

approbierte Originalversion Dissertation ist in der Hauptbibliothek der Technischen Universität Wien aufgestellt und

http://www.ub.tuwien.ac.at



The approved original version of this thesis is available at the main library of the Vienna DISSERTATION University of Technology.

http://www.ub.tuwien.ac.at/eng

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung

des akademischen Grades eines Doktors der technischen Wissenschaften

über das Thema

Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils an der österreichischen Elektrizitätsversorgung

unter der Leitung von

EM. UNIV.-PROF. DR.-ING. GÜNTHER BRAUNER

E370 - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

eingereicht an der

TECHNISCHEN UNIVERSITÄT WIEN

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

eingereicht von

DIPL.-ING. CHRISTOPH GROISS

Matr.-Nr. 0325950 Nelkenweg 3, 4452 Ternberg

Wien, am 3. Juli 2013

Danksagung

Mein erster Dank gilt em. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Günther Brauner. Er hat durch seine lebendigen und anschaulichen Vorträge mein besonderes Interesse an der Energietechnik geweckt. Nach dem Abschluss meiner Diplomarbeit im Jahr 2008 eröffnete er mir die Möglichkeit, mein Wissen im Rahmen des Doktoratstudiums am Institut weiter zu vertiefen. Dank der von ihm initiierten zukunftsorientierten Forschungsprojekte entstand auch die Fragestellung dieser Dissertation, bei der er mich mit seiner langjährigen Erfahrung als Betreuer unterstützte.

Ich bedanke mich bei o.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert vom Institut für Elektrische Anlagen an der TU Graz, für die Übernahme der Zweitbegutachtung meiner Dissertation.

Allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Instituts für Energiesysteme und Elektrische Antriebe und im Besonderen den Kolleginnen und Kollegen der Arbeitsgruppe der Elektrischen Anlagen um Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik gilt ein besonderer Dank für die gemeinsame Zeit am Institut. Neben fachlichen Diskussionen und Anregungen möchte ich mich speziell für das kollegiale und äußerst angenehme Arbeitsklima bedanken. Ein ganz besonderer Dank gilt hierbei Martin Boxleitner. In den gut neun Jahren von unserem gemeinsamen Beginn des Studiums bis zur Promotion hat er als Studienkollege, Arbeitskollege und vor allem als sehr guter Freund einen großen Anteil am erfolgreichen Abschluss dieser Dissertation.

In diesem Sinne möchte ich allen Freunden und Verwandten danken. Neben dem fachlichen Austausch ist vor allem der Rückhalt und die Unterstützung durch gute Freunde von großer Bedeutung. Mein herzlicher Dank gilt meinen Eltern, welche meine Interessen und bisherigen Bildungsweg auf vielfältige Weise gefördert und unterstützt haben. Zum Abschluss möchte ich mich bei meiner Freundin Daniela bedanken. Sie hat nicht nur großen Anteil am erfolgreichen Abschluss dieser Dissertation sondern viel mehr noch,

dass ich auf die Zeit meines Doktoratstudiums immer mit großer Freude zurückblicken werde.

Wien, im Juli 2013

Christoph Groiß

Kurzfassung

Die Verwendung von fossilen Energieträgern ist mit nachteiligen Auswirkungen auf die Umwelt verbunden. Aus diesem Grund werden klimaverträglichere, regenerative Erzeugungsformen immer stärker an Bedeutung gewinnen. Eine weitere Motivation für den Übergang hin zu einem regenerativen Energieversorgungssystem liegt in der verstärkt inländischen Wertschöpfung und der damit verbundenen verringerten Importabhängigkeit.

Im Rahmen des Forschungsprojektes Super-4-Micro-Grid wurde der Frage nachgegangen, ob eine rein regenerative Vollversorgung Österreichs aus dargebotsabhängigen Erzeugern im Bereich der Elektrizität möglich ist. Mit dem Ergebnis, dass dies vor allem aufgrund der fehlenden Möglichkeiten zur saisonalen Speicherung nicht realisierbar ist. In dieser Arbeit soll nun beantwortet werden, welcher Anteil des österreichischen Stromverbrauchs aus regenerativen Quellen gedeckt werden kann.

In der zukünftigen Elektrizitätsversorgung bleibt die Grundforderung bestehen, dass zu jedem Zeitpunkt eine exakte Deckung zwischen Erzeugung und Verbrauch vorliegen muss. Der verstärkte Einsatz dargebotsabhängiger Einspeiser erschwert diese Bilanzierung, da die Einspeiseleistung z.T. starken Schwankungen unterworfen ist. Eine weitere Herausforderung besteht im saisonal gegengleichen Verlauf des Verbrauchs (Maximum im Winter) und der Einspeisungen von Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik, welche im Frühjahr bzw. Sommer ihren Maximalwert annehmen.

In dieser Arbeit wird ein Optimierungsansatz formuliert, welcher gleichzeitig den Kraftwerksausbau als auch den Kraftwerks- und Speichereinsatz aufeinander abstimmt. Hierzu wurden die Potenziale der regenerativen Erzeugung, sowie der aktuelle Bestand des Kraftwerksparks, der hydraulischen Speicher sowie des Verbundnetzes in Österreich erhoben. Darüber hinaus wurden zukünftige Entwicklungen im Bereich des Netzausbaus, dezentraler Speicher, Elektromobilität und Methanisierung von Strom dargestellt. Für

unterschiedliche Kombinationen dieser Rahmenbedingungen wurde jeweils eine lineare Optimierung der 15 betrachteten Jahre durchgeführt, mit der Zielsetzung, eine möglichst regenerative Energieversorgung zu realisieren.

Im Vergleich zum derzeitigen regenerativen Erzeugungsanteil an der österreichischen Elektrizitätsversorgung von knapp 60 % ist durch den Ausbau der regenerativen Erzeuger eine erhebliche Steigerung möglich. Der Restbedarf an fossilen Brennstoffen wird vor allem durch die zukünftige Verbrauchsentwicklung bestimmt. Abbildung 1 zeigt den Bedarf des thermisch-fossilen Erzeugungsanteils sowie der jeweils auftretenden Systemverluste in Abhängigkeit der Entwicklung des Jahresstromverbrauchs. Bei einem Rückgang des derzeitigen Verbrauchs um ein Viertel, wird ein regenerativer Erzeugungsanteil von rund 98 % erzielt. Die Verbrauchserhöhung bewirkt einen überproportionalen Anstieg des fossilen Brennstoffbedarfs, sodass bei einer 50%-igen Laststeigerung nur noch ein regenerativer Erzeugungsanteil von knapp 80 % realisiert werden kann.

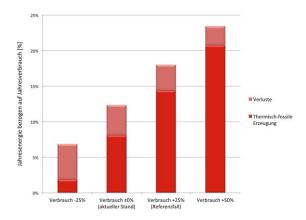


Abbildung 1.: Zielfunktionswert als Summe aus thermisch-fossiler Erzeugung und Gesamtverlusten in Abhängigkeit des Jahresstromverbrauchs

Neben dem Ausbau des Übertragungsnetzes an kritischen Abschnitten ist vor allem die Möglichkeit zur vereinzelten Abregelung überschüssiger regenerativer Erzeugung als wesentliche Maßnahme zu nennen, um eine überwiegend regenerative Elektrizitätsversorgung realisieren zu können. Die Problemstellung liegt vor allem in der Verbrauchsdeckung in den Wintermonaten. Daher wird aus technischer Sicht der regenerative Erzeugungsanteil durch die begrenzten Ressourcen an steuerbaren regenerativen Erzeugungseinheiten bzw. aufgrund zu geringer saisonaler Speichermöglichkeiten limitiert.

Abstract

The use of fossil fuels is associated with adverse effects on the environment. For this reason, climate friendly, renewable forms of generation are increasingly gaining in importance. Another motivation for the transition to a renewable energy supply system is the increased domestic value added and the resulting decreased import dependency.

As part of the research project Super-4-micro-grid, the question was covered, whether the Austrian electricity demand can fully be covered by renewable generation. The result was, that this is not feasible, mainly due to the lack of opportunities for seasonal storage. In this work will now be answered, what proportion of the Austrian electricity consumption can be covered with renewable sources.

In the future electricity supply, the basic requirement remains, that at any time there must be an exact covering of the load by the power generation. The increased use of renewable resources makes this balance more difficult, because of the stronger feed-in fluctuations. A further challenge is the opposing seasonal pattern of the consumption (with a maximum in winter) and the feed-in of hydro power plants, wind power and photovoltaics, which have their maximum in spring and summer.

In this work, an optimization approach is formulated which simultaneously tunes the expansion of power plants as well as the power plant utilization and storage use on each other. For this, the potential of renewable energy generation, as well as the current thermal power plants, the hydraulic storage and the transmission network in Austria were determined. Moreover, future developments in the field of grid expansion, distributed storage, electric vehicles and methanation were covered. For different combinations of each of these conditions, a linear optimization of the 15 years was performed with the aim to maximize the regenerative share of power generation.

Compared to the current share of renewable electricity generation in Austria of about 60%, a substantial increase is possible by the expansion of renewable energy resources.

The residual demand for fossil fuels is determined mainly by the development of future consumption. Figure 2 shows the demand of fossil thermal generation component and system losses occurring in each scenario depending on the development of the annual electricity consumption. With a decrease of the current consumption by $25\,\%$ a regenerative power generation share of about 98 % is achieved. The increase in consumption causes a disproportionate increase in fossil fuel consumption, so that a increase of the consumption by $50\,\%$ results in a regenerative power generation share of about $80\,\%$.

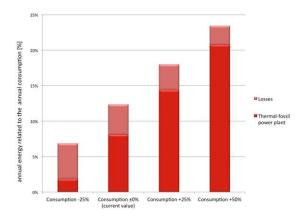


Abbildung 2.: Objective function value as the sum of thermal-fossil generation and total losses related to the annual electricity consumption

Besides the expansion of the transmission network at critical sections, the possibility of occasional reducing the surplus of renewable generation is one method to realize a predominantly renewable electricity supply. The main task is to cover the electricity demand during winter. Therefore from a technical perspective, the share of renewable generation is limited by the given resources of controllable renewable generation units or due to low seasonal storage capacities.

Inhaltsverzeichnis

ırzfas	sung		V
strac	t		vii
Einle	eitung		1
1.1.	Rahme	enbedingungen	1
1.2.	Aufba	u der Arbeit	3
Aus	gangssi	tuation und Datengrundlage	5
2.1.	Inhalt	des Projektes Super-4-Micro-Grid	5
2.2.	Metho	dik des Projektes Super-4-Micro-Grid	6
	2.2.1.	Meteorologische Stationsmessdaten	6
	2.2.2.	Regionalisierung	6
	2.2.3.	Niederschlags-Abflussmodell	7
	2.2.4.	Regenerative Erzeugungspotenziale	8
	2.2.5.	Elektrische Zeitreihen	14
	2.2.6.	Speicherpotenzialerhebung	17
	2.2.7.	Speicherbedarfsberechnung	18
	2.2.8.	Netzbelastung	19
2.3.	Ergeb	nisse des Projektes Super-4-Micro-Grid	20
2.4.	Schlus	sfolgerungen	21
Cha	rakteris	tik von regenerativen Erzeugern	25
3.1.	Stando	ortqualität und Jahreserzeugung	25
3.2.	Erträg	ge nach Monat und Uhrzeit	28
3.3.	Schwa	nkungen der Erzeugung	34
	3.3.1.	Verlauf Jahreserzeugungen	34
	Einle 1.1. 1.2. Ausg 2.1. 2.2. Char 3.1. 3.2.	1.2. Aufbar Ausgangssi 2.1. Inhalt 2.2. Metho 2.2.1. 2.2.2. 2.2.3. 2.2.4. 2.2.5. 2.2.6. 2.2.7. 2.2.8. 2.3. Ergebr 2.4. Schlus Charakteris 3.1. Stando 3.2. Erträg 3.3. Schwar	Einleitung 1.1. Rahmenbedingungen 1.2. Aufbau der Arbeit Ausgangssituation und Datengrundlage 2.1. Inhalt des Projektes Super-4-Micro-Grid 2.2. Methodik des Projektes Super-4-Micro-Grid 2.2.1. Meteorologische Stationsmessdaten 2.2.2. Regionalisierung 2.2.3. Niederschlags-Abflussmodell 2.2.4. Regenerative Erzeugungspotenziale 2.2.5. Elektrische Zeitreihen 2.2.6. Speicherpotenzialerhebung 2.2.7. Speicherbedarfsberechnung 2.2.8. Netzbelastung 2.3. Ergebnisse des Projektes Super-4-Micro-Grid 2.4. Schlussfolgerungen Charakteristik von regenerativen Erzeugern 3.1. Standortqualität und Jahreserzeugung 3.2. Erträge nach Monat und Uhrzeit

		3.3.2.	Schwankungen der Jahresdauerlinien
		3.3.3.	Abweichungen vom Erwartungswert
	3.4.	Einspe	eiseleistungen
	3.5.	Fourie	r-Analyse der Zeitreihen
		3.5.1.	Grundlagen der Fourier-Analyse
		3.5.2.	Spektrum der 15-jährigen Einspeisezeitreihen
	3.6.	Zusam	menfassung
4.	Mod	lellieruı	ng und Optimierung 59
	4.1.	Grund	lagen der linearen Optimierung
	4.2.	Umset	zung eines Optimierungsproblems
	4.3.	Größe	des Optimierungsproblems
	4.4.	Dargel	botsabhängige Erzeuger
	4.5.	Steuer	bare Erzeuger
		4.5.1.	Allgemeine Modellierung steuerbarer Erzeuger
		4.5.2.	Thermisch-fossile Kraftwerke
		4.5.3.	Biomasse- und Biogasanlagen
		4.5.4.	Abregelung
		4.5.5.	Import und Export
	4.6.	Speich	er
		4.6.1.	Ideale Speicher
		4.6.2.	Verlustbehaftete Speicher
		4.6.3.	Speicher mit natürlichem Zufluss
		4.6.4.	Speicherketten
		4.6.5.	Füllstandsabhängige Speicherleistung
		4.6.6.	Österreichische Pump-Speicherkraftwerke 89
		4.6.7.	Ersatzanordnung der österreichischen Pump-Speicherkraftwerke 93 $$
		4.6.8.	Dezentrale Speicher und Elektromobilität
		4.6.9.	Power-to-Gas
	4.7.	Strom	netz
		4.7.1.	Das österreichische Übertragungsnetz
		4.7.2.	Netzparameter
		4.7.3.	Lastflussrechnung
	4.8	Zielfur	oktion 132

5.	Erge	bnisse	137
	5.1.	Referenzfall	138
	5.2.	Verbrauchsentwicklung	161
	5.3.	Thermisch-fossile Kraftwerke	178
	5.4.	Rein regenerative Vollversorgung	186
	5.5.	Pumpspeicherkraftwerke	194
	5.6.	Abregelung	198
	5.7.	Netzausbau und Transitlastflüsse	204
		5.7.1. Netzausbau	204
		5.7.2. Transitlastflüsse	212
	5.8.	Regenerative Potenziale	216
		5.8.1. Kein Laufwasserkraftausbau	216
		5.8.2. Keine Biomasse	225
		5.8.3. Erhöhtes regeneratives Potenzial	227
	5.9.	Elektromobilität und dezentrale Speicher	233
	5.10	Power-to-Gas	235
6.	Schl	ussfolgerungen und Ausblick	255
Αŀ	okürzı	ungs- und Variablenverzeichnis	263
Lit	teratu	irverzeichnis :	277
Α.	Anh	ang :	283
	A.1.	Einstrahlungsberechnung - Dreikomponentenmodell	283
	A.2.	Relative Standardabweichung der Erzeugungsschwankungen	285
	A.3.	Lastgang einer Woche	290
	A.4.	Beispieloptimierung	295
		A.4.1. Entscheidungsvariablen	296
		A.4.2. Zielfunktion	297
		A.4.3. Begrenzung der Entscheidungsvariablen	298
		A.4.4. Nebenbedingung Deckung der Last	
		A.4.5. Nebenbedingung Energieinhalt Speicher	300
		A.4.6. Optimierungsergebnis	
		Lastflussrechnung	

1. Einleitung

In Österreich wurden im Jahr 2010 rund 69 % des Bruttoendenergieverbrauchs durch fossile Rohstoffe gedeckt. [Sta11] Die Bereitstellung und Nutzung von Öl, Gas und Kohle ist jedoch mit Auswirkungen auf die Umwelt verbunden. Die Verwendung von umweltund klimaverträglicheren Alternativen wird immer mehr an Bedeutung gewinnen. Die Nutzung von regenerativen Erzeugern wird als eine Möglichkeit angesehen, die zukünftige Energieversorgung nachhaltig zu gestalten. Neben den geringeren Umwelteinflüssen besitzen erneuerbare Energieträger weitere positive Effekte, wie die Unabhängigkeit von Energieimporten sowie die Erhöhung der inländischen Wertschöpfung. [Kal09, S.V]

Dementsprechend sieht der "Nationale Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energien für Österreich (NEREAP-AT)" eine Steigerung des erneuerbaren Anteils am Bruttoendenergieverbrauch von 30,8 % (im Jahr 2010) auf 34 % bis zum Jahr 2020 vor. [bmw10, S.1] Im Bereich der Elektrizitätsversorgung liegt der Anteil an regenerativ erzeugtem Strom in Österreich bei 56,5 %. Im Vergleich zum gesamten Bruttoendenergieverbrauch ist dieser höhere Anteil mit der Stromerzeugung aus Wasserkraft zu erklären, welche eine der wichtigsten heimischen Energiequellen darstellt. [Sta11] Die Zielvorgabe des NEREAP-AT lautet, dass im Jahr 2020 insgesamt 70,6 % des Strombedarfs mit regenerativen Erzeugern gedeckt werden soll. [bmw10, S.8]

Die Pläne zur verstärkten Nutzung der erneuerbaren Energien liefert die Grundlage zur zentralen Fragestellung dieser Arbeit: "Welcher Anteil des österreichischen Stromverbrauchs kann aus regenerativen Quellen gedeckt werden?"

1.1. Rahmenbedingungen

Im Projekt Super-4-Micro-Grid wurde ein Zukunftsszenario für das Jahr 2050 untersucht. Dabei war der Ansatz einer rein regenerativen elektrischen Energieversorgung

Österreichs als Inselsystem. Aufgrund der zu geringen Kapazitäten von Pumpspeicherkraftwerken ist eine Umsetzung in der dort behandelten Form nicht möglich. [TU 11]

Ausgehend vom aktuell bestehenden Elektrizitätsversorgungssystem soll nun untersucht werden, in wie weit die regenerativen Erzeuger ausgebaut werden können, bis technische Limitierungen eine weitere Erhöhung des dargebotsabhängigen Erzeugungsanteils begrenzen. Im Umkehrschluss ist mit der Fragestellung verbunden, wie hoch die benötigte Erzeugung aus thermisch-fossilen Kraftwerken mindestens sein muss, um eine sichere Versorgung des österreichischen Elektrizitätsbedarfs zu gewährleisten.

