TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN

DISSERTATION

Modellierung und Optimierung energieträgerübergreifender Energiesysteme und die zukünftige Bedeutung der Speicher- und Kopplungstechnologien

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der technischen Wissenschaften

unter der Leitung von
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von
Dipl.-Ing. Sabina Nemec-Begluk
Matr.-Nr. 0327412
Varnhagengasse 12/1
1220 Wien

Wien, Juli 2020

Sabina Nemec-Begluk

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Vorwort

Diese Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der Technischen Universität Wien.
An dieser Stelle möchte ich mich herzlich bei meinem Betreuer Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik bedanken, der mir mit meiner Anstellung die Möglichkeit und Freiheit gab mich wissenschaftlich weiter zu entwickeln und an der vorliegenden Dissertation zu arbeiten. Hierfür und für die fachliche Unterstützung und Förderung bedanke ich mich ganz herzlich.
Danken möchte ich allen heutigen und ehemaligen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Forschungsbereichs Energiesysteme und Netze für die sehr angenehme und kollegiale Arbeitsatmosphäre. Ein weiteres Dankeschön gilt meinen Kollegen Christoph Maier, Markus Heimberger und besonders Christoph Groiss für die hervorragende Zusammenarbeit in unterschiedlichen Forschungsprojekten und den wissenschaftlichen Diskurs während der Entstehung dieser Arbeit.
Ich bedanke mich auch ganz herzlich bei allen meinen Freunden, die mich in den letzten Jahren moralisch unterstützt haben. Mein Dank gilt hier besonders meinem guten Freund Torsten Decker, der das Lektorat dieser Arbeit übernommen hatte und mir dadurch den letzten Motivationsschub in der Fertigstellung der Arbeit gab.
Danken möchte ich auch meiner Schwester Anela und ihrer Familie für die unermüdliche Unterstützung während meines gesamten Bildungswegs und auch für die tollen grafischen Verbesserungsvorschläge dieser Arbeit. Hvala ti sestro draga.
Ein besonderer Dank gilt meinem liebevollen Ehemann Michael für den unentwegten Rückhalt, die liebevolle moralische Unterstützung und den nötigen Freiraum, der besonders im letzten Jahr so wichtig war. Mein herzlicher Dank gilt meinen Eltern, Madera und Šukrija, die stets immer an mich geglaubt haben und es mir durch ihre kontinuierliche Unterstützung und Liebe überhaupt ermöglicht haben diesen Weg einzuschlagen. Na svemu Vam od srca iskreno zahvaljujem!
Zum Schluss möchte ich diese Arbeit meinem Sohn Benjamin widmen. Er bestärkt mich stets an das Gute in uns zu glauben und für eine bessere und nachhaltigere Zukunft zu kämpfen.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Abstract

Due to the expansion of renewable energy sources, existing energy systems (electrical, natural gas and thermal) are confronted with structural and operational changes. Specifically, the electrical energy system reaches operational limits when a high share of weather-dependent and volatile electricity generation is included in the overall generation characteristic. As a result, temporal and spatial balancing requirements of the electrical energy system are increasingly elevating. Given those circumstances, the presented work investigates how storage and coupling technologies can support the expansion and integration of renewable energy sources into existing energy systems of the Austrian electricity, natural gas and heat sector. Storage technologies are used for a temporal decoupling of the generation and consumption. The coupling of electricity, natural gas and heating infrastructures enables multi-carrier flexibility of an entire energy system. Shifting or buffering the surplus electricity to the natural gas or thermal energy system relieves the electrical energy system on one hand and reduces the fossil load cover ratio of the coupled energy system on the other.

This thesis aims to investigate to which extent a generation mix of the Austrian electricity and heat sector dominated by renewable energy sources can be integrated into the overall energy system of electricity, natural gas and heat supply, by using storage and coupling technologies. For this purpose, potential scenarios of a massively expanded renewable electricity and heat supply for 2030 and 2050 are investigated and analyzed. To answer the main question of this thesis a multi-carrier energy system model for an integrated investigation of coupled energy systems for Austria is developed. Based on an expansion and operational planning of the entire plant park of the modelled multi-carrier energy system the role of storage and coupling technologies to increase the regenerative generation/load balance or to minimize the fossil electricity and heat generation is determined. The objective function of the investigation is the coverage of the electrical and thermal residual load by maintaining minimal system costs. The sum of variable generation costs and annuity costs of new storage and conversion technologies is minimized over the entire model horizon. The Austrian transmission grid represents the system boundary of the electrical energy system.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

The natural gas and heat supply are reduced to regionalized energy-nodes or balancing-nodes. They are coupled to nodes of the other two energy systems via coupling matrices that include corresponding coupling technologies between the energy systems. The topology of the modelled multi-carrier energy system consists of power plants, combined heat and power plants, heating plants, combustion plants, storage and conversion technologies, and exogenous sustainable generation and consumption model components, as well as of a transmission network of the electrical energy system. To include the long-term and short-term requirements for balancing the regenerative dominated multi-carrier energy system, a two-stage calculation process, consisting of a closed annual optimization and a subsequent rolling operational optimization, is applied.

The developed model is applied to different scenarios of the investigated multi-carrier energy system. First of all, the effects of a massive extension of renewable energy sources in the Austrian electrical and heat sector on existing plant parks and other model components of the multi-carrier energy system are determined. For this purpose, a potential scenario of a regenerative electricity and heat production for 2030 is used. In addition to this investigation, operational planning of existing technologies of the multi-carrier energy system is reassessed in further optimization calculations by including additional conversion and storage technologies in the investigated topology of the multi-carrier energy system. Furthermore, the sustainability of the investigated multi-carrier energy system is calculated based on the optimization results of each scenario. The results show that pumped storage power plants are of great importance for balancing short-term regenerative power fluctuations in the transmission grid. However, in the long continuous contiguous phases of power surplus in summer and deficits in winter, the residual load oscillates too far from the zero line and prevents a more pronounced use of short-term compensation options. Therefore, a further expansion of short-term storage technologies on a higher system level is economically not feasible. A significant reduction of the fossil load cover ratio can just be achieved by storing the regenerative surplus electricity in a seasonal storage. The surplus electricity is efficiently shifted to the thermal energy system by utilizing power-to-heat coupling technologies like heat pumps or electric boilers. The power-to-heat coupling significantly reduces the fossil load cover ratio of the thermal energy system. The thermal energy system does not offer seasonal storage of the surplus electricity, but it does offer an additional possibility of utilizing or relocating the electrical energy. That contributes to further integration of renewable electricity in the overall energy system. In contrast to that, the power-to-gas coupling enables shifting and seasonal storing of surplus electricity which yields to a concurrent reduction of the fossil load cover ratio of the electricity and heat sector.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Kurzfassung

Die bestehenden Energiesysteme bzw. Energieinfrastrukturen der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung sind durch den steigenden Anteil regenerativer Energieträger einem Wandel unterworfen. Besonders das Stromsystem erreicht mit zunehmenden Anteil der dargebotsabhängigen und volatilen Erzeugungscharakteristik sehr häufig seine betrieblichen Grenzen, was einen steigenden zeitlichen und räumlichen Ausgleichsbedarf im Stromsystem verursacht. Vor diesem Hintergrund wird in der vorliegenden Arbeit untersucht, wie Speicher- und Kopplungstechnologien den Ausbau regenerativer Energieträger und ihre Integration in die bestehenden Energiesysteme der österreichischen Strom-, Gas- und Wärmeversorgung unterstützen können. Über Speichertechnologien kann eine zeitliche Entkopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch im jeweiligen Energiesystem erreicht werden. Über die Kopplung des Strom-, Gas- und Wärmesystems kann eine energieträgerübergreifende Flexibilisierung der drei Energiesysteme erzielt werden. Durch die Verlagerung bzw. Pufferung des nachhaltigen Stroms in das Gas- und Wärmesystem kann zum einen das Stromsystem entlastet werden und zum anderen der fossile Lastdeckungsanteil des Gas- und Wärmesystems über die Kopplung mit dem Stromsystem reduziert werden.

Ziel dieser Arbeit ist es zu untersuchen, inwiefern ein von erneuerbaren Quellen dominierter Erzeugungsmix des österreichischen Strom- und Wärmesektors unter Einbezug von Speicher- und Kopplungstechnologien in das gesamte Energiesystem der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung integriert werden kann. Dazu werden potentielle Szenarien einer massiv ausgebauten regenerativen Strom- und Wärmeversorgung für das Jahr 2030 und 2050 herangezogen und analysiert. Der Kern der Arbeit liegt in der Erstellung eines energieträgerübergreifenden Energiesystemmodells für Österreich zur simultanen Untersuchung gekoppelter Strom-, Gas- und Wärmesysteme. Aufbauend auf einer Ausbau- und Betriebsplanung des Technologieparks des abgebildeten energieträgerübergreifenden Energiesystems wird die Rolle der Speicher- und Kopplungstechnologien zur Steigerung des regenerativen Erzeugungs/Last-Ausgleichs bzw. zur Minimierung der fossilen Strom- und Wärmeerzeugung bestimmt. Dafür werden die Gesamtsystemkosten zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs, die sich

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

aus der Summe der variablen Erzeugungskosten und der annuitätischen Kosten der neuen Speicher- und Umwandlungstechnologien zusammensetzen, minimiert. Das österreichische Übertragungsnetz stellt die Systemgrenze des modellierten Stromsystems dar. Das Gas- sowie Wärmesystem werden auf regionalisierte Knotenpunkte bzw. Bilanzen reduziert und über Koppelmatrizen, die die entsprechenden Umwandlungstechnologien abbilden, mit Knoten anderer Energiesysteme gekoppelt. Die Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems besteht aus Kraftwerken, Heizkraftwerken, Heizwerken, Feuerungsanlagen, Speicher- und Umwandlungstechnologien, und exogenen nachhaltigen Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten, die den Knoten der gekoppelten Energiesysteme zugeordnet sind, sowie einem Übertragungsnetz des Stromsystems. Um langfristige als auch kurzfristige Ausgleichsanforderungen des regenerativ ausgebauten Strom- und Wärmesystems knoten- und anlagenscharf bestimmen zu können, wird für die Untersuchungen ein zweistufiger Berechnungsprozess, bestehend aus einer geschlossenen Jahresplanung und darauffolgender rollierender Betriebsplanung herangezogen.

In der Arbeit werden zunächst Effekte einer massiven regenerativen Strom- und Wärmeerzeugung auf den Einsatz der bestehenden Anlagen bzw. Modellkomponententypen des abgebildeten energieträgerübergreifenden Energiesystems bestimmt. Dazu wird von den potentiellen Szenarien der Strom- und Wärmeversorgung für das Jahr 2030 ausgegangen. Darauf aufbauend wird im Rahmen weiterer Berechnungen der Einsatz der bestehenden Anlagen unter Einbezug von zusätzlichen Umwandlungs- und Speichertechnologien erneut abgeschätzt und ihr Einfluss auf die Nachhaltigkeit der Modellregion bestimmt. Die Ergebnisse zeigen, dass die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke zzgl. der geplanten Ausbauprojekte den Ausgleich kurzzeitiger Leistungsschwankungen eines überwiegend regenerativen Stromsystems übernehmen können. In den lang andauernden zusammenhängenden Phasen vom Überschussstrom im Sommer und Defiziten im Winter schwingt die Residuallast eines regenerativen Stromsystems in zu großem Abstand von der Nulllinie und verhindert einen noch ausgeprägteren Einsatz von kurzzeitigen Ausgleichsoptionen. Demzufolge ist ein weiterer Ausbau an kurzzeitigen Speichertechnologien auf der übergeordneten Systemebene wirtschaftlich nicht sinnvoll. Eine bedeutende Reduktion des fossilen Lastdeckungsanteils kann nur durch Speicherung der regenerativen Stromüberschüsse in saisonale Speicher erreicht werden. Durch die Strom-zu-Wärme Kopplung über Wärmepumpen oder E-Kessel wird der Überschussstrom sehr effizient in das Wärmesystem verlagert. Dadurch wird der fossile Lastdeckungsanteil des Wärmesystems deutlich reduziert. Das Wärmesystem bietet hierfür keine saisonale Speicherung des Überschussstroms, jedoch eine zusätzliche Verwertungs- bzw. Verlagerungsmöglichkeit des Überschussstroms. Die Strom-zu-Gas Kopplung bietet gleichzeitig eine Option der Verlagerung und der saisonalen Speicherung des Überschussstroms und bewirkt dadurch Verbesserungen des fossilen Lastdeckungsanteils des Strom- sowie Wärmesystems. In dieser Hinsicht ist ein vollständiger Umwandlungsweg des Power-to-Gas-Konzepts bis zu Methan essenziell.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Inhaltsverzeichnis

Vorwort i

Abstract iii

Kurzfassung v

Abkürzungsverzeichnis xi

Symbolverzeichnis xv

1 Einleitung 1

1.1 Motivation 1
1.2 Grundlegende Fragestellungen 4
1.3 Stand der Wissenschaft und Technik 6
1.4 Gliederung der Arbeit 13

2 Optimierungsmethode und Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems 15

2.1 Optimierungsmethode 15
2.2 Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems 18

3 Modellierung und Optimierung des energieträgerübergreifenden Energiesystems 21

3.1 Zielfunktion 21
3.2 Modellhorizont und Berechnungsablauf 24
3.3 Abbildung gekoppelter Energiesysteme 27
3.4 Elektrische Lastflussrechnung 32
3.5 Grundlagen der Modellierung variabler Modellkomponenten 37

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

3.6 Variable Erzeugungskomponenten im Stromsystem . . . 39
3.6.1 Hydraulische Speicherkraftwerke . . . 39
3.6.2 Wärmekraftwerke . . . 50
3.7 Variable Erzeugungskomponenten im Wärmesystem . . . 55
3.8 Variable Erzeugungskomponenten im Gassystem . . . 58
3.9 Speichertechnologien . . . 59
3.10 Kopplungstechnologien . . . 62
3.10.1 Strom zu Wärme . . . 63
3.10.2 Strom zu Gas . . . 67
3.11 Weitere steuerbare Maßnahmen im Stromsystem . . . 73
3.11.1 Lastmanagement . . . 73
3.11.2 Abregelung . . . 77
3.11.3 Import-/Exportkomponenten . . . 78

4 Rahmendaten und Annahmen des energieträgerübergreifenden Energiesystems 81
4.1 Szenarien der vordefinierten Erzeugungskomponenten . . . 81
4.2 Vordefinierte Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten im Stromsystem . . . 83
4.2.1 Erneuerbare Erzeugungsformen . . . 84
4.2.2 Verbrauch . . . 96
4.2.3 Residuallast . . . 98
4.3 Vordefinierte Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten im Wärmesystem . . . 112
4.3.1 Erneuerbare Erzeugungsformen . . . 112
4.3.2 Verbrauch . . . 118
4.3.3 Residuallast . . . 123
4.4 Stromnetz . . . 129
4.4.1 Erstellung der Netztopologie . . . 129
4.4.2 Lastflussmatrix . . . 138
4.4.3 Import/Export-Flüsse . . . 142
4.5 Variable Erzeugungskomponenten im Stromsystem . . . 146
4.5.1 Hydraulischer (Pump)Speicherkraftwerkspark . . . 146
4.5.2 Fossiler Wärmekraftwerkspark . . . 150
4.5.3 Regenerativer Wärmekraftwerkspark . . . 152
4.6 Variable Erzeugungskomponenten im Wärmesystem . . . 155
4.6.1 Biomasseheizwerke . . . 156
4.6.2 Erdgasheizwerke . . . 157
4.7 Speichertechnologien . . . 159
4.7.1 Verteilte elektrische Kurzzeitspeicher . . . 159
4.7.2 Wärmespeicher . . . 162
4.7.3 Gasspeicher . . . 164

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

4.8 Kopplungstechnologien 169
4.8.1 Wärmepumpen 169
4.8.2 E-Kessel 173
4.8.3 Power-to-Gas 173
4.9 Weitere steuerbare Maßnahmen im Stromsystem 178
4.10 Systemkosten 180
4.10.1 Energiekosten 181
4.10.2 Annuitätische Kosten 181

5 Ergebnisse **183**
5.1 Basis-Szenario 185
5.2 Exogener grenzüberschreitender Lastfluss 217
5.3 Verteilte Kurzzeitspeicher 223
5.4 Lastmanagement 229
5.5 Pumpspeicherkraftwerke 235
5.6 Strom zu Wärme 241
5.6.1 Wärmepumpen 241
5.6.2 E-Kessel 250
5.7 Strom zu Gas 257
5.8 Netzzustand 271
5.9 Fossil befeuerte Wärmekraftwerke 277

6 Schlussfolgerungen und Ausblick **283**
6.1 Schlussfolgerungen 284
6.2 Schlussfolgerungen in Bezug auf die Rolle der Speicher- und Kopplungstechnologien 299
6.3 Ausblick 301

Literaturverzeichnis **305**

Anhang A **317**

Anhang B **325**

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Abkürzungsverzeichnis

ÖVGW	Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
AC	Alternate Current (engl. für Wechselstrom)
AEL	Alkalische Elektrolyse
AGCS	Austrian Gas Clearing and Settlement
AGGM	Austrian Gas Grid Management
APG	Austrian Power Grid
AZ	Arbeitszahl
BHKW	Blockheizkraftwerk
BL	Bundeslandanteil
CE	Continental Europe (engl. für Kontinental Europa)
DC	Direct Current (engl. für Gleichstrom)
DFT	Diskrete Fourier Transformation
ECE	Economic Commission for Europe
EK	Entnahmekondensationsturbine
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators - Electricity

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

G	Dienstleistungssektor und Gewerbe
GAMS	General Algebraic Modeling System
GD	Gegendruckturbine
GIS	Geo-Informations-System
GuD	Gas- und Dampfturbinenprozess
HE	Einfamilienhaus
HH	Haushalt
HM	Mehrfamilienhaus
HT	Hochtemperatur
IND	Industrie
IPM	Innere-Punkte Methode
JSP	Jahresspeicherkraftwerke
KSP	Kurzzeitspeicher
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LF	Lastfluss
LP	Lineare Programmierung
LSM	Lastmanagement
LWF	Lastwechselfaktor
MüVA	Müllverbrennungsanlagen
Nord-S	Nordschiene
Nord-Süd-S	Nord-Südschiene
NT	Niedertemperatur
OSM	OpenStreetMap
P2G	Power-to-Gas bzw. Strom-zu-Gas
P2H2	Power-to-Hydrogen bzw. Strom-zu-Wasserstoff
P2SNG	Power-to-Methane bzw. Strom-zu-Methan
PEM	Proton Exchange Membrane Elektrolyse
PSP	Pumpspeicherkraftwerke

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

PtH	Power-to-Heat
RAV	Regelarbeitsvermögen
S4MG	Super-4-Mirco-Grid
Salzburg-S	Salzburg-Schiene
SNG	Synthetic Natural Gas oder Substitute Natural Gas (engl. für synthetisches Erdgas)
Süd-S	Südschiene
TSP	Tagesspeicherkraftwerke
UW	Umspannwerk
VLST	Volllaststunden
VSC	Vienna Scientific Cluster
West-S	Westschiene
WK	Wärmekraftwerke
WP	Wärmepumpe
WSP	Wochenspeicherkraftwerke
Zentral-S	Zentralschiene

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Symbolverzeichnis

Mengen und Indizes

K (k)	Menge aller Netzknoten
$K_{SP} \subset K$	(Teil-)Menge der Netzknoten aller Speicherkraftwerke
$K_{JSP} \subset K$	(Teil-)Menge der Netzknoten der Jahresspeicherkraftwerke
$K_{WSP} \subset K$	(Teil-)Menge der Netzknoten der Wochenspeicherkraftwerke
$K_{TSP} \subset K$	(Teil-)Menge der Netzknoten der Tagesspeicherkraftwerke
$K_{PSP} \subset K$	(Teil-)Menge der Netzknoten der Pumpspeicherkraftwerke
$K_{WK} \subset K$	(Teil-)Menge der Netzknoten der Wämrekraftwerke
$K_S \subset K$	(Teil-)Menge der Netzknoten der verteilten Kurzzeitspeicher
$K_L \subset K$	(Teil-)Menge der Netzknoten der Lastzentren im Stromsystem
$K_{EB} \subset K$	(Teil-)Menge der Netzknoten der E-Kessel-Anlagen
$K_{P2G} \subset K$	(Teil-)Menge der Netzknoten der Power-to-Gas-Anlagen
$K_{Pv} \subset K$	(Teil-)Menge der Netzknoten der Photovoltaik-Anlagen
$K_{Wi} \subset K$	(Teil-)Menge der Netzknoten der Windkraft-Anlagen
$K_{LwK} \subset K$	(Teil-)Menge der Netzknoten der Laufwasserkraftwerke
$K_{IE} \subset K$	(Teil-)Menge der Netzknoten der grenzüberschreitenden Leitungen
WB (wb)	Menge der Wärmebilanzen
$WB_d \subset WB$	(Teil-)Menge der dezentralen Wärmebilanzen
$WB_z \subset WB$	(Teil-)Menge der zentralen Wärmebilanzen
GB (gb)	Menge der Gasbilanzen
ES (es)	Menge der Energiesystemknoten
NK (nk)	Menge der neuen Modellkomponenten
MK (mk)	Menge aller Modellkomponenten
EE (ee)	Menge der Erzeugungskomponenten im Stromsystem
EV (ev)	Menge der Verbrauchskomponenten im Stromsystem
WE (we)	Menge der Erzeugungskomponenten im Wärmesystem
WV (wv)	Menge der Verbrauchskomponenten im Wärmesystem

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

GE (ge)	Menge der Einspeisekomponenten im Gassystem
GV (gv)	Menge der Verbrauchskomponenten im Gassystem
ZW (zw)	Menge der äquivalenten Zweige
$SP(sp)$	Menge der Speicherkraftwerksarten $= \{\text{JSP}, \text{WSP}, \text{TSP}\}$
WK(wk)	Menge der Wärmekraftwerkstechnologien $= \{\text{KWK}, \text{KW}\}$
HW (hw)	Menge der Heizanlagen und -werke $= \{\text{HW}_{\text{Gas}}, \text{HW}_{\text{Bio}}\}$
ST (st)	Menge der Speichertechnologien $= \{ST_{el} \cup ST_{th} \cup ST_{gas}\}$
I (i)	Menge der Abtastwerte bzw. Zeitschritte

Optimierungsvariablen

$P_{el}^{ZW}(t_i, zw)$	Zweigleistung	MW
$E_{T}^{SP}(sp, t_i, k)$	Turbinenvorgang der Speicherkraftwerke	MWh
$E_{UF}^{SP}(sp, t_i, k)$	Überlauf der Speicherkraftwerke	MWh
$E_{P}^{PSP}(t_i, k)$	Pumpvorgang der Pumpspeicherkraftwerke	MWh
$E_{T}^{PSP}(t_i, k)$	Turbinenvorgang der Pumpspeicherkraftwerke	MWh
$E_{el}^{WK}(wk, t_i, k)$	Stromerzeugung der Wärmekraftwerke	MWh
$Q_{th}^{WK}(wk, t_i, k)$	Wärmeerzeugung der Wärmekraftwerke	MWh
$Q_{th}^{HW}(hw, t_i, wb)$	Wärmeerzeugung der Heizanlagen und -werke	MWh
$\overline{SV}^{HW}(hw, t_i, wb)$	positiver Lastwechselgradient der Heizanlagen	MW/h
$\underline{SV}^{HW}(hw, t_i, wb)$	negativer Lastwechselgradient der Heizanlagen	MW/h
$Q_{gas}^{IM}(t_i, gb)$	Erdgasimport	MWh
$S_{+}(st, t_i, es)$	in die Speicher eingelagerte Energie	MWh
$S_{-}(st, t_i, es)$	aus den Speichern entnommene Energie	MWh
$\overline{P}_{+}^{S}(st, es)$	obere Grenze der Einspeicherleistung	MW
$\overline{P}_{-}^{S}(st, es)$	obere Grenze der Ausspeicherleistung	MW
$S_v(st, t_i, es)$	Selbstentladungsverluste der Speicher	MWh
$\overline{E}^{S}(st, es)$	max. Speicherinhalt	MWh
$E_{el}^{WP}(t_i, k)$	Strombezug der Wärmepumpen	MWh
$\overline{P}_{el}^{WP}(k)$	installierte el. Leistung der Wärmepumpen	MW
$E_{el}^{EB}(t_i, k)$	Strombezug der E-Kessel	MWh
$\overline{P}_{el}^{EB}(k)$	installierte el. Leistung der E-Kessel	MW
$E_{el}^{P2G}(t_i, k)$	Strombezug der Power-to-Gas-Anlage	MWh
$H_{H2}^{GB}(t_i, k)$	in das Gassystem eingespeister Wasserstoff	MWh
$H_{H2}^{V}(t_i, k)$	Wasserstoffverkauf	MWh
$H_{H2}^{CH4}(t_i, k)$	für die Methanisierung eingesetzter Wasserstoff	MWh
$\overline{P}_{el}^{P2G}(k)$	installierte el. Leistung der Elektrolyseanlage	MW
$\overline{\dot{Q}}_{H2}^{CH4}(k)$	installierte th. Leistung der Methanisierungsanlage	MW
$E_{+}^{LSM}(t_i, k)$	reduzierter Stromverbrauch durch Lastmanagement	MWh

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

$E_{-}^{LSM}(t_i,k)$	erhöhter Stromverbrauch durch Lastmanagement	MWh
$E_{el}^{AB}(t_i,k)$	Abregelung im Stromsystem	MWh
$E_{el}^{IM}(t_i,k)$	steuerbarer Stromimport	MWh
$E_{el}^{EX}(t_i,k)$	steuerbarer Stromexport	MWh

Parameter

t_i	Zeitpunkt des Abtastwertes i	h
Δt	zeitliche Auflösung	h
$C_{var}(mk,t_i,es)$	Betriebskosten der variablen Modellkomponenten	T€/MWh
$C_{inv}(nk,es)$	annuitätische Kosten der installierten Modellkomponenten	T€/MW(h)a
P_{el}	elektrische Leistung	MW
$\dot{Q}_{th}$	thermische Leistung	MW
$P_{el}^{Wi}(t_i,k)$	el. Leistung der Windkraft	MW
$P_{el}^{Pv}(t_i,k)$	el. Leistung der Photovoltaik	MW
$P_{el}^{LwK}(t_i,k)$	el. Leistung der Laufwasserkraft	MW
$P_{el}^{L}(t_i,k)$	el. Leistung der Lastzentren	MW
$P_{el}^{RL}(t_i,k)$	Leistung der Residuallast im Stromsystem	MW
$P_{el,inst}^{LwK}$	installierte Laufwasserkraftleistung	MW
$P_{el,inst}^{Pv}$	installierte Photovoltaikleistung	MW
$P_{el,inst}^{Wi}$	installierte Windkraftleistung	MW
$\dot{Q}_{th}^{So}(t_i,wb)$	th. Leistung der solarthermischen Anlagen	MW
$Q_{th}^{Sol}(wb)$	Wärmeerzeugung der solarthermischen Anlagen	MWh
$\dot{Q}_{th}^{Geo}(t_i,wb)$	th. Leistung der geothermischen Anlagen	MW
$Q_{th}^{Geo}(wb)$	Wärmeerzeugung der geothermischen Anlagen	MWh
$\dot{Q}_{th}^{MüVA}(t_i,wb)$	th. Leistung der Müllverbrennungsanlagen	MW
$Q_{th}^{MüVA}(wb)$	Wärmeerzeugung der Müllverbrennungsanlagen	MWh
$\dot{Q}_{th}^{L}(t_i,wb)$	th. Leistung der Lastzentren	MW
$\dot{Q}_{th}^{RL}(t_i,wb)$	Leistung der Residuallast im Wärmesystem	MW
$\overline{P}_{el}^{ZW}(zw)$	thermische Zweigauslastungsgrenze	MW
$Q_{nat}(sp,t_i,k)$	natürlicher Zufluss der Speicherkraftwerke	$m^3\,s^{-1}$
$E_{nat}^{SP}(sp,t_i,k)$	monoton steigende Abbildung von Q_{nat}	m^3 bzw. MWh
$\overline{E}^{SP}(sp,k)$	max. potentielle Energie der Speicherkraftwerke	MWh
$\overline{P}_{el,T}^{SP}(sp,k)$	max. el. Turbinenleistung der Speicherkraftwerke	MW
$\overline{E}^{PSP}(k)$	max. potentielle Energie der Pumpspeicherkraftwerke	MWh
$\overline{P}_{el,T}^{PSP}(k)$	max. el. Turbinenleistung der Pumpspeicherkraftwerke	MW
$\overline{P}_{el,P}^{PSP}(k)$	max. el. Pumpleistung der Pumpspeicherkraftwerke	MW
E_{el}^{L}	Stromverbrauch der Modellregion	MWh
$\overline{E}_{el}^{WK}(wk,k)$	Grenze der Stromerzeugung der Wärmekraftwerke	MWh
$\overline{P}_{el}^{WK}(wk,k)$	max. el. Leistung der Wärmekraftwerke	MW

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

$\overline{\dot{Q}}_{th}^{HW}(hw,wb)$	max. th. Leistung der Heizwerke und -anlagen	MW
$\overline{Q}_{th}^{HW}(hw,wb)$	Grenze der Wärmeerzeugung der Wärmekraftwerke	MWh
$\overline{P}_{el}^{IE}(k)$	max. el. Leistung des grenzüberschreitenden Lastflusses	MW
$P_{el,fix}^{IM}(t_i,k)$	exogener Stromimport	MW
$P_{el,fix}^{EX}(t_i,k)$	exogener Stromexport	MW
$\overline{GR}^{WK}(wk)$	obere Grenze des Lastwechselgradienten der Wärmekraftwerke	MW/h
$\underline{GR}^{WK}(wk)$	untere Grenze des Lastwechselgradienten der Wärmekraftwerke	MW/h
$\overline{P}_{el}^{WP}(k)$	max. el. Leistung der Wärmepumpen	MW
$\overline{E}_{el}^{WP}(k)$	Grenze des Stromverbrauchs der Wärmepumpen	MWh
$p_{min}^{WP}(t_i,k)$	normierter Lastgang für den Wärmepumpenbetrieb	
$\overline{GR}^{P2G}$	obere Grenze des Lastwechselgradienten der Elektrolyseanlagen	MW/h
$\underline{GR}^{P2G}$	untere Grenze des Lastwechselgradienten der Elektrolyseanlagen	MW/h
$\mathbf{G}$	Koppelmatrix der Energiesysteme	
$\mathbf{M1}_{(k\times wb)}$	Koppelmatrix Strom- und Wärmesystem (fossile Wärmekraftwerke)	
$\mathbf{M2}_{(k\times wb)}$	Koppelmatrix Strom- und Wärmesystem (Biomassekraftwerke)	
$\mathbf{G1}_{(k\times gb)}$	Koppelmatrix Strom- und Gassystem (Wärmekraftwerke)	
$\mathbf{G2}_{(wb\times gb)}$	Koppelmatrix Wärme- und Gassystem (Heizwerke und -anlagen)	
$\mathbf{M3}_{(k\times wb)}$	Koppelmatrix Strom- und Wärmesystem (Wärmepumpen)	
$\mathbf{M4}_{(k\times wb)}$	Koppelmatrix Strom- und Wärmesystem (E-Kessel)	
$\mathbf{G3}_{(k\times gb)}$	Koppelmatrix Strom- und Gassystem (Power-to-Gas)	
$\mathbf{A}'$	Knoten-Zweig Inzidenzmatrix	
$\mathbf{B}'$	Knotenpunktsuszeptanzmatrix	
$\mathbf{B}_{ZW}$	Zweigsuszeptanzmatrix	
$\mathbf{LF}$	Lastflussmatrix	
$n_{JSP}(k)$	energiebezogene Konstante der Jahresspeicherkraftwerke	MWh
$m_{JSP}(k)$	Koeffzient für Jahresspeicherkraftwerke	
$n_{PSP}(k)$	energiebezogene Konstante der Pumpspeicherkraftwerke	MWh
$m_{PSP}(k)$	Faktor für Pumpspeicherkraftwerke	
$\eta_{WK}(wk)$	Wirkungsgrad der Wärmekraftwerke	
$\eta_{(P)SP}$	Wirkungsgrad der (Pump)Speicherkraftwerke	
$\eta_{HW}(hw)$	Wirkungsgrad der Heizwerke und -anlagen	
η_{EB}	Wirkungsgrad der E-Kessel	
η_{H2}	Elektrolysewirkungsgrad	
η_{SNG}	Wirkungsgrad der Methanisierung	
$\eta_{st}(st)$	Speicherwirkungsgrad	
$c_{SR}(st)$	Selbstentladungsfaktor	%/h
$mb(sp,k)$	Mitbenutzungsfaktor der Speicherkraftwerke	
σ	Stromleistungszahl der Wärmekraftwerke	
β	Stromverlustfaktor der Wärmekraftwerke	

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

LWF	Lastwechselfaktor	
c_{Gas}	Erdgaspreis	T€/MWh
f_{Gas}^{HW}	Leistungsfaktor für Gasheizanlagen	
ε	Leistungszahl der Wärmepumpen	
ε_a	Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen	
H_s	Brennwert	kWh/m^3
v_{H2}	Wasserstoffbeimischwert	
v^{P2V}	Begrenzungsfaktor des Wasserstoffverkaufs	
c_{LSM}	Laständerungsfaktor des Lastmanagements	
$a^{LwK}(k)$	Netzknotenanteil der Laufwasserkraft	
$a^{Wi}(k)$	Netzknotenanteil der Windkraft	
$a^{Pv}(k)$	Netzknotenanteil der Photovoltaik	
$b^{L}(k)$	Netzknotenanteil des Stromverbrauchs	

Weitere Formelbezeichnungen

$P_{el}^{EE}(ee,t_i,k)$	el. Leistung der Erzeugungskomponente im Stromsystem	MW
$P_{el}^{EV}(ev,t_i,k)$	el. Leistung der Verbrauchskomponente im Stromsystem	MW
$P_{el}^{KN}(t_i,k)$	el. Knotenleistung	MW
$\dot{Q}_{th}^{ER_{th}}(we,t_i,wb)$	th. Leistung der Erzeugungskomponente im Wärmesystem	MW
$\dot{Q}_{th}^{VR_{th}}(wv,t_i,wb)$	th. Leistung der Verbrauchskomponente im Wärmesystem	MW
$\dot{Q}_{gas}^{ER_{gas}}(ge,t_i,gb)$	th. Leistung der Einspeisekomponente im Gassystem	MW
$\dot{Q}_{gas}^{VR_{gas}}(gv,t_i,gb)$	th. Leistung der Verbrauchskomponente im Gassystem	MW
$E^{PSP}(t_i,k)$	Füllstand der Pumpspeicherkraftwerke	MWh
$E^{SP}(sp,t_i,k)$	Füllstand der Speicherkraftwerke	MWh
$\dot{Q}_{th}^{HW}(hw,t_i,wb)$	th. Leistung der Heizwerke und -anlagen	MW
$E^{S}(st,t_i,es)$	Speicherfüllstand	MWh
$P_{el}^{P2G}(t_i,k)$	el. Leistung der Power-to-Gas-Anlagen	MW
$P_{el}^{IM}(t_i,k)$	el. Leistung steuerbarer Stromimport	MW
$P_{el}^{EX}(t_i,k)$	el. Leistung steuerbarer Stromexport	MW
$\mathbf{P}$	Vektor der Knotenwirkleistungen	MW
$\mathbf{P}_{ZW}$	Vektor der Zweigleistungen	MW
$E(t_i)$	Energievariable	MWh
$\overline{P}$	maximale Leistung	MW
$\underline{P}$	minimale Leistung	MW
$\overline{GR}$	maximaler Leistungsgradient	MW/h
$\underline{GR}$	minimaler Leistungsgradient	MW/h
$\dot{Q}_{th}^{NWQ}$	th. Leistung der Niedertemperaturwärmequelle	MW
$\dot{Q}_{th}^{WP}$	th. Leistung der Wärmepumpen	MW

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

P_{el}^{WP}	el. Leistung der Wärmepumpen	MW
W_s	Wobbe-Index	kWh/m^3
η	Wirkungsgrad	
ρ	Dichte des Wassers	kg m^{-3}
Q	Ausbaudurchfluss	m^3 s^{-1}
g	Fallbeschleunigung	m s^{-2}
H	Ausbaufallhöhe	m
I_0	Investitionskosten	€
c_a	annuitätische Kosten	€/MW(h)a
c_{fix}	Fixkosten	
a	Annuitätenfaktor	1/a
q	Zinsfaktor	
p	Zinssatz	

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Der Umstieg auf eine vorwiegend regenerative Energieversorgung ist jetzt schon ein Weg, zu dem sich viele europäische Länder über nationale und internationale Klimazielsetzungen verpflichtet und somit die Energiewende eingeleitet haben. Der Übergang zu einer nachhaltigen Energieversorgung ergibt sich aus dem Ziel, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren und somit die Erderwärmung deutlich unter 2°C bezogen auf das Temperaturniveau der vorindustriellen Zeit zu begrenzen. Besonders in Europa steigt zunehmend das Verlangen die Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern deutlich zu reduzieren. Zum einen betragen die Reichweiten der Erdölreserven noch 54 Jahre [15, S. 28] und der Erdgasreserven noch 60 Jahre [15, S. 28], zum anderen liegen Großteile der Erdöl- und Erdgasreserven im Nahen Osten und Russland bzw. in politisch instabilen Ländern, was in der Vergangenheit immer wieder Preisschwankungen und Unsicherheiten bei der Bedarfsdeckung ausgelöst hat. Die Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern ist demzufolge nicht nur ökologisch, sondern auch wirtschaftlich, sicherheitstechnisch und politisch sinnvoll.

Die bestehenden Energiesysteme bzw. Energieinfrastrukturen der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung sind historisch gewachsen und seit dem steigenden Anteil der erneuerbaren Energieträger neuen Herausforderungen und Umstrukturierungsplänen ausgesetzt. Die Übertragung bzw. der räumliche Ausgleich des Stroms wird in Österreich über das Übertragungsnetz des Regelzonenführers Austrian Power Grid (APG) gewährleistet. Der Standort der konventionellen regenerativen Erzeugungskapazitäten ist besonders im österreichischen Stromsektor aufgrund der hohen heimischen Wasserkrafterzeugung von geographischen Gegebenheiten abhängig. Leistungsstarke Wärmekraftwerke sind im Bereich größerer Städte verortet. Dabei verlief die Richtung des Stromflusses vorwiegend unidirektional, ausgehend von der Erzeugung bis zum Verbrauch. Diese Aspekte haben den historisch gewachsenen Aufbau

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

des Übertragungsnetzes bestimmt. Der Ausbau von „neuen“ regenerativen Erzeugungskapazitäten ist ertragsorientiert. Dementsprechend liegen potentielle Standorte regenerativer Kraftwerksparks nicht unbedingt in der Nähe von leistungsstarken Netzabschnitten und auch nicht notwendigerweise in der Nähe der Verbrauchszentren. Zudem ist der Ausbau neuer regenerativer Anlagen dezentral verortet und untergeordneten Netzstrukturen, d.h. den Verteilnetzen zugeordnet. Darüber hinaus besitzen Wind und Photovoltaik eine sehr volatile Erzeugungscharakteristik, die nur zum Teil steuerbar und schwer prognostizierbar ist und somit nicht notwendigerweise mit dem elektrischen Lastgang korreliert. Durch die langsame Verlagerung des Schwerpunktes in der Verortung und der zeitlichen Aufbringung der neuen Erzeugungskapazitäten ändert sich zunehmend die Richtung des Lastflusses und die Belastung der Stromnetze, womit auch der Flexibilitätsbedarf der Stromversorgung steigt. Auf der anderen Seite werden aufgrund der fehlenden Konkurrenzfähigkeit und politischer Vorgaben die gut planbaren und flexiblen fossilen Wärmekraftwerke stillgelegt. Darüber hinaus wirkt sich ein ähnlicher Paradigmenwechsel der Stromversorgung der Nachbarländer über das Continental Europe (engl. für Kontinental Europa) (CE)-Verbundnetz zusätzlich auf das österreichische Übertragungsnetz und die inländischen Flexibilisierungskapazitäten wie z.B. die Pumpspeicherkraftwerke aus. Daher sind Veränderungen bei der Planung und dem Betrieb der Stromversorgungsinfrastruktur erforderlich, um die angestrebte Nachhaltigkeit bei gleichzeitig hoher Versorgungssicherheit erreichen zu können.

Unterstützende Maßnahmen wie z.B. die Netzverstärkung, Erhöhung der kurzzeitigen und langzeitigen Flexibilitätskapazitäten durch Einsatz von Speicher- oder Kopplungstechnologien, sowie auch die bewusste Reduktion bzw. Abregelung der erneuerbaren Stromeinspeisung können den weiteren Ausbau der regenerativen Energieträger fördern. Gemäß den Erkenntnissen aus [70, S. 103] reichen die Potentiale der Pumpspeicherkraftwerke in Österreich bei weitem nicht aus, um den notwendigen Ausgleich eines hundertprozentig regenerativen Stromsektors realisieren zu können. In diesem Sinne können weitere verteilte Speichertechnologien im Stromnetz zusätzliches Flexibilitätspotential bieten. Kopplungstechnologien stellen in dieser Arbeit jene Technologien dar, die über physikalische und chemische Prozesse die Energie eines Systems in die Energie eines anderen Systems umwandeln. Bestehende Energiesysteme der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung verlaufen in der Regel parallel und sind teilweise unidirektional auf der zentralen und dezentralen Ebene miteinander gekoppelt. Über eine stärkere und weitreichende Kopplung der parallelen Energiesysteme der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung, die auch bidirektional realisiert werden kann, kann eine energieträgerübergreifende Flexibilisierung des Strom-, Gas- und Wärmesystems erreicht werden. Durch die Verlagerung bzw. Pufferung des nachhaltigen Stroms in das Gas- und Wärmesystems kann zum einen das Stromsystem entlastet werden und zum anderen der fossile Lastdeckungsanteil des Gas- und Wärmesystems über die Kopplung mit dem Stromsystem reduziert werden.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Das Erdgasnetz stellt eine weitere wichtige Energieinfrastruktur in Österreich dar, die sowohl für die Deckung des Strom- als auch des Wärmebedarfs von großer Bedeutung ist. In einem energieträgerübergreifenden Energiesystem ist das Erdgassystem schon über Wärmekraftwerke oder Gasfeuerungsanlagen unidirektional mit dem Strom- und Wärmesystem gekoppelt. Power-to-Gas stellt die chemische Erzeugung von Wasserstoff unter Verwendung von Strom, vorzugsweise von erneuerbarem Strom, über den Elektrolyse-Prozess oder weiter von Methan über den Methanisierungs-Prozess dar. Über das synthetisch erzeugte Gas kann der Überschussstrom in das Gassystem verlagert werden. Dadurch ist die Rückkopplung der bestehenden unidirektionalen Kopplung der zwei Energiesysteme (Strom- und Gassystem) gegeben. Die anfallende Wärme des Umwandlungsprozesses könnte zusätzlich vom Wärmesystem verwendet werden. Im Gegensatz zum netzinhärent praktisch speicherlosen Stromnetz ist das Gasnetz deutlich flexibler und ermöglicht durch Druckvariation eine leitungsgebundene Energiespeicherung, die im Stromnetz physikalisch nicht möglich ist. Zudem bieten die in Österreich vorhandenen Untertagesspeicher enorme Speicherkapazitäten, die für eine saisonale Gasspeicherung von großer Bedeutung sind und zusätzliches Speicherpotential bei der energieträgerübergreifenden Flexibilisierung der gekoppelten Energiesysteme anbieten.

Im Unterschied zu den leitungsgebundenen Strom- und Erdgasinfrastrukturen, existiert kein überregional verbundenes Wärmenetz. Die leitungsgebundene Wärmeversorgung wird über ein lokales Nah- oder Fernwärmnetz realisiert, das mit Fernwärme der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen oder Heizwerke gespeist wird. Auch in Bezug auf den Wärmesektor findet im energieträgerübergreifenden Energiesystem über KWK-Anlagen schon eine Kopplung der drei Energiesysteme statt. Durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen ist die Strom-zu-Wärme Kopplung auf der dezentralen Ebene ebenfalls schon in Umsetzung. Das Wärmenetz ist ein im Vergleich zum Stromnetz trägeres System. Seine Flexibilität ist durch Zu- und Abschalten von thermischen Lasten und der Variation der Temperaturdifferenzen des Vorlauf- und Rücklaufsystems gegeben. Dementsprechend bietet der Wärmesektor eine vom Wärmeverbrauch abhängige Verlagerungskapazität für die Verwertung des überschüssigen Stroms. Hier können Wärmespeicher das Flexibilitätspotential erhöhen, indem überschüssige Wärme in Wärmespeichern zwischengespeichert wird. Strom-zu-Wärme Technologien ermöglichen eine effiziente Verwertung des überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Quellen und können dabei positiv auf den fossilen Lastdeckungsanteil des Wärmesystems wirken, indem die Wärmeerzeugung der konventionellen Gasfeuerungsanlagen aus dem Erzeugungsportfolio des Wärmesektors substituiert wird.

Die Planung und Analyse der zukünftigen Energiesysteme der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung für großflächige Modellregionen erfolgte bisher vorwiegend auf Basis von Energiesystemmodellen, die die jeweiligen Energiesysteme isoliert im Detail untersuchen. Dabei werden sehr häufig bidirektionale Zusammenhänge der gekoppelten Energiesysteme vernach-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

lässigt und ihre Wechselwirkungen nicht simultan bewertet. Dadurch werden unvollständige Rahmenbedingungen bei der Eruierung des technischen und wirtschaftlichen Potentials der zukünftigen Kopplungstechnologien gesetzt, wodurch die Vorteile von energieträgerübergreifenden Energiesystemen auf breiter Basis unterschätzt werden. Um das volle Potential der energieträgerübergreifenden Flexibilisierung der gekoppelten Energiesysteme einer großflächigen Region im Hinblick auf die erhöhte Flexibilität, Speicherfähigkeit und Energieeffizienz zur Einbindung von erneuerbaren Energieträgern erschließen zu können, müssen das Strom-, Gas- und Wärmesystem als eine Einheit mit allen ihren Akteuren in einem Modell untersucht und analysiert werden.

Das Strom-, Gas- und Wärmesystem sind einem Wandel unterworfen. Es obliegt somit der Wissenschaft, Politik und Energiewirtschaft, Pfade für eine sichere, zuverlässige und nachhaltige Energieversorgung aufzuzeigen. Dabei hat die Wissenschaft die Aufgabe, die anstehenden Herausforderungen zu erforschen, mögliche Wege einer zukunftsträchtigen Energieversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energieträger darzulegen und die dafür notwendigen Modelle zu entwickeln. Eine mögliche Herangehensweise ist die Modellierung und Optimierung energieträgerübergreifender Energiesysteme unter Berücksichtigung von Speicher- und Kopplungstechnologien, die in dieser Arbeit verfolgt wird.

1.2 Grundlegende Fragestellungen

Aufbauend auf den Ausführungen des vorherigen Abschnittes wird in der vorliegenden Arbeit ein energieträgerübergreifendes Energiesystemmodell für Österreich zur simultanen Untersuchung von gekoppelten Energiesystemen der österreichischen Strom-, Gas- und Wärmeversorgung erstellt. Die Topologie des abgebildeten energieträgerübergreifendes Energiesystems besteht aus Kraftwerken, Heizkraftwerken, Heizwerken, Feuerungsanlagen, Speicher- und Umwandlungstechnologien, und exogenen nachhaltigen Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten, die den Knoten der gekoppelten Energiesysteme zugeordnet sind, sowie dem österreichischen Übertragungsnetz. Basierend auf dem erstellten Modell wird über eine Ausbau- und Betriebsplanung untersucht, inwiefern ein zukünftiger erneuerbarer exogener Erzeugungsmix des österreichischen Strom- und Wärmesektors in das gesamte energieträgerübergreifende Energiesystem unter Einbezug von Speicher- und Kopplungstechnologien integriert werden kann. Dafür wird die Minimierung des fossilen Lastdeckungsanteils der gekoppelten Strom-, Gas- und Wärmesysteme verfolgt, die über die Minimierung der Gesamtsystemkosten zur Deckung des restlichen Strom- und Wärmebedarfs realisiert wird. Dabei wird die Summe der variablen Erzeugungskosten und der annuitätischen Kosten der neuen Speicher- und Umwandlungstechnologien über den kompletten Modellhorizont von einem Jahr minimiert. Die durchgeführten Untersuchungen dieser Arbeit bauen auf potentiellen Szenarien

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

einer nachhaltigen Strom- und Wärmeerzeugung für das Jahr 2030 auf. Mit Hilfe des erstellten Modells wird zunächst ein repräsentatives Abbild eines relativ schwach gekoppelten Strom-, Wärme- und Gassystems untersucht und die Auswirkungen des hohen regenerativen Ausbaus zunächst ohne stärkere Verzahnungen der drei Energiesysteme und ohne Ausbau an zusätzlichen Stromspeichertechnologien auf das Strom- und Wärmesystem erhoben. Darauf aufbauend wird im Rahmen weiterer Untersuchungen der Einsatz der bestehenden Anlagen unter Einbezug von zusätzlichen Umwandlungs- und Speichertechnologien erneut abgeschätzt und der Einfluss der neuen Modellkomponententypen auf die Nachhaltigkeit der untersuchten Modellregion bestimmt. Dabei werden konkret folgende Fragestellungen beantwortet:

1. Wie können gekoppelte Strom-, Gas- und Wärmesysteme einer großflächigen Modellregion in einem energieträgerübergreifenden Energiesystemmodell simultan untersucht werden und welche Anforderungen an die Modellierung ergeben sich dadurch?

2. Welche Auswirkungen auf den bestehenden Anlagenpark des Strom- und Wärmesystems resultieren aus einem von erneuerbaren Quellen dominierten Erzeugungsmix der beiden Energiesysteme und wie groß ist dabei ihr Ausgleichs- bzw. Flexibilitätsbedarf?

3. Wie wirkt sich der Netzausbauzustand auf den Ausgleichsbedarf und die Entwicklung des fossilen Lastdeckungsanteils des regenerativ ausgebauten Stromsystems aus?

4. Wie entwickelt sich die Bedeutung der Wärmekraftwerke bei regenerativ ausgebautem Strom- und Wärmesystem?

5. Wie wirken sich die jeweiligen kurzzeitigen Flexibilitätsoptionen, Kurzzeitspeicher-Technologien oder das Flexibilitätspotential auf der Verbraucherseite im Stromsystem, auf die Integration der erneuerbaren Energieträger des Stromsystems aus?

6. Welche Rolle für einen großflächigen Ausbau spielen dabei die prognostizierten Kosten der Speicher- und Kopplungstechnologien?

7. Wie äußern sich die Kopplungsmöglichkeiten des Strom-, Gas- und Wärmesystems auf die Stromverlagerung und Energiespeicherung in allen drei Energiesystemen und welche Auswirkungen ergeben sich dadurch auf den fossilen Lastdeckungsanteil des gesamten energieträgerübergreifenden Energiesystems?

8. Wie ändert sich der bestehende Anlagenbetrieb des Strom- und Wärmesektors bei zunehmender Kopplung des Strom-, Gas- und Wärmesystems?

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Im Rahmen der Erarbeitung der Antworten auf die grundlegenden Fragestellungen dieser Arbeit sind weitere Zielsetzungen und Aspekte zur näheren Untersuchung aufgenommen worden und werden in den Abschnitten der Modellierung und Ergebnisse näher beleuchtet. Als Speichertechnologien werden im Energiesystemmodell der vorliegenden Arbeit (Pump)Speicherkraftwerke, Porenspeicher, Wasserspeicher als Vertreter der sensiblen Wärmespeicher und Lithium-Ion Batterien als Vertreter der verteilten elektrischen Kurzzeitspeicher betrachtet. Es werden Umwandlungspfade aus dem Stromsystem in das Gassystem durch Power-to-Gas mit beiden Ausführungsvarianten, sowohl Wasserstoff als auch Methan, und Umwandlungspfade aus dem Stromsystem in das Wärmesystem über den Einsatz von E-Kessel und Wärmepumpen berücksichtigt. Zudem sind Kopplungen des Gassystems mit dem Strom- und Wärmesystem über KWK-Anlagen und unterschiedliche Gasfeuerungsanlagen schon in der Ausgangstopologie des modellierten energieträgerübergreifenden Energiesystems berücksichtigt.

1.3 Stand der Wissenschaft und Technik

Im Rahmen von nationalen und internationalen Projektstudien bzw. wissenschaftlichen Arbeiten wurden unterschiedliche Ansätze zur Untersuchung und Analyse von Strom- und Wärmesystemen mit einem hohen Anteil regenerativer Energieträger unter Einbezug von Kopplungs- und Speichertechnologien angewendet und dazu unterschiedliche Modelle entwickelt. Auch wurden dabei unterschiedliche Systemgrenzen bei der Modellierung der Energiesysteme gezogen sowie unterschiedliche regionale Abgrenzungen der berücksichtigten Erzeugungs- und Lastzentren festgelegt. Zudem hat sich eine Reihe von Studien der Thematik der Energiespeicherung gewidmet und einen Überblick über die Speichereigenschaften, ihre Anwendungsgebiete und Prognosen der Speicherkosten zusammengestellt. In diesem Abschnitt soll ein Überblick über existierende Energiesystemmodelle, die häufigsten Optimierungsansätze, die entwickelten Ansätze zur Untersuchung von energieträgerübergreifenden Energiesystemen und ihre Anwendbarkeit basierend auf einer Auswahl an wissenschaftlichen Arbeiten vorgestellt werden. Am Ende des Abschnittes wird noch einmal der Schwerpunkt dieser Arbeit zusammengefasst und damit eine Abgrenzung zu den bestehenden wissenschaftlichen Arbeiten abgeleitet.

Die Ausbau- und Energieeinsatzplanung ist ein Bestandteil der energiewirtschaftlichen Praxis für die Planung von Investitionsentscheidungen und Bestimmung von gewinnbringenden Kraftwerksfahrplänen geworden. Auch im Rahmen von industriellen und wissenschaftlichen Forschungstätigkeiten wird die Ausbau- und Einsatzplanung als etabliertes Werkzeug für die Analyse und Untersuchung von zukünftigen Energiesystemen eingesetzt wie z.B. Ausbau und Integration erneuerbarer Energieträger, Ermittlung des Ausgleichsbedarfs bzw. Ausbau der Ausgleichsoptionen oder Ermittlung vom Netzausbau. Im Rahmen von unterschiedlichen

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Energie- und Strommarktmodellen wird die Ausbau- und Einsatzplanung für die Simulation der Energiesysteme angewendet. Dabei variiert die regionale Grenze für solche Untersuchungen und erfasst bei einigen Modellen sogar mehrerer Länder. Einige dieser Modelle bestimmen die Einsatzplanung der Anlagen nur basierend auf ihren technischen Möglichkeiten unter der Annahme einer uneingeschränkten Leistungs- bzw. Energieübertragung. Andere Modelle binden bei der Einsatzplanung auch die Übertragungsbeschränkungen des zugrunde liegenden Netzes ein. Bei den meisten Modellen wird die Einsatzplanung unter Minimierung der Gesamtsystemkosten ermittelt. Die Formulierung des Optimierungsproblems wird sehr häufig als lineares oder gemischt-ganzzahliges lineares Problem definiert. Bei beiden Verfahren stellt die Lösung des Problems ein globales Optimum dar. Lineare Probleme können sogar in polynomialer Zeit gelöst werden. Demgegenüber steigt der Rechenaufwand der gemischt-ganzzahligen Probleme exponentiell in der Problemgröße an. [65, S. 48] Auch die nichtlineare Programmierung wird bei einigen Energiesystemmodellen angewendet. In diesem Fall stellt jedoch die Lösung des Problems nur im Falle von konvexen Nebenbedingungen und konvexer Zielfunktion ein globales Optimum dar.

Das MESSAGE-Energiesystemmodell [106] stellt eine Modellierungsumgebung für eine mittel- bis langfristige Planung und Analyse der Energiesysteme dar. In der MESSAGE III Version kann das Optimierungsproblem als lineares oder gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem mit der Minimierung der Systemkosten für die Verbrauchsdeckung als Zielfunktion definiert werden. Das Energiesystemmodell kann zur Untersuchung globaler oder lokaler Energiesektoren eingesetzt werden. So wurde mit dem MESSAGE-Modell ein Weltmodell bestehend aus elf Regionen untersucht.

PRIMES [95] ist ein Energiesystemmodell, das den Gleichgewichtszustand zwischen der Energieversorgung und -nachfrage der Mitgliedsstaaten der Europäischen Union simuliert. Der Gleichgewichtszustand wird über ein nichtlineares Mixed Complementarity Problem gelöst. PRIMES ist modular aufgebaut. Die modulare Struktur stellt unterschiedliche Sektoren der Brennstoffversorgung, Energieumwandlung und des Energieverbrauchs dar. Die einzelnen Module unterscheiden sich im Detaillierungsgrad der Modellierung. Die Modularität ermöglicht, dass jeder einzelne Sektor oder Gruppe von Sektoren unabhängig voneinander für eine eigenständige Analyse untersucht werden können. Ein detailliertes Strommarktmodell ist in PRIMES ebenfalls hinterlegt.

Über das Strommarktmodell ATLANTIS [113] kann der europäische Strommarkt simuliert werden. Im Rahmen von ATLANTIS kann die Kraftwerkseinsatzplanung unter Berücksichtigung von Übertragungsbeschränkungen des zugrunde liegenden Netzes über DC-Lastflussberechnung bestimmt werden. Dabei wird das Problem als gemischt-ganzzahliges lineares Problem definiert mit der Minimierung der Erzeugungskosten als Zielfunktion. Darüber hinaus können auch der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren und die Gleichstromübertragung optimiert werden.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Ein weiteres Model des europäischen Strommarktes stellt das Modell ELMOD [69] dar. Das Modell ist ein nicht-lineares Oprimierungsmodell und basiert auf einem Bottom-up-Ansatz mit Wohlfahrtsmaximierung als Zielfunktion unter perfekten Wettbewerbsbedingungen. Das Modell erfasst zudem die physikalischen Eigenschaften der elektrischen Übertragung über die hinterlegte DC-Lastflussberechnung, technische Erzeugungsbeschränkungen und Energiebilanzierung. Das Modell wird für Untersuchungen der Marktentwicklung, Engpassmanagement und für Investitionsentscheidungen im Hinblick auf Deutschland und Kontinentaleuropa verwendet. Die Weiterentwicklung des Modells stELMOD [56] verwendet Ansätze der stochastischen Optimierung, um Einflüsse fluktuierender erneuerbarer Erzeugung auf die unterschiedlichen Strommärkte und Netzengpässe zu untersuchen.

Mit dem Simulationsmodell DIMENSION [38] kann das europäische Energiesystem untersucht werden. Über das Strommarktmodell wird eine Einsatzoptimierung des Kraftwerksparks und der Speicheranlagen sowie eine Ausbauoptimierung der Kapazitätserweiterungen unter minimalen Gesamtsystemkosten abgeschätzt. Auch Umwandlungspfade der Power-to-X-Technologien können über separate Module in das Modell integriert werden.

TIMES [115] ist ein Energiesystemmodell-Generator, welcher im Rahmen des Energy Technology Systems Analysis Programm entwickelt wurde. Das Energiesystemmodell besteht aus einem technischen und einem wirtschaftlichen Systemansatz und wurde zur Untersuchung von regionalen und nationalen Energiesektoren angewendet. Basierend auf einer linearen Optimierung kann die Ausbau- und Einsatzplanung der Modellkomponenten des Energiesystems mit Minimierung der Gesamtsystemkosten als Zielfunktion untersucht werden.

Das EDisOn+Balancing Modell [28] ist ein Strommarktmodell mit einer Multi-Zielfunktion, mit welcher die Vorhaltung von Regelenergie und der Kraftwerkseinsatz am Großhandelsstrommarkt gleichzeitig gelöst werden können. Auch dieses Modell wird als lineares Optimierungsproblem definiert. Dabei werden die binären Ein-/Aus-Entscheidungen linearisiert. Die Übertragungsbeschränkungen des Stromnetzes werden über eine DC-Lastflussberechnung abgebildet. Dabei wird im Modell das österreichische Übertragungsnetz auf siebzehn Netzknoten reduziert, und vierzehn weitere Netzknoten stellen die Erzeugungs-/Lastzentren der Länder des CE-Verbundnetzes dar.

Mit dem Modell HiREPs [45] können die Einsatzplanung konventioneller Kraftwerke und der Speicherausbau abgeschätzt werden. Die Zielfunktion ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten, die sich aus Investitionskosten und den Betriebskosten zusammensetzen. Mit dem Modell können auch Kopplungstechnologien Power-to-Gas und Strom-zu-Wärme, sowie auch das Laden von Elektrofahrzeugen bei der Untersuchung von regenerativen Energiesystemen mitberücksichtigt werden. Das Modell wurde in diversen Studien wie „Stromspeicher 2050“ [48], „Potentiale, Wirtschaftlichkeit und Systemlösungen für Power-to-Heat“ [47] und „AutRES100“ [45] angewendet. Im „AutRES100“ wurde das Modell zur Untersuchung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

der zukünftigen Entwicklung des Strom- und Wärmesektors gemeinsam für Österreich und Deutschland eingesetzt, näheres dazu wird nachfolgend diskutiert.

Die Auswirkungen einer hohen regenerativen Stromerzeugung in Österreich auf das elektrische Energiesystem und der dafür notwendige Speicherbedarf wurden in diversen Arbeiten abgeschätzt. So wurde im Projekt „Super-4-Micro-Grid“ [70] untersucht, ob und wie eine vollständig regenerative elektrische Energieversorgung in Österreich gestaltet werden kann. Dafür wurden Zukunftsszenarien basierend auf den im Projekt ermittelten regenerativen Potentialen von Wind, Biomasse, Photovoltaik und Wasser für das Jahr 2050 herangezogen. In der Arbeit wurden der notwendige Speicherbedarf für die Integration der regenerativen Energieerzeugung ermittelt und die Anforderungen an das Übertragungsnetz bestimmt. Das Projekt zeigte, dass die inländischen Kapazitäten der Pumpspeicherkraftwerke bei weitem nicht für einen zeitlichen und mehrjährigen Erzeugungs/Last-Ausgleich ausreichen. Die Umwandlung vom Strom in andere Energieträger, wie Wärme und Gas, wurde in die Untersuchungen nicht miteinbezogen.

Die Dissertation von Groiss [23] baut auf den Erzeugungszeitreihen von „Super-4-Micro-Grid“ auf und verfolgt die Beantwortung der Fragestellung, welchen Anteil des österreichischen Stromverbrauchs regenerative Energieträger decken könnten. Diesbezüglich wurde ein lineares Optimierungsmodell für eine Kraftwerkseinsatzplanung des modellierten Stromsystems entwickelt mit der Minimierung des fossilen Brennstoffeinsatzes als Zielfunktion. In dieser Hinsicht wurden bei der Beantwortung der Fragestellung Einflussfaktoren in die Untersuchungen inkludiert, die die Integration regenerativer Energieträger in das Übertragungsnetz begünstigen. Dabei wurden dezentrale Speichertechnologien und Power-to-Gas mitberücksichtigt. Aus der Arbeit von Groiss folgt, dass die Pumpspeicherkraftwerke ein ausreichendes Potential zum Ausgleich von kurzzeitigen Schwankungen aufweisen und dass mit der Technologie Power-to-Methan eine saisonale Speicherung vom Überschussstrom erzielt werden kann, was in einer Erhöhung des regenerativen Energieanteils der Modellregion resultiert. Die Arbeit von Groiss beschränkte sich auf das elektrische Energiesystem. Die Rolle der thermischen Kraftwerke wurde ohne Berücksichtigung der Fernwärmeauskopplung untersucht. Auch wurde eine unbegrenzte Gasspeicherung des umgewandelten Gases in der Arbeit vorausgesetzt. Eine anderweitige Verwendung des umgewandelten Gases als die Rückverstromung wurde nicht berücksichtigt. Darüber hinaus wurden die Kosten des Ausbaus der Speicher- und Umwandlungstechnologien nicht in der Zielfunktion einbezogen, sondern der Technologieausbau exogen im Modell abgebildet. Das hinterlegte Übertragungsnetz wurde auf acht zentrale Umspannwerke reduziert.

In der Arbeit von Boxleitner [82] wurden Auswirkungen einer nachhaltigen Stromerzeugung auf den österreichischen Kraftwerkspark auf technischer Basis untersucht. Dazu wurde Österreich in drei Regionen unterteilt. Für das drei-Regionen-Modell wurde eine gemischtganzzahlige lineare Einsatzoptimierung entwickelt und auf drei Szenarien unterschiedlicher

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Ausbaugrade der regenerativen Stromerzeugung angewendet. In der Arbeit ging es vorwiegend um die Beurteilung der dynamischen Anforderungen an den bestehenden Kraftwerksparks bei einer zunehmend regenerativen elektrischen Versorgung Österreichs. Aus der Arbeit resultierte, dass mit zunehmender Nachhaltigkeit im Stromsystem beim Betrieb des thermischen Kraftwerkspark mit sinkenden Volllaststunden (VLST), einer höheren Anzahl an An- und Abfahrvorgängen und kürzeren Lastzyklen zu rechnen ist.

Das Forschungsprojekt „AutRES100“ [45] untersuchte, welche technischen und wirtschaftlichen Maßnahmen bis zum Jahr 2050 umgesetzt werden müssen, um eine weitgehend nachhaltige elektrische Vollversorgung in Österreich und Deutschland erreichen zu können. Die Untersuchungen basierten auf dem vorhin diskutierten Modell HiREPs [45], welches gemeinsam für Deutschland und Österreich angewendet wurde. Die Berechnungen dieser Studie setzten einen uneingeschränkten Stromtransport voraus, somit wurde ein Art „Kupferplatte“ für den räumlichen Stromaustausch unterstellt. Bei der Abbildung von Power-to-Gas wurde angenommen, dass das erzeugte synthetische Methan seine Verwendung im Erdgassystem mit den Erdgasspeichern findet. Eine Nutzung des eingespeisten Gases von anderen Energiesektoren als dem Stromsektor, sowie eine Regionalisierung der inländischen Erzeugungs-/Laststrukturen gehen aus der Publikationen in [45] nicht hervor. Im Projekt wurde eine Abschätzung des verteilten Pumpspeicherkraftwerksbedarf untersucht. Ein Ausbau von weiteren kurzzeitigen Stromspeichertechnologien wurde nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse zeigten, dass eine weitgehende erneuerbare Strom- und Wärmeversorgung in beiden Ländern technisch und wirtschaftlich möglich ist. Dafür ist jedoch die Verbrauchstruktur als wichtiger Einflussfaktor zu nennen, welche über das Einbinden von Wärmepumpen und Direktstromzusatzheizungen die Stromnachfrage flexibilisiert. Thermische Kraftwerke wurden hier vorwiegend für die Deckung der regenerativen Versorgungslücken eingesetzt. Aus der Arbeit resultierte, dass der verteilte Pumpspeicherausbau einen höheren erneuerbaren Anteil der Lastdeckung ermöglicht. Im Vergleich zur Nutzung des Stroms im Wärmesektor sind die Auswirkungen aber von geringerem Umfang. Power-to-Gas (P2G) wurde nur bei der Annahme von Nullemissionen installiert, um aus Überschüssen nachhaltiges Gas für thermische Kraftwerke zu erzeugen.

In der Dissertation von Oehsen [5] wurde ein gemischt-ganzzahliges lineares Modell für eine Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung implementiert. Das Modell wurde für die Untersuchung von regenerativen Szenarien 2050 für Deutschland eingesetzt. In der Arbeit von Oehsen wurde der Fokus auf die Strom- und Wärmebereitstellung gelegt und dabei die Kopplung der zwei Energiesysteme auf zentraler und dezentraler Ebene untersucht. Dabei wurde ein Anlagenpark bestehend aus Kraftwerken, KWK-Anlagen, Wärmespeichern, elektrischen Heizstäben, Stromspeichern und Wärmepumpen untersucht. Eine regionale Gliederung der Erzeugungs- und Lastzentren der beiden Energiesysteme geht aus der Arbeit nicht hervor. In der Dissertation von Jentsch [77] wurde aufbauend auf dem entwickelten Modell von Oehsen

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

ein Modell für die Abschätzung des Speicherpotentials von Power-to-Gas erstellt. Auch diese Untersuchungen beziehen sich auf Deutschland. Im Modell von Jentsch [77] wurde auch eine DC-Lastflussberechnung für die Einbindung der Übertragungsbeschränkungen des Stromnetzes hinterlegt. Dazu wurde das deutsche Übertragungsnetz auf zwanzig Regionen bzw. auf Erzeugungs- und Lastzentren der dicht und weniger dicht vermaschten Netzstrukturen reduziert.

Die Kopplung von parallelen Infrastrukturen findet vorwiegend dezentral und im Bereich von Strom-zu-Wärme überwiegend auf der Verbraucherseite statt. In [122], [20], [80] wurde über ein lineares Optimierungsmodell eines energieträgerübergreifenden Energiesystems die Entwicklung der Nachhaltigkeit von Verteilnetzen unter Einbezug von Power-to-Gas-to-Power, Wärmepumpen und dezentralen Speichertechnologien untersucht. In [122], [80] wurden die Modelle auf eine urbane und eine rurale Modellregionen in Österreich angewendet. Zudem wurde in [20] das energieträgerübergreifende Energiesystem für eine urbane Modellregion unter Einbezug von Kopplungsmöglichkeiten der parallelen Infrastrukturen bei Industrie- und Gewerbekunden untersucht. Die Ergebnisse aus [122], [20], [80] wurden auf die Region Österreich hochgerechnet. Das Optimierungsmodell konnte sowohl für eine Ausbau- als auch eine Einsatzplanung der modellierten Anlagen des energieträgerübergreifenden Energiesystems eingesetzt werden. Eine DC-Lastflussberechnung diente für das Einhalten der Übertragungsbeschränkungen im Verteilnetz. Über Knotenleistungsbeschränkungen wurde auch das Spannungsband in den zulässigen Grenzen gehalten. Die Einsatzcharakteristiken der Technologien der Energiesysteme wurden für vier charakteristische Wochen der vier Jahreszeiten bestimmt, die über definierte Vervielfachungen eine Jahreszeitreihe ergaben. In allen Arbeiten wurde zur Einhaltung der H_2-Beimischgrenze die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff durch eine maximale Leistung beschränkt. In [122], [20], [80] wurde gezeigt, dass dezentrale Kurzzeitspeichersysteme in Verteilnetzen die Einbindung regenerativer Erzeugungstechnologien unterstützen und somit zur Erhöhung der Nachhaltigkeit der Energiesysteme beitragen können. Die Ergebnisse der Arbeiten zeigten auch, dass durch die dezentrale Kopplung der Energiesysteme eine deutliche Reduktion des Gesamtenergiebezugs aus übergeordneten Netzebenen möglich ist. In dieser Hinsicht konnte eine deutliche Reduktion der CO_2-Emissionen über die Kopplung des Strom- und Wärmesystems erreicht werden. Aus [20] folgte, dass Industrie- und Gewerbekunden im energieträgerübergreifenden Energiesystem wichtige Kopplungspunkte zur Erhöhung der Nachhaltigkeit darstellen.

Der in der Arbeit von Geidl [83] vorgestellte Ansatz „Energy Hub“ zeigt, wie über Energieknoten die Modellierung und Optimierung von parallelen und gekoppelten Energiesystemen gestaltet werden kann. Die von Geidl vorgestellte Modellierung stützt sich dabei auf Verteilnetzgebiete bzw. regionalen Abschnitten oder Gebäudestrukturen, die über parallele Infrastrukturen verfügen wie z.B. Industrie, Gebäudeinfrastrukturen, Stadtgebiete oder Inselnetze. Gemäß dem Ansatz des „Energy Hub“ können mehrere Energieträger ei-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

nem Energieknoten zugeordnet werden. Das energieträgerübergreifende Energiesystem besteht aus vielen Energieknoten, die über verschiedene Netzstrukturen miteinander gekoppelt sind. Im Energieknoten findet die Energiewandlung und Speicherung der unterschiedlichen Energieträger statt und über die Netzstrukturen ihr Transport. Ähnliche Ansätze der Modellierung des energieträgerübergreifenden Energiesystems auf dezentraler Ebene wurden in [85], [108], [67], [104] oder [99] angewendet und implementiert.

In [76], [42], [96], [4] und [11] werden die die Grundlagen der unterschiedlichen Energiespeichersysteme wiedergegeben und die jeweiligen Speichereigenschaften, ihre Anwendungsgebiete und Speicherkostenprognosen zusammengefasst.

Aus den Darlegungen kann zusammengefasst werden, dass unterschiedliche Modelle zur Abschätzung der zukünftigen Ausbau- und Einsatzplanung von Kraftwerken, Speicher- oder Umwandlungstechnologien im Rahmen unterschiedlicher Forschungstätigkeiten angewendet und entwickelt wurden. In der vorliegenden Arbeit wird in dieser Hinsicht ein energieträgerübergreifendes Energiesystemmodell für Österreich zur Untersuchung gekoppelter Strom-, Gas- und Wärmesysteme entwickelt, welches die Kopplung des Strom-, Gas- und Wärmesystems auf einer höheren Systemebene abbildet und untersucht. Über eine regionalisierte Betrachtung der Erzeugungs- und Verbrauchszentren der jeweiligen Energiesysteme werden die räumlichen Ausgleichsbeschränkungen und -möglichkeiten bei der Lösungsfindung mitberücksichtigt. Dazu wird besonders das Übertragungsnetz sehr detailliert modelliert und die Erzeugungs- und Lastzentren des Stromsystems den vorhandenen UW-Netzknoten des Übertragungsnetzes zugeordnet, was die Komplexität des Modells deutlich erhöht. Zudem werden auch die Erzeugungs- und Lastzentren des Wärme- und Gassystems regionalisiert abgebildet, jedoch nicht in dem hohen Detaillierungsgrad. Ein wesentlicher Schwerpunkt des erstellten Modelles ist die simultane Untersuchung aller drei Energiesysteme. Auf diese Weise werden die Effekte des massiven regenerativen Ausbaus der Strom- und Wärmeerzeugung integriert untersucht und die Auswirkungen der jeweiligen Kopplungen in allen drei Energiesystemen berücksichtigt. Dabei wird von einem exogenen erneuerbaren Erzeugungsmix ausgegangen und untersucht, wie dieser in das energieträgerübergreifende Energiesystem von Österreich technisch und wirtschaftlich integriert werden kann. Dafür wird eine Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems für Österreich erstellt, bestehend aus unterschiedlichen Verbrauchs- und Erzeugungs- bzw. Einspeisekomponenten der gekoppelten Energiesysteme und der zugehörigen Speichertechnologien (Strom-, Wärme- und Gasspeicher).

Power-to-Gas wird in der vorliegenden Arbeit in beiden Varianten Wasserstoff und Methan untersucht. Zudem wird der Einfluss der H_2-Beimischgrenze bei der Wasserstoffeinspeisung in das Gassystem auf die Auslegung und den Betrieb der P2G-Anlagen sowie den dafür notwendigen Gasspeicherbedarf abgeschätzt. Das Lastmanagement wird als eine weitere kurzzeitige Flexibilitätsoption im Stromsystem in die Untersuchungen dieser Arbeit

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

eingebunden. Zusätzlich wird das erstellte Modell eingesetzt, um Auswirkungen der unterschiedlichen Netzausbauzustände auf die Integration von erneuerbaren Energieträgern in das Stromsystem abzuschätzen.

1.4 Gliederung der Arbeit

Nach dem einleitenden Kapitel über die Motivation und Zielsetzung der vorliegenden Arbeit und einem Überblick über den Stand der Wissenschaft und Technik zum erarbeiteten Thema wird die Arbeit in fünf weitere Kapitel gegliedert.

Im Kapitel 2 werden die Grundlagen der linearen Optimierung diskutiert und die entwickelte Topologie des untersuchten energieträgerübergreifenden Energiesystemes mit allen berücksichtigten Modellkomponententypen vorgestellt.

Kapitel 3 enthält eine mathematische Beschreibung des implementierten Modells zur Ausbau- und Einsatzplanung der modellierten Modellkomponenten gekoppelter Energiesysteme. In den Abschnitten des Kapitels werden die Zielfunktion, die modellierte Struktur des energieträgerübergreifenden Energiesystems für die Modellregion Österreich basierend auf der Topologie aus Kapitel 2 und der Berechnungsablauf dargelegt. Letztendlich wird die Modellierung aller relevanten technischen Eigenschaften der Erzeugungs- und Verbrauchskomponententypen der modellierten Energiesysteme in Form von Nebenbedingungen präsentiert. Ein eigener Abschnitt widmet sich der Modellierung der angenäherten Lastflussrechnung des Stromsystems, die einen wesentlichen Teil des Modells darstellt.

Aufbauend auf der mathematischen Abbildung des Energiesystemmodells werden im Kapitel 4 Rahmendaten und Annahmen des untersuchten energieträgerübergreifenden Energiesystems vorgestellt. Es wird zunächst auf die herangezogenen Szenarien der exogen vorgegebener Strom- und Wärmeerzeugung eingegangen, welche die Ausgangsbasis der hier vorgestellten Untersuchungen darstellen. Darauf aufbauend wird auf die Erstellung der räumlich verteilten vordefinierten Verbrauchs- und Erzeugungszeitreihen und auf die Ermittlung und Analyse der dadurch resultierenden Residuallast des Strom- und Wärmesystems eingegangen. Letztendlich werden die relevanten Parameterdaten aller steuerbaren Komponenten des energieträgerübergreifenden Energiesystems aus dem Kapitel 3 präsentiert.

Im Kapitel 5 werden Ergebnisse unterschiedlicher Untersuchungsszenarien diskutiert. Mit Hilfe des erstellten Modells wird im Rahmen von Szenarienuntersuchungen auf die definierten Fragestellungen dieser Arbeit eingegangen und dabei besonders die Bedeutung der Kopplungs- und Speichertechnologien des energieträgerübergreifenden Energiesystems erarbeitet. Dazu wird zunächst ein Basis-Szenario definiert und ausführlich analysiert und diskutiert. Das Basis-Szenarios dient als Referenz für alle nachfolgenden Szenarienuntersuchungen.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Aufbauend darauf wird die Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems des Basis-Szenarios um neue bzw. geänderte steuerbare Modellkomponententypen ergänzt. Auf diese Weise werden dezidierte Auswirkungen von neu erschlossenen bzw. geänderten Topologieelementen der Modellregion auf die einzelnen Energiesysteme und die Nachhaltigkeit der Modellregion durch den Vergleich mit den Ergebnissen des Basis-Szenarios abgeleitet.

Die Arbeit wird mit dem Kapitel 6 resümiert, in dem die grundlegenden Fragestellungen aus Abschnitt 1.2 beantwortet und die wesentlichen Erkenntnisse und Schlussfolgerungen der Arbeit gezogen werden. Die Arbeit schließt mit einem Ausblick auf weitere mögliche Untersuchungsansätze gekoppelter Energiesysteme und offenen Fragestellungen in Bezug auf die Bedeutung von Speicher- und Kopplungstechnologien, die in dieser Arbeit nicht behandelt werden, ab.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek WIEN Your knowledge hub

2

Optimierungsmethode und Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems

2.1 Optimierungsmethode

In der vorliegenden Arbeit werden gekoppelte Energiesysteme der österreichischen Strom-, Gas- und Wärmeversorgung als ein energieträgerübergreifendes Energiesystem modelliert und simultan untersucht. Basierend auf der Ausbau- und Betriebsplanung des Technologieparks des gesamten energieträgerübergreifenden Energiesystems aus Abbildung 2.2, wird untersucht wie ein exogener Erzeugungsmix nachhaltiger Erzeugungstechnologien des Strom- und Wärmesektors unter Einbezug von Speicher- und Kopplungstechnologien in das modellierte energieträgerübergreifende Energiesystem integriert werden kann. Dafür wird die Minimierung des fossilen Lastdeckungsanteils des gesamten Energiesystems verfolgt. Als Zielfunktion wird die Deckung der Residuallast des Strom- und Wärmesystems zu minimalen Gesamtsystemkosten, die sich aus der Summe der variablen Erzeugungskosten und der annuitätischen Kosten der neuen Speicher- und Umwandlungstechnologien zusammensetzt, definiert. Die Topologie des untersuchten energieträgerübergreifenden Energiesystems wird im Abschnitt 2.2 präsentiert. Die Struktur der modellierten gekoppelten Energiesysteme und ihre regionale Ausdehnung sind im Abschnitt 3.3 gegeben. Die modellierte Zielfunktion wird ausführlich im Abschnitt 3.1 diskutiert.

Die Ausbau- und Einsatzplanung des Technologieparks des abgebildeten energieträgerübergreifenden Energiesystems soll kurzfristige und langfristige Anforderungen des Erzeugungs/-Last-Ausgleichs erfassen. Zudem soll die Einsatzcharakteristik der Modellkomponenten der gekoppelten Energiesysteme anlagen- und knotenscharf bestimmt werden. Damit diese Untersuchungen in einer ausreichend feinen zeitlichen Auflösung mit zufriedenstellender Genauigkeit und akzeptabler Rechenzeit durchgeführt werden können, wird das erstellte Energiesystemmodell linear abstrahiert. Dementsprechend wird die Ausbau- und Einsatzplanung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

als lineares Optimierungsproblem definiert und technische Eigenschaften der Anlagen, gegenseitige Beziehungen der Modellkomponenten, die hinterlegte Netzberechnung, sowie die Zielfunktion über lineare mathematische Funktionen bzw. Gleichungen und Ungleichungen angenähert. Alle Entscheidungsvariablen werden als kontinuierliche Variablen definiert, was die Abbildung gewisser technischer Eigenschaften, wie z.B. Mindestleistungen, oder der Anfahr- und Abfahrvorgänge der Modellkomponenten eingeschränkt. In den nachfolgenden Ausführungen im Kapitel 3 werden dazu die implementierten Abhilfemaßnahmen vorgestellt, um einer Überschätzung der resultierenden Einsatzcharakteristik der Modellkomponenten entgegen zu wirken.

Die Standardformulierung und -notation eines linearen Optimierungsproblems mit n Variablen und m Nebenbedingungen als Maximierungsproblem lautet:

$$max \quad \mathbf{c}^T\mathbf{x} \tag{2.1}$$

unter den Nebenbedingungen

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{b}, \qquad \mathbf{x} \geq 0, \tag{2.2}$$

wobei $\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{m \times n}$ und $\mathbf{b} \in \mathbb{R}^m$ die Nebenbedingungsmatrix bzw. -vektor, $\mathbf{c} \in \mathbb{R}^n$ den Vektor der Zielfunktionskoeffzienten und $\mathbf{x}$ den Vektor der Entscheidungsvariablen darstellen. Diese Standardform ist für den Simplexalgorithmus die geeignetste Darstellung des linearen Problems. Die zu lösenden Probleme unterliegen allerdings sehr häufig unteren und oberen Beschränkungen bzw. es liegt der Ausdruck $\mathbf{Ax} \lessgtr \mathbf{b}$ vor. In diesem Fall kann über Schlupfvariablen jedes Problem mit Ungleichungen in die Standardnotation mit Gleichungen umtransformiert werden. Die Schlupfvariablen werden dazu mit dem Koeffizient null in die Zielfunktion aufgenommen. Eine zweite Erscheinungsform der Beschreibung von linearen Problemen ist die kanonische Form:

$$max \quad \mathbf{c}^T\mathbf{x} \tag{2.3}$$

unter den Nebenbedingungen

$$\mathbf{Ax} \leq \mathbf{b}, \qquad \mathbf{x} \geq 0. \tag{2.4}$$

Für beide Erscheinungsformen kann das Minimierungsproblem über $\min f(x) = -\max(-f(x))$ in das Maximierungsproblem umformuliert werden. Auch für die kanonische Form gilt, dass jedes lineare Problem unabhängig davon ob es mit Gleichungen oder Ungleichungen beschrieben wird oder Variablen mit oder ohne Nichtnegativitätsbedingungen erfasst, in die entsprechende Form umtransformiert werden kann.

Die Aufgabe des linearen Optimierungsproblems der Zielfunktion 2.1 bzw. 2.3 besteht darin, die Entscheidungsvariablen des Vektor $\mathbf{x}$ entsprechend zu wählen, dass unter Einhaltung aller Nebenbedingungen aus 2.2 bzw. 2.4, ein Maximum bzw. Minimum der Zielfunktion

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

erreicht werden kann. Ein Beispiel eines einfachen linearen Optimierungsproblems mit zwei Entscheidungsvariablen, sechs Nebenbedingungen, die den Lösungsraum des Problems eingrenzen, und der zu erfüllenden Zielfunktion ist graphisch in der Abbildung 2.1 dargestellt.

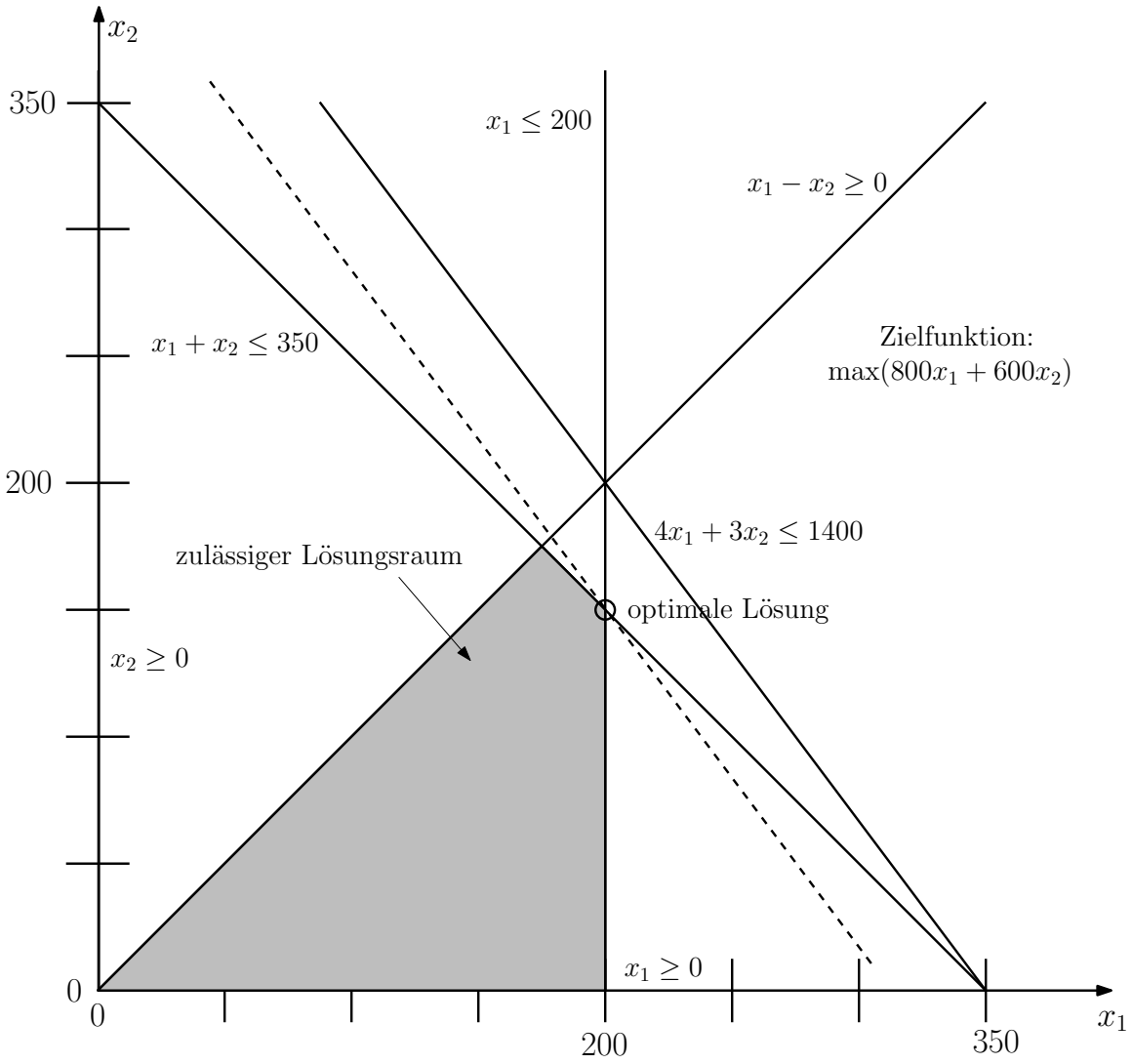


Abbildung 2.1: Graphische Darstellung eines linearen Optimierungsproblems inkl. Zielfunktion und der optimalen Lösung in Anlehnung an [65, S. 22]

Das erstellte Modell dieser Arbeit wird in der Modellierungsumgebung der Software General Algebraic Modeling System (GAMS) mathematisch abgebildet. GAMS ermöglicht die Formulierung von Optimierungsproblemen über mathematische Ausdrücke in Form von Gleichungen und Ungleichungen und übernimmt darauf aufbauend die Erstellung der Matrizen und Vektoren $(\mathbf{A}, \mathbf{b}, \mathbf{c})$. Die Lösung des Optimierungsproblems wird aus GAMS an einen Solver übergeben. In dieser Arbeit wird das Optimierungsproblem mit dem CPLEX® Solver von IBM gelöst. Dabei wird die Barrier-Methode bzw. die Innere-Punkte Methode (IPM)

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

für die Lösungsfindung, um schnellere Rechenzeiten zu erreichen, ausgewählt. Die IPM „eignet sich besonders zur Lösung von großen dünnbesetzten LP-Problemen oder solchen, die hochgradig entartet sind; hierbei kann erheblich Rechenzeit eingespart werden." [65, S. 329] Das in dieser Arbeit erstellte Modell gehört zu dieser Klasse von Problemen und Voruntersuchungen mit verschiedenen anderen Verfahren (Primal Simplex, Dual Simplex oder sogar parallele Lösungsverfahren) haben bestätigt, dass die IPM hier überlegen ist.

Für das Datenhandling werden Microsoft® Excel® und Matlab®[1] eingesetzt. Dazu wird das GAMS Data Exchange-Format (GDX) herangezogen. Über GDX werden zum einen alle Eingangsdaten für die Berechnungdurchläufe aus Microsoft® Excel® bzw. über die erstellte Microsoft® Excel®/Matlab®/GAMS-Schnittstelle in die GAMS-Umgebung eingelesen und zum anderen alle Ergebnisse in Microsoft® Excel® abgelegt und für die weiteren Analysen und Datenverarbeitungen zur Verfügung gestellt. Zudem werden während des Berechnungsablaufs der rollierenden Planung in Matlab® über die ausgegebenen GDX-Dateien die Teilergebnisse in Matlab verwaltet und letztendlich das gesamte Ergebnis über die gleiche Schnittstelle nach der Beendigung der rollierenden Planung in Microsoft® Excel® zur weiteren Analyse abgelegt. Die rollierende Einsatzplanung wird im Abschnitt 3.2 diskutiert. Die Ausbau- und Einsatzplanung werden auf einem Knoten des VSC3 [120]-Rechenclusters mit 16 CPUs á 2,6 GHz und 128 GB RAM durchgeführt.

2.2 Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems

In Abbildung 2.2 sind alle modellierten Technologien bzw. Modellkomponententypen des untersuchten energieträgerübergreifenden Energiesystems und ihre gegenseitigen Abhängigkeiten als Topologie des erstellten Energiesystemmodells dargestellt. Die drei gekoppelten Energiesysteme sind in der vorliegenden Arbeit durch drei definierte Mengen der Energiesystemknoten, Netzknoten K des Stromsystems, Wärmebilanzen WB des Wärmesystems und Gasbilanzen GB des Gassystems strukturiert. Die Netzknoten des Stromsystems sind über Leitungen des zusammenhängenden Netzgebietes miteinander verbunden. Das skizzierte Netzgebiet in der Abbildung 2.2 stellt exemplarisch das modellierte österreichische Übertragungsnetz dar. Die jeweiligen Modellkomponententypen im Stromsystem sind definierten Teilmengen der Netzknoten zugeordnet. Die Zugehörigkeit der Modellkomponententypen zu Mengen der Netzknoten bzw. Teilmengen der Netzknoten ist in der Abbildung ebenfalls dargestellt. Die regionale Zuordnung der Netzknoten und Bilanzen der jeweiligen Energiesysteme wird detailliert im Abschnitt 3.3 vorgestellt.

Die Einsatzcharakteristik bzw. der resultierende Energiefluss wird bei einigen Modellkomponententypen exogen vorgegeben. Bei diesen Modellkomponenten wird von einer perfekten

[1] Beim Einsatz der rollierenden Planung.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Prognose des Einspeise- oder Verbrauchsverhalten ausgegangen. Der Großteil der Energieflüsse der Modellkomponenten ist jedoch variabel und wird über die Einsatzplanung bestimmt. In der Abbildung sind die variablen Energieflüsse der Modellkomponenten als gestrichelte Flusslinien gekennzeichnet.

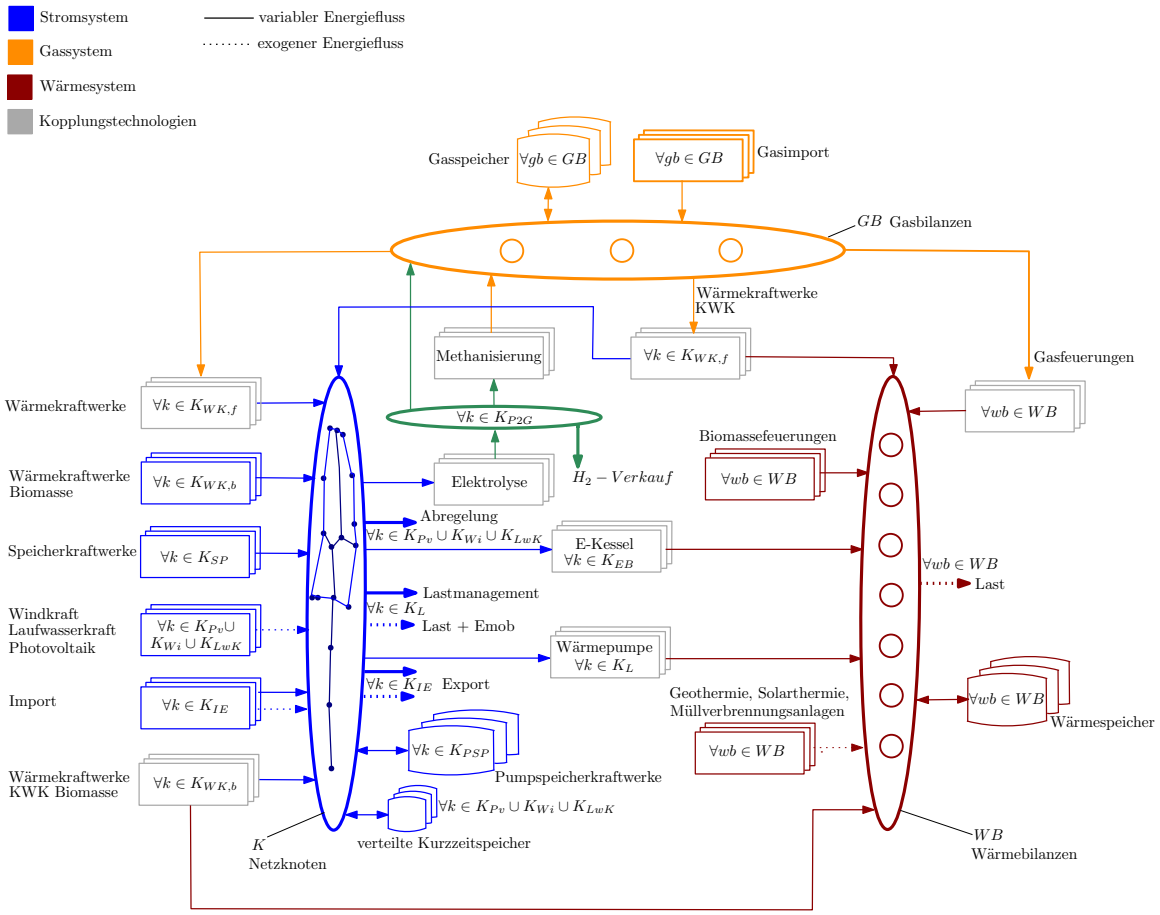


Abbildung 2.2: Topologie des untersuchten energieträgerübergreifenden Energiesystems

Im Kapitel 5 werden Szenarien definiert, in denen gezielt einzelne Elemente bzw. Modellkomponententypen der hier dargestellten Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems ein- oder ausgeschaltet werden, um den Einfluss ausgewählter Technologien zu untersuchen. Dabei liegt der Unterschied vorwiegend in Berücksichtigung von zusätzlichen Flexibilitätsoptionen des energieträgerübergreifenden Energiesystems in Form von Speicher- und Kopplungstechnologien, sowie dem Lastmanagement im Stromsystem.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

3

Modellierung und Optimierung des energieträgerübergreifenden Energiesystems

In diesem Kapitel wird das erstellte Modell des energieträgerübergreifenden Energiesystems sowie die Ausbau- und Einsatzplanung seiner Modellkomponenten mathematisch beschrieben. In folgenden Abschnitten werden die Zielfunktion sowie der Berechnungsablauf der Ausbau- und Einsatzplanung und die abgebildete Struktur des energieträgerübergreifenden Energiesystems dargelegt. Letztendlich werden die Abbildungen der relevanten technischen Eigenschaften der Erzeugungs- und Verbrauchskomponententypen des Strom-, Gas- und Wärmesystems, sowie die gegenseitigen Kopplungen der drei Energiesysteme in Form von Nebenbedingungen präsentiert.

3.1 Zielfunktion

Durch das in der vorliegenden Arbeit erstellte energieträgerübergreifende Energiesystemmodell werden gekoppelte Energiesysteme der österreichischen Strom-, Gas- und Wärmeversorgung simultan untersucht. Dabei wird bestimmt, inwiefern ein exogener Erzeugungsmix nachhaltiger Erzeugungstechnologien des Strom- und Wärmesektors unter Einbezug von Speicher- und Kopplungstechnologien in das abgebildete energieträgerübergreifende Energiesystem aus Abbildung 2.2 integriert werden kann. Dazu wird eine Ausbau- und Einsatzplanung der hinterlegten Modellkomponenten des energieträgerübergreifenden Energiesystems eingesetzt mit der Zielsetzung, die Residuallast des Strom- und Wärmesystems zu minimalen Gesamtsystemkosten zu decken unter der Erfüllung aller Nebenbedingungen der hinterlegten Modellkomponenten. Die Ausbau- und Einsatzplanung wird als lineares Optimierungsproblem definiert. Die vereinfachte mathematische Formulierung der Zielfunktion

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

ist durch:

$$min \left\{ \sum_{mk} \sum_{es} \sum_{i} C_{var}(mk, t_i, es) + \sum_{nk} \sum_{es} C_{inv}(nk, es) \right\}, \tag{3.1}$$

gegeben. Dabei stellt der Ausdruck $\sum_{mk} \sum_{es} \sum_{i} C_{var}(mk, t_i, es)$ die Summe der Betriebskosten der wirksamen variablen Modellkomponenten mk aller Energiesystemknoten es über alle Zeitpunkte i und der Ausdruck $\sum_{nk} \sum_{es} C_{inv}(nk, es)$ die Summe der annuitätischen Kosten der neu installierten Modellkomponenten nk dar. Die Summe der beiden Ausdrücke muss über den kompletten Modellhorizont minimiert werden.

Damit die durchgeführten Untersuchungen dieser Arbeit kurz- und langfristige Anforderungen des Erzeugungs/Last-Ausgleichs des gesamten Energiesystems erfassen, wird ein zweistufiger Berechnungsprozess implementiert, näheres dazu wird im Abschnitt 3.2 diskutiert. Die Berechnungsprozesse unterscheiden sich in der zeitlichen Auflösung der untersuchten Einsatzcharakteristik (1 h oder 3 h), der Dauer des Modellhorizonts (48 h und ein Jahr) und der Tatsache ob der Ausbau der Technologien in der Zielfunktion mitbestimmt wird oder nicht. Demzufolge kommen die annuitätischen Kosten neuer Technologien nur dann zum Tragen, wenn in den Szenarienuntersuchungen neue Technologien in die Topologie des untersuchten energieträgerübergreifenden Energiesystems erschlossen werden bzw. ihr Ausbau bewertet wird und eine geschlossene Jahresplanung bestimmt wird.

Die variablen Gesamtsystemkosten der geschlossen Jahresplanung, sowie der rollierenden Betriebsplanung werden über gleiche Kostenparameter bestimmt. Jedoch werden, wie oben angedeutet, unterschiedliche Planungszeiträume diesbezüglich herangezogen. Für die Jahresplanung werden die gesamten anfallenden variablen Kosten eines Jahres berücksichtigt und in der rollierenden Betriebsplanung die gesamten variablen Kosten der berechneten Zeitscheibe bzw. der 48 h. Die rollierende Betriebsplanung orientiert sich an den Ergebnissen der Jahresplanung. Demzufolge kann davon ausgegangen werden, dass die berechneten Zeitscheiben auch optimale Lösungen im Hinblick auf ein ganzes Jahr aufweisen. Die variablen Systemkosten setzen sich aus folgenden Kostenparametern zusammen:

- Brennstoffkosten fossiler Erzeugungsanlagen des Stromsystems,
- Brennstoffkosten fossiler Erzeugungsanlagen des Wärmesystems,
- Brennstoffkosten des Stromimports,
- Verlustkosten der Abregelung,
- Verlustkosten des Stromexports,
- Verlustkosten der Energiespeicherung,
- Verschleißkosten der unregelmäßigen Fahrweise der Biomassefeuerungen,

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

- Erlöse durch Wasserstoffverkauf,
- Erlöse durch Einspeisung von Wasserstoff oder Methan.

Im Hinblick auf die Erfüllung der Zielsetzung dieser Arbeit, einen hohen Anteil nachhaltiger Strom- und Wärmeerzeugung für Deckung des Strom- und Wärmebedarfs aufzuweisen, werden alle variablen Kosten der nachhaltigen Modellkomponenten nicht in der Zielfunktion erfasst. Demzufolge wird diesen Technologien, wenn technisch möglich, der Vorrang zur Lastdeckung gegeben. Auch werden alle anfallenden variablen Kosten in Relation zum Brennstoffpreis der fossilen Erzeugungsanlagen angesetzt. In dieser Hinsicht wird die nicht verwertbare nachhaltige Stromerzeugung, erfasst über die Komponententypen Abregelung und Export und die Verlustenergie der Energiespeicherung, als jene Energie der Modellregion betrachtet, welche über fossile Erzeugung wieder kompensiert werden muss. Der Erdgaspreis inkl. dem Preis für anfallendes CO_2 entsprechen den hier verwendeten Brennstoffkosten der variablen fossilen Erzeugung. Eine geringfügige Unterscheidung in den Kostenparametern zwischen Abregelung und Export wird jedoch getätigt, um die Grenzen des hinterlegten Netzes abzuschätzen, näheres dazu wird in Abschnitt 3.11.3 vorgestellt. Aus der Gesamtsystemsicht soll der Überschussstrom wenn möglich über die Maßnahmen Abregelung und Export aus dem Stromsystem abgeschrieben werden und nicht über unnötige gleichzeitige Energiewandlungstätigkeiten der Speichertechnologien „vernichten“. Aus diesem Grund wird die Verlustenergie der Stromspeicherung um einen 5% höher liegenden Faktor als die Abregelung in die Zielfunktion aufgenommen. Über die einzelnen Bilanzgleichungen werden indirekt die entstandenen Verluste durch Speicherung, Abregelung oder den Export durch zusätzliche Erzeugung in der Modellregion und dadurch über zusätzliche Brennstoffbezüge in den Zielfunktionswert berücksichtigt. Um gezielt die Rolle und den Betrieb der einzelnen Maßnahmen Abregelung, Export bzw. Speicherung einander gegenüber zu stellen und dadurch die direkte Beeinflussung auf die Zielfunktion aufzuzeigen, müssen diese Verlustanteile auch separat in die Zielfunktion aufgenommen werden.

Die Nachhaltigkeit der Modellregion soll zunächst primär auf den inländischen nachhaltigen Erzeugungspotentialen beruhen. Dabei soll der hinterlegte Modellkomponententyp Import des Stromsystems vorwiegend die Lösbarkeit des Modells bewahren und eigentlich auch nur dann zur Lastdeckung herangezogen werden. Aus diesem Grund wird der kompletten inländischen Stromerzeugung auch in Bezug auf die Brennstoffkosten der Vorrang im Erzeugungsportfolio gegeben. Demzufolge wird der Modellkomponententyp Import auch dem fossilen Erzeugungsanteil zugeschrieben und um 5% höher bepreist als die inländische fossile Stromerzeugung.

Die Verschleißkosten werden nur für die Biomassefeuerungen herangezogen und sollen dadurch eine Glättung der Erzeugungscharakteristik, relevant für den Betrieb der Anlagen,

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

erzwingen, indem der Lastwechsel des ausgekoppelten Wärmestroms der Biomasseanlagen in der Zielfunktion aufgenommen wird. Näheres dazu wird in 3.7 vorgestellt.

Das erzeugte synthetische Gas wird dem Gesamtsystem in Bezug auf die Gesamtsystemkosten gutgeschrieben und deshalb mit negativem Vorzeichen in die Zielfunktion aufgenommen. Das erzeugte synthetische Gas wird in der vorliegenden Arbeit als Substitut des bezogenen fossilen Erdgases der abgebildeten Gasbilanzen ausgeführt. Dadurch soll eine Anregung für die Installation von Power-to-Gas-Anlagen geschaffen werden.

3.2 Modellhorizont und Berechnungsablauf

Die Einsatzplanung bzw. der Betrieb der Modellkomponenten hängen zum einen von kurzfristigen Anforderungen, wie z.B. dem Ausgleich der Leistungsschwankungen, und zum anderen von langfristigen Anforderungen der Energiesysteme wie z.B. dem saisonalen Ausgleich ab. Besonders die adäquate Bewirtschaftung und der Ausbau von Speicher- und Umwandlungstechnologien, sowie die Verteilung der angenommenen jährlichen nachhaltigen Strom- und Wärmeerzeugung sind von den saisonalen Gegebenheiten des gekoppelten Strom-, Gas- und Wärmesystems abhängig. Dementsprechend muss die zeitliche Auflösung der vordefinierten Zeitreihen hoch genug sein und der zu berücksichtigende Planungshorizont mindestens ein gesamtes Jahr erfassen, um kurzfristige und langfristige Anforderungen der modellierten Energiesysteme zu erfassen. Die zeitliche Auflösung der Eingangszeitreihen der vordefinierten Modellkomponenten beträgt 1 h. Eine geschlossene Jahresplanung einer zeitlichen Auflösung von 1 h ist aufgrund der hohen Anzahl der implementierten Modellkomponenten des energieträgerübergreifenden Energiesystems und der gegenseitigen Verknüpfungen der jeweiligen Modellkomponenten in Bezug auf die erforderliche Arbeitsspeichergröße und einer akzeptablen Rechenzeit für die Untersuchungen dieser Arbeit nicht möglich. Auch wenn für die Abbildung des Optimierungsproblems die lineare Programmierung bzw. nur die kontinuierliche Abbildung der gekoppelten Energiesysteme herangezogen wird, ist durch die hohe Anzahl der Modellkomponenten und deren gegenseitigen Abhängigkeiten die zeitliche Auflösung des Planungshorizontes hinsichtlich einer akzeptablen Rechenzeit limitiert.

Demzufolge wird der Betrieb der steuerbaren Modellkomponenten für die hier vorgestellten Untersuchungen in einem zweistufigen Berechnungsprozess, dargelegt in 3.1, bestimmt. Zunächst wird eine geschlossene Jahresplanung (Aubau- und Betriebsplanung) mit einer zeitlichen Auflösung von 3 h durchgeführt. Das Jahr mit 8760 Stundenwerten wird somit auf 2920 Zeitpunkte reduziert. Alle modellierten Leistungsnebenbedingungen stellen somit Nebenbedingungen einer mittleren Leistung mit $\Delta t = 3\,\mathrm{h}$ dar. Im Rahmen der Voruntersuchungen hat sich diese zeitliche Auflösung als die minimal mögliche zeitliche Auflösung einer geschlossenen Jahresplanung erwiesen, um alle wesentlichen Szenarien dieser Arbeit am

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

VSC3 Cluster [120] zu berechnen. Die gewählte zeitliche Auflösung ermöglicht, ausreichend genaue Erkenntnisse über die saisonale Verteilung der Speicherstände und der Einsatzplanung der steuerbaren Modellkomponenten zu generieren. In dieser Hinsicht ist besonders die saisonale Einsatzplanung der nachhaltigen Erzeugungstechnologien mit Beschränkungen der jährlichen Erzeugung für die anschließenden Berechnungsdurchläufe relevant. Durch die zeitliche Mittelwertbildung der Leistungswerte mit $\Delta t = 3\,\mathrm{h}$ werden jedoch die Spitzenleistungswerte der Eingangszeitreihen geglättet, die evtl. für einen möglichen Ausbau neuer Technologien herangezogen werden würden. Allerdings wurde in [105], [23], [25], [7] oder [72] gezeigt, dass die Unterbringung jeder regenerativen Spitzenleistung in die Energiesysteme nicht wirtschaftlich und effizient erscheint. Für diese geringe Stundenanzahl der maximalen regenerativen Spitzenerzeugung im Jahr sollte laut den angegebenen Quellen die Abregelung bevorzugt werden. Dementsprechend werden die möglichen Leistungsabweichungen in Bezug auf den resultierenden Technologieausbau der geschlossenen Jahresplanung einer zeitlichen Auflösung von 3 h im Vergleich zu einer geschlossenen Jahresplanung einer zeitlichen Auflösung von 1 h als tolerierbar für die Beantwortung der Fragestellungen dieser Arbeit hingenommen.

Basierend auf den Ergebnissen der geschlossenen Jahresplanung werden im nächsten Schritt iterative Berechnungsdurchläufe eines Modellhorizonts mit 49 Abtastwerten und einer zeitlichen Auflösung von 1 h durchgeführt. Damit wird der Betrieb der steuerbaren Modellkomponenten in einer zeitlichen Auflösung, die der Auflösung der vordefinierten Last- und Erzeugungsgängen entspricht, bestimmt. Auf diese Weise sollen auch die kurzfristigen Anforderungen der modellierten Energiesysteme abgedeckt werden. Die festgelegten Ausbaugrößen neuer Technologien der Jahresplanung werden als zusätzliche Grenzen des Lösungsraumes der kurzfristigen Betriebsplanung übernommen. Weiters werden auch die Zustände ausgewählter Energievariablen und Speicherstände als zusätzliche Beschränkungen der kurzfristigen Betriebsplanung herangezogen. Diese Beschränkungen werden jedoch nur in Bezug auf den letzten Zeitpunkt der kurzfristigen Betriebsplanung $t_{i=49} = 48h$ angesetzt. Das implementierte Modell der kurzfristigen Modellierung entspricht dem Modell der Jahresplanung zzgl. der Nebenbedingungen für die Übergabe der Start- und Endwerte. Zusätzlich werden im Gegensatz zu der geschlossenen Jahresplanung bei der rollierenden Betriebsplanung die Kostenteile der Annuitäten ausgeschaltet. Der Planungshorizont und die zeitliche Auflösung des Modells werden für die rollierende Betriebsplanung über die Menge der relevanten Abtastwerte von $i \in I = 1...2921$ auf $i \in I = 1...49$ und der zeitlichen Auflösung von $\Delta t = 3h$ auf $\Delta t = 1h$ geändert. Beide Berechnungsvorgänge enthalten den Zeitpunkt $t_{i=1} = 0h$. Dieser Zeitpunkt dient zur Initialisierung der Startwerte der Energievariablen. In der geschlossenen Jahresplanung werden dadurch alle monoton steigenden Energievariablen auf den Wert 0 gesetzt. Bei der kurzfristigen Betriebsplanung wird dieser Zeitpunkt für die Übergabe der Endwerte der Voriteration, wie in der Abbildung 3.1 dargelegt, um die Kontinuität der Energievariablen zu bewahren, herangezogen. Die Ergebnisse der ersten 25 von 49 Abtastwerten

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

eines Berechnungsdurchlaufes werden dabei für die Ergebniszusammensetzung übernommen und die nachfolgenden 24 Abtastwerte in einer anschließenden Iteration mit weiteren 24 Abtastwerten berechnet. Der letzte Wert der ersten 25 Abtastwerte wird zu Initialisierung der anschließenden Iteration herangezogen. Dieser Vorgang wird 365 mal wiederholt und als rollierende bzw. iterative Betriebsplanung bezeichnet. Durch das Heranziehen der 49 Abtastwerte soll nicht nur der aktuelle Tag für die Betriebsplanung herangezogen werden, es sollen auch die Auswirkungen auf den folgenden Tag für die Bestimmung der Einsatzplanung mitberücksichtigt werden. Letztendlich wird der berechnete Betrieb aller steuerbaren Modellkomponenten für ein Jahr aus den 24 berechneten Zeitscheiben der zeitlichen Auflösung von 1 h für die jeweilig untersuchten Szenarien zusammengefügt.

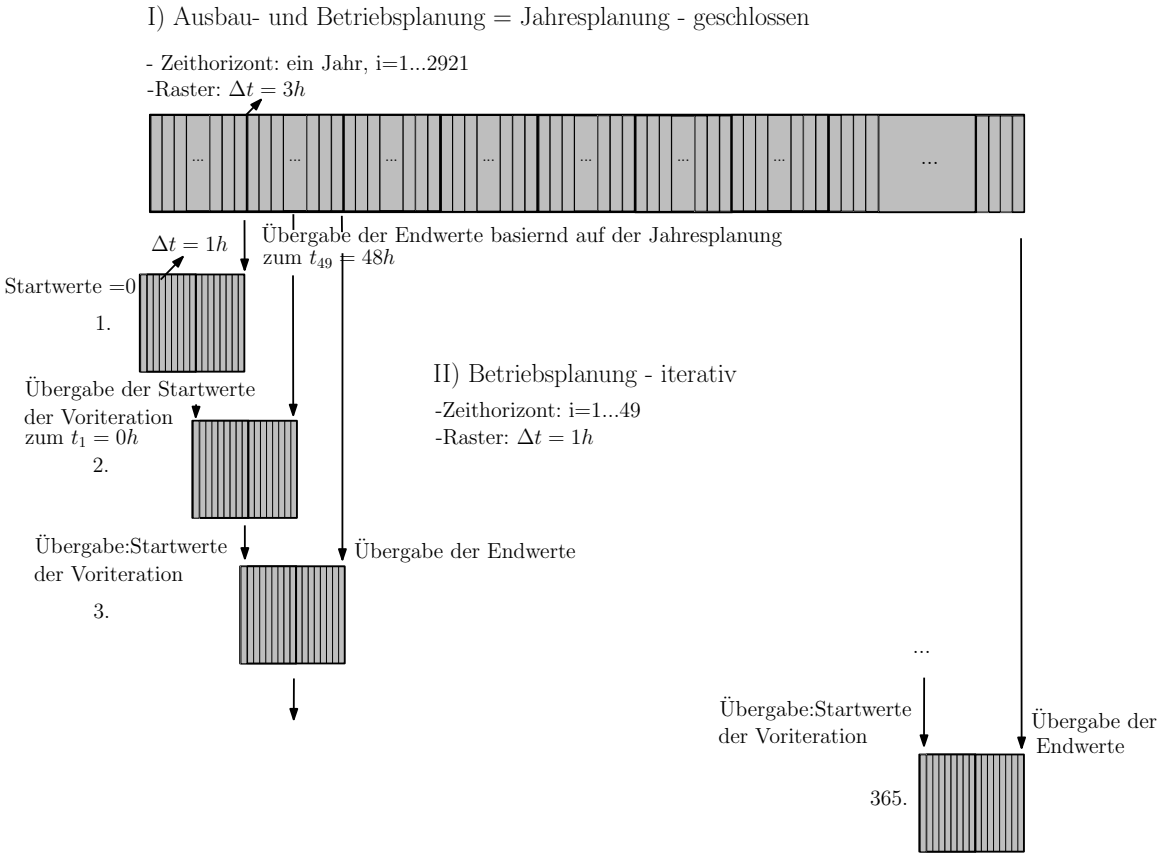


Abbildung 3.1: Berechnungsprozess

Als Übergabewerte für den letzten Zeitpunkt des Modellhorizont t_{49} werden Ergebnisse der geschlossenen Jahresplanung wie: Speicherstände der Speicherkraftwerke und Speichertechnologien, sowie die Zustände der Energievariablen der Erzeugungskomponenten Biomasse-Wärmekraftwerke inkl. KWK, Biomassefeuerungen, und auch Zustände der Energievariablen aller untersuchten Umwandlungstechnologien Wärmepumpen, E-Kessel und Power-to-Gas übergeben. Durch die Übergabe dieser Endwerte sollen saisonale Anforderungen der Energiesysteme in der kurzfristigen Betriebsplanung berücksichtigt werden. Der Betrieb der

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

restlichen Komponenten, vor allem der fossilen Erzeugungskomponenten, wird dabei nicht übergeben. Eine im Betrieb zu starre Kopplung der Jahres- und der rollierenden Betriebsplanung würde die Lösbarkeit des Modells gefährden.

Wie im Kapitel 2 angedeutet, wird das Modell mit der Software GAMS mathematisch abgebildet. Das lineare Problem wird über den CPLEX® Solver von IBM gelöst. Die Steuerung der rollierenden Betriebsplanung bzw. der zu bestimmenden Zeitscheiben und das Datenhandling wird über MATLAB® realisiert, näheres dazu wurde im Abschnitt 2.1 diskutiert.

Der vorgestellte Ansatz der Jahresplanung und der rollierenden Betriebsplanung ist dabei in der zeitlichen Domäne sehr flexibel umgesetzt. So kann die geschlossene Jahresplanung mit jeder frei wählbaren zeitlichen Auflösung, die eine ganzzahlige Anzahl der Zeitpunkte des langen Modellhorizontes liefert, herangezogen werden. Das gleiche gilt auch für die rollierende Betriebsplanung. Dieser Ablauf wird über die Definition der Zeitpunkte der Abtastwerte i bzw. des Δt gesteuert.

3.3 Abbildung gekoppelter Energiesysteme

In der vorliegenden Arbeit werden gekoppelte Energiesysteme der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung über zwei Grundkomponententypen beschrieben. Zu einem ist das die Erzeugungskomponente und zu anderem die Verbrauchskomponente. Weiter wird der Energieerhaltungssatz für den Leistungshaushalt aller drei Energiesysteme in Form von Bilanznebenbedingungen angewendet. Für jeden Knoten des Energiesystems wird somit die Gleichheit der Summe aller abfließenden Energieflüsse zur Summe aller zufließenden Energieflüsse verlangt. In der vorliegenden Arbeit wird das Erzeugerzählpfeilsystem herangezogen, somit wird der in den Knoten zufließende Energiestrom der Erzeugungskomponente und der abfließende Energiestrom der Verbrauchskomponente zugeordnet. Dementsprechend bewirken die modellierten Erzeugungs- bzw. Einspeisekomponenten eine Erhöhung und die Verbrauchskomponenten eine Reduktion der jeweiligen Knotenleistung. Über den Modellkomponententyp Speichertechnologie kann die Knotenleistung in beide Richtungen, angesichts der konträren Umwälzvorgänge, gesteuert werden. Die gleichzeitige Aktivierung der Umwälzvorgänge wird jedoch über die Bepreisung der damit entstandenen Verlustenergie vermieden.

Die bilanziellen Knotenpunkte für die Anwendung des Energieerhaltungssatzes entsprechen dabei im Stromsystem den Netzknoten des hinterlegten Übertragungsnetzes und im Wärme- und Gassystem den nachfolgend definierten Energiesystembilanzen bzw. Energiesystemknoten. Das modellierte und untersuchte energieträgerübergreifende Energiesystem bildet eine potentielle zukünftige Strom- und Wärmeversorgung von Österreich ab. Diesbezüglich werden in dem entwickelten Energiesystemmodell neben dem Strom- und Wärmesystem auch das zugrunde liegende Gassystem der Modellregion Österreich abgebildet. Die derzeitige

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Strom- und Wärmeversorgung hängen von der Erdgasversorgung ab und sind somit schon im Ausgangszustand der Untersuchung über Erdgas-befeuerte Wärmekraftwerke und Heizwerke bzw. -anlagen mit dem Erdgassystem gekoppelt.

Knotenpunkte des Stromsystemes stellen, wie in der Abbildung 3.2 vorgestellt, Umspannwerke des österreichischen Übertragungsnetzes bzw. Umspannwerke der 380 kV- und 220 kV-Spannungsebene dar. Über die Umspannwerke wird indirekt die Verbindung zu den unterlagerten Netzebenen, wo die Last- und Erzeugungszentren angesiedelt sind, modelliert. Die Umspannwerke sind über äquivalente Zweige, die das österreichische Übertragungsnetz, vorgestellt im Abschnitt 4.4, aufspannen, miteinander verbunden und bilden somit das Rückgrat der Stromversorgung in der Arbeit ab. Damit das Stromsystem zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen ist, wird über alle Knoten des Stromsystems eine Erzeugungs/Last-Bilanz Nebenbedingung des Stromsystems definiert. Diese Nebenbedingung besagt, dass die Leistungssumme aller Erzeugungskomponenten P_{el}^{EE} und der Verbrauchskomponenten P_{el}^{EV} über alle Knoten k der Modellregion und zu jedem Zeitpunkt t_i null sein muss.

$$\sum_{k \in K} \left(\sum_{ee \in EE} P_{el}^{EE}(ee, t_i, k) - \sum_{ev \in EV} P_{el}^{EV}(ev, t_i, k) \right) = 0, \qquad \forall i. \tag{3.2}$$

Der letztendliche Stromtransport wird über die hinterlegte Gleichstromlastflussberechnung geregelt, näheres dazu wird in 3.4 vorgestellt.

Die Knotenpunkte des Wärmesystems werden in der vorliegenden Arbeit als Wärmebilanzen bezeichnet. Grundsätzlich wird bei der Wärmeversorgung zwischen einer netzgebundenen und nicht netzgebundenen Wärmeversorgung unterschieden. Unter dem Begriff netzgebundene Wärmeversorgung wird die Wärmeversorgung ausgehend von einer oder mehreren zentral gelegenen Wärmeerzeugungsanlagen über ein vorhandenes Fern- bzw. Nahwärmenetz verstanden. Ein nicht netzgebundenes Wärmeversorgungssystem erfolgt dezentral, direkt beim Verbraucher, ausgehend von dezentral verorteten Wärme-erzeugungsanlagen ohne einen nennenswerten Leistungstransport über ein zusammenhängendes Netzgebiet. In Österreich deckt zur Zeit die Fernwärme ca. 21% [110] des Wärmeverbrauchs ab. Die restliche Wärmeversorgung verläuft somit nicht über ein weit ausgedehntes Leitungssystem. Das Fernwärmesystem ist regional stark begrenzt und ermöglicht aufgrund der hohen Verluste keinen überregionalen thermischen Austausch, wie das im Stromsystem der Fall ist.

In der vorliegenden Arbeit werden beide Wärmeversorgungssysteme, zentral und dezentral, modelliert. Damit die Modellkomplexität des hinterlegten Optimierungsproblems in einem berechenbaren Rahmen gehalten wird, kann die regional verteilte Wärmeversorgung der Modellregion Österreich nicht mit allen ihren Details abgebildet werden. Demzufolge werden für die zwei vorgestellten Wärmeversorgungssysteme Regionen zusammengelegt und Wärmebilanzen je Region und Wärmeversorgungssystem erstellt. Insgesamt wird die Wär-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

meversorgung in vier Regionen unterteilt, welche wiederum in zwei Wärmeversorgungssysteme, zentrale und dezentrale, weiter differenziert werden. Die regionale Zusammenlegung der Wärmeversorgungssysteme geschieht über die Bundesländergrenzen hinaus. Aufgrund einer ähnlichen Wärmeerzeugungsstruktur der Nachbarbundesländer werden folgende Bundesländer gemeinsam betrachtet und in gemeinsame regionale Wärmebilanzen WB zusammengefasst:

- Wärmebilanz Ost: Wärmeversorgung von Wien, Burgenland und Niederösterreich,
- Wärmebilanz Mitte Ost: Wärmeversorgung der Steiermark und von Oberösterreich,
- Wärmebilanz Mitte West: Wärmeversorgung von Salzburg und Kärnten,
- Wärmebilanz West: Wärmeversorgung von Tirol und Vorarlberg.

Die Unterteilung der Modellregion auf Bundesländerebene würde insgesamt achtzehn Wärmebilanzen ergeben. Das bedeutet zehn Wärmebilanzen mehr als in dem gewählten Ansatz. Das wiederum bedeutet eine Erhöhung der Anzahl der damit verbundenen Gleichungen, welches in einer nichtlinearen Erhöhung der Komplexität des Optimierungsproblems resultieren würde. Dieses wiederum beeinträchtigt die notwendige Arbeitsspeicherkapazität und die Rechenzeit für die Lösung des definierten Problems. Der bilanzielle Ausgleich des Wärmesystems wird für jede Wärmebilanz $wb \in WB$ verlangt und nicht aggregiert über alle Wärmebilanzen bzw. Knotenpunkten des Wärmesystems wie das bei der Modellierung des Stromsystems der Fall ist. Das bedeutet, es wird für jede Wärmebilanz ein Leistungsausgleich der Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten, $\dot{Q}_{th}^{ER_{th}}(we, t_i, wb)$ und $\dot{Q}_{th}^{VR_{th}}(wv, t_i, wb)$, des Wärmesystems für jeden Zeitpunkt t_i über die Erzeugungs/Last-Bilanz Nebenbedingung des Wärmesystems verlangt,

$$\sum_{we \in WE} \dot{Q}_{th}^{ER_{th}}(we, t_i, wb) - \sum_{wv \in WV} \dot{Q}_{th}^{VR_{th}}(wv, t_i, wb) = 0, \qquad \forall i, \forall wb. \tag{3.3}$$

Das Gassystem wird, wie in Abbildung 3.2 dargelegt, über drei Gasbilanzen GB abgebildet, dessen Systemgrenzen die drei Marktgebiete des österreichischen Gasmarktmodells darstellen. Darunter sind die Marktgebiete „Ost“, „Tirol“ und „Vorarlberg“ zu verstehen. Eine leitungsgebundene Verbindung zwischen den drei Marktgebieten ist derzeit nicht vorhanden. Demzufolge werden die Gasbilanzen wie auch die Wärmebilanzen in der Abbildung des Wärmesystems als eigenständige Strukturen ohne gegenseitige Kopplung innerhalb der eigenen Systemgrenzen modelliert. Jeder Gasbilanz sind Verbrauchskomponenten, Speicherkomponenten und Importkomponenten zugeschrieben. Die Verbrauchskomponenten entsprechen Kopplungstechnologien der anderen zwei Energiesysteme wie z.B. den Wärmekraftwerken inkl. Kraft-Wärme-Kopplung im Stromsystem oder Gasfeuerungsanlagen im Wärmesystem. Die Erzeugungs/Last-Bilanz Nebenbedingung des Gassystems sorgt wie im Wärmesystem für einen kompletten Leistungsausgleich bei der Erdgasversorgung. Die Import-Komponente

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

entspricht somit dem Absatz der jeweiligen Gasbilanz $gb \in GB$, welcher den Gasverbrauch des Strom- bzw. Wärmesystems deckt,

$$\sum_{ge \in GE} \dot{Q}_{gas}^{ER_{gas}}(ge, t_i, gb) - \sum_{gv \in GV} \dot{Q}_{gas}^{VR_{gas}}(gv, t_i, gb) = 0, \qquad \forall i, \forall gb. \tag{3.4}$$

In der Abbildung 3.2 sind die vorgestellte Regionalisierung der drei gekoppelten Energiesysteme und die dadurch resultierenden regionalen Kopplungsmöglichkeiten des Strom-, Gas- und Wärmesystems gegeben. Das in dieser Arbeit erstellte energieträgerübergreifende Ener-

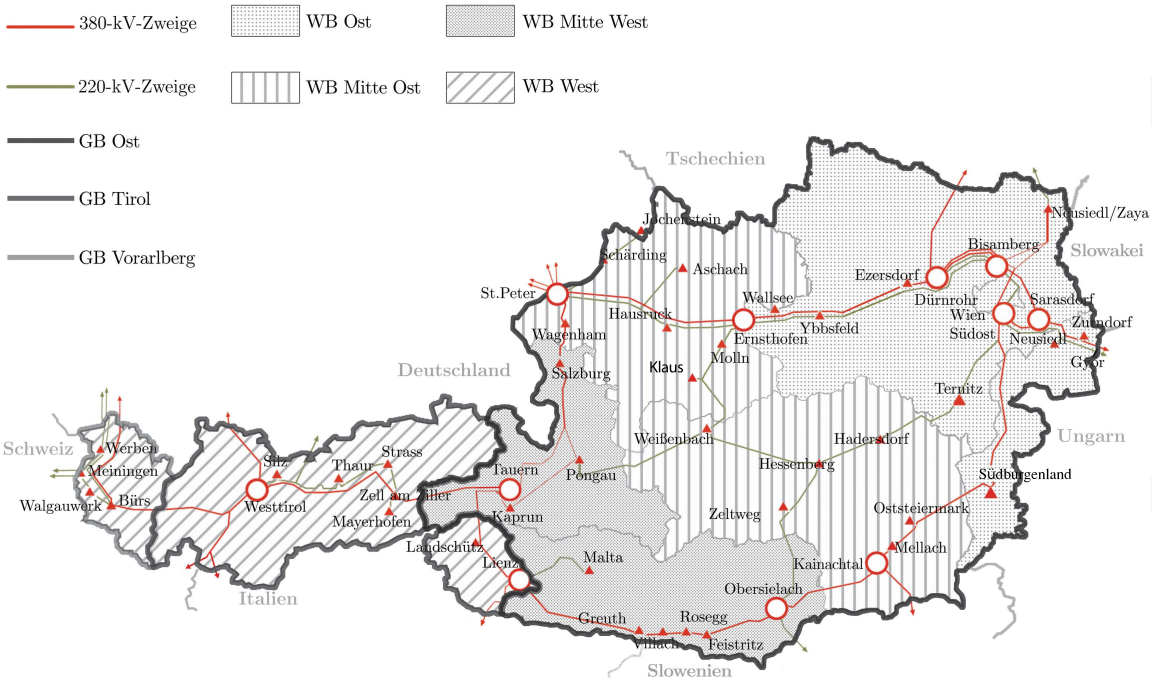


Abbildung 3.2: Regionalisierung der gekoppelten Energiesysteme mit dem Netzzustand 2030 (erstellt in Anlehnung an [13])

giesystemmodell ist hinsichtlich dem Detaillierungsgrad der gekoppelten Energiesysteme sehr flexibel. Somit kann der Detaillierungsgrad eines Systems ohne viel Aufwand z.B. im Stromsystem verringert und der Detaillierungsgrad des anderen Energiesystems wie z.B. dem Wärmesysteme erhöht werden. Die Motivation der in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen ist vorwiegend der Entwicklung der nachhaltigen Stromversorgung geschuldet. Aus diesem Grund wird auch das Stromsystem detaillierter abgebildet als das Wärmesystem.

Die Knotenpunkte bzw. Bilanzen der gekoppelten Energiesysteme sind über unterschiedliche Kopplungs- bzw. Umwandlungstechnologien miteinander verbunden. Die Kopplungstechnologien werden vorwiegend außer bei den Heizkraftwerken, aufgrund der leichteren Handhabung der Variablen, im primären Energiesystem, Energiesystem aus welchem Energie für

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

die Energiewandlung bezogen wird, definiert. Der Lösungsraum der dafür zuständigen Variablen wird dementsprechend auch in diesem Energiesystem beschränkt bzw. aufgebaut. Der umgewandelte Energieanteil der so definierten Kopplungskomponente wird über den Wirkungsgrad η im sekundären Energiesystem, dem Energiesystem, in welches Energie gewandelt wird, in der Erzeugungs/Last-Bilanz Nebenbedingung implementiert. Die allgemeinen Verbindungen zwischen den Knoten und Bilanzen werden jedoch über Koppelmatrizen abgebildet. Die Koppelmatrix $\mathbf{G}$ der Dimension $n \times m$ wird über die Koppelmatrixelemente g_{ij} folgender Eigenschaften definiert:

$$g_{ij} \begin{cases} = 1 & \text{wenn nur eine Kopplung zwischen definierten Knotenpunkten besteht} \\ < 1 & \text{wenn die Kopplung aus i über mehrere Knotenpunkte in m erfolgt} \\ = 0 & \text{wenn keine Kopplung besteht} \end{cases} , \quad (3.5)$$

dabei entspricht n den relevanten Knotenpunkten des primären Energiesystems und m den Knotenpunkten des sekundären Energiesystems. Die Koppelmatrixelemente entsprechen dabei der Gewichtung der Kopplung zweier Energiesysteme über eine Kopplungstechnologie und nehmen in meisten Fällen, wie oben dargelegt, den Wert eins an. Grund für eine Gewichtung kleiner als eins kann der Fall sein, dass z.B. die Wärmekraftwerkskomponente an einem Netzknoten des Übertragungsnetzes mehrere Wärmekraftwerke, welche in der Realität an der Grenze zweier Wärmebilanzen angesiedelt sind, darstellt. In diesem Fall muss der erzeugte Wärmebeitrag der Wärmekraftwerke entsprechend der installierten thermischen Leistung der realen Kraftwerke je Wärmebilanz aufgeteilt werden. Insgesamt entspricht die Summe aller Gewichtungen in der Koppelmatrix der hinterlegten Anzahl der jeweiligen Kopplungstechnologie. In dem vorherig erwähnten Beispiel würde das also der Anzahl der Wärmekraftwerkskomponenten entsprechen. Zusammengefasst bedeutet es, dass eine Kopplungstechnologie die Rolle einer Verbrauchskomponente im primären Energiesystem und die Rolle der Erzeugungskomponente im sekundären Energiesystem einnimmt.

Zwischen den einzelnen Grundkomponententypen wird in der Modellierung eine weitere Aufteilung vorgenommen. Die einzelnen Grundkomponententypen gehen in die Bilanz-Nebenbedingung als variable bzw. steuerbare oder als fest vordefinierte Erzeugungs-/Verbrauchskomponenten ein. Vordefinierte Komponenten sind durch einen definierten bzw. exogenen Erzeugungs-/Lastgang gekennzeichnet und werden den Untersuchungen dieser Arbeit als fixe nicht veränderbare Größen übergeben. Basierend auf den exogenen Verläufen wird die Einsatzplanung der variablen Modellkomponenten bestimmt. In diesem Kapitel wird auf die Modellierung der variablen Modellkomponententypen eingegangen und im folgenden Kapitel 4 auf die Erstellung der Zeitreihen der vordefinierten Modellkomponententypen. In der Abbildung 2.2 sind alle Modellkomponententypen des erstellten energieträgerübergreifenden Energiesystemmodells mit der Unterscheidung der Modellkomponenten nach der Energieflussrichtung, variable oder exogen, dargestellt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

3.4 Elektrische Lastflussrechnung

In diesem Abschnitt wird die Modellierung der elektrischen Lastflussrechnung vorgestellt. Das Stromsystem stellt ein überregional zusammenhängendes leitungsgebundenes Energiesystem dar. Dadurch ist die Entstehung eines räumlich ausgedehnten Lastflusses (LF) möglich, welcher unter anderem durch die Komponenten des zugrunde liegenden Netzes bestimmt ist. Damit der resultierende Lastfluss des hier untersuchten Energiesystemmodells die zulässigen Netzgrenzwerte nicht überschreitet, werden die Ergebnisse der Lastflussrechnung in Form von Nebenbedingungen in zulässigen Grenzen gehalten. In den folgenden Ausführungen werden zunächst Grundlagen der elektrischen Lastflussrechnung aufgezeigt und die Ableitung zu der hier gewählten DC-Lastflussberechnung (Gleichstromlastflussberechnung) vorgestellt. Zum Abschluss werden die Nebenbedingungen, die den Lösungsraum hinsichtlich der zulässigen Zweigbelastungen einschränken, präsentiert.

Der Zustand eines Stromnetzes wird im Rahmen konventioneller Netzanalyse- und -berechnungsprogramme basierend auf einer vollständigen Lastflussberechnung, genannt auch die AC-Lastflussberechnung (Wechselstromlastflussberechnung), bestimmt. Basierend auf den ermittelten komplexen Knotenspannungen des Lastflussproblems aus vorgegebener Last- und Einspeisesituation, den Netzparametern, wie auch den Sollwerten der Spannungsregler, vor allem der Synchronmaschinen und der regelbaren Kompensationsanlagen, kann der komplette Netzzustand eines Netzes rechnerisch ermittelt werden. Ergebnisse der AC-Lastflussrechnung sind stationäre Zweigströme, Zweigleistungen, Verluste, Knotenspannungen und somit der komplette Scheinleistungsfluss eines vorgegebenen Stromnetzes. Die grundlegende Form des Lastflussproblems lässt sich mathematisch über die Knotenpunktleistung $\underline{S}_i$ wie folgt beschreiben:

$$\underline{S}_i = 3\underline{U}_i\underline{I}_i^* = 3\underline{U}_i \sum_{j=1}^{n_k} \underline{Y}_{ij}^*\underline{U}_j^*, \quad \underline{S}_i = P_i + jQ_i, \quad \forall i, \tag{3.6}$$

bei welcher n_k die Knotenanzahl, $\underline{U}_i$ die Knotenspannung am Knoten i, $\underline{Y}_{ij}$ die Knotenpunktadmittanz zwischen Knoten i und j, P_i den Wirkanteil und Q_i den Blindanteil, darstellen. Die vollständige Lastflussrechnung basiert auf einem linearisierten Verfahren, das iterativ gelöst wird, um die nichtlineare Abhängigkeit zwischen den unbekannten Variablen der Grundform, dargelegt in der Gleichung 3.6, zu beheben. Als beispielhafte Verfahren seien das Newton-Raphson-Verfahren oder das Stromiterationsverfahren genannt. Demzufolge kann die AC-Lastflussberechnung im Rahmen einer linearen Optimierung, die eine einmalige Aufstellung der Nebenbedingungsmatrix voraussetzt, nicht herangezogen werden. Eine Vereinfachung der AC-Lastflussberechnung stellt die DC-Lastflussberechnung dar.

Bei der DC-Lastflussberechnung wird die Knotenpunktleistung mit der Knotenwirkleistung P_i vereinfacht gleichgestellt. Die Blindleistung wird somit mit dem Wert null gleichgesetzt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Ausgehend von dem Wirkanteil der vollständigen Lastflussberechnung aus 3.6

$$P_i = 3 \sum_{j=1}^{n_k} \Re \left\{ \underline{U}_i \underline{Y}_{ij}^* \underline{U}_j^* \right\}, \quad \forall i, \tag{3.7}$$

und unter Berücksichtigung folgender Annahmen:

(1) alle Spannungsbeträge werden auf die Werte gesetzt, die bei Nennspannung herrschen,

(2) der Knotenspannungswinkel θ_i bezüglich dem Referenzknoten ist $\ll 90°$, somit folgt $\cos\theta_i \approx 1$ und $\sin\theta_i \approx \theta_i$,

(3) das $\frac{R}{X}$ Verhältnis ist sehr klein,

(4) Querableitungen werden vernachlässigt,

(5) die schräggeregelten Transformatoren werden nicht berücksichtigt,

wird die Berechnung der Knotenpunktleistung auf folgenden Ausdruck vereinfacht:

$$P_i = -U_n^2 \sum_{j=1}^{n_k} \Im \left\{ \underline{Y}_{ij} \right\} \theta_j, \quad \forall i. \tag{3.8}$$

Es ergibt sich somit eine lineare Beziehung zwischen der Knotenpunktleistung und dem Winkel θ (Knotenwinkel bezüglich dem Referenzknoten), die ohne Iterationen die Bestimmung des Winkels θ ermöglicht. Dementsprechend kann diese Beziehung im Rahmen einer linearen Optimierung problemlos integriert werden. Über die Knotenpunktleistung kann somit der Knotenwinkel abgeleitet werden und für die Ermittlung der Zweigleistung zwischen zwei Netzknoten i und j herangezogen werden,

$$P_{ij} = -U_n^2 \Im \left\{ \underline{Y}_{ij} \right\} (\theta_i - \theta_j). \tag{3.9}$$

Die Zweigleistungsberechnung im hinterlegten Modell basiert auf den Beziehungen aus 3.8 und 3.9 in Matrixform. Diesbezüglich wird im weiteren die Berechnung der Zweigleistungen der DC-Lastflussberechnung in Matrixform, basierend auf Ausführungen von [23, S.124] und [123, S.42], vorgestellt.

Die Knotenpunktleistung aus Gleichung 3.8 ist in Matrixschreibweise über den Ausdruck

$$\mathbf{P} = -U_n^2 \cdot \mathbf{B} \cdot \theta \tag{3.10}$$

gegeben. Dabei stellen $\mathbf{P}$ den Vektor $n_k \times 1$ der Knotenwirkleistungen, θ, den Vektor $n_k \times 1$ der Knotenspannungswinkel und $\mathbf{B}$ die Knotenpunktsuszeptanzmatrix, den Imaginärteil der Knotenpunktadmittanzmatrix $\mathbf{Y}$ der Form $n_k \times n_k$, dar. Es soll festgehalten werden, dass die

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Zeilensumme der Elemente der Knotenpunktsuszeptanzmatrix dem Wert null entspricht. Der detaillierte Aufbau der Knotenpunktadmittanzmatrix bzw. der Knotenpunktsuszeptanzmatrix wird im Abschnitt 4.4.2 präsentiert. Die Matrixschreibweise der Zweigbelastungen aus Gleichung 3.9 $\mathbf{P}_{ZW}$ der Elemente $n_{ZW} \times 1$ lässt sich ähnlich zu,

$$\mathbf{P}_{ZW} = -U_n^2 \cdot \mathbf{B}_{ZW} \cdot \Theta_{ZW}, \tag{3.11}$$

umformulieren. Hier stellen der Vektor Θ_{ZW} mit der Struktur $n_{ZW} \times 1$ die Differenzwinkel der Zweige und die Diagonalmatrix $\mathbf{B}_{ZW}$ des Types $n_{ZW} \times n_{ZW}$ die Suszeptanzen der Netzzweige mit den entsprechenden Zweigsuszeptanzen in der Diagonale der Matrix dar. Der Vektor Θ_{ZW} lässt sich aus der Gleichung 3.10 durch die Inversion der Knotenpunktsuszeptanzmatrix $\mathbf{B}$ bestimmen. Damit diese invertiert werden kann, darf die Matrix nicht singulär sein, was aufgrund des resultierenden Zeilensummenwertes der Suszeptanzmatrix von null der Fall ist. Eine Abhilfe wird geschaffen, indem an einem Knoten im Netz der Spannungsbetrag und der Winkel fest vorgegeben werden. So ein Knoten wird als Slack-Knoten definiert. Der vorgegebene Spannungswinkel des Slack-Knotens beträgt 0° und der Spannungsbetrag, entsprechend der ersten Annahme (1) über die Spannungsbeträge, der Nennspannung. Der Slack-Knoten stellt bilanziell betrachtet den Ausgleichsknoten für das vorgegeben Netz dar. Die Knotenleistung des Slack-Knotens wird somit aus der Summe der Knotenleistungen der restlichen Knoten bestimmt. Dementsprechend liefert die Knotenleistungssumme aller Knoten aus Gleichung 3.2 den Wert null.

Infolgedessen werden alle Matrizen der Lastflussberechnung um den Slack-Knoten reduziert und die Inverse der Knotenpunktsuszeptanzmatrix gebildet. Die Knotenpunktsuszeptanzmatrix wird aus diesem Grund mit $'$ gekennzeichnet, sowie alle weiteren Vektoren bzw. Matrizen, welche um den Slack-Knoten reduziert werden. Der Vektor der Differenzwinkel der Zweige wird über die Knoten-Zweig Inzidenzmatrix, $\mathbf{A}'$, des Types $n_{ZW} \times n_{k-1}$ bestimmt. Durch die Knoten-Zweig Inzidenzmatrix ist jeder Zweig genau über zwei Knoten definiert. Die genaue Aufstellung der Knoten-Zweig Inzidenzmatrix wird auch in Abschnitt 4.4.2 vorgestellt.

$$\mathbf{\Theta}_{ZW} = \mathbf{A}' \cdot \theta'. \tag{3.12}$$

Darauf aufbauend resultiert die Matrixschreibweise der Zweigleistungen:

$$\mathbf{P}_{ZW} = -U_n^2 \cdot \mathbf{B}_{ZW} \cdot \mathbf{A}' \cdot \mathbf{B}'^{-1} \cdot \frac{\mathbf{P}'}{-U_n^2}, \tag{3.13}$$

$$\mathbf{P}_{ZW} = \mathbf{B}_{ZW} \cdot \mathbf{A}' \cdot \mathbf{B}'^{-1} \cdot \mathbf{P}'. \tag{3.14}$$

Die reduzierte Knoten-Zweig Inzidenzmatrix $\mathbf{A}'$, die reduzierte Knotenpunktsuszeptanzmatrix $\mathbf{B}'$, sowie die Zweigsuszeptanzmatrix $\mathbf{B}_{ZW}$ hängen von der Netztopologie ab und werden einmalig für jeden Netzzustand aufgestellt und dem Modell unter dem Parameter Lastfluss-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

matrix **LF**, der Struktur $n_{ZW} \times n_{k-1}$, für die Berechnung der Zweigleistungen übergeben. Über den Vektor der resultierenden Knotenwirkleistungen **P** und den Parameter **LF** kann letztendlich der Vektor der Zweigleistungen $\mathbf{P}_{ZW}$ bestimmt werden. Die Lastflussmatrix wird entsprechend dem Ausdruck

$$\mathbf{LF} = \mathbf{B}_{ZW} \cdot \mathbf{A'} \cdot \mathbf{B'^{-1}} \tag{3.15}$$

bestimmt.

Die erste Annahme (1) eines flachen Spannungsprofils birgt nach [64, S.12] die größte Fehlerquelle in der Lastflussberechnung.

Die zweite Fehlerquelle liegt in der Annahme eines kleinen Spannungswinkels, Annahme (2), welcher aber in einem Fehler unter 1% resultiert. Nach [27, S.4] sollte diesbezüglich der Spannungswinkel die 30°-Grenze nicht überschreiten. Diese Gegebenheit sollte in Höchstspannungsnetzen bei normalen Betriebsverhältnissen gegeben sein.

Die dritte getroffene Annahme (3) für das Heranziehen der DC-Lastflussberechnung sieht ein kleines R/X-Verhältnis vor und damit eine komplett verlustlose Leistungsübertragung. Je höher die Spannungsebene, desto gültiger ist diese Annahme. Laut [64, S.12] liegt der Fehler dieser Annahme für R/X-Verhältnisse $< 0,5$ unter 5%. Nach [27, S.4] sind akzeptable Fehler nur bei einem R/X-Verhältnis von 0,25 gegeben. Das R/X-Verhältnis des implementierten Hochspannungsnetzes liegt bei 380 kV-Zweigen leicht unterhalb von 0,1 und bei 220 kV-Zweigen bei ca. 0,2. Dementsprechend ist die Annahme eines geringen R/X-Verhältnisses für das hinterlegte Netzmodell gerechtfertigt.

