf der Anlage, wodurch keine Einspeisung von elektrischer Energie ins Netz erfolgt.

Die Modellierung aller Verbrennungslinien erfolgt auch hier als einzelne Gegendruck-Dampfturbine mit der Gesamtleistung aller Öfen als Maximalwert. Aufgrund fehlender Angaben wird der Gesamtwirkungsgrad mit etwa 70% angenommen. Da allerdings die von dieser Anlage erzeugte elektrische Leistung ausschließlich für den Eigenbedarf benötigt wird, wird sie nicht zur Deckung der Stromnachfrage herangezogen und erscheint deshalb nicht in der Nachfragebedingung Gl. 14. Zur Berechnung des Brennstoffverbrauches und der Gestehungskosten aus dem Gesamtwirkungsgrad, werden allerdings sowohl die thermische als auch die elektrische Leistung herangezogen.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Maximale elektrische Nettoleistung	$P_{SMVASimmering}^{max}$	9	MW <sub>el</sub>
Maximale thermische Nettoleistung	$Q_{SMVASimmering}^{max}$	75	MW <sub>th</sub>
Minimale thermische Nettoleistung	$Q_{SMVASimmering}^{min}$	60	MW <sub>th</sub>
Maximaler Gesamtwirkungsgrad bei Nennleistung	$\eta_{SMVASimmering}^{ges}$	70	%
Anfahrzeit	$t_{SMVASimmering}^{startup}$	2	h
Berechnete Anfahrkosten	$c_{SMVASimmering}^{startup}$	4.500	€
Berechneter Wirkungsgrad bei Minimalleistung	$\eta_{SMVASimmering}^{gesmin}$	59,5	%

Tab. 12: Kalibrierdaten der SMVA Simmering

Aus diesen Werten ergeben sich die im Modell implizit berechneten Parameter Stromkennzahl, sowie die Kostenparameter Grenzkosten, Offsetkosten und Anfahrkosten wie in Punkt 3.3.1, und die Nebenbedingungen wie unter Punkt 3.3.2 beschrieben.

## 4.5 Fernheizwerke in Wien

### 4.5.1 Allgemeines

Die fünf in Wien befindlichen Fernheizwerke dienen der Spitzenbedarfsdeckung an thermischer Energie, sowie als Reserve bei Ausfall einer KWK-Anlage. Sie bestehen in der Regel aus mehreren Kesseln, die meist entweder mit Öl oder Gas befeuert werden können. Die technischen Daten werden wiederum aus Böhmer & Gössl (2009) entnommen und es gelten folgende allgemeine Vereinfachungen:

- Da bei diesem Anlagentyp keine besonderen Anforderungen an die Wärmeleistung gestellt werden, ist ein Teillastbetrieb bis zu 10% der thermischen Nettoleistung möglich
- Der Wirkungsgradverlust wird bei Minimalleistung mit nur 5% angenommen, da es sich um reine thermische Erzeuger handelt, die im Normalfall keine großen Teillastverluste aufweisen.
- Der maximale thermische Wirkungsgrad wird aus den erzeugten thermischen Leistungen und den angegebenen Brennstoffwärmeleistungen in Böhmer & Gössl (2009) berechnet.
- Die Berechnung der Anfahrkosten erfolgt nach demselben Ansatz wie unter Punkt 3.3.1 erläutert, allerdings wird die Anfahrzeit mit 0,1 Stunden sehr kurz angenommen, da keine Stromturbine vorgewärmt werden muss und Heizwerke in der Regel sofort einsatzfähig sind. Dadurch werden auch geringere Anfahrkosten erzielt.
- Obwohl in vielen Anlagen auch ein Betrieb mit Heizöl möglich wäre, wird in diesem Modell immer von einer Befeuerng ausschließlich mit Gas ausgegangen.

### 4.5.2 FHW Spittelau

Das größte in Wien befindliche Heizwerk mit einer Leistung von 400 MW<sub>th</sub> befindet sich direkt bei der MVA Spittelau und besteht aus insgesamt fünf Kesseln. Drei davon sind rein gasbetriebene Dreizugkessel und zwei weitere Spitzenkessel können mit Öl oder Gas befeuert werden. Die Anlage wird als eine Einheit entsprechend Punkt 3.4.1 modelliert und die Parametrisierung erfolgt mit den Daten laut Tab. 13:

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Maximale thermische Nettoleistung	$Q_{FHWSpittelau}^{max}$	400	MW <sub>th</sub>
Minimale thermische Nettoleistung	$Q_{FHWSpittelau}^{min}$	40	MW <sub>th</sub>
Maximaler Gesamtwirkungsgrad bei Nennleistung	$\eta_{FHWSpittelau}^{th}$	89	%
Anfahrzeit	$t_{FHWSpittelau}^{startup}$	0,1	h
Berechnete Anfahrkosten	$c_{FHWSpittelau}^{startup}$	5.056	€
Berechneter Wirkungsgrad bei Minimalleistung	$\eta_{FHWSpittelau}^{thmin}$	84,55	%

Tab. 13: Kalibrierdaten des FHW Spittelau

Aus diesen Werten ergeben sich die im Modell implizit berechneten Kostenparameter Grenzkosten, Offsetkosten und Anfahrkosten wie in Punkt 3.3.1, und die Nebenbedingung wie unter Punkt 3.4.1 beschrieben.

### 4.5.3 FHW Arsenal

Das Fernheizwerk Arsenal besteht aus drei Kesseln mit einer Gesamtleistung von 325 MW<sub>th</sub>. Zwei davon können mit Gas oder Öl beheizt werden, der Dritte ausschließlich mit Gas. Die installierte Stromturbine befindet sich seit längerem außer Betrieb und das Werk dient nur mehr als Spitzenlast- und Reserveheizwerk. Die Anlage wird als eine Einheit entsprechend Punkt 3.4.1 modelliert und die Parametrisierung erfolgt mit den Daten aus Tab. 14.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Maximale thermische Nettogleistung	$Q_{FHW Arsenal}^{max}$	325	MW <sub>th</sub>
Minimale thermische Nettogleistung	$Q_{FHW Arsenal}^{min}$	32,5	MW <sub>th</sub>
Maximaler Gesamtwirkungsgrad bei Nennleistung	$\eta_{FHW Arsenal}^{th}$	90	%
Anfahrzeit	$t_{FHW Arsenal}^{startup}$	0,1	h
Berechnete Anfahrkosten	$c_{FHW Arsenal}^{startup}$	4.108	€
Berechneter Wirkungsgrad bei Minimalleistung	$\eta_{FHW Arsenal}^{thmin}$	85,5	%

Tab. 14: Kalibrierdaten des FHW Arsenal

Aus diesen Werten ergeben sich die im Modell implizit berechneten Kostenparameter Grenzkosten, Offsetkosten und Anfahrkosten wie in Punkt 3.3.1, und die Nebenbedingung wie unter Punkt 3.4.1 beschrieben.

### 4.5.4 FHW Kagran

Im Heizwerk Kagran befinden sich vier mit Öl und Gas beheizbare Kessel mit einer thermischen Nettogleistung von 175 MW<sub>th</sub>. Einer der vier Kessel dient ganzjährig zur Prozesswärmeproduktion für die Industrie, die restlichen als Reservekessel. Die Modellierung erfolgt trotzdem einheitlich für das gesamte Heizwerk als Spitzenlastanlage, die je nach Bedarf als Ganzes angefahren wird. Die Parametrisierung erfolgt mit den Daten aus Tab. 15.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Maximale thermische Nettogleistung	$Q_{FHW Kagran}^{max}$	175	MW <sub>th</sub>
Minimale thermische Nettogleistung	$Q_{FHW Kagran}^{min}$	17,5	MW <sub>th</sub>
Maximaler Gesamtwirkungsgrad bei Nennleistung	$\eta_{FHW Kagran}^{th}$	88	%
Anfahrzeit	$t_{FHW Kagran}^{startup}$	0,1	h
Berechnete Anfahrkosten	$c_{FHW Kagran}^{startup}$	2.262	€
Berechneter Wirkungsgrad bei Minimalleistung	$\eta_{FHW Kagran}^{thmin}$	83,6	%

Tab. 15: Kalibrierdaten des FHW Kagran

Aus diesen Werten ergeben sich die im Modell implizit berechneten Kostenparameter Grenzkosten, Offsetkosten und Anfahrkosten wie in Punkt 3.3.1, und die Nebenbedingung wie unter Punkt 3.4.1 beschrieben.

#### 4.5.5 FHW Inzersdorf (Süd)

Das zweitgrößte Heizwerk in Wien befindet sich in Inzersdorf und besteht aus zwei Strahlungskesseln, die je sechs kombinierte Öl- und Gasbrenner besitzen und eine Gesamtleistung von 340 MW<sub>th</sub> erzeugen. Die Anlage wird ebenfalls als eine Einheit entsprechend Punkt 3.4.1 modelliert und die Parametrisierung erfolgt mit den Daten aus Tab. 16.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Maximale thermische Nettogleistung	$Q_{FHWInzersdorf}^{max}$	340	MW <sub>th</sub>
Minimale thermische Nettogleistung	$Q_{FHWInzersdorf}^{min}$	34	MW <sub>th</sub>
Maximaler Gesamtwirkungsgrad bei Nennleistung	$\eta_{FHWInzersdorf}^{th}$	90	%
Anfahrzeit	$t_{FHWInzersdorf}^{startup}$	0,1	h
Berechnete Anfahrkosten	$c_{FHWInzersdorf}^{startup}$	4.114	€
Berechneter Wirkungsgrad bei Minimalleistung	$\eta_{FHWInzersdorf}^{thmin}$	85,5	%

Tab. 16: Kalibrierdaten des FHW Inzersdorf Süd

Aus diesen Werten ergeben sich die im Modell implizit berechneten Kostenparameter Grenzkosten, Offsetkosten und Anfahrkosten wie in Punkt 3.3.1, und die Nebenbedingung wie unter Punkt 3.4.1 beschrieben.

#### 4.5.6 FHW Leopoldau

Der beim KWK Leopoldau befindliche Spitzen- und Reservekessel besitzt eine thermische Leistung von 170 MW<sub>th</sub> und wird in der kalten Jahreszeit zur Lastdeckung eingesetzt. Die Anlage wird entsprechend Punkt 3.4.1 modelliert und die Parametrisierung erfolgt mit den Daten aus Tab. 17.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Maximale thermische Nettogleistung	$Q_{FHWLeopoldau}^{max}$	170	MW <sub>th</sub>
Minimale thermische Nettogleistung	$Q_{FHWLeopoldau}^{min}$	17	MW <sub>th</sub>
Maximaler Gesamtwirkungsgrad bei Nennleistung	$\eta_{FHWLeopoldau}^{th}$	90	%
Anfahrzeit	$t_{FHWLeopoldau}^{startup}$	0,1	h
Berechnete Anfahrkosten	$c_{FHWLeopoldau}^{startup}$	2.102	€
Berechneter Wirkungsgrad bei Minimalleistung	$\eta_{FHWLeopoldau}^{thmin}$	85,5	%

Tab. 17: Kalibrierdaten des FHW Leopoldau

Aus diesen Werten ergeben sich die im Modell implizit berechneten Kostenparameter Grenzkosten, Offsetkosten und Anfahrkosten wie in Punkt 3.3.1, und die Nebenbedingung wie unter Punkt 3.4.1 beschrieben.

## 4.6 Sonstige Wärmeerzeuger in Wien

### 4.6.1 Wärmepumpen in Wien

Da für Wien keine Daten zu den installierten Wärmepumpen vorhanden sind, wird eine Abschätzung anhand des österreichischen Marktes vorgenommen. Laut Bericht über die „*Marktentwicklung innovativer Energien bis 2010*“<sup>1</sup> befanden sich im Jahr 2010 in Österreich, bei einer durchschnittlichen Lebensdauer von 20 Jahren, etwa 180.000 Wärmepumpenanlagen im Einsatz. Von den im Jahr 2010 in gesamt Österreich geförderten 10.315 Anlagen entfallen 2% auf Wien. Es wird nun angenommen, dass die Anzahl der geförderten Anlagen ungefähr dem Anteil der gesamt installierten Anlagen entspricht. Folglich sind 2% der 180.000 in Betrieb befindlichen Wärmepumpen in Wien zu finden, was einer Anzahl von 3.600 Anlagen entspricht.

Die durchschnittliche thermische Leistung einer Heizungswärmepumpe von etwa 11 kW<sub>th</sub> wird aufgrund des Anteils an Brauchwasserwärmepumpen, die im Allgemeinen eine niedrigere Leistung von etwa einem Drittel der elektrischen Leistung von Heizwärmepumpen besitzen, auf 10 kW<sub>th</sub> reduziert. Somit besitzen die berechneten 3.600 Wärmepumpen die sich in Wien befinden, eine thermische Gesamtleistung von 36 MW<sub>th</sub>, welche im Modell als vorinstalliert angenommen werden.

Zur Erfüllung der Energiedienstleistung Wärme wird von einer konstanten gewünschten Innenraumtemperatur von 22°C ausgegangen. Typische Heizungsvorlauftemperaturen betragen heutzutage zwischen 35°C und 55°C wobei in älteren Heizungsanlagen wesentlich höhere Temperaturen üblich sind. Diese werden jedoch i.A. nicht mit Wärmepumpen betrieben. Wärmepumpen, welche zur Brauchwasserbereitung verwendet werden, benötigen in der Regel noch höhere Temperaturen, um das Brauchwasser mindestens auf die zur Legionellenabtötung benötigten 60°C zu erhitzen. Als durchschnittliche Vorlauftemperatur aller Wärmepumpenanlagen wird hier eine konstante Vorlauftemperatur von 50°C gewählt, was 323,15 Kelvin entspricht. Dieser Wert wird als die Wärmesenktemperatur des inversen Carnot-Prozesses angenommen.

Da es sich beim modellierten Typ um Luft-Wasser-Wärmepumpen handelt, ist die Lufttemperatur als Wärmequellentemperatur zu sehen. Die stündlichen Werte der gemessenen Temperatur werden als die Verdampfungs- oder Sättigungstemperatur des Kältemittels angenommen und zur Leistungszahlberechnung herangezogen.

Bei guten Bedingungen ist es in realen Wärmepumpen möglich, 40% bis 65% des so berechneten inversen Carnot-Wirkungsgrades zu erreichen.<sup>2</sup> Der zu diesem Zweck eingeführte Skalierungsfaktor des Carnot-Wirkungsgrades wird nun so gewählt, dass die durchschnittliche Leistungszahl über das Jahr summiert einer Jahresarbeitszahl der installierten Wärmepumpen von etwa 3,5 entspricht. Diese Berechnung ergibt bei aktueller Modellkalibrierung einen Wert für den Skalierungsfaktor von ca. 0,41.

Das Ausbaupotential für Wärmepumpen soll hier nicht real abgeschätzt werden, sondern es wird durch einen nicht limitierenden Wert auf 5.000 MW<sub>th</sub> festgelegt. Durch die Implementierung als Luft-Wasser-Wärmepumpe dürfte durchaus ein erhebliches Potential bestehen.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Installierte Wärmepumpenleistung	$Q_{HP}$	36	MW <sub>th</sub>
Konstante Wärmesenktemperatur	$T_{in}$	323,15	K
Wärmequellentemperatur	$T_{out}[t]$	Außentemperatur	K
Skalierungsfaktor des Carnot-Wirkungsgrades	$F$	0,41	1
Wärmepumpenpotential	$Q_{HP}^{max}$	5.000	MW <sub>th</sub>

Tab. 18: Kalibrierdaten der Wärmepumpenanlagen

<sup>1</sup> Grundlage der Daten der Wärmepumpen Biermayr et al (2011) und Faninger (2011)

<sup>2</sup> Vgl. Kaltschmitt & Streicher (2009, S. 254)

## Klimadaten

Wie unter Punkt 3.4.3 beschrieben, werden zur Bestimmung der Temperaturabhängigen Leistungszahl von Wärmepumpen Klimadaten zur Außentemperatur benötigt. Diese von bestimmten Messstellen unter genauen Bedingungen aufgezeichneten Werte sind stark ortsabhängig und gelten i.A. nur in einem begrenzten Gebiet. Trotzdem werden sie für alle installierten Wärmepumpenanlagen verwendet und sowohl im Zeitverlauf, als auch für ein durchschnittliches Jahr als repräsentativ angesehen.

Als Temperaturwerte stehen die viertelstündlichen Werte der Außentemperatur zur Verfügung. Diese wurden für das Jahr 2010 mit einer Messanlage auf dem Naturhistorischen Museum in Wien zusammen mit den Solarstrahlungsdaten gemessen und von der „Energy Economics Group“ der TU Wien zur Verfügung gestellt. Aus den viertelstündlichen Werten wird der stündliche Durchschnitt gebildet und in Kelvin umgerechnet, um für das Modell verwendet werden zu können. Der Temperaturverlauf über das Jahr ist in Abb. 21 dargestellt.

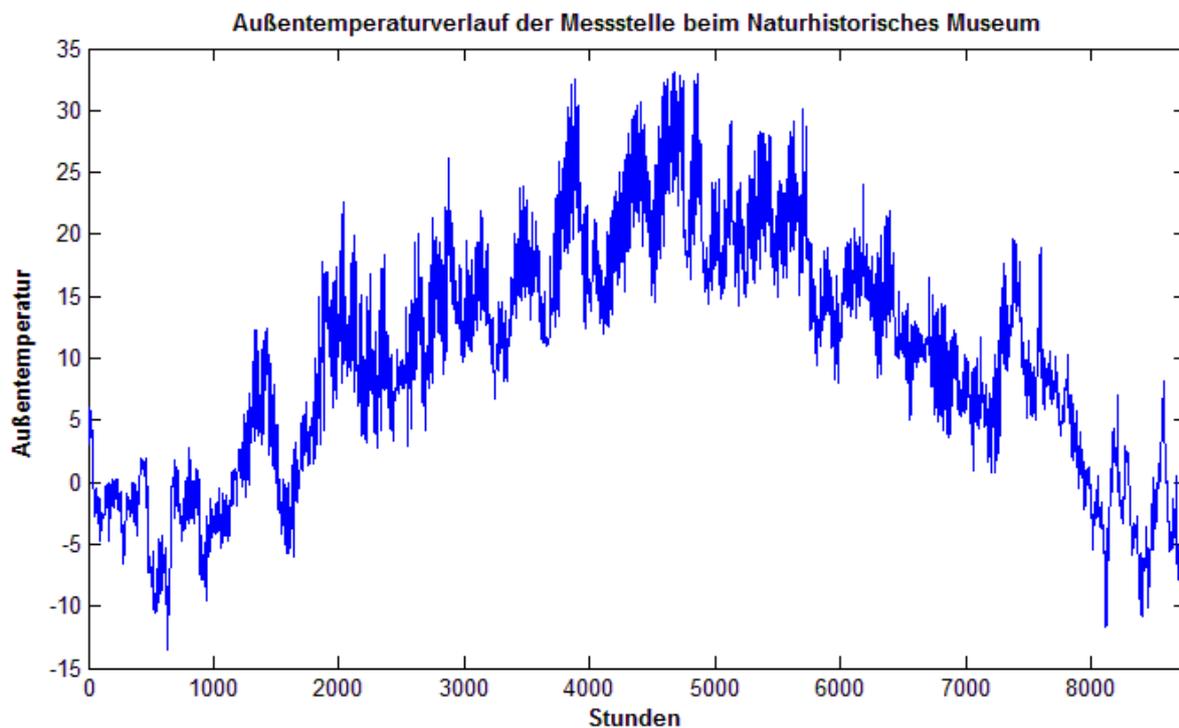


Abb. 21: Außentemperaturverlauf beim Naturhistorischen Museum für das Jahr 2010; Quelle: EEG TU Wien

### 4.6.2 Solarthermische Anlagen in Wien

Laut „Energiebericht der Stadt Wien“<sup>1</sup> wurden in den Jahren 2001 bis 2011 in Wien etwa 80.000 m<sup>2</sup> an Gesamtkollektorfläche unter Auszahlung von Förderungen installiert und pro Jahr kommen etwa 4.000 m<sup>2</sup> hinzu. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass einige Anlagen ohne Förderungen installiert werden. Bei einer Betriebsdauer von durchschnittlich 25 Jahren wird abgeschätzt, dass sich im Jahr 2010 in Wien rund 100.000 m<sup>2</sup> an solarthermischen Anlagen in Betrieb befanden.