Als regenerative Erzeugungspotenziale werden Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Biomasse analysiert. Hierbei sollen realistische Ausbaupotenziale hinterlegt werden. Im Bereich der Photovoltaik ist auf die Konkurrenzsituation der Flächennutzung hinzuweisen. Es werden in dieser Arbeit nur jene Flächenpotenziale untersucht, welche z.B. nicht den Bedarf der Landwirtschaft einschränken. Für die biogenen Brennstoffe gilt es, auf eine nachhaltige Nutzung der inländischen Biomasseressourcen zu achten. Ein Import von Biomasse aus dem Ausland würde der Betrachtung der autarken regenerativen Versorgungsmöglichkeiten Österreichs widersprechen. Einzig der Brennstoff für thermisch-fossile Kraftwerke stellt zum Teil einen Energieimport aufgrund mangelnder inländischer Vorkommen dar. Die Zielsetzung liegt daher genau darin, diesen Bezug zu minimieren.

Neben den möglichen Jahreserzeugungen spielt die lokale Verteilung der regenerativen Erzeugungseinheiten eine entscheidende Rolle. In dieser Arbeit wird die daraus resultierende Netzbelastung des österreichischen Übertragungsnetzes berücksichtigt. Für den aktuellen Bestand sowie verschiedener untersuchter Ausbauvarianten wird jeweils ein Betrieb innerhalb der maximal zulässigen Leitungsbelastungen verlangt. Neben Zweigbelastungen, welche durch inländische Einspeise- und Verbrauchssituationen hervorgerufen werden, müssen ebenso Transitlastflüsse, welche auf das umliegende Ausland zurückzuführen sind, berücksichtigt werden. Die Exportmöglichkeiten überschüssiger elektrischer Einspeisung wird ebenso behandelt, wie der Stromimport für Situationen in denen keine Lastdeckung mit inländischen (regenerativen) Erzeugungseinheiten möglich ist.

Als Elemente im Elektrizitätssystem werden nur jene Anlagen betrachtet, welche nach derzeitigem Stand eine technische Marktreife aufweisen. Weiters sollen die ökonomischen Bedingungen in der Nähe der Wirtschaftlichkeit liegen. Als Einspeiser werden

neben den bereits bestehenden thermisch-fossilen Kraftwerken daher Wasserkraftwerke, Windkraft-, Photovoltaik-, Biomasse- und Biogasanlagen betrachtet. Im Bereich der großtechnischen Elektrizitätsspeicher wird der Fokus auf die hydraulischen Speicher gelegt. In erweiterten Fragestellungen wird analysiert, welche Rolle das Kollektiv der Akkumulatoren von Elektrofahrzeugen übernehmen kann. Ebenso wird der Nutzen system- übergreifender Speichermöglichkeiten untersucht. Dies betrifft die Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse bzw. den weiterführenden Schritt der Methanisierung.

Neben den Entwicklungen der Installationskosten erneuerbarer Erzeuger ist vor allem die zukünftige Preisentwicklung der Brennstoffe mit großer Unsicherheit behaftet. Weiters können politische Zielvorgaben (z.B. CO2-Emissionen) in Form zusätzlicher Abgaben einen erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten einzelner Erzeugungsformen aufweisen. Aus diesem Grund wurde in dieser Arbeit anstelle eines preisbasierten Modellansatzes eine technische Optimierung durchgeführt. Das Gesamtergebnis beschreibt somit die technischen Grenzen einer möglichst regenerativen Elektrizitätsversorgung.

1.2. Aufbau der Arbeit

In Kapitel 2 wird das Forschungsprojekt "Super-4-Micro-Grid - Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel" beschrieben. Dabei wird die rein regenerative Vollversorgung Österreichs im Bereich der Elektrizität untersucht. Es wurde gezeigt, dass eine 100%-ige Deckung des Stromverbrauchs mit erneuerbaren dargebotsabhängigen Erzeugern aus technischer Sicht nicht möglich ist. Dies ist vor allem durch die fehlenden Möglichkeiten zur saisonalen und mehrjährigen Speicherung von Energie begründet. Aus dem Ergebnis des Projektes heraus ergibt sich die oben formulierte zentrale Fragestellung dieser Arbeit. "Welcher Anteil des österreichischen Stromverbrauchs kann aus regenerativen Quellen gedeckt werden?"

Kapitel 3 widmet sich vor allem den Eigenschaften von regenerativen Einspeisern. Neben den möglichen Jahreserzeugungen wird auf die Charakteristik der Leistungsverläufe eingegangen. Weitere Untersuchungen widmen sich den lokalen und globalen Ausgleichseffekten mehrerer Erzeugungsformen sowie einer Fourieranalyse der Zeitreihen. Zielsetzung dieses Kapitels ist, dass eine gute Kenntnis über die Eigenschaften der erneuerbaren Erzeugung gewonnen werden kann. In weiterer Folge sollen damit die Ergebnisse des Optimierungsmodells nachvollzogen und qualitativ verifiziert werden können.

Die Grundlagen der Optimierung und deren praktische Umsetzung werden in Kapitel 4 beschrieben. In weiterer Folge wird der hier verwendete Ansatz dargestellt, in dem gleichzeitig der Anlagenausbau als auch der Kraftwerks- und Speichereinsatz optimiert werden. In den einzelnen Unterpunkten wird die Modellierung der dargebotsabhängigen Erzeugungsformen, der steuerbaren Einheiten sowie des elektrischen Netzes beschrieben. Den Abschluss des Kapitels bildet die Formulierung der Zielfunktion, um eine möglichst regenerative Elektrizitätsversorgung als Optimierungsergebnis zu erhalten.

In Kapitel 5 werden die Optimierungsergebnisse unterschiedlicher Szenarien ausgewertet und miteinander verglichen. Ausgehend vom Referenzfall wird jeweils eine Rahmenbedingung variiert, um die Auswirkung eines Einflussfaktors isoliert beschreiben zu können. Hierbei sind vor allem die zukünftige Verbrauchsentwicklung, die vorhandenen Erzeugungspotenziale, der Netzausbau sowie zusätzliche alternative Speichermöglichkeiten zu nennen.

Den Abschluss bildet Kapitel 6, welches die wichtigsten Erkenntnisse der Optimierungsergebnisse zusammenfasst. Die Relevanz der einzelnen Einflussfaktoren werden hinsichtlich eines möglichst regenerativen Energiesystems beurteilt. Gleichzeitig wird ein Ausblick auf in dieser Arbeit nicht direkt behandelte Aspekte gegeben.

2. Ausgangssituation und Datengrundlage

In diesem Kapitel wird das Forschungsprojekt "Super-4-Micro-Grid - Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel" dargestellt. In dieser Arbeit wird dabei auf die erhobene Datenbasis zurückgegriffen. Dazu zählen die meteorologischen Daten, die Ergebnisse des Niederschlags-Abflussmodells und die daraus resultierende Berechnung der normierten elektrischen Einspeiseprofile.

Die wesentliche Erkenntnis des Forschungsprojektes, dass aus technischer Sicht eine rein regenerative Vollversorgung Österreichs mit dargebotsabhängigen Erzeugern nicht möglich ist, stellt gleichzeitig die Grundlage für die Fragestellung dieser Arbeit dar.

2.1. Inhalt des Projektes Super-4-Micro-Grid

Ausgangssituation für das Projekt "Super-4-Micro-Grid" stellt die Verknappung von fossilen Rohstoffen durch den Bedarfsanstieg der Industrieländer und die Industrialisierung der Schwellenländer dar. Neben einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit führt dies zu einem beschleunigten Klimawandel. Daraus ergibt sich die Motivation zu einer regenerativen Energieversorgung. [TU 11, S.3]

Im Projekt wurde dabei der Extremfall angenommen, dass die Elektrizitätsversorgung in Österreich zu 100 Prozent auf regenerativen, dargebotsabhängigen Energien beruht und kein Stromaustausch mit Nachbarstaaten stattfindet. Die Modellierung als "Insel" bedingt zunächst die energetische Deckung des Jahresbedarfs. Darüber hinaus muss die Erzeugung zu jedem Zeitpunkt im Inland exakt mit dem Strombedarf übereinstimmen. [Gro12b]

Für den Untersuchungsgegenstand der regenerativen Vollversorgung wurden die dargebotsabhängigen Erzeugungsformen Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik herangezogen. Ergänzend kommt die steuerbare Einspeiseleistung der hydraulischen Speicherkraftwerke hinzu, welche auf natürlichem Zufluss beruht. Da der Verbrauch zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden muss, werden Speicher benötigt, welche das verbleibende Erzeugungsdefizit ausgleichen können. Im Projekt Super-4-Micro-Grid wurden die hierfür benötigten Speicherkapazitäten berechnet und dem verfügbaren Potenzial gegenübergestellt. Weiters wurden die dabei auftretenden Belastungen des österreichischen Übertragungsnetzes berechnet. [Gro12b]

2.2. Methodik des Projektes Super-4-Micro-Grid

2.2.1. Meteorologische Stationsmessdaten

Ausgangssituation bildet die Erhebung und Aufbereitung der meteorologischen Stationsdaten. Dabei wurden die stündlichen Messdaten der Windgeschwindigkeit an 110 Stationen und Werte der Globalstrahlung an 124 Stationen über einen Zeitraum von 15 Jahren (1994 bis 2008) herangezogen. Die Windgeschwindigkeiten wurden dabei von 10 m Höhe über Grund (Messstation) auf 100 m Höhe über Grund (Nabenhöhe von Windrädern) errechnet. Bei einzelnen Stationen wurden fehlende Messwerte der Globalstrahlung aus der Sonnenscheindauer abgeleitet. Somit konnte eine Verfügbarkeit der Messwerte von mehr als 85 % für jede Station erreicht werden. [TU 11, S.13ff]

2.2.2. Regionalisierung

Zur einfacheren Charakterisierung der Dargebote und der Beurteilung globaler Ausgleichseffekte wurde Österreich in acht flächig erfassbare Regionen unterteilt. Diese weisen jeweils bezüglich der Windgeschwindigkeit und der Globalstrahlungsverhältnisse homogene Eigenschaften auf. Jede Messstation ist genau einer Region zugeordnet. Aufgrund der gleichmäßigen Verteilung der Stationen über ganz Österreich kann sichergestellt werden, dass auch für die getroffene Regionseinteilung eine genügend hohe lokale Stationsdichte gewährleistet ist. [TU 11, S.16] Die durchgeführte Regionalisierung sowie die Standorte der Messstationen sind in Abbildung 2.1 ersichtlich. Die zugehörigen Regionsbezeichnungen sind in Tabelle 2.1 dargestellt.

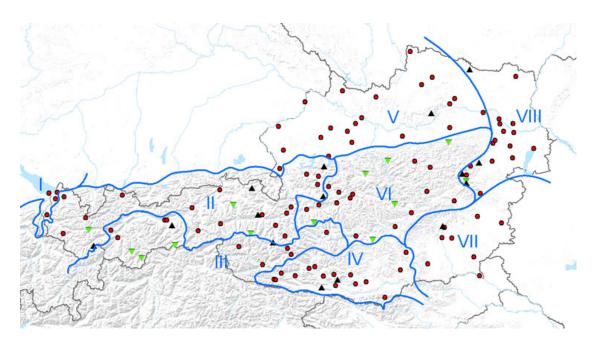


Abbildung 2.1.: Kombinierte Regionalisierung der Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung [TU 11, S.17]

Tabelle 2.1.: Regionsnummern und Regionsbezeichnungen

Region	Regionsname
1	Rheintal
2	Alpin Nordwest
3	Alpin Südwest
4	Kärntner Becken
5	Donauraum
6	Alpin Ost
7	Grazer Becken
8	Wiener Becken und Weinviertel

2.2.3. Niederschlags-Abflussmodell

Die Untersuchung der hydraulischen Energieaufbringung basiert auf dem theoretisch möglichen österreichischen Wasserkraftpotenzial. Dieses berechnet sich aus dem Produkt des Durchflusses, der Erdbeschleunigung, der Dichte des Wassers sowie der Höhendifferenz entlang der Flussstrecke. "Die Ermittlung der räumlichen Verteilung des Wasserkraftpotenzials erfolgte auf Basis der täglich beobachteten Abflüsse in der Peri-

ode 1976 - 2006 an etwa 500 Pegeln in Österreich. Für die Pegelreihen wurden mittlere Abflüsse ermittelt und räumlich interpoliert. Dafür wurde die Top-Kriging Methode angewandt (Skøien, et al., 2006), die sich im Vergleich mit anderen Regionalisierungsmethoden für Österreich am geeignetsten erwies. [...] Abflussdaten, die stark durch anthropogene Maßnahmen beeinflusst sind, wurden von den Untersuchungen ausgeschlossen. Für jeden Gewässerabschnitt wurde sodann die Höhendifferenz zwischen Beginn und Ende des Gewässerabschnittes aus einem digitalen Geländemodell mit einer Rasterweite von 10 m ermittelt und auf Basis der interpolierten Abflüsse das Wasserkraftpotenzial berechnet." [TU 11, S.18] Das österreichische Gewässernetz und das daraus resultierende Erzeugungspotenzial ist in Abbildung 2.2 dargestellt.

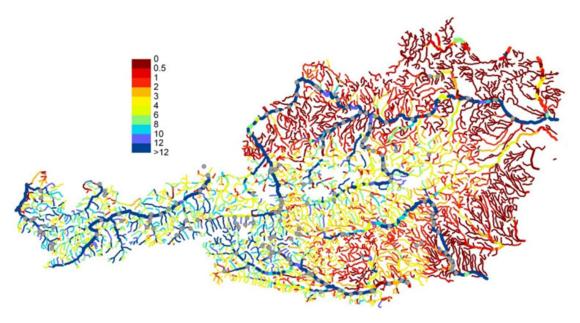


Abbildung 2.2.: Räumliche Verteilung des mittleren jährlichen Wasserkraftpotenzials für die Periode 1976 - 2006 (GWh/a/km) [TU 11, S.19]

2.2.4. Regenerative Erzeugungspotenziale

Im Folgenden werden die regenerativen Potenziale der dargebotsabhängigen Erzeugungsformen Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik in Österreich beschrieben.

Wasserkraft

Die Erzeugung aus Wasserkraft unterteilt sich in "Laufwasserkraftwerke" und "Speicherkraftwerke". Bei der Laufwasserkraft ist die Erzeugung durch den momentan vorhandenen Abfluss gegeben und kann kaum beeinflusst werden. Diese Einspeisung wird daher als rein dargebotsabhängig angenommen. Hingegen kann das Wasser der Speicherseen bei Speicherkraftwerken sehr flexibel und je nach Bedarf abgearbeitet werden.

Der in weiterer Folge verwendete Begriff des "Regelarbeitsvermögens" beschreibt die (Jahres-)Erzeugung von Wasserkraftwerken, welche nur durch den natürlichen Zufluss zustande kommt. Das Hochpumpen und Ablassen des Wassers in Pumpspeicherkraftwerken erhöht somit das Regelarbeitsvermögen nicht. Der aktuelle Ausbaugrad der Laufwasserkraft liefert eine mittlere Jahreserzeugung von $30\,968\,GWh/a$. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke weisen ein Regelarbeitsvermögen von $10\,288\,GWh/a$ auf. [Ene10b]

In der Studie [Pöy08] wird das technisch-rechtliche Restpotenzial der Wasserkrafterzeugung in Österreich mit $12\,700\,GWh/a$ angegeben. Für diese Ausbaupotenziale liegt jedoch keine Aufschlüsselung zwischen Laufwasser- und Speicherkraftwerken vor. Es wird daher in weiterer Folge angenommen, dass dieses Potenzial vor allem der Laufwasserkraft zuzuschreiben ist. Speicherkraftwerke werden derzeit vor allem hinsichtlich Pump- und Turbinenleistung erweitert. Die Größe von Speicherseen und somit das Regelarbeitsvermögen bleiben davon jedoch meist unverändert.

Diesen Ausbaupotenzialen wirkt die Verringerung durch die Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) entgegen. Die Verluste durch die WRRL werden mit $1\,864\,GWh/a$ angenommen. [Gro12b] Somit ergibt sich ein Zubaupotenzial von $10\,836\,GWh/a$ an Laufwasserkrafterzeugung.

Windkraft und Photovoltaik

Im Bereich der Windkraft und Photovoltaik erfolgt die Bestimmung der regenerativen Erzeugungspotenziale in drei Schritten:

- 1. Flächenpotenziale ermitteln
- 2. Installierbare Leistung berechnen
- 3. Lokales Dargebot hinterlegen

Flächenpotenziale Die Analyse der Flächenpotenziale erfolgt mit Hilfe eines Geo-Informations-Systems (GIS). Dabei wird unter Berücksichtigung von Ausschlusskriterien die theoretisch nutzbare Fläche für Windkraft und Photovoltaik berechnet. Die wesentlichen Restriktionen sind hierbei folgende Punkte:

- Flächennutzung
- Naturschutzgebiete
- Zugänglichkeit

Die Flächennutzung beschreibt die Widmung eines Grundstücks. Es wurden hierbei nur landwirtschaftliche Flächen mit geringem Bewirtschaftungsgrad als Potenzialflächen herangezogen. Naturschutzgebiete wurden gänzlich ausgeschlossen. Die Grenzen der Zugänglichkeit wurden über die maximale Hangneigung ($<\!20^{\circ}$) und über die Seehöhe ($<\!2\,000\,\mathrm{m}$) beschrieben. [Gro10]

Im Bereich der Windkraft wurden zusätzlich Pufferzonen berücksichtigt. Flächen wurden ausgeschlossen, welche einen Abstand von unter 1000 m zum nächsten bebauten Gebiet aufweisen. Weiters wurden Mindestgrößen für zusammenhängende Flächen gefordert. Da aus wirtschaftlichen Gründen keine Einzelanlagen sondern nur Parks, bestehend aus mehreren Anlagen, errichtet werden, muss die Mindestfläche 2,5 km² betragen. [Box10]

Im Bereich der Photovoltaik wurde das solare Dargebot als Kriterium hinzugefügt. Es wurden nur Flächen berücksichtigt, welche mehr als etwa 85 % Jahreseinstrahlung im Bezug zu einer durchschnittlichen, unverschatteten österreichischen Fläche aufweisen. Weiters wurden hier noch bebaute Flächen analysiert. Das Photovoltaik-Potenzial wird damit getrennt für gebäudeintegrierte Anlagen und für Freiflächen ausgewiesen. [Gro10]

In 2.3 sind die Flächenpotenziale für Windkraft (linkes Teilbild) und Photovoltaik (rechtes Teilbild) dargestellt. Die Photovoltaikpotenzialflächen sind dabei zwischen bebauten Flächen (rot) und landwirtschaftlichen Flächen (grün) unterteilt. [Gro10, Box10]

Installierbare Leistung Ausgehend von den technisch-rechtlichen Rohpotenzialflächen wird nun im nächsten Schritt bestimmt, welche Leistung auf diesen Flächen installiert werden kann. Dazu wird sowohl für Windkraft, als auch für die Photovoltaik, die installierbare Leistung pro Fläche bestimmt.