Nach [64, S.12] sollte der Fehler der DC-Lastflussberechnung im Vergleich zu der AC-Lastflussberechnung, gemittelt über alle Leitungen, bei ca. 5% liegen. Der Fehler auf einzelnen Leitungen kann nach [64, S.12] deutlich größer sein. In [123, S.44] wird der absolute Fehler des resultierenden Zweigstromes der DC-Lastflussrechnung zu der AC-Lastflussrechnung berechnet und auf die zulässige thermische Stromstärke bezogen. Diese Abweichung wird in [123, S.44] als δ[%] definiert. Nach [123, S.44] ergibt sich ein maximaler Fehler δ[%] von 5% bei stark ausgelasteten Zweigen. Schwach ausgelastete Zweige weisen höhere Fehler auf. In dieser Arbeit wird grundsätzlich die Bestimmung der Zweigauslastung herangezogen, um die Belastbarkeit der Zweige durch resultierende Knotenleistungen nicht zu überschätzen. Demzufolge spielen schwach ausgelastet Zweige in dieser Fragestellung eine untergeordnete Rolle. Somit kann ein höher liegender Fehler bei schwach ausgelasteten Zweigen hingenommen werden.

In einer separaten Untersuchung wird der oben diskutierte Fehler δ[%] auf das in dieser Arbeit erstellte Netzmodell untersucht. Die Basis für die Untersuchung stellt ein Snapshot des realen Erzeugungs-/Lastzustandes des modellierten Netzzustandes IST dar, näheres

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek WIEN Your knowledge hub

über diesen Netzzustand wird in 4.4.1 diskutiert. Diesbezüglich wird auch eine vollständige Lastflussberechnung mit dem Newton-Raphson Verfahren der Netzsimulationssoftware PSS®SINCAL durchgeführt. Die oben vorgestellten Aussagen hinsichtlich der Fehlergöße finden sich in den Ergebnissen dieser Untersuchung wieder. Es kann zusammengefasst werden, dass höher ausgelastete Zweige einen vorwiegend geringeren Fehler $\delta[\%]$ als wenig ausgelastet Zweige aufweisen. Zudem weisen Zweige in der Slack-Nähe größere Abweichungen als andere auf. Grund dafür liegt in der Ausbilanzierung des Netzes hinsichtlich des Wirk- und Blindleistungsflusses der vollständigen Lastflussberechnung. Besonders die elektrischen Verluste kommen hier zum tragen. Zudem ergibt sich, vorwiegend aus der Tatsache eines höheren R/X-Verhältnisses, ein größerer mittlerer Fehler bei den 220 kV-Zweigen als bei den 380 kV-Zweigen. Die Ergebnisse der Untersuchung sind in einem Boxplot zusammengefasst und weisen darauf hin, dass die 5%- Grenze von [64, S.12] und [123, S.44] eingehalten wird. Zudem liegt der Fehler $\delta[\%]$ gemittelt über alle Zweige, wie das von [64, S.12] empfohlen wird, bei ca. 2,5%.

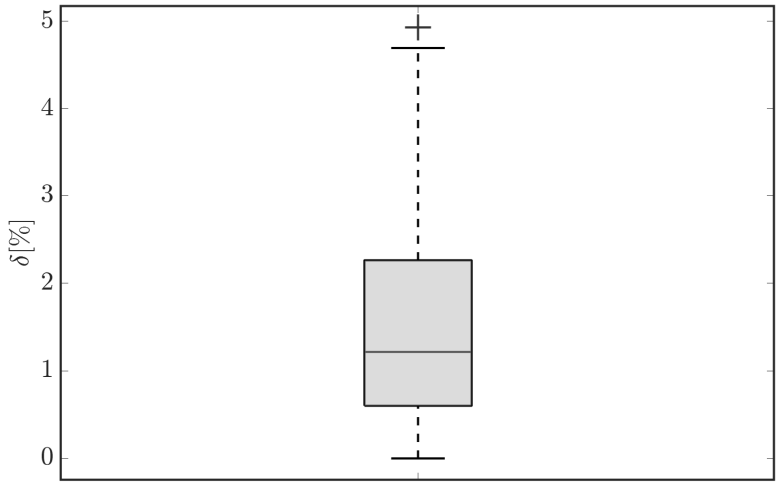


Abbildung 3.3: Relativer Fehler der Zweigströme: DC- vs. AC-Lastflussberechnung

Neben dieser Untersuchung sind die resultierenden Zweigbelastungen der modellierten DC-Lastflussberechnung mit den Zweigbelastungen der DC-Lastflussberechnung einer konventionellen Netzsimulationssoftware NEPLAN® auf Ihre Gültigkeit überprüft worden. Die ermittelten Zweigbelastungen beider DC-Lastflussberechnungsvarianten liefern gleiche Ergebnisse. Demzufolge ist die Gültigkeit der erstellten Lastflussmatrix **LF** gegeben und kann für die Ermittlung der Zweigleistungen in dieser Arbeit herangezogen werden.

Die ermittelten Zweigleistungen werden im Rahmen von zwei Nebenbedingungen Beschränkungen unterzogen. Der Hauptteil der Nebenbedingung im Modell stellt letztendlich die berechnete Zweigleistung P_{el}^{zw}, welche für jeden Zeitpunkt t_i und jeden Zweig zw über die

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

resultierende Knotenleistung $P_{el}^{KN}(t_i, k)$ in Form von

$$P_{el}^{ZW}(t_i, zw) = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq k_{Slack}}}^{n_k} LF(zw, k) \cdot P_{el}^{KN}(t_i, k), \quad \forall i, \forall zw \in ZW, \tag{3.16}$$

im Rahmen der Optimierungsberechnung bestimmt wird. Die Knotenleistung umfasst alle zufließenden und abfließenden Leistungsflüsse in den Netznoten k. Dabei muss die berechnete Zweigleistung $P_{el}^{ZW}(t_i, zw)$ im Rahmen vordefinierter Grenzwerte liegen. Die hinterlegten Grenzwerte entsprechen einer Zweigleistung, die mit einem (n-1)-Kriterium einhergehen und 65% der maximalen thermischen Auslastungsgrenze der äquivalenten Zweige betragen,

$$-0,65 \cdot \overline{P}_{el}^{ZW}(zw) \leq P_{el}^{ZW}(t_i, zw) \leq 0,65 \cdot \overline{P}_{el}^{ZW}(zw), \quad \forall i, \forall zw \in ZW. \tag{3.17}$$

Die Zweigleistung eines Zweiges mn kann auch negative Werte annehmen. Das bedeutet, dass der Leistungsfluss vom Knoten n zum Knoten m erfolgt und nicht vom Knoten m zum Knoten n. Aus diesem Grund muss auch die untere Grenze der maximalen Zweigbelastung, wie das in der Gleichung 3.17 dargestellt ist, definiert werden.

3.5 Grundlagen der Modellierung variabler Modellkomponenten

Variable Modellkomponenten haben im erstellten Modell die Aufgabe, die vordefinierte Erzeugungs-/Lastcharakteristik des energieträgerübergreifenden Energiesystems auszugleichen. Als variable Modellkomponenten werden Erzeugungstechnologien bzw. Einspeisekomponenten, Verbrauchskomponenten sowie Speicher- und Umwandlungstechnologien eingesetzt. Die Betriebsweise bzw. die Einsatzplanung der variablen Modellkomponenten wird im Einklang mit ihren jeweiligen technischen Eigenschaften und dem Ziel von minimalen Gesamtsystemkosten bestimmt. Dabei werden bei einigen Modellkomponenten die Grenzen des Lösungsraumes als vordefiniert dem Modell übergeben und bei anderen Komponenten im Rahmen der Ausbau- und Einsatzplanung bestimmt. Bei Letzteren wird somit nicht nur die Betriebsweise sondern zusätzlich der Ausbau bestimmt.

Alle variablen Modellkomponenten werden über eine Energievariable $E(t_i)$ in Anlehnung an [23, S. 72] modelliert. Je nach Art der variablen Modellkomponente stellt die Energievariable zu jedem Zeitpunkt t_i einen kumulierten „erzeugten“ bzw. „verbrauchten“ Energiewert dar. Die wesentlichen technischen Eigenschaften der Modellkomponenten wie z.B. Leistung, Energie, Primärenergie werden mathematisch über die jeweilige Energievariable in weiteren Nebenbedingungen abgeleitet. Dadurch werden zusätzliche Variablen für die Abbildung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

der technischen Eigenschaften vermieden und die Erstellung von spärlich besetzten Nebenbedingungsmatrizen ermöglicht. Spärlich besetzte Matrizen wirken sich positiv auf den erforderlichen Arbeitsspeicherbedarf und die Rechenzeit für die Lösung des Problems, besonders in Bezug auf die gewählte Lösungsmethode aus Abschnitt 2.1, aus. Zudem bietet diese Modellierungsmethode die Erstellung eines universellen und flexiblen Modells, das auch für eine geschlossene und für eine rollierende Betriebsplanung angewendet werden kann. Weiters können über die Energievariablen die Übergaben der Endwerte der Jahresplanung und der rollierenden kurzfristigen Betriebsplanung sehr effizient gesteuert werden.

Die Energievariable wird als monoton steigende Variable wie folgt

$$E(t_i) - E(t_{i-1}) \geq 0, \qquad \forall i > 1, \tag{3.18}$$

definiert. Die Abfrage des Energiewertes für einen bestimmten Zeitpunkt t_i innerhalb des Modells erfolgt durch die Angabe $E(t_i)$. Dadurch können auch die Energieabgabe oder der Energieverbrauch einer Modellkomponente auf einen vordefinierten Energiewert festgelegt werden, z.B: die Beschränkung der maximalen Stromerzeugung einer Erzeugungstechnologie am Ende des Modellhorizonts ($t_{i=n}$) durch die Nebenbedingung $E(t_n) \leq \overline{E}$. Zudem kann der Startwert des Energiewertes im Rahmen einer Nebenbedingung $E(t_{i=1}) = E_0$ ebenfalls übergeben werden. Diese Nebenbedingung ist besonders für die rollierende Betriebsplanung für die Übergaben der Ergebniswerte der Vorberechnungen relevant, näheres dazu wurde in 3.2 vorgestellt.

Der Leistungswerte der Modellkomponente wird über die zeitliche Ableitung der Energiegröße bzw. über die zeitlich bezogene Differenz zwei nachfolgender Energiewerte gebildet. Über den Leistungswert kann die Leistungsabgabe bzw. der Leistungsbezug durch die Angabe einer minimalen $\underline{P}$ bzw. maximalen Leistung $\overline{P}$ im Rahmen weiterer Nebenbedingungen begrenzt werden,

$$\underline{P} \leq \frac{E(t_i) - E(t_{i-1})}{\Delta t} \leq \overline{P}, \qquad \forall i > 1. \tag{3.19}$$

Die minimale Leistung wird jedoch bei den meisten Modellkomponenten auf den Wert 0 gesetzt.

Aufbauend auf der vorgestellten Berechnung des Leistungswertes, dargelegt in 3.19, kann über die weitere zeitliche Ableitung des Leistungswertes bzw. über die zeitlich bezogene Differenz zwei nachfolgender Leistungswerte der Leitungsgradient mathematisch bestimmt werden. Somit werden über die Variable der Energiegröße auch Leistungsänderungen je Zeitpunkt über Nebenbedingungen hinsichtlich eines minimalen, $\underline{GR}$, bzw. maximalen, $\overline{GR}$, Lastwechselgradients begrenzt. Dabei müssen die Gradientgrenzwerte nicht unbedingt als bekannte Größe dem Modell übergeben werden, sondern können auch als Schlupfvariablen in die Gradientnebenbedingung und in die Zielfunktion integriert werden. Dadurch wird

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

der Gradient für jeden Zeitpunkt hinsichtlich einer optimalen Zielfunktion bestimmt. Diese Vorgehensweise erhöht allerdings durch das Hinzufügen von zwei zusätzlichen Variablen je Modellkomponente die Komplexität des Modells.

$$-\underline{GR} \leq \frac{\frac{E(t_i)-E(t_{i-1})}{\Delta t} - \frac{E(t_{i-1})-E(t_{i-2})}{\Delta t}}{\Delta t} \leq \overline{GR}, \qquad \forall i > 2 \tag{3.20}$$

Die Bestimmung des primären Energiewertes einer Modellkomponente bzw. die primär eingesetzte Energie für die Erzeugung wird über $E(t_i)/\eta$ abgebildet. Der primäre Energiewert wird je nachdem, um welche Modellkomponente es sich handelt, in die Zielfunktion integriert oder auch in der Bilanz-Nebenbedingung des jeweiligen Energiesystems berücksichtigt.

Alle Leistungs- und Energiewerte werden in den Einheiten MW und MWh angegeben und die Kostenparameter auf die Einheit $\frac{\text{T€}}{\text{MWh}}$ umgerechnet.

3.6 Variable Erzeugungskomponenten im Stromsystem

In folgenden Abschnitten wird die Modellierung der variablen bzw. steuerbaren Erzeugungstechnologien des Stromsystems der abgebildeten Modellregion vorgestellt. Dazu zählen Hydraulische Speicherkraftwerke und Wärmekraftwerke. Die Stromerzeugung aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik wird in die Untersuchungen dieser Arbeit als bekannt bzw. vordefiniert angenommen und wird im Abschnitt 4.2.1 diskutiert. Die Einsatzcharakteristik der variablen Erzeugungskomponenten wird im Rahmen der Ausbau- und Einsatzplanung bzw. der Optimierung bestimmt. Ziel ist es, diese Erzeugungstechnologien unter Berücksichtigung definierter Grenzen und der kostenminimalen Aufwendungen für die Deckung des restlichen Strombedarfs einzusetzen. Im folgenden soll auf die Modellierung des für die Modellregion hinterlegten Kraftwerksparks eingegangen werden.

3.6.1 Hydraulische Speicherkraftwerke

In diesem Abschnitt wird die Modellierung hydraulischer Speicherkraftwerke diskutiert. Es wird zunächst die Reduktion der in der Modellregion vorhandenen (Pump)Speicherkraftwerke auf die einzelnen Netzknoten vorgestellt und darauf basierend die Ermittlung der relevanten Parameter für die Modellierung der hydraulischen (Pump)Speicherkraftwerke präsentiert. Basierend darauf werden die hinterlegten (Pump)Speicherkraftwerksmodelle des gegenwärtigen (Pump)Speicherkraftwerksparks vorgestellt.

Hydraulische Speicherkraftwerke nutzen die potentiell gespeicherte Energie des Wassers eines oder mehrerer Becken und wandeln diese durch den mechanischen Antrieb der Turbinen in die elektrische Energie um. Hydraulische Speicherkraftwerke werden in Abhängigkeit

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

der Größe der Speicherbecken in Jahresspeicherkraftwerke (JSP), Wochenspeicherkraftwerke (WSP) und Tagesspeicherkraftwerke (TSP) kategorisiert. Der natürliche Zufluss wird üblicherweise in diesen Kraftwerken für die elektrische Energiewandlung irreversibel abgearbeitet. Demgegenüber stehen Pumpspeicherkraftwerke (PSP), welche die Möglichkeit einer reversiblen Abarbeitung des Wassers zwischen zwei Becken oder Becken und Flüssen über Pump- und Turbinensätze aufweisen und auf diese Weise Strom speichern. Die wichtigste mathematische Beziehung der Energiewandlung bezüglich der Leistungsabgabe des Kraftwerks, auf die auch die Modellierung in dieser Arbeit aufbaut, ist,

$$P_{el} = \eta \cdot \rho \cdot Q \cdot g \cdot H, \tag{3.21}$$

wobei, η den gesamten Wirkungsgrad der Energiewandlung, ρ die Dichte des Wassers, Q den Ausbaudurchfluss, g die Fallbeschleunigung und H die Ausbaufallhöhe darstellen.

Die Abarbeitung des Wassers des natürlichen Zuflusses erfolgt gewöhnlich in Ketten. Das bedeutet, dass meistens eine Anordnung an unterschiedlichen Beckengrößen, Turbinen und Pumpsätzen durch einen koordinierten Betrieb für die Energiewandlung zuständig ist. Die untersuchte Modellregion besteht aus vielen solchen Speicherketten, die in das implementierte Modell abgebildet und integriert werden. In [23, S. 79-102] wurde gezeigt, dass eine detaillierte Abbildung solcher Speicherketten die Komplexität der Nebenbedingungsmatrix erheblich erhöht und extrem viel Arbeitsspeicherbedarf für die Aufstellung des Optimierungsproblems in Anspruch nimmt. Aus diesem Grund wurde in [23, S. 79-102] eine gegenwärtige Speichermodellierung vorgestellt, welche die tatsächlichen Speichereigenschaften möglichst genau abbildet. In Anlehnung an die Methodik von [23, S. 79-102] wird für diese Arbeit eine Abbildung eines gegenwärtigen Speicherkraftwerks erstellt und auf die einzelnen Kraftwerkstypen und Netzknoten angewendet.

Zunächst wird basierend auf einer externen Optimierung des hydraulischen Speicherkraftwerksparks die optimale Abarbeitung des Wassers der Kraftwerke bestimmt. Diese Berechnung baut auf einem detaillierten Modell der Speicherbecken und deren gegenseitigen Verknüpfungen in Speicherketten auf. Ziel dieser Optimierung ist es, die Grenzen des Betriebs bzw. eine zeitlich abhängige Leistungskennlinie des Speicherkraftwerksparks zu generieren und dadurch die tatsächlichen Speichereigenschaften wie verfügbare elektrische Leistung und den maximal verfügbaren Energieinhalt möglichst genau abzubilden und zu bestimmen. Bei der Optimierung werden die optimalen Füllstände der Becken bestimmt, bei welchen eine maximale Leistungserzeugung des untersuchten Speicherparks zu jedem Zeitpunkt eintritt, näheres dazu ist in [23, S. 79-102] zu finden. Diese Berechnung wird separat für Becken der Tagesspeicher-, Wochenspeicher- und Jahresspeicherkraftwerke durchgeführt. Eine eigenständige Berechnung der Becken der Pumpspeicher hinsichtlich des Turbinen- und Pumpbetriebs wird ebenfalls ausgeführt. Das Kriterium für die Unterteilung der Becken

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

bezüglich des Fassungsvermögens wird entsprechend dem Quotienten des Regelarbeitsvermögen (RAV) der Becken und dem Speicherinhalt nach Kriterien aus [23, S. 94] bestimmt. Die Verknüpfungen der einzelnen Becken miteinander bzw. die Zuordnung der Unterbecken zu den Oberbecken wird über eine Zuordnungsmatrix der Form $n_B \times n_B$ mit Elementen 0,1, bei welcher n_B der Anzahl der Becken entspricht, erzielt. Auch die Zuordnung der einzelnen Becken zu den Netzknoten wird über eine ähnliche Herangehensweise realisiert. Als Ergebnis folgt je Kraftwerkstyp und je Netzknoten eine Leistungskennlinie, die letztendlich herangezogen, wird um ein repräsentatives hydraulisches Speicherkraftwerk abzubilden.

Als Beispiel dafür wird in Abbildung 3.4 ein aus der Voroptimierung resultierender Leistungsverlauf der Turbinensätze des Pumpspeicherkraftwerks am Netzknoten UW Malta vorgestellt. Basierend auf der Leistungskennlinie aus Abbildung 3.4 folgt für diesen Netzknoten eine maximale Turbinenleistung von $\overline{P}_{el,T}^{PSP} = 1{,}6\,\mathrm{GW}$. Die Fläche unter der Leistungskennlinie entspricht im Falle des Turbinenvorgangs der für den Turbinenbetrieb maximal verfügbaren elektrischen Energie, und im Falle vom Pumpvorgang der maximal möglichen einzuspeichernden elektrischen Energie. Die Division beim Turbinenbetrieb und die Multiplikation beim Pumpbetrieb mit dem Wirkungsgrad η_{SP} entspricht der dazugehörigen potentiellen Energie bzw. dem potentiellen Energieinhalt $\overline{E}^{PSP}$ des Pumpspeicherkraftwerks. Für die Leistungskennlinie des repräsentatives Pumpspeicherkraftwerks am Netzknoten Malta aus Abbildung 3.4 bedeutet das $\overline{E}^{PSP} = 59\,\mathrm{GWh}$. Aus der dargelegten Leistungskennlinie ist eine steile Abnahme der verfügbaren elektrischen Turbinenleistung in Abhängigkeit vom verbleibenden Energieinhalt ersichtlich und eine annähernd komplette Entleerung des Beckens in fast 20 h.

Gemäß dem vorgestellten Leistungsverlauf des Pumpspeicherkraftwerks werden alle aus der Voroptimierung resultierenden Leistungskennlinien je Netzknoten $k \in K_{SP} = \{K_{JSP}, K_{WSP}, K_{TSP}, K_{PSP}\}$ und Speicherkraftwerkstyp entsprechend einzeln analysiert und die wichtigsten Parameter: die maximale elektrische Leistung ($\overline{P}_{el,T}^{SP}$ - für irreversible Speicherkraftwerke und $\overline{P}_{el,T}^{PSP}$ und $\overline{P}_{el,P}^{PSP}$ - für reversible Speicherkraftwerke), maximaler Speicherinhalt ($\overline{E}^{SP}$ und $\overline{E}^{PSP}$) und eine zeitabhängige bzw. energieinhaltsabhängige Leistungskennlinie ($P_{el}(t)$ bzw. $P_{el}(E)$) für ausgewählte Kraftwerke, und die gegenseitigen Abhängigkeiten der Kraftwerke je Netzknoten und Kraftwerkstyp extrahiert.

In Abbildung 3.5 ist der aus der Voroptimierung resultierende Leistungsverlauf der Turbinensätze aller für die Modellregion relevanten hydraulischen Speicherkraftwerke, Jahresspeicherkraftwerke, Wochenspeicherkraftwerke und Tagesspeicherkraftwerke bei einer einmaligen Entleerung der Speicherbecken dargestellt. Demgegenüber wird in der gleichen Abbildung die Leistungskennlinie der gesamten Turbinensätze und der Pumpsätze der Pumpspeicherkraftwerke präsentiert. Der berücksichtigte (Pump)Speicherkraftwerkspark stellt den aktuellen (Pump)Speicherkraftwerkspark inklusiv der geplanten Ausbauprojekte bis 2030 dar. Näheres über die Kenndaten des modellierten hydraulischen (Pump)Speicherkraftwerksparks wird

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

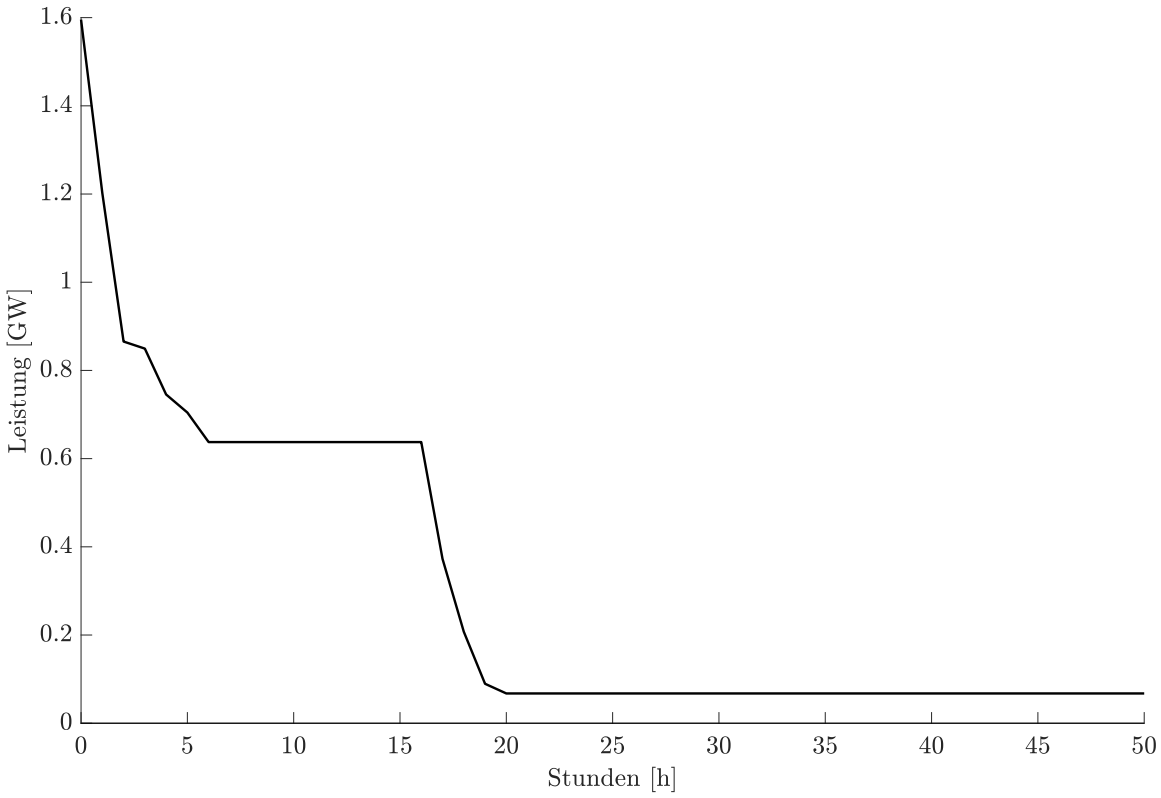


Abbildung 3.4: Leistungskennlinie der Turbinensätze des resultierenden Pumpspeicherkraftwerks am Netzknoten UW Malta

im Abschnitt 4.5.1 diskutiert. Die maximale Turbinenleistung der (Pump)Speicherkraftwerke beträgt ca. 10 GW. Dabei beträgt die maximale Turbinenleistung der Pumpspeicherkraftwerke ca. 6,4 GW und die maximale Pumpleistung der Pumpspeicherkraftwerke ca. 5,8 GW. Die Fläche unter der Leistungskennlinie der Turbinensätze der PSP entspricht der maximalen ausgespeicherten elektrischen Energie und beträgt 304,2 GWh. Die Fläche unter der Leistungskennlinie der Pumpsätze der PSP entspricht der maximalen eingespeicherten elektrischen Energie und beträgt 380,3 GWh. Die Fläche unter der Leistungskennlinie aller Turbinensätze beschreibt die Stromerzeugung der Speicherkraftwerke bei einer einmaligen Entleerung der Speicherbecken und ergibt 3,4 TWh.

Aufgrund des hohen Detaillierungsgrades des modellierten Stromnetzes ergeben sich dadurch 53 gegenwärtige hydraulische Speicherkraftwerke, welche einzelnen Netzknoten zugeordnet werden. Diese Modellierungsart ist dennoch in Bezug auf den geringeren Besetzungsgrad der Matrizen im Vergleich zur einer eins-zu-eins Abbildung der einzelnen Kraftwerke, der Becken und Beckenverbindungen von Vorteil. Die angepasste Modellierungsart ermöglicht es überhaupt, das implementierte Optimierungsproblem effektiv an dem herangezogenen Clustersystem VSC3 zu lösen, was mit einer eins-zu-eins Abbildung der Speicherkraftwerke nicht möglich ist.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

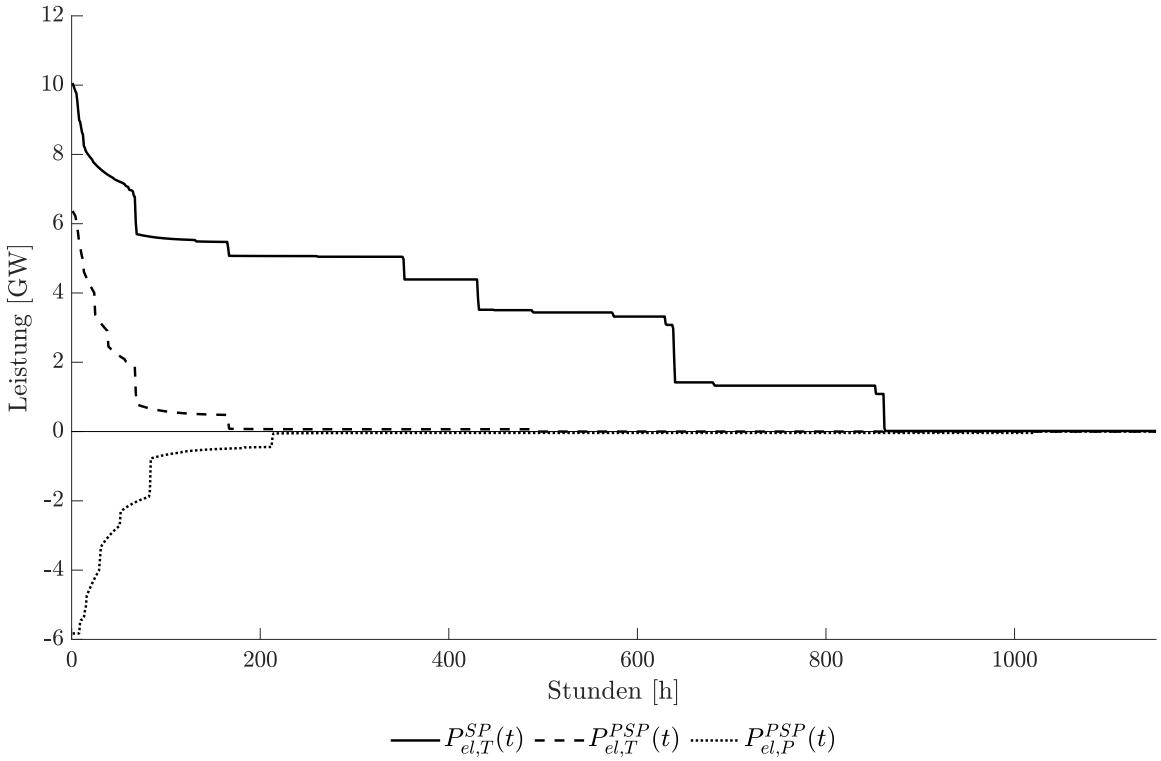


Abbildung 3.5: Leistungskennlinien der Turbinensätze der (Pump)Speicherkraftwerke und der Pumpsätze der Pumpspeicherkraftwerke des hinterlegten (Pump)Speicherkraftwerkparks

Basierend auf den oben vorgestellten Erstanalysen und Vorbereitungen wird ein repräsentatives (Pump)Speicherkraftwerk je relevantem Netzknoten implementiert. Die Modellierungen bauen ebenfalls auf [23, S. 79-102] und werden in [23, S. 79-102] detailliert diskutiert. Nachfolgend wird zunächst das Modell des irreversiblen Speicherkraftwerks vorgestellt und anschließend die Modellierung des reversiblen Speicherkraftwerks.

Unabhängig davon, um welche Kategorie der irreversiblen Speicherkrafterzeugung (Jahresspeicher, Wochenspeicher oder Tagesspeicher) es sich handelt, wird für jede Erzeugungsart $sp \in \{\text{JSP}, \text{WSP}, \text{TSP}\}$ eine Energievariable des Ausspeichervorganges $E_T^{SP}(sp, t_i, k)$ hinterlegt und über diese die wichtigsten Kenngrößen des Speichermodells wie Leistung und Energieinhalt abgebildet. Im Gegensatz zu anderen Energievariablen im erstellten Modell wird die hinterlegte Energievariable der Speicherkraftwerke als monoton fallende Funktion definiert. Diese Art der Modellierung erwies sich als vorteilhaft in der Voroptimierung für die Bestimmung des maximalen Füllstandes der Becken und wird auch im erstellten energieträgerübergreifenden Energiesystem übernommen. Über die Differenz der Zustandswerte der Energievariable am Anfang, $t_1 = 0h$, und am Ende, t_n, eines definierten Zeitraumes $E_T^{SP}(sp, t_1, k) - E_T^{SP}(sp, t_n, k)$ kann somit die komplette verarbeitete potentielle Energie des Kraftwerkes ermittelt werden. Aufgrund der Festlegung einer positiven Vorzeichenrichtung der Erzeuger, muss der abgegebene Leistungswert der Speicherkraftwerke für jeden Zeitpunkt

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

positiv sein. Aus diesem Grund wird für jeden Zeitpunkt die abgegebene Leistung über den Ausdruck $-E_T^{SP}(sp,t_i,k)+E_T^{SP}(sp,t_{i-1},k)$ im Rahmen einer Nebenbedingung nach unten mit dem Wert 0 beschränkt. Durch die Nebenbedingung, dargestellt in 3.22 ist der untere Leistungsgrenzwert definiert und auch ein monoton fallendes Verhalten der Energievariable sichergestellt,

$$-E_T^{SP}(sp,t_i,k)+E_T^{SP}(sp,t_{i-1},k)\geq 0,\quad i>1,\forall sp,\forall k\in K_{SP}. \tag{3.22}$$

Die Variable $E_T^{SP}(sp,t_i,k)$ ist gedanklich als nutzbarer Durchfluss des Speicherkraftwerks für die Stromerzeugung zu betrachten. Die Speicherbecken werden in der Realität und auch im erstellten Speicherkraftwerksmodell über einen natürlich Zufluss, hier über den Parameter $Q_{nat}(sp,t_i,k)$, gefüllt. Der natürliche Zufluss wird dem Modell als eine monoton steigende Funktion, $E_{nat}^{SP}(sp,t_i,k)=\Delta t\sum_{i=1}^{i}Q_{nat}(sp,t_i,k)$, übergeben. Der letzte Zuflusswert $i=n$, $E_{nat}^{SP}(sp,t_n,k)$, entspricht somit dem jährlich kumulierten für die Stromerzeugung, nutzbaren Zufluss. $E_{nat}^{SP}(sp,t_n,k)$ wird auf den RAV umgerechnet, hierfür wird auf die Ausführungen in 4.5.1 verwiesen, und weist somit die Energieeinheit MW h auf. Auf diese Weise ergeben die monoton fallende Energievariable der Speicherkraftwerke und die monoton steigende Variable des natürlichen Zuflusses zu jedem Zeitpunkt den aktuellen Füllstand des Speicherkraftwerks. Eine weitere Energievariable, die Überlaufvariable, $E_{UF}^{SP}(sp,t_i,k)$, ergänzt das Speichermodell. Über die Überlaufvariable wird der Überlauf des Wassers über die Talsperre eines Speicherkraftwerks bei zu hohem Wasserstand im Becken geregelt. Diese Variable wird der Zielfunktion zugefügt und sorgt dafür, dass die kumulierte Energie im Speicher zuzüglich der potentiellen Energie des natürlichen Zuflusses den maximalen Energieinhalt nicht überschreiten. Diese Variable wird somit nur im Notfall gesetzt und agiert als eine Schlupfvariable, um die Lösbarkeit des Speichermodells zu bewahren. Demzufolge wird für den Überlauf eine untere Leistungsgrenze ≥ 0 definiert und über die gleiche Nebenbedingung ein monoton steigendes Verhalten abgebildet,

$$E_{UF}^{SP}(sp,t_i,k)-E_{UF}^{SP}(sp,t_{i-1},k)\geq 0,\quad i>1,\forall sp,\forall k\in K_{SP}. \tag{3.23}$$

Der Energieinhalt $E^{SP}(sp,t_i,k)$ des irreversiblen Speichers wird über die Geraden der Ungleichungen 3.24 und 3.25 in dem zulässigen Raum bewahrt. Der Energieinhalt des Speichermodells wird über die maximal verwertbare potentielle Energie, welche in der Voroptimierung ermittelt wird, beschränkt. Zudem wird über eine weitere Nebenbedingung im Rahmen der Jahresplanung sichergestellt, dass der Energieinhalt am Anfang des Modellhorizontes $E^{SP}(sp,t_1,k)$ dem Energieinhalt am Ende des Modellhorizontes $E^{SP}(sp,t_n,k)$ entspricht. Verluste, welche über die Wasserwege und die Maschinensätze entstehen, werden letztendlich über den Wirkungsgrad in den Leistungsnebenbedingungen abgebildet. Die Leistungsabgabe des verwertbaren Durchflusses wird über die maximal ermittelte elektrische

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek WIEN Your knowledge hub

Leistung aus der Voroptimierung beschränkt.

$$
\begin{aligned}
&i > 1, \forall sp, \forall k \in K_{SP}: \\
&E^{SP}_{nat}(sp, t_i, k) + E^{SP}_{T}(sp, t_i, k) - E^{SP}_{UF}(sp, t_i, k) \geq 0, && (3.24)\\
&E^{SP}_{nat}(sp, t_i, k) + E^{SP}_{T}(sp, t_i, k) - E^{SP}_{UF}(sp, t_i, k) \leq \overline{E}^{SP}(sp, k), && (3.25)\\
&[-E^{SP}_{T}(sp, t_i, k) + E^{SP}_{T}(sp, t_{i-1}, k)] \cdot \eta_{SP} \leq \overline{P}^{SP}_{el,T}(sp, k) \cdot \Delta t. && (3.26)
\end{aligned}
$$

Nun werden in der Realität gewisse Speicherbecken der gesamten Jahresspeicherkette für die Pumpspeicherung verwendet, indem das Wasser reversibel zwischen den Unterbecken und Oberbecken turbiniert oder gepumpt wird. Demzufolge muss bei Jahresspeichern, die zusätzlich einen reversiblen Betrieb besitzen, beachtet werden, dass sich die ermittelte Leistungskennlinie aus der Voroptimierung aus einem reversiblen und irreversiblen Leistungsbeitrag zusammensetzt. In dieser Hinsicht wird bei der Parametrierung und Modellierung des Jahresspeichermodells strikt zwischen dem reversiblen und irreversiblen Leistungsanteil unterschieden, damit die Leistung der Jahresspeicher bei der Modellierung nicht überschätzt wird. Dazu wird die irreversible Leistungskennlinie zusätzlich herangezogen.

Die irreversible Leistungskennlinie der Turbinensätze der Jahresspeicher entspricht genau der Differenz der erstellten Gesamtleistungskennlinie der Turbinensätze der Jahresspeicherkette und der Leistungskennlinie der Turbinensätze der Pumpspeicher. In Abbildung 3.6 sind genau diese drei Kennlinien, normiert auf die aggregierte Spitzenleistung, für den gesamten (Pump)Speicherkraftwerkspark für die ersten 200h der Entleerung der Becken dargestellt. Aus der Abbildung 3.6 ist ersichtlich, dass der reversible Anteil an der Gesamtleistung der JSP in den ersten Stunden sehr ausgeprägt ist und der irreversible Anteil einen geringen Leistungsanteil an der Gesamtleistung ausmacht. Erst nach der Entleerung der Pumpspeicher der Jahresspeicherkette steigt der Leistungsbeitrag des irreversiblen Anteils auf sein Maximum an und entspricht der resultierenden Leistung der Jahresspeicher. Die maximale Leistung des irreversiblen Anteils wird somit in der Einsatzplanung in Abhängigkeit des Pumpspeicherinhaltes linear an das reale Verhalten angenähert. Die Nebenbedingung der maximalen Leistung wird aus diesem Grund bei Jahresspeicherkraftwerken mit irreversibler und reversibler Abarbeitung des Wassers um weitere Anteile ergänzt. Die Leistungsabgabe des Ausspeichervorgangens $P^{SP}_{T}(sp, t_i, k)$ solcher Jahresspeicher ist somit vom Füllstand der zugehörigen Pumpspeicher abhängig. Durch eine zusätzliche Nebenbedingung,

$$
\begin{aligned}
&i > 1, sp = \text{JSP}, \forall k \in K_{JSP} \cap K_{PSP}: \\
&P^{SP}_{T}(sp, t_i, k) \leq E^{PSP}(t_i, k) \cdot m_{JSP}(k) + n_{JSP}(k), && (3.27)
\end{aligned}
$$

wird gerade dieses Verhalten mathematisch abgebildet. Der Koeffizient $m_{JSP}(k)$ und die energiebezogene Konstante $n_{JSP}(k)$ werden analytisch für jede relevante Kennlinie separat bestimmt. In Abbildung 3.6 ist neben der realen Kennlinie des irreversiblen Betriebs die

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

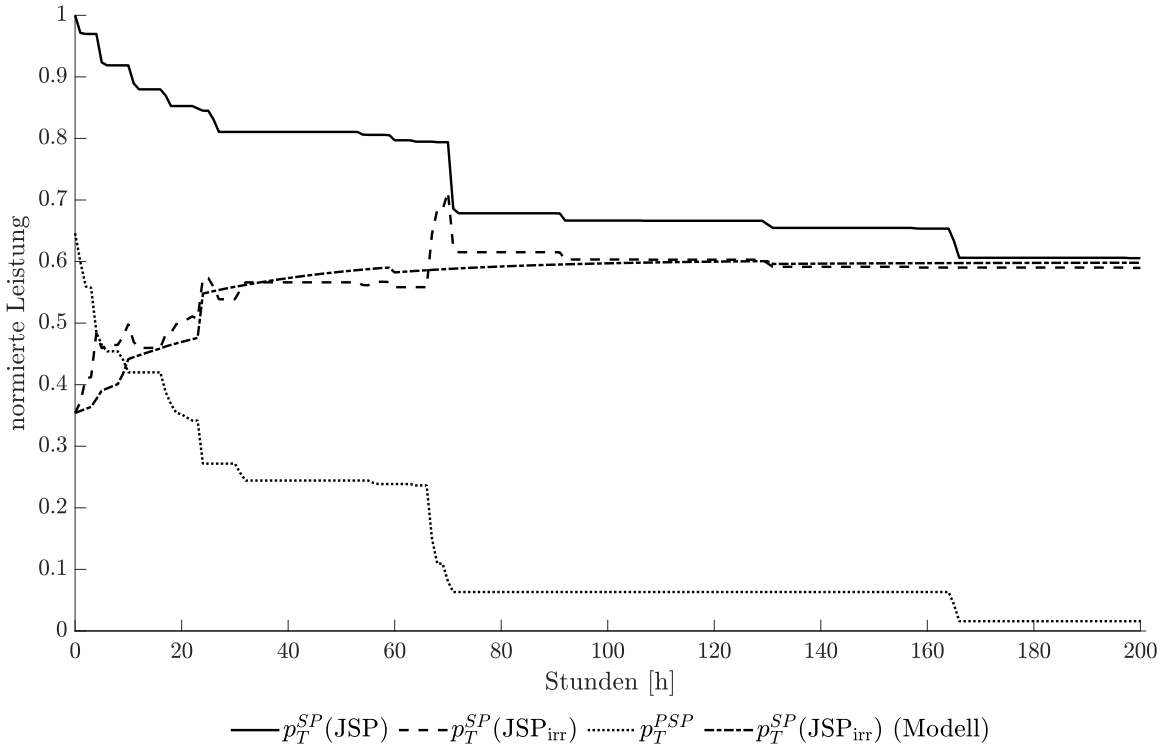


Abbildung 3.6: Leistungskennlinien der Turbinensätze der Jahresspeicher für die ersten 200 h: gemeinsamer Betrieb, reversibler Betrieb, irreversibler Betrieb und angenäherter irreversibler Betrieb (Modell)

resultierende angenäherte Kennlinie der Jahresspeicher dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die lineare Annäherung die Eckpunkte der irreversiblen Kennlinie gut abdeckt. Die Flächen unter den realen und modellierten Leistungskurven stimmen auch exakt überein. Sobald der Pumpspeicher entladen ist, decken sich die irreversiblen Anteile des realen und angenäherten Modells.

Dem Speichermodell der Jahresspeicherketten, dessen Leistungscharakteristik auch über Turbinensätze anderer Speicherkraftwerke wie. z.B. Tagesspeicher oder Wochenspeicher beeinflusst wird, wird eine weitere Anpassung bzw. Beschränkung der Leistungsabgabe hinzugefügt. In der Voroptimierung wird die Leistungskennlinie separat für die Tagesspeicher, Wochenspeicher und Jahresspeicher ermittelt. Die Leistungskennlinie der Jahresspeicher beinhaltet jedoch eine Beteiligung anderer Speicherkraftwerke wie z.B. Wochenspeicher oder Tagesspeicher. Es wird allerdings basierend auf den ermittelten Leistungskennlinien ein eigenständiges Modell für jeweiligen Kraftwerkstyp Jahresspeicher, Tagesspeicher, Wochenspeicher und Pumpspeicher für das erstellte Energiesystemmodell dieser Arbeit hinterlegt. Damit doppelte Aktivitäten der Turbinensätze gleicher Kraftwerke vermieden werden, wird die Leistungsabgabe der Speicherkraftwerke mit der Mitbeteiligung andere Kraftwerke um den Mitbenutzungsfaktor $mb(sp, k)$ dieser anderen Kraftwerksgruppen reduziert. Das wird beispielhaft an der Leistungsbeschränkung eines Jahresspeichers JSPx, wessen zu grundle-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

gende Charakteristik auch die Mitbenutzung der Maschinensätze des Tagesspeichers TSPy inkludiert, in der Ungleichung 3.28 präsentiert,

$$
\begin{aligned}
&i > 1, \mathrm{K_{JSPx}} = \mathrm{K_{TSPy}} : \\
&\Big\{ [-E_T^{SP}(\mathrm{JSP}, t_i, \mathrm{K_{JSPx}}) + E_T^{SP}(\mathrm{JSP}, t_{i-1}, \mathrm{K_{JSPx}})] + \\
&mb(\mathrm{TSP}, \mathrm{K_{TSPy}}) \cdot [-(E_T^{SP}(\mathrm{TSP}, t_i, \mathrm{K_{TSPy}}) + E_T^{SP}(\mathrm{TSP}, t_{i-1}, \mathrm{K_{TSPy}})] \Big\} \cdot \eta_{SP} \leq \\
&\overline{P}_{el,T}^{SP}(\mathrm{JSP}, \mathrm{K_{JSPx}}) \cdot \Delta t.
\end{aligned} \tag{3.28}
$$

Ähnlich wie beim irreversiblen Speichermodell werden beim reversiblen Speichermodell der Ausspeicher- bzw. der Turbinenvorgang aber auch der Einspeicher- bzw. der Pumpvorgang über Energievariablen modelliert. Der Turbinenvorgang wird somit über $E_T^{PSP}(t_i, k)$ und der Pumpvorgang über die Energievariable $E_P^{PSP}(t_i, k)$ für jeden Zeitpunkt t_i und für jeden Knoten $k \in K_{PSP}$ definiert. Über definierte Nebenbedingungen bzw. Funktionen bezüglich des minimalen, maximalen potentiellen Energieinhalts, sowie der minimalen, maximalen elektrischen Leistung wird der Lösungsraum des Pumpspeicherkraftwerks eingeschränkt. Dabei werden der Pumpvorgang als monoton steigende Funktion und der Turbinenvorgang analog zu dem irreversiblem Speichermodell als monoton fallende Funktion abgebildet. Durch die entgegengesetzt steigenden Richtungen der Energievariablen des Turbinen- und Pumpvorgangs beschreibt die Summe dieser zwei Variablen, $E_P^{PSP}(t_i, k) + E_T^{PSP}(t_i, k)$, genau den aktuellen Füllstand des Pumpspeicherkraftwerks. Der Energieinhalt $E^{PSP}(t_i, k)$ des reversiblen Speichermodells wird somit über die Ungleichungen 3.29 und 3.30 definiert,

$$
\begin{aligned}
&i > 1, \forall k \in K_{PSP} : \\
&E_P^{PSP}(t_i, k) + E_T^{PSP}(t_i, k) \geq 0, && (3.29) \\
&E_P^{PSP}(t_i, k) + E_T^{PSP}(t_i, k) \leq \overline{E}^{PSP}(k). && (3.30)
\end{aligned}
$$

Auch hier wird über eine weitere Nebenbedingung für die geschlossene Jahresplanung sichergestellt, dass der Energieinhalt am Anfang des Modellhorizontes $E^{PSP}(t_1, k)$ dem Energieinhalt am Ende des Modellhorizontes $E^{PSP}(t_n, k)$ entspricht. Die resultierende Leistung beider Umwälzvorgänge wird über eine untere und obere Beschränkung wie in Ungleichungen 3.31 - 3.34 dargestellt, begrenzt. Durch die unteren Leistungsbeschränkungen wird wieder ein monoton fallendes bzw. steigendes Verhalten der jeweiligen Energievariablen sichergestellt. Als obere Beschränkung agiert die aus der ermittelten Leistungskennline maximale elektrische Leistung des Pumpvorgangs $\overline{P}_{el,P}^{PSP}(k)$ und des Turbinenvorgangs, $\overline{P}_{el,T}^{PSP}(k)$

$$
\begin{aligned}
&i > 1, \forall k \in K_{PSP} : \\
&- E_T^{PSP}(t_i, k) + E_T^{PSP}(t_{i-1}, k) \geq 0, && (3.31) \\
&E_P^{PSP}(t_i, k) - E_P^{PSP}(t_{i-1}, k) \geq 0, && (3.32)
\end{aligned}
$$

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

$$[-E_T^{PSP}(t_i,k) + E_T^{PSP}(t_{i-1},k)] \cdot \eta_{PSP} \leq \overline{P}_{el,T}^{PSP}(k) \cdot \Delta t, \tag{3.33}$$

$$[E_p^{PSP}(t_i,k) - E_p^{PSP}(t_{i-1},k)] \cdot \frac{1}{\eta_{PSP}} \leq \overline{P}_{el,P}^{PSP}(k) \cdot \Delta t. \tag{3.34}$$

Die Stromrichtung der Umwälzvorgänge wird über das Vorzeichen der resultierenden Leistung in den Bilanzgleichungen des Stromsystems berücksichtigt, positives Vorzeichen für den Turbinenvorgang und negatives Vorzeichen für den Pumpvorgang.

Die Leistungskennlinie der resultierenden Pumpspeicherkraftwerke weist bei einigen Knoten ein ausgeprägtes fallendes und stufenförmiges Verhalten auf. Das ist besonders für zwei Knoten sehr kennzeichnend, Knoten UW Malta und Knoten UW Silz. Die Leistungskennlinie des resultierenden Pumpspeicherkraftwerks des Knotens UW Malta ist in Abbildung 3.4 dargestellt. Aus der Abbildung 3.4 ist ein deutlicher Leistungsabfall mit Abnahme des Speicherinhaltes sichtbar. Das bedeutet eine Leistungsbeschränkung des Pumpspeicherkraftwerks nur mit $\overline{P}_{el,T}^{PSP}(k)$ würde eine höhere Leistung über mehrere Stunden und damit ein schnelleres Entleeren oder Befüllen des Speichers ermöglichen. In vielen modellierten Fällen äußert sich dieser Fehler in einer geringeren Leistungsabweichung und kann deshalb, hinsichtlich der Minimierung der Rechenzeit, in Kauf genommen werden. Bei diesen zwei Knoten ist der Leistungsabfall sehr groß und wird deswegen zusätzlich im Modell berücksichtigt. Im Rahmen der Einsatzplanung wird dieser Leistungsabfall über eine lineare Kennlinie in Abhängigkeit vom Speicherinhalt durch eine zusätzliche Nebenbedingung angenähert. Die gleiche Herangehensweise wird auch für den Pumpvorgang für diese zwei Netzknoten hinterlegt. Der einzige Unterschied ist, dass die Leistungsaufnahme mit der Zunahme des Speicherinhaltes abnimmt.

$$\begin{aligned}&[-E_t^{PSP}(t_i,k) + E_t^{PSP}(t_{i-1},k)] \cdot \eta_{PSP} \leq \\ &\left[E_t^{PSP}(t_i,k) + E_p^{PSP}(t_i,k)\right] \cdot m_{PSP}(k) \cdot \Delta t + n_{PSP}(k) \cdot \Delta t, \quad i > 1, \forall k \in K_{PSP}\end{aligned} \tag{3.35}$$

Der Faktor $m_{PSP}(k)$ und die energiebezogene Konstante $n_{PSP}(k)$ werden analytisch durch die Linearisierung der Leistungskennlinie bestimmt.

Im Rahmen der Szenarienuntersuchungen, diskutiert im Kapitel 5, wird ein möglicher weiterer Zubau der Pumpspeicherkraftwerke untersucht. In diesem Fall entspricht das Speichermodell der zusätzlich zugebauten Pumpspeicher genau dem oben vorgestelltem Modell. Allerdings stellen die Grenzen der Umwälzvorgänge $\overline{P}_{el,T}^{PSP}(k)$, $\overline{P}_{el,P}^{PSP}(k)$ und die Grenze des maximal verfügbaren Energieinhaltes $\overline{E}^{PSP}$ Optimierungsvariablen dar, welche Einfluss auf die Zielfunktion nehmen.

In [23, S. 79-102] wird zudem die maximale Leistung aller anderen Speicherkraftwerke zusätzlich durch eine weitere Nebenbedingung beschränkt. Diese Nebenbedingung linearisiert ähnlich wie bei den zwei Pumpspeicherkraftwerken vorgestellt den stufenförmigen Leistungsabfall in Abhängigkeit vom Speicherinhalt. Demzufolge wird die maximale Leistungsabga-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

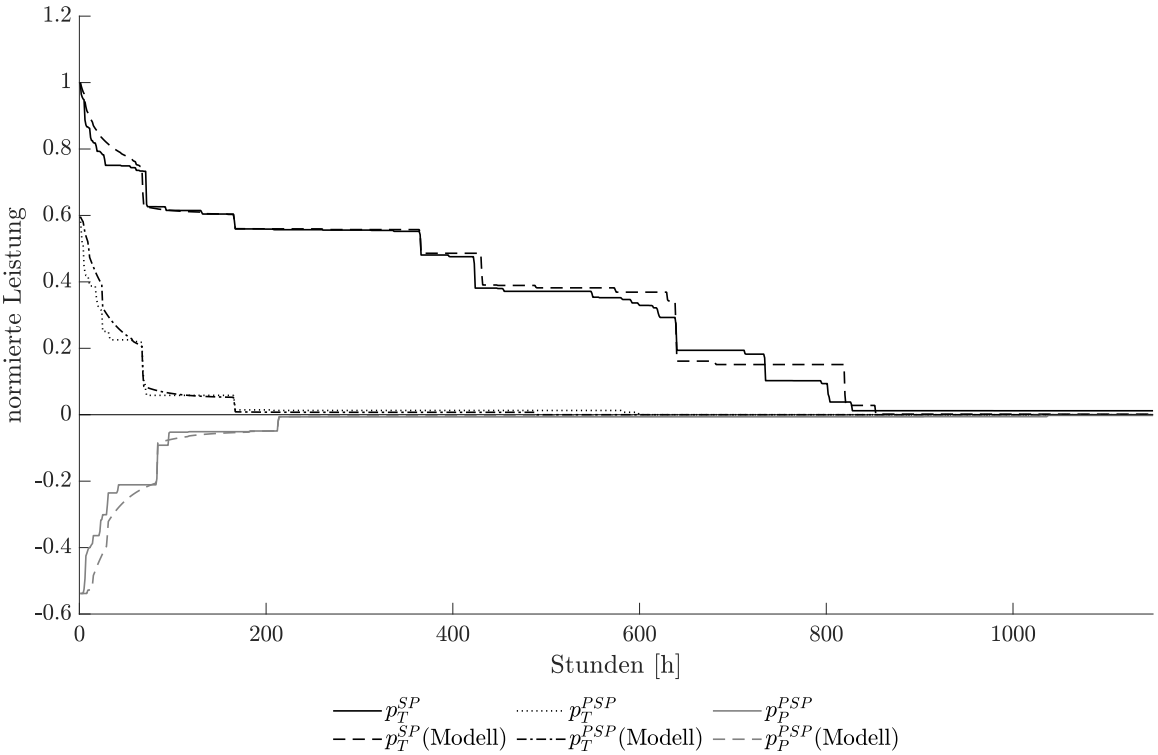


Abbildung 3.7: Leistungskennlinien der Turbinensätze der (Pump)Speicherkraftwerke und der Pumpsätze der Pumpspeicherkraftwerke, real vs. Modell

be in Abhängigkeit des Speicherinhaltes bei jedem Kraftwerkstyp, nicht also nur bei den Pumpspeichern, zusätzlich über eine Nebenbedingung der Form $m_{SP}(sp,k) \cdot E^{SP}(sp,t_i,k) + n_{SP}(sp,k)$ beschränkt. Aufgrund der geringeren Auflösung des hinterlegten Netzmodells bzw. der geringeren Anzahl an berücksichtigten Netzknoten in [23, S. 79-102] wird über diese Herangehensweise eine sehr gute Annäherung des Abfalles der maximalen Leistung bzw. eine Annäherung an die stufenförmig Leistungskennlinie der dort zusammengefassten Kraftwerke erreicht. Die stufenförmige Charakteristik ist grundsätzlich das Ergebnis der kettenförmigen Abarbeitung des Wassers aus Becken unterschiedlicher Fassungsvermögen bei einmaligen Turbinen- bzw. Pumpvorgängen. Die stufenförmige Charakteristik ist allerdings umso ausgeprägter, je mehrerer reale Speicherkraftwerke einem Netzknoten zugeordnet werden. Die Methode von [23] ermöglicht es sehr gut, die Eckpunkte der stufenförmigen Leistungskennlinie in solchen Fällen zu erfassen. In dieser Arbeit wird allerdings davon nicht Gebrauch gemacht. Der Grund dafür liegt erstens in der Tatsache, dass die Anzahl der Nebenbedingungen klein gehalten werden muss. Zweitens weisen die Leistungskennlinien dieser Arbeit, aufgrund der höheren Auflösung des abgebildeten Stromnetzes, viel weniger Stufen auf. Das bedeutet, die Anzahl der realen Speicherkraftwerke, welche zu einem Netzknoten zugeordnet werden, ist deutlich kleiner. Zudem findet in der resultierenden Leistungscharakteristik ein ausgeprägter stufenförmiger Verlauf erst bei geringeren Füllständen der Speicherbecken der Jahresspeicher statt bzw. bei ca. 20% des Speicherinhaltes.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

In Abbildung 3.7 sind letztendlich die resultierende Gesamtleistungskennlinie des Turbinenbetriebs aller (Pump)Speicherkraftwerke, eine gesonderte Leistungskennlinie des Turbinenbetriebs und des Pumpbetriebs aller Pumpspeicherkraftwerke für jeweils das reale und vorgestellte Modell dargestellt. Die Leistungswerte aller Kennlinien sind auf die maximale Leistung des (Pump)Speicherkraftwerksparks, für eine übersichtlicher Darstellung der Verhältnisse der einzelnen Leistungswerte, normiert. Die Kennlinien sind Ergebnisse eines einmaligen Entleerung- bzw. Befüllungvorganges der (Pump)Speicherkraftwerke. Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass die maximalen Leistungen der Umwälzvorgänge der Pumpspeicherkraftwerke sowie des kompletten (Pump)Speicherkraftwerksparks mit den realen Leistungen übereinstimmen. Auch der Energieinhalt unter den Kurven ist gleich. Der Leistungsabfall des Turbinen- und Pumpbetriebs der Pumpspeicherkraftwerke kann durch die lineare Annäherung dem realen Leistungsabfall gut folgen. Die resultierende Charakteristik des kompletten (Pump)Speicherkraftwerksparks deckt die stufenförmige reale Kennlinie bis zu einem Speicherinhalt von ca. 20% gut ab. Bei einem Speicherinhalt kleiner als 20% kommt es allerdings durch die Beschränkung der Leistungsabgabe mit nur einer konstanten Gerade zur einer höheren Leistung, die in der vorletzten Stufe durch einen Leistungsrückgang kompensiert wird und in einer schnelleren Entleerung der Becken resultiert. Diese Abweichung ist für die Modellierung des hier implementierten energieträgerübergreifenden Energiesystemmodells tolerierbar.

3.6.2 Wärmekraftwerke

In diesem Abschnitt wird die Modellierung der Wärmekraftwerke beschrieben. Es folgt zunächst ein für die Modellierung relevanter theoretischer Überblick der zugrunde liegenden Umwandlungsprozesse der Wärmekraftwerke. Basierend darauf werden die Unterschiede in Bezug auf die Modellierung der Wärmekraftwerkskomponente mit und ohne Wärmeauskopplung und in Bezug auf die Befeuerung der Anlagen mit fossilen und regenerativen Brennstoffen diskutiert.

Wärmekraftwerke nutzen die im Brennstoff enthaltene Primärenergie und wandeln diese über die entstandene thermische Energie in mechanische und letztendlich in elektrische Energie um. Durch Verdichtung werden dafür die bei der Verbrennung erzeugten Gase bzw. Dämpfe auf ein hohes Temperaturniveau gebracht und anschließend auf die Turbinenschaufeln geleitet und entspannt, was die Rotation des Turbinenläufers bewirkt. Schließlich wird die mechanische Energie über einen Generator in elektrische Energie umgeformt. Dabei kommen unterschiedliche Brennstoffe wie z.B. Erdgas, Biomasse, Biogas, Steinkohle, Braunkohle sowie unterschiedliche thermodynamische Kreisprozesse wie z.B. Gasturbinenprozess, Dampfturbinenprozess oder kombinierter Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD) zum Einsatz. Wärmekraftwerke werden in Anlagen mit reiner Stromauskopplung und in

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Anlagen gekoppelter Strom- und Wärmauskopplung unterschieden. Die Letzteren werden als KWK-Anlagen bzw. Heizkraftwerke bezeichnet. Über KWK kann der eingesetzte Brennstoff effizienter ausgeschöpft werden. Die Wärmeauskopplung bei Dampfkraftwerken und GuD-Anlagen erfolgt über Dampfturbinen, welche als Gegendruckturbinen (GD) und Entnahmekondensationsturbinen (EK) ausgeführt werden können. Bei Gasturbinenkraftwerken erfolgt die Wärmeauskopplung über Abhitzekessel. In der vorliegenden Arbeit wird eine Wärmeauskopplung über den Abhitzekessel für den repräsentativen Wärmekraftwerkspark nicht näher untersucht.

Die Gegendruckturbine entspannt den Dampf nur bis zu einem Gegendruck, welcher über dem normalen Kondensationsdruck der Kondensationsdampfturbine liegt. Auf diese Weise wird nicht die komplette Dampfenthalpie zur Stromerzeugung, sondern auch zur Wärmeerzeugung verwendet. Die Abwärme des Dampfstromes wird im Kondensator bei höher liegender Temperatur kondensiert und über den Wärmetauscher zur Heizzwecken genutzt. Dadurch ergibt sich allerdings eine Wärmeerzeugung, die nur während der Stromerzeugung erfolgt und dadurch direkt proportional zur Stromerzeugung ist. Der Proportionalitätsfaktor zwischen der Stromerzeugung und Wärmeerzeugung wird als Stromleistungszahl, σ, bezeichnet.

Wärmekraftwerke mit Entnahmekondensationsturbinen ermöglichen hingegen eine flexiblere Wärmeauskopplung im Vergleich zu Gegendruckanlagen. Jedoch ist der Gesamtwirkungsgrad der Gegendruckanlagen höher. Die gesamte Dampfmenge der Entnahmekondensationsanlage, welche in der Kondensationsturbine entspannt wird, kann variabel eingestellt werden. Eine gewisse Dampfmenge kann nämlich schon vorher bei einem höheren Druck und somit Temperaturniveau für die Wärmeerzeugung entnommen werden und nur der Restanteil in der Niederdruckturbine entspannt werden. Dadurch wird allerdings der ausgekoppelte Strom reduziert. Der Gesamtwirkungsgrad der Entnahmekondensationsanlage steigt jedoch. Der Anteil, der die Reduktion der Stromerzeugung bei der EK beschreibt, wird als Stromverlustfaktor, β, bezeichnet. Die Stromleistungszahl im KWK-Betrieb stellt den Quotient der ausgekoppelten Strom- zur Wärmeleistung dar. Der Stromverlustfaktor stellt den Quotient der elektrischen Differenzleistung zum Kondensationsbetrieb durch die Wärmeauskopplung zur ausgekoppelten Wärmeleistung, wie in,

$$\sigma = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_{th}}, \qquad \beta = \frac{\Delta P_{el,kond}}{\dot{Q}_{th}}, \tag{3.36}$$

dargelegt, dar. Im Falle, dass kein Dampfstrom durch die Niederdruckturbine entspannt, wird bzw. bei voller Dampfentnahme für die Wärmeauskopplung, wird die minimale Stromleistungszahl erreicht. Eine vollständige Ausnutzung des Dampfstromes für die Stromerzeugung bis zum Kondensaktionsdruck ist auch möglich und resultiert in einer Wärmeerzeugung gleich null.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Im folgenden soll auf die Modellierung der im Modell hinterlegten repräsentativen Wärmekraftwerke eingegangen werden. Die implementierte Modellierung der Wärmekraftwerke unterscheidet über den Laufindex, wk, ob es sich dabei um Kraftwerkstechnologie mit KWK, $wk = \text{KWK}$, oder ohne KWK handelt, $wk = \text{KW}$, $WK = \{\text{KWK}, \text{KW}\}$. Zusätzlich werden über den Laufindex k nicht nur relevante Wärmekraftwerksknoten, sondern auch der eingesetzte Brennstoff der Kraftwerkstechnologie unterschieden. Demzufolge stellen $K_{WK,f}$ die Menge der Netzknoten der fossilen Wärmekraftwerke und $K_{WK,b}$ die Menge der Netzknoten der Biomassekraftwerke dar. Die Stromerzeugung sowie die Wärmeerzeugung der Wärmekraftwerke werden, wie schon in 3.5 diskutiert, über Energievariablen abgebildet. Für jeden relevanten Netzknoten $k \in K_{WK} = \{K_{WK,f}, K_{WK,b}\} \subset K$, zu jedem Zeitpunkt t_i und für jede Wärmekrafwerkstechnologie wk werden dementsprechend der erzeugte Strom und im Fall von KWK -Anlagen die ausgekoppelte Wärme über Energievariablen, $E_{el}^{WK}(wk, t_i, k)$ und $Q_{th}^{WK}(wk, t_i, k)$, abgebildet. Basierend auf den Energievariablen wird der Primärenergiebedarf der Wärmekraftwerke, welcher sich auf die Zielfunktion auswirkt, berechnet. Jeder Energievariable wird zum Zeitpunkt $t_1 = 0h$ ein Energiestartwert in Anlehnung an die Ausführungen in 3.2 , $E_{el}^{WK}(wk, t_1, k)$, $Q_{th}^{WK}(wk, t_1, k)$, zugeordnet. Eine positive Leistungsauskopplung der modellierten Wärmekraftwerke P_{el}^{WK} und $\dot{Q}_{th}^{WK}$ wird durch,

$$\begin{aligned} &E_{el}^{WK}(wk, t_i, k) - E_{el}^{WK}(wk, t_{i-1}, k) \geq 0, \quad \forall i > 1, \forall wk, \forall k \in K_{WK}, \\ &Q_{th}^{WK}(wk, t_i, k) - Q_{th}^{WK}(wk, t_{i-1}, k) \geq 0, \quad \forall i > 1, wk = \text{KWK}, \forall k \in K_{WK}, \end{aligned} \tag{3.37}$$

sichergestellt. Zudem wird die elektrische Leistungsabgabe zu jedem Zeitpunkt mit der installierten Engpassleistung nach oben beschränkt. Die installierte elektrische Engpassleistung wird als obere Grenze des leistungsbezogenen Lösungsraumes definiert, $\overline{P}_{el}^{WK}(wk, k)$, und als fest vorgegebener Parameter dem Modell übergeben.

$$E_{el}^{WK}(wk, t_i, k) - E_{el}^{WK}(wk, t_{i-1}, k) \leq \overline{P}_{el}^{WK}(wk, k) \cdot \Delta t, \quad \forall i > 1, \forall wk, \forall k \in K_{WK} \tag{3.38}$$

Die obere Grenze der ausgekoppelten Wärmeleistung der KWK-Anlagen wird in den nachfolgenden Absätzen näher beschrieben. Durch die Ungleichungen 3.37, 3.38 und durch die Vorgabe des Zustandwertes zum Zeitpunkt $t_1 = 0h$, kann über die Angaben von $E_{el}^{WK}(wk, t_n, k) - E_{el}^{WK}(wk, t_1, k)$, $Q_{th}^{WK}(wk, t_n, k) - Q_{th}^{WK}(wk, t_1, k)$ die gesamte Strom- und Wärmeerzeugung des Wärmekraftwerks für den untersuchten Modellhorizonts abgefragt bzw. abgebildet werden.

Für einen stabilen Betrieb des Wärmekraftwerks wird in der Realität eine Mindestleistung vorausgesetzt. In Bezug auf die Mindestleistung wird im Betrieb ein begrenzter Lastwechsel bzw. ein Leistungsgradient, aufgrund der Trägheit und der Totzeiten der thermischen Einheiten, eingehalten. Der erlaubte Leistungsgradient ändert sich vor allem während des Hochfahrens und Abfahren des Kraftwerks bzw. ist von der Anfahr- und Abfahrzeit abhän-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

gig. Der Anfahrvorgang vom Wärmekraftwerk ist infolge des notwendigen Aufheizens der thermischen Komponenten zusätzlich von der Art des Anfahrvorganges (Kaltstart, Warmstart oder Heißstart) abhängig. Die Details diesbezüglich werden in [82, S. 48 - 49], sowie auch in [23, S. 74 - 75] diskutiert. Aufgrund der Tatsache, dass für die Definition des Optimierungsproblems eine kontinuierliche Abbildung der Anlagen gewählt wird, kann keine Mindestleistung größer als Null vorgegeben werden, denn das würde einen dauerhaften Betrieb der Anlage erzwingen. Für eine geschlossen Jahresplanung kann so eine Bedingung nicht unterstellt werden. Auch eine Unterscheidung des Anfahrprogrammes und dementsprechend des Gradienten während des Hochfahrens, sowie in z.B. [82, S. 77 - 80] oder [5, S. 37 - 38] vorgestellt wurde, ist in einer kontinuierlichen Modellierung ohne binäre Variablen nicht möglich.

Dementsprechend wird für die komplette Dauer des Modellhorizonts ein einheitlicher Gradient, welcher dem Gradienten des kalten Startes entspricht, vorgeschrieben. Eine ähnliche Vorgehensweise wurde schon in [23, S. 74 - 75] vorgestellt. Auf diese Weise soll zumindest die Dynamik bezüglich dem Worst-Case Anfahrvorgang berücksichtigt werden, um somit einer Überschätzung der Dynamik der modellierten Wärmekraftwerke entgegen zu wirken. Diese vereinfachte Modellierung der dynamischen Vorgänge der Wärmekraftwerke wird über zwei Gradientennebenbedingungen mathematisch abgebildet. Die tatsächliche elektrische Leistung des Wärmekraftwerks, $P_{el}^{WK}(wk, t_i, k)$, ist zu jeden Zeitpunkt über den Ausdruck

$$\frac{[E_{el}^{WK}(wk, t_i, k) - E_{el}^{WK}(wk, t_{i-1}, k)]}{\Delta t}$$

definiert. Der Leistungsgradient, $\frac{\Delta P}{\Delta t}$, wird dementsprechend über die Nebenbedingung,

$$-\underline{GR}^{WK}(wk) \leq \left[\frac{P_{el}^{WK}(wk, t_i, k) - P_{el}^{WK}(wk, t_{i-1}, k)}{\Delta t}\right] \leq \overline{GR}^{WK}, \qquad \forall i > 2, \forall wk, \forall k \in K_{WK}, \tag{3.39}$$

berechnet und nach oben und unten beschränkt. Die Parameter $\overline{GR}^{WK}(wk)$ und $\underline{GR}^{WK}(wk)$, sind erlaubte Grenzen des Lastwechsels der Wärmekraftwerke (WK) und werden dem Modell vorgegeben. Die hinterlegten Grenzen des Lastwechsels stellen das Produkt der Multiplikation der installierten Engpassleistung und des Lastwechselfaktor (LWF), $\overline{P}_{el}^{WK}(wk, k) \cdot LWF$, dar. Beide Gradienten werden über den gleichen Lastwechselfaktor, aber mit entgegengesetzten Vorzeichen bestimmt.

Eine weitere Einschränkung des Lösungsraumes der Wärmekraftwerke betrifft KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen. Wie schon am Anfang des Abschnittes angedeutet, reduziert sich die maximale Stromauskopplung der Entnahmekondensationsanlagen durch die Wärmeauskopplung entsprechend dem Stromverlustfaktor, σ. Die minimale Leistungszahl des Kraftwerks ergibt sich bei voller Dampfentnahme und begrenzt somit die maximal

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek WIEN Your knowledge hub

mögliche Stromauskopplung. Die gegenseitigen Abhängigkeiten zwischen der Strom- und Wärmeerzeugung spannen ein Kennlinienfeld des möglichen Betriebs auf. Deren Eckpunkt bestimmt auch die maximal mögliche Wärmeauskopplung $\overline{\dot{Q}}_{th}$. Das in dieser Arbeit hinterlegte Kennlinienfeld stellt eine lineare Vereinfachung des tatsächlichen Kennlinienfeldes dar und ist in der Abbildung 3.8 dargestellt. Es muss allerdings erwähnt werden, dass aufgrund

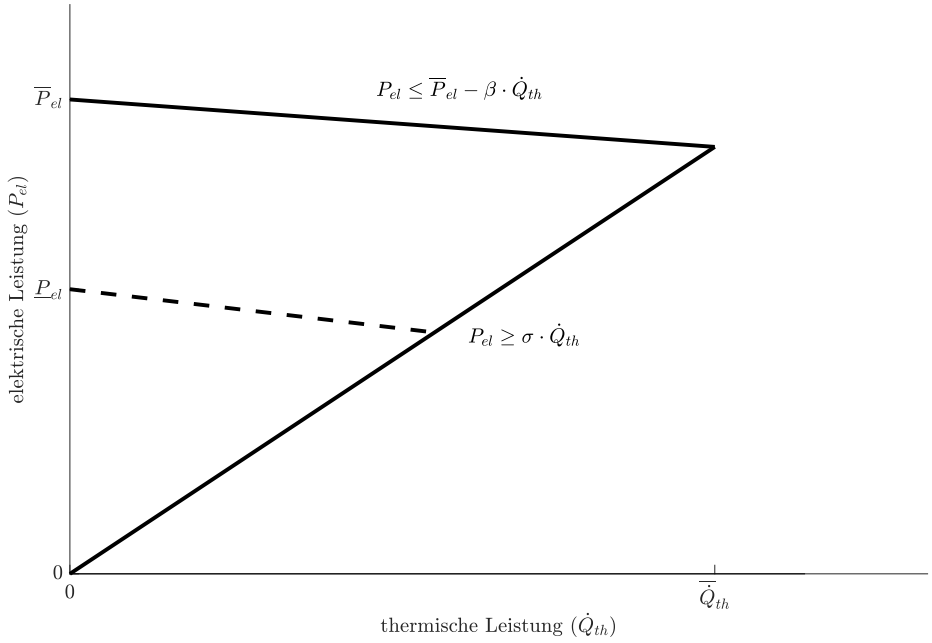


Abbildung 3.8: Hinterlegtes Kennlinienfeld der Entnahmekondensationsanlage

der Vernachlässigung der Mindestleistung der Stromerzeugung sich das im Modell hinterlegte Kennlinienfeld bis zum Nullpunkt erstreckt bzw. die gestrichelte Linie in der Abbildung 3.8 nicht berücksichtigt wird. Die obere Grenze des leistungsbezogenen Lösungsraumes der KWK-Anlagen mit der EK aus Gleichung 3.38 wird mit folgenden Leistungsbeschränkungen ergänzt:

$$\forall i > 1, wk = \text{KWK}, \forall k \in K_{WK,f}:$$

$$P_{el}^{WK}(wk, t_i, k) \leq \overline{P}_{el}^{WK}(wk, k) - \dot{Q}_{th}^{WK}(wk, t_i, k) \cdot \beta, \tag{3.40}$$

$$P_{el}^{WK}(wk, t_i, k) \geq \dot{Q}_{th}^{WK}(wk, t_i, k) \cdot \sigma. \tag{3.41}$$

Der Leistungswert $\overline{P}_{el}^{WK}(wk, k)$ entspricht der im Kondensationsbetrieb maximal möglichen ausgekoppelten elektrischen Leistung und wird auch hier mit der installierten elektrischen Leistung gleichgesetzt. Grundsätzlich werden in der vorliegenden Arbeit fossile KWK-Anlagen als Entnahmekondensationsanlagen und die mit Biomasse befeuerten Anlagen als Gegendruckanlagen modelliert, näheres dazu wird in Abschnitten 4.5.2 und 4.5.3 diskutiert.

Die Wärmeauskopplung der KWK-Anlagen mit Ausführungsvariante Gegendruckturbine

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

kann für alle weiteren Berechnungen aufgrund der starren Kopplung zu der Stromauskopplung über die Stromleistungszahl bestimmt werden. Um die Modellgröße nicht unnötig zu erhöhen, wird keine gesonderte Variable der Wärmeauskopplung für Gegendruckanlagen definiert.

Der Brennstoffbedarf bei fossil befeuerten Wärmekraftwerken wird in der Zielfunktion berücksichtigt und wird für Wärmekraftwerke ohne Wärmeauskopplung durch

$$\frac{E_{el}^{WK}(wk, t_n, k)}{\eta_{WK}(\text{KW})} \tag{3.42}$$

und für KWK-Anlagen entsprechend Darlegungen in [5, S.39] und [97, 367-368] über

$$\frac{E_{el}^{WK}(wk, t_n, k) + Q_{th}^{WK}(wk, t_n, k) \cdot \beta}{\eta_{WK}(\text{KWK})} \tag{3.43}$$

bestimmt. Dabei entspricht $\eta_{WK}(\text{KWK})$ dem Kondensationswirkungsgrad der KWK-Anlagen.

Die Einspeisung des ausgekoppelten Wärmestroms in das zentrale Wärmesystem der Modellregion wird über die erstellte Koppelmatrix $\mathbf{M1}_{(k \times wb)}$ geregelt. Analog wird der Gasbezug der Wärmekraftwerke aus dem hinterlegten Gassystem der Modellregion über die Koppelmatrix $\mathbf{G1}_{(k \times gb)}$ sichergestellt.

KWK-Anlagen mit Gegendruckturbinen werden, wie oben angedeutet, in Kombination mit regenerativen Brennstoffen modelliert. Aus diesem Grund wird ihr Brennstoffbedarf in der Zielfunktion nicht berücksichtigt und hier nicht näher ausgeführt. Allerdings wird der Lösungsraum der regenerativ befeuerten Wärmekraftwerke energiemäßig beschränkt. Die maximale jährliche Stromerzeugung wird analog zu anderen regenerativen Erzeugungsanlagen mit den angestrebten Energiewerten, $\overline{E}_{el}^{WK}(wk, k)$, der regenerativen Erzeugungsszenarien über

$$E_{el}^{WK}(wk, t_n, k) \leq \overline{E}_{el}^{WK}(wk, k), \qquad \forall wk, \forall k \in K_{WK,b} \tag{3.44}$$

begrenzt. Die Einspeisung des ausgekoppelten Wärmestroms in das zentrale Wärmesystem bzw. Fernwärmesystem der Modellregion wird über die erstellte Koppelmatrix $\mathbf{M2}_{(k \times wb)}$ geregelt.

3.7 Variable Erzeugungskomponenten im Wärmesystem

Im folgenden Abschnitt wird die Modellierung der variablen bzw. steuerbaren Erzeugungstechnologien des Wärmesystems der Modellregion vorgestellt. Dazu zählen Heizwerke und Heizanlagen. Die Modellierung der steuerbaren Wärmeerzeugung der Wärmepumpen und

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

E-Kessel wird im Abschnitt „Kopplungstechnologien“ unter 3.10.1 diskutiert. Die Wärmeerzeugung der Geothermie, Solarthermie und Abwärme der Müllverbrennungsanlagen wird in Untersuchungen dieser Arbeit als bekannt bzw. vordefiniert angenommen und wird im Abschnitt 4.3.1 behandelt. Die Einsatzcharakteristik der variablen Erzeugungskomponenten wird im Rahmen der Ausbau- und Einsatzplanung bzw. der Optimierung bestimmt. Ziel ist es, diese Erzeugungstechnologien unter Berücksichtigung definierter Grenzen und der kostenminimalen Aufwendungen für die Deckung des restlichen Wärmebedarfs einzusetzen. Im folgenden soll auf die Modellierung der variablen Wärmeerzeugungskomponenten der Modellregion eingegangen werden.

Heizwerke und Heizanlagen

In diesem Abschnitt wird die Modellierung der Heizwerke und -anlagen beschrieben. Es folgt zunächst eine für die Modellierung relevante allgemeine Beschreibung über den Einsatzbereich der Anlagen und der eingesetzten Brennstoffe. Basierend darauf werden die Unterschiede bei der Modellierung der Erzeugungstechnologien in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffes gegeben.

In Heizwerken wird durch die Verbrennung von fossilen Brennstoffen oder Biomasse Heißwasser oder Dampf in Kesselanlagen zur zentralen Fernwärmeversorgung erzeugt. Für große Fernwärmenetze werden die mit fossilen Brennstoffen befeuerten Heißwasserkessel für die Spitzenlasterzeugung eingesetzt. Demgegenüber werden Biomasseheizwerke oder -kraftwerke mit KWK meist in Nahwärmenetzen als Grund- oder Mittellast zur zentralen Wärmeversorgung verwendet. Fossil befeuerte Heizkessel werden auch hier zur Deckung der Spitzenlast herangezogen. In manchen seltenen Fällen können diese auch für die gänzliche Deckung des Wärmebedarfs in Nahwärmenetzen eingesetzt werden.

Bei dezentralen Erdgasheizungen wird die durch die Verbrennung von Erdgas entstehende Wärme in Heizkesseln an den Wärmeträger Wasser übertragen und zur Heizzwecken mehrerer Räumlichkeiten eingesetzt. Zusätzlich kann auch Warmwasser erzeugt werden. Analog zu den Erdgasheizungen wird durch die Verbrennung von fester Biomasse in Biomassekesseln entstehende Wärme an den Wärmeträger übertragen und zur Wärme- und Warmwasserversorgung eingesetzt. Dezentrale Biomasseheizanlagen umfassen in dieser Arbeit alle mit fester Biomasse befeuerten Heizsysteme wie Pelletsheizungen, Stückholzheizungen und Hackschnitzelheizungen.

Mit Erdgas befeuerte Heizwerke und Heizanlagen stellen schon somit im Ausgangszustand der Untersuchungen dieser Arbeit Kopplungstechnologien zwischen dem Gas- und Wärmesystem dar. Im folgenden soll die Abbildung der im Modell hinterlegten repräsentativen Heizwerke und Heizanlagen zur Wärmeversorgung dargelegt werden.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Die grundlegende Modellierung der mit Erdgas und mit Biomasse befeuerten zentralen und dezentralen Wärmversorgungsanlagen basiert auf gleichen Nebenbedingungen. Es wird für jede Heiztechnologie $hw \in HW = \{\mathrm{HW_{Gas}}, \mathrm{HW_{Bio}}\}$, jeden Zeitpunkt t_i und jede Wärmebilanz $wb \in WB$ die Energievariable $Q_{th}^{HW}(hw, t_i, wb)$ definiert. Jeder Energievariable wird zum Zeitpunkt $(t_1 = 0h)$ ein Energiestartwert, $Q_{th}^{HW}(hw, t_1, wb)$, in Anlehnung an die Ausführungen in 3.2 zugeordnet. Über Nebenbedingungen 3.45 und 3.46 wird der Wärmestrom der Anlagen beschränkt,

$$i > 1, \forall wb, hw:$$

$$Q_{th}^{HW}(hw, t_i, wb) - Q_{th}^{HW}(hw, t_{i-1}, wb) \geq 0, \tag{3.45}$$

$$Q_{th}^{HW}(hw, t_i, wb) - Q_{th}^{HW}(hw, t_{i-1}, wb) \leq \overline{\dot{Q}}_{th}^{HW}(hw, wb) \cdot \Delta t. \tag{3.46}$$

Bei den mit Biomasse befeuerten Anlagen muss, analog zur Modellierung der Wärmekraftwerke, auf die Grenzen der dynamischen Vorgänge Rücksicht genommen werden. Biomassekessel verfügen im Gegensatz zu Gaskesseln über eine ausgeprägtere thermische Trägheit. Die Anfahrzeit ist im Vergleich zu Gaskesseln deutlich höher. [124, S.125] Zudem weisen Biomasseheizanlagen im Teillastbereich einen schlechten Wirkungsgrad und schlechte Emissionswerte auf. [63, S.53] Demzufolge werden solche Systeme meistens in Kombination mit Pufferspeichern betrieben. Eine Hinterlegung einer Mindestleistung für die komplette Dauer des Modellhorizonts im Rahmen einer linearen Beschreibung des Optimierungsproblems wird einen durchgehenden Betrieb der Anlagen zu Folge haben. Eine Abregelung der erzeugten Wärme wird infolgedessen resultieren. Dieser Fall ist allerdings für die verfolgten Fragestellungen dieser Arbeit nicht zielführend. Aus diesem Grund wird eine Abhilfe für die Annäherung an das tatsächliche dynamische Betriebsverhaltens der Biomasseanlagen abgebildet. Es wird der ausgekoppelte Wärmestrom der Biomasseanlagen in seiner Dynamik beschränkt, indem für jeden Zeitpunkt t_i der Lastwechsel von Zeitpunkt t_{i-1} auf Zeitpunkt t_i in der Zielfunktion durch einen geringfügigen Preisfaktor bestraft wird. Auf diese Weise werden die Anlagen indirekt gezwungen, eine gleichmäßige Leistungscharakteristik aufzuweisen, um die Kosten es gesamten Energiesystems gering zu halten. Zudem wird dadurch auch einer Unterschätzung der Anfahr- und Abfahrzeiten der Anlagen entgegengewirkt. Diesbezüglich werden Schlupfvariablen $SV^{HW}(hw, t_i, wb)$ für Biomassenlagen beider Wärmeversorgungssysteme eingeführt. Die Schlupfvariablen erfassen zu jedem Zeitpunkt t_i die Leistungänderungen in der positiven und negativen Richtung auf. Die tatsächliche thermische Leistung des Wärmekraftwerks, $\dot{Q}_{th}^{HW}$, ist zum jeden Zeitpunkt über den Ausdruck

$$\frac{[Q_{th}^{HW}(hw, t_i, wb) - Q_{th}^{HW}(hw, t_{i-1}, wb)]}{\Delta t} \tag{3.47}$$

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

definiert. Der Leistungsgradient, $\frac{\Delta\dot{Q}}{\Delta t}$, wird dementsprechend über,

$$i > 2, \forall wb, hw = \mathrm{HW}_{Bio}:$$

$$-\overline{SV}^{HW}(hw, t_i, wb) + \left[\frac{\dot{Q}_{th}^{HW}(hw, t_i, wb) - \dot{Q}_{th}^{HW}(hw, t_{i-1}, wb)}{\Delta t}\right] \leq 0, \tag{3.48}$$

$$\underline{SV}^{HW}(hw, t_i, wb) + \left[\frac{\dot{Q}_{th}^{HW}(hw, t_i, wb) - \dot{Q}_{th}^{HW}(hw, t_{i-1}, wb)}{\Delta t}\right] \geq 0 \tag{3.49}$$

bestimmt.

Eine weitere Einschränkung des Lösungsraumes für Biomasseanlagen betrifft die maximale jährliche Wärmeauskopplung. Dieser wird analog zu anderen regenerativen Erzeugungstechnologien mit angestrebten Energiewerten der regenerativen Erzeugungsszenarien begrenzt, siehe Ungleichung 3.50.

$$Q_{th}^{HW}(hw, t_n, wb) \leq \overline{Q}_{th}^{HW}(hw, wb), \quad hw = \mathrm{HW}_{Bio}, \forall wb. \tag{3.50}$$

Der Brennstoffbedarf der Erdgas-befeuerten Feuerungsanlagen wird über die Abfrage des letzten Variablenwertes der Energievariable $Q_{th}^{HW}(hw, t_n, wb)$ und dem Wirkungsrad der Technologie $\eta_{HW}(hw)$ in der Zielfunktion berücksichtigt und über,

$$\frac{Q_{th}^{HW}(hw, t_n, wb)}{\eta_{HW}(hw)}, \quad hw = \mathrm{HW}_{Gas}, \forall wb, \tag{3.51}$$

bestimmt. Im vorliegenden Modell haben die Erdgas-befeuerten Feuerungsanlagen die Aufgabe, die verbleibende Restlast des Wärmesystems zu decken. Demzufolge agieren diese Modellkomponenten, energiemäßig betrachtet, als vollständig flexible Komponenten des abgebildeten energieträgerübergreifenden Energiesystems und werden in ihrer jährlichen Wärmeerzeugung bzw. im jährlichen Gasverbrauch über zusätzliche Parameter nicht beschränkt. Die Zuordnung des Gasverbrauchs der Heizwerke bzw. Heizanlagen zu den relevanten Gasbilanzen des modellierten Energiesystems wird über die Koppelmatrix $\mathbf{G2}_{(wb \times gb)}$ abgebildet.

3.8 Variable Erzeugungskomponenten im Gassystem

In diesem Abschnitt wird die Modellierung der steuerbaren Erzeugungskomponente des Gassystems der Modellregion vorgestellt. Die steuerbare Erzeugung des Gassystems stellt im Gegensatz zu den anderen zwei Energiesystemen keine klassische Erzeugungskomponente dar, sondern fasst vielmehr den kompletten Gasbedarf der jeweiligen Gasbilanzen zusammen. Dementsprechend kann dieser Komponententyp einem erforderlichen Gasimport für die Strom- und Wärmeversorgung gleichgesetzt werden. Dieser Modellkomponententyp, sowie

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

auch die zuständige Gasbilanzgleichung 3.4 werden im Energiesystemmodell nur im Fall der Einspeisung des synthetisch erzeugten Gases in das Gassystem der Modellregion aktiviert. In diesen Fällen reduziert sich nämlich der fossile Anteil des Erdgasverbrauchs um den Anteil des synthetisch erzeugten Gases und wirkt sich dadurch positiv auf den Zielfunktionswert aus. In allen anderen Fällen wird der Gasimport durch den Gasverbrauch der Erzeugungskomponenten des Strom- und Wärmesystems bestimmt und über die zugehörigen Variablen in die Zielfunktion des Modells inkludiert. Dementsprechend ist hier eine eigne Variable des Gasimports nicht notwendig.

Anschließend wird für jeden Zeitpunkt t_i und jede Gasbilanz $gb \in GB$ die Energievariable $Q^{IM}_{gas}(t_i, gb)$ definiert. Jeder Energievariable wird zum Zeitpunkt $t_1 = 0h$ ein Energiestartwert, $Q^{IM}_{gas}(t_1, gb)$, in Anlehnung an die Ausführungen in 3.2 zugeordnet. Über die Nebenbedingung 3.52 wird der Lösungsraum der Variable leistungsmäßig mit dem Wert null begrenzt,

$$\begin{aligned} &i > 1, \forall gb : \\ &Q^{IM}_{gas}(t_i, gb) - Q^{IM}_{gas}(t_{i-1}, gb) \geq 0. \end{aligned} \tag{3.52}$$

3.9 Speichertechnologien

In diesem Abschnitt wird die allgemeine Modellierung der Speichertechnologien für alle drei Energiesysteme präsentiert. Speichertechnologien werden hinsichtlich der Energieflussrichtung als variable „Erzeugungskomponenten“ bzw. „Verbrauchskomponenten“ im erstellten Modell implementiert. Dadurch können sie das zugrunde liegende Erzeugungs-/Lastprofil der jeweiligen Energiesysteme in beide Richtungen beeinflussen. Ziel ist es, diese variablen Modellkomponenten unter Berücksichtigung definierter Grenzen und der kostenminimalen Aufwendungen für den notwendigen Ausgleich der gekoppelten Energiesysteme einzusetzen und auszubauen. Diesbezüglich werden im folgenden zunächst Begrifflichkeiten wie Einspeicherung, Ausspeicherung, Speichervorgang und Energiespeichersystem definiert. Darauf aufbauend wird die Modellierung der genannten Speicherprozesse vorgestellt und die Bedeutung der Speicherverluste hinsichtlich der Modellierung näher gebracht. Weiter werden die für die Ergebnisanalyse herangezogenen Begriffe E/P-Verhältnis und die Vollzyklenzahl vorgestellt.

„Ein Energiespeicher ist eine energietechnische Einrichtung, welche die drei folgenden Prozesse beinhaltet: Einspeichern (Laden), Speichern und Ausspeichern (Entladen).“ [76, S. 26]. Energiespeicher stellen im implementierten Modell des energieträgerübergreifenden Energiesystems flexible steuerbare Komponenten dar, die es ermöglichen, gezielt das Erzeugungs-/Lastprofil des jeweiligen Systems bzw. der jeweiligen Netzknoten und Energiesystembilan-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

zen durch die oben genannten Prozesse zu beeinflussen. Demzufolge passen die hier diskutierten Energiespeicher zur Definition der sektoralen Energiespeicher aus [76, S. 26]. Sektorale Energiespeicher (Stromspeicher, Wärmespeicher und Gasspeicher) stellen systemintegrierte Speicher dar, die nur in einem Energiesektor eingesetzt werden können. Für Gasspeicher gilt eine Ausnahme, denn diese können auch für die Anwendungen anderer Sektoren wie dem Strom- oder dem Wärmesektor eingesetzt werden. Es werden unterschiedliche Arten von Speichern in Energiesystemen einsetzt. Als grobe Klassifizierung der Speichersysteme gilt die Unterteilung in mechanische, elektro-chemische und thermische Energiespeicher. Für die Ausführung der oben diskutierten Speicherprozesse sind in einem Energiespeichersystem Komponenten wie Wandler und die Speichereinheit integriert. Über die Wandler wird die zu speichernde Energieform in die speicherbare Energieform umgewandelt. Genauso wird über die Energiewandler die speicherbare Energieform in die primäre Energieform zurück gewandelt. In der Speichereinheit wird die speicherbare Energieform letztendlich gespeichert. Für die weiteren Ausführungen wird die Namenskonvention Speicher für die Bezeichnung der Energiespeichereinrichtung bzw. des Energiespeichersystems verwendet. Eine ausführliche Darstellung der Speichereigenschaften unterschiedlicher Speichersysteme ist in [76] gegeben.

Das implementierte Speichermodell beschreibt nicht im Detail die elektrochemischen, chemischen, mechanischen oder thermodynamischen Vorgänge, sondern ist über Speicher-Charakteristiken wie Energieinhalt, Einspeicher-/Ausspeicherleistung sowie Verluste definiert. Verluste der Speicher setzen sich aus Ein- und Ausspeicherverlusten der Wandler und aus den Selbstentladungsverlusten zusammen. Das Aufbewahren der gespeicherten Energie ist bei fast allen Speichern nicht zur Gänze gegeben. Ein Teil der Energie geht im Zeitablauf „verloren“. Die Rate der Selbstentladung gibt an, welcher Prozent der gespeicherten Energie über einen definierten Zeithorizont Δt als Verlustleistung an die Umgebung freigesetzt wird. [76, S. 40] Die Verluste sind allerdings je nach Speicherart unterschiedlich zu bewerten. „Bei sensiblen Wärmespeichern erfolgt die Selbstentladung über den thermischen Widerstand der Isolierung und den Temperaturgradienten zwischen Speichermedium und Umgebung, bei Pumpspeichern durch Verdunstung des Oberwassers, bei Batterien durch interne elektrochemische Vorgänge.“ [76, S. 40]

Alle integrierten Speicher im erstellten Modell bauen auf einer gleichen mathematischen Abbildung der einzelnen Speichervorgänge auf und unterscheiden sich in der Parametrierung und Festlegung, in welcher Art die Grenzen des Lösungsraumes für die Untersuchungen gesetzt werden (als vordefiniert oder variabel). Die Umwälzvorgänge Einspeicherung und Ausspeicherung werden über Energievariablen modelliert. Die Energievariable des Einspeichervorgangs beschreibt die über einen definierten Horizont eingespeicherte Energie und die Energievariable des Ausspeichervorganges die ausgespeicherte Energie.

Der Ausspeichervorgang wird somit über $S_{-}(st, t_i, es)$ und der Einspeichervorgang über

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

$S_+(st, t_i, es)$ für jeden Zeitpunkt t_i, für jede Speichertechnologie $st \in ST_{el} \cup ST_{th} \cup ST_{gas} = ST$ und für jeden relevanten Speicherknoten bzw. -bilanz der jeweiligen Energiesysteme $es \in K_S \cup WB \cup GB = ES$ definiert. Über definierte Nebenbedingungen bzw. Funktionen bezüglich dem minimalen, maximalen Energieinhalt, sowie der minimalen, maximalen Leistung wird der Lösungsraum der Speichertechnologien eingeschränkt. Neben den Variablen für die Umwälzvorgänge wird noch eine weitere Energievariable für die Selbstentladungsverluste eingeführt $S_v(st, t_i, es)$. Über die Energievariable $S_v(st, t_i, es)$ wird Auskunft gegeben, wie viel Energie durch die Standverluste „verloren" gegangen ist. Dementsprechend gleicht die Variable im Hinblick auf den Speicherinhalt der Variable des Ausspeichervorgangs, allerdings wird diese Energie im hinterlegten Energiesystem energetisch nicht mehr verwertet. Jeder Energievariable, S_+, S_- und S_v, wird zum Zeitpunkt $(t_1 = 0h)$ ein Energiestartwert in Anlehnung an die Ausführungen in 3.2 zugeordnet. Der Energieinhalt des reversiblen Speichermodells wird somit über die Ungleichungen 3.29 und 3.30 definiert,

$$i > 1, \forall st, es:$$

$$S_+(st, t_i, es) - S_-(st, t_i, es) - S_v(st, t_i, es) \geq 0, \tag{3.53}$$

$$S_+(st, t_i, es) - S_-(st, t_i, es) - S_v(st, t_i, es) \leq \overline{E}^S(st, es). \tag{3.54}$$

Über eine weitere Nebenbedingung wird für die geschlossene Jahresplanung sichergestellt, dass der Energieinhalt am Anfang des Modellhorizontes $E^S(st, t_1, es)$ dem Energieinhalt am Ende des Modellhorizontes $E^S(st, t_n, es)$ entspricht. Die resultierende Leistung beider Umwälzvorgänge wird über eine untere und obere Beschränkung, wie in Gleichungen 3.55 - 3.59 dargestellt, begrenzt. Durch die unteren Leistungsbeschränkungen wird wieder ein steigendes Verhalten der jeweiligen Energievariablen sichergestellt. Als obere Beschränkung der Umwandlungsvorgänge agiert die maximale Einspeicher-/Ausspeicherleistung der gespeicherten Energieform. Hier sind noch die Umwandlungsverluste über die Wirkungsgrade $\eta_{st}(st)$ zu berücksichtigen

$$i > 1, \forall st, es:$$

$$S_+(st, t_i, es) - S_+(st, t_{i-1}, es) \geq 0, \tag{3.55}$$

$$S_-(st, t_i, es) - S_-(st, t_{i-1}, es) \geq 0, \tag{3.56}$$

$$S_v(st, t_i, es) - S_v(st, t_{i-1}, es) \geq 0, \tag{3.57}$$

$$[S_-(st, t_i, es) - S_-(st, t_{i-1}, es)] \cdot \eta_{st}(st) \leq \overline{P}^S_-(st, es) \cdot \Delta t, \tag{3.58}$$

$$[S_+(st, t_i, es) - S_+(st, t_{i-1}, es)] \cdot \frac{1}{\eta_{st}(st)} \leq \overline{P}^S_+(st, es) \cdot \Delta t, \tag{3.59}$$

Die Selbstentladungsverluste werden in der Literatur als eine auf den Energieinhalt bezogene Verlustrate für eine bestimmte Dauer des Speichervorganges angegeben. Hier werden sie mit dem Faktor $c_{SR}(st)$ bezeichnet. Die aktuelle Verlustleistung, $\frac{[S_v(st,t_i,es) - S_v(st,t_{i-1},es)]}{\Delta t}$,

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

zum Zeitpunkt t_i wird somit über die Selbstentladungsrate, angewendet auf den Ausdruck $S_+(st,t_i,es) - S_-(st,t_i,es) - S_v(st,t_{i-1},es)$ bestimmt,

$$S_v(st,t_i,es) - S_v(st,t_{i-1},es) = \\ [S_+(st,t_i,es) - S_-(st,t_i,es) - S_v(st,t_{i-1},es)] \cdot c_{SR}(st) \cdot \Delta t. \tag{3.60}$$

Wie oben erwähnt, werden je nach Szenario und Modellhorizont die Grenzen $\overline{P_-^S}(st,es)$, $\overline{P_+^S}(st,es)$, $\overline{E^S}(st,es)$ des Lösungsraumes für die Untersuchungen vordefiniert oder variabel gesetzt. Das implementierte Modell ist so konzipiert, dass die Definition der technischen Größen der Speicher- bzw. Umwandlungstechnologien als Variable oder Parameter, durch das Setzen eines Konfigurationszeichens[2] festgelegt werden kann.

Als besondere Speicherkenngrößen, die für die Auswertungen und Analysen dieser Arbeit herangezogen werden, ist das E/P- Verhältnis und die Vollzyklenzahl zu erwähnen. Das E/P- Verhältnis gibt jene Zeit in Stunden an, bei welcher der Speicher unter Volllast entleert werden kann. Über die Vollzyklenzahl wird die Häufigkeit der Vollentleerung im Speicher bestimmt. Die Vollzyklenzahl wird über die insgesamt eingespeicherte Energiemenge bezogen auf den Energieinhalt des Speichers errechnet. Hat ein Speicher ein hohes E/P-Verhältnis, so ist die Vollzyklenzahl eher gering, was einem saisonalem Speicher entspricht. Umgekehrt wird ein Speicher mit niedrigem E/P-Verhältnis wahrscheinlich häufiger geladen und weist deshalb eine hohe Vollzyklenzahl auf.

3.10 Kopplungstechnologien

In folgenden Abschnitten wird die Modellierung der für die Arbeit herangezogenen Kopplungstechnologien beschrieben. Dabei handelt es sich um alle Kopplungstechnologien welche das Stromsystem als primäres Energiesystem heranziehen bzw. um „Strom zu X"-Kopplungskonzepte, welche Strom über Umwandlungsprozesse in das Wärme- bzw. Gassystem verlagern. Darunter werden zu einem Wärmepumpen, Elektro- und Elektrodenkessel, Power-to-Wasserstoff-Anlagen bzw. Elektrolyseanlagen und Power-to-Methan-Anlagen bzw. kombinierte Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen verstanden. Die ersten aufgezählten Umwandlungstechnologien stellen somit eine direkte Kopplung des Strom- und Wärmesystems dar und die letzten zwei eine Kopplung zwischen dem Strom- und Gassystem dar. Fossil befeuerte Kraftwerke und Gasfeuerungsanlagen gelten per Definition aus 3.3 ebenfalls als Kopplungstechnologien der jeweiligen Energiesysteme. In dieser Arbeit werden Sie jedoch den Erzeugungskomponenten des Strom- und Wärmesystems zugeordnet. Über die „Strom zu X" Umwandlungstechnologien kann das zugrunde liegende Erzeugungs-/Lastprofil des

[2] z.B. $con_{S_{th}} = 1$: die Grenzen der Wärmespeicher werden als Variablen definiert und sind unbekannt; $con_{S_{th}}$=0 : die Grenzen werden als Parameter definiert und sind vordefiniert

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Stromsystems, sowie auch des gekoppelten Energiesystems, zielgerichtet beeinflusst werden. Das Ziel ist es, diese variablen Einheiten unter Berücksichtigung definierter Grenzen und der kostenminimalen Aufwendungen für den notwendigen Ausgleich der gekoppelten Energiesysteme einzusetzen und auszubauen. Im folgenden soll auf die Modellierung der Kopplungstechnologien eingegangen werden.

3.10.1 Strom zu Wärme

Wärmepumpen

Über Wärmepumpen (WP) kann das Temperaturniveau einer Niedertemperaturwärmequelle durch Zufuhr von technischer Arbeit auf ein höheres Temperaturniveau angehoben werden. Demzufolge agieren Wärmepumpen als effiziente Erzeugungstechnologien des Wärmesystems. Zu diesem Zweck können sie elektrisch oder mechanisch angetrieben werden. Als Wärmequellen können Umgebungsluft, das Erdreich oder Grundwasser herangezogen werden. Der thermodynamische Prozess der Wärmepumpe basiert auf einem linksdrehenden Kreisprozess und ermöglicht durch Verwendung von besonderen Arbeitsgasen (Kältemittel) eine Verdampfung des Mittels bei sehr niedrigen Temperaturen. Durch Verdichtung des dampfförmigen Kältemittels wird das Arbeitsgas erwärmt. Schließlich kann die so gewonnene Wärme für Warmwasserbereitstellung und zu Heizzwecken genutzt werden. Demzufolge hängt die ausgekoppelte Wärme von der zugeführten Arbeit und der Wärme der Niedertemperaturwärmequelle ab. In dieser Arbeit wird der Einsatz von elektrisch angetrieben Kompressionswärmepumpen für die Modellregion unterstellt. Die ausgekoppelte Wärmeleistung $\dot{Q}_{th}^{WP}$ ist dementsprechend um den Wärmestrom der Niedertemperaturwärmequelle $\dot{Q}_{th}^{NWQ}$ größer als die zugeführte elektrische Leistung P_{el}^{WP},

$$\dot{Q}_{th}^{WP} = \dot{Q}_{th}^{NWQ} + P_{el}^{WP}. \tag{3.61}$$

Über die Leistungszahl ε wird das Verhältnis der ausgekoppelten Wärmeleistung zur zugeführten elektrischen Leistung definiert,

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}_{th}^{WP}}{P_{el}^{WP}}. \tag{3.62}$$

Die erforderliche elektrische Leistung hängt allerdings von der Temperatur der Wärmequelle und der Temperatur der Wärmesenke bzw. von der resultierenden Temperaturdifferenz ab. [75, S.61-62] Je höher die Temperaturdifferenz, desto geringer fällt die Leistungszahl aus,

$$\dot{Q}_{th}^{WP} = P_{el}^{WP} \cdot \varepsilon(\Delta T). \tag{3.63}$$

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Demzufolge variiert die Leistungszahl der Wärmepumpe innerhalb eines Jahres aufgrund unterschiedlich herrschender Temperaturverhältnisse der Wärmequellen. Eine über das Jahr betrachtet durchschnittliche Leistungszahl wird als Jahresarbeitszahl in der Literatur $\varepsilon_a = \frac{Q_{th}^{WP}}{E_{el}^{WP}}$ bezeichnet. Diese wird auch meistens in der Literatur als die relevante Kennzahl der Wärmepumpen angegeben und für die Systemuntersuchungen der WP eingesetzt. In der vorliegenden Arbeit wird der Einfluss der variierenden Temperaturbedingungen in Bezug auf die resultierende Leistungszahl indirekt abgebildet, indem eine monatliche mittlere Arbeitszahl herangezogen wird, näheres dazu wird im Abschnitt 4.8.1 diskutiert.

Anhand der oberen Ausführungen kann festgehalten werden, dass Wärmepumpen als Kopplungstechnologien zwischen dem Strom- und Wärmesystem agieren. In dieser Arbeit wird diese Kopplung auf die Kopplung zwischen dem Stromsystem und dem dezentralen Wärmesystem reduziert. Der Einsatz von Großwärmepumpen als Kopplungstechnologie des Stromsystems und des netzgebundenen Wärmesystems wird schon zum Teil in Dänemark umgesetzt [86, S. 17]. Die Großwärmepumpe ist als zukünftige Power-to-Heat (PtH)-Technologie schon Gegenstand der wissenschaftlichen Untersuchungen, wie in z.B. [47] oder [86] ausgeführt. Basierend auf der Notwendigkeit, das Portfolio an untersuchten Technologien im erstellten Modell klein zu halten, und den Rückschlüssen in [45, S.21] wird zunächst nur der Einsatz der Wärmepumpen zur dezentralen Wärmeversorgung untersucht. Die unten vorgestellte Modellierung der Wärmepumpe kann allerdings sowohl für dezentrale Wärmepumpen als auch für Großwärmepumpen herangezogen werden.

Wie im Abschnitt 3.3 erwähnt, werden Umwandlungstechnologien im entwickelten Modell im primären Energiesystem definiert, im Falle der Wärmepumpen bedeutet das im Stromsystem. Es wird eine Energievariable für den Strombezug der Wärmepumpen für jeden Zeitpunkt t_i und jeden relevanten Netzknoten $E_{el}^{WP}(t_i, k)$ definiert. Jeder Energievariable wird zum Zeitpunkt $(t_1 = 0h)$ ein Energiestartwert $E_{el}^{WP}(0, k)$ in Anlehnung an die Ausführungen in 3.2 zugeordnet. In der vorliegenden Arbeit werden Wärmepumpen an allen definierten Lastknoten $k \in K_L$ entsprechend den Ausführungen in 4.8.1 hinterlegt. Über Nebenbedingungen 3.64 und 3.65 wird letztendlich der Strombezug der Wärmepumpen leistungsmäßig im Stromsystem beschränkt,

$$
\begin{aligned}
& i > 1, \forall k \in K_L : \\
& E_{el}^{WP}(t_i, k) - E_{el}^{WP}(t_{i-1}, k) \geq 0, && (3.64) \\
& E_{el}^{WP}(t_i, k) - E_{el}^{WP}(t_{i-1}, k) \leq \overline{P}_{el}^{WP}(k) \cdot \Delta t && (3.65) \\
& E_{el}^{WP}(t_n, k) \leq \overline{E}_{el}^{WP}(k) && (3.66)
\end{aligned}
$$

Dabei kann die installierte elektrische Leistung, die die Grenze des leistungsbezogenen Lösungsraumes $\overline{P}_{el}^{WP}(k)$ darstellt, als Parameter bzw. bekannte Größe für die angehende Untersuchung festgelegt werden oder als unbekannte bzw. zu bestimmende Größe als Variable

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

definiert werden. Im Kapitel 5 werden diese unterschiedlichen Definitionsvarianten diskutiert. Für die Wärmeerzeugung wird keine eigene Variable hinterlegt. Der Wärmestrom wird über die Variablen des Strombezugs und der resultierenden Leistungszahl entsprechend der Gleichung 3.63 in den zuständigen Wärmebilanzen $wb \in WB_d \subset WB$ gemäß der dafür erstellten Koppelmatrix $\mathbf{M3}_{(k \times wb)}$ abgebildet.

Über die Nebenbedingung 3.66 wird der jährliche Strombezug beschränkt. Diese Nebenbedingung ist für die Einhaltung der Energiegrenzen für die Untersuchung der vorgegebenen regenerativen Erzeugungsszenarien notwendig. Der Leistungsverlauf der WP wird im Rahmen dieses Lösungsraumes von der Einsatzplanung bestimmt.

Aufgrund der Tatsache, dass die komplette dezentrale Wärmeversorgung der Modellregion auf einer aggregierten Ebene betrachtet wird und als steuerbare Wärmeerzeugungsquellen unterschiedliche Heizanlagen und Wärmepumpen zur Verfügung stehen, kommt es bei Wärmepumpen zu einer unkonventionellen Fahrweise, wenn der Strombezug nur über die installierte Leistung und den Leistungswert 0 leistungsmäßig beschränkt wird. Wie im Abschnitt 4.2.3 dargelegt, tritt im Sommer aufgrund der regenerativen vordefinierten Stromerzeugung ein hoher Stromüberschuss auf und steht den steuerbaren Komponenten des Stromsystems frei zur Verfügung. Ohne weitere Leistungsbeschränkungen der WP würde sich der Wärmepumpeneinsatz deshalb vorwiegend in diese Zeiträume verschieben, weil das bezüglich den Energiesystemkosten am günstigsten ausfällt und die effizienten Wärmespeicher zur Speicherung herangezogen werden können. Das Ziel der Kopplungstechnologien soll auch sein, Überschüsse des primären Energiesystems effizient im sekundären Energiesystem zu verwerten. Dennoch sollte eine realistische Verwertung der sekundären Energie bzw. in diesem Fall der ausgekoppelten Wärme gegeben sein. Dementsprechend sollte der resultierende Strombezug der Wärmepumpen annähernd dem Wärmelastgang des zu deckenden dezentralen Wärmeverbrauchs, besonders in den Wintermonaten, folgen können. Eine gewisse Flexibilität für die Kopplungsaktivitäten sollte jedoch gewährleistet sein. Um dieses Ziel zu erreichen, werden Wärmepumpen hinsichtlich ihrer Bezugscharakteristik für die Jahresplanung weiter eingeschränkt. Dafür wird je Wärmebilanz ein normierter Lastgang der Wärmepumpen basierend auf dem normierten Lastgang[3] des Wärmeverbrauchs erstellt. Darauf aufbauend wird zu jedem Zeitpunkt t_i eine definierte Mindestleistung der Wärmeerzeugung der WP, wie in der Ungleichung 3.67 dargestellt, verlangt. Zwischen der installierten Wärmepumpenleistung und dem geforderten minimalen Wärmelastgang der Wärmepumpen aus Gleichung 3.67 kann der Betrieb der Wärmepumpen zu jedem Zeitpunkt t_i flexibel im Rahmen der Einsatzplanung eingeteilt werden,

$$
\begin{aligned}
&i > 1, \forall k \in K_L : \\
&E_{el}^{WP}(t_i, k) - E_{el}^{WP}(t_{i-1}, k) \geq \overline{P}_{el}^{WP}(k) \cdot \Delta t \cdot p_{min}^{WP}(t_i, k).
\end{aligned} \tag{3.67}
$$

[3] Bezogen auf die maximale Leistung des Wärmeverbrauchs.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Der minimale Lastgang der Wärmepumpen beinhaltet den normierten Wärmelastgang der jeweiligen dezentralen Wärmebilanz zzgl. einer Flexibilität von -20 % bezogen auf den normierten Wärmelastgang. Der angegebene Prozentwert für die Erstellung des normierten Mindestlastgastgangs der Wärmepumpen, $p_{min}^{WP}(t_i, k)$, ist empirisch bestimmt. Dadurch wird eine gesicherte Deckung des Wärmeverbrauchs über den kompletten Modellhorizont durch die Wärmepumpen bewahrt. Zudem wird sichergestellt, dass der normierte Mindestlastang der Wärmepumpen ca. die Hälfte der Volllaststunden des relevanten Wärmeverbrauchs deckt. Durch die Reduktion des normierten Wärmelastgangs wird auch eine flexible Fahrweise der Wärmepumpen ermöglicht, die nicht starr an dem Verbrauchslastgang gekoppelt ist. Es wird jedoch zu jedem Zeitpunkt beachtet, dass der resultierende minimalen Lastgange nie normierte Leistungswerte von 0 unterschreitet. Auf diese Weise wird der Wärmepumpe eine je nach Jahreszeit unterschiedlich große Bandbreite zum zusätzlichen Betriebseinsatz, neben dem Mindesteinsatz, gegeben, um sich den Gegebenheiten des energieträgerübergreifenden Energiesystems optimal anzupassen. Diese zusätzliche Nebenbedingung wird nur für die geschlossene Jahresplanung angesetzt, um die Wärmeerzeugung der Wärmepumpen realistisch über das komplette Jahr abzubilden. Für die nachfolgende rollierende kurzfristige Betriebsplanung wird diese Nebenbedingung nicht aktiviert. Durch die Übergabe der Energiewerte der Jahresplanung zum Ende des Modellhorizonts der kurzfristigen Betriebsplanung wird die ermittelte Jahresaktivität der WP bewahrt.

Elektro- und Elektrodenheizkessel

In der vorliegenden Arbeit wird die Kopplung zwischen Strom- und Wärmesystem auch über Elektro- und Elektrodenkessel im Rahmen eines zusätzlichen Szenarios untersucht. Allerdings beschränkt sich diese Kopplung in dieser Arbeit im Gegensatz zu den Wärmepumpen auf die Kopplung zwischen dem Stromsystem und dem zentralen Wärmesystem bzw. Fernwärmesystem.

Elektrokessel arbeiten nach dem Prinzip der indirekten Widerstandserwärmung. Die meisten Anlagen verfügen über Heizschleifen, die mittels Strom erhitzt werden und dadurch das Wasser im Kessel erwärmen. Im Gegensatz zu Elektrokesseln wird der Strom bei Elektrodenkesseln nicht über Widerstandselemente sondern über Elektroden in den Kessel eingeleitet, die eine Aufheizung oder Verdampfung des Wassers basierend auf dem Prinzip der direkten Widerstandserwärmung bewirken. Diesbezüglich wird eine ausreichende Leitfähigkeit des Wassers sichergestellt. Über beide Technologien können Warmwasser oder Heißwasser und sogar Dampf erzeugt und in den Fernwärmekreislauf eingespeist werden. Beide Technologien verfügen über einen hohen Wirkungsgrad, im Bereich von 100%, und werden deshalb in der vorliegenden Arbeit über eine gemeinsame Modellkomponente abgebildet und für die weiteren Ausführungen als E-Kessel bezeichnet.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Analog zur Modellierung der Wärmepumpe wird auch diese Umwandlungstechnologie im entwickelten Modell im primären Energiesystem bzw. im Stromsystem modelliert. Es wird eine Energievariable des Strombezugs der E-Kessel für jeden Zeitpunkt t_i und jeden relevanten Netzknoten $E_{el}^{EB}(t_i, k)$ definiert. Jeder Energievariable wird zum Zeitpunkt $(t_1 = 0h)$ ein Energiestartwert E_{el}^{EB} in Anlehnung an die Ausführungen in 3.2 zugeordnet. Über Nebenbedingungen 3.68 und 3.69 wird letztendlich der Strombezug des E-Kessels leistungsmäßig im Stromsystem beschränkt,

$$i > 1, \forall k \in K_{EB}:$$

$$E_{el}^{EB}(t_i, k) - E_{el}^{EB}(t_{i-1}, k) \geq 0, \tag{3.68}$$

$$E_{el}^{EB}(t_i, k) - E_{el}^{EB}(t_{i-1}, k) \leq \overline{P}_{el}^{EB}(k) \cdot \Delta t. \tag{3.69}$$

Dabei stellt die installierte elektrische Leistung, die obere Grenze des leistungsbezogenen Lösungsraumes $\overline{P}_{el}^{EB}(k)$, welche als Variable bzw. als zu bestimmende Größe im erstellten Modell definiert wird. Der erzeugte Wärmestrom wird über die Variablen des Strombezugs zzgl. dem Wirkungsgrad η_{EB} in den jeweiligen Wärmebilanzen $wb \in WB_z \subset WB$ entsprechend der dafür erstellten Koppelmatrix $\mathbf{M4}_{(k \times wb)}$ aufgenommen.

3.10.2 Strom zu Gas

Unter P2G wird die Umwandlung von Strom und dabei vorzugsweise die Umwandlung von erneuerbarem Strom über den Elektrolyse-Prozess in Wasserstoff verstanden, welcher anderweitig durch Zufuhr von CO_2 über den Methanisierungs-Prozess in Methan umgewandelt werden kann. Die erzeugten synthetischen Gase können in unterschiedlichen Energiesystemen gespeichert oder direkt verwertet werden. Power-to-Gas wirkt somit als besondere Speichertechnologie mit unterschiedlichen Speicher- und Ausspeichermöglichkeiten. In dieser Hinsicht werden besonders die Gasspeicher aufgrund des großen Speicherinhaltes als potentielle Speichersysteme für den überschüssigen Strom, wie in [50], [49], [59] und [76] angeführt, diskutiert. Der Ausspeichervorgang des gespeicherten synthetischen Gases kann dabei für Erdgas befeuerte Wärmekraftwerke und BHKWs, Erdgas befeuerte Feuerungsanlagen und Brennstoffzellen sowie den Mobiltätssektor getätigt werden. Eine Rückkopplung zum Strom- und eine Kopplung zum Wärmesystem ist dadurch gegeben.

In der vorliegenden Arbeit wird Power-to-Gas als Kopplungstechnologie modelliert, indem der primäre Pfad der Energiewandlung zum synthetisch erzeugten Gas abgebildet wird. Der potentielle Speichervorgang des erzeugten Gases wird über die Speicheraktivitäten der hinterlegten Gasspeicher modelliert. Der letztendliche Ausspeichervorgang des gespeicherten Gases ist über den Gasbezug der Erzeugungstechnologien anderer Energiesysteme wie

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

der Wärmekraftwerke oder Gasfeuerungsanlagen gegeben. Eine weitere Verwertungsmöglichkeit von erzeugtem Wasserstoff stellt der Wasserstoffverkauf dar. Damit sollen andere Verwertungsmöglichkeiten wie z.B. der Mobiltätssektor oder die stoffliche Nutzung in Industriewerken abgebildet werden. In der folgenden Arbeit werden somit die in der Abbildung 3.9 dargelegten Umwandlungspfade des Modellkomponententyps Power-to-Gas im erstellten Modell unterschieden. Demzufolge werden:

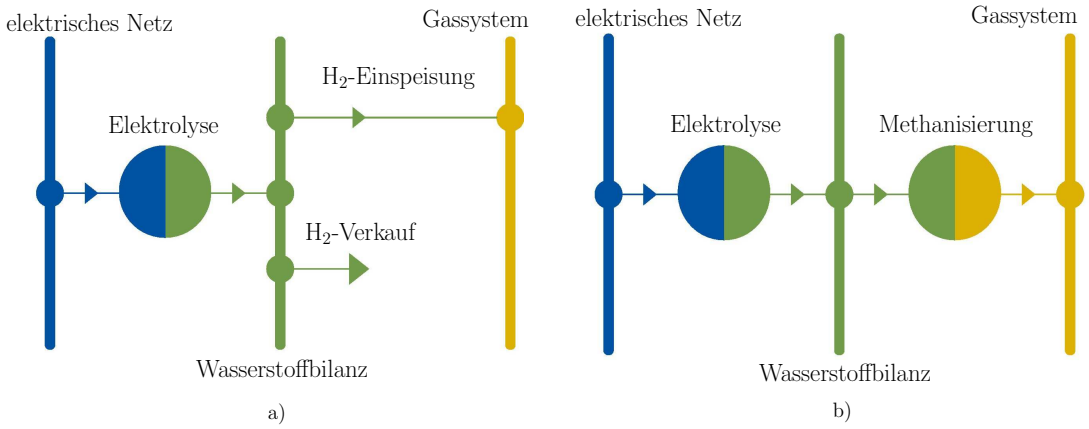


Abbildung 3.9: a) modellierter Power-to-Wasserstoff Umwandlungspfad b) modellierter Power-to-Methan Umwandlungspfad

- Power-to-Wasserstoff inkl. Direkteinspeisung von Wasserstoff in die Gasbilanz und Wasserstoffverkauf,
- Power-to-Methan inkl. Direkteinspeisung von Methan in die Gasbilanz

differenziert.

Alle Umwandlungspfade setzen den ersten Umwandlungsschritt der Wasserstofferzeugung über den Elektrolyse-Prozess voraus. Bei der Elektrolyse erfolgt eine Wasserspaltung (H_2O) in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) durch Zufuhr von Strom:

$$2H_2O \rightarrow 2\,H_2 + O_2, \qquad \Delta H = +571,8\frac{kJ}{mol}. \tag{3.70}$$

ΔH stellt die positive Reaktionsenthalpie der endothermen Reaktion dar. Für Power-to-Gas Anwendungen werden die alkalische (AEL) und die Proton Exchange Membrane Elektrolyse (PEM) angewendet. Die Hochtemperatur-Elektrolyse befindet sich noch im Entwicklungsstadium.

Die Reaktionsgleichung, bei welcher H_2 und CO_2 zum Methan reagieren, wird als Sabatier-Reaktion bzw. Methanisierung bezeichnet und läuft wie folgt ab,

$$4H_2 + CO_2 \leftrightarrow CH_4 + 2H_2O, \qquad \Delta H = -165\frac{kJ}{mol}. \tag{3.71}$$

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

In diesem Fall ist die Reaktionsenthalpie negativ. Dabei wird Energie freigesetzt. Die Möglichkeiten der Wärmeauskopplung werden im implementierten Modell nicht berücksichtigt, stellen aber in der Realität einen weiteren möglichen Nutzungspfad des Power-to-Gas Konzepts dar.

Über die Wasserstoffbilanz werden im implementierten Modell unterschiedliche Ansätze der Wasserstoffverwertung differenziert. Durch diese Systemgrenze wird die Energieerhaltung des erzeugten Massenstroms des Wasserstoffs gewährleistet. Die Wasserstoffanteile sind im Modell aufgrund der einheitlichen Modellierung der Modellkomponenten über Energiegrößen abgebildet. Die erforderliche Umrechnung auf den Massen- bzw. Volumenstrom erfolgt durch den Bezug der Energiewerte in Abhängigkeit des errechneten Wirkungsgrades auf den Brennwert[4] bzw. den Heizwert[5] von Wasserstoff. Dabei ist in Realität der Energieanteil des erzeugten Massenstroms der Enthalpie des Massenstroms gleichzusetzen. Dementsprechend werden folgende kontinuierliche Energievariablen für die Abbildung der oberen Umwandlungsprozesse für jeden relevanten Netzknoten $k \in K_{P2G}$ der P2G-Anlage hinterlegt:

- die Energievariable des Strombezugs der Elektrolyseanlage $E_{el}^{P2G}(t_i, k)$,
- die Energievariable des erzeugten Wasserstoffs für die Einspeisung in die Gasbilanz $H_{H2}^{GB}(t_i, k)$,
- die Energievariable des erzeugten Wasserstoffs für den Wasserstoffverkauf $H_{H2}^{V}(t_i, k)$,
- die Energievariable des erzeugten Wasserstoffs für die anschließende Methanisierung $H_{H2}^{CH4}(t_i, k)$.

Alle Energievariablen werden für den Zeitpunkt $t_1 = 0h$ in Anlehnung an die Ausführungen in 3.2 mit dem Wert null initialisiert. Der Lösungsraum der zugehörigen Energieströme wird über die Ungleichungen,

$$\begin{aligned} & i > 1, \forall k \in K_{P2G}: \\ & E_{el}^{P2G}(t_i, k) - E_{el}^{P2G}(t_{i-1}, k) \geq 0, \\ & H_{H2}^{GB}(t_i, k) - H_{H2}^{GB}(t_{i-1}, k) \geq 0, \\ & H_{H2}^{V}(t_i, k) - H_{H2}^{V}(t_{i-1}, k) \geq 0, \\ & H_{H2}^{CH4}(t_i, k) - H_{H2}^{CH4}(t_{i-1}, k) \geq 0, \end{aligned} \tag{3.72}$$

[4] Wärmemenge, die bei vollständiger Verbrennung frei wird, wenn das Abgas wieder auf Bezugstemperatur gebracht wird. Dabei wird die Kondensationsenthalpie des gebildeten Wasserdampfes auch berücksichtigt. [22, S.52] [93]

[5] Wärmemenge, die bei vollständiger Verbrennung frei wird, wenn das Abgas wieder auf Bezugstemperatur gebracht wird. Dabei wird die Kondensationsenthalpie des gebildeten Wasserdampfes nicht herangezogen, der Wasserdampf bleibt im gasförmigen Zustand. [22, S.52]

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

nach unten beschränkt. Über die Wasserstoffbilanz wird die Energieerhaltung der gewonnenen Wasserstoffpfade über die zeitlichen Änderungsraten der Energievariablen gewährleistet:

$$i > 1, \forall k \in K_{P2G}:$$
$$P_{el}^{P2G}(t_i,k) \cdot \eta_{H2} = \dot{H}_{H2}^{GB}(t_i,k) + \dot{H}_{H2}^{V}(t_i,k) + \dot{H}_{H2}^{CH4}(t_i,k). \tag{3.73}$$

Dabei stellt η_{H2} den Wirkungsgrad des Elektrolyse-Prozesses dar. Durch das Setzen des Konfigurationszeichens con_{P2G} werden in der Wasserstoffbilanz die untersuchten Wasserstoffpfade in die Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystemmodells aktiviert oder deaktiviert. Die bezogene elektrische Leistung muss zu jedem Zeitpunkt t_i maximal der installierten elektrischen Elektrolyseleistung $\overline{P}_{el}^{P2G}(k)$ entsprechen,

$$i > 1, \forall k \in K_{P2G}:$$
$$E_{el}^{P2G}(t_i,k) - E_{el}^{P2G}(t_{i-1},k) \leq \overline{P}_{el}^{P2G}(k) \cdot \Delta t. \tag{3.74}$$

Dabei wird die installierte elektrische Leistung als Variable definiert und im Rahmen der Aus- und Einsatzplanung bestimmt.

Das dynamische Verhalten des Elektrolysesystems, besonders das Teillastverhalten und die Dauer des Kaltstartes sind von der gewählten Elektrolysetechnologie abhängig. In [59, S.48] wird für AEL-Systeme die Teillastfähigkeit der derzeitigen Systeme auf den Bereich von 30-40% und der zukünftigen Systeme auf 10-20% bezogen auf die Nominallast angegeben. [49, S. 109] führt ähnliche Bereiche des Teillastverhaltens an. Werden AEL-Systeme wiederholt ein- und ausgeschaltet, so wirkt sich das auch in Form einer Senkung des Systemwirkungsgrades [59, S.48] aus. Auch wird in [59, S.63] der Test eines AEL-Systems zwecks dynamischer Fähigkeiten zusammengefasst. Es resultiert eine begrenzte Dynamik der Systeme, bei welcher besonders das Hochfahren der Anlage je nach Last auch im Stundenbereich liegen kann. Der derzeitige Teillastbereich der PEM-Systeme liegt zwischen 0-10% und wird für zukünftige Systeme auf 0-5% abgeschätzt [59, S.63]. PEM-Systeme können in wenigen Sekunden bis Minuten den Lastwechsel und den Kaltstart durchführen. [49, S.109] Derzeit werden beide Systeme für P2G-Anlagen eingesetzt. Die AEL-Systeme werden schon sehr lange für großtechnische Anwendungen verwendet. Erst seit einigen Jahren wird auf die PEM-Technologie im Bereich der größeren Leistungsklassen zurückgegriffen. Allerdings weisen PEM-Systeme höhere Investitionskosten auf. [49, S.108] Demgegenüber sind PEM-Systeme, wie aus obigen Darlegungen ersichtlich, besonders hinsichtlich des dynamischen Verhaltens im Vergleich hervorzuheben.

In Bezug auf die weitere Methanisierung wird das dynamische Verhalten der gesamten P2G-Anlage noch weiter eingeschränkt. In [59, S.125] wird ein dynamischer Leistungsbereich von 25% bis 100% und in [59, S.173] sogar von 50% bis 150% für den Methanisierungsprozess

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

angeführt. Auch hier unterscheiden sich die Grenzen je nach Wahl des herangezogenen Prozesses. Das Hochfahren von chemischen Anlagen dauert allerdings sehr lange, deshalb wird für den Betrieb der Methanisierungsanlage ein Zwischenspeicher für H_2 und CO_2 empfohlen [59, S.173].

Die P2G-Modellkomponente soll über ein allgemein gültiges Modell abgebildet werden. Analog zu den thermischen Erzeugungstechnologien wird die Dynamik von P2G-Anlagen durch eine zusätzliche Gradientennebenbedingung des Strombezugs modelliert. Eine Mindestleistung wird nicht hinterlegt, um ein Abschalten der Anlagen über den Betrachtungshorizont von einem Jahr zu ermöglichen. Dementsprechend wird über,

$$\begin{aligned} &\forall i > 2, \forall k \in K_{P2G}, \\ &-\underline{GR}^{P2G} \leq \left[\frac{P_{el}^{P2G}(t_i,k) - P_{el}^{P2G}(t_{i-1},k)}{\Delta t}\right] \leq \overline{GR}^{P2G}, \end{aligned} \tag{3.75}$$

der Strombezug der Umwandlungseinheit weiter eingeschränkt. Durch diese zusätzliche Beschränkung wird zumindest der Anfahrvorgang der Anlagen nicht überschätzt. Die Parameter $\overline{GR}^{P2G}$ und $\underline{GR}^{P2G}$ sind erlaubte Grenzen des Lastwechsels der P2G-Anlagen und werden dem Modell vorgegeben. Die hinterlegten Grenzen des Lastwechsels stellen das Produkt der Multiplikation der installierten Engpassleistung und des Lastwechselfaktors, $\overline{P}_{el}^{P2G}(k) \cdot LWF$, dar. Beide Gradienten werden über den gleichen Lastwechselfaktor, aber mit entgegengesetzten Vorzeichen bestimmt.

Die Qualität vom eingespeisten regenerativen Gas in das Erdgasnetz ist in Österreich durch die ÖVGW Richtlinien G31 und G B220 geregelt [93] [92]. Die Qualitätsanforderungen zielen besonders auf die Einhaltung brenntechnischer Kennwerte wie den Wobbe-Index[6] W_s, den Brennwert H_s und die relative Dichte[7] d ab. Die wesentlichen Kennwerte für die Einspeisung erneuerbarer Gase aus den ÖVGW Richtlinien G31 und G B220 sind in der Tabelle 3.1 zusammengestellt.

Bezeichnung	Einheit	Wert
Wobbe-Index	$\frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$	13,3 - 15,7
Brennwert	$\frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$	10,7 - 12,8
Relative Dichte		0,55 - 0,65
Methan	% Mol-Anteil	≥ 96
Wasserstoff	% Mol-Anteil	≤ 4

Tabelle 3.1: Auszug aus den Anforderungen an die Gasbeschaffenheit gemäß den ÖVGW Richtlinien G31 und G B220 [93] [92]

[6] „Kennwert für die Austauschbarkeit von Gasen hinsichtlich der Wärmebelastung.“ [93]
[7] „Verhältnis der Dichte eines trockenen Gases zur Dichte der trockenen Luft unter gleichen Zustandsbedingungen.“ [93]

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Durch die Beimischung von Wasserstoff werden diese Kenngrößen des Gasgemisches geändert. In der Tabelle 3.2 sind der Brennwert und der Wobbe-Index von Gasgemischen Wasserstoff und Methan und der Reingase dargelegt. Dabei wird von idealen Gasen ausgegangen, bei welchem der Stoffanteil dem Raumanteil entspricht. Eine Änderung bzw. Abnahme des Brennwertes und des Wobbe-Index mit dem zunehmenden Wasserstoffanteil im Gasgemisch ist aus den Kennwerten der Tabelle 3.2 ersichtlich, welche in Folge zu einer Erhöhung der zu liefernden Gasmengen resultieren, um die gleiche Brennstoffleistung zu gewährleisten.

Gas	H_s $[\frac{kWh}{m^3}]$	W_s $[\frac{kWh}{m^3}]$
100% CH_4	11,06	14,85
12,5 Vol.-%H_2 in CH_4	10,12	14,40
25,0 Vol.-%H_2 in CH_4	9,18	13,95
50,0 Vol.-%H_2 in CH_4	7,30	13,07
100% H_2	3,54	13,43

Tabelle 3.2: Brennwerte und Wobbe-Indizes von Gasgemischen H_2 und CH_4 und Reingasen erstellt nach [52]

Die ÖVGW Richtlinien G31 und G B220 erlauben im Gaseinspeisepunkt diesbezüglich einen maximalen Anteil von 4 % Mol-Anteil vom eingespeisten Wasserstoff in das Erdgasnetz [92] und fordern einen Mindestanteil von Methan von 96 % Mol-Anteil [93]. Aufgrund des volatilen bzw. saisonabhängigen Gasabsatzes in Erdgasnetzen ist somit auch die maximale eingespeiste Wasserstoffmenge limitiert. Dementsprechend eignen sich vorwiegend die Leitungen der Netzebene 1 und 2, aufgrund der höher gelegenen Mindestgasdurchflussmenge für eine gleichmäßige Einspeisung in das Erdgasnetz. Die Erdgasqualität des österreichischen Erdgases ist durch die Erdgasqualität des vorwiegend aus Russland eingespeisten Erdgas-H zzgl. den inländisch geförderten Gasen und Importen aus Deutschland und Norwegen gegeben. Der Wasserstoffanteil dieses Erdgases liegt bei ca. 8 ppm. [59, S. 210]

Die Auswirkungen der Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz auf alle gekoppelten Energiesysteme werden im implementierten Modell über vordefinierte Wasserstoffbeimischwerte bezogen auf die Gasbilanzen abgeschätzt. In der vorliegenden Arbeit wird die gesamte Gasversorgungsstruktur von Österreich auf drei Knoten reduziert. Dementsprechend wird dadurch der gesamte Erdgasabsatz der jeweiligen Bilanzen für die Normierung der erlaubten Wasserstoffeinspeisung herangezogen. Darauf aufbauend wird zu jedem Zeitpunkt t_i die mögliche Wasserstoffeinspeisung in Abhängigkeit des Gasverbrauchs der jeweiligen Gasbilanzen limitiert. Es können jedoch die hier abgebildeten Gasspeicher der Gasbilanzen herangezogen werden, um den erforderlichen Erdgas-Durchfluss für die Einspeisung des synthetisch erzeugten Wasserstoffs zu erbringen. Über folgende Nebenbedingung wird der Energiestrom

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek WIEN Your knowledge hub

des erzeugten Wasserstoffs für die Einspeisung in die Gasbilanzen beschränkt:

$$i > 1, \forall k \in K_{P2G}:$$
$$H_{H2}^{GB}(t_i, k) - H_{H2}^{GB}(t_{i-1}, k) \leq v_{H2} \cdot \frac{H_{s,H2}}{H_{s,CH4}} \cdot \left[Q_{gas}^{IM}(t_i, gb) - Q_{gas}^{IM}(t_{i-1}, gb)\right]. \quad (3.76)$$

Der Wasserstoffbeimischwert v_{H2} wird auf den Erdgasabsatz bzw. den Erdgasimport der Gasbilanzen bezogen. Für die Umrechnung werden Brennwerte von Erdgas $H_{s,CH4}$ und Wasserstoff $H_{s,H2}$ herangezogen Die Auswirkungen des Beimischgrenzwertes auf die Energiesysteme werden im Rahmen von drei Szenarien untersucht. Näheres dazu ist im Abschnitt 4.8.3 gegeben.

Der Wasserstoffverkauf ist zunächst über den Lösungsraum des Strombezugs leistungsmäßig und der Einhaltung der ausgeglichene Wasserstoffbilanz gegeben.

Im Falle einer weiteren Methanisierung muss zu jedem Zeitpunkt t_i der ausgekoppelte Methanstrom der installierten thermischen Leistung der Methanisierungsanlage $\overline{\dot{Q}}_{H2}^{CH4}(k)$ entsprechen,

$$i > 1, \forall k \in K_{P2G}:$$
$$H_{H2}^{CH4}(t_i, k) - H_{H2}^{CH4}(t_{i-1}, k) \leq \overline{\dot{Q}}_{H2}^{CH4}(k) \cdot \Delta t. \quad (3.77)$$

3.11 Weitere steuerbare Maßnahmen im Stromsystem

In den vorherigen Abschnitten wurden unter anderem die Modellierung steuerbarer Erzeugungstechnologien, Speicher- und Umwandlungstechnologien der jeweiligen Energiesysteme vorgestellt, die eine direkte Beeinflussung der Erzeugungs/Last-Bilanz der Energiesystemknoten ermöglichen. Neben diesen Komponenten werden drei weitere Komponententypen in das Energiesystemmodell der Modellregion aufgenommen, die zusätzlich eine Änderung der Erzeugungs/Last-Bilanz des Stromsystems bewirken können. Dazu gehört die Möglichkeit des Lastmanagements, der Abregelung vordefinierter Erzeugungsleistung und des Stromaustausches mit den Nachbarländern. Im folgenden soll die Rolle der jeweiligen Komponententypen im Modell erläutert und ihre Modellierung vorgestellt werden.

3.11.1 Lastmanagement

In diesem Abschnitt wird die Modellierung des Lastmanagements im Stromsystem präsentiert. Durch Lastmanagement soll in den Untersuchungen dieser Arbeit eine weitere Flexibilitätsmöglichkeit, neben Speicher- und Umwandlungstechnologien, für den Ausgleich des

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

zugrunde liegenden Erzeugungs-/Lastprofils des Stromsystems untersucht werden. Die bewusste Änderung bzw. Steuerung des Stromverbrauchs zwecks Ausbilanzierung des Stromsystems wird im Rahmen dieser Arbeit unter dem Begriff Lastmanagement verstanden. Die Steuerung des Stromverbrauchs im Rahmen von Lastmanagement kann grundsätzlich durch Änderung des Nutzerverhaltens über zeitliche Verschiebung oder über die Abschaltung der Stromanwendungen erfolgen. In beiden Fällen spielt ein „interner Speicher" der Verbraucher eine wesentlich Rolle in der Erfüllung vom Lastmanagement.

Im Haushalt können diesbezüglich die Einschaltzeitpunkte großer Haushaltsgeräte wie Waschmaschine, Geschirrspülmaschinen oder Wäschetrockner verschoben werden. Die gezielte Ladesteuerung und Verschiebung der Ladevorgänge der elektrischen Fahrzeuge kann auch zum Zweck des Lastmanagements erfolgen. Im Industriesektor kann hierfür die Verlagerung der stromintensiven Industrieprozesse zur günstigen Zeitpunkten durchgeführt werden. Der „interne Speicher" bei den Verlagerungsprozessen entspricht bei den Wirtschaftssektoren der Bereitschaft, der Geduld und der Flexibilität der Nutzer, gewisse Abläufe zu einem späteren Zeitpunkt durchzuführen. In der Industrie ist die Verschiebung der Prozessabläufe auch durch das Einbinden von Lagermöglichkeiten der Zwischen- und Endprodukte während des Herstellungsprozesses möglich. Eine andere Möglichkeit der Laststeuerung, die das Nutzerverhalten nicht direkt beeinflusst, ist das Heranziehen der thermischen Prozesse von Warmwasser-, Heiz-, oder Kühlanlagen im Haushalt, Industrie oder Gewerbe, die meistens einen internen Wärmespeicher aufweisen und somit auch ein Abschalten der Stromanwendung zu gewissen Zeitpunkten ermöglichen. Auf diese Weise können größere Strommengen zu gewissen Zeitperioden aufgenommen, umgewandelt und gespeichert werden und Energie in Form von Wärme bzw. Kälte zur Zeiten des Stromverbrauchs abgegeben werden. Die Strom-zu-Wärme Anwendungen zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung werden jedoch in dieser Arbeit gesondert untersucht und sollen durch die Lastmanagementkomponente nicht erfasst werden.

Demzufolge wird über das Lastmanagement der Verbrauchskomponente des Stromsystems die Möglichkeit geboten eine Reduktion oder Erhöhung der Verbrauchsleistung zu einem gewählten Zeitpunkt durchzuführen, welche zu einem späteren Zeitpunkt durch den konträren Vorgang rückgängig gemacht wird. In dieser Hinsicht ähnelt die Maßnahme des Lastmanagements der Betriebsweise eines Speichers. Aus diesem Grund wird in der vorliegenden Arbeit die Rolle der modellierten elektrischen Kurzzeitspeicher auch unter Berücksichtigung vom Lastmanagement, als mögliche konkurrierende Maßnahme, untersucht. Zusätzlich sollen die Auswirkung vom Lastmanagement auf das modellierte Stromsystem dargelegt werden. Nachfolgend wird die umgesetzte Modellierung des Modellkomponententyps Lastmanagement vorgestellt.