Der Systemwirkungsgrad, der bereits alle auftretenden Verluste von der Einstrahlung bis zur Deckung des Wärmebedarfes enthält, wird als konstant und einheitlich für alle Anlagen mit 65% der eingestrahlten Solarleistung angenommen. Die Annahme eines konstanten Wirkungsgrades führt zur Überschätzung des Ertrages während den Wintermonaten, da aufgrund des höheren Temperaturunterschiedes zwischen Absorber und Umgebung i.d.R. ein höherer Verlust auftritt.

---

<sup>1</sup> Haas, Ajanovic, & Dittrich (Energiebericht der Stadt Wien, 2012)

Als mögliches Ausbaupotential für solarthermische Anlagen wird für das Modell die frei zur Verfügung stehende und für solartechnische Zwecke geeignete Dachfläche innerhalb der Stadt Wien angesehen. Diese wird von der Stadt Wien für PV-Anlagen angegeben, soll hier aber auch als geeignet für ST-Anlagen angesehen werden. Laut diesem Solarpotentialkataster<sup>1</sup> befinden sich auf den 415 km<sup>2</sup> an Stadtfläche rund 52 km<sup>2</sup> an Dachflächen. Davon werden 21 km<sup>2</sup> (21.000.000 m<sup>2</sup>) mit einer Eignung von „sehr gut“ ausgewiesen. Dies bedeutet für Photovoltaik-Anlagen einen zu erwartenden durchschnittlichen Jahresertrag von mehr als 1.100 kWh pro installiertem kW<sub>peak</sub>. Neben diesem Potential existieren noch weitere 8 km<sup>2</sup> (8.000.000 m<sup>2</sup>) an Dachfläche mit der Eignung „gut“. Dies bedeutet einen zu erwarteten Ertrag für Photovoltaik-Anlagen zwischen 900 und 1.100 kWh pro Jahr und installiertem kW<sub>peak</sub>. Nicht berücksichtigt in diesen Eignungen sind bauliche und statische Eigenschaften sowie die Bestimmungen des Denkmalschutzes. Die Angaben basieren auf einer Auswertung von Laserscandaten aus dem Jahr 2007. Im Modell wird ausschließlich die als „Sehr gut“ eingestufte Dachfläche von 21.000.000 m<sup>2</sup> als Ausbaupotential herangezogen, könnte aber in einem weiteren Schritt um die als „gut“ eingestufte Fläche von 8.000.000 m<sup>2</sup> erweitert werden. Die Kalibrierdaten sind in Tab. 19 ersichtlich:

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Installierte Kollektorfläche	$A_{ST}$	100.000	m <sup>2</sup>
Systemwirkungsgrad	$\eta_{ST}$	65	%
Maximal verfügbare Dachfläche	$A_{roof}$	21.000.000	m <sup>2</sup>

Tab. 19: Kalibrierdaten der Solarthermischen Anlagen

### Klimadaten

Wie unter Punkt 3.4.4 beschrieben, werden zur Bestimmung der erzeugten Energiemengen von ST- und PV-Anlagen Klimadaten der Solarstrahlung benötigt. Diese von bestimmten Messstellen unter genauen Bedingungen aufgezeichneten Werte sind ebenso wie die Außentemperatur stark ortsabhängig und gelten i.A. nur in einem begrenzten Gebiet. Da die Modellierung sowohl der ST- als auch der PV-Anlagen in diesem Modell jeweils als Einheit erfolgt, gelten dieselben Strahlungsdaten für alle Anlagen und werden sowohl im Zeitverlauf, als auch für ein durchschnittliches Jahr als repräsentativ angesehen. Alle Anlagen werden mit einer Azimut-Ausrichtung von 180° nach Süden, und einem Anstellwinkel  $h_{ST}$  für ST-Anlagen von 45° und  $h_{PV}$  für PV-Anlagen mit 30° angenommen. Der Reflexionskoeffizient  $q$  zur Berechnung des diffusen Strahlungsanteils wird mit einem Wert von 0,2 festgelegt.

Als Solarstrahlungsdaten stehen die viertelstündlichen Werte der globalen Gesamtstrahlung auf eine horizontale Fläche zur Verfügung. Diese wurden für das Jahr 2010 auf einer Messanlage auf dem Naturhistorischen Museum in Wien zusammen mit den Außentemperaturwerten gemessen und von der „Energy Economics Group“ der TU Wien zur Verfügung gestellt. Die viertelstündlichen Werte werden zu stündlichen Durchschnittswerten umgerechnet und laut Punkt 3.4.4 aufbereitet. Die in Tab. 20 aufgelisteten Parameter werden verwendet um die in Abb. 22 dargestellten Strahlungswerte zu erhalten.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Höhenwinkel der ST-Kollektorfläche	$h_{ST}$	45	°
Höhenwinkel der PV-Kollektorfläche	$h_{PV}$	30	°
Reflexionskoeffizient	$q$	0,2	1

Tab. 20: Parameter zur Aufbereitung der Solarstrahlungsdaten

<sup>1</sup> Wien.gv.at (Solarpotential Wien, 2007)

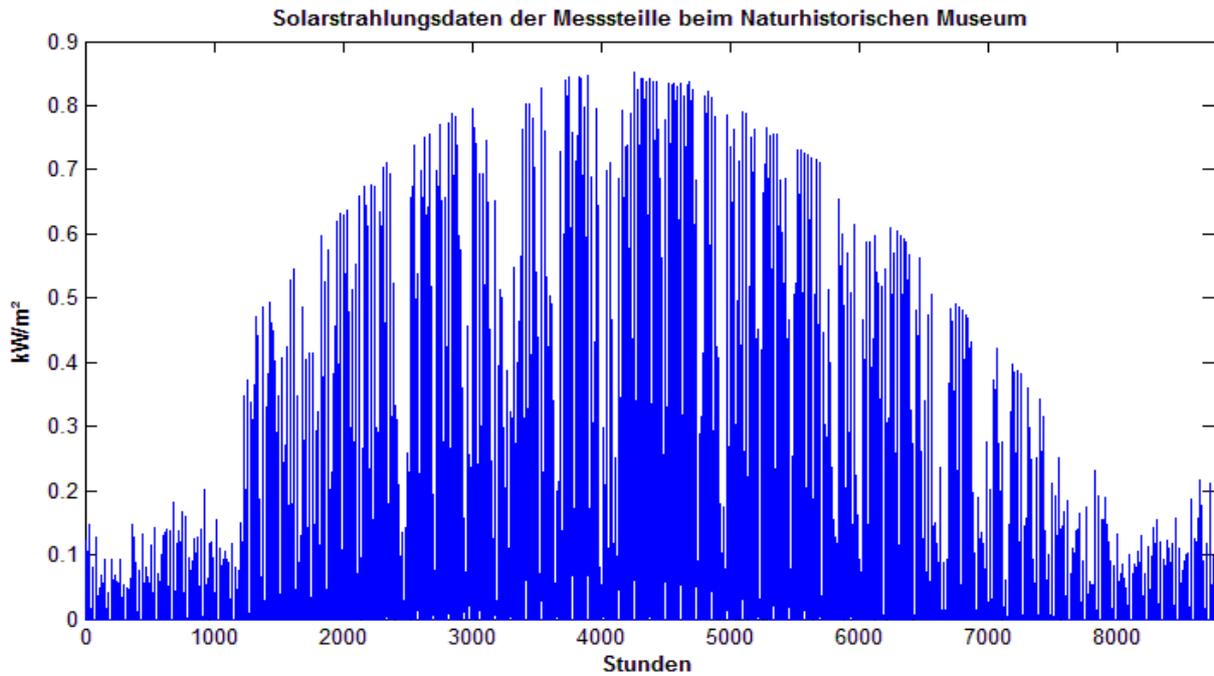


Abb. 22: Solarstrahlungsdaten beim Naturhistorischen Museum für das Jahr 2010; Quelle: EEG TU Wien

### 4.6.3 Boiler

Im Modell wurde der Boiler als großtechnischer Erzeuger von thermischer Energie implementiert, der am Fernwärmenetz angeschlossen ist und Wärmeenergie durch Umwandlung von elektrischer Energie erzeugt. Da das Modell prüfen soll, ob es unter gewissen Umständen wirtschaftlich ist, thermische Energie durch elektrische zu erzeugen, wird von keiner vorinstallierten Boilerleistung ausgegangen und das Ausbaupotential wird mit  $5.000 \text{ MW}_{\text{th}}$  als praktisch unbeschränkt angenommen. Als Umwandlungswirkungsgrad werden 97% angesetzt. Die Kalibrierdaten sind in Tab. 21 aufgelistet:

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Installierte Boilerleistung	$Q_{\text{boiler}}$	0	$\text{MW}_{\text{th}}$
Wirkungsgrad Boiler	$\eta_{\text{boiler}}$	97	%
Ausbaupotential	$Q_{\text{boiler}}^{\text{max}}$	5.000	$\text{MW}_{\text{th}}$

Tab. 21: Kalibrierdaten des Boilers

### 4.6.4 Gasthermen

Die als Referenztechnologie implementierte Gastherme soll sicherstellen, dass die Nachfrage des nicht vom Fernwärmenetz versorgten Gebietes gedeckt werden kann. Da das Fernwärmenetz in Wien aktuell einen Deckungsgrad von etwa 36% der thermischen Nachfrage aufweist, muss es möglich sein, die restlichen 64% der Nachfrage mit dieser Technologie zu decken. Dazu wurde die vorinstallierte Thermenleistung auf 64% der im Jahresprofil aufscheinenden maximalen thermischen Nachfrage gesetzt und beträgt etwa  $4.650 \text{ MW}_{\text{th}}$ . Der gewählte Wirkungsgrad soll eine Mischung aus installierten Alt- und Neugeräten darstellen und wird mit 90% angesetzt. Als Ausbaupotential bei einer Zurückdrängung des Fernwärmenetzes werden Investitionen bis zu einer Gesamtleistung von  $5.000 \text{ MW}_{\text{th}}$  ermöglicht. Die Kalibrierdaten sind in Tab. 22 aufgelistet:

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Installierte Thermenleistung	$Q_{therme}$	4.650	MW <sub>th</sub>
Wirkungsgrad der Gastherme	$\eta_{therme}$	90	%
Ausbaupotential	$Q_{therme}^{max}$	5.000	MW <sub>th</sub>

Tab. 22: Kalibrierdaten der Gastherme

#### 4.6.5 Erzeugungskapazitäten aller Wärmeerzeuger in Wien

In Abb. 23 sind alle Typen von Wärmeerzeugern mit ihren maximalen Kapazitäten übersichtlich dargestellt. Dabei ist die Unterscheidung zwischen dem Fernwärmeversorgten und dem restlichen Gebiet gegeben. Diese Zweiteilung ergibt bei einem Verbreitungsgrad des Fernwärmesystems von ungefähr 36% eine maximal zu deckende Wärmenachfrage von etwa 2.620 MW<sub>th</sub> innerhalb und etwa 4.650 MW<sub>th</sub> außerhalb des Fernwärmegebietes. Im Fernwärmegebiet übernehmen die vier Müllverbrennungsanlagen (die bis auf die MVA Flötzersteig ebenfalls KWK-Anlagen darstellen), die anderen sechs KWK-Anlagen und die fünf Fernheizwerke die Versorgung. Zusammen weisen sie eine vorinstallierte thermische Leistung von 3.050 MW<sub>th</sub> auf. Das nicht vom Fernwärmesystem versorgte Gebiet wird von der Referenztechnologie Gastherme mit einer vorinstallierten Leistung von 4.650 MW<sub>th</sub> und einem geringen Anteil an Wärmepumpen und solarthermischen Anlagen versorgt. Die Deckung der Wärmenachfrage ist somit in beiden Gebieten gesichert.

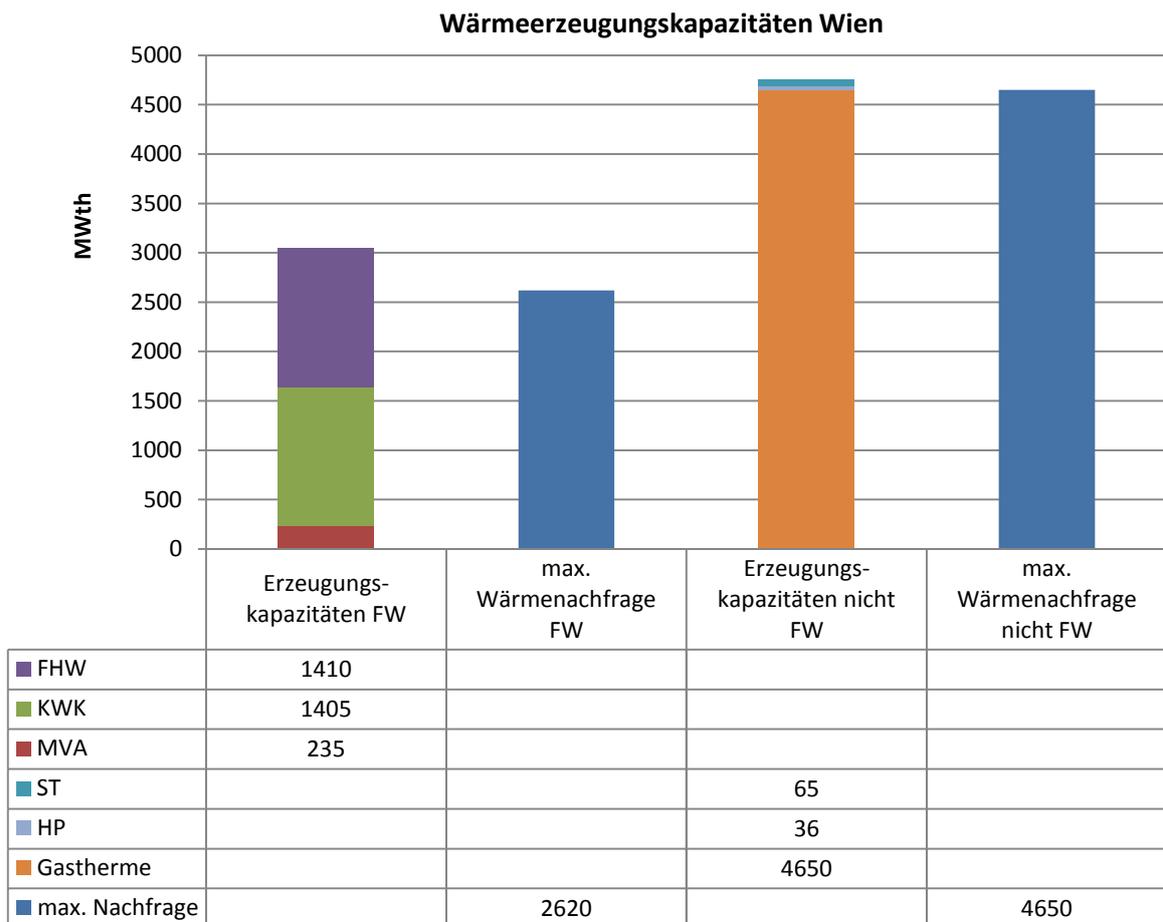


Abb. 23: Erzeugungskapazitäten aller Wärmeerzeuger in Wien; Eigene Darstellung

## 4.7 Andere Stromerzeuger in Wien

### 4.7.1 Photovoltaische Anlagen in Wien

Laut „Energiebericht der Stadt Wien“<sup>1</sup> waren im Jahr 2011 etwa 52.000 m<sup>2</sup> an PV-Anlagen im Stadtgebiet installiert. Diese lieferten bei einer installierten Maximalleistung von fast 6.500 kW<sub>peak</sub> einen Jahresertrag von rund 6.000 MWh.

Diese Kollektorfläche wird als vorinstallierte und abgeschriebene Anlage angenommen. Der vom Modul- bis zum Inverterwirkungsgrad alle auftretenden Verluste beinhaltende Systemwirkungsgrad wird als konstant und temperaturunabhängig mit 15% der eingestrahlten Solarleistung angenommen.

Das Solarpotential wird, ebenso wie für die solarthermischen Anlagen, aus dem Solarpotentialkataster der Stadt Wien<sup>2</sup> bezogen und in einem ersten Schritt ebenfalls nur mit der als „Sehr gut“ klassifizierten Fläche veranschlagt. Diese beiden Technologien konkurrieren um dieselbe zur Verfügung stehende Dachfläche.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Installierte PV-Kollektorfläche	$A_{PV}$	52.000	m <sup>2</sup>
Systemwirkungsgrad	$\eta_{PV}$	15	%
Maximal verfügbare Dachfläche	$A_{roof}$	21.000.000	m <sup>2</sup>

Tab. 23: Kalibrierdaten der PV-Anlagen

### 4.7.2 Windkraftanlagen in Wien

In Wien befinden sich zurzeit neun Windkraftanlagen in Betrieb, die in Summe eine Gesamtleistung von fast 7,5 MW<sub>el</sub> liefern können. Die größten Erzeuger befinden sich dabei in zwei verschiedenen Windparks in Unterlaa mit vier Anlagen, und in Breitenlee mit drei Anlagen. In Tab. 24 sind die Anlagen mit deren jeweiligem Typ und den technischen Daten aufgelistet.

Anlage	Typ	Brutto Nennleistung
Windpark Unterlaa Ost/ West	4x1 MW, Siemens SWT-1-54, 60m, Ø54m	4 MW <sub>el</sub>
Windpark Breitenlee	3x0.85 MW, Vestas V52/850, 74m, Ø52m	2,55 MW <sub>el</sub>
WKA Donaudamm/ Hafen	1x0,6 MW, Neg-Micon M1800-600, Ø46m	0,6 MW <sub>el</sub>
WKA Donauinsel/ Steinsporn	1x0,255 MW, Enercon E30-300, 50m, Ø30m	0,255 MW <sub>el</sub>

Tab. 24: Daten der in Wien befindlichen Windkraftanlagen<sup>3</sup>

Wie in der Modellbeschreibung unter Punkt 3.5.2 ausgeführt, wurde nur ein Typ von Windkraftanlage modelliert. Als repräsentative Anlage wurde die „Vestas V52“, welche im Windpark Breitenlee installiert ist, ausgewählt. Sie besitzt eine Nabenhöhe von 74 m und einen Rotordurchmesser von 52 m. Mit einer Leistung von 850 kW<sub>el</sub> liegt sie zwischen den Werten der im Windpark Unterlaa und den an den übrigen Standorten installierten Anlagen. Diese repräsentative Anlage wird nun als an allen neun Standorten installiert betrachtet. Somit ergibt sich eine installierte Gesamtleistung von 7,65MW. Die Leistungsbestimmung bei den vorhandenen Windgeschwindigkeiten erfolgt anhand der Leistungskurve dieser Anlage, die in Abb. 24 dargestellt ist.

<sup>1</sup> Quelle: Haas, Ajanovic, & Dittrich (Energiebericht der Stadt Wien, 2012)

<sup>2</sup> Quelle: Wien.gv.at (Solarpotential Wien, 2007)

<sup>3</sup> Quellen: Wien.gv.at (Windkraftwerke in Wien, 2013) und Thewindpower.net (2013)

Die Anlagen erzeugen ab Windgeschwindigkeiten von 3 m/s elektrische Energie und werden bei Geschwindigkeiten über 24 m/s abgeregelt.