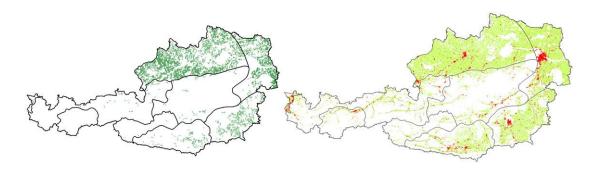


Abbildung 2.3.: Flächenpotenziale für Windkraft (linke Abb.) und Photovoltaik (rechte Abb., grün: Freiflächen, rot: gebäudeintegrierte Photovoltaik) in Österreich unter technisch-rechtlichen Restriktionen [Gro10, Box10]

Zur Erzeugung aus Windkraft werden Anlagen mit einer Nennleistung von $2\,MW$ mit einem Rotordurchmesser von $85\,m$ angenommen. [Box10] Mit einem Abstand von sieben Rotordurchmessern in Hauptwindrichtung und fünf Rotordurchmessern in Nebenwindrichtung ergibt sich, unter Berücksichtigung eines nicht exakt rasterförmigen Aufbaus, eine Leistungsdichte von $6\,MW/km^2$. Anhand von Erfahrungswerten von bereits dicht verbauten Standorten kann angenommen werden, dass rund $10\,\%$ des bestimmten technisch-rechtlichen Rohpotenzials tatsächlich zur Windkrafterzeugung genutzt werden kann. Daher ergibt sich für Österreich eine installierbare Leistung von $6\,GW$ an Windkraft. [Gro12b]

"Im Bereich der Photovoltaik liegt die analoge Problemstellung vor, dass von der Roh-Potenzialfläche auf die maximal installierbare Leistung umgerechnet werden muss. Die Wahl der verwendeten Modultechnologie bestimmt die installierbare Leistung pro Fläche wesentlich. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt stellen polykristalline Zellen die wirtschaftlichste Lösung für Freiflächenanlagen dar. Es wird daher im Folgenden von einem mittleren Modulwirkungsgrad von 12 % ausgegangen. [Fec09] Der Modulwirkungsgrad beeinflusst nicht die Volllaststunden einer PV-Anlage (kWh/kWp). Er wirkt sich nur auf die benötigte Modulfläche aus, um einen gewünschten Wert an installierter Anlagenleistung zu erreichen." [Gro12b]

"Die Modulnennleistung wird bei einer Einstrahlung von $1000~\rm W/m^2$ bestimmt. Bei einem Wirkungsgrad von $12\,\%$ beträgt somit die bezogene Modulleistung $120~\rm Wp/m^2$. Um gegenseitige Abschattung der Module zu vermeiden, müssen Freiräume zwischen den Anlagen vorgesehen werden. Hierfür wurde ein Verhältnis von $1:4~\rm für$ Modulfläche

zu Grundfläche angenommen. Weiters muss der Platzbedarf für Zufahrtswege, Umrichter sowie Transformatoren berücksichtigt werden. In weiterer Folge wird von einer Gesamt-flächenausbeute von 25 MW/km² [Wil10] ausgegangen." [Gro12b]

"Ebenso wie bei der Windkraft gilt auch für Photovoltaikanlagen, dass nicht die vollständige theoretische Potenzialfläche für Erzeugungsanlagen verwendet werden kann. Der Nutzungsgrad von landwirtschaftlichen Flächen zur Energieerzeugung ist mit Unsicherheit behaftet. In weiterer Folge wird dieser mit 3 % der verfügbaren Potenzialfläche [Kal09] angenommen." [Gro12b]

"Im Bereich der Gebäudeintegrierten Photovoltaik (BIPV) wurden die Ergebnisse verschiedener Untersuchungen für das Potenzial in Österreich verglichen ([Haa02, S.99], [Fec07], [Fec09, S.7] und [Kal09, S.189]). Der Unterschied zwischen diesen vier Studien kann vor allem über einen unterschiedlichen Wirkungsgrad der PV-Anlagen begründet werden. Wird für alle Studien der Wirkungsgrad von 12 % angenommen, so ergibt sich bei den Untersuchungen jeweils eine Gesamterzeugung an BIPV von 20 TWh (16 TWh Dach + 4 TWh Fassade), welche einer installierten Leistung von 23 GW entspricht. Mit der zuvor beschriebenen GIS-Analyse wurde die Verteilung der verbauten Flächen bestimmt. Anhand dieser erfolgte die Zuordnung des Gesamtpotenzials zu den definierten Regionen." [Gro12b]

Lokales Dargebot Im ersten Schritt wurden die technisch-rechtlichen Potenzialflächen und deren Verteilung bestimmt. Im zweiten Schritt wurde berechnet, welche Leistung auf diesen verfügbaren Flächen installiert werden kann. Im nun folgenden dritten Schritt werden diese Informationen mit dem lokalen Dargebot verknüpft. Daraus ergibt sich die regionale Verteilung der jährlichen Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik. In Summe berechnet sich daraus die österreichweite Erzeugung.

Die Dargebote wurden auf Basis der unter Punkt 2.2.1 beschriebenen 110 Messstationen für Windgeschwindigkeiten und 124 Stationen zur Globalstrahlungsmessung bestimmt. Die Gewichtung der Stationen erfolgt anhand der vorhandenen Potenzialflächen in der Umgebung der Messstation. Hieraus wird der gewichtete Mittelwert der Dargebote je Region bestimmt. Die Multiplikation aus Dargebot und der installierten Leistung ergibt das Gesamterzeugungspotenzial (siehe hierzu Kapitel 2.2.5).

Potenziale - Ergebnisse

In den vorangegangenen Absätzen wurde die installierbare Leistung von Windkraft und Photovoltaik sowie die Bestimmung der lokalen Dargebote beschrieben. Diese Dargebote werden nun auf elektrische Erzeugungen umgerechnet (siehe hierzu Kapitel 2.2.5). Daraus resultiert das mittlere Erzeugungspotenzial an Windkraft und Photovoltaikeinspeisung in Österreich.

Die erhobene dargebotsabhängige regenerative Erzeugung aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik wird nun dem aktuellen österreichischen Inlandsstromverbrauch gegenübergestellt. Die Verbrauchsdaten stehen auf Bundesländerebene zur Verfügung. [Ene10a] Mit Hilfe der Bevölkerungszahlen kann daraus der pro Kopf Verbrauch je Bundesland berechnet werden. Die Daten der Statistik-Austria geben die Bevölkerungsverteilung auf Bezirksebene an. In der GIS-Software sind sowohl die Bezirks- als auch Regionsgrenzen hinterlegt. Dadurch kann über die Flächenzugehörigkeit der Bezirke zu den Regionen, die Bevölkerung und somit der regionale Pro-Kopf-Verbrauch zugeordnet werden. In Summe wird dadurch zunächst der Verbrauch je Region und in weiterer Folge für ganz Österreich bestimmt. Im Jahr 2008 lag der Inlandsstromverbrauch in Österreich bei 68 646 GWh/a. [Ene10a]

Die erhobenen regenerativen Erzeugungspotenziale sowie der Verbrauch sind in Tabelle 2.2 dargestellt:

Tabelle 2.2.: Regenerative Erzeugungspotenziale in Österreich [Gro12b]

Speicherkraftwerke	10 TWh/a
Laufwasserkraft (inkl. Zubau)	42 TWh/a
Windkraft	8 TWh/a
Photovoltaik	31 TWh/a
Gesamterzeugung	91 TWh/a

Die Ergebnisse von Tabelle 2.2 zeigen, dass eine energetische Deckung des Inlandsstromverbrauchs von 2008 durch Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik möglich ist. Die Grenze hierfür stellt eine Verbrauchssteigerung von 25% dar. Dies entspricht einer jährlichen Steigerung von 0.53%/a bis zum Jahr 2050.

2.2.5. Elektrische Zeitreihen

In diesem Kapitel wird beschrieben, wie die regenerativen Dargebote "Niederschlag", "Wind" und "Globalstrahlung" in Zeitreihen elektrischer Erzeugung umgerechnet werden. Neben der Erzeugung wird weiters auf die Datengrundlage des Lastprofils eingegangen.

Wasserkraft

Mit den unter Kapitel 2.2.3 beschriebenen Niederschlags-Abflussmodell stehen die Gesamtabflussmengen je Bundesland und je Region zur Verfügung. Neben den Abflusswerten sind die mittleren Jahreserzeugungen der Laufwasserkraft je Bundesland bekannt. [Pöy08]

Die berechneten Zeitreihen der elektrischen Erzeugung aus Wasserkraft beschränken sich auf den Anteil der Laufwasserkraft. Im Projekt Super-4-Micro-Grid wurde die Annahme getroffen, dass die Erzeugung der Laufwasserkraft direkt vom natürlichen Dargebot und dem daraus resultierenden Durchfluss abhängt. Im Gegensatz dazu erfolgt die Erzeugung aus (Pump-)Speicherkraftwerken flexibel. Diese Speicher werden in weiterer Folge zum Ausgleich zwischen dargebotsabhängiger Erzeugung und dem vorgegebenen Verbrauch verwendet. Daher ergibt sich die Zeitreihe der Erzeugung aus Speicherkraftwerken als Ergebnis der Gesamtsystemoptimierung.

In einem ersten Schritt werden die Abflussdaten je Bundesland so skaliert, dass die Jahreserzeugung mit den tatsächlichen Erzeugungswerten der Laufwasserkraft übereinstimmen. Es stellte sich heraus, dass die skalierten Abflusszeitreihen nicht direkt als elektrische Einspeisezeitreihen verwendet werden können. In Hochwassersituationen liegt die Abflussmenge über den Ausbaudurchflussmengen der Laufwasserkraftwerke. Hier verringert sich die verfügbare Fallhöhe und somit geht die Einspeisung zurück. [TU 11, S. 55]

In einem zweiten Bearbeitungsschritt wurde das aus den Abflussdaten gewonnene Erzeugungsprofil nach oben hin mit den installierten Leistungen (siehe Studie [Pöy08]) der Laufwasserkraftwerke je Bundesland begrenzt. Die Skalierung der Abflusszeitreihen

wurde dabei laufend angepasst, sodass die Zeitreihe weiterhin die vorgegebene Jahreserzeugung aufweist. [TU 11, S.56]

Die Abflussdaten stehen sowohl auf Bundesländer- als auch Regionsebene zur Verfügung. Mit Hilfe der hinterlegten Umrechnungsmatrix, wurden analog die Zeitreihen der elektrischen Erzeugung auf Regionsebene transformiert. [TU 11, S.56]

Tabelle 2.3.: Laufwasserkraft - Jahreserzeugung, Engpassleistung und Volllaststunden (Stand 2008) [TU 11, S.56]

Laufwasserkraft		Tirol	Vorarl- berg	Salzburg	Kärnten	Burgen- land	Steier- mark	Ober- österreich	Wien & Nieder- österreich	Österreich
Erzeugung	[GWh/a]	2 968	639	1 521	3 585	18	2 916	11 173	8 149	30 968
Engpassleistung	[MW]	562	137	347	801	4	567	2 032	1 387	5 835
Volllaststunden	[h/a]	5 285	4 679	4 383	4 473	5 057	5 147	5 500	5 876	5 307

In Tabelle 2.3 sind die Jahreserzeugungen, Engpassleistungen und somit Volllaststunden der Laufwasserkrafterzeugung mit dem Ausbaugrad des Jahres 2008 dargestellt.

Windkraft

Die gemessenen Stundenmittelwerte der Windgeschwindigkeit an 110 in Österreich verteilten Standorten stellt die Grundlage für die berechneten Zeitreihen der Windeinspeisung dar. Die Messung der Windgeschwindigkeit erfolgt in 10 m Höhe. Dies entspricht nicht den typischen Nabenhöhen von Windkraftanlagen. Daher wurden in einem ersten Schritt die Windgeschwindigkeiten auf eine Höhe von 100 m hochgerechnet. Es wurde ein logarithmisches Höhenprofil hinterlegt, welches die Rauigkeitslängen in der jeweiligen Umgebung der Messstation berücksichtigt. Mit steigender Höhe nimmt der Einfluss der Reibungskraft des Bodens ab und somit die Windgeschwindigkeit zu. [Box10]

Zur Umrechnung der Windgeschwindigkeiten in elektrische Leistungen wurde eine Windenergieanlage mit einer Nennleistung von $2\,\mathrm{MW}$, einer Nabenhöhe von $100\,\mathrm{m}$ und einem Rotordurchmesser von $85\,\mathrm{m}$ angenommen. Für diese Windkraftanlage liegt eine Leistungs-Windgeschwindigkeits-Kurve mit einer Auflösung von $1\,m/s$ vor. Die Windmessdaten mit einer Auflösung von $0.1\,m/s$ bis $0.3\,m/s$ wurden den Klassen der Kennlinie zugeordnet. Somit ergibt sich die Zeitreihe der elektrischen Erzeugung an den $110\,\mathrm{Standorten}$. [Box10]

Die Verifizierung des Umrechnungsmodells erfolgte mit Hilfe von real gemessenen Leistungseinspeisungen. Hierzu wurden die Messstationen ausgewählt, welche den realen

Standorten geographisch am nächsten liegen. Für die Zeitreihen an den 110 Standorten, wurde entsprechend der verfügbaren Fläche in der Umgebung einer Station, ein gewichteter Regionsmittelwert erstellt. [Box 10]

Photovoltaik

Für den Zeitraum von 1994 bis 2008 stehen an insgesamt 121 Stationen die Stundenmittelwerte der Globalstrahlung zur Verfügung. Diese Einstrahlung wurde in horizontaler Ebene gemessen. Ziel ist nun diese Einstrahlungsdaten auf eine geneigte Ebene umzurechnen.

Die gemessenen Daten der Globalstrahlung G in horizontaler Ebene stellt die Summe aus "direkter Strahlung" G_B und "Diffusstrahlung" G_D dar. Zur Bestimmung des Diffusanteils an der Gesamteinstrahlung wurde das Diffusstrahlmodell nach Skartveit (1987) verwendet. Mit Kenntnis der beiden Strahlungsanteile sowie dem Reflexionskoeffizienten der Erdoberfläche lässt sich die Einstrahlung in eine beliebig geneigte Ebene durchführen. Das hierzu verwendete Dreikomponentenmodell ist im Anhang in Kapitel A.1 beschrieben.

Mit Hilfe dieser Einstrahlungsdaten wurden die Zeitreihen der Erzeugung für Anlagen mit einem Anstellwinkel von $\beta=0^\circ,\ 20^\circ,\ 30^\circ,\ 45^\circ,\ 60^\circ$ und 90° bei Südausrichtung berechnet. Diese Modellergebnisse wurden mit Messwerten realer Anlagen verglichen. Es wurden Korrelationen zwischen 0,87 und 0,94 je nach Anlage erzielt. Die Zeitreihen der elektrischen bezogen auf die installierte Leistung, wurde für alle 121 Stationen berechnet. [Gro10]

Analog zur Windkraft wurde aus den Stations-Zeitreihen ein gewichteter Mittelwert berechnet, welcher die Zeitreihe der Einspeisung einer Region beschreibt. Dies geschieht unter der Annahme eines einheitlichen Anstellwinkels von $\beta=30^\circ$ sowie einer Südausrichtung der Anlagen.

Verbrauch

Das Verbrauchsprofil beruht auf den täglichen österreichischen Belastungsabläufen. Die Elektrizitätsstatistik deckt "...nicht die gesamte Erzeugung bzw. den gesamten Ver-

brauch im österreichischen Bundesgebiet ab, doch ist die Fehlmenge nicht zuletzt infolge der Verwendung von Zusatzangaben als vernachlässigbar anzusehen." [Ene09]

Der in Kapitel 2.2.4 beschriebene Jahresstromverbrauch von $68\,646\,\mathrm{GWh/a}$ beinhaltet folgende Anteile: Endverbrauch ($62\,969\,\mathrm{GWh/a}$), Netzverluste ($3\,686\,\mathrm{GWh/a}$) und Eigenenergiebedarf ($1\,991\,\mathrm{GWh/a}$). [Ene09]

Der Verbrauch der Pumpspeicherung wird hierbei nicht berücksichtigt. Der zusätzliche Bedarf (inkl. Verluste) ergibt sich aus dem Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke entsprechend des Optimierungsmodells.

Die Verbrauchsdaten liegen im 15 min Zeitraster vor. Diese wurden zu Stundenwerten aufsummiert, um mit den Erzeugungsdaten konsistent zu sein. Das Profil wurde mit den beiden vorhandenen Jahren 2007 und 2008 gebildet. Die Zeitreihe wird skaliert, um den gewünschten mittleren Jahresstromverbrauch für unterschiedliche Szenarien zu erhalten. In Kapitel 2.2.4 wurde die Umrechnung des österreichweiten Verbrauchs auf die Regionen beschrieben. Als Ergebnis steht der elektrische Verbrauch als Zeitreihe für die acht Regionen in absoluter Darstellung zur Verfügung. [Gro12b]

2.2.6. Speicherpotenzialerhebung

Im Projekt wurde des Augenmerk vor allem auf die hydraulischen (Pump-)Speicherkraftwerke gelegt. Diese Technologie ist derzeit die mit Abstand wirtschaftlichste Variante, um Strom in großen Mengen langfristig speichern zu können. Andere Speicherformen bieten entweder zu geringe Kapazitäten oder besitzen noch keine Marktreife.

Das derzeit in Österreich ausgebaute Potenzial an Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken wurde hierzu erhoben. Zusätzlich sind bereits in Bau befindliche, projektierte oder geplante Ausbauten bis 2020 und die technischen Restpotenziale berücksichtigt worden. Für alle Anlagen wurden die relevanten Kenngrößen wie Energieinhalte der Becken, Engpassleistungen der Turbinen- und Pumpsätze sowie die Ausbaudurchflussmengen erhoben.

Bei der Modellierung der einzelnen Kraftwerke wurden die Restriktionen, welche sich durch die Abarbeitung in einer Kette ergeben, berücksichtigt. Dies betrifft vor allem unterschiedliche Ausbaudurchflussmengen in einer Kette sowie die Beckenfüllstände welche

je nach Betriebsfall die erzielbare Leistung verringern können. Mit Hilfe dieser Modellierung konnten die Dauerleistungskennlinie aller österreichischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke bei einmaliger Entleerung bzw. Befüllung (ohne natürlichen Zufluss) beschrieben werden. [TU 11, S.90ff]

2.2.7. Speicherbedarfsberechnung

Die Residuallast beschreibt das Verbrauchsprofil, welches um die Einspeisung der dargebotsabhängigen Erzeugungen aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik verringert ist. Für eine stabile Elektrizitätsversorgung muss sichergestellt sein, dass dieses Restlastprofil zu jedem Zeitpunkt aus steuerbaren Erzeugern und Speichern gedeckt werden kann. In diesem Kapitel wird nun der benötigte Speicherbedarf berechnet, um diese Bedingung zu erfüllen. Die Ergebnisse werden dem tatsächlich vorhandenen Potenzial (siehe Kapitel 2.2.6) gegenübergestellt.

In einem iterativen Prozess wird beginnend mit einem initialen Erzeugungsmix die Differenz zwischen dargebotsabhängiger Erzeugung und Last gebildet. Das Regelarbeitsvermögen der Speicherkraftwerke wird eingesetzt, um den Restlastbedarf bestmöglich zu glätten. In einem dreistufigen Ablauf wird hierzu der Reihe nach, der natürliche Zufluss von Tages-, Wochen- und Jahresspeicher abgearbeitet. Durch die Variation des regionalen Windkraft- und Photovoltaik-Ausbaugrades und wiederum anschließenden bestmöglichen Einsatzes des Regelarbeitsvermögens wird versucht, die verbleibende Differenz aus Erzeugung und Verbrauch zu verringern. Das Restlastprofil wird nun mit Hilfe von Pumpspeichern ausgeglichen und bestimmt somit die Anforderungen an Leistung und Energieinhalt der Speicher. [Box12]

Tabelle 2.4.: Notwendige Speicherkapazitäten und maximale Pumpleistungen im Vergleich zum österreichischen Potenzial [Box12]

	Speicherkapazität [TWh]	Pumpleistung [GW]
Österreich Potenzial	0,2	4,7
Speicherbedarf "Verbrauch 2008"	17,0	11,7
Speicherbedarf "Verbrauch +25%"	23,4	21,4

In Tabelle 2.4 sind die Kapazitäten und Pumpleistungen der vorhandenen Speicher jenen der benötigten Speicher gegenübergestellt. Die Variante "Verbrauch 2008" beschreibt

den Zubau der Wasserkraft bei gleichbleibenden Verbrauch gegenüber dem Jahr 2008 (69 TWh/a). In der Variante "Verbrauch +25%" wird ebenfalls von einem Ausbau der Wasserkraft ausgegangen. Hier steigt jedoch der Verbrauch um 25 % gegenüber dem Jahr 2008 an.