Wie schon oben angedeutet, ähneln die Maßnahmen des Lastmanagements einem Ausspeicher- und Einspeichervorgang eines verlustlosen Speichers. Dementsprechend wird in weiterer Fol-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

ge gelegentlich der Begriff des Lastmanagement-Speichers verwendet. Die Leistungslaständerungen im Rahmen von Lastmanagement bewirken im Rahmen dieser Arbeit eine zeitliche Verlagerung der Verbrauchsenergie innerhalb einer definierten zeitlichen Periode z.B. eines Tages, der gesamte Stromverbrauch dieser zeitlichen Periode soll jedoch dadurch nicht verändert werden. Durch Lastmanagement soll lediglich der Lastgang des Stromverbrauchs zur gewählten Zeitpunkten unter Einhaltung des gesamten Stromverbrauchs angepasst werden. Der ein- bzw. ausgespeicherte Strom des Lastmanagement-Speichers soll dementsprechend spätestens nach einer maximalen erlaubten Verlagerungszeit wieder aus- bzw. eingespeichert werden. Der Einspeichervorgang des Lastmanagement-Speichers entspricht einer Lastreduktion. Der Ausspeichervorgang ist mit Lasterhöhung gleich zu stellen. Die Höhe der aus- und eingespeicherten Leistung des Lastmanagement-Speichers hängt von der erlaubten Verschiebeleistung ab. Ein Beispiel für die Ausführung des Lastmanagements ist in der Abbildung 3.10 dargestellt. Es wird angenommen, dass die maximale Verlagerungsperiode der Laständerung 5 h beträgt und die maximale Verlagerungsleistung ca. 5% der Tagesspitzenleistung ausmacht. In diesem Beispiel findet eine Verschiebung eines Stromverbrauchsanteils von 10:00-14:00 auf 05:00-09:00 statt. Um dieses zu erreichen, wird die Leistungsaufnahme von 05:00-09:00 erhöht und um diesen Energieanteil zwischen 10:00-14:00 reduziert. Eine Ähnliche Vorgehensweise im späteren Tagesverlauf findet auch statt. Hier wird wieder ein Anteil des Stromverbrauchs von 18:00-21:00 in die Nachtstunden 22:00-01:00 verschoben. Der gesamte Tagesverbrauch bleibt gleich, es kommt lediglich zur Änderungen der Leistungsbezüge. Die im Modell hinterlegte Lastmanagementmaßnahme basiert auf dem Speichermodell aus

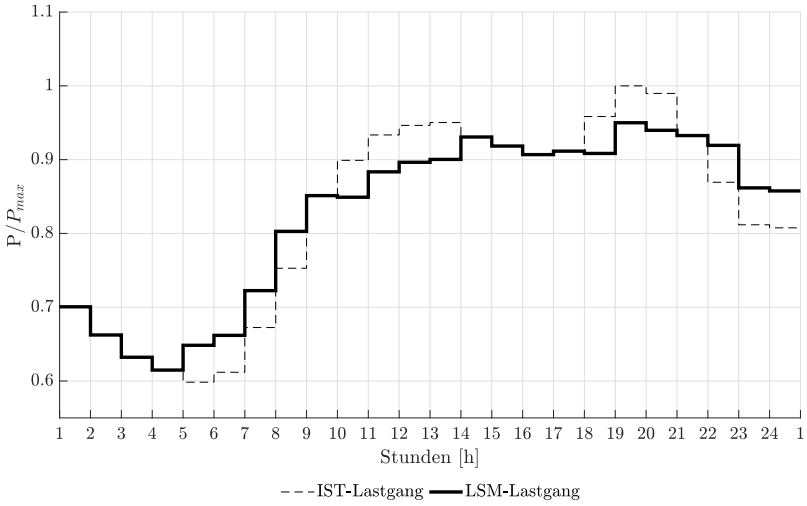


Abbildung 3.10: Beispiel der Lastmanagement-Anwendung

3.9. Die Energievariablen des Lastmanagement-Speichers stellen den gesamten reduzierten und erhöhten Stromverbrauch zum Zeitpunkt t_i dar. Dementsprechend wird über $E_+^{LSM}(t_i, k)$ der reduzierte Stromverbrauch und über die Energievariable $E_-^{LSM}(t_i, k)$ der erhöhte Stromverbrauch für jeden Zeitpunkt t_i und für jeden Lastknoten $k \in K_L$ definiert. Jeder Energievariable, $E_+^{LSM}(t_i, k)$ und $E_-^{LSM}(t_i, k)$ wird zum Zeitpunkt $(t_1 = 0h)$ ein Energiestartwert

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

in Anlehnung an die Ausführungen in 3.2 zugeordnet. Die resultierende Leistung der Lastveränderungen werden über eine untere und obere Beschränkung wie in Gleichungen 3.78 - 3.81 dargestellt, begrenzt. Durch die unteren Leistungsbeschränkungen wird ein monoton steigendes Verhalten der jeweiligen Energievariablen sichergestellt. Als obere Beschränkung der Laständerungen agiert die maximale erlaubte Verlagerungsleistung. Diese wird hier als prozentualer Wert c_{LSM} bezogen auf die maximale Knotenleistung der Last des berechneten Zeitfensters angegeben.

$$
\begin{aligned}
& i > 1, \forall k \in K_L : \\
& E_{+}^{LSM}(t_i, k) - E_{+}^{LSM}(t_{i-1}, k) \geq 0, && (3.78) \\
& E_{-}^{LSM}(t_i, k) - E_{-}^{LSM}(t_{i-1}, k) \geq 0, && (3.79) \\
& E_{+}^{LSM}(t_i, k) - E_{+}^{LSM}(t_{i-1}, k) \leq \overline{P_{el}}^{L}(k) \cdot c_{LSM} \cdot \Delta t, && (3.80) \\
& E_{-}^{LSM}(t_i, k) - E_{-}^{LSM}(t_{i-1}, k) \leq \overline{P_{el}}^{L}(k) \cdot c_{LSM} \cdot \Delta t. && (3.81)
\end{aligned}
$$

Dass die verlagerte Strommenge spätestens nach der Verlagerungszeit dem System wieder bereitgestellt wird, wird über die unteren Nebenbedingungen sichergestellt,

$$
\begin{aligned}
& i > 1, \forall k \in K_{LSM} : \\
& E_{-}^{LSM}(t_i, k) \geq E_{+}^{LSM}(t_{i-tv}, k), && (3.82) \\
& E_{+}^{LSM}(t_i, k) \geq E_{-}^{LSM}(t_{i-tv}, k). && (3.83)
\end{aligned}
$$

Durch die erste Nebenbedingung wird sichergestellt, dass die gesamte reduzierte Strommenge der Verbraucherlast vom Zeitpunkt t_{i-tv} spätestens zum Zeitpunkt t_{tv} gleich der gesamten Strommenge der Lasterhöhung ist. Die zweite Nebenbedingung bildet genau den umgekehrten Betriebsfall ab. Im Gegensatz zur konventionellem Speicher kann beim Lastmanagement-Speicher die Ausspeicherung auch vor der Einspeicherung stattfinden. Somit kann der Energieinhalt des Lastmanagement-Speichers auch negative Werte einnehmen. Dieser Fall tritt ein, wenn ein Verbrauchsvorgang auf einen früheren Zeitpunkt als geplant verschoben wird. Die ausgespeicherte Energie muss jedoch spätestens innerhalb der erlaubten Verlagerungszeit wieder eingespeichert werden. Es soll hier erwähnt werden, dass hier bei den Haushaltsgeräten wie Waschmaschinen davon ausgegangen wird, dass Sie schon für den Verbrauchsvorgang an diesem Tag vorbereitet sind, um das Kausalitätsprinzip des Verbrauchsvorganges[8] nicht zu verletzen. Auch wird davon ausgegangen, dass nur ein Anteil der Batterie der Elektro-Fahrzeuge zur Lastreduktion eingesetzt wird und die oberste Priorität der Einhaltung der Wegstrecke nicht verletzt wird. Am Ende einer definierten zeitlichen Periode muss der integrierte Tageslastgang der angepassten Last dem integrierten Lastgang der ursprünglichen

[8] Die Waschmaschine muss gefühlt sein und frei zur Verfügung stehen, um diese zur Lastmanagement-Zwecken zu nutzen.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Last entsprechen. Über die folgende Nebenbedingung:

$$
\begin{aligned}
&i \in \{25, 49\}, \forall k \in K_{LSM}: \\
&E_{+}^{LSM}(t_i, k) - E_{-}^{LSM}(t_i, k) = 0,
\end{aligned} \tag{3.84}
$$

wird sichergestellt, dass der Energieinhalt des Lastmanagement-Speichers am Ende des Tages den Wert null erreicht und somit der Tagesverbrauch durch die Lastmanagement-Maßnahme nicht beeinflusst wird. Die Lastmanagementmaßnahme wird nur über die rollierende kurzfristige Betriebsplanung untersucht.

3.11.2 Abregelung

Der Komponententyp Abregelung ist eine weitere steuerbare Modellkomponente, die herangezogen werden kann, um das Erzeugungs-/Lastprofil des Stromsystems zu beeinflussen. Über diesen Komponententyp wird eine gezielte Reduktion der vordefinierten nachhaltigen Stromerzeugung abgebildet. Durch die Leistungsreduktion der nachhaltigen Stromerzeugung wird der Modellregion ein regenerativer Energieanteil entzogen, dementsprechend soll die Abregelung nur in Fällen einer nicht möglichen Verwertung der elektrischen Leistung zum jeweiligen Zeitpunkt erfolgen. Die Abregelung stellt ein Pendant zu anderen steuerbaren Maßnahmen des Stromsystems dar wie z.B. der Einsatz der Speicher- oder Umwandlungstechnologie, die das Erzeugungs-/Lastprofil in dieser Hinsicht auch beeinflussen können. Dementsprechend soll durch die Option der Abregelung der Modellregion die Möglichkeit gegeben werden, die installierbaren Speicher- und Umwandlungstechnologien nicht unbedingt auf den maximal auftretenden Leistungswert der vordefinierten Erzeugungstechnologien abstimmen zu müssen. Die Abregelung wird über die Energievariable $E_{el}^{AB}(t_i, k)$ definiert. Die Möglichkeit der Abregelung soll nur an Netzknoten der vordefinierten Stromerzeugung gewährt werden. Somit wird die Abregelungskomponente für alle Netzknoten $k \in K_{Pv} \cup K_{Wi} \cup K_{LwK}$ definiert. Die Verringerung der eingespeisten elektrischen Leistung durch die Abregelungskomponente darf sich zu jedem Zeitpunkt zwischen Null (keine Abregelung) und der Momentanleistung der gesamten vordefinierten Stromerzeugung eines Netzknotens bewegen. Diesbezüglich wird der Lösungsraum der Komponente über die zwei Ungleichungen:

$$
\begin{aligned}
&i > 1, \forall k \in K_{Pv} \cup K_{Wi} \cup K_{LwK}: \\
&E_{el}^{AB}(t_i, k) - E_{el}^{AB}(t_{i-1}, k) \geq 0, \\
&E_{el}^{AB}(t_i, k) - E_{el}^{AB}(t_{i-1}, k) \leq (P_{el}^{Wi}(t_i, k) + P_{el}^{Pv}(t_i, k) + P_{el}^{LwK}(t_i, k)) \cdot \Delta t,
\end{aligned} \tag{3.85}
$$

beschrieben. Die Abregelungskomponente kann gemäß der Definition aus 3.3 dem Grundkomponententyp Verbrauchskomponente zugeordnet werden. Dementsprechend wird der

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Leistungsbeitrag der Abregelungskomponente mit einem negativen Vorzeichen in die Bilanzgleichungen des Stromsystems eingesetzt.

Die Abregelung soll nur dann gesetzt werden, wenn die nachhaltige Stromerzeugung aufgrund von technischen Restriktionen des zusammenhängenden Netzgebiets in das Stromsystem nicht eingespeist werden kann. Der Abregelvorgang wirkt sich somit negativ auf die regenerative Bilanz der Modellregion aus. Dementsprechend wird jede abgeregelte Leistung als Verlustleistung der Modellregion aufgenommen, welche kompensiert werden muss. Die Kompensation jeglicher Verluste der Modellregion wird über die Zielfunktion und der jeweiligen Energiebilanzen gesteuert und ist mit zusätzlichen wirtschaftlichen Aufwendungen der Modellregion gekoppelt. Um gezielt die Rolle und den Betrieb der einzelnen Maßnahmen Abregelung, Export oder Speicherung einander gegenüber zu stellen und dadurch die direkte Beeinflussung auf den Zielfunktionswert aufzuzeigen, werden diese Verlustanteile separat in der Zielfunktion aufgenommen. Zudem werden auch dadurch indirekt die nachhaltigen vordefinierten Erzeugungstechnologien in die Zielfunktion erfasst und der fossilen Stromerzeugung gegenüber gestellt. Dementsprechend wird die gesamte abgeregelte Strommenge $E_{el}^{AB}(t_n, k)$ für jeden relevanten Netzknoten in die Zielfunktion, wie in 3.1 dargelegt, aufgenommen.

3.11.3 Import-/Exportkomponenten

Grenzüberschreitende Leitungen werden für die Erstellung der Lastflussmatrix zur Reduktion der Anzahl der steuerbaren Variablen und dementsprechend der Größe der Nebenbedingungsmatrix aus der Topologie des Übertragungsnetzes ausgeschlossen. Der Lastfluss der grenzüberschreitenden Leitungen wird allerdings über eigenständige Modellkomponenten modelliert und der Topologie des erstellten Energiesystemmodells an den zugehörigen Inlandsnetzknoten der grenzüberschreitenden Leitungen zugeordnet. Der grenzüberschreitende Lastfluss wird in der vorliegenden Arbeit über vordefinierte und über steuerbare Import- und Exportkomponenten abgebildet. Die steuerbaren Import- und Exportkomponenten bilden somit einen optimierbaren grenzüberschreitenden Lastfluss ab, welcher direkt als Resultat des Optimierungsproblems hervorgeht. Dem optimierbaren grenzüberschreitenden Lastfluss überlagert sich noch ein exogener grenzüberschreitender Lastfluss, welcher einen „Transitlastfluss“ der Nachbarländer abbildet. Die vordefinierten Komponenten werden im Abschnitt 4.4.3 diskutiert. Im folgenden wird die Modellierung der steuerbaren Import-/Exportkomponenten-typen beschrieben.

Der steuerbare Import/Export dient als eine weitere steuerbare Maßnahme, um die Erzeugungs/Last-Bilanz im Stromsystem zu beeinflussen. Durch den steuerbaren Import/Export an relevanten Import-/Exportknoten kann zu jedem Zeitpunkt direkt auf den inländischen

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Lastfluss Einfluss genommen werden. Besonders der steuerbare Export bildet, wie die Abregelung, jenen Überschussstrom ab, welcher in der Modellregion nicht mehr verwertet werden kann. Der Unterschied zur Abregelung besteht darin, dass über den steuerbaren Export jener Überschussstrom, welcher in der Modellregion nicht mehr wirtschaftlich verwertet werden kann, erfasst wird. Hingegen wird über die Abregelung jener Überschussstrom abgebildet, welcher aufgrund der thermischen Auslastung der Leitungen nicht über das Stromsystem transportiert bzw. im Stromsystem nicht integriert werden kann und dementsprechend am Ort der „Erzeugung" abgeregelt werden muss. Der steuerbare Import und Export sind in der Zielfunktion enthalten und mit Kosten veranschlagt. Dementsprechend werden beide Maßnahmen auch nur dann zum Einsatz gebracht, wenn keine weiteren wirtschaftlichen Möglichkeiten der steuerbaren Stromverwertung oder Stromerzeugung in der Modellregion bestehen. Diesbezüglich wird der Export um 5% niedriger bepreist als die Abregelung, um die Grenzen des hinterlegten Netzes abzuschätzen. Die Nachhaltigkeit der Modellregion soll zunächst primär auf den inländischen nachhaltigen Erzeugungspotentialen beruhen. Deshalb wird der steuerbare Import auch nur zur Bewahrung der Lösbarkeit des Modells eingesetzt.

An allen Netzknoten, an denen grenzüberschreitende Leitungen vorhanden sind, werden jeweils vordefinierte und steuerbare Import- und Exportkomponenten definiert. Über eine gemeinsame Import/Export-Bilanz wird der gesamte grenzüberschreitende Lastfluss kontrolliert. Die steuerbaren Komponenten werden über Energievariablen $E_{el}^{IM}(t_i, k)$, $E_{el}^{EX}(t_i, k)$ je Zeitpunkt t_i und Knoten $k \in K_{IE}$ modelliert. Gemäß Darlegungen aus Abschnitt 3.5 wird auch hier für beide Modellkomponenten je Knoten k und Zeitpunkt t_i eine untere Leistungsgrenze, wie in

$$\begin{aligned} & i > 1, \forall k \in K_{IE} : \\ & E_{el}^{IM}(t_i, k) - E_{el}^{IM}(t_{i-1}, k) \geq 0, \\ & E_{el}^{EX}(t_i, k) - E_{el}^{EX}(t_{i-1}, k) \geq 0, \end{aligned} \tag{3.86}$$

dargestellt, definiert. Schließlich wird für jeden Import-/Exportknoten die Import/Export-Bilanz bzw. der aggregierte grenzüberschreitende Lastfluss gebildet. In der Import/Export-Bilanz überlagern sich die Leistungsflüsse der steuerbaren, sowie der vordefinierten Komponenten. Dementsprechend müssen die Grenzen für beide Lastflussrichtungen des aggregierten grenzüberschreitenden Lastflusses berücksichtigt werden. Gemäß Darlegungen aus 3.3 nimmt der Leistungsfluss der Importkomponente ein positives und der Exportkomponente ein negatives Vorzeichen an. Als maximal möglicher grenzüberschreitender Lastfluss wird wie für die Einhaltung der maximalen Zweigauslastung, die maximale thermische Scheinleistung S_{th} der länderübergreifenden Leitungen herangezogen und dem Wirkleistungsfluss $\overline{P}_{el}^{IE}$ gleichgesetzt. Das (n-1)-Kriterium wird auch für den grenzüberschreitenden Lastflusses mit einem Sicherheitsfaktor von 65% abgebildet. Über zwei Nebenbedingungen wird sichergestellt, dass sich

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

der aggregierte Lastfluss der Import/Export-Bilanz in den Grenzen der maximalen übertragbaren Leistung der grenzüberschreitenden Leitungen bewegt. Diesbezüglich wird die elektrische Leistung der steuerbaren Import-/Exportkomponenten über Energievariablen abgebildet, wie am Beispiel der Importkomponente dargelegt, $P_{el}^{IM}(t_i,k) = {}^{(E_{el}^{IM}(t_i,k)-E_{el}^{IM}(t_{i-1},k))}/_{\Delta t}$, und in den Nebenbedingungen der Import/Export-Bilanz wie folgt,

$$
\begin{aligned}
&i > 1, \forall k \in K_{IE}: \\
&[P_{el}^{IM}(t_i,k) + P_{el,fix}^{IM}(t_i,k)] - [P_{el}^{EX}(t_i,k) + P_{el,fix}^{EX}(t_i,k)] \leq 0,65 \cdot \overline{P}_{el}^{IE}(k), \\
&[P_{el}^{IM}(t_i,k) + P_{el,fix}^{IM}(t_i,k)] - [P_{el}^{EX}(t_i,k) + P_{el,fix}^{EX}(t_i,k)] \geq -0,65 \cdot \overline{P}_{el}^{IE}(k),
\end{aligned}
\tag{3.87}
$$

integriert. Im Fall, dass der vordefinierte Lastfluss nicht berücksichtigt werden soll, können die vordefinierten Komponenten auf null gesetzt werden.

Die hinterlegten Import-/Exportknoten, sowie auch die hinterlegte maximale grenzüberschreitende übertragbare Leistung werden im Abschnitt 4.4.3 diskutiert.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

4

Rahmendaten und Annahmen des energieträgerübergreifenden Energiesystems

In diesem Kapitel werden Rahmendaten und Annahmen des im Kapitel 3 vorgestellten energieträgerübergreifenden Energiesystems der Modellregion Österreich vorgestellt, die zu den Ergebnissen im Kapitel 5 führen. Es wird zunächst auf die herangezogenen Szenarien der vordefinierten Erzeugungstechnologien eingegangen, welche die Ausgangsbasis der hier vorgestellten Untersuchungen darstellen. Darauf aufbauend wird auf die Erstellung der vordefinierten Verbrauchs- und Erzeugungszeitreihen und auf die Ermittlung und Analyse der dadurch resultierenden Residuallast des Strom- und Wärmesystems eingegangen. Letztendlich werden die relevanten Parameterdaten aller steuerbaren Modellkomponententypen des Energiesystemmodells aus dem Kapitel 3 präsentiert.

4.1 Szenarien der vordefinierten Erzeugungskomponenten

Der massive Ausbau erneuerbarer Erzeugungstechnologien stellt den Ausgangspunkt für die Untersuchungen dieser Arbeit und das im Kapitel 3 vorgestellte Modell dar. Eines der wesentlichen Ziel dieser Arbeit ist es abzuschätzen, wie die Versorgung zukünftiger Energiesysteme (Strom, Gas und Wärme) mit einem hohen Grad regenerativer und dargebotsabhängiger Erzeugung unter Einbezug von Speicher- und Kopplungstechnologien realisiert werden kann. Dazu werden Szenarien einer möglichen regenerativen Energieversorgung herangezogen. Das grundlegende Szenario der regenerativen Erzeugung baut auf einem geschätzten Erzeugungspotential der Strom- und Wärmeversorgung für das Jahr 2030 auf. Dieses Szenario wird in den folgenden Ausführungen als das regenerative Basis-Szenario bezeichnet. Die weiterführende Entwicklung der regenerativen Erzeugung wird in dieser Arbeit basierend auf dem geschätzten Erzeugungspotential für das Jahr 2050 modelliert und in weiterer Folge als das 2050-Szenario bezeichnet.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Die angenommenen Erzeugungspotentiale für 2030 und 2050 stellen ambitionierte Entwicklungen regenerativer Erzeugungsformen der österreichischen Energieversorgung dar und bauen auf dem ambitionierten Erzeugungsszenario der europäischen Studie "Support Activities for RES modelling post 2020" [119] auf. In der Studie wurden regenerative Szenarien der Länder der europäischen Union für die Jahre 2030 und 2050 erstellt. Die Erzeugungspotentiale der Studie wurden mit dem Simulationsmodell Green-X, entwickelt von der Energy Economics Group an der Technischen Universität Wien, bestimmt. Die regenerativen Szenarien des Green-X-Modells wurden in Abhängigkeit des regenerativen Anteils am Endverbrauch bis 2030 und zukünftigen Entwicklungen der Fördermaßnahmen erneuerbarer Energien abgeleitet, näheres dazu wird in [119] vorgestellt. In dieser Arbeit wird auf dem ambitioniertesten Fall der ermittelten regenerativen Szenarien aufgebaut.

Das ambitionierte Szenario strebt ein gemeinsames europäisches Fördersystem, unabhängig von der Erzeugungstechnologie, an und unterstellt einen Anteil der erneuerbaren Energieträger am Gesamtendenergieverbrauch für das Jahr 2030 von 35% und darauf aufbauend für das Jahr 2050 von 62% [119, S. 31]. Die Szenarien der europäischen Studie "Support Activities for RES modelling post 2020" beinhalten potentielle Entwicklungen im Strom- und Wärmesektor und berücksichtigen parallele Entwicklungen erneuerbarer Technologien beider Energiesysteme. Aus diesem Grund stellen die herangezogenen Szenarien eine gute Ausgangsbasis für die durchgeführten Untersuchungen des energieträgerübergreifenden Energiesystems der vorliegenden Arbeit dar.

In den herangezogenen regenerativen Szenarien wird keine Zuordnung des Ausbau- und Erzeugungspotentials der Wasserkraft in Bezug auf die Erzeugungsform, Laufwasserkraft oder Speicherkraft, angegeben. In der vorliegenden Arbeit wird die Ausgangslage der Modellregion hinsichtlich dem erneuerbaren Erzeugungsanteil verschärft, indem die herangezogenen Potentiale als rein dargebotsabhängig, ohne nennenswerte Zwischenspeicherung, in die Untersuchungen integriert werden. Dementsprechend wird das Potential der Wasserkraft aus den ambitionierten Szenarien der Erzeugungsform Laufwasserkraft zugeschrieben. Im Abschnitt 4.5.1 ist die Umsetzung der geplanten Ausbauprojekte der (Pump)Speicherkraftwerke für die Abbildung des Speicherkraftwerksparks zusammengefasst. Die neuen (Pump)Speicherkraftwerke werden vor allem hinsichtlich der Pump- und Turbinenleistung erweitert. Eine Vergrößerung der Speicherbecken wird bei den irreversiblen Speicherkraftwerken in den Ausbauprojekten nur in einem geringen Ausmaß berücksichtigt.

In Tabelle 4.1 sind Erzeugungspotentiale der vordefinierten Erzeugungstechnologien des implementierten Modells basierend auf dem ambitionierten Szenario für die Jahre 2030 und 2050 dargelegt. Zum Vergleich dazu ist die Aufbringung der gleichen Erzeugungstechnologien aus 2017 in der Spalte IST[9] gegeben. Aus der Tabelle 4.1 ist ein enormer Zuwachs der

[9] Die Erträge der Stromversorgung werden aus dem Statistikbericht 2018 der E-Control [30] und die Erträge der Wärmeversorgung aus der Gesamtenergiebilanz der Statistik Austria [109] abgeleitet.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

regenerativen Komponenten des Stromsystems erkennbar. Das gesamte Erzeugungspotential ist im Basis-Szenario etwa doppelt so groß wie im IST-Zustand 2017. Die aktuelle nationale Klima- und Energiestrategie „#mission2030“ verfolgt in Bezug auf die Photovoltaik ein noch höheres Ausbaupotential. Der gesamten Wasserkrafterzeugung der vorliegenden Arbeit wird jedoch ein viel größeres Erzeugungspotential, als in den „#mission2030“-Zielen festgelegt, zugeschrieben. Die geschätzte Wärmeerzeugung der jeweiligen Technologien steigt im Vergleich zum IST-Zustand, allerdings ist der Zuwachs bei den steuerbaren Erzeugungstechnologien des entwickelten Modells viel ausgeprägter, wie der mit Biomasse befeuerten KWK- und Feuerungsanlagen sowie Wärmepumpen, näheres dazu wird in Abschnitten 4.5.3, 4.6.1 und 4.8.1 vorgestellt. Die vorgestellten Erzeugungspotentiale stellen die Grundlage für die Erstellung der Leistungsverläufe der vordefinierten Modellkomponenten und die Einsatzplanung der variablen Modellkomponenten dar. Für die Beantwortung wesentlicher Fragestellungen dieser Arbeit wird jedoch der Fokus auf das regenerative Basis-Szenario gelegt. Das Erzeugungspotential regenerativer Energieträger in diesem Szenario reicht aus, um wesentliche Auswirkungen des massiven Ausbaus erneuerbarer Erzeugungstechnologien auf die Komponenten der einzelnen Energiesysteme abzuschätzen und diesbezüglich die Bedeutung der Speicher- und Kopplungstechnologien zu bestimmen.

Energiesystem	Erzeugungsform	Basis-Szenario[10]	2050-Szenario	IST
		E_{el} [TWh]		
Stromsystem	Photovoltaik	6,5	18,2	0,8
	Windkraft	17,7	31,1	6,6
	Laufwasserkraft	41,8	41,8	28,9
	Gesamt	**66,0**	**91,1**	**36,3**
		Q_{th} [TWh]		
Wärmesystem	Solarthermie	3,3	3,3	2,10
	Geothermie	0,8	1,4	0,09
	Müllverbrennung	2,0	1,7	1,90
	Gesamt	**6,1**	**6,4**	**4,09**

Tabelle 4.1: Erzeugung der vordefinierten Erzeugungstechnologien der regenerativen Szenarien und Istwerte aus 2017

4.2 Vordefinierte Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten im Stromsystem

Nachfolgend werden die vordefinierten Erzeugungs- und Verbrauchskomponententypen des Stromsystems diskutiert. Es wird die Rolle dieser Komponententypen im entwickelten Modell

[10] Szenario 2030

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

vorgestellt und auf die Erstellung regional und zeitlich differenzierter Zeitreihenwerte der einzelne Komponententypen eingegangen. Die daraus resultierende Residuallast bzw. die Ausgangsbasis für die weiteren Untersuchungen wird aufbauend darauf getrennt diskutiert und schließt den Abschnitt ab.

4.2.1 Erneuerbare Erzeugungsformen

Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Biomasse gehören zu erneuerbaren Erzeugungsformen, die einen enormen Beitrag der Stromerzeugung in den hier vorgestellten Szenarienuntersuchungen ausmachen. Tatsächlich ist der Anteil erneuerbarer Energieträger der Stromversorgung in Österreich jetzt schon sehr hoch und liegt bei etwa 71% [30] bezogen auf die gesamte Inlandsstromerzeugung. Dabei entfallen auf die Stromerzeugung aus Wasserkraft fast 61% [30]. Die Nutzung der Wasserkraft für die Stromerzeugung wird seit vielen Jahrzehnten in unterschiedlichen Formen angewendet. In Österreich ist die umfangreiche Nutzung der Wasserkraft besonders durch die alpine geographische Struktur und die große Anzahl an fließenden Gewässern begünstigt. Auch die technische Nutzung von Windkraft wird schon seit Jahrzehnten in unterschiedlichen Formen betrieben. Allerdings gehört die Windkraft im Gegensatz zur Wasserkraft vorwiegend zu neuen erneuerbaren Technologien der Stromerzeugung, die in Österreich eingesetzt werden. „Die Windenergie hat sich in Österreich in mehreren Phasen entwickelt. In der ersten Phase, welche mit dem ersten Ökostromgesetz einherging, wurde in Österreich knapp 1 GW Windkraftleistung errichtet. Nach Jahren des Stillstandes wurden durch die Rahmenbedingungen des Ökostromgesetzes 2012 wieder maßgebliche Leistungen zugebaut.“ [94, S. 11] Die Stromgewinnung in Solarzellen durch die Nutzung von Sonnenlicht wird als Photovoltaik bezeichnet. In Österreich erlebte auch diese Technologie den ersten Aufstieg mit dem Ökostromgesetz 2001 und stagnierte allerdings wegen der Deckelung der Tarife im Jahr 2004. Der zweite Aufschwung startete mit dem Jahr 2009. [94, S. 13]

Die Stromerzeugung der oben vorgestellten Technologien wird für die gegenständigen Untersuchungen als vordefiniert bzw. bekannt hinterlegt. Dabei wird von einer exogenen installierten Leistung der regenerativen Einspeiser, basierend auf herangezogenen Erzeugungsszenarien, ausgegangen. Zudem wird die Erzeugung aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik durch eine perfekte Einspeiseprognose in die Untersuchungen integriert, das heißt, die Einspeisungen sind zu jedem Zeitpunkt t_i definiert. Einzig die Stromerzeugung aus Biomasse wird als eine steuerbare Erzeugungsform abgebildet, die nur durch die Leistung und jährliche Energiewerte entsprechend dem Erzeugungspotential im erstellten Modell limitiert ist, siehe dazu 3.6.2 und 4.5.3.

Die perfekte Einspeiseprognose wird in das Modell über vordefinierte Zeitreihen integriert.Die vordefinierten Zeitreihen hängen von den dargebotsabhängigen Verläufen und der installier-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

ten Leistung der jeweiligen Erzeugungstechnologien ab. Die installierten Leistungen basieren auf Erzeugungspotentialen, dargestellt im Abschnitt 4.1, unter Berücksichtigung einer durchschnittlichen Zahl von VLST[11] der hier integrierten dargebotsabhängigen Verläufe vordefinierter Erzeugungsformen. Die dargebotsabhängigen Verläufe werden aus den Verläufen, die im Rahmen des Projekts „Super-4-Mirco-Grid (S4MG)“ erstellt wurden, abgeleitet. Im Rahmen des Projekts „S4MG“ [70] wurden auf Basis der gemessenen Wind, Strahlungs- und Abflussdargebote Zeitreihen der Stromerzeugung für definierte Regionen für einen Zeitraum 1994-2008 in einem 1 h-Raster erstellt. Die Modellregion Österreich wurde dazu in acht Regionen unterteilt. Die erstellten Zeitreihen stellen aufgrund der zeitlichen und regionalen Auflösung eine fundierte Basis für die Untersuchungen räumlicher und zeitlicher Schwankungen der regenerativen Stromerzeugung dar. In der Tabelle 4.2 ist die resultierende installierte Leistung der nachhaltigen Erzeugungstechnologien für beide regenerativen Szenarien zusammengefasst.

Erzeugungsform	Basis-Szenario	2050-Szenario
	P_{el} [GW]	
Photovoltaik	6,99	19,49
Windkraft	6,65	11,70
Laufwasserkraft	8,01	8,01
Gesamt	**21,65**	**39,20**

Tabelle 4.2: Installierte Leistung nachhaltiger Erzeugungstechnologien im Stromsystem

Die im Rahmen des Projekts „S4MG“ erstellten dargebotsabhängigen Verläufe werden für die regionale Rasterung des hier abgebildeten Stromnetzes entsprechend angepasst. Schließlich wird das in Tabelle 4.2 vorgestellte Ausbaupotential je Erzeugungsform auf kleinere Flächeneinheiten, die je nach Datenverfügbarkeit der Bundeslandebene oder Netzknotenebene zugeordnet werden, verteilt. Darauf aufbauend werden angepasste normierte Einspeisecharakteristiken herangezogen und einzelnen Netzknoten mit der installierten Leistung zugewiesen. Letztendlich kann somit der gesamte vordefinierte Erzeugungsertrag pro Netzknoten und Erzeugungsform bestimmt werden. Im folgenden wird auf die Erstellung vordefinierter Zeitverläufe der vordefinierten Erzeugungstechnologien eingegangen.

Regionale Verteilung

Damit die Effekte der vorgestellten regenerativen Erzeugungsszenarien auf die gekoppelten Energiesysteme analysiert werden können, werden die vorgestellten Ausbauleistungen auf die Netzknoten des Übertragungsnetzes für jede Erzeugungsform verteilt. Die ausgewählten

[11] Unter durchschnittlichen VLST werden hier die mittleren jährlichen VLST über einen mehrjährigen Horizont verstanden.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Netzknoten des Übertragungsnetzes aus Abbildung 3.2 stellen in den meisten Fällen Kopplungsknoten zu der 110 kV- Netzebene dar, die die untergeordneten regionalen Verteilnetze mit dem Höchstspannungsnetz verbinden. Zusätzlich wird bei der regionalen Verteilung der Erzeugungsform Laufwasserkraft bei der Wahl der Netzknoten bedacht, dass aufgrund höherer installierter Anlagenleistung die Laufwasserkraft nicht nur an die 110 kV- Netzknoten, sondern auch an die dafür vorgesehenen Höchstspannungsnetzknoten zu platzieren ist.

Aufgrund nicht vollständiger Angaben über die genaue regionale Zusammensetzung der regenerativen Erzeugungspotentiale der herangezogenen Szenarien werden für die regionale Verteilung mehrere Literaturquellen herangezogen und folgender Ansatz implementiert. Die gesamte installierte Leistung wird anteilmäßig nach einem Top-Down Ansatz relevanten Netzknoten zugeschrieben. Diesbezüglich wird zunächst das gesamte Potential einzelnen Bundesländern zugeordnet, indem Anteile, die die Bundesländer am gesamten Potential tragen, bestimmt werden. Die einzelnen Potentiale der Bundesländer werden in weiterer Folge in feinere Potential-Anteile unterteilt, welche letztendlich den einzelnen Netzknoten zugeordnet werden. Die resultierende grobe Verteilung der installierten Leistungen des Top-Down Ansatz nach Bundesland und Erzeugungsform ist in der Tabelle 4.3 dargelegt. Die feinere Gliederung der installierten Leistung auf die einzelnen Netzknoten ist in der Tabelle 6.1 im Anhang des Dokumentes zu finden.

Bundesland	Windkraft	Photovoltaik	Laufwasserkraft
Vorarlberg	0,8%	3,4%	4,8%
Tirol	1,2%	4,0%	19,1%
Salzburg	1,5%	8,3%	8,6%
Kärnten	6,3%	7,7%	12,5%
Steiermark	8,9%	15,3%	11,7%
Burgenland	28,6%	4,0%	0,0%
Oberösterreich	4,5%	20,5%	25,7%
Niederösterreich	48,1%	27,9%	15,2%
Wien	0,1%	9,0%	2,3%

Tabelle 4.3: Prozentuale Aufteilung der installierten Leistung der nachhaltigen Erzeugungsformen je Bundesland

Im weiteren wird auf die oben vorgestellte regionale Verteilung der regenerativen Erzeugungsszenarien je Erzeugungsform eingegangen.

Windkraft

Das im Abschnitt 4.1 vorgestellte Windpotential für das Basis-Szenario deckt sich fast genau mit dem technisch realisierbaren Windpotential von 17,67 TWh für 2030 der Windkraftstu-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

die „Das realisierbare Windpotential Österreichs für 2020 und 2030“ [54, S. 27]. Das gesamte Windpotential 2030 der Windkraftstudie wurde basierend auf den technisch realisierbaren regionalen Windpotentialen für 2030 der einzelnen Bundesländer abgeleitet. Demzufolge werden die installierten Leistungen des hier verwendeten Basis-Szenarios unter Berücksichtigung des ermittelten Bundeslandpotentials für das Jahr 2030 aus der Windkraftstudie [54, S. 27] und der angesetzten Ausbauleistung aus dem Abschnitt 4.2.1 anteilsmäßig auf die einzelnen Bundesländer aufgeteilt. Für das 2050-Szenario wird angenommen, dass sich die zusätzlichen Windstandorte mit denselben Anteilen auf die einzelnen Bundesländer verteilen.

Aufgrund fehlender Angaben in der Windkraftstudie über die detailliertere Aufteilung des ermittelten Bundeslandpotentials im Bundesland selbst wird hierfür auf die Arbeiten des mehrfach erwähnten Projekts „S4MG“ zurückgegriffen. Ein zusätzlicher Grund dafür liegt in der aus „S4MG“ herangezogenen zeitlichen Charakteristik für die vordefinierten Windeinspeisewerte. Die Aufteilung des Bundeslandpotentials auf die einzelnen Netzknoten erfolgt anhand der Umrechnung der regionszugehörigen Potential-Flächenanteile aus dem Projekt „S4MG“ auf die bundeslandzugehörigen Potential-Anteile.

Im Zuge des Projekts „S4MG“ wurde Österreich in acht Regionen aufgeteilt, deren Wind- und Photovoltaikpotential über regionszugehörige Potentialflächen bestimmt wurden. Entsprechend [70] wurde jeder Potentialfäche in der Region anteilmäßig ein Regionspotential zugeordnet. Die Flächenpotentiale wurden mit dem Geo-Informations-System (GIS) unter Berücksichtigung der technisch-rechtlichen Restriktionen in Windkraft-Flächenpotentiale gegliedert, näheres dazu wird in [71, S. 7] diskutiert. Die einzelnen Regionen aus dem Projekt „S4MG“ erstrecken sich über mehrere Bundesländer. Deshalb können die einzelnen regionsabhängigen Potential-Flächenanteile nicht direkt in dieser Arbeit herangezogen und müssen auf die Bundeslandebene umgerechnet werden. Dazu werden aus „S4MG“ die installierten Leistungen pro Potentialfläche bestimmt und entsprechend der geographischen Verortung den einzelnen Bundesländern zugeordnet. Die sich daraus ergebende Gesamtleistung pro Bundesland wird schließlich angewendet, um die Leistungen der einzelnen Potentialflächen auf die Leistung des jeweiligen Bundeslandes zu beziehen. Durch diese Normierung wird das in dieser Arbeit berechnete Bundeslandpotential prozentual auf die zugehörigen Potentialflächen aufgeteilt. In weiterer Folge kann somit basierend auf dem vorgestellten Bundesland-Anteil der Windkraftstudie der Anteil einzelner Potentialflächen an der Gesamtleistung bestimmt werden. Hierfür wird weiter angenommen, dass alle Windstandorte bzw. Potentialflächen im Bundesland gleich gute Erträge erbringen bzw. eine ähnliche Standortqualität aufweisen und sich dementsprechend anteilsmäßig an der Kapazität des Bundeslandes in beiden Szenarien gleich auswirken. Schließlich werden die einzelnen Potentialflächen entsprechend der geographischen Zugehörigkeit anhand der Netzkarten aus [57, S.26 und S.58], die die einzelnen 110 kV-Netzgruppen in Österreich umfassen, den einzelnen Netzknoten des Übertragungsnetzes aus Abbildung 3.2 zugeordnet. Letztendlich wird das gesamte Windpo-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

tential an 32 Netzknoten des Netzzustandes vom Basis-Szenario, zusammengefasst in der Tabelle 6.1, im implementierten Netzmodell verteilt.

Photovoltaik

Die hier vorgestellte regionale Verteilung des Photovoltaikpotentials baut zur Gänze auf dem regionalen Verteilungsschlüssel des Photovoltaikpotentials des zuvor vorgestellten Projekts „S4MG“ auf. Die nicht verfügbaren Angaben über die regionale Verteilung des Photovoltaikpotentials der herangezogenen regenerativen Erzeugungsszenarien und die feine regionale Gliederung des Potentials in „S4MG“ Projekt haben zu dieser Vorgehensweise beigetragen. Im Projekt „S4MG“ wurden geeignete Photovoltaikflächen mit GIS unter Berücksichtigung von definierten Ausschlusskriterien (Einstrahlung, Hangneigung und Seehöhe) bestimmt, näheres dazu wird in [17, S. 2] diskutiert. Wie schon bei der Verteilung der installierten Windleistung erwähnt, decken sich die definierten Regionen des Projekts „S4MG“ geographisch nicht mit den österreichischen Bundesländern. Infolgedessen wird zunächst, wie im oberen Abschnitt vorgestellt, die installierte Leistung der Potentialflächen über regionszugehörige Anteile aus „S4MG“ und dem dort ermittelten Regionspotential bestimmt. Darauf aufbauend werden die Potentialflächen entsprechend der geographischen Verortung den einzelnen Bundesländern zugeordnet. Demgemäß wird basierend auf dieser Zuordnung ein Verteilungsschlüssel für die Zuordnung des Gesamtpotentials auf die Bundesländer bzw. die Potentialflächen bestimmt. Über den ermittelten Verteilungsschlüssel wird das hier berechnete Bundeslandpotential auf die Bundesländer bzw. die zugehörigen Potentialflächen aufgeteilt. Schließlich werden auch hierfür die einzelnen Potentialflächen entsprechend der geographischen Zugehörigkeit anhand der Netzkarten aus [57, S.26 und S.58], den einzelnen Netzknoten des Übertragungsnetzes zugeordnet. Es wird für beide Verteilungen, Verteilung auf die Bundesländer und Potentialflächen, angenommen, dass die installierte Leistung in beiden Szenarien entsprechend der ermittelten Anteile zu verteilen ist. Demzufolge wird eine gleiche Ertragsqualität, unabhängig vom Ausbaujahr, für die Standorte der Photovoltaik für beide Erzeugungsszenarien unterstellt. Letztendlich wird das Photovoltaikpotential an 37 Netzknoten des Netzzustandes vom Basis-Szenario, zusammengefasst in der Tabelle 6.1, im implementierten Netzmodell verteilt.

Laufwasserkraft

Die Zuordnung der gesamten installierten Laufwasserkraftleistung zu den einzelnen Bundesländern basiert auch auf dem resultierenden Verteilungsschlüssel des im Projekt „S4MG“ verankerten Laufwasserkraftpotentials. Die für die Ausbauleistung herangezogenen Erzeugungspotentiale im Projekt „S4MG“ basieren allerdings auf den ermittelten Lausfwasserkraftpotentialen der Wasserkraftstudie von [101]. Das dort ermittelte Erzeugungspotential

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

setzt sich aus dem Ausbaugrad der Laufwasserkraft aus 2008, welches sich jeweils nach den Bundesländern weiter nach Groß- und Kleinwasserkraftwerken gliedert, und dem reduzierten technisch-wirtschaftlichen Restpotential zusammen. Werden der Ausbaugrad 2008 der Wasserkraftstudie und der aktuelle Ausbaugrad der Großkraftwerke, basierend auf der interaktiven Kraftwerkskarte von Österreichs Energie [91], miteinander verglichen, so sind geringe Landesunterschiede zu erkennen. Die nicht immer eindeutige Zuordnung der Kraftwerke zum Kraftwerkstyp Lauf- und Speicherkraftwerke aus der Wasserkraftstudie nach [101, S. 20] und die Vernachlässigung der Laufwasserkraftwerke der Österreichischen Bundesbahnen im Rahmen der Zusammenstellung des aktuellen Ausbaugrades können die Landesunterschiede begründen. Zusammenfassend beträgt der Unterschied dieser zwei Quellen hinsichtlich der gesamten installierten Leistung der Großkraftwerke nur mehr 1%. Dementsprechend kann der resultierende Verteilungsschlüssel aus „S4MG“ auch für die Verteilung des zukünftigen Potentials auf die Bundeslandebene herangezogen werden.

Die Verteilung der Laufwasserkraft im jeweiligen Bundesland auf die einzelnen Netzknoten basiert auf der Verteilung der installierten Anlagenleistung der Großkraftwerke der interaktiven Kraftwerkskarte von Österreichs Energie [91]. Über die interaktive Kraftwerkskarte wird infolge der geographischen Zugehörigkeit der einzelnen Kraftwerke die entsprechende Platzierung an die Netzknoten der 110 kV-Netzgruppen der Netzkarten aus [57, S.26 und S.58] und an die Netzknoten der 220 kV-Netzebene der ENTSO-E-Netzkarte [39] ermittelt. Auf diese Weise wird die gesamte installierte Leistung im Bundesland anteilsmäßig auf die einzelnen Netzknoten des Übertragungsnetzes verteilt. Die Erzeugungskraft der Laufwasserkraft wird 31 Netzknoten des Netzzustandes vom Basis-Szenario aus Abbildung 3.2, zusammengefasst in der Tabelle 6.1, zugeordnet.

Zeitliche Charakteristik erneuerbarer Erzeugungstechnologien

Die Stromerzeugung erneuerbarer Erzeugungstechnologien ist dargebotsabhängig und demzufolge volatil. Im Rahmen des Projekts „Super-4-Micro-Grid“ [70] wurden auf Basis der gemessenen Wind-, Strahlungs- und Abflussdargebote Zeitreihen der Stromerzeugung je Region für den Zeitraum 1994-2008 in einem 1 h-Raster erstellt. Die erstellten Zeitreihen stellen aufgrund der zeitlichen und regionalen Auflösung eine fundierte Basis für die Untersuchungen räumlicher und zeitlicher Schwankungen der dargebotsabhängigen Energieaufbringung dar. Demgemäß werden die Zeitreihen der Stromerzeugung des Projekts „S4MG“ für die Erstellung vordefinierter Erzeugungszeitreihenwerte regenerativer Energieformen in dieser Arbeit verwendet. Diesbezüglich wird ein ähnlicher Ansatz wie schon bei der regionalen Verteilung des regenerativen Potentials auf die Netzknoten verfolgt.

Für die Untersuchungen dieser Arbeit werden die regionszugehörigen Zeitreihen aus „S4MG“ auf bundeslandbezogenen Zeitreihen der nachhaltigen Energieformen umgerechnet und den

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

ausgebauten Erzeugungskomponenten je Netzknoten zugeordnet. Im folgenden soll auf die Umrechnung der Zeitreihen der Stromerzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft und Photovoltaik eingegangen werden. Die wesentlichen Eigenschaften der hinterlegten zeitlichen Charakteristika vordefinierter Erzeugungstechnologien und ihr Einfluss auf die Residuallast werden im Abschnitt 4.2.3 präsentiert.

Windkraft

Die im Projekt „S4MG“ erstellten Zeitreihen der Stromerzeugung aus Windkraft basieren auf gemessenen Windgeschwindigkeiten, die über 110 Messstationen erfasst wurden und für welche normierte Zeitreihen der Stromerzeugung für eine repräsentative 2 MW Anlage[12] ermittelt wurden, näheres dazu wird in [70, S. 34] diskutiert. Jede der Messstationen wurde einer Region zugewiesen und für jede Messstation wurde auch ein gewichteter Potential-Anteil vergeben, der in dieser Arbeit für die Verteilung installierter Leistung auf die Netzknoten verwendet wird. Die Summe aller Gewichte je Region betrug 1. Die normierten Zeitreihen der Messstationen zuzüglich des verteilten gewichteten Flächenpotentials resultierten in absoluten Zeitreihenwerten der Stromerzeugung aus Windkraft und wurden für die Bestimmung des mittleren gewichteten Regionsprofils in „S4MG“ herangezogen. Das mittlere gewichtete Regionsprofil aus „S4MG“ wird nun für die Erstellung der in dieser Arbeit verwendeten normierten Zeitreihen[13] der Windkrafterzeugung herangezogen. Dazu werden die mittleren gewichteten Regionsprofile aus „S4MG“ auf die mittleren gewichteten Bundeslandprofile umgerechnet. Zunächst werden die absoluten Zeitreihen aus „S4MG“ auf die installierte Leistung je Region normiert. Hierfür wird die errechnete Ausbauleistung aus „S4MG“ verwendet. Dadurch wird angenommen, dass je Region alle Potentialflächen aus „S4MG“, die die Charakteristik der normierten Zeitreihe bestimmen, anteilsmäßig bis zu dem definierten Ausbaupotential ausgebaut werden. Diese Annahme ist mit der Verteilung der installierten Leistung auf die Netzknoten je Szenario konsistent, siehe Abschnitt 4.2.1. Über die geographische Zugehörigkeit der einzelnen Potentialflächen, wie im Abschnitt 4.2.1 vorgestellt wurde, werden nun absolute Zeitreihen je Potentialfläche dem jeweiligen Bundesland zugeordnet. Die daraus resultierende Einspeisecharakteristik pro Bundesland wird auf die ermittelte maximal installierte Leistung je Bundesland normiert.

Werden die normierten Zeitreihen über einen zeitlichen Horizont von einem Jahr addiert, so ergibt diese jährliche Summe die Volllaststundenzahl für das gegebene Jahr und das Bundesland. Die Bildung eines Mittelwerts der jährlichen Volllaststundenzahl über die fünfzehn Jahre resultiert in der durchschnittlichen Volllaststundenzahl für das Bundesland. Die resultierende durchschnittliche Volllaststundenzahl je Bundesland ist deutlich geringer als die

[12] Die Anlagen dieser Größe waren zum Zeitpunkt der Projektdurchführung Stand der Technik.
[13] Normiert auf die installierte Leistung je Region.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek WIEN Your knowledge hub

durchschnittliche Volllaststundenzahl, die aus den Erträgen und installierten Leistungen der für die regionale Verteilung diskutierten Windkraftstudie „Das realisierbare Windpotential Österreichs für 2020 und 2030“ [54, S. 27] hervorgeht. Der Grund dafür kann in den zur Verfügung gestellten Messstationen des Projekts „S4MG“ gefunden werden, die besonders im Westen des Landes nicht notwendigerweise die günstigsten Windstandorte abdeckten und die letztendlich herangezogene repräsentative Windanlage. Als Beispiel seien die VLST in Vorarlberg erwähnt, welche gemäß „S4MG“ 250 h/a und gemäß der Windkraftstudie 2000 h/a betragen.

Damit die resultierenden jährlichen Bundeslanderträge der Windkraft mit den Erträgen der Windkraftstudie vergleichbar sind und dadurch auch eine realistische Ausgangsbasis der Windkraft hinsichtlich der Volllast für die hier durchgeführten Szenarienuntersuchungen gegeben ist, werden die ermittelten normierten Zeitreihen je Bundesland auf die Volllaststunden aus der Windkraftstudie hochskaliert. Darauf aufbauend werden jene Leistungswerte, welche über der installierten Leistung liegen, mit jener Leistung begrenzt. Durch das Begrenzen der Erzeugungsleistung reduziert sich die neu errechnete Volllaststundenzahl. Infolgedessen wird ein zusätzlicher Skallierungsparameter eingeführt, um die angestrebten VLST je Bundesland zu erreichen. Die errechneten Skalierungsparameter sind in der Tabelle 4.4 zusammengefasst. Der Skalierungsfaktor wird über den 15-jährigen Durchschnitt der normierten Zeitreihen ermittelt, um dadurch auch „windschwache“ und „windstarke“ Jahre zu erfassen.

Bundesland	Skal. Faktor VLST	Skal. Faktor P-Begrenzung
Vorarlberg	8,00	1,13
Tirol	4,34	1,13
Salzburg	1,65	1,04
Kärnten	18,52	1,93
Steiermark	5,98	1,41
Burgenland	2,28	1,08
Oberösterreich	1,57	1,05
Niederösterreich	1,90	1,07
Wien	1,28	1,01

Tabelle 4.4: Skalierungsfaktor der Zeitreihen für Windkraft

Letztendlich werden für jedes Bundesland neun normierte Zeitreihen für einen Zeitraum von 15 Jahren erstellt. Die ermittelten Netzknotenanteile $a^{Wi}(k)$ zzgl. der festgelegten Ausbauleistung $P^{Wi}_{el,inst}$ und der normierten Zeitreihen $p^{Wi}_{el}(t_i, k)$ je Bundesland bzw. Netzknoten ergeben Zeitreihen der Windkrafterzeugung für jeden relevanten Netzknoten k der Wind-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

knotenmenge K_{Wi} wie in der Gleichung 4.1,

$$i > 1, \forall k \in K_{Wi}:$$
$$P_{el}^{Wi}(t_i, k) = P_{el,inst}^{Wi} \cdot a^{Wi}(k) \cdot p_{el}^{Wi}(t_i, k), \tag{4.1}$$

dargelegt. Die resultierende elektrische Erzeugungsleistung der Windkraft wird in das Modell als vordefinierte Knotenleistung des Stromsystems übernommen.

Photovoltaik

Die Zeitreihen der Photovoltaikerzeugung aus „S4MG“ basieren auf gemessenen Globalstrahlungswerten, die über 79 Messstationen erfasst wurden, und Globalstrahlungswerten weiterer 45 Stationen, die zur Gänze oder teils über die Sonnenscheindauer abgeleitet wurden. Im Rahmen des Projekts wurden normierte Zeitreihen für eine repräsentative $1kW_{peak}$ Anlage mit Südausrichtung unterschiedlicher Anstellwinkel für jede der Stationen ermittelt, näheres dazu wird in [70, S. 35] vorgestellt. Die hier verwendeten Einspeisecharakteristiken der einzelnen Messstationen setzen Anlagen mit Südausrichtung und einem Anstellwinkel $\beta = 30°$ voraus. Im Projekt „S4MG“ wurde jede PV-Station einer Region zugewiesen und für jede Messstation auch ein gewichteter Potential-Anteil vergeben, der in dieser Arbeit für die Verteilung installierter Leistung auf die Netzknoten verwendet wird. Basierend auf den normierten Zeitreihen der Messstationen, dem gewichteten Potential-Anteil und dem installierten Potential aus „S4MG“ wurden absolute Zeitreihen der Stromerzeugung für Photovoltaik je Region erstellt. Die absoluten Zeitreihen je Region werden nun für die Erstellung der normierten Zeitreihen in dieser Arbeit verwendet.

Diesbezüglich werden die Charakteristiken der regionszugehörigen Zeitreihen aus „S4MG“ analog zu der vorgestellten Umrechnungsmethode der Zeitreihen der Windkraft auf die Bundeslandebene umgerechnet. Die daraus resultierende Einspeisecharakteristik je Bundesland, wird auf die maximal installierte Leistung je Bundesland normiert. Werden auch hier die normierten Zeitreihenwerte über einen zeitlichen Horizont von einem Jahr addiert und ein Durchschnitt über die 15 Jahre gebildet, so ergibt sich eine durchschnittliche PV-Volllaststundenzahl für Österreich von 936 h/a. Gemäß den Daten des Ökostromberichts 2013 [58, S. 65] betrugen die durchschnittlichen VLST der Photovoltaikerzeugung 957 h/a. Im Projekt „S4MG“ wurden zusätzlich die Modellgenauigkeiten bestimmt bzw. die Korrelationen der im Projekt erstellten Zeitreihen mit Messwerten bestehender Anlagen errechnet. Diese Überprüfung ergab zufriedenstellende Korrelationswerte, die den Bereich $\geq 0,6$ erfassten, in [17] wird diesbezüglich ausführlich diskutiert. Demzufolge kann zusammengefasst werden, dass keine weiteren Anpassungen der umgerechneten Zeitreihen für die Untersuchungen dieser Arbeit notwendig sind.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Letztendlich werden neun normierte Zeitreihen, eine für jedes Bundesland, erstellt. Die ermittelten Netzknotenanteile $a^{Pv}(k)$ zzgl. der festgelegten Ausbauleistung $P^{Pv}_{el,inst}$ und der normierten Zeitreihen $p^{Pv}_{el}(t_i, k)$ je Bundesland bzw. Netzknoten ergeben Zeitreihen der Photovoltaikerzeugung für jeden relevanten Netzknoten k der Photovoltaikknotenmenge K_{Pv} wie in der Gleichung 4.2,

$$\begin{aligned} &i > 1, \forall k \in K_{Pv}: \\ &P^{Pv}_{el}(t_i, k) = P^{Pv}_{el,inst} \cdot a^{Pv}(k) \cdot p^{Pv}_{el}(t_i, k), \end{aligned} \tag{4.2}$$

dargelegt. Die resultierende elektrische Erzeugungsleistung der Photovoltaik wird in das Modell als vordefinierte Knotenleistung des Stromsystems übernommen.

Laufwasserkraft

Die Zeitreihen der Laufwasserkrafterzeugung basieren auf den normierten Zeitreihen, die anhand der Daten des Niederschlag-Abflussmodells des Projekts „S4MG“ und dem dort gewählten Ansatz für die Erstellung der Zeitreihen der Laufwasserkrafterzeugung erstellt wurden. Der Ansatz aus „S4MG“ soll hier noch einmal kurz vorgestellt werden.

Im Projekt „S4MG“ wurde aus dem erstellten Niederschlags-Abflussmodell das jährliche Abflusspotential der österreichischen Gewässer je Bundesland für einen zeitlichen Horizont von 1977 bis 2006, wie in [70, S. 18] dargelegt, zusammengestellt. Über diese Wertereihen kann somit das durchschnittliche jährliche Abflusspotential für jedes Bundesland ermittelt werden. Das daraus resultierende Abflusspotential wird auf die tatsächlichen Erzeugungswerte der Laufwasserkraftanlagen (Groß- und Kleinkraftwerksanlagen), die in der Wasserkraftstudie [101] ermittelt wurden, skaliert, um charakteristische Erzeugungszeitreihen der Laufwasserkraft für jedes Bundesland zu generieren. Die durchschnittliche Laufwasserkrafterzeugung der Wasserkraftstudie entspricht dem mittleren Regelarbeitsvermögen der in der Studie recherchierten Anlagen. Durch die Skalierung[14] des erstellten Abflusspotentials auf die mittleren Erzeugungswerte ist die Einhaltung der installierten Kraftwerksleistung je Bundesland nicht notwendigerweise gegeben. "Somit tragen speziell die Hochwassersituationen einen hohen Anteil zur Erzeugung bei. Die dabei errechneten Erzeugungsleistungen liegen jedoch weit über den installierten Engpassleistungen der Laufwasserkraftwerke." [70, S. 56] Demzufolge werden die Zeitreihen nun weiter angepasst, indem Leistungswerte, die über der installierten Engpassleistung liegen, auf die Engpassleistung begrenzt werden und die restlichen Zeitschritte um einen konstanten Faktor, der sich aus der Einhaltung des durchschnittlichen Ertrags pro Bundesland ergibt, angehoben werden. Die so erstellten Zeitreihen

[14] Es werden nur Zeitreihenwerte ab dem Jahr 1994 für die Skalierungen herangezogen, um die Vergleichbarkeit mit anderen Erzeugungsformen gewährleisten zu können.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek WIEN Your knowledge hub

werden nun auf die installierte Engpassleistung normiert und in der vorliegenden Arbeit für die Erstellung der vordefinierten Zeitreihen der Laufwasserkraft je Netzknoten verwendet.

Diesbezüglich werden der ermittelte Netzknotenanteile $a^{LwK}(k)$ zzgl. der festgelegten Ausbauleistung $P^{LwK}_{el,inst}$ und der relevanten normierten Zeitreihen $p^{LwK}_{el}(t_i,k)$ für jeden relevanten Netzknoten k der Laufwasserkraftknotenmenge K_{LwK} wie in der Gleichung 4.3,

$$\begin{aligned} &i > 1, \forall k \in K_{LwK}: \\ &P^{LwK}_{el}(t_i,k) = P^{LwK}_{el,inst} \cdot a^{LwK}(k) \cdot p^{LwK}_{el}(t_i,k), \end{aligned} \tag{4.3}$$

vorgestellt in Relation gebracht.

Charakteristische Jahresverläufe

Die oben erstellten zeitlichen Verläufe entsprechen Jahresverläufen regenerativer Stromerzeugung. Die Untersuchungen dieser Arbeit basieren auf einem zeitlichem Horizont von einem Jahr. Das Heranziehen aller Jahresverläufe für die einzelnen Untersuchungen ist aufgrund des geringen Mehrwerts und des massiven Rechenaufwands nicht notwendig. Demzufolge wird aus den erstellten Jahresverläufen ein charakteristischer Jahresverlauf für die weiteren Untersuchungen selektiert. Dabei wird jener Jahresverlauf ausgewählt, welcher am besten den durchschnittlichen Jahresertrag der gesamten regenerativen Stromerzeugung über alle Jahre abdeckt.

Wie im oberen Abschnitt dargelegt, wird für jede Erzeugungstechnologie und jedes Bundesland eine charakteristische Zeitreihe, normiert auf die installierte Leistung erstellt. Durch die Multiplikation mit der installierten Leistung je Bundesland wird die tatsächliche Stromerzeugung je Erzeugungstechnologie und Bundesland bestimmt. Die Summe der Erzeugungswerte über die Bundesländer ergibt die tatsächliche Gesamterzeugung je Erzeugungstechnologie. Aufgrund der dargebotsabhängigen Charakteristik der regenerativen Stromerzeugung, ergeben die Erzeugungszeitreihen unterschiedliche jährliche Stromerträge. Der daraus resultierende durchschnittliche Jahresenergieertrag der einzelnen Erzeugungstechnologien entspricht den Potentialen der regenerativen Erzeugungsszenarien aus Tabelle 4.1. Der durchschnittliche Stromertrag aller Erzeugungstechnologien wird über die Jahre von 1994 bis 2006 für diese Betrachtung gebildet, da die Abflusswerte der Laufwasserkraft für 2007 und 2008 nicht zur Verfügung stehen. In Abbildung 4.1 ist die durchschnittliche Abweichung der Jahreserträge vom Ertragsmittelwert der einzelnen Erzeugungstechnologien und des kompletten Erzeugungsmixes dargelegt. Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass die Abweichung der gesamten nachhaltigen Stromerzeugung zum durchschnittlichen Energieertrag im Jahr 2004 am geringsten ist. Das bedeutet, dass die Summe der zeitlichen Charakteristik aus 2004 sehr gut die durchschnittliche jährliche Erzeugung der 13 Jahre abbildet. Dementsprechend wird das

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

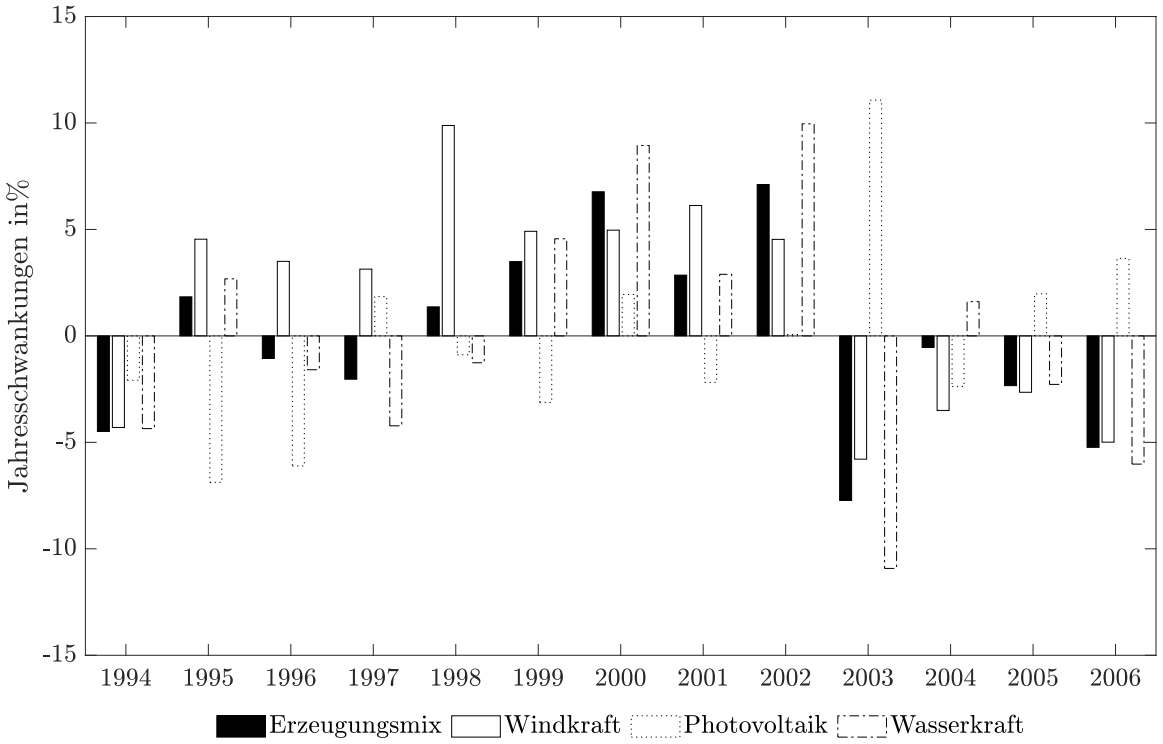


Abbildung 4.1: Abweichung der einzelnen Jahreserträge vom durchschnittlichen Jahresertrag

Jahr 2004 bzw. das Dargebot aus dem Jahr 2004 für die vordefinierten Zeitreihenwerte der nachhaltigen Erzeugungstechnologien für alle weiteren Untersuchungen herangezogen. Auch wenn die Abweichung zum Gesamtertrag der nachhaltigen Stromerzeugung im Jahr 2004 am geringsten ausfällt, entsprechen die Jahreserträge der regenerativen Erzeugungstechnologien aufgrund der vorhandenen einzelnen Abweichungen zum Ertragsmittelwert nicht ganz dem herangezogenen Erzeugungspotential der regenerativen Szenarien. In Tabelle 4.5 sind die resultierenden Erträge der vordefinierten Erzeugungstechnologien für das Basis-Szenario zusammengefasst. Die wesentlichen Eigenschaften der hinterlegten zeitlichen Charakteristik der regenerativen Erzeugungstechnologien und ihr Einfluss auf die Residuallast werden im Abschnitt 4.2.3 diskutiert.

	Windkraft	Laufwasserkraft	Photovoltaik	**Gesamt**
E_{el} [TWh]	17,06	42,48	6,39	**65,93**

Tabelle 4.5: Erträge vordefinierter Erzeugungstechnologien: Basis-Szenario

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

4.2.2 Verbrauch

Als Verbraucherlasten des Stromsystems werden in dieser Arbeit aggregierte Lastgruppen untergeordneter Spannungsebenen bezeichnet, die den einzelnen 110 kV-Netzgruppen zugeordnet und über die Umspannwerksknoten aus Abbildung 3.2 mit dem Übertragungsnetz verbunden sind. Der jährliche Stromverbrauch der Verbraucherlasten wird über jährliche Steigerungsraten ausgehend vom Jahresstromverbrauch aus 2014 in Anlehnung an gewählte Erzeugungsszenarien für die Jahre 2030 und 2050 bestimmt. Die hier vorgestellte Vorgehensweise baut auf den Daten der Elektrizitätsstatistik der E-Control auf. Die herangezogenen Daten der Elektrizitätsstatistik entsprachen zum Zeitpunkt der Entstehung dieser Arbeit dem Jahr 2014. Die jährlichen Steigerungsraten bilden Stromverbrauchsentwicklungen ab, die unter anderem von klimatologischen Entwicklungen, Effizienzmaßnahmen aber auch von zukünftigen Entwicklungen anderer Energiedienstleistungen im Stromsektor abhängig sind. Entsprechend [14, S. 35] ist eine jährliche Steigerungsrate für westeuropäische Länder von 1,25% bis zum Jahr 2020 und ab dem Jahr 2020 von 0,84% zu erwarten. Unter dem hier verwendeten Jahresstromverbrauch wird die Summe aus dem Endverbrauch der Kunden, der im Jahr 2014 63,603 GWh betrug, und dem Eigenbedarf der Kraftwerke, der 1,884 GWh im Jahr 2014 ausmachte, verstanden. Die Verluste der Pumpspeicherung resultieren aus den hier durchführten Berechnungen. Der Ausgangsstromverbrauch für die weiteren Berechnungen beträgt somit 65,49 GWh. Demzufolge ergibt sich nach Anwendung der Steigerungsraten der in der Tabelle 4.6 dargestellter Jahresstromverbrauch für die einzelnen Szenarien. Der jährliche Stromverbrauch und der damit korrespondierende zeitliche Lastverlauf werden

	Basis-Szenario	2050-Szenario
E_{el} [TWh]	76,63	89,87

Tabelle 4.6: Durchschnittlicher Jahresstromverbrauch für die Szenarien

für die Untersuchungen des energieträgerübergreifenden Energiesystems als „bekannt“ angenommen und sind somit für das Modell vordefiniert. Der Lastgang der Verbrauchslasten beruht auf der Ganglinie des Inlandsstromverbrauchs des öffentlichen Netzes aus dem Jahr 2014, welcher von der E-Control im Rahmen der Elektrizitätsstatistik zusammengestellt wurde [32]. Die Viertelstundenwerte der Ganglinie werden auf mittlere Stundenwerte umgerechnet und auf den Jahresverbrauch normiert. Der normierte Lastgang und der jährliche Stromverbrauch der einzelnen Netzknoten bestimmen somit den tatsächlichen Jahresverlauf einzelner Netzknoten. Der jährliche Stromverbrauch der Netzknoten wird ausgehend vom gesamten Jahresstromverbrauch entsprechend folgender Vorgehensweise bestimmt:

1. Der Bundeslandanteil (BL), $b^L(BL)$, am gesamten Stromverbrauch wird entsprechend der regionalisierten Verbraucherstruktur, zusammengestellt von der E-Control und verfügbar unter [34], bestimmt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

2. Anschließend wird für jedes Bundesland ein Pro-Kopf-Stromverbrauch basierend auf dem Jahresstromverbrauch der einzelnen Bundesländer aus 2014 und der veröffentlichten Einwohnerzahl je Bundesland für 2014 aus Statistik Austria [111] berechnet.

3. Der resultierende Pro-Kopf-Stromverbrauch wird für die Berechnung des jährlichen Stromverbrauchs der politischen Bezirke im Jahr 2014 verwendet.

4. Basierend auf dem ermittelten Stromverbrauch der politischen Bezirke aus Punkt 3 wird der Bezirksanteil am jährlichen Stromverbrauch des Bundeslandes bestimmt. Aufbauend darauf und dem ermittelten Bundeslandanteil am jährlichen Stromverbrauch aus dem Punkt 1 wird der Bezirksanteil am jährlichen Stromverbrauch der Modellregion bestimmt.

5. Die resultierenden Bezirksanteile werden den einzelnen Netzknoten entsprechend der geographischen Zugehörigkeit der politischen Bezirke gemäß der Netzkarten aus [57, S.26 und S.58] zugeordnet. Die Summe daraus ergibt die relevanten Netzknotenanteile $b^L(k)$.

6. Schließlich wird der jährliche Stromverbrauch der einzelnen Szenarien auf die Netzknoten entsprechend den resultierenden Netzknotenanteilen aus Punkt 5 bestimmt.

Der Jahresstromverbrauch wird letztendlich an 32 Netzknoten verteilt. Die resultierenden Bundeslandanteile am gesamten jährlichen Stromverbrauch sind in der Tabelle 4.7 dargestellt. Der Lastgang weist eine Spitzenlast von 12,9 GW für das Basis-Szenario und 15,1 GW für das 2050-Szenario auf. Aufgrund der Verwendung des gleichen normierten Lastganges für alle Bundesländer und Netzknoten entspricht der Anteil der einzelnen Bundesländer an der Spitzenlast den Anteilen aus der Tabelle 4.7.

Bundesland	$b^L(BL)$
Vorarlberg	4,49%
Tirol	9,65%
Salzburg	6,12%
Kärnten	7,20%
Steiermark	15,08%
Burgenland	2,80%
Oberösterreich	19,34%
Niederösterreich	14,08%
Wien	21,23%

Tabelle 4.7: Prozentuale Aufteilung des jährlichen Stromverbrauchs auf die Bundesländer

Die ermittelten Netzknotenanteile am gesamten Stromverbrauch $b^L(k)$ zzgl. dem definierten gesamt Stromverbrauch E^L_{el} und die normierte Ganglinie $p^L_{el}(t_i)$ ergeben Zeitreihen des

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Stromverbrauch für jeden Lastkonten $k \in K_L$ wie in der Gleichung 4.4,

$$i > 1, \forall k \in K_L :$$
$$P_{el}^{L}(t_i, k) = E_{el}^{L} \cdot b^{L}(k) \cdot p_{el}^{L}(t_i), \tag{4.4}$$

dargelegt. Die resultierende elektrische Verbrauchsleistung wird in das Modell als vordefinierte Knotenleistung des Stromsystems übernommen. Die wesentlichen Eigenschaften der hinterlegten zeitlichen Charakteristik und ihr Einfluss auf die Residuallast werden im Abschnitt 4.2.3 diskutiert.

4.2.3 Residuallast

Die Grundlage für die Ausbau- und Einsatzplanung der Modellkomponenten des Stromsystems ist die Residuallast. Die Residuallast des Stromsystems ist jene zu deckende Restlast, welche sich unter Berücksichtigung vordefinierter regenerativer Stromerzeugung einstellt. In der vorliegenden Arbeit wird das Erzeugerzählpfeilsystem herangezogen, somit wird die Residuallast für jeden Netzknoten k und zu jedem Zeitpunkt t_i aus der Differenz der vordefinierten regenerativen Stromerzeugung aus Photovoltaik, Windkraft und Laufwasserkraft, und dem vordefinierten Stromverbrauch gebildet.

$$i > 1, \forall k \in K_{Pv} \cup K_{Wi} \cup K_{LwK} \cup K_L :$$
$$P_{el}^{RL}(t_i, k) = P_{el}^{Wi}(t_i, k) + P_{el}^{Pv}(t_i, k) + P_{el}^{LwK}(t_i, k) - P_{el}^{L}(t_i, k). \tag{4.5}$$

Demzufolge ist die Residuallast ein vordefinierter Parameter im erstellten Modell, welcher nach der Gleichung 3.2 über steuerbare Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen wird. In folgenden Abschnitten wird die Residuallast der Modellregion und der einzelnen Netzknoten näher analysiert. Es werden Leistungs- und Energieverteilungen der Residuallast, jahreszeitliche Spezifika, charakteristische Energiegrößen und Extremwerte der Residuallast und der vordefinierten Komponentententypen vorgestellt. Basierend auf der Residuallast der Modellregion wird ein theoretischer Speicherbedarf für den zeitlichen Ausgleich der aggregierten Residuallast mittels Zerlegung der Residuallast in Schwingungen definierter Frequenzbandbreiten abgeschätzt.

Residuallast der Modellregion

Im folgenden Abschnitt wird zunächst auf die Jahresenergie- und die Leistungsverteilung der vordefinierten Komponententypen in Abhängigkeit von Jahreszeiten eingegangen, um ihren Einfluss auf die Leistungs- und Energieverteilung der resultierenden Residuallast aufzuzeigen. Diese zeitliche Einteilung der vordefinierten Komponententypen wird gewählt, um die

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

jahreszeitlichen Charakteristika der nachhaltigen Stromerzeugung und des Stromverbrauchs aufzuzeigen. Dafür wird zunächst ein unbeschränkter Stromtransport über das zusammenhängende Netzgebiet angenommen. Die Leistungswerte der vordefinierten Zeitreihen werden zudem entsprechend der Jahreszeiten angeordnet. Basierend auf den vorgestellten Jahreserträgen bzw. dem Jahresverbrauch der Modellregion aus Tabellen 4.5 und 4.6 ergeben sich die in der Abbildung 4.2 dargestellten jahreszeitlichen Stromerträge und der jahreszeitliche Stromverbrauch der vordefinierten Komponententypen für das Basis-Szenario. Die Einteilung der Jahreszeiten entspricht den meteorologischen Jahreszeiten, die jeweils drei vollständige Kalendermonate erfassen. So werden Monate Dezember, Januar und Februar über die Jahreszeit Winter, Monate März, April, Mai über die Jahreszeit Frühling, Monate Juni, Juli, August über die Jahreszeit Sommer und Monate September, Oktober, November über die Jahreszeit Herbst erfasst. Aus der Abbildung 4.2 ist zunächst der dominierende Einfluss der

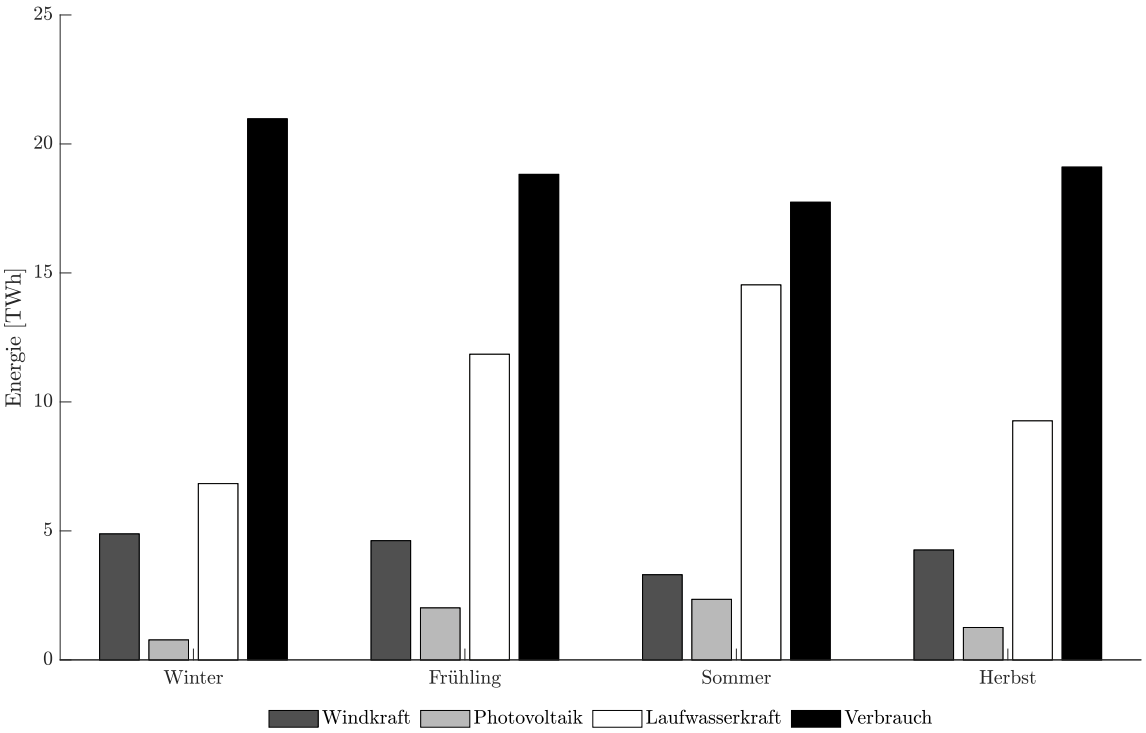


Abbildung 4.2: Jahresenergieverteilung der vordefinierten Komponenten der Residuallast

Laufwasserkraft in allen Jahreszeiten erkennbar. Dabei liegt die Summe der Laufwasserkrafterträge im Frühling und Sommer knapp über 60% des Jahresertrages. Ein ähnlicher Verlauf der Erzeugungserträge ist bei der Erzeugungsform Photovoltaik sichtbar. Die Photovoltaikerträge im Sommer und Frühling dominieren den Photovoltaikjahresertrag. Knapp 70% des Jahresertrages entfallen auf diese zwei Jahreszeiten. Die Windkraft ist durch einen gegenläufigen jahreszeitlichen Verlauf gekennzeichnet. Winter, Herbst und Frühling sind Jahreszeiten der hohen Windkrafterzeugung. Auf diese Zeiträume entfallen knapp über 80% der jährlichen Windkrafterzeugung. Der Jahresverlauf der elektrischen Last ist durch einen höheren

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Strombedarf in den Perioden Winter und Herbst und einen geringeren Stromverbrauch im Sommer und Frühling gekennzeichnet. Allerdings sind die jahreszeitlichen Unterschiede des Strombedarfs im Gegensatz zu den Erzeugungserträgen weniger ausgeprägt.

Ein Überblick über die Leistungsverteilung der vordefinierten Erzeugungs- und Lastwerte nach Jahreszeiten wird in Abbildung 4.3 im Rahmen einer Box-Plot-Darstellung gegeben. Die Länge der Whiskers im Box-Plot-Diagramm entspricht der 1,5-fachen Länge des Interquartilsabstandes. Aus der Box-Plot-Darstellung können Informationen der Leistungsverteilung wie die Lagemaße (Median, Quartilswerte), die Streuungsmaße der Leistungswerte (Spannweite, Interquartilsabstand) sowie die Form der Verteilung abgelesen werden. Auf diese Weise können leistungsbezogene Charakteristika, wie z.B. die dominierenden Leistungsbereiche oder auch Extremwerte der vordefinierten Komponenten abgeleitet werden. Die Extremwerte der Leistungsverteilung der Lastkomponente und demzufolge die kom-

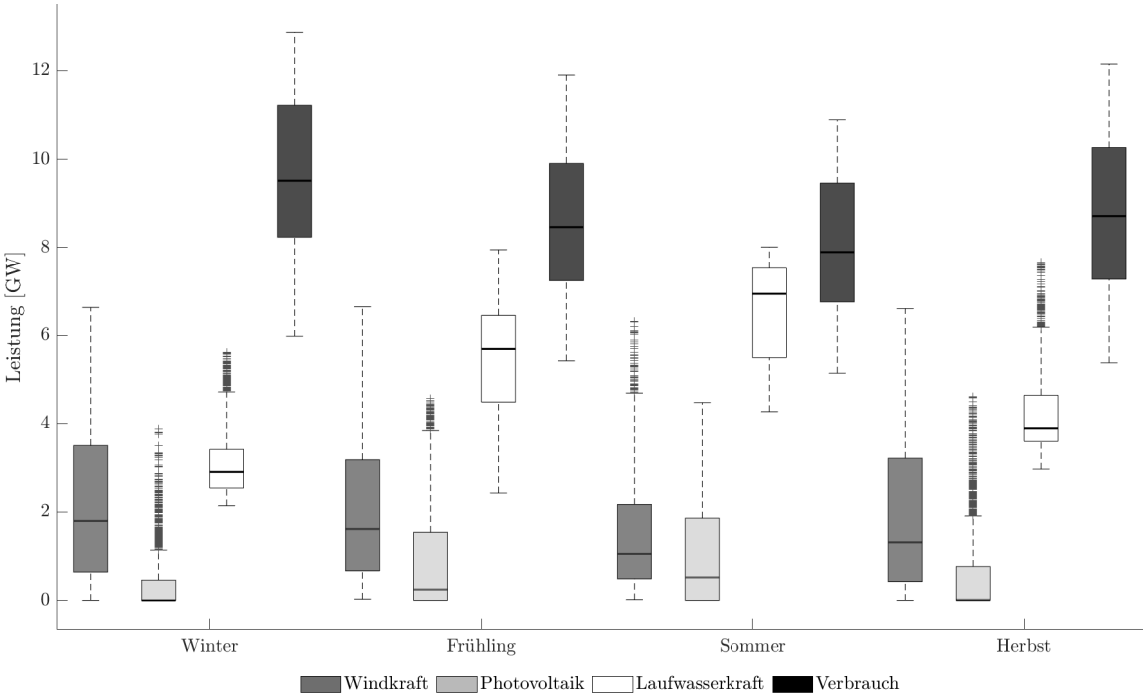


Abbildung 4.3: Leistungsverteilung der vordefinierten Komponenten der Restlast

plette Spannweite der Leistungswerte sind mit $P_{max} = 12{,}9\,\mathrm{GW}$ und $P_{min} = 5{,}9\,\mathrm{GW}$ im Winter im gegen zu Sommer mit $P_{max} = 11\,\mathrm{GW}$ und $P_{min} = 5{,}1\,\mathrm{GW}$ geringfügig höher. Die Länge des Interquartilsabstands der Leistungsverteilung der Lastkomponente ist jedoch unabhängig von den Jahreszeiten annähernd gleich groß, und somit auch die Streuung der mittleren 50% Leistungswerte zwischen den Grenzen des Interquartilsabstands. Die Lage des Medians im Sommer und Frühjahr deutet auf eine rechtsschiefe Leistungsverteilung bzw. auf ein häufiges Auftreten der Leistungswerte, die unter dem Leistungsmittelwert liegen hin. Die maximale Last übersteigt die maximale Erzeugungsleistung aller Erzeugungskomponenten in

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

jeder Jahreszeit, allerdings übersteigt die Summe der Leistungsmaxima der Erzeugungskomponenten die maximale Last. Eine andere Situation ist hinsichtlich der minimalen Leistung beobachtbar. Die minimale Verbrauchsleistung ist in jeder Jahreszeit höher als die minimale Erzeugungsleistung aller Erzeugungskomponenten. Es ist auch die Summe der Leistungsminima der Erzeugungskomponenten in jeder Jahreszeit geringer als die minimale Leistung der Last. Tatsächlich treten die gleichen Extremwerte der vordefinierten Komponenten für das herangezogene Jahr gleichzeitig nie auf. Werden die gegensätzlichen Extremwerte miteinander verglichen, so übersteigen die maximalen Leistungswerte der Laufwasserkraft bzw. die Ausreißer darunter die minimale Last in jeder Jahreszeit. Werden die Leistungsverteilungen der Laufwasserkrafterzeugung im Frühling und Sommer mit den Leistungsverteilungen der elektrischen Last verglichen, so ist sichtbar, dass der Median und auch die obere Grenze des Interquartilabstandes der Laufwasserkraft über dem minimalen Leistungswert der Last, sowie auch über der unteren Grenze des Interquartilsabstandes liegen. Dementsprechend kann eine alleinige Deckung des Strombedarfs durch die Laufwasserkraft in Schwachlastzeiten, sogar eine Überschusssituation, in beiden Jahreszeiten hervorrufen. De facto treten diese Zeitpunkte auch auf, werden die zeitlichen Charakteristika dieser zwei Komponenten miteinander verglichen. Die maximalen Leistungswerte der Windkraft liegen knapp über den minimalen Leistungswerten der Last. Wahrlich tritt aber hier nur ein Zeitpunkt der Überschusssituation aufgrund der Windkraft im ganzen Jahr auf.

Die gesamte installierte Leistung der Windkraft von 6,5 GW wird annähernd in allen Jahreszeiten abgerufen, wobei im Sommer dieser Leistungswert eigentlich zu Außreißern zählt. Die Lage des Medians weist in allen Jahreszeiten auf eine rechtsschiefe Verteilung der Erzeugungswerte auf. Das bedeutet, dass die Leistungswerte im unteren Leistungsbereich häufiger zum Einsatz kommen als im höheren Leistungsbereich. Die Ursache der rechtsschiefen Leistungsverteilung liegt in der entsprechend ähnlichen Windgeschwindgkeitsverteilung. Die minimale Leistung der Windkraft aller Jahreszeiten entspricht dem Leistungswert 0, zudem liegt die untere Grenze des Interquartilsabstandes in allen Jahreszeiten außer im Winter unter 10% der installierten Leistung, somit zählt die Windkraft nicht zur Erzeugungstechnologien, welche einen gesicherten Leistungsbeitrag der Lastdeckung liefern können.

Die Leistungsverteilung der Photovoltaik weist im jahreszeitlichen Vergleich ebenso wie die Energieverteilung ausgeprägte Schwankungen auf. So wird die maximale Leistung im Sommer erreicht und entspricht ca. 66% der installierten Leistung. Erzeugungswerte in diesem Bereich werden auch im Frühling, Winter und Herbst erreicht, allerdings stellen diese Leistungswerte Ausreißer der Leistungsverteilung dieser Jahreszeiten dar. Die untere Grenze des Interquartilsabstandes gleicht für alle Jahreszeiten dem Wert null. Analog zur Windkraft kann die Photovoltaik auch keinen Beitrag der gesicherten Erzeugungsleistung liefern. Die oberen Grenzen des Interquartilsabstandes im Winter und Herbst liegen deutlich unter 14% und der Median sogar bei 0,02% der installierten Photovoltaikleistung, was auf

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

einen geringen Leistungsbereich in beiden Jahreszeiten hindeutet. Die Lagen des Medians im Sommer und Frühling weisen auch auf eine rechtsschiefe Leistungsverteilung. Das bedeutet, dass auch hier Leistungswerte, unter dem Leistungsmittelwert häufiger auftreten als die höher liegenden Leistungswerte. So eine Verteilung ist das Ergebnis einer ausgeprägten Photovoltaikerzeugng zu den Mittagsstunden und geringer Stromerzeugung im restlichen Tagesverlauf zzgl. der vorzufinden Sonnenflauten im Sommer und Frühjahr.

Es zeigt sich auch aus der Verteilung der Leistungswerte der Laufwasserkraft eine zur Photovoltaik ähnliche jahreszeitliche Abhängigkeit. Die maximale Leistung der Stromerzeugung im Frühling und Sommer gleicht der installierten Laufwasserkraftleistung $P_{max} = P_{inst} = 8\,\mathrm{GW}$. Die minimale Leistung der Leistungsverteilung im Sommer entspricht ca. $P_{min} = 4{,}3\,\mathrm{GW}$. Im Vergleich zu andern zwei regenerativen Erzeugungstechnologien zeigt sich, dass die Laufwasserkraft zu jedem Zeitpunkt einen Leistungswert größer null aufweist und damit einen garantierten Lastdeckungsbeitrag liefert. Im Vergleich zu den anderen zwei nachhaltigen Erzeugungstechnologien ist eine linksschiefe Verteilung der Leistungswerte in den Jahreszeiten hoher Stromerzeugung, aufgrund des Verlaufes des natürlichen Zuflusses, beobachtbar. Auch eine höher liegende Streuung der mittleren 50% Leistungswerte ist in diesen Jahresperioden als im Herbst und Winter vorhanden.

Basierend auf den oben vorgestellten jahreszeitlichen Spezifika der vordefinierten Zeitreihen, wird im weiteren die resultierende Residuallast des Stromsystems näher analysiert. In Abbildung 4.4 ist der Tagesmittelwert der vordefinierten Residuallastkurve aggregiert über alle Netzknoten für den gesamten Betrachtungshorizont von einem Jahr abgebildet. Aufgrund der Zusammenfassung der Restlast über alle Netzknoten und der Leistungsmittelung wird eine Verflachung der zeitlichen Charaktersitik der gesamten Restlast erreicht. Infolgedessen werden die entsprechenden Tagesextremwerte in der Darstellung zusätzlich abgebildet. Aus Abbildung 4.4 ist basierend auf den oben vorgestellten jahreszeitlichen Unterschieden der vordefinierten Komponententypen auch ein jahreszeitlicher Verlauf der Residuallastkurve sichtbar. Es zeigt sich ein überwiegender Stromüberschuss in der Periode von Mitte Mai bis Ende Juli und ein überwiegendes Erzeugungsdefizit in den Monaten der Jahreszeiten Winter und Herbst. Die Monate der Übergangszeiträume Frühling und Herbst, sowie auch der letzte Monate der Jahreszeit Sommer sind durch eine Alternation von Überschüssen und Defiziten charakterisiert. Der Überschuss im Frühling und Sommer ist der hohen regenerativen Stromerzeugung der Laufwasserkraft und Photovoltaik und dem vergleichsweise niedrigen Stromverbrauch geschuldet. Allerdings beginnt am Ende der Jahreszeit Sommer die Laufwasserkrafterzeugung zu schwanken. Demzufolge zeigt sich ein ausgeprägter Wechsel zwischen den Überschuss- und Defizitflächen am Ende des Sommers. Die Überschussflächen der Übergangszeiten finden neben der stark ausgeprägten Laufwasserkraft ihren Ursprung auch in der Windkrafterzeugung. Die einzelnen positiven Flächen der Residuallastkurve im Winter sind der Windkraft zuzuschreiben.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

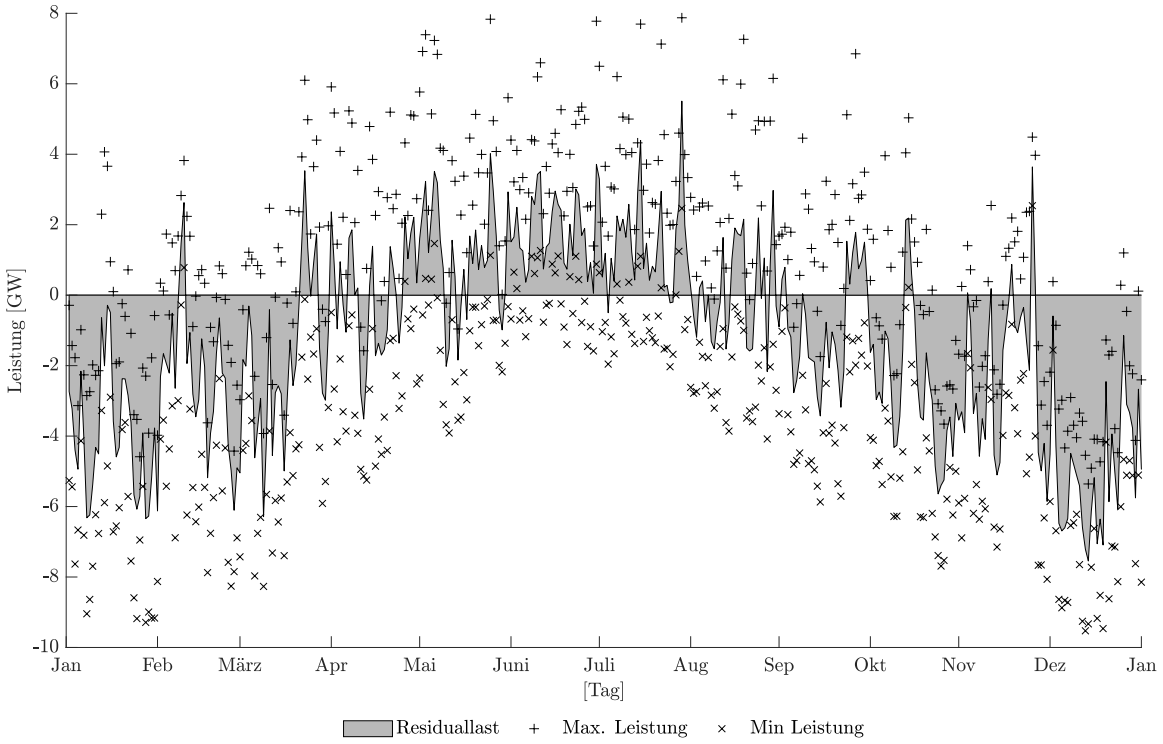


Abbildung 4.4: Tagesmittelwert der Residuallast

In Abbildung 4.4 sind zusätzlich die maximalen und minimalen Tagesleistungswerte aufgetragen. Die maximale Überschussleistung der Restlast beträgt 7,9 GW und die minimale Defizitleistung −9,5 GW. Eine vollständige Aufnahme der maximalen Überschussleistung ist aufgrund der deutlich niedrigen installierten Pumpleistung von 5,83 GW der modellierten Pumpspeicherkraftwerke nicht möglich. Die maximale Überschussleistung entspricht ca. 61% und die minimale Defizitleistung 73% der maximalen Verbrauchslast. Demzufolge wird durch Einbinden nachhaltiger Erzeugungsformen eine Reduktion der maximalen Verbrauchslast erreicht, die jedoch in einer Steigerung der Schwankungsbreite der Residuallast resultiert. Die Tagesextremwerte korrelieren mit dem Tagesmittelwertverlauf der Residuallast. Im Winter tritt am häufigsten eine hohe Defizitleistung auf. Die Leistungsbandbreite liegt in dieser Periode vorwiegend im negativen Bereich. Jedoch werden an vereinzelten Tagen im Winter auch positive Werte der maximalen Residuallast erreicht, also Stunden mit Überschussleistung. Dabei existieren sogar Tage, an welchen die maximale Residuallast ca. der Hälfte der maximalen Residuallast des kompletten Betrachtungshorizonts entspricht. Im Frühling und Sommer werden Spitzenüberschussleistungen der Residuallast erreicht. Zudem existieren einige Tage in diesen Zeiträumen mit einer positiven minimalen Residuallast. Das bedeutet, die Region befindet sich alleine basierend auf der vordefinierten Stromerzeugung für die entsprechenden Tage konstant im Leistungsüberschuss.

Zur weiteren Analyse der Residuallast wird ihre Jahresdauerlinie aus der Abbildung 4.4 herangezogen. Dafür wird die Restlast im Verbraucherzählpfeilsystem dargestellt. Die Jah-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

resdauerlinie zeigt, dass ca. 3254 h im Jahr, mehr als ein Drittel des Jahres die Residuallast einen Erzeugungsüberschuss aufweist. Der Restbedarf, bzw. die positive Fläche unter der Jahresdauerlinie beschreibt den noch zu deckenden Stromverbrauch und beträgt 17,1 TWh. Wird als Grundlast jener Leistungsbereich verstanden, welcher mindestens 5000 h/a [61, S.73] abgerufen wird, so weist die Grundlast leistungsmäßig 0,46 GW, nur mehr 5% der Spitzenleistung auf und deckt dabei nur einen geringen Energieanteil, 14% bezogen auf den Restbedarf, ab. Das ist auch dadurch begründet, dass die regenerative Grundlast der Laufwasserkraft schon von der zu deckenden gesamten Verbrauchslast abgezogen wurde. An die Mittellast entfallen ca. 4,7 GW der Restlast. Die Fläche unter der Mittellast deckt die positive Fläche aus der Abbildung 4.5 zu 78%. Die Spitzenlast entspricht ca. 4,36 GW, welche durch schnelle regelbare Kraftwerke gedeckt werden muss. Für die Spitzenlast wird die Grenze der Betriebszeit von höchstens 1000 h/a nach [61, S.73] angenommen. Demzufolge beteiligt sich die Spitzenlast nur zur 8% an der energetischen Deckung des Restbedarfs. Es folgt somit, dass der vorwiegende Teil der zu deckenden Restlast über Mittellastkraftwerke gedeckt werden soll. Die Deckung der Defizitenergie von 17,1 TWh soll im Rahmen der Einsatzplanung auf die steuerbaren Kraftwerkskomponenten wie Wärmekraftwerke und Speicherkraftwerke, idealerweise auch auf die Pumpspeicherkraftwerke durch Nutzung der vorhandenen regenerativen Überschussenergie, verteilt werden. Die negative Fläche der Jahresdauerlinie in der Abbildung 4.5 stellt die überschüssige Energie dar und beträgt 6,4 TWh. Zum Vergleich, die modellierten Pumpspeicherbecken besitzen eine Aufnahmekapazität der potentiellen Energie von ca. 340 GWh. Die hohen Leistungsspitzen der Überschusslast treten sehr selten auf und können, wie schon erwähnt, nicht ohne weitere Maßnahmen, z.B. Zubau an weiterer Pumpleistung oder Abregelung, in das modellierte Stromsystem integriert werden. Wird angenommen, dass die Restlast in Bezug auf die maximale Überschussleistung auf die installierte Pumpleistung begrenzt wird, und die restliche Leistung abgeregelt wird, so verringert sich die Überschussenergie nur um 9% bezogen auf die gesamte Überschussenergie der Modellregion bzw. um 3% bezogen auf die Defizitenergie der Residuallast. In der Abbildung 4.5 ist die auf die Pumpleistung begrenzte Überschussenergie in grau dargestellt. Eine Überschussleistung, die über der Leistung der Pumpspeicher liegt, tritt zudem insgesamt 84 h im Jahr auf, so ist die Abregelung dieser überschüssigen Leistung gerechtfertigt. Durch die Begrenzung der negativen Restlast auf die Pumpleistung der bestehenden Pumpspeicherkraftwerke wäre zunächst ein leistungsmäßiger Ausgleich des Stromsystems möglich. Ein energiemäßiger Ausgleich, d.h. die Nutzung der negativen Überschussfläche zur Deckung der Restlast ohne Berücksichtigung weiterer zusätzlicher Speicher- und Kopplungskomponenten ist im Stromsystem nicht möglich. Hier muss noch erwähnt werden, dass im Rahmen der Optimierungsuntersuchungen für das Basis-Szenario auch Wärmepumpen zum Einsatz kommen, welche die Jahresdauerlinie der zu deckenden Restlast in die positive Achsenrichtung verschieben.

Wie aus den obigen Darlegungen ersichtlich hängt der Ausgleich der Restlastkurve von der

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

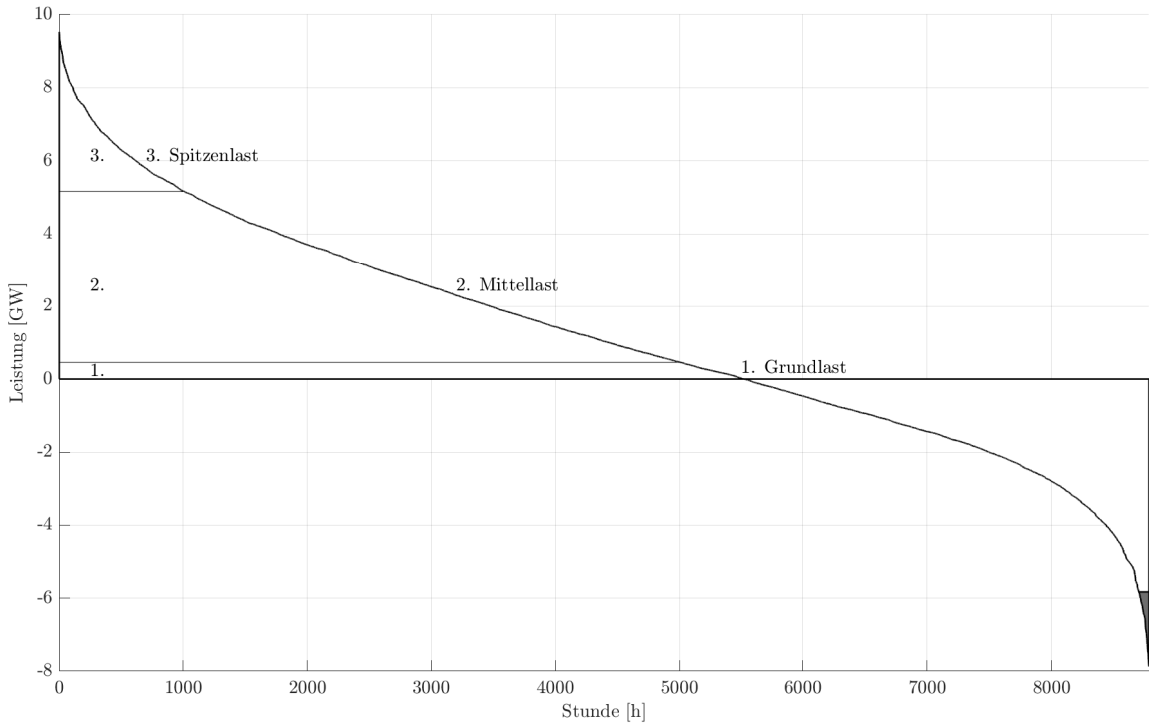


Abbildung 4.5: Jahresdauerlinie der Residuallast

zeitlichen Verteilung der Stromüberschüsse und des vorhandenen Restbedarfs ab. Demzufolge beeinflusst sie auch den notwendigen Speicherbedarf. Wird alleine die vordefinierte Residuallastkurve der Modellregion betrachtet und die Modellregion als Insel mit einem unbeschränkten Stromtransport ohne Möglichkeiten der Abregelung aufgefasst, so kann basierend auf der zeitlichen Verteilung der Stromüberschüsse und der Defizitleistung ein theoretischer notwendiger Speicherbedarf für den zeitlichen Ausgleich der Restlast abgeschätzt werden. Dafür wird auf die Methoden der digitalen Signalanalyse, der Diskreten Fourier Transformation DFT, zurückgegriffen. Die Grundlage der Fourier Analyse sieht vor, dass ein Signal oder eine mathematische Funktion durch Überlagerung von harmonischen Schwingungen zusammengesetzt werden kann. Dabei ist jede Schwingung durch ihre Kreisfrequenz bzw. Frequenz, die Amplitude und zugehörige Phase bestimmt. Die DFT baut auf den Methoden der Fourier Transformation auf und wird in ähnlicher Form für diskrete Signale bzw. Zeitreihenanalyse angewendet. Die Zeitreihen können somit über die DFT in ihre zugehörigen Frequenzanteile zerlegt werden, womit die diskreten Spektralkomponenten der zugehörigen Frequenzanteile bestimmt wären. Basierend auf den ermittelten Spektralkomponenten kann über die Rücktransformation bzw. Synthesefunktion die ursprüngliche Zeitreihe wieder bestimmt werden. Zudem kann über die gleiche Vorgehensweise die Zeitreihe basierend auf festgelegten Frequenzbandbreiten in der Zeitdomäne in ihre Schwingungskomponenten zerlegt werden.

Für die folgenden Analysen wird das diskrete Fourier Spektrum X_k in MATLAB® mittels der Funktion fft für eine diskrete Zeitreihe x_n der Länge $n = 0, ..., N-1$ basierend auf

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

folgendem Model bestimmt:

$$X_k = \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-j\frac{2\pi kn}{N}}, \quad k = 0, ..., N-1.$$

Basierend auf den ermittelten Spektralkomponenten X_k und auf festgelegten Frequenzbandbreiten wird über die Rücktransformation nach:

$$x_n = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} X_k e^{j\frac{2\pi kn}{N}}, \quad k = 0, ..., N-1,$$

die ursprüngliche Zeitreihe in ihre Signalkomponenten zerlegt. Dabei entspricht die Energie des ermittelten Gleichanteils, im Falle der Zerlegung der Restlast, dem Restenergiebedarf. Alle anderen nicht Nullfrequenzkomponenten stellen Schwingungen einer mittleren Schwingungsenergie gleich null dar. Die Summe der zerlegten Signalanteile ergibt nach [89] mit einer hohen Genauigkeit an wieder das Ursprungssignal. Lastgänge der Schwingungskomponenten können somit mit den Umwälzvorgängen potentieller Speicher, relevant für den zeitlichen Ausgleich der Schwingungsvorgänge, gleichgesetzt werden. Hierbei wird von einem idealen Wirkungsgrad der Umwälzvorgänge ausgegangen. Somit kann basierend auf den zerlegten Schwingungsvorgängen ein maximaler theoretischer Speicher je Schwingungskomponente bestimmt werden. Die dafür relevanten Frequenzanteile stellen Schwingungen unterschiedlicher Periodendauer der Restlastkurve dar.

Darauf aufbauend wird die Residuallast vom Basis-Szenario hier in kurzfristige (Schwingungen entsprechen Umwälzvorgängen der Tagesspeicher (T-Speicher)), mittelfristige (die Schwingungen entsprechen Umwälzvorgängen der Wochen- und Monatsspeicher (W- und M-Speicher)) und langfristige Frequenzkomponenten (die Schwingungen entsprechen Umwälzvorgängen der Saisonspeicher (S-Speicher)) zerlegt. Die Perioden- bzw. Frequenzbandbreiten der einzelnen Schwingungskomponenten sind in der Tabelle 4.8 dargelegt. In den Abbildungen 4.6 b) bis e) ist die Zerlegung der Residuallast des Basis-Szenarios aus Abbildung 4.6 a) dargestellt. Werden die Residuallastgänge der zerlegten Komponenten aus Abbildung 4.6 integriert, so kann eine theoretische Speichergröße für den Ausgleich der Schwingungen als Differenz aus Maximum und Minimum ermittelt werden. Die Speicherstandverläufe der ermittelten theoretischen Saison- und Monatsspeicher sind in der Abbildung 4.6 f) dargestellt. Es soll nochmal hier erwähnt werden, dass es sich bei den ermittelten Speichergrößen nur um theoretische Speicher handelt, die die Residuallast ohne jegliche weitere Maßnahmen ausgleichen sollen. Dabei werden auch die Grenzen der räumlichen Verteilung der vordefinierten Komponenten im Hinblick auf das Stromnetz vernachlässigt und die Speicherverluste nicht berücksichtigt. Der Gleichanteil der zerlegten Restlastkurve entspricht dem Zeitreihenmittelwert. Der resultierende Gleichanteil weist einen Energiebedarfswert von 10,71 TWh auf, welcher basierend auf dem berücksichtigten hydraulischen Speicherkraftwerksportfolio und

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

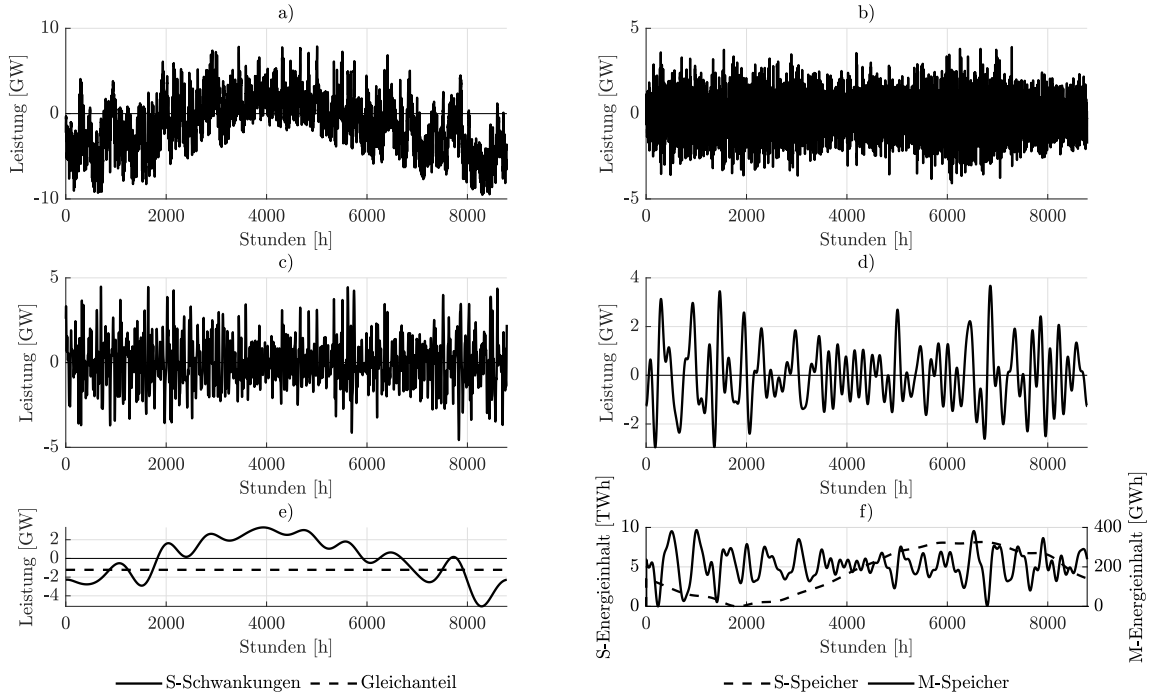


Abbildung 4.6: a) Residuallast, b) kurzfristige Schwingungen der Residuallast (T), c) mittelfristige Schwingungen der Residuallast (W), d) mittelfristige Schwingungen der Residuallast (M), e) langfristige Schwingungen der Residuallast (S) und Gleichanteil, f) theoretischer S- und M-Speicher

dem resultierenden RAV, zusammengefasst im Abschnitt 4.5.1, fast zur Gänze durch Speicherkraftwerke gedeckt werden kann. Wie aus der Tabelle 4.8 ersichtlich, können die kurz- und teils mittelfristigen Schwankungen prinzipiell durch bestehende PSP-Kapazitäten energetisch und teils leistungsmäßig, abhängig davon, wann die maximalen Leistungen abgerufen werden, gedeckt werden. Werden allerdings die langfristigen Schwankungen herangezogen, so gerät das Stromsystem mit dem resultierenden Saisonspeicherbedarf von über 8 TWh an seine Grenzen. Es muss jedoch noch einmal erwähnt werden, dass es sich bei dieser Betrachtung nur um eine erste Abschätzung des Speicherbedarfs basierend auf der zeitlichen Verteilung der Restlast handelt. Allerdings stellt diese Abschätzung einen guten Ansatzpunkt für die durchgeführten Untersuchungen dieser Arbeit dar.

Frequenzbandbreite	Speicherart	$E^S[GWh]$	$P^S[GW]$	$\frac{E}{P}[h]$
$0h < T \leq 1T$	Tagesspeicher	20,35	4,1	5
$1T < T \leq 1W$	Wochenspeicher	124,15	4,5	28
$1W < T \leq 1M$	Monatsspeicher	386,49	3,68	105
$1M < T \leq 1J$	Saisonspeicher	8151,97	5,13	1590

Tabelle 4.8: Theoretischer Speicherbedarf für den zeitlichen Ausgleich der Residuallast für das Basis-Szenario

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Über die durchgeführten Untersuchungen aus Kapitel 5 soll aufgezeigt werden, mit welchen Systemkomponenten die Überschussflächen der Residuallast weitergehend im Stromsystem oder anderen gekoppelten Energiesystemen verwertet werden können. Die übergeordnete Zielsetzung der Optimierungsuntersuchungen liegt dementsprechend in der Bewahrung bzw. Erhöhung der Nachhaltigkeit der Modellregion. Die naheliegende Herangehensweise wäre es, die negativen Flächen aus Abbildung 4.5 durch den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke an die positiven Flächen anzunähern. Aus den dargelegten Analysen folgt, dass der Erzeugungsüberschuss und das Erzeugungsdefizit zeitlich betrachtet stark gegeneinander verschoben sind und in gewissen Zeitpunkten und Zeitperioden der Erzeugungsüberschuss das Erzeugungsdefizit deutlich übersteigt. Dass die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke die Residuallastgäng im Sommer und auch Winter alleine nicht ausgleichen können, resultiert schon aus der ersten Abschätzung des Speicherbedarfs basierend auf der zeitlichen Verteilung der Residuallast. Demzufolge muss auf weitere steuerbare Einheiten zurückgreifen müssen.

Residuallast der Netzknoten

In obigen Darlegungen wurde die über alle Knoten aggregierte Restlast analysiert. Im folgenden sollen die wesentlichen Eigenschaften der Restlast je Netzknoten wiedergegeben und die regionalen Unterschiede der Restlast vorgestellt werden. In Abbildung 4.7 sind Jahresenergiewerte der vordefinierten nachhaltigen Stromerzeugung und der jährliche Stromverbrauch der einzelnen Netzknoten dargelegt. Der Jahresenergiewert der Knotenresiduallast ist in der Abbildung 4.7 ebenfalls abgebildet. Aus Abbildung 4.7 ist über die resultierenden Energiewerte der Knotenresiduallast eine räumlich unterschiedlich verteilte Erzeugungs-Last-Struktur erkennbar. Einige Netzknoten, wie z.B. die Netzknoten in der Wien-Region, stellen basierend auf den Jahresenergiewerten der vordefinierten Komponenten typische Stromsenken dar. Auf der anderen Seite repräsentieren Netzknoten wie z.B. Knoten UW Ybbsfeld, UW Strass oder UW Neusiedl typische Einspeiseknoten. Zudem existieren Netzknoten mit einer sehr geringen Jahresenergie, die bei einigen Netzknoten fast dem Wert null entspricht. Bei diesen Netzknoten wird der vordefinierte Stromverbrauch durch die nachhaltige Stromerzeugung im Jahresmittel kompensiert. Aus Darstellung 4.7 ist auch erkennbar, welche Erzeugungstechnologien die Erzeugungskraft der Netzknoten dominieren. So ist z.B. die Laufwasserkraft die dominante Erzeugungskraft der Netzknoten UW Ybbsfeld, UW Westtirol, UW Strass oder UW Aschach. Die Windkraft ist die dominierende Erzeugungskraft der östlich gelegene Netzknoten wie UW Neusiedl, UW Südburgendland sowie auch UW Neusiedl/Zaya. Im Vergleich zu den anderen zwei nachhaltigen Energieformen fällt der regionale Unterschied des Jahresertrages der Photovoltaik am geringsten aus. In welcher Form ein leistungsmäßiger regionaler Austausch zwischen den Netzknoten hinsichtlich der erlaubten Netzbelastung möglich ist, wird im Rahmen der Optimierungsuntersuchungen bestimmt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

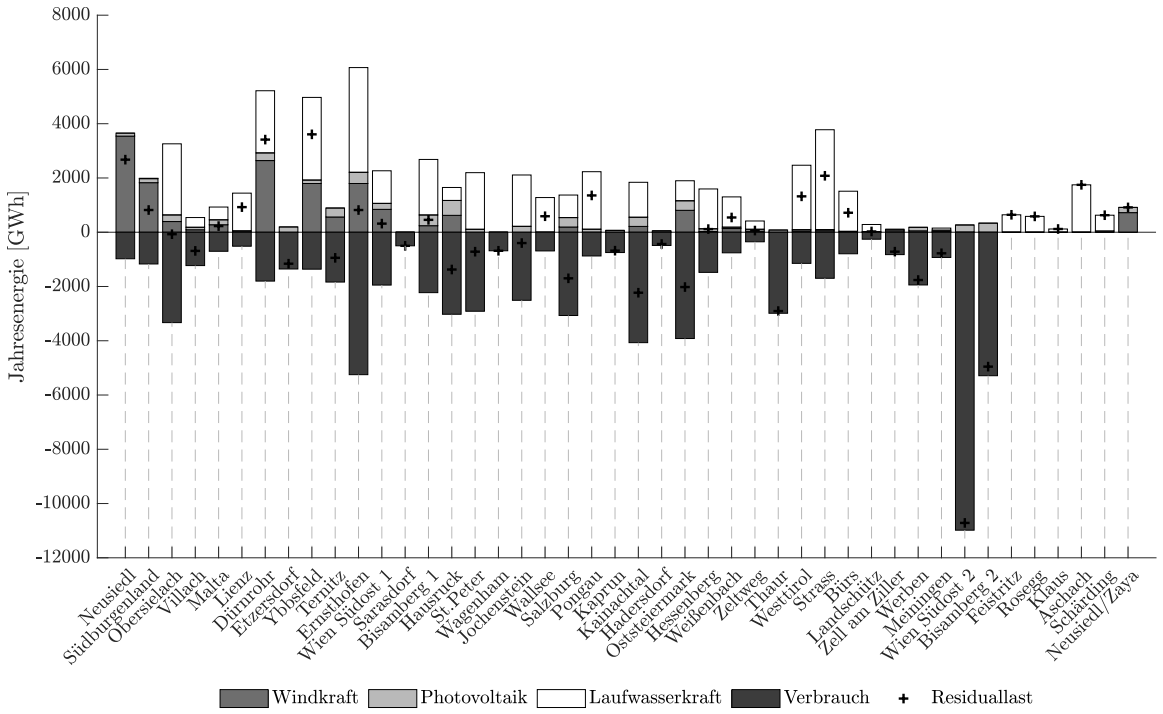


Abbildung 4.7: Jahreserträge je Erzeugungstechnologie und Netzknoten vs. Jahresverbrauch je Netzknoten vs. resultierende vordefinierte Knotenenergie der Residuallast

Basierend auf der Abbildung 4.7 wird eine ähnliche Darstellung der Extremwerte der vordefinierten Komponententypen in Abbildungen 4.8 und 4.9 dargelegt. Diesbezüglich werden in der Abbildung 4.8 je Netzknoten die maximalen Leistungswerte der nachhaltigen Stromerzeugung zusammengefasst und die beiden Extremwerte des Stromverbrauchs im Verbrauchzählpfeilsystem vorgestellt. Als Pendant dazu wird die tatsächlich auftretende maximale Leistung der Residuallast dargelegt. Zusätzlich werden in beiden Abbildungen die vorgestellten Extremwerte für die Modellregion wiedergegeben. Diesbezüglich werden zwei unterschiedliche Optionen, „GESAMT“ und „AT-GESAMT“, unterschieden. Die Option „GESAMT“ gibt zunächst einen Überblick über die resultierenden Extremwerte der gesamten Region ohne Unterstellung eines Leistungsaustausches zwischen den Netzknoten. Im Vergleich dazu werden über „AT-GESAMT“ die Extremwerte der Modellregion für ein zusammenhängendes Netzgebiet unter Berücksichtigung eines unbeschränkten Leistungsaustausches zwischen den Netzknoten wiedergegeben, um die Rolle des Netzes und mögliche Ausgleichseffekte aufzuzeigen.

Es zeigt sich aus der Abbildung 4.8, dass bei 24 von 38 Verbrauchsknoten die aggregierte maximale Leistung der regenerativen Stromerzeugung über der maximalen Verbrauchslast liegt. Auch ist aus Abbildung 4.8 ersichtlich, dass bei einer sehr großen Anzahl der Netzknoten die maximale Residuallast einer Überschusslast entspricht. Tatsächlich tritt dieser Fall bei 77% der vordefinierten Netzknoten auf. Bei ca. 85% dieser Netzknoten liegt die Überschussleistung über der Hälfte der maximalen regenerativen Netzknotenleistung. Die höchs-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

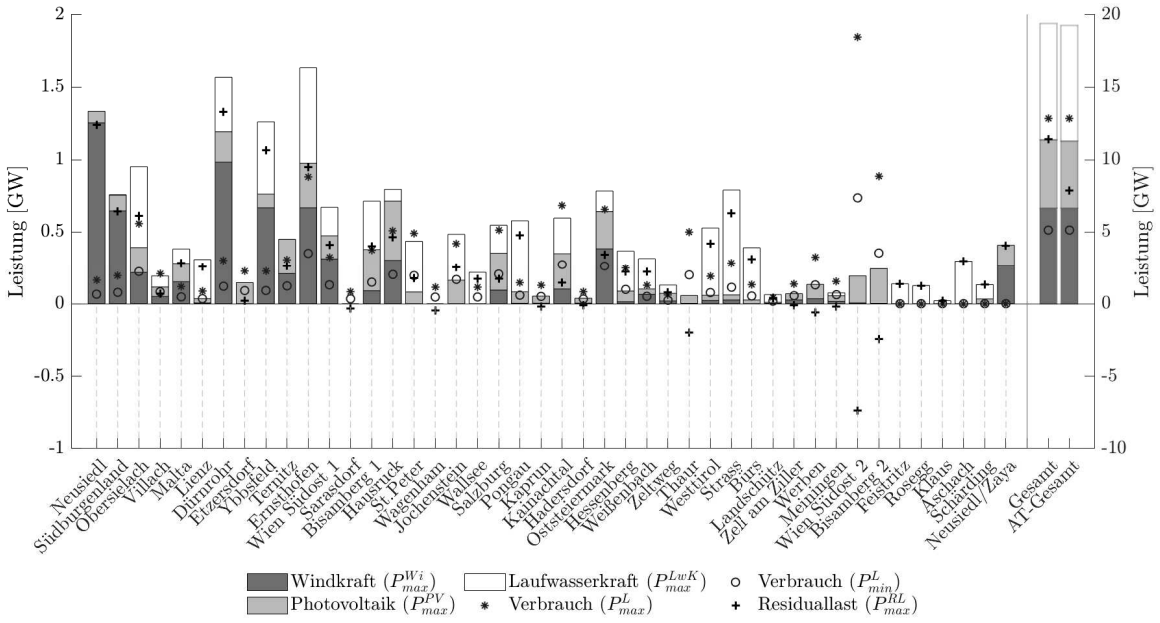


Abbildung 4.8: Maximale Leistung je Erzeugungstechnologie vs. Extremwerte der Verbrauchskomponente vs. maximale Residuallast je Netzknoten

ten Überschussleistungen der vordefinierten Restlast sind bei Netzknoten mit ausgeprägter Windkraft- und Laufwasserkrafterzeugung, welche im Osten, der Mitte und zum Teil im Westen der Modellregion angesiedelt sind, vorzufinden. Es zeigt sich, dass die maximale Residuallast bei allen Netzknoten kleiner ist als die Differenz der gegenläufigen Extremwerte der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs. Dabei ist ist der Unterschied zwischen der maximalen Residuallast und der Differenz gegenläufiger Extremwerte besonders bei Netzknoten durchmischter regenerativer Stromerzeugung hoch. Das bedeutet ein gleichzeitiges Eintreten der gegenläufigen Extremwerte der vordefinierten Komponententypen ist nicht vorhanden. Aus dem Vergleich der aggregierten Werte für die Modellregion folgt, dass die maximale Erzeugungsleistung der Windkraft und Laufwasserkraft der kompletten Modellregion und die maximale Windkraftleistung und Laufwasserkraftleistung eines zusammenhängendes Netzgebietes übereinstimmen. Das bedeutet, dass Zeitpunkte existieren, bei denen die komplette installierte Erzeugungsleistung beider Erzeugungsformen zum Einsatz kommt. Demgegenüber liegt die Summe der maximalen Leistung der Photovoltaik des zusammenhängenden Netzgebietes knapp unter der maximal realisierbaren Photovoltaikleistung der Modellregion. Hier wird durch einen Leistungsaustausch zwischen den Netzknoten die maximale realisierbare Photovoltaikleistung der Modellregion nicht erreicht. Über alle regenerativen Erzeugungskomponenten betrachtet, bewirkt ein Leistungsaustausch über das zusammenhängende Netzgebiet eine Reduktion der maximalen Residuallast der Modellregion um fast 30%.

In Abbildung 4.9 wird genau die gegenteilige Darstellung der Extremwerte als in der Ab-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

bildung 4.8 präsentiert. Auch aus der Darstellung in 4.9 folgt, dass die Laufwasserkraft die einzige vordefinierte Energieform der nachhaltigen Stromerzeugung mit einer minimalen Erzeugungsleistung ungleich null ist. Dabei deckt im relevanten Knotendurchschnitt die minimale Knotenlaufwasserkraftleistung ca. 32% der maximalen Knotenverbrauchsleistung ab. Die maximale Verbrauchsleistung liegt bei fast allen Netzknoten, außer dem Netzknoten UW Ybbsfeld, über der minimale Laufwasserkraftleistung. Auch liegt bei 8 von 38 Verbrauchsknoten die minimale Leistung der Verbrauchskomponente unter der minimalen Leistung der Laufwasserkraft. Bei gewissen Netzknoten, wie z.B. beim Netzknoten UW Ybbsfeld, entspricht die minimale Laufwasserkraftleistung fast komplett der maximalen Verbrauchsleistung. Hier liegt auch die minimale Residuallast im positiven Zahlenbereich. Dieser Knoten befindet sich somit über den kompletten Modellhorizont betrachtet in einem Leistungsüberschuss. Auch bei anderen Netzknoten wie z.B. UW Dürnrohr, UW Pongau oder UW Lienz, ist eine Deckung der maximalen Verbrauchslast bis zur ca. 55% durch die minimalen Extremwerte der Stromerzeugung möglich. Bei einigen Netzknoten wie UW Feistritz, UW Rosegg, UW Aschach entspricht die minimale Residuallast zur Gänze der minimalen Laufwasserkraftleistung. Diese Netzknoten sind jedoch ausschließlich über den vordefinierten Komponententyp Laufwasserkraft definiert und somit nur über die Zeitreihe der Laufwasserkraft bestimmt. Außer beim Netzknoten UW Ybbsfeld liegt bei allen Verbrauchsknoten die minimale Residuallast im negativen Zahlenbereich. Die minimale Residuallast ist somit vorwiegend durch die Verbrauchskomponente festgelegt, was die logische Folge der Bedeutung der einzelnen vordefinierten Komponententypen ist. Die minimale Residuallast entspricht auch nur bei drei Netzknoten der maximalen Verbrauchslast. Bei allen andern Netzknoten bewirken die regenerativen Erzeugungstechnologien die Reduktion der zu deckenden maximalen Restlast. Werden die absoluten Werte der minimalen und maximalen Knotenleistungen[15] der Residuallast miteinander verglichen, so übersteigt die maximale Residuallast die minimale Residuallast bei 19 Netzknoten. Die Bandbreite liegt hierbei von annähernd gleichen Extremwerten bis zur vielfach höher liegender maximaler zur minimaler Residuallast. Durch den Leistungsaustausch zwischen den Netzknoten ist eine Erhöhung der minimalen gesamten Laufwasserkraftleistung von einem Leistungswert 1,99 GW auf 2,14 GW ersichtlich. Eine Verbesserung der minimalen Residualleistung der Modellregion ist im Fall eines zusammenhängenden Netzgebietes um ca. 7% möglich.

[15] Dieser Vergleich ist nur gültig für Netzknoten, die Verbrauchs- und mindestens eine Erzeugungskomponente erfassen.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

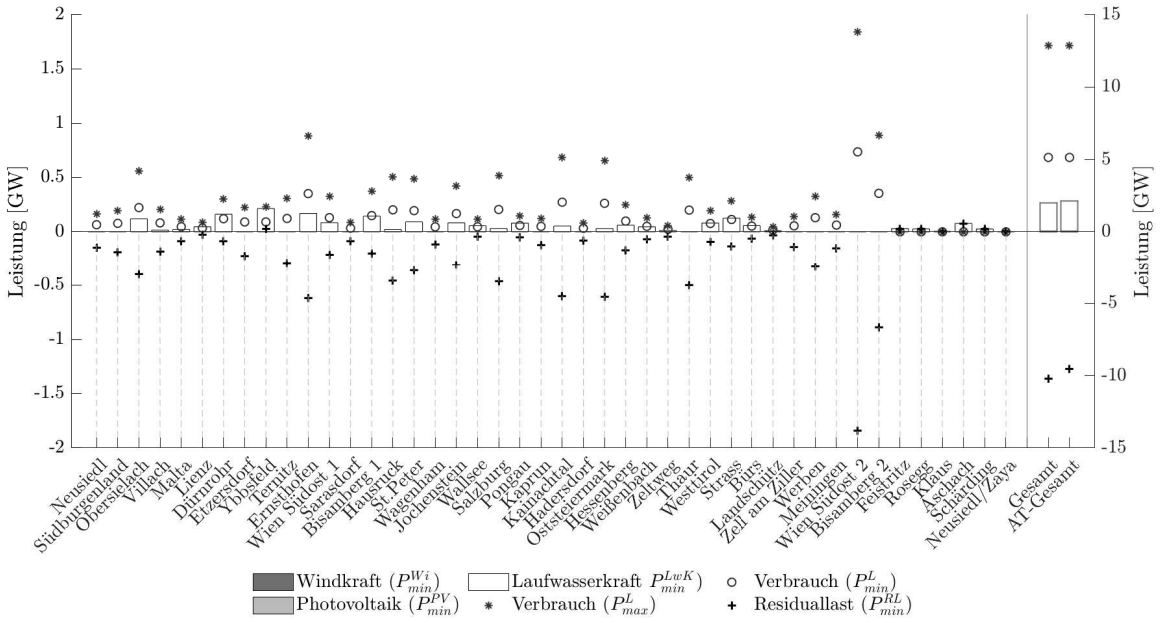


Abbildung 4.9: Minimale Leistung je Erzeugungstechnologie vs. Extremwerte der Verbrauchskomponente vs. minimale Residuallast je Netzknoten

4.3 Vordefinierte Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten im Wärmesystem

In diesem Abschnitt werden die vordefinierten Verbrauchs- und Erzeugungskomponententypen des Wärmesystems diskutiert. Es wird die Rolle dieser Komponententypen im erstellten Modell vorgestellt und auf die Erstellung regionaler und zeitlich differenzierter Zeitreihenwerte dieser Komponententypen eingegangen. Die daraus resultierende Residuallast des Wärmesystems wird aufbauend darauf getrennt diskutiert und schließt den Abschnitt ab.

4.3.1 Erneuerbare Erzeugungsformen

Analog zum Stromsystem werden bei der Abbildung des Wärmesystems ausgewählte definierte Erzeugungsanlagen, sowie der Wärmeverbrauch als vordefiniert in den Untersuchungen dieser Arbeit berücksichtigt. Zu den vordefinierten Erzeugungsanlagen zählen solarthermische Anlagen, geothermische Anlagen, sowie Müllverbrennungsanlagen (MüVA).

Solarthermische Anlagen nutzen direkte Sonnenenergie zur Warmwassererwärmung und zu Heizzweckecken im Niedertemperaturbereich. Im Rahmen der dezentralen Wärmeversorgung liegt der Einsatzbereich solarthermischer Anlagen vorwiegend bei Ein- und Zweifamilienhäusern. Historisch betrachtet, entwickelte sich dieser Einsatzbereich im dezentralen Versorgungsbereich ausgehend von einer reinen Schwimmbaderwärmung bis zu Warmwasserer-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

wärmung und letztendlich in Folge kontinuierlicher Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten bis zur Heizungsunterstützung und Warmwasserbereitung als Kombianlagen. [94, S.138] Auch gewerbliche Tourismusbetriebe setzen vermehrt auf die Anwendung von solarthermischen Anlagen zur Warmwasserbereitung. [S.88 Heizen] Im Bereich der zentralen Wärmeversorgung sind einige großtechnische Solarthermie-Anlagen in Städten wie Graz, Wels oder Innsbruck für die Fernwärmeeinspeisung im Einsatz. Der installierte Kollektoranteil dieser Anlagen bezogen auf die gesamte installierter Solarthermie-Fläche betrug 2015 jedoch nur ca. 2%. [94, S.138]

Geothermische Heizwerke nutzen die unter der Erde gespeicherte Wärme zur Wärmeerzeugung. Zur Wärmeerzeugung werden je nach Abstand zur Erdoberfläche oberflächennahe Erdwärme ($H \leq 200\,\mathrm{m}$), erdwärmemitteltiefe Erdwärme ($200\,\mathrm{m} < H \leq 800\,\mathrm{m}$) und tiefe Erdwärme ($H > 800\,\mathrm{m}$) verwendet. Als die speichernden Medien im Erdinneren fungieren Wasserzonen und festes Gestein. In Österreich wird tiefe hydrothermale Geothermie vorwiegend zur Fernwärmeerzeugung verwendet. [62, S.48]. Dabei wird heißes Thermalwasser über Förderpumpen gepumpt und über Wärmetauscher die Wärme an den zuständigen Heizkreislauf übergeben.

Über die anfallende Abwärme der Müllverbrennungsanlagen kann durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen Wärme zur Einspeisung in das Fernwärmenetz ausgekoppelt werden. In Österreich existieren einige Müllverbrennungsanlagen, die anfallende Wärme weiter verwerten. Besonders Müllverbrennungsanlagen der Kommunal- und Energieversorgungsunternehmen nutzen die ausgekoppelte Wärme für die Fernwärmeinspeisung. Diese Möglichkeit der Fernwärmeerzeugung wird in der zentralen Wärmebilanz im erstellten Modell mitberücksichtigt. Aufgrund des deutlich höher liegenden thermischen Wirkungsgrades (ca. 70%) im Vergleich zum elektrischen Wirkungsgrad (ca. 12%) [103, S.79] und des schon relativ hohen vordefinierten nachhaltigen Erzeugungspotentials des Stromsystems wird alleine die Fernwärmeauskopplung der Müllverbrennungsanlagen im untersuchten Modell als vordefiniert berücksichtigt.

Das Erzeugungspotential der vordefinierten Wärmeerzeugungsanlagen wird basierend auf den herangezogenen regenerativen Szenarien regional auf die Wärmebilanzen aufgeteilt. Dabei werden solarthermische Anlagen ausschließlich dezentralen Wärmebilanzen zugeordnet. Geothermischen Anlagen und Müllverbrennungsanlagen werden der modellierten netzgebundenen Wärmeversorgungstruktur bzw. den zentralen Wärmebilanzen zugeschrieben. Diese Aufteilung basiert auf der Aufteilung der Energieträger der herangezogen regenerativen Szenarien aus [119] und den oben diskutierten Einsatzbereichen dieser Anlagen. Aufgrund nicht vollständiger Angaben über die genaue regionale Zusammensetzung und der zugrunde liegenden Erzeugungscharakteristik der Wärmeerzeugung der herangezogenen nachhaltigen Erzeugungsszenarien werden auch für das Wärmesystem diesbezüglich mehrere Literaturquellen

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

herangezogen. Im folgenden werden die regionale Aufteilung des Erzeugungspotentials und die zeitliche Charakteristik der vordefinierten Erzeugungstechnologien vorgestellt.

Regionale Verteilung

Die im Abschnitt 4.1 vorgestellten regenerativen Ausbaupotentiale der Erzeugungsanlagen des Wärmesystems werden regional den definierten Wärmebilanzen zugeteilt. Wie schon in der Beschreibung der Abbildung der Modellregion im Abschnitt 3.3 angedeutet, repräsentieren Wärmebilanzen aggregierte dezentrale und zentrale Wärmeversorgungsstrukturen, welche sich über mehrere Bundesländer erstrecken. Das definierte Erzeugungspotential wird anteilmäßig entsprechend einer Kombination des Top-Down und Bottom-up Ansatzes relevanten Wärmebilanzen zugeschrieben. Diesbezüglich wird zunächst das gesamte Potential einzelnen Bundesländern zugeordnet, indem Anteile der Bundesländer am gesamten Potential bestimmt werden. Basierend auf der Zugehörigkeit der Bundesländer zu den Wärmebilanzen, dargestellt in der Abbildung 3.2, werden die Erzeugungspotentiale auf die Wärmebilanzen umgerechnet. Im weiteren wird auf die regionale Verteilung der regenerativen Erzeugungspotentiale je Erzeugungstechnologie eingegangen.

Solarthermie

Die regionale Zuordnung des Potentials der Solarthermie basiert auf dem resultierenden Verteilungsschlüssels des Bundespotentials auf das Landespotential des „REGIO Energy“ Projekts [44]. Im genannten Projekt wurde das technische reduzierte Potential für Österreich bis zum Jahr 2020 basierend auf den ermittelten Landespotentialen bestimmt. Die Rahmenbedingungen dafür berücksichtigten die Flächenkonkurrenz zur Photovoltaik. Es wurden Flächen wie Gebäudedächer, Gebäudefassaden und Gärten als potentielle Flächen für die Bestimmung des Gesamtpotentials herangezogen. Dabei wurden Grundannahmen für die Bestimmung des Nutzertrags in Abhängigkeit der Kollektorausrichtung [44, S. 49] festgelegt. Als Nutzwärmeertrag des mittleren österreichischen solarthermischen Kollektors in mittlerer Aufstellungslage werden in [44, S. 50] 356,26 $^{kWh}/_{m^2a}$ bei Globalstrahlungswerten von 1097 $^{kWh}/_{m^2a}$ angegeben. Die im „REGIO Energy“ Projekt entwickelten Zukunftsszenarien lehnen sich an die historische Entwicklung der Technologiediffusion unter Berücksichtigung unterschiedlicher Wachstumsraten und unterschiedlicher Wirtschaftsanreize an. Näheres dazu wird in [44, S. 50] diskutiert. Der Mittelwert des Gesamtpotentials für Österreich über die drei entwickelten Zukunftsszenarien 2020 des Projekts lag bei 3,1 TWh, was in der Nähe des herangezogenen regenerativen Potentials von 3,3 TWh, des in dieser Arbeit definierten Basis-Szenarios, liegt. Im „REGIO Energy“ Projekt existiert kein Unterschied zwischen den unterschiedlichen Zukunftsszenarien bezüglich der prozentualen Aufteilung des Potentials

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

auf die Landesanteile, demzufolge beruht der hier verwendete Verteilungsschlüssel auf dem Verteilungsschlüssel aller entwickelten Szenarien für 2020. In Tabelle 4.9 ist die Aufteilung des Solarthermie-Potentials auf die relevanten Wärmebilanzen für das Basis-Szenario dargelegt.

Wärmebilanz	Ost	Mitte Ost	Mitte West	West	**Gesamt**
			Q_{th} [TWh]		
Dezentral	0,83	1,18	0,53	0,75	**3,3**

Tabelle 4.9: Vordefinierter Energieertrag für Solarthermie für das Basis-Szenario

Die Aufteilung des Potentials für das 2050-Szenario wird aliquot durchgeführt.

Geothermie

Die regionale Zuordnung des Potentials der Geothermie basiert auf dem resultierenden Verteilungsschlüssels des Bundespotentials auf das Landespotential des Projektes „Potenzial der Tiefengeothermie für die Fernwärme- und Stromproduktion in Österreich“ [62]. In diesem Projekt wird explizit das Potential für Tiefengeothermie für die Einspeisung in das Fernwärmesystem bestimmt. Dabei wurden basierend auf einer flächendeckenden Potentialanalyse Regionen für eine Nutzung des geothermischen Potentials für das Fernwärmnetz erstellt, die sich auf die Landesebene umrechnen lassen. Die technisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen unterstellen eine Schütt- bzw. Entnahmerate von 70 $^{l}/_{s}$, Bohrtiefen einer Bandbreite von 2000 m bis 6000 m und eine Einspeisetemperatur von 70 °C. Näheres dazu wird in [62, ab S. 92] vorgestellt. In Tabelle 4.10 ist die Aufteilung des Geothermie-Potentials auf die Wärmebilanzen für das Basis-Szenario dargelegt. Das Gesamtpotential für das 2050-Szenario wird aliquot aufgeteilt.

Wärmebilanz	Ost	Mitte Ost	Mitte West	West	**Gesamt**
			Q_{th} [TWh]		
Zentral	0,31	0,2	0,15	0,14	**0,8**

Tabelle 4.10: Vordefinierter Energieertrag für Geothermie für das Basis-Szenario

Müllverbrennungsanlagen

Aus dem Vergleich zwischen dem angenommenen zukünftigen Erzeugungspotential von 2 TWh und dem tatsächlichen Beitrag der Abwärme der MüVA für die Fernwärmeeinspeisung von

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

1,9 TWh gemäß [109] folgt, dass sich die zukünftige Wärmeerzeugung der MüVA nur minimal ändert. Deshalb wird für die Verteilung des Erzeugungspotentials auf die regionale Verortung der bestehenden Anlagen zurückgegriffen. Dafür werden die Daten der öffentlich verfügbaren Kraftwerksliste der Wärmkraftwerke der Plattform „Austrian Heat Map“[16] [36] herangezogen. Daten wie der Kraftwerksbetreiber, Kraftwerkstyp, die elektrische und thermische Nennleistung, eingesetzter Brennstoff, sowie auch VLST sind ein Teil dieser Kraftwerksliste. In der Kraftwerksliste sind die derzeit in Betrieb befindlichen Anlagen der Energiedienstleistungsunternehmen und kommunalen Versorger hinterlegt, die ca. 80% des angenommenen Erzeugungspotentials ausmachen. Im Bericht des Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft „Bericht über Verbrennungs- und Mitverbrennungsanlagen“ werden alle in Betrieb befindlichen Anlagen einer Kapazität über 2 t/h zusammengefasst. [53, S.19] Die in der Kraftwerksliste zusammengefassten Anlagen sind im Bericht auch enthalten. Die restlichen 20% des Potentials werden somit auf weitere Müllverbrennungsanlagen der Energiedienstleistungsunternehmen und kommunalen Versorger gleichmäßig aufgeteilt. Basierend auf der regionalen Zuordnung der MüVAs wird ihr Erzeugungspotential den Wärmebilanzen im vorliegenden Modell, wie in der Tabelle 4.11 dargelegt, zugeordnet.

Wärmebilanz	Ost	Mitte Ost	Mitte West	West	**Gesamt**
			Q_{th} [TWh]		
Zentral	1,44	0,46	0,06	0,03	**2**

Tabelle 4.11: Vordefinierter Energieertrag der Wärmeerzeugung der MüVA für das Basis-Szenario

Zeitliche Charakteristik erneuerbarer Erzeugungstechnologien

Die Wärmeerzeugung vordefinierter Erzeugungstechnologien ist im Modell über eine perfekte Einspeiseprognose gekennzeichnet. Im Gegensatz zu den vordefinierten Erzeugungstechnologien des Stromsystems ist im Wärmesystem nur die Wärmeerzeugung der Solarthermie dargebotsabhängig. Die vordefinierten Erzeugungszeitreihenwerte werden basierend auf den Erzeugungspotentialen der regenerativen Szenarien abgeleitet, indem die Jahreserträge der vordefinierten Erzeugungszeitreihen mit den Erzeugungspotentialen gleichgesetzt werden. Im folgenden wird auf die Erstellung der zeitlichen Charakteristika modellierter Anlagen der Solarthermie, Geothermie und Müllverbrennungsanlagen eingegangen. Die wesentlichen

[16] „Im Rahmen der Europäischen Energie-Effizienz-Richtlinie (2012/27/EU) mussten alle Mitgliedsstaaten eine ‚Umfassende Bewertung des Potentials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und der effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung‘ im jeweiligen Land erarbeiten. Die TU Wien und ecofys wurden vom Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft mit der Durchführung dieser Bewertung für Österreich beauftragt.“ [36]

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Eigenschaften der angenommenen zeitlichen Charakteristika vordefinierter Komponententypen und ihr Einfluss auf die Residuallast werden im Abschnitt 4.3.3 diskutiert.

Solarthermie

Die Grundlage der Zeitreihen solarthermischer Anlagen stellen ermittelte Zeitreihenwerte basierend auf Messungen der Globalstrahlung und einem Berechnungsmodell einer exemplarischen Anlage dar. Das Berechnungsmodell sowie die Bestimmung der Einspeisezeitreihen der Anlage wurden am Institut für Energietechnik und Thermodynamik der Technischen Universität Wien [114] entwickelt.

Über das Berechnungsmodell wird basierend auf den gemessen Daten unter Berücksichtigung von Parametern wie z.B. Abschattungseffekte, Azimutwinkel, Neigungswinkel, dem Winkelfaktor, dem Kollektorwirkungsgrad, Kollektorfäche und der Temperaturbandbreite des Heizsystems die Wärmeerzeugung der solarthermischen Anlage bestimmt. Die exemplarische Anlage wies eine Kollektorfläche von $15\,\mathrm{m}^2$. Der Azimutwinkel bzw. die Ausrichtung des Sonnenkollektors wurde auf 0° bestimmt. Ein Azimutwinkel von 0° bedeutet eine südliche Ausrichtung der Anlage. Der Neigungswinkel bzw. die Steigung des Kollektors ist auf 45° definiert. Solarthermische Anlagen einer südlichen Ausrichtung mit einem Neigungswinkel von 45° sind durch einen hohen Ertrag gekennzeichnet. Die Schwankungsbreite bei beiden Parametern liegt in der Realität bei +/- 25°. Die Anlage wurde für eine Einspeisung in ein Kreislauf der Vorlauftempertaur von 90 °C und einer Rücklauftemperatur von 50 °C ausgelegt. [114]

Die Ausgangszeitreihen liegen im Stundenraster für die Dauer von einem Jahr vor. Die ermittelten Zeitreihendaten werden für die Verwendung in dieser Arbeit auf den resultierenden Jahresertrag der exemplarischen Anlage normiert und im Modell verwendet. Dementsprechend wird für die komplette Modellregion ein einheitliches Erzeugungsprofil hinterlegt. Die reale regionale Schwankungsbreite des Erzeugungsganges ist durch die Zusammenführung mehrerer Bundesländer auf ein Wärmesystem sowieso nicht mehr gegeben. Zudem liegt diese auch in einem geringen Bereich, wird der regionale Unterschied der VLST, wie in [23, S.27] präsentiert, herangezogen. Dementsprechend kann für die hier untersuchten Aspekte von einem gleichen normierten Einspeiseprofil ausgegangen werden.

Die angenommenen Jahreserträge der Wärmebilanzen $Q_{th}^{Sol}(wb)$ zzgl. der normierten Zeitreihen $\dot{q}_{th}^{Sol}(t_i)$ ergeben die Erzeugungsleistung $\dot{Q}_{th}^{Sol}(t_i, wb)$ solarthermischer Anlagen wie in der Gleichung 4.6,

$$i > 1, \forall wb \in WB_d \subset WB: \quad \dot{Q}_{th}^{So}(t_i, wb) = Q_{th}^{Sol}(wb) \cdot \dot{q}_{th}^{Sol}(t_i), \tag{4.6}$$

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

dargelegt. Es wird zu jedem Zeitpunkt t_i und für jede Wärmebilanz $wb \in WB_d \subset WB$ die resultierende Erzeugungsleistung als vordefinierte Knotenleistung des Wärmesystems in die Untersuchungen dieser Arbeit übernommen.

Geothermie

Die Fernwärmeerzeugung der hydrothermalen Geothermie ist kontinuierlich und bedarfsorientiert. Für die Erstellung der Leistungszeitreihen der Wärmeerzeugung wird dementsprechend angenommen, dass die Erzeugung dem Wärmelastgang der Verbrauchskomponente der zentralen Wärmebilanzen entspricht. Diesbezüglich werden die Zeitreihenwerte des Wärmeverbrauchs, $\dot{Q}_{th}^{L}(t_i, wb)$, der zentralen Wärmebilanzen auf die Jahresverbrauchsenergie, $Q_{th}^{L}(wb)$, normiert und auf den angenommenen Jahresertrag der geothermischen Heizwerke $Q_{th}^{Geo}(wb)$ hochgerechnet. Die Zeitreihen der Wärmeerzeugung der geothermischen Heizwerke $\dot{Q}_{th}^{Geo}(t_i, wb)$ sind somit wie folgt definiert,

$$i > 1, \forall wb \in WB_z \subset WB: \quad \dot{Q}_{th}^{Geo}(t_i, wb) = \dot{Q}_{th}^{L}(t_i, wb) \cdot \frac{Q_{th}^{Geo}(wb)}{Q_{th}^{L}(wb)}. \tag{4.7}$$

Müllverbrennungsanlagen

Müllverbrennungsanlagen weisen Volllaststunden in einer Bandbreite von 7000 h/a bis 8000 h/a auf. [36] Dementsprechend wird für die vordefinierten Zeitreihen angenommen, dass die Wärmeerzeugung der Müllheizwerke zu jedem Zeitpunkt t_i über die komplette Dauer T_a des Modellhorizonts der geschlossenen Jahresplanung einer Banderzeugung konstanter Leistung entspricht. Demzufolge ist die Erzeugungsleistung der Müllheizwerke $\dot{Q}_{th}^{MüVA}(t_i, wb)$ für jede Wärmebilanz $wb \in WB_z \subset WB$ über den angenommenen Jahresertrag $Q_{th}^{MüVA}(wb)$ wie in der Gleichung 4.8 dargelegt,

$$i > 1, \forall wb \in WB_z \subset WB: \quad \dot{Q}_{th}^{MüVA}(t_i, wb) = \frac{Q_{th}^{MüVA}(wb)}{T_a}, \tag{4.8}$$

definiert.