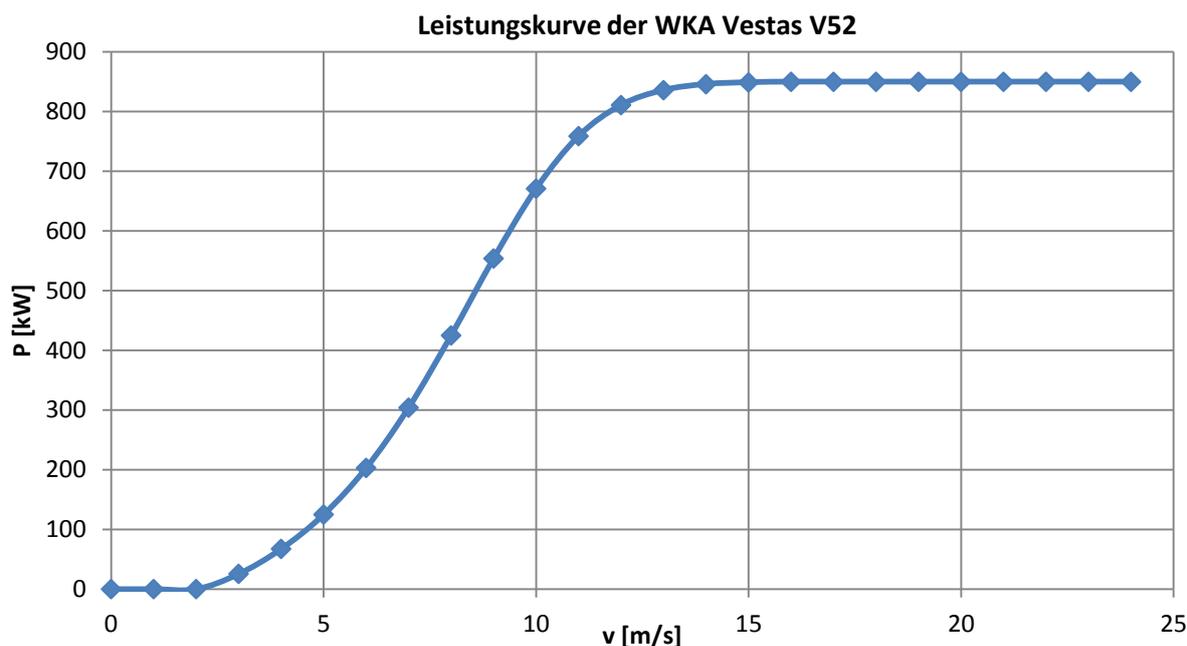


Abb. 24: Leistungskurve der WKA Vestas V52; Eigene Darstellung nach Daten von Kopp (2013)

Das zusätzliche Windpotential wird anhand einer Studie der Energon GmbH festgelegt<sup>1</sup>. Demnach können im Gebiet Breitenlee bei einer Umstrukturierung zusätzlich zu den aktuellen 3 Anlagen 1 bis 2 WKA mehr untergebracht werden. Im Gebiet Unterlaa soll Raum für insgesamt 6 (bei aktuell 4 installierten) WKA sein, und in den Gebieten Rothneusiedl und Stammersdorf jeweils Platz für 4 neue WKA. Das gesamte Potential ergibt sich somit zu 19 Anlagen. Als Standardtyp für die Potentialermittlung wurde in erwähnter Studie ebenso der hier modellierte Typ „Vestas V52“ angenommen.

Die verwendeten Kalibrierdaten sind in Tab. 25 aufgelistet:

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Anzahl installierter Windkraftanlagen	$N_{wind}^{inst}$	9	1
Maximalpotential an Windkraftanlagen	$N_{wind}^{max}$	19	1

Tab. 25: Kalibrierdaten der Windkraftanlagen

### Klimadaten

Wie unter Punkt 3.5.2 beschrieben, sind zur Bestimmung der erzeugten Energiemengen von Windkraftanlagen Klimadaten der Windgeschwindigkeit nötig. Ebenso wie die Klimadaten der Solarstrahlung werden diese Werte von bestimmten Messstellen unter genauen Bedingungen aufgezeichnet und unterliegen starken lokalen Fluktuationen. Sie werden in diesem Modell sowohl im Zeitverlauf als auch für ein durchschnittliches Jahr als repräsentativ angesehen und gelten für das gesamte betrachtete Gebiet und gleichermaßen für alle Windkraftanlagen desselben Typs.

Aufgrund der Nichtverfügbarkeit von Winddaten für Wien, wurden Windgeschwindigkeitsdaten aus Wiener Neustadt herangezogen. Diese wurden dankenswerterweise von der „Energy Economics Group“ der TU Wien zur Verfügung gestellt. Um die Daten dann repräsentativer für die Region zu gestalten, wurden die Windgeschwindigkeiten mit einem Faktor von 1.15 multipliziert um übliche Volllaststunden von etwa 1.700 Stunden pro Jahr zu erzielen. Diese Winddaten wurden dann laut Punkt 3.5.2 der Modellbeschreibung aufbereitet und anschließend die Lastkennlinie zur Bestimmung der erzeugten Leistungen herangezogen.

<sup>1</sup> Siehe: Energon GmbH (2013)

Die Referenzhöhe der gemessenen Geschwindigkeiten beträgt 10 m über dem Grund und die Nabenhöhe der betrachteten WKA beträgt 74 m. Die Rauigkeitslänge gibt die Oberflächenbeschaffenheit der Umgebung an und wird mit 0,1 festgesetzt, da sich die in Wien installierten Anlagen durchaus auf offenem Gelände befinden.<sup>1</sup>

Die benötigten Parameter zur Aufbereitung der Klimadaten sind in Tab. 26 ersichtlich

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Nabenhöhe der WKA	$h$	74	m
Referenzhöhe der gemessenen Windgeschwindigkeit	$h_{ref}$	10	m
Rauigkeitslänge der Umgebung	$z$	0,1	m

Tab. 26: Parameter zur Aufbereitung der Windgeschwindigkeitsdaten

### 4.7.3 Erzeugungskapazitäten aller Stromerzeuger in Wien

In Abb. 25 sind alle Typen von Stromerzeugern mit ihren maximalen Kapazitäten übersichtlich dargestellt. Den größten Beitrag mit einer installierten Leistung von 1.869 MW<sub>el</sub> im Kondensationsbetrieb liefern die sechs KWK-Anlagen (ohne die MVA). Im Fernwärmebetrieb aller aller KWK-Anlagen beträgt die installierte Leistung noch immer 1.634 MW<sub>el</sub>. Dazu kommen noch 17 MW<sub>el</sub> aus den KWK-Müllverbrennungsanlagen<sup>2</sup> und sehr geringe Anteile an PV- und Windstrom. Die nachgefragten Strommengen können zu jedem Zeitpunkt ausreichend gedeckt werden.

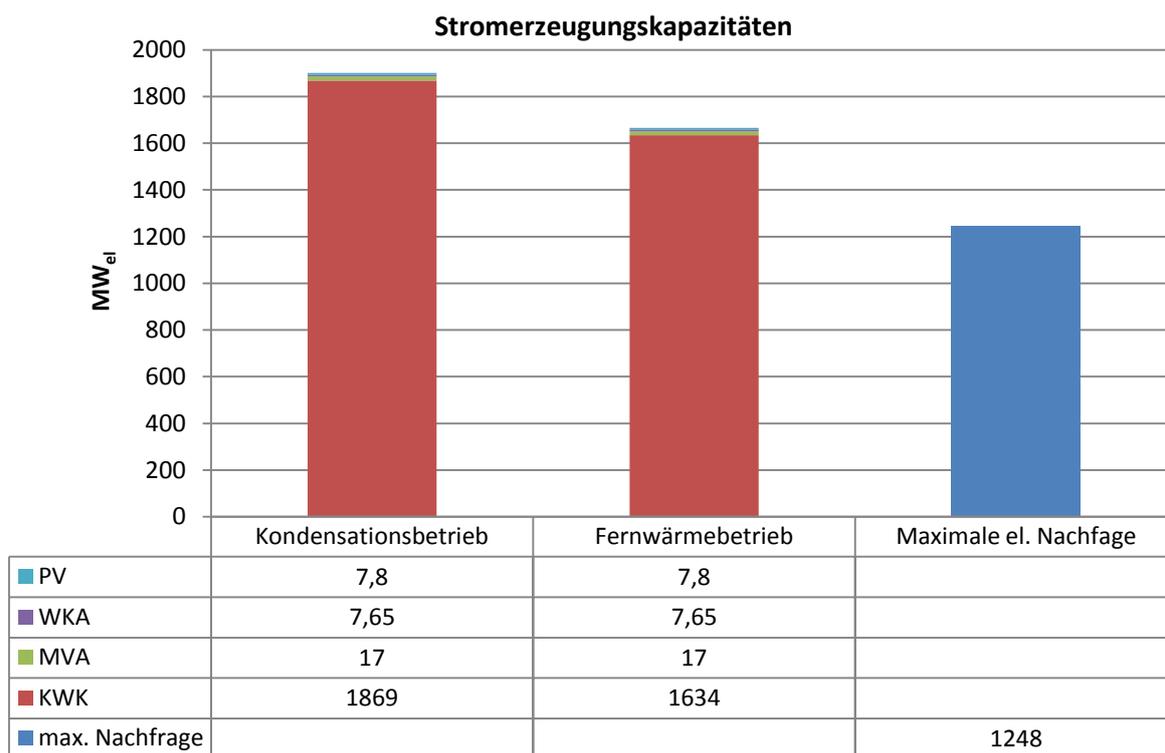


Abb. 25: Erzeugungskapazitäten aller Stromerzeuger in Wien; Eigene Darstellung

<sup>1</sup> Eine Rauigkeitslänge von 0,1 steht für landwirtschaftliches Gelände mit einigen Häusern und 8 m hohen Hecken im Abstand von ca. 500 m. Vgl. Energie-ConsultingAG (2013)

<sup>2</sup> Aufgrund der Erzeugung ausschließlich für den Eigenbedarf, wird die Stromerzeugung der SMVA Simmering hier nicht mitgezählt. Die MVA Flötzersteig ist keine KWK-Anlage und produziert nur thermische Energie

## 4.8 Hochdruckwärmespeicher Simmering und Fernwärmenetz

In Wien Simmering wurde im Zeitraum von Mai 2012 bis Ende 2013 der erste Hochdruckwärmespeicher Europas errichtet. Dieser von der Wien Energie Fernwärme errichtete Speicher soll als Teil des Wiener Fernwärmenetzes in 11.000 m<sup>3</sup> Wasser eine thermische Energie von 850 MWh<sub>th</sub> speichern können. Der neue Wärmespeicher soll im Jahresverlauf während geplanten 2.200 Stunden mit 145.000 MWh<sub>th</sub> Wärmeenergie beladen und auch wieder entladen werden.<sup>1</sup>

Bisher dienen die 541 km des Primärnetzes mit den darin transportierten etwa 80.000 m<sup>3</sup> an Wasser sozusagen als Wärmespeicher an den alle einspeisenden Anlagen angeschlossen sind. In diesem Primärnetz wird das Wasser bei Drücken von bis zu 28,5 bar auf bis zu 160°C erhitzt. Weiter besteht das Fernwärmenetz aus 577 km an Sekundärnetz, das zur möglichst verlustarmen Verteilung der Wärmeenergie beitragen soll. Der über das Jahr gerechnete Netzverlust des Fernwärmesystems beträgt etwa 7%. Die Vorlauftemperatur im Netz und somit auch im Speicher wird abhängig von der Außentemperatur gewählt und beträgt zwischen 95°C und 150°C.<sup>2</sup>

Die Modellierung des Speichers erfolgt anhand der verfügbaren Daten wodurch die Kapazität des installierten Speichers mit 850 MWh<sub>th</sub> gewählt wird. Um die Effekte der Wärmespeicherung in Kombination mit den Ladeleistungen zu untersuchen, wird ein Speicherausbau auf bis zu 1.500 MWh<sub>th</sub> ermöglicht. Die installierte Lade- und auch Entladeleistung wurde anhand der gespeicherten Jahresenergiemenge und den dazu benötigten Ladestunden auf 66 MW<sub>th</sub> berechnet. Da davon ausgegangen wird, dass nicht immer mit der vollen zur Verfügung stehenden Ladeleistung geladen bzw. entnommen wird, erhöht sich dieser Wert im Modell auf 100 MW<sub>th</sub>. Um die Wichtigkeit dieses Parameters zu bewerten, gibt es im Modell die Möglichkeit, die Ladeleistung bis auf 500 MW<sub>th</sub> zu erhöhen. Obwohl keine Daten zu den Verlusten des Speichers erhältlich sind, werden Verluste von 1% für das Laden und 1% für das Entladen des Wärmespeichers angenommen. Weiter verliert der Speicher 2% der gespeicherten Energie pro Stunde aufgrund der Temperaturschichtung und der Umgebungsverluste.

Die Speicherkapazität des Fernwärmenetzes wird nicht direkt berücksichtigt, sondern wird wie unter Punkt 3.2.2 erläutert durch die Glättung des Nachfrageprofils über einen Zeitraum von fünf Stunden nachgebildet. Die über das Jahr angegebenen durchschnittlichen Verluste des gesamten Fernwärmenetzes von 7% werden im Modell so implementiert, dass zu jedem Zeitpunkt die Erzeugung der thermischen Energie um 7% über dem Verbrauch selbiger liegen muss. Dies verzerrt die benötigte Produktion etwas zu Ungunsten des Fernwärmesektors, da in Realität aufgrund der geringeren Energieabnahme im Sommer die Verluste in der warmen Jahreszeit größer sind, als im Winter. Alle Parameter des Speichers und des Fernwärmenetzes sind in Tab. 27 zusammengefasst.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Installierte Speicherkapazität	$cap_{HS}$	850	MWh <sub>th</sub>
Installierte Maximale Lade- bzw. Entladeleistung	$Q_{HS}$	100	MW <sub>th</sub>
Lade- bzw. Entladeverlust	$Loss_{charge}$	1	%
Stündlicher Speicherverlust	$Loss_h$	2	%
Stündlicher Verlust des Fernwärmenetzes	$Loss_{net}$	7	%
Ausbaupotential der Speicherkapazität	$cap_{HS}^{max}$	1.500	MWh <sub>th</sub>
Ausbaupotential der Lade- bzw. Entladeleistung	$Q_{HS}^{max}$	500	MW <sub>th</sub>

Tab. 27: Kalibrierdaten des Speichers und des Fernwärmenetzes

<sup>1</sup> Quelle: Wien.gv.at (Wärmespeicher Simmering, 2013)

<sup>2</sup> Quelle: Wienenergie (Orange Buch 2010, 2010)

## 4.9 Elektrische Anbindung Wiens

Wie unter Punkt 3.8 erläutert, wurde im Modell eine Import- und Exportmöglichkeit für elektrische Energie eingeführt. Dies kann als die elektrische Anbindung der Region an ihre umliegenden Regionen und auch ins Ausland verstanden werden. Als Großstadt verfügt die Region Wien über ein weit verzweigtes und dichtes Netz an Leitungen auf verschiedenen Spannungsebenen, die Anbindungen an das überregionale Netz darstellen. Es kann daher in Realität weder eine eindeutige Abgrenzung getroffen werden, wo sich die Übergabestellen zwischen der Region und dem Umland befinden, noch kann eindeutig von Import bzw. Export aus dieser Region gesprochen werden.

Trotzdem wurde in diesem Modell ein einzelner fiktiver Knoten realisiert, über den die gesamte Energie transportiert und gehandelt wird. Als maximale Leistung weist die in Punkt 4.2.1 modellierte Stromnachfrage einen Spitzenwert von ca. 1.250 MW<sub>el</sub> auf. Alleine die beiden 400 kV Leitungen der Wiener Nordeinspeisung sind auf eine Übertragungsleistung von bis zu 1.040 MW ausgelegt.<sup>1</sup> Aufgrund dieser Tatsache wird rein für die Versorgung der Stadt Wien nicht mit einer Limitierung der Handelskapazitäten durch das Übertragungsnetz gerechnet und eine Beschränkung von 2.000 MW eingeführt.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Maximale Exportkapazität	$EEX_{imp}^{max}$	2.000	MW <sub>el</sub>
Maximale Importkapazität	$EEX_{exp}^{max}$	2.000	MW <sub>el</sub>

Tab. 28: Parameter der elektrischen Anbindung Wiens

Als Handelspreise werden die Stundenwerte des Spotpreismarktes der „European Energy Exchange“-Börse (EEX) aus dem Jahr 2010 verwendet. Diese Preise werden als statisch angenommen und können nicht durch die eigene Produktion beeinflusst werden. Der Jahresverlauf ist in Abb. 26 ersichtlich.<sup>2</sup>

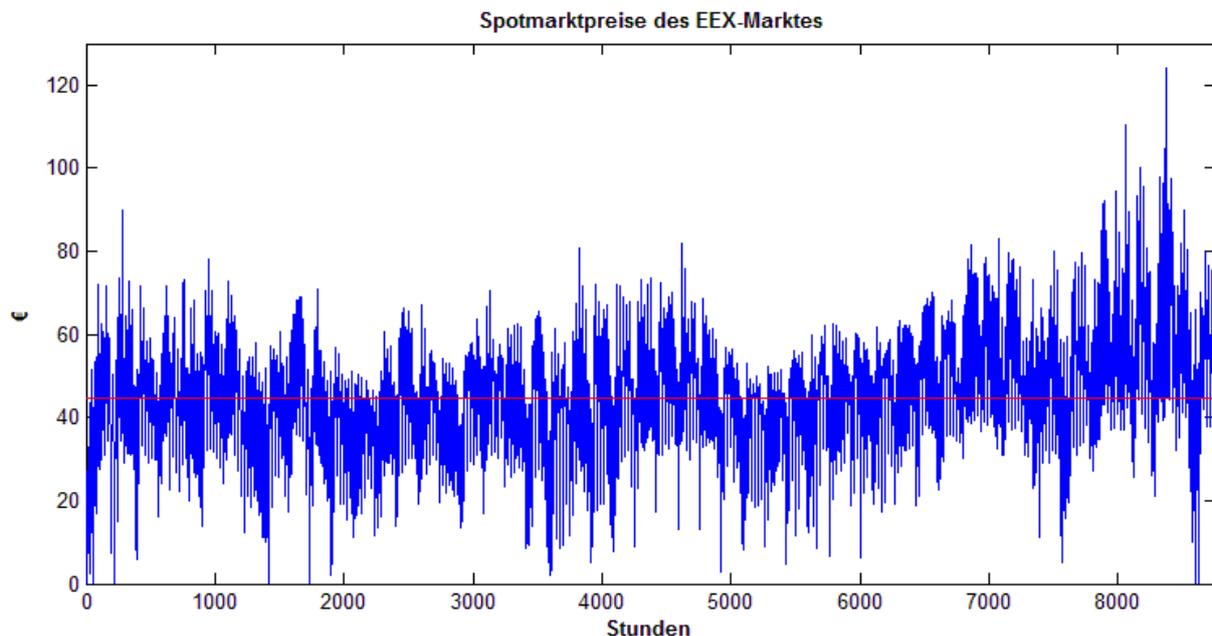


Abb. 26: Spotmarktpreise des EEX Marktes aus dem Jahr 2010; Daten von EnergyExchangeAustria (2013);

<sup>1</sup> Quelle: Wikipedia.org (400 kV Nordeinspeisung Wien, 2013)

<sup>2</sup> In der Abbildung der EEX- Preise ist erkennbar, dass im Jahr 2010 ein durchschnittlicher Spotmarktpreis von etwa 45 € pro MWh erzielt wurde. Dieser Wert hat sich in den letzten Jahren weiter verringert. Es empfiehlt sich, für neuere Berechnungen mit aktuelleren Marktdaten zu arbeiten, in welchen sich auch die Erträge der neuen erneuerbaren Energieträger (Wind und Photovoltaik) widerspiegeln.

## 4.10 Kostenannahmen und Preise

Wie in Punkt 2.3 bei der allgemeinen Behandlung von Optimierungsmodellen ausgeführt, spielen die Kostenfaktoren der einzelnen Technologien und Ressourcen eine sehr wichtige Rolle. Da sich diese aber Marktabhängig ändern und starken Schwankungen ausgesetzt sind, wird in diesem Modell teilweise auf Momentaufnahmen von verfügbaren Daten sowie auf Schätzungen zurückgegriffen.

### 4.10.1 Brennstoffpreise

Die hier angegebenen Brennstoffpreise beziehen sich auf die Rohstoffkosten, die durch die Energieerzeugung in den unterschiedlichen Anlagen entstehen.

Der Gaspreis wird in € pro verfeuerter  $MWh_{th}$  angegeben und bezieht sich auf den unteren Heizwert der im Gas enthaltenen Energie. Der Preis wird als konstant während der gesamten Optimierungsperiode angenommen und orientiert sich an den Monatsmittelwerten vom August 2013 des Terminmarktes des am EEX-Markt<sup>1</sup> gehandelten Gases und beträgt 26,5 € pro  $MWh_{th}$ .

Biomassepreise schwanken je nach Art und Qualität der verwendeten Biomasse und werden meist in € pro Gewichtseinheit angegeben. Da das modellierte Biomassekraftwerk Waldhackgut als Brennstoff verwendet, wurde die Preisgestaltung an diese angelehnt. Bei Preisspannen von etwa 70 € bis 120 € pro Tonne<sup>2</sup> ergeben sich bei Energiedichten von ca. 4  $MWh$  pro Tonne<sup>3</sup> Preise von ca. 17 € bis 30 € pro  $MWh$ . Der gewählte Wert soll sich im unteren Bereich dieser Spanne befinden und wird mit 20 € pro  $MWh$  festgelegt und für die gesamte Optimierungsperiode als konstant angenommen.