Abbildung 2.4 stellt den Speicherfüllstand über den gesamten Betrachtungszeitraum von 15 Jahren, sowie die Speicherfüllstände zum jeweiligen Jahresbeginn für den Fall einer 25%-igen Verbrauchssteigerung dar. Es zeigt sich, dass mehrjährige Betrachtungen notwendig sind, um die Auswirkungen einer regenerativen Stromvollversorgung beschreiben zu können. In Jahren mit gutem regenerativem Dargebot müssten Reserven für Jahre mit schlechterem Dargebot aufgebaut werden, um eine ausgeglichene energetische Bilanzierung zu ermöglichen. [Box12]

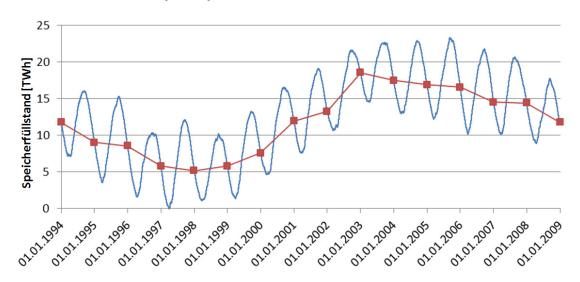


Abbildung 2.4.: Speicherfüllstand über dem Betrachtungszeitraum von 15 Jahren und die Speicherfüllstände zum jeweiligen Jahresbeginn [Box12]

2.2.8. Netzbelastung

Das österreichische Übertragungsnetz wurde hinsichtlich der Auslastung bei einer rein regenerativen Vollversorgung analysiert. Dazu wurde ein Modellnetz erstellt, welches den Übertragungsnetzplan Österreichs vereinfacht abbildet. Hierbei sind die aktuellen Ausbaupläne bereits berücksichtigt. Das Modellnetz umfasst die Spannungsebenen

380 kV und 220 kV. Die Einspeisung einer Region wurde jeweils in den zugeordneten Netzknoten (Umspannwerke) angenommen. Der in Kapitel 2.2.7 beschriebene benötigte Speicher wurde entsprechend der realen Verteilung der österreichischen (Pump-)Speicherkraftwerke den einzelnen Regionen zugeordnet. [Cho12]

Als Grenzen der Belastbarkeit wurde einerseits der Wert von 100 % (maximal zulässige Belastbarkeit) und andererseits der Wert von 65 % (Belastungswert bei dem noch eine (n-1) Sicherheit gewährleistet ist) herangezogen. Die Ergebnisse der Lastflussrechnung zeigen, dass die Leitungsbelastung mit steigender Last überproportional ansteigen. Der Ausbau der Wasserkraft verringert die Netzauslastung. Weiters ist anhand der Simulationen ersichtlich, dass vor allem die Leitung zwischen Oberösterreich und Salzburg am häufigsten von Überlastungen betroffen ist. Durch lastflusssteuernde Maßnahmen bzw. dezentraler Speichereinheiten könnte diesem Problem jedoch entgegengewirkt werden. [TU 11, S.136]

2.3. Ergebnisse des Projektes Super-4-Micro-Grid

Im Projekt Super-4-Micro-Grid wurden die Zeitreihen der regenerativen Erzeugung aus Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik erarbeitet. Diese liegen auf Stations- bzw. Regionsbasis im Stundenraster im 15-jährigen Zeitraum von 1994 bis 2008 vor. Neben den Einspeiseverläufen wurde die maximal installierbare Leistung und somit die mögliche Jahreserzeugung bestimmt.

Energie

Für eine regenerative Vollversorgung Österreichs im Bereich der Elektrizität muss zunächst der Jahresbedarf energetisch gedeckt werden können. Es wurde gezeigt, dass dem österreichischen Verbrauch aus dem Jahr 2008 (69 TWh) ein regeneratives Erzeugungspotenzial von 91 TWh gegenübersteht.

Aus energetischer Sicht ist daher die Deckung des österreichischen Inlandsstrombedarfs durch regenerative Einspeiser möglich. Die Grenze liegt bei einer Verbrauchssteigerung um $25\,\%$ gegenüber dem Jahr 2008.

Netzbelastung

Aus Sicht der Netzbelastung ist eine rein regenerative Vollversorgung unter gewissen Rahmenbedingungen möglich. Hierfür ist ein gleichbleibender Verbrauch, der Ausbau der Wasserkraft sowie der Ausbau des 380 kV-Rings von Vorteil. Gleichzeitig müssen vereinzelte Verletzungen der (n-1) Sicherheit in Kauf genommen werden. [Cho12, S.8]

Speicherleistung

In den Varianten ohne Laststeigerung, sind die maximal auftretenden Erzeugungsdefizite kleiner, als die verfügbare Turbinenleistung der österreichischen (Pump-)Speicherkraftwerke von rund 8 GW. Somit können die Leistungsspitzen der Residuallast (Verbrauch abzüglich der dargebotsabhängigen Erzeugung) durch Speicher gedeckt werden.

Die auftretenden Erzeugungsüberschüsse sind je nach Verbrauchsentwicklung um den Faktor 2 bis 4 größer als die verfügbare Pumpleistung der Pumpspeicherkraftwerke. Diese überschüssige Erzeugung kann somit nicht in vollem Umfang in das Verbundnetz eingespeist werden.

Speicherkapazität

Für die langfristige Speicherung reichen die Kapazitäten der (Pump-)Speicherkraftwerke bei weitem nicht aus, um den saisonalen oder gar mehrjährigen Ausgleich zu bewerkstelligen. Die benötigte Speicherkapazität übersteigt die vorhandenen Speichermöglichkeiten um etwa dem Faktor 100.

2.4. Schlussfolgerungen

Im vorangegangenen Kapitel 2.3 wurde gezeigt, dass eine rein regenerative Vollversorgung mit dargebotsabhängigen volatilen Erzeugern vor allem aufgrund des saisonalen und mehrjährigen Speicherbedarfs in dieser Form nicht möglich ist. Die folgende Auflistung beschreibt Maßnahmen, welche der Problematik der fehlenden Speichermöglichkeiten entgegenwirken können. Im Rahmen dieser Arbeit soll mit Hilfe einer kombinierten

Ausbau- und Betriebsoptimierung der Frage nachgegangen werden, welchen Nutzen diese Punkte zur Realisierung einer möglichst regenerativen Energieversorgung beitragen können.

- Abregelung überschüssiger Erzeugung
- Einsatz steuerbarer Erzeugung aus biogenen Brennstoffen
- Import Export
- Dezentrale Speicher
- Elektromobilität
- Power-to-Gas
- Backupversorgung aus thermisch-fossiler Erzeugung

Die Abregelung überschüssiger Erzeugung dient vor allem dazu, kurzfristige Einspeiseleistungsspitzen reduzieren zu können. Die im System verfügbare Pumpleistung muss dadurch nicht mehr auf den maximalen Überschuss ausgelegt werden. Die installierbare Leistung an regenerativer Erzeugung kann erhöht werden, wenn nicht die vollständige Einspeisung verwertet werden muss.

Die Erzeugung aus Biomasse und Biogas stellt einen wichtigen Baustein einer regenerativen Versorgung dar. Mit Hilfe dieser steuerbaren Erzeugungsformen können saisonalen Schwankungen entgegengewirkt werden. Somit wird das Problem der fehlenden langfristigen Speicher vermindert. Der Einsatz biogener Brennstoffe kann jedoch nicht unbegrenzt erfolgen, da hier die Potenziale der nachhaltigen Energieträgernutzung berücksichtigt werden müssen.

Während der Export keinen Zugewinn für den inländischen regenerativen Erzeugungsanteil darstellt, können durch den Import von regenerativ erzeugtem Strom auftretende Erzeugungsdefizite verringert werden.

Der Einsatz von Elektro-Fahrzeugen als dezentrale Stromspeicher ("Grid-to-Vehicle" und "Vehicle-to-Grid"), stationäre dezentrale Speicher sowie Demand-Side-Management können den Problemen einer volatilen regenerativen Erzeugung entgegenwirken. Aufgaben im "lokalen" Verteilnetzbereich (z.B. Spannungshaltung) als auch im "globalen" Übertragungsnetzbereich (z.B. Verwertung von Erzeugungsspitzen) können dadurch bewältigt werden. Dies beschränkt sich jedoch auf einen vergleichsweise kurzfristigen Bereich

(einige Stunden bis Tage). Die zuvor aufgezeigten Probleme der fehlenden langfristigen Speichermöglichkeiten von elektrischer Energie können dadurch jedoch nicht gelöst werden.

Power-to-Gas beschreibt ein Konzept, bei dem überschüssiger Strom verwendet wird, um Wasserstoff bzw. in einem weiteren Umwandlungsschritt synthetisches Methan herzustellen. Der Strom zu Strom Wirkungsgrad der Gesamtkette ist im Vergleich zu anderen Speichertechnologien verhältnismäßig gering. Jedoch bietet dieser Ansatz den Vorteil, auf die deutlich höheren Speicherkapazitäten des Erdgasnetzes zurückgreifen zu können. Wird nur jener Anteil des regenerativen Stroms zur Gasherstellung verwendet, welcher ansonsten abgeregelt werden müsste, so wird trotz schlechtem Wirkungsgrades die Gesamtenergiebilanz verbessert.

Eine weitere Option zur Deckung der Last bietet der Einsatz von thermisch-fossilen Erzeugungseinheiten als Backupversorgung. In dieser Arbeit werden daher die zuvor aufgelisteten Möglichkeiten zur Realisierung einer möglichst nachhaltigen Energieversorgung behandelt, um folgende zentrale Fragestellung zu beantworten:

"Welcher Anteil des österreichischen Stromverbrauchs kann aus regenerativen Quellen gedeckt werden?"

3. Charakteristik von regenerativen Erzeugern

Die Einspeiseleistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist direkt vom natürlichen Dargebot abhängig. Im Bereich der Laufwasserkraft stellt hier einzig der Schwallbetrieb eine Ausnahme dar. Mit der Regelung von Pegelständen wird versucht, das Gesamterzeugungsprofil einer Kraftwerkskette an den tageszeitlichen Verlauf des Strombedarfs anzupassen.

Aus den Zeitreihen von Windgeschwindigkeit, Globalstrahlung und Abflussdaten wurden die elektrischen Erzeugungen berechnet (siehe Kapitel 2.2.5). In diesem Kapitel sollen die Eigenschaften der dargebotsabhängigen Einspeiser anhand der historisch beobachteten Werte detailliert beschrieben werden. In einem ersten Schritt werden die Erzeugungsmittelwerte nach Jahren, Monaten und Tageszeiten analysiert. In weiterer Folge wird beschrieben, wie stark die Erzeugung rund um diese Mittelwerte schwankt. Anhand der Jahresdauerlinien wird gezeigt, über welchem Zeitraum, wie hohe Einspeiseleistungen vorliegen. Die Fourier-Analyse der Zeitreihen soll dazu beitragen, dominierende Periodizitäten der Erzeugungen darzustellen.

Ziel ist es, für die verschiedenen Erzeugungsformen als auch für den Verbrauch eine qualitative und quantitative Abschätzung bezüglich des Einspeiseverhaltens geben zu können. Dadurch soll es ermöglicht werden, die Ergebnisse der Modellierung und Optimierung des Gesamtsystems (siehe Kapitel 4 und Kapitel 5) auf Plausibilität hin zu überprüfen.

3.1. Standortqualität und Jahreserzeugung

In Kapitel 2.2 sind die mittleren Jahreserzeugungspotenziale je Erzeugungsform dargestellt. In diesem Kapitel soll nun genauer auf die regionalen Unterschiede bis hin zu den einzelnen Standortqualitäten eingegangen werden.

Unter Ausnutzung aller verfügbaren regenerativen Potenziale, ergeben sich die in Tabelle 3.1 dargestellten Volllaststunden. Die Einbeziehung aller Potenziale bedeutet, dass auch die schlechteren Standorte ausgebaut werden, welche die durchschnittliche Volllaststundenzahl senken.

Tabelle 3.1.: Mittlere jährliche Volllaststundenzahl je Erzeugung in Österreich

Erzeugungsform	Volllaststundenzahl
Laufwasserkraft	5 219 h/a
Windkraft	1 268 h/a
Photovoltaik	936 h/a

In Tabelle 3.2 sind die Abweichungen der regionalen Volllaststunden bezogen auf den österreichischen Mittelwert aus Tabelle 3.1 je Erzeugungsform dargestellt. Bei der Laufwasserkraft liegt die Schwankungsbreite zwischen $4\,474\,h/a~(-14\,\%)$ und $5\,875\,h/a~(+13\,\%)$. Die Prozentzahl in Klammer gibt die Abweichung laut Tabelle 3.2 an. Die beiden Regionen "5 - Donauraum" und "8 - Wiener Becken und Weinviertel" stellen die einzigen überdurchschnittlichen Regionen dar. Dies kann über die hohe Volllaststundenzahl der Donaukette erklärt werden.

Die Windkrafterzeugung weist mit $117\,h/a~(-91\,\%)$ für die Regionen mit der geringsten Volllaststundenzahl ("4 - Kärntner Becken") bis hin zum Maximalwert von $1\,673\,h/a~(+32\,\%)$ die größte Bandbreite auf. Auch hier sind die beiden Regionen "5 - Donauraum" und "8 - Wiener Becken und Weinviertel" jene mit einer überdurchschnittlichen Volllaststundenzahl. Gleichzeitig sind diese beiden Regionen auch jene Gebiete, welche einen verhältnismäßig großen Anteil der verfügbaren Potenzialfläche für Windkrafterzeugung aufweisen (siehe Abbildung 2.3 in Kapitel 2.2.4).

Die Photovoltaik besitzt eine vergleichsweise geringe Schwankungsbreite in den Regionen. Die regionalen Volllaststundenzahlen reichen von $889 \, h/a \, (-5 \, \%)$ bis hin zu $1\,012 \, h/a \, (+8 \, \%)$. Tendenziell sind hier die südlicheren Gebiete leicht überdurchschnittlich.

In Abbildung 3.1 sind die regionalen Volllaststunden, welche in Tabelle 3.2 beschrieben werden, nochmals in einer anderen Form dargestellt. Die blauen Tortendiagramme zeigen die Erzeugung aus Laufwasserkraft. Die Volllaststunden der Windkraft sind in

Tabelle 3.2.: Abweichungen der regionalen Volllaststunden vom österreichischen Mittelwert je Erzeugungsform

Region	1 - Rhein- tal	2 - Alpin Nordwest	3 - Alpin Südwest	4 - Kärntner Becken	5 - Donau- raum	6 - Alpin Ost	7 - Grazer Becken	8 - Wien. B. u. Weinv.
Laufwasserkraft	- 10%	- 7%	- 1%	- 14%	8%	- 1%	- 1%	13%
Windkraft	- 87%	- 67%	- 73%	- 91%	10%	- 69%	- 71%	32%
Photovoltaik	- 3%	- 2%	8%	7%	- 5%	1%	3%	2%

Grün und jene der Photovoltaik in Orange abgebildet. Die regionalen Tortendiagramme beziehen sich jeweils auf die höchste Volllaststundenzahl, welche je Region vorliegt. Im Bereich der Laufwasserkraft und der Windkraft ist dies die Region "8 - Wiener Becken und Weinviertel" mit $5\,875\,h/a$ bzw. $1\,673\,h/a$. Die höchste Volllaststundenzahl der Photovoltaik kann mit $1\,012\,h/a$ in der Region "3 - Alpin Südwest" beobachtet werden. Diese Maximalwerte stellen die Bezugswerte der Tortendiagramme für alle Regionen dar.

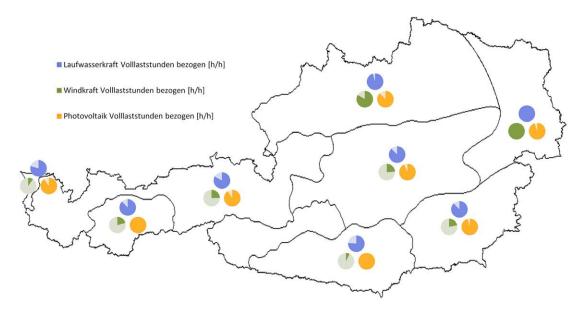


Abbildung 3.1.: Volllaststunden der Erzeugungsformen Laufwasserkraft (blau), Windkraft (grün) und Photovoltaik (orange) im regionalen Vergleich

Wie bereits anhand von Tabelle 3.2 dargestellt, zeigt auch Abbildung 3.1, dass die Unterschiede der Photovoltaikerzeugung verhältnismäßig gering sind. Tendenziell ist die Volllaststundenzahl in den südlichen Regionen leicht höher. Die Laufwasserkraft ist in den beiden nördlichen Regionen 5 und 8 am höchsten, in welche auch die Erzeugung der

Donaukette fällt. Bei der Windkraft zeigen sich die größten Unterschiede in der mittleren regionalen Volllaststundenzahl.

Werden die Volllaststunden aller drei Erzeugungsformen beurteilt, so weist die Region "8 - Wiener Becken und Weinviertel" sowie auch die Region "5 - Donauraum" die höchsten Werte auf. In Kapitel 2.2.4 wurde dargestellt, dass diese beiden Regionen mit den höchsten Dargebot auch jene Regionen sind, welche über die größten Potenzialflächen verfügen. Bei einem vollen Ausbau der regenerativen Erzeugungspotenziale aus Windkraft und Photovoltaik ist somit von einem Erzeugungsschwerpunkt im nördlichen und östlichen Bereich Österreichs auszugehen.

3.2. Erträge nach Monat und Uhrzeit

In Punkt 3.1 wurden die Jahreserträge nach Erzeugungsform und regionaler Verteilung beschrieben. In diesem Abschnitt soll nun die Verteilung der Erträge innerhalb des Jahres betrachtet werden. Zur einfacheren Darstellung werden jeweils die Zeitreihen der österreichischen Gesamterzeugung abgebildet. In Kapitel 3.3 wird dann genauer auf regionale Unterschiede eingegangen.

Als Datengrundlage für die Auswertung dienen die vollständigen Zeitreihen über 15 Jahre im Stundenraster, welche auf einen Stundenmittelwert von eins normiert wurden. Sowohl über die Monate als auch die Uhrzeit wurde eine Kategorisierung vorgenommen. Für diese $12 \cdot 24 = 288$ Klassen mit je ca. 456 Werten wurden die Mittelwerte gebildet, welche somit den Erzeugungskoeffizienten der Tageszeit und des Monats darstellen.