4.3.2 Verbrauch

Der jährliche Wärmebedarf und somit der damit korrespondierende zeitliche Verlauf des Wärmeverbrauchs werden analog zum Stromsystem für die hier vorgestellten Untersuchungen als „bekannt“ angenommen und sind somit für die Optimierungsuntersuchungen vordefiniert. Gemäß der vorgestellten Modellierung des Wärmesystems im Abschnitt 3.3 wird

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

über die vordefinierten Verbrauchskomponenten der regional auf die Wärmebilanzen zusammengefasste Verbrauch netzgebundener (zentrale Wärmebilanzen) und nicht netzgebundener (dezentrale Wärmebilanzen) Wärmeversorgungssysteme abgebildet. Der gesamte jährliche Wärmeverbrauch der Modellregion beruht wie die herangezogenen Erzeugungswerte der vordefinierten Erzeugungstechnologien auf den Prognosen der ambitionierten Erzeugungsszenarien der europäischen Studie „Support Activities for RES modelling post 2020“ [119]. Eine Trennung des netzgebundenen und nicht netzgebundenen jährlichen Wärmeverbrauchs für Österreich ist in den Daten der Studie enthalten. Zudem wird in der Studie der gesamte Wärmeverbrauch auf die Wirtschaftssektoren Haushalt (HH), Dienstleistungssektor und Gewerbe (G), sowie Industrie (IND) aufgeteilt. Die Lastgänge des Industriesektors sind prozessabhängig und unterstellen ein komplett anderes Temperaturniveau als Lastgänge der Niedertemperatur (NT)-Wärmeversorgung. In dem hier erstellten Modell wird ausschließlich die Wärmeversorgung des Niedertemperaturbereichs abgebildet. Die Hochtemperatur (HT)-Prozesswärme des Industriesektors wird somit nicht berücksichtigt.

Als Wärmeversorgung des Niedertemperaturbereichs werden in dieser Arbeit Raumwärme- und Warmwasserversorgung der Wirtschaftssektoren (HH, G und IND) und sonstige NT-Prozesse des Industriebereichs verstanden. Infolgedessen wird der NT-Wärmebedarf des Industriesektors basierend auf dem Gesamtjahresverbrauchswert des Industriesektors abgeleitet. Es wird angenommen, dass ca. 26% des gesamten Wärmebedarfs des Industriesektors für die NT-Wärmeversorgung des Industriesektors entfallen. Tatsächlich deckte die Raumwärme und der Warmwasserbedarf gemäß der Nutzenergieanalyse der Statistik Austria im Jahr 2017 ca. 16% des Wärmeverbrauchs des produzierenden Bereichs ab [110]. Die restliche Differenz zu 26% werden also als zusätzlicher Sicherheitspuffer für sonstigen NT-Wärmebedarf des Industriesektors veranschlagt.

In Tabelle 4.12 sind die Jahresverbrauchswerte für beide regenerativen Szenarien in Abhängigkeit der drei Verbrauchssektoren dargelegt. Demgegenüber ist der IST-Zustand basierend auf den Daten der Nutzenergieanalyse der Statistik Austria des Jahres 2017 zusammengefasst [110]. Dabei werden dem IST-Zustand für den Bereich Gewerbe die Raumwärme und Warmwasser der Sektoren Landwirtschaft und öffentliche und private Dienstleistungen aus Statistik Austria nach [110] zugeordnet und dem Bereich Industriesektor der produzierende Bereich aus [110]. Inwieweit die Wirtschaftssektoren der Statistik Austria mit der Unterteilung der Wirtschaftssektoren aus der Studie (HH, G und IND) zueinanderpassen, ist mangels fehlender Angaben in der Studie nicht ableitbar. Dennoch stellt der Vergleich in der Tabelle 4.12 einen guten Überblick dar, in welche Richtung sich der zukünftige Wärmeverbrauch

[17] Szenario 2030
[18] Entspricht dem Jahresverbrauch Raumwärme und Warmwasser aus 2017 nach [110].
[19] Raumwärmebedarf und Warmwasser für Sektoren: Öffentliche und private Dienstleistungen und Landwirtschaft.
[20] NT-Wärmebedarf
[21] Nur Raumwärmebedarf und Warmwasser des produzierenden Bereichs.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Verbrauchskategorie	Basis-Szenario[17]	2050-Szenario	IST-Zustand[18]
	Q_{th} [TWh]		
Haushalt	42,58	23,27	64,98
Gewerbe	15,15	12,21	24,60[19]
Industrie[20]	17,55	11,70	10,37[21]
Gesamt	**75,28**	**47,18**	**99,95**

Tabelle 4.12: Jahresverbrauch vordefinierter Verbrauchskomponenten: Vergleich vom Wärmeverbrauch der regenerativen Szenarien und dem IST-Zustand

entwickeln kann. Aus der Darlegung ist ein deutlicher Rückgang des gesamten Wärmeverbrauchs ersichtlich. Dieser ist besonderen Verbesserungen der Gebäudedämmung geschuldet. Die höheren Szenario-Werte des Industriesektors im Vergleich zum IST-Zustand gehen auf die zusätzliche Berücksichtigung weiterer NT-Prozesse neben Raumwärme- und Warmwasser zurück. In den Verbrauchswerten des IST-Zustandes sind nämlich nur die Raumheizung und Warmwasser des produzierenden Bereichs enthalten. Die Verteilung des gesamten jährlichen Verbrauchs bezüglich der Versorgungsstruktur auf netzgebundene und nicht netzgebunde Wärmeversorgungssysteme wird basierend auf dem Verteilungsschlüssel der herangezogenen regenerativen Szenarien definiert. Entsprechend [119] sollen ca. 30% des Wärmeverbrauchs der Wirtschaftssektoren Haushalt und Gewerbe über netzgebundene Versorgungsstrukturen gedeckt werden und der Rest über Einzelheizsysteme. Im Szenario 2050 liegt dieser Anteil sogar bei ca. 40%.

Die regionale Aufteilung des prognostizierten Wärmeverbrauchs und die Erstellung der relevanten Zeitreihen des Wärmeverbrauchs werden in Anlehnung an die Arbeiten der Projektarbeit von Christan Lechner [19], durchgeführt am Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe an der Technischen Universität Wien, erstellt. Im Rahmen der Projektarbeit wurden basierend auf Wärmeverbrauchsdaten der Sektoren Einfamilienhaus (HE), Mehrfamilienhaus (HM) und Gewerbe für die Verbrauchskategorien Raumwärme und Warmwasser je Bundesland und Sektor Verbrauchszeitreihenwerte für das Jahr 2014 erstellt. Als Datengrundlage dienten die Jahresverbrauchswerte der Statistik Austria für Bereiche private Haushalte, öffentliche und private Dienstleistungen, Landwirtschaft und produzierender Bereich.

Die in [19] gewählte Methodik für die Erstellung der Zeitreihenwerte basiert auf den Methoden für die Erstellung der Gaslastprognose der nicht-leistungsgemessenen Kunden für die Raumwärme- und Warmwasserversorgung. Die Gasnetzbetreiber verwenden die Methoden der Verbrauchsprognosen, um dem Bilanzgruppenkordinator, in Österreich der Austrian Gas Clearing and Settlement (AGCS), Verbrauchswerte auf stündlicher Basis der nicht leistungsgemessen Kunden zu übermitteln. Die in der Projektarbeit herangezogenen Methoden wurden im Rahmen der Dissertation von Mark Hellwig [79] entwickelt und weiter in [102]

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

erarbeitet. Das Verfahren berechnet temperaturabhängige Lastprofile, welche anhand statischer Auswertungen gemessener Daten festgelegt wurden. Wesentlicher Bestandteil des Verfahrens ist die von der mittleren Tagesaußentemperatur (ϑ_a) und den vier definierten (A,B,C,D) Parametern bestimmte Sigmoidenfunktion ($h(\vartheta_a)$),

$$h(\vartheta_a) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta_a - \vartheta_{a0}}\right)^C} + D \quad , \vartheta_{a0}{}^{22} = 40°\text{C}. \tag{4.9}$$

Die ersten drei Parameter (A,B,C) bilden das Verbrauchsverhalten und der Parameter D den temperaturunabhängigen Warmwasserverbrauch ab. Basierend auf den Ergebnissen der Sigmoidenfunktion werden normierte Tagesverbrauchswerte bestimmt, die anhand der angesetzten Jahresverbrauchswerte auf die einzelnen Tagesverbrauchswerte ausgerollt werden. Dabei wurden je Bundesland drei Wetterstationen herangezogen und über die arithmetische Mittelwertbildung zu jeder Stunde eine mittlere Temperatur für das Bundesland erstellt. In Niederösterreich wurde beispielsweise der Mittelwert aus den stündlichen Daten der Wetterstationen Baden, St. Pölten und Gänserndorf verwendet. Letztendlich wurde eine geglättete Temperaturzeitreihe, wie in [102, S.13] empfohlen, für die Berechnung der normierten Tagesverbrauchswerte bestimmt. Anschließend wurde der Tagesverbrauch mittels der in [79] und [102, S.24] entwickelten temperaturabhängigen Matrix, zusammengefasst in der Tabelle 6.2 im Anhang des Dokuments, auf die einzelnen Stunden verteilt. Die genau herangezogene Vorgehensweise basiert auf den Ausführungen des Leitfadens für Gasnetzbetreiber, zusammengestellt in [102, S.37].

In der Projektarbeit [19] wurde dieses Berechnungsverfahren für die Erstellung des Wärmelastgangs herangezogen, weil diese Profile genau das Wärmeverbrauchsverhalten der Kunden abbilden. Die Zuweisung der Jahresverbrauchswerte der Sektoren Einfamilienhaus und Mehrfamilienhaus je Bundesland wurde basierend auf einem Aufteilungsschlüssel der Jahresverbrauchswerte für Raumwärme- und Warmwasserversorgung des Bundeslandes aus dem Jahr 2014 der Statistik Austria und dem Wohnungsbestand bzw. Gebäudebestand, welcher aus der Datenbank der Statistik Austria extrahiert wurde, bestimmt. Als HE-relevante Gebäude wurden alle Gebäude mit 1-2 Wohneinheiten berücksichtigt, als HM-relevante Gebäude alle Gebäude mit zwei und mehr Wohneinheiten herangezogen und als G alle Gebäude ohne Wohneinheit berücksichtigt. Weiter wurde in der Projektarbeit der Warmwasserbedarf und der Raumwärmebedarf der Sektoren produzierender Bereich, Landwirtschaft und öffentliche und private Dienstleistungen den jeweiligen Profilen des Sektors G zugeordnet.

Für die vorliegende Arbeit werden die erstellten Zeitreihenwerte aus der Projektarbeit je Bundesland und Verbrauchssektor auf den Jahresverbrauchswert normiert und auf die in dieser Arbeit relevanten Jahresverbrauchswerte hochgerechnet. Dabei wird für jeden Sektor

[22] Festgelegte Unstetigkeitsstelle

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

der Verbrauchsänderungsfaktor, bezogen auf die gesamte Modellregion, bestimmt und dieser für die Umrechnung der jeweiligen Sektorenergiewerte für jedes Bundesland herangezogen. Die Jahresverbrauchswerte von Einfamilienhaus und Mehrfamilienhaus aus der Projektarbeit werden für die Bestimmung des Verbrauchsänderungsfaktors aggregiert. Dabei werden, wie am Anfang des Abschnittes angedeutet, die NT-Wärmeversorgung des Industriesektors den Verbrauchswerten des Sektors Gewerbe zugeschrieben. Letztendlich wird für jedes Bundesland eine über die Verbrauchsektoren aggregierte, Verbrauchszeitreihe des Wärmeverbrauchs generiert.

Die Jahressumme der erstellten Zeitreihen entspricht genau dem prognostizierten Wärmeverbrauch von 75,28 TWh. Schließlich wird der resultierende Jahresverbrauch je Bundesland auf zentrale und dezentrale Verbrauchswerte aufgeteilt. Dabei beträgt, wie am Anfang des Abschnittes diskutiert, der Anteil des netzgebundenen Verbrauchs 30% bezogen auf den gesamten Wärmeverbrauch der Modellregion. Diese Aufteilung wird über alle Bundesländer gleich gehalten. Zusätzlich wird der netzgebundene Verbrauch um ca. 10% erhöht, um die anfallenden Netzverluste abzubilden. Dementsprechend wird der prognostizierte Verbrauch der Modellregion von 75,28 TWh auf 77,9 TWh erhöht. Schließlich werden die erstellten Zeitreihen je Bundesland und Art der Wärmeversorgungsstruktur auf die Ebene der Wärmebilanzen zusammengefasst und somit insgesamt acht Zeitreihen des Wärmeverbrauchs für die Abbildung der Wärmeversorgung in dieser Arbeit erstellt.

Die erstellten Lastzeitreihen der zentralen Wärmebilanzen werden zusätzlich geringfügig um eine Mindestleistung angepasst, damit der resultierende Lastgang der zentralen Wärmebilanzen einem Lastgang eines zentralen Wärmesystems angenähert wird. In Anlehnung an [98, S.32] weist eine typische Jahresdauerlinie des Fernwärmnetzes eine auf die maximale Last bezogen Mindestleistung von ca. 10% auf. Demzufolge werden die erstellten Lastgänge der zentralen Wärmebilanzen bezüglich dieser Mindestleistung angepasst, indem Leistungswerte, die unter dem Mindestwert liegen, auf diesen Grenzwert gesetzt werden und die restlichen Leistungswerte um einen geringen konstanten Faktor reduziert werden, um die Einhaltung der resultierenden Jahresenergiewerte je Wärmebilanz zu bewahren. Diese Anpassung ist nur in der heizfreien Periode wirksam, weil nur in diesem Zeitraum die herangezogenen Wärmelastgänge zu gewissen Zeitpunkten geringe Leistungswerte aufweisen.

Der resultierende jährliche Wärmeverbrauch der Wärmebilanzen ist in der Tabelle 4.7 dargestellt.

Demzufolge ist der Wärmeverbrauch zu jedem Zeitpunkt t_i und für jede Wärmebilanz $wb \in WB$ über den Parameter $\dot{Q}^L_{th}(t_i, wb)$ festgelegt. Die wesentlichen Eigenschaften der herangezogenen zeitlichen Charakteristik und der Einfluss der zeitlichen Verbrauchscharakteristik auf die Residuallast werden im folgenden Abschnitt präsentiert.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Wärmebilanz	Ost	Mitte Ost	Mitte West	West	**Gesamt**
			Q_{th} [TWh]		
Zentral	9,45	8,96	3,02	3,53	**24,96**
Dezentral	20,04	19,01	6,41	7,48	**52,94**
Gesamt	**29,49**	**27,97**	**9,43**	**11,01**	**77,90**

Tabelle 4.13: Vordefinierter Wärmeverbrauch der Wärmebilanzen für das Basis-Szenario

4.3.3 Residuallast

Die Grundlage für die Ausbau- und Einsatzplanung der Modellkomponenten des Wärmesystems stellt die Residuallast dar. Die Residuallast des Wärmesystems ist jene zu deckende Restlast, welche sich unter Berücksichtigung vordefinierter Wärmeerzeugung einstellt. Die Residuallast wird für jede Wärmebilanz wb und zu jedem Zeitpunkt t_i, aus der Differenz vordefinierter Wärmeerzeugung und dem vordefinierten Wärmeverbrauch, wie in 4.10 und 4.11 vorgestellt, berechnet. Die vordefinierten Erzeugungstechnologien (Solarthermie, Geothermie und Müllverbrennungsanlagen) hängen von der Wärmeversorgungsstruktur ab,

$$
\begin{aligned}
&i > 1, \forall wb \in WB_z: \\
&\dot{Q}_{th}^{RL}(t_i, wb) = \dot{Q}_{th}^{MüVA}(t_i, wb) + \dot{Q}_{th}^{Geo}(t_i, wb) - \dot{Q}_{th}^{L}(t_i, wb), \qquad (4.10) \\
&i > 1, \forall wb \in WB_d: \\
&\dot{Q}_{th}^{RL}(t_i, wb) = \dot{Q}_{th}^{Sol}(t_i, wb) - \dot{Q}_{th}^{L}(t_i, wb). \qquad (4.11)
\end{aligned}
$$

Demzufolge ist die Residuallast ein vordefinierter Parameter im erstellten Modell, welcher nach Gleichung 3.3 über steuerbare Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten des Wärmesystems zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen wird. Die vordefinierten Leistungswerte der Wärmeerzeugung und des Wärmeverbrauchs des Wärmesystems sind bezüglich dem Lastgang nicht aufeinander abgestimmt. Besonders im Sommer wirkt sich bei dezentralen Wärmebilanzen die verhältnismäßig hohe vordefinierte Wärmeerzeugung der Solarthermie auf die Residuallast aus. In dieser Hinsicht sollte allerdings davon ausgegangen werden, dass die solarthermischen Anlagen im privaten Gebrauch eingesetzt werden und dementsprechend die Anlagen auch hinsichtlich der thermischen Nachfrage ausgelegt werden. Dieser Wärmebedarf kann jedoch über die temperaturabhängig erstellen Lastprofile nicht abgebildet werden. Demzufolge werden diesbezüglich auch die Residuallastzeitreihen der dezentralen Wärmebilanzen geringfügig angepasst, indem Leistungswerte, die unter einer vordefinierten Grenze liegen, auf diesen Grenzwert angehoben werden und die restlichen Zeitschritte um einen konstanten Faktor reduziert werden, um die Einhaltung der resultierenden Jahresenergiewerte je Wärmebilanz zu bewahren. Die vordefinierte Grenze entspricht der Begrenzung der maximalen Überschussleistung auf ca. 20% der unbeeinflussten maximalen Überschussleistung der Residuallast. Dadurch wird ein maximaler Jahresüberschuss der Solarthermie,

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

welcher in Abhängigkeit der Wärmebilanz bei 10% - 15%, bezogen auf den Solarthermieertrag, liegt, erreicht. Dieser Überschuss wird für einen möglichen Einsatz der dezentralen Speicheranlagen, welcher über die Optimierung bestimmt wird, bewahrt. Nachfolgend wird die Residuallast der Modellregion bzw. der einzelnen Wärmebilanzen für das Basis-Szenario näher analysiert.

Diesbezüglich werden zunächst analog zu Darlegungen des Stromsystems alle vordefinierten Komponententypen des Wärmesystems hinsichtlich der Jahresenergieverteilung in Abhängigkeit von Jahreszeiten getrennt für das zentrale und dezentrale Wärmesystems analysiert. Weiter wird eine Leistungsanalyse hinsichtlich der Extremwerte der vordefinierten Komponententypen vorgestellt. Darauf aufbauend werden die Leistungs- bzw. Energieverteilungen der Residuallast, jahreszeitliche Spezifika, charakteristische Energiegrößen, und Extremwerte der vordefinierten Residuallast präsentiert. Die Wärmebilanzen stellen in sich geschlossene Energie- bzw. Leistungssysteme dar. Ein regionaler Leistungsaustausch, wie das durch das vorhandene Übertragungs-/Verteilnetzsystem im Stromsystem gegeben ist, ist hier nicht vorhanden. Dementsprechend wirken sich die einzelnen Charakteristika der resultierenden Residuallastwerte auf die anderen Bilanzen nicht direkt aus.

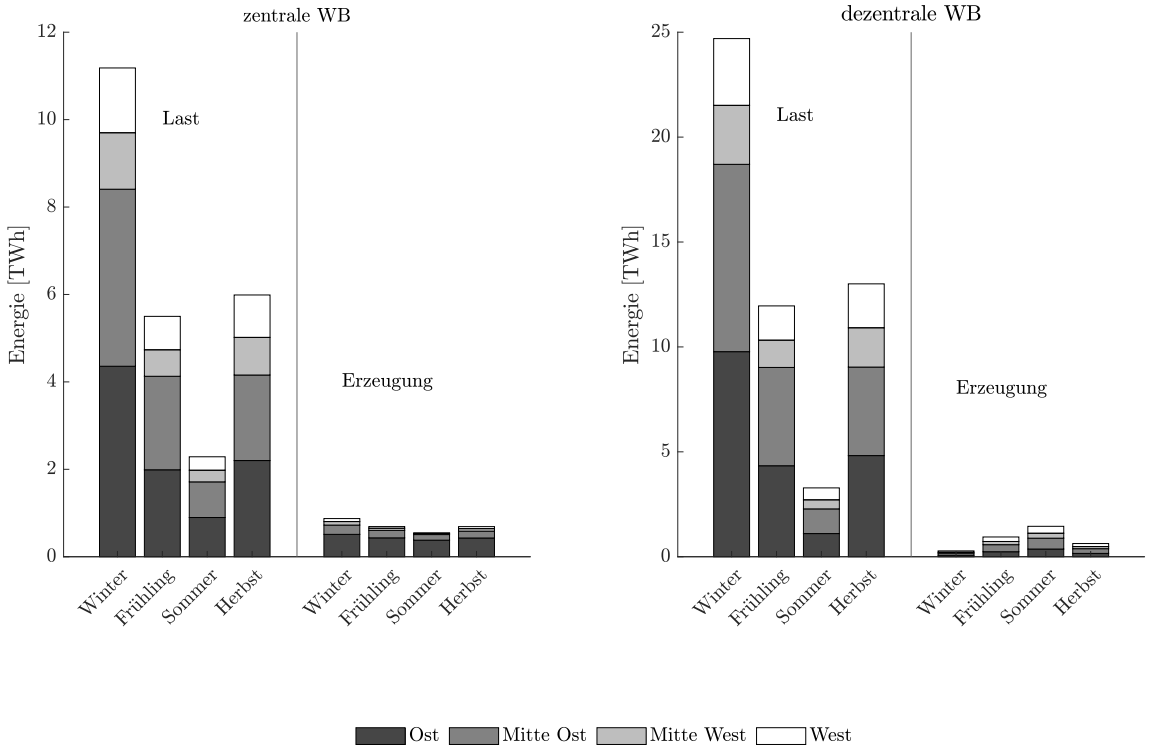


Abbildung 4.10: Jahresenergieverteilung der vordefinierten Komponententypen der Residuallast des Wärmsystems: a) zentrale Wärmebilanzen (Fernwärme) und b) dezentrale Wärmebilanzen

Für die Analyse der jahreszeitlichen Energieverteilung werden die Leistungswerte der vordefinierten Zeitreihen für jede Wärmebilanz entsprechend den Jahreszeiten angeordnet und

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

auf die Jahreszeiten aggregiert. Die jahreszeitlichen Energieerträge und der jahreszeitliche Bedarf der vordefinierten Komponententypen sind in der Abbildung 4.10 dargestellt. Aus der Abbildung 4.10 ist ersichtlich, dass für Bilanzen beider Wärmeversorgungssysteme (zentral und dezentral) der Wärmeverbrauch besonders in den Jahreszeiten der Heizperioden der vordefinierten Wärmeerzeugung weit überlegen ist. Dabei entfallen bei zentralen Wärmebilanzen bzw. Knoten des Fernwärmesystems auf die Jahreszeiten Winter und Herbst ca. 69% des Fernwärmeverbrauchs und bei dezentralen Wärmebilanzen ca. 71%. Die Monate März und April werden durch die Jahreszeit Frühling erfasst. Dementsprechend liegt der Wärmeverbrauch in dieser Jahreszeit verhältnismäßig hoch. Auch im Sommer bei sinkendem Wärmeverbrauch ist eine energetische Deckung des Verbrauchs durch vordefinierte Wärmeerzeugung nicht gegeben. Da die Zeitreihenwerte beider Versorgungssysteme auf gleichen Zeitreihendaten aufbauen, ist eine annähernd ähnliche prozentuale Aufteilung des Verbrauchs auf die regionalen Wärmebilanzen in beiden Systemen gegeben. Aus den Abbildungen 4.10 a) und b) ist dabei ein Übergewicht der östlich gelegenen Regionen im Vergleich zu den westlichen Wärmebilanzen ersichtlich. Eine ähnlich regional verteilte Verbrauchsstruktur ist aus der Darstellung des Stromverbrauchs je Netzknoten in Abbildung 4.7 ersichtlich. Die Fernwärmeerzeugung der zentralen Wärmebilanzen durch Geothermie und Müllverbrennungsanlagen werden zusammengefasst dargestellt. Der Grund dafür ist die Fernwärmeerzeugung der Müllverbrennungsanlagen, welche über eine konstante Leistung abgebildet wird und demzufolge keine dezidierte jahreszeitliche Abhängigkeit aufweist. Die Fernwärmeerzeugung aus Geothermie wird jedoch bedarfsorientiert modelliert. Aus diesem Grund ist in der Abbildung 4.10 a) eine geringfügige jahreszeitliche Abhängigkeit der Fernwärmeerzeugung der zentralen Wärmebilanzen ersichtlich, welche vor allem durch die Fernwärmeerzeugung der Müllverbrennungsanlagen dominiert wird. Der größte Anteil der Fernwärmeerzeugung der Müllverbrennungsanlagen ist in der Wärmebilanz Ost verankert, dementsprechend folgt auch für diese Wärmebilanz eine relativ konstante Erzeugungsverteilung. Im dezentralen Wärmesystem ist die Solarthermie die vordefinierte Wärmeerzeugung, was auch aus der jahreszeitlichen Verteilung der Wärmeerzeugung resultiert. In den Perioden Sommer und Frühling werden ca. 73% des jährlichen Ertrags der Solarthermie erreicht.

In Tabelle 4.14 sind die Extremleistungswerte, die minimale und maximale Leistung, der vordefinierten Komponententypen für beide Versorgungssysteme, regional gegliedert, dargestellt. Dabei werden in der Spalte $\dot{Q}^{E}_{th}(wb)$ die Erzeugungstechnologien je Bilanz zusammengefasst. Aus der Tabelle 4.14 ist zunächst ersichtlich, dass sich die gegensätzlichen Extremwerte der Komponente Last beider Versorgungssysteme um ein Vielfaches voneinander unterscheiden. Der Grund dafür liegt im geringen Wärmebedarf im Sommer und den Nachtstunden. Im zentralen Wärmesystem ist durch die Banderzeugung der Müllverbrennungsanlagen und der bedarfsorientierten Einspeisung der Geothermie zu jedem Zeitpunkt eine vordefinierte Leistungserzeugung vorhanden. Aus den minimalen Leistungswerten der Residuallast resultiert jedoch, dass zu keinem Zeitpunkt ein Leistungsausgleich zwischen

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

den vordefinierten Komponententypen des zentralen Wärmesystems eintritt. Im dezentralen Wärmesystem treten aufgrund der dargebotsabhängigen Wärmeerzeugung Zeitpunkte der Erzeugungsflaute bzw. der Erzeugungsleistung gleich null auf. Somit folgt für das dezentrale Wärmesystem, dass keine gesicherte Erzeugungsleistung durch die vordefinierten Erzeugungstechnologien gewährleistet werden kann. Aus dem Vergleich der maximalen Leistungswerte zwischen Wärmeerzeugung und Wärmeverbrauch der dezentralen Wärmebilanzen zeigt sich, dass die Leistungsdeckung der maximalen Last in Abhängigkeit der Wärmebilanz in einer Bandbreite von 15% bis über knapp 40% möglich wäre. Allerdings treten diese Extremwerte der Last und der Erzeugung nicht gleichzeitig auf, was sich auch in den Extremwerten der Residuallast und der Darstellung in 4.10 zeigt. Der am Anfang des Abschnitts erwähnte Leistungsüberschuss ist in den negativen Leistungswerten der Residuallast sichtbar.

		Zentral			Dezentral		
		$\dot{Q}^{L}_{th}(wb)$	$\dot{Q}^{E}_{th}(wb)$	$\dot{Q}^{RL}_{th}(wb)$	$\dot{Q}^{L}_{th}(wb)$	$\dot{Q}^{E}_{th}(wb)$	$\dot{Q}^{RL}_{th}(wb)$
Max. Leistung [GW]	Ost	3,75	0,29	3,46	8,43	1,31	8,43
	Mitte Ost	3,37	0,13	3,23	7,42	1,85	7,42
	Mitte West	1,09	0,06	1,03	2,38	0,84	2,38
	West	1,26	0,06	1,2	2,70	1,18	2,70
	Gesamt	**9,47**	**0,54**	**8,92**	**20,93**	**5,18**	**20,93**
Min. Leistung [GW]	Ost	0,38	0,16	0,2	0,04	0,00	-0,20
	Mitte Ost	0,34	0,05	0,28	0,08	0,00	-0,28
	Mitte West	0,11	0,01	0,1	0,02	0,00	-0,13
	West	0,13	0,01	0,12	0,01	0,00	-0,19
	Gesamt	**0,96**	**0,22**	**0,7**	**0,15**	**0,00**	**-0,80**

Tabelle 4.14: Extremwerte vordefinierter Komponenten des Wärmesystems für das Basis-Szenario

Im folgenden soll der Verlauf der resultierenden Residuallast näher analysiert werden. Dazu wird in der Abbildung 4.11 der Tagesmittelwert der vordefinierten Residuallastkurven im Rahmen eines Flächendiagrammes für den gesamten Betrachtungshorizont von einem Jahr und für beide Versorgungssysteme präsentiert. Dabei soll festgehalten werden, dass aufgrund der Tagesmittelung der Residuallast eine Verflachung der zeitlichen Charakteristik erreicht wird. Infolgedessen werden die entsprechenden Tagesextremwerte in der Darstellung zusätzlich abgebildet. Aus der Abbildung 4.11 ist wie erwartet ein jahreszeitlicher Verlauf der Residuallastkurve ersichtlich. Die Residuallastkurve folgt somit vorwiegend dem Verlauf der Lastkomponente. Es zeigt sich ein überwiegendes Erzeugungsdefizit in den Monaten der Jahreszeiten Winter, Herbst und Frühling und demgegenüber ein deutlich geringeres Erzeugungsdefizit in den Monaten der Jahreszeit Sommer. Bei den dezentralen Wärmesystemen ist aufgrund der Solarthermie das Erzeugungsdefizit im Sommer geringer ausgeprägt als bei dem zentralen Wärmesystem. In der Abbildung sind auch die Tagesextremwerte (das

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

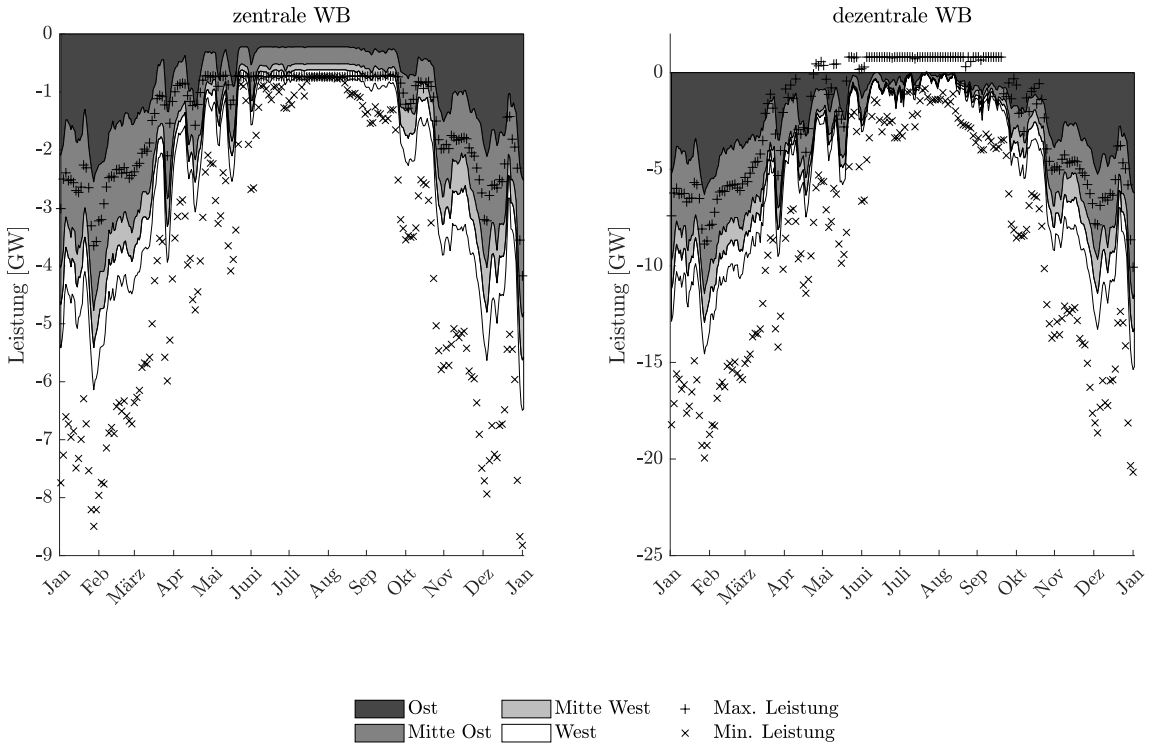


Abbildung 4.11: Tagesmittelwert der Residuallast: a) zentrale Wärmebilanzen (Fernwärme) und b) dezentrale Wärmebilanzen

Minimum und Maximum), zusammengefasst über alle Bilanzen des Versorgungssystems, aufgetragen. Aus der Extrem- und Tagesmittelwert-Darstellung der Residuallast folgt, dass die Wärmesysteme neben einer saisonal geprägten Leistungsbandbreite eine ausgeprägte Tagesleistungsbandbreite aufweisen, welche im Winter am größten ist. Die Leistungsbandbreite ist dem ausgeprägten Tagesverlauf der Lastkomponente geschuldet. Der zusammengefasste Leistungsverlauf der modellierten Lastkomponente je Wärmebilanz ist besonders vom Lastverlauf der Haushalte bestimmt, welche einen hohen Spitzenwert in den Morgenstunden und späten Nachmittags- bzw. Abendstunden im Vergleich zum restlichen Tag aufweisen.

Zur weiteren Analyse der Residuallast des Wärmesystems wird die Jahresdauerlinie der Residuallast aus der Abbildung 4.12 herangezogen. Dafür wird die Restlast im Verbraucherzählpfeilsystem dargestellt und auf die maximalen Residuallastwerte bezogen. Die positive Fläche unter der Restlastkurve stellt den zu deckenden Wärmebedarf dar, die von steuerbaren Erzeugungstechnologien gedeckt werden muss. Aus Abbildung 4.12 der Jahresdauerlinie der Residuallastkurve ist ersichtlich, dass Spitzenleistungswerte nur einige Stunden im Jahr auftreten. Wird diesbezüglich die Grenze der Leistungswerte bei 80% der Spitzenleistung festgelegt, so werden Spitzenleistungswerte über 80% je nach Wärmebilanz zwischen 101 und 123 h im Jahr abgerufen. Die Fläche, die diese Leistungsbandbreite aufspannt entspricht ca. 0,3% des jährlichen Wärmebedarfs der Wärmebilanzen. Wird die Grenze der Leistungswerte auf 60% reduziert, dann entspricht das ca. einer Stundenzahl von knapp über 1000 h im

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

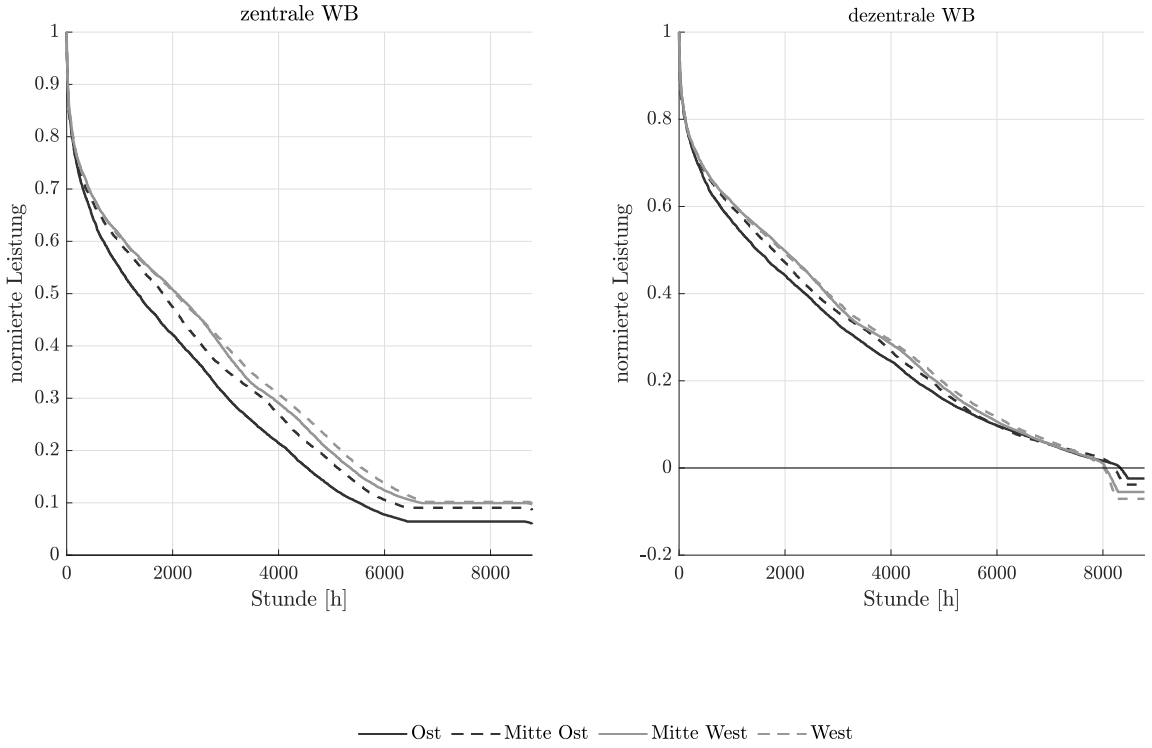


Abbildung 4.12: Jahresdauerlinie der Residuallast: a) zentrale Wärmebilanzen (Fernwärme) und b) dezentrale Wärmebilanzen

Jahr und einem Energieanteil von ca. 4%. Das bedeutet, dass die Hauptversorger der Wärmebilanzen auf Leistungswerte weit unterhalb der Spitzenleistung ausgelegt werden und für die Deckung der Spitzenlast, Spitzenlastanlagen oder auch Wärmespeicher herangezogen werden. Auch werden die Anlagen eine Betriebsweise aufweisen, die einer Kombination aus Volllast und Teillast entspricht, weil im Vergleich zum Stromsystem hier häufigere Perioden fehlender Vollauslastung auftreten. Die gesamte negative Fläche unter der Jahresdauerlinie der dezentralen Wärmebilanzen in Abbildung 4.12 b) entspricht der überschüssigen Wärme der Restlast und kann den positiven Bereich unter der Jahresdauerlinie der Restlast im regionalen Mittel nur zur ca. 1% decken. Diese überschüssige Leistung tritt im regionalen Mittel 632 h im Jahr auf. Aus der Jahresdauerlinie des zentralen Wärmesystems ist die zu deckende Bandlast abzulesen, die je nach der Verfügbarkeit der Banderzeugung der MüVA in den hinterlegten Wärmebilanzen Werte zwischen 6% bis knapp unter 10% des Jahresenergiebedarfs aufweist. In der Abbildung 4.12 a) ist auch erkennbar, dass die Bandlasterzeugung der MüVA in der Bilanz Ost zu einer im Vergleich zu den anderen Regionen tiefer liegenden Jahresdauerlinie führt.

Die geringe vordefinierte Überschussenergie im Wärmesystem stellt im Vergleich zu den Überschussperioden des Stromsystems keine signifikante Herausforderung für den Erzeugungs-/Last-Ausgleich des Wärmesystems dar. Die Hauptaufgabe im Ausgleich des Wärmesystems liegt in der Deckung des verbleibenden Bedarfs unter Berücksichtigung der technischen Rah-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

menbedingungen der steuerbaren Erzeugungstechnologien. Allerdings obliegt es der Einsatzplanung, das Wärmesystem für den Ausgleich des Stromsystem einzusetzen. Im Rahmen der Optimierungsuntersuchungen wird die Deckung des verbleibenden Wärmebedarfs auf die steuerbaren Wärmeerzeuger aufgeteilt. Dazu gehören zentrale und dezentrale Gas- und Biomassenfeuerungsanlagen, mit Gas und Biomasse befeuert Wärmekraftwerke mit KWK, Wärmepumpen und E-Kessel. Wärmespeicher können zusätzlich zum Ausgleich der Restlast herangezogen werden.

4.4 Stromnetz

In diesem Abschnitt werden die notwendigen Netzparameter für die Erstellung der Lastflussmatrix aus 3.4 präsentiert. Dazu werden zunächst die Erstellung und die Parametrierung der vollständigen Ausgangs-Netztopologie basierend auf öffentlich verfügbaren Daten präsentiert. Darauf aufbauend wird die Reduktion der erstellten Netztopologie auf die für die Arbeit relevanten Netzknoten und -Leitungen beschrieben. Aufbauend auf der Ausgangs-Netztopologie wird auf die Zusammenstellung zwei weiterer Netzausbauvarianten eingegangen. Anschließend wird die Erstellung der jeweiligen Matrizen basierend auf den erfassten Netztopologien für die Bestimmung der Lastflussmatrix vorgestellt. Letztendlich werden die vordefinierten Import-/Exportkomponenten präsentiert, die neben den steuerbaren gleichnamigen Komponenten den grenzüberschreitenden Lastfluss der hier vorgestellten Untersuchungen abbilden.

4.4.1 Erstellung der Netztopologie

Die Stromversorgung in Österreich wird durch das hierarchisch aufgebaute Netzsystem, bestehend aus dem Übertragungs- und Verteilnetz, sichergestellt. Das Übertragungsnetz bzw. Höchst- und Hochspannungsnetz ist für den Anschluss großer Kraftwerke und den regionalen Stromtransport zuständig. Über das untergeordnete Verteilnetz bzw. Hoch, Mittel- und Niederspannungsnetz wird die übertragene Energie aus dem Höchstspannungsnetz bis zu den Endkunden weiter verteilt. Für die Abbildung des Stromsystems wird das österreichische Höchst- und Hochspannungsnetz bestehend aus den 380 kV- und 220 kV-Leitungssystemen, dazugehörigen Umspannwerken (UW) und repräsentativen Kopplungen zur 110 kV-Spannungsebene herangezogen. Dadurch sind zum einen die räumliche Übertragung der regional erzeugten und importierten elektrischen Energie in der untersuchten Modellregion Österreich berücksichtigt. Zum anderen werden über die berücksichtigten Kopplungsknoten zu der 110 kV-Netzebene die untergeordneten Last- und Erzeugungszentren erfasst, wodurch ihr Einfluss auf das Übertragungsnetz in die Untersuchungen inkludiert werden kann.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Für die Szenarienberechnungen werden drei unterschiedliche Netzausbauvarianten des hinterlegten Netzmodells herangezogen und der Einfluss des Netzzustandes auf die Einbindung regenerativer Einspeiser in die Modellregion und auf die Entwicklung der Nachhaltigkeit der Modellregion untersucht. Alle drei Netztopologien bauen auf dem Netzausbauzustand des Höchstspannungsnetzes 2015 des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers, APG auf. Ein Netzszenario stellt den Netzzustand IST dar, welches aufgrund der zeitlichen Entwicklung und Entstehung dieser Arbeit mit dem Netzbetriebszustand des Höchst- und Hochspannungsnetzes 2015, dargestellt in der Abbildung 4.13, gleichgesetzt ist. Szenarien der Netzausbauvarianten entsprechen den geplanten Ausbauplänen für das Jahr 2022 und 2030. Die drei unterschiedlichen Netztopologien werden für die weiteren Ausführungen als Netzzustand bzw. Netzszenario IST, Netzzustand bzw. Netzszenario 2022 und Netzzustand bzw. Netzszenario 2030 bezeichnet. Das Netzszenario 2030 wird als die hinterlegte Netztopologie des Übertragungsnetzes für das Basis-Szenario herangezogen. Die untersuchten Netztopolo-

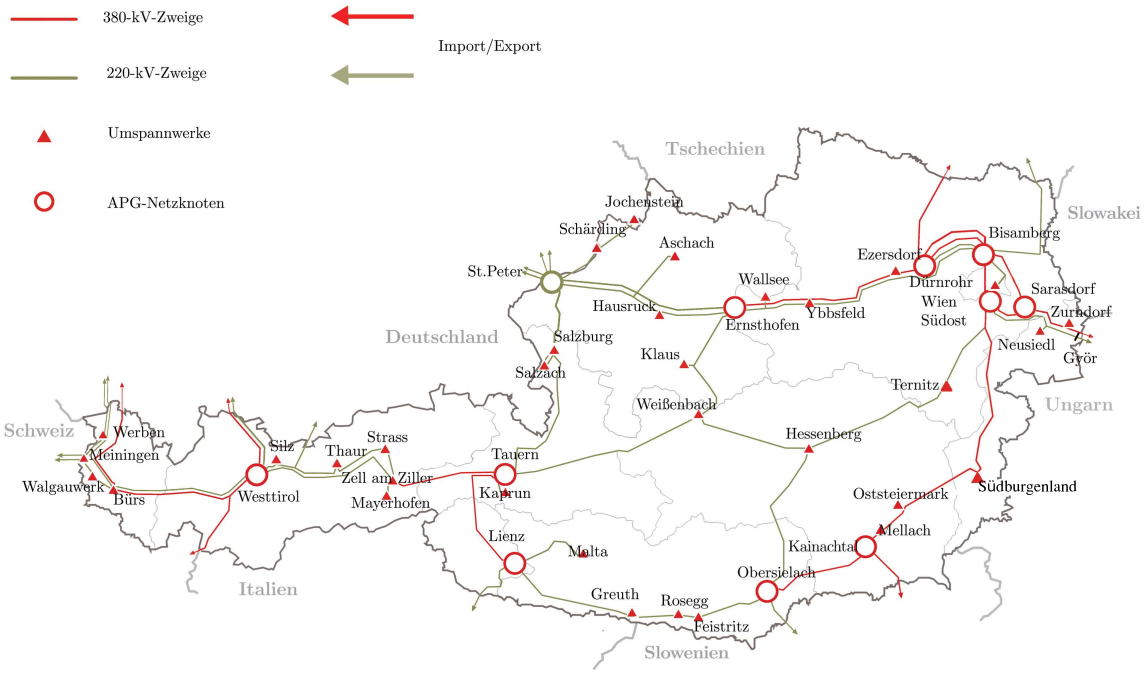


Abbildung 4.13: Österreichisches Höchstspannungsnetz im Netzzustand IST (angepasst für die Untersuchungen dieser Arbeit in Anlehnung an [13])

gien werden basierend auf öffentlich zugänglichen Daten erstellt und parametriert. Fehlende Parameter werden über Betriebsparameterberechnungen bestimmt.

Eine Netztopologie besteht aus Knoten und Zweigen, die ein zusammenhängendes Netzgebiet zusammensetzen. Die Knotenpunkte der in dieser Arbeit abgebildeten elektrischen Netztopologie bilden Umspannwerke oder Netzknoten des Höchstspannungsnetzes ab, über welche untergeordnete Lastzentren versorgt werden oder Strom ausgehend von Kraftwerken

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

in das Höchstspannungsnetz eingespeist wird. Als Zweige in dieser Arbeit werden Leitungen und Transformatoren bezeichnet, die die einzelnen Netzknoten "elektrisch"[23] verbinden. Basierend auf der Einspeise- und Lastsituationen in einem zusammenhängenden Netzgebiet ist die Aufteilung des Lastflusses durch die Struktur der Netztopologie und der Netzparameter gegeben, welche letztendlich die Lastflussmatrix **LF** aus Abschnitt 3.4 bestimmen. Deshalb ist eine realitätsnahe Abbildung des österreichischen Höchstspannungsnetz für die vorliegende Arbeit notwendig.

Netzzustand IST

Die Netztopologie 2015 des österreichischen Höchstspannungsnetzes stellt in der vorliegenden Arbeit den Ausgangs- bzw. IST-Zustand des implementierten Netzmodells dar und wird schrittweise erstellt. Diesbezüglich werden öffentlich verfügbare Daten des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG, die Karte des europäischen Verbundnetzes CE von ENTSO-E [39] und die OpenStreetMap (OSM)[24] herangezogen.

Zunächst wird ein grober Netzplan unter Verwendung der Netzanalysesoftware PSS®SINCAL basierend auf Netzknoten und Leitungsverbindungen der Netzkarten des Höchstspannungsnetzes, siehe Abbildung 4.13, und des Verbundnetzes der ENTSO-E und des öffentlich verfügbaren Dokuments der APG „Statische Netzdaten“ [13] erstellt. Das öffentlich zugängliche Dokument „Statische Netzdaten“ der APG beinhaltet fast alle Leitungen des Höchstspannungsnetzes, relevant für die Untersuchungen dieser Arbeit. Im Dokument sind jedem Leitungssystem der Anfangs- und Endknoten, der Systemname und die entsprechenden Leitungsparameter zugeordnet. Die Anfangs- und Endknoten entsprechen den abgebildeten Umspannwerken und Netzknoten des Höchstspannungsnetzes, dargelegt in der Abbildung 4.13. Für die Parametrierung der Leitungskomponenten werden Leitungsparameter aus [13] wie die Betriebsreaktanz (X), der Wirkwiderstand (R), die Leitungslänge (l), die Spannungsebene (U_n) und die maximale thermische Strombelastbarkeit (I_{th}) der Leitungen herangezogen.

Basierend auf der grob erstellten graphischen Netztopologie werden Leitungsverläufe bzw. die Leitungsverbindungen zwischen einzelnen Netzknoten bzw. Umspannwerken anhand der sichtbaren Leitungsverläufe aus OSM angepasst. Dafür werden Elemente in OSM wie Leitungen und Sammelschiene ausgewählt und deren geographische Verortung verfolgt. Über OSM kann auch jeder Netzknoten aus der Abbildung 4.13 identifiziert werden und für jeden Netzknoten die Abzweige der 380 kV-, 220 kV- und 110 kV- Netzebene bestimmt werden.

[23] Die Kopplung der primären und sekundären Spannungsseite der Transformatoren wird in dieser Arbeit über die wirksame Längsimpedanz berücksichtigt.

[24] OpenStreetMap ist ein Projekt einer frei verfügbaren Datenbank, die eine offene Sammlung der geographischen Daten umfasst. „OpenStreetMap wird von einer Vielzahl von Mappern erstellt, die Daten zu Wegen, Gebäuden und allerlei Weiterem weltweit erfassen und pflegen.“ [88]

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Jede untersuchte Leitung wird auch im OSM mit End- bzw. Anfangsknoten und der zugehörigen Systemnummer charakterisiert. Für einige der Leitungen wird zusätzlich sogar der zugehörige Netzbetreiber und die Leitungsart (Bündelleiter oder Einfachleiter) veröffentlicht. Über die Überprüfung der Leitungsführung zu den Umspannwerken durch OSM wird dabei die Anpassung zu Stichleitungen oder eingeschliffenen Leitungen durchgeführt. Diese Unterscheidung ist für die realitätsnahe Abbildung des Netzes und für die weitere richtige Reduktion des Netzes notwendig. Zudem können über OSM Verbindungen der Höchstspannungsnetzknoten zum 110 kV-Netz bzw. zugehörigen Schaltanlagen der untergeordneten Netzebene ausfindig gemacht werden. Dieser Aspekt ist besonders für die Verteilung der Erzeugungs- und Lastkomponenten auf die einzelnen Netzknoten relevant.

Im Rahmen der finalen Netzerstellung sind zusätzlich zu den Leitungen des statischen Netzmodells der APG noch weitere elf Leitungen des Höchstspannungsnetzes identifiziert, die im OSM und der Verbundnetzkarte der ENTSO-E, vorhanden sind. Dabei handelt sich um Abzweige, die die 110 kV-Netzebene über Umspannwerke mit dem Höchstspannungsnetz verbinden, und um westliche Kuppelleitungen nach Deutschland. Die Leitungsparameter dieser elf zusätzlichen Leitungen werden basierend auf den Seilparametern des gewählten Seiltyps aus DIN EN 50182 [29] rechnerisch bestimmt.

Die Betriebsinduktivität L_B wird dementsprechend basierend auf den Seilparametern, der gewählten Mastart, Anzahl der Teilleiter im Bündelleiter und der Systemzahl je Stromkreis entsprechend der Gleichung 4.12,

$$L_B = \frac{\mu_o \mu_r}{2\pi} \left[\frac{1}{4n} + ln \left(\frac{D}{r_B} \right) \right] \tag{4.12}$$

berechnet, wobei

$r_B = \sqrt[n]{n \cdot r \cdot r_T^{n-1}}$ = Ersatzradius des Bündelleiters,

r = Radius eines Leiterseils - entspricht dem Seilquerschnitt aus DIN EN 50182

n = Seilanzahl im Bündelleiter - ist für jede Leitung in OSM angegeben,

r_T = Teilleiterradius - wird über den Leiterabstand im Bündel und n bestimmt,

D = Mittlerer geometrischer Abstand der Phasen[25].

In [73, S.23] wird das Leitungsseil Al/St 264-AL1/34-ST1A für die in Österreich eingesetz-

[25] Bei einem Doppelsystem wird D mit dem Verhältnis d'/d'' multipliziert, wobei d' der mittlere geometrische Kreuzabstand der Leiter ist und d'' der mittlere geometrische Abstand gleichnamiger Leiter ist. Aufgrund mangelnder Daten zu den fehlenden Leitungssystemen wird D gemäß [87, S.285] für 220 kV- und 380 kV-Leitungssysteme auf 6 m und 9,6 m festgelegt. Eine weitere Vereinfachung wird für Doppelleitungen entsprechend Ableitungen aus [55, S.537] getroffen, das Verhältnis d'/d'' wird für 380 kV-Leitungssystem auf 1,098 und für 220 kV-Leitungssysteme auf 1,083 fixiert.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

ten Höchst- und Hochspannungsfreileitungen angeführt. Demzufolge wird auch dieser Seiltyp für die Bestimmung der Leitungsparameter der zusätzlichen Leitungen herangezogen. Für die 220 kV-Leitungen werden die Leitungen als Zweierbündel und für die 380 kV-Leitungen als Viererbündel realisiert. Die Leitungsseile Al/St 560-AL1/60-ST1A und Al/St 240-AL1/40-ST1A werden für die Bestimmung der Leitungsparameter der 380 kV-Kuppelleitungen nach Deutschland verwendet. Diese Seilwahl wird über den maximal übertragbaren thermischen Strom[26], der sich aus der maximal übertragbaren thermischen Scheinleistung, veröffentlicht in [60, S.69], ergibt, festgelegt. Als Mastart wird für die Berechnung der Parameter der zu bestimmenden Leitungen für alle Leitungssysteme der Donaumast angenommen. In [73, S.27] wird der Donaumast als einer der häufigst eingesetzten Mastarten in Österreich angeführt.

Die Betriebskapazität C_B je Stromkreis wird analog zu den oben vorgestellten Parametern, für die Bestimmung der Betriebsinduktivität L_B, berechnet:

$$C_B = \frac{2\pi\varepsilon_o\varepsilon_r}{ln\left(\frac{D}{r_B}\right)}. \tag{4.13}$$

Die Betriebskapazität C_B wird allerdings nur für die Parametrierung und Abbildung des Netzes in PSS®SINCAL für Testberechnungen hinterlegt. Für die implementierte DC-Lastflussrechnung werden die Querelemente vernachlässigt.

Die Wirkwiderstände der zu bestimmenden Leitungen entsprechen dem Gleichstromwiderstand des gewählten Leitungsseils aus DIN EN 50182 [29], im Falle von einem Bündelleiter dividiert durch die Anzahl der Teilleiter.

Die Längen der neuen Leitungen werden mit Hilfe der Online-Applikation „gmap-pedometer“ [51] auf Basis der Kartenverläufe von OSM abgeschätzt.

Das Höchstspannungsnetz ist über zwei Spannungsebenen, die 380 kV- und die 220 kV-Spannungsebene, aufgespannt, die über Umspannwerke miteinander gekoppelt sind. Die Tabelle 4.15 stellt die wesentlichen Parameter der Transformatoren des Netzszenario IST dar, die für die Berechnung der wirksamen Impedanzen für die Aufstellung der Lastflussmatrizen relevant sind. Die Betriebsparameter der Transformatoren sind folgenden Quellen zuzuschreiben: [23, S.115], [57, S.16-21] und [116, S.12-14]. Regelnde Transformatoren, die die Stärke und ggf. Richtung des Lastflusses beeinflussen, wie z.B. Schrägregler oder Phasenschieber, werden für die Aufstellung der Lastflussmatrizen nicht berücksichtigt, näheres dazu wurde im Abschnitt 3.4 dargelegt. Die für die hinterlegte DC-Netzberechnung wirksamen Längselemente, Längsimpedanz Z_k, Längsreaktanz X_k und Längswiderstand R_k der Transformatoren werden über die bezogene Kurzschlussspannung (u_k) und die bezogenen

[26] $I_{therm} = {}^{S_{therm}}/_{(\sqrt{3}\cdot U_n)}$

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Kurzschlussverluste (u_r) aus der Tabelle 4.15 nach,

$$X_k = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2}, \tag{4.14}$$

$$Z_k = u_k \frac{U_n^2}{S_n} \qquad R_k = u_r \frac{U_n^2}{S_n}, \tag{4.15}$$

berechnet. Als maximale übertragbare Wirkleistung des Zweiges $\overline{P}_{el}^{ZW}$ aus der Gleichung

Umspannwerk	U_{n1} [kV]	U_{n2} [kV]	S_n [MVA]	u_k [%]	u_r [%]	i_0 [%]	Anzahl
Zell am Ziller	380	220	1200	15	0,174	0	2
Wien Südost	220	380	600	17	0,2	0	2
Westtirol	380	220	1000	15	0,16	0	1
Tauern	220	380	600	17	0,2	0	2
Obersielach	220	380	600	17	0,2	0	2
Lienz	220	380	600	17	0,2	0	2
Ernsthofen	220	380	600	17	0,2	0	2
Dürnrohr	220	380	600	17	0,2	0	2
Bürs	220	380	450	17	0,34	0	3

Tabelle 4.15: Umspannwerke und zugehörige Kenngrößen

3.17 wird die maximale thermische Scheinleistung $S_{th,max}$ der jeweiligen Zweigelemente, Leitungen und Transformatoren, herangezogen. Im Fall fehlender Informationen aus den Datenparametern bezüglich der Scheinleistung wird diese entsprechend dem maximalen thermischen Strom $I_{th,max}$ und der Nennspannung U_n des Zweigelements nach

$$\overline{P}_{el}^{ZW} = S_{th,max} = \sqrt{3} U_n I_{th,max}, \tag{4.16}$$

bestimmt.

Alle Leitungen zuzüglich der entsprechenden Leitungsparameter und alle Knotenpunkte für den Netzzustand IST sind im Anhang in der Tabelle 6.3 zu finden. Dabei ist zu erwähnen, dass einige Leitungssysteme aus Abbildung 4.13 eigentlich 380 kV-Leitungssysteme darstellen, diese aber im IST-Zustand mit der Spannung von 220 kV betrieben werden. Die schon gebauten Leitungsabschnitte der Salzburgleitung (UW St.Peter - UW Salzburg) gehören auch zu solchen Leitungssystemen. Aus diesem Grund wird auch der Netzknoten UW St. Peter für den Netzzustand IST als 220 kV-Netzknoten in die Berechnungen einbezogen. In der Tabelle 4.16 sind die 380 kV-Leitungssysteme, die mit der Spannung von 220 kV für den Netzzustand IST betrieben werden, aufgelistet.

Das zunächst erstellte Netzmodell wird zum Zweck der Vereinfachung der Nebenbedingungsmatrix bezüglich der Knoten- und Leitungsanzahl reduziert. Es werden alle Stichleitungsverbindungen großer Kraftwerke auf einen Netzknoten reduziert und die Stichlei-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Leitungen
UW Ernsthofen - UW St.Peter
UW St.Peter - UW Salzburg (beide Systeme)
UW Silz - UW Westtirol (ein System)
UW Silz - UW Oberbrunn (DE) (beide Systeme)
UW Westtirol- UW Memmingen (DE)
UW Westtirol - UW Bürs
UW Bürs - UW Tiengen (DE)
UW Bürs - UW Dellmensingen (DE)
UW Walgauwerk - UW Bürs
UW Walgauwerk - UW Werben
UW Meiningen - UW Bürs
UW Meiningen - UW Werben
UW Meiningen-Staatsgrenze nach Schweiz (beide Systeme)

Tabelle 4.16: Mit 220 kV betriebene 380 kV-Leitungssysteme für den Netzzustand IST

tung aus der Betrachtung ausgeschlossen. Diese Vereinfachung ist durch die große geographische Nähe solcher Netzknoten und die strahlenförmige Anbindung der Kraftwerke zum Höchstspannungsnetz gerechtfertigt. Um das Optimierungsproblem nicht unnötig zu vergrößern, werden auch alle Netzknoten, an welchen keine Erzeugungs- und Laststrukturen installiert sind, vernachlässigt und die Leitungsführung einfach fortgesetzt. Letztendlich werden die grenzüberschreitenden Leitungen im Modell nicht als Zweige sondern als separate Modellkomponenten, zugeordnet zu den Inlandsnetzknoten der grenzüberschreitenden Leitungen, modelliert. Dazu werden alle grenzüberschreitenden Leitungen eines Netzknotens aggregiert betrachtet. Für die Beantwortung der Fragestellungen dieser Arbeit ist es von größerer Bedeutung, an welchen Netzknoten des Übertragungsnetzes der Austausch stattfindet, als welchen Ländern genau dieser Fluss zugeordnet werden soll. Durch Reduktion der grenzüberschreitenden Leitungen ergibt sich für das Netzszenario IST nur in Bezug auf die steuerbaren Import-/Exportkomponenten eine Eliminierung von jeweils 7 Import-/Exportvariablen und eine Eliminierung von 21 Zweigvariablen. Dadurch ist eine weitere Reduktion der Nebenbedingungsmatrix hinsichtlich zugehöriger zeitlich abhängiger Nebenbedingungen der reduzierten Topologieelemente gegeben. Der Leistungsfluss der steuerbaren Import-/Exportkomponenten wird im Rahmen zusätzlicher Nebenbedingungen berücksichtigt. Näheres dazu wurde im Abschnitt 3.11.3 vorgestellt und wird im Abschnitt 4.4.3 weiter ergänzt. Dementsprechend werden die grenzüberschreitenden Leitungen für die Erstellung der Lastflussmatrix ausgeschlossen.

In Abbildung 4.13 ist die resultierende Netztopologie des Netzzustandes IST graphisch dargestellt. Dabei werden Doppelsysteme als ein Leitungszweig abgebildet. Grundsätzlich gibt die Dicke der Leitungszweige in der Abbildung Auskunft, ob es sich um ein Doppel- oder Einleitungssystem handelt. Die zu separaten Komponenten reduzierten grenzüberschreitenden

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Leitungen sind in der Abbildung dennoch dargestellt, um hervorzuheben, dass das modellierte Netzgebiet in den Untersuchungen nicht als Insel erfasst wird.

Netzszenarien 2022 und 2030

Das Netzszenario 2022 basiert auf dem vorgestellten Netzszenario IST und beinhaltet zusätzlich die geplanten Netzausbaumaßnahmen des österreichischen Übertragungsnetzes bis zum Jahr 2022. Darauf aufbauend baut das Netzszenario 2030 auf dem Netzszenario 2022 auf und beinhaltet zusätzlich die geplanten Netzausbaumaßnahmen des österreichischen Übertragungsnetzes bis zum Jahr 2030. Im Forschungsprojekt Blackoutprävention und –intervention [57, S.16-21] wurden die geplanten Netzausbaumaßnahmen für die Jahre 2018, 2022 und 2027 detailliert in Bezug auf das Höchstspannunsgnetz aber auch in Bezug auf die Kopplung zu der unterlagerten 110 kV Netzebene ausgeführt und zusammengestellt. Alle Ausbauprojekte, die im erwähnten Forschungsprojekt [57, S.16-21] zusammengestellt worden sind, decken die für diese Arbeit relevanten Ausbauprojekte des APG Masterplans 2030 [14] ab, wie die Errichtung der Salzburg- und Deutschlandleitung, Windintegration im Netzraum Ost, 380 kV-Ringschluss Süd und die Netzverstärkung im Westen. Die detailliert aufgeschlüsselten und zusammengestellten Netzausbaumaßnahmen aus [57, S.16-21] werden somit für die Erstellung der Netzszenarien 2022 und 2030 herangezogen.

Die geplanten Netzausbauprojekte beinhalten betriebliche und topologische Netzänderungen zum Netzszenario IST. Unter betrieblichen Netzänderungen ist hier die Änderung der relevanten Betriebsspannung der bestehenden Netzelemente zu verstehen und unter topologischen Netzänderungen Änderungen der Netztopologie hinsichtlich zusätzlicher Netzknoten und zusätzlicher oder angepasster Netzzweige. Der hier vorgestellte Netzzustand 2022 berücksichtigt Netzausbauprojekte des Übertragungsnetzes für die Jahre 2018 und 2022, die im Projekt [57, S.16-19] zusammengefasst wurden. Im Netzzustand 2030 werden weitere Netzausbauprojekte der Höchstspannungsnetzebene, die im Projekt [57, S.16-19] zusammengefasst und für den Zeitraum ab dem Jahr 2022 angeführt sind, berücksichtigt.

Im Falle, dass es bei den Netzausbaumaßnahmen um ein zusätzliches Netzelement zu dem bestehenden handelt, wird das neue Netzelement wie das bestehende Netzelement parametriert, es sei denn, es wird in [57] anders vorgeschrieben. Im Fall, dass die Umsetzung der Netzausbaumaßnahme in der Literatur nicht näher spezifiziert ist, wird ein komplett neues Netzelemente wie bestehende Netzelemente mit gleicher bzw. ähnlicher Funktion modelliert. Neue Umspannwerke 380 kV/110 kV oder 220 kV/110 kV bedeuten auch die Umverteilung der Residuallast des Stromsystems auf die neuen Netzstützungen welche bei der Erzeugungs-/Lastverteilung berücksichtigt sind.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Die Tabelle 4.17 umfasst alle für das hinterlegte Netzmodell relevanten Netzausbauprojekte bis zum Jahr 2022. In Tabelle 4.18 sind alle zusätzlichen Netzausbauprojekt bis zum Jahr

	Netzänderungen	U_n [kV]
Betrieb	UW Ernsthofen - UW St.Peter[27]	380
	UW Westtirol – UW Memmingen (DE)	380
	UW St.Peter - UW Salzburg (beide Systeme)	380
Netzknoten	UW Molln	220
	UW Landschütz[28]	380
	UW Neusiedl/Zaya[28]	220
	UW Villach[28]	220
	UW Jochenstein[28]	220
	UW Zeltweg[28]	220
	UW Hadersdorf[28]	220
	UW Kaprun	380
	UW Wagenham	380
	UW Pongau	380/220
	UW Nauders	380/220
Netzzweige	Umspanner UW Obersielach	380/220
	Umspanner UW Westtirol	380/220
	Umspanner UW Bürs	380/220
	Umspanner UW Pongau[29]	380/220
	Umspanner UW Nauders	380/220
	Umspanner UW Neusiedl/Zaya[29]	380/220
	Leitungsystem UW Salzburg - UW Tauren[30]	380
	Kuppelleitungen DE UW St. Peter – UW Isar[31]	380
	Leitungsumbau UW Bisamberg – UW Wien Südost[32]	220
	Kapazitäterhöhung UW Bisamberg – UW Neusiedl/Zaya	380

Tabelle 4.17: Berücksichtigte Netzausbauprojekte bis 2022

2030 aufgelistet.

Letztendlich wird auch die Topologie der Netzausbauvarianten zum Zweck der Vereinfachung der Nebenbedingungsmatrix bezüglich der Knoten- und Leitungsanzahl reduziert. Dabei

[27] Umstellung der Donauschiene von 220 kV auf 380 kV und somit Erweiterung des Umspannwerks St.Peter.
[28] als 110kV Netzabstützung
[29] Anzahl = zwei
[30] Ersatzneubau der bestehenden 220 kV-Verbindung Salzburg-Tauren als 380kV-Leitungsystem.
[31] Ersatzneubau der bestehenden 220 kV- Kuppelleitungen nach Deutschland (St. Peter – Altheim und St. Peter – Simbach) als 380 kV-Leitungssystem St. Peter – Isar.
[32] Ersatzneubau der bestehenden 220 kV- Leitung Bisamberg – Wien Südost über den Netzknoten Neusiedl/Zaya und somit Umstellung der Kuppelleitung nach Tschechien von Bisamberg-Sokolnice auf Neusiedl-Zaya -Sokolnice.
[33] Umstellung eines der zwei Systeme der Leitung Westtirol – Bürs von 220 kV auf 380 kV
[34] St. Peter – Pleinting und St. Peter – Pirach
[35] Lienz- Soverzene als 380 kV Leitungssystem
[36] 380 kV Ringschluss in Kärnten

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

	Netzänderungen	U_n [kV]
Betrieb	UW Westtirol - UW Bürs[33]	380
Netzzweige	Kuppelleitungen UW St. Peter nach DE[34]	380
	Kuppelleitung UW Lienz nach IT[35]	380
	Leitungsumbau UW Lienz – UW Obersielach[36]	380
	Leitungsverstärkung UW Zell/Ziller – UW Westtirol	380
	Viersystemige Einbindung UW Bisamberg	380

Tabelle 4.18: Berücksichtigte Netzausbauprojekte von 2022 bis 2030

werden wieder alle Netzknoten, an welchen keine Erzeugungs- und Laststrukturen installiert sind, vernachlässigt und die Leitungsführung einfach fortgesetzt. Die grenzüberschreitenden Leitungen sowie dafür notwendige Netzelemente werden ausgeschlossen und über separate Modellkomponenten modelliert und optimiert.

In Abbildung 4.14 sind die resultierenden Netztopologien der Netzszenarien 2022 und 2030 graphisch dargestellt. Auch in dieser Abbildung sind Doppelsysteme als ein Leitungszweig abgebildet und die Verortung der grenzüberschreitenden Leitungen mitberücksichtigt.

4.4.2 Lastflussmatrix

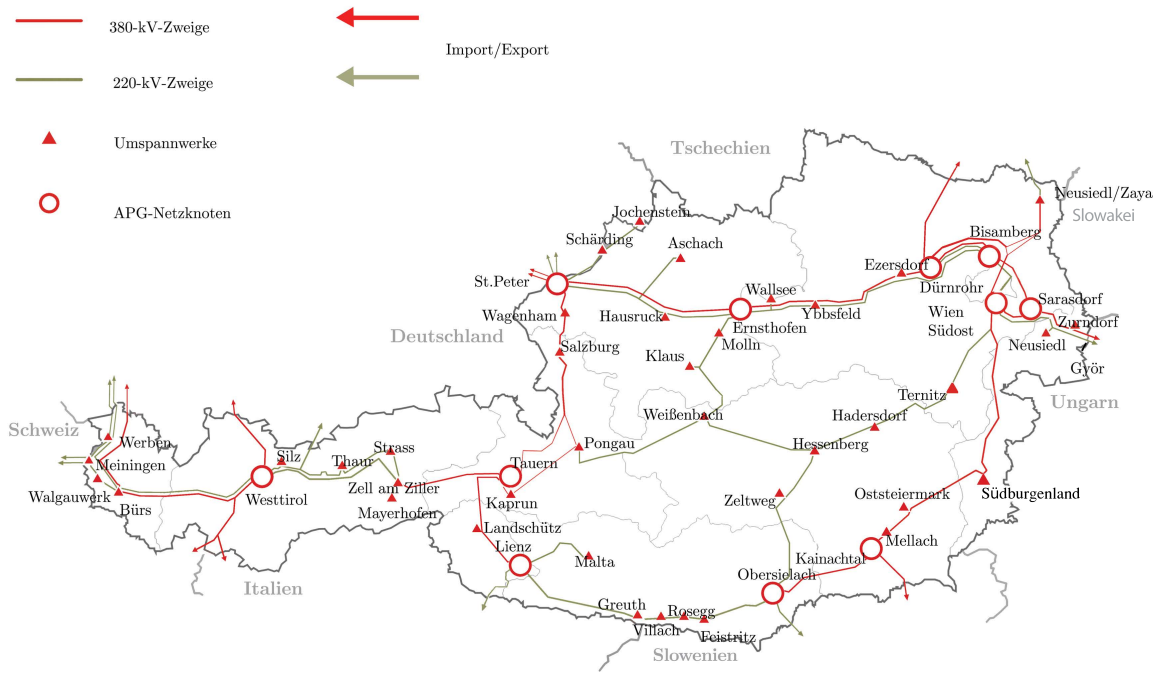
Die Lastflussmatrix stellt die Basis der im Modell implementierten Netzberechnung für die Bestimmung der Zweigbelastungen dar und beruht auf den oben vorgestellten Netztopologien und den dazugehörigen Netzparametern. Im folgenden wird auf die Erstellung der Lastflussmatrix aus Gleichung 3.10 eingegangen.

Einen wesentlichen Bestandteil der Lastflussmatrix stellen der Zweigsuszeptanzvektor $\mathbf{B}_{zw}$ und die reduzierte Knotenpunktssuszeptanzmatrix $\mathbf{B'}$ dar, deren Elemente Zweigsuszeptanzen sind. Die Zweigsuszeptanzen sind mit dem Imaginärteil der Zweigadmittanz $\underline{Y}_{zw}$ gleichzusetzen und werden dementsprechend basierend auf den Zweigreaktanzen X_{zw} und Zweigresistenzen R_{zw} entsprechend:

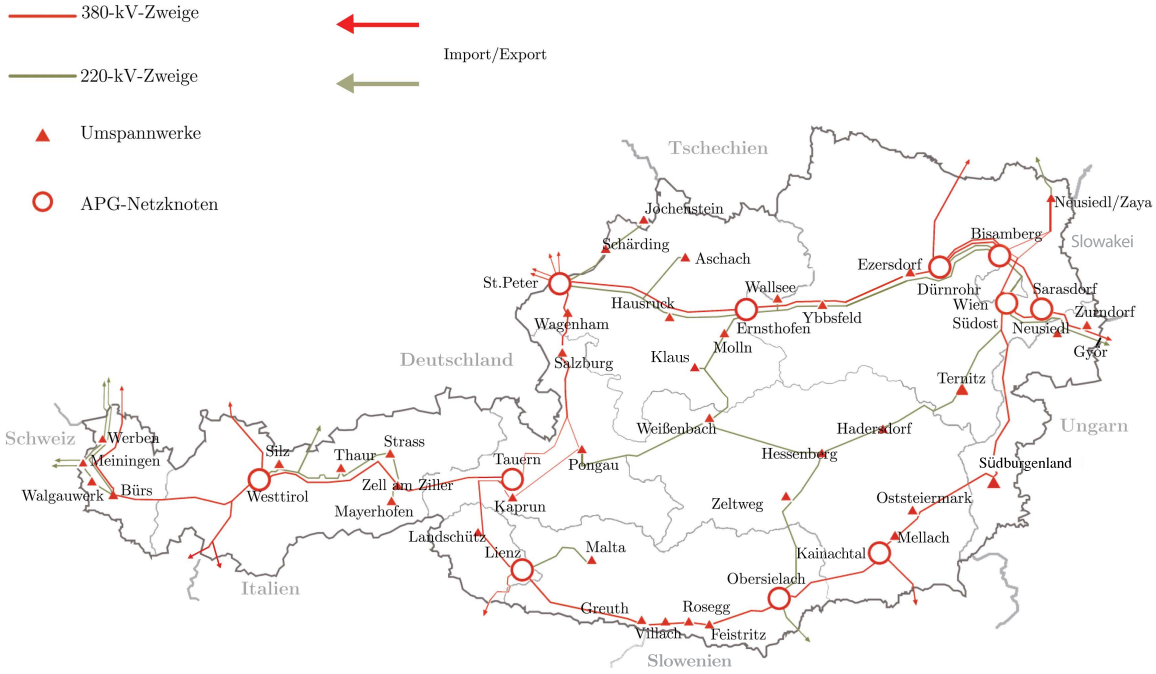
$$B_{zw} = \Im\{\underline{Y}_{zw}\} = \frac{-X_{zw}}{R_{zw}^2 + X_{zw}^2}, \tag{4.17}$$

ermittelt. Die Zweigreaktanzen und Zweigresistanzen entsprechen den Betriebsmittelparametern der Zweigelemente. Für Transformatoren werden diese gemäße der Gleichung 4.15 bestimmt und für Leitungen gemäß Darlegungen in 4.4.1 definiert. Um weiterhin eine akzeptable Größe des Optimierungsproblems zu bewahren, werden alle parallelen Leitungen, sowie auch Transformatoren für den Aufbau der Lastflussmatrix über einen äquivalenten Zweig abgebildet. Dabei werden die Zweigreaktanzen und Zweigresistanzen der äquivalenten Zweige

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN



(a) Netztopologie für das Netzszenario 2022



(b) Netztopologie für das Netzszenario 2030

Abbildung 4.14: Netzszenarien

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

über die Parallelschaltung der jeweiligen Betriebsmittel bestimmt. Schließlich wird die Suszeptanz des äquivalenten Zweiges über die ermittelten äquivalenten Zweigparameter nach Gleichung 4.17 bestimmt und für den Aufbau der Lastflussmatrix aufgenommen. Zudem wird die maximale übertragbare thermische Leistung der parallelgeschalteten Netzelemente über die Addition der maximalen übertragbaren thermischen Leistungen der Einzelelemente bestimmt.

Das herangezogene Netzmodell wird über zwei Spannungsebenen aufgespannt. Für die gewählte Netzberechnung ist allerdings ein Spannungsniveau erforderlich. Dementsprechend werden die Zweigreaktanzen X_{ZW} und Zweigresistenzen R_{ZW} der 220 kV-Ebene auf die 380 kV- Ebene mit dem entsprechenden Übersetzungsverhältnis $(U_{380kV}/U_{220kV})^2$ umgerechnet. Die Kurzschlussimpedanzen der Transformatoren werden aus diesem Grund entsprechend der Gleichung 4.15 sofort auf die 380 kV-Ebene bezogen.

Der Aufbau der Knotenpunktssuszeptanzmatrix der Dimension $n_k \times n_k$ wird wie folgt durchgeführt: Die Diagonalelemente b_{ii} bestehen aus der Summe aller Zweigadmittanzen des entsprechenden Knotens i; alle Nebendiagonalelemente b_{ij}, $i \neq j$, entsprechen den negativen Zweigadmittanzen der jeweiligen Zweigverbindungen ij.

Die eindeutige Zuordnung der Knoten zu den Zweigen wird neben der Knotenpunktssuszeptanzmatrix über die Knoten-Zweig Inzidenzmatrix $\mathbf{A}$ der Dimension $n_{zw} \times n_k$ definiert. Dabei werden über Inzidenzmatrixelemente a_{ij} jedem Zweig zwei Knoten eindeutig wie folgt,

$$a_{ij} = \begin{cases} +1 & \text{wenn der Zweig i vom Knoten j wegführt,} \\ -1 & \text{wenn der Zweig i zum Knoten j hinführt,} \\ 0 & \text{wenn der Zweig i mit dem Knoten j nicht verbunden ist,} \end{cases} \tag{4.18}$$

zugeordnet. Die um den Slack-Knoten reduzierte Knotenpunktssuszeptanzmatrix und Knoten-Zweig Inzidenzmatrix ergeben sich durch das Streichen der Spalte bzw. Zeile des Slack-Knotens. Als Slack-Knoten wird für alle drei Szenarien der Knoten UW Kaprun gewählt. An diesem Knoten befinden sich leistungsstarke PSP-Kraftwerke, die eine wichtige Rolle für die Ausbilanzierung und Stabilisierung des Systems spielen.

In der Tabelle 4.19 ist in Abhängigkeit des Netzszenarios die letztendliche Anzahl der für die Lastflussmatrix resultierenden Netzknoten, Netzzweige, und die Größe der erstellten Lastflussmatrix dargestellt. Die Tabelle 4.19 erweckt den Eindruck, dass das Netzszenario 2022 mehr Zweige erfasst als das Netzszenario 2030. Die viersystemige Einbindung UW Dürnohr - UW Bisamberg in das Umspannwerk Bisamberg beinhaltet im Netzszenario 2030 vier parallele Leitungen, die bei der Reduktion parallelgeschaltet und auf einen äquivalenten Zweig abgebildet werden. Im Netzszenario 2022 existiert eine zweisystemige Anbindung zuzüglich einer Weiterführung zum Umspannwerk Wien Südost.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Netzszenario	Knotenanzahl	Zweiganzahl	$n_{zw} \times n_{k-1}$
Netzszenario IST	54	72	72×53
Netzszenario 2022	64	87	88×63
Netzszenario 2030	64	86	86×63

Tabelle 4.19: Größe der Netztopologien

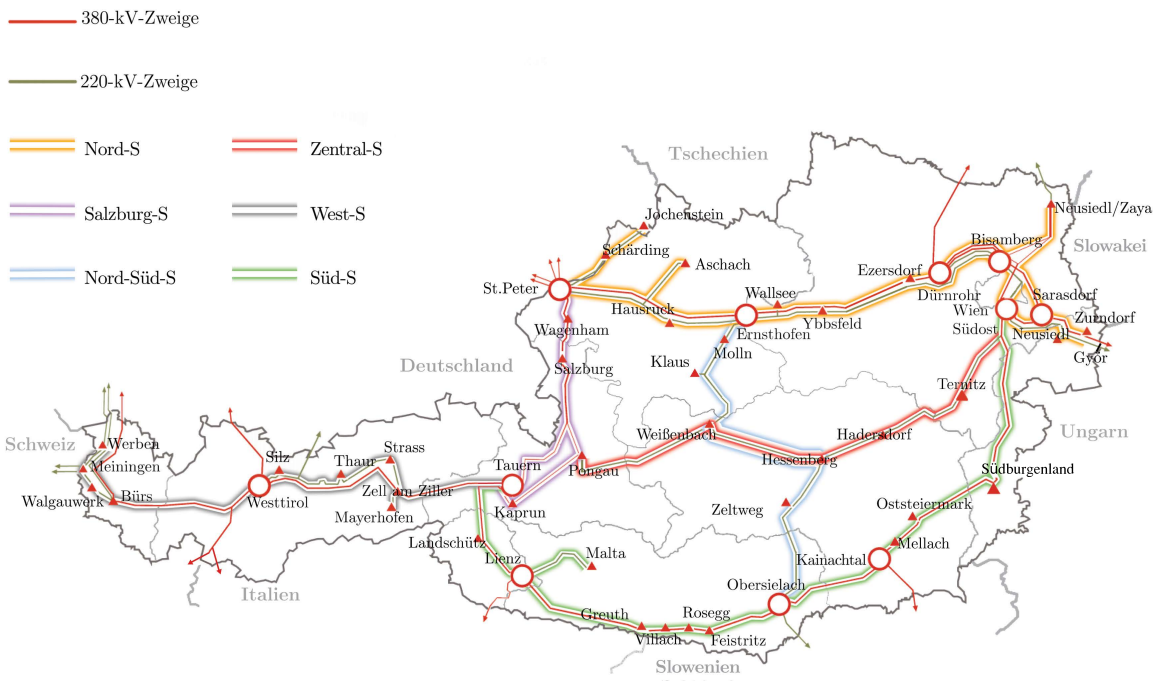


Abbildung 4.15: In Netzschienen regionalisiertes Netzszenario 2030 (erstellt in Anlehnung an [13])

Die Lastflussergebnisse in den Optimierungsuntersuchungen werden zweig- und knotenscharf ermittelt. Für eine übersichtlichere Analyse, Interpretation und Zusammenfassung der Optimierungsergebnisse der LF-Rechnung werden diese regionalisiert. Dazu werden die erstellten Netztopologien hypothetisch in zusammenhängende Netzschienen wie in der Abbildung 4.15 dargestellt, ausgehend von angesetztem Slack-Knoten, geteilt. Der Slack-Knoten ist über die Netzknoten UW Pongau und vor allem über UW Tauern mit dem zusammenhängenden Netzgebiebt verbunden. Aus diesem Grund werden die im weiteren vorgestellten Schienen vorwiegend bis zum Knoten UW Tauern definiert. Demzufolge erfasst die Nordschiene (Nord-S) alle 380 kV- und 220 kV-Leitungen, die den östlichen und zentralen Teil des zusammenhängenden Netzgebietes von der nördlichen Richtung betrachtet elektrisch miteinander verbinden. Das bedeutet, alle Zweige, die sich vom Knoten UW Wien Südost bis UW St. Peter erstrecken werden über die hier definierte Nordschiene erfasst. Die Salzburg-Schiene (Salzburg-S) verbindet die Nordschiene mit dem Knoten UW Tauern bzw. dem Slack-Knoten. Die Zentralschiene (Zentral-S) besteht nur aus 220 kV-Leitungen und

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

verbindet mittig den Osten und den zentralen Teil des zusammenhängenden Netzgebietes mit dem Slack-Knoten. Die zentrale Schiene erstreckt sich somit vom Knoten UW Pongau bis zum Knoten UW Wien Südost. Die Südschiene (Süd-S) verbindet das zusammenhängende Netzgebiet in der gleichen horizontalen Richtung wie die zentrale Schiene, aber nur von der südlichen Richtung betrachtet, und erstreckt sich vom Knoten UW Wien Südost bis zum Knoten UW Tauern. Die Nord-Südschiene (Nord-Süd-S) ist für den elektrischen Zusammenschluss des Nordens und Südens zuständig. Die Verbindung erstreckt sich vom Knoten UW Ernsthofen bis zum Knoten UW Obersielach. Der westliche Teil der Modellregion besteht aus Leitungen der 380 kV- und 220 kV- Ebene, die aber zum größten Teil den Westen des Landes mit der restlichen Region, in diesem Fall über den Knoten UW Tauern bzw. dem Slack-Knoten verbindet. Die Westschiene (West-S) erstreckt sich vom Knoten UW Tauern bis zum Knoten UW Bürs.

4.4.3 Import/Export-Flüsse

Das österreichische Übertragungsnetz ist ein Teil des europäischen Verbundnetzes CE und ist über Kuppelleitungen mit den Übertragungsnetzen der Nachbarländer verbunden. Im Rahmen der Arbeit können die Übertragungsnetze der Nachbarländer aufgrund der schon mehrfach erwähnten herausfordernden Größe des zu lösenden Optimierungsproblems nicht abgebildet werden. Das bedeutet, die Systemgrenze bei der Modellierung des Netzes wird bei den Kuppelleitungen der Nachbarländer gezogen. Um dennoch den Einfluss der Nachbarländer auf den inländischen Lastfluss nicht vollkommen zu vernachlässigen, wird ein grenzüberschreitender Lastfluss über vordefinierte und steuerbare Komponenten dem Modell hinzugefügt. Die Rollen der steuerbaren Import-/Exportkomponenten wurden in 3.11.3 vorgestellt. Die vordefinierten Import-/Exportkomponenten sollen den Einfluss der resultierenden Erzeugungs/Last-Bilanz der Nachbarländer auf den inländischen Lastfluss abbilden. Dadurch soll die Rolle der Modellregion in einem Verbundnetz unterstrichen werden. Wie in 4.4.1 diskutiert, werden alle grenzüberschreitenden Leitungen eines Netzknotens aggregiert betrachtet. Infolgedessen werden an allen Netzknoten, an denen grenzüberschreitende Leitungen vorhanden sind, jeweils eine vordefinierte Import- und Exportkomponente für die Abbildung der aggregierten, exogen vorgegebenen, grenzüberschreitenden Lastflüsse hinterlegt.

Die Datengrundlage des exogen vorgegebenen grenzüberschreitenden Lastflusses basiert auf den grenzüberschreitenden Lastflüssen, verfügbar auf der Seite des Übertragungsnetzbetreibers APG [12]. Analog wie viele andere Datensätze in dieser Arbeit stammt der Datensatz der grenzüberschreitenden Lastflüsse aus dem Jahr 2014. Für die Untersuchungen des Basis-Szenarios wird der Laststeigerungsfaktor aus dem Abschnitt 4.2.2 angenommen. Dementsprechend wird eine Fortschreibung der Erzeugungs/Last-Bilanz der Nachbarländer bis 2030

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek WIEN Your knowledge hub

angenommen. Für das Jahr 2050 wird bewusst auf vordefinierte grenzüberschreitende Lastflüsse bzw. Import-/Exportkomponenten verzichtet und ein Szenario unterstellt, in dem jedes Land für sich primär für die Ausbilanzierung des eigenen Stromsystems herangezogen werden soll. Ein optimierbarer grenzüberschreitender Lastfluss wird dennoch berücksichtigt.

Die öffentlich zugänglichen Daten der grenzüberschreitenden Lastflüsse entsprechen der gemessenen elektrischen Energie an den Grenzleitungen des Netzes der APG und werden im 15-Minuten Raster veröffentlicht. In den Daten ist die Bilanz des grenzüberschreitenden Lastflusses zu jedem gemessenen Zeitpunkt ungleich null. In den Untersuchungen dieser Arbeit wird allerdings angestrebt, Möglichkeiten aufzuzeigen, wie sich die Modellregion selbst ausgleichen kann. Dementsprechend werden die Daten der grenzüberschreitenden Lastflüsse so angepasst, dass durch die vordefinierten Lastflüsse lediglich eine Art „Transitlastfluss“ abgebildet wird. Dazu werden die Zeitverläufe der grenzüberschreitenden Lastflüsse der APG so adaptiert, dass die über alle Länder saldierte Import/Export-Bilanz zu jedem Zeitpunkt null ist. Für die Anpassung der Zeitverläufe werden zunächst die 15-Minuten-Zeitverläufe über die Mittelwertbildung auf die in dieser Arbeit gewählte minimale zeitliche Granularität von einer Stunde umgerechnet. Darauf aufbauend wird pro Zeitpunkt ein über alle Nachbarländer gemeinsam betrachteter exportierter und importierter Leistungswert und die Bilanz der Import/Export-Flüsse gebildet. Eine positive Bilanz des Import/Exports bedeutet für diesen Zeitpunkt eine Verwertung der grenzüberschreitenden elektrischen Energie in Österreich. In diesem Fall wird für diesen Zeitpunkt der Import dem Export angepasst und der Import anteilsmäßig am gesamten Import reduziert. Eine negative Bilanz ist mit dem Export aus Österreich gleichzusetzen. In diesem Fall wird die exportierte Energiemenge anteilsmäßig am gesamten Export um die Differenz zu der importierten Energiemenge reduziert. Dadurch wird eine ausgeglichene Import/Export-Bilanz für jede Stunde erzielt. Schließlich werden die angepassten Zeitverläufe mit einem Laststeigerungsfaktor für das Jahr 2030 behaftet. Letztendlich werden für jedes Nachbarland mit grenzüberschreitenden Leitungen zum Übertragungsnetz der APG eine vordefinierte Import- und Export-Zeitreihe definiert.

In Abbildung 4.17 sind Stundenmittelwerte der angepassten grenzüberschreitenden Lastflüsse ohne Berücksichtigung des Laststeigerungsfaktors je Nachbarland für eine Dauer von einem Jahr dargestellt. Die Abbildung 4.16 stellt die jahreszeitliche Verteilung des grenzüberschreitenden Lastflusses bezogen auf den gesamten grenzüberschreitenden Lastfluss. Aus der Abbildung 4.16 ist ersichtlich, dass besonders im Herbst ein ausgeprägter Energieaustausch mit den Nachbarländern stattfindet, gefolgt von den Jahreszeiten Winter, Frühling und Sommer. Der Grund für diese starke Dominanz der grenzüberschreitenden Lastflüsse im Herbst liegt wahrscheinlich in der ausgeprägten Winderzeugung im Norden und der steigenden Last in den herbstlichen Monaten der CE Verbundländer. Im Herbst herrschen im Mittel hohe Importe aus Deutschland und Tschechien und ausgeprägter Export in die

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

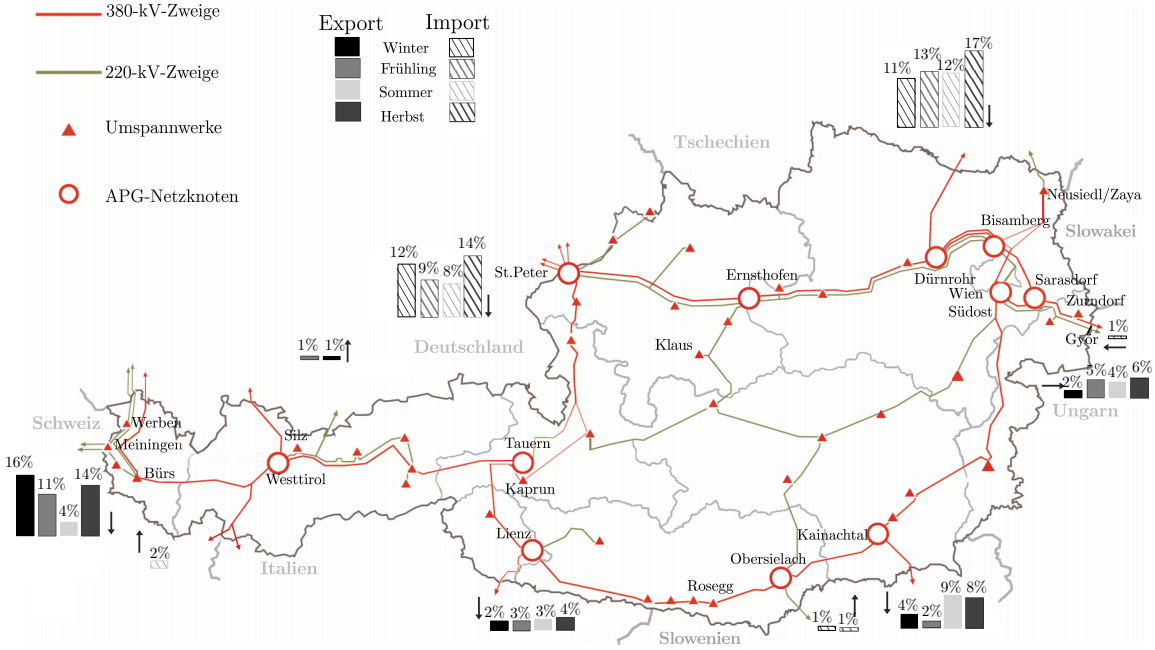


Abbildung 4.16: Jahresenergieverteilung des vordefinierten Import/Export-Flusses (Netzzustand 2030 (erstellt in Anlehnung an [13]))

Schweiz, gefolgt von Exporten nach Slowenien, Ungarn und Italien. Im Winter werden in etwa 70% der gesamten exportierten Energie in die Schweiz exportiert, somit kann von einem dominanten Ost-West Lastfluss gesprochen werden. Im Sommer und Frühjahr dominieren wieder Importe aus Deutschland und Tschechien. Allerdings ist der Lastfluss aus Deutschland in diesen Zeiträumen sehr volatil und weist auch Perioden des Exports in das Land im Gegensatz zum Lastfluss aus Tschechien auf. Zudem teilt sich der Export in diesen Zeiträumen gleichmäßiger auf die Länder Schweiz, Ungarn, Italien und Slowenien auf. An einzelnen Tagen im Sommer sind auch Importe aus der Schweiz zu verzeichnen. Die maximale grenzüberschreitende Leistung mit 2,55 GW wird aus Deutschland importiert und ist auch in der Abbildung 4.17 deutlich erkennbar. Aus Tschechien werden maximal 2 GW importiert. Die maximale exportierte Leistung von 1,9 GW wird in die Schweiz getätigt, gefolgt von Slowenien, Ungarn und Deutschland mit je knapp über 1 GW Leistung. Die gesamte vordefinierte Transitenergie beträgt für das Basis-Szenario ca. 12,7 TWh.

Wie schon im Abschnitt 3.11.3 diskutiert, werden die grenzüberschreitenden Leitungen je Anbindungsknoten aggregiert betrachtet und eigenen Nebenbedingungen unterworfen. Die vordefinierten Zeitreihen der Import/Export-Flüsse werden je Land auf die zugehörigen Leitungen proportional entsprechend der Kapazitäten der Kuppelleitungen aufgeteilt. Dementsprechend wird vermieden, dass schon durch die vordefinierten Lastflüsse die grenzüberschreitenden Leitungen über die erlaubte thermisch Grenze gebracht werden. Schließlich werden die vordefinierten Lastflüsse aller Leitungen eines Netzknotens aggregiert und

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

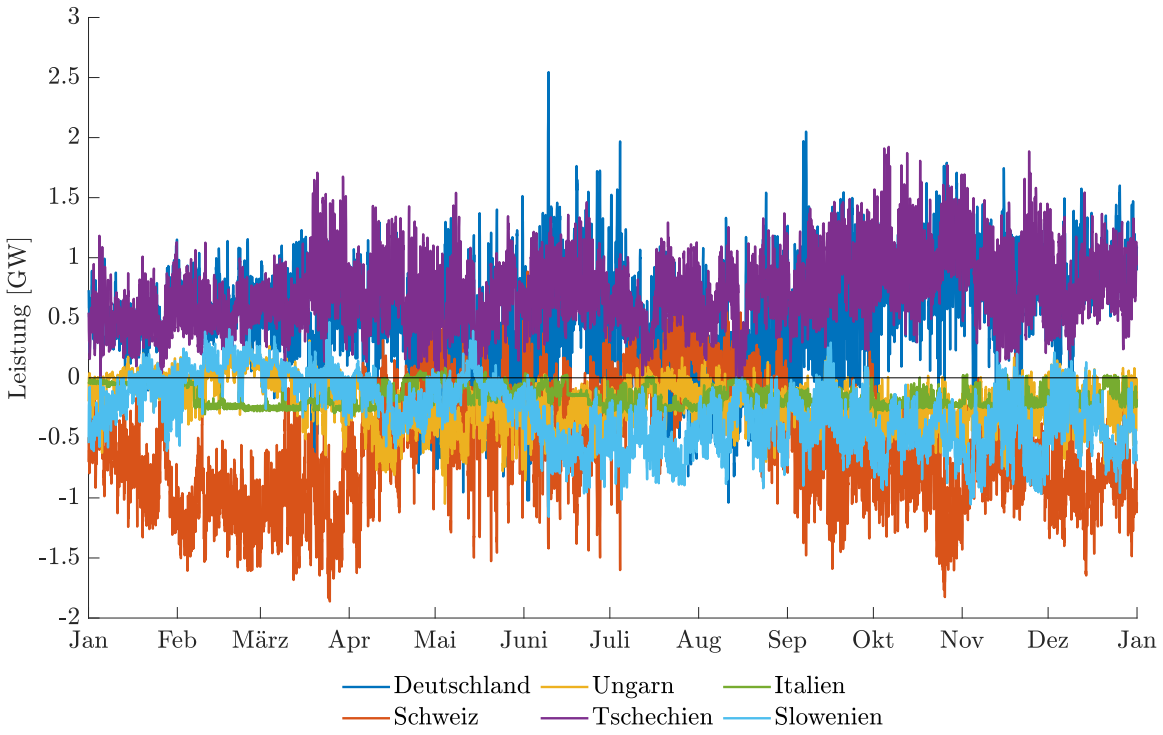


Abbildung 4.17: Leistungsmittelwert der vordefinierten Import/Export-Flüsse

den vordefinierten Import-/Exportkomponenten zugeschrieben. In der Tabelle 4.20 sind alle Knoten der implementierten Netztopologie, denen Import-/Exportkomponenten zugeordnet sind, aufgelistet. Die maximal übertragbare thermische Leistung des grenzüberschreitenden

Netzszenario IST		Netzszenario 2022		Netzszenario 2030	
Netzknoten	[GVA]	Netzknoten	[GVA]	Netzknoten	[GVA]
UW Meiningen*	1,5	UW Meiningen*	1,5	UW Meiningen*	1,5
UW Westtirol	4,5	UW Westtirol	6,4	UW Westtirol	6,4
UW Dürnrohr	3	UW Dürnrohr	3	UW Dürnrohr	3
UW Bisamberg*	0,5	UW Neusiedl/Zaya*	0,5	UW Neusiedl/Zaya*	0,5
UW St. Peter*	1,8	UW St. Peter	6	UW St. Peter	10,1
UW Westtirol*	0,7	UW St. Peter*	1	UW Bürs	3,4
UW Werben*	0,9	UW Werben*	0,9	UW Werben*	0,9
UW Silz*	1,6	UW Silz*	1,6	UW Silz*	1,6
UW Bürs	3,4	UW Bürs	3,4	UW Zurndorf	2,6
UW Zurndorf	2,6	UW Zurndorf	2,6	UW Györ*	0,5
UW Györ*	0,5	UW Györ*	0,5	UW Lienz	2,3
UW Lienz*	0,3	UW Lienz*	0,3	UW Kainachtal	2,5
UW Kainachtal	2,5	UW Kainachtal	2,5	UW Obersielach*	0,4
UW Obersielach*	0,4	UW Obersielach*	0,4		

Tabelle 4.20: Knoten der Import-/Exportkomponenten: * bedeutet $U_n = 220\,\text{kV}$, sonst $U_n = 380\,\text{kV}$ und maximal übertragbare thermische Leistung des grenzüberschreitenden Lastflusses

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Lastflusses je Netzknoten und Netzszenario ist auch in der Tabelle 4.20 dargelegt. Die gesamte grenzüberschreitende übertragbare Kapazität beträgt im Netzszenario IST 24,2 GVA und steigt kontinuierlich auf 35,7 GVA im Netzszenario 2030 an. Für das Netzszenario IST erscheint im Gegensatz zu Netzszenarien 2022 und 2030 zusätzlich der für die Import-/Exportkomponenten relevante Netzknoten UW Westtirol der 220 kV-Netzebene auf. Dieser Knoten wird für die Anbindung der grenzüberschreitenden Leitung nach Memmingen herangezogen, die im Netzszenario IST mit der Spannung 220 kV nach Ausführungen in 4.4.1 betrieben wird. Diese Leitung wird allerdings in den Netzszenarien 2022 und 2030 entsprechend den Ausbauplänen dargestellt im Abschnitt 4.4.1 mit 380 kV betrieben. Das Netzszenario 2022 weist im Gegensatz zum Netzszenario 2030 einen zusätzlichen Import-/Exportknoten auf und zwar den Knoten UW St. Peter 220 kV. Im Netzszenario 2030 werden alle Kuppelleitungen am Knoten UW St. Peter für einen 380 kV-Betrieb ersetzt, diesbezüglich wird auf Abschnitt 4.4.1 verwiesen.

4.5 Variable Erzeugungskomponenten im Stromsystem

In folgenden Abschnitten wird die Parametrierung der im Abschnitt 3.6 beschriebenen steuerbaren Erzeugungstechnologien des Stromsystems beschrieben. Diesbezüglich wird die Parametrierung des für diese Arbeit definierten repräsentativen hydraulischen (Pump)Speicher- und Wärmekraftwerksparks der Modellregion vorgestellt.

4.5.1 Hydraulischer (Pump)Speicherkraftwerkspark

Im Abschnitt 3.6.1 wurde die Modellierung des hydraulischen (Pump)Speicherkraftwerksparks beschrieben, die die tatsächlichen Speichereigenschaften möglichst genau abbilden soll. Für die Parametrierung des Speichermodells werden die wesentlichen Ergebnisse aus der Voroptimierung des (Pump)Speicherkraftwerksparks, vorgestellt in 3.6.1, herangezogen. Diesbezüglich werden die verfügbare elektrische Turbinenleistung $\overline{P}_{el,T}^{(P)SP}$ und im Falle der Pumpspeicher zusätzlich die verfügbare Pumpleistung, $\overline{P}_{el,P}^{PSP}$, der verfügbare Energieinhalt des Speichers, $\overline{E}^{(P)SP}$, sowie der Leistungsverlauf in Abhängigkeit des Speicherinhaltes, $P_{el}(E)$, extrahiert. Für die Voroptimierung wird der komplette hydraulische (Pump)Speicherkraftwerkspark realitätsnah abgebildet. In dieser Hinsicht wird der reale Kraftwerksparks in der Voroptimierung über die Parameter wie Ausbaufallhöhe, Regelarbeitsvermögen, Ausbaudurchfluss, Speicherinhalt bzw. Fassungsvermögen der Becken, Wirkungsgrad, Verknüpfungen der Becken, Pumpleistung, Turbinenleistung, sowie auch über die genaue Verortung der Kraftwerke modelliert. Alle relevanten Daten des (Pump)Speicherkraftwerksparks für die initiale Voroptimierung werden aus der Kraftwerksliste, erstellt in der Arbeit von Maier [24, S. 86 -

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

87], und der Liste der aktuellen Kraftwerksprojekte, zusammengefasst in [90], herangezogen. Die erhobenen Daten der einzelnen Kraftwerke in der Arbeit von Maier [24, S. 86 - 87] beinhalten einen Kraftwerksbestand des Jahres 2010 zzgl. einiger Erweiterungsprojekte bezogen auf das Jahr 2010. Diese Liste wird um weitere Projekte aus [90] ergänzt. Dementsprechend werden in der Voroptimierung 86 Becken modelliert und untersucht. Es wird je Kraftwerkstyp eine Voroptimierung hinsichtlich des Turbinenbetriebs der Jahresspeicher, Wochenspeicher, Tagesspeicher und Pumpspeicher und hinsichtlich des Pumpbetriebs der Pumpspeicher durchgeführt. Das Kriterium für die Unterteilung der Becken bezüglich des Fassungsvermögens wird entsprechend dem Quotienten des RAV der Becken und dem elektrischen Speicherinhalt nach Kriterien aus [23, S. 94] bestimmt. Die Ergebnisse der Voroptimierung des hinterlegten (Pump)Speicherkraftwerksparks stellen die Grenzen der jeweiligen hydraulischen Speicherkomponenten dar und sind in den Tabellen 4.21 - 4.24 zusammengefasst. Das resultierende E/P-Verhältnis je relevantem Netzknoten und Kraftwerkstyp ist in den Tabellen 4.21 - 4.24 ebenfalls gegeben. Der hinterlegte potentielle Energieinhalt $\overline{E}^{(P)SP}$ ist um den angesetzten Wirkungsgrad höher, als der in den Tabellen 4.21 - 4.24 angegebene elektrische Energieinhalt. Das E/P-Verhältnis gibt jene Zeit in Stunden, an bei welcher der Speicher unter Volllast entleert werden kann. Über die Vollzyklenzahl wird die Häufigkeit der Vollentleerung im Speicher bestimmt.

Netzknoten	$\overline{E}_{el}^{SP}$ [GWh]	$\overline{P}_{el,T}^{SP}$ [MW]	E/P [h]
UW Dürnrohr	5,38	12,02	448
UW Tauern	204,49	240,00	852
UW Kaprun	67,43	118,63	568
UW Zell am Ziller	151,58	240,94	629
UW Ernsthofen	1,38	3,95	349
UW Kainachtal	5,20	39,71	131
UW Malta	891,31	1068,08	834
UW Hausruck	22,15	17,21	1287
UW Mayerhofen	563,71	904,68	623
UW Silz	222,00	652,10	340
UW Westtirol	376,14	874,00	430
UW Bürs	475,17	754,26	630
UW Walgau	63,96	94,00	680
UW Werben	4,44	74,00	60
UW Salzburg	4,88	18,79	260
Gesamt	**3059,22**	**5112,37**	**598**

Tabelle 4.21: Technische Grenzen der repräsentativen Jahresspeicherkraftwerke

Aus den Ergebnissen ist ersichtlich, dass irreversible Speicherkraftwerke gemeinsam einen viel größeren Speicherinhalt aufweisen, ca. das zehnfache, als die reversiblen Pumpspeicher. Eine fast ähnliche Relation ist beim E/P-Verhältnis zwischen den Jahresspeichern und den Pumpspeichern wiederzufinden. Die saisonale Betriebsweise der Jahresspeicher wird durch

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

das sehr große E/P-Verhältnis zum Ausdruck gebracht. Die Wochenspeicher besitzen ein doppelt so großes E/P-Verhältnis wie die Tagesspeicher und werden dementsprechend seltener als die TSP entleert. Das durchschnittlich E/P-Verhältnis des modellierten Pumpspeicherkraftwerkspark der Modellregion liegt bei ca. 48 h. Das E/P Verhältnis des repräsentativen Jahresspeichers am Netzknoten UW Werben liegt in der Bandbreite der Wochenspeicher. Die ermittelte Vollzyklenzahl der zusammengelegten Kraftwerke an diesem Netzknoten liegt jedoch an der Grenze der Bandbreite für die Einordnung zu den Jahresspeichern. Aus diesem Grund wird dieses repräsentative Kraftwerke zu den Jahresspeichern hinzugefügt. Ähnliche Gegebenheiten treten beim repräsentativen Tagesspeicher zugeordnet dem Netzknoten UW Westtirol auf. Hier liegt die ermittelte Vollzyklenzahl knapp über der Bandbreite zur Einordnung zu den Wochenspeichern. Aus diesem Grund zählt dieses repräsentative Kraftwerke zu den Tagesspeichern.

Netzknoten	$\overline{E}_{el}^{SP}$ [GWh]	$\overline{P}_{el,T}^{SP}$ [MW]	E/P [h]
UW Kaprun	0,05	0,78	64
UW Obersielach	0,45	8,40	54
UW Silz	9,12	500,00	18
UW Bürs	1,06	24,13	44
Gesamt	**10,68**	**533,31**	**20**

Tabelle 4.22: Technische Grenzen der repräsentativen Wochenspeicherkraftwerke

Netzknoten	$\overline{E}_{el}^{SP}$ [GWh]	$\overline{P}_{el,T}^{SP}$ [MW]	E/P [h]
UW Dürnrohr	0,04	2,70	15
UW Kaprun	1,16	239,35	5
UW Zell am Ziller	1,34	205,56	7
UW Weißenbach	0,85	61,00	14
UW Ernsthofen	0,32	33,80	9
UW Hessenberg	0,47	90,00	5
UW Kainachtal	0,18	30,00	6
UW Malta	0,78	224,15	3
UW Hausruck	0,07	13,30	5
UW Mayerhofen	7,53	345,00	22
UW Westtirol	0,15	3,05	49
UW Bürs	0,08	23,30	3
UW Walgau	0,83	94,00	9
UW Werben	0,08	45,10	2
UW Salzburg	0,0025	0,22	11
Gesamt	**13,88**	**1410,54**	**10**

Tabelle 4.23: Technische Grenzen der repräsentativen Tagesspeicherkraftwerke

Neben den technischen Eigenschaften der Speicher ist für jeden Speicher noch das RAV relevant. Das RAV wird für die Erstellung der Zeitreihenwerte des natürlichen Zuflusses

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Netzknoten	$\overline{E}_{el}^{PSP}$ [GWh]	$\overline{P}_{el,T}^{PSP}$ [MW]	$\overline{P}_{el,P}^{PSP}$ [MW]	E/P [h]
UW Dürnrohr	2,70	48,00	18,60	56
UW Tauern	72,23	1073,00	1090,00	67
UW Kaprun	0,62	135,50	96,50	5
UW Ernsthofen	1,21	19,00	13,05	64
UW Obersielach	32,42	66,4	39,70	488
UW Malta	52,69	1595,50	1084,60	33
UW Hausruck	1,65	176,5,00	155,90	9
UW Jochenstein	3,58	300,00	300,00	12
UW Mayrhofen	14,18	591,00	600,00	24
UW Silz	15,92	419,00	390,00	38
UW Westtirol	66,23	400	390,00	166
UW Bürs	38,78	1242,08	1350,00	31
UW Molln	1,96	300,00	300,00	7
Gesamt	**304,17**	**6365,98**	**5828,35**	**48**

Tabelle 4.24: Technische Grenzen der repräsentativen Pumpspeicherkraftwerke

herangezogen. „Das Regelarbeitsvermögen von Speicherkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken ist die nur mit dem natürlichen Zufluss erzeugte elektrische Arbeit im Regeljahr. Da die Stromproduktion aus Wasserkraft jährlichen Schwankungen unterliegt, kann man das Regelarbeitsvermögen als Mittelwert der jährlichen Erzeugung aus einer langen Reihe von Betriebsjahren verstehen.“ [118, S.77] Das hinterlegte RAV je Netzknoten und Speichertyp basiert auch auf den entsprechenden RAV-Kenndaten der Becken aus der Arbeit von Maier [24, S. 86 - 87] und den Kraftwerksprojekten [90]. Dem modellierten Speicherkraftwerkspark wird ein RAV von 10,97 $\mathrm{TWh_{el}}$ zugewiesen. Dabei weisen Jahresspeicherkraftwerke ein RAV von 6,24 $\mathrm{TWh_{el}}$, die Tagesspeicherkraftwerke ein RAV von 3,9 $\mathrm{TWh_{el}}$ und die Wochenspeicherkraftwerke ein RAV von 0,83 $\mathrm{TWh_{el}}$ auf. Das letztendliche Dargebot ist vom Verlauf des natürlichen Zuflusses abhängig.

Die Charakteristik des natürlichen Zuflusses wird analog zu der Erstellung der zeitlichen Charakteristik der Laufwasserkrafterzeugung aus den Niederschlags-Abflussdaten des Projekts Super-4-Micro Grid [70, S. 18] herangezogen. Die Niederschlags-Abflussdaten geben die Abflussmenge je Bundesland wieder. Diese Zeitreihenwerte der Niederschlags-Abflussdaten werden bezüglich dem durchschnittlichem jährlichen Niederschlag normiert und auf das hinterlegte RAV hochskaliert und letztendlich auf den potentiellen Energiewert umgerechnet. Der resultierende natürliche Zufluss, $Q_{nat}(sp, t_i, k)$, wird letztendlich dem Modell als eine monoton steigende Funkion $E_{nat}^{SP}(sp, t_i, k) = \Delta t \sum_{i=1}^{i} Q_{nat}(sp, t_i, k)$ übergeben. Der letzte Zuflusswert $i = n$, $E_{nat}(sp, t_n, k)$, entspricht somit dem jährlich kumulierten, für die Stromerzeugung nutzbaren, natürlichen Zufluss bzw. dem auf den Wirkungsgrad bezogenen RAV.

Das Verhältnis zwischen einem durchschnittlichen RAV und dem elektrischen Energiein-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

halt eines Speicherkraftwerks ergibt eine durchschnittliche Anzahl an Jahresfüllungen. Die durchschnittliche Anzahl an Jahresfüllungen des modellierten Speicherkraftwerksparks der Modellregion beträgt bei den Jahresspeicherkraftwerken ca. 2, bei den Wochenspeicherkraftwerken ca. 78 und bei den Tagesspeicherkraftwerken ca. 280 Jahresfüllungen. Diese Zahlen korrelieren mit den ermittelten durchschnittlichen E/P-Verhältnissen der repräsentativen Speicherkraftwerke der Modellregion. Je geringer die Anzahl der Jahresfüllungen desto länger dauert es, bis der Speicher bezogen auf seine Spitzenleistung vollständig entleert ist.

Der angenommene Wirkungsgrad des Turbinen-, und Pumpvorgangs, $\eta_{(P)SP}$ wird in Anlehnung an [23] auf 89,4% festgelegt.

4.5.2 Fossiler Wärmekraftwerkspark

Im Abschnitt 3.6.2 wurde auf die allgemeine Modellierung der Wärmekraftwerke eingegangen. In diesem Unterkapitel sollen die für diese Arbeit angenommenen Merkmale des fossilen Wärmekraftwerksparks näher erläutert werden. Es werden die angenommenen Kraftwerksausführungsvarianten, relevante Netzknoten und die technischen Kraftwerksparameter für die Parametrierung des Kraftwerksparks wiedergegeben.

Da jede neue Energievariable zzgl. der zugehörigen Nebenbedingungen die Größe und Komplexität des Optimierungsproblems erhöht, wird der hinterlegte Wärmekraftwerkspark bezüglich dem eingesetzten Brennstoff und der KWK-Art über einen repräsentativen Typ vereinfacht abgebildet. Der Anteil der mit Erdgas befeuerten Wärmekraftwerke bezogen auf die gesamte installierte Wärmekraftwerksleistung betrug zum Zeitpunkt der Zusammenstellung der Eingangparameter dieser Arbeit gemäß der Bestandsstatistik der E-Control ca. 72% [16]. Nach der derzeitig verfügbaren Bestandsstatistik der E-Control, welche einen Datensatz aus dem Jahr 2017 berücksichtigt, ist dieser Anteil auf 80% gestiegen. Entsprechend der Aufschlüsselung des österreichischen Regelzonenführers und Übertragungsnetzbetreibers APG, hat sich dieser Anteil sogar auf 85% [8] erhöht. Daraus folgt, dass die mit Erdgas befeuerten Wärmekraftwerke den größten Anteil an fossiler installierter Wärmekraftwerksleistung in der untersuchten Modellregion ausmachen. Infolgedessen wird die installierte berücksichtigte Kraftwerksleistung der fossil befeuerten Wärmekraftwerke zur Gänze als mit Erdgas befeuert betrachtet und somit nur Erdgas als relevanter Brennstoff der fossilen Stromerzeugung berücksichtigt. Die Auswirkungen einer Reduktion der installierten fossilen Kraftwerksleistung auf den Kraftwerkspark werden im Rahmen der Szenarienberechnung aus Abschnitt 5.9 untersucht.

Die Entnahmekondensationsanlage wird als die gewählte KWK-Ausführungsvariante der fossil befeuerten Wärmekraftanlagen definiert. Zum einen ermöglicht die Entnahme von Dampf der GuD-Anlagen eine flexiblere Auskopplung von Strom und Wärme, welche nicht

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

starr gekoppelt sind. Auf diese Weise ist eine höhere Flexibilität für die Betrachtung eines energieträgerübergreifenden Energiesystems möglich. Zum anderen ergab die Recherche der berücksichtigen KWK-Kraftwerke, dass jene Kraftwerke mit der größten installierten thermischen und elektrischen Leistung in der Modellregion als Entnahmekondensationsanlagen ausgeführt sind. Der eingesetzte Kreisprozess entsprach dabei auch in meisten Fällen dem GuD-Kreisprozess.

Wie im Abschnitt 4.4.1 diskutiert, wird das Stromsystem auf die Ebene der Hochspannungsnetzknoten reduziert. Das bedeutet, dass für weitere Untersuchungen nahe liegende Kraftwerke einem Netzknoten zugeordnet werden. Dementsprechend entsprechen alle folgenden vorgestellten Parameter einem repräsentativen Wärmekraftwerk eines Netzknotens.

Im Rahmen der Einsatzplanung wird die Erzeugung basierend auf einer vordefinierten installierten Leistung optimiert. Die Verteilung der installierten Kraftwerksleistung basiert zum größten Teil auf der öffentlich verfügbaren Kraftwerksliste der Wärmkraftwerke der Plattform „Austrian Heat Map“ [36]. Daten wie der Kraftwerksbetreiber, Kraftwerkstyp, die elektrische und thermische Nennleistung, eingesetzter Brennstoff sind ein Teil dieser Kraftwerksliste. Die zusammengefassten Kraftwerksdaten der Plattform „Austrian Heat Map“ decken sich großteils mit den Daten der interaktiven Kraftwerkskarte von Österreichs Energie [37] [90] und eigenen Recherchen der einzelnen Kraftwerksbetreiber. Die komplette installierte fossile Kraftwerksleistung von 7,22 GW laut E-Control [16] ist in der Kraftwerksliste der Plattform „Austrian Heat Map“ nicht enthalten, aber ca. 75% der installierten Kraftwerksleistung können einzelnen Netzknoten über die Kraftwerksliste zugeordnet werden. Darauf aufbauend wird je Netzknoten ein Netzknotenanteil an der recherchierten Kraftwerksleistung ermittelt. Basierend darauf wird die installierte fossile Kraftwerksleistung von 7,22 GW anteilsmäßig den Netzknoten zugeteilt.

In Anlehnung an die Bestandsstatistik der E-Control [16] teilt sich die gesamte installierte Wärmekraftwerksleistung im Verhältnis von 79% zu 21% auf die Wärmekraftwerke mit KWK und Wärmekraftwerke ohne Wärmeauskopplung. Diese Aufteilung wird dann aufbauend auf der resultierenden Kraftwerksleistung je Netzknoten für die weitere Gliederung der Kraftwerke in Kraftwerke mit und ohne Wärmeauskopplung verwendet. In der Tabelle 4.25 ist die dem Modell zur Verfügung stehende maximale elektrische Leistung, $\overline{P}_{el}^{WK}(wk,k)$, je relevantem Netzknoten und Kraftwerksausführung zu finden.

Die Einspeisung des ausgekoppelten Wärmestroms in das zentrale Wärmesystem der Modellregion wird über die erstellte Koppelmatrix $\mathbf{M1}_{(k\times wb)}$, der Elemente $k \in K_{WK,f}$ und $wb \in WB_z$, geregelt. Diese Koppelmatrix wird basierend auf der Zuordnung der oben angeführten Netzknoten zu den einzelnen Bundesländern und demzufolge den einzelnen Wär-

[37] Österreichs Energie vereint und vertritt die Interessen der österreichischen E-Wirtschaft nach außen und fungiert als ihre Interessenvertretung.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek WIEN Your knowledge hub

Netzknoten	Kraftwerke ohne KWK	Kraftwerke mit KWK
	$\overline{P}_{el}^{WK}$ [MW]	
UW Wien Südost	368	1385
UW Dürnrohr	332	1250
UW Bisamberg	157	592
UW Ernsthofen	121	455
UW St. Peter	166	626
UW Hausruck	14	51
UW Salzbrug	27	103
UW Obersielach	8	30
UW GuD Mellach	327	1231
Gesamt	**1520**	**5723**

Tabelle 4.25: Verfügbare Kraftwerksleistung der fossilen Wärmekraftwerke

mebilanzen erstellt. Analog wird der Gasbezug der Wärmekraftwerke aus dem hinterlegten Gassystem der Modellregion über die Koppelmatrix $\mathbf{G1}_{(k\times gb)}$, der Elemente $k \in K_{WK,f}$ und $gb \in GB$, sichergestellt. Diesbezüglich wird die regionale Zugehörigkeit der in der Tabelle 4.25 zusammengefassten Netzknoten bzw. der zugrunde liegenden Bundesländer zu den einzelnen Gasbilanzen herangezogen.

Die technische Parametrierung der Kraftwerke basiert auf einer Recherche der Kennzahlen für GuD-Anlagen. Es wird bei allen Parametern eine konstante Kennzahl im kompletten Leistungsbereich hinterlegt. Der Kondensationswirkungsgrad wird in Anlehnung an [103, S. 79 - 80] und [97, S. 373] vereinfacht mit $\eta_{WK} = 45\%$ angenommen. Die Stromleistungszahl und der Stromverlustfaktor entsprechen Untersuchungen aus [97, S. 373] und betragen $\sigma = 1,25$ und $\beta = 0,17$. Der Lastwechselfaktor wird basierend auf den Ausführungen in [23, S. 74 - 75] auf $LWF = 0,2$ bzw. für eine Anfahrdauer des Wärmekraftwerks von 5 h festgelegt.

Es soll festgehalten werden, dass die vorgestellte Modellierung der Wärmekraftwerke, dargelegt in 4.5.2, über die richtige Parametrierung auch auf alle anderen Brennstoffe und Kreisprozesse angewendet werden kann.

4.5.3 Regenerativer Wärmekraftwerkspark

Anlog zu den dargelegten Ausführungen im Abschnitt 4.5.2 werden hier Annahmen für den regenerativen Wärmekraftwerkspark vorgestellt. Es werden die angenommenen Kraftwerksausführungsvarianten, relevante Netzknoten und die technischen Kraftwerksparameter für die Parametrierung des Kraftwerksparks wiedergegeben.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Der Anteil der installierten elektrischen Kraftwerksleistung der mit fester Biomasse befeuerten Kraftwerke betrug im Jahr 2016 gemäß den Bestandsdaten der E-Control 80% [16] bezogen auf die gesamte installierte elektrische Leistung biogener Kraftwerke. Demzufolge wird der regenerative Wärmekraftwerkspark in der modellierten Modellregion auf den Brennstoff der festen Biomasse reduziert. Die Kraftwerksausführungsvarianten werden in Kraftwerke ohne und Kraftwerke mit Wärmeauskopplung unterschieden. In Anlehnung an [74, S. 390] und [45, S.79 - 80] wird der KWK-Betrieb als Dampfturbinenprozess mit Gegendruckanlage hinterlegt. Dadurch ist eine starre Kopplung der Strom- und Wärmeauskopplung gegeben.

Analog zu fossilen Wärmekraftwerken wird im Rahmen der Einsatzplanung die Stromerzeugung und für die KWK-Ausführungen auch die Wärmeerzeugung je relevantem Kraftwerksknoten basierend auf vordefinierten Grenzen und Parametern optimiert. Allerdings wird bei den Biomassekraftwerken eine zusätzliche Einschränkung eingeführt. Der maximale jährliche Stromertrag wird zusätzlich mit einem definierten Jahresertrag anhand der Gleichung 3.43 beschränkt. Diese Beschränkung ist zu einem notwendig, um den gewünschten regenerativen Erzeugungsmix der abgebildeten gekoppelten Energiesysteme, welcher den hinterlegten nachhaltigen Szenarien entsprechen soll, zu erreichen. Zum anderen muss die Erzeugung durch Energiegrenzen reguliert werden, damit die resultierende Strom- wie auch Wärmeerzeugung aus Biomassekraftwerken nicht zu hoch eingeschätzt wird bzw. sich im Rahmen realistischer Potentiale bewegt. Regenerative Erzeugungstechnologien sollen in den hier vorgestellten Betrachtungen vorgezogen werden und werden dementsprechend nicht durch zusätzliche ökonomische Aufwendungen in der Zielfunktion bestraft. Umso wichtiger ist in diesem Fall die Hinterlegung der Energiegrenzen, um einen durchgehenden Kraftwerksbetrieb, welcher aus so einer definierten Zielfunktion resultieren würde, zu vermeiden.

Auch hier beschreiben die vorgestellten technischen Betriebsgrenzen ein für diese Arbeit repräsentatives regeneratives Wärmekraftwerk je Netzknoten, welches als Repräsentant mehrerer Anlagen dienen soll. Die gesamte installierte Leistung der Biomassekraftwerke der Modellregion wird aufbauend auf dem Stromerzeugungspotential, abgeleitet aus den regenerativen Szenarien nach [119], und den VLST berechnet. Dazu wird basierend auf dem gesamten Erzeugungspotential der festen Biomasse für das netzgebundene Wärmesystem der herangezogenen ambitionierten Szenarien aus [119] und dem resultierenden nachhaltigen KWK-Anteil an der gesamten netzgebundenen Wärmeerzeugung das thermische Erzeugungspotential der Biomasse-KWK-Anlagen bestimmt. Die resultierenden Werte werden über die unten angeführte Stromkennzahl in elektrische Energiewerte umgerechnet. Letztendlich beträgt die jährliche Stromerzeugung der mit Biomasse befeuerten Kraftwerke mit Wärmeauskopplung für das Basis-Szenario 3,19 TWh und für das 2050-Szenario 2,45 TWh.

Im Jahr 2016 trugen biogene Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung gemäß der Betriebsstatistik der E-Control [66] 26% zu der gesamten Stromerzeugung biogener Kraftwerke bei. Der Rest wurde Kraftwerken mit Wärmeauskopplung zugeordnet. Darauf aufbauend wird

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

ein Quotient von 30% zu 70% für das Basis-Szenario und ein Quotient 40% zur 60% für das Betrachtungsszenario 2050 herangezogen, um ein Erzeugungspotential der biogenen Wärmekraftwerke ohne Wärmeauskopplung basierend auf den errechneten Potentialwerten der Wärmekraftwerke mit Wärmeauskopplung zu bestimmen. Demzufolge wird für das Basis-Szenario eine jährliche Stromerzeugung für Wärmekraftwerk ohne Wärmeauskopplung von ca. 1,4 TWh und für das Jahr 2050 von ca. 1,6 TWh angesetzt. Die Bestandsdaten der E-Control von 2016 [16] weisen auf durchschnittliche VLST von 5500 h/a für biogene Wärmekraftwerke hin. Die angegebenen VLST werden für die Umrechnung der Jahresenergiewerte auf die installierte Leistung herangezogen.

Die Verteilung des regenerativen Potentials und dementsprechend der installierten Kraftwerksleistung der Modellregion auf die Netzknoten wird in zwei Schritten durchgeführt. Zunächst wird die gesamte installierte Leistung des Ausbauszenarios anteilsmäßig einzelnen Bundesländern zugewiesen. Dafür wird ein Verteilungsschlüssel je Bundesland basierend auf den Daten des Ökostromberichts aus 2016 [58, S. 53] ermittelt. Im Ökostrombericht ist die installierte Leistung der von der OeMAG[38] anerkannten Biomasseanlagen je Bundesland angegeben. Die gesamte installierte Leistung dieser Biomassekraftwerke entspricht ca. 62% der installierten elektrischen Leistung der Biomassekraftwerke aus dem Kraftwerskbestand aus 2016 nach [16]. Das bedeutet, dass für das zukünftige Ausbauszenario die Verteilung der installierten elektrischen Leistung der Biomassekraftwerke auf die einzelnen Bundesländer anteilsmäßig fortgeführt wird. Zudem wird von konstanten VLST der mit Biomasse befeuerten Kraftwerke ausgegangen. Das Biomassepotential wird somit zunächst regional verortet. Darauf aufbauend wird für jedes Bundesland das resultierende Biomassepotential entsprechend einer erstellten Netzknoten-/Bundesland Matrix den einzelnen Netzknoten zugewiesen. In der zuvor erwähnten Kraftwerksliste der Plattform „Austrian Heat Map“ werden auch mit Biomasse befeuerte Kraftwerke und KWK-Anlagen hinterlegt. Basierend auf den dort verfügbaren Anlagen wird die vorhandene installierte elektrische Leistung relevanten Netzknoten zugewiesen und die resultierende Leistung je Bundesland ermittelt. Nahe liegende Standorte werden zu einem Netzknoten zusammengefasst. Schließlich wird ein Netzknoten-Bundesland Verteilungsschlüssel basierend auf der resultierenden elektrischen Leistung des Bundeslandes ermittelt. Der resultierende Verteilungsschlüssel wird letztendlich für die Aufteilung der gesamten installierten Kraftwerksleistung für Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung und Kraftwerke mit Wärmeauskopplung auf die Netzknoten angewendet. In Tabelle 4.26 ist die dem Model zur Verfügung stehende elektrische Leistung der Biomasse(heiz)kraftwerke je Netzknoten und je Ausführungsvariante für das Erzeugungspotential des Basis-Szenarios wiedergegeben. Die Energiegrenzen je Netzknoten werden im Modell basierend auf der installierten Leistung und den VLST berechnet. Die Einspeisung des ausgekoppelten Wärmestroms in das zentrale Wärmesystem der Modellregion wird über die erstellte Koppelmatrix $\mathbf{M2}_{(k\times wb)}$, der Elemente $k \in K_{WK,b}$ und $wb \in WB_z$, geregelt.

[38] Abwicklungsstelle für Ökostrom AG.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Netzknoten	Kraftwerke ohne KWK	Kraftwerke mit KWK
	$\overline{P}_{el}^{WK}$ [MW]	
UW Südburgenland	28,03	65,41
UW Wien Südost	38,97	90,92
UW Dürnrohr	13,46	31,40
UW Ernsthofen	54,28	126,65
UW Strass	16,20	37,80
UW Hausruck	12,34	28,80
UW Obersielach	34,83	81,26
UW Weißenbach	17,03	39,75
UW Lienz	11,41	26,62
UW Pongau	6,12	14,27
UW Salzburg	11,36	26,50
UW Westtirol	2,49	5,81
UW Bürs	2,34	5,45
Gesamt	**248,86**	**580,64**

Tabelle 4.26: Verfügbare Kraftwerksleistung des regenerativen Wärmekraftwerksparks für das Basis-Szenario

Diese Koppelmatrix wird basierend auf der Zuordnung der in der Tabelle 4.26 angeführten Netzknoten zu den einzelnen Bundesländern und demzufolge zu den einzelnen Wärmebilanzen erstellt.

Die implementierten Energievariablen, Leistungs- und Energiegrenzen entsprechen schon äquivalenten Werten der Sekundärenergie. Demzufolge muss für die weiteren Berechnungen, wie z.B. für die Bestimmung der resultierenden Knotenleistung, kein Wirkungsgrad verwendet werden. Die Wärmeauskopplung der KWK-Anlagen wird entsprechend der Stromkennzahl von 0,36 gemäß den Bestandsdaten der E-Control von 2016 [16] berechnet. Auch hier wird von einer konstanten Kennzahl im kompletten Leistungsbereich ausgegangen. Analog zur Parametrierung der fossilen Wärmekraftwerke wird für die regenerativen Wärmekraftwerke der Lastwechselfaktor als $LWF = 0,2$ definiert.

4.6 Variable Erzeugungskomponenten im Wärmesystem

Nachfolgend wird die Parametrierung der im Abschnitt 3.7 beschriebenen steuerbaren Erzeugungstechnologien des modellierten Wärmesystems angeführt. Diesbezüglich wird die Parametrierung der für diese Arbeit gewählten repräsentativen Feuerungsanlagen der Modellregion dargelegt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

4.6.1 Biomasseheizwerke

Biomassefeuerungen werden im implementierten Modell als steuerbare, im Rahmen definierter technischer Grenzen flexibel einsetzbare Erzeugungstechnologien modelliert. Im folgenden werden die relevanten technischen Grenzen, die den Lösungsraum der hinterlegten Energievariablen beeinflussen, vorgestellt.

Wie im Abschnitt 3.7 angedeutet, werden Biomassefeuerungen leistungs- und energiemäßig in ihrer Wärmeerzeugung beschränkt. Die Jahresenergieerzeugung der Biomassefeuerungen baut auf angestrebten Energiewerten der herangezogenen ambitionierten regenerativen Szenarien aus [119] auf. Das Biomassepotential aus [119] wird um den nicht berücksichtigten Industriewärmeverbrauchsanteil reduziert, weil im berücksichtigten Wärmebedarf der Modellregion der Großteil des Industrieverbrauchs ausgenommen wird, siehe 4.3.2. Die gesamte Wärmeerzeugung aus Biomasse für das Basis-Szenario beträgt 33,61 TWh. Dabei beträgt der netzgebundene bzw. zentrale Anteil 4,55 TWh und der nicht netzgebundene bzw. dezentrale Anteil 29,6 TWh. Für das Betrachtungsszenario 2050 ist die Aufteilung 2,8 TWh für das netzgebundene Wärmesystem und 32,8 TWh für das nicht netzgebundene Wärmesystem; das gesamte Wärmeerzeugungspotential der Modellregion liegt bei 35,6 TWh.

Die regionale Zuordnung des Biomassepotentials für die Wärmeerzeugung baut auf einer Zuordnung des Bundeslandpotentials auf. Dazu wird ein Verteilungsschlüssel der gesamten installierten Leistung der Biomassefeuerungen je Bundesland bezogen auf die gesamte installierte Leistung der Biomassefeuerungen bestimmt. Die Datengrundlage dafür ist die regionale Zuordnung der installierten Leistungen der Biomassefeuerungen aus der „Biomasse-Heizungserhebung 2013“ [68]. Es wird somit für das herangezogene Gesamtpotential der Modellregion von einem weiteren linearen Zuwachs der Biomassefeuerungen in den einzelnen Regionen ausgegangen. Der resultierende Verteilungsschlüssel aus der „Biomasse-Heizungserhebung 2013“ korreliert zufriedenstellend mit einer maximalen absoluten Abweichung von 8% mit dem Verteilungsschlüssel des durchschnittlichen zugewiesenen Forst-Biomassepotentials aus dem „REGIO Energy“ Projekt [44, S. 187]. Letztendlich werden die Bundeslandpotentiale auf die einzelnen Bilanzen aggregiert. Es wird der gleiche Schlüssel sowohl für repräsentative dezentrale wie auch zentrale Anlagen verwendet.

Basierend auf den jährlichen Wärmeerzeugungswerten der Biomassefeuerungen wird die maximale thermische Leistung der Anlagen unter Berücksichtigung der durchschnittlichen VLST von 1800 h/a für Einzelfeuerungen in Anlehnung an [94, S. 47] und 3000 h/a für Großanlagen bestimmt. In Tabelle 4.26 sind die dem Model zur Verfügung stehenden thermische Leistung und jährlich erzeugte Wärme der Biomassefeuerungen je Wärmebilanz und Ausführungsvariante gemäß dem Erzeugungspotential des Basis-Szenarios zu finden.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Wärmebilanz	Zentral		Dezentral	
	$\overline{Q}_{th}^{HW}$ [TWh]	$\overline{\dot{Q}}_{th}^{HW}$ [GW]	$\overline{Q}_{th}^{HW}$ [TWh]	$\overline{\dot{Q}}_{th}^{HW}$ [GW]
Ost	1,32	0,44	8,43	4,68
Mitte Ost	1,84	0,61	11,75	6,53
Mitte West	0,85	0,28	5,43	3,01
West	0,54	0,18	3,45	1,92
Gesamt	**4,55**	**1,51**	**29,06**	**16,14**

Tabelle 4.27: Grenzen der Wärmeerzeugung von Biomassefeuerungen für das Basis-Szenario

Die implementierten Energievariablen, Leistungs- und Energiegrenzen entsprechen schon äquivalenten Werten der Sekundärenergie bzw. der thermischen Nutzenergie. Demzufolge wird für die weiteren Berechnungen, wie z.B. für die Bilanzgleichungen der Wärmesysteme, kein Wirkungsgrad hinterlegt.

4.6.2 Erdgasheizwerke

Erdgasfeuerungen werden analog zu Biomassefeuerungen als steuerbare, im Rahmen definierter technischer Grenzen flexibel einsetzbare Erzeugungstechnologien modelliert. Ziel ist es, diese Erzeugungstechnologien kostenminimal für die Deckung des restlichen Wärmebedarfs einzusetzen. Im folgenden werden die relevanten technischen Grenzen, die den Lösungsraum der hinterlegten Energievariablen beeinflussen, und ihre Rolle in gekoppelten Energiesystemen vorgestellt.

Mit Erdgas befeuerte Heizwerke werden vorwiegend in Fernwärme-/Nahwärmeversorgungssystemen zur Spitzenlastdeckung und als Ausfallreserve eingesetzt. Demzufolge sollen die hier implementierten Komponenten der Erdgasfeuerungen in der Lage sein, zur Spitzenlastzeitpunkten die Restlast, sowie auch im Falle eines Anlagenausfalls die maximal auftretende Heizlast der zentralen Wärmebilanzen zu decken. Die obere Leistungsgrenze der modellierten Heizwerke der zentralen Wärmebilanzen wird dementsprechend mit der maximalen auftretenden Residuallast je zentraler Wärmebilanz $wb \in WB_z$ gleichgesetzt, $\overline{\dot{Q}}_{th}^{HW}(\mathrm{HW}_{Gas}, wb) = \overline{\dot{Q}}_{th}^{RL}(wb)$. Dadurch wird anderen Wärmeeinspeisern der zentralen Wärmebilanzen, besonders den fossil befeuerten KWK-Anlagen, die Möglichkeit gegeben, sich bei ungünstigen Bedingungen der Energiesystemen vom Wärmesystem zu „trennen“. Typische Beispiele dafür können Zeitpunkte des gleichzeitigen Auftretens von hohem Wärmebedarf und Stromüberschüssen sein.

Bei dezentralen Anlagen wird diesbezüglich eine andere Vorgehensweise verfolgt. Das dezentrale System erfasst aufgrund der aggregierten Darstellung der dezentralen Wärmeversorgung mehrere Erzeugungskomponenten, die alle zur Deckung der Residuallast des dezen-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

tralen Wärmesystems herangezogen werden können. Allerdings werden in der Realität bei dezentralen Anlagen höchstens zwei mögliche Erzeugungsanlagen, als sogenannte Kombianlagen, zur Wärmeversorgung der gleichen Wärmelast herangezogen. Das bedeutet, eine gegenseitige Kompensation der Wärmeerzeugung durch unterschiedliche Wärmeeinspeiser findet bei der dezentralen Versorgung nur bedingt statt. In einer gebündelten Darstellung der dezentralen Wärmeversorgung müssen dementsprechend gewisse Leistungseinschränkungen bei allen Wärmeerzeugern hinterlegt werden, um eine gegenseitige Kompensation in der Erzeugungscharakteristik nur bedingt zuzulassen. Eine komplette Unterbindung des Wärmeaustausches zwischen den Wärmeerzeugern und der thermischen Last ist durch die aggregierte Abbildung der Wärmeversorgung nicht möglich. Damit die Gasheizanlagen neben dem energetischen Ausgleich der Restlast der dezentralen Wärmebilanzen nicht auch zur vollständigen Kompensation im Leistungsbereich heranzogen werden, wird die maximale Leistungsauskopplung beschränkt. Dafür wird im Rahmen von Voruntersuchungen die optimale Leistung der Gasheizanlagen bestimmt, bei welcher eine Lastdeckung der Restlast des dezentralen Wärmesystems ohne den Einsatz von Schlupfvariablen gegeben ist. Für die Voruntersuchung wird von der Annahme ausgegangen, dass die VLST der Gasheizanlagen ca. der Benutzungsdauer[39] der dezentralen Höchstlast entspricht. Unter der Berücksichtigung, dass die Gasheizanlagen den verbleibenden Wärmebedarf[40] decken sollen, kann somit die maximal auftretende Gaslast bzw. ein relevanter Leistungsfaktor, f_{Gas}^{HW}, bezogen auf die maximale Restlast bestimmt werden. Damit der Lösungsraum dadurch nicht zu eng beschränkt ist, z.B. im Falle, dass doch nicht das komplette Biomasse- oder Wärmepumpenausbaupotential ausgeschöpft werden, wird noch ein 10% Sicherheitsfaktor zum resultierenden Leistungsfaktor dazugerechnet, um jeglichen Schwankungen im Wärmesystem entgegenzuwirken. Dementsprechend ergibt sich eine maximale Gasheizlast der dezentralen Wärmebilanzen $wb \in WB_d$, $\overline{\dot{Q}}_{th}^{HW}(\mathrm{HW}_{Gas}, wb) = f_{Gas}^{HW} \cdot \overline{\dot{Q}}_{th}^{RL}(wb)$, die abhängig von der auftretenden Jahresresthöchstlast und dem festgelegten Leistungsfaktor ist. Dieser Wert wird auch im Rahmen der Voruntersuchung als ausreichende Leistungsreserve der Erdgasheizanlagen identifiziert, um die komplette Wärmerestlast der dezentralen Gasbilanzen zu decken, ohne externe „hypothetische“ Wärmequellen einzubeziehen. Der resultierende Leistungsfaktor für die Bestimmung der Leistungsgrenzen der dezentralen Erdgasfeuerungen ist in der Tabelle 4.28 gegeben.

Wärmebilanz	Ost	Mitte Ost	Mitte West	West
		f_{Gas}^{HW}		
Dezentral	0,5	0,3	0,1	0,5

Tabelle 4.28: Leistungsfaktor für die Bestimmung der Leistungsgrenzen der dezentralen Erdgasheizanlagen

[39] Die Benutzungsdauer wird aus dem Quotient der Wärmeerzeugung einer Wärmeerzeugungsquelle und der im betreffenden Jahr aufgetretenen Netzhöchstlast bestimmt. [98, S.23]

[40] Abzüglich der Wärmeerzeugung der restlichen Anlagen der dezentralen Wärmebilanz.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Der Gasbezug der Feuerungsanlagen aus dem hinterlegten Gassystem der Modellregion wird über die Koppelmatrix $\mathbf{G2}_{(wb \times gb)}$, der Elemente $wb \in WB$ und $gb \in GB$, geregelt. Diesbezüglich wird die regionale Zugehörigkeit der Wärmebilanzen zu den einzelnen Gasbilanzen herangezogen.

Der thermische Wirkungsgrad für die Berechnung des Brennstoffbedarfs wird in Anlehnung an [103, S. 79 - 80] für Anlagen beider Wärmeversorgungssystem mit $\eta_{HW}(\mathrm{HW}_{Gas}) = 92\%$ angenommen. Der Brennstoffbedarf der mit Erdgas befeuerten Anlagen wird mit dem Kostenfaktor des angenommenen Erdgaspreises c_{Gas} in der Zielfunktion erfasst. Der Brennstoffbedarf der fossilen Heizwerke der zentralen Wärmebilanzen wird um den Faktor 1,2 verteuert, um die höher anfallenden Brennstoffkosten für die Spitzenlastdeckung abzubilden. Auf diese Weise wird eine Unterscheidung der Brennstoffkosten der Grundlastanlagen und Spitzenlastanlagen des Wärmesystems erreicht. [98, S. 3-4] [6, S.75]

4.7 Speichertechnologien

Im Abschnitt 3.9 wurde die allgemeine Modellierung der Speichertechnologien beschrieben. In diesem Abschnitt werden repräsentative Speichersysteme der elektrischen Kurzzeitspeicher, der Wärmespeicher und der Gasspeicher für die Untersuchungen dieser Arbeit vorgestellt und die relevanten Speicherparameter für die Parametrierung der Speichermodelle dargelegt. Die Parametrierung der hinterlegten Pumpspeicherkraftwerke der Modellregion wurde im Abschnitt 4.5.1 diskutiert.

4.7.1 Verteilte elektrische Kurzzeitspeicher

In [76, S. 41] werden Speichersysteme mit einer maximalen Entladungsdauer von 24 h als Kurzzeitspeicher klassifiziert. Zur Kategorie der elektrischen Kurzzeitspeicher zählen Pumpspeicher, Batterien, Druckluftspeicher oder Schwungmassenspeicher. Auch einige in der Tabelle 4.24 zusammengefassten Pumpspeicherkraftwerke der untersuchten Modellregion können somit der Kategorie Kurzzeitspeicher zugeordnet werden. Das durchschnittliche E/P-Verhältnis des modellierten Pumpspeicherkraftwerksparks der Modellregion liegt jedoch bei ungefähr 48 h, siehe dazu Tabelle 4.24. Auch wird in [76, S. 41] hervorgehoben, dass vorwiegend Stromspeichertechnologien, die ein E/P-Verhältnis der Bandbreite 1-10 h aufweisen und durch hohe Zyklenzahlen und Zykluswirkungsgrade charakterisiert sind, als Kurzzeitspeicher im Stromsystem agieren. Dementsprechend sollen die hier modellierten Kurzzeitspeicher, Speichertechnologien abbilden die ein deutlich geringeres E/P-Verhältnis, als

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

die modellierten Pumpspeicherkraftwerke aufweisen und dadurch und unter Berücksichtigung einer weitreichenden Verteilung im Stromnetz auch eine andere Rolle im Stromsystem einnehmen.