Für die Bewertung der Brennstoffkosten für thermische Müllverbrennungsanlagen gibt es unterschiedliche Ansätze. Diese gehen bis zur Zuweisung von negativen Kosten um die Entsorgung des Abfalles zu vergüten. Andererseits muss bedacht werden, dass die Sammlung und Aufbereitung sowie die hohen Sicherheits- und Umweltauflagen bei der Müllverbrennung durchaus zu beträchtlichen Kosten führen und die anfallende Schlacke deponiert werden muss. In diesem Modell werden aus diesen Überlegungen heraus dem Abfall Kosten nahe Null zugeordnet.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Brennstoffkosten Gas	$c_{gas}$	26,5	€/MWh
Brennstoffkosten Biomasse	$c_{biomass}$	20	€/MWh
Brennstoffkosten Abfall	$c_{waste}$	0,1	€/MWh

Tab. 29: Kalibrierdaten der Brennstoffkosten

### 4.10.2 CO<sub>2</sub> Preise und Emissionsfaktoren

Das Modell berücksichtigt in den Gesamtkosten der Nachfragedeckung auch die durch den CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Erzeugungstechnologien entstehenden Zertifikatskosten. Hierfür werden die CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise des EEX-Marktes vom August 2013 herangezogen. Sie werden ebenso wie der Gaspreis als Konstant für das betrachtete Jahr angenommen und mit 5 € pro emittierter Tonne CO<sub>2</sub> veranschlagt.

---

<sup>1</sup> Siehe: European Energy Exchange AG (2013)

<sup>2</sup> Siehe: Agrarmanagement NÖ-Süd (2007)

<sup>3</sup> Standardwert bei einer rel. Feuchte von 20%; Siehe: Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (2011)

Um die Menge des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes zu berechnen, werden sogenannte Emissionsfaktoren benötigt, welche die Menge des ausgestoßenen Treibhausgases pro umgewandelte, im Brennstoff enthaltene Energiemenge angeben. Für Gas wird dabei einheitlich der allgemein übliche Wert von 200 Gramm CO<sub>2</sub> pro umgewandelter kWh Gas angenommen und in Tonnen pro MWh umgerechnet.

Der Emissionsfaktor von Müll hängt stark von der Zusammensetzung des Abfalls ab. In Wien wird dem Müll nach Pölz (2007) ein Emissionsfaktor von 50 Gramm CO<sub>2</sub> pro verbrannter kWh Abfall zugewiesen, da die Siedlungsabfälle aus bis zu 50% biogenen Stoffen bestehen. Diese Einschätzung soll auch in diesem Modell übernommen werden.

Biomasse wird, da sie während ihres Entstehungsprozesses gleichviel CO<sub>2</sub> bindet wie sie bei der anschließenden Verbrennung freisetzt, als CO<sub>2</sub>-neutral angesehen und besitzt somit einen Emissionsfaktor von Null.

Für gehandelten Strom wird ebenfalls ein Emissionsfaktor eingeführt. Der sogenannte „Euromix“ soll dabei die durchschnittlichen Emissionen der Stromproduktion in Europa widerspiegeln. Unterschiedliche Berechnungsmethoden führen aber auch hier zu verschiedenen Faktoren. Dieser ändert sich mit der Zusammensetzung der Erzeugungstechnologien wird aber im Modell als konstanter Wert festgelegt.<sup>1</sup>

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
CO <sub>2</sub> Zertifikatspreis	$c_{CO_2}$	5	€/t
Emissionsfaktor Gas	$em_{gas}$	0,2	t/MWh
Emissionsfaktor Abfall	$em_{waste}$	0,05	t/MWh
Emissionsfaktor Biomasse	$em_{biomass}$	0	t/MWh
Emissionsfaktor Euromix	$em_{euromix}$	0,43	t/MWh

Tab. 30: Kalibrierdaten der CO<sub>2</sub>-Emissionen

### 4.10.3 Investitionskosten

Zur Berechnung des Annuitätenfaktors nach Punkt 3.9.3 werden für alle Technologien einheitliche Lebensdauern von 25 Jahren bei einem konstanten Zinssatz von 5% angenommen. Diese einheitlichen Lebensdauern sind gerechtfertigt, da die Technologien, welche über eine Investitionsmöglichkeit verfügen, durchaus ähnliche Lebensdauern aufweisen.

Die im Modell verwendeten Investitionskosten sind geschätzte spezifische Kosten, die pro zusätzlich installierte Leistungseinheit anfallen. Sie werden für das Modell in € pro MW umgerechnet. Die Investitionskosten der Windkraftanlagen werden anschließend mit dem Leistungswert von 0,85 MW des modellierten Anlagentyps multipliziert, um die Kosten pro Anlage zu erhalten. Ausschließlich die Investitionskosten der solarthermischen Anlage werden in spezifische Kosten pro Installationsfläche angegeben und für das Modell auf € pro 1000 m<sup>2</sup> umgerechnet.<sup>2</sup> Die Kosten der restlichen Wärmeerzeugungstechnologien sind abgeschätzte Kosten je nach deren Anwendung.<sup>3</sup>

Für die Investitionskosten von Wärmespeichern gibt es keine verlässlichen Richtwerte und es existieren enorme Schwankungen in Abhängigkeit von der realisierten Speichergröße und Technologie. Für dieses Modell wurden die Kosten spezifisch für den in Wien installierten Hochdruckwärmespeicher berechnet. Für die Erweiterung der Kapazität wurden die veranschlagten Gesamtkosten für das Projekt von 20 Mio. € bei einem Speichervermögen von 850 MWh<sub>th</sub> herangezogen, um die spezifischen Kosten pro installierter MWh<sub>th</sub> Speicherkapazität zu ermitteln.

<sup>1</sup> Quelle: e-control (2009)

<sup>2</sup> Bei einer Solarstrahlung von 1000 W/m<sup>2</sup> werden auf 1000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche 1MW eingestrahlt

<sup>3</sup> Vgl. Kost, Schlegl, Thomsen, Nold, & Mayer (2012)

Selbiges Verfahren wurde verwendet um die Kosten der Erweiterung der Lade- bzw. Entladeleistung zu ermitteln. Die 20 Mio. € Investitionskosten werden dabei auf die abgeschätzte Ladeleistung von 100 MW<sub>th</sub> bezogen.<sup>1</sup> Die verwendeten Kalibrierdaten sind in Tab. 31 aufgelistet.

Parameter	Bezeichnung	Wert	Einheit
Lebensdauer aller Technologien	LD	25	a
Kalkulationszinssatz	<i>z</i>	5	%
Spezifische Investitionskosten PV-Module	$c_{PV}^{inv}$	1.500.000	€/MW
Spezifische Investitionskosten ST-Module	$c_{ST}^{inv}$	600.000	€/1000m <sup>2</sup>
Spezifische Investitionskosten WKA	$c_{wind}^{inv}$	1.100.000*0,85	€/Anlage
Spezifische Investitionskosten Wärmepumpe	$c_{HP}^{inv}$	1.000.000	€/MW
Spezifische Investitionskosten Boiler	$c_{boiler}^{inv}$	100.000	€/MW
Spezifische Investitionskosten Therme	$c_{therme}^{inv}$	800.000	€/MW
Spezifische IK Kapazität des Wärmespeicher	$c_{HS}^{inv}$	24.000	€/MWh
Spezifische IK Ladeleistung des Wärmespeicher	$c_{HS\_Q}^{inv}$	200.000	€/MW

Tab. 31: Geschätzte Investitionskosten der erweiterbaren Technologien

---

<sup>1</sup> Vgl. Wien.gv.at (Wärmespeicher Simmering, 2013)

# 5 Anwendungsbeispiel

In diesem Kapitel soll das implementierte Modell getestet und anhand von drei unterschiedlichen Durchläufen ein Einblick in die Anwendungsmöglichkeiten geboten werden. Die Ergebnisse dieser Durchläufe werden miteinander verglichen und kurz interpretiert. Es wird keine detaillierte Analyse der Einsatzplanung und der Erzeugungen der einzelnen Anlagen erfolgen, sondern nur eine Betrachtung der jeweiligen Anlagengruppen.

## 5.1 Allgemeines

Zur Lösung der Optimierungsaufgabe wurde ein Windows® 7 Rechner mit einer Intel® Core™ i3-2310M CPU mit 2,1 GHz Taktfrequenz und 4 GB Arbeitsspeicher eingesetzt.

Der verwendete Solver wurde Großteils in seinen Grundeinstellungen belassen, um diesem die optimale Lösungsstrategie selbst zu überlassen. Als wesentlichster Parameter wurde der Parameter „gurobi.MipGap“, der eine der möglichen Abbruchbedingungen darstellt, auf einen vom Optimierungsproblem abhängigen Wert gesetzt. Für den Standarddurchlauf wurde als Abbruchbedingung ein Fehlerwert kleiner 0,04% gewählt. Für den Investitionsdurchlauf wurde dieser Wert auf 0,15% erhöht und für den Restriktionsdurchlauf auf 0,34%. Dieser Parameter gibt bei Minimierungsaufgaben die prozentuelle Differenz der aktuell gültigen MILP-Lösung zur Grenze des bestmöglichen Zielwertes an.

## 5.2 Standarddurchlauf

Der Standarddurchlauf bezeichnet die Ausführung der Optimierung mit allen Daten wie in der Modellkalibrierung in Kapitel 4 beschrieben. Dabei werden bei allen Technologien nur die aktuell installierten Kapazitäten berücksichtigt und keine zusätzlichen Investitionen zugelassen. Der Parameter des Deckungsgrades des Fernwärmenetzes wird auf den aktuellen Verbreitungsgrad von 36% kalibriert. Die Optimierung erfolgt in diesem Durchlauf also nur in Richtung der optimalen Einsatzplanung der vorhandenen Erzeugungstechnologien und der vom Strompreis abhängigen Handelsstrategie. Dies repräsentiert den aktuellen Zustand der implementierten Beispielregion und dient dem Erhalt von Referenzdaten für Vergleiche mit den anderen Optimierungsdurchläufen.

### 5.2.1 Ergebnis

Der Optimierungsalgorithmus löst das Problem nach einer Berechnungszeit von 4.813 Sekunden mit einem verbleibenden „optimality-gap“ von 0,0329%. Die durchgeführten Ebenenschnitte, Iterationen und verwendeten Algorithmen sind in der Solverausgabe angegeben:<sup>1</sup>

*Cutting planes:*

- Gomory: 5
- Cover: 384
- Implied bound: 7
- Flow cover: 4.702

*Explored 330 nodes (348.148 simplex iterations) in 4.774,22 seconds*

*Thread count was 4 (of 4 available processors)*

*Optimal solution found (tolerance 4,00e-04)*

---

<sup>1</sup> Für mehr Informationen dazu siehe Gurobi Optimization (2013)

Best objective  $8,047677707784e+08$ , best bound  $8,045033285875e+08$ , gap 0,0329%  
 Total System Cost: 804.767.771, Time: 4.813,009467

Als Ergebnis der Optimierung erhält man die minimalen Gesamtkosten der Nachfragedeckung für das betrachtete Jahr, die mit dem aktuell installierten Park an Erzeugungstechnologien und entsprechender Handelsstrategie erzielbar sind. Die wichtigsten Ergebniswerte sind in Tab. 32 festgehalten.

Parameter	Wert	Einheit
Gesamtkosten	804.767.771	€
CO <sub>2</sub> Ausstoß	5.994.100	t
$FW_{Deckung}$ (fix vorgegeben)	36	%

Tab. 32: Ergebnisse des Standardoptimierungsdurchlaufs

## 5.2.2 Betrachtung der Einzeltechnologien

Wie aus Punkt 3.2.3 hervorgeht, müssen im Wesentlichen drei unterschiedliche Nachfragen gedeckt werden. Einerseits die beiden Anteile der thermischen Nachfrage, die aus dem Fernwärmeanteil und dem nicht davon versorgten Gebiet bestehen, und andererseits die Nachfrage nach elektrischer Energie. Diese drei Bereiche sollen nun etwas genauer betrachtet werden.

### Wärmeversorgung im Fernwärmegebiet:

Die Grundlast des Fernwärmenetzes wird von den vier MVA, die sich ganzjährig im Dauerbetrieb befinden, gedeckt. Die restlichen sechs KWK-Anlagen decken die Mittellast der Wärmenachfrage ab und werden an den Tagen mit der größten Nachfrage von den fünf Heizwerken als Spitzenerzeuger unterstützt. Die effizientesten Anlagen werden dabei jeweils bevorzugt und befinden sich länger in Betrieb. Die Betriebsstunden der restlichen sechs KWK-Anlagen (ohne die vier MVA) betragen im Durchschnitt 4.566 Stunden und reichen dabei von 1.461 Stunden (KWK Simmering 3) bis 7.443 Stunden (KWK Donaustadt), jene der Fernheizwerke betragen im Schnitt 1.530 Stunden und liegen zwischen 383 Stunden (FHW Kagran) und 3.110 Stunden (FHW Inzersdorf Süd). Die Anteile der unterschiedlichen Anlagengruppen zur Deckung des ganzjährigen Wärmebedarfes und die Beiträge des Speichers sind in Abb. 27 dargestellt.

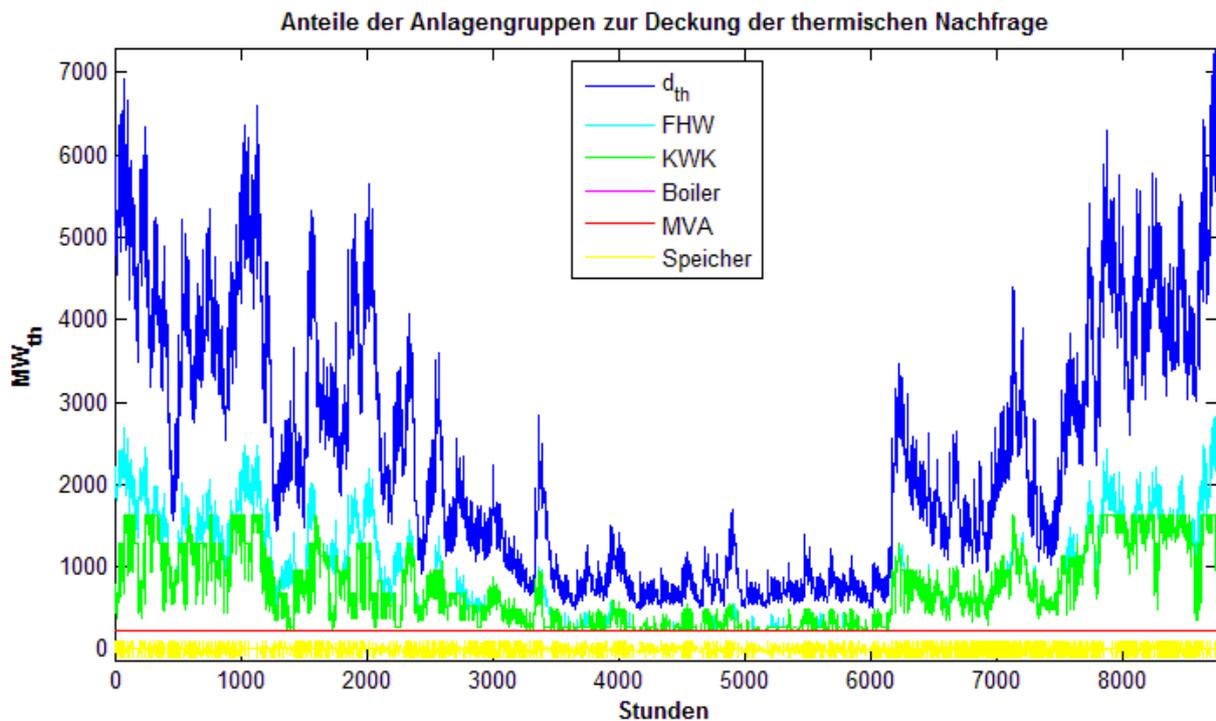


Abb. 27: Anteile der Anlagengruppen zur Deckung der thermischen Nachfrage im Fernwärmegebiet

### Wärmeversorgung im restlichen Gebiet:

Das nicht vom Fernwärmenetz versorgte Gebiet, in welchem die restlichen 64% des Gesamtwärmebedarfs gedeckt werden müssen, wird im Standarddurchlauf fast ausschließlich von der Gastherme als Referenztechnologie versorgt. Die exogen vorgegebene Erzeugung der ST-Anlage trägt nur marginal zur Nachfragedeckung bei. Die bereits vorinstallierten Wärmepumpenanlagen werden zwar annähernd im Dauerbetrieb gefahren, tragen aber ebenfalls nur wenig zum Gesamtbedarf bei. Die Anteile der unterschiedlichen Technologien sind in Abb. 28 dargestellt.

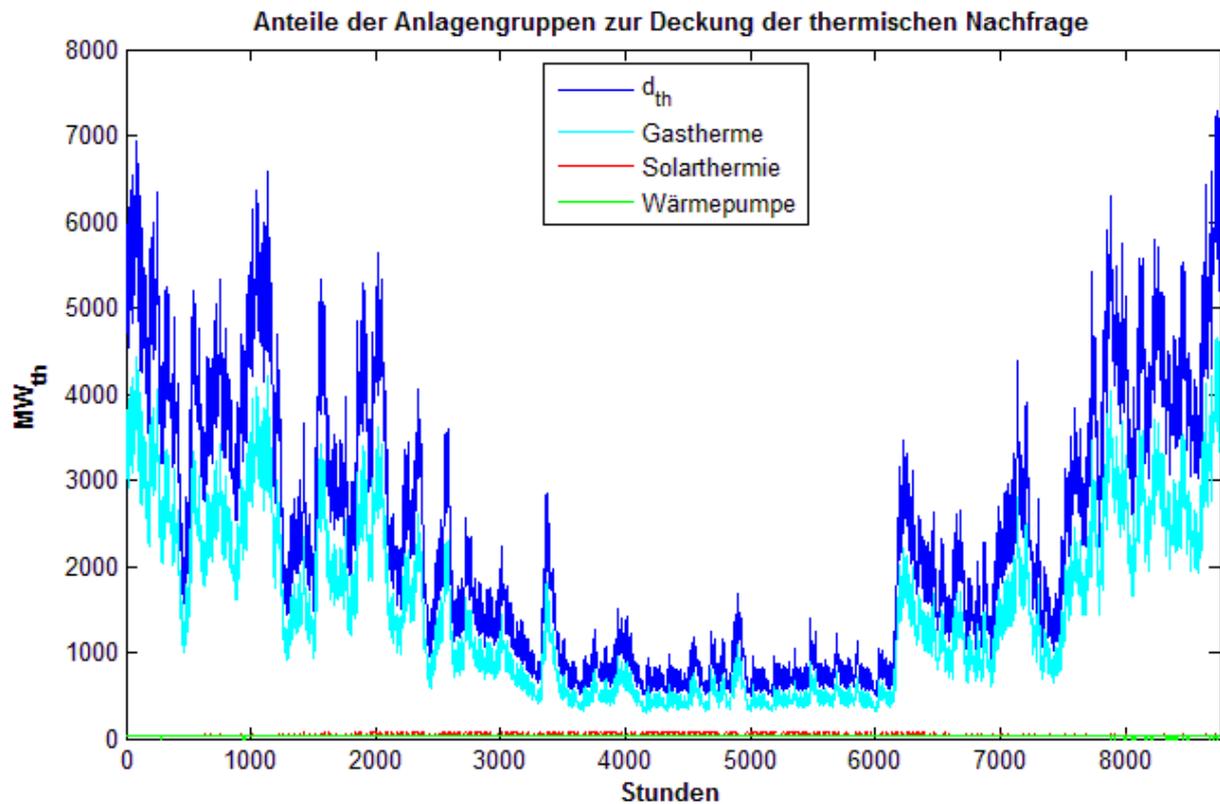


Abb. 28: Anteile der Anlagengruppen zur Deckung der thermischen Nachfrage im restlichen Gebiet

### Stromversorgung:

Die elektrische Nachfrage ist im tageszeitlichen Verlauf stärker schwankend als die thermische, bietet aber mit der Importmöglichkeit einen weiteren Freiheitsgrad der Deckung. Je nach benötigter Wärmeleistung wird innerhalb der erlaubten Produktionsregionen der Anlagen die elektrische Erzeugung bestmöglich eingestellt, um bei hohen Marktpreisen Strom zu exportieren und diesen bei niederen Preisen zu importieren. In Abb. 29 sind die Anteile der eigenen Stromerzeugung aus allen KWK-Anlagen (inklusive den stromerzeugenden MVA) und den Anlagen zur Erzeugung aus erneuerbaren Energien (WKA und PV-Anlagen) sowie die Beiträge des Strommarktes zur Deckung der Nachfrage dargestellt. In diesem Wochenausschnitt eines Sommermonats wird an den Werktagen Strom überproduziert und die überschüssige Energie exportiert. In den Nachtstunden werden die KWK-Anlagen zurückgefahren und der Bedarf teilweise oder vollständig durch Importe gedeckt. Am Wochenende werden die Anlagen ausgeschaltet und Strom ausschließlich importiert. Je nach Jahreszeit und damit einhergehender Wärmenachfrage wird in den KWK-Anlagen mehr oder weniger Strom produziert. In Abb. 30 ist zu erkennen, dass während der Wintermonate aufgrund der erhöhten Wärmenachfrage die produzierte Strommenge ebenfalls steigt und ein Export des Überschusses erfolgt. Im Sommer wird hingegen mehr Strom importiert. Ein Vergleich von Abb. 30 mit Abb. 26 lässt erkennen, dass in Sommermonaten, in denen die Strompreise niedrig sind, die KWK-Anlagen teilweise ganz ausgeschaltet werden und der Strombedarf vollständig durch Importe gedeckt wird. Ferner ist in Abb. 30 zu sehen, dass die Fahrweise der KWK-Anlagen nicht immer so beständig verläuft wie im Wochenausschnitt in Abb. 29 dargestellt, sondern dass insbesondere in den Übergangszeiten häufigere Änderungen der Fahrweisen erfolgen.