In 3.2 sind die Stundenmittelwerte der Laufwasserkraft nach Monat und Uhrzeit dargestellt. Neben den zuvor beschriebenen Klassen sind in diesem Diagramm auch die Randverteilungen abgebildet. So beschreibt die Wertereihe "Monats-Mittelwert" die mittleren Monatserträge. Die Wertereihe "Stunden-Mittelwert" beschreibt die Verteilung der Erzeugung nach der Uhrzeit unabhängig von den Monaten.

Für die Laufwasserkraft ist zu erkennen, dass eine saisonale Komponente vorliegt. So steigt der Koeffizient der Erzeugung in den Sommermonaten auf 1,43. Im Winter sinkt dieser Wert auf 0,67 ab. An dieser Stelle soll nochmals darauf hingewiesen werden, dass es sich hierbei um Niederschlags-Abflussdaten handelt. Diese Erzeugungswerte spiegeln

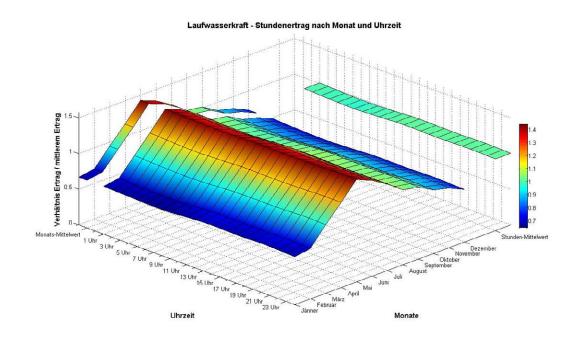


Abbildung 3.2.: Stundenmittelwerte der Laufwasserkraft nach Monat und Uhrzeit

also das natürliche Dargebot wider. Beeinflussungen durch Stauseen sind hier nicht dargestellt. Daher ist zu erkennen, dass die Erzeugungen praktisch unabhängig von der Uhrzeit sind.

In Abbildung 3.3 sind die relativen Stundenerzeugungen der Windkraft dargestellt. Auch hier zeigt sich eine saisonale Komponente. Im Frühjahr liegt der maximale Monatsertrag mit 1,54 somit um 54 % über dem Monatsdurchschnitt. Im Herbst beträgt der minimale Monatsertrag 0,67. Neben dieser saisonalen Abhängigkeit ist hier im Gegensatz zur Wasserkraft auch eine Variation in der Tageszeit zu erkennen. Diese Schwankung bewegt sich zwischen 1,36 und 0,82. Die Überlagerung beider Effekte führt dazu, dass im Frühjahr in den Nachmittagsstunden ein maximaler Erzeugungskoeffizient von 1,91 sowie im Herbst in den Nachtstunden ein Minimum von 0,47 auftritt.

Die Erzeugungsverteilung der Photovoltaik ist in Abbildung 3.4 dargestellt. Aufgrund des Dargebots der Sonneneinstrahlung ist im Vergleich zu den vorhin gezeigten Erzeugungsformen "Wasserkraft" und "Windkraft" eine nochmals höhere Schwankung zu beobachten. Dies betrifft die Monatsdurchschnitte, welche im Bereich zwischen 1,54 und

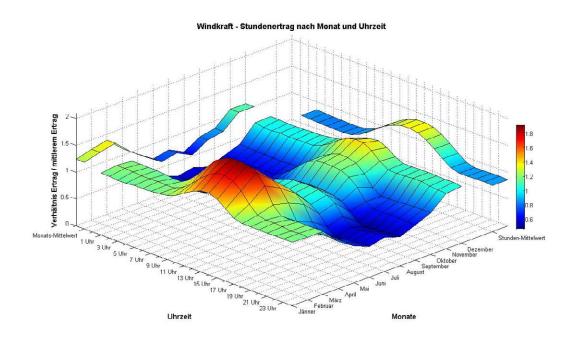


Abbildung 3.3.: Stundenmittelwerte der Windkraft nach Monat und Uhrzeit

0,32 liegen. Die Unterschiede bei den Tageszeiten sind mit 3,24 (Mittag) und 0 (Nacht) nochmals größer. Der maximale Stundendurchschnitt einer Sommer-Mittagsstunde beträgt das 4,25 fache des Jahresdurchschnitts.

Die in Abbildung 3.5 dargestellte dargebotsabhängige Gesamterzeugung setzt sich energetisch zu 53~% aus Laufwasserkraft, zu 10~% aus Windkraft und zu 37~% aus Photovoltaik zusammen (vgl. Kapitel 2.2.7). Es wurde hierbei ein Ausbau der Laufwasserkraft, sowie ein Anstieg der Last um 25~% gegenüber dem Jahr 2008 angenommen.

Die Darstellung des Erzeugungsmix lässt die Charakteristika der einzelnen Einspeiseformen erkennen. Besonders deutlich ist hierbei der Tagesverlauf der Photovoltaik ersichtlich, welcher durch die erhöhte Windkrafterzeugung in den Nachmittagsstunden
verstärkt wird. Da die Wasserkraft im Tagesverlauf nahezu keine Unterschiede aufweist,
wirkt sich diese auf das Tagesprofil nicht aus. Durch die Mittelwertbildung der Erzeugungsformen ist die Spannweite des Tagesverlaufs mit einem Maximalwert von 1,85 und
Minimalwert von 0,61 geringer als jene der Photovoltaik.

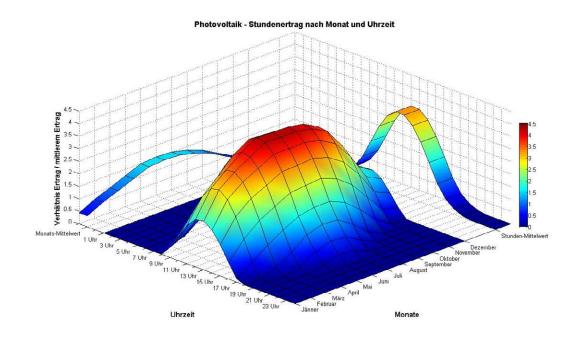


Abbildung 3.4.: Stundenmittelwerte der Photovoltaik nach Monat und Uhrzeit

Beim Verlauf der Monatsmittelwerte ist ebenfalls der Einfluss der Photovoltaik mit dem Sommer-Winterverlauf zu erkennen. Allerdings erfolgt hier sowohl durch die Wasserkraft als auch der Windkraft eine Verschiebung des Profils in Richtung Frühjahr. Die Monatserzeugungen liegen im Bereich zwischen 1,40 und 0,63. Die Schwankung nach Monatseinfluss ist somit geringer als jene nach der Tageszeit.

Dieser Erzeugung wird nun das Lastprofil gegenübergestellt, welches in Abbildung 3.6 dargestellt ist. Hierbei ist der Tagesverlauf zu erkennen, welcher einen steilen Anstieg des Verbrauchs während der Morgenstunden aufweist. In den Wintermonaten wird die Mittagsspitze noch von der Abendspitze übertroffen. In den Sommermonaten hingegen ist in den Mittagsstunden mit dem maximalen Verbrauch zu rechnen. Die Jahresbetrachtung der Stundenmittelwerte zeigt, dass sich der mittlere Tagesverlauf zwischen 1,15 und 0,78 bewegt. Die Absenkung des Verbrauchs in den Nachtstunden fällt somit stärker aus, als der Anstieg in den Mittagsstunden bezogen auf den Mittelwert.

Weiters ist die saisonale Komponente abzulesen. Der Verbrauch liegt in den Wintermonaten um 15 % über dem Jahresdurchschnitt. Hingegen ist der Verbrauch in den Sommer-

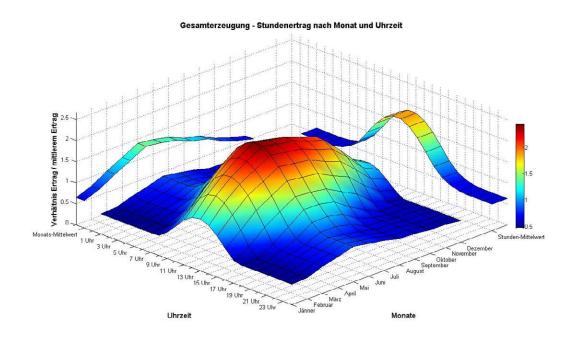


Abbildung 3.5.: Stundenmittelwerte der Gesamterzeugung nach Monat und Uhrzeit

monaten um $22\,\%$ geringer als im Durchschnitt. Der Erwartungswert einer Abendstunde im Winter liegt mit $1,26\,$ um $26\,\%$ über dem Jahresdurchschnitt. Der Minimalwert einer Nachtstunde im Sommer liegt mit $0,68\,$ um $32\,\%$ unter dem Mittelwert. Diese Spannweite zeigt, dass sich der Verbrauch über das Jahr weniger stark ändert als alle zuvor gezeigten Erzeugungsformen.

Der Profilvergleich der Erzeugungsformen und des Verbrauchs zeigt, dass es im Tagesverlauf Ähnlichkeiten gibt. So ist sowohl bei der Photovoltaik als auch der Windkraft die Erzeugung in den Mittags-/Nachmittagsstunden höher als in der Nacht. Der saisonale Verlauf des Verbrauchs passt jedoch mit keiner Erzeugungsform zusammen. Gerade die Photovoltaik weist mit einer höheren Erzeugung im Sommer einen gegenteiligen Verlauf zum Stromverbrauch auf.

In Abbildung 3.7 sind die Stundenmittelwerte der Differenz aus Gesamterzeugung und Verbrauch dargestellt. Da der tageszeitliche Unterschied des Verbrauchs im Vergleich zur Erzeugung gering ist, zeigt sich im Profil weiterhin eine überschüssige Einspeisung in den Mittagsstunden. Im Jahresdurchschnitt liegt der Erzeugungsüberschuss um 12 Uhr bei

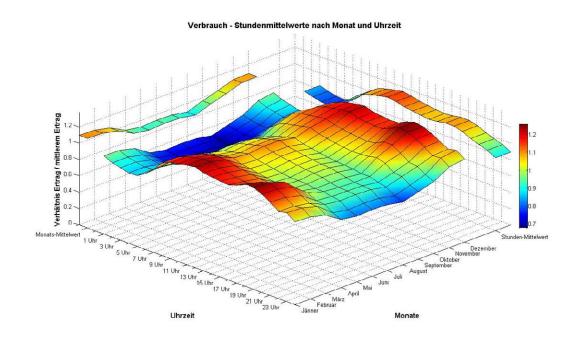


Abbildung 3.6.: Stundenmittelwerte des Verbrauchs nach Monat und Uhrzeit

74% des durchschnittlichen Stromverbrauchs. In den Nachtstunden beträgt das Defizit rund - 41% bezogen auf die mittlere Last.

Wie zuvor beschrieben, wird bei der Differenz der saisonale Effekt von Erzeugung und Verbrauch noch verstärkt. So wird in den Sommermonaten um 48 % mehr erzeugt als im Durchschnitt benötigt wird. Dafür fehlen im Winter 46 % an Erzeugung bezogen auf den Jahresdurchschnitt. Die Extremwerte stellt eine Mittagsstunde im Sommer mit +138 % und eine Nachtstunde im Winter mit -77 % Abweichung dar.

Es sei hier nochmals darauf hingewiesen, dass bei der Gesamterzeugung nur die dargebotsabhängigen Erzeugungsformen berücksichtigt wurden. Aufgabe ist nun, dass dargestellte Differenzprofil durch Speicher und steuerbare Erzeuger so auszugleichen, dass die Differenz in jeder der dargestellte Stunden exakt Null ergibt.

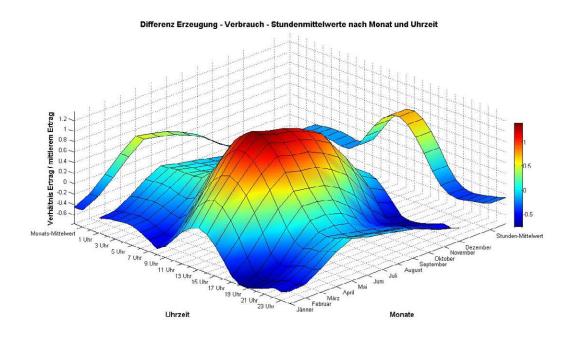


Abbildung 3.7.: Stundenmittelwerte der Differenz aus Erzeugung und Verbrauch nach Monat und Uhrzeit

3.3. Schwankungen der Erzeugung

In den Kapiteln 3.1 und 3.2 wurden die mittleren Jahreserzeugungen bzw. die mittleren Erträge nach Monat und Tageszeit dargestellt. In diesem Kapitel soll nun der Frage nachgegangen werden, wie stark die drei dargebotsabhängigen Erzeugungsformen Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik rund um diese Erwartungswerte schwanken.

Hierbei wird sowohl der Effekt der zeitlichen Mittelung (Jahr, Monat, Tag und Stunde) sowie der räumlichen Mittelung (Österreich, Region und Station) untersucht. Darüber hinaus wird beschrieben, ob die Mischung der drei Erzeugungsformen einen positiven Einfluss auf die Variation der Gesamterzeugung aufweist.

3.3.1. Verlauf Jahreserzeugungen

In diesem Kapitel wird der Verlauf der Jahreserzeugungen von 1994 bis 2008 für Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik beschrieben. Neben der österreichischen Ge-

samterzeugung werden die regionalen Unterschiede dargestellt. In den Abbildungen 3.8, 3.9, 3.10 und 3.11 ist der österreichische Gesamtertrag der Erzeugungsformen anhand der durchgezogenen blauen Linie dargestellt. Der Wert in Prozent beschreibt die Abweichung der jeweiligen Jahreserzeugung bezogen auf den 15-jährigen Mittelwert.

Neben der österreichweiten Betrachtung wurde der mittlere Jahresertrag für jede der acht Regionen berechnet. Ausgehend von diesen Bezugswerten wurden die jährlichen regionalen Abweichungen in Prozent ermittelt. Dessen Minimum und Maximum sind in den folgenden Abbildungen als grüner bzw. roter Balken dargestellt.

Verlauf Jahreserträge Laufwasserkraft Maximaler Regions-Jahresertrag Minimaler Regions-Jahresertrag Österreichischer Jahresertrag 30% 20% 10% 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008

Abbildung 3.8.: Schwankungen der Wasserkraft Jahreserzeugung [Gro11]

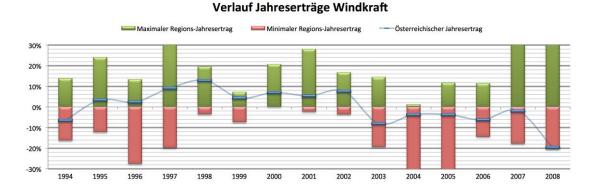


Abbildung 3.9.: Schwankungen der Windkraft Jahreserzeugung [Gro11]

Der Vergleich von Abbildung 3.8, 3.9 und 3.10 zeigt gerade beim Verlauf der Wasserkraft und Windkraft, dass in fast jedem Jahr eine Region über ihrem langjährigen

Verlauf Jahreserträge Photovoltaik Maximaler Regions-Jahresertrag Minimaler Regions-Jahresertrag Österreichischer Jahresertrag 30% 20% 10% -10% -20% 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008

Abbildung 3.10.: Schwankungen der Photovoltaik Jahreserzeugung [Gro11]

Durchschnitt und gleichzeitig eine andere Region unter ihrem Mittelwert liegt. Es kann somit nicht global von einem "guten" bzw. "schlechten" Jahr gesprochen werden. Hierzu muss eine regional differenzierte Betrachtung durchgeführt werden. [Gro11]

Die größere Streuung der Jahreserzeugung auf regionaler Ebene im Vergleich zum österreichischen Mittelwert zeigt den Nutzen des überregionalen Energieaustausches. Mit Hilfe des elektrischen Übertragungsnetzes kann die Schwankungsbreite der Jahreserzeugung auf regionaler Ebene gesenkt werden. [Gro11]

Die drei Abbildungen 3.8, 3.9 und 3.10 weisen jeweils die gleiche Skalierung auf der Ordinate auf. Es ist somit direkt ersichtlich, dass die Photovoltaik in Bezug auf den zu erwartenden Jahresertrag, die sicherste Erzeugungsform darstellt. Besonders deutlich ist dies an den maximalen Regionsabweichungen abzulesen, welche sich bis auf eine Ausnahme immer im $\pm 10\,\%$ Bereich bewegen. [Gro11]

Entsprechend der Erzeugungszusammensetzung (Variante "gleichbleibender Verbrauch"; vgl. Kapitel 2.2.7) ergibt sich bei exakter energetischer Deckung der in Abbildung 3.11 dargestellte Verlauf des Erzeugungsmix.

Die maximalen regionalen Abweichungen vom mehrjährigen Mittelwert liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie bei der Photovoltaik. Die Schwankungen sind somit geringer als bei der Windkraft und Wasserkraft. Der österreichische Jahresertrag des Erzeugungsmix liegt in jedem der untersuchten Jahre innerhalb des Schwankungsbereichs von $\pm 10\%$. Dies ist bei keiner der einzelnen Erzeugungsformen der Fall. Abbildung 3.11 zeigt somit die positive Wirkung der Mischung mehrerer Erzeugungsformen in Bezug

Verlauf Jahreserträge Gesamterzeugung Maximaler Regions-Jahresertrag Minimaler Regions-Jahresertrag Österreichischer Jahresertrag 30% 20% 10% -10% -20% 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008

Abbildung 3.11.: Schwankungen der gesamten österreichischen regenerativen Erzeugung $[\operatorname{Gro}11]$

auf die Senkung der jährlichen Erzeugungsschwankung.