Die Rolle der verteilten Kurzzeitspeicher im erstellten Modell besteht darin, das lokale bzw. knotenbezogene Erzeugungs-/Lastprofil des Stromsystems auszugleichen. Dabei soll überschüssiger Strom lokal gespeichert und zu Zeiten des Bedarfs wieder ausgespeichert werden. In [105] und [25] wurde gezeigt, dass die Integration von verteilten Kurzzeitspeichersystemen in Verteilnetzen eine Erhöhung der Nachhaltigkeit von Verteilnetzen bewirkt, indem die Einbindung regenerativer Technologien durch den Speichereinsatz unterstützt wird. Infolgedessen soll hier aus der Sicht der übergeordneten Netzebene untersucht werden, inwiefern eine aggregierte Betrachtung der verteilten Speichertechnologien die Nachhaltigkeit der gesamten Modellregion erhöhen kann. Zudem sollen Auswirkungen der Einbindung zusätzlicher Speichertechnologien auf bestehende Komponenten der Modellregion und in dieser Hinsicht besonders auf den Pumpspeicherkraftwerkspark untersucht werden. Als verteilte Kurzzeitspeicher werden hier kleine ggf. modulare Batterieeinheiten verstanden, die integrale Bestandteile von nachhaltigen Erzeugungsanlagen wie z.B. Photovoltaikanlagen in Sektoren Haushalt, Gewerbe und Betrieb darstellen, oder die als Unterstützung nachhaltiger Kraftwerksparkanlagen zum Ausgleich kurzer Erzeugungsflauten dienen.

Batteriespeichersysteme sind typische Kurzzeitspeicher-Technologien. Batterien gehören zur Kategorie der elektrochemischen Energiespeicher, bei welchen die elektrische Energie in Form von chemischen Verbindungen gespeichert wird. Blei-, Nickel-, Lithium-, Natrium-Schwefel-, sowie Redox-Flow-Batterien zählen zu typischen Vertretern von Batteriesystemen. In dieser Arbeit werden Lithium-Ion-Batterien als Repräsentanten der verteilten Kurzzeitspeicher-Technologien gewählt. Der Einsatzbereich der Lithium-Ion-Batterien hat sich seit ihrem kommerziellen Markteintritt 1990 in vielen anderen Bereichen etabliert. Litihum-Ion-Batterien werden dementsprechend nicht mehr nur in der Konsumelektronik sondern auch verstärkt in der Elektromobilität und Speicherung von erneuerbarem Strom eingesetzt.

Lithium-Ion-Zellen bestehen aus zwei Elektroden und einem Elektrolyten. Die Umwandlungsvorgänge in den Zellen werden über den Ionentransport in den Zellen ermöglicht. Dabei wandern beim Ladevorgang positive Lithium-Ionen zur negativen Elektrode. Nach der Reaktion mit den Elektronen platzieren sich die neutralen Lithiumatome im Gitter der negativen Elektrode. Beim Entladen kommt es zur Ausscheidung der Elektronen und einem Transport der positiven Lihtium-Ionen zu der positiven Elektrode, welche wiederum nach der Neutralisierung im Gitter des Aktivmaterials eingebaut werden. Kohlenstoff macht den Großteil der negativen Elektrode aus. Die positive Elektrode setzt sich vorwiegend aus Oxiden wie Kobaltoxid und Manganoxid zusammen. Der Elektrolyt agiert als Isolator und soll eine gute Ionen-Leitfähigkeit sicherstellen. [76]

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Das im Abschnitt 3.9 implementierte Speichermodell beschreibt über Speicherkenngrößen wie Energieinhalt, Einspeicher-/Ausspeicherleistung und Umwandlungsverluste die Lade-, Speicher- und Entladevorgänge der Energiespeichersysteme. Eine elektrochemisch detaillierte Abbildung dieser Vorgänge ist im Rahmen dieser Arbeit nicht vorgesehen. Dementsprechend sind die Grenzen des Lösungsraumes gemäß den Darlegungen in 3.9 über die Kenngrößen $\overline{P_{-}^{S}}(st, es)$, $\overline{P_{+}^{S}}(st, es)$, $\overline{E^{S}}(st, es)$ festgelegt. Dabei können sie als vordefiniert bzw. als Parameter oder steuerbar bzw. als Variablen in die Optimierungsuntersuchungen integriert werden. Bei der vordefinierten Option wird nur der Betrieb der Speicher optimiert und die Auslegung nicht. Bei der Option steuerbar wird zusätzlich zum Betrieb die Auslegung der Speicher optimiert. Im Abschnitt 5.3 werden im Rahmen der Szenarienuntersuchungen diese zwei Optionen diskutiert. Die zugehörigen Energievariablen des Speichermodells werden über das Mengenelement für die Abbildung der elektrischen Kurzzeitspeicher $st = \mathrm{ST_{el}}$ und über die Menge der relevanten Speicherknoten $es \in K_S = K_{Pv} \cup K_{Wi} \cup K_{LwK}$ definiert. Das bedeutet, die Installation der Kurzzeitspeicher wird an allen Netzknoten der nachhaltigen vordefinierten Erzeugungstechnologien angenommen.

Die hier modellierten Kurzzeitspeicher werden über ein vordefiniertes E/P-Verhältnis = 2 h modelliert. Durch ein festes Verhältnis zwischen der installierten Entladeleistung und dem Energieinhalt genügt es, nur die Kenngröße $\overline{E_{el}^{S}}(st, es)$ im Speichermodell heranzuziehen. Die Grenzen der Leistungsumwandlung ($\overline{P_{-}^{S}}(st, es)$ und $\overline{P_{+}^{S}}(st, es)$) sind somit über das E/P-Verhältnis und die Kenngröße $\overline{E_{el}^{S}}(st, es)$ gegeben. Battereispeichersysteme werden modular auf größere Einheiten dimensioniert, dementsprechend kann auch ein anderes E/P-Verhältnis als das hier angegebene herangezogen werden. Für die Betrachtungen dieser Arbeit wird jedoch ein Kompromiss zwischen der zeitlichen Auflösung der zu bestimmenden Einsatzcharakteristik der geschlossenen Jahres- und der rollierenden Betriebsplanung und einem realistischen E/P-Verhältnis der Battriespeichersysteme für den kurzzeitigen Ausgleich dargebotsabhängiger Erzeugungsformen gewählt. Liegt das E/P-Verhältnis unter dem zeitlichen Raster der zu bestimmenden Einsatzcharakteristik, so führt das zu einer nicht vollständigen Abbildung der Umwandlungsvorgänge. Die Dauer eines Berechnungszeitschrittes reicht in diesem Fall theoretisch aus, einen vollständigen Lade- oder Entladevorgang mit anschließendem Umkehrvorgang durchzuführen, und würde in einem mittleren Energieinhalt und nur in einer mittleren Speicherleistung resultieren. Die Grenzleistung könnte nie zum Einsatz kommen. Liegt das E/P- Verhältnis über dem zeitlichen Raster der zu bestimmenden Einsatzcharakteristik, so kann eine vollständige Abbildung der Ladevorgängen abgebildet werden, jedoch umfassen solche Speichersysteme in der vorliegenden Arbeit nicht notwendigerweise die erforderlichen Kurzzeitanforderungen eines regenerativen Energiesystems, weil die zeitliche Auflösung der Jahresplanung schon bei 3 h liegt. Dementsprechend wird ein E/P-Verhältnis gewählt, welches zwischen den zeitlichen Rastern beider Berechnungsvorgänge liegt. Dadurch wird zumindest im Rahmen der kurzzeitigen Betriebsplanung die vollständige Abbildung der Speichervorgänge gewährleistet.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Die weiteren Parameter für die Parametrierung des elektrischen Kurzzeitspeichers bzw. des Batteriesystems werden aus der „Agora Energiewende Speicherstudie“ [4] entnommen. In der Studie wurden unter anderem Parameter verschiedener Speichersysteme des Stromsektors zusammengefasst und auf drei unterschiedliche Zeitpunkte bezogen. Aufbauend darauf wird der Wirkungsgrad der Wandlereinheiten der Batteriesysteme auf $\eta_{st}(\mathrm{ST_{el}}) = 94,5\%$ je Umwandlungsvorgang in Anlehnung an den Stromspeicherwirkungsgrad der Li-Ion Batterien von 90% basierend auf [4, S. 138] festgelegt. „Lithiumionen-Zellen zeigen üblicherweise eine sehr geringe Selbstentladungsrate. Werte für den Kapazitätsverlust pro Jahr bei Raumtemperatur liegen durchaus bei < 3 % (für einen mittleren Ladezustand), können allerdings bei höheren Temperaturen auch auf Werte von bis zu 15 % ansteigen.“ [76, S. 269] Infolgedessen wird die Variable der Selbstentladungsverluste aus dem Speichermodell, dargelegt in 3.9, für die Abbildung der Kurzzeitspeicher vernachlässigt.

Im Fall, dass die Auslegung der Batterie im Rahmen der Ausbau- und Einsatzplanung bestimmt wird, werden die anfallenden Annuitäten in der Zielfunktion berücksichtigt. Für die Berechnung der Annuitäten werden Mittelwerte der Kostenparameter aus der Tabelle 4.29 basierend auf den Annahmen der „Agora Energiewende Speicherstudie“ entnommen. Die Werte beziehen sich auf den zeitlichen Horizont 2033.

Komponenten	Investitionskosten	Fixkosten[41]	Nutzungsdauer
Li-Ionenen-Zellen	200-350 $\frac{€}{kWh}$	2%	20a
Umrichter	30-50 $\frac{€}{kW}$	2%	20a

Tabelle 4.29: Kostenparameter von Kurzzeitspeichersystemen nach [4, S. 127]

4.7.2 Wärmespeicher

Die Rolle der Wärmespeicher im erstellten Modell besteht darin, das Erzeugungs-/Lastprofil der jeweiligen Wärmebilanzen sowie auch indirekt das Erzeugungs-/Lastprofil der Netzknoten des Stromsystems auszugleichen. Dabei soll überschüssige Wärme zu Hochproduktionszeiten gespeichert und zu Zeiten des hohen Bedarfs wieder ausgespeichert werden. In zentralen Wärmebilanzen können Wärmespeicher dementsprechend neben den Gaskesseln zur Spitzenlastabdeckung, zur zeitlichen Entkopplung der Strom- und Wärmeproduktion der KWK-Anlagen und auch als unterstützende Einheit der thermisch trägeren Wärmeerzeugungsanlagen, der Biomasseheizwerke, eingesetzt werden. In dezentralen Wärmebilanzen wird durch den Einsatz von Wärmespeichern ebenfalls eine zeitliche Entkopplung der Erzeugung und des Wärmebedarfs ermöglicht. Somit liegt die Hauptaufgabe dieser Einheiten

[41] Bezogen auf Investitionskosten.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

in den dezentralen Wärmesystemen beim Unterstützen der regenerativen Erzeugungstechnologien, sowie auch der jeweiligen Systemkopplungstechnologien wie z.B. beim Einsatz von Wärmepumpen.

Zur Kategorie der Wärmespeicher zählen sensible Wärmespeicher, latente Wärmespeicher und thermochemische Wärmespeicher. Die Temperatur, bei welcher die Einspeicherung und Ausspeicherung der Wärmeenergie erfolgt, ist das wesentliche Kriterium für die Wahl des Speichersystems.

Die Speicherung der Wärme bei sensiblen Speichern findet über eine Veränderung der fühlbaren Wärme bzw. Temperatur des Mediums bei den jeweiligen Lade- oder Entladevorgängen statt. Als Wärmeträgermedium fungieren Wasser, Salzschmelzen oder Öl. Latentwärmespeicher nutzen die aufgenommene oder abgegebene Wärmeenergie, die bei einem Phasenwechsel entsteht, üblicherweise ist der Übergang zwischen den Phasen fest und flüssig. Die Speicherung der Wärmeenergie bei thermochemischen Speichern baut auf einer reversiblen chemischen Reaktion auf. Durch endotherme Reaktionen wird Wärmeenergie gespeichert und über exotherme wieder ausgespeichert. Dabei wird beim Einspeichervorgang Wärmeenergie durch eine thermochemische Substanz absorbiert. Infolgedessen kommt es zu einer Spaltung dieser Substanz in zwei Komponenten, die separat gespeichert werden können. Beim Ausspeichervorgang kommt es zur Zusammenführung dieser zwei Komponenten auf die Ausgangssubstanz. Thermochemische Wärmespeicher befinden sich noch im Stadium der Grundlagenforschung und finden keine praktische Anwendung. [76]

Wasserspeicher, als Vertreter der sensiblen Wärmespeicher, zählen zu konventionellen und weitverbreiteten Speichertechnologien in der Wärmeversorgung. Wie der Name der Speichertechnologie schon verrät, fungiert Wasser als Speichermedium dieser Technologien. Der Betriebstemperaturbereich liegt unter 100 °C. Verwendung finden die Warmwasserspeicher in der kurzfristigen Speicherung der Wärmeenergie für die Wohnraumbeheizung. Dabei werden sie als Pufferspeicher ausgeführt und bedient. Wasserspeicher können auch im größeren Leistungsbereich in Nah- und Fernwärmenetzen und auch zum Ausgleich längerer Zeiträume ausgeführt werden. [76]

Da eine Temperaturdifferenz[42] zwischen der Speichereinrichtung und der Umgebung vorliegt, wird bei den Wasserspeichern großer Wert auf die Isolierung sowie auch die Erreichung eines optimalen Verhältnisses zwischen Oberfläche und Volumen gelegt, um die Speicherverluste klein zu halten. Die Verluste sind direkt proportional zur Oberfläche. Ein kleines Oberflächen-Volumen-Ratio wird somit angestrebt. Große Speicher weisen dementsprechend geringere relative, Verluste auf. Heiß- oder Warmwasserspeicher können direkt, z.b. über das

[42] Sensible Wärmespeicher:Veränderung der fühlbaren Wärme bzw. Temperatur des Mediums.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Heizungssystem, oder indirekt über Wärmetauscher geladen und entladen werden. Die Speicherung von Warmwasser findet in Behältern aus Beton, Stahl, Stahlbeton oder Kunststoff statt. [76, S. 548]

Da in der Wärmeversorgung vorwiegend Wasserspeicher als Wärmespeichertechnologien eingesetzt werden, werden Wasserspeicher als die gewählte Speichertechnologie des hier abgebildeten und untersuchten Wärmesystems abgebildet. Dazu werden die zugehörigen Energievariablen des Speichermodells über das Mengenelement für die Abbildung der Wärmespeicher $st = \mathrm{ST_{th}}$ und über die Menge der relevanten Wärmebilanzen $es \in WB$ definiert. Das bedeutet, Wärmespeicher werden in allen Wärmebilanzen des Wärmesystems berücksichtigt. Die technischen Eigenschaften der Speicher, Energieinhalt und Leistung, welche den Lösungsraum der modellierten Speicher beschränken, hängen jedoch sehr von den Betriebsweisen der einzelnen Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten und den gegebenen Erzeugungs-/Verbrauchspotentialen der Modellregion ab. Diesbezüglich wird zunächst im Rahmen einer Erstuntersuchung im Basis-Szenario die notwendige Speichergröße der Modellregion ermittelt. Das bedeutet, die beschriebenen Grenzen im Abschnitt 3.9, $\overline{P^S_-}(st, es)$, $\overline{P^S_+}(st, es)$, $\overline{E^S}(st, es)$ werden zunächst als Optimierungsvariablen definiert und durch den Erzeugungs/Last-Zustand der Wärmebilanzen des Basis-Szenarios im Betrieb und Ausbau bestimmt. Für alle weiteren Szenarien werden die berechneten technischen Eigenschaften der Wärmespeicher basierend auf den Optimierungsergebnissen des Basis-Szenarios als Parameter weiter übernommen und es wird nur der Betrieb der Wärmespeicher bestimmt. Die resultierenden Speichereigenschaften des Basis-Szenarios werden im Abschnitt 5.1 diskutiert.

Der Wirkungsgrad der Wandler wird nach [105, S. 4] auf 95% für Speichersysteme beider Wärmeversorgungsstrukturen festgelegt. Die Selbstentladunsgrate wird in Anlehnung an [5, S. 42] und [45, S. 89] auf $0,014\frac{\%}{h}$ für Wärmespeicher der zentralen Wärmebilanzen und auf $0,2\frac{\%}{h}$ für Wärmespeicher der dezentralen Wärmebilanzen definiert. Für die Berechnung der jährlichen Kosten werden Investitionskosten nach [45, S. 89] von $100\frac{€}{m^3}$ für Wärmespeicher der zentralen und $900\frac{€}{m^3}$ für Wärmespeicher der dezentralen Wärmebilanzen herangezogen. Die leistungsbezogenen Kosten werden in Anlehnung an [105, S. 4] als 10% der jährlich anfallenden energiebezogenen Kosten angenommen. Die angenommene Lebensdauer für die Berechnung der jährlichen Annuitäten entspricht 20a [45, S. 89].

4.7.3 Gasspeicher

Die Rolle der Gasspeicher im erstellten Modell besteht darin, das resultierende Erzeugungs-/Lastprofil der jeweiligen Gasbilanzen, sowie auch indirekt das Erzeugungs-/Lastprofil der Netzknoten des Stromsystems auszugleichen. Die implementierte Gasinfrastruktur wird auf

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

drei Bilanzen reduziert. Der Gastransport bzw. die Verteilung des Gaslastflusses wird dadurch in die Untersuchungen dieser Arbeit nicht eingeschlossen. Auch wird das implementierte Gassystem nicht einem gewinnorientierten Gashandel unterschiedlicher Akteure unterzogen. Der Gasverbrauch der Modellregion wird stets über die Variable Gasimport aus 3.8 bilanziert. Dementsprechend werden die modellierten Gasspeicher in den hier vorgestellten Untersuchungen einzig im Falle des synthetisch erzeugten Gases herangezogen, weil nur dann eine Unausgeglichenheit des implementierten Gassystems durch neue Gaseinspeiser entsteht. In allen anderen Fällen gleichen Gasverbrauch und der Gasimport einander. Entsteht eine Unausgeglichenheit des Gassystems, so soll überschüssiges Gas gespeichert und zu Zeiten des Bedarfs wieder ausgespeichert werden. Dabei werden in die Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems ein Langzeitgasspeicher und drei virtuelle Kurzzeitgasspeicher einbezogen.

Die Langzeitgasspeicher repräsentieren die saisonale Speicherfähigkeit der Untertagsspeicher in Österreich. Über die virtuellen Gasspeicher soll die Rolle der Kurzzeitspeicher im Gassystem abgeschätzt werden, wenn synthetisches Gas in das Gassystem eingespeist wird. Als Kurzzeitgasspeicher können z.B. die Speicherfähigkeit der Rohrleitungen oder Röhrenspeicher agieren.

Im Rahmen der Optimierungsuntersuchungen wird stets nur der Betrieb der Gasspeicher bestimmt. Dementsprechend stellen die leistungs- und energiebezogenen Grenzen des Lösungsraumes des Speichermodells aus 3.9 exogene Größen dar bzw. werden als Parameter in die Untersuchungen übernommen.

Ausgeförderte Gas- oder Öllagerstätten können für die Gasspeicherung herangezogen werden. Solche Speichersysteme werden als Porenspeicher bezeichnet. Die österreichische Erdgasversorgung wird über die in Österreich vorhandenen Porenspeicher unterstützt. In Österreich werden angesichts der geologischen Gegebenheit dafür ausgebeutete Erdgaslagerstätten verwendet. Die im Gestein vorhandenen Hohlräume werden für die Gasspeicherung genutzt. Damit eine effiziente Speicherung erfolgt, liegen die optimalen Tiefen der Speicherung bei ca. 500 m - 800 m, angesichts des resultierenden Druckbereichs von 50 bar - 80 bar. Dieser Druckbereich entspricht dem Druck der Anschlussleitungen bzw. Hochdruck-Transportleitungen. Ein Teil des eingelagerten Gases wird zwecks Druckaufbau und Einhaltung der Ausspeicherrate im Speicher als Kissengas behalten. [22, S. 258] Der auf dem Kissengas liegende Anteil wird als Arbeitsgas bezeichnet und bestimmt das nutzbare Speichervolumen. Das nutzbare inländische Speichervolumen betrug 2018 8,1 Mrd. m^3 bzw. 91,7 TWh[43]. [31] Erdgas wird in Österreich in Tiefen von 300 bis 2300 m über Bohrsonden gespeichert. Die Porenspeicher werden vorwiegend zum Ausgleich von Verbrauchschwankungen und in diesem Fall hauptsächlich zum Ausgleich saisonaler Verbrauchschwankungen eingesetzt. Konkret wird Erdgas

[43] Bezogen auf den vorgegeben Verrechnungsbrennwert der E-Control aus 2019 [33].

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

im Sommer in die Speicher eingespeichert und im Winter ausgespeichert.

Die Porenspeicher befinden sich wie aus der Abbildung 4.18 ersichtlich in den Bundesländern Oberösterreich, Salzburg und Niederösterreich. Dementsprechend wird ein aggregiertes

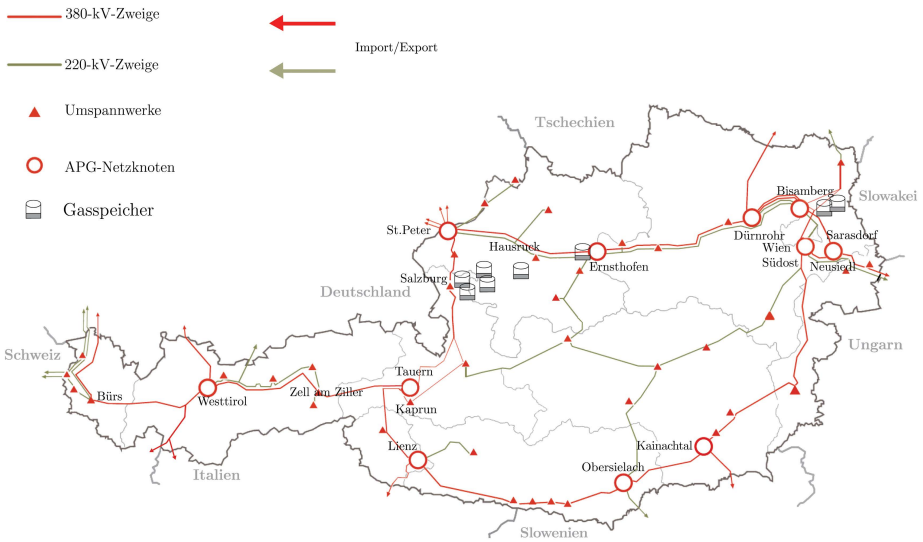


Abbildung 4.18: Verortung der Erdgasspeicher in der Modellregion (Netzzustand 2030 (erstellt in Anlehnung an [13]))

Speicherportfolio für die Gasbilanz Ost gebildet und für die weiteren Arbeiten herangezogen. Die zugehörigen Energievariablen des Speichermodells aus 3.9 werden über das Mengenelement für die Abbildung der Langzeitgasspeicher $st = \mathrm{ST}_{\mathrm{gas,l}}$ und der relevanten Gasbilanzen $es \in GB = \mathrm{Ost}$ definiert. Die technischen Eigenschaften der Speicher, Energieinhalt und Leistung, welche den Lösungsraum des modellierten Langzeitspeichers beschränken, werden basierend auf den tatsächlichen Speicherwerten des Speicherportfolios abgeleitet. Wie schon erwähnt, stellen die modellierten Langzeitsgasspeicher in dieser Arbeit einen möglichen Freiheitsgrad zur indirekten langfristigen Energiespeicherung vom Überschussstrom dar. Da die hier verwendete Variable Gasimport in der Realität auch zu einem gewissen Anteil aus der ausgespeicherten Gasmenge der Untertagesspeicher zur Deckung des Gasverbrauch besteht, wird nicht die volle Speicherkapazität der Erdgasspeicher für den hier erforderlichen Ausgleich berücksichtigt. Es wird lediglich ein Volumenanteil der tatsächlichen Gasspeicher in die nachfolgenden Untersuchungen integriert. Aus den ersten Voruntersuchungen resultierte, dass ungefähr 20% des tatsächlichen Speichervolumens für die Ausbilanzierung der Gasbilanzen verwendet werden. Damit das E/P-Verhältnis der hinterlegten Langzeitspeicher dem gleichen E/P-Verhältnis der tatsächlichen Gasspeicher entspricht, wird auch die Leistung entsprechend reduziert. Dementsprechend werden die in der Tabelle 4.30 angegebenen Grenzen für das Langzeitgasspeichermodell verwendet.

Eine weitere Möglichkeit, auf die Schwankungen in der Gasversorgung zu reagieren, ist, auf

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

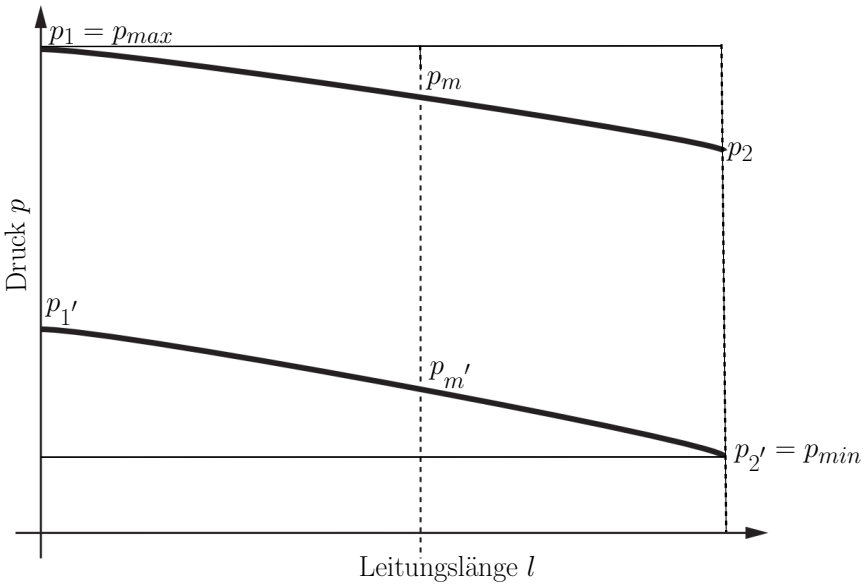


Abbildung 4.19: Druckverlauf entlang einer Speicherleitung erstellt nach [22]

die Speicherfähigkeit der Rohrleitungen zurückzugreifen. Rohrleitungen großen Durchmessers können ein gewisses Rohrvolumen zur Speicherzwecken nutzen. Durch Druckregelung der Leitungen kann ein Gasspeichervolumen in den Leitungen aufgebaut und abgebaut werden, wenn unterschiedliche Entnahme- und Einspeiseraten vorhanden sind. Wird der Druck der Leitungen erhöht, so kann eine größere Gasmenge in die Gasleitungen, als tatsächlich entnommen, aufgenommen werden. Diese Speicherfähigkeit der Rohrleitungen wird als Netzatmung und das tatsächliche in der Leitung vorhandene Gasvolumen als Linepack oder Leitungsinhalt bezeichnet. In der Abbildung 4.20 ist ein Druckverlauf einer Speicherleitung dargestellt. Wird die Leitung für den Gastransport mit dem unteren mittleren Druck $p_{m'}$ aus Abbildung 4.20 betrieben, kann zur Speicherung der Flächeninhalt p_1-p_2-$p_{1'}$-$p_{2'}$ genutzt werden. Dementsprechend kann ein Teil des Druckabfalls in der Rohrleitung für den Gastransport und der Rest für die Gasspeicherung verwendet werden. [22, S.268] Der für die Speicherung verfügbare Leitungsinhalt wird somit durch den maximalen möglichen mittleren Betriebsdruck und den für den Gastransport gewählten mittleren Betriebsdruck und das geometrische Volumen bestimmt. Demzufolge beeinflussen die Systembelastung, der Betrieb, sowie auch die Umgebungstemperatur den verfügbaren Leitungsinhalt. [100, S.39] Der österreichische Verteilergebietsmanager Austrian Gas Grid Management (AGGM) veröffentlichte die Statistik des Gasflusses für jeden Monat des Jahres für das Marktgebiet Ost und gemeinsam für die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol. [10] In diesem Report sind unter anderem der monatliche Leitungsinhaltaufbau und -abbau zusammengefasst. Der Leitungsinhaltaufbau ist das Resultat einer größeren Einspeisemenge als Entnahmemenge und der Leitungsinhaltabbau die Antwort auf eine größere Entnahmemenge als Einspeisemenege. [100, S.41] Der Leitungsinhaltabbau kann nur nach dem Leitungsinhaltaufbau erfolgen, somit können diese zwei Vorgänge einem „virtuellen Speicher“ für die Ausbilanzierung der Unausgeglichenheiten

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

zugeordnet werden. Werden der Leitungsinhaltaufbau mit Einspeicherung und der Leitungsinhaltabbau mit der Ausspeicherung eines Speichers gleichgestellt, kann basierend auf den Daten der AGGM ein auf den Monat bezogener Verlauf des Speicherbetriebs abgeschätzt werden. Dieser Verlauf wird nun zu einer Abschätzung der durchschnittlichen Kurzzeitschwankungen des Gassystems und des dafür notwendigen Kurzzeitgasspeichers, welches über das Gassystem zur Verfügung gestellt wird, herangezogen. In weiterer Folge wird davon ausgegangen, dass der gleiche Kurzzeitgasspeicher auch zur kurzzeitigen Speicherung des synthetisch erzeugten Gases herangezogen werden kann. Die Bestimmung des tatsächlich verfügbaren Leistungsinhaltes wird im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt.

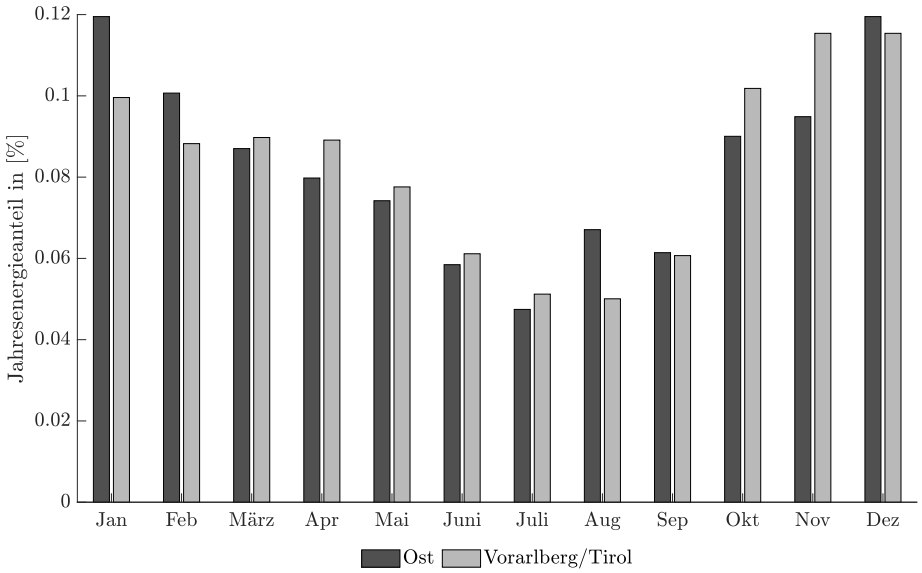


Abbildung 4.20: Die Jahresverteilung des aufgebauten Leitungsinhalts in den österreichischen Gasmarktgebieten für das Jahr 2016 erstellt nach [10]

Die zugehörigen Energievariablen des Speichermodells werden über das zugehörige Mengenelement für die Abbildung der Kurzzeitgasspeicher $st = \mathrm{ST}_{\mathrm{gas},2}$ und über den Set der relevanten Gasbilanzen $es \in GB$ definiert. Die für die Arbeit herangezogenen Werte der AGGM beziehen sich auf das Jahr 2016[44]. In der Abbildung 4.20 ist die Verteilung vom Leitungsinhaltsaufbau für die Marktgebiete bezogen auf den jährlichen aufgebauten Leitungsinhalt dargestellt. Basierend auf den zusammengefassten monatlichen Werten werden die Grenzen des Speicherinhaltes bestimmt. Die monatlichen Werte werden einer ausgespeicherten bzw. eingespeicherten Energie eines Speichers gleichgestellt, die auf die jährliche eingespeicherte bzw. ausgespeicherte Energie aufsummiert werden. Weiters wird aufgrund der Tatsache, dass die aufgebauten Energiemengen im Winter größer als im Sommer ausfallen, siehe Abbildung 4.20, angenommen, dass der Speicher eine durchschnittliche Vollzyklenzahl von 167 aufweist. Zusätzlich wird von einem E/P-Verhältnis von 12 h für einen Tag/Nacht-

[44] Derzeit ist kein öffentlich verfügbares Dokument auf der Homepage der AGGM verfügbar, welches die monatlichen Verläufe vom Aufbau und Abbau des Leitungsinhaltes aufzeichnet.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Ausgleich ausgegangen. Die resultierenden technischen Eigenschaften der Speicher, welche

Gasbilanz	Langzeitspeicher		Kurzzeitspeicher	
	E^S [GWh]	P^S [GW]	E^S [GWh]	P^S [GW]
Ost	18 355	7,2[45] | 8,9[46]	22,6	1,88
Tirol	-	-	1,46	0,12
Vorarlberg	-	-	1,46	012

Tabelle 4.30: Grenzen der modellierten Gasspeicher

den Lösungsraum des modellierten Gaskurzzeitspeicher beschränken, sind in der Tabelle 4.30 zusammengefasst.

Da das Gassystem auf drei Knoten reduziert wird, werden über den Speicherwirkungsgrad die Verluste des Transports, der Verdichtung und Speicherung vereint, und in Anlehnung an [49, S.134] auf 98,5% festgelegt.

4.8 Kopplungstechnologien

In folgenden Abschnitten wird die Parametrierung der für diese Arbeit selektierten Kopplungstechnologien beschrieben. Die Parametrierung baut auf den beschrieben Modellen der Kopplungstechnologien aus dem Abschnitt 3.10 auf.

4.8.1 Wärmepumpen

Basierend auf den Ausführungen bezüglich der Modellierung der Wärmepumpen im Abschnitt 3.10.1 sollen hier die relevanten Daten für die Parametrierung der Wärmepumpen vorgestellt werden. Es werden die relevanten Netzknoten, die herangezogene Leistungszahl, die technischen Grenzen und die relevanten Kostenparameter präsentiert. Für das Basis-Szenario wird ein vordefiniertes Wärmepumpenportfolio aufbauend auf den Jahresenergiewerten der herangezogenen regenerativen Erzeugungsszenarien aus [119] angenommen. In diesem Fall wird nur die Einsatzplanung der Wärmepumpen im Rahmen der Optimierungsuntersuchungen bestimmt. Werden die Grenzen der Wärmepumpen in weiteren Szenarien als Variablen definiert, so werden der Betrieb und der Ausbau im Rahmen der Ausbau- und Einsatzplanung abgeschätzt.

In [105], [122] und [25] wurde gezeigt, dass die dezentrale Kopplung des Strom- und Wärmesystems über Wärmepumpen die Energieautonomie und den Eigenverbrauch von ruralen

[45] Einspeicherleistung
[46] Ausspeicherleistung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

und urbanen Regionen erhöht. Infolgedessen soll hier aus der Sicht der übergeordneten Netzebene untersucht werden, inwiefern eine aggregierte Betrachtung der verteilten Wärmepumpensysteme die Nachhaltigkeit der gesamten Modellregion erhöhen kann.

Die in der vorliegenden Arbeit abgebildete Kopplung des Strom- und Wärmesystems über Wärmepumpen erfolgt über eine Kopplung aller Netzknoten, die als Lastknoten definiert sind, mit den vier Wärmebilanzen der dezentralen Wärmeversorgung. Demzufolge wird die Einspeisung der erzeugten Wärme über Wärmepumpen in das dezentrale Wärmesystem der Modellregion über die erstellte Koppelmatrix $\mathbf{M3}_{(k \times wb)}$, der Elemente $k \in K_L$ und $w \in WB_d$, erfasst. Diesbezüglich wird die regionale Zugehörigkeit aller Lastknoten bzw. der zugrunde liegenden Bundesländer zu den einzelnen Wärmebilanzen herangezogen. An insgesamt 38 Netzknoten wird ein möglicher Wärmepumpeneinsatz für das Basis-Szenario angenommen.

Der resultierende Wärmestrom der Wärmepumpen hängt von der tatsächlichen Leistungszahl und dem zugeführten Strom ab, siehe Gleichung 3.63. Die Leistungszahl ist Abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen der Wärmequelle und Wärmesenke. Kennlinien, die diese Abhängigkeit darstellen, wurden in [75, S.63] vermessen und präsentiert. Für die adäquate Berechnung des Wärmestroms bzw. der notwendigen elektrischen Leistung anhand der vermessenen Kennlinien muss allerdings zu jedem Zeitpunkt die Temperatur der Wärmequelle und Wärmesenke bekannt sein. Während der Erstellung dieser Arbeit konnten keine öffentlich verfügbaren Daten diesbezüglich recherchiert werden. Um dennoch ein temperaturabhängiges Verhalten der Leistungszahl im Modell abzubilden und nicht auf eine im Jahr konstante mittlere Arbeitszahl (AZ) zurückzugreifen, wird eine monatliche Arbeitszahl verwendet. Auf diese Weise können zumindest die saisonalen Schwankungen der Leistungszahlen, die nicht zu vernachlässigen sind[47], erfasst werden. Der Leistungszahlverlauf der Wärmepumpen wird somit als fester Parameter in Abhängigkeit der Laufvariable i für die Einsatzplanung herangezogen.

Die monatliche AZ wird aus den veröffentlichten monatlichen Arbeitszahlen vermessener Wärmepumpen in [75, S.47, S.52], die als Wärmequelle Luft, Erdreich und Wasser aufweisen, bestimmt. In [75, S.47, S.52] wurden monatliche Arbeitszahlen der vermessenen Wärmepumpen für drei aufeinanderfolgenden Jahre präsentiert. Als Wärmesenke agierte in fast allen gemessenen Objekten eine Fußbodenheizung. In der vorliegenden Arbeit werden unterschiedliche Wärmequellensysteme für den Einsatz von Wärmepumpen nicht weiter differenziert, sondern vielmehr durch das Bilanzsystem der abgebildeten Wärmeversorgung ein Mix an Wärmepumpen unterstellt. Deshalb wird aus den gemessenen mittleren monatlichen Arbeitszahlen der unterschiedlichen Wärmequellen aus [75, S.47, S.52] eine mittlere monatliche AZ bestimmt und diese im Modell verwendet. In Abbildung 4.21 ist der resultierende

[47] Entsprechend den Messungen in [75, S.47, S.52] liegt die monatliche Arbeitszahl der Wärmepumpen mit Erdreich als Wärmequelle zwischen 3,2 bis 3,9 und mit Luft als Wärmequelle zwischen 2,6 - 3,4.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

mittlere Jahresverlauf der monatlichen Arbeitszahl eines gemischten Wärmepumpenportfolios, basierend auf den monatlichen Arbeitszahlen aus [75, S.47, S.52], dargestellt. Im Vergleich dazu sind die mittleren monatlichen Arbeitszahlen der Erdreich- und Luftwärmepumpen abgebildet. Der Jahresverlauf der in Abbildung 4.21 dargestellten monatlichen Arbeitszahlen ist durch die unterschiedlichen Charakteristika der Wärmequellen geprägt. Grundsätzlich

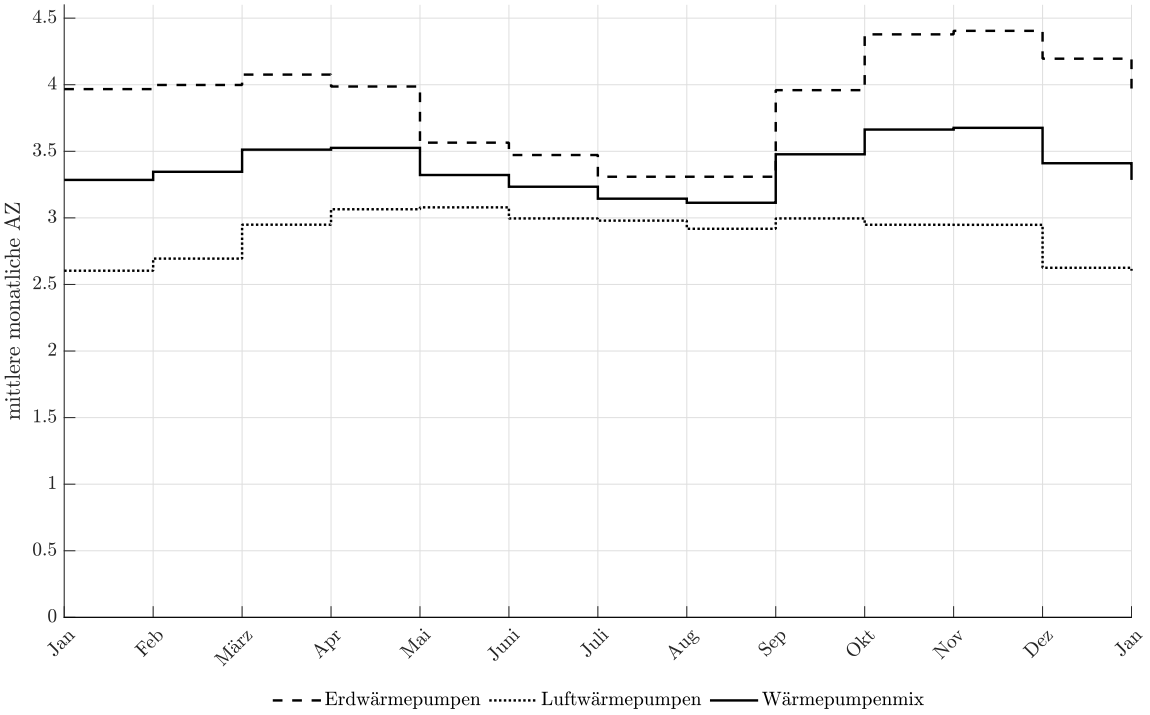


Abbildung 4.21: Mittlere monatliche AZ unterschiedlicher Wärmepumpen erstellt nach [75, S.47, S.52]

liegt die mittlere AZ der Luftwärmepumpe mit 2,89 [75, S.52] unter der mittleren AZ der Erdwärmepumpe 3,88 und Wasser-Wärmepumpe 3,71 [75, S.47, S.57]. Die ausgeprägt hohen monatlichen Arbeitszahlenwerte der Erdwärmepumpe im Herbst aus Abbildung 4.21 sind auf die noch aufgewärmte Wärmequelle Erdreich zurückzuführen. Demnach sind die resultierenden hohen monatlichen Arbeitszahlenwerte des Wärmepumpenmixes in der Heizperiode den Erdreichwärmepumpen zuzuschreiben. Die höchsten monatlichen Arbeitszahlen der Luftwärmepumpe sind in den Übergangszeiten aufgrund der geringen Temperaturdifferenz zu finden. Demgegenüber erreichen Luftwärmepumpen im Sommer und im Winter die geringsten Effizienzwerte. Grund dafür ist die hohe Temperaturdifferenz bzw. der Temperaturhub. Im Sommer erreicht auch die Erdwärmepumpe aufgrund des dominierenden Trinkwarmwasserenergie-Anteils in der Wärmebereitstellung und dem damit verbundenen hohen Temperaturwerten der Wärmesenke geringe monatliche Arbeitszahlenwerte. [75] Die resultierende mittlere Jahresarbeitszahl des vorgestellten Wärmepumpenmixes aus Abbildung 4.21 liegt bei ca. 3,5.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Im Falle, dass das Wärmepumpenportfolio als gegeben in die Optimierungsuntersuchungen übernommen wird, werden die Betriebsgrenzen der Wärmepumpen als vordefiniert berücksichtigt. Diesbezüglich wird die maximale jährlich erzeugte Wärmemenge der Wärmepumpen den angestrebten Energiewerten der regenerativen Erzeugungsszenarien gleichgestellt. Das herangezogen Erzeugungspotential für das Basis-Szenario beträgt 8,3 TWh und für das 2050-Szenario 13,8 TWh. Dieses Erzeugungspotential wird auf die einzelnen Netzknoten verteilt. Die Aufteilung basiert auf einer regionalen, bundeslandbezogenen Verteilung des Erzeugungspotentials und darauf aufbauend auf einer Zuweisung des resultierenden regionalen Potentials auf die Netzknoten. Dafür wird ein Verteilungsschlüssel je Bundesland basierend auf den Midi Szenarien [44, S. 192] des „REGIO Energy“ Projekts [48] herangezogen. Die letztendliche Verteilung des regionalen Potentials auf die Netzknoten basiert auf der gleichen Verteilung wie die schon zuvor im Abschnitt 4.2.2 beschriebene Verteilung des vordefinierten Stromverbrauchs je Bundesland auf die Netzknoten. Es wird somit von einer linearen Steigerung des Stromverbrauchs auf die Netzknoten durch den Wärmepumpeneinsatz ausgegangen. Die resultierenden Energiegrenzwerte der Wärmepumpen für das Basis-Szenario werden zwecks einer übersichtlicheren Darstellung aggregiert je Wärmebilanz und hinsichtlich der Wärmeerzeugung in der Tabelle 4.31 dargelegt. Im Rahmen der Ausbau- und Einsatzplanung wird jedoch der jährliche Strombezug über $\overline{E}_{el}^{WP}(k)$, wie in Gleichung 3.66 dargelegt, beschränkt. Die Grenzen der jährlichen Bezugswerte werden basierend auf den Wärmeerzeugungspotentialen und der resultierenden durchschnittlichen Jahresarbeitszahl umgerechnet. Die installierte elektrische Leistung, welche als obere Grenze über $\overline{P}_{el}^{WP}(k)$ in das Modell integriert wird, basiert auf diesen jährlichen Bezugswerten und wird über angenommene VLST von 2000 h/a umgerechnet. Wird das Wärmepumpenportfolio im Rahmen

Wärmebilanz	Ost	Mitte Ost	Mitte West	West	**Gesamt**
			$\overline{Q}_{th}$ [TWh]		
Dezentral	3,44	2,92	1,03	0,91	**8,3**

Tabelle 4.31: Energiegrenzen der Wärmeerzeugung von Wärmepumpen für das Basis-Szenario

der Jahresplanung bestimmt, so resultieren die Leistungsgrenzen, $\overline{P}_{el}^{WP}(k)$ bzw. $\overline{\dot{Q}}_{th}^{WP}(k)$, der Wärmepumpen aus den Optimierungsergebnissen und werden dementsprechend als Variablen definiert. Dabei werden die anfallenden Annuitäten in der Zielfunktion berücksichtigt. Für die Berechnung der jährlichen Annuitäten werden Investitionskosten nach [103, S. 79] von $1270 \frac{€}{kW_{th}}$, Betriebs- und Wartungskosten von $38,2 \frac{€}{kW_{th}a}$ und eine Abschreibungsdauer

[48] „Die drei Zukunftsszenarien Mini, Midi und Maxi bauen im Fall der Umgebungswärme auf einer Fortsetzung der Marktdiffusion des Jahres 2008 (Startwert) mit einer Steigerung der jährlich neu installierten Anlagen mit 3% pro Jahr (Mini Szenario), mit 5% pro Jahr (Midi Szenario) und mit 10% pro Jahr auf. Diese Annahmen lassen sich aufgrund der historischen Marktentwicklung und des sich ergebenden Endwertes für 2020 als machbare Entwicklungspfade bezeichnen.“ [44, S. 132]

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

für die Berechnung der jährlichen Annuitäten von 20a angenommen.

4.8.2 E-Kessel

Über den Modellkomponententyp E-Kessel soll eine weitere Kopplung zwischen dem Strom- und Wärmesystem im Rahmen eines zusätzlichen Szenarios untersucht werden. Über E-Kessel soll bestimmt werden, inwiefern der überschüssige Strom der Modellregion in das zentrale Wärmesystem bzw. Fernwärmesystem integriert werden kann. Basierend auf den Ausführungen über die Abbildung der E-Kessel im Energiesystemmodell im Abschnitt 3.10.1 sollen hier die relevanten Daten für die Parametrierung vorgestellt werden. Es werden die relevanten Netzknoten, der Wirkungsgrad und die Kostenparameter diskutiert.

Die Verfügbarkeit der E-Kessel wird an jenen Netzknoten des Stromnetzes, an denen Wärmekraftwerke mit Wärmeauskopplung installiert sind, angenommen. Diese Netzknoten bieten sich aufgrund schon vorhandener Einspeisequellen in das Fernwärmesystem und der dafür notwendigen Infrastruktur als potentielle Platzierungsmöglichkeiten der E-Kessel an. Demzufolge resultiert die Mengengleichheit $K_{EB} = K_{WK}$. Die Kopplung des Stromsystems über E-Kessel mit dem Wärmesystem wird demzufolge über die gleiche Zuordnungsmatrix sichergestellt, die zur Abbildung der Einspeisung des ausgekoppelten Wärmestroms der Wärmekraftwerke mit KWK in die zentralen Wärmebilanzen herangezogen wird. Infolgedessen resultiert auch $\mathbf{M4}_{(k \times wb)} = \mathbf{M1}_{(k \times wb)}$.

Der Wirkungsgrad η_{EB} wird in Anlehnung an [46, S. 158] auf 97% festgelegt.

Die für die Szenarien erforderlichen bzw. notwendigen Installationsgrößen der E-Kessel werden im Rahmen der Jahresplanung bestimmt. Demzufolge resultiert die obere Leistungsgrenze, $\overline{P}_{el}^{EB}(k)$, des E-Kessel-Modellkomponententyps aus den Optimierungsergebnissen und wird für die Ausbau- und Einsatzplanung als Variable definiert. Für die Berechnung der jährlichen Annuitäten werden Investitionskosten nach [46, S. 158] von $180 \frac{€}{kW_{el}}$ angenommen, 2% der Investitionskosten werden für die Betriebs- und Wartungskosten veranschlagt und eine Abschreibungsdauer für die Berechnung der jährlichen Annuitäten von 20a angenommen.

4.8.3 Power-to-Gas

Basierend auf den im Abschnitt 3.10.2 vorgestellten Modellierungsansätzen von Power-to-Gas sollen hier die relevanten Daten für die Parametrierung des P2G-Komponententyps vorgestellt werden. Es werden die Wasserstoffbeimischwerte, die relevanten Netzknoten, die herangezogenen Wirkungsgrade und die Kostenparameter diskutiert.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek WIEN Your knowledge hub

Die Modellkomponente Power-to-Gas erhöht durch die einzelnen Verwertungsmöglichkeiten und den resultierenden Verknüpfungen der Energiesysteme den Besetztheitsgrad der Nebenbedingungsmatrix. Aus diesem Grund wird die Platzierung bzw. die mögliche Installation der P2G-Anlage nur an bestimmten Netzknoten des Stromsystems berücksichtigt. Diesbezüglich werden Netzknoten basierend auf der Erfüllung einer der folgenden Kriterien festgelegt:

- Nähe zu den Gasspeicher und Förderstätten,
- Nähe zu fossil befeuerten Wärmekraftwerken,
- Nähe zu Industriewerken mit hohem CO_2-Ausstoß und Biogasanlagen.

Die Diskussion der angegebenen Kriterien wird nachfolgend vorgestellt.

Durch ein räumlich ausgedehntes Erdgasnetz in Österreich bestehend aus Transport- und Verteilleitungen ist die Erdgasversorgung von Österreich sichergestellt. Aufgrund der geringen heimischen Erdgasförderung wird der Großteil des verbrauchten Erdgases aus Russland über ehemalige Sowjetstaaten und letztendlich Slowakei sowie aus Norwegen über Deutschland importiert. Zudem dient Österreich als Erdgas-Transitland. Über die Transportleitungen wird das importierte Gas im Osten und Norden des Landes vorwiegend in den Süden des Landes, nach Italien, weiter exportiert. [41] Das 46 233 km [40] lange Verteilnetz ist für den inländischen Transport und Verteilung des Erdgases zuständig. Die heimische Erdgasversorgung wird zusätzlich durch die vorhandenen Porenspeicher, dessen Verortung in Abbildung 4.18 zusammengefasst ist, unterstützt. Das nutzbare inländische Speichervolumen betrug 2018 8,1 Mrd. m^3 bzw. 91,7 TWh[49] [31]. Nur mit diesem Speichervolumen wäre eine komplette Deckung des hier untersuchten restlichen Strom- und Wärmebedarfs des Basis-Szenarios über die modellierten Wärmekraftwerke und Gasfeuerungsanlagen möglich.

Im Abschnitt 3.10.2 wurden die Kriterien zur Einspeisung regenerativer Gase in das Erdgasnetz hinsichtlich dem erlaubten Wasserstoffanteil nach den ÖVGW Richtlinien G31 und G B220 vorgestellt. Diese Richtlinien verfolgen das Ziel der Einhaltung brenntechnischer Kriterien des eingespeisten Gases. Eine weiter Einschränkung für die Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz bezieht sich auf materialbezogenen Grenzen der Erdgasinfrastrukturkomponenten hinsichtlich der Wasserstoffverträglichkeit. Als Beispiel seien die Erdgasfahrzeuge zu erwähnen, für die gemäß der ECE Regel R110 der Wasserstoffanteil auf 2 Vol.-% H_2 [37] begrenzt ist. Durch diese Grenze sollen Schäden an den Wasserstofftanks vermieden werden. Die Wasserstoffverträglichkeit der Komponenten der Gasinfrastruktur ist Gegenstand der Forschung. In [49, S.37-107] wurden diesbezüglich der Stand der Technik und der Forschungsbedarf einzelner Infrastrukturkomponenten zusammengestellt. Aus [49, S.37-107] resultiert, dass bei den meisten Komponenten eine Verträglichkeit bis zu 10 Vol.-% H_2 möglich wäre.

[49] Bezogen auf den vorgegeben Verrechnungsbrennwert der E-Control aus 2019 [33].

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek WIEN Your knowledge hub

Anpassung und Regelungsbedarf existiert bei Verdichtern, Gasturbinen, Prozessgaschromatographen und Erdgasfahrzeugmotoren und -tanks. Allerdings wird in [49, S.37-107] erwähnt, dass Lösungen für höhere H_2-Beimischwerte für diese Komponenten schon existieren. Besonderer Forschungs- und Untersuchungsbedarf existiert bei Speichern, insbesondere werden in [49, S.48] Porenspeicher hervorgehoben.

Im Projekt „Underground Sun Storage“ [112] wurde die Speicherung von Erdgas in Kombination mit Wasserstoff mit dem Beimischverhältnis 10 Vol.-% H_2 in einem Feldversuch der ehemaligen Erdgaslagerstätte des Speicherbetreibers Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) getestet. Eine Speicherung von Erdgas und dem oben genannten H_2-Beimischgrenzwert konnte im Rahmen des Projektes nachgewiesen werden. Zudem wird in [112, S.14] folgendes Resümee festgehalten: „Für die untersuchten geochemischen, geophysikalischen und materialtechnischen Rahmenbedingungen ist keine Beeinträchtigung der Speicherintegrität bei Wasserstoffbeimengungen von 10% bzw. 10 bar Wasserstoffpartialdruck zu erwarten. Bei der erstmaligen Beaufschlagung des Reservoirs mit Wasserstoff wird es zu Initialeffekten kommen. Insbesondere über die Löslichkeit von Wasserstoff im Lagerstättenwasser und mögliche Folgereaktionen sind weitere Untersuchungen angebracht.“. Demzufolge wird in der vorliegenden Arbeit in Szenarien einer reinen Wasserstofferzeugung eine Beimischgrenze v_{H2} von 4 Vol.-% H_2 und 10 Vol.-% H_2 untersucht. Auch wenn die einzelnen Materialien für höhere H_2-Konzentrationen noch nicht ausgelegt sind, wird in einem weiteren Szenario ein zukünftig angestrebter Beimischwert von 20 Vol.-% H_2 hinsichtlich der Auswirkung auf die Einsatzplanung der Modellkomponenten der gekoppelten Strom- und Wärmesysteme, untersucht.

Durch die Positionierung der P2G-Anlagen in die Nähe der Gasspeicher und Produktionslagerstätten können die Beimischgrenzen durch Anpassung des Erdgasdurchflusses der Gasbilanzen „leicht“ realisiert werden. Dadurch könnte eine zeitliche Entkopplung der Beimischabhängigkeit vom Erdgasverbrauch des Strom- und Wärmesystems realisiert werden. Zudem ist auch eine lokale Speicherung vom Erdgasgemisch durch die Nähe zu den Gasspeichern gegeben. Diesbezüglich wird die reale Verortung dieser Anlagen, basierend auf der zusammengefassten Erdgasinfrastruktur Österreichs in [9], für die Auswahl der P2G-Netzknoten herangezogen.

Im Falle des weiteren Umwandlungsschrittes zu Methan ist eine CO_2-Quelle notwendig. Potentielle Quellen vo CO_2-reichen Gasströmen stellen Gasströme aus Verbrennungsprozessen der Energieversorgung oder der Industrieprozessgase dar. [59, S.81] In dieser Hinsicht zählen die CO_2-Gasströme, die bei Herstellung von Biogas, Klärgas und Bioethanol und Vergasung von Biomasse anfallen, als nachhaltige CO_2-Quellen. Dabei wird besonders dem CO_2, welches bei der Biogaserzeugung anfällt und durch den Gasaufbereitungsprozess für die Biogaseinspeisung extrahiert wird, große Bedeutung für die weitere Methanisierung, zugeordnet. [76, S.336] [59, S.86] [49, S.126] Weiters kann das hergestellte Rohbiogas der

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Biogasanlage direkt mit dem Wasserstoff im Reaktor in Verbindung gebracht werden. Auf diese Weise würde der Aufbereitungsprozess ausgelassen werden. [76, S.336] Derzeit speisen vierzehn Biogasanlagen [9] das erzeugte Biogas in das Erdgasnetz ein, dementsprechend werden vierzehn Biogasaufbereitungen in Österreich diesbezüglich herangezogen. Biogasanlagen werden jedoch in Österreich immer noch vorwiegend zur Stromerzeugung eingesetzt.

CO_2, welches bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe zur Strom- und Wärmeerzeugung ausgeschieden wird, kann auch für die weitere Methanisierung herangezogen werden. Allerdings ist der Betrieb der fossil befeuerten Anlagen an den Energiebedarf gekoppelt, welcher in den Winterperioden stärker ausgeprägt ist als im Sommer. Dementsprechend liefern diese Anlagen keinen gleichmäßigen CO_2-Strom.

Als weitere relevante CO_2-Quelle gilt anfallendes CO_2 unterschiedlicher Industrieprozesse. Hierbei sind besonders Zement-, Eisen- und Stahlindustrie anzuführen. [59, S.83] Stahl- und Eisenproduktion ist in Österreich auf die Standorte Linz und Donauwitz beschränkt. Die Zementindustrie umfasst zwölf Standorte, die in allen Bundesländern außer in Vorarlberg und Burgendland vertreten sind. Im Vergleich zu den CO_2-Gasströmen der Biogasanlagen weisen ausgeschiedene Gasströme der Verbrennungsprozesse und der Industrieprozessgase eine geringere CO_2-Konzentration auf, welche erst durch kostenintensiven Aufwand für die die weitere Methanisierung aufbereitet werden müssen.

Aufbauend auf den obigen Darlegungen wird für die weitere Auswahl der relevanten P2G-Netzknoten in Bezug auf die CO_2-Quellen auf die Nähe der Netzknoten des Stromsystems zu den Biogaseinspeiseanlagen basierend auf [9], die Nähe zu den Industriezentren basierend auf [117] und die Nähe zu den implementierten Wärmekraftwerken aus 4.25 geachtet. Die letztendliche Positionierung der P2G-Anlagen ist in der Tabelle 4.32 zusammengefasst und der Zusammenhang für die Zuordnung angegeben. Die Einspeisung von synthetisch erzeug-

Netzknoten	Speicher- und Produktion	CO_2-Quellen
UW Bisamberg	1a | 1b	2b
UW Ernsthofen	1a | 1b	2a | 2b | 2c
UW Salzburg	1a | 1b	2a | 2b | 2c
UW Hausruck	1a	
UW Dürnrohr		2b
UW Kainachtal		2a | 2b | 2c
UW Zell am Ziller		2a | 2c
UW Bürs		2a
UW Neusiedl	1b	2a

Tabelle 4.32: P2G-Netzknoten: Gasinfrastruktur = 1: a) Speicher, b) Produktion; CO_2-Quellen = 2: a) Biogasaufbereitung, b) Wärmekraftwerke c) Industrie

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

tem Gas in das Gassystem der Modellregion wird über die erstellte Koppelmatrix $\mathbf{G3}_{(k\times gb)}$, der Elemente $k \in K_{P2G}$ und $gb \in GB$, geregelt. Diesbezüglich wird die regionale Zugehörigkeit der in der Tabelle 4.32 zusammengefassten Netzknoten bzw. der zugrunde liegenden Bundesländer zu den einzelnen Gasbilanzen herangezogen.

Das im Abschnitt 3.10.2 implementierte Power-to-Gas-Modell ist analog zu allen anderen Modellkomponenten hinsichtlich der Leistung und in diesem Fall hinsichtlich der elektrischen Bezugsleistung beschränkt. Im Falle der weiteren Umwandelung zu Methan ist der erzeugte Methanstrom hinsichtlich der installierten Leistung der Methanisierungsanlage begrenzt. Dementsprechend sind die Grenzen des Lösungsraumes der erzeugten Gasströme gemäß den Darlegungen in 3.10.2 über die Kenngrößen $\overline{P}_{el}^{P2G}(k)$ und $\overline{\dot{Q}}_{H2}^{CH4}(k)$ definiert und werden im Rahmen der Jahresplanung bestimmt. Die zugehörigen Energievariablen des Power-to-Gas-Modells werden über die Menge der relevanten Netzknoten $k \in K_{P2G} \subset K$, angeführt in der Tabelle 4.32, definiert.

Auch bei diesen Modellkomponenten wird von einem Lastwechselfaktor $LWF = 0,2$, analog zum angesetzten Lastwechselfaktor der Wärmekraftwerke, ausgegangen. Der Faktor entspricht einer Anfahrdauer der Anlagen von 5h.

Der hier verwendete Brennwert $H_{s,CH4}$ des Erdgases entspricht dem durchschnittlichen Brennwert der Gasmarktgebiete in Österreich und beträgt gemäß den Daten der E-Control aus [33] 11,28 kWh/m^3.

Die Elektrolysesysteme AEL und PEM weisen ungefähr ähnliche Wirkungsgrade auf. Basierend auf unterschiedlichen Literaturquellen [76, S.423-425] [59, S.64] [49, S.133-134] wird für die Parametrierung ein mittlerer Wirkungsgrad der Wasserstoffherstellung von $\eta_{H2} = 70\%$ angenommen. Ebenso wird aufbauend auf [76, S.423-425] und [49, S.133-134] ein mittlerer Wirkungsgrad der weitergehenden Umwandlung, Methanisierung, von ca. $\eta_{SNG} = 80\%$ berücksichtigt. Daraus resultiert ein Gesamtwirkungsgrad der Umwandlungskette bis hin zu Methan von ca. 56%. Die Kostenparameter für die Berechnung der Annuitäten werden analog zu den elektrischen Kurzzeitspeicherkosten aus der „Agora Energiewende Speicherstudie“ [4] entnommen. Die herangezogenen Kostenparameter der Studie beziehen sich auf den zeitlichen Horizont 2033 und sind in der Tabelle 4.33 zusammengefasst. Für die Berechnung der Annuitäten werden Mittelwerte der angegebenen Kostenparameter aus der Tabelle 4.33 herangezogen.

Komponenten	Investitionskosten	Fixkosten[50]	Nutzungsdauer
Elektrolyse	400-700 $\frac{€}{kW}$	2%	25a
Elektrolyse + Methan	700-900 $\frac{€}{kW}$	2%	25a

Tabelle 4.33: Kostenparameter von Power-to-Gas nach [4, S. 128]

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Die Wirkungsgrade der Umwandlungsprozesse werden in entsprechenden Bilanznebenbedingungen 3.73 und 3.4 berücksichtigt und bei der Umrechnung der installierten Leistungen der Umwandlungseinheiten auf die installierte elektrische Bezugsleistung für die Bestimmung der jährlichen Gesamtkosten angewendet. Das erzeugte synthetische Gas wird dem Gesamtsystem gutgeschrieben und deshalb mit dem Gaspreis mit negativem Vorzeichen in die Zielfunktion aufgenommen. Das erzeugte synthetische Gas wird in der vorliegenden Arbeit als Substitut des bezogenen fossilen Erdgases der abgebildeten Gasbilanzen ausgeführt. Dadurch soll ein Anreiz für die Installation von P2G-Anlagen geschaffen werden. Dementsprechend wird der Erlöspreis dem herangezogenen Erdgaspreis gleichgestellt. Weiters werden die notwendigen Stoffströme wie Wasser und CO_2 in der Zielfunktion nicht als weitere Kostenparameter aufgenommen. Es wird vereinfachend angenommen, dass die Kosten für diesen Bezug mit den möglichen Erlösen der weiteren Umwandlungsprodukte wie Wärme und Sauerstoff, siehe dafür 3.10.2, kompensiert werden können.

Die Einspeisung des erzeugten synthetischen Gases in die Gasbilanzen ist durch das modellierte Gassystem limitiert, die Wasserstoffmenge der Modellkomponente Wasserstoffverkauf hingegen nur über den Strombezug des Elektrolysesystems und der Menge des eingespeisten Gases in die Gasbilanzen. Damit durch die anfallenden Erlöse der Modellkomponente Wasserstoffverkauf, wegen dem abnehmendem Zielfunktionswert, nicht falsche Anreize zur Installation von P2G geschaffen werden, wird die jährlich verkaufte Wasserstoffmenge auf 25% der gesamten erzeugten Wasserstoffmenge limitiert. Dieser Koeffizient basiert auf Voranalysen der ersten Optimierungsergebnisse des Power-to-Gas Konzepts. Dementsprechend wird das P2G-Modell noch um folgende Nebenbedingung erweitert:

$$\begin{aligned} &\forall k \in K_{P2G}: \\ &H_{H2}^{P2V}(t_n,k) \leq v^{P2V} \cdot E_{el}^{P2G}(t_n,k) \cdot \eta_{P2G}, \end{aligned} \tag{4.19}$$

dabei entspricht v^{P2V} dem Begrenzungsfaktor des reinen Wasserstoffverkaufs.

4.9 Weitere steuerbare Maßnahmen im Stromsystem

Lastmanagement

Basierend auf den Ausführungen bezüglich der Modellierung der Lastmanagementmaßnahme im Abschnitt 3.11.1 sollen hier die relevanten Daten für die Parametrierung vorgestellt werden. Es werden die relevanten Netzknoten und die Grenzen der Lastmanagementmaßnahmen präsentiert.

[50] Bezogen auf Investitionskosten.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird die gezielte Änderung bzw. Steuerung des Stromverbrauchs zwecks Ausbilanzierung des Stromsystems als Lastmanagement bezeichnet. Dadurch sollen weitere Flexibilitätsmaßnahmen, die die Residuallast der Netzknoten des Stromsystems zu einem gewissen Teil ausgleichen können und dadurch den Engpässen im Netz entgegen wirken können, in die Untersuchungen dieser Arbeit eingeschlossen werden. Als oberste Zielsetzung dieser Maßnahmen wird weiterhin die Bewahrung einer hohen Nachhaltigkeit der Modellregion verfolgt.

Als Steuerung des Stromverbrauchs werden die zeitliche Verschiebung oder Abschaltung der Stromanwendungen verstanden. [78, S.23] Alle Wirtschaftssektoren können in dieser Hinsicht ihren Beitrag dazu leisten. Im Haushalt können diesbezüglich Haushaltsgeräte wie Waschmaschinen, Geschirrspülmaschinen, Wäschetrockner, Kühlanlagen, sowie das gesteuerte Laden der Elektrofahrzeuge eingesetzt werden. Auch Gewerbe und Dienstleistungen können über ähnliche Stromanwendungen ihren Beitrag dazu erbringen. Im Industriesektor können diesbezüglich die stromintensiven Industrieprozesse der Papier- und Pappeproduktion, Eisen- und Stahlherstellung, Bergbau, Steine und Erden, Chemieindustrie, Nichteisenmetallindustrie sowie Gießereien verschoben werden. Die stromintensiven Industriezweige eignen sich aufgrund höherer Anschlussleistung besonders zum Lastmanagement. [78] Grundsätzlich zählen auch Strom-zu-Wärme Anwendungen wie Warmwasserbereitstellung und Heizungsanlagen zu Lastmanagementmaßnahmen. Diese werden jedoch in der vorliegenden Arbeit gesondert untersucht.

Die maximal mögliche Verlagerungszeit und die maximal mögliche Verschiebeleistung der Modellkomponenten aus 3.11.1 begrenzen bei allen Wirtschaftssektoren die Lastmanagementmöglichkeiten. Das hinterlegte vordefinierte Lastprofil der Modellregion vereint alle Wirtschaftssektoren und basiert auch bei allen Netzknoten auf dem gleichen Lastgang, näheres dazu wurde in 4.2.2 vorgestellt. Eine separate und umfassende Unterscheidung der Lastmanagementmöglichkeiten der einzelnen Wirtschaftssektoren ist für diese Arbeit deshalb nicht möglich und für die Fragestellungen dieser Arbeit nicht zielführend. Zudem würde die Differenzierung der Lastmanagementmaßnahmen die Nebenbedingungsmatrix enorm vergrößern.

Das Lastmanagementpotential wurde für Österreich in unterschiedlichen Arbeiten untersucht und abgeschätzt. So werden z.B. in [121], [107], [43] oder [35] Lastmanagementmaßnahmen für den Haushalts-, Gewerbe- und Dienstleistungssektor untersucht. In [2], [26], [18] oder [1] werden Potentialwerte für den Industriebereich in Österreich angegeben. Allerdings verfolgen alle Studien unterschiedliche Zielsetzungen und Motivationen für die Anwendung vom Lastmanagement und der Bestimmung des nutzbaren Lastmanagementpotentials. Eine einheitliche Kennzahl über alle Wirtschaftssektoren bezogen auf eine maximale Spitzenlast konnte aus den Studien nicht abgeleitet werden. Dementsprechend wird für die vor-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

liegende Arbeit das für Österreich[51] angenommene mittlere Lastmanagementpotential der „Agora Energiewende Speicherstudie“ [4] herangezogen. Basierend auf den dort angegebenen Laststeuerungspotentialwerten für die Jahre 2023 und 2033 wird eine mittlere Leistung des Laststeuerungspotentials ermittelt und auf die in der Studie angegebene Jahreshöchstlast bezogen. Der Lastverschiebefaktor der Modellkomponente wird somit auf $c_{LSM} = 6\%$ festgelegt.

Die maximal erlaubten Verlagerungszeiten der Stromanwendungen sind auch von den Wirtschaftssektoren abhängig. Bei Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspülmaschinen stellt die Verlagerungszeit die von Nutzern maximal tolerierbare Zeitspanne für die Verlagerung der einzelnen Vorgänge dar. Das Lastmanagementpotential hängt auch hier direkt von der Einsatzhäufigkeit der Vorgänge ab. Kühl- und Klimageräte haben eine Verlagerungszeit des Stromverbrauchs, die die Nutzer nicht wahrnehmen und die mit der Größe des internen Speichers und interner Temperaturvorgaben korrelieren. Kühlgeräte besitzen eine zyklische Betriebsweise bestehend aus dem Ein- und Ausschalten, somit sind diese Geräte in der Lage, für eine gewisse Zeit die Stromaufnahmen zu unterbinden und diese unter Einhaltung der inneren Temperaturgrenzen zu einem späteren Zeitpunkt durch erhöhte Leistungsaufnahmen nachzuholen. Dabei agieren die Wärmekapazitäten der gekühlten Lebensmittel als „interne Speicher“. Die Ladesteuerung der Fahrzeuge hängt vom vorhandenen Speicherinhalt und der Verfügbarkeit der Fahrzeuge ab. Aus [81, S.2] resultiert, dass 85% aller Fahrzeuge aufgrund der Parklage eine Verfügbarkeit zum Laden von 00:00-04:00 aufweisen und mindestens 35% aller Fahrzeuge den ganzen Tag lang. Fahrzeuge, die sowohl zu Hause und am Arbeitsplatz parken, weisen nach [81, S.2] eine Mindestverfügbarkeit von ca. 70% auf. Für den Haushaltssektor sind die Verlagerungszeiten sehr stark von den Anwendungen abhängig und liegen gemäß [78, S.84] in einer Bandbreite von 2-24 h. In [121, S.153] werden sogar die Verschiebezeitpunkte für die Haushaltsgeräte auf 5 h beschränkt. Für den Industriebereich liegen diese nach [78, S.68] je nach Industriezweig zwischen 2 h und 4 h. Damit die Verlagerung für den Industriesektor nicht überschätzt wird, wird in dieser Arbeit von einer allgemeinen Verlagerungszeit von 5 h ausgegangen.

Die Lastmanagement Modellkomponente und alle relevanten Energievariablen werden für alle Lastknoten $k \in K_L$ definiert.

4.10 Systemkosten

In diesem Abschnitt werden die für die Zielfunktion herangezogenen Energiekosten und annuitätische Kosten vorgestellt.

[51] Die Laststeuerungspotentialwerte für Österreich werden in Anlehnung an die Entwicklung des deutschen Lastmanagement-Anteils der Agora Energiewende Speicherstudie abgeleitet. [4, S.77]

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

4.10.1 Energiekosten

Aus den Darlegungen in 3.1 ist ersichtlich, dass die variablen Kosten der steuerbaren Komponenten den wesentlichen Anteil der Gesamtsystemkosten ausmachen. Auch im Hinblick auf die Erfüllung der Zielsetzung dieser Arbeit werden alle anfallenden variablen Kosten in Relation zum Brennstoffpreis der fossilen Erzeugungsanlagen bzw. dem Erdgaspreis inkl. dem Preis für anfallendes CO_2 angesetzt, näheres diesbezüglich wurde in 3.1 diskutiert. Demzufolge unterliegt, unter anderem, der Einsatz der steuerbaren Modellkomponenten der in Tabelle 4.34 zusammengefassten Preise für Erdgas und CO_2.

Preise	Basis-Szenario	2050-Szenario
Erdgas $[\frac{€}{MWh}]$	33,4	38,2
CO_2 $[\frac{€}{tCO2}]$	33,5	88,0

Tabelle 4.34: Annahmen zum Erdgas- und CO_2-Preis gemäß [21]

Der verwendete Emissionsfaktor $\frac{\text{tCO2}}{\text{MWh}}$ für die Umrechnung der Kosten auf MWh beträgt 0,2. [36]

4.10.2 Annuitätische Kosten

Werden in den Szenarienuntersuchungen die Auswirkungen neuer, nicht vorhandener Modellkomponenten untersucht, so tragen die jährlich anfallenden Kosten bzw. die Annuitäten der ausgebauten Modellkomponenten einen nicht vernachlässigbaren Beitrag zu den Gesamtsystemkosten bei. Die Größe der installierten Speicher- und Umwandlungstechnologien wird somit bei minimalen Gesamtsystemkosten und Einhaltung der für die Komponenten relevanten Nebenbedingungen bestimmt. Die Annuitäten der Speicher- und Umwandlungstechnologien berücksichtigen dabei die anfallenden Investitionskosten I_0 und die jährlich relevanten Fixkosten c_{fix}, die den Betriebs- und Wartungskosten der Technologien entsprechen. Die annuitätischen Kosten werden somit über,

$$c_a = I_0 \cdot a + c_{fix}, \tag{4.20}$$

bestimmt. Der Annuitätenfaktor a wird über den Zinsfaktor q und die angenommene Nutzungsdauer der Technologien bestimmt,

$$a = \frac{(q-1) \cdot q^n}{(q^n - 1)}. \tag{4.21}$$

Der jährliche Zinssatz p entspricht dem mittleren Zinssatz der Agora Energiewende Speicherstudie [4] und beträgt 8%, welcher über $q = 1 + p$ den jährlichen Zinsfaktor bestimmt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Die jeweiligen Investitionskosten, sowie die Nutzungsdauer und die Fixkosten der einzelnen Technologien wurden in den oberen Abschnitten vorgestellt. Dabei werden für die Umwandlungstechnologien eine leistungsbezogene Annuität und für die Speichertechnologien eine energiebezogene und eine leistungsbezogene Annuität bestimmt. Einzig die elektrischen Kurzzeitspeicher werden über die energiebezogene Annuität durch ein fest vorgegebenes E/P-Verhältnis in die Zielfunktion übernommen. Diesbezüglich werden die anfallenden leistungsbezogenen Kosten der Umrichter über das E/P-Verhältnis auf die energiebezogenen Annuitäten umgerechnet.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

5 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden Ergebnisse unterschiedlicher Optimierungsszenarien diskutiert, welche aus der vorgestellten Modellierung der gekoppelten Energiesysteme der Modellregion sowie der definierten Zielfunktion aus Kapitel 3 und den hinterlegten Eingangsparametern aus Kapitel 4 resultieren. Dazu wird zunächst die Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems des Basis-Szenarios definiert. Anschließend werden die resultierenden Optimierungsergebnisse des Basis-Szenarios ausführlich analysiert. Die Ausgangslage des Basis-Szenarios dient als Referenz für alle nachfolgenden Szenarienuntersuchungen dieser Arbeit.

Das energieträgerübergreifende Energiesystemmodell wird angewendet, um die Bedeutung der Speicher- und Kopplungstechnologien zur Steigerung des regenerativen Erzeugungs/Last-Ausgleichs bzw. zur Minimierung der fossilen Strom- und Wärmeerzeugung gekoppelter Strom-, Gas- und Wärmesysteme abzuleiten. Dazu wird die Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems des Basis-Szenarios um neue bzw. geänderte steuerbare Modellkomponententypen des hinterlegten Energiesystems ergänzt. Auf diese Weise werden dezidierte Auswirkungen von neu erschlossenen bzw. geänderten Topologieelementen auf die gekoppelten Energiesysteme und die Nachhaltigkeit der Modellregion durch den Vergleich mit den Ergebnissen des Basis-Szenarios abgeleitet. Als neue bzw. ergänzte Topologieelemente des energieträgerübergreifenden Energiesystems, welche in Bezug auf das Basis-Szenario variiert und untersucht werden, zählen:

1. verteilte elektrische Kurzzeitspeicher,
2. Zubau von weiteren Pumpspeicherkraftwerken,
3. Wärmepumpen,
4. E-Kessel,

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

5. Power-to-Wasserstoff,
6. Power-to-Methan,
7. Lastmanagement,
8. vordefinierter Import/Export-Fluss,
9. elektrisches Übertragungsnetz,
10. fossile Wärmekraftwerke.

Die wirksamen Komponententypen des Basis-Szenarios werden im nachfolgenden Abschnitt 5.1 vorgestellt.

Die Wirkung der Technologie Power-to-Gas auf die Modellregion wird in der vorliegenden Arbeit, wie in 3.10.2 dargelegt, über mehrere Modellkomponenten erfasst und in einer Kombination dieser im Rahmen eigener Szenarienberechnungen untersucht. Demzufolge werden die Einheiten Power-to-Wasserstoff und Wasserstoff-Verkauf immer gemeinsam betrachtet. In diesem Zusammenhang werden auch drei weitere unterschiedliche Optimierungsszenarien, die sich in der maximalen Höhe des Anteils der Wasserstoffbeimischung für die Gaseinspeisung in das Gassystem unterscheiden, generiert.

Neben den typischen Speicher- und Umwandlungskomponenten werden weitere Modellkomponententypen des Stromsystems, die sich indirekt auf den Speicherungs- bzw. Verlagerungsbedarf im Stromsystem auswirken, im Rahmen weiterer Szenarienuntersuchungen aufgenommen und ihr Einfluss untersucht. So wird auch das Lastmanagement als eine weitere Flexibilitätsoption für die Kurzzeitschwankungen der Erzeugungs/Last-Bilanz des Stromsystems separat, sowie auch gemeinsam mit elektrischen Kurzzeitspeichern in einem eigenständigen Szenario, betrachtet. Der exogene Transitlastfluss hat einen Einfluss auf den resultierenden Lastfluss des Basis-Szenarios und dementsprechend auf die Einsatzplanung der Modellkomponenten des Stromsystems. Diese Beeinflussung wird im Rahmen eines eigenständiges Szenarios betrachtet. Der Ausbauzustand der fossilen Wärmekraftwerke und der Netzausbauzustand beeinflussen zusätzlich den ermittelten Flexibilitätsbedarf des Basis-Szenarios. Demzufolge werden unterschiedliche Ausbaustufen des elektrischen Übertragungsnetzes in Bezug auf die Entwicklung der Einsatzplanung einzelner Modellkomponenten und dementsprechend die Verwertung der Stromüberschüsse bzw. Entwicklung der Nachhaltigkeit der Modellregion im Rahmen von weiteren Szenarienuntersuchungen berücksichtigt. In allen weiteren Szenarienberechnungen wird jedoch der Netzzustand 2030 angenommen. Der zunehmende Rückgang fossiler Wärmekraftwerksleistung im Stromsystem wird im Rahmen neuer Szenarien simuliert und ihr Einfluss auf die gesamte Modellregion näher untersucht. Detaillierte Beschreibungen der einzelnen Szenarien werden in folgenden Abschnitten dieses Kapitels gegeben.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Alle Optimierungsergebnisse basieren auf Ergebnissen der geschlossenen Jahresplanung im 3 h-Raster mit anschließender rollierender 48h-Betriebsplanung im 1 h-Raster. Die Optimierungsergebnisse werden technologie- und komponentenscharf je topologischer Gliederungsebene der Energiesysteme, z.B. im Stromsystem je Netzknoten oder im Wärmesystem je Wärmebilanz, generiert. Wenn in der Diskussion der Resultate von Jahreszeiten gesprochen wird, dann sind es die meteorologischen Jahreszeiten, die jeweils drei vollständige Kalendermonate erfassen.

5.1 Basis-Szenario

In diesem Abschnitt wird das Basis-Szenario diskutiert. Das Basis-Szenario wird als jenes Szenario definiert, dessen zu untersuchte Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems aus vorbestimmten Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten der gekoppelten Energiesysteme besteht und in welchem kein Ausbau an weiteren steuerbaren Modellkomponenten berücksichtigt wird. Die Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems im Basis-Szenario stellt somit basierend auf den Annahmen der einzelnen Anlagenparks aus Kapitel 4 ein repräsentatives Abbild einer zukünftigen Energieversorgung der Modellregion dar. Der Ausbauzustand der nachhaltigen Erzeugungsformen des Strom- und Wärmesystems und die Verbrauchsentwicklung im Basis-Szenario basieren auf den vorgestellten regenerativen Erzeugungspotentialen 2030. Dementsprechend werden alle vordefinierten Zeitreihenwerte und die angenommenen Potentialgrenzen in den Nebenbedingungen nachhaltiger Erzeugungskomponenten auf das Jahr 2030 bezogen. Es zeigte sich im Rahmen von Voranalysen und -untersuchungen, dass die angenommene regenerative Erzeugung im 2050-Szenario deutlich den jährlichen Verbrauch übersteigt und somit viel Interpretationsspielraum in den Optimierungsergebnissen aufzeigt. Das Erzeugungspotential regenerativer Energieträger im 2030-Szenario reicht aus, um wesentliche Effekte des massiven Ausbaus erneuerbarer Erzeugungstechnologien auf die Komponenten der gekoppelten Energiesysteme abzuschätzen und die Bedeutung der Speicher- und Kopplungstechnologien zu bestimmen. Das hinterlegte Übertragungsnetz im Basis-Szenario entspricht dem modellierten Netzzustand 2030.

Im Basis-Szenario wird somit basierend auf der vorgestellten Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems in Abbildung 2.2 ein Energiepark bestehend aus Komponententypen der Tabelle 5.1 angenommen. In der Tabelle 5.1 wird zudem die Flexibilität der Komponenten für die Einsatzplanung im Rahmen der Optimierung zusammengefasst, indem der Betrieb der Modellkomponenten als vorgegeben bzw. festgelegt und frei steuerbar bzw. variabel definiert wird. Im Rahmen der Untersuchungen des Basis-Szenarios wird somit der Einsatz der flexiblen Modellkomponenten aus der Tabelle 5.1 abgeschätzt. Einzig wird noch die Größe der Wärmespeicher (Leistung und Energie) für den Ausgleich der jeweiligen Wärmebilanzen mitbestimmt und für alle weiteren Untersuchungen festgehalten. Die so

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Modellkomponententypen	Betrieb	
	variabel	festgelegt
Windkraft, Photovoltaik, Laufwasserkraft		x
Hydraulische Speicherkraftwerke	x	
Hydraulische Pumpspeicherkraftwerke	x	
Wärmekraftwerke (Biomasse und Erdgas)	x	
Wärmekraftwerke mit KWK (Biomasse und Erdgas)	x	
Transitlastfluss		x
Stromimport/Stromexport-steuerbar	x	
Abregelung	x	
Verbrauch (Strom und Wärme)		x
Wärmepumpen	x	
Solarthermie, Geothermie, Müll-Heizwerke		x
Heizwerke (Biomasse und Erdgas)	x	
Heizanlagen (Biomasse und Erdgas)	x	
Wärmespeicher	x	
Erdgasimport	x	
Erdgasspeicher	x	
Speicherfähigkeit vom Erdgasnetz	x	

Tabelle 5.1: Überblick über die wirksamen Modellkomponententypen im Basis-Szenario

ermittelte Wärmespeichergröße wird als fester Bestandteil des definierten Energieparks für die Modellregion weiter verwendet.

Basierend auf den Optimierungsergebnissen des Basis-Szenarios sollen zunächst die Auswirkungen der angenommenen Erzeugungspotentiale nachhaltiger Energieformen sowie des hinterlegten Übertragungsnetzes und des verfügbaren flexiblen Anlagenparks auf die Energiesysteme der Modellregion untersucht und analysiert werden. Die Optimierungsergebnisse des Basis-Szenarios werden in Ergebnisse des Strom- und Wärmesystems unterschieden. Nachfolgend werden zunächst die Optimierungsergebnisse des Stromsystems und dann des Wärmesystems vorgestellt. Die Auswirkungen auf das Übertragungsnetz werden aufbauend darauf separat diskutiert. Die Ergebnisse des Stromsystems werden zunächst aggregiert für die gesamte Modellregion und am Ende des Abschnittes für ausgewählte repräsentative Netzknoten diskutiert.

Stromsystem

Die Basis für die Einsatzplanung der steuerbaren Modellkomponenten des Stromsystems ist die zu deckende Residuallast. Allerdings beeinflusst der vordefinierte Wärmelastgang durch die indirekte Kopplung mit dem Wärmesystem über KWK-Anlagen und die direkte Kopplung über Wärmepumpen auch den steuerbaren Einsatz der Erzeugungstechnolo-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

gien des Stromsystems. Im Abschnitt 4.2.3 wurde die resultierende Residuallast der vordefinierten Erzeugungstechnologien und des Verbrauchs für das Basis-Szenario ausführlich diskutiert. Folgendes kann aus der Analyse der Residuallast des Stromsystem zusammengefasst werden: Die Defizitenergie bzw. die noch zu deckende Energie der Residuallast des Basis-Szenarios beträgt 17,1 TWh und wird im Rahmen der Einsatzplanung auf die steuerbaren Erzeugungskomponenten verteilt. Die resultierenden vordefinierten Stromüberschüsse der Residuallast betragen 6,4 TWh und liegen um ein Vielfaches über der Kapazität der vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke. Auch die resultierende maximale Überschussleistung der Residuallast entspricht fast der 1,4-fachen installierten elektrischen Pumpleistung. Aus der Jahresdauerlinie der Residuallast in Abbildung 4.5 folgt, dass sich in Summe die Residuallast in mehr als einem Drittel des Jahres im Überschuss befindet. Basierend auf der zeitlichen Verteilung der Residuallast in 4.4 folgt, dass die langen Stromüberschussphasen deutlich zeitlich verschoben von den Defizitphasen liegen. Auch die zeitliche Zerlegung der Residuallast über DFT legt nahe, dass saisonale Speicher von über 8 TWh notwendig wären, um die langzeitigen Leistungsschwankungen der Residuallast auszugleichen. Basierend auf den durchgeführten Voranalysen der Residuallast in 4.2.3 kann resümiert werden, dass sowohl leistungs- wie auch energiemäßig das Stromsystem durch den angesetzten Ausbau nachhaltiger Erzeugungstechnologien an seine Grenzen gebracht wird.

Für das Basis-Szenario können für die Deckung der Last die oben genannten steuerbaren Erzeugungstechnologien, Wärmekraftwerke und Speicherkraftwerke, eingesetzt werden. In Bezug auf die Ausregelung der Stromüberschüsse kann auf die installierten Pumpspeicherkraftwerke, Wärmepumpen, Abregelung und Export zurückgegriffen. Dass die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke die Residuallastgänge alleine nicht ausgleichen können, resultiert schon aus der ersten Abschätzung des Speicherbedarfs basierend auf der zeitlichen Verteilung der Residuallast des Stromsystems.

In Tabelle 5.2 sind die aggregierten Optimierungsergebnisse der steuerbaren Modellkomponenten mit entsprechender Vorzeichenrichtung des Energieflusses als eingespeiste bzw. verbrauchte Strommenge und die korrespondierenden durchschnittlichen Volllaststunden gegeben. Die Ergebnisse sind knoten- und komponentenscharf ermittelt, werden jedoch hier zur Übersicht, je Modellkomponententyp zusammengefasst. In Tabelle 5.2 werden auch die vordefinierten Jahreswerte der gesamten nachhaltigen Stromerzeugung und des Stromverbrauchs der Modellregion angegeben. Der resultierende Import im Basis-Szenario agiert als eine LF-regelnde Modellkomponente zur Reduktion des angenommenen vordefinierten Exportflusses für die Bewahrung der maximalen erlaubten Leitungsauslastungen. Die hinterlegten inländischen Kraftwerkskapazitäten der Modellregion reichen eigentlich aus, um die inländische Erzeugungs/Last-Bilanz bei Vernachlässigung des exogenen Transitlastflusses auszugleichen, siehe dazu 5.2. Basierend auf den Optimierungsergebnissen trägt die Stromerzeugung der hydraulischen Speicherkraftwerke mit 48% am höchsten zu der steuerbaren

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Komponententypen im Stromsystem	Jahresenergie [TWh]	Volllaststunden [h/a]
Speicherkraftwerke (JSP)	5,66	1107
Speicherkraftwerke (WSP)	0,75	1403
Speicherkraftwerke (TSP)	3,63	2574
Wärmekraftwerke mit KWK (Erdgas)	6,74	1179
Wärmekraftwerke ohne KWK (Biomasse)	0,98	3848
Wärmekraftwerke mit KWK (Biomasse)	3,13	5392
Export - steuerbar	-5,75	
Import - steuerbar	0,01	
Abregelung	-1,72	
Wärmepumpen	-2,37	1997
Pumpspeicherkraftwerke - Pumpen	-1,81	310
Pumpspeicherkraftwerke - Turbinen	1,44	227
Regenerative Erzeugung - vordefiniert	65,92	
Verbrauch - vordefiniert	-76,63	5957

Tabelle 5.2: Optimierungsergebnisse des Stromsystems im Basis-Szenario

Erzeugung bei, gefolgt von fossilen Wärmekraftwerken mit 32% und biogenen Wärmekraftwerken mit 20%. Die Bilanzgleichung über alle Modellkomponententypen ergibt einen Erzeugungsüberschuss von ca. 7,5 TWh, welcher in der Modellregion nicht eingesetzt wird. Das bedeutet, dass der resultierende Stromüberschuss, auch unter Berücksichtigung der steuerbaren Erzeugung, über dem vordefinierten Stromüberschuss liegt. Der Grund dafür liegt in der Stromerzeugung der Tages- und zum Teil der Wochenspeicherkraftwerke, näheres dazu wird in den folgenden Abschnitten diskutiert. Der überwiegende Anteil an Überschussenergie kann jedoch über das Übertragungsnetz transportiert werden und wird an den hinterlegten Import-/Exportknoten exportiert. Der Rest, ca. 23% muss aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden. Der fossile Lastdeckungsanteil des Stromsystems beträgt somit nur mehr 8,5% bezogen auf den gesamten Stromverbrauch inkl. der Speicherverluste. Der Großteil des Stromverbrauchs wird über nachhaltige Erzeugungstechnologien gedeckt. Gemäß den Daten der E-Control lag dieser Wert 2017 bei 20,4%[52] [30].

Fossile Wärmekraftwerke ohne Wärmeauskopplung werden aufgrund des geringen Gesamtwirkungsgrades im Vergleich zu KWK-Anlagen kaum eingesetzt. Aus diesem Grund sind sie auch nicht in der Tabelle 5.2 angeführt. Wärmekraftwerke mit KWK sind die einzig nennenswerte fossile Erzeugungsquelle. Die durchschnittlichen VLST der fossilen Wärmekraftwerke mit KWK betragen ca. die Hälfte der heutigen VLST, werden die aktuellen Werte der E-Control aus [30] herangezogen. Fossil befeuerte Wärmekraftwerke werden ausschließlich in den ersten und in den letzten Monaten des Jahres zum Einsatz gebracht, siehe dazu Abbildung 5.1. Der Einsatz der Wärmekraftwerke ist im Ausgleich der resultierenden Re-

[52] Der hierfür berücksichtigte Verbrauch besteht aus dem Inlandstromverbrauch und dem Verbrauch für die Pumpspeicherung [30].

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

siduallast und vor allem in der Deckung der Wärmelast des zentralen Wärmesystems zu finden. Die fossilen KWK-Anlagen arbeiten während ihrer Einsatzdauer fast ausschließlich im KWK-Betrieb. Nur an einzelnen Stunden im Jahr wird ein reiner Kondensationsbetrieb ausgeführt. Auch wird überwiegend der volle KWK-Betrieb der Anlagen herangezogen. Das bedeutet, es wird der komplette Dampf der letzten Turbinenschaufeln für die Wärmeauskopplung entnommen. Demzufolge wird auch nicht die volle installierte elektrische Leistung der KWK-Anlagen abgerufen. Die maximale elektrische Leistung des fossilen Wärmekraftwerksparks beträgt nämlich 87% der installierten elektrischen Leistung. Im KWK-Betrieb ist die maximale ausgekoppelte elektrische Leistung um den Stromverlustanteil für die Wärmeauskopplung in Bezug auf die installierte elektrische Leistung des reinen Kondensationsbetriebs vermindert, näheres dazu wurde in 3.6.2 ausgeführt.

Im Basis-Szenario wird annähernd das vollständige angenommene Biomassepotential bei Biomassekraftwerken mit Wärmeauskopplung zur Energieerzeugung ausgeschöpft. Biomassekraftwerke ohne KWK nutzen ca. 72% des angenommenen Potentials für die Stromerzeugung aus. Somit weisen Biomassekraftwerke mit KWK höhere VLST als Biomassekraftwerke ohne Wärmeauskopplung auf.

Zur übersichtlicheren Veranschaulichung werden nachfolgend in einigen Grafiken die Einsatzcharakteristiken der Modellkomponententypen im Tagesmittel dargestellt. Noch einmal soll erwähnt werden, dass alle präsentierten Optimierungsergebnisse eine zeitliche Auflösung von einer Stunde aufweisen. In Abbildung 5.1 werden die Tagesmittelwerte der aggregierten Erzeugungstechnologien für den Zeitraum von einem Jahr im Flächendiagramm eingetragen. Zum Vergleich dazu ist auch der Verlauf der Residuallast inkl. dem ermittelten Wärmepumpenlastgang im Verbrauchzählpfeilsystem in der gleichen Abbildung zu finden. Demgegenüber ist in der Abbildung 5.3 der Verlauf der aggregierten steuerbaren Verbrauchskomponenten im Tagesmittel dargestellt. In beiden Darstellungen 5.1 sowie 5.3 sind die Pump- und die Turbinenaktivitäten der PSP abgebildet.

Aus dem Flächendiagramm der Abbildung 5.1 kann die Aufteilung der Einsatzcharakteristik der steuerbaren Erzeugungstechnologien zur Deckung der Verbrauchslast abgeleitet werden. Im Winter, Ende Herbst und Anfang Frühling decken die Einsatzflächen der steuerbaren Erzeugungstechnologien die Restlast zzgl. dem Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke nahezu genau ab. Nur an einzelnen Tagen findet eine Überdeckung der Verbrauchslast statt, die sich in der Aktivität der Pumpspeicherkraftwerke und der Abregelung in diesen Jahresperioden widerspiegelt, siehe dazu Abbildung 5.3. Die Wärmekraftwerke weisen einen saisonalen Betrieb auf, welcher wie schon oben angedeutet den Jahreszeiten Winter und Herbst zuzuschreiben ist. Im Winter sind fossile Wärmekraftwerke mit KWK die dominante Erzeugungsquelle unter den steuerbaren Erzeugungskomponenten, gefolgt von der Erzeugung der Speicherkraftwerke bzw. der Jahresspeicherkraftwerke. Die mit Biomasse befeuerten Wärmekraftwerke werden im Winter unter Bandlast betrieben, im März, April, Mai und im

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

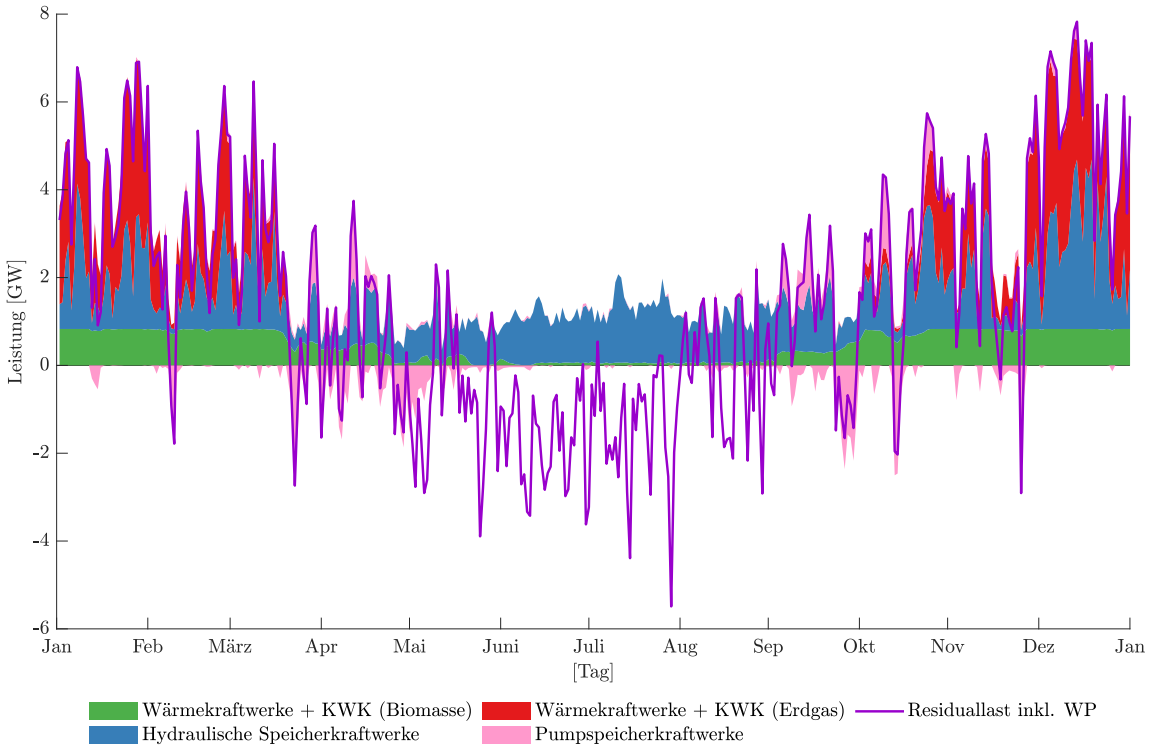


Abbildung 5.1: Einsatzcharakteristik der aggregierten steuerbaren Erzeugungstechnologien, der PSP und der Restlast als Tagesmittelwert

September in Teillast. In den Speicherkraftwerken wird annähernd der komplette natürliche Zufluss zur Stromerzeugung umgewandelt. Ein geringer Anteil (ca. 2%) des zugehörigen RAV wird im Rahmen der Einsatzplanung als Überlauf gesetzt. Aus dem mittleren Tagesleistungsverlauf der Residuallast aus Abbildung 4.4 ist ein vordefinierter Stromüberschuss besonders im Sommer ersichtlich, welcher jetzt zusätzlich durch die steuerbare Erzeugungskraft der Speicherkraftwerke verstärkt wird. Aufgrund des saisonalen Verlaufes des natürlichen Zuflusses, welcher kohärent mit dem natürlichen Zufluss der Laufwasserkraft ist, siehe dazu auch Abbildung 4.2, und der limitierten Beckengröße der Wochenspeicher und Tagesspeicher ist nur eine sehr eingeschränkte Steuerung der Stromerzeugung aus den Speicherkraftwerken möglich. Die angeführten Jahresfüllungen der modellierten Speicherkraftwerkskategorien aus 4.5.1 belegen besonders bei den Tagesspeicherkraftwerken eine zeitnahe Entladung der Becken. Die Jahresspeicherkraftwerke bieten hierbei die größte Flexibilität und werden im Sommer, wo der Stromüberschuss am größten ist, fast kaum zur Stromerzeugung eingesetzt. In Abbildung 5.2 ist der jährliche Füllstandsverlauf der aggregierten Speicherkraftwerke im zeitlichen Raster von 1 h dargestellt. Der dargestellte Speicherstandverlauf wird aufgrund der unterschiedlichen Beckengrößen der Speicherkraftwerke hauptsächlich durch den Speicherstandverlauf der Jahresspeicher bestimmt. Die Jahresspeicher werden wie aus der Abbildung 5.2 ersichtlich im Frühjahr und Sommer über den natürlichen Zufluss gefüllt. Die Abarbeitung des natürlichen Zuflusses der Jahresspeicherkraftwerke ist im Frühling und Sommer minimal. Im Oktober erreicht der aggregierte Speicherstand seinen Maximum. Danach er-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

folgt die Entleerung der Speicherbecken und die Abarbeitung des gespeicherten natürlichen Zuflusses über die Turbinensätze der Jahresspeicherkraftwerke. Demgegenüber produzieren die Tagesspeicher- und Wochenspeicherkraftwerke gerade ab Frühling bis in den Herbst überdurchschnittlich viel Energie.

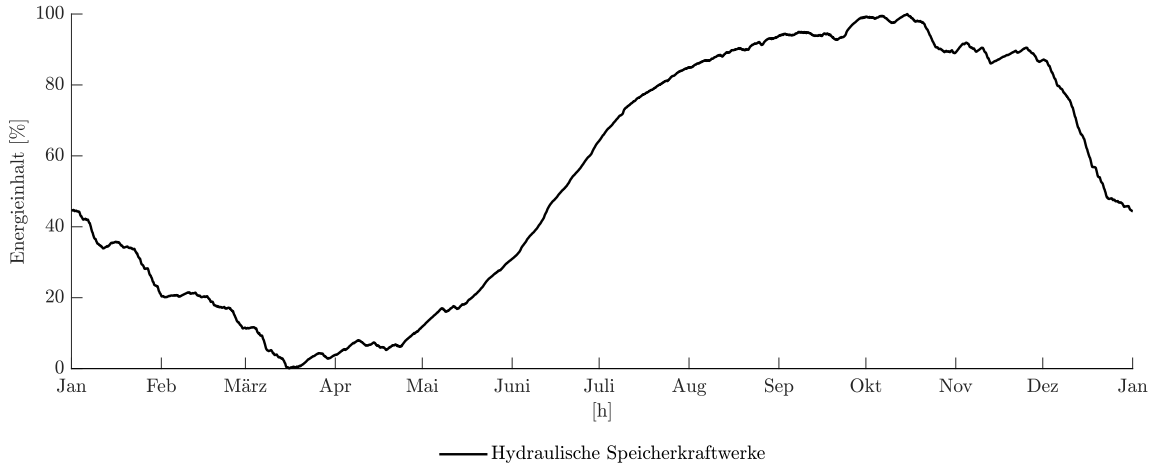


Abbildung 5.2: Zeitlicher Verlauf vom Speicherfüllstand der Speicherkraftwerke

Aufgrund der Nebenbedingung im Modell, dass der Füllstand am Anfang des Modellhorizonts gleich dem Füllstand am Ende des Modellhorizonts ist, wird am Ende des Jahres der Speicher nicht zur Gänze entleert.

Die hydraulischen Speicherkraftwerke dehnen somit im Frühling und Sommer die negative Residuallast weiter aus. Dadurch ist ein noch größerer Überschuss durch steuerbare Verbrauchskomponenten zu bewältigen. Der Einsatz von Wärmepumpen zur Wärmelastdeckung erhöht zwar zusätzlich den Stromverbrauch. Die Wärmepumpen folgen jedoch dem saisonalen Lastgang des Wärmesystems und können die hohen Stromüberschüsse im Sommer nicht in das Wärmesystem verlagern. Im Modell wird an jenen Knoten elektrische Leistung abgeregelt, welche aufgrund der Netzengpässe nicht in das Stromsystem integriert werden können. Der abgeregelte Strom ist einzig der vordefinierten Stromerzeugung der nachhaltigen Erzeugungstechnologien geschuldet. Demzufolge wird am „windstarken“ Netzknoten UW Neusiedl über 80% des jährlich abgeregelten Stroms abgeregelt. Aus diesem Grund verläuft die zeitliche Charakteristik der Abregelung analog der zeitlichen Charakteristik der Winderzeugung. Der größte Teil der nicht verwertbaren Stromüberschüsse entfällt auf den Stromexport. Der steuerbare Stromexport findet vorwiegend im Sommer statt, also jener Überschussanteil, welcher für die Ausbilanzierung der Erzeugungs/Last-Bilanz in der Modellregion nicht verwertet werden kann.

Als Ergänzung zur Einsatzcharakteristik der Modellkomponententypen aus Abbildungen 5.1 und 5.3 wird der Einsatz der Modellkomponententypen als geordnete Jahresdauerlinie in Abbildung 5.4 veranschaulicht. Aus der Analyse der Jahresdauerlinie der vordefinierten

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

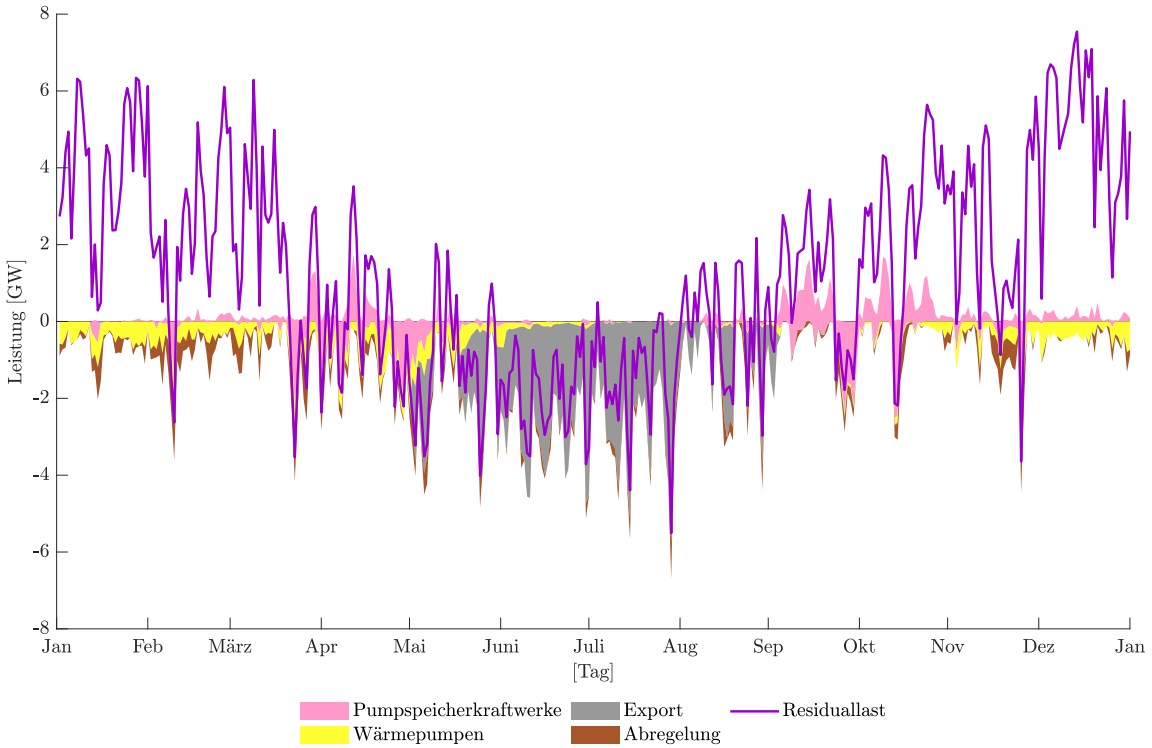


Abbildung 5.3: Einsatzcharakteristik der aggregierten steuerbaren Verbrauchskomponenten und der vordefinierten Residuallast als Tagesmittelwert

Residuallast in 4.2.3 folgt, dass die größte Fläche unter der Jahresdauerlinie dem aufzubringenden Energieanteil der Mittellastkraftwerke entspricht. Durch die zusätzliche, nur bedingt speicherbare, nachhaltige Stromerzeugung der Speicherkraftwerke und dem Stromverbrauch der Wärmepumpen ändert sich die zugrunde liegende Jahresdauerlinie der Residuallast aus Abschnitt 4.2.3. Anhand der geordneten Jahresdauerlinie in 5.4 kann der Mittellastanteil zum Teil den Speicherkraftwerken, den mit Biomasse befeuerten Wärmekraftwerken, und sogar fossilen Wärmekraftwerken zugeschrieben werden. Die hydraulischen Speicherkraftwerke decken auch den größten Anteil der noch verbleibenden Grundlast der Residuallast ab. Als Spitzenlastkraftwerke werden vorwiegend Pumpspeicher eingesetzt.

Wie schon in vorherigen Absätzen angedeutet, können Pumpspeicherkraftwerke aufgrund der begrenzten Speicherkapazität die auftretenden Stromüberschüsse in den lang andauernden Phasen des Überschusses nicht aufnehmen. Alleine im Sommer übersteigen die Stromüberschüsse die Kapazität der bestehenden PSP fast um den Faktor 10. Eine ähnliche Situation ist im Frühjahr auch vorhanden. Der zeitliche Verlauf des potentiellen Energieinhaltes und der hoch aufgelöste Leistungsverlauf der Turbinen und Pumpsätze der PSP in der Modellregion sind in Abbildung 5.5 dargestellt. Aus der Abbildung 5.5 ist ersichtlich, dass die PSP vorwiegend in den Übergangszeiten und teils auch im Winter aufgrund volatiler Charakteristik der Restlast eingesetzt werden. In diesen Zeiträumen wird der generierte Erzeugungsüberschuss der steuerbaren und vordefinierten Modellkomponenten durch

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

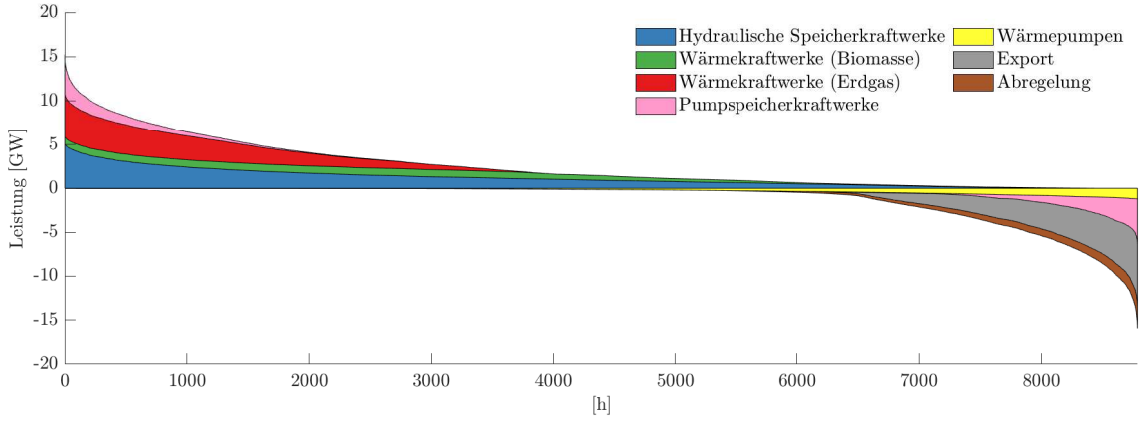


Abbildung 5.4: Jahresdauerlinie der steuerbaren Modellkomponententypen im Stromsystem

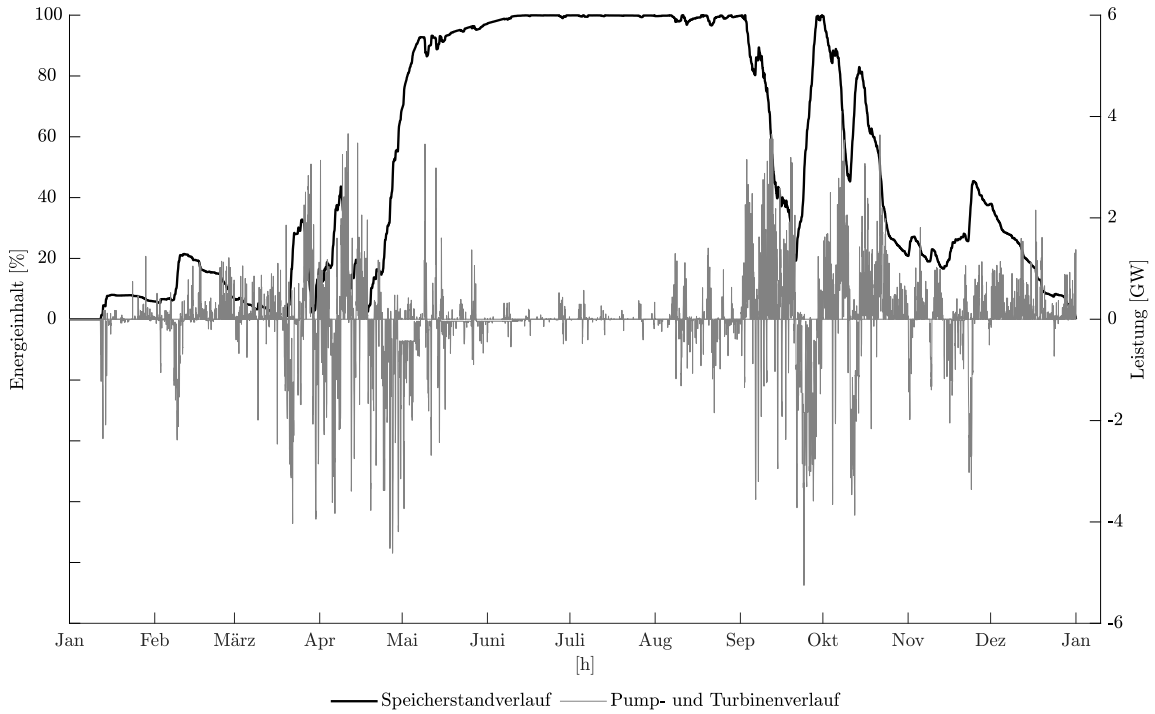


Abbildung 5.5: Leistungsverlauf der Turbinen- und Pumpleistung und zeitlicher Verlauf vom Speicherfüllstand der Pumpspeicherkraftwerke

den Einsatz der PSP ausgeglichen. Die Pumpspeicherkraftwerke werden Ende Frühling auf die maximale Speicherkapazität geladen und bewahren die aufgenommene Energie aufgrund des mangelnden Verbrauchs während der kompletten Sommerperiode. Im September werden PSP entladen und dann im Oktober wieder auf die maximale Speicherkapazität gefüllt. Allerdings wird jetzt der maximale Energieinhalt nur einige Tage bewahrt, bis es zu weiteren Entladungen des Speichers kommt. Die komplette Vollzyklenzahl der PSP beträgt 4,8. Diese Größe stellt die Anzahl der kompletten Lade- und Entladevorgänge der modellierten Pumpspeicherkraftwerke dar. Die fehlenden kurzzeitigen Schwankungen zwischen Erzeugung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

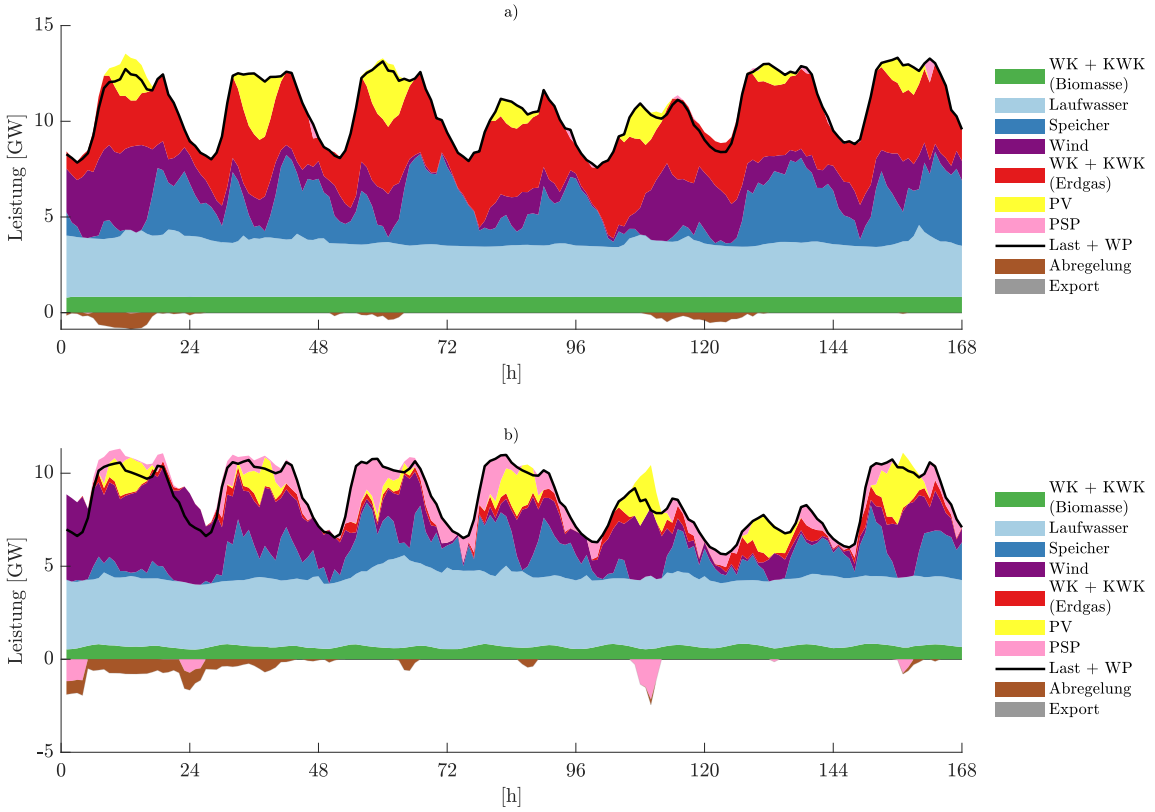


Abbildung 5.6: Einsatz der variablen Modellkomponententypen im Flächendiagramm am Beispiel a) einer Winterwoche b) einer Herbstwoche

und Verbrauch im Sommer und Winter verhindern somit einen breiteren Einsatz der PSP. Dabei muss festgehalten werden, dass die PSP in diesem Modell nur dem Ausgleich der Erzeugungs/Last-Bilanz und der Unterstützung in Vermeidung von Netzengpässen dienen. Das Agieren der PSP an unterschiedlichen Märkten und Erbringung von weiteren Systemdienstleistungen wie z.B. Bereitstellung von Regelleistung bzw. Regelenergie, Schwarzstartfähigkeit oder Bereitstellung von Momentanreserve, wird in dieser Arbeit nicht untersucht und nicht bewertet.

Die oben diskutierten Ergebnisse sollen zusätzlich über die stündlichen Einsatzcharakteristiken der Modellkomponententypen, dargestellt im Flächendiagramm, in Abbildungen 5.6 und 5.7 für jeweils eine Herbst-, Winter-, Frühling- und Sommerwoche untermauert werden. Der Einsatz der Wärmepumpen wird mit der vordefinierten Residuallastkurve addiert und gemeinsam als die zu deckende Restlast in den Abbildungen präsentiert. Die vordefinierten Erzeugungsgänge der Windkraft, Laufwasserkraft und Photovoltaik werden auch in den Abbildungen dargestellt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

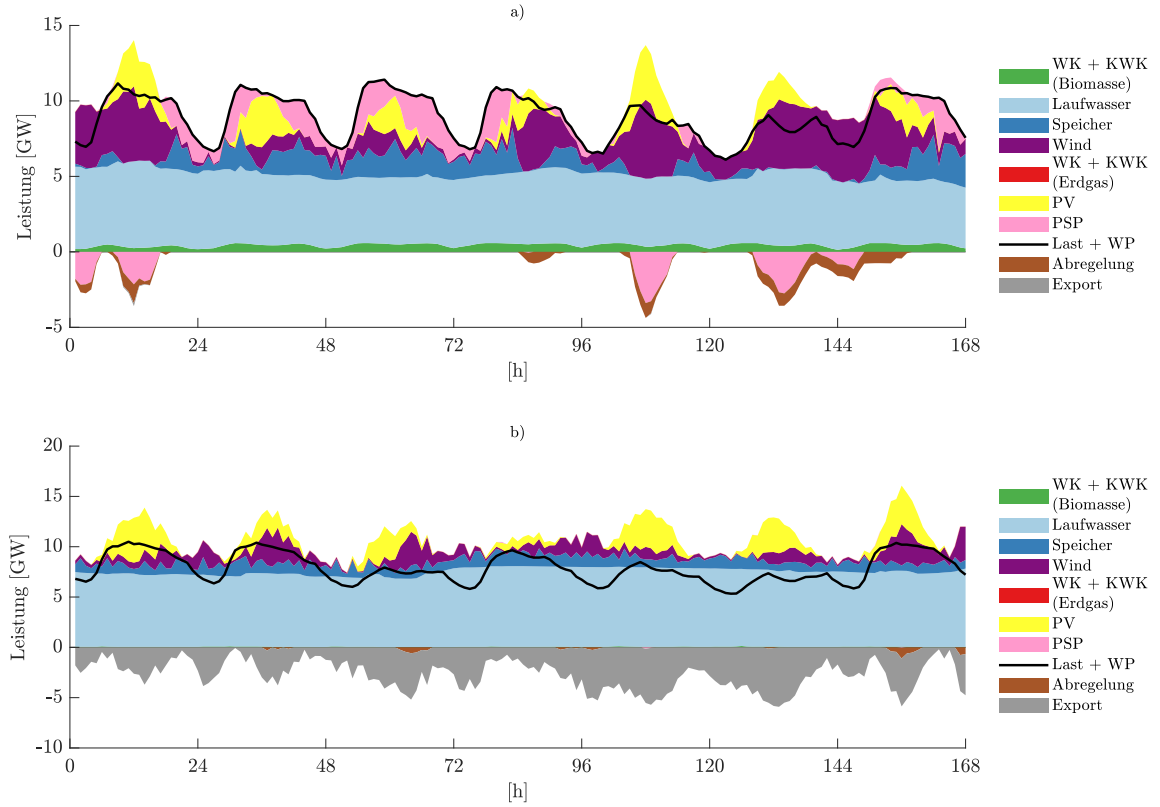


Abbildung 5.7: Einsatz der variablen Modellkomponententypen im Flächendiagramm am Beispiel a) einer Frühlingswoche b) einer Sommerwoche

Wärmesystem

Die Basis für die Einsatzplanung der steuerbaren Modellkomponenten des Wärmesystems ist die zu deckende Residuallast. Im Abschnitt 4.3.3 wurde die resultierende Residuallast der vordefinierten Modellkomponenten des Wärmesystems für das Basis-Szenario ausführlich diskutiert. Der zu deckende Wärmeverbrauch der Residuallast der zentralen Wärmebilanzen bzw. des Fernwärmesystems beträgt insgesamt ca. 22,2 TWh und der dezentralen 49,7 TWh. Als steuerbare Erzeugungstechnologien können dabei die mit Biomasse und Erdgas befeuerten Heizwerke und Heizanlagen, sowie auch Kopplungstechnologien wie Wärmepumpen, im dezentralen Wärmesystem, und Wärmekraftwerke mit der Möglichkeit der Wärmeauskopplung im zentralen Wärmesystem herangezogen werden. In dieser Hinsicht sollen im Basis-Szenario besonders die Auswirkungen der Kopplung zum Stromsystem über Wärmepumpen dargelegt werden. Wärmespeicher können zum zusätzlichen Ausgleich der Wärmebilanzen bei Entstehung von Überschusswärme eingesetzt werden. Ein geringer Anteil an vordefinierter Überschussenergie ergibt sich durch die Solarthermie im dezentralen Wärmesystem. Dieser beträgt 0,36 TWh, näheres dazu wurde in 4.3.3 diskutiert. Aus den zeitlichen Leistungsverläufen der Residuallastkurven beider Wärmesysteme in 4.11 ist ein stark ausgeprägtes saisonales Verhalten der zu deckenden Wärmelast erkennbar. So werden

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

ca. 70% des jährlichen Wärmeverbrauchs im Winter und Herbst verbraucht.

In Tabelle 5.3 sind die aggregierten Optimierungsergebnisse der steuerbaren Modellkomponenten mit entsprechender Vorzeichenrichtung des Energieflusses als eingespeiste bzw. verbrauchte Wärmemenge und die korrespondierenden durchschnittlichen Volllaststunden der Anlagen gegeben. Die Ergebnisse sind bilanzen- und komponentenscharf ermittelt, werden aber analog zu Ergebnissen des Stromsystems der Übersicht halber nach modellierten Modellkomponententypen zusammengefasst. Auch werden die vordefinierten Jahreswerte der gesamten Wärmeerzeugung und des Wärmeverbrauchs in der Tabelle 5.3 angegeben. Aus den resultierenden Erzeugungswerten der Tabelle 5.3 geht hervor, dass der fossile Last-

Komponententypen im Wärmesystem	**Zentral**		**Dezentral**	
	Q [TWh]	VLST [h/a]	Q [TWh]	VLST[h/a]
Wärmekraftwerke mit KWK (Erdgas)	5,39	1179		
Wärmekraftwerke mit KWK (Biomasse)	8,70	5392		
Biomassefeuerungsanlagen	4,55	3000	28,52	1767
Gasfeuerungsanlagen	3,56	410	12,85	1443
Wärmepumpen			8,38	1997
Wärmespeicher - Laden	-0,32	483	-0,93	624
Wärmespeicher - Entladen	0,29	434	0,83	561
Erzeugung - vordefiniert	2,80		3,30	
Verbrauch - vordefiniert	-24,96	2604	-52,94	2530

Tabelle 5.3: Optimierungsergebnisse des Wärmesystems im Basis-Szenario

deckungsanteil im zentralen Wärmesystem ca. 36% beträgt. Wird der Grad der fossilen Lastdeckung aus dem Stromsystem auf die Wärmeerzeugung der Wärmepumpen des Wärmesystems angewendet, so kann der „fossile“ Wärmepumpenbeitrag für die Wärmeerzeugung bestimmt werden. Dieser Beitrag zzgl. dem Beitrag der fossil befeuerten Anlagen wird zur Ermittlung des fossilen Lastdeckungsbeitrages des dezentralen Wärmesystems angewendet. Demzufolge beträgt der fossile Lastdeckungsbeitrag im dezentralen Wärmesystem ca. 26%. Die mit Biomasse befeuerten KWK-Anlagen im zentralen Wärmesystem und die Biomassenheizanalgen im dezentralen Wärmesystem leisten den größten Beitrag zu einer regenerativen Wärmeversorgung. Die Wärmeerzeugung der mit Biomasse befeuerten Anlagen ist im Modell in Bezug auf die Jahreserzeugung mit dem abgeschätzten regenerativen Erzeugungspotential beschränkt. In den Optimierungsergebnissen des Stromsystems wurde präsentiert, dass die mit Biomasse befeuerten KWK-Anlagen ca. 98% des Erzeugungspotentials ausschöpfen. Im Bereich der Wärmeversorgung wird das komplette Biomassepotentiale der Heizwerke und mit 98% fast das komplette Biomassepotential der dezentralen Heizanlagen eingesetzt. KWK-Anlagen decken ca. 63% des Fernwärmebedarfs ab. Die maximale ausgekoppelte thermische Leistung der KWK-Anlagen entspricht dabei der installierten thermischen Leistung der KWK-Anlagen. Die direkte Kopplung zwischen Strom- und Wär-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

mesystem über Wärmepumpen hat zur Folge, dass ca. 17% des jährlichen Wärmebedarfs des dezentralen Wärmesystems über Wärmepumpen versorgt werden. Es wird auch hier die komplette installierte Wärmepumpenleistung abgerufen und das gesamte hinterlegte Jahresenergiepotential zur Deckung der Wärmelast herangezogen. Unter Berücksichtigung des oben ermittelten fossilen Lastdeckungsanteils des Stromsystems können, bilanziell betrachtet, ca. 15,5% des jährlichen Wärmeverbrauchs des dezentralen Wärmesystems durch den Strombezug der Wärmepumpen regenerativ gedeckt werden.

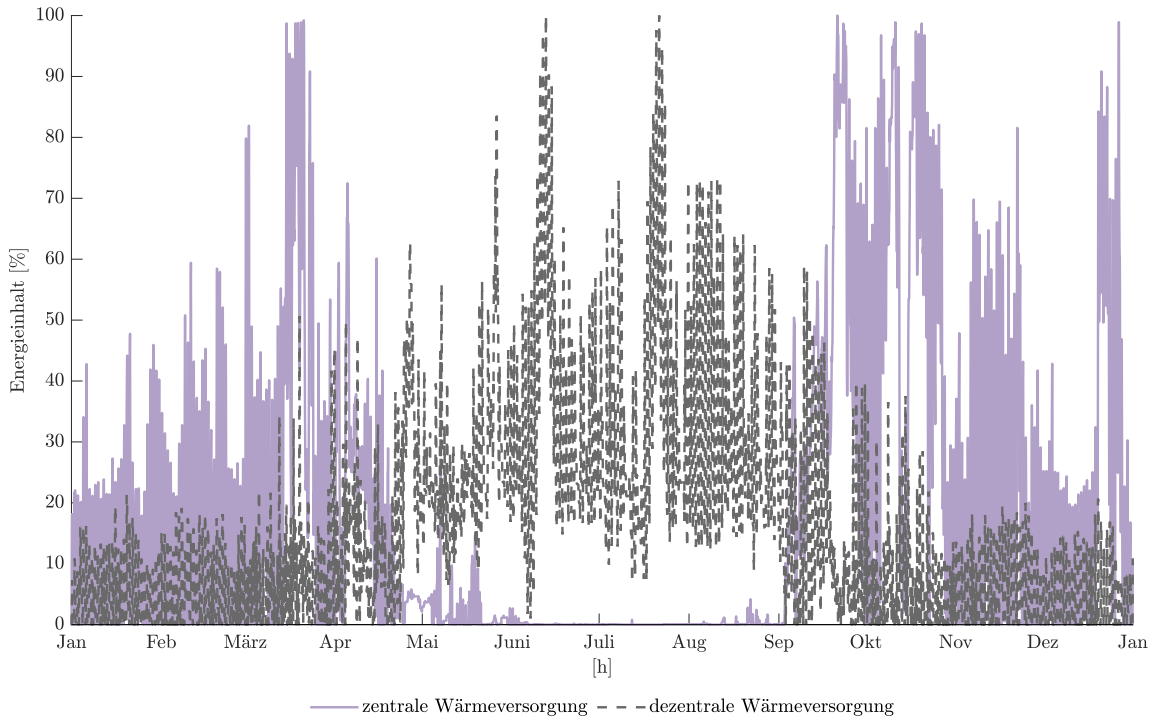


Abbildung 5.8: Füllstandsverlauf der Wärmespeicher

Wärmespeicher tragen zum Ausgleich der Restlast bei. In Abbildung 5.8 ist der Verlauf des Speicherinhaltes bezogen auf den maximalen potentiellen Energieinhalt je Wärmesystem dargestellt. Wärmespeicher werden im Vergleich zu den Pumpspeichern des Stromsystems häufiger zum Einsatz gebracht. Die Vollzyklenzahl der Wärmespeicher des zentralen Wärmesystems beträgt 98 und der Wärmespeicher des dezentralen Wärmesystems ca. 100. Die angegebenen Volllaststunden der Wärmespeicher werden im zentralen Wärmesystem vorwiegend in den Monaten der Heizperiode erreicht und im dezentralen Wärmesystem auch im Sommer. Grundsätzlich bedingen die dynamisch trägeren Einheiten der thermischen Erzeugungstechnologien beider Wärmesysteme, KWK und Biomassenfeuerungsanlagen, den Einsatz von Wärmespeichern während der Heizperioden. Die vordefinierten regenerativen Erzeuger im Sommer und der Einsatz der Wärmepumpen im Frühling bedingen den Einsatz der Wärmespeicher des dezentralen Wärmesystems im Frühling und Sommer. Es muss wieder erwähnt werden, dass die hinterlegten Wärmebilanzen ein aggregiertes Wärmesys-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

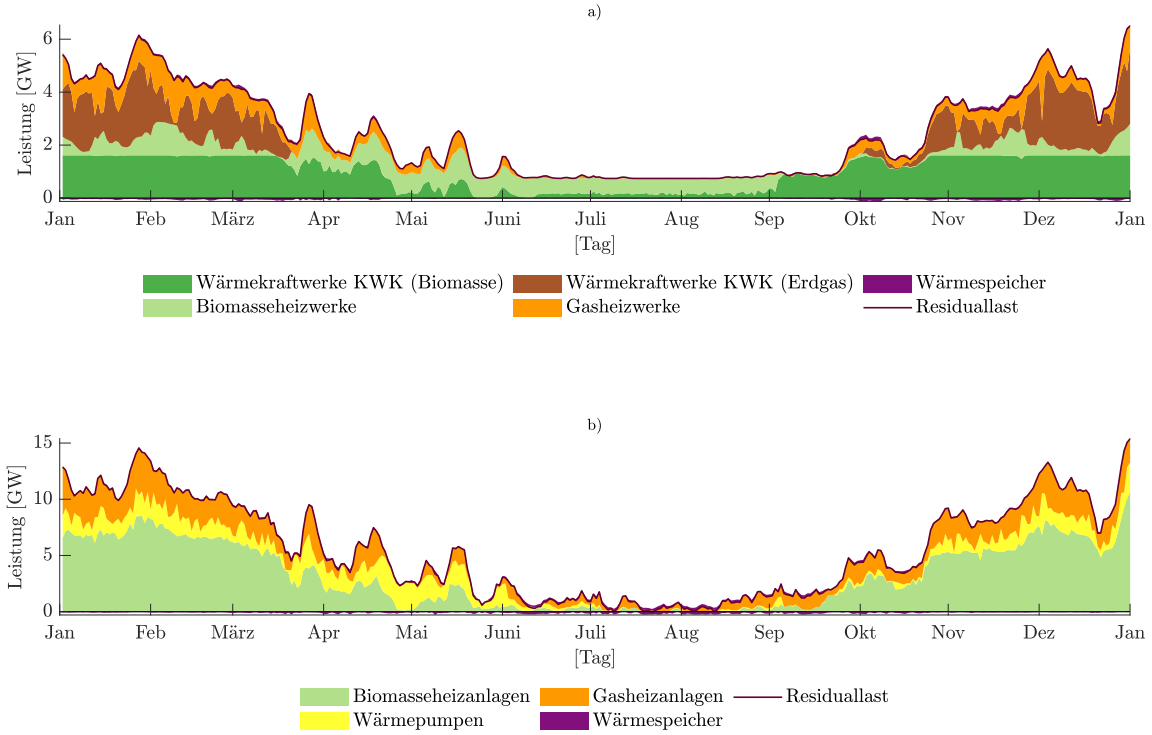


Abbildung 5.9: Einsatzcharakteristik der steuerbaren Modellkomponententypen und der Residuallast im Wärmesystem: a) zentrales Wärmesystem (Fernwärme) b) dezentrales Wärmesystem

tem unterschiedlicher Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten darstellen, die sich schon durch die Zusammenfassung dieser auf die einzelnen Wärmebilanzen in ihrem Betrieb zum Teil gegenseitig ausgleichen. Die Speicher dienen in so einem aggregierten Wärmesystem nur zu einem vollständigen weiteren Ausgleich der Wärmebilanzen, dessen verbliebene unausgeglichene Erzeugungs/Last-Bilanz sich vorwiegend aus den betrieblichen Einschränkungen anderer Modellkomponenten ergibt. Dementsprechend sind die berechneten Speichergrößen und Verläufe auch nur so einer Abbildung der Wärmesysteme zuzuschreiben. Ein feiner unterteiltes und abgebildetes Wärmesystem würde möglicherweise andere Speichergrößen und Speicherverläufe aufweisen.

In Abbildung 5.9 sind Tagesmittelwerte der resultierenden Leistungsverläufe aggregierter steuerbarer Erzeugungstechnologien für den Zeitraum von einem Jahr im Flächendiagramm für das zentrale a) und dezentrale Wärmesystem b) abgebildet. Zum Vergleich dazu ist der Verlauf der entsprechenden Residuallast im Verbrauchzählpfeilsystem in der gleichen Abbildung dargestellt. Aufgrund der zeitlichen Mittelung sind die Lade- und Entladeverläufe der Wärmespeicher kaum sichtbar. Diesbezüglich wird auf die Speicherinhaltsverläufe in der Abbildung 5.8 verwiesen. Als Ergänzung dazu sind die stündlichen Einsatzcharakteristika der Modellkomponententypen im Flächendiagramm für eine Frühlings-, Herbst- und Winterwoche in Abbildungen 5.10, 5.11 und 5.12 veranschaulicht. Die Sommerwoche wird aufgrund

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

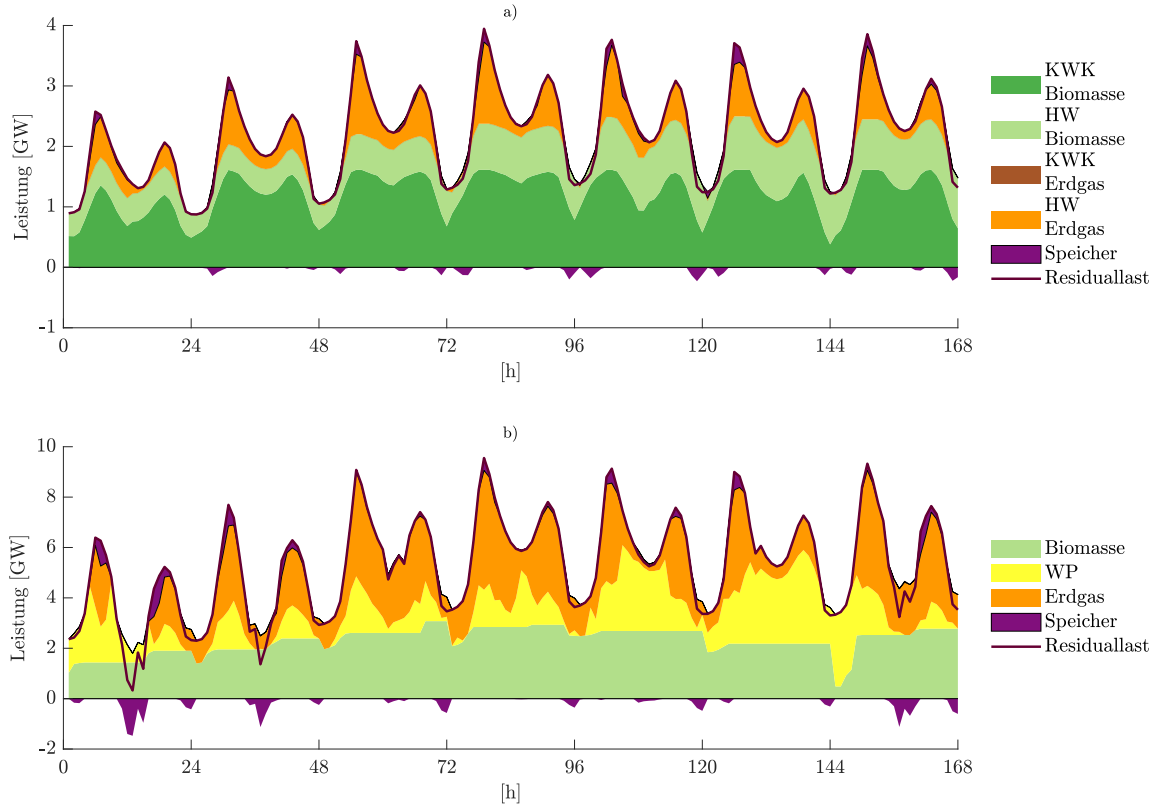


Abbildung 5.10: Einsatz der variablen Modellkomponententypen im Flächendiagramm am Beispiel einer Frühlingswoche: a) zentrales Wärmesystem (Fernwärme) b) dezentrales Wärmesystem

des deutlich niedrigen Verbrauchs im Gegensatz zu anderen Jahreszeiten nicht gesondert präsentiert. Die Wochen sind die selben Beispielwochen, die auch für das Stromsystem herangezogen wurden.

Aus dargelegten Leistungsverläufen der Modellkomponenten des zentralen Wärmesystems bzw. Fernwärmesystems zeigt sich, dass KWK-Anlagen den Großteil der Fernwärmelast im Winter und Herbst decken. Aufgrund der gleichzeitigen Strom- und Wärmeproduktion der KWK-Anlagen und den zum Teil berücksichtigten dynamischen Einschränkungen der thermischen Erzeugungseinheiten werden diese Anlagen durch den Einsatz von Speichern während der Heizperiode unterstützt. Dabei werden Wärmespeicher eingesetzt, um in Zeiten hoher Wärmeproduktion der Erzeugungseinheiten die überschüssige Fernwärme zu speichern. KWK-Anlagen sind im regionalen Vergleich vorwiegend in den östlichen Regionen und der Mitte-West-Region konzentriert, siehe dazu auch 4.5.2 und 4.5.3. Dementsprechend ist auch der Einsatz der Wärmespeichern in diesen Regionen ausgeprägter und folgt bei diesen Wärmebilanzen dem Einsatz der KWK-Anlagen. Analog Ergebnissen des Stromsystems werden Biomasse KWK-Anlagen für die Dauer ihres Einsatzes im Winter unter Volllast und in den Übergangszeiträumen und Sommer unter Teillast betrieben. Im Sommer ist der Verlauf der Restlast im zentralen Wärmesystem nur durch minimale Leistungsschwankungen

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

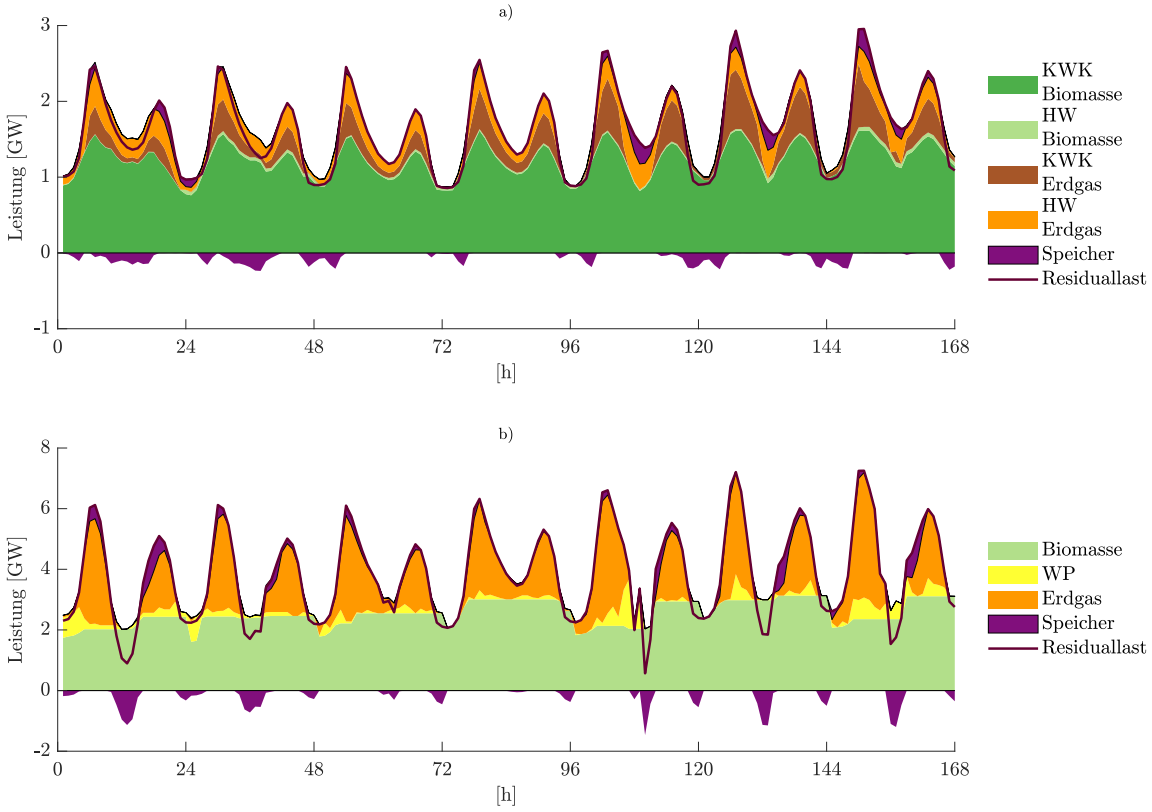


Abbildung 5.11: Einsatz der variablen Modellkomponententypen im Flächendiagramm am Beispiel einer Herbstwoche: a) zentrales Wärmesystem (Fernwärme) b) dezentrales Wärmesystem

gekennzeichnet. Demzufolge wird die jährlich begrenzte Fernwärmeerzeugung der Biomasseheizwerke aufgrund der begrenzten Dynamik dieser Anlagen vorwiegend dieser Jahreszeit zugeordnet. Auch in einigen Monaten der Übergangszeit wird die Restlast vorwiegend durch erneuerbare Energieträger, vor allem durch Biomasseheizwerke und Biomasse KWK-Anlagen, gedeckt. Die Gasheizwerke erfüllen ihre Aufgabe als Spitzenlasterzeuger und decken die restliche verbleibende Fernwärmelast im Winter und in der Übergangszeit. Besonders in der westlichen Region ist der Einsatz der Gasheizwerke in der Übergangszeit und im Winter im Vergleich zu anderen Regionen dominant.

Im dezentralen Wärmesystem dominiert die Wärmeauskopplung aus Biomasseheizanlagen gefolgt von Gasheizanlagen und Wärmepumpen. Aus den dargelegten Leistungsverläufen der Modellkomponenten kann für das dezentrale Wärmesystem festgehalten werden, dass die einzelnen Erzeugungstechnologien grundsätzlich dem zeitlichen Verlauf der Residuallast folgen. Es zeigt sich, dass die Wärmepumpenaktivität auch im Frühling, bei langsam abklingenden Wärmeverbrauch, noch ausgeprägt ist. Dieser Zeitraum ist im Stromsystem durch einige Überschussflächen charakterisiert, siehe Abbildung 5.3. Wärmepumpen nutzen den Stromüberschuss aus dem Stromsystem, um damit „kostenbefreite“ Wärme zu erzeugen. Die Wärmespeicher werden diesbezüglich herangezogen, was an dem steigenden Füllstandsver-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

lauf der Wärmespeicher, dargestellt in Abbildung 5.8, in dieser Jahresperiode ersichtlich ist. Die Wärmespeicher des dezentralen Wärmesystems werden jedoch zur Speicherung der überschüssigen Wärme der Solarthermie im Sommer ausgelegt. Aus dem Speicherstandverlauf ist auch erkennbar, dass ab Mitte Juni bis September die Speicher nie zur Gänze entladen werden und ein minimaler Füllstand, welcher zwischen 10% und 20% des potentiellen Energieinhaltes schwankt, immer bewahrt wird. Während der Heizperioden werden auch hier die Wärmespeicher zu Unterstützung der trägeren Erzeugungseinheiten der Biomassenheizanlagen eingesetzt.