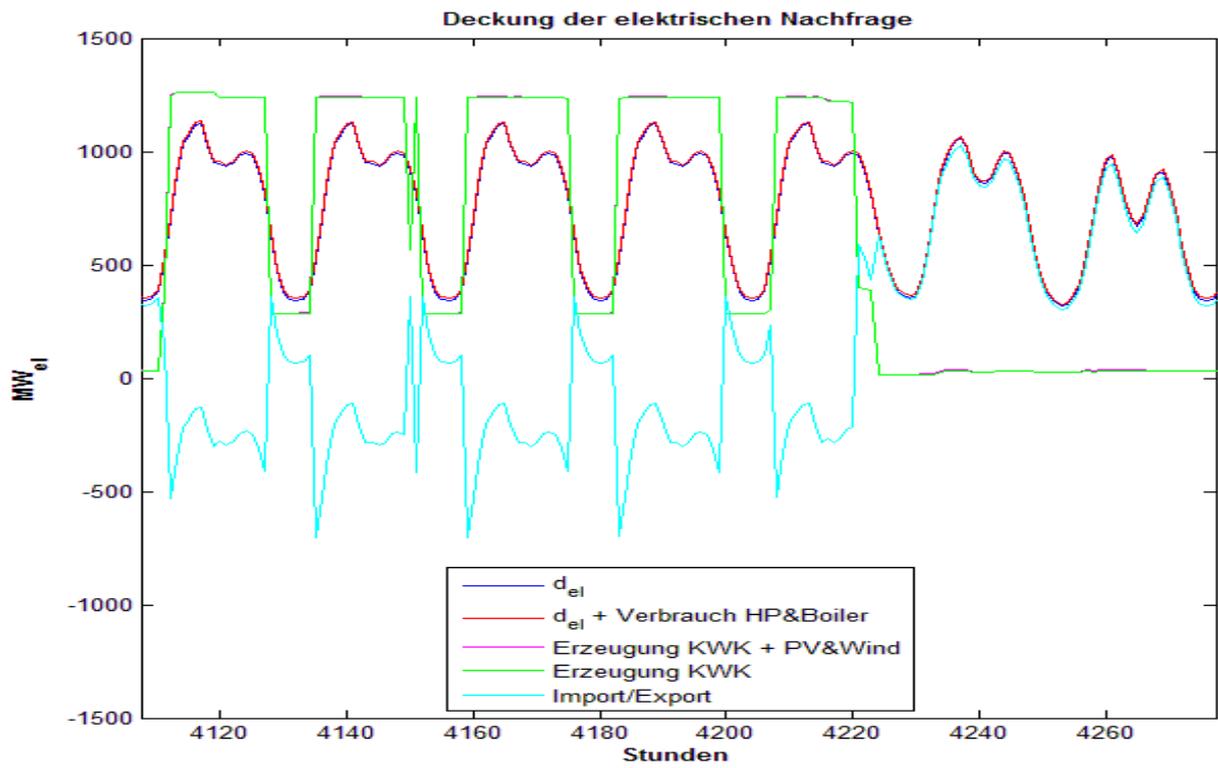


Abb. 29: Wochenausschnitt der Deckung der elektrischen Nachfrage

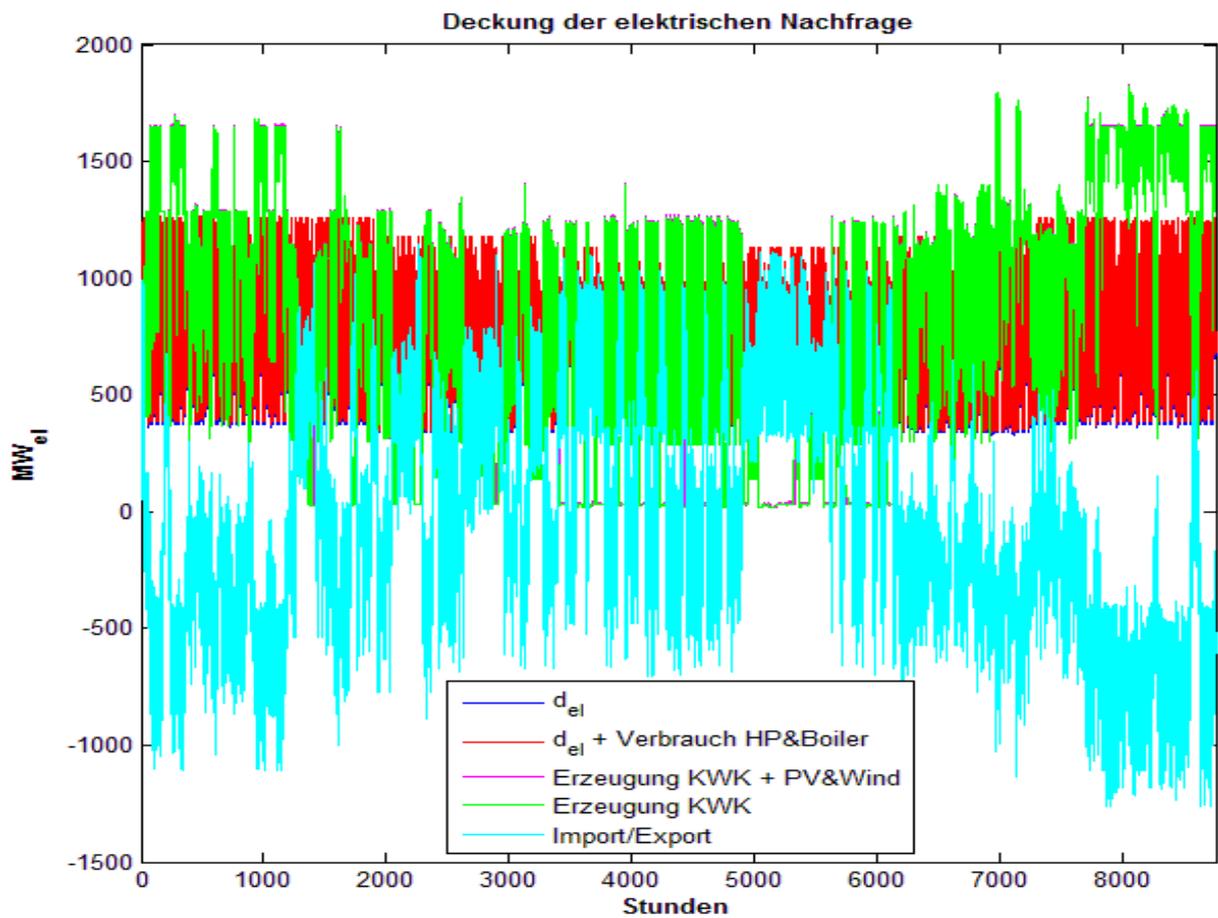


Abb. 30: Jahresverlauf der Deckung der elektrischen Nachfrage

## 5.3 Investitionsdurchlauf

Der Investitionsdurchlauf bezeichnet die Durchführung der Optimierungsaufgabe entsprechend den vorgegebenen Kalibrierdaten aus Kapitel 4 inklusive aller beschriebenen Investitionsmöglichkeiten. Damit können eventuelle Verbesserungen und Einsparungen gegenüber der aktuellen Situation eruiert werden, die durch Investitionen in die vorhandenen Technologien erzielbar sind. Der Deckungsgrad des Fernwärmenetzes wird nicht vorgegeben, sondern durch die Optimierung selbst bestimmt. Kosten eines eventuell damit einhergehenden Ausbaus des Fernwärmenetzes werden allerdings hier nicht berücksichtigt, sondern es soll nur abgeschätzt werden ob mit den aktuell installierten Anlagen tendenziell eine Verringerung oder eine Ausweitung der Versorgung möglich und sinnvoll wäre.

### 5.3.1 Ergebnis

Der Optimierungsalgorithmus löst das Problem nach einer Berechnungszeit von 2.850 Sekunden mit einem verbleibenden „optimality-gap“ von 0,1462%. Die durchgeführten Ebenenschnitte, Iterationen und verwendeten Algorithmen sind in der Solverausgabe angegeben:<sup>1</sup>

*Cutting planes:*

- Gomory: 4
- Flow cover: 25

*Explored 4 nodes (698.839 simplex iterations) in 2.839,63 seconds*

*Thread count was 4 (of 4 available processors)*

*Optimal solution found (tolerance 1,50e-03)*

*Best objective 7,629850423897e+08, best bound 7,618693066324e+08, gap 0,1462%*

*Total System Cost: 762.985.042, Time: 2.849,887559*

Als Ergebnis erhält man die minimal erzielbaren Gesamtkosten der thermischen und elektrischen Nachfragedeckung für das gesamte Jahr, inklusive der Investitionskosten, die durch einen optimal erweiterten Park an Erzeugungstechnologien und entsprechender Handelsstrategie entstehen. Die wichtigsten Ergebnisse und deren Vergleichswerte aus dem Standarddurchlauf sind in Tab. 33 festgehalten, wobei die nicht aufgelisteten Investitionsterme Null betragen.

Parameter	Wert		Einheit
	Standarddurchlauf	Investitionsdurchlauf	
Gesamtkosten	804.767.771	762.985.042	€
CO <sub>2</sub> Ausstoß	5.994.100	5.465.000	t
$FW_{Deckung}$	36	35,74	%
$Q_{HP}^{add}$	-	1.014	MW
$Q_{boiler}^{add}$	-	239	MW
$N_{wind}^{add}$	-	10	1

Tab. 33: Ergebnisse des Investitionsdurchlaufs

Wie aus den Ergebnissen der Optimierung ersichtlich, besteht durchaus Potential, die Ausgangssituation unter den gegebenen Investitionsmöglichkeiten zu verbessern. Gegenüber der Referenzsituation sind durch die aufgelisteten Investitionen Kosteneinsparungen von über 5% möglich, bei einer gleichzeitigen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um mehr als 9%.

<sup>1</sup> Für mehr Informationen dazu siehe GurobiOptimization (2013)

### 5.3.2 Betrachtung der Einzeltechnologien

#### Wärmeversorgung im Fernwärmegebiet:

Innerhalb des Fernwärmenetzes wird ein Zubau eines elektrischen Boilers in der Höhe von etwa 240 MW<sub>th</sub> empfohlen. Der Fernwärmeanteil an der Gesamtversorgung bleibt annähernd gleich und sinkt auf knapp unter 36%. Zur Bereitstellung der Grundlast an thermischer Energie werden aufgrund der angenommenen geringen Brennstoffkosten, kombiniert mit den niedrigen spezifischen CO<sub>2</sub>-Kosten, weiterhin die vier MVA ganzjährig im Dauerbetrieb gefahren. Der elektrische Boiler, der ohne Anfahrkosten betrieben werden kann, wird – wie in Abb. 31 ersichtlich – für kurzfristige Spitzen eingesetzt um ein Einschalten von KWK-Anlagen und insbesondere der Fernheizwerke zu vermeiden. Dies ist auch aus den Werten in Tab. 34 erkennbar, in welcher nur ein leichter Rückgang der durchschnittlichen Betriebsstunden und Anfahrvorgänge der sechs KWK-Anlagen, aber ein erheblicher Rückgang bei den Fernheizwerken gegenüber dem Standarddurchlauf zu erkennen ist. Die Volllaststunden der Anlagentypen sinken in etwa im gleichen Ausmaß wie die Betriebsstunden, was auf eine ähnliche Fahrweise bezüglich Teillast hindeutet. Der Großteil der Mittellast wird nach wie vor von den restlichen sechs KWK-Anlagen mit einer Betriebsstundenspanne zwischen 1.522 Stunden (KWK Simmering 3) und 7.193 Stunden (KWK Donaustadt) beigesteuert. Die fünf Fernheizwerke weisen nun einer Spanne zwischen 177 Stunden (FHW Kagran) und 2.775 Stunden (FHW Inzersdorf) auf. Eine Aufteilung der Deckungsanteile der am Fernwärmenetz beteiligten Technologien ist in Abb. 31 ersichtlich. Auf der Nulllinie sind die Beiträge des Speichers aufgetragen.

Anlagentyp	Standarddurchlauf			Investitionsdurchlauf		
	Betriebsstunden	Volllaststunden	Startups	Betriebsstunden	Volllaststunden	Startups
MVA	8760	8760	0	8760	8760	0
KWK	4570	4110	27,8	4430	3940	27,3
FHW	1530	880	31,8	1300	750	17,0

Tab. 34: Durchschnittswerte der Einsatzdaten der Anlagentypen nach Investitionsdurchlauf

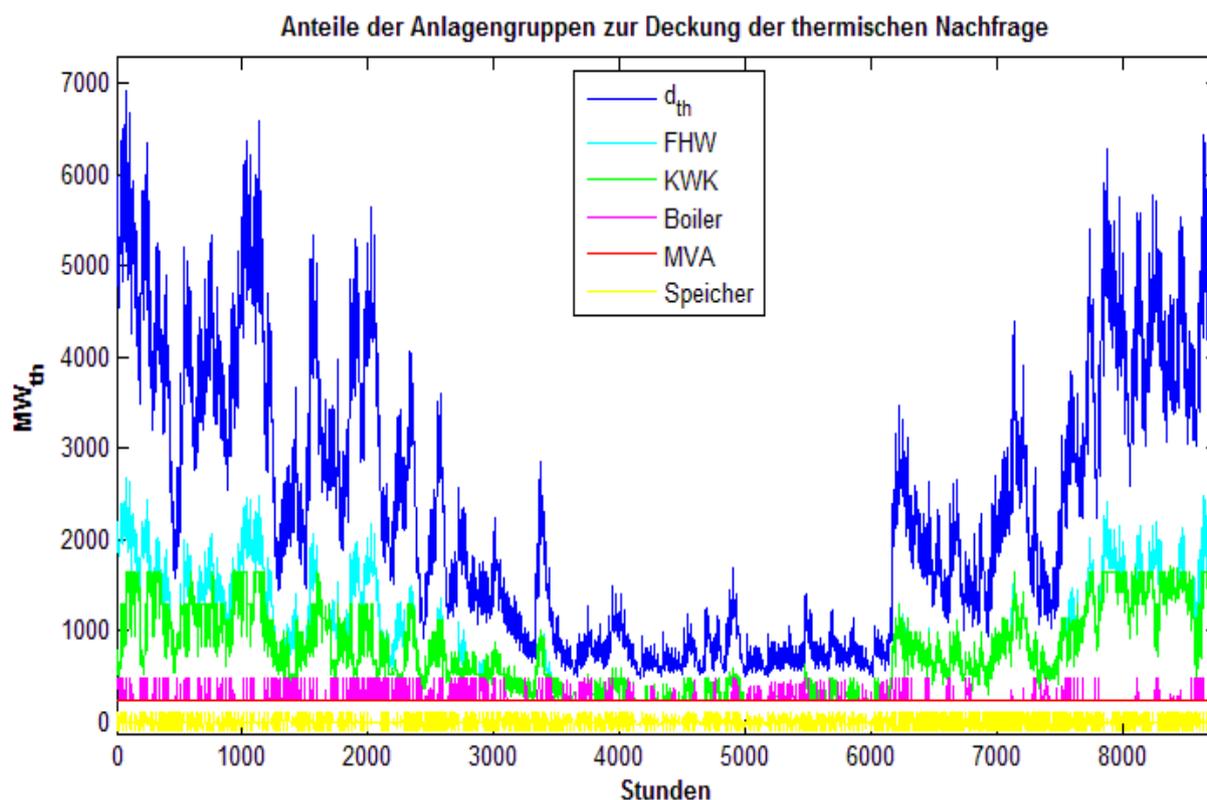


Abb. 31: Anteile zur Deckung der thermischen Nachfrage im FW-Gebiet nach Investitionsdurchlauf

### Wärmeversorgung im restlichen Gebiet:

Im Gebiet außerhalb des Fernwärmesystems wird ein starker Zubau an Wärmepumpen zulasten der installierten Gasthermen empfohlen. Entsprechend der kostenoptimal zugebauten Leistung von 1.014 MW<sub>th</sub> wird die Wärmepumpe möglichst oft mit voller Leistung betrieben und nur mehr die Spitzenzeiten mit Gasthermen gedeckt, deren maximal benötigte Leistung von 4.650 MW<sub>th</sub> auf 3.815 MW<sub>th</sub> zurückgedrängt wird. Diese Aufteilung entspricht einem zentralen Wärmepumpensystem mit Spitzenlastkessel, welches das gesamte Gebiet versorgt, oder der Annahme, dass jeder Haushalt eine Kombination dieser beiden Systeme mit der entsprechenden Leistungsaufteilung besitzt. In Realität wird nur ein geringer Prozentsatz der Haushalte tatsächlich über diese Kombination verfügen. Ein Vollausbau mit Wärmepumpen erfolgt deshalb nicht, da die bereits vorinstallierten Gasthermen keine Investitionskosten verursachen und bei einem weiteren Ausbau mit Wärmepumpen der erhöhte Strombedarf nicht mehr durch eigene Produktion gedeckt werden kann. Der Beitrag der Solarthermie ist weiterhin sehr gering und wird unter den gegebenen Kostenparametern nicht ausgebaut. Die Anteile der erzeugten Leistungen sind in Abb. 32 dargestellt.

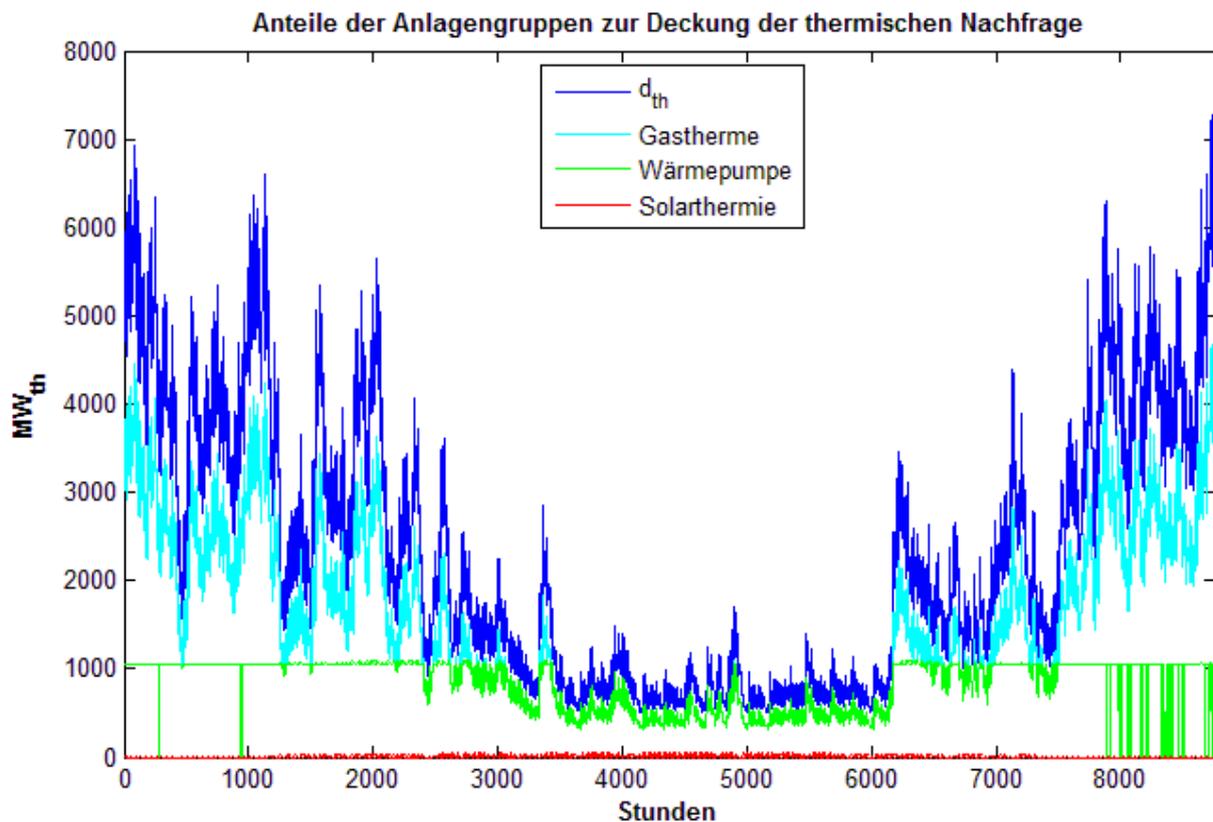


Abb. 32: Anteile zur Deckung der thermischen Nachfrage im restl. Gebiet nach Investitionsdurchlauf

### Stromversorgung:

Zur kostengünstigeren Deckung der Stromnachfrage wird ein Vollausbau der Windkraft auf die vorhandene Kapazität von 19 Anlagen empfohlen. Trotz dieses Ausbaus bleiben die Beiträge der WKA und der bereits installierten PV-Anlagen sehr gering, wie in Abb. 33 zu sehen ist. Die Nachfrage nach elektrischer Energie wird durch den starken Zubau der Wärmepumpe von über 1.000 MW<sub>th</sub> und den Einsatz von Boilern insbesondere in der kalten Jahreszeit von Leistungen von ursprünglich fast 1.250 MW<sub>el</sub> auf über 1.800 MW<sub>el</sub> erhöht und weist dadurch – ähnlich der thermischen Nachfrage – nun eine signifikante jahreszeitliche Abhängigkeit auf, die in Abb. 34 zu erkennen ist. Dadurch wird die in den KWK-Anlagen bei hohem Wärmebedarf gekoppelt erzeugte elektrische Energie zu einem geringeren Anteil exportiert, und dafür vermehrt für die Erzeugung von thermischer Energie mittels Wärmepumpen verwendet. Insgesamt wird der zusätzliche Strombedarf hauptsächlich durch erhöhte Importe gedeckt. Enthielt die Stromhandelsbilanz im Standarddurchlauf noch einen Exportüberschuss von 312.800 MWh so enthält sie nach dem Investitionsdurchlauf einen Importüberschuss von 2.190.000 MWh.