3.3.2. Schwankungen der Jahresdauerlinien

In Kapitel 3.3.1 wurde der Verlauf der Jahreserzeugungen beschrieben. In diesem Kapitel soll nun näher darauf eingegangen werden, wodurch sich ein Jahr mit hoher Erzeugung von einem Jahr mit niedriger Erzeugung unterscheidet. In den Abbildungen 3.12 und 3.13 sind hierzu die Jahresdauerlinien der Erzeugungsformen Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik sowie des Erzeugungsmix dargestellt. [Gro11]

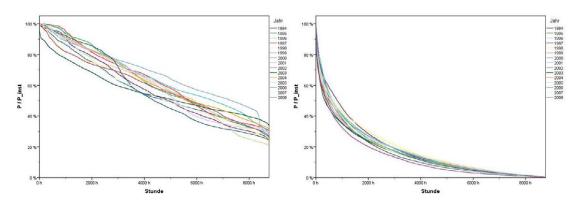


Abbildung 3.12.: Jahresdauerlinien der Wasserkraft (linkes Teilbild) und der Windkraft (rechtes Teilbild) von 1994 bis 2008 [Gro11]

Die Jahresdauerlinien der Wasserkraft (Abbildung 3.12, linkes Teilbild) lassen erkennen, dass in jedem untersuchten Jahr der maximale Einspeisewert nahezu der installierten Leistung entspricht. Die Spannweite zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Leistungswert ist für jeden Zeitpunkt in etwa gleich. Die Kurvenschar bildet daher einen "Schlauch" mit konstanter Breite. Der Verlauf der einzelnen Jahre ist jedoch nicht einheitlich. Das Jahr 2003 (dunkelgrüne Kennlinie) weist bis ca. zur 4 000. Stunde des Jahres den Verlauf mit den geringsten Leistungswerten auf (siehe Bereich von 100 % bis 60 % der installierten Leistung). Im weiteren Verlauf liegt diese Kennlinie im oberen Bereich der Kurvenschar. Dieses Beispiel zeigt, dass ein Jahr welches einen verhältnismäßig geringen Ertrag im oberen Leistungsbereich aufweist, dies in einem niedrigeren Leistungsbereich kompensieren kann. Weiters ist in Abbildung 3.12 (linkes Teilbild) zu erkennen, dass die Einspeisung der Laufwasserkraft zu keinem Zeitpunkt unter 20 % der installierten Leistung fällt. In den meisten Jahren liegt der Minimalwert der Einspeisung bei rund 30 % bis 40 % der installierten Leistung. [Gro11, S.7]

In Abbildung 3.12 (rechtes Teilbild) sind die Jahresdauerlinien der Windkrafterzeugung dargestellt. Ebenso wie bei der Laufwasserkraft liegt die maximale Einspeisung im Bereich der installierten Leistung. Dies beschränkt sich jedoch auf einen verhältnismäßig kurzen Zeitbereich. Im Bereich der 1000. Stunde sind die Unterschiede zwischen den Jahren am deutlichsten abzulesen. Hier erstreckt sich der Bereich zwischen dem Jahr mit der geringsten Leistung und jenem mit der höchsten Leistung von 35 % bis 50 % der installierten Leistung. Weiters zeigt Abbildung 3.12, dass die österreichweite Windkrafteinspeisung an verhältnismäßig wenigen Stunden exakt Null beträgt. Der Zeitbereich in welchem die österreichweite Windkrafteinspeisung unter 10 % der installierten Leistung liegt, beginnt je nach Jahr bei der 3 500. bzw. 5 000. Stunde der Jahresdauerlinie. [Gro11, S.9]

Die Jahresdauerlinien der Photovoltaik (Abbildung 3.16, linkes Teilbild) lassen erkennen, dass die maximal eingespeiste Leistung hier bei etwa 70 % der installierten Leistung liegt. Dieser Wert ist über die beobachteten Jahre sehr konstant. In den untersuchten 15 Jahren ist somit nie die Situation aufgetreten, dass alle österreichischen Photovoltaikanlagen gleichzeitig mit ihrer installierten Leistung einspeisen würden. Aufgrund der Anzahl der Nachtstunden liegt der Wert der Betriebsstunden für alle Jahre sehr gleichmäßig bei etwa 4 500 h. Der Unterschied zwischen einem Jahr mit hoher und einem Jahr mit niedriger Gesamterzeugung liegt somit im Zeitbereich der mittleren Einspeiseleistungen. [Gro11,

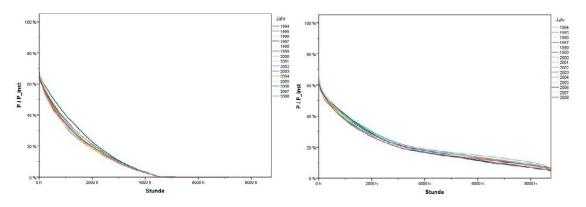


Abbildung 3.13.: Jahresdauerlinien der Photovoltaik (linkes Teilbild) und der regenerativen Gesamterzeugung (rechtes Teilbild) von 1994 bis 2008 [Gro11]

S.9

In Abbildung 3.16 (rechtes Teilbild) sind die Jahresdauerlinien des Erzeugungsmix aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik dargestellt. Diese Dauerlinien weisen die Kombination der zuvor beschriebenen Eigenschaften der Einzelerzeugungsformen auf. Die maximale Einspeisung liegt bei rund 60 % der gesamten installierten Leistung. Dies kann einerseits über das Verhalten der Photovoltaikeinspeisung, als auch über die Wirkung der Mischung verschiedener Erzeugungsformen erklärt werden. Ab ca. Stunde 4 000 liegt der Leistungswert unter 20 % der installierten Leistung. Hier gleichen die Dauerlinien stark jenen der Laufwasserkraft (siehe Abbildung 3.12, linkes Teilbild). [Gro11, S.9]

3.3.3. Abweichungen vom Erwartungswert

In Kapitel 3.3.1 wurde mit dem Begriff "Schwankung" die Abweichungen der einzelnen Jahreserzeugungen vom langjährigen Mittelwert bezeichnet. Für den Monatsertrag-, Tages- und Stundenertrag muss zuvor definiert werden, was hierbei unter Schwankungen verstanden wird. Im Bereich der Photovoltaik ist aufgrund der Sonneneinstrahlungscharakteristik zu erwarten, dass der Ertrag im Monat Juni höher ausfällt als jener im Dezember. Würde wie zuvor die Abweichung des jeweiligen Monatsertrags zum durchschnittlichen Monatsertrag berechnet werden, so führen genau die zuvor erwähnten natürlichen und berechenbaren Schwankungen zu einer erhöhten Standardabweichung.

In diesem Kontext soll jedoch die Frage beantwortet werden, wie stark der beobachtete Monatsertrag vom Erwartungswert abweicht. Im Bereich der Jahreserzeugungen (siehe 3.3.1) entspricht der langjährige Mittelwert genau dem Erwartungswert. Für die Monatserzeugungen wird differenziert für die 12 Monate jeweils ein Erwartungswert berechnet (z.B. aus allen Jännerwerten der durchschnittliche Jännerertrag). Im Anschluss wird die Differenz zwischen dem beobachteten Monatsertrag mit dem Mittelwert für diesen Monat berechnet. Diese Vorgangsweise wird zusätzlich für Tages- und Stundenwerte durchgeführt.

In Kapitel 3.2 wurden die mittleren Erzeugungen nach Monat, Tageszeit bzw. nach der Kombination aus Monat und Tageszeit beschrieben. Diese Mittelwerte werden in weiterer Folge als Erwartungswerte für die Erzeugung zu einem konkreten Zeitpunkt verwendet. Die Schwankung der Erzeugung wird nun als Abweichung der auftretenden Einspeiseleistungen von diesen beobachteten Mittelwerten definiert. Als Maß zur Beschreibung dieser Schwankung, wird die empirische Standardabweichung verwendet, welche zur einfacheren Interpretation in bezogener Form angegeben wird. Dabei stellt der mittlere stündliche Erzeugungswert (siehe Kapitel 3.2) den Bezugswert dar. Die genaue Beschreibung zur Berechnung der verschiedenen empirischen Standardabweichungen und der Wahl des Bezugswertes sind im Anhang, unter Kapitel A.2 dargestellt.

In Tabelle 3.3 sind die bezogenen empirischen Standardabweichungen der Erzeugungsformen Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik sowie des Erzeugungsmix dargestellt. Die Zeilen stellen die unterschiedlichen Betrachtungszeiträume dar. Die Standardabweichung auf Stundenbasis beschreibt die Abweichung vom Stundenmittelwert je Monat und Tageszeit. Analog dazu beschreibt die Standardabweichung der Tageserzeugung die Abweichung zum Ertrag eines durchschnittlichen Tages des jeweiligen Monats. Weiters sind die Standardabweichungen auf Monats- und Jahresbasis dargestellt. Somit ist bei der hier dargestellten Schwankung nur die Abweichung vom erwarteten Verlauf beschrieben. Die (bekannten) saisonalen Unterschiede bei den Erzeugungsformen sind im Wert der empirischen Standardabweichung bereits herausgerechnet.

Bei allen drei Erzeugungsformen sowie dem Erzeugungsmix zeigt sich, dass die Schwankung der Erzeugung mit größer werdender Zeitbasis abnimmt. Weiters ist in Tabelle 3.3 zu erkennen, dass sich die Standardabweichung beim Übergang von Stunden- zu Tagesmittelwerten verhältnismäßig wenig ändert. Eine mögliche Erklärung hierfür liegt in den tagesabhängigen Schwankungen des Dargebots. So ist z.B. bei der Photovoltaik

Schwankungen - Österreich Laufwasserkraft Windkraft Erzeugungsmix Stunde 24,5 % 98,7% 39,6% 24,9 % Tag 24,2 % 83,0 % 36,7% 19,1% 17,3 % 26,4 % 10,9 % 9,2% Monat Jahr 5,6% 8,4% 4,4% 3,3 % Effekt - Erzeugungs

Tabelle 3.3.: Standardabweichungen der Erzeugung für Österreich

vor allem die Eigenschaft ausschlaggebend, ob es sich um einen "Schönwettertag" oder "Schlechtwettertag" handelt. Dies bestimmt die Abweichung zu einem durchschnittlichen Tagesertrag. Die Streuung, die innerhalb des Tages bei der Standardabweichung auf Stundenbasis ersichtlich ist, wirkt sich verhältnismäßig gering aus. Ganz besonders ist dieser Effekt bei der Laufwasserkraft ersichtlich. Bereits in Kapitel 3.2 (siehe Abbildung 3.2) wurde gezeigt, dass die dargebotsabhängige Erzeugung aus Laufwasserkraft praktisch nicht von der Tageszeit abhängt. Dies spiegelt sich auch in den Streuungen der Erzeugung wider.

Ein Vergleich der drei Erzeugungsformen in Tabelle 3.3 zeigt, dass die Windkraft in allen vier dargestellten Zeitbereichen die höchste Schwankung aufweist. Somit muss hier mit den größten Abweichungen gegenüber dem jeweiligen Erwartungswert gerechnet werden. Auf Stunden- und Tagesbasis stellt die Laufwasserkraft jene Erzeugungsform dar, welche die geringsten unerwarteten Schwankungen aufweist. Auf Monats- und Jahresbasis ist dies hingegen die Photovoltaik. Trotz der starken saisonalen Unterschiede und der verhältnismäßig geringen Volllaststunden der Photovoltaikerzeugung sind die langfristigen Abweichungen vom Erwartungswert hier am geringsten.

Der Vergleich der drei einzelnen Erzeugungsformen mit dem Erzeugungsmix, zeigt den positiven Einfluss der Kombination verschiedener regenerativer Erzeugungsformen. Die Standardabweichungen des Erzeugungsmix sind nahezu immer geringer als jene der einzelnen Erzeugungsformen. Einzige Ausnahme bilden die Stundenschwankungen. Hier sind die Werte des Erzeugungsmix geringfügig höher als bei der Laufwasserkraft, aber deutlich niedriger als bei der Windkraft und der Photovoltaik. Es kann somit der Schluss gezogen werden, dass das Hinzumischen von unsicheren Erzeugungsformen mit einer hohen Standardabweichung, zu einer verhältnismäßig sicheren Einzelerzeugung, insgesamt einen noch "verlässlicheren" Erzeugungsmix liefert.

In Tabelle 3.4 und Tabelle 3.5 sind wieder die Standardabweichung der Erzeugungsformen nach Betrachtungszeitraum dargestellt. Hierbei handelt es sich aber um die Streuungen auf Regionsbasis (Tabelle 3.4) bzw. Stationsbasis (Tabelle 3.5). Da die Zeitreihen der Laufwasserkraft nicht auf Stationsbasis vorliegen, sind ebenso wie für den Erzeugungsmix auch hier keine Standardabweichungen angegeben.

Tabelle 3.4.: Standardabweichung der Erzeugung auf Regionsbasis

Schwankungen - Region	Laufwasserkraft	Windkraft	Photovoltaik	Erzeugungsmix	
Stunde	29,4 %	113,0 %	46,7 %	32,8 %	
Tag	28,8 %	92,5 %	41,6 %	26,5 %	=
Monat	20,6 %	29,1 %	12,0 %	12,4 %	raur
Jahr	8,7 %	10,0 %	4,8 %	5,0 %	Effekt Zeitrau
	Effekt - Erzeugungs	mix —		\Rightarrow	

Tabelle 3.5.: Standardabweichung der Erzeugung auf Stationsbasis

Schwankungen - Station	Laufwasserkraft	Windkraft	Photovoltaik	Erzeugungsmix	
Stunde	-	149,0 %	54,8 %	=	
Tag	÷	111,2 %	45,1 %	-	
Monat	÷	34,4 %	13,6 %	-	
Jahr	-	13,8 %	6,9 %	2	V

Der Vergleich der drei Tabellen 3.3, 3.4 und 3.5 zeigt den Einfluss der regionalen und überregionalen Vernetzung. Beim Übergang von der österreichweiten Erzeugung zur regionalen Erzeugung zeigt sich, dass die Streuungen für alle Erzeugungsformen relativ einheitlich zunehmen. Es gibt bezüglich der unterschiedlichen Zeitbasen keine Verschiebungen. So ist je Erzeugungsform das Verhältnis zwischen Jahresschwankung und Stundenschwankung sowohl für Österreich als auch für die Regionen relativ konstant. Die gleiche Aussage kann bei Windkraft und Photovoltaik für den Übergang hin zur Erzeugung auf Stationsbasis getroffen werden, da gerade hier eine deutliche Erhöhung der Standardabweichung gegenüber der österreichweiten Erzeugung zu erkennen ist. Der Faktor liegt sowohl bei Windkraft als auch bei Photovoltaik in allen Zeitbereichen bei ca. 1,5.

Der Vergleich von österreichweiter Erzeugung (Tabelle 3.3) und regionaler Erzeugung

(Tabelle 3.4) zeigt, dass diese Vernetzung bei Wasserkraft, Windkraft und somit auch dem Erzeugungsmix einen größeren Einfluss hat, als bei der Photovoltaik. Hier sind verhältnismäßig deutlich geringere Veränderungen zu erkennen. Dafür zeigt Tabelle 3.5, dass bei der Photovoltaik vor allem die Vernetzung der Stationen innerhalb einer Region zu einer Verringerung der Schwankung rund um den Erwartungswert führt.

3.4. Einspeiseleistungen

In diesem Kapitel werden die auftretenden Einspeiseleistungen und Lastsituation beschrieben. Dazu werden die Einspeisezeitreihen hinsichtlich der mittleren Jahreserzeugung, der minimalen, mittleren, maximalen und installierten Leistung sowie der daraus resultierenden Volllaststunden beschrieben. Die Zeitreihen der drei dargebotsabhängigen Erzeugungsformen Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik werden als Gesamterzeugung zusammengefasst. Demgegenüber steht das Verbrauchsprofil. Die verbleibende Differenz muss durch Speicher gedeckt werden.

Der erste behandelte Fall beschreibt die Zeitreihen bei gleichbleibender Erzeugung aus Wasserkraft und gleichbleibendem Verbrauch gegenüber dem Jahr 2008. Die Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik wird genau so ausgebaut, dass eine energetische Deckung des Verbrauchs gegeben ist. Dabei werden alle Windkraft- und Photovoltaikstandorte nach Volllaststunden gereiht. Jene Standorte mit den höchsten Volllaststunden werden so lange herangezogen, bis die zuvor beschriebene energetische Deckung erreicht ist. Daraus ergibt sich eine Zusammensetzung der Erzeugung welcher zu 45 % aus Laufwasserkraft, zu 9 % aus Windkraft, zu 31 % aus Photovoltaik sowie aus 15 % mit der steuerbaren Erzeugungsform der Speicherkraftwerke besteht.

In Tabelle 3.6 sind die Kenngrößen und Extremwerte dieses Falls beschrieben. Die Spalte Erzeugung stellt die Summenzeitreihe aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik dar. Die energetische Differenz von $10\,288\,GWh/a$ zwischen der dargebotsabhängigen Erzeugung und dem Verbrauch stellt genau das jährliche Regelarbeitsvermögen der Speicherkraftwerke dar. Somit ergibt sich in dem beschriebenen Fall eine exakte Deckung des Verbrauchs im Jahresdurchschnitt.

Der Vergleich von Laufwasserkraft und Windkraft zeigt, dass die maximal auftretende Leistung jeweils gleich groß ist, wie die installierte Leistung. Es existieren somit Stunden, in welchen alle Laufwasserkraftwerke bzw. Windkraftwerke gleichzeitig mit ihrer Nennleistung einspeisen. Im Bereich der Photovoltaik wird eine maximale österreichweite Erzeugung von etwa 70% der installierten Leistung erzielt. [Gro12b, S.6]

Die Einspeiseleistung der Photovoltaik trägt maßgeblich zur maximal auftretenden Gesamterzeugung von 22 GW bei. Dieser Wert ist doppelt so hoch wie die Lastspitze mit 11 GW. Der maximale Erzeugungsüberschuss von 15 GW zeigt, dass die Kombination von hoher Einspeiseleistung bei gleichzeitig geringem Verbrauch auftreten kann. Der maximale Überschuss ist somit größer, als der maximale Gesamtverbrauch. [Gro12b, S.7]

Die minimal auftretende Einspeiseleistung der Laufwasserkraft liegt mit 1,2 GW bei etwa 20 % der installierten Leistung. Aufgrund der Nachtstunden muss die minimale Photovoltaikeinspeiseleistung bei 0 GW liegen. Auch bei der Windkraft treten Stunden auf, in denen die österreichweite Erzeugung auf 0 GW absinkt. Somit können diese beiden Erzeugungsformen für sich betrachtet keine gesicherte Erzeugung bereitstellen. Der Nutzen des Erzeugungsmix auf die gesicherte Minimalleistung zeigt nur begrenzten Einfluss. Mit 1,31 GW liegt die minimale Gesamterzeugung um 10 % über der Minimalleistung der Laufwasserkraft. Somit ist im schlechtesten Fall mit Situationen einer minimalen Einspeisung durch die Laufwasserkraft bei gleichzeitigem Wegfall der Windkraft- und Photovoltaikerzeugung zu rechnen.

Tabelle 3.6.: Kenngrößen und Extremwerte der Zeitreihen bei exakter Lastdeckung (Verbrauch 2008) [Gro12b]

	Laufwasserkraft	Windkraft	Photovoltaik	Erzeugung	Verbrauch	Differenz
Jahressumme [GWh/a]	30 968	6 252	21 137	58 358	68 646	- 10 288
Minimale Leistung [GW]	1,18	0,00	0,00	1,31	4,52	- 9,33
Mittlere Leistung [GW]	3,53	0,71	2,41	6,66	7,83	- 1,17
Maximale Leistung [GW]	5,84	4,33	15,39	22,57	11,11	15,07
Installierte Leistung [GW]	5,84	4,34	21,85	32,03		
Volllaststunden [h/a]	5 307	1 441	0 967	1 822	6 178	

Tabelle 3.7 zeigt die Kenngrößen und Extremwerte des Falls der vollständigen Ausnutzung der regenerativen Potenziale von Windkraft und Photovoltaik. Die Erzeugung aus Laufwasserkraft und der Verbrauch bleiben unverändert. Im Gegensatz zum zuvor beschriebenen Fall, vergrößert sich vor allem die Erzeugung aus Photovoltaik. Mit einer installierten Leistung von etwa 33 GW ergibt sich daraus eine Photovoltaikerzeugungsspitze von 22 GW. Alleine die Maximalleistung der Photovoltaik ist doppelt so hoch,

wie die auftretende Lastspitze. Der gesamte maximale Erzeugungsüberschuss liegt mit $30\,\mathrm{GW}$ in diesem Fall um $33\,\%$ höher als im vorangegangenem Fall der exakten Bedarfsdeckung.

Der Ausbau der Windkraft- und Photovoltaikerzeugung wirkt sich auf die minimal auftretende Leistung der Einzelerzeugungsformen nicht aus. Eine Erhöhung der gesicherten dargebotsabhängigen Einspeiseleistung kann nur durch den Ausbau der Laufwasserkraft erzielt werden.