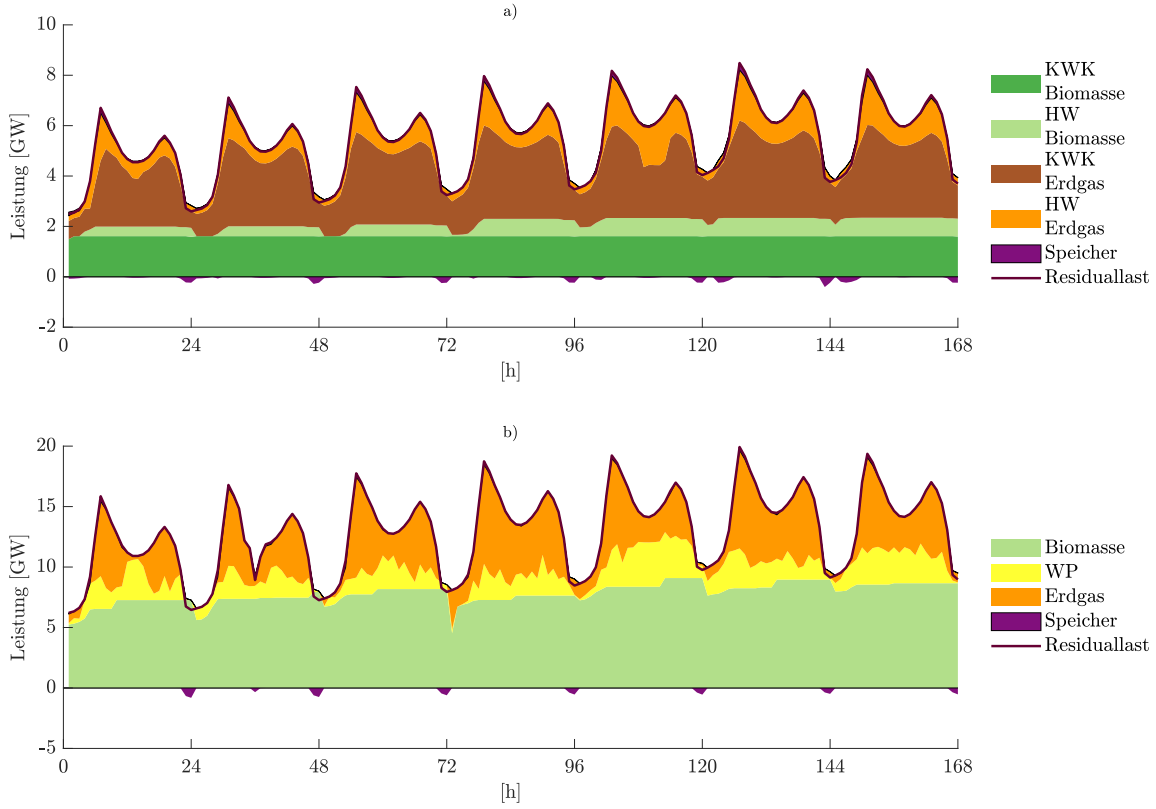


Abbildung 5.12: Einsatz der variablen Modellkomponententypen im Flächendiagramm am Beispiel einer Winterwoche: a) zentrales Wärmesystem (Fernwärme) b) dezentrales Wärmesystem

Stromnetz

Im folgenden Abschnitt werden Auswirkungen der vordefinierten Residuallastgänge und des resultierenden Einsatzes steuerbarer Modellkomponenten aus dem Basis-Szenario auf das elektrische Übertragungsnetz diskutiert. Die Auslastung der modellierten Zweige hängt aufgrund der hinterlegten DC-Lastflussberechnung ausschließlich vom resultierenden Wirkleistungssaldo einzelner Netzknoten bzw. der resultierenden Knotenleistung ab. Der Leistungssaldo der Netzknoten setzt sich zu jedem Zeitpunkt aus der exogen vorgegebenen Leistung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

der vordefinierten Last- und Erzeugungskomponenten sowie der resultierenden Leistung der steuerbaren Modellkomponenten zusammen. Die Regelung der Zweigflüsse wird im Rahmen der Einsatzplanung der Modellkomponenten durch Anpassen der Leistungen der steuerbaren Erzeugungs- sowie Verbrauchskomponenten unter Einhaltung aller Nebenbedingungen und der Erfüllung der Zielfunktion der Optimierungsuntersuchungen bewerkstelligt. Dabei veranlasst das Einhalten der maximalen erlaubten Zweigleistung, definiert über die Netz-Nebenbedingungen 3.17, eine Art Lastflussregelung. Eine zu hohe Zweigauslastung bedingt durch hohen Stromüberschuss der Netzknoten wird im Rahmen der Einsatzplanung durch Aktivieren des Strombezugs über die steuerbaren Verbrauchskomponententypen, wie z.B. der Abregelung an den kritischen Netzknoten, der Speicher oder -Umwandlungstechnologien, vermieden. Der Verbrauchskomponententyp Export erfasst dabei jenen Energieanteil des Überschussstroms, welcher in der Modellregion nicht mehr wirtschaftlich verwertet werden kann.

Als regelnde Netzknoten in Bezug auf die Abregelung agieren im Basis-Szenario besonders die von Windkraft und Laufwasserkraft dominierten Netzknoten der Nordschiene, UW Neusiedl, UW Ybbsfeld und UW Dürnrohr. An diesen Netzknoten fällt fast die komplette abgeregelte Energie der Modellregion an. Die Auslastung ihrer Verbindungszweige in Zeiten hoher Stromüberschüsse liegt auch häufig an der erlaubten Leistungsgrenze. Der steuerbare Export findet vorwiegend an Netzknoten wie UW Kainachtal, UW Westtirol, UW St. Peter, UW Lienz und UW Dürnrohr statt. Dementsprechend ist die Belastung der Verbindungszweige dieser Netzknoten in Zeiten hoher Stromüberschüsse besonders durch den steuerbaren Export-Fluss geprägt.

Für die Interpretation der unten diskutierten Zweigergebnisse des Übertragungsnetzes werden zunächst einige Begriffe in Anlehnung an [23, S. 207] definiert und erläutert:

- **Mittlere Zweigleistung P_{ZW}^{Mi}:**
  Die Mittelwertbildung der Zweigleistungswerte über einen definierten zeitlichen Horizont ergibt die mittlere Zweigleistung. Das Vorzeichen der mittleren Zweigleistung P_{ZW}^{Mi} gibt Auskunft darüber, ob der mittlere Zweigfluss des herangezogenen Zeitfensters von Knoten A nach B oder umgekehrt fließt.

- **Mittlere absolute Zweigleistung P_{ZW}^{MAi} und mittlere Zweigauslastung $P_{ZW}^{MAi}/\overline{P}_{ZW}$:**
  Der Leistungsfluss eines Zweiges der Verbindung vom Knoten A bis Knoten B kann beide Lastflussrichtungen aufweisen, vom Knoten A und zum Knoten A. Beim Aufstellen der LF-Matrix wird eine Richtung des Zweigflusses z.B. von A nach B vorgegeben. Das Vorzeichen der resultierenden Zweigleistung der LF-Berechnung bestimmt jedoch die tatsächliche Lastflussrichtung. Die mittlere absolute Zweigleistung P_{ZW}^{MAi} wird in der vorliegenden Arbeit als die mittlere Leistung der absoluten Zweigleistungswerte

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

definiert. Dabei können für die Bildung des Mittelwertes Zeiträume wie z.B. ein Jahr oder definierte Jahreszeiten herangezogen werden. Die mittlere Zweigauslastung ist der Quotient aus der mittleren absoluten Zweigleistung und der maximalen übertragbaren Zweigleistung $\overline{P}_{ZW}$, die in dieser Arbeit 65% der übertragbaren thermischen Zweigleistung entspricht. Die mittlere Zweigauslastung wird in weiteren Darlegungen in % angegeben.

- **Regelmäßigkeit der Lastflussrichtung RG_{ZW}^{LF}:** Durch die Größe der Regelmäßigkeit der Lastflussrichtung (LF-Richtung) soll die Beständigkeit der Lastflussrichtung in einer definierten Betrachtungsperiode ausgedrückt werden. Die Regelmäßigkeit der LF-Richtung wird als Quotient der mittleren Zweigleistung und der mittleren absoluten Zweigleistung P_{ZW}^{Mi}/P_{ZW}^{MAi} bestimmt. Eine gleichmäßige LF-Richtung in einer Betrachtungsperiode ist durch einen Wert nahe 1 gekennzeichnet. In diesem Fall weist der Zweig eine stabile Lastflussrichtung auf. Demgegenüber findet ein ungleichmäßiger Lastfluss bei Werten, die deutlich kleiner als 1 sind, statt. Auch die Regelmäßigkeit der Lastflussrichtung wird in weiteren Ausführungen in % angegeben.

- **Maximale Zweigauslastung $P_{ZW}^{max}/\overline{P}_{ZW}$**
  Die maximale Auslastung eines Zweiges ist als Quotient der maximal auftretenden absoluten Zweigleistung P_{ZW}^{max} und der maximal übertragbaren Zweigleistung $\overline{P}_{ZW}$ definiert. Die maximale Zweigauslastung der Lastflussrichtung wird nachfolgend auch in % angegeben.

In Abbildung 5.13 sind Verteilungen der mittleren Zweigauslastungen a) und der maximal auftretenden Zweigauslastungen b) der Zweige der 220 kV- und der 380 kV-Ebene, sowie der UW-Zweige in Box-Plot-Diagrammen aufgetragen. Der komplette Modellhorizont von einem Jahr wird für die Bestimmung dieser Größen herangezogen. Die Länge der Whis-

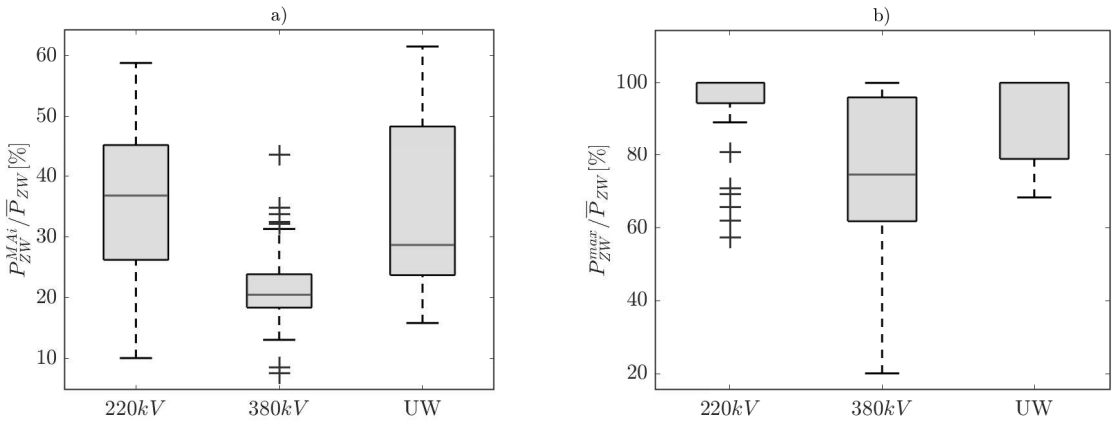


Abbildung 5.13: Verteilungen der Zweigergebnisse: a) mittlere Zweigauslastung b) maximale Zweigauslastung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

kers im Box-Plot-Diagramm entspricht der 1,5-fachen Länge des Interquartilsabstandes. In Abbildung 5.13 a) zeigt sich, dass die Verteilung der mittleren Zweigauslastungen der 220 kV-Zweige deutlich breiter gestreut ist und auch höhere Extremwerte aufweist, als die der 380 kV-Zweige. Zum einen sind diesbezüglich die Bezugsgrößen $\overline{P}_{ZW}$ bzw. die maximalen thermischen Auslastungsgrenzen ausschlaggebend, welche bei 380 kV-Zweigen deutlich höhere Werte als bei 220 kV-Zweigen annehmen. Zum anderen sind die Erzeugungs- und Verbrauchszentren vorwiegend den 220 kV-Netzknoten zugeordnet. Die Datenwerte der mittleren Zweigauslastung der UW-Zweige sind analog zu der Verteilung der 220 kV-Zweige breiter verteilt. Allerdings muss hier festgehalten werden, dass der Rahmen für die Erstellung der Verteilung der mittleren Zweigauslastung der UW-Zweige auf einer geringeren Zweiganzahl als bei den Leitungszweigen beruht. Hierbei beeinflussen besonders die Umspanner der Netzknoten UW Wien Südost, UW Ernsthofen, UW Dürnrohr und UW Lienz den Datenbereich zwischen dem Median und der 75%-Perzentile. Umspanner dieser Netzknoten weisen mittlere Auslastungswerte in der Umgebung von 50% auf. Dabei ist die Auslastung des UW Lienz besonders durch die Aktivität der am Netzknoten UW Malta angeordneten (Pump-)Speicherkraftwerke und der am Netzknoten Lienz direkt zugewiesenen steuerbaren Export-Komponente geprägt. Wie aus der Verteilung der mittleren Zweigauslastungswerte der UW-Zweige erkennbar, liegen die resultierenden mittleren Zweigleistungswerte jedoch häufiger im unteren Wertebereich bzw. unter dem Datenmittelwert. Die zu Abbildung 5.13 a) entsprechenden Bandbreiten (Minima $\underline{P}_{ZW}^{MAi}$ und Maxima $\overline{P}_{ZW}^{MAi}$) der mittleren absoluten Zweigleistungswerte aller Zweige je 220 kV- und 380 kV-Netzebene, sowie der UW-Zuordnung sind in der Tabelle 5.4 dargelegt. Die höheren Auslastungsgrenzen der 380 kV-Zweige spiegeln sich

Netzzweige	$\overline{P}_{ZW}^{MAi}$ [GW]	$\underline{P}_{ZW}^{MAi}$ [GW]	$\overline{P}_{ZW}^{max}$ [GW]	$\underline{P}_{ZW}^{max}$ [GW]
220 kV-Zweige	0,35	0,06	1,07	0,15
380 kV-Zweige	1,33	0,08	2,62	0,48
UW-Zweige	0,48	0,19	1,46	0,59

Tabelle 5.4: Bandbreite der mittleren absoluten Zweigleistung und der maximalen Zweigleistung

in den Extremwerten der mittleren absoluten Zweigleistung aus der Tabelle 5.4 wieder.

Aus der Abbildung 5.13 b) zeigt sich, dass der Großteil der 220 kV-Zweige maximale Leistungswerte erreicht, die in der Nähe der maximalen Auslastungsgrenze liegen. Ausreißer stellen die westlichen Leitungen in Vorarlberg und die 220 kV-Verbindung UW Silz - UW Westtirol dar. Demgegenüber ist die Streuung der maximalen Leistungswerte der 380 kV-Zweige deutlich breiter. Auch liegt der Median der Datenwerte bei ca. 75% und nicht bei 100%, wie das bei den 220 kV-Zweigen der Fall ist. Auch bei der Verteilung der maximalen Zweigleistungswerte ist der Einfluss der höher liegenden maximalen Auslastungsgrenze der 380kV-Zweige erkennbar. Im Durchschnitt erreichen auch die Umspannerzweige höhere

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

maximale Auslastungswerte als die 380 kV-Zweige. Die dazugehörigen Leistungsbandbreiten (Minima $\underline{P}_{ZW}^{max}$ und Maxima $\overline{P}_{ZW}^{max}$) der maximalen Zweigleistungswerte sind in der Tabelle 5.4 für alle Zweige der 220 kV- und alle Zweige der 380 kV-Netzebene sowie für alle UW-Zweige zusammengefasst.

Nachfolgend wird über die Richtung des mittleren Zweigflusses diskutiert. Dazu werden wieder die Zweigergebnisse für die Dauer des kompletten Modellhorizonts von einem Jahr herangezogen. Zusätzlich wird die erstellte Netztopologie aus 4.4.1 in zusammenhängende Netzschienen, ausgehend vom angesetzten Slack-Knoten, so wie in Abbildung 4.15 dargestellt, regionalisiert. Die nachfolgenden Analysen werden somit je Netzschiene präsentiert, beruhen jedoch auf zweigscharfen Optimierungsergebnissen des Basis-Szenarios. Für die präsentierte resultierende Richtung des Zweigflusses wird das Vorzeichen der resultierenden mittleren Zweigleistung herangezogen. Grundsätzlich muss festgehalten werden, dass die resultierende Zweigleistung neben der Knotenleistung der inländischen Verbrauchs-/Erzeugungskomponenten auch von der exogenen Leistung der vordefinierten Import- und Exportkomponenten beeinflusst werden. Dabei wird im Basis-Szenario, basierend auf den im Abschnitt 4.4.3 vorgestellten exogenen Import-Flüssen, besonders an Netzknoten UW St. Peter, UW Dürnrohr und UW Bisamberg der exogene Importfluss eingespeist und an Netzknoten UW Lienz, UW Kainachtal, UW Westtirol sowie auch UW Meiningen der exogene Exportfluss bezogen. Demzufolge ist alleine über die exogenen Import-Export-Flüsse ein Transitfluss einer LF-Richtung von Norden nach Süden und Osten nach Westen gegeben. Details bezüglich der Erstellung und Aufteilung der exogenen Import-Export-Flüsse wurden im Abschnitt 4.4.3 diskutiert.

In Abbildung 5.19 sind die mittlere LF-Richtung (schwarze Pfeilrichtung) und der zugehörige Grad der Regelmäßigkeit je Netzschiene und Spannungsebene dargestellt. Dabei werden diese Größen von den Ergebnissen der jeweiligen Zweige, die den Schienen zugeordnet sind, abgeleitet. Der angegebene Grad der Regelmäßigkeit je Netzschiene wird über die Mittelwertbildung der jeweiligen Zweigergebnisse bestimmt. Der mittlere Lastfluss der 380 kV-Zweige der Nordschiene deutet auf eine West-Ost Lastflussrichtung hin. Die Regelmäßigkeit der LF-Richtung der Zweige der Nordschiene nimmt ab dem Netzknoten UW Ernsthofen bis zum Netzknoten UW Wien Südost Werte deutlich über 90% an. Das bedeutet, dass über das Jahr betrachtet ab dem Netzknoten UW Ernsthofen der mittlere Lastfluss in die Richtung des Netzknotens UW Wien Südost tendiert. Der mittlere Lastfluss vom Netzknoten UW St.Peter bis zum Knoten UW Ernsthofen ist mit deutlich geringerem Grad der Regelmäßigkeit gekennzeichnet. Der Grund dafür liegt im vordefinierten Importfluss, welcher den Großteil der jährlichen Knotenenergie von UW St. Peter ausmacht. Der mittlere Lastfluss der Südschiene weist bis zum Netzknoten UW Kainachtal eine ähnliche Lastflussrichtung West-Ost auf. Der Grad der Regelmäßigkeit der LF-Richtung liegt bis zum Knoten UW Kainachtal über alle Zweige betrachtet zwischen 50% und 75%. Der mittlere Lastfluss der

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

restlichen Zweige vom Knoten UW Kainachtal bis zum UW Wien Südost weist im Jahresverlauf eine ungleichmäßige LF-Richtung auf. Am Netzknoten UW Kainachtal wird der größte Anteil der nicht verwertbaren Stromüberschüsse exportiert, was sich auf die Auslastung und die LF-Richtung dieser Zweige auswirkt. Die 220 kV-Zweige der Nordschiene weisen vom Netzknoten UW Ybbsfeld einen mittleren Lastfluss der LF-Richtung gerichtet zum UW Wien Südost und eine LF-Richtung gerichtet zum UW St.Peter auf. Die Regelmäßigkeit des Lastflusses bei den 220 kV-Zweigen ist analog zu den 380 kV-Zweigen der Nordschiene hoch und liegt im Mittel über alle Zweige betrachtet bei 75%.

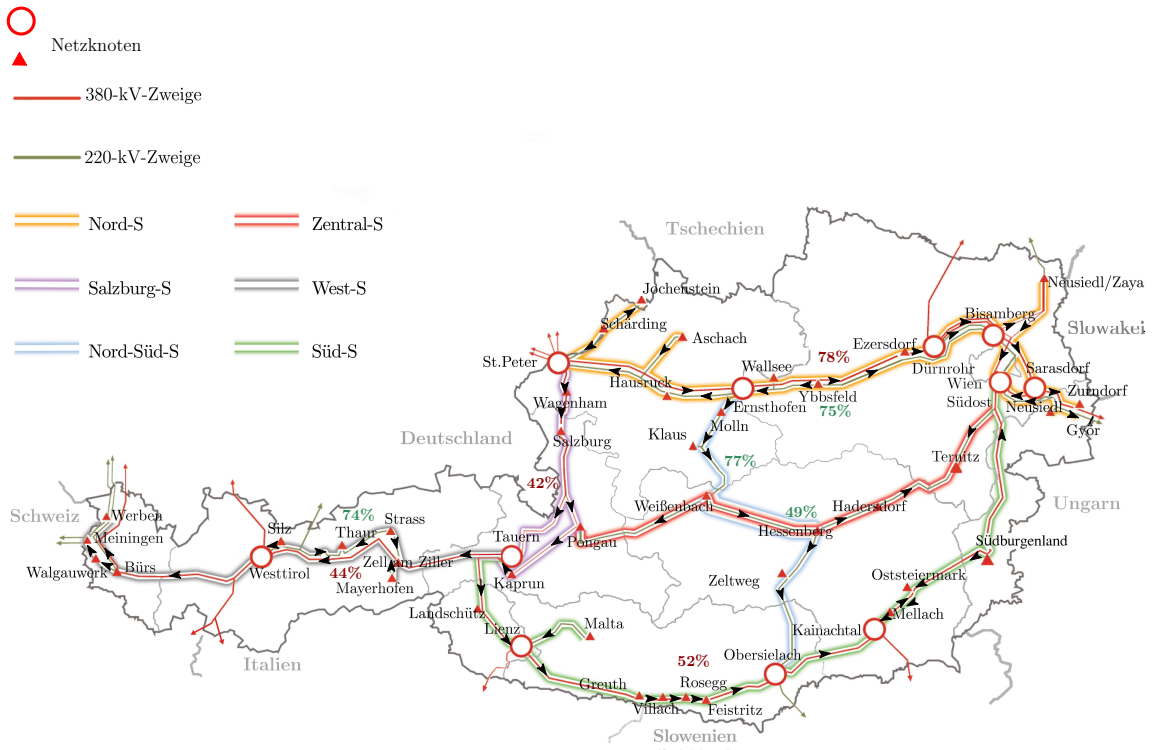


Abbildung 5.14: Mittlere LF-Richtung (schwarze Pfeile) und die Regelmäßigkeit der LF-Richtung je Netzschiene und Spannungsebene bezogen auf ein Jahr (erstellt in Anlehnung an [13])

Die LF-Richtung des mittleren Lastflusses der 220 kV-Zweige der Zentralschiene wird ab dem Netzknoten UW Weißenbach in eine Ost- und eine West-Lastflussrichtung gespalten. Der mittlere Lastfluss der Zweige der Zentralschiene, welche die Tendenz einer östlichen LF-Richtung aufweist, verfügt über einen hohen Grad der Regelmäßigkeit. Die Regelmäßigkeit der LF-Richtung des mittleren Lastflusses in West-Richtung der Nordschiene liegt bei 18% und wird besonders durch die umgekehrte LF-Richtung im Sommer, bedingt durch die Nähe zu den hydraulischen Tages- und Wochenspeicherkraftwerken bestimmt. Es kann somit zusammengefasst werden, dass der mittlere Lastfluss dieser Netzschiene über das Jahr

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

betrachtet eine volatile Charakteristik aufweist. Die Nord-Südschiene ist durch einen sehr deutlichen mittleren Nord-Süd Lastfluss mit einer Regelmäßigkeit von ca. 77% charakterisiert. Die Nordschiene ist über die Salzburg-Schiene mit dem Netzknoten UW Tauern verbunden. Die Richtung des mittleren Zweigflusses zeigt in Richtung des Slack-Knotens. Allerdings liegt der Grad der Regelmäßigkeit bei den Zweigen dieser Netzschiene in der Bandbreite von 36% bis 60%. Die Richtung des mittleren Lastflusses wird bei dieser Schiene besonders durch den vordefinierten Import-Fluss des Netzknotens UW St. Peter beeinflusst. Ab dem Slack-Knoten UW Tauern/Kaprun findet über die 380 kV-Zweige der Westschiene ein mittlerer Lastfluss mit Vorzeichenrichtung zeigend aus dem Slack-Knoten heraus, also in die westliche Richtung. Hier spielen die Speicherkraftwerke und die Laufwasserkraftwerke sowie der Export-Knoten UW Westtirol für den Grad der Regelmäßigkeit der LF-Richtung eine wesentliche Rolle. Im Sommer wechselt nämlich der Lastfluss der Westschiene, aufgrund der erhöhten Stromproduktion der Speicher- und Laufwasserkraftwerke die Vorzeichenrichtung, was sich auf den mittleren Grad der Regelmäßigkeit der LF-Richtung auswirkt. Die unbeständige LF-Richtung der 220 kV-Zweige ist dadurch besonders geprägt.

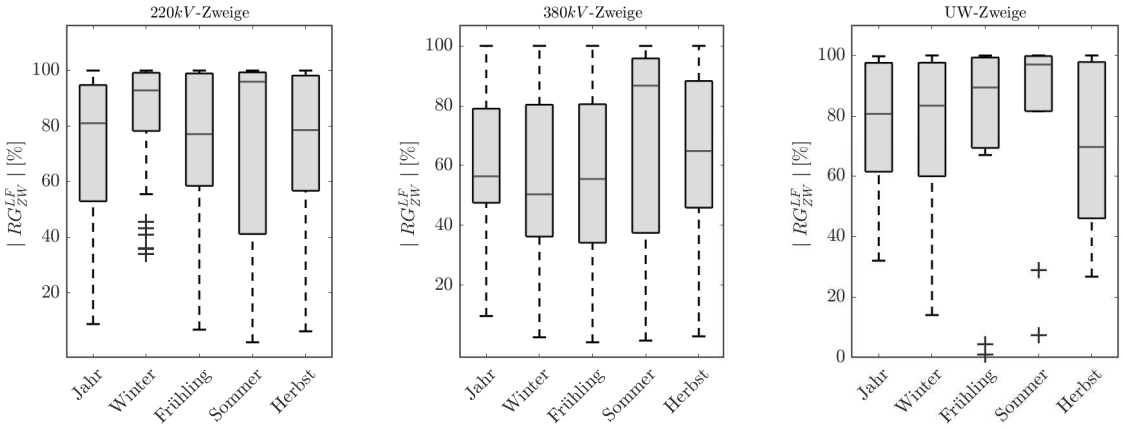


Abbildung 5.15: Verteilung der Regelmäßigkeit der Lastflussrichtung der 220 kV-, 380 kV- und UW-Zweige bezogen auf ein Jahr und auf die meteorologischen Jahreszeiten

Die Regelmäßigkeit der LF-Richtung hängt vom betrachteten Zeitfenster für die Mittelung der Datenwerte ab. In der Abbildung 5.15 sind die Verteilungen der Regelmäßigkeiten der LF-Richtung für 220 kV-, 380 kV- und UW-Zweige in Abhängigkeit der Jahreszeiten und bezogen auf das gesamte Jahr zusammengefasst. An den Box-Grenzen, den Interquartilabständen und Medianwerten zeigt sich, dass die 220 kV- Zweige im Vergleich einen höheren Grad der Regelmäßigkeit aufweisen als die 380 kV-Zweige. Im Winter ist die Regelmäßigkeit bei den 220 kV-Zweigen ausgesprochen hoch bzw. die Lastflussrichtung eindeutig bestimmt. Im Winter ist die zu deckende Residuallast mit geringerer Vorzeichen-Volatilität charakterisiert und weist wie auch in Abbildung 4.4 dargestellt ein Verbrauchsverhalten auf. Dem-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

zufolge sind auch die 220 kV-Zweige, welche für die Versorgung der Lastzentren maßgeblich sind, durch eine stabile LF-Richtung im Winter gekennzeichnet. In den Übergangszeiten aber auch im Sommer steigt die Volatilität der Residuallast an einzelnen Netzknoten, was zur Erhöhung der Unregelmäßigkeit der LF-Richtung beiträgt. Im Sommer findet aufgrund der hohen Stromüberschüsse ein dauernder Stromexport statt, womit auch die LF-Richtung der Zweigflüsse bestimmt ist. Die Verteilung der Datenwerte im Sommer mit einem Median von knapp 96% deutet, dass die Mehrheit der Zweige in dieser Jahreszeit einen hohen Grad der Regelmäßigkeit aufweist. Die 380 kV-Zweige zeigen im jährlichen Verlauf eine geringere Regelmäßigkeit. Auch bei diesen Zweigen ist die Verteilung der Datenwerte im Sommer sehr weit gestreut. In dieser Jahreszeit ist der Interquartilsabstand am größten. Jedoch liegt auch hier eine linksschiefe Verteilung mit einem Medianwert in der Nähe von 90% Grenze vor. Im Sommer werden besonders die Zweige der 380 kV-Ebene für den verteilten Export des Überschussstroms herangezogen. Die Zweige der Nordschiene zu den Exportknoten sowie auch zum Lastzentrum UW Wien Südost, und die Zweige der Südschiene zum Exportknoten UW Kainachtal sind unter anderem für die hohe Regelmäßigkeit der 380 kV-Zweige verantwortlich. Im Frühling und Herbst werden die Pumpspeicherkraftwerke gemäß Abbildung 5.5 verstärkt zum Einsatz gebracht, was sich an der geringeren Regelmäßigkeit widerspiegelt.

Die in der Abbildung 5.13 dargelegte Verteilung der mittleren Zweigauslastung wird regional und zeitlich differenzierter in Abbildung 5.16 zusammengefasst. In Abbildung 5.16 werden die mittleren Auslastungen je Netzschiene, Jahreszeit und je Zweigtyp verglichen. Dabei wird eine durchschnittliche mittlere Auslastung der hypothetisch zusammengelegten Netzschienen unter Berücksichtigung der Zweigergebnisse der den Schienen zugeordneten Zweige bestimmt. Es zeigt sich, dass die jahresbezogene mittlere Zweigauslastung der 220 kV-Zweige der Nordschiene mit ca. 43% knapp über der mittleren Zweigauslastung der Verbindungszweige der Nordsüdschiene liegt. Daraus folgt die Wichtigkeit dieser Verbindungszweige der zwei Schienen für die hinterlegten Erzeugungs-/Lastzentren der Modellregion. Grundsätzlich sind die 220 kV-Zweige der jeweiligen Schienen im jahreszeitlichen Vergleich besonders im Winter ausgelastet. Der Grund dafür liegt in der zu deckenden elektrischen Last im Winter. Die Nordschiene weist jedoch leicht höhere Auslastungswerte im Frühling auf. Die 220 kV-Zweige der Nordschiene verbinden das zusammenhängende Netzgebiet mit den Laufwasserkraftwerken und Windparks, deren Erzeugung im Frühling gemäß der Darstellung in 4.2 sehr hoch ist. Die Südschiene besteht fast ausschließlich aus Zweigen der 380 kV-Netzebene. Nur die Anbindung der Speicherkette Malta ist der 220 kV-Netzebene zugeordnet. Aus diesem Grund ist dieser Zweig besonders in den Übergangszeiten wegen der PSP-Aktivität und im Winter wegen der Stromproduktion der Jahresspeicher höher als im Sommer ausgelastet. Im Sommer steigt bei der Zentralschiene die Belastung leicht an. Die nahe liegenden Tages- und Wochenspeicherkraftwerke der Zentralschiene verstärken die vordefinierten Stromüberschüsse des zusammenhängenden Netzgebietes. Die Zweige der Zentralschiene werden zum Export der Stromüberschüsse, zu den im Süden gelegenen Exportknoten herangezogen. Über

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

die Zentral- und Nord-Süd-Schiene wird der geschlossene 380 kV-Ring gestützt.

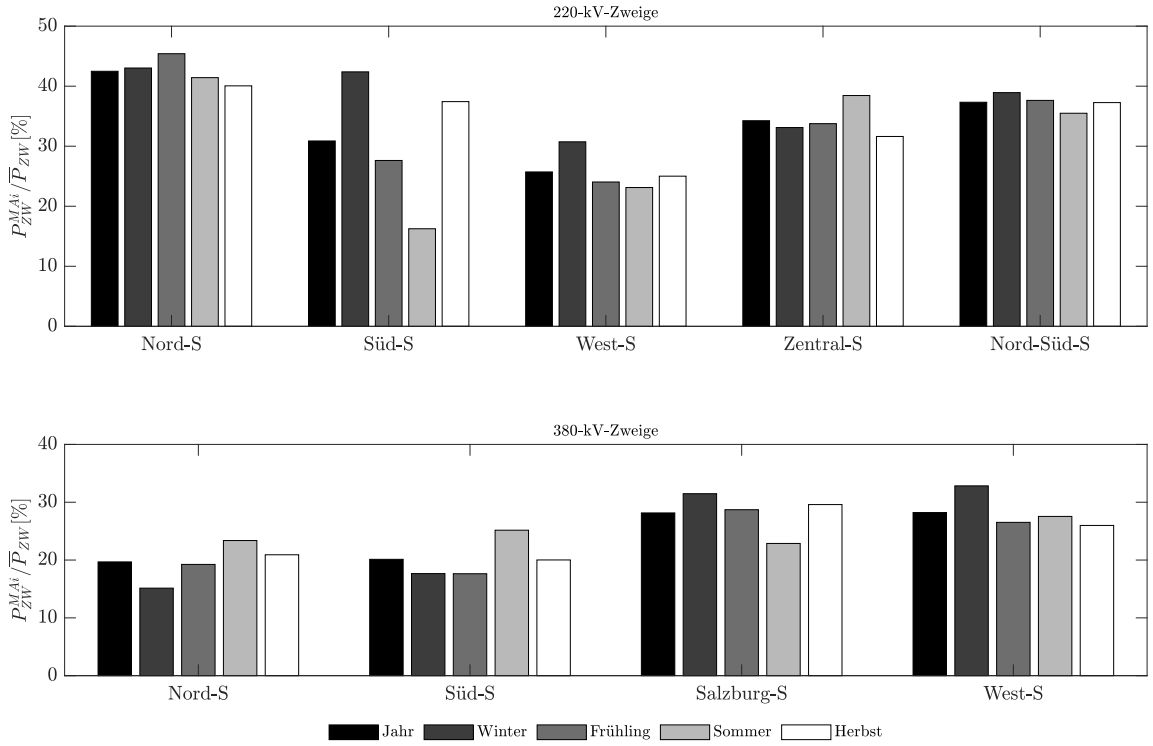


Abbildung 5.16: Mittlere Zweigauslastung der Netzschienen bezogen auf ein Jahr und auf die meteorologischen Jahreszeiten

Wie schon in vorherigen Absätzen angedeutet, weisen die 380 kV-Zweige im Vergleich zu den 220 kV-Zweigen eine deutlich niedrigere mittlere jährliche Auslastung, aufgrund der höheren thermischen Auslastungsgrenzen, auf. Die Salzburgschiene und die Westschiene sind hier am stärksten belastet. Daraus folgt auch besonders die Wichtigkeit der Salzburgschiene für das elektrische Übertragungsnetz, im Sinne einer leistungsstarken Verbindung der Nordschiene mit dem restlichen Netzgebiet. Besonders im Winter werden diese Schienen hoch belastet. Der Grund dafür liegt einerseits an der zu deckenden Last im Winter und andererseits im überlagerten vordefinierten Import/Export-Fluss. Im Sommer werden die Süd- und Nordschiene für den Export der Stromüberschüsse herangezogen, was sich in der erhöhten Zweigbelastung dieser zwei Schienen widerspiegelt. Auch der Grad der Regelmäßigkeit ist bei diesen zwei Schienen zu dieser Jahreszeit ausgesprochen hoch, was auch die Ergebnisse der Abbildung 5.15 beeinflusst.

Ergebnisse der Netzknoten des Stromsystems

Die hohe Auflösung des modellierten Übertragungsnetzes ermöglicht, die Einsatzplanung der einzelnen Modellkomponenten besonders in Bezug auf die maximal erlaubte Zweigauslas-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

tung relativ realitätsnah abzustimmen. Die oben präsentierten Optimierungsergebnisse der Modellregion wurden aus den einzelnen Knotenergebnissen abgeleitet. In diesem Abschnitt werden Optimierungsergebnisse signifikanter Netzknoten der Modellregion diskutiert, die die Optimierungsergebnisse der Modellregion besonders prägen. Diese Netzknoten werden auch deshalb hervorgehoben, weil die Einsatzplanung ihrer Modellkomponenten sich im Rahmen der weiteren Szenarienuntersuchungen besonders ändert und somit die aggregierten Ergebnisse der Modellregion beeinflusst. Die hinterlegten Netztopologien erfassen je nach hinterlegter Netzstruktur 54 bis 64 Netzknoten. Im Basis-Szenario werden 64 Netzknoten berücksichtigt.

Im Abschnitt 4.2.3 wurden Eigenschaften der vordefinierten Residuallast je Netzknoten wiedergegeben und die regionalen Unterschiede in der Erzeugungs-/Laststruktur der Netzknoten vorgestellt. Einige Netzknoten, wie z.B. die Netzknoten in der Wien-Region, stellen basierend auf den Jahresenergiewerten der vordefinierten Komponenten typische Stromsenken dar. Auf der anderen Seite repräsentieren Netzknoten wie z.B. Knoten UW Ybbsfeld, UW Strass oder UW Neusiedl typische Einspeiseknoten. Zudem existieren Netzknoten mit einem sehr geringen Jahresenergiesaldo. Bei diesen Netzknoten wie z.B. beim UW Ernsthofen wird der vordefinierte Verbrauch durch die Erzeugung im Jahresmittel nahezu kompensiert. Für den Ausgleich des Stromsystems gehen aus den Ergebnissen des Basis-Szenarios neben den Pumpspeicherkraftwerken des Slack-Knotens die Netzknoten UW Malta und UW Bürs als wichtige Pumpspeicherknoten hervor. In der nachfolgenden Untersuchung der Strom zu Gas Kopplung agiert zudem der Knoten UW Bürs als potentieller P2G-Knoten. Die Knoten UW Bisamberg und UW Dürnrohr stellen Netzknoten gemischter, sowohl nachhaltiger als auch fossiler, Erzeugungstechnologien dar. Ein vorwiegend fossiler Netzknoten ist der Netzknoten UW GuD Mellach. UW Kainachtal agiert als ein wichtiger Import-/Exportknoten für den Export der Stromüberschüsse.

Nachfolgend werden die wesentlichen Optimierungsergebnisse der ausgewählten Netzknoten präsentiert. Dabei werden die Knotenergebnisse beider Spannungsebenen an die die Umspanner angebunden sind, aggregiert betrachtet und diskutiert. Die Einsatzcharakteristik der steuerbaren Modellkomponenten je Netzknoten wird im Flächendiagramm als Tagesmittelwert in der Abbildung 5.17 zusammengefasst. Zum Vergleich dazu werden der vordefinierte Residuallastgang und auch die resultierende Knotenleistung in der gleichen Abbildung dargestellt. Der abgeregelter und exportierter Strom wird dabei als nicht verwertbare Überschussstrom aggregiert dargelegt.

UW Neusiedl

Der Knoten UW Neusiedl wird in dieser Arbeit aufgrund der Erzeugungsstruktur als typischer Windknoten definiert. An diesem Netzknoten wird die größte installierte Windleistung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

der Modellregion angesetzt und entspricht ca. 19% der gesamten installierten Windkraftleistung der Modellregion. Die jährliche Windkrafterzeugung beträgt 3,45 TWh und weist eine Spitzenleistung von 1,25 GW auf. Die regenerative Stromerzeugung des Netzknotens übersteigt den Stromverbrauch inkl. dem Verbrauch der Wärmepumpen um das 3,5-Fache. Dadurch stellt der Knoten UW Neusiedl energetisch betrachtet einen Überschussknoten dar, was auch aus der Abbildung 4.7 hervorgeht. Aufgrund der lokalen Erzeugungsgegebenheiten des Netzknotens, der maximalen thermischen Auslastungsgrenze der Verbindungszweige zum zusammenhängendem Netzgebiet und der allgemeinen Erzeugungssituation der Modellregion werden an diesem Knoten 38% der jährlichen Stromerzeugung nicht eingespeist bzw. abgeregelt. Dabei beträgt die maximale abgeregelte Leistung 1,17 GW, was ca. 89% der installierten Erzeugungsleistung des Netzknotens entspricht. Insgesamt werden an diesem Netzknoten 82% der gesamten abgeregelten Energie der Modellregion abgeregelt. In Abbildung 5.17 ist der Tagesmittelwert der Leistung für die am Netzknoten wirksamen Modellkomponenten inkl. der resultierenden Knotenleistung über die Dauer des Modellhorizontes dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die resultierende Knotenleistung im Tagesmittel vorwiegend Tagesleistungswerte größer als null aufweist. Aus der Abbildung 5.17 zeigt sich, dass im jahreszeitlichen Vergleich die Abregelung besonders im späten Winter, Anfang Frühling und Herbst wirksam ist. Die Anbindung des Knotens zum restlichen Übertragungsnetz erfolgt über zwei 220 kV-Leitungen.

UW Ybbsfeld

UW Ybbsfeld ist ein Netzknoten hoher Laufwasserkrafterzeugung, was auch aus der Abbildung 4.7 hervorgeht. Der angenommene Ausbau der Windkraft für den Netzknoten UW Ybbsfeld ist jedoch im regionalen Vergleich auch nicht zu vernachlässigen. Demgegenüber steht ein relativ geringer Stromverbrauch. Die Laufwasserkrafterzeugung ist die dominante Erzeugungskraft dieses Knotens. Es werden knapp unter 2/3 der dargebotsabhängigen jährlichen Stromerzeugung des Knotens von der Laufwasserkraft bereitgestellt. Der Rest entfällt auf die Windkrafterzeugung und einen relativ geringen Anteil an Photovoltaikerzeugung. Die installierte Laufwasserkraftleistung an diesem Knoten beträgt 6,4% der gesamten installierten Laufwasserkraftleistung. Auch hier ist aus der Abbildung 5.17 ersichtlich, dass die resultierende mittlere Knotenleistung einen Erzeugungsüberschuss darstellt. Dabei ergänzen sich die Windkraft- und Laufwasserkrafterzeugung in der Erzeugungscharakteristik, was an dem resultierenden Verlauf der mittleren Residuallast in der Abbildung 5.17 erkennbar ist. Die gesamte abgeregelte Energie dieses Netzknotens ist im Vergleich zum Knoten UW Neusiedl geringer, liegt jedoch mit 10% gemessen an der gesamten abgeregelten Energie der Modellregion hinter dem Netzknoten UW Neusiedl auf Platz zwei. Die abgeregelte Knotenenergie entspricht dabei ca. 4% der jährlich erzeugten Knotenenergie und die maximale abgeregelte Leistung ca. 23% der installierten Erzeugungsleistung des Netzknotens.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Das resultierende positive Vorzeichen der Knotenenleistung und der geringe Anteil der abregelten Knotenenergie deuten darauf hin, dass aus dem Knoten kontinuierlich Strom in das Übertragungsnetz exportiert wird.

UW Ernsthofen

UW Ernsthofen ist ein Netzknoten mit sowohl hoher regenerativer Stromerzeugung als auch hohem Stromverbrauch. Am Knoten UW Ernsthofen ist nämlich der drittgrößte Verbrauch aller Verbrauchsknoten angesetzt. Neben den vordefinierten regenerativen Erzeugungsformen wie Windkraft, Photovoltaik und Laufwasserkraft kommen an diesem Netzknoten auch alle anderen steuerbaren Erzeugungstechnologien wie Wärmekraftwerke und Speicherkraftwerke zum Einsatz. Im Erzeugungsvergleich dominiert allerdings die vordefinierte Stromerzeugung Laufwasserkraft mit einem Anteil von 48% der gesamten jährlichen Erzeugung des Knotens. An dem mittleren Leistungsverlauf in Abbildung 5.17 ist die Dominanz der Wärmekraftwerke während der Heizperiode erkennbar. Die Stromerzeugung der Wärmekraftwerke bewirkt die Verschiebung der letztendlichen Knotenleistung aus dem vordefinierten negativen Leistungsbereich in den positiven Leistungsbereich. Aus dem mittleren Leistungsverlauf zeigt sich eine geringe Erzeugung der Speicherkraftwerke, vor allem im Sommer. Im Winter werden Wärmepumpen zur Deckung der Wärmelast eingesetzt. Wie angedeutet ist dieser Netzknoten durch hohen Verbrauch charakterisiert, weshalb diesem Knoten ein größerer Anteil der installierten WP-Leistung zugewiesen wurde. Dementsprechend ist bei diesem Netzknoten im Tageslastgang auch die Wärmepumpenaktivität im Vergleich zu anderen dargelegten Netzknoten ersichtlich. Die Komponente Abregelung wird an diesem Netzknoten nur wenige Stunden im Jahr aktiviert. Aus dem Verlauf der mittleren Leistungskurve der Knotenleistung ist ersichtlich, dass die resultierende Knotenleistung nur sehr selten negative Werte annimmt. Demzufolge kann festgehalten werden, dass auch aus diesem Netzknoten vorwiegend Leistung in das zusammenhängende Netzgebiet übergeben wird. Der Knoten UW Ernsthofen ist mit vier Zweigen der 220 kV Spannungsebene und drei Zweigen der 380 kV-Spannungsebene zzgl. einem Umspanner an das restliche Übertagungsnetz angebunden.

UW Wien Südost

Die Erzeugungsformen, die diesen Knoten dominieren, sind fossil und mit Biomasse befeuerte Wärmekraftwerke. Es entfallen ca. 41% der jährlichen Stromerzeugung des Knotens auf Wärmekraftwerke. Die restliche Knotenerzeugung wird von Laufwasserkraft (ca. 28%), Windkraft (20%) und Photovoltaik (11%) übernommen. Dieser Knoten ist durch den höchsten Stromverbrauch im Vergleich zu anderen Verbrauchsknoten gekennzeichnet. Die eigene

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Knotenerzeugung kann dabei lediglich 32% des jährlichen Stromverbrauchs decken. Demzufolge muss die fehlende elektrische Energie aus dem zusammenhängenden Netzgebiet importiert werden, was auch aus der Darstellung der LF-Richtungen in Abbildung 5.16 ersichtlich ist. Aus den mittleren Leistungsverläufen der einzelnen Komponenten ist der saisonale Einsatz der Wärmekraftwerke erkennbar. Demzufolge erhöht sich im Winter und im Herbst die resultierende Knotenleistungskurve im Vergleich zu der vordefinierten Residuallastkurve. Im Sommer sind der Residuallastgang und die Knotenleistungskurve abzüglich des geringen Einsatzes der Wärmepumpen fast deckungsgleich. Eine Abregelung der dargebotsabhängigen Stromerzeugung ist aus Sicht der resultierenden Zweigauslastungen nicht notwendig. Der Netzknoten Wien Südost ist im Basis Szenario über einen äquivalenten Umspanner-Zweig, fünf 380 kV-Zweige und vier 220 kV-Zweige mit dem restlichen Übertragungsnetz verbunden.

UW Bisamberg

Der Knoten UW Bisamberg wird aufgrund seiner Nähe zu den Gasspeichern und den fossilen Wärmekraftwerken als potentieller P2G-Knoten ausgewählt und aus diesem Grund hier zur Diskussion hervorgehoben. Der regenerative Knotenerzeugungsanteil liegt bei ca. 85% bezogen auf die gesamte Knotenerzeugung. Die restliche Knotenerzeugung wird fossilen Kraftwerken zugeschrieben. Die eigene Knotenerzeugung kann dabei ca. 46% des gesamten Stromverbrauchs decken. Der restliche Bedarf wird aus Importen aus dem zusammenhängendem Netzgebiet gedeckt. Es wird nur ein geringer Anteil der Knotenerzeugung abgeregelt, der sich über die gemittelten Tagesleistungswerte in der Abbildung 5.17 nicht darstellen lässt. Im Winter wird die vordefinierte Residuallastkurve durch den Einsatz der Wärmekraftwerke und Wärmepumpen in ihrer Charakteristik verändert. Der Knoten UW Bisamberg ist mit drei 220 kV-Zweigen und vier 380 kV-Zweigen mit dem restlichen Übertragungsnetz verbunden.

UW Dürnrohr

Für diesen Netzknoten soll festgehalten werden, dass die modellierten Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten, entsprechend den Verbindungen der 110 kV-Stationen, dem Knotenpunkt der 220 kV-Spannungsebene zugeordnet sind. Die vordefinierten sowie auch die steuerbaren Import-/Exportkomponenten, werden dem Knotenpunkt der 380 kV-Spannungsebene zugeordnet. Dieser Knoten ist durch den höchsten jährlichen exogenen Import gekennzeichnet, der den resultierenden Stromverbrauch des Knotens um ein Vielfaches übersteigt. Der exogene Import beeinflusst außerordentlich die vordefinierte Residuallastkurve und somit

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek WIEN Your knowledge hub

auch die jährliche Knotenenergie. Auch die eigene Knotenerzeugung ist um ein Vielfaches höher als der resultierende Stromverbrauch. Die regenerativen Erzeugungstechnologien Windkraft und Laufwasserkraft machen ca. 80% der Knotenerzeugung aus. Am Knoten kommen alle steuerbaren Komponententypen, Wärmekraftwerke, Speicherkraftwerke, Wärmepumpen, Abregelung und Export zum Einsatz. Durch die Wärmeerzeugung im Winter und Herbst wird die vordefinierte Residuallastkurve aus der Abbildung 5.17 angehoben. Der resultierende Knotenleistungsverlauf ist besonders ab Herbst von dem vordefinierten Import geprägt. Der nicht verwertbare Stromüberschuss bei diesem Knoten teilt sich auf die Abregelung und den Export auf, wobei den größten Anteil der nicht verwertbaren Stromüberschüsse dem Export zuzuschreiben ist. Der Export findet ausschließlich im Frühling und Sommer statt. Aufgrund der hohen Erzeugungskraft und des, über das Jahr betrachtet, anhaltenden Knotenüberschusses zeigt die im Jahresverlauf durchschnittliche LF-Richtung der UW-Zweige in Richtung der 380 kV-Spannungsebene. Auch ist die LF-Richtung beider Zweige, der 380 kV-, sowie der 220 kV- Spannungsebene, in Richtung des Netzknotens UW Bisamberg mit einem hohen Grad der Regelmäßigkeit gekennzeichnet.

UW Malta

Der Netzknoten UW Malta stellt einen typischen hydraulischen Speicherkraftwerksknoten dar. Die resultierende Stromerzeugung der Speicherkraftwerke trägt mit 65% zu der gesamten jährlichen Knotenerzeugung bei. Neben den Speicherkraftwerken zählen die Laufwasserkraft als zweitstärkste Erzeugungskraft und weiter Windkraft und Photovoltaik zu den Erzeugungstechnologien dieses Netzknotens. Der Netzknoten UW Malta verfügt über leistungsstarke PSP. An diesem Knoten sind fast 19% der elektrischen Pumpleistung der Modellregion installiert. Die an diesem Netzknoten insgesamt reversibel umgesetzte elektrische Energie beträgt 25,7% der reversibel umgesetzten Energie der Modellregion. Der Verbrauch des Knotens ist im Vergleich zu seiner Erzeugung relativ gering. Die resultierende Knotenleistung befindet sich dementsprechend vorwiegend in einem Erzeugungsüberschuss. Der mittlere Knotenleistungsverlauf der hydraulisch steuerbaren Komponenten ähnelt stark den mittleren Leistungsergebnissen der hydraulisch steuerbaren Komponenten der gesamten Modellregion, dargelegt in der Abbildung 5.1. Im Winter kommt es zur Entleerung des Speicherinhaltes der Jahresspeicherkraftwerke, was in der erhöhten Erzeugungsleistung des Knotens im Winter resultiert. Der Knoten UW Malta ist über einen äquivalenten 220 kV-Zweig mit dem Netzknoten UW Lienz und dadurch mit dem zusammenhängendem Netzgebiet verbunden.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

UW Bürs

Am Netzknoten Bürs können unterschiedliche steuerbare Modellkomponententypen wie Pumpspeicherkraftwerke, Power-to-Gas-Anlagen und Import/Export-Einheiten zum Ausgleich der Residuallast eingesetzt werden. Aus diesem Grund wird dieser Knoten zur weiteren Diskussion hervorgehoben. Analog zum UW Dürnrohr erfasst auch dieser Netzknoten beide Spannungsebenen. Dabei werden die relevanten Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen der 220 kV-Spannungsseite des Netzknotens und die Import- und Exportkomponenten der 380 kV-Spannungsseite zugeordnet. Der Netzknoten UW Bürs ist ein Netzknoten ausgeprägter Wasserkrafterzeugung. Dabei liegt die jährliche Stromerzeugung der Laufwasserkraft bei 55% und die der Speicherkraftwerke bei 42% der gesamten Knotenerzeugung. Die mit Biomasse befeuerten Wärmekraftwerke und Photovoltaik übernehmen die restlichen 3% der Knotenerzeugung. Der Einsatz der Biomassekraftwerke ist durch die Mittelung der Leistungswerte über 24 h in der Abbildung 5.17 kaum sichtbar. An den Pumpspeicherkraftwerken dieses Knotens werden ca. 12% der reversibel umgesetzten elektrischen Energie der Modellregion umgewälzt. Die nicht verwertbaren Stromüberschüsse bestehen an diesem Knoten nur aus den Energiewerten des steuerbaren Exports. Diese Energiemenge entspricht ca. 10% der jährlichen Knotenerzeugung und nur 5% der insgesamt exportierten Strommenge der Modellregion. Ein beträchtlicher Anteil der vordefinierten Knotenenergie ist vom exogenen Importfluss bestimmt, der sich der Wasserkrafterzeugung überlagert und mit ihm gemeinsam in einem deutlichen Überschussprofil des Knotens resultiert. Durch den Einsatz der Speicherkraftwerke wird die vordefinierte Residuallastkurve im Herbst, Winter und Anfang Frühling deutlich angehoben. Demgegenüber wird über den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke der vordefinierte Residuallastverlauf auch in beide Richtungen im Frühling und Herbst beeinflusst. Der steuerbare Stromexport findet analog zu den Ergebnissen der Modellregion im Frühling und Sommer statt. Es kann zusammengefasst werden, dass sich das resultierende Knotenleistungsprofil hauptsächlich in einem Erzeugungsüberschuss befindet. Der Knoten UW Bürs ist mit drei 220 kV-äquivalenten Zweigen mit dem restlichen Netzgebiet verbunden. Die LF-Richtung des mittleren Zweiglastflusses weist einen westlichen Lastfluss auf.

UW GuD Mellach

Der Netzknoten UW GuD Mellach ist ein typischer Knoten der fossilen Stromerzeugung. Zudem stellt dieser Knoten einen reinen Erzeugungsknoten ohne jegliche Verbrauchskomponenten dar. Zur Stromerzeugung werden nur Anlagen mit zusätzlicher Wärmeauskopplung eingesetzt. Dabei speisen Wärmekraftwerke dieses Netzknotens ca. 34% der fossil erzeugten Energie ins Netz ein. Die Zeiträume der Stromerzeugung decken sich mit der Wärmenachfrage der Modellregion im Winter und Herbst. Die Wärmekraftwerke arbeiten auch

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

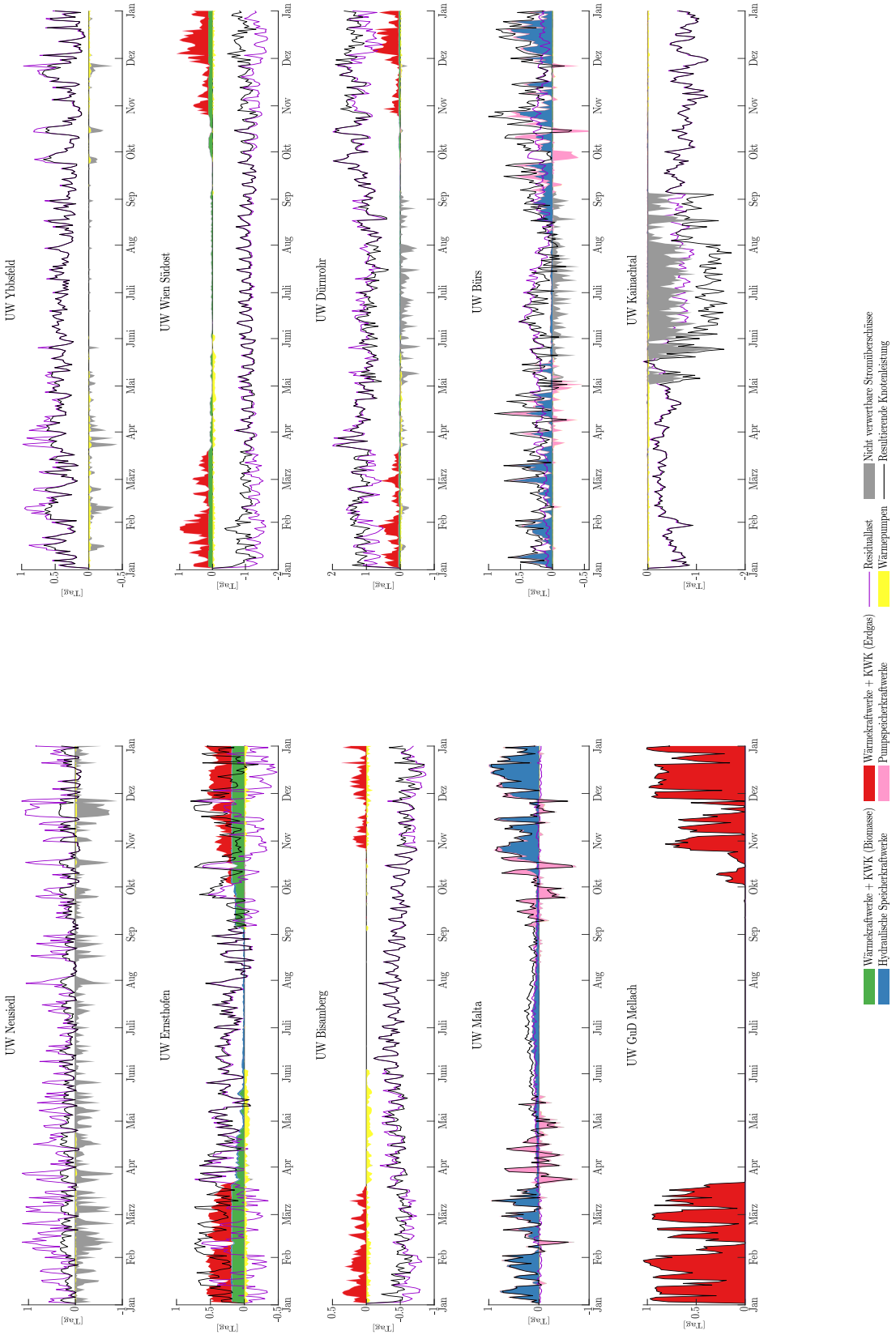


Abbildung 5.17: Einsatzcharakteristik der steuerbaren Modellkomponententypen, vordefinierter Residuallastgang und resultierende Knotenleistung als Tasgesmittelwerte für ausgewählte Netzknoten

TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN
Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

im maximalen KWK-Betrieb. Dementsprechend ist auch die resultierende maximale Knotenleistung um den Stromverlustanteil für die Wärmeauskopplung gegenüber einem reinen Kondensationsbetrieb vermindert.

UW Kainachtal

Der Netzknoten UW Kainachtal ist über ausgeprägte Verbrauchskomponenten charakterisiert. Zum einen wird die resultierende Knotenenergie durch den Stromverbrauch der angesiedelten Verbrauchszentren dominiert. Zum anderen wird ein beträchtlicher Anteil der Stromüberschüsse an diesem Netzknoten exportiert. Dabei beeinflussen der exogene und der steuerbare Export besonders die Knotencharakteristik. Dadurch befindet sich die resultierende Knotencharakteristik dieses Netzknotens im anhaltenden Erzeugungsdefizit. Der steuerbare Export korreliert mit dem Überschuss der Residuallast der Modellregion. Der vordefinierte Residuallastverlauf des Netzknotens wird somit besonders im Sommer durch zusätzlichen Lastgang der steuerbaren Exportkomponente verändert. Der steuerbare Export an diesem Netzknoten macht 24% der gesamten steuerbaren exportierten Energie aus. Die vordefinierte Knotenerzeugung deckt energetisch fast die Hälfte des vordefinierten Stromverbrauchs. In dieser Hinsicht dominiert die Laufwasserkraft mit fast 68% die Stromerzeugung des Netzknotens, gefolgt von Photovoltaik mit 18% und Windkraft mit 11%. Als steuerbare Erzeugungstechnologien werden an diesem Netzknoten noch Speicherkraftwerke eingesetzt. Jedoch beträgt die Erzeugungskraft der Speicherkraftwerke im Vergleich zu anderen Komponenten nur einen geringen Anteil. Demzufolge ist ihre Aktivität durch die zeitliche Mittelung in der Abbildung 5.17 nicht erkennbar.

5.2 Exogener grenzüberschreitender Lastfluss

In diesem Abschnitt soll der Einfluss des vordefinierten grenzüberschreitenden Lastflusses bzw. des resultierenden Transitlastflusses untersucht werden. Dabei soll insbesondere abgeschätzt werden, ob und wie der exogene Transitlastfluss den Einsatz der steuerbaren Erzeugung und die Menge der nicht verwertbaren Stromüberschüsse der Modellregion bestimmt. Der Verlauf der vordefinierten grenzüberschreitenden Lastflüsse und ihre zeitliche und geographische bzw. netzbezogene Verteilung wurden im Abschnitt 4.4.3 vorgestellt. Für diese Untersuchung werden aus der untersuchten Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems des Basis-Szenarios die vordefinierten Import-/Exportkomponenten ausgenommen und der Einsatz der steuerbaren Modellkomponenten erneut bestimmt. Diese Szenarienberechnung wird für die nachfolgende Diskussion als das Transitlastfluss-freies-Szenario (TRN-FREE-Szenario) bezeichnet. Die resultierenden Optimierungsergebnisse werden den Optimierungsergebnissen des Basis-Szenarios gegenüber gestellt. Für die unterschiedlichen

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Optimierungsergebnisse der beiden Szenarien ist die resultierende zusätzliche Belastung der Zweigelemente durch die vorgegebenen grenzüberschreitenden Leistungswerte im Basis-Szenario maßgeblich.

In Tabelle 5.5 werden die aggregierten Optimierungsergebnisse der steuerbaren Modellkomponenten des TRN-FREE-Szenarios mit den Ergebnissen des Basis-Szenarios für das Stromsystem verglichen. Die Ergebnisse des Wärmesystems sind in diesem Szenario nur minimal anders als im Basis-Szenario. Deshalb werden die Ergebnisse des Wärmesystems hier nicht weiter diskutiert. Aus den Jahresenergiewerten ist auch für das Stromsystem ein minimaler Unterschied in der jährlichen Stromerzeugung und im jährlichen Stromverbrauch im Vergleich zu Ergebnissen des Basis-Szenarios erkennbar. Der Unterschied äußert sich in der Abregelung, deren Jahresenergiewert um 2% höher ausfällt als im Basis-Szenario. Die zusätzlich abgeregelten Stromüberschüsse im TRN-FREE-Szenario werden durch den leicht erhöhten Einsatz von Wärmekraftwerken erklärt. Der resultierende steuerbare Import im Basis-Szenario agierte als eine LF-regelnde Modellkomponente zur Reduktion des angenommenen vordefinierten Exportflusses für die Bewahrung der maximal erlaubten Leitungsauslastungen. Im TRN-FREE-Szenario ist diese LF-regelnde Maßnahme nicht mehr notwendig. Somit kann zusammengefasst werden, dass die hinterlegten inländischen Kraftwerkskapazitäten der Modellregion für den Ausgleich der inländischen Erzeugungs/Last-Bilanz ausreichen.

Durch die Vernachlässigung der vordefinierten grenzüberschreitenden Lastflüsse entsteht im Vergleich zum Basis-Szenario, aufgrund des geänderten vordefinierten Knotenleistungsvektors $\mathbf{P}$, für jeden Zeitpunkt t_i des Modellhorizonts eine andere Ausgangslage für die Verteilung des Lastflusses. Damit fehlen an Import-/Exportknoten zu jedem Zeitpunkt t_i zusätzliche vordefinierte Stromeinspeiser bzw. -verbraucher, die den vordefinierten Leistungswerten der Residuallast entgegenwirken, aber auch die Leistungswerte der Residuallast zusätzlich verstärken können. Über alle steuerbaren Komponenten kann dieser Lastfluss angepasst werden, damit sich die Auslastung der Zweige im Rahmen zulässiger Grenzen bewegt. Der geringfügig höhere Anteil abgeregelter Stromüberschüsse im Vergleich zum Basis-Szenario ist durch die Änderung der abgeregelten Stromüberschüsse am Netzknoten UW Dürnrohr gegeben. Im Vergleich zum Basis-Szenario verdoppelt sich die abgeregelte Energie an diesem Netzknoten. Demgegenüber findet am Netzknoten UW Ybbsfeld eine Reduktion der abgeregelten Stromüberschüsse im Vergleich zum Basis-Szenario um 20% statt. Der größte Anteil der abgeregelten Stromüberschüsse ist immer noch dem Netzknoten UW Neusiedl zuzuschreiben und wird durch die Veränderung des vordefinierten Knotenleistungsvektors kaum verändert. Die maximale abgeregelte Leistung der Modellregion wird im Vergleich zum Basis-Szenario auch um nur 0,01 GW reduziert. Die maximale exportierte Leistung der Modellregion wird dagegen um 0,12 GW erhöht.

Aufgrund des neuen vordefinierten Knotenleistungvektors wird auch der Stromexport bei

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Komponententypen im Stromsystem	Basis [TWh]	TRN-FREE [TWh]
Vordefinierte Residuallast	-10,71	-10,71
Speicherkraftwerke	10,04	10,04
Wärmekraftwerke mit KWK (Erdgas)	6,74	6,79
Wärmekraftwerke ohne KWK (Biomasse)	0,98	0,99
Wärmekraftwerke mit KWK (Biomasse)	3,13	3,13
Import - steuerbar	0,01	0,00
Export - steuerbar	-5,75	-5,75
Abregelung	-1,72	-1,76
Wärmepumpen	-2,37	-2,37
Pumpspeicherkraftwerke - Pumpen	-1,81	-1,79
Pumpspeicherkraftwerke - Turbinen	1,44	1,43

Tabelle 5.5: Optimierungsergebnisse des Stromsystems: Jährliche Energiewerte im Basis-Szenario vs. Transitlastfluss-freies-Szenario

gleich bleibenden aggregierten Energiewerten der steuerbaren Exportkomponente anders auf die Netzknoten verteilt. So werden am Netzknoten UW Kainachtal 34% der gesamten exportierten Stromüberschüsse exportiert. Im Basis Szenario lag dieser Anteil bei 24%. Demgegenüber werden die exportierten Stromüberschüsse am Netzknoten UW St. Peter um 6% bezogen auf den gesamten Export veringert. In der Abbildung 5.18 sind die Änderungen der Verteilung der exportierten Stromüberschüsse je Netzknoten im Vergleich zum Basis-Szenario dargestellt.

Obwohl sich die jährlichen Energiewerte der Modellkomponententypen im TRN-FREE-Szenario nur minimal von resultierenden Optimierungsergebnissen des Basis-Szenarios unterscheiden, ergibt sich eine andere Verteilung der Zweigflüsse und damit eine andere Verteilung der resultierenden Zweigbelastung und Lastflussrichtung. In Abbildung 5.19 sind die Lastflussrichtungen des mittleren Zweigflusses (schwarze Pfeilrichtung) und die mittlere Regelmäßigkeit der LF-Richtung der Netzschienen im TRN-FREE-Szenario gegeben. Es zeigt sich, dass besonders Änderungen der LF-Richtung der mittleren Zweigflüsse der Westschiene stattfinden. Ab dem Netzknoten UW Westtirol wird die LF-Richtung des mittleren Zweigfluss geteilt. Zum einen resultiert ein mittlerer Zweigfluss der Richtung West-Ost, also hin zum Slack-Knoten, und zum anderen ein mittlerer Zweigfluss der westlichen LF-Richtung hin zu Vorarlberg und den westlichen Grenzen zu den Nachbarländern Schweiz und Deutschland. Die Verbrauchszentren der zu deckenden Restlast aus Abbildung 4.7, zugeordnet den Netzknoten UW Wien Südost, UW Oststeiermark, UW Kainachtal, UW Thaur, UW Werben und UW St.Peter und der exportierte Überschussstrom, bezogen an den Exportknoten aus Abbildung 5.18, beeinflussen die LF-Richtung der mittleren Zweigflüsse.

In Abbildung 5.20 wird die mittlere Auslastung der Netzschienen mit den Ergebnissen des Basis-Szenarios verglichen. Es zeigt sich eine Abnahme der mittleren Auslastung der Netz-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

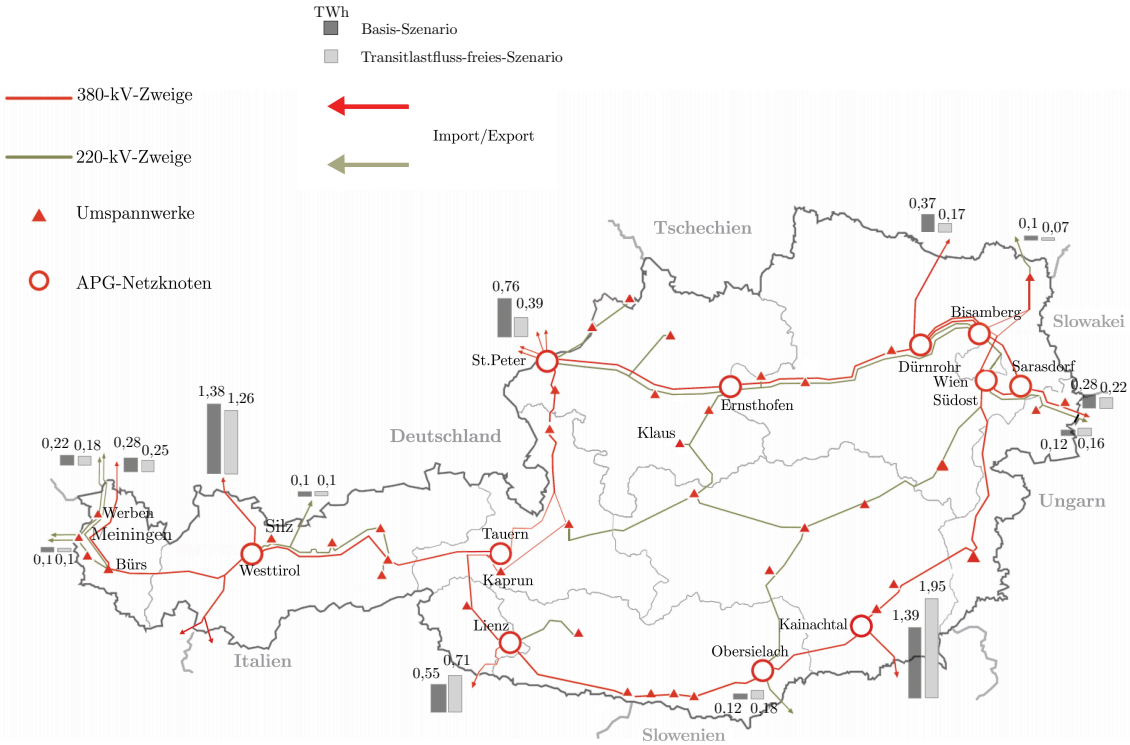


Abbildung 5.18: Verteilung der nicht verwertbaren Stromüberschüsse - Stromexport: Basis-Szenario vs. Transitlastfluss-freies-Szenario (erstellt in Anlehnung an [13])

schienen bei den 220 kV-Zweigen. Die Ausnahme hier ist die mittlere Auslastung der zentralen Netzschiene, die sich im TRN-FREE-Szenario um 2% erhöht. Die mittlere Auslastung der Zweige der West-Schiene sinkt sogar um 16% und die der Nord-Süd Schiene um 11%. Auch bei den 380 kV-Zweigen weisen jene Zweige, die für den Transport des vordefinierten grenzüberschreitenden LF maßgeblich waren, die größte Reduktion hinsichtlich der mittleren Zweigauslastung auf. So ergibt sich insbesondere eine Reduktion der mittleren Zweigauslastung der Zweige der Nord-, Salzburg- und der West-Schiene. Demgegenüber steigt die mittlere Zweigauslastung der Südschiene, was auch die Folge der erhöhten exportierten Stromüberschüsse am Netzknoten UW Kainachtal ist.

In Abbildung 5.21 a) und b) werden die Verteilungen der maximal auftretenden Zweigbelastung und der Regelmäßigkeit der LF-Richtung zwischen dem TRN-FREE-Szenario (II) und dem Basis-Szenarios (I) je Zweigelement verglichen. Aus den Verteilungen kann zusammengefasst werden, dass auch ohne vordefinierten Transitlastfluss der Ausgleich der inländischen Erzeugungs/Last-Bilanz hohe Zweigleistungswerte fordert, besonders bei den 220 kV-Zweigen. Im direkten Vergleich mit den Optimierungsergebnissen des Basis-Szenarios zeigt sich allerdings, dass die Bandbreite der hohen Auslastungswerte der 380 kV-Zweige im TRN-FREE-Szenario um ca. 7% geringer ist.

Der Vergleich der Regelmäßigkeit der LF-Richtung aus Abbildung 5.21 korreliert mit den

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

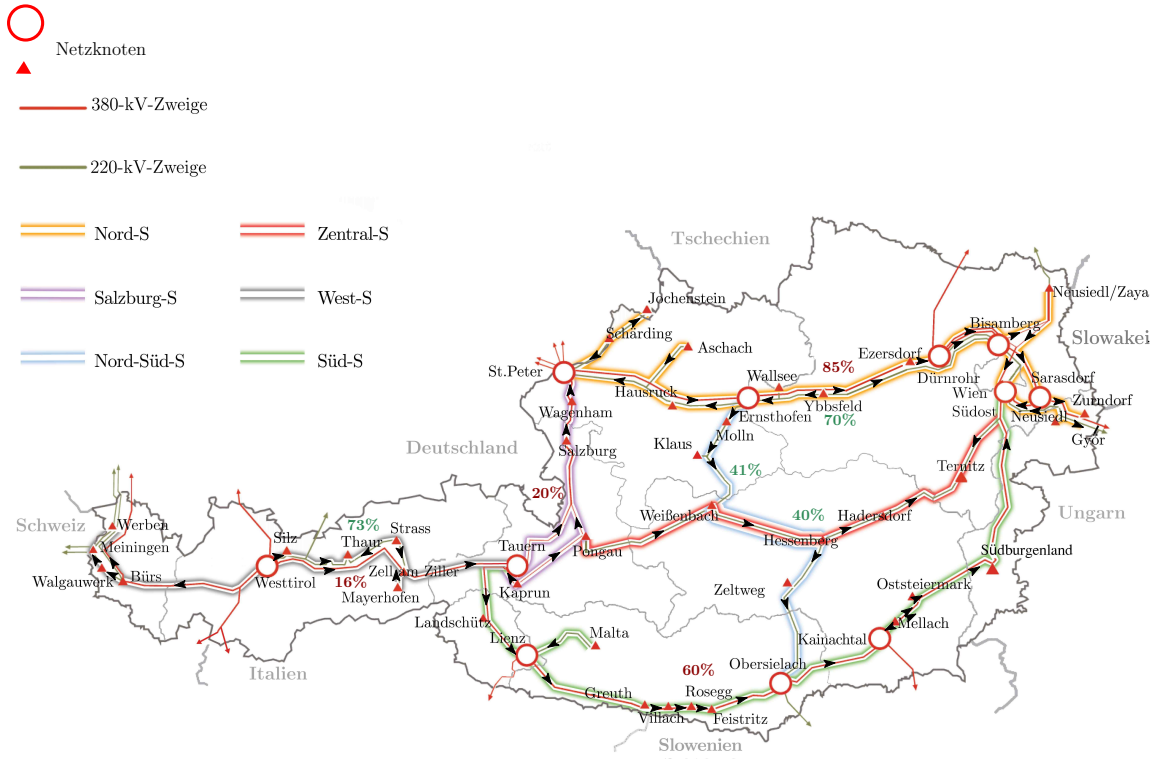


Abbildung 5.19: Mittlere LF-Richtung (schwarze Pfeile) und die Regelmäßigkeit der LF-Richtung je Netzschiene im Falle der Vernachlässigung vom vordefinierten grenzüberschreitenden LF (erstellt in Anlehnung an [13])

Aussagen hinsichtlich der mittleren Zweigauslastung. Im Basis-Szenario ist besonders bei den 220 kV-Zweigen eine hohe Regelmäßigkeit der LF-Richtung vorhanden. Wird der Transitlastfluss ausgeschlossen, so sinkt die Regelmäßigkeit der LF-Richtung. Der Grund dafür liegt vor allem in den westlichen 220 kV-Zweigen und den Zweigen der Nord-Süd-Schiene, die jetzt ohne exogenen Transitflusses nicht vorbelastet sind. Im Gegensatz dazu erhält die Verteilung der Regelmäßigkeit der LF-Richtung bei den 380 kV-Zweigen eine deutlich breitere Spannweite und der Median der Verteilung liegt höher im Gegensatz zum Basis-Szenario. Der Grund für die Erhöhung des Medianwertes und der Erhöhung der oberen Grenze des Box-Plots liegt vor allem in der erhöhten Regelmäßigkeit der Zweige der Südschiene. Auf die Verschiebung der unteren Grenze des Box-Plots wirken sich die geringen Regelmäßigkeiten der West-Schiene und der Salzburg-Schiene aus. Ist der vordefinierte überlagerte Ost-West-Lastfluss nicht mehr gegeben, so wird die LF-Richtung dieser Schienen deutlich von der steuerbaren Stromerzeugung der hydraulischen Erzeugungstechnologien und dem dominierenden Stromverbrauch im Osten der Modellregion bestimmt.

Aus obigen Darlegungen resultiert, dass sich der angenommene grenzüberschreitende Lastfluss nur minimal auf das Gesamtergebnis des Stromsystems auswirkt. Der Netzausbauzustand 2030 ermöglicht den Transport des überlagerten Transitlastflusses, ohne die inländ-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

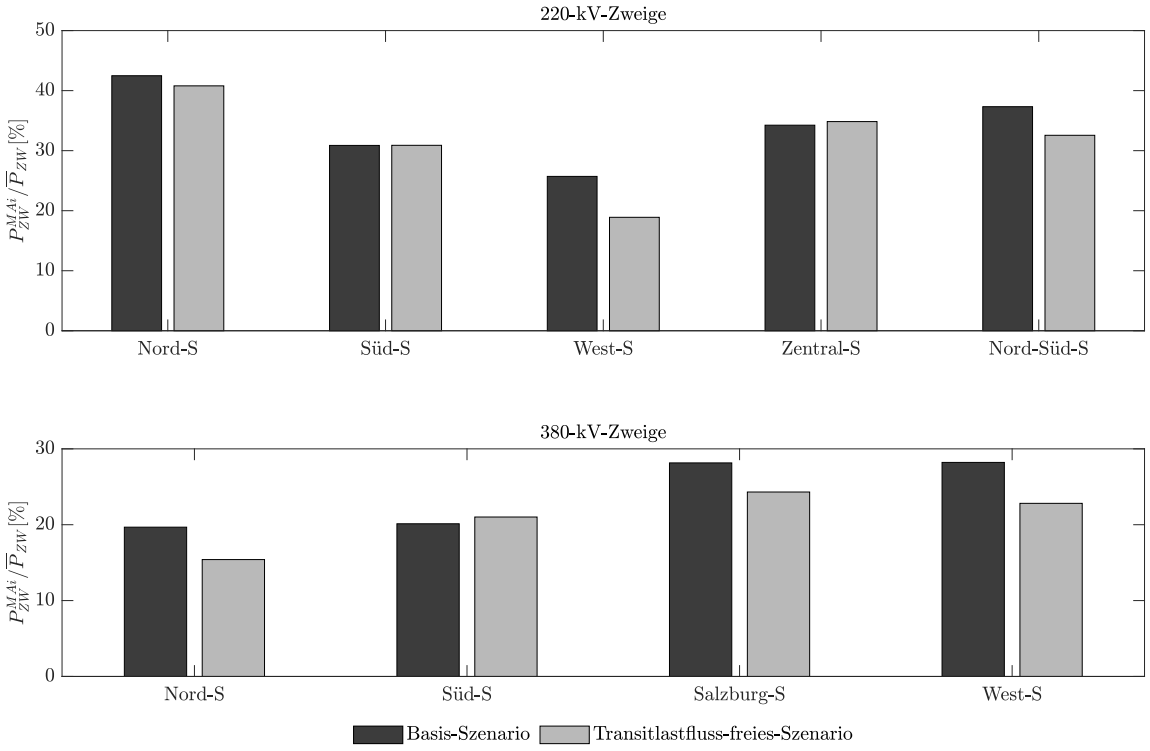
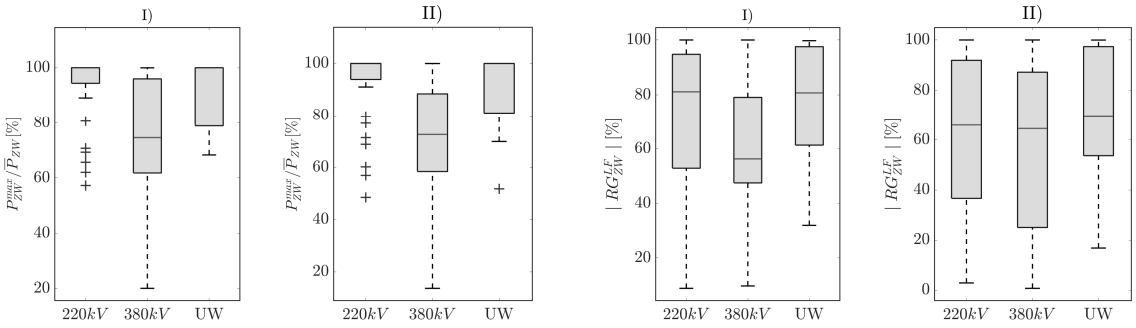


Abbildung 5.20: Mittlere Zweigauslastung je Netzschiene: Vergleich Basis-Szenario vs. Transitlastfluss-freies-Szenario



(a) Verteilung maximale Zweigauslastung

(b) Verteilung Regelmäßigkeit der LF-Richtung

Abbildung 5.21: Verteilungen: a) maximale Zweigauslastung und b) Regelmäßigkeit der LF-Richtung - Vergleich I) Basis-Szenario II) Transitlastfluss-freies-Szenario

dische Erzeugungs/Last-Bilanz hinsichtlich der Nachhaltigkeit verändern zu müssen. Das Übertragungsnetz wird durch den grenzüberschreitenden Lastfluss zusätzlich belastet und bewirkt vor allem bei den 380 kV-Zweigen höhere Belastungswerte. Die Berücksichtigung der vordefinierten Transitflüsse bewirkt lediglich eine andere Einsatzverteilung der jeweiligen Modellkomponenten, die vernachlässigbare Auswirkungen auf das Gesamtergebnis haben. So wird der aus der Modellregion zu exportierende Überschussstrom im Übertragungsnetz nur anders den jeweiligen Netznoten zugeordnet.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

5.3 Verteilte Kurzzeitspeicher

In diesem Abschnitt soll die Rolle der verteilten elektrischen Kurzzeitspeicher für die Modellregion mit dem angenommenen regenerativen Potential des Basis-Szenarios bestimmt werden. Dadurch soll insbesondere abgeschätzt werden, ob und wie die verteilten Kurzzeitspeicher, durch ihre weitreichende Verteilung im Stromnetz und dem hohen Wirkungsgrad der Stromspeicherung, die Integration der erneuerbaren Energieträger im Stromsystem unterstützen können.

Werden in die Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems des Basis-Szenarios elektrische Kurzzeitspeicher einbezogen und der Ausbau dieser Technologie bestimmt, so resultiert aus den Optimierungsergebnissen, dass der Ausbau der verteilten Kurzzeitspeicher keine wirtschaftliche Option darstellt. Aus der Analyse der vordefinierten aggregierten Residuallastkurve aus Abschnitt 4.2.3 und den Optimierungsergebnissen des Basis-Szenarios folgt, dass gerade in den Zeiträumen Sommer und Ende Frühling große Mengen des Überschussstroms in der Modellregion nicht verwertet werden können. Auch folgt, dass sich die bestehenden Pumpspeicher in diesen lang andauernden Phasen des Überschusses am Ausgleich der Residuallast nur geringfügig beteiligen. Dadurch ist das obere Optimierungsergebnis naheliegend, dass die verteilten Kurzzeitspeicher mit dem geringen E/P-Verhältnis (2 h) und den hohen Ausbaukosten aus Sicht der übergeordneten Netzebene keine wirtschaftliche Option für den Erzeugungs/Last-Ausgleich darstellen. Auch bei einer Reduktion der angesetzten Annuitäten, um 50% weniger als ursprünglich angenommen, werden keine Kurzzeitspeicher ausgebaut. Erst bei einer drastischen Reduktion der Annuitäten, auf 10% als ursprünglich angesetzt, wird ein Ausbau der verteilten Kurzzeitspeicher realisiert.

Um jedoch den Einfluss der kurzzeitigen Speicher auf das Stromsystem und die Nachhaltigkeit der Modellregion abschätzen und die oben diskutierten Ergebnisse untermauern zu können, wird in einem nächsten Schritt davon ausgegangen, dass der Ausbau der verteilten Kurzzeitspeicher den Ausbau der regenerativen Erzeugungstechnologien begleitet. Die verteilten Kurzzeitspeicher-Technologien werden somit dem energieträgerübergreifenden Energiesystemmodell exogen vorgegeben und der Einsatz der steuerbaren Modellkomponenten bestimmt. Diese Szenarienberechnung wird für die weiteren Ausführungen als das Kurzzeitspeicher-voll-Szenario (KSP-voll-Szenario) bezeichnet. Für die Dimensionierung des Kurzzeit-Speicherportfolios wird weiter von einer Extremsituation ausgegangen, in der die Speicher zum Ausgleich der gesamten nicht verwertbaren Stromüberschüsse des Basis-Szenarios herangezogen werden sollen. Die nicht verwertbaren Stromüberschüsse des Basis-Szenarios werden somit als die jährlich einzuspeichernde Energie des Speicherportfolios herangezogen. Dazu wird je relevantem Netzknoten die einzuspeichernde Energie basierend auf der abgeregelten Energie je Netzknoten und der exportierten Energie errechnet. Hierfür

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

werden die exportierten Stromüberschüsse den Netzknoten der vordefinierten Erzeugungstechnologien gemäß den ermittelten Überschussfaktoren bezogen auf die vordefinierten Stromüberschüsse zugeordnet. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass die Speicher eine Tagesspeicheraktivität aufweisen. Darauf basierend wird über eine angenommene Zyklenzahl von 365 der erforderliche Energieinhalt der verteilten Kurzzeitspeicher je Netzknoten ermittelt. Letztendlich resultiert aufbauend auf dem E/P Verhältnis von 2 h die Gesamtspeicherleistung der verteilten Kurzzeitspeicher der Modellregion von ca. 9,2 GW bzw. ein elektrischer Energieinhalt von 18,4 GWh. Die ermittelte Speichergröße korreliert zufriedenstellend mit der abgeschätzten Energiegröße der verlustlosen Tagesspeicher von ca. 20 GWh, die über die DFT - Zerlegung der vordefinierten Residuallastkurve im Abschnitt 4.2.3 bestimmt wurde. Als Ergänzung zu dieser Untersuchung wird das angenommene Speicherportfolio um 50% reduziert und der Einsatz der Modellkomponenten erneut bestimmt. Diese Untersuchung wird nachfolgend als das Kurzzeitspeicher-red-Szenario (KSP-red-Szenario) bezeichnet. Weiterhin werden zu den Optimierungsergebnissen dieser zwei Szenarien die Optimierungsergebnisse der Szenarienberechnung mit der angesetzten 10%-Annuität für den Ausbau der Kurzzeitspeicher vorgestellt. In diesem Szenario wird somit neben dem Speicherbetrieb auch der Speicherausbau mitbestimmt. Dieses Szenario wird in weiterer Folge als das Kurzzeitspeicher-Ausbau-Szenario (KSP-Ausbau-Szenario) genannt.

Die Tabelle 5.6 fasst die installierte elektrische Leistung der Kurzzeitspeicher der diskutierten Szenarien für die gesamte Modellregion zusammen. In den Szenarien der exogen vorgegebenen Speichergrößen wird die Speicherkapazität aus der Tabelle 5.6 an 34 Netzknoten verteilt. Im KSP-Ausbau-Szenario wird im Rahmen der Aus- und Einsatzplanung die gesamte Speicherkapazität der Modellregion nur drei Netzknoten von den 34 möglichen Netzknoten zugeordnet. Im Folgenden soll untersucht werden, wie die Modellregion das verteilte Kurzzeitspeicherportfolio der drei Szenarien einsetzt und welche Unterschiede diesbezüglich zum Basis-Szenario resultieren.

Szenarien	KSP-voll	KSP-red	KSP-Ausbau
Installierte Leistung [GW]	9,2	4,6	2,8

Tabelle 5.6: Installierte elektrische Leistung der Kurzzeitspeicher für die gesamte Modellregion: KSP-voll-Szenario vs. KSP-red-Szenario vs. KSP-Ausbau-Szenario

In Tabelle 5.7 sind die aggregierten Optimierungsergebnisse der steuerbaren Modellkomponenten der oben diskutierten Szenarien im Vergleich zum Basis-Szenario für das Stromsystem dargestellt. Die Optimierungsergebnisse des Wärmesystems weichen durch die Kurzzeitspeicher nur minimal von den Ergebnissen des Basis-Szenarios ab und werden deshalb nachfolgend nur verbal beschrieben und nicht detaillierter aufgelistet. Grundsätzlich kann zusammengefasst werden, dass die Einbindung der verteilten Kurzzeitspeicher sich positiv

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Komponententypen im Stromsystem	Basis [TWh]	KSP-voll [TWh]	KSP-red [TWh]	KSP-Ausbau [TWh]
Vordefinierte Residuallast	-10,71	-10,71	-10,71	-10,71
Speicherkraftwerke	10,04	10,04	10,04	10,04
Wärmekraftwerke mit KWK (Erdgas)	6,74	6,44	6,54	6,53
Wärmekraftwerke ohne KWK (Biomasse)	0,98	0,98	0,98	0,98
Wärmekraftwerke mit KWK (Biomasse)	3,13	3,13	3,13	3,13
Import - steuerbar	0,01	0,01	0,01	0,01
Export - steuerbar	-5,75	-6,16	-6,06	-6,09
Abregelung	-1,72	-0,98	-1,2	-1,12
Wärmepumpen	-2,37	-2,37	-2,37	-2,37
Pumpspeicherkraftwerke - Pumpen	-1,81	-1,19	-1,35	-1,61
Pumpspeicherkraftwerke - Turbinen	1,44	0,96	1,08	1,29
Kurzzeitspeicher - Laden		-1,36	-0,96	-0,72
Kurzzeitspeicher - Entladen		1,22	0,86	0,64

Tabelle 5.7: Optimierungsergebnisse des Stromsystems: Jährliche Energiewerte im Basis-Szenario vs. KSP-voll-Szenario vs. KSP-red-Szenario vs. KSP-Ausbau-Szenario

auf die Integration der regenerativen Erzeugungsformen ins Stromsystem auswirkt. Die abgeregelten Stromüberschüsse werden reduziert, auf der anderen Seite erhöhen sich dadurch die exportierten Stromüberschüsse. Es zeigt sich zudem ein Rückgang der fossilen Stromerzeugung der Wärmekraftwerke. Die kurzzeitigen Leistungsschwankungen werden dort, wo es möglich ist vorwiegend von den effizienten Kurzzeitspeichern und nicht mehr von den PSP ausgeglichen. Diese wesentlichen Erkenntnisse werden in den nachfolgenden Absätzen näher erläutert.

Für die Szenarien der exogen vorgegebenen Speicherkapazitäten folgt, je höher die installierte Speicherleistung bzw. der installierte Energieinhalt, desto ausgeprägter sind die Veränderungen des jährlichen Einsatzes der einzelnen Modellkomponenten gegenüber dem Basis-Szenario. Aus dem Vergleich der Optimierungsergebnisse zwischen dem KSP-red-Szenario und dem KSP-Ausbau-Szenario resultiert jedoch die Wichtigkeit der Verortung der Kurzzeitspeicher. Es ergeben sich nämlich vorteilhaftere Optimierungsergebnisse für die Modellregion im KSP-Ausbau-Szenario als im KSP-red-Szenario bei geringerer installierter Gesamtspeichergröße. Besonders die abgereglte Energie, aber auch die fossile Stromerzeugung liegen, wenn auch nur leicht, unter den Werten des KSP-red-Szenarios. Der Grund dafür liegt in der Platzierung der verteilten Kurzzeitspeicher. Im KSP-Ausbau-Szenario werden nämlich die Kurzzeitspeicher an den drei Wind-dominierten Netzknoten UW Neusiedl, UW Ybbsfeld und UW Dürnrohr installiert. Alleine dem Netzknoten UW Neusiedl werden in diesem Szenario ca. 85% der Gesamtspeicherkapazität der Modellregion zugeordnet. In den Szenarien der exogen vorgegebenen Speicherkapazitäten sind es ca. 27% der Gesamtspeicherkapazität. Somit liegt im KSP-Ausbau-Szenario ein höheres Flexibilitätspotential am

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Netzknoten UW Neusiedl als im KSP-red-Szenario vor.

In den nachfolgenden Erläuterungen der Optimierungsergebnisse wird das KSP-voll-Szenario für den Vergleich mit dem Basis-Szenario hervorgehoben. Die restlichen zwei Szenarien werden bei vorhandenen Abweichungen zum KSP-voll-Szenario zusätzlich separat diskutiert und dem Basis-Szenario gegenübergestellt. Die Jahresenergiewerte zeigen, dass durch den Einsatz von Kurzzeitspeichern die abgeregelten Stromüberschüsse im KSP-voll-Szenario im Vergleich zum Basis-Szenario um fast 43% reduziert werden. Es werden jedoch ca. 55% dieser reduzierten Energie im Vergleich zum Basis-Szenario zusätzlich in das Übertragungsnetz eingespeist und exportiert. Die restliche Differenz der abgeregelten Stromüberschüsse im Vergleich zum Basis-Szenario wird zur Lastdeckung des Stromsystems herangezogen und substituiert fossile Stromerzeugung. Insgesamt reduziert sich jedoch der Anteil der gesamten nicht verwertbaren Stromüberschüsse im Vergleich zum Basis-Szenario um ca. 4,4%. Im KSP-red-Szenario liegt dieser Rückgang unter 3% und im KSP-Ausbau-Szenario bei ca. 3,5%. Im KSP-Ausbau-Szenario wird der Überschussstrom durch gezielten Ausbau der Kurzzeitspeicher an kritischen Netzknoten besser in die Modellregion integriert.

In Abbildung 5.22 ist der Vergleich der Leistungsverläufe des abgeregelten Überschussstroms für die Dauer von einem Jahr zwischen dem KSP-voll-Szenario und dem Basis-Szenario dargestellt. Die maximale Leistung der aggregierten Leistungskurve der Abregelung reduziert sich im KSP-voll-Szenario um 23% im Vergleich zum Basis-Szenario. Der dargelegte Unterschiede der Abregelung zwischen den zwei Szenarien wird zum größten Teil von den Änderungen der Abregelung am Netzknoten UW Neusiedl bestimmt. Am Netzknoten UW Neusiedl wird jedoch weiterhin der größte Anteil des jährlichen Überschussstroms abgeregelt. Im Vergleich zum Basis-Szenario wird die fossile Stromerzeugung im KSP-voll-Szenario um 0,32 TWh und im KSP-Ausbau-Szenario um 0,21 TWh reduziert. Das E/P-Verhältnis der Kurzzeitspeicher von 2 h reicht nicht aus um einen höheren nachhaltigen Erzeugungs/Last-Ausgleich erzielen zu können. Der Rückgang der Stromerzeugung der fossilen KWK-Anlagen bedingt den Rückgang der Wärmeauskopplung. Diese geringe fehlende Fernwärme im zentralen Wärmesystem gleichen die mit Gas befeuerten Heizwerke aus.

Durch den Einsatz der Kurzzeitspeicher steigt die gesamte umgewälzte elektrische Energie der Modellregion, jedoch steigen die Verluste der Energiewandlung aufgrund der hohen Effizienz der Kurzzeitspeicher nur leicht an. Die gesamte eingespeicherte Energie der Pumpspeicher wird im KSP-voll-Szenario im Vergleich zum Basis-Szenario um 34% reduziert. Die gesamte eingespeicherte Energie der Kurzzeitspeicher übersteigt sogar die eingespeicherte Energie der Pumpspeicher. Dieses Phänomen tritt in den anderen zwei Szenarien aufgrund der kleineren Gesamtspeichergröße nicht auf. Jedoch übernehmen auch in den anderen zwei Szenarien die effizienten elektrischen Kurzzeitspeicher einen beträchtlichen Anteil des Erzeugungs/Last-Ausgleichs im Stromsystem. Die effizienten dezentralen Kurzzeitspeicher werden gegenüber den Pumpspeichern zum Ausgleich der kurzzeitigen Schwankungen

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek WIEN Your knowledge hub

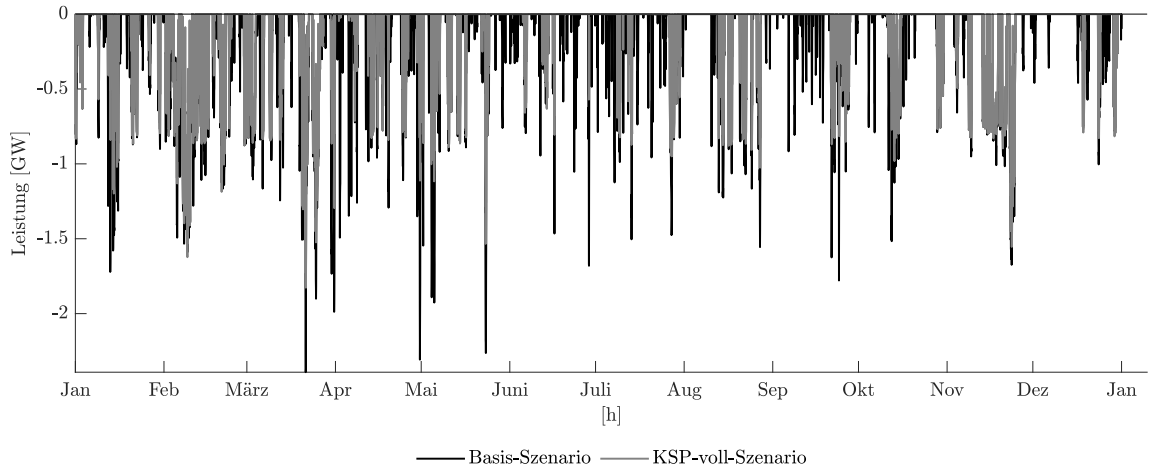


Abbildung 5.22: Leistungsverlauf der Abregelung im KSP-voll-Szenario und Basis-Szenario

bevorzugt. Diese Relation geht besonders aus dem Vergleich der resultierenden Speicherumwälzvorgänge des KSP-red-Szenarios und des KSP-Ausbau-Szenarios hervor. Auch wenn die Speicherkapazitäten im KSP-Ausbau-Szenario vorteilhaftere Optimierungsergebnisse für die Modellregion liefern, liegt die eingespeicherte Energie der weiträumig verteilten Kurzzeitspeicher des KSP-red-Szenarios höher, bei geringer Nutzung der PSP.

Die resultierende Vollzyklenzahl der Kurzzeitspeicher liegt deutlich unter der Vollzyklenzahl der Tagesspeicher und beträgt aggregiert für die gesamte Modellregion im KSP-voll-Szenario ungefähr 66. Dabei bewegt sich die Zyklenzahl der einzelnen verteilten Kurzzeitspeicher zwischen 27 und 98. Im Szenario KSP-red-Szenario beträgt die Vollzyklenzahl der aggregierten Kurzzeitspeicher 88 und im KSP-Ausbau-Szenario 116. Demzufolge werden die Kurzzeitspeicher in Szenarien geringerer Gesamtspeichergröße besser ausgenutzt. In der Abbildung 5.23 a) werden die Verläufe der Speicherfüllstände der Pump- und Kurzzeitspeicher im KSP-voll-Szenario mit den Ergebnissen der Pumpspeicherfüllstände im Basis-Szenario verglichen. Aus den Speicherstandsverläufen ist ersichtlich, dass die Kurzzeitspeicher die Pumpspeicheraktivität des Basis-Szenarios vorwiegend in den Jahreszeiten Herbst und Frühling ersetzen. Die Kurzzeitspeicher werden jedoch auch im Winter und Sommer eingesetzt. In den Winter- und Herbstmonaten resultiert diesbezüglich die Reduktion der fossilen Stromerzeugung. Im Sommer zeigen die Kurzzeitspeicher, aufgrund des schwachen Stromverbrauchs, eine geringere Umwälzhäufigkeit als in anderen Jahreszeiten und werden nie vollständig entladen. Jedoch bewirken die Kurzzeitspeicher im Sommer den Anstieg der exportierten Stromüberschüsse im Vergleich zum Basis-Szenario. Aus der Abbildung 5.23 a) ist auch ersichtlich, dass die maximale Speicherkapazität der Kurzzeitspeicher im Frühling, Herbst und Sommer vollständig abgerufen wird. Wird dagegen die aggregierte Einspeicherleistungskurve aus Abbildung 5.23 b) herangezogen, so beträgt das Maximum der aggregierten Einspeicherleistung 48% der installierten Gesamtleistung. Ermittelt man von jedem KSP einzeln die im Verlauf des Jahres maximal abgerufene Einspeicherleistung und summiert diese Maxima über alle KSP,

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

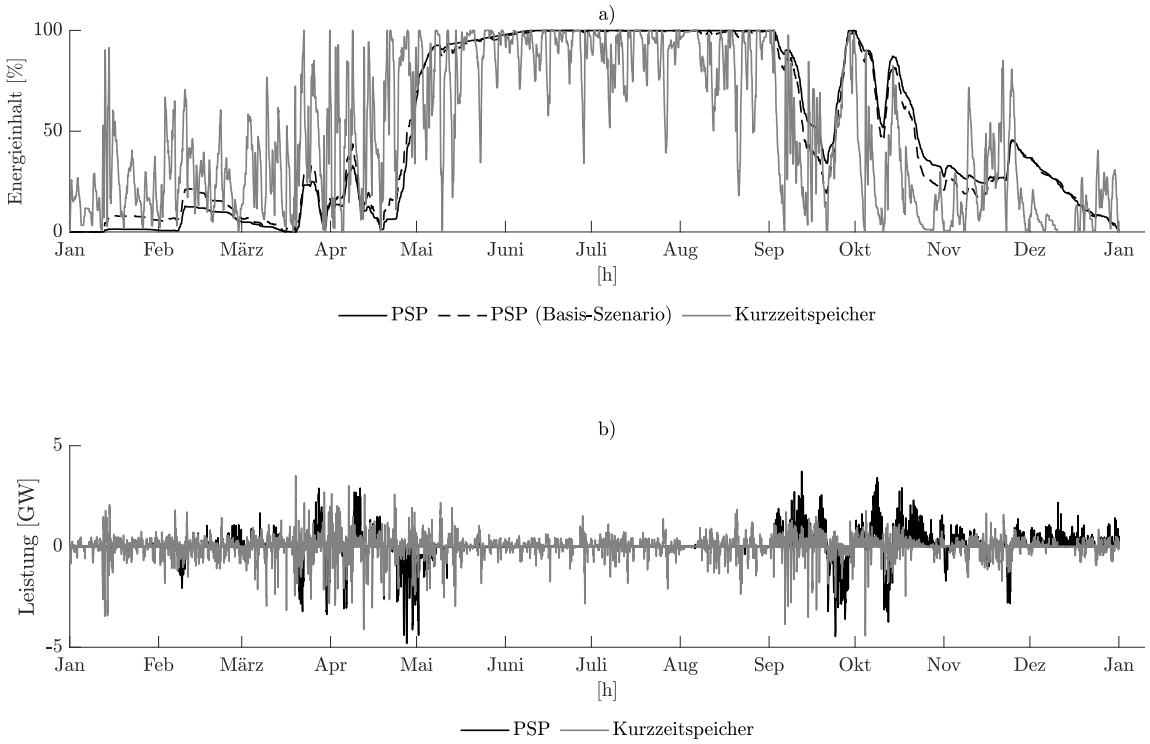


Abbildung 5.23: a) Füllstandsverlauf und b) Leistungsverlauf der Pump- und Kurzzeitspeicher im KSP-voll-Szenario, Vergleich mit dem Basis-Szenario

so ergibt sich ein Wert von 86% der installierten Speicherleistung. Es kann somit zusammengefasst werden, dass die gesamte installierte Speicherleistung für den Einspeichervorgang nie abgerufen wird. Weiter kann festgehalten werden, dass die Spitzenleistungen der einzelnen Speicher nie gleichzeitig abgerufen werden, was auch eine Folge der unterschiedlichen Zusammensetzung der vordefinierten Residuallast der einzelnen Netzknoten ist. Ähnliche Ergebnisse folgen aus dem KSP-red-Szenario. Im KSP-Ausbau-Szenario werden Kurzzeitspeicher an den drei Wind-dominierten Netzknoten ausgebaut, somit ist ihr Einspeichervorgang durch eine ähnliche einzuspeichernde Erzeugungscharakteristik bestimmt. Dementsprechend entspricht die Summe der Maxima der Einspeicherleistung über alle KSP dem Maximum der aggregierten Einspeichercharakteristik. Jedoch liegt auch hier die maximale Einspeicherleistung der drei Netzknoten unter der installierten Gesamtspeicherleistung bzw. beträgt 66% der installierten Gesamtspeicherleistung. Die KSP werden zur Aufnahme bzw. zur kurzzeitigen Verlagerung des Überschussstroms herangezogen, somit ist die Ausspeicherleistung hier nicht die maßgebliche Speichergröße. In allen Szenarien liegen Extremwerte der abgerufenen Einspeicherleistung deutlich über den Extremwerten der Ausspeicherleistung. Auch werden die Kurzzeitspeicher nicht notwendigerweise zum leistungsbezogenen Ausgleich, sondern zum energiebezogenen Ausgleich herangezogen.

Die oben diskutierten Änderungen resultieren in einer geringen Reduktion der fossilen Lastdeckung bezogen auf das Ergebnisse aus dem Basis-Szenario, die auch nur im Stromsystem

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

wirksam sind. So wird der fossile Lastdeckungsanteil im KSP-voll-Szenario um 0,38% reduziert. Im KSP-red-Szenario liegt diese Reduktion bei ca. 0,25% und im KSP-Ausbau-Szenario bei ca. 0,27%.

Die in der Modellregion integrierten Kurzzeitspeicher wirken sich besonders auf die Reduktion der Abregelung an Netzknoten UW Neusiedl, UW Ybbsfeld und UW Dürnrohr aus. Dadurch steigt der Leistungsaustausch mit den Nachbarknoten, was sich in einer Erhöhung der mittleren Zweigauslastung der 220 kV-Zweige auswirkt. Diesbezüglich ist Erhöhung der mittleren Zweigauslastung der 220 kV-Zweige der Nordschiene im Vergleich zum Basis-Szenario ausschlaggebend und beträgt im KSP-voll-Szenario ca. 3%.

Aus obigen Darlegungen resultiert, dass sich die Einbindung der verteilten Kurzzeitspeicher positiv auf die Integration der regenerativen Stromerzeugung ins Stromsystem auswirkt. Jedoch kann ein Ausbau an verteilten Kurzzeitspeicher die Dekarbonisierung des Stromsystems nur minimal unterstützen. Das geringe E/P-Verhältnis der Speicher und fehlende kurzzeitige Schwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch im Sommer und Winter verhindern einen höheren nachhaltigen Erzeugungs/Last-Ausgleich durch den Einsatz der Kurzzeitspeicher. Die Kurzzeitspeicher sind, aufgrund des besseren Wirkungsgrades, Konkurrenztechnologien zu bestehenden Pumpspeichersystemen beim Ausgleich von kurzzeitigen Schwankungen. In dieser Hinsicht sind für die Anwendung der Kurzzeitspeicher der installierte Energieinhalt und nicht die installierte Leistung maßgeblich. Die oben diskutierten Ausbaugrade der Kurzzeitspeicher stellen jedoch aufgrund der geringen Reduktion der fossilen Lastdeckung im Stromsystem und der hohen wirtschaftlichen Aufwendungen bzw. hypothetischen Kostenreduktionen keine wirtschaftliche Option dar.

5.4 Lastmanagement

In diesem Abschnitt wird die Untersuchung des Lastmanagements als eine weitere Flexibilitätsoption zum Ausgleich von kurzzeitigen Schwankungen des Stromsystems auf der Ebene des Übertragungsnetzes diskutiert. Diesbezüglich wird in die Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems des Basis-Szenarios der Modellkomponententyp Lastmanagement inkludiert und die Einsatzplanung der steuerbaren Modellkomponenten erneut bestimmt. Diese Untersuchung wird für die weiteren Ausführungen als das Lastmanagement-Szenario (LSM-Szenario) bezeichnet. Die hier untersuchte Lastmanagementmaßnahme basiert auf der angesetzten maximalen Verlagerungszeit von 5 h, diskutiert im Abschnitt 4.9, und der Nebenbedingung 3.84 aus dem Abschnitt 3.11.1, die sicherstellt, dass der tägliche Stromverbrauch durch die Lastmanagementmaßnahme nicht beeinflusst wird. In dem hier vorgestellten Szenario soll abgeschätzt werden, inwiefern durch die Anpassung des Stromverbrauchsverhaltens im Rahmen der angenommenen Möglichkeiten der regenerative Last-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

deckungsanteil erhöht und damit eine höhere Nachhaltigkeit der Modellregion erreicht werden kann. Zudem soll untersucht werden inwiefern durch den möglichen Erzeugungs/Last-Ausgleich des LSM den Engpässen im Netz entgegen gewirkt werden kann. Weiter wird der Einfluss des LSM auf den Einsatz derjenigen Modellkomponenten, die schon im Vorhinein ein Flexibilitätspotential für den Ausgleich des Stromsystems aufweisen, wie z.B. bestehende Pumpspeicherkraftwerke, untersucht. Als Ergänzung dazu werden die Optimierungsergebnisse dieses Szenarios mit den Optimierungsergebnissen des Szenarios der verteilten Kurzzeitspeicher speziell dem im vorherigen Abschnitt diskutierten KSP-voll-Szenario verglichen. Weiterhin wird in die Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems zusätzlich der Modellkomponententyp elektrischer Kurzzeitspeicher mit exogen vorgegebener Speichergröße, die dem Speicherportfolio des KSP-voll-Szenarios entspricht, inkludiert und der Einsatz der steuerbaren Modellkomponenten erneut berechnet. Die Einflüsse auf die Kurzzeitspeicher durch das LSM und die Auswirkungen der gleichzeitigen Verfügbarkeit beider Ausgleichsoptionen auf die Modellregion sollen dadurch bestimmt werden. Dieses Szenario wird nachfolgend als das KSP-voll-LSM-Szenario bezeichnet.

In Tabelle 5.8 sind die Optimierungsergebnisse der steuerbaren Modellkomponenten aller oben erwähnen Szenarienuntersuchungen aggregiert für das Stromsystem dargestellt. Es ergeben sich durch die Lastmanagementmaßnahme keine nennenswerten Änderungen der Optimierungsergebnisse des Wärmesystems. Deshalb werden in diesem Abschnitt nur Auswirkungen auf das Stromsystem durch LSM diskutiert. Aus den Jahresenergiewerten resultiert,

Komponententypen im Stromsystem	Basis [TWh]	KSP-voll [TWh]	LSM [TWh]	KSP-voll-LSM [TWh]
Vordefinierte Residuallast	-10,71	-10,71	-10,71	-10,71
Speicherkraftwerke	10,04	10,04	10,04	10,04
Wärmekraftwerke mit KWK (Erdgas)	6,74	6,44	6,72	6,42
Wärmekraftwerke ohne KWK (Biomasse)	0,98	0,98	0,98	0,98
Wärmekraftwerke mit KWK (Biomasse)	3,13	3,13	3,13	3,13
Import - steuerbar	0,01	0,01	0,01	0,01
Export - steuerbar	-5,75	-6,16	-5,77	-6,18
Abregelung	-1,72	-0,98	-1,70	-0,97
Wärmepumpen	-2,37	-2,37	-2,37	-2,37
Pumpspeicherkraftwerke - Pumpen	-1,81	-1,20	-1,65	-1,17
Pumpspeicherkraftwerke - Turbinen	1,44	0,96	1,32	0,93
Kurzzeitspeicher - Laden		-1,36		-1,18
Kurzzeitspeicher - Entladen		1,22		1,06
LSM-Umsatz			0,43	0,41

Tabelle 5.8: Optimierungsergebnisse des Stromsystems: Jährliche Energiewerte im Basis-Szenario vs. KSP-voll-Szenario vs. LSM-Szenario vs. KSP-voll-und-LSM-Szenario

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

dass sich durch den Einsatz des Lastmanagements die abgeregelten Stromüberschüsse nur um ca. 20 GWh bzw. um 1,2% in Bezug auf das Ergebnis aus dem Basis-Szenario reduzieren. Um den gleichen Energiebetrag erhöhen sich allerdings die exportierten Stromüberschüsse der Modellregion. Dementsprechend bleiben die gesamten nicht verwertbaren Stromüberschüsse in diesem Szenario im Vergleich zum Basis-Szenario gleich. Eine hohe Wirksamkeit des Lastmanagements kann in diesem Modell nur beim Vorhandensein von kurzzeitigen Bilanzschwankungen zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch erreicht werden. Das hat zur Folge, dass durch LSM gerade im Sommer wegen den lang andauernden Überschussphasen kein nennenswerter kurzzeitiger Ausgleich zwischen Stromerzeugung und dem Stromverbrauch erzielt bzw. die Verwertung des nachhaltigen Stroms erhöht werden kann. Im KSP-voll-Szenario betrug die Reduktion der abgeregelten Stromüberschüsse 740 GWh im Vergleich zum Basis-Szenario. Die Unterschiede der Optimierungsergebnisse zum KSP-voll-Szenario und LSM-Szenario liegen, zum einen bei den verschiebbaren Leistungsgrößen, die an die vordefinierte Stromverbrauchsleistung gekoppelt sind, und zum anderen, an den maximal erlaubten Verlagerungszeiten, die eine Entladung bzw. Beladung nach der verstrichenen Verlagerungszeit der durchgeführten LSM-Maßnahme fordern. Zudem sind Lastmanagementkomponenten nur an vordefinierten Lastknoten definiert, wohingegen Kurzzeitspeicher- und Abregelungskomponenten Netzknoten vordefinierter Stromerzeugung zugeordnet sind. Dementsprechend folgt, dass die wesentlichen Netzknoten, die die abgeregelten Stromüberschüsse der Modellregion bestimmen, in diesem Szenario durch das Lastmanagement nur indirekt bzw. gering beeinflusst werden können. Die maximale Leistung der aggregierten Leistungskurve der Abregelung reduziert sich auch um nur ca. 4% im Vergleich zum Basis-Szenario.

Durch den Einsatz des Lastmanagements reduziert sich jedoch der Umsatz der Pumpspeicher, was sich positiv auf die Speicherverluste des Stromsystems auswirkt. Die insgesamt eingespeicherte Energiemenge der Pumpspeicher wird um ca. 9% in Bezug auf das Basis-Szenario reduziert. Durch die Flexibilisierung der Stromlast auf der übergeordneten Netzebene kann in den Übergangszeiten sowie auch im Winter der Lastgang teilweise der nachhaltigen Erzeugungscharakteristik angeglichen werden, was jedoch in einem vernachlässigbaren Rückgang der fossilen Stromerzeugung von ca. 0,3 % in Bezug auf das Basis-Szenario resultiert. Der minimale Rückgang der fossilen Stromerzeugung und die Reduktion der Systemverluste im Stromsystem resultieren in einer bescheidenen Verringerung der fossilen Lastdeckung des Stromsystems um ca. 0,02%.

Im Februar treten ausgeprägte Bilanzschwankungen auf, weshalb die Lastmanagementvorgänge besonders in diesem Monat der Winterperiode evident sind. Der LSM-Umsatz der Winterperiode beträgt ca. 27% des gesamten jährlichen LSM-Umsatzes. In den Übergangszeiten häufen sich die kurzzeitigen Überschusssituationen, was in einem höheren Einsatz des LSM resultiert, wie aus der Abbildung 5.24 hervorgeht. Auf die Übergangszeiträume

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

entfallen je ca. 32% des jährlichen Lastmanagement-Umsatzes, und der Rest ist der Sommerperiode zuzuordnen. Somit werden für den kurzzeitigen Erzeugungs/Last-Ausgleich der Modellregion in den Übergangszeiträumen, wie in der Abbildung 5.24 dargelegt, anstatt der Pumpspeicher die Lastmanagementmaßnahmen vorgezogen, die zu der erwähnten Reduktion der Systemverluste beitragen.

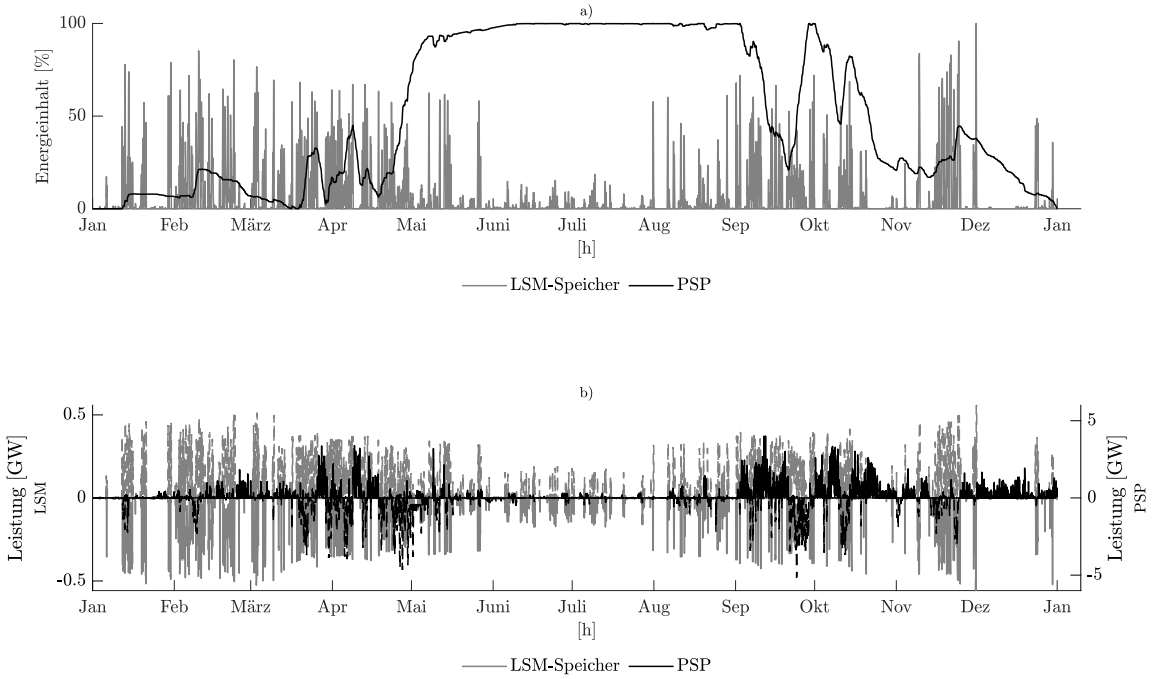


Abbildung 5.24: Zeitlicher Verlauf von a) dem Energieinhalt und b) der Leistung der PSP und der LSM-Speicher

In Abbildung 5.24 werden die Speicherbewirtschaftungen der LSM-Speicher und der Pumpspeicher aus dem LSM-Szenario dargelegt. Der aggregierte Füllstand der LSM-Speicher wird auf die Summe der Maxima des Lastmanagementspeichers je Netzknoten bzw. auf die maximale Gesamtspeicherkapazität bezogen. Die maximale Gesamtspeicherkapazität des LSM beträgt 2,9 GWh und die über alle Netzknoten aggregierte maximale Leistung der LSM-Maßnahmen 0,6 GW. Daraus resultiert eine Vollzyklenzahl der LSM-Speicher von ca. 150. Die maximale Leistung der aggregierten Einspeichercharakteristik aus Abbildung 5.24 b) beträgt ca. 93% der maximalen Gesamtspeicherleistung der LSM-Maßnahmen. Dementsprechend kann zusammengefasst werden, dass die Spitzenleistungen der einzelnen LSM-Speicher meistens gleichzeitig abgerufen werden, was auch die Folge des einheitlichen Lastprofils der einzelnen Netzknoten ist. Auch der maximale Speicherinhalt der aggregierten Füllstandscharakteristik der LSM-Speicher aus 5.24 a) beträgt ca. 93% der maximalen Gesamtspeicherkapazität der LSM-Speicher.

In Abbildung 5.25 sind die aggregierte Residuallast der Modellregion ohne und mit den Lastmanagementmaßnahmen für eine Woche im Winter, Abbildung 5.25 a), und eine Woche in

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

der Übergangszeit, Abbildung 5.25 b), dargestellt. Beide Wochen stellen Wochen ausgeprägter LSM-Aktivität dar. Aus beiden Darstellungen ist ersichtlich, dass durch das Lastmanagement die vordefinierten Erzeugungsspitzen und die Verbrauchspitzen geglättet werden können. Auch sind in beiden Abbildungen die Einhaltungen der LSM-Verlagerungszeit durch die zeitnahe Anpassung des Residuallastganges nach der Durchführung der LSM-Maßnahmen ersichtlich.

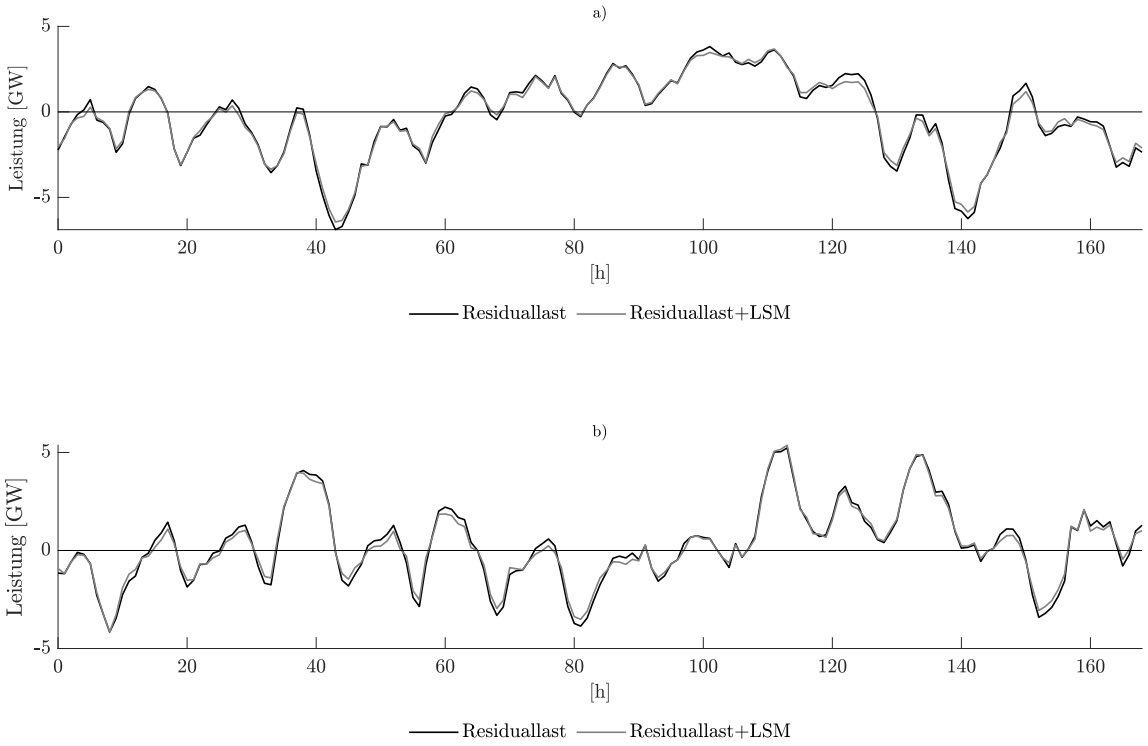


Abbildung 5.25: Beeinflussung der vordefinierten Resiudallast durch LSM für zwei Beispielwochen im a) Winter und b) Frühling

Die Lastmanagementmaßnahmen wirken sich auch wie die Kurzzeitspeicher am stärksten auf die Reduktion der Abregelung an Netzknoten UW Neusiedl, UW Ybbsfeld und UW Dürnrohr aus. Jedoch fallen diese Reduktionen deutlich niedriger als im KSP-voll-Szenario aus. Als Beispiel soll der Netzknoten UW Neusiedl angeführt werden. Die Reduktion der abgeregelten Stromüberschüsse zum Basis-Szenario am Netzknoten UW Neusiedl beträgt im KSP-voll-Szenario 549 GWh und im Vergleich dazu im LSM-Szenario nur 9 GWh. Durch die geringen Änderungen der Stromerzeugung und -verwertung der einzelnen Modellkomponenten im Vergleich zum Basis-Szenario ergeben sich keine nennenswerten Änderungen der mittleren Zweigauslastung der Zweige, wie das im Szenario der verteilten Kurzzeitspeicher der Fall ist.

Aus den Darlegungen resultiert, dass über das Lastmanagement auf der Ebene des Übertragungsnetzes Erzeugungs- und Lastspitzen geglättet werden können, was in einer geringen

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Reduktion der fossilen Stromerzeugung resultiert. Durch die Einbindung dieser Flexibilitätsoption im Stromsystem werden Speicherverluste reduziert. Eine geringe Unterstützung in Vermeidung von Netzengpässen kann über LSM aus der Sicht der Übertragungsnetzebene realisiert werden. Der kurze zeitliche Rahmen der Lastverschiebung verhindert einen höheren nachhaltigen Erzeugungs/Last-Ausgleichs auf der Übertragungsnetzebene durch das Lastmanagement.

Die letzte Spalte der Tabelle 5.8 fasst Optimierungsergebnisse des Szenarios der gleichzeitigen Einbindung der verteilten Kurzzeitspeicher und des Lastmanagements in die Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems zusammen. Die Größe der Kurzzeitspeicher wird exogen vorgegeben und entspricht dem in dieser Arbeit definierten maximalen Ausbau der Kurzzeitspeicher. Aus den Vergleichen mit dem Basis-Szenario, dem LSM-Szenario und dem KSP-voll-Szenario ist der Einfluss der Kurzzeitspeicher auf die abgeregelten Stromüberschüsse im KSP-voll-LSM-Szenario ersichtlich. Die abgeregelten Stromüberschüsse klingen um ca. 44% im Vergleich zum Ergebnis des Basis-Szenarios ab. Im KSP-voll-Szenario lag diese Reduktion bei ca. 43%. Der 1% Unterschied ist dem Lastmanagement zuzuschreiben. Auch im KSP-voll-LSM-Szenario wird der überwiegende Anteil des zusätzlich eingespeisten Überschussstroms aus dem Basis-Szenario exportiert. Die exportierten Stromüberschüsse erhöhen sich nämlich um ca. 8% im Vergleich zum Basis-Szenario. Der Rest der zusätzlich eingespeisten Stromüberschüsse bewirkt analog zum KSP-voll-Szenario einen Rückgang der fossilen Stromerzeugung um ca. 5%. Die Systemverluste, die sich in dieser Arbeit aus den Speicherverlusten zusammensetzen, werden im Vergleich zum Basis-Szenario um ca. 10 GWh und im Vergleich zum KSP-voll-Szenario um ca. 20 GWh reduziert. In dieser Hinsicht wird für alle kurzzeitigen Schwankungen die LSM-Maßnahme gegenüber Kurzzeitspeichern und PSP bevorzugt. Aus dem direkten Vergleich der KSP- und LSM-Umsätze dieses Szenarios und der Szenarien, die nur eine der beiden Komponenten, KSP oder LSM, berücksichtigen, folgt ein sehr geringer Rückgang der beiden Umsätze. Dabei reduziert sich der Einspeicherumsatz der Kurzzeitspeicher um ca. 180 GWh und der LSM-Speicher um 28 GWh.

Es kann somit zusammengefasst werden, dass sich die jeweiligen Einflüsse der einzelnen Flexibilitätsoptionen auf den Erzeugungs/Last-Ausgleich im Stromsystem auch in einer Kombination dieser wiederspiegeln. Die jeweiligen Flexibilitätsoptionen substituieren in einer gemeinsam Betrachtung jedoch nicht zur Gänze den jeweiligen Einsatz der anderen Flexibilitätsoption. Die Kombination der Flexibilitätsoptionen bewirkt vielmehr eine Ergänzung dieser, die zur Reduktion der gesamten Speicherverluste des Stromsystems führen. Eine höhere regenerative Lastdeckung des Stromsystems kann jedoch auch dadurch nicht erzielt werden. Auch hier stellt der angesetzte Ausbau der Kurzzeitspeicher aufgrund der notwendigen Kostenanpassungen und der geringen Integration der Stromüberschüsse in das Stromsystem keine wirtschaftlich sinnvolle Option dar.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

5.5 Pumpspeicherkraftwerke

Aus der Diskussion der letzten zwei Abschnitte resultiert, dass die Integration der Stromüberschüsse in das Stromsystem über verteilte elektrische Kurzzeitspeicher aufgrund ihres geringen E/P-Verhältnisses nicht ausreichend auf der Ebene des Übertragungsnetzes unterstützt werden kann. Diese Untersuchungen erfassen jedoch Speichertechnologien, die eine starre Kopplung der installierten Speicherleistung und der Speicherkapazität aufweisen. Für die erbrachten Ausgleichstätigkeiten waren die Kurzzeitspeicher in den vorgestellten Szenarien dadurch nicht optimal dimensioniert. In allen untersuchten Szenarien aus dem Abschnitt 5.3 zeigte sich, dass die Kurzzeitspeicher leistungsmäßig überdimensioniert waren, um die erforderliche Speicherkapazität für den notwendigen Ausgleich anbieten bzw. nutzen zu können.

Im Gegensatz zu verteilten Kurzzeitspeichern kann bei Pumpspeicherkraftwerken der Leistungs- und Kapazitätsausbau separat untersucht werden. Aus den Optimierungsergebnissen des Basis-Szenarios folgt, dass die bestehenden Pumpspeicher in den alpinen Regionen der Modellregion mit einem jährlichen Umsatz der Pumpenergie von 1,8 TWh und einer Vollzyklenzahl von 4,8 gering in Bezug auf die ausgebaute Kapazität von 340 GWh potentieller Energie eingesetzt werden. Dementsprechend kann davon ausgegangen werden, dass ein Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke in den gleichen Regionen der Modellregion keine wirtschaftliche Option darstellt. Diese Annahme wird in einer weiteren Ausbau- und Einsatzplanung des energieträgerübergreifenden Energiesystems, unter Berücksichtigung eines zusätzlichen Ausbaus der Pumpspeicherkraftwerke auch bestätigt. Der Einsatz der steuerbaren Modellkomponenten dieser Optimierungsberechnung ist mit dem Einsatz der Modellkomponenten des Basis-Szenarios deckungsgleich und es werden keine zusätzlichen Pumpspeicherkraftwerke ausgebaut.

Die in den alpinen Regionen verankerten Pumpspeicher können aufgrund der resultierenden Netzengpässe nicht zur Aufnahme des Überschussstroms der „windstarken“ Netzknoten im Osten der Modellregion herangezogen werden. Aus diesem Grund wird in einer weiteren Untersuchung bestimmt, wie sich das gezielte Hinzufügen von PSP an Netzknoten mit hoher nachhaltiger Erzeugung außerhalb der alpinen Region auswirkt. Solche Pumpspeicherkraftwerke können als dezentrale bzw. verteilte Pumpspeicherkraftwerke aufgefasst werden. Tatsächlich werden dezentrale Pumpspeichertechnologien derzeit als eine weitere Option zur Unterstützung der Integration erneuerbarer Energieformen in das Stromnetz, wie in [84] oder [3] diskutiert, untersucht. Verteilte Pumpspeicherkraftwerke arbeiten nach dem gleichen Prinzip wie konventionelle Pumpspeicherkraftwerke und werden deshalb mit dem gleichen Speichermodell im erstellten energieträgerübergreifenden Energiesystem abgebildet. Als Speicherbecken können in Anlehnung an [84, S. 148] künstliche Seen, künstliche Beschneiungsanlagen, natürliche Seen, ungenutzte Galerien oder einfach ausgebaute Asphalt-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

becken gemäß [45, S.63] herangezogen werden. Die Speicherung der Energie erfolgt wie bei konventionellen PSP über das Turbinieren oder Verpumpen vom Wasser zwischen Becken - Becken oder Becken-Flüssen-Speichereinheiten. Ein wesentlicher Unterschied zwischen dem Ausbau dieser Technologien und dem untersuchten Ausbau der verteilten Kurzzeitspeicher stellt die unabhängige Bewertung und damit Bestimmung der erforderlichen Leistungs- und Energiegröße der Speichertechnologie dar. Es muss hier erwähnt werden, dass ein möglicher Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke aus den Optimierungsergebnissen resultieren kann, welcher nicht notwendigerweise mit den vorhandenen geologischen Gegebenheiten der Regionen vereinbar ist. Jedoch sollen die Ergebnisse den notwendigen Leistungs- und Energiebedarf für den zeitlichen Ausgleich des Stromsystems darstellen.

Für die Berechnung der Annuitäten werden Mittelwerte der Kostenparameter aus Tabelle 5.9 basierend auf den Annahmen der „Agora Energiewende Speicherstudie“ herangezogen. Die Werte beziehen sich auf den zeitlichen Horizont 2033.

Investitionskosten		Fixkosten[53]	Nutzungsdauer
Energie	Leistung		
10-50 $\frac{€}{kWh}$	950-1100 $\frac{€}{kW}$	2%	40-80a

Tabelle 5.9: Kostenparameter der Pumpspeicherkraftwerke nach [4, S. 127]

Entsprechend den Ergebnissen der durchgeführten Optimierungsuntersuchung stellt auch der Ausbau von verteilten Pumpspeicherkraftwerken basierend auf den angenommenen Kosten aus der Tabelle 5.9 keine wirtschaftliche Option dar. Der Einsatz aller steuerbaren Komponenten entspricht dem Einsatz des Basis-Szenarios und es werden keine neuen Pumpspeicherkraftwerke ausgebaut.

Um dennoch die Rolle von verteilten Pumpspeicherkraftwerken bzw. die Rolle von elektrischen Speichertechnologien eines höheren E/P-Verhältnisses auf das Stromsystem abschätzen zu können, werden in einem nächsten Schritt die Annuitäten des Pumpspeicherausbaus einer Reduktion unterzogen. Die Modellregion wird somit erneut auf den Einsatz der steuerbaren Komponenten und dem Ausbau von verteilten Pumpspeicherkraftwerken unter Berücksichtigung von Annuitätenanpassungen mit Reduktionsfaktoren von 50% und 10% bezogen auf den ursprünglich errechneten Wert untersucht. Aus beiden Optimierungsberechnungen resultiert ein PSP-Ausbau. Diese Szenarien werden für die nachfolgende Diskussion als das PSP-Ausbau-50-Szenario (PSP-50-Szenario) und das PSP-Ausbau-10-Szenario (PSP-10-Szenario) bezeichnet.

Die Tabelle 5.10 fasst die installierte Leistung der ausgebauten Pumpspeicherkraftwerke der berechneten Szenarien zusammen. Wie aus Tabelle 5.10 ersichtlich werden analog zum KSP-

[53] Bezogen auf die Investitionskosten.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Ausbau-Szenario Pumpspeicherkraftwerke nur an Netzknoten, an welchen die Abregelung stark aktiv ist, ausgebaut. Im PSP-10-Szenario wird fast die Zehnfache Speicherkapazität des zugebauten Pumpspeicherkraftwerkparks des PSP-50-Szenario installiert. Leistungsmäßig liegt der Faktor knapp über 5. Das resultierende E/P-Verhältnis bedeutet im PSP-50-Szenario fast einen kompletten Tagesausgleich und im PSP-10-Szenario einen Ausgleich über ca. zwei Tage. Das E/P-Verhältnis im PSP-10-Szenario liegt knapp unter dem E/P-Verhältnis des bestehenden Pumpspeicherkraftwerksparks.

Im folgenden soll untersucht werden, wie die Modellregion die verteilten Pumpspeicherkraftwerke der drei Szenarien einsetzt und welche Unterschiede zum Basis-Szenario resultieren.

	PSP-50-Szenario			PSP-10-Szenario		
	$\overline{P}^{PSP}_{el,T/P}$ [GW]	$\overline{E}^{PSP}$ [GWh]	E/P [h]	$\overline{P}^{PSP}_{el,T/P}$ [GW]	$\overline{E}^{PSP}$[GWh]	E/P [h]
UW Neusiedl	0,23	6,1	23	0,77	43,08	50
UW Ybbsfeld				0,34	14,63	39
UW Dürnrohr				0,12	4,58	34
Gesamt	**0,23**	**6,1**	**23**	**1,23**	**62,29**	**45**

Tabelle 5.10: Installierte elektrische Leistung und potentielle Energie der verteilten Pumpspeicherkraftwerke: PSP-50-Szenario vs. PSP-10-Szenario

In Tabelle 5.11 sind Optimierungsergebnisse der steuerbaren Modellkomponenten der oben diskutierten Szenarien im Vergleich zum Basis-Szenario, aggregiert für das Stromsystem, dargestellt. Die Optimierungsergebnisse des Wärmesystems weichen durch die zugebauten Pumpspeicherkraftwerke nur minimal von den Ergebnissen des Basis-Szenarios ab und werden deshalb in der nachfolgenden Diskussion nicht einbezogen. Der alleinige Ausbau der Pumpspeicher am Netzknoten UW Neusiedl im PSP-50-Szenario bewirkt eine Erhöhung der eingespeisten Windenergie ins Stromnetz, da der abgeregelte Überschussstrom in diesem Szenario im Vergleich zum Basis-Szenario abnimmt. Jedoch werden auch in diesem Szenario ca. 50% dieser zusätzlich eingespeisten regenerativen Stromerzeugung aus der Modellregion exportiert. Trotzdem resultiert eine Reduktion der gesamten nicht verwertbaren Stromüberschüsse um 0,24 TWh im Vergleich zum Basis-Szenario. Die restlichen 50% werden zur Reduktion der fossilen Stromerzeugung und zur Deckung der leicht erhöhten Pumpspeicherverluste der Modellregion herangezogen.

Im PSP-10-Szenario sind die Auswirkungen auf die Nachhaltigkeit, aufgrund der größer ausgebauten Speicherkapazität und seiner weiträumigen Verteilung im Übertragungsnetz noch größer. Dazu wird die Abbildung 5.26 diskutiert. In der Abbildung 5.26 sind die zeitlichen Verläufe der wesentlichen steuerbaren Modellkomponententypen, deren Einsatz durch die neuen PSP beeinflusst wird, im Vergleich zum Basis-Szenario dargestellt. Der Anteil der

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Komponententypen im Stromsystem	Basis [TWh]	PSP-50 [TWh]	PSP-10 [TWh]
Vordefinierte Residuallast	-10,71	-10,71	-10,71
Speicherkraftwerke	10,04	10,04	10,04
Wärmekraftwerke mit KWK (Erdgas)	6,74	6,60	6,19
Wärmekraftwerke ohne KWK (Biomasse)	0,98	0,98	0,99
Wärmekraftwerke mit KWK (Biomasse)	3,13	3,13	3,13
Import - steuerbar	0,01	0,01	0,01
Export - steuerbar	-5,75	-5,96	-6,16
Abregelung	-1,72	-1,27	-0,52
Wärmepumpen	-2,37	-2,37	-2,37
Pumpspeicherkraftwerke - Pumpen	-1,81	-1,73	-1,57
Pumpspeicherkraftwerke - Turbinen	1,44	1,38	1,26
Pumpspeicherkraftwerke Zubau - Pumpen		-0,45	-1,39
Pumpspeicherkraftwerke Zubau- Turbinen		0,36	1,11

Tabelle 5.11: Optimierungsergebnisse des Stromsystems: Jährliche Energiewerte im Basis-Szenario vs. PSP-50-Szenario vs. PSP-10-Szenario

nicht verwertbaren Stromüberschüsse in diesem Szenario nimmt entsprechend den Optimierungsergebnissen der Abregelung und des Exports im Vergleich zum Basis-Szenario um ca. 11% ab. Zwar wird auch in diesem Szenario ein beträchtlicher Anteil der Differenzenergie der Abregelung zum Basis-Szenario exportiert, jedoch werden ca. 75% davon in der Modellregion verwertet. Aus dem zeitlichen Verlauf in der Abbildung b) ist besonders von Januar bis Mai und von September bis Dezember der Rückgang des abgeregelten Überschussstroms ersichtlich. Zudem ergibt sich ein Rückgang der fossilen Stromerzeugung um ca. 8%. Dieser Rückgang ist gemäß dem Leistungsverlauf in der Abbildung a) den Monaten Februar bis Mitte März und Oktober bis Dezember zuzuschreiben. Die Jahresspeicherkraftwerke führen ab Februar bis Anfang Dezember einen leicht erhöhten Energieinhalt, um am Ende des Jahres die reduzierte fossile Stromerzeugung zu kompensieren. Die geänderte Einsatzplanung der steuerbaren Modellkomponenten des Stromsystems in diesem Szenario resultiert in einer Reduktion der fossilen Lastdeckung des des Stromsystems von ca. 0,71%.

Die gesamte eingespeicherte Energie der bestehenden Pumpspeicher wird in beiden Szenarien reduziert und durch die eingespeicherte Energie der zugebauten Pumpspeicher ersetzt. Grundsätzlich wird der Einsatz der Pumpspeicher durch die hinterlegten technischen Eigenschaften, die maximal mögliche Leistungs- und Kapazitätsaufnahme, und die resultierenden Netzengpässe begrenzt. Aufgrund des gleichen Wirkungsgrades der bestehenden und zugebauten Pumpspeicherkraftwerke kann es jedoch passieren, dass unter gleichen Ausgangsbedingungen aller PSP die Wahl des PSP-Einsatzes willkürlich geschieht. Demzufolge wird in Bezug auf die weitere Auswertung der Pumpspeicherbewirtschaftung der gesamte

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

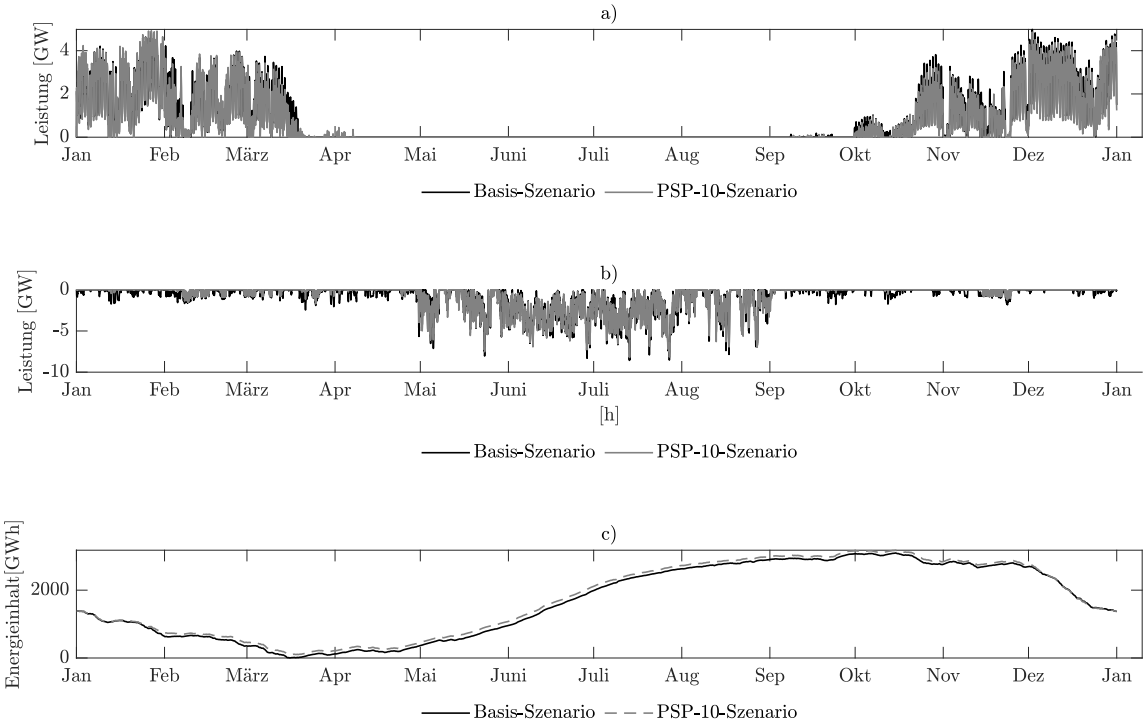


Abbildung 5.26: Szenarienvergleich Basis-Szenario vs. PSP-10-Szenario: a) Einsatzcharakteristik der fossilen Wärmekraftwerke b) Einsatzcharakteristik der nicht verwertbaren Stromüberschüsse c) Speicherstand der Jahresspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerkspark aggregiert betrachtet. Die eingespeicherte Energie des gesamten Pumpspeicherkraftwerksparks steigt im PSP-50-Szenario auf 2,18 TWh und im PSP-10-Szenario auf 2,96 TWh. Dadurch steigen die gesamten Verluste der Energiewandlung. Die resultierende Vollzyklenzahl des gesamten Pumpspeicherkraftwerksparks beträgt im PSP-50-Szenario 5,63 und im PSP-10-Szenario 6,58. Im Vergleich dazu lag die Vollzyklenzahl im Basis-Szenario bei 4,8. In Abbildung 5.27 sind die Verläufe der Speicherfüllstände der Pumpspeicher des PSP-10-Szenarios im Vergleich zu den Speicherständen der Pumpspeicher des Basis-Szenarios dargelegt. Es zeigt sich in Abbildung 5.27 a), dass analog zum Basis-Szenario die maximale Speicherkapazität der PSP über die Sommerperiode gehalten wird. Die gezackte Kurve des aggregierten Speicherinhaltes in der Sommerperiode stellt das Ein- und Ausspeicherverhalten der PSP am Netzknoten UW Neusiedl dar. Durch die zusätzlichen PSP steigt die aggregierte PSP-Aktivität durchgehend über das Jahr betrachtet. Die aggregierte Speicherstandskurve der PSP folgt dem jahreszeitlichen Verlauf der Speicherstandkurve des Basis-Szenarios. Jedoch ist eine maximale Differenz des absoluten Speicherfüllstandes, welcher dem zugebauten Energieinhalt der neuen PSP entspricht, nicht nur im Sommer, sondern auch im Frühling und Winter erkennbar. Das bedeutet, dass im Gegensatz zu den bestehenden Pumpspeicherkraftwerken die zugebauten PSP die volle Speicherkapazität viel öfter im Jahr abrufen. Dementsprechend werden die ausgebauten Speicher in beiden

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Szenarien besser als die bestehenden PSP ausgenutzt. Die maximale Einspeicherleistung der neuen PSP wird in beiden Szenarien abgerufen und entspricht der installierten Leistung. Wird die aggregierte Leistungskurve der PSP-Bewirtschaftung aller PSP aus 5.27 b) betrachtet, so entspricht die maximale Pumpleistung ca. 91% der installierten PSP-Leistung und die maximale Turbinenleistung ca. 53% der installierten Leistung.