In Abb. 33 ist der Vergleich der elektrischen Nachfragedeckung einer Sommerwoche mit einer Winterwoche dargestellt. Im Vergleich zum linken ist im rechten Bild die erhöhte Stromnachfrage in der Winterwoche aufgrund der Wärmepumpen- und Boileraktivität deutlich erkennbar. Weiterhin wird versucht die Eigenerzeugung in den Kraftwerken nach Möglichkeit konstant zu halten, um diese im Volllastbereich betreiben zu können und die Über- bzw. Unterproduktion am Markt zu handeln. Die Beiträge der Wind- und PV-Anlagen sind hauptsächlich in den Sommermonaten erkennbar und liefern nur einen kleinen Beitrag.

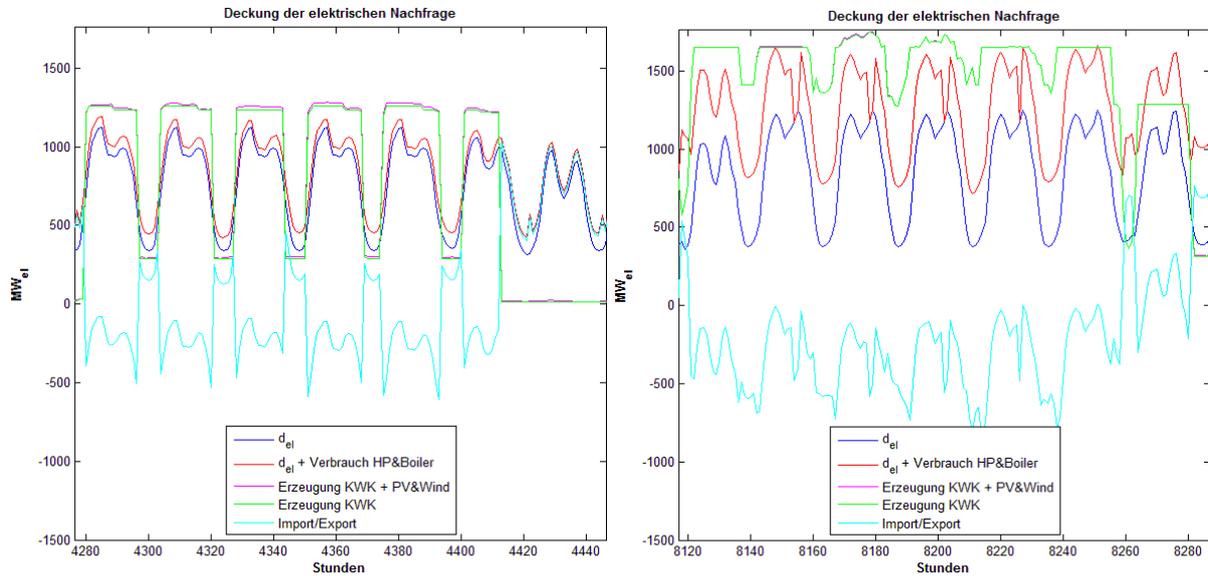


Abb. 33: Vergleich Sommer- und Winterwoche der elektrischen Nachfrage nach Investitionsdurchlauf

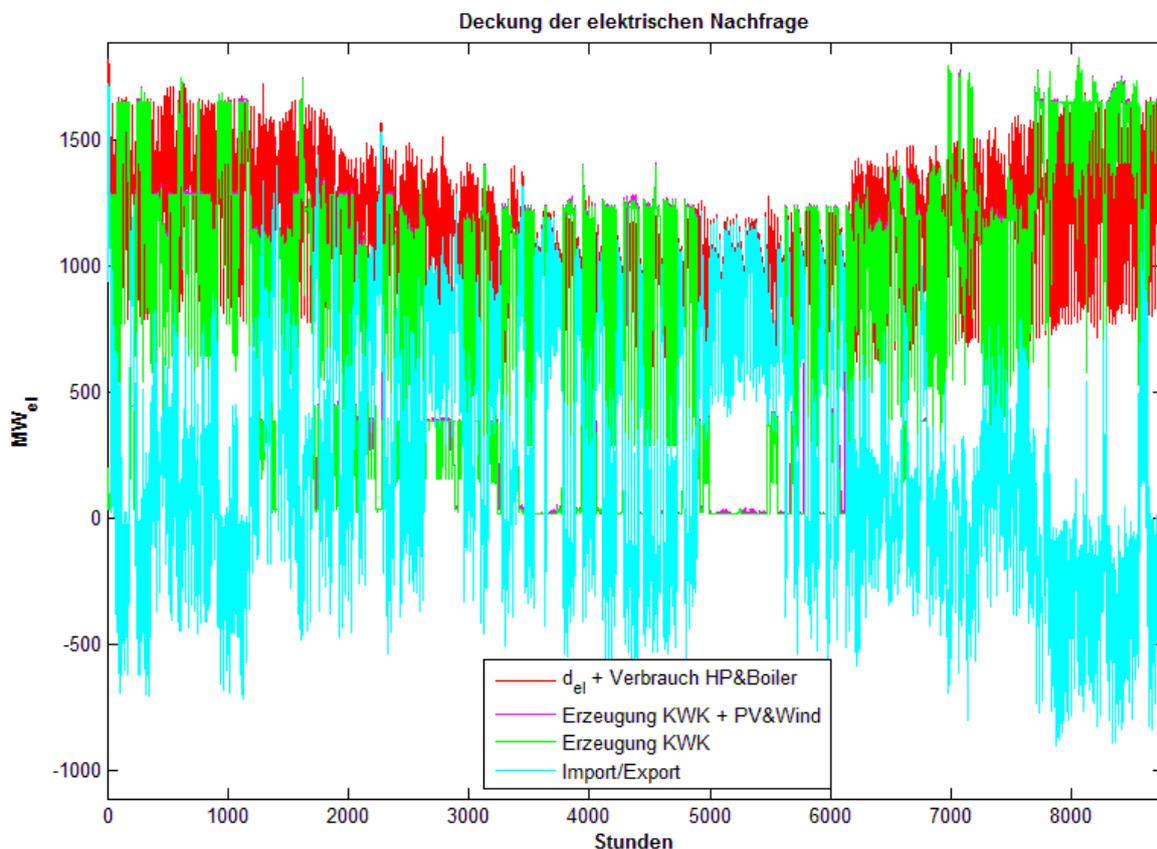


Abb. 34: Jahresverlauf der Deckung der elektrischen Nachfrage nach Investitionsdurchlauf

## 5.4 Restriktionsdurchlauf

In diesem Durchlauf soll eine Optimierung wieder ausgehend von den in Punkt 4 kalibrierten Daten geschehen. Alle Investitionsmöglichkeiten bleiben wie im Investitionsdurchlauf bestehen und auch der optimale Deckungsgrad der Fernwärmeversorgung wird vom Modell bestimmt – wiederum ohne etwaige Netzausbaukosten zu berücksichtigen. Als zusätzliche Restriktion wird eine CO<sub>2</sub>-Beschränkung eingeführt, die eine Verminderung des im Standarddurchlauf ermittelten CO<sub>2</sub>-Ausstoßes um 20% erfordert. Die aus dem Standarddurchlauf erhaltenen fast 6 Mio. Tonnen an CO<sub>2</sub> werden in diesem Durchlauf also auf einen Wert von 4,8 Mio. Tonnen begrenzt. Damit kann abgeschätzt werden, welche Technologien nun gegenüber dem Investitionsdurchlauf bevorzugt werden und wie groß die Kostensteigerung gegenüber dem Standarddurchlauf ausfällt.

### 5.4.1 Ergebnis

Der Optimierungsalgorithmus löst das Problem nach einer Berechnungszeit von 11.693 Sekunden mit einem verbleibenden „optimality-gap“ von 0,3394%. Die durchgeführten Ebenenschnitte, Iterationen und verwendeten Algorithmen sind in der Solverausgabe angegeben:<sup>1</sup>

*Cutting planes:*

- Gomory: 16

*Explored 0 nodes (996.176 simplex iterations) in 11.680,92 seconds*

*Thread count was 4 (of 4 available processors)*

*Optimal solution found (tolerance 3,40e-03)*

*Best objective 7,994591679487e+08, best bound 7,967454797942e+08, gap 0,3394%*

*Total System Cost: 799.459.168, Time: 11.692,835143*

Das Ergebnis des Optimierungsdurchlaufes liefert die Gesamtkosten der Nachfragedeckung, die bei einem maximal erlaubten Ausstoß von 4,8 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> entstehen. Die wichtigsten Ergebnisse sind mit dem Vergleich zu den vorigen Resultaten in Tab. 35 aufgelistet, wobei die nicht aufscheinenden Investitionsterme wiederum Null sind.

Parameter	Wert			Einheit
	Standardlauf	Investitionslauf	Restriktionslauf	
Gesamtkosten	804.767.771	762.985.042	799.459.168	€
CO <sub>2</sub> Ausstoß	5.994.100	5.465.000	4.800.000	t
$FW_{Deckung}$	36	35,74	38,53	%
$Q_{HP}^{add}$	-	1.014	1.554	MW
$Q_{boiler}^{add}$	-	239	171	MW
$N_{wind}^{add}$	-	10	10	1
$A_{PV}^{add}$	-	-	1.335.500	m <sup>2</sup>
$Q_{Hs}^{add}$	-	-	22,1	MW

Tab. 35: Ergebnisse des Restriktionsdurchlaufes

Durch die vorgeschlagenen Investitionsentscheidungen und Handelsstrategien kann laut Modell eine Reduktion des CO<sub>2</sub> Ausstoßes um 20% gegenüber der aktuellen Situation erfolgen und dabei sogar die Gesamtkosten minimal verringert werden.

<sup>1</sup> Für mehr Informationen dazu siehe (GurobiOptimization, 2013)

## 5.4.2 Betrachtung der Einzeltechnologien

### Wärmeversorgung im Fernwärmegebiet:

Für das Fernwärmegebiet empfiehlt das Modell auch in diesem Durchlauf die Installation eines Boilers, allerdings mit einer geringeren Leistung als zuvor von nunmehr  $170 \text{ MW}_{\text{th}}$ . Im Weiteren wird nun auch ein Ausbau der Ladeleistung des Speichers empfohlen. Es ist erkennbar, dass bei den gewählten Daten des Wärmespeichers ein vorrangiger Zubau an Ladeleistung gegenüber der Speicherkapazität erfolgt. Ursache dafür ist vermutlich das zu gering angesetzte Verhältnis von Ladeleistung zur Speichergröße, das ein bestimmtes Maß annehmen sollte, um den Speicher effektiv zu laden.

Die vier Müllverbrennungsanlagen und nun auch das Biomasse KWK werden aufgrund der guten  $\text{CO}_2$ -Werte und der geringen Gestehungskosten im Dauerbetrieb gefahren. Die restlichen KWK-Anlagen erhöhen ihren Anteil und erreichen durchschnittliche Betriebsstunden von 5.840 Stunden. Der konstantere Betrieb der KWK-Anlagen verhindert einen Einsatz des Boilers nahezu ganz. Kurzfristige Lastspitzen werden nun vermehrt aus der erhöhten Entladeleistung des Speichers gedeckt. Diese bietet den zusätzlichen Vorteil, dass Überproduktionen bei kurzen Lasteinbrüchen im Speicher gespeichert werden können. Die Beiträge des Speichers sind in Abb. 35 aufgetragen. Werden im Modell die Investitionskosten des Boilers gleich hoch angesetzt wie jene für die Ladeleistung des Speichers, dann wird anstatt des Boilers die Leistung des Speichers erweitert. Diese beiden Technologien konkurrieren also um den Einsatz bei kurzzeitigen Laständerungen, wobei der Wärmespeicher den Vorteil des Abfangens von Lastspitzen und Lasteinbrüchen bietet und zusätzlich keine Erhöhung der Stromnachfrage bewirkt.

Der vermehrte Einsatz der KWK-Anlagen und die damit freiwerdenden Kapazitäten bei den Fernheizwerken führen zu einer Ausweitung des Fernwärmegebietes um 2,5%. Wie bereits erwähnt wurden die Ausbaukosten des Fernwärmenetzes hier nicht berücksichtigt. Trotz dieser Ausweitung sinken die Betriebs- und Volllaststunden der Heizwerke erheblich, da diese nur mehr für die größten Spitzen angefahren werden. Die Anteile der Anlagentypen an der Gesamtversorgung werden in Abb. 35 dargestellt und ein Vergleich der durchschnittlichen Einsatzdaten erfolgt in Tab. 36.

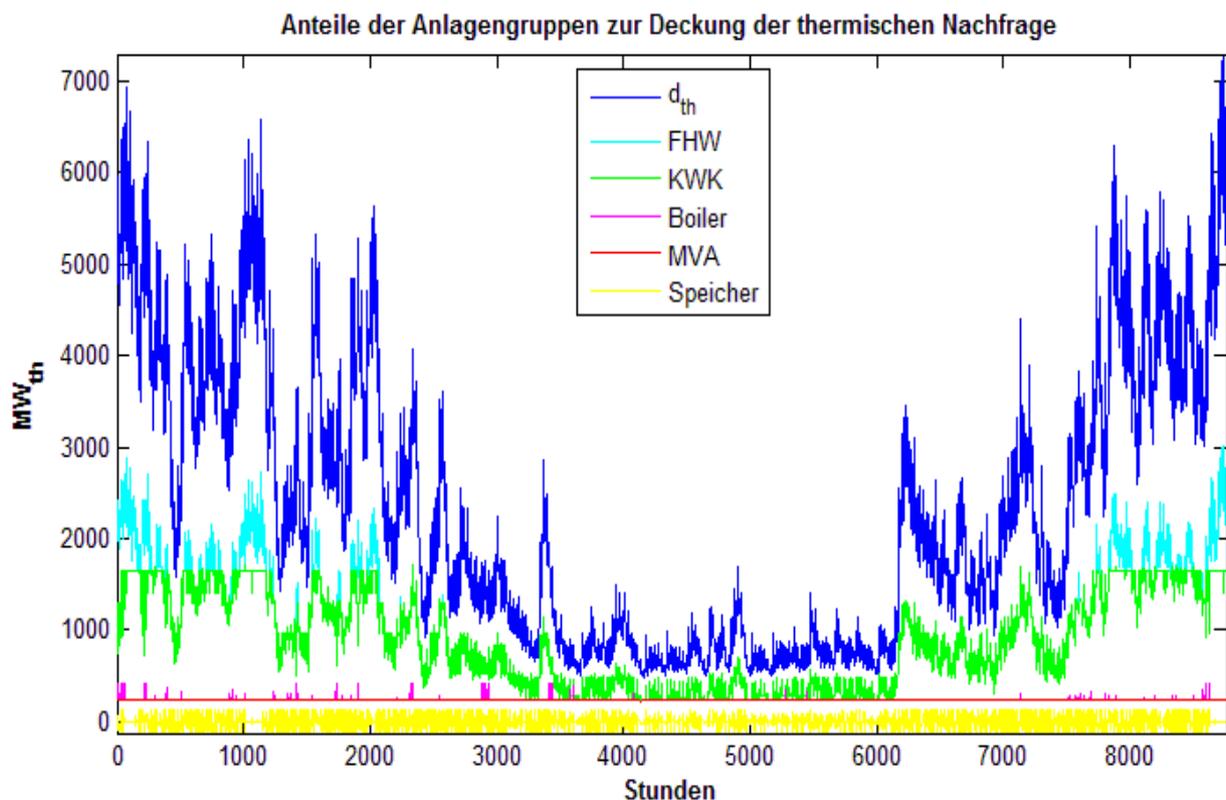


Abb. 35: Anteile zur Deckung der thermischen Nachfrage im Fernwärmegebiet nach Restriktionsdurchlauf

Der Vergleich der durchschnittlichen Einsatzdaten zeigt eine Zunahme der Betriebsstunden bei KWK-Anlagen und zusätzlich eine Änderung in deren Fahrweise. Es erfolgen nun wesentlich weniger Anfahrvorgänge und die KWK-Anlagen werden nun im Schnitt in 95% der Betriebszeit in Volllast betrieben im Gegensatz zu 90% im Standarddurchlauf und 89% im Investitionsdurchlauf.

Typ	Standarddurchlauf			Investitionsdurchlauf			Restriktionslauf		
	Betriebsstunden	Volllaststunden	Startups	Betriebsstunden	Volllaststunden	Startups	Betriebsstunden	Volllaststunden	Startups
MVA	8760	8760	0	8760	8760	0	8760	8760	0
KWK	4560	4110	27,8	4430	3940	27,3	5840	5540	17,3
FHW	1530	880	31,8	1300	750	17,0	780	420	16,8

Tab. 36: Durchschnittswerte der Einsatzdaten der Anlagentypen nach Restriktionsdurchlauf

#### Wärmeversorgung im restlichen Gebiet:

Außerhalb des FW-Netzes wird ein weiterer Ausbau von Wärmepumpen auf eine Gesamtleistung von 1.550 MW<sub>th</sub> empfohlen und die Maximalleistung der Gasthermen beträgt nur noch 2.880 MW<sub>th</sub>. Wie in Abb. 36 ersichtlich, werden die Wärmepumpen nach Möglichkeit mit ihrer gesamten installierten Leistung eingesetzt und übernehmen in den Sommermonaten die komplette Wärmeversorgung. Auch hier sei noch einmal darauf hingewiesen, dass diese Aufteilung einem zentralen Wärmepumpensystem mit Spitzenlastkessel entspricht, oder unter der Annahme gilt, dass jeder Haushalt eine Kombination dieser beiden Systeme mit der entsprechenden Leistungsaufteilung besitzt. Ein noch stärkerer Ausbau der Wärmepumpe erfolgt nicht, da der erhöhte Strombedarf bereits nicht mehr durch die eigenen Produktionskapazitäten gedeckt werden kann. Der Beitrag der Solarthermie ist auch nach dem Restriktionsdurchlauf sehr gering und wird unter den gegebenen Kostenparametern nicht ausgebaut.