Tabelle 3.7.: Kenngrößen und Extremwerte der Zeitreihen bei Ausnutzung aller Windkraft- und Photovoltaikpotenziale [Gro12b]

	Laufwasserkraft	Windkraft	Photovoltaik	Erzeugung	Verbrauch	Differenz
Jahressumme [GWh/a]	30 968	7 847	30 503	69 319	68 646	0 673
Minimale Leistung [GW]	1,18	0,00	0,00	1,34	4,52	- 9,29
Mittlere Leistung [GW]	3,53	0,90	3,48	7,91	7,83	0,08
Maximale Leistung [GW]	5,84	5,80	22,34	30,13	11,11	21,88
Installierte Leistung [GW]	5,84	6,19	32,57	44,60		
Volllaststunden [h/a]	5 307	1 268	0 936	1 554	6 178	

3.5. Fourier-Analyse der Zeitreihen

In diesem Kapitel sollen die Eigenschaften und Charakteristiken der Einspeise- und Verbrauchszeitreihen mit Hilfe der Fourier-Analyse beschrieben werden. Die Zerlegung der Zeitreihe nach Frequenzanteilen soll einen Aufschluss über dominierende Spektralanteile liefern, welche die Zeitreihe in einfacher Weise beschreiben.

Zunächst werden die Grundlagen der Fourier-Analyse im Zusammenhang mit zeitdiskreten Signalen beschrieben. Im Anschluss daran wird die Fourier-Transformation beispielhaft auf die österreichweiten Zeitreihen der verschiedenen Erzeuger, des Verbrauchs und der Differenz aus Erzeugung und Verbrauch angewendet. Im Anhang im Kapitel A.3 wird zusätzlich die Zerlegung und anschließende Zusammensetzung des Lastgangs einer Woche über die dominierenden Spektralkomponenten gezeigt.

3.5.1. Grundlagen der Fourier-Analyse

Die Einspeise- und Verbrauchsverläufe sind zeitkontinuierliche Signale. Die zugehörigen Messwerte liegen allerdings nur zu konkreten Zeitpunkten vor. Die Ausprägungen der Leistungswerte sind prinzipiell kontinuierlich. Ob die Werte tatsächlich kontinuierlich sind, oder durch Messquantisierung eine Diskretisierung erfolgt, wird zunächst nicht analysiert. Somit handelt es sich bei den betrachteten Zeitreihen um zeitdiskrete Signale.

Dass diese zeitdiskreten Signale durch die Abtastung zeitkontinuierlicher Signale entstehen stellt hierbei kein Problem dar. Denn ein zeitdiskretes Signal x[n] ist für nicht ganzzahlige Werte n nicht automatisch Null, sondern nur nicht definiert. [Opp04, S.36-37]

Gleichung 3.1 zeigt die Fourier-Transformation der zeitdiskreten Folge x[n]. Die Fourier-Transformierte $X(e^{j\omega})$ ist eine komplexe Funktion von ω , welche den relativen Betrag jeder komplexen, sinusförmigen Komponente im Bereich $-\pi \leq \omega \leq \pi$ (bzw. einem beliebigen Intervall der Breite 2π) bestimmt. [Opp04, S.84]

$$X(e^{j\omega}) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} x[n]e^{-j\omega n}$$
(3.1)

In Gleichung 3.2 zeigt die inverse Fourier-Transformation, welche die Darstellung von x[n] als Überlagerung von unendlich vielen elementaren komplexen Sinusfunktionen darstellt. [Opp04, S.84]

$$x[n] = \frac{1}{2\pi} \int_{-\pi}^{\pi} X(e^{j\omega}) e^{j\omega n} d\omega$$
 (3.2)

Um die Berechnung mit PCs zu beschleunigen, wird häufig die diskrete Fourier-Transformation (DFT) verwendet (siehe Gleichung 3.3). Dies trifft auch für den in weiterer Folge verwendeten Matlab-Algorithmus zu. Die Koeffizienten der diskreten Fourier-Transformation entsprechen der Abtastung der Fourier-Transformierten bei N äquidistanten Frequenzen zwischen $\omega = 0$ und $\omega = 2\pi$ mit einem Frequenzabstand von $2\pi/N$. [Opp04, S.668]

$$X[k] = X(e^{j\omega})|_{\omega = 2\pi k/N} \tag{3.3}$$

3.5.2. Spektrum der 15-jährigen Einspeisezeitreihen

In diesem Kapitel sollen die Zeitreihen der dargebotsabhängigen Einspeiser über den Zeitraum von 15 Jahren per Fourierreihenzerlegung näher analysiert werden. Entsprechend Kapitel 3.5.1 wird für die zeitdiskreten Signale jeweils die Fourier-Transformierte gebildet. Diese wird hinsichtlich Betragsspektrum und Phasenspektrum analysiert. Im Anhang ist in Kapitel A.2 die durchgeführte Fourier-Transformation und Rücktransformation anhand eines einfachen Beispiels dargestellt. Im Folgenden sind die Spektren der 15-jährigen Zeitreihen dargestellt für

- Laufwasserkraft
- Windkraft
- Photovoltaik
- Erzeugung aus dargebotsabhängiger Einspeisung
- Verbrauch
- Differenz aus dargebotsabhängiger Einspeisung und dem Verbrauch

Dabei handelt es sich um die Zeitreihen der österreichweiten Betrachtung. Diese werden zum Teil durch die Gewichtung der regionalen Erzeugungen beeinflusst. Für die Darstellung wurde ein Ausbau der Laufwasserkraft, sowie ein Anstieg der Last um 25 % gegenüber 2008 hinterlegt (vgl. Kapitel 2.2.7).

Das Spektrum "Erzeugung aus dargebotsabhängigen Einspeisern" stellt die Summe der drei Erzeugungen aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik dar. Die Differenz dieser Summenerzeugung und dem Verbrauch muss durch Speicher oder steuerbar einsetzbaren Erzeugungseinheiten gedeckt werden.

Die Zeitreihen beschreiben die mittlere Leistung in [GW] für jede Stunde im betrachteten 15-jährigen Zeitraum. Dementsprechend stellen die Amplituden des Spektrums ebenfalls die Leistung mit der Einheit [GW] dar. Die Zahlenwerte spiegeln den Scheitelwert der zugehörigen Schwingung dar. Auf der Abszisse sind jeweils die Periodendauern aufgetragen. Da gerade die niederfrequenten Anteile (gleichbedeutend mit einer langen Periodendauer) von entscheidender Bedeutung sind, ist in den folgenden Abbildungen eine logarithmische Darstellung der Abszisse gewählt worden.

Jene Periodendauern mit den größten Amplituden wurden farblich gekennzeichnet. Weiters ist für diese Frequenzen auch der Phasenwinkel dargestellt. Die Schwingungen stellen jeweils eine Cosinus-Funktion dar. Der Startzeitpunkt der Zeitreihen ist der 1.1.1994 um 0 Uhr. Somit würde eine Phasenlage von 0° der Jahresschwingung bedeuten, dass das Maximum genau am 1. Jänner vorliegt. Analog würde eine Phasenlage von 180° der Tagesschwingung bedeuten, dass das Maximum der Schwingung um 12 Uhr vorliegt.

Wie in Kapitel 3.5.1 beschrieben, ist die Folge x[n] nur an den n Punkten definiert. Die Zeitachse ist mit dem Faktor T normiert und dementsprechend ist die Frequenzachse im Frequenzbereich mit dem Faktor $f_s = 1/T$ normiert. Das Nyquist'sche Abtasttheorem besagt, dass ein bandbegrenztes Signal $x_c(t)$ mit $X_c(j\Omega) = 0$ für $|\Omega| \ge \Omega_N$ eindeutig durch seine Abtastwerte $x[n] = x_c(nT)$ bestimmt ist, wenn Gleichung 3.4 erfüllt ist. [Opp04, S.202]

$$\Omega_S = \frac{2\pi}{T} \ge 2\Omega_N \tag{3.4}$$

Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass Sinusfunktionen mit einer Periodendauer von $2\,\mathrm{h}$ aufgrund des Abtasttheorems nach Nyquist die höchste Frequenz darstellen, welche mit einer Abtastrate von $T=1\,h$ erfasst werden können. Demgegenüber stellt die Periodendauer von $15\,\mathrm{a}$ die niedrigste Frequenz dar. Der Gleichanteil "DC" beschreibt die mittlere Leistung über den gesamten Betrachtungszeitraum und ist gleichbedeutend mit der Energie.

In Abbildung 3.14 ist das diskrete Spektrum der Laufwasserkrafterzeugung dargestellt. Der Gleichanteil von ca. 4,77 GW entspricht einer mittleren Jahreserzeugung von $E_{LWK}=4,77\,GW\cdot 8\,766\,h/a=41\,806\,GWh/a$ (vgl. Kapitel 2.2.4). Die mittlere Jahresstundenzahl von 8 766 h entspricht aufgrund der Schalttage nicht der häufig verwendeten Jahresstundenzahl von 8 760 h. Neben dem Gleichanteil sind die Amplituden der Periodendauern 1 a und 1/2 a deutlich größer als jene der restlichen Frequenzen. Die Jahresschwingung zeigt mit einer Phasenlage von etwas weniger als 180°, dass das Maximum der Laufwasserkrafterzeugung im Sommer liegt. Dieser Jahresschwingung überlagert, bewirkt die Halbjahresschwingung mit einer Phasenlage von 90°, eine Verschiebung des Maximums in Richtung Frühling. Diese Charakteristik wurde bereits in Kapitel 3.2, in Abbildung 3.2 über den Verlauf der mittleren monatlichen Erzeugungen der Laufwasserkraft dargestellt.

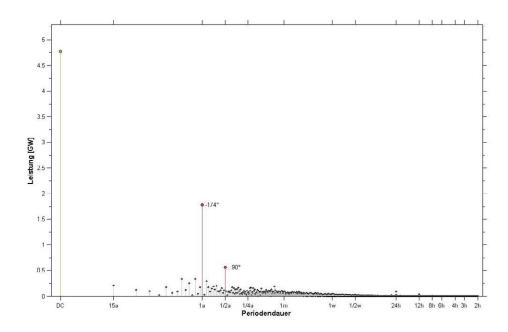


Abbildung 3.14.: Spektrum der Laufwasserkrafterzeugung

Wie zuvor bei der Laufwasserkraft kann auch bei der Windkraft (siehe 3.15) über den Gleichanteil von 0,893 GW die mittlere Jahreserzeugung von $E_{Wind}=0,893\,GW\cdot8766\,h/a=7\,828\,GWh/a$ berechnet werden. Neben dem Gleichanteil sind die Amplituden bei den Periodendauern von einem Jahr, einem Tag und 12 h verhältnismäßig groß. Die Cosinusschwingung mit der Periodendauer von einem Jahr, spiegelt die saisonale Schwankung der Windkrafterzeugung wider. Mit einer Phasenverschiebung von -39° der Cosinusschwingung, beschreibt dies die maximale Erzeugung im Frühjahr und die minimale Erzeugung im Herbst. Dieser Verlauf wurde bereits in Kapitel 3.2 in Abbildung 3.3 gezeigt. Die Cosinusschwingung mit der Periodendauer von 24 h und einer Phasenverschiebung von 167° ergibt in Kombination mit der Schwingung bei 12 h den mittleren Tagesverlauf der Windkrafterzeugung, welche ein Maximum in den Nachmittagsstunden aufweist (siehe auch Abbildung 3.3). Das Spektrum der Windkraft zeigt im Vergleich zu anderen Einspeiseformen einen sehr gleichmäßigen Verlauf der Amplituden, über nahezu dem gesamten Frequenzbereich. Abgesehen von den dominierenden Frequenzen, kann ab ca. einer Woche eine Abnahme der Amplituden beobachtet werden. Generell sind

die Amplituden der nicht dominierenden Frequenzen bei der Windkraft verhältnismäßig groß.

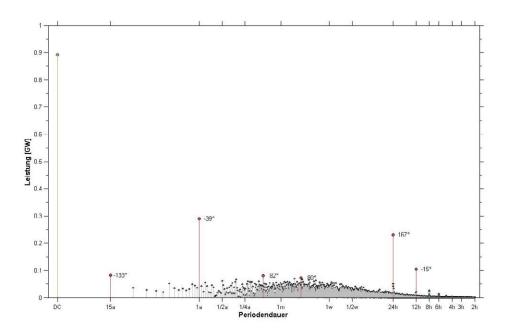


Abbildung 3.15.: Spektrum der Windkrafterzeugung

Das Spektrum der Photovoltaikeinspeisung über den betrachteten 15-jährigen Zeitraum ist in Abbildung 3.16 dargestellt. Die mittlere Jahreserzeugung beträgt hier $E_{PV}=\overline{P_{PV}}\cdot t=3,318\,GW\cdot 8\,766\,h/a=29\,087\,GWh/a$. Das Spektrum der Photovoltaik zeigt dominierende Frequenzanteile, welche im Vergleich zu den restlichen Spektralkomponenten deutlich größer sind. Die Cosinusschwingung der Periodendauer von einem Jahr weist ein Argument von -168° auf. Dies stellt somit den saisonalen Verlauf der Photovoltaik-Einspeisung dar, welche im Sommer ihr Maximum und im Winter ihr Minimum findet. Mit einer Amplitude von ca. 5 GW ist die Cosinusschwingung bei 24 h nochmals deutlich stärker ausgeprägt, als die saisonale Schwankung mit ca. 2 GW. Mit einem Winkel von -173° der Cosinusschwingung wird hier die maximale Einspeisung rund um die Mittagszeit beschrieben. Weiters zeigt Abbildung 3.16, dass auch Spektralkomponenten nahe bei 24 h sowie bei 12 h deutlich größer sind, als die restlichen Frequenzanteile. Diese Anteile bilden ebenfalls den Tagesverlauf der Photovoltaikeinspeisung nach.

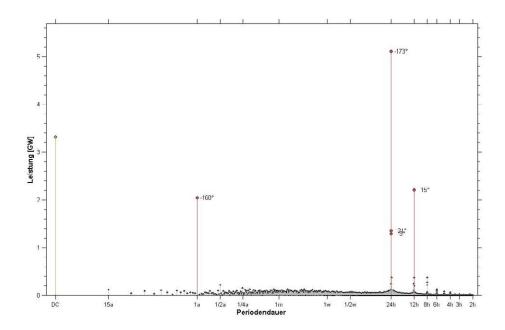


Abbildung 3.16.: Spektrum der Photovoltaik-Erzeugung

In Abbildung 3.17 ist nun die Summe der drei Erzeugungsformen als Erzeugungsmix dargestellt. Die Summenbildung kann direkt über die Spektren erfolgen. Hierzu müssen die komplexen Amplituden für jede Periodendauer gewichtet aufsummiert werden. Qualitativ ist hier sehr deutlich der Einfluss der Photovoltaik zu sehen, welche ein ähnliches Spektrum aufweist (vgl. Abbildung 3.16). Sowohl die Laufwasserkraft als auch die Photovoltaik haben mit -174° bzw. -168° Phasenverschiebung, bei einer Periodendauer von einem Jahr, ein saisonales Erzeugungsmaximum im Sommer. Die Phasenverschiebung der Gesamterzeugung liegt daher bei einer Periodendauer von einem Jahr bei insgesamt -167°. Der Tagesverlauf von Windkraft und Photovoltaik ist mit einer Phasenverschiebung von 167° bzw. -173° bei einer Periodendauer von 24 h relativ ähnlich. Die Laufwasserkraft hingegeben hat bei dieser Periodendauer keinen signifikanten Frequenzanteil. Daher weist die Gesamterzeugung bei einer Periodendauer von 24 h einen Winkel von -175° der Cosinusschwingung auf.

Der direkte Vergleich zwischen dem Spektrum der Photovoltaik (Abbildung 3.16) und jenem der Gesamterzeugung (Abbildung 3.17) zeigt, dass sich die Amplitude der 24 h

Schwingung von rund 5,2 GW auf 5,5 GW verhältnismäßig nur gering erhöht hat. Der Gleichanteil, welcher der Jahreserzeugung entspricht, wird jedoch von 3,3 GW auf 9 GW erhöht. Somit zeigt das Spektrum, dass durch die Beimischung von Laufwasserkraft und Windkraft zur Photovoltaikerzeugung die Energie deutlich erhöht wurde, ohne dass dabei die Tag-Nacht-Charakteristik der Photovoltaik signifikant verstärkt worden wäre.

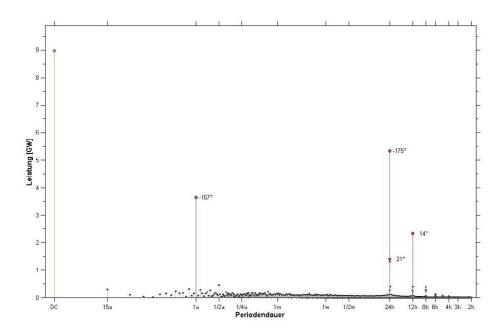


Abbildung 3.17.: Spektrum der Summe aus Laufwasserkraft-, Windkraft- und Photovoltaik-Erzeugung

Abbildung 3.18 zeigt das Spektrum des österreichischen Inlandsstromverbrauchs. Die dominanten Spektralanteile zeigen hier zunächst den saisonalen Verlauf mit dem Maximum in den Wintermonaten (sieh Periodendauer 1a). Weiters ist die Charakteristik des Wochenrhythmus bei der Periodendauer 1 w erkennbar. Diese Periodizität von einer Woche trat bei den dargebotsabhängigen Erzeugungsformen nicht auf. Der Winkel zu dieser Periodendauer hat nur bedingte Aussagekraft, da dies von dem Wochentag abhängig ist, mit dem das Jahr beginnt. Die Periodendauer von 24 h (und 12 h zeigt den Tagesverlauf des Verbrauchs mit einer Erhöhung in den Mittagsstunden und einer Verringerung in den Nachtstunden (siehe Winkel der zugehörigen Cosinusschwingungen).

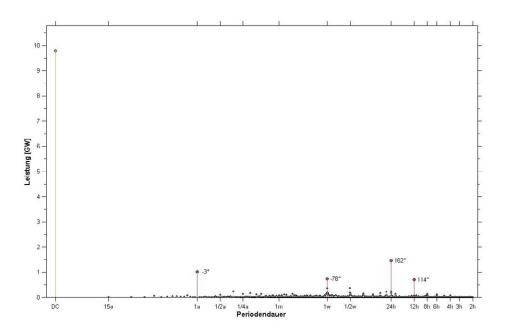


Abbildung 3.18.: Spektrum der Last

Abbildung 3.19 zeigt das Spektrum der Differenz aus Gesamterzeugung (siehe Abbildung 3.17) und dem Verbrauch (siehe Abbildung 3.18). Der resultierende Gleichanteil von $0.808\,GW\triangleq7\,083\,GWh/a$ entspricht genau der Erzeugung aus Speicherkraftwerken abzüglich der Gesamtverluste. Diese steuerbaren Einheiten wurden in der hier gezeigten Darstellung noch nicht berücksichtigt.