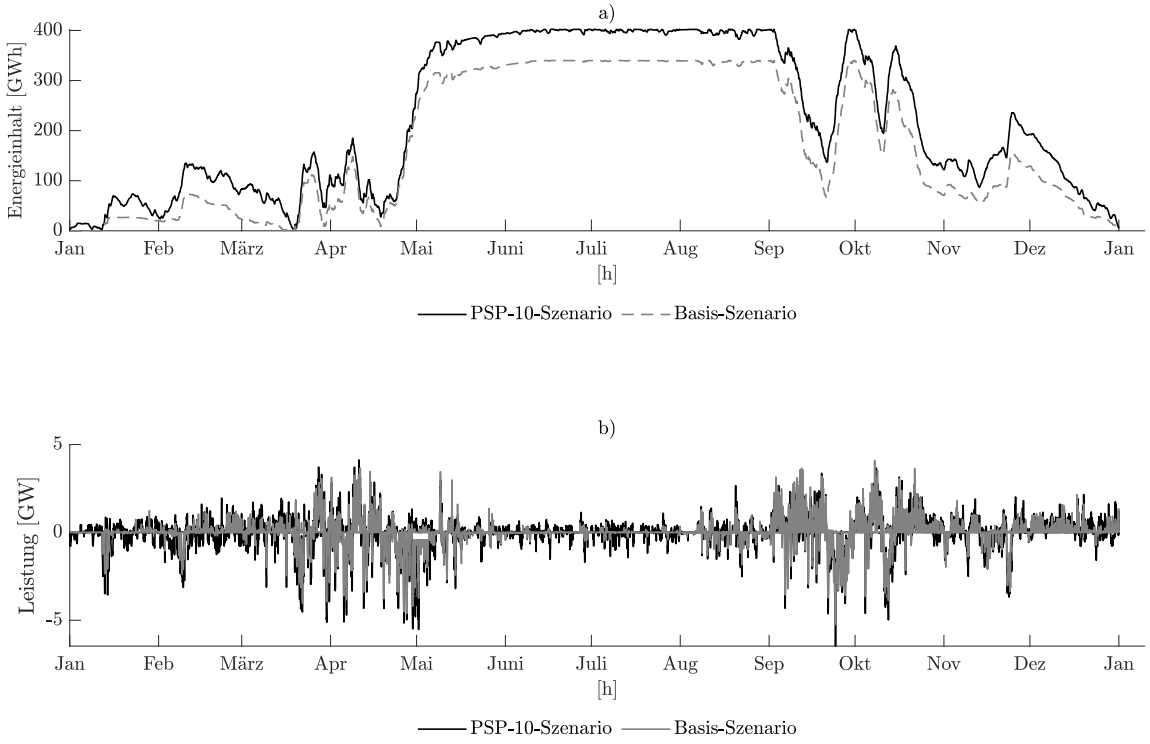


Abbildung 5.27: Füllstands- und Leistungsverlauf der Pumpspeicherkraftwerke im PSP-10-Szenario, Vergleich mit dem Basis-Szenario: a) Potentieller Energieinhalt und b) Leistung

Durch den Ausbau der PSP an Netzknoten der Tabelle 5.10 steigt der Leistungsaustausch dieser Netzknoten mit den Nachbarknoten, was sich in einer leichten Erhöhung der mittleren Zweigauslastung der 220 kV-Zweige und in dieser Hinsicht besonders der 220 kV-Zweige der Nordschiene auswirkt. Diese Erhöhung beträgt für die 220 kV-Zweige der Nordschiene im PSP-10-Szenario 3%. Die mittlere Zweigauslastung der 380 kV-Zweige wird durch die neuen PSP, die entlang der Nordschiene platziert sind, um 0,7% reduziert. Der Anteil der abzuregelnden Stromüberschüsse am Netzknoten UW Neusiedl dominiert weiterhin die gesamte abgeregelte Überschussenergie der Modellregion. Im PSP-10-Szenario liegt dieser Anteil sogar bei 87% bezogen auf die gesamten abgeregelten Stromüberschüsse.

Aus den Darlegungen resultiert, dass der Ausbau der verteilten Pumpspeicherkraftwerke an Netzknoten hoher Wind- und Laufwasserkrafterzeugung die Integration von nachhaltigem Strom in das Übertragungsnetz unterstützt. Ein E/P-Verhältnis, welches deutlich über dem

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

angenommenen E/P-Verhältnis der Kurzzeitspeicher (2 h) liegt, ermöglicht eine im direkten Vergleich effizientere Integration der regenerativen Stromüberschüsse in das Stromsystem. Der Grund für einen stärkeren Ausbau der PSP im Vergleich zu den Kurzzeitspeichern bei gleichen hypothetischen Kostenreduktionsfaktoren der Annuitäten liegt auch in den geringeren Energiekosten der Pumpspeicherkraftwerke im Vergleich zu den Kurzzeitspeichern. Die installierten Leistungen der zugebauten PSP liegen deutlich unter den installierten Leistungen der verteilten Kurzzeitspeicher. Jedoch ist die ausgebaute Speicherkapazität der zugebauten PSP um ein Vielfaches höher. Die zugebauten PSP werden aufgrund der Nähe zu den nachhaltigen Erzeugungszentren höher ausgelastet als die bestehenden PSP. Auch bei einer deutlichen Reduktion der abgeregelten Stromüberschüsse durch den gezielten Ausbau der verteilten PSP kann eine bedeutende Steigerung der Nachhaltigkeit des Stromsystems nicht erreicht werden. Die fehlenden kurzzeitigen Schwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch im Sommer und Winter grenzen weiterhin den Einsatz des Pumpspeicherkraftwerksparks auf Herbst und Frühling ein, weshalb die Stromüberschüsse der Sommerperiode auch beim Ausbau der PSP in der Modellregion nicht genutzt werden können. Die oben diskutierten Ausbaugrade der verteilten PSP stellen aufgrund der minimalen Verbesserung der fossilen Lastdeckung im Stromsystem und der dafür notwendigen enormen Reduktion der annuitätischen Kosten aus der Sicht des Übertragungsnetzes keine wirtschaftliche Option dar. Es soll noch einmal erwähnt werden, dass die hier präsentierte Rolle der PSP in der Vermeidung der Leitungsüberlastungen im hinterlegten Übertragungsnetz und im Ausgleich der Erzeugungs/Last-Bilanz besteht. Das Agieren der PSP an unterschiedlichen Märkten und Erbringung von weiteren Systemdienstleistungen, wie z.b. Bereitstellung von Regelleistung bzw. Regelenergie, Schwarzstartfähigkeit oder Bereitstellung von Momentanreserve, wird in dieser Arbeit nicht untersucht und nicht bewertet.

5.6 Strom zu Wärme

In diesem Abschnitt wird die Rolle der Strom-zu-Wärme Kopplungstechnologien für den Ausgleich der gekoppelten Energiesysteme untersucht. Dabei werden in jeweils separaten Untersuchungen die Einflüsse der zentralen und dezentralen Kopplungstechnologien auf das Strom- und Wärmesystem bestimmt. Dazu wird die Rolle der Wärmepumpen im dezentralen und die Rolle der E-Kessel im zentralen Wärmesystem untersucht. Nachfolgend werden die Optimierungsergebnisse diskutiert.

5.6.1 Wärmepumpen

Im Basis-Szenario sind Wärmepumpen ein fester Bestandteil des dezentralen Wärmeversorgungssystems. Die Wärmeerzeugung bzw. der jährliche Strombezug der Wärmepumpen wird

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

allerdings im Basis-Szenario gemäß der Nebenbedingung 3.66 mit einem jährlichen Strombezug beschränkt. Dabei entspricht der jährliche Strombezug dem abgeschätzten Strombezugspotential für die Wärmeerzeugung der herangezogenen regenerativen Erzeugungsszenarien. Wie mehrmals in dieser Arbeit angedeutet, bietet die gewählte Gliederungsebene des Wärmeversorgungssystems, die parallel mehrere Wirtschaftssektoren und Regionen erfasst, keine Möglichkeit einer gezielten Zuordnung der Wärmeerzeugung zur Wärmelastdeckung der einzelnen Wirtschaftssektoren. Über einzelne Nenbenbedingungen der Erzeugungs- bzw. Kopplungskomponenten aus dem Abschnitt 3.10.1 wird versucht, eine bedingte Steuerung der Wärmeauskopplung, die dem Wärmelastgang folgt, zu erzielen, aber eine gegenseitige Substituierung der Wärmeerzeugung zwischen den einzelnen Erzeugungstechnologien kann nicht verhindert werden bzw. wird im Rahmen der Einsatzplanung, wenn vorteilhaft, aktiv umgesetzt. Diese Modellierungsgegebenheit wird für ein weiteres Szenario angewendet, um abzuschätzen, welches jährliche Energiepotential bzw. Kopplungspotential mit dem Stromsystem zur Deckung der aggregierten Wärmelast über Wärmepumpen, basierend auf den angenommenen technischen Eigenschaften und Potentialen des modellierten Erzeugungs- und Verbrauchsparks der gekoppelten Energiesysteme und den herangezogenen Brennstoffkosten resultieren würde. In dieser Hinsicht soll besonders die weitere Nutzung der bisher nicht verwerteten Stromüberschüsse aus dem Basis-Szenario über Wärmepumpen untersucht werden. Dazu wird die Beschränkung des jährlichen Strombezugs der Wärmepumpen aus der Nebenbedingungsmatrix des Modells fallen gelassen und der Einsatz der Modellkomponenten erneut untersucht. Die Rolle der Wärmepumpen wird somit über den unbeschränkten jährlichen Primärenergieaufwand im Hinblick auf das Erreichen einer hohen Nachhaltigkeit erneut untersucht. Für diese Untersuchung wird die Leistungsgröße des Wärmepumpenportfolios exogen entsprechend der resultierenden Gesamtleistung des regenerativen Erzeugungsszenarios 2030 vorgegeben. Für die weiteren Ausführungen wird diese Untersuchung als das Wärmepumpen-exogen-Szenario (WP-exo-Szenario) bezeichnet.

Im nächsten Schritt wird davon ausgegangen, dass kein paralleler Ausbau der Wärmepumpen mit dem Ausbau der übrigen nachhaltigen Erzeugungsformen der modellierten Energiesysteme stattfindet. Somit werden in einem weiteren Szenario das resultierende wirtschaftliche Leistungs- und Energiepotential der Wärmepumpen gemeinsam im Rahmen der Ausbau- und Einsatzplanung implizit bestimmt. In diesem Szenario soll untersucht werden, ob Wärmepumpen in massiv regenerativ ausgebauten Strom- und Wärmesystem für die Deckung der Restlast des Wärmesystems sowie für den Erzeugungs/Last-Ausgleich des Stromsystems wirtschaftlich erscheinen. Dieses Szenario wird für die weiteren Ausführungen als das Wärmepumpen-optimiert-Szenario (WP-opt-Szenario) bezeichnet.

In Tabellen 5.12 und 5.13 werden Optimierungsergebnisse der steuerbaren Modellkomponententypen der beiden diskutierten Szenarien im Vergleich zum Basis-Szenario für das Wärmesystem bzw. das Stromsystem zusammengefasst. Zudem sind für einen ersten Über-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

blick über den Einsatz der Modellkomponententypen in Abbildung 5.28 die resultierenden Tagesmittelwerte der Erzeugungs- und Speichertechnologien am Beispiel des WP-exogen-Szenarios getrennt für das zentrale a) und dezentrale Wärmesystem b) für den Zeitraum von einem Jahr im Flächendiagramm dargestellt. Zum Vergleich dazu ist auch der Verlauf der vordefinierten Residuallast gegeben. Demgegenüber sind in der Abbildung 5.30 die Tagesmittelwerte der resultierenden Leistungsverläufe aggregierter steuerbarer Erzeugungstechnologien und der PSP sowie der Residuallast des Stromsystems für das gleiche Szenario dargestellt.

Komponententypen im Wärmesystem	**Zentral**			**Dezentral**		
	Basis [TWh]	WP-exo [TWh]	WP-opt [TWh]	Basis [TWh]	WP-exo [TWh]	WP-opt [TWh]
Vordefinierte Residuallast	-22,16	-22,16	-22,16	-49,65	-49,65	-49,65
Wärmekraftwerke mit KWK (Erdgas)	5,39	6,49	6,09			
Wärmekraftwerke mit KWK (Biomasse)	8,70	8,29	8,32			
Biomassefeuerungsanlagen	4,55	4,55	4,55	28,52	28,31	29,05
Gasfeuerungsanlagen	3,56	2,88	3,24	12,85	1,40	3,58
Wärmepumpen				8,38	20,12	17,24
Wärmespeicher - Laden	-0,32	-0,48	-0,47	-0,93	-1,78	-2,21
Wärmespeicher - Entladen	0,29	0,43	0,43	0,83	1,60	1,99

Tabelle 5.12: Optimierungsergebnisse des Wärmesystems: Jährliche Energiewerte Basis-Szenario vs. WP-exo-Szenario vs. WP-opt-Szenario

Die Jahresenergiewerte zeigen, dass sich der Einsatz der Wärmepumpen im Vergleich zum Basis-Szenario in beiden Szenarien mehr als verdoppelt. Die Betriebsweise der auf die Wärmebilanzen aggregierten Wärmepumpensysteme im WP-exo-Szenario bewirkt eine Erhöhung der Volllaststunden von 1997 h/a auf 4786 h/a. Aufgrund der hohen Leistungszahl der Wärmepumpen wird in beiden Szenarien der Einsatz von Wärmepumpen dem Einsatz von Gasheizanlagen zur dezentralen Wärmelastdeckung vorgezogen. Besonders in den Wärmebilanzen Ost und West werden hohe VLST des Wärmepumpenbetriebs im WP-exo-Szenario erreicht. In diesen Wärmebilanzen wird die Wärmebereitstellung der Gasheizanlagen aus dem Basis-Szenario um 88% bzw. 83% von Wärmepumpen substituiert. Im WP-opt-Szenario ergibt sich für die gesamte Modellregion eine installierte elektrische WP-Leistung von 0,75 GW, das ist 37% weniger als im Basis-Szenario und WP-exo-Szenario. Der jährliche Strombezug ist im WP-opt-Szenario ca. 14% geringer als im WP-exo-Szenario. Damit ergeben sich im WP-opt-Szenario noch höhere VLST von 6482 h/a.

Die Wärmeerzeugung aus Biomasseheizanlagen wird im dezentralen Erzeugungsmix des Wärmesystems im WP-exo-Szenario im Vergleich zum Basis-Szenario minimal reduziert. Der Grund für diesen minimalen Rückgang ist die trägere Betriebsweise der thermischen Biomasse-Erzeugungseinheiten, deren Wärmeerzeugung aufgrund der ausgelasteten Wär-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

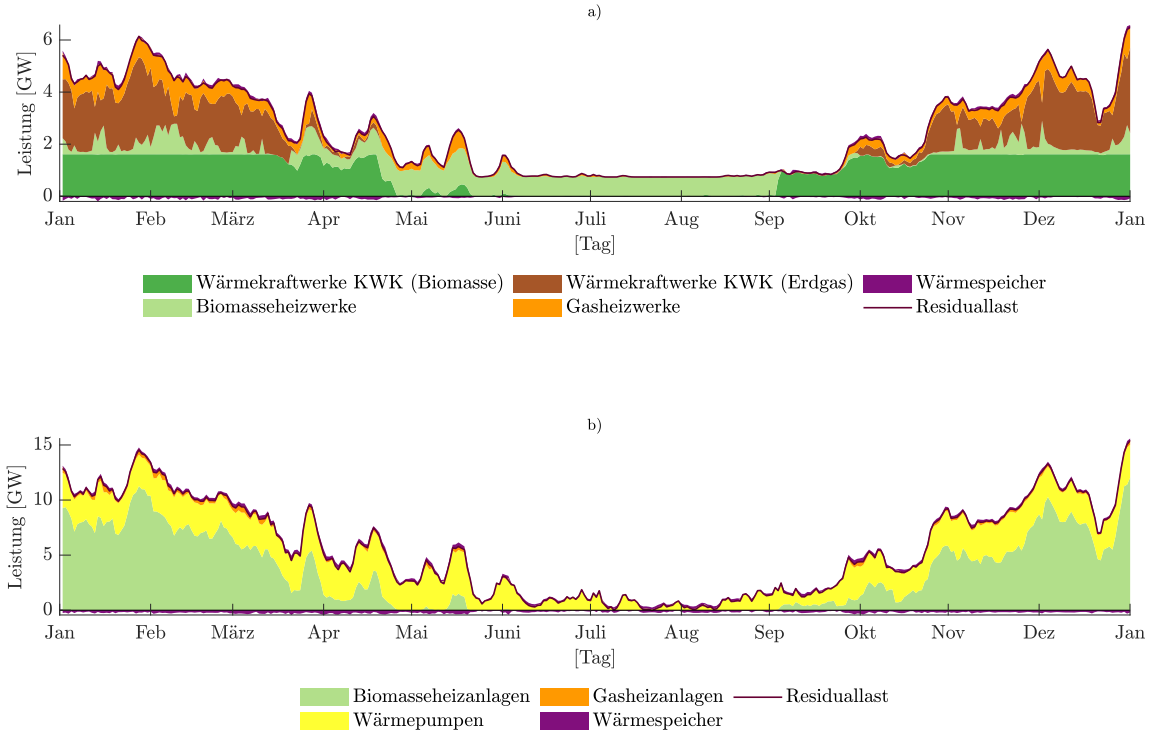


Abbildung 5.28: Wärmesystem: Einsatzcharakteristik der steuerbaren Erzeugungs- und Speichertechnologien und der Residuallast als Tagesmittelwert im WP-exo-Szenario a) zentrales Wärmesystem b) dezentrales Wärmesystem

mespeicher in diesem Szenario nicht zur Gänze für die Wärmelastdeckung genutzt wird. Demgegenüber wird beim Ausbau neuer Erzeugungstechnologien im Wärmesystem, wie im WP-opt-Szenario, versucht, zunächst die vorhandenen nachhaltigen Erzeugungspotentiale auszuschöpfen. Aus diesem Grund wird im WP-opt-Szenario das komplette Biomassepotential des dezentralen Wärmesystems zur Wärmelastdeckung eingesetzt. Durch den erhöhten Wärmepumpeneinsatz steigt jedoch der Wärmespeicherumsatz in beiden Szenarien. Der Wärmespeicherumsatz ist im WP-exo-Szenario um ca. 90% und im WP-opt-Szenario um ca. 100% höher als im Basis-Szenario. Aufgrund des hohen Wirkungsgrades der Wärmespeicher und der zeitnahen Abarbeitung der gespeicherten Wärme bewirken die resultierenden Speicherverluste keine nennenswerte Erhöhung der Gesamtsystemverluste im Wärmesystem.

Als Ergänzung zu der jährlichen Einsatzcharakterstik der Modellkomponententypen aus Abbildung 5.28 werden für das dezentrale Wärmesystem die stündlichen Einsatzcharakteristiken der Modellkomponententypen aus dem WP-exo-Szenario im Flächendiagramm für eine beispielhafte Winter- und Herbstwoche[54] dargestellt. Der starke Rückgang der Wärmeauskopplung der Gasheizanlagen ist in beiden Beispielwochen sehr deutlich. Aus der Abbildung 5.29 a) sind besonders im Winter neben der relativ konstanten Wärmeerzeugung der Biomasseheizanlagen immer wieder länger anhaltenden Phasen hoher Wärmeauskopplung

[54] Entsprechen den diskutierten Beispielwochen des Basis-Szenarios.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

der Wärmepumpen ersichtlich, die sich auf die Bewirtschaftung der Wärmespeicher auswirken. Es zeigt sich in beiden Beispielwochen, dass die Wärmespeicher beim resultierenden Erzeugungsmix jetzt verstärkt die Deckung der Wärmelast zu den Spitzenlastzeitpunkten übernehmen. Die Erzeugungsverteilung des WP-opt-Szenarios ähnelt der Abbildung 5.29, jedoch sind die Aspekte der Speicherbewirtschaftung und der konstanten Leistung des Wärmepumpenbetriebs deutlicher sichtbar.

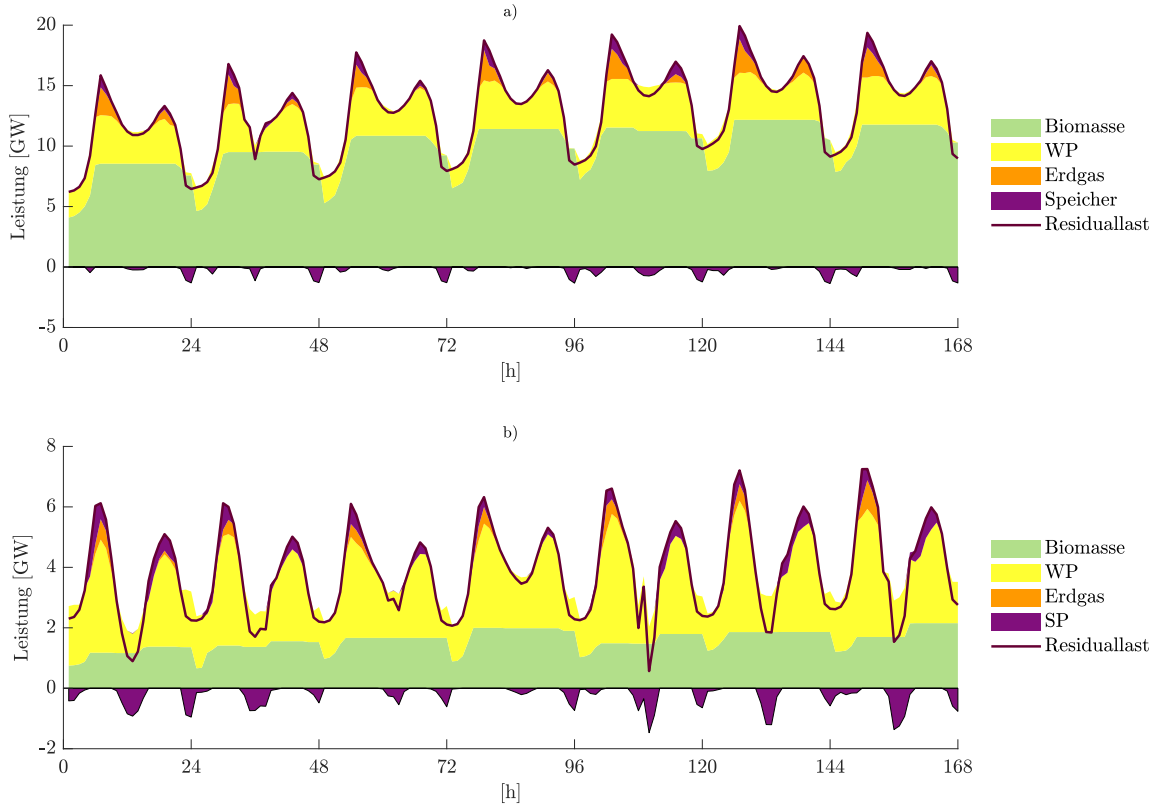


Abbildung 5.29: Einsatz der variablen Modellkomponententypen des dezentralen Wärmesystems aus dem WP-exo-Szenario im Flächendiagramm am Beispiel a) einer Winterwoche b) einer Herbstwoche

Es müssen in Bezug auf die oben diskutierten Optimierungsergebnisse einige Anmerkungen festgehalten werden. Der primäre Energiebedarf der fossilen Strom- und Wärmeerzeugung, zentral und dezentral, fließt mit gleichen Brennstoffpreisen in die Zielfunktion ein. Eine Unterscheidung in der Erdgaspreiszusammensetzung in Abhängigkeit der Art des Erdgasbeziehers wird nicht durchgeführt. Zudem ist die hohe Substituierung der Wärmelastdeckung der Gasheizanlagen über Wärmepumpen mit angegebenen Leistungsgrößen des Wärmepumpenportfolios nur aufgrund der aggregierten Modellierung des Wärmesystems möglich. Demzufolge entsprechen die dargelegten Einsatzcharakteristika des dezentralen Wärmesystems nicht unbedingt einem dezidierten Betrieb der mono- bzw. bivalenten Wärmeerzeugungsanlagen. Besonders im WP-opt-Szenario werden dadurch günstig gelegene

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Netzknoten für den Strombezug herangezogen, die nicht notwendigerweise der Größenordnung des Wärmeverbrauchs entsprechen. Jedoch veranschaulicht dieses Optimierungsergebnis, welche Auswirkungen und Rolle ein ausgeprägter regional verteilter gekoppelter Strom-Wärmeversorgungspfad auf das komplette Energiesystem der Modellregion haben könnte. Die Optimierungsergebnisse in den Tabellen 5.13 und 5.12 zeigen, dass sich der hohe Einsatz der Wärmepumpen im dezentralen Wärmesystem nicht nur auf den Erzeugungsmix des dezentralen Wärmesystems, sondern auch auf den Einsatz der Modellkomponenten des Stromsystems und des zentralen Wärmesystems bzw. Fernwärmesystems auswirkt.

Im Stromsystem bewirkt der höhere Einsatz der Wärmepumpen eine Erhöhung des Strombedarfs. Diesbezüglich wird besonders in der Heizperiode mehr Strom vom Wärmekraftwerkspark zur Verfügung gestellt. Demgegenüber wird in den Übergangszeiträumen und im Sommer der höhere Strombedarf der Wärmepumpen von den nachhaltigen Erzeugungsanlagen gedeckt, was eine Reduktion der abgeregelten und vor allem der exportierten Energie zur Folge hat. Dementsprechend resultiert eine Reduktion der gesamten nicht verwertbaren Stromüberschüsse um ca. 14% im WP-exo-Szenario und um ca. 16% im WP-opt-Szenario im Vergleich zu den Ergebnissen aus dem Basis-Szenario. Die Spitzenleistungswerte der nicht verwertbaren Stromüberschüsse treten im Sommer auf und werden auch durch die geänderte Betriebswiese der Wärmepumpen nicht nennenswert geändert. Wie angedeutet, werden im WP-opt-Szenario günstig gelegene Netzknoten für den WP-Ausbau, besonders hinsichtlich der Abregelung, herangezogen, die nicht notwendigerweise der Größenordnung des Wärmeverbrauchs der Netzknoten entsprechen, aber aggregiert den Wärmeverbrauch der Wärmebilanzen decken. Aus diesem Grund fallen im WP-opt-Szenario die nicht verwertbaren Stromüberschüsse geringer als im WP-exo-Szenario aus. Die Stromerzeugung der fossilen Wärmekraftwerke nimmt im WP-exo-Szenario um 31% und im WP-opt-Szenario um 17% in Bezug auf das Basis-Szenario zu. Parallel dazu steigt auch die Stromerzeugung der mit Biomasse befeuerten Wärmekraftwerke um ca. 37% im WP-exo-Szenario und um 28% im WP-opt-Szenario. Im WP-exo-Szenario wird das komplette Potential der Biomassekraftwerke ohne Wärmeauskopplung ausgeschöpft. Der Pumpspeicherumsatz wird durch den zusätzlichen Strombedarf der Wärmepumpen im WP-exo-Szenario nur minimal, um ca. 1%, und im WP-opt-Szenario um 10% in Bezug auf das Basis-Szenario, erhöht. Jedoch ändert sich die Bewirtschaftung der Pump- und der Jahresspeicherkraftwerke in beiden Szenarien.

Zur Veranschaulichung der geänderten (PSP)Speicherbewirtschaftung wird der zeitliche Verlauf des potentiellen Energieinhaltes beider Szenarien mit den Ergebnissen des Basis-Szenarios in der Abbildung 5.31 verglichen. Es zeigt sich, dass sich die Speicherbewirtschaftung der Pumpspeicher sowie auch der Jahresspeicher vor allem im WP-opt-Szenario im Vergleich zum Basis-Szenario ändert. Auch bei gleichen jährlichen Energieumsätzen der irreversiblen Speicherkraftwerke aller drei Szenarien ergibt sich eine leicht geänderte Spei-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Komponententypen im Stromsystem	Basis [TWh]	WP-exo [TWh]	WP-opt [TWh]
Vordefinierte Residuallast	-10,71	-10,71	-10,71
Speicherkraftwerke	10,04	10,04	10,04
Wärmekraftwerke mit KWK (Erdgas)	6,74	8,81	7,87
Wärmekraftwerke ohne KWK (Biomasse)	0,98	1,34	1,25
Wärmekraftwerke mit KWK (Biomasse)	3,13	2,98	2,99
Import - steuerbar	0,01	0,01	0,01
Export - steuerbar	-5,75	-4,77	-5,16
Abregelung	-1,72	-1,66	-1,14
Wärmepumpen	-2,37	-5,67	-4,86
Pumpspeicherkraftwerke - Pumpen	-1,81	-1,83	-1,97
Pumpspeicherkraftwerke - Turbinen	1,44	1,46	1,58

Tabelle 5.13: Optimierungsergebnisse des Stromsystems: Jährliche Energiewerte Basis-Szenario vs. WP-exo-Szenario o vs. WP-opt-Szenario

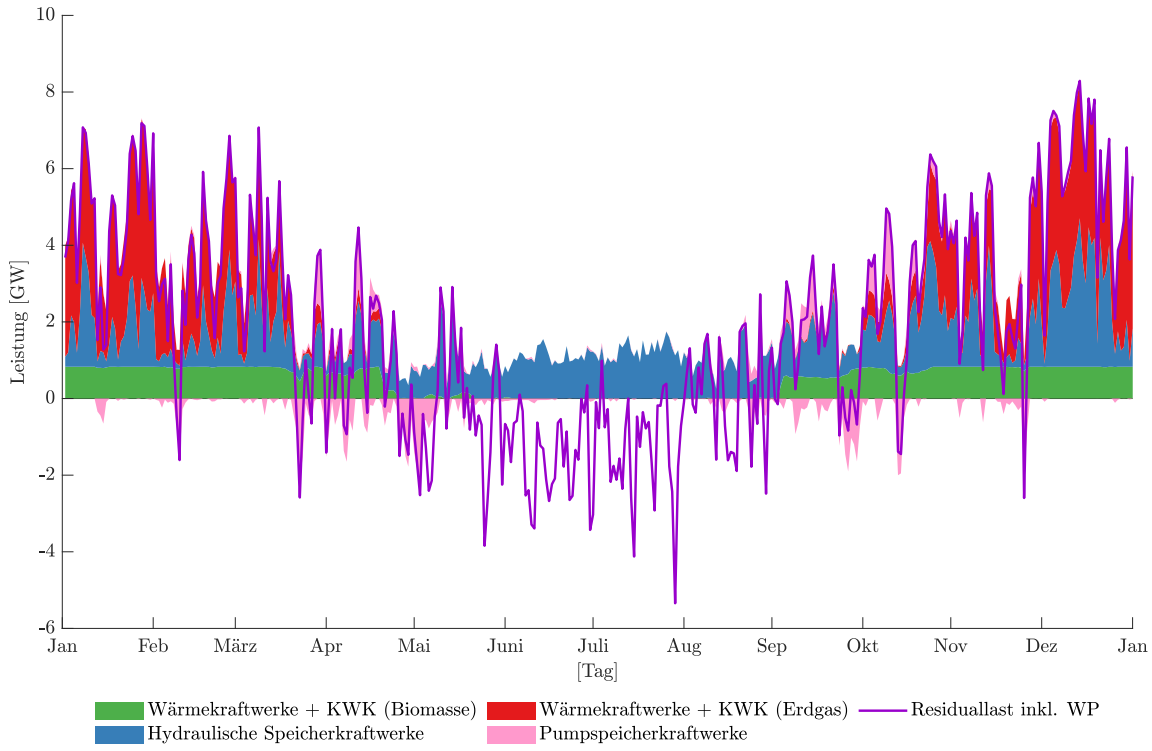


Abbildung 5.30: Stromsystem: Einsatzcharakteristik der steuerbaren Erzeugungstechnologien und der PSP sowie der Restlast als Tagesmittelwert im WP-exo-Szenario

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

cherung und Abarbeitung des gespeicherten natürlichen Zuflusses in den Jahresspeicherkraftwerken. So werden in beiden Szenarien ab Februar die JSP-Becken langsam gefüllt und nicht wie im Basis-Szenario bis Ende der Winterperiode zur Gänze entleert. Die JSP-Becken führen besonders im WP-opt-Szenario ab Februar bis Oktober einen höheren Energieinhalt, um die kumulierte Wassermenge zur Deckung des erhöhten Stromverbrauchs ab Oktober bis Ende Dezember nutzen zu können. Somit reduziert sich die Stromerzeugung der Jahresspeicherkraftwerke in den ersten drei Monaten des Jahres im Gegensatz zu den Ergebnissen des Basis-Szenarios. Demgegenüber erfolgt eine Zunahme der Stromerzeugung der Jahresspeicherkraftwerke in den letzten Monaten des Jahres. Hingegen wird in den Pumpspeichern etwas mehr Energie im Winter und teils Frühling im Vergleich zu den Ergebnissen des Basis-Szenarios aufgenommen und somit dem Kraftwerkspark die notwendige Flexibilität für die erhöhte Last zur Verfügung gestellt.

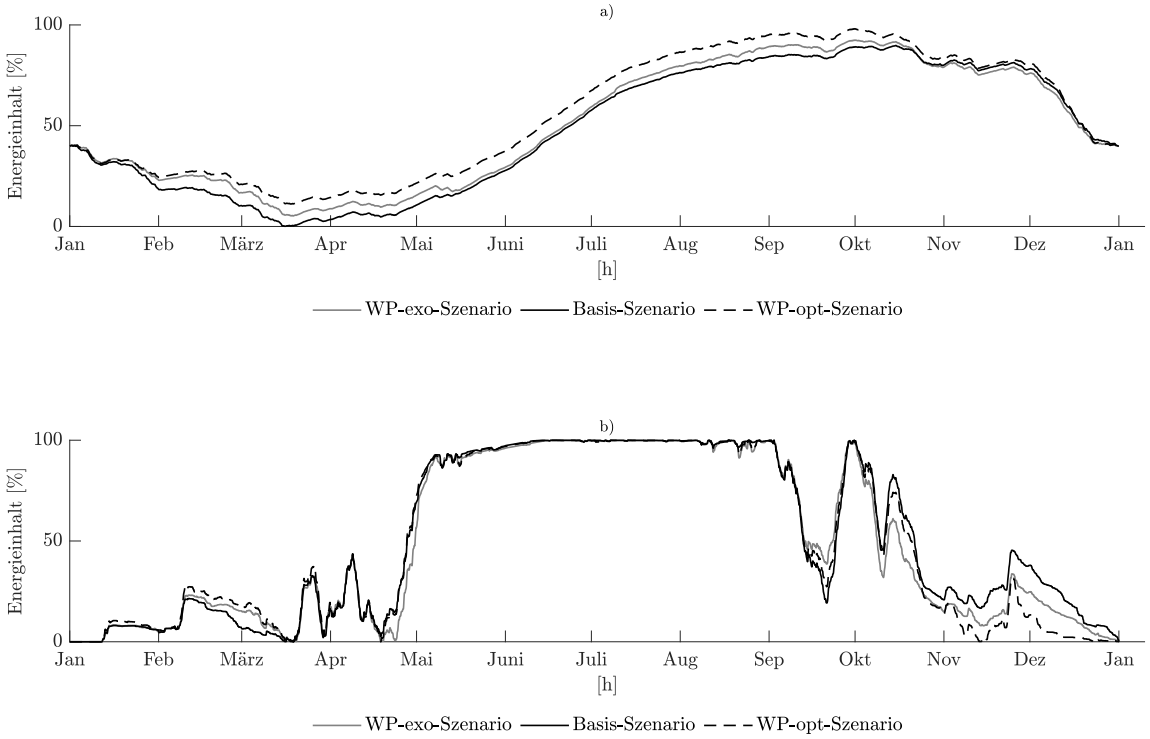


Abbildung 5.31: Füllstandsverlauf der Pump- und Speicherkraftwerke - Vergleich der Szenarien: a) Speicherkraftwerke und b) Pumpspeicherkraftwerke

Aufgrund der Erhöhung des Strombedarfs folgt auch die Zunahme der gesamten fossilen Stromerzeugung des Stromsystems. Somit erhöht sich der fossile Lastdeckungsanteil im WP-exo-Szenario um ca. 2,16% und im WP-opt-Szenario um ca. 1,12%, der jedoch mit einer Verringerung der fossilen Lastdeckung des Wärmesystems einhergeht. Letzteres wird nachfolgend näher diskutiert.

Durch die Erhöhung der Stromerzeugung der fossilen Heizkraftwerke nimmt auch ihre Fern-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

wärmeauskopplung im Vergleich zum Basis-Szenario zu, jedoch steigt die durchschnittliche Arbeitskennzahl der fossilen KWK-Anlagen von 1,25 im Basis-Szenario auf 1,36 im WP-exo-Szenario und 1,29 im WP-opt-Szenario an. Es erfolgt auch kein durchgehender wärmegeführter Betrieb der KWK-Anlagen. Auf die im zentralen Wärmesystem zusätzlich ausgekoppelte Fernwärme der fossilen KWK-Anlagen folgt ein Rückgang der Fernwärmeerzeugung der Gasheizwerke um ca. 19% im WP-exo-Szenario und um ca. 9% im WP-opt-Szenario. Der Rückgang der Fernwärmeauskopplung der mit Biomasse befeuerten KWK-Anlagen beträgt in beiden Szenarien ca. 5%. Jedoch steigt der Speicherbedarf der Wärmespeicher, wie aus den Optimierungsergebnissen der Tabelle 5.12 hervorgeht, um eine weiterführende zeitlich Entkopplung der Strom- und der Wärmeerzeugung zu realisieren. Die zentralen Wärmespeicher werden im Vergleich zum Basis-Szenario somit mehr ausgelastet, was eine Erhöhung der VLST im WP-exo-Szenario von 98 h/a auf 147 h/a bewirkt. Im WP-opt-Szenario ergeben sich ähnliche VLST. Die erhöhte Speicheraktivität ist auch an den zugehörigen Einspeicherflächen der Wärmespeicher in der Abbildung 5.28 a) erkennbar. Die Biomasseheizwerke übernehmen in diesem Szenario in der Sommerperiode fast die komplette Lastdeckung des zentralen Wärmesystems, wie die Einsatzcharakteristik in Abbildung 5.28 a) zeigt.

Wird der Grad der fossilen Lastdeckung aus dem Stromsystem auf die Wärmeerzeugung der Wärmepumpen des Wärmesystems angewendet, so kann der „fossile“ Wärmepumpenbeitrag für die Wärmeerzeugung bestimmt werden. Dieser Beitrag zzgl. dem Beitrag der fossilen KWK-Anlagen und Gasfeuerungsanlagen wird zur Ermittlung des fossilen Lastdeckungsbeitrages im Wärmesystem verwendet. Damit ergibt sich ein Rückgang der fossilen Lastdeckung des kompletten Wärmesystems im WP-exo-Szenario um 12,3% und im WP-opt-Szenario um 10,2%. Unter Berücksichtigung des ermittelten fossilen Lastdeckungsanteils des Stromsystems aus dem WP-exo-Szenario (10,66%) können bilanziell betrachtet ca. 34% des jährlichen Wärmebedarfs des dezentralen Wärmesystems durch den Strombezug der Wärmepumpen regenerativ gedeckt werden. Im WP-opt-Szenario liegt dieser Anteil bei 31%. Hingegen lag im Basis-Szenario dieser Wert bei ca. 15,5%.

Auch wenn der Strombedarf der Modellregion durch den verstärkten Einsatz der Wärmepumpen ansteigt, wird dadurch die mittlere Zweigauslastung der 380 kV- und der 220 kV-Zweige nur minimal geändert. Die Änderung der mittleren Zweigauslastung zum Basis-Szenario liegt in beiden Szenarien, getrennt betrachtet für Zweige der 380 kV- und Zweige der 220 kV-Ebene, unter 1%. In dieser Hinsicht sind besonders bei den Zweigen der 380 kV-Ebene saisonale Schwankungen ausgeprägt, die der Erzeugungsstruktur folgen und im Jahresmittel keine nennenswerten Änderungen hervorrufen. So steigt die mittlere Auslastung der 380 kV-Zweige in der Winter- und Frühlingsperiode im Vergleich zum Basis-Szenario um 1% bzw. 0,3% an und nimmt in der Herbstperiode um 0,6% ab. Demgegenüber steigen im Vergleich zum Basis-Szenario gerade bei den 220 kV-Zweigen der Netzschienen West und Süd, die die großen Jahresspeicherkraftwerke mit dem restlichen Netzgebiet verbinden, die

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

mittleren Auslastungen in den Herbstmonaten an.

Aus den obigen Darlegungen resultiert, dass durch die Kopplung des Strom- und Wärmesystems über Wärmepumpen die Nachhaltigkeit der Modellregion deutlich erhöht werden kann. Auch wenn der Stromverbrauch in der Heizperiode zusätzlich ansteigt und somit der Dekarbonisierung des Stromsystems entgegenwirkt, reduziert sich durch die effizienten Wärmepumpen der fossile Wärmelastdeckungsbeitrag erheblich. Zusätzlich kann in den Übergangszeiträumen der Heizperioden über Wärmepumpen der überschüssige nachhaltige Strom zur Wärmelastdeckung eingesetzt werden. Zur kosteneffizienten Erfüllung dieser Kopplung spielen Speicher in beiden Energiesystemen, jedoch vor allem im Wärmesystem, eine bedeutende Rolle, um die erforderliche zeitliche Entkopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch realisieren zu können. Durch den steigenden Strombedarf in den Heizperioden werden die Heizkraftwerke öfter stromgeführt betrieben, die PSP-Aktivität in den Winter- und Frühlingsmonaten erhöht und die Abarbeitung des gespeicherten Wassers der Jahresspeicherkraftwerke weiter zunehmend auf Herbst und Winter verlegt. Wird der Ausbau nicht exogen vorgegeben, so stellen Wärmepumpen auch in diesem Fall eine wirtschaftliche Option zum Ausgleich des Wärmesystems dar.

5.6.2 E-Kessel

Aus den vorherigen Untersuchungen folgt, dass die größte Herausforderung für die Integration der Stromüberschüsse der Sommer- und der Frühlingsperiode der mangelnde entsprechende Stromverbrauch in diesen Perioden ist. Die Ergebnisse des vorherigen Abschnittes 5.6.1 zeigten, dass durch eine Kopplung des Stromsystems und des dezentralen Wärmesystems über effiziente Wärmepumpen die Nachhaltigkeit der Modellregion deutlich erhöht werden kann, indem der Überschussstrom in den Übergangszeiträumen der Heizperioden von Wärmepumpen zur Wärmelastdeckung herangezogen wird. Demzufolge soll die Strom-zu-Wärme Kopplung in dieser Arbeit weiter ausgedehnt werden und der Einsatz der E-Kessel, als weitere Option zur Verlagerung der Stromüberschüsse und Kopplung der Energiesysteme untersucht werden. Dazu werden im folgenden Abschnitt Untersuchungen eines weiteren Szenarios diskutiert, dessen Zielsetzung die Bestimmung der Rolle der Strom-zu-Wärme Kopplung über E-Kessel zwischen dem Stromsystem und dem zentralen Wärmesystem ist. In dieser Hinsicht soll aufgezeigt werden welche Leistungsgrößen der E-Kessel-Anlagen zur Verlagerung der vorhandenen Stromüberschüsse in das zentrale Wärmesystem bzw. Fernwärmesystem technisch und wirtschaftlich realisierbar sind. Weiter soll aufgezeigt werden, wie sich der Einsatz von E-Kessel auf die gekoppelten Energiesysteme und die Nachhaltigkeit der Modellregion auswirkt. Zu diesem Zweck wird in die Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems des Basis-Szenarios der Modellkomponententyp E-Kessel hinzugefügt und sein Ausbau und die Einsatzplanung aller steuerbaren Modellkomponenten

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

der Modellregion bestimmt. Dieses Szenario wird für die nachfolgenden Ausführungen als das E-Kessel-Szenario bezeichnet.

Aus den Optimierungsergebnissen folgt, dass basierend auf den herangezogenen Kostenparametern aus Abschnitt 3.10.1 der Ausbau von E-Kessel wirtschaftlich realisierbar ist. Es wird eine gesamte elektrische Leistung von ca. 0,7 GW installiert und Netzknoten aus der Tabelle 5.14 zugeordnet. Aufgrund der vorhandenen Mindestlast des zentralen Wärmever-

Netzknoten	$\overline{P}_{el}^{EB}$ [GW]
UW Dürnrohr	0,27
UW Ernsthofen	0,05
UW Obersielach	0,09
GuD Mellach	0,09
UW Hausruck	0,21
Gesamt	**0,71**

Tabelle 5.14: Installierte elektrische Leistung der E-Kessel

sorgungssystems bietet sich in diesem Szenario eine Verlagerungsmöglichkeit des regenerativ erzeugten Überschussstroms über E-Kessel in das zentrale Wärmesystem auch in den lang andauernden Phasen des Überschussstroms. In Abbildungen 5.32 a) und b) sind der zeitliche Verlauf des Strombezuges und die resultierende Jahresdauerlinie der E-Kessel dargestellt. Es zeigt sich in der Jahresdauerlinie, dass die installierten E-Kessel für beinahe 3400 h mit mindestens 87% ihrer maximalen Leistung betrieben werden. Somit resultieren hohe Volllaststunden des E-Kessel-Betriebes von ca. 3800 h/a. Der Großteil der Volllaststunden wird in der Sommerperiode sowie den Übergangsperioden vollbracht.

Die neuen Modellkomponenten und deren Einsatz beeinflussen die Einsatzplanung der steuerbaren Modellkomponenten des Stromsystemes und des zentralen Wärmesystems der Modellregion. In Tabelle 5.15 sind die Optimierungsergebnisse der steuerbaren Modellkomponententypen des E-Kessel-Szenarios im Vergleich zum Basis-Szenario für das Stromsystem zusammengefasst. Die Tabelle 5.16 vergleicht die Optimierungsergebnisse des zentralen Wärmesystems. Die Einsatzplanung der steuerbaren Erzeugungs- und Speichertechnologien des dezentralen Wärmesystems werden durch den neu hinzugefügten Modellkomponententyp E-Kessel nur minimal beeinflusst und werden deshalb nachfolgend nicht weiter diskutiert. Als Ergänzung dazu werden der Einsatz der Erzeugungstechnologien und der PSP des Stromsystems in Abbildung 5.33 a) und der zeitliche Verlauf der resultierenden nicht verwertbaren Stromüberschüsse in Abbildung 5.33 b) vorgestellt. Die Restlast in Abbildung 5.33 a) erfasst den Einsatz der vordefinierten Residuallast zzgl. dem Einsatz der Wärmepumpen und der E-Kessel.

Im Stromsystem bewirken der Ausbau und Einsatz von E-Kessel eine Erhöhung des Strom-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

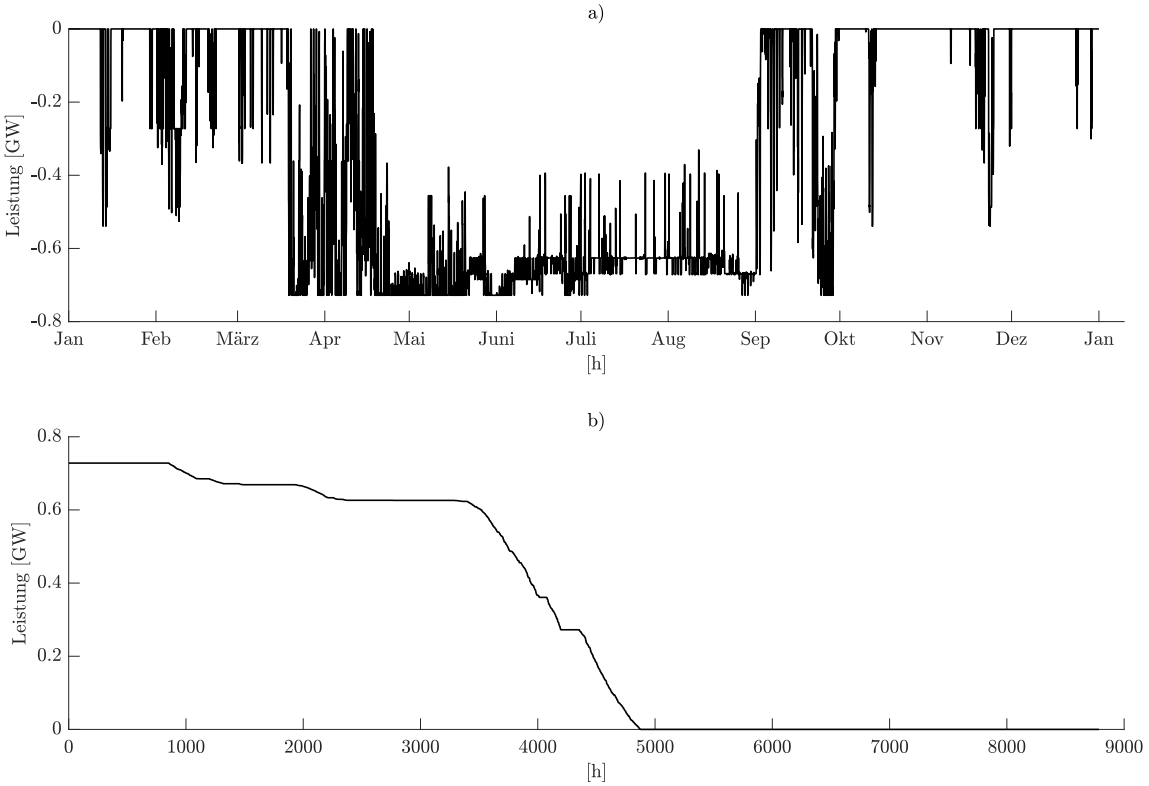


Abbildung 5.32: Strombezug der E-Kessel: a) Einsatzcharakteristik und b) Jahresdauerlinie im Verbrauchzählerpfeilsystem

bedarfs, der jedoch gleichzeitig mit Stromüberschüssen, wie in den Abbildungen 5.32 a) und 5.33 a) gezeigt wird, anfällt. Dementsprechend folgt eine Reduktion der gesamten nicht verwertbaren Stromüberschüsse um ca. 37% im Vergleich zum Ergebnis des Basis-Szenarios. Für dieses Ergebnis ist die hohe Reduktion der exportierten Stromüberschüsse, wie aus der Tabelle 5.15 ersichtlich, ausschlaggebend. Dabei wird die aggregierte Spitzenleistung der abgeregelten und der exportierten Stromüberschüsse jeweils um 0,39 GW bzw. 15% und 0,5 GW bzw. 7% reduziert. Aufgrund des erhöhten Strombedarfs der E-Kessel steigt auch die PSP-Aktivität in den Übergangszeiträumen, die in diesem Szenario zusätzlich für die Anpassung der kurzzeitigen Schwankungen des Überschussstroms an den Strombezug der E-Kessel eingesetzt werden. Die zusätzliche PSP-Aktivität erhöht die Speicherverluste der Modellregion. Die leichte Erhöhung der Systemverluste und die geänderte Einsatzcharakteristik der Modellkomponenten führen zu einem minimalen Anstieg der fossilen Wärmekrafterzeugung. Aus den Ergebnissen der Tabelle 5.15 lässt sich eine Reduktion der Stromerzeugung der mit Biomasse befeuerten KWK-Anlagen, die jedoch durch die Stromerzeugung der mit Biomasse befeuerten Wärmekraftwerke ohne Wärmeauskopplung kompensiert werden, ablesen. Durch die starre Kopplung der Stromerzeugung und Fernwärmeerzeugung der Gegendruckturbinen der Biomasse-KWK-Anlagen wird aufgrund der Veränderungen des Fernwärmeerzeugungsportfolios im zentralen Wärmesystem auch die Stromerzeugung der Biomasse-KWK-Anlagen reduziert. Details diesbezüglich werden nachfolgend ausführlich diskutiert.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Komponententypen im Stromsystem	Basis [TWh]	E-Kessel [TWh]
Vordefinierte Residuallast	-10,71	-10,71
Speicherkraftwerke	10,04	10,04
Wärmekraftwerke mit KWK (Erdgas)	6,74	6,81
Wärmekraftwerke ohne KWK (Biomasse)	0,98	1,25
Wärmekraftwerke mit KWK (Biomasse)	3,13	2,84
Import - steuerbar	0,01	0,01
Export - steuerbar	-5,75	-3,08
Abregelung	-1,72	-1,63
Wärmepumpen	-2,37	-2,37
E-Kessel		-2,76
Pumpspeicherkraftwerke - Pumpen	-1,81	-1,99
Pumpspeicherkraftwerke - Turbinen	1,44	1,59

Tabelle 5.15: Optimierungsergebnisse des Stromsystems: Jährliche Energiewerte Basis-Szenario vs. E-Kessel-Szenario

Wie oben angedeutet, steigt die Umwälzhäufigkeit der PSP im Vergleich zum Basis-Szenario in den Übergangszeiträumen. Abbildung 5.34 a) zeigt, wie sich die Speicherstände der PSP in diesem Szenario im Gegensatz zum Basis-Szenario verändern. So wird im Winter mehr Energie in die PSP aufgenommen und der maximale PSP-Füllstand zwischen Mai und September nicht durchgehend gehalten. Im Mai werden PSP auf knapp über der Hälfte ihres maximalen Speicherinhaltes entladen und bis zum Ende des Monates auf den maximalen Energieinhalt wieder geladen. Ab August ist die erhöhte Umwälztätigkeit der PSP durch die stärker gezackte Füllstandskurve erkennbar. Dabei entspricht die maximale erforderliche Pumpleistung der installierten Pumpleistung und die erforderliche Turbinenleistung ca. 92% der installierten Turbinenleistung. Ähnliche leistungsmäßige Anforderungen resultieren auch aus den Ergebnissen des Basis-Szenarios. Jedoch werden die maximalen Leistungen beider Vorgänge nie gleichzeitig an mehreren Netzknoten abgerufen. Die maximale Leistung der aggregierten Pumpcharakteristik des zusammenhängenden Netzgebiets aus Abbildung 5.34 a) beträgt ca. 90% der installierten Pumpleistung und der aggregierten Turbinencharakteristik ca. 60% der installierten Turbinenleistung. Die Spitzenleistungen werden vorwiegend in den Übergangszeiträumen abgerufen.

Im Basis-Szenario wurde ein beträchtlicher Anteil der exportierten Stromüberschüsse an Netzknoten UW Kainachtal und UW Westtirol exportiert. Die oben diskutierte Reduktion der exportierten Energie dieses Szenarios ist gerade an diesen zwei Netzknoten sehr wirksam, 64% des Rückganges entfällt auf sie. Auch wenn die exportierten Stromüberschüsse reduziert werden, werden durch den Betrieb der E-Kessel an Netzknoten aus Tabelle 5.14 in den Übergangs- und Sommerperioden neue Lastzentren erschlossen. Dementsprechend wird in diesem Szenario die mittlere Zweigauslastung der 380 kV- und der 220 kV-Zweige nur minimal geändert. Die Differenz der mittleren Zweigauslastung zum Basis-Szenario liegt,

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

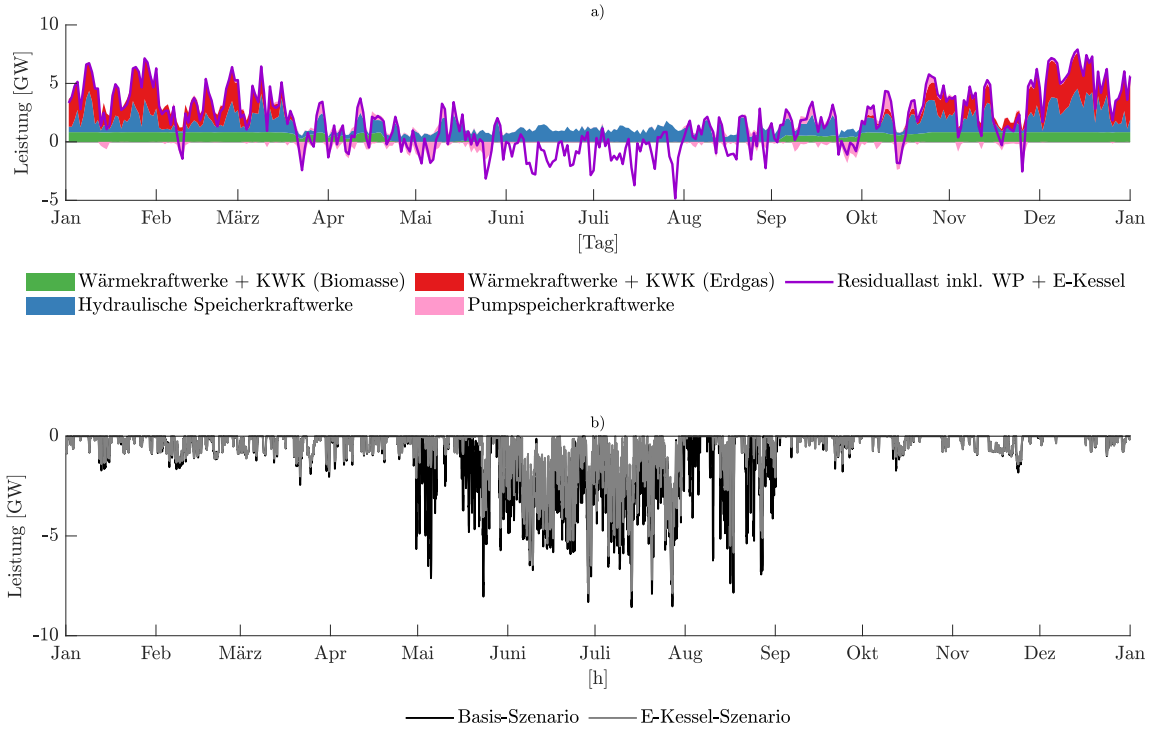


Abbildung 5.33: Einsatzcharakteristiken der Modellkomponententypen im Stromsystem: a) Tagesmittelwerte der Erzeugungstechnologien, der PSP und der Restlast für das E-Kessel-Szenario b) Stundenwerte der nicht verwertbaren Stromüberschüsse Basis-Szenario vs. E-Kessel-Szenario

getrennt betrachtet für Zweige der 380 kV- und der Zweige der 220 kV-Ebene, bei beiden bei ca. -0,1%.

Komponententypen im zentralen Wärmesystem	Basis [TWh]	E-Kessel [TWh]
Vordefinierte Residuallast	-22,16	-22,16
Wärmekraftwerke mit KWK (Erdgas)	5,39	4,91
Wärmekraftwerke mit KWK (Biomasse)	8,70	7,89
Biomasseheizwerke	4,55	4,39
Gasheizwerke	3,56	2,33
E-Kessel		2,68
Wärmespeicher - Laden	-0,32	-0,49
Wärmespeicher - Entladen	0,29	0,44

Tabelle 5.16: Optimierungsergebnisse des zentralen Wärmesystems: Jährliche Energiewerte Basis-Szenario vs. E-Kessel-Szenario

Die Optimierungsergebnisse der Tabelle 5.16 zeigen einen Rückgang der Fernwärmeerzeugung aller bestehenden Erzeugungstechnologien im zentralen Wärmesystem. Jedoch ist der Rückgang bei nachhaltigen Erzeugungstechnologien geringer als bei fossilen. Der Wärmespeichereinsatz der Modellregion wird erhöht. Im zentralen Wärmesystem bewirkt der Einsatz der E-Kessel eine Verschiebung der Fernwärmeerzeugung der Biomasseheizwerke von der

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

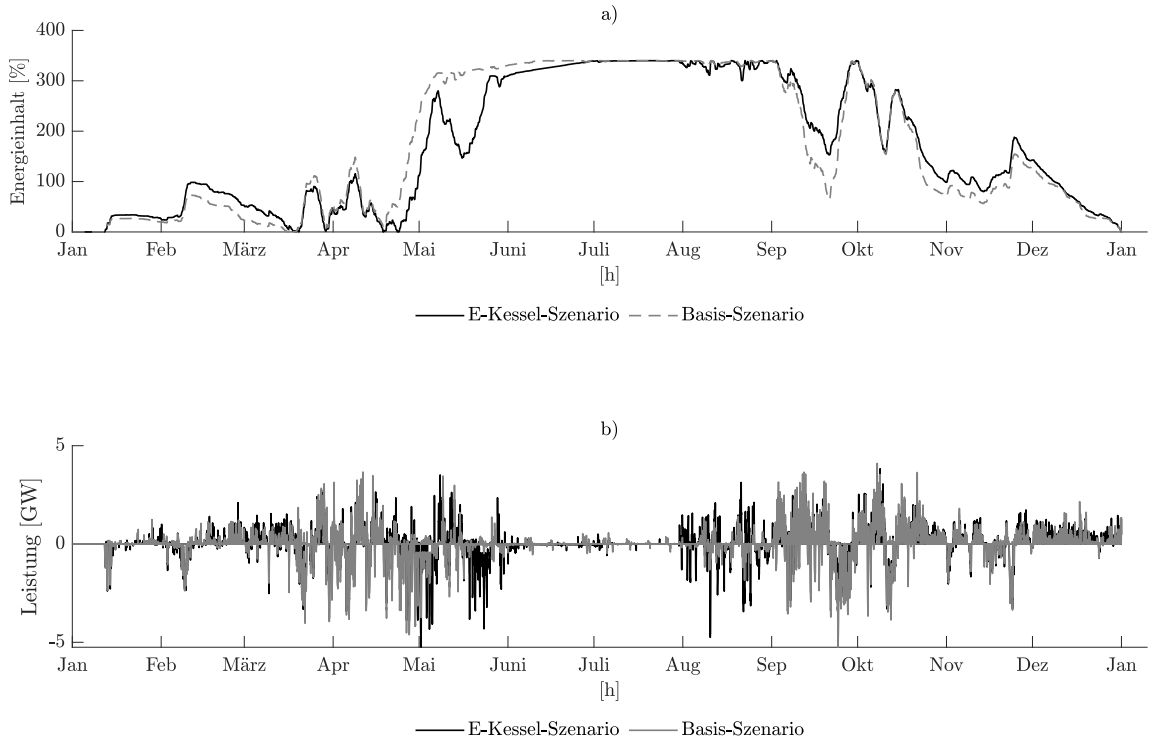


Abbildung 5.34: Pumpspeicherbewirtschaftung - Szenarienvergleich: a) Füllstandsverlauf und b) Leistungsverlauf

heizfreien Periode in die Heizperiode, wie aus Abbildung 5.35 a) im Vergleich zur Abbildung 5.9 a) hervorgeht. Dadurch wird ein geringer Anteil der Wärmeauskopplung der Biomasse-KWK-Anlagen des Basis-Szenarios substituiert. Im Sommer wird annähernd die komplette Fernwärmelast durch E-Kessel gedeckt. Die restliche Differenz wird durch die Gasheizwerke zur Verfügung gestellt.

In den Untersuchungen dieser Arbeit wird allen nachhaltigen Erzeugungstechnologien der Vorrang zur Lastdeckung gegeben, indem der Betrieb der Anlagen nicht in der Zielfunktion bestraft wird. Dazu sind die Verlustterme der nicht verwertbaren Überschussenergie maßgebend. Dementsprechend wird der Überschussstrom, wenn technisch möglich, in der Modellregion über E-Kessel verwertet und der Vorrang der Strom-zu-Wärme Kopplung anstatt dem Einsatz anderer Erzeugungstechnologien zur Lastdeckung gegeben, siehe dazu die Ergebnisse aus Tabelle 5.16. Da der Betrieb aller nachhaltigen Erzeugungstechnologien in der Zielfunktion nicht bestraft wird und die E-Kessel mit den anfallenden regenerativen Stromüberschüssen betrieben werden, kann die hier resultierende Verdrängung der Fernwärmeerzeugung der nachhaltigen Erzeugungstechnologien als akzeptabel hingenommen werden.

In diesem Szenario werden Wärmespeicher besonders oft eingesetzt, um den Einsatz der thermisch trägeren Erzeugungseinheiten, die jetzt komplett in der Heizperiode anfallen und dynamischen Lastschwankungen ausgesetzt sind, zu unterstützen und die hohe Ausnutzung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

der E-Kessel zu ermöglichen. Dementsprechend steigt der Speicherbedarf der Wärmespeicher im Vergleich zum Basis-Szenario an, wie aus den Optimierungsergebnissen der Tabelle 5.13 hervorgeht. Aus der Abbildung 5.35 b) ist sogar eine Aufbewahrung der eingespeisten Wärme über die Sommerperiode ersichtlich. Jedoch stellt die gezackte Speicherstandskurve der Wärmespeicher in der Sommerperiode den notwendigen Speicherbedarf für die zeitliche Entkopplung der Wärmelieferung von der Wärmeerzeugung der E-Kessel dar. Die zentralen Wärmespeicher werden im Vergleich zum Basis-Szenario somit mehr ausgelastet, was eine Erhöhung der VLST von 98 h/a auf 148 h/a bewirkt.

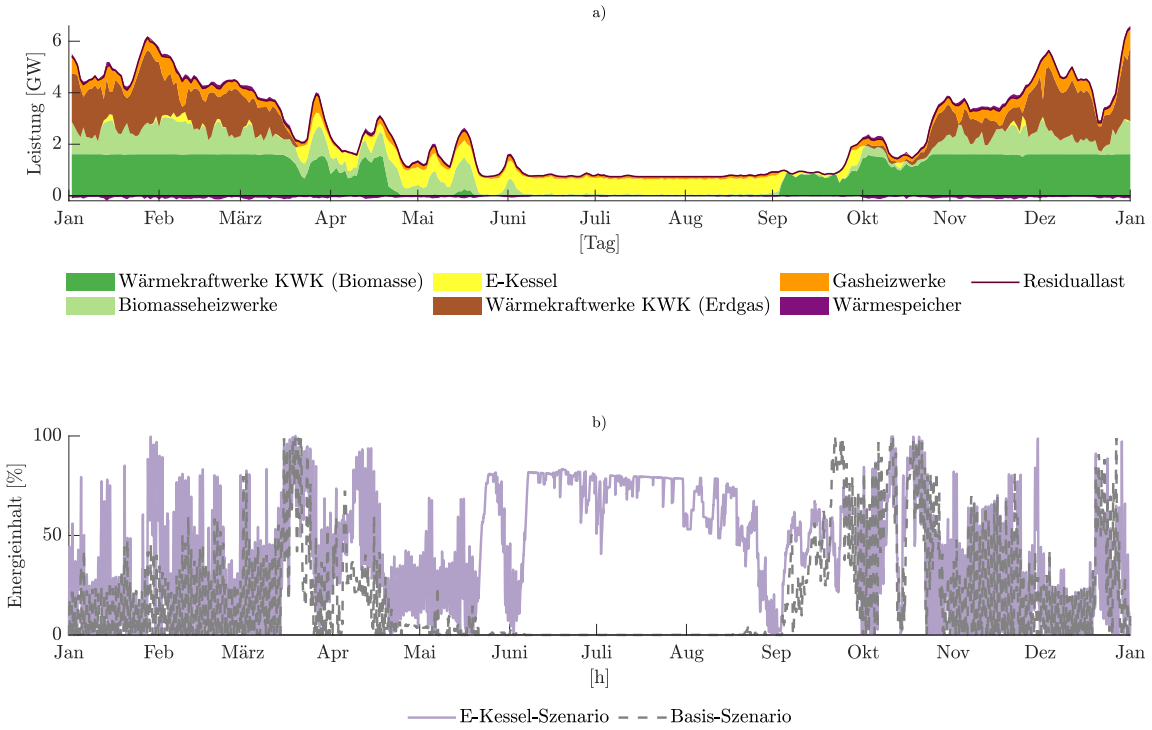


Abbildung 5.35: Zentrales Wärmesystem (Fernwärme): a) Tagesmittelwerte der Erzeugungs- und Speichertechnologien sowie der Residuallast für das E-Kessel-Szenario b) Füllstandsverlauf der zentralen Wärmespeicher

Durch den Einsatz der E-Kessel wird ein strombezogener Lastdeckungsanteil des zentralen Wärmesystems von ca. 11% erreicht. Dadurch können im Vergleich zum Basis-Szenario zusätzlich 2,76 TWh regenerativ erzeugter Energie in das Stromsystem integriert werden. Diese Energiemenge entspricht ca. 3,5% der gesamten nachhaltigen Stromerzeugung dieses Szenarios. Die fossile Lastdeckung im Stromsystem wird allerdings dadurch um lediglich 0,2% im Vergleich zum Basis-Szenario reduziert. Wird die Fernwärmeerzeugung der E-Kessel herangezogen und als 100% regenerativ behandelt, so resultiert ein Rückgang der fossilen Lastdeckung des zentralen Wärmesystems um 7%. Der Grad der fossilen Lastdeckung des zentralen Wärmesystems beträgt in diesem Fall 28,9%. Wird der Einfluss der Fernwärmeerzeugung der E-Kessel auf das gesamte Wärmesystem bezogen, zentral und dezentral, so

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

ergibt sich ein Rückgang der fossilen Lastdeckung um ca. 2,1%.

Aus den Darlegungen resultiert, dass E-Kessel mit den angenommenen Kostenparametern eine wirtschaftliche Option zur Kopplung und Ausgleich der gekoppelten Energiesysteme darstellen. Die installierten E-Kessel-Anlagen weisen auch hohe VLST auf. Aufgrund der vorhandenen Mindestlast des zentralen Wärmeversorgungssystems bzw. Fernwärmesystems wird eine nachhaltige Kopplung des Strom- und Wärmesystems über E-Kessel in den lang andauernden Phasen des Überschussstroms realisiert. Dadurch wird die Verwertung der nachhaltigen Stromüberschüsse deutlich erhöht. Um dieses zu realisieren, spielen jedoch Speicher in beiden Energiesystemen eine entscheidende Rolle und dehnen deshalb ihre Umsätze im Vergleich zum Basis-Szenario aus. Durch diese Kopplungstechnologie kann im Stromsystem eine geringe Reduktion der fossilen Lastdeckung erreicht werden. Fossile KWK-Anlagen werden somit weiterhin vor allem in der Heizperiode zur Deckung der Last des Strom- sowie Wärmesystems benötigt. Nichtsdestotrotz ermöglicht diese Kopplungstechnologie vor allem eine Reduktion der fossilen Lastdeckung im zentralen Wärmesystem.

5.7 Strom zu Gas

In diesem Abschnitt soll eine weitere Option zur Verlagerung der Stromüberschüsse untersucht werden, indem nun eine zusätzliche Kopplung aller drei Energiesysteme über Power-to-Gas in die Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems des Basis-Szenarios aufgenommen wird. Die Optimierungsergebnisse der Szenarien der Strom-zu-Wärme Kopplung zeigten, dass durch eine Kopplung des Strom- und Wärmesystems die Nachhaltigkeit der Modellregion deutlich erhöht werden kann, indem der Überschussstrom in den Übergangszeiträumen der Heizperioden, sowie auch im Sommer von Wärmepumpen oder E-Kesseln zur Wärmelastdeckung genutzt wird. Dadurch lässt sich ein erheblicher Anteil der nichtverwertbaren Stromüberschüsse in das gesamte Energiesystem der Modellregion integrieren. Die Strom-zu-Gas Kopplung kann in einem energieträgerübergreifenden Energiesystem ähnlich eingesetzt werden und hat aufgrund des vielfältig einsetzbaren Umwandlungsproduktes eine höhere Einsatzflexibilität. Jedoch ist diese Kopplungstechnologie von deutlich höheren Umwandlungsverlusten als die Strom-zu-Wärme Kopplungstechnologien gekennzeichnet. Wie im Abschnitt 3.10.2 diskutiert, werden zwei unterschiedliche Umwandlungspfade des Power-to-Gas Ansatzes in dieser Arbeit berücksichtigt: die reine Wasserstofferzeugung und die Wasserstofferzeugung mit anschließender Umwandlung zu Methan. Das synthetisch erzeugte Gas fließt in die Gasbilanzen des Gassystems ein und kann zur Lastdeckung bzw. zum Gasbezug fossiler Erzeugungsanlagen des Strom- und Wärmesystems eingesetzt werden. Die potentielle Speicherung des erzeugten Gases wird über die modellierten Gasspeicher des implementierten Gassystems abgebildet. Die letztendliche Ausspeicherung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

des gespeicherten Gases wird über den Gasbezug der thermischen Erzeugungsanlagen gekoppelter Energiesysteme bestimmt. Die Einspeisung des Wasserstoffs in das Gassystem wird unter Einhaltung der drei H_2-Beimischgrenzwerte, 4 Vol.-% H_2, 10 Vol.-% H_2 und 20 Vol.-% H_2, diskutiert im Abschnitt 4.8.3, erlaubt. Auch wird über den Modellkomponententyp Wasserstoffverkauf eine weitere Verwertungsmöglichkeit von erzeugtem Wasserstoff, die keine Kopplung der modellierten Energiesysteme erfasst, abgebildet. Damit sollen auch weitere Verwertungsmöglichkeiten von Wasserstoff wie z.B. der Mobiltätssektor oder die stoffliche Nutzung in Industriewerken berücksichtigt werden.

In diesem Abschnitt soll aufgezeigt werden, welche Leistungsgrößen von Power-to-Gas-Anlagen zur Verlagerung der vorhandenen Stromüberschüsse in das Gassystem technisch möglich und wirtschaftlich realisierbar sind. Darauf aufbauend soll der Einsatzbereich dieser Anlagen räumlich und zeitlich näher analysiert werden. Die Unterschiede hinsichtlich der Verlagerung der Stromüberschüsse in Abhängigkeit der maximalen Höhe des Anteils der Wasserstoffbeimischung und ein Vergleich der Optimierungsergebnisse mit dem Szenario der Methanerzeugung werden wiedergegeben. Weiter soll aufgezeigt werden, wie sich der Einsatz der neuen Kopplungstechnologie auf das Strom- und Wärmesystem und die Nachhaltigkeit der Modellregion auswirkt. Zudem sollen auch die Rolle der Gasspeicher und die resultierende Speicherbewirtschaftung in Abhängigkeit des erzeugten Gases und der erlaubten H_2-Beimischgrenzen untersucht werden. Die durchgeführten Szenarien werden in Abhängigkeit der Wasserstoffbeimischgrenze zur Gaseinspeisung und in Abhängigkeit des erzeugten Gases für die nachfolgenden Ausführungen als P2H2-04-Szenario, P2H2-10-Szenario, P2H2-20-Szenario und P2SNG-Szenario bezeichnet. Zu diesem Zweck werden in die die Topologie des energieträgerübergreifenden Energiesystems des Basis-Szenarios die Modellkomponententypen Power-to-Wasserstoff bzw. Power-to-Methan mit ihren Unterkomponenten, dargestellt in der Abbildung 3.9, hinzugefügt und der Ausbau der P2G-Technologie und der Einsatz aller steuerbaren Modellkomponenten der Modellregion bestimmt.

Bevor auf die Diskussion der Optimierungsergebnisse eingegangen wird, werden zwei wesentliche Rahmenbedingungen, die die Optimierungsergebnisse der Wasserstoffszenarien bestimmen zusammengefasst. Es wird der gesamte Erdgasabsatz der jeweiligen Bilanzen zu jedem Zeitpunkt t_i für die Ermittlung der erlaubten Wasserstoffeinspeisung herangezogen. Darauf aufbauend wird zu jedem Zeitpunkt t_i die mögliche Wasserstoffeinspeisung in Abhängigkeit des Gasverbrauchs der jeweiligen Gasbilanzen limitiert. Zum Gasverbrauch werden auch die an einer Gasbilanz anfallenden Gasspeicheraktivitäten hinzugerechnet, wobei Einspeicherung den Gasverbrauch erhöht und Ausspeicherung den Gasverbrauch senkt. Damit kann ein Gasspeicher mit geeigneten Aktivitäten die Wasserstoffeinspeisung unterstützen, z.B. durch Einspeicherung von Erdgas in Zeiten wo kein Gasbezug von fossilen Anlagen stattfindet.

Die P2G-Technologie agiert im modellierten Übertragungsnetz, wie auch andere steuerba-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek WIEN Your knowledge hub

re Modellkomponenten, als regelndes Netzelement zur Steuerung des Lastflusses. Bei der Platzierung der Anlagen an vordefinierten P2G-Netzknoten der Tabelle 4.32 wird im Rahmen der Einsatzplanung der Modellkomponenten diese regelnde Funktion herangezogen. Es werden allerdings womöglich auch Anlagen an Netzknoten platziert, die hinsichtlich der Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz nicht günstig sind bzw. sich nicht in der Nähe der Gasspeicher befinden. Dieses konnte in den durchgeführten Voruntersuchungen der reinen Wasserstofferzeugung in der Gasbilanz Ost beobachtet werden. Es wurden Netzknoten wie UW Neusiedl und UW Kainachtal für den großtechnischen Ausbau von P2G herangezogen. An beiden Netzknoten wurde im Basis-Szenario ein beträchtlicher Anteil des nicht verwertbaren Überschussstroms über die jeweilige Abregelungs- und Exportkomponente bezogen, wessen Einsatz in diesem Fall von P2G ersetzt wurde. Allerdings liegen beide Netzknoten nicht in der Nähe der großen Erdgasspeicher der Gasbilanz Ost, die die resultierende ausgiebige H_2-Einspeisung in das vorhandene Gasnetz rechtfertigen können. Im Rahmen der Erstellung der Eingangsdaten des Modell wurden diese Netzknoten als potentielle P2G-Netzknoten identifiziert, allerdings vorwiegend zur Erzeugung von synthetischem Methan. Dementsprechend werden die Netzknoten UW Neusiedl und UW Kainachtal als potentielle Power-to-Wasserstoff-Netzknoten für die Wasserstoffszenarien ausgeschlossen.

Aus den Optimierungsergebnissen folgt, dass basierend auf den Anforderungen des Übertragungsnetzes und den Erzeugungs-/Laststrukturen der Modellregion der Ausbau von Power-to-Gas-Anlagen mit den Kostenparametern aus Abschnitt 4.8.3 eine wirtschaftlich realisierbare Option darstellt. Der durch die Kopplungstechnologie P2G resultierende Nutzen für die Modellregion sowie auch der leistungsmäßige Ausbau der Anlagen, nehmen mit höher liegenden H_2-Beimischgrenzwerten zur direkten Einspeisung des erzeugten Gases in das Gassystem zu. Dieser Aspekt wird in folgenden Absätzen ausführlicher diskutiert. Die resultierende installierte elektrische Leistung der P2G-Anlagen je Netzknoten in Abhängigkeit des durchgeführten Szenarios ist in der Tabelle 5.17 zusammengefasst. P2G wird somit je Gasbilanz an einem potentiellen Netzknoten aus Tabelle 4.32 im P2H2-04- sowie im P2H2-10-Szenario ausgebaut. Ein zweiter Netzknoten der Gasbilanz Ost wird zusätzlich im P2H2-20-Szenario herangezogen. Im P2SNG-Szenario kann das erzeugte Gas unbegrenzt in das Gassystem eingespeist werden. Demzufolge wird an jedem potentiell angesetzten Netzknoten P2G ausgebaut, besonders im Osten und entlang der Nordschiene zur Einspeisung der überschüssigen Wind- und Wasserkrafterzeugung.

In Tabelle 5.18 werden die aggregierten Optimierungsergebnisse der steuerbaren Modellkomponenten der diskutierten Szenarien im Vergleich zum Basis-Szenario für das Stromsystem zusammengefasst. Die Tabelle 5.19 vergleicht Optimierungsergebnisse der gleichen Szenarien für das Wärmesystem. Aus den Ergebnissen des Stromsystems der Tabelle 5.18 ist ein Rückgang der Stromüberschüsse, bestehend aus den abgeregelten und exportierten Stromüberschüssen, deutlich. Dieser Rückgang ist umso ausgeprägter, je höher die installierte

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Netzknoten	P2H2-04	P2H2-10	P2H2-20	P2SNG
	$\overline{P}_{el}^{P2G}$ [MW]			
UW Bisamberg	116,53	331,07	702,91	469,24
UW Ernsthofen				108,06
UW Salzburg				701,06
UW Hausruck			3,39	86,42
UW Kainachtal				101,41
UW Zell am Ziller	8,67	19,73	37,51	130,61
UW Bürs	8,67	19,73	37,51	130,61
UW Neusiedl				733,01
Gesamt	**133,87**	**370,53**	**781,32**	**2460,42**

Tabelle 5.17: Installierte elektrische Leistung von P2G: P2H2-04-Szenario vs. P2H2-10-Szenario vs. P2H2-20-Szenario vs. P2SNG-Szenario

Komponententypen im Stromsystem	Basis [TWh]	P2H2-04 [TWh]	P2H2-10 [TWh]	P2H2-20 [TWh]	P2SNG [TWh]
Vordefinierte Residuallast	-10,71	-10,71	-10,71	-10,71	-10,71
Speicherkraftwerke	10,04	10,04	10,04	10,04	10,04
Wärmekraftwerke mit KWK (Erdgas + SNG)	6,74	6,77	6,82	6,91	6,87
Wärmekraftwerke ohne KWK (Biomasse)	0,98	1,00	1,00	1,02	1,37
Wärmekraftwerke mit KWK (Biomasse)	3,13	3,13	3,12	3,10	3,19
Export - steuerbar	-5,75	-5,31	-4,38	-2,95	-0,15
Import - steuerbar	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Abregelung	-1,72	-1,66	-1,61	-1,60	-0,20
Wärmepumpen	-2,37	-2,37	-2,37	-2,37	-2,32
Pumpspeicherkraftwerke - Pumpen	-1,81	-1,80	-1,96	-2,12	-2,10
Pumpspeicherkraftwerke - Turbinen	1,44	1,44	1,57	1,69	1,68
Power-to-Gas (Elektrolyse)	0,00	-0,53	-1,53	-3,02	-7,67

Tabelle 5.18: Optimierungsergebnisse des Stromsystems: Jährliche Energiewerte im Basis-Szenario vs. P2H2-04-Szenario vs. P2H2-10-Szenario vs. P2H2-20-Szenario vs. P2SNG-Szenario

Größe und der resultierende Strombezug der P2G-Anlagen sind und je verteilter diese im Übertragungsnetz der Modellregion angeordnet sind. Dabei reduzieren sich in den Szenarien der reinen Wasserstofferzeugung vor allem die exportierten Stromüberschüsse. Die breitere räumliche Verteilung der installierten Anlagen im Szenario der Methanerzeugung bewirkt eine bessere und effiziente Nutzung der Stromüberschüsse durch P2G, was eine hohe Reduktion der abgeregelten und exportierten Stromüberschüsse im Vergleich zum Basis-Szenario und den Wasserstoffszenarien zur Folge hat. In Abbildung 5.36 ist der Rückgang der Überschussenergie des Basis-Szenarios je Szenario in absoluten Zahlenwerten dargestellt. Zudem wird in Abbildung 5.36 die Aufteilung der Stromüberschüsse des Basis-Szenarios auf den resultierenden Stromüberschuss der durchgeführten Szenarien und den Strombezug der Elektrolyseanlagen zusammengefasst. Die dazu korrespondierenden VLST der P2G-Anlagen sind

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek WIEN Your knowledge hub

auf der rechten Achse dargestellt. Grundsätzlich sinken die resultierenden VLST leicht mit der Größe der installierten Anlagen; das P2H2-10-Szenario weicht in dieser Hinsicht leicht ab. Nichtsdestotrotz liegen die VLST im P2SNG-Szenario knapp über 3000 h/a. In diesem Szenario ist auch ersichtlich, dass der Strombezug der Elektrolyseanlagen den Überschuss des Basis-Szenarios übersteigt. Der zusätzliche Strombezug wird von Biomassekraftwerken aufgebracht. Somit wird das komplette Biomassepotentiale der Wärmekraftwerke zur Stromerzeugung ausgeschöpft. Die Ergebnisunterschiede zwischen den Wasserstoffszenarien sind auf die unterschiedlichen H_2-Beimischgrenzwerte zurückzuführen. Je höher die resultierende H_2-Beimischgrenze, desto höher ist auch der Anteil des regenerativen Gases am Gasgemisch und auch der dafür notwendige Strombezug.

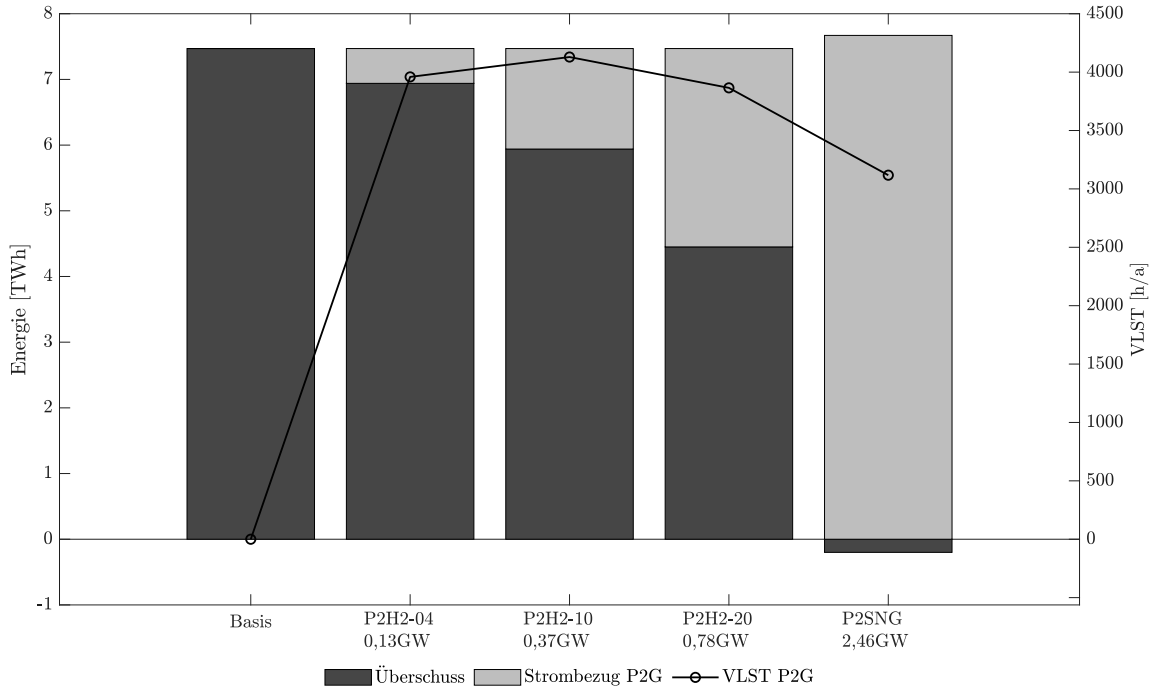


Abbildung 5.36: Überschussstrom, Strombezug und Volllaststunden der P2G-Anlagen

Mit zunehmender Erzeugung des synthetischen Gases und seiner Einspeisung in das Gassystem steigt die Stromerzeugung der fossilen Wärmekraftwerke minimal an. Dabei werden im P2H2-20-Szenario und im P2SNG-Szenario Erzeugungswerte erreicht, die jeweils nur 3% bzw. 2% höher als im Basis-Szenario liegen. Diese steigende Stromerzeugung korreliert mit den steigenden Speicherverlusten der PSP und der leichten Zunahme der Fernwärmeauskopplung der KWK-Anlagen. Die gesamte eingespeicherte Energie der PSP nimmt mit zunehmendem Strombezug der Elektrolyseanlagen bei den Szenarien der reinen Wasserstofferzeugung zu. Die eingespeicherte Energie der PSP ist im P2SNG-Szenario bei 2,5-fach höher liegendem Strombezug der Elektrolyseanlagen annähernd gleich mit der eingespeicherten Energie der PSP des P2H2-20 Szenarios. Näheres bezüglich der PSP-Bewirtschaftung wird nachfolgend diskutiert. Die Methanerzeugung im P2SNG-Szneario ermöglicht eine fle-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

xible Nutzung des Gassystems, womit der Gasbezug und der Betrieb der P2G-Anlagen auch flexibler ausgeführt werden können. Bedeutende Erhöhung der Stromerzeugung der mit Biomasse befeuerten Wärmekraftwerke sind auch nur im P2SNG-Szenario zu verzeichnen. In diesem Szenario wird annähernd das komplette Potential der regenerativen Stromerzeugung, sowohl steuerbar als auch vordefiniert, in das Stromsystem integriert und über das gasförmige Umwandlungsprodukt sowohl im Stromsystem als auch im Wärmesystem verwertet.

Zur Übersicht sind in der Abbildung 5.37 exemplarisch für das P2SNG-Szenario die aggregierte Einsatzplanung der steuerbaren Erzeugungstechnologien und PSP als Flächendiagramm im Tagesmittel sowie der stündliche Einsatz von P2G dargestellt. Die Leistungsverläufe gleicher Modellkomponententypen der Wasserstoffszenarien weisen eine ähnliche zeitliche Einsatzcharakteristik auf. Die dargestellte Restlast in Abbildung 5.37 a) erfasst neben der vordefinierten Residuallast auch den Einsatz der Wärmepumpen und P2G-Anlagen. Die Wirksamkeit von P2G auf den Überschuss in den Monaten von Mai bis Ende August ist an der Anhebung der Restlastkurve erkennbar. Daneben nimmt die PSP-Aktivität in diesem Zeitraum zu. Der Großteil der oben angegebenen Volllaststunden von P2G wird im Sommer- und der Übergangsperiode erbracht. Es findet auch gerade in diesen Monaten ein ununterbrochener Betrieb der Anlagen statt.

Als Ergänzung zur Einsatzcharakteristik der Erzeugungstechnologien aus Abbildung 5.37 wird in Abbildung 5.38 der Einsatz aller Modellkomponententypen des P2SNG- und P2H2-20-Szenarios als geordnete Jahresdauerlinie veranschaulicht. Durch den Vergleich der negativen Residuallast beider Szenarien kann zusammengefasst werden, dass mit höher installierter P2G-Leistung und flexibler Einspeisung des erzeugten Gases in das Gassystem die Dauer des hohen Überschussstroms durch den koordinierten Betrieb der PSP und P2G reduziert werden kann. Die länger andauernde Betriebsdauer der P2G-Anlagen im P2SNG-Szenario ist der gestiegenen Erzeugung der Wärmekraftwerke zuzuschreiben. Jedoch kann aufgrund der niedrigen installierten P2G-Leistung im P2H2-20-Szenario der Betrieb der Anlagen mit höherer Auslastung gewährleistet werden, was auch in der Zusammenstellung der Abbildung 5.36 wiedergegeben wurde. Der jährliche Strombezug der Wärmepumpen wird um 2% im P2SNG-Szenario im Vergleich zum Basis-Szenario und den Wasserstoffszenarien reduziert, wie auch aus der Jahresdauerlinie in Abbildung 5.38 erkennbar.

In Abbildung 5.39 a) sind die resultierenden Verläufe der PSP-Füllstände aller berechneten P2G-Szenarien dargelegt. Dazu wird die kumulierte Einsatzcharakteristik der PSP aus dem P2SNG-Szenario in Abbildung 5.39 b) exemplarisch dargestellt. Die Verläufe der PSP-Füllstände in Szenarien mit niedrigen H_2-Beimischgrenzen ähneln jenem des Basis-Szenarios, siehe dazu Abbildung 5.5. Es zeigt sich, dass die PSP in Szenarien mit zunehmender P2G-Leistung und flexibel eingesetztem Umwandlungsprodukt nun auch öfters für die Kurzzeitspeichervorgänge eingesetzt werden. Auch im Sommer, wo die PSP im Basis-Szenario

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

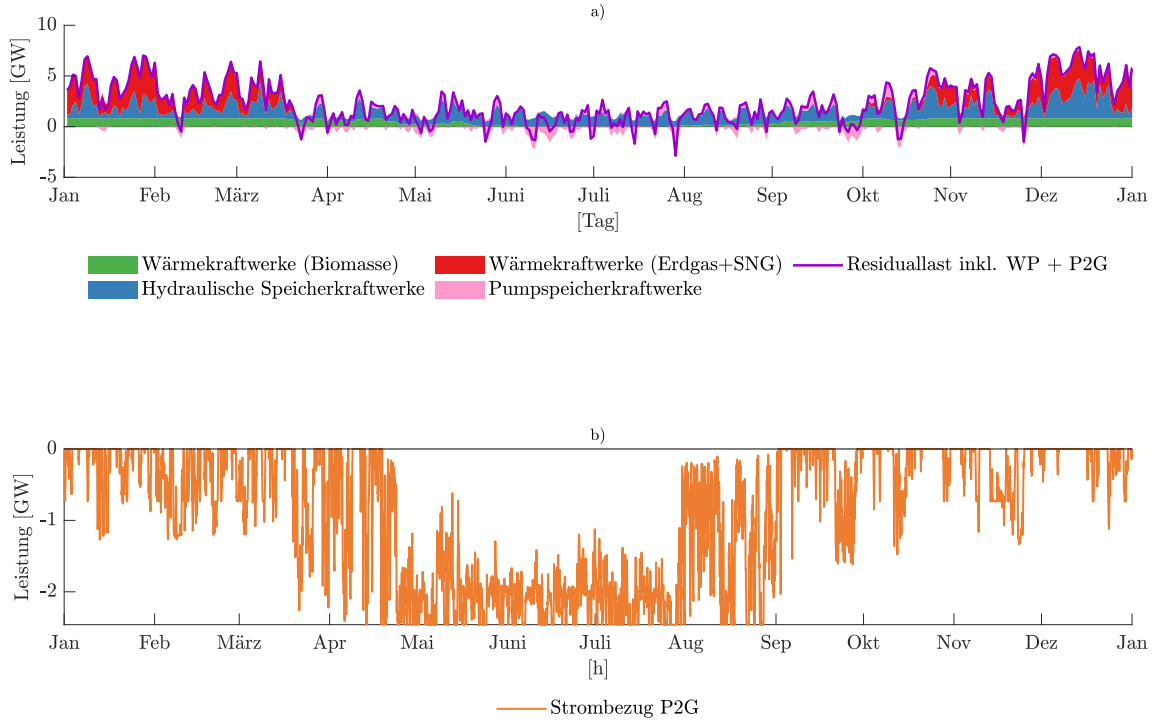


Abbildung 5.37: Leistungsverläufe der Modellkomponententypen im Stromsystem: a) Tagesmittelwerte der Erzeugungstechnologien, PSP und der Restlast für das P2SNG-Szenario b) Strombezug von P2G in stündlicher Auflösung P2SNG-Szenario

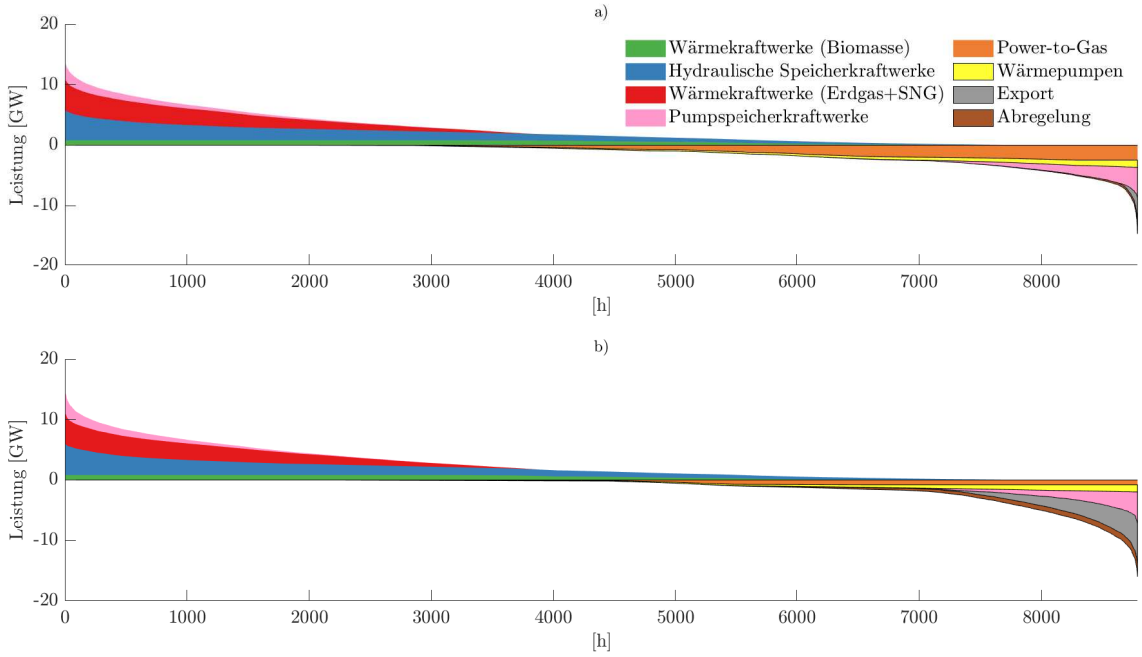


Abbildung 5.38: Jahresdauerlinie der steuerbaren Modellkomponententypen im Stromsystem: a) P2SNG-Szenario b) P2H2-20-Szenario

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

einen vorwiegend konstanten Speicherfüllstand aufgewiesen haben, schwankt der Speicherfüllstand vor allem im P2SNG-Szenario, siehe Abbildung 5.39 a). Auch die Speicherbewirtschaftung aus Abbildung 5.39 b) weist in den Monaten der Sommerperiode eine starke PSP-Tätigkeit auf, welcher im Basis-Szenario, sowie auch in den P2H2-04- und P2H2-10-Szenarien nur geringfügig vorhanden ist. Im P2SNG-Szenario wird erst Ende Juni ein hoher Speicherinhalt aufgebaut, welcher in den Monaten Juli und August zwischen ca. 72% und 100% des maximalen Speicherinhaltes fluktuiert. Im Gegensatz zu anderen Szenarien wird somit der Überschussstrom zwischen Mai und Juni vorwiegend zur Erzeugung von synthetischem Methan verwendet. Die Rolle der Pumpspeicher, die bis dato vorwiegend in der Vermeidung der Leitungsüberlastungen und der Ausbilanzierung der kurzzeitigen Schwankungen der Restlast in den Übergangszeiten bestand, wird besonders in diesem Szenario durch die Einbindung von P2G ergänzt. Pumpspeicher nehmen nun in der Sommerperiode die hohen Überschussleistungen kurzfristig auf und speichern diese zu Zeiten geringen Überschussstroms für einen maximalen P2G-Strombezug wieder aus. Auf diese Weise werden die Überschussleistungen dem Strombezug der P2G-Anlagen angeglichen, womit auch hohe VLST von P2G-Anlagen erzielt werden.

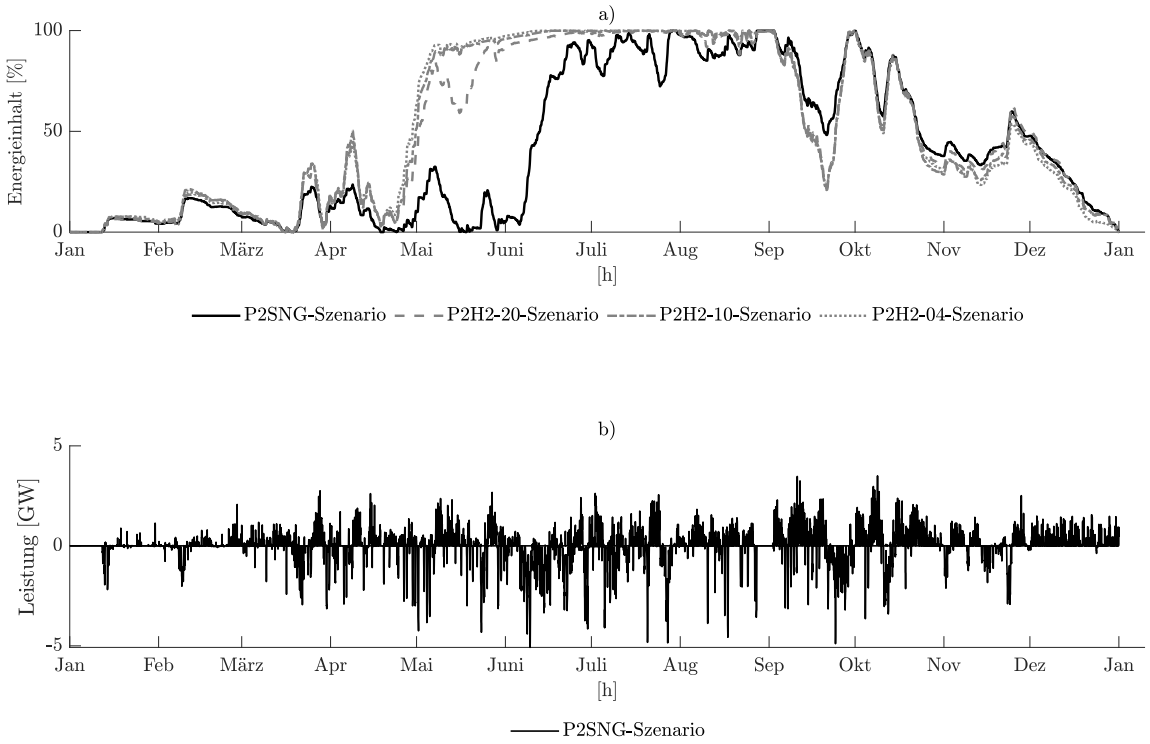


Abbildung 5.39: Zeitlicher Verlauf der Pumpspeicherkraftwerke: a) Potentieller Energieinhalt im Szenarienvergleich und b) Speicherbewirtschaftung im P2SNG-Szenario

In allen durchgeführten Szenarien steigt im Wärmesystem die Wärmeerzeugung der Gasfeuerungsanlagen beider Wärmeversorgungssysteme im Vergleich zum Basis-Szenario leicht

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Komponententypen im Wärmesystem	Basis [TWh]	P2H2-04 [TWh]	P2H2-10 [TWh]	P2H2-20 [TWh]	P2SNG [TWh]
zentrales Wärmesystem					
Vordefinierte Residuallast	-22,16	-22,16	-22,16	-22,16	-22,16
Wärmekraftwerke mit KWK (Erdgas + SNG)	5,39	5,39	5,42	5,46	5,47
Wärmekraftwerke mit KWK (Biomasse)	8,70	8,68	8,67	8,61	8,85
Biomassefeuerungsanlagen	4,55	4,55	4,55	4,55	4,39
Gasfeuerungsanlagen	3,56	3,57	3,56	3,58	3,49
Speicherverluste	-0,03	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04
dezentrales Wärmesystem					
Vordefinierte Residuallast	-49,65	-49,65	-49,65	-49,65	-49,65
Biomassefeuerungsanlagen	28,52	28,48	28,48	28,48	28,65
Gasfeuerungsanlagen	12,85	12,88	12,92	12,94	12,94
Wärmepumpen	8,38	8,39	8,37	8,34	8,14
Speicherverluste	-0,09	-0,10	-0,11	-0,10	-0,09

Tabelle 5.19: Optimierungsergebnisse des Wärmesystems: Jährliche Energiewerte im Basis-Szenario vs. P2H2-04-Szenario vs. P2H2-10-Szenario vs. P2H2-20-Szenario vs. P2SNG-Szenario

an, siehe Tabelle 5.19, der relative Anstieg beträgt weniger als 1%. Das eingesetzte Gas der Gasfeuerungsanlagen und der Wärmekraftwerke besteht jetzt zu einem gewissen Anteil aus dem regenerativ erzeugtem Gas. Dieser Anteil agiert als Erdgassubstitut und wird in der Zielfunktion nicht mehr bestraft. Die nicht verwertbaren Stromüberschüsse im Stromsystem erhöhen die Systemverluste, welche minimiert werden müssen. Demzufolge wird versucht den fossilen Gasanteil zur Strom- und Wärmeerzeugung gering zu halten, indem die nicht verwertbare Überschussenergie zum Betrieb der P2G-Anlagen eingesetzt wird. Jedoch ist dieser regenerative Gasanteil in den Wasserstoffszenarien fix an den Erdgasabsatz der Gasbilanzen gekoppelt. Beides verursacht eine leichte Zunahme der Wärmeerzeugung der mit Gas befeuerten Erzeugungsanlagen. Infolgedessen resultiert in den Wasserstoffszenarien ein leichter Rückgang der Wärmeauskopplung einiger mit Biomasse befeuerter Erzeugungsanlagen.

Zur Veranschaulichung sind in Abbildung 5.40 die aggregierten Einsatzcharakteristiken der Erzeugungsanlagen des zentralen a) und dezentralen b) Wärmesystems im Tagesmittel als Flächendiagramm für das P2SNG-Szenario dargestellt. Im P2SNG-Szenario wird das komplette Biomassepotential zur Stromerzeugung eingesetzt, womit sich die ausgekoppelte Fernwärme der mit Biomasse befeuerten Gegendruckanlagen im zentralen Wärmesystem proportional erhöht. Das wirkt sich auf die Reduktion der Fernwärmeauskopplung der zentralen mit Gas und Biomasse befeuerten Heizwerke aus. Im dezentralen Wärmesystem steigt die Wärmeerzeugung der fossilen Anlagen leicht an. Demgegenüber sinkt die Wärmeauskopplung der Wärmepumpen im Vergleich zum Basis-Szenario um 3%. In dieser Hinsicht verschiebt sich die Wärmeerzeugung der Wärmepumpen zu einem gewissen Anteil in die Sommerperiode und ersetzt damit die Wärmeauskopplung der Gasfeuerungsanlagen in dieser Jahreszeit,

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

siehe dazu Abbildung 5.40 b). Allerdings liegt die angenommene Monatsarbeitszahl der Wärmepumpen in dieser Jahreszeit unter der angenommenen Jahresarbeitszahl. Das beeinflusst zu einem gewissen Anteil den leichten Rückgang der jährlichen Wärmeauskopplung der Wärmepumpen. Die Speicherverluste steigen aufgrund der leicht veränderten zeitlichen Einsatzcharakteristik der Erzeugungstechnologien in beiden Wärmeversorgungssystemen um maximal 10 GWh an.

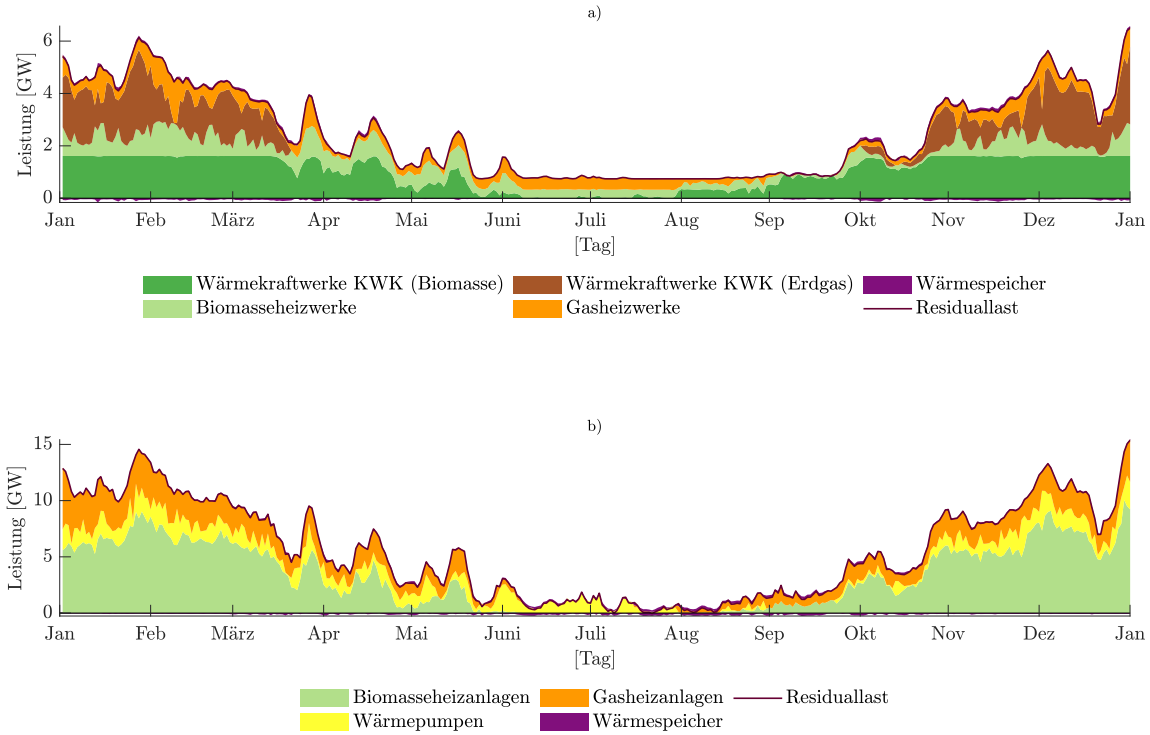


Abbildung 5.40: Einsatzcharakteristik der Erzeugungs- und Speichertechnologien des Wärmesystems im Tagesmittel a) zentrales Wärmesystem (Fernwärme) b) dezentrales Wärmesystem

Die in dieser Arbeit diskutierte und untersuchte Verlagerung des Überschussstroms über P2G ins Gassystem und die anschließende Anwendung der Gasspeicher kann als ein mögliches Speicherkonzept mit anderen in dieser Arbeit untersuchten Speichersystemen nicht direkt verglichen werden. Alle zuvor untersuchten Speichertechnologien agieren nämlich als sektorale Speichersysteme. Der letztendliche Ausspeichervorgang des synthetisch erzeugten und gespeicherten Gases muss nicht notwendigerweise für die Rückumwandlung in die primäre Energieform getätigt, sondern kann auch zur Lastdeckung im Wärmesystem herangezogen werden. Gemäß Definitionen aus [76, S. 27] wird so ein Speicherkonzept als sektorenübergreifender Energiespeicher bezeichnet. Die Verluste eines kompletten Umwälzzykluses sind somit in dieser Arbeit nicht eindeutig ableitbar, da das erzeugte und gespeicherte Gas über die Gasbilanzen weiter von Erzeugungstechnologien des Strom- oder des Wärmesystems bezogen werden kann und eine Rückwandlung in die primäre Energieform nicht stattfinden

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

muss.

Wie an der Einsatzcharakteristik der P2G-Anlagen in der Abbildung 5.37 b) erkennbar, erfolgt eine hohe Wasserstoffproduktion gerade in den Monaten (Mai bis Ende August) mit einem geringen Gasabsatz. Um die erlaubte Durchmischung auch in diesen Zeiten zu gewährleisten, wird zusätzliches Erdgas in die Gasbilanzen bezogen. Der daraus resultierende Gasüberschuss wird in die modellierten Gasspeicher zwischengespeichert und zu Zeiten des höheren Verbrauchs wieder über den Ausspeichervorgang den mit Gas befeuerten Anlagen der Strom- und Wärmeversorgung zur Verfügung gestellt. In der Abbildung 5.41 a) sind die Gasspeicherfüllstände der Langzeitspeicher der Wasserstoffszenarien bezogen auf den maximalen Energieinhalt der Speicher dargestellt. Die Abbildung 5.41 b) stellt die Einsatzcharakteristik der Speichervorgänge sowohl der Kurz- als auch der Langzeitspeicher exemplarisch für das P2H2-20-Szenario dar. Aus beiden Abbildungen, 5.41 a) und b), ist ein saisonaler Betrieb der Langzeitspeicher ersichtlich. Die Speicher werden vorwiegend in den Monaten der Heizperiode entladen und in den Monaten der heizfreien Periode geladen. Jedoch werden auch die Langzeitspeicher in den Monaten März und April verstärkt für die kurzzeitige Aufnahme des Überschussgases eingesetzt. Je höher der H_2-Beimischgrenzwert, desto höher ist der maximal genutzte Speicherinhalt der modellierten Langzeitgasspeicher. Dementsprechend starten auch die saisonalen Ausspeichervorgänge bei Wasserstoffszenarien, die einen höheren maximalen Speicherinhalt aufweisen, früher. Im Dezember erfolgt die Abnahme der Speicherfüllstände in allen Szenarien mit fast annähernd gleicher Dynamik. Es soll noch einmal hier erwähnt werden, dass die modellierten Gasspeicher einen maximalen Energieinhalt von 20% des nutzbaren inländischen Gasspeichervolumens aufweisen, näheres dazu wurde im Abschnitt 4.7.3 diskutiert. Die Kurzzeitspeicher werden für die kurzzeitige Aufnahme des resultierenden Überschussgases in den ersten und letzten Monaten der Heizperiode eingesetzt. In beiden Speichersystemen werden im P2H2-20-Szenario sowohl die maximale Ausspeicherleistung als auch die maximale Einspeicherleistung abgerufen. Ähnlich hohe Extremwerte der abgerufenen Speicherleistung resultieren auch in den anderen zwei Wasserstoffszenarien.

Bei der Methanerzeugung kann das erzeugte Gas unbeschränkt in die Gasbilanzen des Gassystems eingespeist werden. In diesem Fall reduziert sich der notwendige Speicherinhalt für die Speicherung des Überschussgases signifikant gegenüber den Ergebnissen der Wasserstoffszenarien und beträgt nun mehr 5% des potentiellen Energieinhaltes des angesetzten Langzeitgasspeichers. Der notwendige Speicherinhalt beträgt somit nur 1% des nutzbaren inländischen Gasspeichervolumens. Dieses Ergebnis gilt unter der Voraussetzung, dass das erzeugte regenerative Gas sowohl für die Strom- als auch für die Wärmeversorgung eingesetzt wird. Würde eine ausschließliche Berücksichtigung des Stromsystems erfolgen, so wäre der Speicherbedarf deutlich höher. Wie aus der Speicherbewirtschaftung der Langzeitspeicher in Abbildung 5.42 erkennbar ist, wird bei bei dem Szenario der Methanerzeugung die saisonale

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

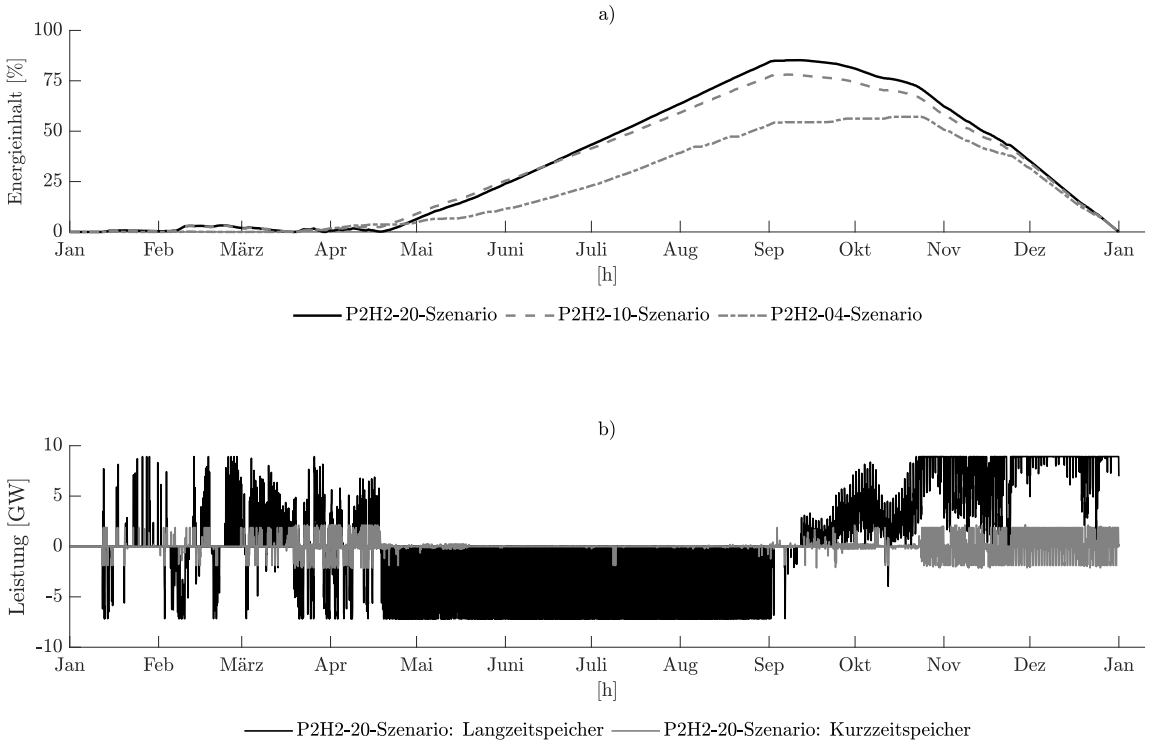


Abbildung 5.41: Zeitlicher Verlauf der Gasspeicher: a) Energieinhalt der Langzeitspeicher im Szenarienvergleich und b) Speicherbewirtschaftung im P2H2-20-Szenario

Einspeicherung mit dem Rückgang des Gasbezugs der fossilen Anlagen Mitte Mai gestartet und mit Ende August, analog den Ergebnissen der Wasserstoffszenarien, beendet. Danach erfolgt fast ein dauerhafter Ausspeichervorgang bis Ende des Jahres. Die geringe Menge des erzeugten Gases in den zentralen Monaten der Heizperiode wird direkt in das Gassystem eingespeist. Auch beträgt die eingespeicherte Energiemenge lediglich 35% des erzeugten Gases, der Rest wird direkt zur Lastdeckung im Strom- und Wärmesystem verwertet. Auch in diesem Szenario erfolgt eine Kurzzeitspeicherung des Gases durch die Langzeitgasspeicher in den Monaten März und April und wird sogar bis Mitte Mai fortgeführt. Im Gegensatz zur Speicherung des Wasserstoff/Methan-Gasgemisches sind in Szenarien der Methanerzeugung deutlich geringere Einspeicherleistungen erforderlich. Es werden die maximalen Ausspeicherleistungen lediglich aufgrund des zunehmenden Strom- und Wärmeverbrauchs in den Monaten November und Dezember abgerufen. Der hier vorgestellte Gasspeicherbetrieb resultiert ausschließlich aus der Bewirtschaftung des regenerativ erzeugten Gases. Die Speicherbewirtschaftung eines marktbasierten Erdgashandels wird hier nicht berücksichtigt.

In Abbildung 5.43 ist die Aufteilung des gesamten Gasbezugs fossiler Anlagen der Modellregion in den regenerativen und fossilen Anteil zusammengefasst. Der regenerative Anteil stellt jenen Gasanteil dar, welcher über die P2G-Umwandlung durch das Beziehen des Überschussstroms entsteht und zur weiteren energetischen Verwendung in der Modellregion eingesetzt wird. In Abbildung 5.43 ist zusätzlich der fossile Lastdeckungsanteil für beide Energiesysteme

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

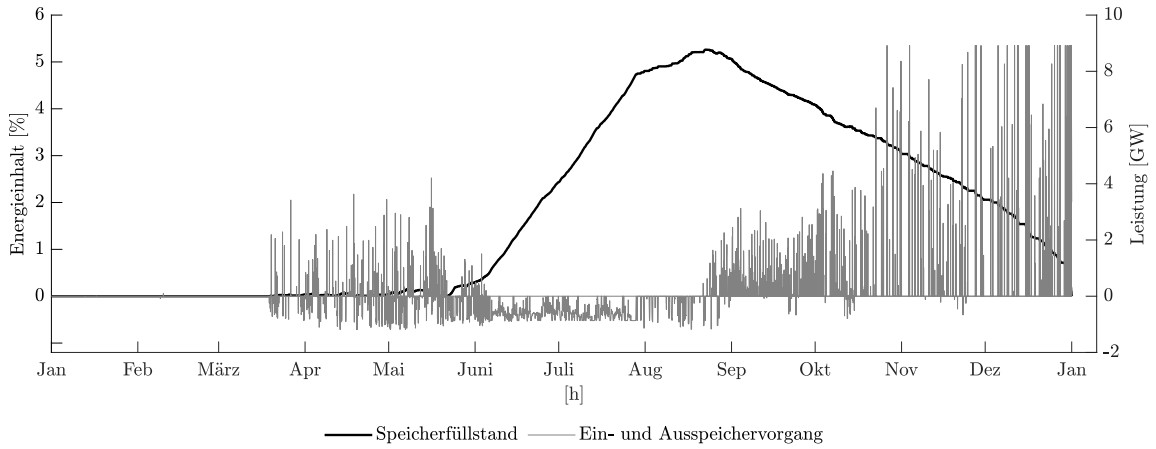


Abbildung 5.42: Speicherbewirtschaftung der Langzeitspeicher im Gassystem des P2SNG-Szenarios

abgebildet. Die für die Ermittlung des fossilen Lastdeckungsanteils erforderliche Aufteilung des regenerativ erzeugten Gases auf Strom- und Wärmesystem wird basierend auf dem resultierenden Gasbezugsanteil für die Deckung der Gaslast der Strom- und Wärmeversorgung durchgeführt. Eine genaue Aufschlüsselung kann wegen der gleichzeitigen Bilanzierung des Gasbezugs mehrerer Erzeugungstechnologien nicht bestimmt werden. Die höchste Reduktion der fossilen Lastdeckungsrate findet in beiden Energiesystemen im P2SNG-Szenario statt. Dabei ist der Rückgang im Wärmesystem mit 3,4% höher als der Rückgang im Stromsystem mit 1,5%. Auch wenn im P2SNG-Szenario die gesamten Stromüberschüsse des Basis-Szenarios von P2G-Anlagen verwertet werden, kann ein höherer Rückgang des fossilen Lastdeckungsanteils aufgrund der hohen resultierenden Gesamtumwandlungsverluste, bestehend aus den Verlusten des P2G-Umwandlungsprozesses, der Gasspeicherung und anschließender Umwandlung, nicht erzielt werden. Es soll zusätzlich noch einmal erwähnt werden, dass in den Wasserstoffszenarien 25% der erschlossenen Wasserstoffmenge über den Modellkomponententyp Wasserstoffverkauf aus der Wasserstoffbilanz abzogen werden und für die hier modellierten Einsatzmöglichkeiten des Umwandlungsproduktes nicht zur Verfügung stehen.

Das umgewandelte Gas ist nicht nur zeitlich betrachtet (durch die Gasspeicherung) flexibel einsetzbar sondern auch räumlich betrachtet über das zugrunde liegende Gasnetz flexibel nutzbar. Das Gas kann somit an einem anderen Ort als dem Ort der Erzeugung zur Strom- und Wärmeversorgung eingesetzt werden. In Abbildung 5.44 ist die regionale Verteilung des Gasbezugs, bestehend aus dem Gasbezug der Erzeugungsanlagen der Strom- und Wärmeversorgung, bezogen auf den gesamten Gasbezug der Modellregion auf der Gliederungsebene des Wärmesystems für das P2SNG-Szenario dargestellt. Parallel dazu ist der regional verteilte regenerative Gasanteil an der gesamten Gaslast dargestellt.

In allen durchgeführten Szenarien reduzieren sich durch den Strombezug der P2G-Anlagen

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

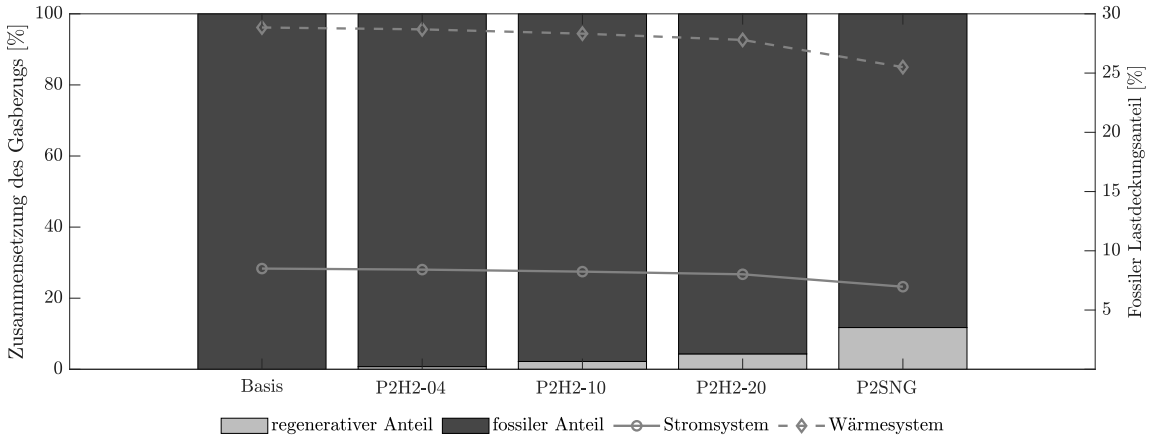


Abbildung 5.43: Die Zusammensetzung des Gasbezugs und der resultierende fossile Lastdeckungsanteil des Strom- und Wärmesystems

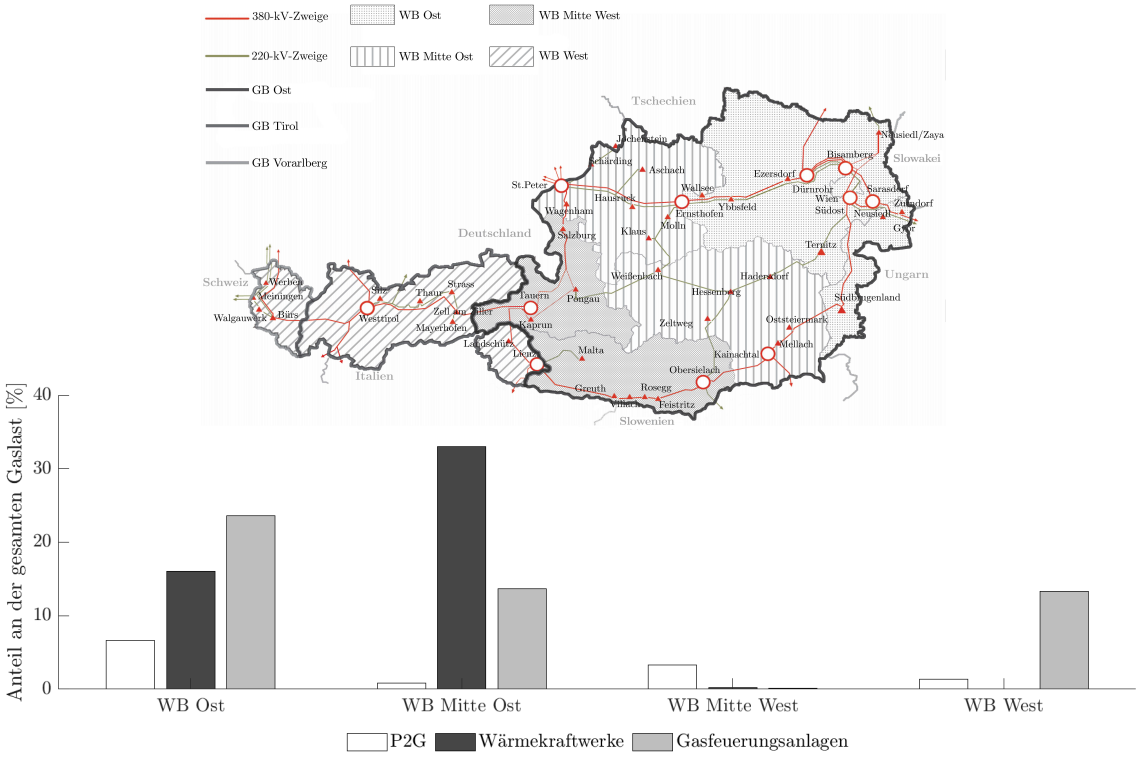


Abbildung 5.44: Regionale Verteilung des Gasbezugs und der P2G-Erzeugung im P2SNG-Szenario

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

die nicht verwertbaren Stromüberschüsse. Jedoch bleibt die Summe der jährlich bezogenen Energie der modellierten Verbrauchskomponententypen des Stromsystems immer annähernd gleich und wird in den hier durchgeführten Szenarien lediglich auf die Verbrauchskomponententypen Abregelung, den Export, Wärmepumpen und P2G-Anlagen aufgeteilt. Auch wenn die exportierten Stromüberschüsse reduziert werden, werden jedoch neue Lastzentren durch den Betrieb der P2G-Anlagen an Netzknoten aus der Tabelle 5.17 in den Übergangs- und Sommerperioden erschlossen. In allen P2G-Szenarien weichen somit die mittleren Auslastungen der 220 kV- und 380 kV-Zweige um nicht mehr als 1% vom Basis-Szenario ab. Die UW-Zweige werden im P2SNG-Szenario im Jahresmittel um 4% weniger belastet.

Aus den Darlegungen resultiert, dass durch den Einsatz von P2G ein deutlicher Rückgang der nicht verwertbaren Stromüberschüsse, Abregelung und steuerbarer Export, erzielt werden kann. Je flexibler die Einspeisung des erzeugten Gases in das Gassystem, desto höher ist dieser Rückgang. Wird der komplette Umwandlungspfad bis hin zur Methanerzeugung erschlossen, so führt der Einsatz von P2G zu einer beinahe vollständigen Ausschöpfung aller nachhaltigen Erzeugungspotentiale im Stromsystem. Die zunehmende Erzeugung des regenerativen Erdgassubstituts führt nicht zur einer nennenswerten höheren Auslastung der fossil befeuerten thermischen Anlagen. Die bestehenden PSP unterstützen den Betrieb von P2G und werden vorwiegend in der Sommerperiode verstärkt eingesetzt, was auch in der Zunahme ihrer VLST resultiert. Gasspeicher spielen eine wesentliche Rolle bei der saisonalen Speicherung des Überschussstroms bzw. des erzeugten Überschussgases. Allerdings ist bei Speicherung des Wasserstoff-Methan-Gemisches ein viel höherer Speicherinhalt erforderlich, als bei einer reinen Methanspeicherung, um das erlaubte H_2-Beimisch-Verhältnis zu bewahren. Durch den Einsatz von P2G kann die Nachhaltigkeit der Modellregion deutlich erhöht werden. Allerdings ist diese Erhöhung im Wärmesystem aufgrund der größeren Umwandlungsverluste geringer als in den Szenarien der Strom-zu-Wärme Kopplung. Die höchste Reduktion der fossilen Lastdeckungsrate in beiden Energiesystemen ist im Szenario der Methanerzeugung vorhanden. Dabei ist der Rückgang im Wärmesystem mit 3,4% höher als der Rückgang im Stromsystem mit 1,5%.

5.8 Netzzustand

In diesem Abschnitt soll der Einfluss des Netzzustandes auf die Entwicklung der Nachhaltigkeit der Modellregion untersucht werden. Wie im Abschnitt 5.1 vorgestellt, entspricht das modellierte Übertragungsnetz des Basis-Szenarios und der zuvor diskutierten Szenarien dem im Abschnitt 4.4.1 vorgestellten Netzzustand 2030. Im Abschnitt 4.4.1 wurden zwei weitere Netzszenarien, Netzzustand IST und Netzzustand 2022, die im Vergleich zum Netzzustand 2030 geringe Übertragungskapazitäten auf einigen Netzkorridoren und grenzüberschreitenden Leitungen aufweisen, vorgestellt. Die Lastflussmatrix stellt die Basis der

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

im Modell implementierten LF-Rechnung für die Bestimmung der Zweigbelastungen dar und hängt von der hinterlegten Netztopologie ab. Somit bewirken die zwei weiteren Netzszenarien im Vergleich zum Basis-Szenario eine andere Ausgangsgrundlage für die Verteilung des Lastflusses. Auch wenn die hinterlegte LF-Rechnung die Regelung des LF über regelnde Transformatoren nicht erfasst, wird der Lastfluss in den Untersuchungen dieser Arbeit über die gezielte Einsatzplanung der steuerbaren Modellkomponenten zum Zweck der Einhaltung erlaubter Zweigbelastungen geregelt. Darauf aufbauend soll im folgenden aufgezeigt werden, welchen Einfluss der Netzausbauzustand auf die Integration von erneuerbarem Strom sowie auf die Einsatzplanung aller steuerbaren Modellkomponenten der Modellregion hat. Zudem sollen auch die dadurch resultierenden Auswirkungen auf die mittlere Zweigauslastung der Netzschienen des Übertragungsnetzes diskutiert werden. Dafür wird die Einsatzplanung aller steuerbaren Modellkomponenten des Basis-Szenarios erneut unter Berücksichtigung der zwei weiteren Netzszenarien bestimmt. Die resultierenden Optimierungsergebnisse werden den Optimierungsergebnissen des Basis-Szenarios gegenübergestellt und dort wo relevant gegenseitig verglichen. Für die nachfolgenden Ausführungen werden die oben beschriebenen Szenarienberechnungen als Netz-IST-Szenario und Netz-2022-Szenario bezeichnet.

Die topologischen und betrieblichen Netzausbaumaßnahmen der einzelnen Netzszenarien wurden im Abschnitt 4.4.1 vorgestellt. Der Ausbau von grenzüberschreitenden Leitungen in den einzelnen Netzszenarien bewirkt eine andere Aufteilung des vordefinierten grenzüberschreitenden LF auf die Import-/Exportknoten. Die maximale thermische Übertragungskapazität der Zweige wird nämlich, wie im Abschnitt 4.4.3 ausgeführt, für die Aufteilung des vordefinierten grenzüberschreitenden LF herangezogen.

Komponententypen im Stromsystem	Basis [TWh]	Netz IST [TWh]	Netz 2022 [TWh]
Vordefinierte Residuallast	-10,71	-10,71	-10,71
Speicherkraftwerke	10,04	10,04	10,04
Wärmekraftwerke mit KWK (Erdgas)	6,74	7,04	6,27
Wärmekraftwerke ohne KWK (Biomasse)	0,98	1,06	1,03
Wärmekraftwerke mit KWK (Biomasse)	3,13	3,11	3,07
Import - steuerbar	0,01	0,18	0,64
Export - steuerbar	-5,75	-5,96	-5,75
Abregelung	-1,72	-2,02	-1,82
Wärmepumpen	-2,37	-2,37	-2,37
Pumpspeicherkraftwerke - Pumpen	-1,81	-1,83	-2,04
Pumpspeicherkraftwerke - Turbinen	1,44	1,46	1,63

Tabelle 5.20: Optimierungsergebnisse des Stromsystems: Jährliche Energiewerte Basis-Szenario vs. Netz-IST-Szenario vs. Netz-2022-Szenario

In Tabelle 5.20 sind Optimierungsergebnisse der steuerbaren Modellkomponententypen der diskutierten Szenarien im Vergleich zum Basis-Szenario für das Stromsystem zusammen-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

gefasst. Bedeutende Änderungen in der Einsatzplanung der Modellkomponenten des Wärmesystems sind nicht vorhanden. Das Wärmesystem wird deshalb nicht weiter diskutiert. Wie aus den Optimierungsergebnissen der Tabelle 5.20 ersichtlich, wirken sich die unterschiedlichen Ausbaugrade der Netzszenarien auf die Einsatzplanung fast aller steuerbaren Modellkomponententypen des Stromsystems aus. Einzig die jährliche Stromerzeugung der Speicherkraftwerke wird durch die unterschiedlichen Ausbaugrade des Übertragungsnetzes nicht nennenswert geändert.

Der Netzzustand IST weist im Vergleich der drei Netzszenarien die geringste Übertragungskapazität auf. Somit kann die Integration der regenerativen Erzeugung in das zusammenhängende Netzgebiet nicht im gleichem Ausmaß wie im Basis-Szenario erfolgen. Die nicht verwertbaren Stromüberschüsse der Modellregion steigen im Netz-IST-Szenario im Vergleich zum Basis-Szenario um 0,51 TWh an. Speziell an den von der Laufwasserkraft dominierten Netzknoten der Nordschiene wie z.B. UW Ybbsfeld, UW Aschach, UW Ernsthofen und UW Dürnrohr wird im Vergleich zum Basis-Szenario die regenerative Stromerzeugung zusätzlich abgeregelt. Die maximale, auf die Modellregion aggregierte, abgeregelte Leistung ist um 41% höher als im Basis-Szenario. In dieser Hinsicht sind die für den regionalen Austausch enorm wichtigen Leitungen der Salzburgschiene, sowie Leitungen der Nordschiene, die im Netzzustand IST großteils mit der Betriebsspannung 220 kV betrieben werden, relevant. Infolgedessen wird die zur Lastdeckung fehlende Energie im Netz-IST-Szenario von den Wärmekraftwerken und dem steuerbaren Stromimport geliefert, wobei die fossilen Wärmekraftwerke hier den größten Anteil der benötigten Differenzenergie zu Lastdeckung übernehmen. Besonders Wärmekraftwerke der Netzknoten UW Bisamberg, UW Wien Südost und UW GuD Mellach erhöhen ihre Stromproduktion. Der zusätzliche Stromimport kann auch hier als eine LF-regelnde Modellkomponente zur Reduktion des vordefinierten Exportflusses verstanden werden. Wie in den Darlegungen des TRN-FREE-Szenarios im Abschnitt 5.2 angedeutet, reichen die inländischen Erzeugungskapazitäten aus, um die inländische Erzeugungs/Last-Bilanz bei Vernachlässigung des exogenen Transitlastflusses auszugleichen. Im Netz-IST-Szenario erfolgt eine leichte Erhöhung des steuerbaren Imports aufgrund fehlender Übertragungskapazitäten der relevanten Übertragungskorridore. Besonders der angenommene Export nach Italien, aber auch derjenige in die Schweiz werden durch die Komponente Import an Netzknoten UW Silz, UW Westtirol und UW Lienz geregelt. Die Verteilung der exportierten Stromüberschüsse ändert sich auch im Vergleich zum Basis-Szenario. Dabei entfällt der größte Anteil der exportierten Stromüberschüsse in diesem Szenario auf den Netzknoten UW St. Peter mit 34% der gesamten exportierten Energie, gefolgt von Netzknoten UW Westtirol, UW Bisamberg und UW Bürs. Die Aufteilung der exportierten Stromüberschüsse ist in der Abbildung 5.45 ersichtlich. Auf die Verteilung der exportierten Energie des Netz-IST-Szenarios wirken die Betriebsweisen der Leitungen der Salzburgschiene, der Südschiene, sowie auch der Westschiene, die im Gegensatz zum Basis-Szenario hier mit 220 kV betrieben werden.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

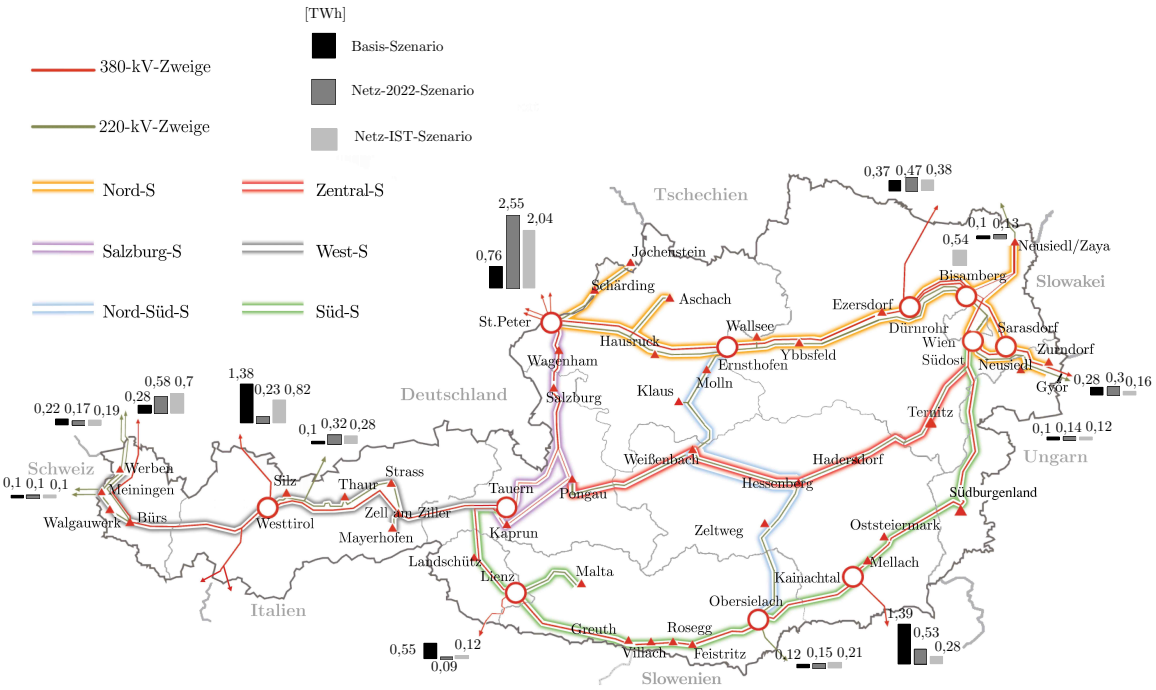


Abbildung 5.45: Knotenverteilung des steuerbaren Stromexports je Szenario (hinterlegtes Netzmodell des Basis-Szenarios in der Abbildung)

Das modellierte Übertragungsnetz im Netz-2022-Szenario ist durch wesentliche Netzausbaumaßnahmen des Netzzustandes IST wie z.B. Ausbau und Umstellung der Zweige der Salzburgschiene auf die 380 kV-Ebene, Umstellung der Donauschiene auf die 380 kV-Ebene, bessere Netzintegration der Windkrafterzeugung im Osten des Landes, sowie die Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten gekennzeichnet. Details diesbezüglich wurden im Abschnitt 4.4.1 diskutiert. Das bewirkt eine deutliche Reduktion der abgeregelten Stromüberschüsse im Vergleich zum Netz-IST-Szenario. Eine leichte Erhöhung der abgeregelten Energie im Vergleich zum Basis-Szenario ist jedoch noch vorhanden. Auch liegt die maximal abgeregelte Leistung der Modellregion um 15% höher als im Basis-Szenario. Die jährlich exportierte Energie im Netz-2022-Szenario ist deckungsgleich mit der exportierten Energie des Basis-Szenarios, allerdings sind die exportierten Stromüberschüsse aufgrund der unterschiedlichen Netzzustände der zwei Szenarien, wie in der Abbildung 5.45 erkennbar, regional anders verteilt. Auch im Netz-2022-Szenario regelt der steuerbare Import den exogenen Export an einzelnen Netzknoten. Hier ist die regelnde Rolle der Importkomponente im Vergleich zu den restlichen Szenarien am deutlichsten. In diesem Szenario wird nämlich der exogene Export am Netzknoten UW Westtirol aufgrund der erhöhten grenzüberschreitenden Kapazität des Netzknotens UW Westtirol, wie aus Tabelle 4.20 erkennbar, höher angesetzt als im Netz-IST-Szenario. Parallel zu diesem Ausbau erfolgt jedoch für diesen Netzzustand noch keine Leistungsverstärkung zwischen UW Zell am Ziller und UW Westtirol, was dazu beiträgt, dass zu gewissen Zeitpunkten der Transitfluss über das Übertragungsnetz nicht erfolgen kann. Daraus folgt, dass sich die Import/Export-Flüsse lokal im Westen des Landes

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

bei geringem vordefinierten Import selbst ausgleichen, um den exogenen Export zu gewährleisten. Der vordefinierte Import der östlich gelegenen Netzknoten wird demgemäß zu einem geringen Anteil zu Lastdeckung der Modellregion herangezogen und wirkt sich auf die Reduktion der fossilen Stromerzeugung im Netz-2022-Szenario aus. Auch die Pumpspeicher der zentralen alpinen Region und dem südöstlichen Teil der Modellregion werden zu diesem Zweck verstärkt eingesetzt.

Der fossile Erzeugungsanteil liegt im Netz-IST-Szenario um 0,6% und im Netz-2022-Szenario um 0,2% höher als im Basis-Szenario.

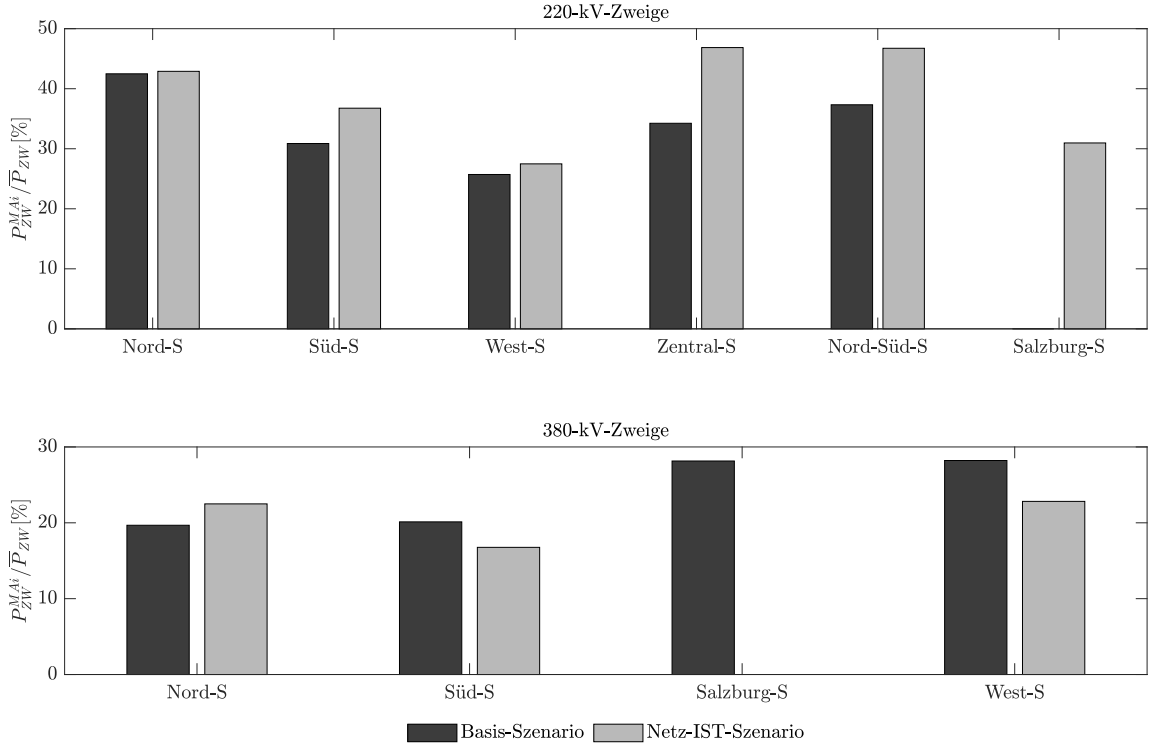


Abbildung 5.46: Mittlere Zweigauslastung je Netzschiene Basis-Szenario vs. Netz-IST-Szenario

In den Abbildungen 5.46 und 5.47 sind die mittleren Zweigauslastungen je Netzschiene und Spannungsebene für das Netz-IST-Szenario und Netz-2022-Szenario im Vergleich zum Basis-Szenarios dargelegt. Es zeigen sich deutlich höhere mittlere Zweigauslastungen bei den 220 kV-Zweigen im Netz-IST-Szenario als im Basis-Szenario. Der Grund dafür liegt, dass im Netz-IST-Szenario die für den regionalen Leistungsaustausch wichtige Leitungen der Salzburgschiene, der Südschiene und auch der Westschiene im Gegensatz zum Netzzustand des Basis-Szenarios mit 220 kV betrieben werden. Die thermische Leistungsgrenze der 220 kV-Zweige liegt jedoch deutlich unter der thermischen Leistungsgrenze der 380 kV-Zweige. Das verursacht zum einen eine höhere Auslastung der 220 kV-Zweige bei gleichbleibender vordefinierte Erzeugungs-/Laststruktur und zum anderen eine Verlagerung des Leistungstransports auf die restlichen Zweige, besonders die Zweige der Zentralschiene und der Nord-Süd-Schiene.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Analog dazu zeigt sich, dass die mittlere Zweigauslastung der 380 kV-Zweige geringe Werte als im Basis-Szenario annimmt mit der Ausnahme der Zweige der Nordschiene. Die 380 kV-Zweige der Nordschiene sind im Netz-IST-Szenario aufgrund der schwach ausgebauten Verbindung UW Dürnrohr - UW Bisamberg - UW Wien Südost im Netz-IST-Szenario höher ausgelastet.