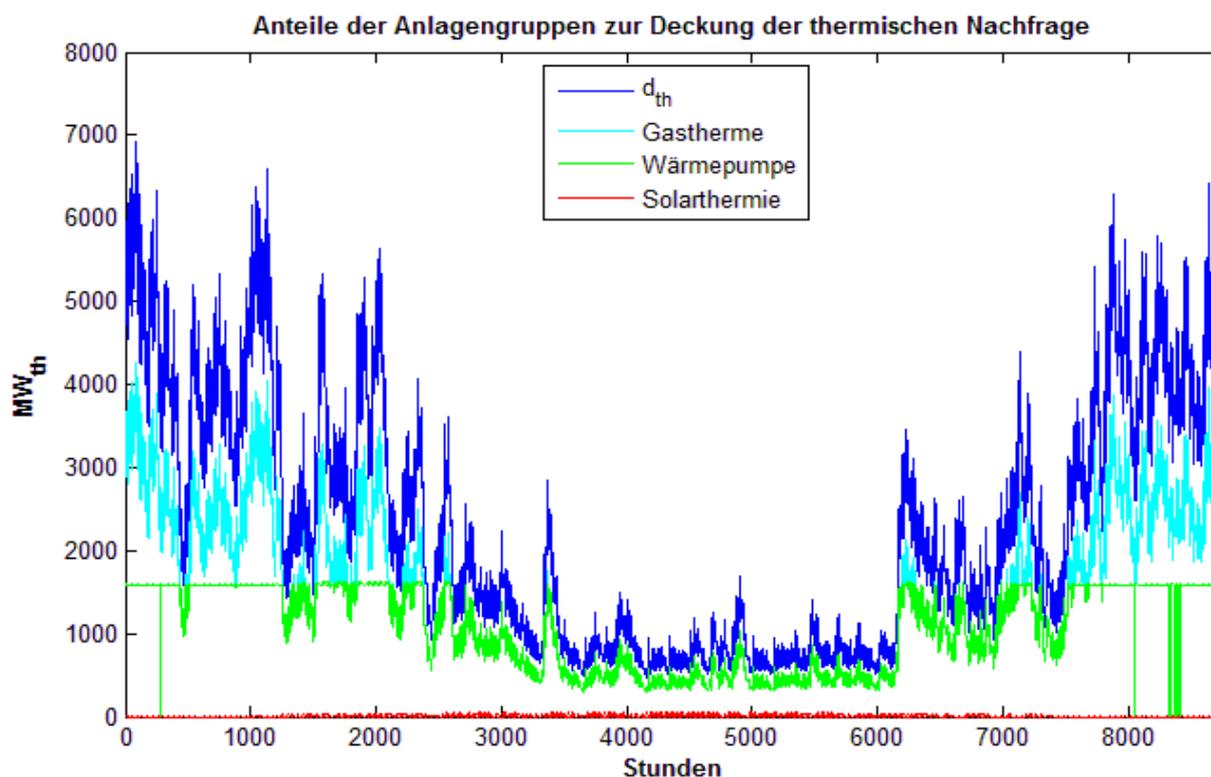


Abb. 36: Anteile zur Deckung der thermischen Nachfrage im restlichen Gebiet nach Restriktionsdurchlauf

#### Stromversorgung:

Neben einem Vollausbau der Windkraft auf ihr maximales Potential, wird zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung ein starker Ausbau der Photovoltaik auf fast 1,4 Mio. m<sup>2</sup> empfohlen. Der Beitrag der Windkraft und insbesondere der Photovoltaik zur Stromversorgung ist in Abb. 37 sichtbar. Dabei sind deutlich die Mehrproduktion in den Sommermonaten und der geringe Ertrag in den Wintermonaten zu erkennen.

Der starke Ausbau der Wärmepumpen führt zu einer erhöhten Stromnachfrage insbesondere in den Wintermonaten, die mit bis zu fast 2.000 MW<sub>el</sub> so hoch ausfällt, dass Lastspitzen zum Teil nicht mehr durch die eigenen Produktionskapazitäten gedeckt werden können. Die Fehlleistung wird dann importiert, wobei die Anlagen teilweise im Dauerbetrieb gefahren werden, um bei verringerter Nachfrage einen Stromüberschuss zu erhalten, der wiederum exportiert werden kann.

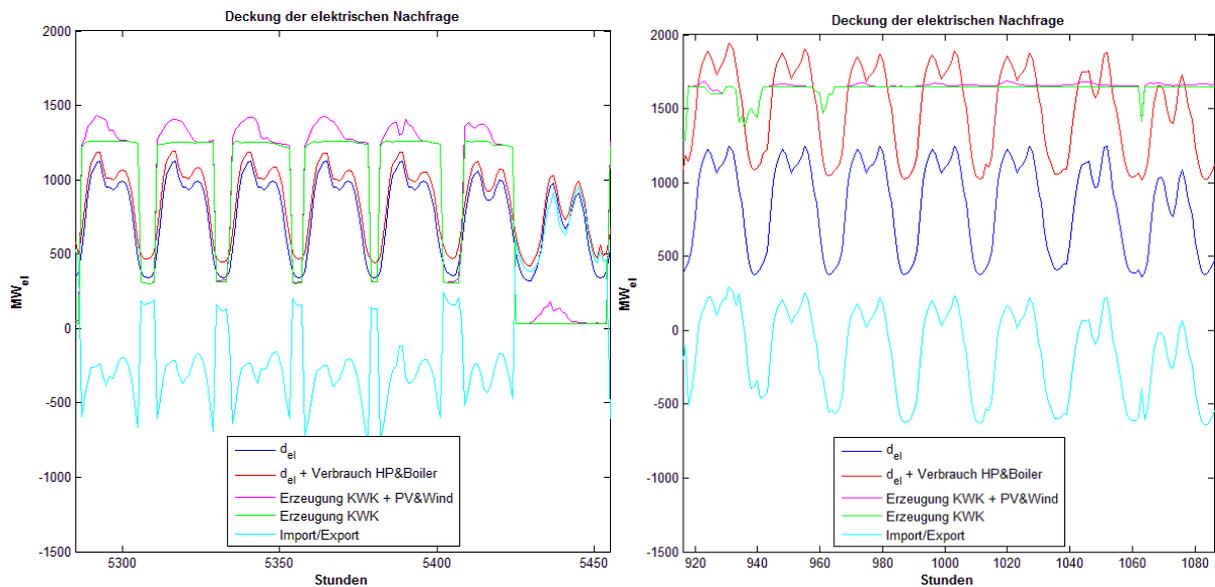


Abb. 37: Vergleich Sommer- und Winterwoche der elektrischen Nachfrage nach Restriktionsdurchlauf

In Abb. 38 ist zu erkennen, dass die Produktionsmenge der KWK-Anlagen vermehrt konstant gehalten wird. Über das Jahr gesehen fällt die Stromhandelsbilanz im Restriktionsdurchlauf mit einem Exportüberschuss von 774.370 MWh positiv aus, was im Modell zu einer weiteren starken CO<sub>2</sub>-Einsparung führt. Die Annahme eines durchschnittlichen europäischen Strommixes mit konstantem Emissionsfaktor für die gehandelten Mengen führt hier nämlich dazu, dass durch den Stromexport die CO<sub>2</sub>-Bilanz stärker fällt, als Emissionen durch die eigene Produktion entstehen.

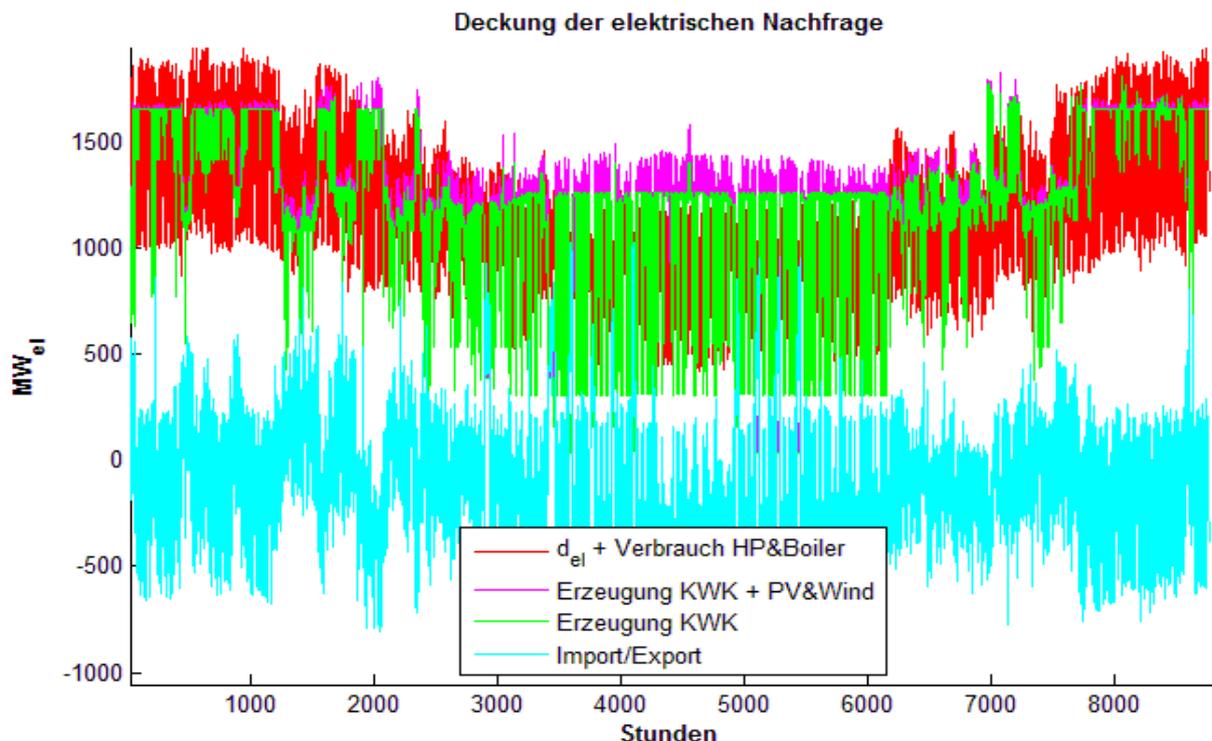


Abb. 38: Jahresverlauf der Deckung der elektrischen Nachfrage nach Restriktionsdurchlauf

In Tab. 37 ist eine Aufteilung der Gesamtkosten auf die verschiedenen Anteile der Zielfunktion aufgelistet. Darin wird ersichtlich, dass die Verdrängung der Gasthermen zu einer bedeutenden Kostenreduktion führt und zusätzliche Investitionen erlaubt. Diese werden vorrangig in Wärmepumpen getätigt und die restlichen Technologien spielen eher eine untergeordnete Rolle. Der Anstieg der Produktionskosten geschieht einerseits durch die erhöhte Wärmebereitstellung im FW-System, andererseits aber auch durch den von den Wärmepumpen hervorgerufenen Mehrbedarf an elektrischer Energie.

€	Standardlauf	Investitionslauf	Restriktionslauf
Gesamtkosten	804.768.000	762.985.000	799.460.000
Anfahrkosten (MVA, KWK & FHW)	3.293.800	3.319.500	1.830.000
Produktionskosten (MVA, KWK & FHW inkl. CO <sub>2</sub> )	458.125.200	448.067.500	614.480.000
Kosten Nicht-FW-System (Gastherme inkl. CO <sub>2</sub> )	377.010.000	165.580.000	85.700.000
Investitionskosten gesamt	0	74.318.000	133.740.000
Davon:			
• HP	-	71.960.000	110.230.000
• Boiler	-	1.700.000	1.250.000
• WKA	-	663.000	663.000
• PV	-	-	21.300.000
• Ladeleistung Speicher	-	-	313.000
Stromhandel	-33.661.000	71.700.000	-36.290.000

Tab. 37: Kostenaufteilung der Optimierungsdurchläufe

In Tab. 38 sind die Anteile der verschiedenen Versorgungsgebiete am CO<sub>2</sub>-Ausstoß aufgelistet. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidung geschieht zu einem großen Teil durch die Verdrängung der Gasthermen. Der vermehrte Einsatz von KWK-Anlagen führt zwar zu einem Ansteigen des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes im FW-Gebiet, führt aber zu einem Sinken der Gesamtbilanz aufgrund des durch die erhöhte Stromproduktion ermöglichten Exports. Eine Aufteilung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes der KWK-Anlagen auf den Strom- und den Wärmeanteil erfolgt hier nicht.

t	Standarddurchlauf	Investitionsdurchlauf	Restriktionsdurchlauf
CO <sub>2</sub> -Ausstoß FW Gebiet	3.387.000	3.320.000	4.510.000
CO <sub>2</sub> -Ausstoß Rest (Gasthermen)	2.742.000	1.204.000	623.000
CO <sub>2</sub> -Bilanz EEX-Handel	-134.500	941.000	-333.000
CO <sub>2</sub> -Ausstoß Gesamt	5.994.500	5.465.000	4.800.000

Tab. 38: CO<sub>2</sub> Anteile der Versorgungsgebiete

## 6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die drei Durchläufe des Anwendungsbeispiels in Punkt 5 haben sowohl einen kleinen Einblick in die Vielseitigkeit der Anwendung und die Möglichkeiten der Ergebnisauswertung gegeben, als auch etwaige Kritikpunkte und Modellverbesserungen zum Vorschein gebracht.

### 6.1.1 Ergebnisbetrachtung

Die Ergebnisse der Durchläufe haben gezeigt, dass je nach Optimierungsbedingung unterschiedliche Investitionsschritte zu setzen sind.

Wird wie im Investitionsdurchlauf eine reine Kostenminimierung gefordert, so wird die größte Einsparung erzielt, indem die außerhalb des Fernwärmegebietes eingesetzten Gasthermen zu einem erheblichen Teil durch Wärmepumpen ersetzt werden. Die dadurch entstehende Nachfragesteigerung nach elektrischer Energie wird durch zusätzliche Stromimporte gedeckt. Der Verbreitungsgrad des Fernwärmenetzes bleibt annähernd konstant wobei aufgrund des ohne Anfahrkosten betreibbaren Boilers die KWK-Anlagen etwas seltener eingesetzt werden. Daraus ist zu schließen, dass die KWK-Anlagen am wirtschaftlichsten eingesetzt werden, wenn sie bei der Deckung der ohnehin benötigten Wärmenachfrage möglichst viel Strom erzeugen können. Eine alleinige Stromproduktion im Kondensationsmodus scheint bei den verwendeten Handelspreisen aus dem Jahr 2010 unwirtschaftlich.

Ist eine Kostenminimierung unter Einhaltung einer 20%igen CO<sub>2</sub>-Reduktion gefordert, so müssen weitere Investitionen getätigt werden. Der Ersatz von Gasthermen durch Wärmepumpen sowie der Ausbau der Windkraft bis zum Maximalpotential scheinen sowohl im Investitions- als auch im Restriktionsfall gerechtfertigt zu sein. Die Wärmepumpen werden im Restriktionsdurchlauf jedoch auf eine Leistung ausgebaut, welche die Stromnachfrage zu Spitzenzeiten auf einen Wert über die eigene Produktionskapazität steigen lässt. Hier wird die erhöhte Nachfrage aber nicht mit zusätzlichen Importen gedeckt, sondern vermehrt KWK-Anlagen eingesetzt. Die dadurch mögliche zusätzliche Wärmeproduktion lässt sogar eine Ausweitung des Fernwärmenetzes zu und die höhere Stromproduktion führt zu einer positiven Jahresbilanz im Stromhandel. Außerhalb des Fernwärme-Versorgungsgebietes wird neben der Wärmepumpe nun auch die Installation von PV-Anlagen wirtschaftlich. Interessant ist hier, dass es scheinbar wirtschaftlicher ist, Strom mittels Photovoltaik zu erzeugen und damit die erhöhte Stromnachfrage aufgrund der Wärmepumpenaktivität zu decken bzw. den Strom zu exportieren, als direkt Wärme mittels solarthermischer Anlagen zu erzeugen. Grund dürfte hier die höhere CO<sub>2</sub>-Ersparnis bei solarer Stromerzeugung gegenüber der solaren Wärmeerzeugung sein.

Eine umfassendere Analyse der Ergebnisse würde noch genauere Betrachtungen der Einzeltechnologien beinhalten und ließe weitere Schlüsse zu. So könnten als weitere Ergebnisse die Kostenanteile der Produktion noch weiter in die Anteile an Zertifikatskosten und Brennstoffkosten aufgespalten werden, oder auch eine Aufspaltung der Kosten nach Anlagentypus erfolgen. Zusätzlich bestünde die Möglichkeit, die erzeugten Energiemengen der Technologien mit den real erzeugten zu vergleichen, um deren Einsatz im Modell zu überprüfen. Eine genauere Untersuchung des Speichereinsatzes und des Zusammenwirkens von Ladeleistung und Speicherkapazität würde ebenso neue Erkenntnisse liefern. Die aus den drei Durchläufen erhaltenen Daten ließen also noch weitere Betrachtungen zu.

Andere interessante Fragestellungen könnten durch weitere Durchläufe beantwortet werden. In den in dieser Arbeit präsentierten Anwendungsbeispielen wurden nur wenige Parameter verändert und bereits eine Vielzahl an aufschlussreichen Ergebnissen erhalten. Prinzipiell kann jeder Wert im Modell variiert und die Auswirkungen auf die Modellergebnisse einer Analyse unterzogen werden. Insbesondere eine Variation der Kosten würde als wichtigster Modellparameter andere Resultate liefern. Werden z.B. höhere Zertifikats- oder Rohstoffpreise angesetzt, so stiegen die Investitionen

noch stärker an, und Änderungen der spezifischen Investitionskosten würden andere Technologien bevorzugen. Als weitere interessante Variation, könnte durch Ausweitung der Speicherparameter deren Einfluss auf das Fernwärmesystem untersucht werden.

## 6.1.2 Modellbetrachtung

Wie in Punkten der Modellbeschreibung und auch der Modellkalibrierung angemerkt, wurde in einigen Aspekten auf Schätzungen, Vereinfachungen und Verallgemeinerungen zurückgegriffen, die sich jeweils auf die Realitätsnähe des Modells auswirken. Um die Genauigkeit und Aussagekraft der Modellergebnisse weiter zu steigern, können verschiedene Maßnahmen unternommen werden. Wichtigste Grundlage für die Optimierung sind die verwendeten Daten. Deshalb sind die Aktualisierung und Anpassung, sowohl der technischen und der Klimadaten als auch der Kostenparameter ein steter Verbesserungspunkt.

Bei der Modellierung der technischen Restriktionen wurden die Anlagen bisher aus den wenigen zur Verfügung stehenden Betriebspunkten modelliert und daraus zusammenhängende, möglichst einfache Betriebsregionen erstellt. Die Kenntnis aller real möglichen Betriebszustände und deren Parameterwerte ließe darauf abgestimmte Fahrweisen modellieren und würde das tatsächliche Einsatzspektrum der Anlagen genauer repräsentieren.

Aktuell nimmt das Modell eine Optimierung mit Nachfragewerten und Klimadaten aus vergangenen Perioden vor. Damit ist die nachträgliche Erkenntnis verbunden, wie die optimale Kraftwerkszusammensetzung und Einsatzplanung für dieses Jahr erfolgen hätte sollen. Werden für diese Daten Durchschnittswerte der vergangenen Jahre oder sogar Prognosen über zukünftige Entwicklungen herangezogen, so kann das Modell durchaus auch eine Grundlage für bevorstehende Planungsprozesse darstellen.

Als weitere Unsicherheiten mit Auswirkungen auf die Modellergebnisse sind die verwendeten Kostenparameter zu nennen. Diese beruhen, sofern nicht anders verfügbar, auf Schätzungen und bieten somit nur einen Richtwert. Die Zielfunktion beinhaltet bis dato lediglich die entstehenden Kosten durch den Ressourcenverbrauch und die damit einhergehenden weiteren Gebühren. Der Betrieb der verschiedenen Anlagen durch unterschiedliche Betreiber ermöglicht hier keine Berücksichtigung sonstiger Kosten wie Steuern, Abgaben, Arbeits- und Betriebskosten oder reale Endverbraucherpreise.

Neben der steten Aktualisierung der Daten können zur weiteren Adaptierung an ein konkretes Problem auch Anpassungen im Modell selbst vorgenommen werden. Alternative Erkenntnisse könnten durch Änderungen der Zusammensetzung des Erzeugerparcs erlangt werden. Im Fernwärmenetz existiert bis dato nur der Boiler als Alternativtechnologie zu den bestehenden KWK-Anlagen und Heizwerken. Dabei wäre es interessant, ob sich hier andere Erzeugertechnologien besser durchsetzen könnten und weitere Auswirkungen auf das Fernwärmenetz hätten. Insbesondere ob z.B. Wärmepumpen hier eine noch größere Verbreitung fänden oder ob solarthermische Anlagen in Kombination mit der im Fernwärmenetz vorhandenen Speichermöglichkeit wirtschaftlich wären. Eine andere Weiterentwicklung wäre die Implementierung von Ausbaupazitäten für die KWK-Anlagen und für das Fernwärmenetz. Der momentane Deckungsgrad der Fernwärme ist durch die aktuell installierten Maximalkapazitäten der Anlagen begrenzt und tendiert somit eher zu einer Verdrängung desselben.

Eine weitere anzustrebende Verbesserung in der Ausführung der Modelldurchläufe wäre die Verringerung der Rechenzeit oder eine Verkleinerung des „optimality gap“. Dies könnte eventuell durch verbesserte Rechnerleistung oder durch Anpassung der Solverparameter direkt auf das zu lösende Problem erreicht werden.

# 7 Literaturverzeichnis

- Ackermann, J. (2008). *Modellierung technischer Systeme – Vorlesungsskript Rechnergestützte Fabrikplanung*. Abgerufen am August 2013 von [http://www.tu-chemnitz.de/mb/FabrPlan/rfp\\_v12.pdf](http://www.tu-chemnitz.de/mb/FabrPlan/rfp_v12.pdf)
- AgrarmanagementNÖ-Süd. (2007). *Hackgutinfo*. Abgerufen am August 2013 von <http://www.hackgutboerse.at/?ID=hackgutinfo>
- BayerischeLandesanstaltfürWaldundForstwirtschaft. (Dezember 2011). *Merkblatt 12 - Der Energieinhalt von Holz*. Abgerufen am August 2013 von <http://www.lwf.bayern.de/veroeffentlichungen/lwf-merkblaetter/mb-12-energiegehalt-holz.pdf>
- Bazaraa, M. S., Jarvis, J. J., & Sherali, H. D. (2010). *Linear Programming and Network Flows*. New York: John Wiley & Sons.
- Biermayr et al, P. (2011). *Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2010*. Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.
- Böhmer, S., & Gössl, M. (2009). *Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen*. Wien: Umweltbundesamt.
- Brauner, G. (2010). *Vorlesungsskript Energieübertragung und Kraftwerke*. Wien: TU- Wien.
- Carrion, M., & Arroyo, J. M. (August 2006). A computationally efficient mixed integer linear formulation for the thermal unit commitment problem. *IEEE Transactions on power systems Vol.21*, S. 1371-1378.
- e-control. (2009). *Stromkennzeichnung*. Abgerufen am September 2013 von <http://www.e-control.at/de/industrie/oeko-energie/stromkennzeichnung>
- Ellersdorfer, I., Hundt, M., Sun, N., & Voß, A. (2008). *Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes*. Stuttgart: Universität Stuttgart.
- Energie-ConsultingAG. (2013). *Windprofil Rechner*. Abgerufen am August 2013 von <http://www.wind-data.ch/tools/profile.php>
- EnergongmbH. (2013). *Standorte für Windkraftanlagen in Wien unter bestimmten Rahmenbedingungen*. Abgerufen am September 2013 von <http://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energieplanung/erneuerbare/windstudie.html>
- EnergyExchangeAustria. (2013). *Historische Marktdaten*. Abgerufen am September 2013 von <http://www.exaa.at/de/marktdaten/historische-daten>
- Erbs, D., Klein, S., & Duffie, J. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy, Volume 28, Issue 4*, S. 293-302.
- EuropeanEnergyExchangeAG. (August 2013). *Handelsdaten Erdgas*. Abgerufen am August 2013 von <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Erdgas/tagesreferenzpreis-und-index/gas-index-table/>
- Faninger, G. (2011). *Die Bedeutung der Wärmepumpe in der Energiestrategie Österreich 2020*. Klagenfurt: RENEXPO Austria.
- Franz, M. (2009). *Dampfturbinen*. Abgerufen am August 2013 von Axpo Holz + Energie AG: <http://www.axpo-holz.ch/files/artikel/183/Dampfturbine.pdf>
- Franz, M. (2009). *Kraft- Wärme- Kopplung*. Abgerufen am Juli 2013 von <http://www.axpo-holz.ch/files/artikel/191/Kraft-Waerme-Kopplung.pdf>
- Gatzen, C. (2004). *Das GEMS Model*. Abgerufen am August 2013 von Universität Stuttgart- Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung: [http://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projektwebsites/forum/meeting/atreffen/5\\_3/Folien/AT5-3\\_GEMS\\_Gatzen.ppt](http://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projektwebsites/forum/meeting/atreffen/5_3/Folien/AT5-3_GEMS_Gatzen.ppt)
- Geem, Z. W., & Cho, Y.-H. (2012). Handling non convex heat-power feasible region in combined heat an power economic dispatch. *Electrical Power and Energy Systems 34*, S. 171-173.
- Gislason, G. K. (2003). *Unit Commitment for Combined Heat and Power Production - Using Tabu Search*. Lyngby: Technical University of Denmark.
- Gonzalez Chapa, M. A., & Vega Galaz, J. R. (Juni 2004). An economic dispatch algorithm for cogeneration systems. *IEEE Power engineering society general meeting*, S. 989-994.

- Guo, T., Henwood, M. I., & von Ooijen, M. (November 1996). An Algorithm for combined heat and power economic dispatch. *IEEE Transactions on power systems Vol.11*, S. 1778-1784.
- GurobiOptimization. (2013). *Documentation*. Abgerufen am Juli 2013 von <http://www.gurobi.com/de/ressourcen/documentation>
- Haas, R. (2011). *Vorlesungsskript Energiemodelle und Analysen*. Wien: TU Wien.
- Haas, R., Ajanovic, A., & Dittrich, R. (2012). *Energiebericht der Stadt Wien*. Wien: MA20.
- Halldorsson, T. I. (2003). *Unit Commitment for Combined Heat and Power Production - Using Simulated Annealing*. Lyngby: Technical University of Denmark.
- Heinrici, M. (März 2009). *Repowering Simmering BKW 1/2*. Abgerufen am August 2013 von [http://www.gaswaerme.at/de/pdf/09-1/Heinrici\\_090319\\_Repowering\\_Kraftwerk\\_Simmering.pdf](http://www.gaswaerme.at/de/pdf/09-1/Heinrici_090319_Repowering_Kraftwerk_Simmering.pdf)
- Kail, C., & Haberberger, G. (1999). *Technik und Kosten der Kraft-Wärme-Kopplung bei GuD- und Dampfkraftwerken*. Erlangen: VDI Berichte, Nr 1495.
- Kaltschmitt, M., & Streicher, W. (2009). *Regenerative Energien in Österreich*. Wiesbaden: Vieweg + Teubner.
- Kjeldsen, N. H., & Chiarandini, M. (2012). Heuristic solutions to the long-term unit commitment problem with cogeneration plants. *Computers & Operation Research* 39, S. 269-282.
- Klager, F. (November 2008). *Energie aus Abfall- Die neue MVA Pfaffenu in Wien*. Abgerufen am August 2013 von [http://ktverband.webseiten.cc/joomla/ktverband/02\\_Klager.pdf](http://ktverband.webseiten.cc/joomla/ktverband/02_Klager.pdf)
- Koch, M., Harnisch, J., & Blok, K. (2003). *Systematische Analyse der Eigenschaften von Energiemodellen im Hinblick auf ihre Eignung für möglichst praktische Politik-Beratung zur Fortentwicklung der Klimaschutzstrategie*. Berlin: Umweltbundesamt.
- Kopp, S. (August 2013). *Leistungskurven von WEA*. Abgerufen am August 2013 von <http://www.windenergie-im-binnenland.de/powercurve.html>
- Kost, C., Schlegl, T., Thomsen, J., Nold, S., & Mayer, J. (2012). *Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Freiburg: Fraunhofer ISE.
- Krey, V. (2006). *Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter*. Bochum: Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum.
- Leonhard, W. (2002, Heft 21-22). Ausgleich von Windenergieschwankungen mit fossil befeuerten Kraftwerken - wo sind die Grenzen? *EW Fachthema*, S. 31.
- Löfberg, J. (2004). Von YALMIP - A Toolbox for Modeling and Optimization in Matlab: <http://users.isy.liu.se/johanl/yalmip> abgerufen
- Lund, H., & Münster, E. (2003). Modelling of energy systems with a high percentage of CHP and wind power. *Renewable Energy* 28, S. 2179-2193.
- mathworks.de. (2013). *MATLAB - Die Sprache für technische Berechnungen*. Abgerufen am August 2013 von <http://www.mathworks.de/products/matlab/>
- Milan, C., Bojesen, C., & Nielsen, M. P. (2012). A cost optimization model for 100% renewable residential energy supply system. *Energy* 48, S. 118-127.
- Nakicenovic, N., & Haas, R. (2010). *Vorlesungsskript Energieökonomie*. Wien: TU Wien.
- Pözl, W. (2007). *Emissionen der Fernwärme Wien 2005*. Wien: Umweltbundesamt.
- PorrAG. (kein Datum). *Kraftwerk Donaustadt, Block 3*. Abgerufen am August 2013 von [Porr.at/Projekte: http://www.porr.at/typo3temp/references\\_pdf/5874\\_de.pdf](http://www.porr.at/typo3temp/references_pdf/5874_de.pdf)
- Salgado, F., & Pedrero, P. (2008). Short-term operation planning on cogeneration systems: A survey. *Electric Power Systems Research* 78, S. 835-848.
- Stachowiak, H. (1973). *Allgemeine Modelltheorie*. Wien, New York: Springer Verlag.
- Thewindpower.net. (August 2013). *Datenbank für Windkraftanlagen und Windparks*. Abgerufen am August 2013 von [http://www.thewindpower.net/country\\_windfarms\\_de\\_13\\_sterreich.php](http://www.thewindpower.net/country_windfarms_de_13_sterreich.php)
- Thorin, E., Brand, H., & Weber, C. (2005). Long-term optimization of cogeneration systems in a competitive market environment. *Applied Energy* 81, S. 152-169.

- van Beeck, N. (1999). *Classification of Energy Models*. Tilburg University & Eindhoven University of Technology.
- Wien.gv.at. (2007). *Solarpotential Wien*. Abgerufen am August 2013 von <http://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/stadtvermessung/geodaten/solar/wiener-solarpotenzial.html>
- Wien.gv.at. (2013). *Öffentliche Beleuchtung*. Abgerufen am August 2013 von <http://www.wien.gv.at/verkehr/licht/beleuchtung/oeffentlich/zahlen.html>
- Wien.gv.at. (2013). *Wärmespeicher Simmering*. Abgerufen am August 2013 von <http://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energieplanung/erneuerbare/waermespeicher.html>
- Wien.gv.at. (Januar 2013). *Windkraftwerke in Wien*. Abgerufen am August 2013 von <http://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energieplanung/erneuerbare/windenergie.html>
- Wienenergie. (2009). *Broschüre Flötzersteig*. Wien: Wien Energie Fernwärme.
- Wienenergie. (2010). *Geschäftsbericht*. Wien: Wien Energie.
- Wienenergie. (2010). *Orange Buch 2010*. Wien: Wien Energie.
- Wienenergie.at. (2013). *Kraft- Wärme- Kopplung*. Abgerufen am August 2013 von <http://www.wienenergie.at/eportal/ep/channelView.do/pageTypeId/11893/channelId/-22748>
- Wikipedia.org. (März 2013). *400 kV Nordeinspeisung Wien*. Abgerufen am August 2013 von [https://de.wikipedia.org/wiki/400-kV-Nordeinspeisung\\_Wien](https://de.wikipedia.org/wiki/400-kV-Nordeinspeisung_Wien)
- Wikipedia.org. (14. September 2013). *Dampfkraftwerk Donaustadt*. Abgerufen am September 2013 von [http://de.wikipedia.org/wiki/Dampfkraftwerk\\_Donaustadt](http://de.wikipedia.org/wiki/Dampfkraftwerk_Donaustadt)
- Wikipedia.org. (September 2013). *Fernwärmespeicher*. Abgerufen am September 2013 von <https://de.wikipedia.org/wiki/Fernw%C3%A4rmespeicher>
- Wikipedia.org. (14. September 2013). *Gas- und Dampfkraftwerk Leopoldau*. Abgerufen am September 2013 von [http://de.wikipedia.org/wiki/Gas-\\_und\\_Dampfkraftwerk\\_Leopoldau](http://de.wikipedia.org/wiki/Gas-_und_Dampfkraftwerk_Leopoldau)
- Wikipedia.org. (2013). *Mathematische Modelle*. Abgerufen am August 2013 von [https://de.wikipedia.org/wiki/Modell#Mathematische\\_Modelle\\_in\\_der\\_Wissenschaft](https://de.wikipedia.org/wiki/Modell#Mathematische_Modelle_in_der_Wissenschaft)
- Wille-Haussmann, B., Erge, T., & Wittwer, C. (2010). Decentralised optimisation of cogeneration in virtual power plants. *Solar Energy* 84, S. 604-611.
- Zahoransky, R. (2010). *Energietechnik - Systeme zur Energieumwandlung*. Wiesbaden: Vieweg + Teubner.

# 8 Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Abbildung eines Systems auf ein anderes; Quelle: Ackermann (2008) .....	5
Abb. 2: Vom System zum Modell; Quelle: Ackermann (2008).....	6
Abb. 3: Endogenisierung und Detailwiedergabe; Quelle: Koch, Harnisch, & Blok (2003, S. 113).....	9
Abb. 4: Übersicht über die realisierten Erzeugungstechnologien; Eigene Darstellung.....	17
Abb. 5: Lastprofil H0 des VDEW für einen allgemeinen Haushalt; Quelle: EEG, TU Wien.....	21
Abb. 6: Jahresprofil der thermischen Nachfrage in Wien für die Kategorie Handel; Quelle: EEG, TU Wien .....	23
Abb. 7: Stromverlust bei GuD- und Dampfkraftwerken; Quelle: Kail & Haberberger (1999).....	27
Abb. 8: Wirkungsgradkurven von Kohle und Gaskraftwerken; Quelle: Leonhard (2002, Heft 21-22).....	29
Abb. 9: Linearisierung der Kostenkurve mit und ohne Wirkungsgradverlust; Eigene Darstellung .....	30
Abb. 10: Produktionsregion einer Gegendruckanlage; Eigene Darstellung .....	33
Abb. 11: Produktionsregion einer Entnahme-Kondensations-Dampfturbine; Eigene Darstellung .....	35
Abb. 12: Produktionsregion einer Gasturbine; Eigene Darstellung .....	36
Abb. 13: Produktionsregion von Gas- und Dampf-Anlagen; Eigene Darstellung .....	38
Abb. 14: Produktionsregion eines Fernheizwerkes; Eigene Darstellung .....	39
Abb. 15: Aufteilung der bereinigten elektrischen Nachfrage auf die Wirtschaftssektoren; Eigene Darstellung... ..	58
Abb. 16: Modelliertes elektrisches Nachfrageprofil; Eigene Darstellung.....	59
Abb. 17: Aufteilung der bereinigten thermischen Nachfrage auf die Wirtschaftssektoren; Eigene Darstellung ..	60
Abb. 18: Modelliertes Wärmenachfrageprofil; Eigene Darstellung.....	61
Abb. 19: Tatsächliches Einsatzspektrum des KWK Simmering 1; Quelle: Heinrici (2009).....	63
Abb. 20: Darstellung aller KWK-Produktionsregionen; Eigene Darstellung .....	67
Abb. 21: Außentemperaturverlauf beim Naturhistorischen Museum für das Jahr 2010; Quelle: EEG TU Wien .	75
Abb. 22: Solarstrahlungsdaten beim Naturhistorischen Museum für das Jahr 2010; Quelle: EEG TU Wien .....	77
Abb. 23: Erzeugungskapazitäten aller Wärmerezeuger in Wien; Eigene Darstellung.....	78
Abb. 24: Leistungskurve der WKA Vestas V52; Eigene Darstellung nach Daten von Kopp (2013) .....	80
Abb. 25: Erzeugungskapazitäten aller Stromerzeuger in Wien; Eigene Darstellung .....	81
Abb. 26: Spotmarktpreise des EEX Marktes aus dem Jahr 2010; Daten von EnergyExchangeAustria (2013);... ..	83
Abb. 27: Anteile der Anlagengruppen zur Deckung der thermischen Nachfrage im Fernwärmegebiet .....	88
Abb. 28: Anteile der Anlagengruppen zur Deckung der thermischen Nachfrage im restlichen Gebiet.....	89
Abb. 29: Wochenausschnitt der Deckung der elektrischen Nachfrage .....	90
Abb. 30: Jahresverlauf der Deckung der elektrischen Nachfrage .....	90
Abb. 31: Anteile zur Deckung der thermischen Nachfrage im FW-Gebiet nach Investitionsdurchlauf .....	92
Abb. 32: Anteile zur Deckung der thermischen Nachfrage im restl. Gebiet nach Investitionsdurchlauf.....	93
Abb. 33: Vergleich Sommer- und Winterwoche der elektrischen Nachfrage nach Investitionsdurchlauf .....	94
Abb. 34: Jahresverlauf der Deckung der elektrischen Nachfrage nach Investitionsdurchlauf .....	94
Abb. 35: Anteile zur Deckung der thermischen Nachfrage im Fernwärmegebiet nach Restriktionsdurchlauf.....	96
Abb. 36: Anteile zur Deckung der thermischen Nachfrage im restlichen Gebiet nach Restriktionsdurchlauf .....	97
Abb. 37: Vergleich Sommer- und Winterwoche der elektrischen Nachfrage nach Restriktionsdurchlauf .....	98
Abb. 38: Jahresverlauf der Deckung der elektrischen Nachfrage nach Restriktionsdurchlauf .....	98

## 9 Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Eigenschaften von „Top down“- und „Bottom up“- Modellen; Vgl. van Beeck (1999).....	8
Tab. 2: Optimierungsprobleme; Quelle: Haas, Vorlesungsskript Energiemodelle und Analysen (2011) .....	11
Tab. 3: Kalibrierdaten des KWK Simmering 1 .....	63
Tab. 4: Kalibrierdaten des KWK Simmering 2 .....	64
Tab. 5: Kalibrierdaten des KWK Simmering 3 .....	65
Tab. 6: Kalibrierdaten des KWK Donaustadt .....	65
Tab. 7: Kalibrierdaten des KWK Leopoldau.....	66
Tab. 8: Kalibrierdaten des Biomasse KWK Simmering .....	66
Tab. 9: Kalibrierdaten der MVA Spittelau .....	69
Tab. 10: Kalibrierdaten der MVA Pfaffenu.....	69
Tab. 11: Kalibrierdaten der MVA Flötzersteig .....	70
Tab. 12: Kalibrierdaten der SMVA Simmering .....	70
Tab. 13: Kalibrierdaten des FHW Spittelau .....	71
Tab. 14: Kalibrierdaten des FHW Arsenal .....	72
Tab. 15: Kalibrierdaten des FHW Kagran .....	72
Tab. 16: Kalibrierdaten des FHW Inzersdorf Süd.....	73
Tab. 17: Kalibrierdaten des FHW Leopoldau .....	73
Tab. 18: Kalibrierdaten der Wärmepumpenanlagen .....	74
Tab. 19: Kalibrierdaten der Solarthermischen Anlagen .....	76
Tab. 20: Parameter zur Aufbereitung der Solarstrahlungsdaten.....	76
Tab. 21: Kalibrierdaten des Boilers.....	77
Tab. 22: Kalibrierdaten der Gastherme .....	78
Tab. 23: Kalibrierdaten der PV-Anlagen .....	79
Tab. 24: Daten der in Wien befindlichen Windkraftanlagen.....	79
Tab. 25: Kalibrierdaten der Windkraftanlagen.....	80
Tab. 26: Parameter zur Aufbereitung der Windgeschwindigkeitsdaten .....	81
Tab. 27: Kalibrierdaten des Speichers und des Fernwärmenetzes .....	82
Tab. 28: Parameter der elektrischen Anbindung Wiens .....	83
Tab. 29: Kalibrierdaten der Brennstoffkosten .....	84
Tab. 30: Kalibrierdaten der CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	85
Tab. 31: Geschätzte Investitionskosten der erweiterbaren Technologien .....	86
Tab. 32: Ergebnisse des Standardoptimierungsdurchlaufs.....	88
Tab. 33: Ergebnisse des Investitionsdurchlaufs .....	91
Tab. 34: Durchschnittswerte der Einsatzdaten der Anlagentypen nach Investitionsdurchlauf .....	92
Tab. 35: Ergebnisse des Restriktionsthroughlaufs.....	95
Tab. 36: Durchschnittswerte der Einsatzdaten der Anlagentypen nach Restriktionsthroughlauf.....	97
Tab. 37: Kostenaufteilung der Optimierungsdurchläufe .....	99
Tab. 38: CO <sub>2</sub> Anteile der Versorgungsgebiete .....	99