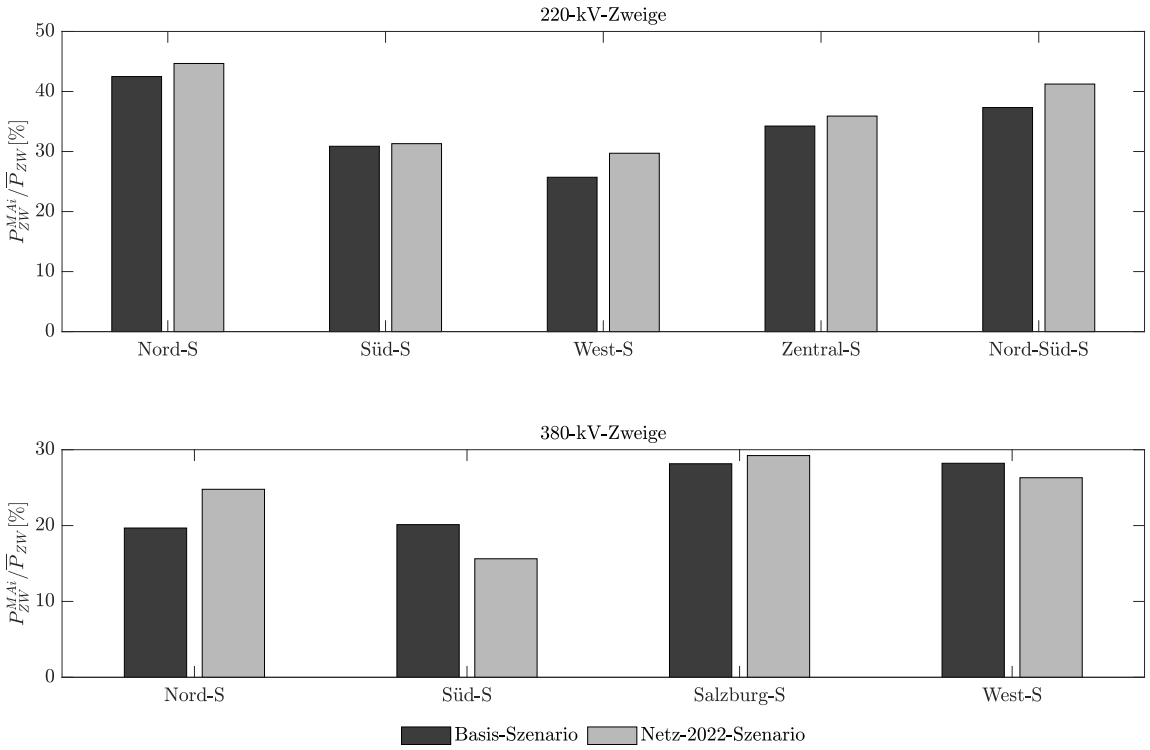


Abbildung 5.47: Mittlere Zweigauslastung je Netzschiene Basis-Szenario vs. Netz-2022-Szenario

Wie oben schon diskutiert, weist das modellierte Übertragungsnetz im Netz-2022-Szenario einige wichtige Netzausbaumaßnahmen auf, die die Übertragungskapazität des Hochspannungsnetzes und der grenzüberschreitenden Leitungen erhöhen. Der durchgeführte Netzausbau spiegelt sich in ähnlichen Werten der mittleren Zweigauslastungen der 220 kV-Zweige wie im Basis-Szenario wieder. Die vorhandenen geringen Abweichungen der mittleren Zweigauslastungen der 220 kV-Zweige sind wie aus Abbildung 5.47 erkennbar, besonders den 220 kV-Zweigen der Westschiene und Nord-Südschiene zugeordnet. Die Zweigverbindung des Korridors UW Zell am Ziller - UW Westtirol der Westschiene wird auch im Netzzustand 2022 mit 220 kV, anstatt mit 380 kV wie im Netzzustand des Basis-Szenarios, betrieben. Das ist die wesentliche Ursache in der erhöhten Auslastung der Westschiene. Die Nord-Südschiene sowie auch die Zentralschiene weisen aufgrund der schwach ausgebauten Zweige der Südschiene höhere Auslastungswerte als im Basis-Szenario auf. Die Unterschiede in der mittleren Zweigauslastung der 380 kV-Zweige der Nordschiene im Vergleich zum Basis-Szenario liegen in der schwach ausgebauten Verbindung UW Bisamberg - UW Dürnrohr. Im Basis-Szenario

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

erfolgt nämlich bei dieser Verbindung eine viersystemige Einbindung der Umspannwerke. Die Südschiene wird aufgrund ihres nicht durchgehenden 380 kV-Betriebs nicht im gleichen Ausmaß wie im Basis-Szenario für den steuerbaren Export herangezogen, daher ergibt sich eine niedrige Auslastung der Südschiene im Vergleich zum Basis-Szenario. In diesem Szenario ist aufgrund der schwachen Anbindung der Westschiene an das zusammenhängende Netzgebiet die eingespeicherte Energie der PSP höher als im Basis Szenario. Besonders die PSP am Netzknoten UW Tauern werden verstärkt zum Einsatz gebracht, was eine erhöhte Auslastung der Salzburgschiene zur Folge hat.

Aus der obigen Diskussion resultiert, dass der Netzausbauzustand die Integration von erneuerbarem Strom in das Übertragungsnetz beeinflusst und sich dementsprechend auf die Nachhaltigkeit der Modellregion auswirkt. Damit die maximalen Auslastungsgrenzen der modellierten Zweige eingehalten werden, werden in Untersuchungen mit Netzzuständen geringer Übertragungskapazitäten zunehmend die Abregelung und aufgrund der schwach angebundenen Netzschienen zum Slack-Knoten (UW Tauern/Kaprun) auch zusätzlich der Export aktiviert. Diese fehlende nachhaltige Differenzenergie bewirkt eine Steigerung der fossilen Stromerzeugung. Auch der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke wird durch den Netzausbauzustand minimal beeinflusst. Aus den Optimierungsergebnissen zeigt sich besonders die Bedeutung einer leistungsstarken Salzburgschiene für das Erschließen neuer Erzeugungszentren in das Übertragungsnetz und eine gleichmäßige Verteilung des LF auf die Zweige der Zentralschiene und der Nord-Südschiene. Die Optimierungsergebnisse zeigen auch, dass ein Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen möglichst parallel mit dem Ausbau der inländischen Übertragungskapazitäten stattfinden soll.

5.9 Fossil befeuerte Wärmekraftwerke

In diesem Abschnitt soll der Einfluss des angestrebten Ausstiegs der fossilen Stromerzeugung aus dem Erzeugungsmix auf die Modellregion mit dem hinterlegten regenerativen Ausbaupotential des Basis-Szenarios untersucht werden. Dazu werden zwei separate Szenarienberechnungen durchgeführt, in denen die installierte elektrische Leistung fossiler Wärmekraftwerke, wie in der Tabelle 5.21 zusammengefasst, zunächst 50% und anschließend 25% der installierten elektrischen Kraftwerksleistung des Basis-Szenarios ausmacht. In beiden Szenarien wird erneut der Einsatz der steuerbaren Modellkomponenten bestimmt und ihr Einfluss auf die Nachhaltigkeit der Modellregion mit dem neuen Wärmekraftwerksbestand untersucht. Für die nachfolgenden Ausführungen werden die oben beschriebenen Szenarienberechnungen als WK-50-Szenario und WK-25-Szenario bezeichnet.

In Tabelle 5.22 sind Optimierungsergebnisse der steuerbaren Modellkomponententypen der diskutierten Szenarien im Vergleich zum Basis-Szenario für das Stromsystem zusammenge-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

	Basis [GW]	WK-50 [GW]	WK-25 [GW]
Wärmekraftwerke mit KWK	5,70	2,85	1,43
Wärmekraftwerke ohne KWK	1,50	0,75	0,38
Gesamt	**7,20**	**3,60**	**1,80**

Tabelle 5.21: Verfügbare Kraftwerksleistung der fossilen Wärmekraftwerke für die untersuchten Szenarien

fasst. Die Tabelle 5.23 vergleicht die Optimierungsergebnisse für das zentrale Wärmesystem bzw. Fernwärmesystem. Die Einsatzplanung der steuerbaren Modellkomponenten des dezentralen Wärmesystems wird durch die Reduktion der fossilen Wärmekraftwerksleistung kaum beeinflusst und deshalb hier nicht diskutiert. Die Optimierungsergebnisse des Strom-

Komponententypen im Stromsystem	Basis [TWh]	WK-50 [TWh]	WK-25 [TWh]
Vordefinierte Residuallast	-10,71	-10,71	-10,71
Speicherkraftwerke	10,04	10,04	10,04
Wärmekraftwerke mit KWK (Erdgas)	6,74	6,58	4,29
Wärmekraftwerke ohne KWK (Erdgas)		0,19	0,96
Wärmekraftwerke ohne KWK (Biomasse)	0,98	0,99	0,99
Wärmekraftwerke mit KWK (Biomasse)	3,13	3,04	3,11
Import - steuerbar	0,01	0,01	1,55
Export - steuerbar	-5,75	-5,65	-5,72
Abregelung	-1,72	-1,74	-1,74
Wärmepumpen	-2,37	-2,37	-2,37
Pumpspeicherkraftwerke - Pumpen	-1,81	-1,92	-1,92
Pumpspeicherkraftwerke - Turbinen	1,44	1,54	1,54

Tabelle 5.22: Optimierungsergebnisse des Stromsystems: Jährliche Energiewerte Basis-Szenario vs. WK-50-Szenario vs. WK-25-Szenario

systems zeigen, dass sich die Jahresenergiewerte der steuerbaren Kraftwerke im WK-50-Szenario relativ gering und im WK-25-Szenario deutlich von den Ergebnissen des Basis-Szenarios unterscheiden. Die jährliche Stromerzeugung der fossilen KWK-Anlagen reduziert sich um 0,16 TWh im WK-50-Szenario und um ca. 2,5 TWh im WK-25-Szenario. Die fehlende Stromerzeugung wird fast zur Gänze im WK-50-Szenario und im WK-25-Szenario zum Teil von Wärmekraftwerken ohne KWK kompensiert. Im WK-25-Szenario wird noch zusätzlicher Strom aus den Nachbarländern zur Lastdeckung bezogen. Somit werden in beiden Szenarien fossile Wärmekraftwerke ohne Wärmeauskopplung im Vergleich zum Basis-Szenario eingesetzt.

Die geringe Reduktion der jährlichen Stromerzeugung im WK-50-Szenario bei einer Hal-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

bierung der installierten Kraftwerksleistung bedeutet für die Auslastung des fossilen Wärmekraftwerksparks mit Wärmeauskopplung eine Erhöhung der VLST von 1179 h/a auf 2300 h/a. Im WK-25-Szenario errechnen sich die VLST auf sogar 3000 h/a. Als Ergänzung dazu werden in Abbildung 5.48 Jahresdauerlinien der resultierenden aggregierten Einsatzcharakteristiken des gesamten Wärmekraftwerksparks mit KWK für die drei Szenarien dargestellt. Die Jahresdauerlinien werden auf die gesamte installierte Leistung des Kondensationsbetriebs normiert. Aus diesem Grund entsteht aus der Abbildung 5.48 der Eindruck, dass in beiden untersuchten Szenarien der reine Kondensationsbetrieb nur selten oder gar nicht eintritt. Die Einsatzdauer ist jedoch vom Kraftwerk abhängig. Tatsächlich findet dieser in beiden Szenarien statt, werden die Jahresdauerlinien kraftwerksscharf dargestellt. Im Basis-Szenario wird der Wärmekraftwerkspark durchgehend wärmegeführt betrieben. Aus diesem Grund sind auch in der Abbildung 5.48 deutlichere Abweichungen von der Leistung des reinen Kondensationsbetriebs ersichtlich. Auch sind aus den Jahresdauerlinien längere Betriebszeiten einer konstanten hohen Stromerzeugung der Wärmekraftwerke im Vergleich zum Basis-Szenario erkennbar.

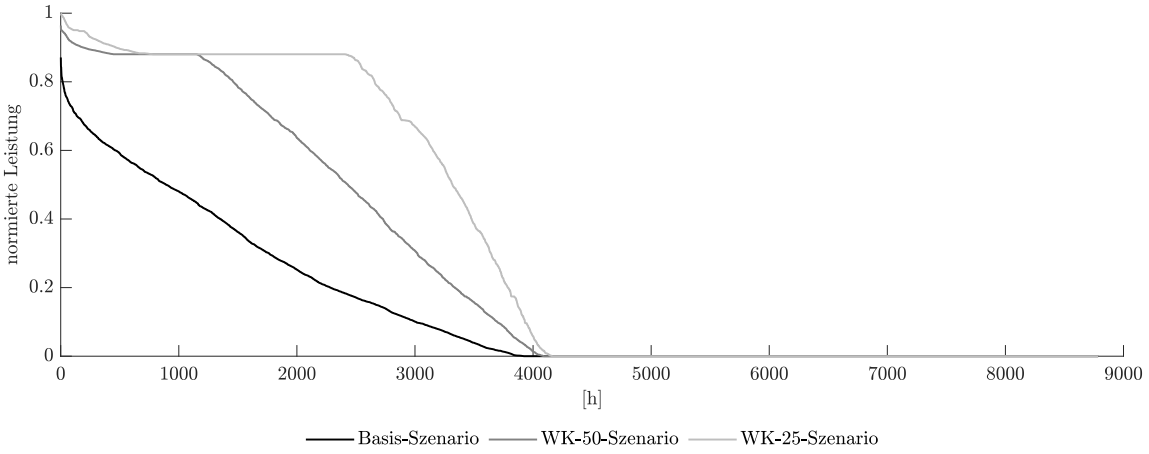


Abbildung 5.48: Jahresdauerlinie fossiler Wärmekraftwerke mit KWK - Szenarienvergleich

Im WK-50-Szenario kann sich die Modellregion mit den zur Verfügung stehenden Kraftwerkskapazitäten wie im Basis-Szenario weitgehend selbst versorgen. Ein minimaler grenzüberschreitender Import wird getätigt. Dieser ist jedoch wie auch im Basis-Szenario LF-regulierend. Im WK-25-Szenario muss die Modellregion auf Strombezüge aus dem Ausland zurückgreifen. In diesem Fall werden in den Winter- und Herbstmonaten 1,55 TWh zur Lastdeckung importiert. Auch werden im WK-25-Szenario Wärmekraftwerke ohne KWK verstärkt eingesetzt und durchgehend in den Monaten der Herbst- und Winterperiode zur Stromerzeugung in Betrieb genommen. Die Summe der Stromerzeugung der fossilen Wärmekraftwerke zzgl. dem Stromimport im WK-25-Szenario entspricht der resultierenden Erzeugungsdifferenz der Wärmekraftwerke im Basis-Szenario.

Der Anteil der nicht verwertbaren Stromüberschüsse bleibt durch die Änderungen des fossi-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

len Kraftwerksbestandes fast unverändert. Die minimalen Änderungen der jährlichen Energiewerte der Abregelung und des Exports sind der reduzierten flexiblen Kraftwerksleistung geschuldet.

Die Pumpspeicher erhöhen ihre Umsätze in beiden Szenarien um ca. 0,1 TWh im Gegensatz zum Basis-Szenario. Die im Stromsystem fehlende Leistungsflexibilität wird besonders, wie in der Abbildung 5.49 b) dargelegt, in den letzten Herbstmonaten und im Dezember durch den Einsatz der PSP unterstützt, indem das flache elektrische Leistungsprofil der Wärmekraftwerke in die PSP aufgenommen wird und zu Zeiten des hohen Bedarfs wieder entladen wird. Der Füllstandsverlauf der Speicherkraftwerke aus Abbidlung 5.49 a) zeigt, dass die

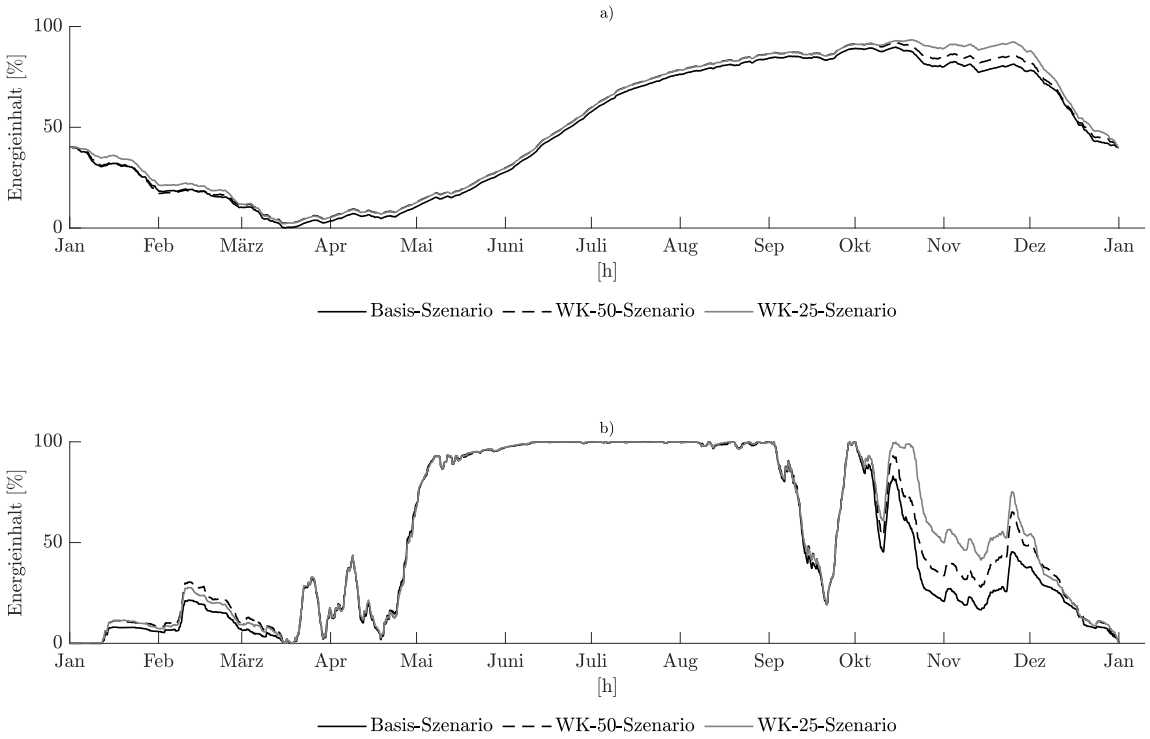


Abbildung 5.49: Füllstandsverlauf der Pump- und Speicherkraftwerke - Vergleich der Szenarien: a) Speicherkraftwerke und b) Pumpspeicherkraftwerke

JSP den aufgenommenen Energieinhalt bis zu den Herbstmonaten, im WK-25-Szenario sogar bis Dezember, bewahren und die gespeicherte Energie zur Gänze in die Herbst- und Wintermonate zur Stromerzeugung heranziehen.

Da der Ursprung des importierten Stroms nicht abgeschätzt werden kann, wird dieser nicht als erneuerbar für die Bestimmung des fossilen Lastdeckungsbeitrags betrachtet. Dementsprechend kann zusammengefasst werden, dass sich bei einer Reduktion der fossilen Wärmekraftwerksleistung der fossile Lastdeckungsbeitrag nicht zu Gunsten einer nachhaltigeren Modellregion ändert.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Komponententypen im zentralen Wärmesystem	Basis [TWh]	WK-50 [TWh]	WK-25 [TWh]
Vordefinierte Residuallast	-22,16	-22,16	-22,16
Wärmekraftwerke mit KWK (Erdgas)	5,39	4,79	3,04
Wärmekraftwerke mit KWK (Biomasse)	8,70	8,44	8,64
Biomasseheizwerke	4,55	4,55	4,55
Gasheizwerke	3,56	4,43	5,99
Wärmespeicher - Laden	-0,32	-0,48	-0,47
Wärmespeicher - Entladen	0,29	0,44	0,43

Tabelle 5.23: Optimierungsergebnisse des zentralen Wärmesystems: Jährliche Energiewerte Basis Szenario vs. WK-50-Szenario vs. WK-25-Szenario

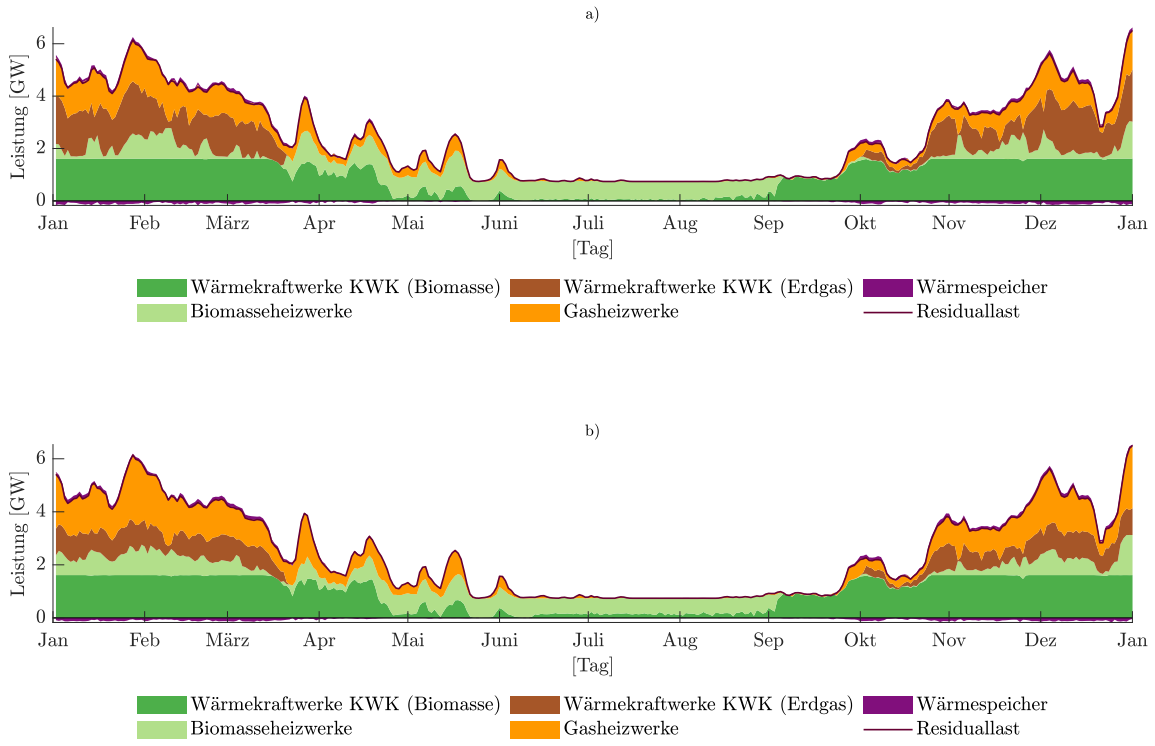


Abbildung 5.50: Einsatzcharakteristik der steuerbaren Modellkomponententypen und der Residuallast im zentralen Wärmesystem (Fernwärme) als Tagesmittelwerte: a) WK-50-Szenario und b) WK-25-Szenario

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Im zentralen Wärmesystem folgt in beiden Szenarien eine Reduktion der Fernwärmeauskopplung der fossilen KWK-Anlagen. Auch steigt die Arbeitskennzahl der fossilen Wärmekraftwerke von ca. 1,25 im Basis-Szenario auf 1,4 im WK-25-Szenario an. Dadurch zeigt sich auch der oben angedeutete kombinierte Betrieb, wärme- und stromgeführt, der fossilen KWK-Anlagen. Die Fernwärmeauskopplung der fossilen Wärmekraftwerke ist durch die reduzierte Kraftwerksleistung in ihrer Leistungsbandbreite bzw. Leistungsdynamik beschränkt und verläuft analog zur Stromerzeugung vorwiegend konstant. In beiden Szenarien folgt dadurch eine leichte Verschiebung der Fernwärmeauskopplung anderer Erzeugungstechnologien. Zudem hat dieser Umstand auch einen verstärkten Einsatz der Wärmespeicher zu Folge, um die Fernwärmeerzeugung der Wärmekraftwerke in Zeiträume des hohen Wärmeverbrauchs zu verschieben, wie aus dem erhöhten Speicherumsatz der Tabelle 5.23 ersichtlich. Dadurch wird auch in beiden Szenarien die trägere Fernwärmeauskopplung der Biomasseheizwerke zunehmend in die heizfreie Periode verschoben, die die vorhandene Fernwärmeauskopplung der Biomasse-KWK-Anlagen des Basis-Szenarios ersetzt. Dadurch resultiert in diesem Zeitraum ein leichter Rückgang der Fernwärmeauskopplung der mit Biomasse befeuerten KWK-Anlagen. Der Rückgang der Fernwärmeauskopplung der Wärmekraftwerke bedingt somit die Zunahme der Fernwärmeauskopplung der Gasheizwerke.

Basierend auf den vorgestellten Erkenntnissen kann zusammengefasst werden, dass die inländischen Erzeugungskapazitäten auch bei einer Halbierung der installierten fossilen Kraftwerksleistung für die Deckung der Restlast des Strom- und Wärmesystems ausreichen. Die Reduktion der fossilen Wärmekraftwerksleistung erhöht die Auslastung der KWK-Anlagen deutlich. KWK-Anlagen werden für die Dauer ihres Einsatzes fast konstant mit maximaler Leistung betrieben und erreichen VLST bis zu 3000 h/a. Für die fehlende Stromerzeugung werden zusätzliche Kraftwerkskapazitäten, wie Wärmekraftwerke ohne Wärmeauskopplung, eingesetzt und bei massiver Reduktion der fossilen Kraftwerksleistung Strom auch aus Nachbarländern importiert. Beides wirkt sich negativ auf den fossilen Lastdeckungsanteil des Stromsystems aus. Wärmespeicher sowie auch Pumpspeicher werden zur Erhöhung der fehlenden Leistungsdynamik in der Erzeugung eingesetzt. Im zentralen Wärmesystem ersetzen Gasheizwerke die fehlende Fernwärmeerzeugung, was sich wiederum negativ auf den fossilen Lastdeckungsanteil des Wärmesystems auswirkt. Der fossile Wärmekraftwerkspark weist weiterhin wichtige Erzeugungskapazitäten für die Deckung der Versorgungslücken der Restlast des Strom- und Wärmesystems auf.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

6

Schlussfolgerungen und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wird ein energieträgerübergreifendes Energiesystemmodell für Österreich zur simultanen Untersuchung gekoppelter Strom-, Gas- und Wärmesysteme entwickelt. Das Modell wird angewendet, um die Bedeutung der Speicher- und Kopplungstechnologien zur Steigerung des regenerativen Erzeugungs/Last-Ausgleichs bzw. zur Minimierung der fossilen Strom- und Wärmeerzeugung gekoppelter Strom-, Gas- und Wärmesysteme abzuleiten. Die durchgeführten Untersuchungen bauen auf potentiellen Szenarien einer nachhaltigen Strom- und Wärmeerzeugung für das Jahr 2030 auf. Durch die integrierte Betrachtung der gekoppelten Strom-, Gas- und Wärmesysteme können die Effekte des massiven regenerativen Ausbaus des Strom- und Wärmesystems integriert untersucht und die Auswirkungen der jeweiligen Kopplungen in allen drei Energiesystemen berücksichtigt werden. Dazu wurden im Abschnitt 1.2 grundlegende Fragestellungen dieser Arbeit definiert, die nachfolgend einzeln beantwortet werden. Einzig die Rolle der prognostizierten Kosten der Speicher- und Kopplungstechnologien für einen großflächigen Ausbau (Punkt 5) wird parallel mit den letzten beiden Punkten ausgearbeitet. Darauf aufbauend werden die wesentlichen Erkenntnisse in Bezug auf die Rolle der Speicher- und Kopplungstechnologien zur Minimierung der fossilen Strom- und Wärmeerzeugung in den gekoppelten Strom-, Gas- und Wärmesystemen zusammengefasst. Die Arbeit schließt mit einem Ausblick auf weitere mögliche Untersuchungsansätze energieträgerübergreifender Energiesysteme und offenen Fragestellungen in Bezug auf die Bedeutung von Speicher- und Kopplungstechnologien, die in dieser Arbeit nicht behandelt werden.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

6.1 Schlussfolgerungen

Wie können gekoppelte Strom-, Gas- und Wärmesysteme einer großflächigen Modellregion in einem energieträgerübergreifenden Energiesystemmodell simultan untersucht werden und welche Anforderungen an die Modellierung ergeben sich dadurch?

Aus den Untersuchungen und Analysen der vorliegenden Arbeit folgt, dass drei wesentliche Einflussfaktoren die Abbildung gekoppelter Strom-, Gas- und Wärmesysteme einer großflächigen Modellregion bestimmen, damit diese in einer ausreichend feinen zeitlichen Auflösung mit zufriedenstellender Genauigkeit und akzeptabler Rechenzeit simultan untersucht werden können. Erster Einflussfaktor ist die mathematische Abbildung der gekoppelten Strom-, Gas- und Wärmesysteme und die gewählte Lösungsmethode. Der zweite Einflussfaktor ist die regionale Granularität bzw. Systemebene, auf welche die untersuchten Erzeugungs-/Lastzentren der gekoppelten Energiesysteme bezogen werden, sowie ihre gegenseitigen Verknüpfungen. Der dritte Einflussfaktor ist die zeitliche Granularität der untersuchten Einsatzcharakteristik der Modellkomponenten der gekoppelten Energiesysteme und die Dauer des Modellhorizonts, auf welche die durchgeführten Untersuchungen bezogen werden.

Zur Erzielung einer akzeptablen Modellgröße und Rechenzeit empfiehlt es sich, wie im Kapitel 2 dargelegt, das erstellte Energiesystemmodell linear zu abstrahieren. Dementsprechend soll die Ausbau- und Einsatzplanung der Technologien zur Minimierung der variablen Erzeugungskosten als lineares Optimierungsproblem definiert und alle technischen Eigenschaften der modellierten Anlagen, gegenseitige Beziehungen, die hinterlegte Netzberechnung, sowie die Zielfunktion über lineare mathematische Funktionen bzw. Gleichungen und Ungleichungen angenähert werden. Im Abschnitt 2.1 wurden hierfür die Vorteile einer linearen Abbildung diskutiert. Die erarbeiteten Modelle der jeweiligen Modellkomponenten der gekoppelten Energiesysteme aus Kapitel 3 legen nahe, dass zur Reduktion des notwendigen Arbeitsspeicherbedarfs und der Rechenzeit spärlich besetze Matrizen zur Abbildung des Optimierungsproblems herangezogen werden sollen. In dieser Hinsicht ist auch die Barrier-Methode bzw. die Innere-Punkte Methode (IPM) für die Lösungsfindung der Ausbau- und Einsatzplanung zu bevorzugen. Im Rahmen der Erstellung dieser Arbeit haben Voruntersuchungen mit verschiedenen anderen Verfahren (Primal Simplex, Dual Simplex oder sogar parallele Lösungsverfahren) bestätigt, dass IPM für das Lösen von großen dünn besetzten Matrizen in Bezug auf die Rechenzeit weit überlegen ist. Wie im Abschnitt 3.5 vorgestellt, ist in dieser Hinsicht die Abbildung der technischen Eigenschaften aller variablen Modellkomponenten des abgebildeten energieträgerübergreifenden Energiesystems über Energievariablen bzw. Variablen des kumulierten erzeugten bzw. verbrauchten Stroms oder Wärme in

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Anlehnung an [23, S. 72] umzusetzen. Das bedeutet, dass alle wesentlichen technischen Eigenschaften der modellierten Technologien mathematisch über die jeweilige Energievariable abgeleitet werden. Dadurch werden zusätzliche Variablen für die Abbildung der technischen Eigenschaften vermieden und die Erstellung von spärlich besetzten Nebenbedingungsmatrizen ermöglicht.

Im Abschnitt 3.3 wurde präsentiert, wie gekoppelte Energiesysteme durch die Definition der Knoten der jeweiligen Energiesysteme modelliert werden können. Dabei können die Knoten der Energiesysteme innerhalb eigener Systemgrenzen einem zusammenhängendem Netzgebiet angehören oder in sich geschlossenen Erzeugungs-/Lastzentren darstellen. Die Motivation der in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen ist zum Großteil der Entwicklung der nachhaltigen Stromversorgung geschuldet. Aus diesem Grund wird das Stromsystem detaillierter abgebildet als das Wärme- und Gassystem. Das Stromsystem dieser Arbeit entspricht dem österreichischen Übertragungsnetz, das mit allen UW-Knoten des Übertragungsnetzes modelliert ist. Die hinterlegten Netztopologien dieser Arbeit umfassen je nach hinterlegtem Netzszenario 54 bis 64 Netzknoten. Im Abschnitt 3.4 wurde gezeigt, dass die DC-Lastflussberechnung auf der Ebene des Übertragungsnetzes zur Abschätzung des maximalen erlaubten Stromtransports mit relativ geringen Abweichungen im Vergleich zu vollständiger AC-Lastflussberechnung behaftet ist und somit auch zur Bestimmung eines räumlichen Stromtransports bei Untersuchung von gekoppelten Energiesystemen einer großflächigen Modellregion herangezogen werden kann.

Für eine Abschätzung des Kopplungspotentials mit dem Gassystem zeigen die Ergebnisse dieser Arbeit, dass es zur Bewahrung einer akzeptablen Modellgröße ausreichend ist, das Gassystem über die Energiesystemknoten abzubilden, deren Systemgrenzen die Marktgebiete des inländischen Gasmarktmodells darstellen. In der vorliegenden Arbeit werden die Energiesystemknoten des Gassystems als Gasbilanzen bezeichnet und stellen die Marktgebiete „Ost“, „Tirol“ und „Vorarlberg“ dar. Eine leitungsgebundene Verbindung zwischen den drei Marktgebieten ist in der Realität nicht vorhanden. Demzufolge werden die Gasbilanzen als eigenständige Knotenpunkte ohne gegenseitige Kopplung innerhalb der eigenen Systemgrenzen modelliert.

Grundsätzlich wird bei der Wärmeversorgung zwischen einer netzgebundenen und nicht netzgebundenen Wärmeversorgung unterschieden. Damit die Modellkomplexität in einem berechenbaren Rahmen gehalten wird, müssen für die zwei Wärmeversorgungssysteme einer großflächigen Modellregion Regionen zusammengelegt werden. Darauf aufbauend werden Knoten des Wärmesystems bzw. Wärmebilanzen je Region und Wärmeversorgungssystem definiert. Insgesamt wird das Wärmesystem dann in einzelne Regionen unterteilt, welche wiederum in zentrale und dezentrale Wärmeversorgungssysteme weiter differenziert werden. Die einzelnen Wärmebilanzen gehören jedoch keinem zusammenhängendem Netzgebiet an und werden wie die Gasbilanzen als eigenständige Knotenpunkte ohne gegenseitige Kopplung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

innerhalb der eigenen Systemgrenzen modelliert. Das Wärmesystem in Österreich wird in der vorliegenden Arbeit über vier dezentrale und vier zentrale Wärmebilanzen abgebildet und untersucht.

Wie im Abschnitt 3.3 gezeigt wurde, kann die Kopplung der abgebildeten Strom-, Gas- und Wärmesysteme mit jeweiligen Knotenpunkten der anderen zwei Energiesysteme über Koppelmatrizen, die die entsprechenden Umwandlungstechnologien abbilden, realisiert werden, womit das Rückgrat eines energieträgerübergreifenden Energiesystems abgebildet ist. Das über die Energiesystemknoten modellierte energieträgerübergreifende Energiesystem ist somit hinsichtlich des Detaillierungsgrads der regionalen Granularität der Abbildung der gekoppelten Energiesysteme sehr flexibel. Somit kann der Detaillierungsgrad der regionalen Granularität eines Energiesystems ohne viel Aufwand z.B. im Stromsystem verringert und der Detaillierungsgrad eines anderen Energiesystems wie z.B. dem Wärmesysteme erhöht werden.

Damit die durchgeführten Untersuchungen sowohl kurz- als auch langfristige Anforderungen des Erzeugungs/Last-Ausgleichs der gekoppelten Energiesysteme erfassen, muss die zeitliche Auflösung der untersuchten Einsatzcharakteristik hoch genug sein und der zu berücksichtigende Planungshorizont mindestens ein gesamtes Jahr erfassen. Auch wenn für die Abbildung des Optimierungsproblems die lineare Programmierung bzw. die kontinuierliche Abbildung der gekoppelten Energiesysteme herangezogen wird, ist bei einer hohen Anzahl der Energiesystemknoten bzw. der resultierenden Modellkomponenten und deren gegenseitigen Abhängigkeiten die zeitliche Auflösung des Planungshorizontes hinsichtlich einer akzeptablen Rechenzeit limitiert. Vor diesem Hintergrund wird, wie im Abschnitt 3.2 dargelegt, ein zweistufiger Berechnungsprozess empfohlen und in dieser Arbeit auch realisiert. Der Technologiepark wird zunächst in so einem zweistufigen Berechnungsprozess über eine geschlossene langfristige Ausbau- und Einsatzplanung in einer groben zeitlichen Auflösung berechnet. Basierend auf den Ergebnissen der geschlossenen Einsatzplanung wird die Einsatzcharakteristik der Jahresplanung in der rollierenden kurzfristigen Einsatzplanung mit einer feineren zeitlichen Auflösung präzisiert. Die grobe zeitliche Auflösung dieser Arbeit beträgt 3 h und die feine 1 h. Auch dieser zweistufige Berechnungsprozess ist dabei in der zeitlichen Domäne sehr flexibel. So kann die geschlossene Jahresplanung mit jeder frei wählbaren zeitlichen Auflösung, die eine ganzzahlige Anzahl der Zeitpunkte des langen Modellhorizontes liefert, herangezogen werden. Das gleiche gilt auch für die rollierende kurzfristigen Einsatzplanung.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Welche Auswirkungen auf den bestehenden Anlagenpark des Strom- und Wärmesystems resultieren aus einem von erneuerbaren Quellen dominierten Erzeugungsmix der beiden Energiesysteme und wie groß ist dabei ihr Ausgleichs- bzw. Flexibilitätsbedarf?

Die durchgeführten Analysen der Residuallast des Stromsystems, dargelegt im Abschnitt 4.2.3 zeigen, dass bei einem stark regenerativ ausgebauten Stromsystem die langen Überschussphasen gegenüber den Defizitphasen deutlich zeitlich verschoben liegen. Ein vollständiger Ausgleich dieses Stromsystems ist somit nur durch saisonale Speicher möglich. Auch die zeitliche Zerlegung der Residuallast über die DFT legt nahe, dass nur über saisonale Speicher die langzeitigen Leistungsschwankungen der Residuallast des Stromsystems ausgeglichen werden können. In dem angenommenen regenerativen Erzeugungsszenario liegt die erforderliche Größe der saisonalen Speicher für einen vollständigen Ausgleich der Residaullast bei über 8 TWh, die weit über dem verfügbaren PSP-Potential in Österreich liegen. Der über die DFT abgeschätzte Speicherbedarf zum Ausgleich der kurz- und teils mittelfristigen Schwankungen der Residuallast zeigt jedoch, dass die in Österreich verfügbaren PSP und bis 2030 geplanten Ausbauprojekte diesen Ausgleich energetisch und teils leistungsmäßig prinzipiell übernehmen könnten.

Die Darlegungen im Abschnitt 5.1 bestätigten die ersten Abschätzungen des Ausgleichsbedarfs im Stromsystems. Es zeigt sich, dass eine regenerative Vollversorgung im Stromsystem auch dann nicht erreicht werden kann, wenn die nachhaltige Stromerzeugung über dem jährlichen Stromverbrauch liegt. Es muss weiterhin auf fossile befeuerte Wärmekraftwerke zurückgegriffen werden, um die verbleibenden Versorgungslücken im Stromsystem auszugleichen. Die bestehenden Pumpspeicherkapazitäten reichen nicht aus, um einen vollständigen regenerativen Erzeugungs/Last-Ausgleich realisieren zu können. Die Bilanzgleichung im Stromsystem ergibt für das betrachtete Erzeugungsszenario 2030 einen jährlichen Stromüberschuss von ca. 7,5 TWh, welcher in der Modellregion nicht verwertet werden kann. Der überwiegende Anteil des jährlichen Überschussstroms kann jedoch über das Übertragungsnetz des Stromsystem transportiert werden und wird exportiert. Der Rest, ca. 23%, muss aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden. Der fossile Lastdeckungsanteil im Stromsystem liegt somit bei ca. 8,5% und im gesamten Wärmesystem bei ca. 28,8%.

Auch bei einem hohen Anteil der Wind-, Photovoltaik- und Laufwasserkrafterzeugung kann fast der komplette natürliche Zufluss der hydraulischen Speicherkraftwerke von knapp über 10 TWh zur Stromgewinnung eingesetzt werden. Diese Aussage spiegelt sich in allen durchgeführten Szenarien dieser Arbeit wieder. Obwohl durch die Stromerzeugung der hydraulischen Tages- und Wochenspeicherkraftwerke gerade im Frühling und Sommer der Stromüberschuss der Photovoltaik- und Laufwasserkrafterzeugung zusätzlich erhöht wird, kann

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

aufgrund ihrer Speicherfähigkeit sowie ihrer räumlichen Entfernung zu den „neuen“ regenerativen Erzeugungszentren, die Stromerzeugung der Tages- und Wochenspeicherkraftwerke in das Übertragungsnetz eingespeist werden. Jedoch zählt der eingespeiste Strom zum Überschussstrom und kann im Stromsystem nicht verwertet werden. In der vorliegenden Arbeit wird der Überschussstrom über den Stromexport verwertet. Jahresspeicherkraftwerke sind im derzeitigen Stromsystem, mit Ausnahme der Biomassekraftwerke, die einzige nachhaltige steuerbare Erzeugungsquelle mit saisonalem Speichercharakter. Wie alle Szeanrienergebnisse dieser Arbeit es zeigen, bieten Jahresspeicherkraftwerke mit ihrer großen Speicherkapazität die Möglichkeit, den natürlichen Zufluss im Frühling und Sommer zur Lastdeckung im Herbst und Winter einzuziehen.

Werden Pumpspeicherkraftwerke zum regenerativen Ausgleich des Stromsystems eingesetzt, so liegt ihre Rolle, wie oben angedeutet, im Ausgleich von kurzzeitigen Leistungsschwankungen. Dabei agieren PSP als Spitzenlastkraftwerke. In dieser Hinsicht fällt der größte Anteil ihrer VLST im Frühling und Herbst an, was die resultierende Vollzyklenzahl der PSP einschränkt. Aufgrund der begrenzten kurzzeitigen Schwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch eines überwiegend regenerativen Stromsystems im Sommer und Winter, kann eine höhere Zahl der Umwälzzyklen beim regenerativen Ausgleich des Stromsystems nicht erreicht werden. In der vorliegenden Arbeit liegt deshalb auch die resultierende Vollzyklenzahl der PSP lediglich bei 4,8 Vollzyklen. Dabei muss festgehalten werden, dass die PSP in diesem Modell nur dem Ausgleich der Erzeugungs/Last-Bilanz und der Unterstützung in Vermeidung von Netzengpässen eines regenerativen Stromsystems dienen. Das Agieren der PSP an unterschiedlichen Märkten und Erbringung von weiteren Systemdienstleistungen wie z.B. Bereitstellung von Regelleistung bzw. Regelenergie, Schwarzstartfähigkeit oder Bereitstellung von Momentanreserve, wird in dieser Arbeit nicht untersucht und nicht bewertet. Aufgrund der begrenzten Pumpspeicherkapazität, sowie der limitierenden Pumpleistung kann ein beträchtlicher Anteil des Überschussstroms nicht saisonal in die Pumpspeicher aufgenommen werden. Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zeigen, dass alleine im Sommer der gesamte Stromüberschuss die Kapazität der installierten Pumpspeicherkraftwerke fast um den Faktor 10 übersteigt.

Wird ein geringerer fossiler Lastdeckungsanteil im Strom- und Wärmesystem angestrebt, so zeigen Untersuchungen dieser Arbeit, dass fossile Wärmekraftwerke ohne Wärmeauskopplung im von erneuerbaren Quellen dominierten Erzeugungsmix des Strom- und Wärmesystems zur Lastdeckung nicht wirtschaftlich sind. Grund dafür liegt im schlechten Gesamtwirkungsgrades bzw. höher liegenden Erzeugungskosten. Wärmekraftwerke mit Wärmeauskopplung sind im direkten Vergleich zu fossilen Wärmekraftwerken mit reiner Stromerzeugung in Bezug auf den resultierenden Erdgasbedarf vorteilhafter. In diesem Fall arbeiten Wärmekraftwerke mit Wärmeauskopplung ausschließlich in vollem KWK-Betrieb und werden zur restlichen Deckung des Strom- und Wärmebedarfs in den Winter- und Herbstmona-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

ten eingesetzt. Diese Gegebenheit wirkt sich auf die sinkenden VLST der fossil befeuerten KWK-Anlagen aus. Für das untersuchte Jahr 2030 betragen die durchschnittlichen VLST der fossilen Wärmekraftwerke mit KWK mit 1179 h/a ca. die Hälfte der heutigen[55] VLST.

Auch bei hoher Stromerzeugung von Wind-, Photovoltaik-, Laufwasser- und irreversibler Speicherkrafterzeugung stellen die mit Biomasse befeuerten Wärmekraftwerke wichtige steuerbare Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Stromlast und im Falle der KWK-Anlagen zur Deckung der Fernwärmelast dar. In den Untersuchungen dieser Arbeit wird somit annähernd das vollständige angenommene jährlichen Biomassepotential der Biomassekraftwerke mit Wärmeauskopplung ausgeschöpft. Biomassekraftwerke ohne KWK nutzen ca. 72% des angenommenen Potentials aus. Die Einsatzräume liegen in den Winter- und Herbstmonaten und ersetzen somit die Einsatzgebiete der fossilen Wärmekrafterzeugung und kompensieren den fehlenden Erzeugungsanteil der dargebotsabhängigen Erzeugung in einem überwiegend regenerativem Stromsystem.

Aus den zeitlichen Leistungsverläufen der Residuallastkurven der zentralen und dezentralen Wärmesysteme in 4.11 zeigt sich ein stark ausgeprägtes saisonales Verhalten der zu deckenden Wärmelast, die besonders im Winter und Herbst ausgeprägt ist. Die Verlagerungskapazität für die Verwertung des überschüssigen Stroms im Wärmesektor ist stark vom Wärmeverbrauch abhängig und korreliert somit nicht immer mit den Phasen der Stromüberschüsse. Gerade im Sommer, bei einem relativ geringem Wärmeverbrauch, weist das Stromsystem mit den lang andauernden Phasen des Überschussstroms Verlagerungsbedarf auf. Hier bietet das zentrale Wärmesystem bzw. der Fernwärmebedarf aufgrund der vorhandenen Mindestlast eine Verlagerungsmöglichkeit des regenerativen Überschussstroms.

Aus den Ergebnissen dieser Arbeit resultiert, dass in einem regenerativ ausgebautem Wärmesystem die mit Biomasse befeuerten KWK-Anlagen im zentralen Wärmesystem bzw. Fernwärmesystem und die Biomasseheizanlagen im dezentralen Wärmesystem den größten Beitrag zu einer regenerativen Wärmeversorgung leisten. KWK-Anlagen decken im hier betrachteten Erzeugungsszenario ca. 63% des Fernwärmbedarfs ab. Die direkte Kopplung zwischen dem regenerativen Strom- und Wärmesystem über Wärmepumpen reduziert aufgrund der effizienten Wärmepumpen den fossilen Lastdeckungsanteil im Wärmesystem. Die Darlegungen im Abschnitt 5.1 zeigen, dass die direkte Kopplung zwischen dem Strom- und Wärmesystem über Wärmepumpen mit ca. 8,4 TWh jährlicher Wärmeerzeugung ca. 17% des dezentralen Wärmebedarfs versorgen. Bilanziell betrachtet bedeutet das für die angenommenen Erzeugungspotentiale, dass ca. 15,5% des dezentralen Wärmebedarfs durch den Strombezug der Wärmepumpen regenerativ gedeckt werden.

Wärmespeicher sind in einem regenerativ ausgebauten Wärmesystem zur Steigerung der Leistungsdynamik der trägeren thermischen Einheiten der Biomassefeuerungsanlagen im de-

[55] Die Werte entsprechen der E-Control aus [30].

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

zentralen und zentralen Wärmesystem und als unterstützende Einheiten der KWK-Anlagen im zentralen Wärmesystem zur zeitlichen Entkopplung der Strom- und Wärmbereitstellung von großer Bedeutung sind. In dieser Hinsicht werden sie zum kurzzeitigen Erzeugungs/Last-Ausgleich im Wärmesystem eingesetzt und erhöhen mit ihrem Einsatz die Ausnutzung der eingesetzten Primärenergie. Somit ergibt sich in den hier durchgeführten Untersuchungen eine Vollzyklenzahl der Wärmespeicher, die sowohl für das zentrale als auch für das dezentrale Wärmesystem bei ca. 100 liegt.

Die Szenarienergebnisse aus dem Abschnitt 5.2 zeigen, dass ein ausgeglichener Transitlastfluss der Nachbarländer, bei welchem der grenzüberschreitende Stromimport und Stromexport zu jedem Zeitpunkt gleich sind, keine nennenswerte Auswirkung auf die Einspeisung und Verwertung inländischer nachhaltiger Erzeugungskapazitäten hat. Jedoch müssen LF-regelnde Maßnahmen zur Lastflusssteuerung bei zusätzlicher Zweigbelastung durch den Transitlastfluss in Kauf genommen werden, um die Zweigbelastungen in Rahmen der thermischen Auslastungsgrenzen zu halten. Dementsprechend werden in den Untersuchungen dieser Arbeit die dafür zuständigen Modellkomponenten zum Einsatz gebracht, die jedoch keine Auswirkungen auf das Gesamtergebnis des inländischen Erzeugungs/Last-Ausgleichs haben. Aus den durchgeführten Untersuchungen des Abschnitts 5.2 kann zusammengefasste werden, dass der Netzausbauzustand 2030 den Transport eines ausgeglichenen Transitlastflusses ermöglicht, ohne dabei die inländische Erzeugungs/Last-Bilanz hinsichtlich der Nachhaltigkeit negativ zu beeinflussen. Das Übertragungsnetz wird durch den Transitlastfluss zusätzlich belastet und verursacht vor allem bei den 380 kV-Zweigen höhere mittlere Belastungswerte, die jedoch deutlich unter den maximalen Auslastungswerten liegen.

Wie entwickelt sich die Bedeutung der Wärmekraftwerke in einem regenerativ ausgebautem Strom- und Wärmesystem?

Bei vorwiegend regenerativen Strom- und Wärmesystemen übernehmen die flexiblen Wärmekraftwerke die Deckung der regenerativen Versorgungslücken des jeweiligen Energiesystems. Wird im zukünftigen Erzeugungsmix ein geringer fossiler Lastdeckungsanteil des Strom- und Wärmesystems angestrebt, so werden die mit Biomasse befeuerten Wärmekraftwerken im Gegensatz zu fossil befeuerten Wärmekraftwerken bevorzugt. Im Gegensatz zu anderen regenerativen Erzeugungstechnologien des Stromsystems (mit Ausnahme der Jahresspeicherkraftwerke), zählen die mit Biomasse befeuerten Wärmekraftwerke als steuerbare und gut planbare Erzeugungskapzitäten. Aus diesem Grund sind auch beide Varianten der mit Biomasse befeuerten Wärmekraftwerke mit und ohne Wärmeauskopplung im zukünftigen Erzeugungsmix des Strom- und Wärmesystems von großer Bedeutung. Die Erzeugung der mit Biomasse befeuerten Wärmekraftwerke folgt somit der zu deckenden Restlast, die aufgrund hoher regenerativer Laufwasserkraft- und Photovoltaikerzeugung im Sommer und Frühling,

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

die Winter- und Herbstmonate dominiert. Demzufolge werden mit Biomasse befeuerte Wärmekraftwerke im Winter und zum Teil im Herbst in Bandlast und im Frühling in Teillast betrieben. Dadurch resultieren auch hohe VLST der Biomasse-befeuerten Wärmekraftwerke, die im betrachteten Erzeugungsmix dieser Arbeit bei Biomasse-KWK-Anlagen bei 5392 h/a und bei Anlagen mit reiner Stromerzeugung ca. 3848 h/a liegen. Ist der regenerative Erzeugungsanteil im Stromsystem höher als im Wärmesystem, so werden Biomassekraftwerke mit reiner Stromerzeugung im direkten Vergleich mit KWK-Anlagen seltener zum Einsatz gebracht als Wärmekraftwerke mit Wärmeauskopplung. Zu einem ist diese Gegebenheit der starren Kopplung der Strom- und Fernwärmeerzeugung bei Gegendruckanlagen geschuldet und zu anderem der dadurch insgesamt höheren Deckung der Gesamtlast (Fernwärme und Strom) durch regenerative Energieträger.

Ist das gesamte regenerative Erzeugungspotential des Strom- und Wärmesystems ausgeschöpft, so werden fossile Wärmekraftwerke zur Deckung der Restlast des jeweiligen Energiesystem eingesetzt. Aufgrund der gleichzeitigen Reduktion der zu deckenden Restlast im Strom- und Wärmesystem durch den Einsatz der KWK-Anlagen und dem dadurch höher liegendem Gesamtwirkungsgrad der Energiewandlung stellen Wärmekraftwerke mit KWK, wie die Ergebnisse dieser Arbeit belegen, die einzig nennenswerte fossile Erzeugungsquelle im regenerativ ausgebauten Stromsystem dar. In den Untersuchungen dieser Arbeit wird die Entnahmekondensationsanlage als die gewählte KWK-Ausführungsvariante der fossil befeuerten Wärmekraftanlagen gewählt. Dementsprechend ist bei fossilen KWK-Anlagen im Gegensatz zu den modellierten Biomasse-KWK-Anlagen eine flexiblere Auskopplung von Strom und Wärme, welche nicht starr gekoppelt sind, gegeben. Trotzdem zeigen die Ergebnisse dieser Arbeit, dass fossil befeuerte Anlagen fasst ausschließlich im vollen KWK-Betrieb bei maximaler Fernwärmeauskopplung arbeiten und auch ausschließlich in den ersten und in den letzten Monaten des Jahres zum Einsatz kommen. Dieser Einsatz der Wärmekraftwerke ist somit im Ausgleich der resultierenden Restlast des Strom- und vor allem des zentralen Wärmesystems bzw. Fernwärmesystems zu finden. Dadurch ergeben sich wie im vorherigen Abschnitt dargelegt bei einer installierten gesamten elektrischen Wärmekraftwerksleistung von 7,2 GW bzw. 5,7 GW bei KWK-Ausführungsvarianten geringe VLST des Wärmekraftwerksparks im regenerativ ausgebauten Strom- und Wärmesystem.

Im Abschnitt 5.9 wurde der Einfluss des angestrebten Ausstiegs der fossilen Stromerzeugung aus dem Erzeugungsmix untersucht, indem die gesamte installierte elektrische Leistung fossiler Wärmekraftwerke auf zunächst 50% bzw. auf 3,6 GW und auf 25% bzw. auf 1,8 GW installierter Kraftwerksleistung reduziert wird. Aus den durchgeführten Berechnungen zeigt sich, dass eine Reduktion der fossilen Wärmekraftwerksleistung deutlich die Auslastung des verbliebenen Wärmekraftwerksparks erhöht. In diesem Fall werden Wärmekraftwerke für die Dauer ihres Einsatzes fast dauerhaft mit maximaler Leistung betrieben. Es zeigt sich, dass die 50%-Reduktion der installierten Wärmekraftwerksleistung mit fast einer Verdopplung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

der VLST einhergeht. Beträgt die gesamte installierte Wärmekraftwerksleistung nur mehr 1,8 GW, so errechnen sich die VLST auf sogar 3000 h/a. Die Szenarienergebnisse zeigen, dass in diesem Fall die fehlende Stromerzeugung durch fossil befeuerte Wärmekraftwerke mit reiner Stromerzeugung und durch Stromimporte aus Nachbarländern in den Winter- und Herbstmonaten kompensiert werden muss. Der Rückgang der resultierenden Fernwärmeauskopplung der Wärmekraftwerke bedingt auch die Zunahme der Fernwärmeauskopplung der Gasheizwerke im Fernwärmesystem. Somit ändert sich der fossile Lastdeckungsanteil im zentralen Wärmesystem nicht wenn KWK-Anlagen aus dem Erzeugungsmix herausgenommen werden, es findet sich lediglich eine Substituierung der fossilen Energieträger. Wärmespeicher sowie auch Pumpspeicher werden bei Reduktion der flexiblen fossilen Wärmekraftwerksleistung zur Erhöhung der Leistungsdynamik in der Erzeugungsaufbringung des Wärme- und Stromsystems zusätzlich eingesetzt. Es kann zusammengefasst werden, dass auch bei geringer installierter fossiler Kraftwerksleistung und hohem Anteil regenerativer Erzeugung sowohl des Strom- wie auch des Wärmesystems der fossile Lastdeckungsanteil in beiden Energiesystemen nicht sinken wird, wenn die derzeitigen Einsatzräume und -gebiete der fossilen Wärmekrafterzeugung nicht durch geeignete regenerative Erzeugungskapazitäten ersetzt werden.

Wie wirkt sich der Netzausbauzustand auf den Ausgleichsbedarf und die Entwicklung des fossilen Lastdeckungsanteils des regenerativ ausgebauten Stromsystems aus?

Eine von vielen unterstützenden Maßnahmen zur Einbindung regenerativer Erzeugungstechnologien in das Stromsystem stellt die Netzverstärkung dar. Die Szenarienergebnisse aus Abschnitt 5.8 zeigen, dass der Netzausbauzustand die Integration der nachhaltigen Stromerzeugung in das Übertragungsnetz beeinflusst und damit auch den resultierenden fossilen Lastdeckungsanteil des Stromsystems. Damit die Einhaltung der maximalen Auslastungsgrenzen der Zweige des Übertragungsnetzes gewährleistet ist, muss bei Netzknoten hoher regenerativer Einspeisung und schwach angebundener Zweiger häufiger auf die Maßnahme der Abregelung bzw. gezielter Reduktion der nachhaltigen Einspeiseleistung zurückgegriffen werden. Weiteres steigt bei Netzausbauzuständen geringer Übertragungskapazitäten, besonders bei denjenigen, die schwach angebundene Netzschienen zum Slack-Knoten aufweisen, der Bedarf an LF-regelnden Maßnahmen wie auch an Netzengpassmanagement, um die Zweigbelastung im Rahmen der erlaubten Auslastungsgrenzen zu halten. In der vorliegenden Arbeit wird das durch die gezielte Änderung der Stromeinspeisung und des Stromverbrauchs der einzelnen wirksamen Modellkomponenten der relevanten Netzknoten erzielt. Dabei werden neben der Abregelung besonders der steuerbare Stromexport bzw. Stromimport und auch die Einsatzcharakteristik der steuerbaren Erzeugungstechnologien als LF-regelnde

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Maßnahmen eingesetzt. Im tatsächlichen Netzbetrieb übernehmen die regelnden Transformatoren, die die Stärke und ggf. Richtung des Lastflusses beeinflussen, wie z.B. Schrägregler oder Phasenschieber, die Lastflussregelung im Netz. Die hier vorgestellten Maßnahmen der Lastflussregelung und des Netzengpassmanagements richten sich jedoch nur auf die resultierenden Belastungen des Übertragungsnetzes. Ob die untergeordneten Verteilnetze, die eine Einbindung der regenerativen Einspeisung in das gesamte zusammenhängende Netzgebiet Österreichs ermöglichen, einen hohen regenerativen Stromausbau vertragen bzw. zusätzliche Netzverstärkung erforderlich ist, wird in der vorliegenden Arbeit nicht untersucht.

Auch bei einem Netzausbauzustand 2030, welcher alle relevanten Ausbauprojekte des APG Masterplans 2030 [14] berücksichtigt, können Stromüberschüsse einerseits aufgrund von Netzengpässen, aber vielmehr aufgrund fehlender Speicherkapazitäten zur Lastdeckung nicht verwertet werden. Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass sich der fossile Lastdeckungsanteil des Stromsystems aufgrund der zunehmenden Abregelung und dem höher liegendem Anteil des nicht verwertbaren Überschussstroms bei Netzzuständen mit geringeren Übertragungskapazitäten um bis zu 0,6% erhöht.

Wird angenommen, dass Österreich über ausreichende Speicherkapazitäten für den gesamten nachhaltigen Erzeugungs/Last-Ausgleich bei massiv regenerativ ausgebautem Stromsystem verfügt, so kann zusammengefasst werden, dass der räumliche Ausgleichsbedarf im Übertragungsnetz steigen wird, um den zeitlichen Erzeugungs/Last-Ausgleich realisieren zu können. Das bedeutet auch, dass stark ausgebaute Übertragungsnetze auch bei Vorhandensein von zusätzlichen Speicherkapazitäten von Nöten sind, um den notwendigen Stromtransport vom Ort der Erzeugung zum Ort der Zwischenspeicherung und letztendlich zum Ort des Verbrauchs durchführen zu können. In Bezug auf den Netzausbauzustand und die Integration nachhaltiger Stromerzeugung in das österreichische Übertragungsnetz zeigen die Szenarienergebnisse aus Abschnitt 5.8 besonders die Bedeutung folgender Ausbauprojekte: leistungsstarke Salzburgschiene, die Umstellung des Betriebs der Donauschiene auf die 380 kV-Ebene und die leistungsstarke Netzintegration der Windkrafterzeugung im Osten des Landes. Die Ergebnisse der Arbeit zeigen auch, dass ein Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen möglichst parallel mit dem Ausbau der inländischen Übertragungskapazitäten stattfinden soll, um kostenintensive Netzengpassmanagement-Maßnahmen zu vermeiden.

Wie wirken sich die jeweiligen kurzzeitigen Flexibilitätsoptionen, Kurzzeitspeicher-Technologien oder das Flexibilitätspotential auf der Verbraucherseite im Stromsystem, auf die Integration der erneuerbaren Energieträger des Stromsystems aus?

Basierend auf den Untersuchungen dieser Arbeit kann festgehalten werden: Die Residuallast in einem von dargebotsabhängigen Quellen dominierten Stromsystem schwingt in zu

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

großem Abstand von der Nulllinie in den lang andauernden zusammenhängenden Phasen vom Überschussstrom im Sommer und Defiziten im Winter und verhindert dadurch einen sinnvollen Ausbau und regelmäßigen Einsatz zusätzlicher kurzzeitiger Flexibilitätsoptionen auf der Ebene des Übertagungsnetzes, die zu einer weiteren nennenswerten Dekarbonisierung des gesamten Stromsystems beitragen könnten.

Batteriespeichersysteme sind typische Kurzzeitspeicher-Technologien und werden auch als ihre Repräsentanten in der vorliegenden Arbeit herangezogen. Die Integration von verteilten Kurzzeitspeicher-Technologien und ihr gezielter Einsatz unterstützen die Einbindung von regenerativem Strom in das Stromsystem. Dieses wird im Hinblick auf das Übertragungsnetz in der vorliegenden Arbeit auch bestätigt, siehe dafür Abschnitt 5.3. Durch ihren gezielten Ausbau im Übertragungsnetz und ihren kurzzeitigen Erzeugungs/Last-Ausgleich werden mögliche Netzengpässe im Übertragungsnetz umgangen und dadurch andere Abhilfemaßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen wie der Abregelung vermieden. Die durchgeführten Berechnungen zeigen jedoch, dass ein hoher Ausbau an verteilten Kurzzeitspeichern auf der übergeordneten Systemebene bzw. der Ebene des Übertragungsnetzes aufgrund eines geringen E/P-Verhältnisses, welcher in der vorliegenden Arbeit 2 h beträgt, und fehlender kurzzeitiger Schwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch im Sommer nur unwesentlich den fossilen Lastdeckungsanteil des Stromsystems reduzieren kann. Auch stellt bei überwiegend regenerativem Stromsystem auf der höheren Systemebene der Speicherinhalt und nicht die Speicherleistung das wesentliche Kriterium für die Dimensionierung von Kurzzeitspeicher-Technologien dar. Die in dieser Arbeit unterstellten Kurzzeitspeicher werden dementsprechend für einen regenerativen Erzeugungs/Last-Ausgleich des Übertragungsnetzes oft leistungsmäßig überdimensioniert. Kurzzeitspeicher-Technologien bzw. Batteriespeichersysteme sind aufgrund des besseren Wirkungsgrades konkurrierende Technologien zu bestehenden Pumpspeichersystemen beim Ausgleich von kurzzeitigen Schwankungen. Die Untersuchungen dieser Arbeit zeigen, dass die effizienten Batteriespeichersysteme einen beträchtlichen Anteil des regenerativen Erzeugungs/Last-Ausgleichs, den sonst die Pumpspeicher realisiert hätten, übernehmen. Die wirtschaftlichen Aufwendungen des Ausbaus von verteilten Kurzzeitspeicher, die für einen wirksamen regenerativen Erzeugung/Last-Ausgleich des Übertragungsnetzes notwendig wären sind derzeit zu groß. Diese Aussage betrifft nur die Rolle der verteilten Kurzzeitspeicher zur Steigerung des regenerativen Erzeugungsanteils auf der übergeordneten Systemebene und somit auch der Bewältigung des Netzengpassmanagements auf der Übertragungsnetzebene. Die Anwendung von verteilten Kurzzeitspeichern in Ventilnetzen ist wesentlich breiter und reicht von einem lokalen Erzeugungs/Last-Ausgleich bzw. Steigerung des Eigenverbrauchs nachhaltiger Erzeugung bis zur Erfüllung diverser Systemdienstleistungstätigkeiten wie Regelleistung, Spannungshaltung oder Netzengpassmanagement der Verteilnetze, die jedoch in der vorliegenden Arbeit nicht bewertet werden.

Das Flexibilitätspotential auf der Verbraucherseite zur Reduktion des fossilen Lastdeckungs-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

anteils des Stromsystems auf der Ebene des Übertragungsnetzes wurde im Abschnitt 5.4 diskutiert. Analog zu den Schlussfolgerungen über die Kurzzeitspeicher, kann auch für das Lastmanagement festgehalten werden, dass auf der Übertragungsnetzebene durch das Lastmanagement eine geringe Unterstützung in Vermeidung von Netzengpässen bei regenerativ ausgebautem Stromsystem realisiert werden kann. Allerdings fällt diese netzdienliche Maßnahme aufgrund der an die gesamte elektrische Verbrauchsleistung gekoppelte Verlagerungsleistung und der maximal erlaubten Verlagerungszeit der durchgeführten LSM-Maßnahmen viel geringer aus, als beim Einsatz der Kurzzeitspeicher. Eine Glättung der Erzeugungs- und Lastspitzen wird über das Lastmanagement erreicht, die jedoch auf der Übertragungsnetzebene in einer geringen Reduktion der fossilen Stromerzeugung resultiert. Durch die Einbindung dieser Flexibilitätsoption können Speicherverluste des Stromsystem reduziert werden, indem der kurzzeitige Erzeugungs/Last-Ausgleich durch das Anwenden vom Lastmanagement anstatt der Pumpspeicher durchgeführt wird. Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass das gleichzeitige Anwenden von mehreren kurzzeitigen Flexibilitätsoptionen (Pumpspeicher, Kurzzeitspeicher und Lastmanagement) zur Erhöhung des regenerativen Erzeugungs/Last-Ausgleichs auf der Übertragungsnetzebene keine signifikant höhere regenerative Lastdeckung des Stromsystems bewirkt. Es werden dadurch lediglich die Speicherverluste des Stromsystems gedämpft, die sich jedoch kaum auf den resultierenden fossilen Lastdeckungsanteil auswirken. Auch hier soll festgehalten werden, dass die Rolle des Lastmanagements in Bezug auf das Übertragungsnetz abgeleitet wird und das ihr tatsächliches Anwendungsgebiet auf der untergeordneten Systemebene mit adäquaten Geschäftsmodellen zur breiteren Anwendung vom Lastmanagement hier nicht berücksichtigt wird.

Die in den alpinen Regionen verankerten Pumpspeicher können aufgrund der auftretende Netzengpässe nicht zur Aufnahme der Stromüberschüsse der „windstarken“ Netzknoten im Osten der Modellregion herangezogen werden. Aus diesem Grund wird in der vorliegenden Arbeit untersucht, wie sich ein möglicher Ausbau von verteilten bzw. dezentralen PSP an Netzknoten mit hoher nachhaltiger Erzeugung außerhalb der alpinen Region auswirkt. Wie im Abschnitt 5.5 vorgestellt, entlastet auch der Ausbau von verteilten Pumpspeicherkraftwerken an kritischen Netzknoten das Übertragungsnetz bei der Einspeisung des dargebotsabhängigen Stroms. Für das österreichische Übertragungsnetz werden basierend auf den inländischen nachhaltigen Erzeugungspotentialen verteilte Pumpspeicherkraftwerke dezidiert in der Nähe von „neuen“ Erzeugungszentren der Wind- und Laufwasserkraft ausgebaut. Das deutlich höhere E/P-Verhältnis der verteilten Pumpspeicherkraftwerke, als jenes der Kurzzeitspeicher (2 h), wirkt sich vorteilhafter in Bezug auf die Integration der regenerativen Stromüberschüsse in das gesamte Stromsystem aus. Die in den Untersuchungen dieser Arbeit resultierende ausgebaute Speicherkapazität der zugebauten Pumpspeicher liegt um ein Vielfaches höher als bei den Kurzzeitspeichern. Dafür sind vor allem die geringeren Energiekosten der Pumpspeicher im Vergleich zu den Kurzzeitspeichern ausschlaggebend. Werden verteilte Pumpspeicher in der Nähe von nachhaltigen Erzeugungszentren ausgebaut, so wer-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

den diese höher ausgelastet als die bestehenden Pumpspeicher. Die Untersuchungen dieser Arbeit zeigen, dass sich die Vollzyklenzahl des gesamten Pumpspeicherkraftwerksparks Österreichs (bestehend aus den vorhandenen und ausgebauten PSP) somit von 4,8 auf 6,6 erhöht. Auch wenn der abgeregelte Überschussstrom durch den gezielten Ausbau der verteilten Pumpspeicher deutlich reduziert wird, kann der fossile Lastdeckungsanteil im regenerativen Stromsystem aufgrund von fehlenden ausgeprägten kurzzeitigen Schwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch im Sommer nicht signifikant reduziert werden. Die Untersuchungen dieser Arbeit zeigen, dass beim Ausbau von verteilten Pumpspeicher eine Reduktion des fossilen Lastdeckungsanteils um lediglich 0,7% erreicht werden kann. Auch für die verteilen Pumpspeicher kann zusammengefasst werden, dass die wirtschaftlichen Aufwendungen ihres Ausbaus bzw. die hypothetische Kostenreduktion, die für einen wirksamen regenerativen Erzeugung/Last-Ausgleich des Übertragungsnetzes notwendig wäre zu groß sind, um damit eine rechtfertigende Verbesserung der Nachhaltigkeit des übergeordneten Stromsystems zu erreichen. Es soll auch hier noch einmal erwähnt werden, dass die hier präsentierte Rolle der verteilten PSP in der Vermeidung der Leitungsüberlastungen im hinterlegten Übertragungsnetz und im regenerativen Ausgleich der Erzeugungs/Last-Bilanz des Übertragungsnetzes besteht. Das Agieren der verteilten PSP an unterschiedlichen Märkten und Erbringung von weiteren Systemdienstleistungen, die ein deutlich breiteres Nutzen der verteilten Pumpspeicher erschließen würde, wird in dieser Arbeit nicht untersucht und nicht bewertet.

Wie äußern sich die Kopplungsmöglichkeiten des Strom-, Gas- und Wärmesystems auf die Stromverlagerung und Energiespeicherung in allen drei Energiesystemen und welche Auswirkungen ergeben sich dadurch auf den fossilen Lastdeckungsanteil des gesamten energieträgerübergreifenden Energiesystems? Wie ändert sich der bestehende Anlagenbetrieb des Strom- und Wärmesektors bei zunehmender Kopplung des Strom-, Gas- und Wärmesystems?

Strom zu Wärme

Die Ergebnisse aus 5.6.1 und 5.6.2 belegen, dass durch die Verlagerung bzw. Pufferung des nachhaltigen Stroms in das Wärmesysteme über Kopplungstechnologien wie Wärmepumpen oder E-Kessel zum einen das Stromsystem entlastet und zum anderen der fossile Lastdeckungsanteil des Wärmesystems reduziert wird.

Ergebnisse des Abschnittes 5.6.1 zeigen, dass durch den verstärkten Einsatz der Wärmepumpen in beträchtlichem Ausmaß die Wärmeaufbringung der Gasheizanlagen über die Wärmeerzeugung der Wärmepumpen substituiert werden kann. Auch wenn durch die verstärkte Verzahnung des Strom- und Wärmesystem durch Wärmepumpen der gesamte Stromverbrauch der Heizperiode zusätzlich ansteigt und somit der Nachhaltigkeit des Stromsystem,

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

aufgrund fehlender regenerativen Erzeugung in dieser Periode, entgegenwirkt, reduziert sich durch den effizienten Wärmepumpeneinsatz der fossile Wärmelastdeckungsbeitrag. In der vorliegenden Arbeit liegt die Reduktion des fossilen Wärmelastdeckungsbeitrags für gesamt Österreich bei bis zu 12,3%. Zusätzlich kann bei verstärktem Einsatz der Wärmpumpen in den Übergangszeiträumen der nachhaltige Stromüberschuss zur Wärmelastdeckung eingesetzt werden. Zur kosteneffizienten Erfüllung dieser Kopplung zur Reduktion der fossilen Wärmeerzeugung spielen Speicher in beiden Energiesystemen, jedoch vor allem im Wärmesystem, eine bedeutende Rolle, um die erforderliche zeitliche Entkopplung zwischen regenerativer Erzeugung und Verbrauch im jeweiligen Energiesystem zu realisieren. Bei zunehmender Kopplung des Strom- und Wärmesystems über Wärmepumpen ergeben sich Änderungen im Anlagenbetrieb des bestehenden Stromsystems. So werden durch den steigenden Stromverbrauch in den Heizperioden die KWK-Anlagen öfters stromgeführt betrieben, die PSP-Aktivität in den Winter- und Frühlingsmonaten erhöht und die Abarbeitung des gespeicherten Wassers der Jahresspeicherkraftwerke noch mehr in die Monate der Herbst- bzw. Winterperiode verschoben. Findet kein paralleler Ausbau der Wärmepumpen mit dem Ausbau der nachhaltigen Erzeugungsformen des Strom- und Wärmesystems statt, so stellt der nachträgliche Ausbau der Wärmepumpen und der damit verbundene Wärmepumpenbetrieb eine wirtschaftliche Option zum nachhaltigen Erzeugungs/Last-Ausgleich des Wärme- bzw. des Stromsystems dar. Die Szenarienberechnungen dieser Arbeit zeigen nämlich, dass auch wenn der Wärmepumpenausbau nicht exogen vorgegeben wird, Wärmepumpen auch in diesem Fall zur Wärmelastdeckung im dezentralen Wärmesystem ausgebaut und in beträchtlichem Ausmaß betrieben werden.

Die Untersuchungen im Abschnitt 5.6.2 zeigen, dass durch E-Kessel ein wirtschaftlicher regenerativer Ausgleich des zentralen Wärmesystems bzw. des Fernwärmesystems und dadurch indirekt des Stromsystems realisiert werden kann. Werden E-Kessel zur Erhöhung des regenerativen Erzeugungsanteils der gekoppelten Energiesysteme herangezogen, so bietet das Fernwärmesystem auch im Sommer einen Absatzmarkt zum Strombezug bzw. zur Wärmeerzeugung. In diesem Fall können anfallende nachhaltige Stromüberschüsse der Sommerperiode über das gekoppelte Fernwärmesystem verwertet werden. Szenarienberechnungen dieser Arbeit zeigen, dass Reduktionen von Stromüberschüssen um bis zu 37% möglich sind. Dadurch wird der fossile Lastdeckungsbeitrag des Wärmesystems und nicht notwendigerweise der des Stromsystems reduziert. Fossile KWK-Anlagen sind weiterhin vor allem in den Winter- und Herbstmonaten zur Deckung der Last des Strom- aber auch des Wärmesystems notwendig. Werden E-Kessel zur Verlagerung der Stromüberschüsse im Fernwärmesystem eingesetzt, so folgt ein Rückgang der Fernwärmeerzeugung der fossilen KWK-Anlagen und der Heizwerke. In diesem Fall übernehmen die mit Biomasse befeuerten Anlagen die fehlende fossile Fernwärmeerzeugung der Heizperiode. Bei den hier durchführten Untersuchungen liegt dadurch die Reduktion des fossilen Lastdeckungsanteils im Stromsystem bei ca. 0,2% und im Wärmesystem bei ca. 2,1%. Auch wenn E-Kessel nur mit dem nachhaltigem Überschussstrom

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

betrieben werden, können hohe VLST des E-Kessel-Betriebs erreicht werden, was sich positiv auf ihre Wirtschaftlichkeit auswirkt. Damit ein höherer regenerativer Erzeugungs/Last-Ausgleich vor allem im Wärmesystem durch die Anwendung von E-Kessel realisiert werden kann, ist ein häufiger Speichereinsatz der Speichertechnologien des Strom- und Wärmesystems nötig. Pumpspeicher passen in diesem Fall vor allem in den Übegangszeiträumen durch zusätzliche Umwälzvorgänge die Charakteristik des auftretenden Überschussstroms an den vollen Strombezug der E-Kessel an. Über Wärmespeicher wird sowohl in der Heizperiode, wie auch in der heizfreien Periode, bei zunehmenden Betrieb der E-Kessel zur Verlagerung des nachhaltigen Überschussstroms, die zeitliche Entkopplung der Wärmelieferung und der Wärmeerzeugung realisiert.

Strom zu Gas

Die Ergebnisse aus Abschnitt 5.7 zeigen, dass durch P2G ein wirtschaftlicher regenerativer Ausgleich gekoppelter Strom-, Gas- und Wärmesysteme auf der übergeordneten Systemebene realisiert werden kann. Das gekoppelte Gassystem bietet mit seiner flexiblen Infrastruktur und den Gasspeichern die Möglichkeit zur Verlagerung und saisonalen Speicherung des synthetisch erzeugten Gases bzw. der Stromüberschüsse. Werden in diesem Sinne P2G und das Gassystem zur Minimierung der fossilen Strom- und Wärmeerzeugung herangezogen, so korreliert der Strombezug von P2G mit anfallenden Stromüberschüssen, was den Anteil des Überschussstroms eines regenerativen Stromsystems deutlich reduziert. Das dadurch erzeugte synthetische Gas wird nicht notwendigerweise in das Stromsystem über KWK-Anlagen rückgewandelt, sondern auch zur Wärmeerzeugung der mit Erdgas befeuerten Heizwerke und -anlagen eingesetzt, was sich positiv auf den fossilen Lastdeckungsanteil beider Energiesysteme auswirkt. Je höher der erlaubte maximale Anteil des eingespeisten synthetischen Gases bzw. je flexibler die Einspeisung des synthetisch erzeugten Gases in das Gassystem ist, desto höher ist die Reduktion der Stromüberschüsse bzw. des fossilen Lastdeckungsanteils des Strom- und Wärmesystems. In dieser Hinsicht zeigen die Ergebnisse aus dem Abschnitt 5.7, dass eine Reduktion des fossilen Lastdeckungsanteils um 3,4% im Wärmesystem und um 1,5% im Stromsystem erzielt werden kann, wenn der vollständige Umwandlungspfad des P2G-Konzepts bis zur Methanisierung beschritten wird.

Zudem zeigen die Ergebnisse dieser Arbeit, dass alle nachhaltigen Erzeugungspotentiale des Stromsystems auch in das Stromsystem eingebunden und annähernd komplett verwertet werden können, wenn über P2G eine noch stärkerer Verzahnung der Strom-, Gas- und Wärmesysteme realisiert werden kann. Auch wenn fast das komplette nachhaltige Stromerzeugungspotential durch den Betrieb von P2G verwertet wird, kann ein höherer Rückgang des fossilen Lastdeckungsanteils aufgrund der hohen resultierenden Gesamtumwandlungsverluste, bestehend aus den Verlusten des P2G-Umwandlungsprozesses, der Gasspeicherung und anschließender Rück- oder weiterer Energiewandlung, nicht erzielt werden.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Wird für den Betrieb von P2G-Anlagen nur der nachhaltige Strom eingesetzt, so können trotzdem hohe VLST einer Bandbreite von ca. 3000 h/a bis ca. 4000 h/a erzielt werden, die den Ausbau und Betrieb der Anlagen zum regenerativen Ausgleich der gekoppelten Strom-, Gas- und Wärmesysteme wirtschaftlich erscheinen lassen. Die VLST der P2G-Anlagen nehmen mit der Größe der installierten Anlagen jedoch leicht ab. Die zunehmende Erzeugung des regenerativen Erdgassubstituts führt nicht zur einer nennenswerten höheren Auslastung der fossil befeuerten Strom- oder Wärmeerzeugungsanlagen. Auch bei Vorhandensein von zusätzlichen Ausgleichsmöglichkeiten im Stromsystem durch P2G werden die kurzzeitigen Leistungsschwankungen im Stromsystem aufgrund des viel besseren Gesamtwirkungsgrades weiterhin von PSP ausgeglichen. Jedoch werden die Einsatzzeiträume der Pumpspeicher mit dem Ausbau und Betrieb von P2G auch auf die lang andauernden Phasen des Überschussstroms ausgedehnt. Dadurch wird die Überschussleistung dem Strombezug der P2G-Anlagen angeglichen, was mit einer Zunahme der umgewälzten PSP-Energie einhergeht. Auf diese Weise kann der Ausnutzungsgrad der P2G-Anlagen deutlich erhöht werden und der fossile Lastdeckungsanteil im Strom- und Wärmesystem deutlich reduziert werde.

Gasspeicher spielen einen wesentlichen Beitrag zur saisonalen Speicherung der Stromüberschüsse bzw. des durch P2G erzeugten Gases. In dieser Hinsicht agieren auch Gasspeicher als unterstützende Einheiten zur Wasserstoffeinspeisung zur Bewahrung des erlaubtem Beimisch-Verhältnisses im gesamten Gassystem. Die Flexibilität in der Einspeisung bzw. Verwertung des erzeugten Gases im Gassystem beeinflusst den erforderlichen saisonalen Gasspeicherbedarf. Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass um bei der Speicherung des Wasserstoff-Methan-Gasgemisches das erlaubte Beimisch-Verhältnis von 4 Vol.-% H_2 bis 20 Vol.-% H_2 zu bewahren, ein ca. 11-16 fach höherer Speicherinhalt als bei reiner Methanspeicherung erforderlich ist. Die inländischen Gasspeicherkapazitäten sind jedoch für so einen saisonalen Ausgleich mehr als ausreichend.

Das synthetisch erzeugte Gas durch P2G ist nicht nur zeitlich betrachtet (durch die Gasspeicherung) flexibel einsetzbar, sondern auch räumlich betrachtet über das zugrunde liegende Gasnetz flexibel nutzbar. Das Gas kann somit an einem anderen Ort als dem Ort der Erzeugung zur Strom- und Wärmeversorgung eingesetzt werden, wie die Ergebnisse aus dem Abschnitt 5.7 es zeigen.

6.2 Schlussfolgerungen in Bezug auf die Rolle der Speicher- und Kopplungstechnologien

Nachfolgend werden die wichtigsten Schlussfolgerungen und Erkenntnisse in Bezug auf die Rolle der Speicher- und Kopplungstechnologien zur Steigerung des regenerativen Ausgleichs

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

der gekoppelten Strom-, Gas- und Wärmesysteme in Österreich, die aus den Untersuchungen der vorliegenden Arbeit resultieren, resümiert:

- Pumpspeicherkraftwerke sind die relevante Speichertechnologie für den Ausgleich kurzzeitiger Leistungsschwankungen im Übertragungsnetz. Bestehende Pumpspeicherkraftwerke zzgl. der geplanten Ausbauprojekte reichen prinzipiell für den Ausgleich kurzzeitiger Leistungsschwankungen eines zukünftigen regenerativen Stromsystems aus.

- Ein vollständiger bzw. saisonaler Ausgleich eines massiv regenerativ ausgebauten Stromsystems kann nur über saisonale Speicher erreicht werden. In Österreich reichen die Speicherkapazitäten der bestehende Pumpspeicherkraftwerke zzgl. der geplanten Ausbauprojekte enrgie- und leistungsmäßig für einen saisonalen regenerativen Erzeugungs-/Last-Ausgleich nicht aus. Diese Aufgabe erfüllen derzeit im Stromsystem nur die irreversiblen Jahresspeicherkraftwerke. Das Zusammenspiel von P2G, Gasspeichern und Rückverstromungsanlagen bietet für das Stromsystem saisonale Ausgleichsmöglichkeiten.

- Der Einsatz von zusätzlichen kurzzeitigen Flexibilitätsoptionen im regenerativ ausgebauten Stromsystem unterstützt die Vermeidung von Netzengpässen und damit die Integration des nachhaltigen Stroms auf der Ebene des Übertragungsnetzes. Eine höhere Verwertung des nachhaltigen Stroms im Stromsystem kann aufgrund fehlender Kurzzeitschwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch in den lang andauernden Phasen des Überschussstroms durch Kurzzeitspeicher-Technologien dennoch nicht erreicht werden.

- Auf der Übertragungsnetzebene sind im von erneuerbaren Quellen dominierten Stromsystem Kurzzeitspeicher-Technologien mit einem höheren E/P-Verhältnis von mehreren Stunden für eine Erhöhung des regenerativen Erzeugung/Last-Ausgleichs erforderlich.

- Die derzeitigen Investitionskosten der verteilten Kurzzeitspeicher-Technologien sind zu groß, um diese nur für die Steigerung des regenerativen Ausgleichs eines überwiegend regenerativen Stromsystems auszubauen und einzusetzen. Die wirtschaftlichen Aufwendungen eines Ausbaus an Kurzzeitspeicher-Technologien, die für einen wirksamen regenerativen Erzeugung/Last-Ausgleich des Übertragungsnetzes notwendig wären sind zu hoch, um damit eine rechtfertigende Verbesserung der Nachhaltigkeit des Stromsystems zu erreichen.

- Über die Strom-zu-Wärme Kopplung durch Wärmepumpen oder E-Kessel kann der nachhaltige Überschussstrom sehr effizient in das dezentrale Wärmesysteme bzw. Fernwärmesystem verlagert werden. Dadurch kann der fossile Lastdeckungsanteil des Wärmesystems deutlich reduziert werden.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

- Die Kopplung des Strom- und Wärmesystems erschließt keine zusätzlichen Speicherkapazitäten für die saisonale Speicherung der nachhaltigen Stromüberschüsse, jedoch eine vom Wärmeverbrauch abhängige zusätzliche Verwertungs- bzw. Verlagerungsmöglichkeit des nachhaltigen Stroms. Dadurch kann die Integration erneuerbarer Stromerzeugungsquellen im Stromsystem bzw. im gekoppelten Strom- und Wärmesystem deutlich erhöht werden.

- Eine effiziente Kopplung des Strom- und Wärmesystems über Wärmepumpen oder E-Kessel zur Reduktion der nachhaltigen Stromüberschüsse erfordert einen verstärkten Einsatz von Wärmespeichern zur zeitlichen Entkopplung der Wärmeerzeugung und des Wärmeverbrauchs.

- Die Strom-zu-Gas Kopplung über P2G bietet gleichzeitig eine Option der Verlagerung und der saisonalen Speicherung des Überschussstroms. Signifikante Verbesserungen des fossilen Lastdeckungsanteils im Strom- und Wärmesystem durch P2G können jedoch nur durch den vollständigen Umwandlungsweg des P2G-Konzepts bis zu Methan erzielt werden.

- Für die saisonale Speicherung der Stromüberschüsse bzw. des synthetisch erzeugten Gases muss auf die bestehenden Kapazitäten der Untertagesspeicher zurückgegriffen werden. Die inländischen Gasspeicherkapazitäten sind für den saisonalen Ausgleich eines überwiegend regenerativen Stromsystems mehr als ausreichend.

- Die Strom-zu-Gas Kopplung über P2G liefert dem regenerativen Stromsystem durch die gekoppelte Gasinfrastruktur nicht nur zusätzliche zeitliche, sondern auch räumliche Ausgleichsmöglichkeiten, wodurch das Stromsystem zusätzlich entlastet wird.

6.3 Ausblick

Der Umstieg auf eine vorwiegend regenerative Strom- und Wärmeversorgung ist unumgänglich. Wie auch aus den Ergebnissen dieser Arbeit hervorgeht steigt im massiv regenerativ ausgebauten Stromsystem der räumliche und zeitliche Ausgleichsbedarf aufgrund der zunehmenden volatilen Stromerzeugungscharakteristik und der Verlagerung des Schwerpunktes in der Verortung „neuer“ nachhaltiger Erzeugungstechnologien. Diese Dissertation zeigt, dass ein technisch-ökonomisches Potential zur Kopplung des Strom- und Gassystems bzw. Strom- und Wärmesystems besteht, um den Anteil der fossilen Strom- als auch Wärmeerzeugung so gering wie möglich zu halten. Jedoch werden die Untersuchungen dieser Arbeit lediglich zur Minimierung der inländischen fossilen Strom- und Wärmeerzeugung der gekoppelten Strom-, Gas- und Wärmesysteme ausgeführt. Das Agieren der Speicher- und Kopplungstechnologien an unterschiedlichen Märkten und die Erfüllung von weiteren Systemdienstleistungen wie

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

z.B. Bereitstellung von Regelreserve und Regelenergie, die den Nutzen der einzelnen Technologien zusätzlich verstärken und wirtschaftlicher darstellen lassen würden, müssen noch zusätzlich überprüft werden.

Österreich ist ein Teil des europäischen Verbundnetzes. In diesem Sinne muss das hier errechnete Potential der Speicher- und Kopplungstechnologien auch um einen zusätzlichen Ausgleichsbedarf des regenerativen Stroms der Nachbarländer erweitert werden. In den Untersuchungen dieser Arbeit wird ein grenzüberschreitender Lastfluss berücksichtigt, welcher jedoch zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen ist, somit wird die Bedeutung der Speicher- und Kopplungstechnologien bilanziell betrachtet nur in Bezug auf den inländischen regenerativen Erzeugungs/Last-Ausgleich abgeschätzt.

Die Untersuchungen dieser Arbeit werden auf einer übergeordneten Systemebene durchgeführt. So werden Erzeugungs-/Lastzenteren der gekoppelten Energiesysteme auf definierte Knoten der Energiesysteme bezogen. In dieser Hinsicht sollte auf jeden Fall die Bedeutung der Speicher- und Kopplungstechnologien hinsichtlich den Anforderungen der untergeordneten Netzebenen zusätzlich überprüft werden. Im Stromsystem sollte die Bedeutung der Kurzzeitflexibilitätsoptionen durch die Anforderungen der Verteilnetze präzisiert werden, weil hier der Nutzen an zusätzlichen kurzzeitigen Ausgleichstätigkeiten viel ausgeprägter ist als auf der Übertragungsnetzebene. Die starke Kopplung des Strom- und Wärmesystems ist in der Realität durch Wärmepumpen auf der dezentralen Ebene sehr ausgeprägt. Wie mehrmals in dieser Arbeit angedeutet, erfasst die hier umgesetzte Gliederungsebene des dezentralen Wärmesystems auch mehrerer Erzeugungstechnologien, die parallel mehrere Wirtschaftssektoren einer Wärmebilanz mit Wärme versorgen können. In dieser Hinsicht sollte mit einer genaueren Abbildung des dezentralen Wärmesystems das tatsächlich ermittelte Potential zur Kopplung der beiden Energiesysteme auf der dezentralen Ebene geschärft werden. Dafür könnte auch das erstellte energieträgerübergreifende Energiesystemmodell herangezogen werden. In dieser Hinsicht könnte die regionale Gliederung des dezentralen Wärmesystem auf die komplette Modellregion Österreich reduziert werden, die Knoten des Wärmesystems bzw. die Wärmebilanzen jedoch auf die Art der Heizanlagen (bi- und univalent) untergliedert werden. Dadurch könnte die in dieser Arbeit häufig erwähnte Unsicherheit bei der Einsatzplanung der dezentralen Anlagen, die sich aus der gegenseitigen Substituierung der Erzeugungsaufbringung bei mehreren dezentralen Wärmeeinspeiseren ergibt, präziser abgeschätzt werden.

Die Untersuchungen dieser Arbeit zeigen, dass die limitierte Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz das Potential von P2H2-Anlagen zur Stromspeicherung bzw. Stromverlagerung deutlich einschränkt. In dieser Hinsicht sollte auch dieses Potential in weiteren Untersuchungen unter Zunahme zusätzlicher realer Wasserstoffverwertungspfade, wie dem Industriesektor und dem Verkehrssektor, die sich auf die Reduktion der gesamten CO_2-Bilanz positiv

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

auswirken, präzisiert werden. Gerade in Österreich wird derzeit ein großes Projekt am Standort der Stahlerzeugung der Voestalpine in Linz umgesetzt um mit einer 6 MW P2H2-Anlage Wasserstoff als Industriegas zur erzeugen und auch damit am Regelenergiemarkt mitzuwirken. In der vorliegenden Arbeit werden zusätzliche Wasserstoffverwertungspfade pauschal abgebildet und mit einem jährlichen Absatz limitiert. Eine flexiblere Verwertung des erzeugten Wasserstoffs könnte mit geeigneten Modellen und wirtschaftlichen Parametern bzw. Anreizen in das erstellte energieträgerübergreifende Energiesystemmodell abgebildet werden.

Das in dieser Arbeit präsentierte energieträgerübergreifende Energiesystemmodell kann auch für weitere Untersuchungs- und Analysemöglichkeiten eines regenerativen Energiesystems eingesetzt werden. Interessant wäre die Ermittlung der Rolle von Speicher- und Kopplungstechnologien zur Reduktion der fossilen Strom- und Wärmeerzeugung bei einer gleichzeitigen Betrachtung eines wirtschaftlichen Ausbaus der regenerativen Erzeugungsformen des Strom- und Wärmesystems. Dafür müssten Prognosemodelle oder im Vergleich zu dieser Arbeit adaptierte Ergebnisse der Einspeiseprognose der dargebotsabhängigen Erzeugungsträger und ihre Erzeugungs- sowie Investitionskosten in das Modell inkludiert werden.

Damit das erstellte Optimierungsproblem in einer akzeptablen Rechenzeit gelöst werden kann, werden die modellierten Energiesysteme und ihre Komponenten über lineare mathematische Beziehungen angenähert und einige Vereinfachungen bei der Modellierung der technischen Eigenschaften der Modellkomponenten vorgenommen. In einer weiteren Untersuchung könnten die technischen Eigenschaften sowie Anfahr- und Abfahrvorgänge der Technologien präzisiert werden, indem die kurzfristige Einsatzplanung als gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem umformuliert und in einer feineren zeitlichen Auflösung als 1 h gelöst wird. Um trotzt feiner zeitlicher Auflösung akzeptable Rechenzeiten zu erhalten, ist möglicherweise eine Verkürzung des Zeithorizonts in der rollierenden Optimierung erforderlich. Die Durchführung so einer kurzzeitigen Einsatzplanung würde auch eine höhere CPU-Anzahl, wie sie z.B. Rechencluster anbieten, erfordern.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek WIEN Your knowledge hub

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Literaturverzeichnis

[1] A. Gruber, F. Biedermann, S. von Roon, et. al., "Regionale Lastmangement-Potenziale stromintensiver Prozesse",. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2014, 13. Symposium Energieinnovation Graz.

[2] A. Kollmann, M. Schmidthaler, C. Elbe, et. al., "LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids-Lastverschiebung in der Industrie", Techn. Ber., Energieinstitut an der JKU Linz, 2015.

[3] A. Rogeau, R. Girard, G. Kariniotakis, "A generic GIS-based method for small Pumped Hydro Energy Storage (PHES) potential evaluation at large scale", *Applied Energy*, Vol. 197, S. 241–253, 2017.

[4] Agora Energiewende, "Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz", Techn. Ber., Agora Energiewende, 2014.

[5] Amany von Oehsen, "Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung fur die Untersuchung von ¨ Energieversorgungsszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland", Dissertation, Universität Kassel, Fakultät für Elektrotechnik und Informatik, Kassel, 2012.

[6] Andreas Christos Christidis, "Thermische Speicher zur Optimierung des Betriebs von Heizkraftwerken in der Fernwärmeversorgung", Dissertation, Fakultät III – Prozesswissenschaften, Technische Universität Berlin, Berlin, 2019.

[7] Andreas Fleischhacker, "Modelling and Combined Simulation of a Power-to-Gas Process", Diplomarbeit, Technische Universität Wien, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Wien, 2013.

[8] APG. Installierte Kraftwerksleistung. [Online]. Verfügbar: https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/installierte-leistung Besucht am 29.08.2019.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

[9] Austrian Gas Grid Management AG. Infrastruktur. [Online]. Verfügbar: https://www.aggm.at/netzinformationen/infrastruktur Besucht am 06.12.2019.

[10] Austrian Gas Grid Management AG. Statistik Gasfluss. [Online]. Verfügbar: http://www.aggm.at/netzinformation/linepack/ Besucht am 12.01.2017.

[11] Austrian Institute of Technology, "Technologie-Roadmap Energiespeichersysteme in und aus Österreich", Techn. Ber., 2018, Im Auftrag des Klima- und Energiefonds.

[12] Austrian Power Grid. Lastflüsse. APG. [Online]. Verfügbar: https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/Lastfluesse (Stand 25.04.2016).

[13] Austrian Power Grid. Netz/Anlagen/Leitungsnetz. APG. [Online]. Verfügbar: https://www.apg.at/de/netz/anlagen/leitungsnetz (Stand 19.10.2015).

[14] Austrian Power Grid, "MASTERPLAN 2030 - für die Entwicklung des Übertragungsnetzes in Österreich - Planungszeitraum 2013 – 2030 mit Ausblick bis 2050", Wien, 2013.

[15] B. Diekmann und E. Rosenthal, *Energie - Phsyiklaische Grundlagen ihrer Erzeugung, Umwandlung und Nutzung*. Wiesbaden: Springer Spektrum, 2014.

[16] Bestandsstatistik. Bestandsstatistik - Engpassleistung nach Kraftwerkstypen zum 31. Dezember 2014. [Online]. Verfügbar: https://www.e-control.at/statistik/strom/bestandsstatistik Besucht am 29.02.2016.

[17] C. Groiss, G. Brauner, M. Boxleitner et. al., "Photovoltaik-Erzeugung für eine regenerative Vollversorgung Österreichs",. Technische Universität Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, 2010, 11. Symposium Energieinnovation Graz.

[18] C. Gutschi und H. Stigler, "Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich",. Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2008, 10. Symposium Energieinnovation Graz.

[19] C. Lechner, "Zukünftige Deckung des Wärmebedarfs in Österreich", Wien, 2017, technischen Universität Wien, Institut für Energiesystem und Elektrische Antriebe.

[20] C. Maier, S. Nemec-Begluk, W. Gawlik, et. al., "Systemübergreifende optimale dezentrale Hybridspeicher-4-Industrie und Gewerbe", Techn. Ber., Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, 2018.

[21] Capros, et..al., *EU Reference scenario 2016 -Energy, transport and GHG emissions Trends to 2030*, 07 2016.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

[22] G. Cerbe, *Grundlagen der Gastechnik*. München Wien: Carl Hanser Verlag, 2008.

[23] Christoph Groiss, "Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils an der österreichischen Elektrizitätsversorgung", Dissertation, Technische Universität Wien, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Wien, 2013.

[24] Christoph Maier, "Zukünftige Speicherbewirtschaftung bei regenerativer Stromerzeugung am Beispiel Österreichs", Diplomarbeit, Technische Universität Wien, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Wien, 2012.

[25] C.Maier, S. Nemec-Begluk, W. Gawilik , "Optimal allocation of energy storage and conversion technologies in an urban distributed energy system",. Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, 2019, CIRED 2019, International Conference on Electricity Distribution.

[26] D. Hütter, A. Schüppel, H. Stigler, "Mögliche Anwendungen von industriellen DSM Potentialen und deren Auswirkungen",. Technische Universität Graz Institut für Elektrische Anlagen, 2013, 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der Technischen Universität Wien.

[27] D. Van Hertern, J. Verboornent, K. Purchala, R. Belrnans, W. L. Kling, "Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis with Flow Controlling Devices", in *The 8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission*. IET, 2006.

[28] Dallinger Bettina, "Model-based analysis and design of an improved European electricity market with high shares of renewable generation technologies", Dissertation, Technische Universität Wien, Wien, 2018.

[29] DIN EN 50182:2001-12, "Leiter für Freileitungen Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten Deutsche Fassung EN 50182:2001".

[30] E-Control. E-Control-Statistikbericht. [Online]. Verfügbar: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Statistikbroschuere_2018.pdf/7dee68bb-b2eb-16d5-9124-c5de5907a25d?t=1537774169540 Besucht am 25.09.2019.

[31] E-Control. Erdgas - Bestandsstatistik. [Online]. Verfügbar: https://www.e-control.at/statistik/gas/bestandsstatistik Besucht am 22.12.2019.

[32] E-Control. Strom-Betriebsstatistik 2014. [Online]. Verfügbar: https://www.e-control.at/statistik/strom/betriebsstatistik Besucht am 29.02.2016.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

[33] E-Control. Umrechnung von Kubikmenteren in Kilowattstunden. [Online]. Verfügbar: https://www.e-control.at/konsumenten/gas/gasrechnung/umrechnungs-check Besucht am 06.12.2019.

[34] E-Control. Verbraucherstruktur im öffentlichen Netz. [Online]. Verfügbar: https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/verbraucherstruktur Besucht am 29.02.2016.

[35] E. Schmautzer, M. Aigner, L. Fickert, et. al., "Leistungseinsparpotentiale elektrischer Haushaltsgeräte durch den koordinierten Einsatz smarter Technologien",. Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, 2011, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der Technischen Universität Wien.

[36] E-Think. Austrian Heat Map: Bewertung des Potentials für hocheffiziente KWK sowie effiziente Fernwärme und Fernkälte in Österreich im Rahmen der Energieeffizienz-Richtlinie. [Online]. Verfügbar: http://www.austrian-heatmap.gv.at/das-projekt/ Zuletzt besucht am 29.08.2019.

[37] Economic Commission for Europe. Regulation No. 110 of the Economic Commission for Europe of the United Nations (UN/ECE). (2011). [Online]. Verfügbar: https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:120:0001:0108:EN:PDF Besucht am 22.12.2019.

[38] Energiewirtschaftliches Instituts an der Universität zu Köln. Dimension Langfristiges Simulationsmodell für den europäischen Strommarkt. [Online]. Verfügbar: https://www.ewi.uni-koeln.de/de/modelle/dimension/ Besucht am 14.05.2020.

[39] ENTSO-E. Interconnected network of Continental Europe 2015. ENTSO-E. [Online]. Verfügbar: https://www.entsoe.eu/data/map/ (Stand 19.10.2015).

[40] Erdgas-Bestandsstatistik. Leitungslängen zum 31. Dezember – Jahresreihen. [Online]. Verfügbar: https://www.e-control.at/statistik/strom/bestandsstatistik Besucht am 22.07.2019.

[41] Erdgas-Betriebsstatistik 2018. Monatliche Erdgasbilanz. [Online]. Verfügbar: https://www.e-control.at/betriebsstatistik_2018 Besucht am 22.07.2019.

[42] ETG Task Force Energiespeicher, "Energiespiecher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger", Techn. Ber., 2009, Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG).

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

[43] G. Brauner, G. Pöppl, D. Tiefgraber, "Verbraucher als virtuelles Kraftwerk: Potentiale für Demand Side Management in Österreich im Hinblick auf die Integration von Windenergie", Techn. Ber., Technische Universität Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, 2006.

[44] G. Stanzer, S. Novak, et.al., "REGIO Energy Regionale Szenarien erneuerbarer Energiepotenziale in den Jahren 2012-2020", Techn. Ber., Österreichisches Institut für Raumplanung, 2010.

[45] G. Totschnig, A. Kann, H. Truhetz et.al., "Wasserkraft als Energiespeicher: Bewertung des Pumpspeicherbedarfes und von alternativen Maßnahmen zur Integration eines hohen Erneuerbaren-Anteils in Österreich und Deutschland-Endbericht", Techn. Ber., Technische Universität Wien, Energy Economics Group, 2013.

[46] G. Totschnig, R. Büchele, S. Fritz, et. al., "Potentiale, Wirtschaftlichkeit und Systemlösungen für Power-to-Heat", Techn. Ber., Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, 2017.

[47] G. Totschnig, R. Büchele, S.Fritz, et. al., "Potentiale, Wirtschaftlichkeit und Systemlösungen für Power-to-Heat", Techn. Ber., Technische Universität Wien, EEG, 2017, Stadt der Zukunft - im Auftrag des BMVIT.

[48] G. Totschnig, R. Hirner, M. Kloess, et. al., "Wasserkraft als Energiespeicher", Techn. Ber., Technische Universität Wien, Energy Economics Group, 2015.

[49] Gert Müller-Syring, et. al., "Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz", Techn. Ber., DVGW, 2013.

[50] Gert Müller-Syring, et. al., "Erarbeitung von Basisinformationen zur Positionierung des Energieträgers Erdgas um zukünftigen Energiemix in Österrecih", Techn. Ber., DBI GUT, 2013.

[51] gmap-pedometer. [Online]. Verfügbar: https://gmap-pedometer.com/# (Besucht am 23.02.2016).

[52] H. Dörr, K. Kröger, F. Graf et. al. Untersuchungen zur Einspeisung, von Wasserstoff in ein Erdgasnetz. Energie Wasser-Praxis. [Online]. Verfügbar: https://www.dvgw-ebi.de/download/ewp_1116_50-59_Kroeger.pdf DVGW, Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.,E.ON.

[53] H. Stoiber und H. Grech, "Bericht des BMLFUW über Verbrennungs- und Mitverbrennungsanlagen gem. §18 AVV (Berichtsjahr 2012)", Techn. Ber., Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, 2014.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

[54] H. Winkelmeier, A. Krenn und F. Zimmer, "Das realisierbare Windpotential Österreichs für 2030", Techn. Ber., ENERGIEWERKSTATT, 2014.

[55] G. Hosemann, Hrsg., *Hütte: Taschenbücher der Technik; elektrische Energietechnik*, 29. Auflage. Berlin: Springer, 1988.

[56] J. Abrell und F. Kunz, "Integrating intermittent renewable wind generation - a stochastic multi-market electricity model for the european electricity market", *Networks and Spatial Economics*, Vol. 15(1), S. 117–147, 2015. [Online]. Verfügbar: https://doi.org/10.1007/s11067-014-9272-4

[57] J. Reichl, M. Schmidthaler, K. de Bruyn, et. al, "Blackoutprävention und –intervention – Endbericht", Techn. Ber., Energieinstitut an der JKU Linz, 2015.

[58] Jährlicher Bericht über die Ökostromentwicklung. Ökostrombericht 2016. [Online]. Verfügbar: https://www.e-control.at/de/publikationen/oeko-energie-und-energie-effizienz/berichte/oekostrombericht Besucht am 02.08.2016.

[59] Johannes Kepler Universität Linz, Montanuniversität Leoben, Technische Universität Wien, "Power-to-Gas-eine Systemanalyse. Markt- und Technologiescouting undanalyse", Techn. Ber., 2014.

[60] Joint EURELECTRIC-UCTE WG SYSTINT, "European, CIS and Mediterranean Interconnection: State of Play 2006", 3rd SYSTINT Report 2007-030-0428, Belgium, 2007.

[61] K. Heuck, K. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung;Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis* . Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2010.

[62] K. Könighofer, G. Domberger, S. Gunczy, et.al., "Potenzial der Tiefengeothermie für die Fernwärme- und Stromproduktion in Österreich", Techn. Ber., JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH, 2014.

[63] K. Könighofer, J. Spritzer, R. Padinger, et.al., "Anforderungsprofile für Biomassefeuerungen zur Wärmeversorgung von Objekten mit niedrigem Energiebedarf", Techn. Ber., Joanneum Research, Institut für Energieforschung, 2001.

[64] K. Van den Bergh, E.Delarue und W.D'haeseleer, "DC power flow in unit commitment models", Techn. Ber., KU Leuven Energy Institute, 2014.

[65] J. Kallrath, *Mathematische Beschreibung der Optimierungsverfahren. In: Gemischtganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis.* Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

[66] Kennzahlen Wärmekraftwerken mit und ohne KWK. Strom - Betriebsstatistik 2014. [Online]. Verfügbar: https://www.e-control.at/statistik/strom/betriebsstatistik Besucht am 25.10.2016.

[67] T. Krause, F. Kienzle, S. Art und G. Andersson, "Maximizing exergy efficiency in multi-carrier energy systems", *Energy Society General Meeting*, S. 1–8.

[68] Landwirtschaftskammer Niederösterreich, "Biomasse Heizungserhebung 2013", Techn. Ber., Landwirtschaftskammer Niederösterreich, 2013.

[69] F. Leuthold, H. Weigt und C. Hirschhausen, "A large-scale spatial optimization model of the european electricity market", *Networks and Spatial Economics*, Vol. 12(1), S. 75–107, 2012. [Online]. Verfügbar: https://EconPapers.repec.org/RePEc:kap:netspa:v:12:y:2012:i:1:p:75-107

[70] M. Boxleitner, C. Groiss, M. Chochole, et. al, "Super-4-Micro-Grid: Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel; Publizierbarer Endbericht", Techn. Ber., TU Wien, Institut für Eneregiesysteme und Elektrische Antriebe, 2011.

[71] M. Boxleitner, G. Brauner, C. Groiss, et. al., "Super-4-Micro-Grid und das Österreichische Windpotenzial",. Technische Universität Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, 2010, 11. Symposium Energieinnovation Graz.

[72] M. Heimberger, C. Maier, T. Kaufmann, S. Nemec-Begluk, et.al , "Energieträgerübergreifende Planung und Analyse von Energiesystemen",. Elektrotech. Inftech, 2016. [Online]. Verfügbar: https://doi.org/10.1007/s00502-016-0446-2 133:359.

[73] M. Hofmann und A. Schuch, "Bewertung der Energieeffizienzpotenziale der österreichischen Gas- und Strom-infrastruktur-Endbericht", Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft, Wien, Februar 2015.

[74] M. Kaltschmitt, W. Streicher, *Regenerative Energien in Österreich*, Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung. Vieweg+Teubner, 2009, ISBN: 978-3-834-80839-4 .

[75] M. Miara, D. Günther, T. Kramer, et. al., "Wärmepumpen Effizienz,Messtechnische untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb", Techn. Ber., Frauenhofer ISE, 2011.

[76] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher – Bedarf, Technologien,Integration.* Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014, ISBN: 978-3-642-37379-4.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

[77] Mareike Jentsch, *Potenziale von Power-to-Gas-Energiespeichern: Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem: Univ., Diss.–Kassel, 2014.* Stuttgart: Fraunhofer-Verl., 2015.

[78] Marian Klobasa, "Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten", Dissertation, ETH Zürich, Zürich, 2007.

[79] Mark Hellwig, "Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile", Dissertation, Technische Universität München, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, München, 2003.

[80] Markus Heimberger, "Energy storage - optimisation of the placement and operation (in a Distribution Grid)", Dissertation, Technische Universität Wien, Wien, 2015.

[81] Markus Litzlbauer, "Grid integration of electric vehicles consideringthe mobility needs",. Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, 2012, EVS 26 - International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium, Los Angeles, Califorürnia.

[82] Martin Boxleitner, "Auswirkungen einer nachhaltigen Stromerzeugung auf den österreichischen Kraftwerkspark", Dissertation, Technische Universität Wien, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Wien, 2012.

[83] Martin Geidl, "Integrated Modeling and Optimization of Multi-Carrier Energy Systems", Dissertation, ETH Zürich, Zürich, 2007.

[84] Nicolas Crettenand, "The Facilitation of Mini and Small Hydropower in Switzerland: Shaping the Institutional Framework (with a Particular Focus on Storage and Pumped-Storage Schemes)", Dissertation, École polytechnique Fédérale de Lausanne, Schweiz, 2012.

[85] R. Niemi, J. Mikkola und P. D. Lund, "Urban energy systems with smart multicarrier energy networks and renewable energy generation", *Renewable Energy*, Vol. 48, S. 524–536, 2012.

[86] Norman Gerhardt, et.al., "Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien", Techn. Ber., Frauenhofer ISE, 2014.

[87] D. Oeding und B. R. Oswald, *Freileitungen.* Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016. [Online]. Verfügbar: https://doi.org/10.1007/978-3-662-52703-0_9

[88] OpenStreetMap. ©OpenStreetMap Mitwirkende. [Online]. Verfügbar: https://www.openstreetmap.org/about (Stand 02.02.2016).

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

[89] A. V. Oppenheim, R. W. Schafer und J. R. Buck, *Zeitdiskrete Signalverarbeitung*. Pearson Studium, 2004.

[90] Österreichs Energie. Aktuelle Kraftwerksprojekte der E-Wirtschaft. [Online]. Verfügbar: https://oesterreichsenergie.at/kraftwerksliste.html Besucht am 01.03.2016.

[91] Österreichs Energie. Interaktive Kraftwerkskarte. [Online]. Verfügbar: https://oesterreichsenergie.at/interaktivekraftwerkskarte/ Besucht am 01.03.2016.

[92] ÖVGW G B220, "Richtlinie G B220 Regenerative Gase - Biogas", Wien, 2011, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach.

[93] ÖVGW G31, "Richtlinie G 31-Erdgas in Österreich-Gasbeschaffenheit", Wien, 2001, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach.

[94] P. Biermayr, M. Eberl, M. Enigl, et.al., "Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2014", Techn. Ber., Technische Universität Wien, Energy Economics Group, 2015.

[95] P. Capros. (1998) The PRIMES Energy System Model: Summary Description. National Technical University of Athens. [Online]. Verfügbar: http://www.e3mlab.eu/e3mlab/index.php?option=com_content&view=article&id=58%3Amanual-for-primes-model&catid=35%3Aprimes&Itemid=80&lang=en

[96] P. Rundel, B. Meyer, M. Meiller und et. al., "Speicher für die Energiewende", Techn. Ber., Frauenhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, 2013.

[97] Panos, Konstantin, *Kraft-Wärme-Kopplung, Technik, Kostenaufteilung*, Praxisbuch Energiewirtschaft. VDI-BUCH. Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2013, ISBN: 978-3-642-37264-3.

[98] Panos Konstantin, *Praxisbuch der Fernwärmeversorgung*. Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2018, ISBN: 978-3-662-55910-9.

[99] S. Pazouki und M.-R. Haghifam, "Impact of energy storage technologies on multi carrier energy networks",. Smart Grid Conference (SGC) (Teheran), 2014, S. 1–6.

[100] Peter Christoph. Beurteilung der Funktionsfähigkeit des österreichischen Ausgleichsenergiemarktes in der Regelzone Ost. [Online]. Verfügbar: https://www.e-control.at/publikationen/publikationen-gas/studien/ausgleichsenergiemarkt Besucht am 06.01.2017.

[101] Pöyry Energy GmbH, "VEÖ Wasserkraftpotentialstudie Österreich ", Techn. Ber., Pöyry Energy GmbH im Auftrag des VEÖ, 2008.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

[102] R. Almbauer und H. Eichlseder, "Lastprofile nicht-leistungsgemessener Kunden (HE, HM, HG, PG, PK und PW) der Gasnetzbetreiber Österreichs – Überarbeitung 2008", Techn. Ber., Technische Universität Graz, Institut für Verbrennungskraftmachinen und Thermodynamik, 2008.

[103] R. Büchele, R. Haas, M. Hartner, et. al., "Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung", Techn. Ber., Technische Universität Wien, Energy Economics Group, 2015.

[104] R. Schultz and H.-J. Rüdiger (Herausgeber), *Innovative Modellierung und Optimierung von Energiesystemen.* Berlin; Münster: Lit, 2009, ISBN: 978-3-8258-1359-8.

[105] S. Begluk, C. Maier, M. Heimberger, et. al., "The Importance of distributed storage and conversion technologies in distributed networks on an example of Symbiose",. Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, 2015, CIRED 2015, International Conference on Electricity Distribution.

[106] S. Messner, M. Strubegger. (1995) User's Guide for MESSAGE III. IIASA, Laxenburg, Austria: WP-95-069. [Online]. Verfügbar: http://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/4527/

[107] S. Moser, C. Elbe, E. Schmautzer, et. al., "LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids-Lastverschiebung in Haushalten", Techn. Ber., Energieinstitut an der JKU Linz, 2015.

[108] M. Schulze und P. C. D. Granado, "Optimization modeling in energy storage applied to a multi-carrier system", *Energy Society General Meeting*, S. 1–7.

[109] Statistik Austria. Energiebilanzen. [Online]. Verfügbar: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html Zuletzt besucht am 25.09.2019.

[110] Statistik Austria. Nutzenergieanalyse (NEA). [Online]. Verfügbar: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html/ Zuletzt besucht am 29.08.2019.

[111] Statistik Austria. Politische bezirke. [Online]. Verfügbar: https://www.statistik.at/web_de/klassifikationen/regionale_gliederungen/politische_bezirke/index.html Besucht am 29.02.2016.

[112] Stephan Bauer, et. al., "Underground Sun Storage", Techn. Ber., Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft,Axiom,Verbund AG, Montan Universität Leoben, Universität für Bodenkultur Wien, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, 2017.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

[113] H. Stigler, U. Bachhiesl, G. Nischler und G. Feichtinger, "Atlantis: techno-economic model of the european electricity sector", *Central European Journal of Operations Research*, Vol. 24(4), S. 965–988, 2016, issn:1435-246X.

[114] Technische Universität Wien, Institut für Energietechnik und Thermodynamik, 2017, Persönlicher Austausch.

[115] Uwe Remme, "Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell", Dissertation, Fakultät Maschinenbau der Universität Stuttgart, Stuttgart, 2006.

[116] Verbund-Austrian Power Grid AG, "Umwelterklärung 2007", Techn. Ber., Verbund-Austrian Power Grid AG Betriebsregionen Nord und West Betriebsregionen Süd und Ost, Region Ost, 2007.

[117] Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie . Nachhaltigkeitsbericht 2016 der österreichischen Zementindustrie . [Online]. Verfügbar: https://www.zement.at/downloads/downloads_2017/nachhaltigkeitsbericht_2016_web.pdf Besucht am 06.12.2019.

[118] Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V., "Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, Teil 3, Wasserkraft", Frankfurt/Main, 1992.

[119] Vicki Duscha, et. al., "Support Activities for RES modelling post 2020", Techn. Ber., Fraunhofer ISI, Ecofys, Energy Economics Group, Rütter Soceco Socioeconomic Research + Consulting and Société Européenne d'Économie, 2014.

[120] Vienna Scientific Cluster. [Online]. Verfügbar: http://typo3.vsc.ac.at/home/

[121] W. Gawlik, C. Groiß, M. Litzlbauer, et. al., "Aktives Demand-Side-Management durch Einspeiseprognose ", Techn. Ber., Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, 2014.

[122] W. Gawlik, S. Begluk, M. Boxleitner, et. al., "Symbiose - Systemübergreifende optimale dezentrale Hybridspeicher", Techn. Ber., Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, 2014.

[123] Wellssow Wolfram, "Ein Beitrag zur Zuverlässigkeitsberechnungin der Netzplanung", Dissertation, Technische Hochschule, Darmstadt, 1986.

[124] Wolfgang Schellong, *Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen.* Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2016, ISBN: 978-3-662-48527-9 .

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Anhang A

Netzknoten	$a^{Wi}(k)$	$a^{Pv}(k)$	$a^{LwK}(k)$	$b^{L}(k)$
UW Neusiedl	18,85%	1,69%	0,00%	1,28%
UW Südburgenland	9,72%	2,32%	0,04%	1,53%
UW Obersielach	3,26%	3,55%	6,99%	4,35%
UW Villach	0,75%	1,33%	0,96%	1,60%
UW Malta	2,29%	2,65%	1,26%	0,92%
UW Lienz	0,07%	0,60%	3,44%	0,67%
UW Dürnrohr	14,78%	4,59%	4,68%	2,35%
UW Etzersdorf	0,00%	3,18%	0,00%	1,77%
UW Ybbsfeld	10,05%	2,04%	6,23%	1,78%
UW Ternitz	3,14%	5,06%	0,00%	2,40%
UW Ernsthofen	10,05%	6,71%	8,22%	6,85%
UW Wien Südost 1	4,72%	3,37%	2,46%	2,54%
UW Sarasdorf	0,00%	0,00%	0,00%	0,65%
UW Bisamberg 1	1,35%	6,04%	4,18%	2,91%
UW Hausruck	4,57%	8,89%	1,02%	3,95%
UW St. Peter	0,00%	1,76%	4,44%	3,80%
UW Wagenham	0,00%	0,00%	0,00%	0,89%
UW Jochenstein	0,00%	3,53%	4,03%	3,27%
UW Wallsee	0,00%	0,00%	2,72%	0,90%
UW Salzburg	1,41%	5,65%	2,43%	4,01%
UW Pongau	0,04%	1,63%	6,20%	1,14%
UW Kaprun	0,05%	0,98%	0,00%	0,98%
UW Kainachtal	1,54%	5,29%	3,08%	5,31%

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Tabelle 6.1 – *Fortsetzung von vorheriger Seite*

Netzknoten	$a^{Wi}(k)$	$a^{Pv}(k)$	$a^{LwK}(k)$	$b^{L}(k)$
UW Hadersdorf	0,06%	0,71%	0,00%	0,64%
UW Oststeiermark	5,78%	5,51%	1,76%	5,11%
UW Hessenberg	0,20%	1,52%	3,51%	1,93%
UW Weißenbach	0,98%	0,76%	2,67%	0,99%
UW Zeltweg	0,28%	1,09%	0,73%	0,46%
UW Thaur	0,04%	1,11%	0,00%	3,90%
UW Westtirol	0,32%	0,75%	5,88%	1,50%
UW Strass	0,39%	0,69%	9,11%	2,22%
UW Bürs	0,00%	0,52%	4,56%	1,04%
UW Landschütz	0,04%	0,14%	0,67%	0,34%
UW Zell am Ziller	0,39%	0,87%	0,00%	1,08%
UW Werben	0,51%	2,06%	0,00%	2,54%
UW Meiningen	0,24%	0,79%	0,24%	1,21%
UW Wien Südost 2	0,07%	3,93%	0,00%	14,33%
UW Bisamberg 2	0,03%	5,06%	0,00%	6,90%
UW Feistritz	0,00%	0,00%	1,71%	0,00%
UW Rosegg	0,00%	0,00%	1,56%	0,00%
UW Klaus	0,00%	0,00%	0,25%	0,00%
UW Aschach	0,00%	0,00%	3,72%	0,00%
UW Schärding	0,00%	0,71%	1,24%	0,00%
UW Neusiedl/Zaya	4,04%	2,95%	0,00%	0,00%

Tabelle 6.1: Netzknotenanteile vordefinierter Komponenten im Stromsystem

Anfangs-knoten	Endknoten	System	Un [kV]	Länge [km]	R [Ω]	X [Ω]	B [μS]	I [A]
Aschach	Hausruck	203B	220	53,00	4,52	21,5	150,48	800
Aschach	St.Peter	203A	220	84,2	7,2	34,1	241,62	800
Bisamberg	Dürnohr	436A	380	51,1	1,11	15,52	193,11	2300
Bisamberg	Dürnohr	444A	380	51,1	1,11	15,52	193,11	2300
Bisamberg	Dürnohr	297	220	42,9	1,1	12,7	167,13	2100
Bisamberg	Dürnohr	298	220	42,9	1,1	12,7	167,13	2100
Bisamberg	Kledring	228B	220	37,5	2,17	11,71	137,95	1210
Bisamberg	Sarasdorf	435C	380	49,6	1,08	15,05	188,09	2300
Bisamberg	Sarasdorf	443C	380	49,6	1,08	15,05	188,09	2300

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Tabelle 6.3 – *Fortsetzung von vorheriger Seite*

Anfangs-knoten	Endknoten	System	Un [kV]	Länge [km]	R [Ω]	X [Ω]	B [μS]	I [A]
Bisamberg	Sokolnice (CZ)	243	220	77,1	6,56	31,74	216,33	655
Bisamberg	Sokolnice (CZ)	244	220	77,1	6,56	31,74	216,33	655
Bisamberg	Wien	227	220	38,9	2,25	12,14	143,01	1210
Bisamberg	Ybbsfeld	207	220	114,6	9,78	47,1	321,7	800
Bisamberg	Ybbsfeld	208	220	114,6	9,78	47,1	321,7	800
Dürnohr	Etzersdorf	434B	380	13,9	0,3	4,4	51,05	2300
Dürnohr	Kronsdorf[56]	220	0,02	0,01	0,1	0	1572	
Dürnohr	Wien	435A	380	127	2,75	38,62	480,35	2300
Dürnohr	Wien	443A	380	127	2,75	38,62	480,35	2300
Dürnohr	Slavetice (CZ)	438	380	53,34	1,11	16,75	195,63	2250
Dürnohr	Slavetice (CZ)	437	380	53,34	1,11	16,75	195,63	2250
Ernsthofen	Hausruck	203C	220	45,9	3,82	18,2	132,45	800
Ernsthofen	Klaus	201B	220	45	3,73	18,3	125,57	720
Ernsthofen	Kronsdorf	491[57]	380	0,7	0,01	0,21	2,67	2300
Ernsthofen	Kronsdorf	492[57]	380	0,7	0,01	0,21	2,65	2300
Ernsthofen	Sattlet	204C	220	34,2	2,84	13,6	64,18	800
Ernsthofen	Wallse	205A	220	22,4	1,8	9,27	62,74	939
Ernsthofen	Weißenbach	202	220	84,4	7,13	34,7	237,19	720
Ernsthofen	Ybbsfeld	206	220	44,1	3,44	18,24	132,62	951
Etzersdorf	Kronsdorf[56]	434A	380	104,1	2,26	32,82	383,59	2300
Feistriz	Obersielach	268	220	47,8	1,24	14,2	185,85	2080
Fesitritz	Greuth	266C	220	41,3	1,07	12,29	160,91	2080
Greut	Lienz	266A	220	81,5	2,11	24,47	316,99	2080
Hausruck	Sattlet	204B	220	11,7	1	4,6	21,96	800
Hausruck	St.Peter	204A	220	65,6	5,62	26,1	124,41	800
Hessenberg	Obersielach	285+ 287	220	99,4	9,48	46,59	316,04	800
Hessenberg	Obersielach	286	220	99,4	9,48	46,59	316,04	800
Hessenberg	Ternitz	225A	220	95,2	8,03	39,5	267,57	750

Fortsetzung auf der nächsten Seite

[56] Knoten Kronsdorf und Ernsthofen wurden zu einem Knoten Ernsthofen zusammengefasst. Die Zusammenfassung ist durch die große geographische Nähe und die strahlenförmigen Verbindung der zwei Knotenpunkte begründet.

[57] Dieses Leitungssystem ist in der implementierten Netztopologie nicht vorhanden aufgrund der Begründung in der Fußzeile 56.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Tabelle 6.3 – *Fortsetzung von vorheriger Seite*

Anfangs-knoten	Endknoten	System	Un [kV]	Länge [km]	R [Ω]	X [Ω]	B [μS]	I [A]
Hessenberg	Ternitz	226A	220	95,2	8,03	39,5	267,57	750
Hessenberg	Weißenbach	224	220	71,1	5,99	29,5	199,84	800
Hessenberg	Weißenbach	223	220	71,1	5,99	29,5	199,84	800
Jochenstein	Schärding	237	220	24,5	2,08	9,6	71,66	668
Jochenstein	Schärding	238	220	24,5	2,08	9,6	71,66	668
Kainachtal	Maribor (SI)	473	380	33,7	0,73	10,59	123,78	1920
Kainachtal	Maribor (SI)	474	380	33,7	0,73	10,59	123,78	1920
Kainachtal	Mellach Stich	475KT	380	5,5	0,09	1,42	24,56	2400
Kainachtal	Mellach Stich	476KT	380	5,5	0,09	1,43	24,74	2400
Kainachtal	Obersielach	471	380	72	1,56	22,6	264,49	2300
Kainachtal	Obersielach	472	380	72	1,56	22,6	264,49	2300
Kaprun	Tauern	290	220	3,2	0,07	0,91	12,84	2300
Kaprun	Tauern	289	220	3,2	0,07	0,91	12,84	2300
Klaus	Phyrn	201B	220	22,7	1,94	9,4	63,52	720
Kledering	Wien	228A	220	2,1	0,12	0,65	7,52	1280
Kronsdorf[56]	St.Peter	431	380	111,3	2,41	34,98	409,66	2300
Kronsdorf[56]	St.Peter	432	380	111,3	2,41	34,98	409,66	2300
Lienz	Malta	269	220	48,7	1,25	14,5	189,38	2080
Lienz	Malta	270	220	48,7	1,25	14,5	189,38	2080
Lienz	Rosegg	267A	220	109,8	2,85	32,66	427,57	2000
Lienz	Soverzene (IT)	261	220	33,6	2,9	14,25	92,55	730
Lienz	Tauern	451	380	85	1,85	26,67	311,36	2300
Lienz	Tauern	452	380	85	1,85	26,67	311,36	2300
Mayerhofen	Zell	219	220	9,2	0,25	2,8	36,98	2000
Mayerhofen	Zell	220	220	9,2	0,25	2,8	36,98	2000
Meiningen	Montlingen /Bonaduz (CH)	407	220	2,4	0,06	0,8	8,42	1620
Meiningen	Bürs	406A	220	28,9	0,74	8,97	104,81	2040
Meiningen	Werben	406C	220	17,6	0,37	5,63	64,78	2400
Meiningen	Winkeln/ CH	408	220	2,4	0,05	0,76	8,68	2400

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Tabelle 6.3 – *Fortsetzung von vorheriger Seite*

Anfangs-knoten	Endknoten	System	Un [kV]	Länge [km]	R [Ω]	X [Ω]	B [μS]	I [A]
Neusiedl	Györ (HU)	246B	220	22,7	1,85	26,6	63,14	600
Neusiedl	Wien	246A	220	45,4	3,69	18,96	126,26	810
Obersielach	Podlog (SI)	247	220	65,5	1,99	13,45	92,96	960
Obersielach	Rosegg	267B	220	59,1	1,53	17,58	230,22	2000
Oststeier-mark	Mellach Stich	475SR	380	28,4	0,53	9,04	156,67	2400
Oststeier-mark	Wien	477	380	165	2,51	42,47	735,13	2400
Pyhrn	Weißenbach	201A	220	17,4	1,48	7,1	48,85	720
Salzach	Salzach	231B	220	7,2[58]	0,61	2,94	20,47	800
Salzach	Stich Salzach	232B	220	7,2[58]	0,61	2,94	20,47	800
Salzach	Stich Salzach	231C	220	7,2[58]	0,62	2,99	20,77	960
Salzach	Stich Salzach	232C	220	7,2[58]	0,62	2,99	20,77	960
Salzburg	Stich Tauern	231A	220	98,5	8,36	40,69	275,61	917
Salzburg	Tauern	232A	220	98,5	8,36	40,69	275,61	917
Sarasdorf	Wien	435D	380	26,3	0,56	8,05	98,9	2300
Sarasdorf	Wien	443D	380	26,3	0,56	8,05	99,18	2300
Sarasdorf	Zurndorf	439A	380	28,7	0,63	8,78	108,01	2300
Sarasdorf	Zurndorf	440A	380	28,7	0,63	8,78	108,01	2300
Schwarzach	Tauern	417B	380	12,4	0,14	3,74	47,56	2400
Schwarzach	Zell	417A	380	56,7	0,65	16,93	219,44	2400
Silz	Vill	274C-SIL	220	35,7	2,32	12,96	114,35	1572
Silz	Vill	273C-SIL	220	35,7	2,32	12,96	114,35	1572
Silz	Westtirol	274E	220	7,84	0,2	2,42	29,85	2080
Silz	Westtirol	413	220	7,84	0,17	2,22	30,79	2080
St. Peter	Allheim (DE)	233/230	220	1,9	0,15	0,76	5,53	1077
St. Peter	Pirach (DE)	256	220	1,9	0,11	0,56	7,22	1350
St. Peter	Pleinting (DE)	258	220	1,9	0,11	0,56	7,22	1350

Fortsetzung auf der nächsten Seite

[58] Dieses System wurde als Verbindung Salzburg-Salazch implementiert. Aus diesem Grund weicht die hier dargelegte Länge vom originalen Datensatz der APG ab.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Tabelle 6.3 – *Fortsetzung von vorheriger Seite*

Anfangs-knoten	Endknoten	System	Un [kV]	Länge [km]	R [Ω]	X [Ω]	B [μS]	I [A]
St. Peter	Salzburg	455	220	45,5	0,64	11,72	203,42	2400
St. Peter	Salzburg	456	220	45,5	0,64	11,72	203,42	2400
St. Peter	Schärding	235	220	36,6	3,12	14,4	107,7	650
St. Peter	Schärding	236/38	220	36,6	3,12	14,4	107,7	668
St. Peter	Simbach (DE)	234/230	220	1,9	0,15	0,76	5,53	1077
Strass	Thaur	273B	220	33,33	2,85	13,73	90,16	885
Strass	Thaur	274B	220	33,33	2,85	13,73	90,16	885
Strass	Zell	274A	220	18,66	1,57	7,6	51,6	1572
Strass	Zell	273A	220	18,66	1,57	7,6	51,6	1572
Südburgen-land	Mellach	476SU	380	92,3	1,41	23,73	411,23	2400
Südburgen-land	Stich Wien	478	380	107,8	1,63	27,76	480,35	2400
Tauern	Weißenbach	221	220	123,6	10,42	51,2	347,46	821
Tauern	Weißenbach	222	220	123,6	10,42	51,2	347,46	821
Tauern	Zell	418	380	69,1	0,79	20,67	267	2400
Ternitz	Wien	225B	220	59,5	4,07	22,7	183,44	960
Ternitz	Wien	226B	220	59,5	4,07	22,7	183,44	960
Thaur	Vill	273C-THA	220	8,55	0,73	3,55	22,81	1572
Thaur	Vill	274C-THA	220	8,55	0,73	3,55	22,81	1572
Vill	Vill-Stich	273C-VIL[59]	220	0,02	0,01	0,1	0	1572
Vill	Vill-Stich	274C-VIL[59]	220	0,02	0,01	0,1	0	1572
Walgau-werk	Bürs	405A	220	14,3	0,37	4,47	51,72	2040
Walgau-werk	Werben	405B	220	34,5	0,88	10,91	125,47	2040
Wallsee	Ybbsfefd	205B	220	29,7	2,33	12,26	83,35	945
Westtirol	Bürs	422	380	91,4	1,98	28,54	337,41	2000
Westtirol	Bürs	421	380	92	2	28,73	340,23	2154
Westtirol	Leupolz (DE)	412	380	47	1,33	10,56	177,97	2392

Fortsetzung auf der nächsten Seite

[59] Es wird ein Knoten Vill für die Station Vill implementiert. Auf Grund der Tatsache, dass es sich bei dieser Leitung um einen strahlenförmigen Netzabschnitt handelt, wird dieses Leitungssystem zum Knoten Vill zusammengefasst und in der implementierten Netztopologie ausgelassen.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Tabelle 6.3 – *Fortsetzung von vorheriger Seite*

Anfangs-knoten	Endknoten	System	Un [kV]	Länge [km]	R [Ω]	X [Ω]	B [μS]	I [A]
Westtirol	Memmin-gen (DE)	411	220	112,3	1,79	14,3	251,33	1795
Westtirol	Pradella (CH)	427	380	59,6	1,28	18,58	220,6	2240
Westtirol	Pradella (CH)	428	380	59,6	1,28	18,58	220,6	2240
Westtirol	Zell	275	220	103,5	2,66	30,8	402,12	2100
Westtirol	Zell	276	220	103,5	2,66	30,8	402,12	2100
Wien	Györ (HU)	245	220	63,1	5,18	26,6	177,19	600
Zurndorf	Györ (HU)	439B	380	8,9	0,19	2,79	32,55	2000
Zurndorf	Szombathe-ly (HU)	440B	380	8,9	0,19	2,79	32,55	2000

Tabelle 6.3: Statistisches Netzmodell des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers Austrian Power Grid [13]

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

	von	−20 °C	−15 °C	−10 °C	−5 °C	0 °C	5 °C	10 °C	15 °C	20 °C	25 °C
von	bis	−15 °C	−10 °C	−5 °C	0 °C	5 °C	10 °C	15 °C	20 °C	25 °C	30 °C
06:00	07:00	0,0541	0,0539	0,0536	0,0568	0,0607	0,0629	0,0645	0,0624	0,0595	0,0461
07:00	08:00	0,0533	0,0527	0,0524	0,0548	0,0568	0,059	0,0579	0,0558	0,0574	0,05
08:00	09:00	0,0508	0,0509	0,05	0,0516	0,0525	0,0529	0,0516	0,0518	0,0545	0,05
09:00	10:00	0,0468	0,0478	0,0471	0,0488	0,0489	0,0481	0,0463	0,0469	0,0497	0,0492
10:00	11:00	0,0428	0,0453	0,0437	0,0453	0,0451	0,0441	0,0425	0,0435	0,0463	0,0451
11:00	12:00	0,0406	0,0429	0,0412	0,0432	0,0429	0,0412	0,0389	0,0382	0,0399	0,042
12:00	13:00	0,0406	0,0415	0,0402	0,0419	0,0418	0,0396	0,0365	0,0359	0,0378	0,0404
13:00	14:00	0,0397	0,0405	0,0399	0,0417	0,0418	0,0392	0,0346	0,0337	0,0352	0,0382
14:00	15:00	0,041	0,0416	0,0405	0,0424	0,0423	0,0397	0,0353	0,0332	0,036	0,0386
15:00	16:00	0,0427	0,0431	0,0416	0,0438	0,0436	0,0414	0,0383	0,0355	0,0368	0,0378
16:00	17:00	0,0465	0,0463	0,0434	0,0454	0,0459	0,045	0,0446	0,0417	0,0414	0,0407
17:00	18:00	0,0479	0,0471	0,0459	0,048	0,049	0,0488	0,0505	0,0465	0,044	0,045
18:00	19:00	0,0495	0,047	0,0479	0,0501	0,051	0,0512	0,0544	0,0517	0,0478	0,048
19:00	20:00	0,0492	0,0456	0,0467	0,0483	0,0486	0,0491	0,0521	0,0505	0,047	0,0485
20:00	21:00	0,0458	0,0439	0,044	0,045	0,045	0,0445	0,0451	0,0443	0,043	0,0457
21:00	22:00	0,0412	0,0378	0,0392	0,0386	0,0374	0,0357	0,0327	0,035	0,0358	0,0446
22:00	23:00	0,0285	0,0302	0,0315	0,0277	0,0258	0,0256	0,0244	0,0292	0,0315	0,036
23:00	00:00	0,0285	0,0299	0,0312	0,0266	0,0247	0,0241	0,023	0,0271	0,0296	0,0344
00:00	01:00	0,0299	0,0304	0,0319	0,0271	0,0252	0,0246	0,0226	0,0259	0,0281	0,0355
01:00	02:00	0,0302	0,0312	0,0328	0,0278	0,0257	0,0254	0,0233	0,0258	0,0273	0,0271
02:00	03:00	0,0321	0,0323	0,0334	0,029	0,0269	0,0269	0,0263	0,0296	0,0295	0,034
03:00	04:00	0,0338	0,0337	0,0354	0,0311	0,0298	0,0313	0,0345	0,0384	0,0376	0,0345
04:00	05:00	0,0377	0,0382	0,0395	0,0366	0,0373	0,0426	0,0521	0,0518	0,0461	0,0375
05:00	06:00	0,0466	0,0462	0,0472	0,0485	0,0513	0,0569	0,0678	0,0657	0,0582	0,0509

Tabelle 6.2: Matrix für die Aufteilung der Tageszeitreihe für Raumwärme auf Stundenwerte nach [102]

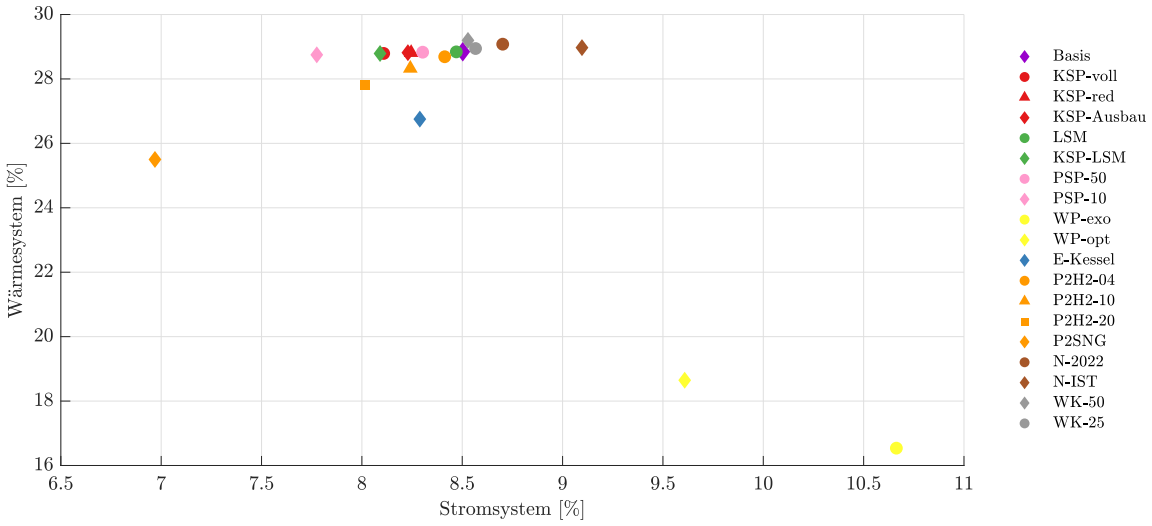


Abbildung 6.1: Fossiler Lastdeckungsanteil im Strom- und Wärmesystem der berechneten Szenarien

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Anhang B

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Publikationen

Zusammenfassung ausgewählter Publikationen zum untersuchten Themengebiet dieser Arbeit:

S. Begluk, M. Boxleitner, R. Schlager, M. Heimberger, C. Maier, W. Gawlik: „SYMBIOSE und Speicherfähigkeit von dezentralen Hybridsystemen“, IEWT Internationale Energiewirtschaftstagung TU Wien, Paper-Nr. P213, 13 S.

S. Begluk, E. Tröster, R. Schlager, W. Gawlik: „Optimal distributed hybrid storage and voltage support of photovoltaic systems“, „22nd Internat. Conference and Exhibition on Electricity Distribution“, Paper No. 1320 (2013), ISBN: 978-1-84919-738-0, S. 1 - 4.

S. Begluk, C. Groiß, C. Maier, M. Heimberger, W. Gawlik: „Die Rolle dezentraler Speichertechnologien aus technischer Sicht - am Beispiel von ‚Symbiose‘“, 13. Symposium Energieinnovation, Graz, 12.02.2014 - 14.02.2014, Verlag der TU Graz, (2014), ISBN: 978-3-85125-311-5, 11 S.(Gewinn des Young Author Awards)

S. Nemec-Begluk, C. Maier, M. Heimberger, W. Gawlik: „The Importance of Distributed Storage and Conversion Technologies in Distributed Networks on an Example of ‚SYMBIOSE‘“, „23nd Internat. Conference and Exhibition on Electricity Distribution“, (2015), Paper-Nr. 0525, 5 S.

M. Heimberger, C. Maier, T. Kaufmann, S. Nemec-Begluk, A. Winter, W. Gawlik: „Energieträgerübergreifende Planung und Analyse von Energiesystemen“, E&I Elektrotechnik und Informationstechnik, 134 (2017), 2, S. 1 - 9.

M. Heimberger, C. Maier, A. Winter, T. Kaufmann, S. Nemec-Begluk: „Energieträgerübergreifende Planung und Analyse von Energiesystemen“, E & I Elektrotechnik und Informationstechnik, 133 (2016), 8, S. 359 - 361.

C. Maier, S. Nemec-Begluk, W. Gawlik: „Optimal allocation of energy storage and conversion technologies in an urban distributed energy system“, Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution (CIRED), Madrid, 03.06.2019 - 06.06.2019, in: „CIRED 2019 Proceedings“, (2019), ISSN: 2032-9644, S. 1 - 5.

C. Maier, S. Nemec-Begluk, M. Heimberger, W. Gawlik: „SYMBIOSE-4-IUG - Verschränkung der Energienetze bei Industrie- und Gewerbekunden“, 14. Symposium Energieinnovation EnInnov2016, Graz, 10.02.2016 - 12.02.2016, in: „EnInnov 2016 - Energie für unser Europa“, Verlag der Technischen Universität Graz, (2016), ISBN: 978-3-85125-447-1, S. 1 - 8.

M. Heimberger, S. Begluk, C. Maier, C. Groiss, W. Gawlik: „Die Rolle dezentraler Speichertechnologien aus wirtschaftlicher Sicht - am Beispiel von ‚SYMBIOSE‘“, 13. Symposium Energieinnovation, Graz, 12.02.2014 - 14.02.2014, in: „Effektivität und Effizienz für die Energiewende“, Verlag der TU Graz, (2014), ISBN: 978-3-85125-311-5, 10 S.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct – Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis (in der aktuellen Fassung des jeweiligen Mitteilungsblattes der TU Wien), insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet.

Die Arbeit wurde bisher weder im In– noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Wien, 15. Juli 2020 _____

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Dissertation ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this doctoral thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.