Der Vergleich des Spektrums der Gesamterzeugung (Abbildung 3.17) und der Differenz aus Erzeugung und Verbrauch (Abbildung 3.19) zeigt, dass die Amplitude der Jahresschwingung von ca. 3,7 GW auf 4,7 GW angestiegen ist. Dies ist darin begründet, dass die Gesamterzeugung genau einen gegengleichen saisonalen Verlauf mit dem Verbrauch aufweist. Vor allem Laufwasserkraft und Photovoltaik weisen ein Maximum in den Sommermonaten auf. Daher wird die Amplitude der Differenz hier vergrößert. Gleichzeitig ist ein Rückgang der 24 h Schwingung von ca. 5,5 GW auf 4,2 GW zu beobachten. Dies ist vor allem in den Tagesprofilen der Photovoltaik und Windkraft begründet, welche zum Verbrauch passen. Jedoch ist die Tag-Nacht-Charakteristik des Verbrauchs deutlich schwächer ausgeprägt, als jene der Photovoltaik. Daher bleibt im Differenzprofil hier

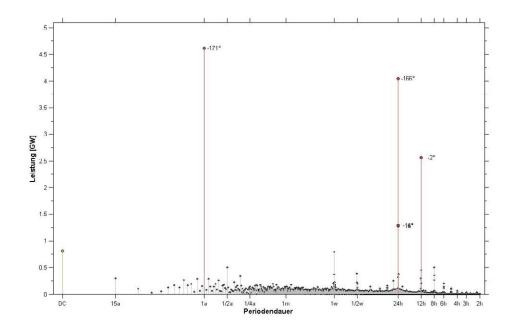


Abbildung 3.19.: Spektrum der Differenz aus Erzeugung und Verbrauch

noch eine signifikante Ausprägung bei 24 h übrig. Die 12 h Schwingung ändert sich in ihrer Amplitude vergleichsweise gering. Zwar weist auch der Verbrauch hier einen erkennbaren Anteil auf, jedoch unterscheidet sich der Winkel der Last mit 114° von jenem der Gesamterzeugung mit 14°. Daher ändert sich im Differenzprofil vor allem der Winkel, welcher nun einen Wert von -2° aufweist.

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass die dargebotsabhängigen Erzeuger eine deutlich höhere Variabilität bezogen auf den Mittelwert aufweisen, als der Verbrauch. Keine der drei Erzeugungsformen weist einen Jahresverlauf auf, welcher mit dem Verbrauch übereinstimmen würde. Hingegen passen die Tagesverläufe der Photovoltaik und der Windkraft mit jenem der Last zusammen. Der Einsatz der Photovoltaik bewirkt bis zu einem gewissen Grad die Angleichung des Tagesprofils der Gesamterzeugung zu jenem der Last, allerdings mit dem Nachteil, dass dadurch ein erhöhter Bedarf an Energie zum Ausgleich der saisonalen Unterschiede benötigt wird.

3.6. Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurden die Eigenschaften der regenerativen Einspeisezeitreihen näher betrachtet. Dies betrifft vor allem folgende Eigenschaften:

- Regionale Unterschiede
- Erwartungswerte der Einspeisung
- Schwankungen der Erzeugung
- Nutzen des Energiemix
- Nutzen der überregionalen Vernetzung
- Maximale Einspeiseleistungen
- Gesicherte Erzeugung
- Frequenzspektren der Zeitreihen

In Kapitel 3.1 wurden die regionalen Standortqualitäten der dargebotsabhängigen Erzeugungsformen untersucht. Die Laufwasserkraft weist dabei eine verhältnismäßig geringe Schwankung der Volllaststundenzahl in den Regionen auf. Die hohe Volllaststundenzahl der Donaukette sorgt in den entsprechenden Regionen für eine überdurchschnittliche Volllaststundenzahl. Die Photovoltaikerzeugung ist bezüglich der zu erzielenden Jahreserträge die homogenste Erzeugungsform in Österreich. Tendenziell sind in den südlicheren Gebieten leicht höhere Erträge zu beobachten. Die Windkraft weist die größten regionalen Ertragsunterschiede auf. Hier zeigen sich im Osten und im Norden Österreichs die höchsten Volllaststundenzahlen. Gleichzeitig weisen diese Gebiete auch die größten Potenzialflächen für Windkraftinstallationen auf.

Kapitel 3.2 zeigt die mittleren Erträge je Monat und Tageszeit. Die Laufwasserkraft besitzt im Tagesverlauf ein nahezu gleichbleibendes Profil. Der Monat Mai weist eine um 43 % höhere Erzeugung bezogen auf den Jahresmittelwert auf. Im Winter hingegen sinkt die Erzeugung der Laufwasserkraft um 33 % unter dem Mittelwert. Über das ganze Jahr hindurch tritt das Maximum der Windkrafterzeugung in den Nachmittagsstunden auf. Der saisonale Verlauf zeigt im Frühjahr die höchsten und im Herbst die niedrigsten Windkraft-Erzeugungswerte. Die Zeitreihen der Photovoltaik weisen neben dem bekannten Tagesverlauf, mit dem Maximum in den Mittagsstunden, einen saisonalen Verlauf,

mit den höchsten Erzeugungswerten im Sommer, auf. Der Erwartungswert einer Mittagsstunde im Sommer beträgt das 4,25 fache des Jahresdurchschnitts. Das Verbrauchsprofil zeigt im Winter im Tagesverlauf eine Mittags- und Abendspitze. In den Sommermonate ist nur noch eine Mittagsspitze zu erkennen. Ein entscheidendes Merkmal stellt der erhöhte Strombedarf in den Wintermonaten dar. Die Schwankungen des Verbrauchs sind im Vergleich zur Erzeugung verhältnismäßig gering.

Die Erzeugungsschwankungen in Form der Abweichung vom zuvor thematisierten Erwartungswert, sind in Kapitel 3.3 behandelt worden. Im ersten Schritt wurde der Verlauf der Jahreserzeugung je Einspeiseform und Region untersucht. Hierbei zeigt sich, dass nicht global von einem "guten" bzw. "schlechten" Jahr gesprochen werden kann. Für alle Erzeugungsformen zeigte sich, dass häufig eine Region über und im gleichen Jahr eine andere Region unter ihrem langjährigen Mittelwert lag. Betrachtet man die Abweichungen vom erwarteten Jahres- bzw. Monatsertrag, so stellte sich die Photovoltaik als die "sicherste" der drei dargebotsabhängigen Erzeugungsformen heraus. Bezüglich der erwarteten Tages- und Stundenerzeugung, ist dies die Laufwasserkraft. Die Mischung der drei Erzeugungsformen zeigt in allen Zeitbereichen eine Verringerung der Schwankung gegenüber den Einzelerzeugungsformen. Die regionale Vernetzung der Stationserzeugungen sowie der überregionale Austausch zwischen den Regionen, bewirkte bei allen Erzeugungsformen eine Verringerung der Schwankungen.

Kapitel 3.4 widmet sich den auftretenden Einspeiseleistungen. Sowohl bei der Laufwasserkraft als auch bei der Windkraft gibt es Stunden im 15-jährigen Betrachtungszeitraum, in denen die auftretende Einspeiseleistung gleich der maximal möglichen Leistung ist. Die Photovoltaik hingegen weist einen Maximalwert von 70 % der installierten Leistung auf. Zur gesicherten Erzeugung kann nur die Laufwasserkraft einen Beitrag liefern. Der Minimalwert liegt hier bei rund 20 % der installierten Laufwasserkraftwerksleistung. Die maximal auftretende überschüssige Einspeisung (dargebotsabhängige Erzeugung verringert um den Verbrauch), ist mit 15 GW höher als die österreichische Höchstlast.

In Kapitel 3.5 wurden die Zeitreihen mit Hilfe der Fourier-Analyse charakterisiert. Die Spektren der Laufwasserkraft, der Photovoltaik und des Verbrauchs zeigen, dass diese anhand weniger dominierender Spektralanteile sehr gut beschrieben werden können. In eingeschränkter Form gilt dies ebenfalls für die Windkraft. Für alle Zeitreihen stellt die Saisonale Komponente (Periodendauer 1 a) eine dominierende Spektralkomponente dar. Die Laufwasserkraft weist keine signifikanten Anteile in kürzeren Zeitbereichen auf. Bei

der Windkraft, dem Verbrauch und im Speziellen bei der Photovoltaik zeigt sich eine Ausprägung der 24 h und 12 h Spektralkomponente, welche den typischen Tagesverlauf darstellt. Beim Verbrauch ist zusätzlich eine wöchentliche Komponente zu erkennen.

Die Zielsetzung einer Deckung des Strombedarfs durch dargebotsabhängige Erzeuger beinhaltet somit zwei wesentliche Probleme. Die erste Schwierigkeit liegt in der Stochastik der dargebotsabhängigen Erzeuger. Die gesicherte Erzeugung ist im Verhältnis zum auftretenden Verbrauch verhältnismäßig gering. Ebenso übersteigen die Erzeugungsspitzen den Verbrauch teilweise um ein Vielfaches. Um dieser Problematik entgegenwirken zu können, werden vor allem Speichermöglichkeiten benötigt, welche durch hohe Einund Ausspeiseleistungen gekennzeichnet sind. Der Energieinhalt der Speicher spielt für diese kurzfristigen Ausgleichsvorgänge eine untergeordnete Rolle.

Das zweite Problem liegt im gegengleichen saisonalen Verlauf der Erzeugung und des Verbrauchs. Während die Last in den Wintermonaten ihr Maximum aufweist, trifft dies auf keine der drei dargebotsabhängigen Erzeugungsformen zu. Bei der Photovoltaik ist dieser saisonale Verlauf mit der Erzeugungsspitze im Sommer am deutlichsten ausgeprägt. Zur Realisierung eines Energiesystems mit einem möglichst hohen Anteil an regenerativen dargebotsabhängigen Erzeugern, würden somit langfristige Speichertechnologien benötigt werden. Das Hauptaugenmerk liegt hierbei auf dem energetischen Speichervermögen und weniger auf der Leistung der Speicher.

4. Modellierung und Optimierung

In diesem Kapitel wird zunächst auf die Grundlagen der linearen Optimierung eingegangen. In weiterer Folge wird beschrieben, wie eine lineare Optimierungsaufgabe umgesetzt und gelöst werden kann. Als Vorgriff auf die hier vorliegende Problemstellung werden Ansätze gezeigt, um "große" Probleme effizient formulieren zu können.

In dieser Arbeit wird ein Ansatz beschrieben, welcher gleichzeitig den Kraftwerksausbau als auch den Kraftwerks- und Speichereinsatz optimiert. In den einzelnen Unterpunkten wird die Modellierung der dargebotsabhängigen Erzeugungsformen, der steuerbaren Einheiten sowie des elektrischen Netzes beschrieben. Aufgrund des verfolgten linearen Optimierungsansatzes stehen für die Modellierung der Systemkomponenten ausschließlich lineare Nebenbedingungen zur Verfügung. Die Zielsetzung liegt somit in einer möglichst detaillierten Abbildung der Eigenschaften der einzelnen Netzelemente bei einer gleichzeitig effizienten Formulierung, um den resultierenden Rechenaufwand gering zu halten.

4.1. Grundlagen der linearen Optimierung

"Das mathematische Teilgebiet der linearen Optimierung behandelt Probleme, in denen eine von n Veränderlichen abhängige lineare Funktion, die Zielfunktion, unter Einhaltung linearer Restriktionen, den Nebenbedingungen, zu minimieren oder maximieren ist." [Ung10, S.v]

Lineare Optimierungsaufgaben können stets in eine Normalform übergeführt werden. Diese besteht aus einer Matrix $A \in \mathbb{R}^{m \times n}$, welche gemeinsam mit dem Vektor $b \in \mathbb{R}^{m \times 1}$ die Nebenbedingungen beschreibt. Der Vektor $x \in \mathbb{R}^{n \times 1}$ beschreibt die Entscheidungsvariablen. Der Vektor $c \in \mathbb{R}^{n \times 1}$ stellt die Zielfunktion dar. [Ung10, S.v]

Das lineare Optimierungsproblem kann mit der in Gleichung 4.1 dargestellten Form, beschrieben werden.

$$\min_{x} c^{T} x$$

$$Ax \le b$$

$$x \ge 0$$
(4.1)

Die Aufgabe $\min_x c^T x$ variiert die Entscheidungsvariable x derart, dass mit der vorgegebenen Gewichtung des Vektors c ein Minimum gefunden wird. Dabei muss die Nicht-Negativitäts-Bedingung für die Variable x in der Form $x \geq 0$ erfüllt sein. Weiters sind die Nebenbedingungen $Ax \leq b$ einzuhalten, wobei jede Zeile der Matrix A bzw. des Vektors b eine eigene Nebenbedingung darstellt.

In Normalform wird häufig verlangt, dass für den Vektor b die Bedingung $b \ge 0$ gilt. Unter dieser Voraussetzung ist die Lösbarkeit des Gleichungssystems 4.1 über die triviale Lösung x = 0 immer gegeben.

Je nach Autor kann die Formulierung der Normalform variieren. So wird in [Ung10, S.v] anstatt der Ungleichheitsnebenbedingung $Ax \leq b$, die Gleichheitsbedingung Ax = 0 verwendet. In [Ben03, S.226] wird hingegen anstatt des Minimums von c^Tx das Maximum dieses Ausdrucks in der Normalform gesucht. In weiterer Folge soll nun gezeigt werden, dass diese unterschiedlichen Formulierungen ineinander übergeführt werden können.

Soll die Zielfunktion im Gegensatz zu Gleichung 4.1 maximiert werden, so ist der Vektor c mit dem Wert -1 zu multiplizieren. Ebenso gilt dies für die Ungleichung $Ax \leq b$. Liegt hier eine Nebenbedingung in der Form $g(x) \geq b$ vor, so kann diese ebenfalls durch Multiplikation mit -1 entsprechend der Normalform angegeben werden.

Ist anstelle einer Ungleichheitsnebenbedingung eine Gleichheitsnebenbedingung der Form g(x)=0 gefordert, so kann dies durch die beiden Ungleichungen $g(x)\leq 0$ und $g(x)\geq 0$ äquivalent formuliert werden.

Umgekehrt ist es durch hinzunehmen von Schlupfvariablen x_j in die Entscheidungsvariable x möglich, die Ungleichheitsnebenbedingungen $Ax \leq b$ in Gleichheitsnebenbedingungen Ax = b umzuformen. Diese Schlupfvariablen stellen genau die Differenz zwischen

dem Ergebnis der Nebenbedingung Ax in einer bestimmten Zeile i und dem Wert b_i dar. Durch die Nicht-Negativitäts-Forderung von x_j ist sichergestellt, dass Ax in der Zeile i nicht größer als b_i werden kann, wenn der korrespondierende Wert zu x_j in der Matrix A mit 1 gesetzt ist.

Wenn eine Entscheidungsvariable x_j auch negative Werte annehmen können soll, so ist die Darstellung von x_j über zwei positive Variablen $x_j' \geq 0$ und $x_j'' \geq 0$ in der Form $x_j = x_j' - x_j''$ möglich.

Konvexe Mengen

"Die Konvexität von Mengen und Funktionen spielt in der mathematischen Optimierung eine große Rolle. Sind Zielfunktion und Nebenbedingungen konvex, so spricht man von Aufgaben der konvexen Optimierung. Hierfür sind Theorie und numerische Methoden weit entwickelt, so dass sich konvexe Optimierungsaufgaben effektiv berechnen lassen." [Ben03, S.9]

Eine Menge M eines Raumes heißt konvex, wenn für beliebige Punkte $x \in M$ und $y \in M$ und eine beliebige reelle Zahl $\lambda \in (0,1)$ gilt: [Ben03, S.9]

$$\lambda x + (1 - \lambda)y \in M$$

Wie zuvor beschrieben, ist der Entscheidungvektor $x \in \mathbb{R}^{n \times 1}$ ein n-Tupel der reellen Zahlen. Somit ergibt jede Linearkombination von n-Tupel aus den reellen Zahlen wieder ein n-Tupel in den reellen Zahlen. Auch die Einschränkung auf den positiven Halbraum der reellen Zahlen spielt mit einem Wert von $0 \le \lambda \le 1$ keine Rolle. Somit kann bezüglich des Entscheidungsraums von x ausgesagt werden, dass dieser eine konvexe Menge darstellt.

Bezüglich der Nebenbedingung $Ax \leq b$ bildet die Menge

$$M = \{ x \in \mathbb{R}^n \mid Ax \le b \}$$

eine konvexe Menge. Sie wird auch als (konvexer) Polyeder bezeichnet. Die Eigenschaft lässt sich über zwei Vektoren x und y zeigen, welche folgende Bedingungen erfüllen:

$$Ax \leq b$$

$$Ay \leq b$$

Deshalb ergibt sich:

$$A(\lambda x + (1 - \lambda)y) = \lambda Ax + (1 - \lambda)Ay \le \lambda b + (1 - \lambda)b = b$$

sodass

$$\lambda x + (1 - \lambda)y \in M$$

für eine beliebige reelle Zahl $\lambda \in (0,1)$ gilt. [Ben03, S.12]

Eigenschaften der linearen Optimierung

Eine lineare Optimierungsaufgabe mit der Struktur

$$\min_{x} c^T x$$

und dem zulässigen Bereich für x von

$$B = \{ x \in \mathbb{R}^n \mid Ax \le b \land x \ge 0 \} \subset \mathbb{R}^n$$
 (4.2)

weist einige Eigenschaften auf, welche im Folgenden kurz beschrieben werden sollen. Diese sind für die Lösbarkeit von Optimierungsaufgaben von Vorteil.

Bei linearen Optimierungsaufgaben ist ein lokaler Extremwert gleichzeitig auch ein globaler Extremwert. Wird somit ein lokales Minimum der Aufgabe gefunden, so ist die Optimierungsaufgabe beendet, da dies auch das gesuchte Optimum der Aufgabe darstellt.

Wenn der durch die Nebenbedingungen der linearen Optimierungsaufgabe bestimmte zulässige Bereich B (siehe Gleichung 4.2) nicht leer ist, bildet er ein konvexes Polyeder, mit höchstens endlich vielen Eckpunkten und ist abgeschlossen. Diese Eigenschaft wurde über die konvexen Mengen im vorigen Abschnitt beschrieben.

Sämtliche existierende Minimalpunkte der linearen Zielfunktion liegen auf dem Rand des konvexen Polyeders, wobei mindestens ein Eckpunkt (Minimaleckpunkt) darunter sein muss.

Wenn nur ein Minimalpunkt existiert, so wird dieser genau in einem Eckpunkt (Minimaleckpunkt) des Polyeders angenommen.

Da lineare Zielfunktionen stetig sind, existiert aufgrund des Satzes von Weierstrass ein Minimalpunkt, wenn der durch die linearen Nebenbedingungen bestimmte abgeschlossene zulässige Bereich B beschränkt und nicht leer ist. [Ben03, S.232]

4.2. Umsetzung eines Optimierungsproblems

Im vorangegangenen Kapitel wurden die theoretischen Grundlagen für ein lineares Optimierungsproblem dargestellt. In diesem Kapitel soll nun darauf eingegangen werden, wie ein derartiges Problem gelöst werden kann. Der Ablauf kann grob in zwei Teile gegliedert werden:

- Erstellen der Matrizen c, A und b bzw. A_{eq} , b_{eq}
- Lösen des Optimierungsproblems

Diese beiden Aufgaben sind voneinander unabhängig und können mit Hilfe von unterschiedlichen Programmen ausgeführt werden. Die erste Aufgabe besteht im Wesentlichen darin, das Optimierungsproblem zu formulieren und daraus die Vektoren bzw. Matrizen der Zielfunktion und Nebenbedingungen zu erstellen. Die zweite Aufgabe besteht im Berechnen dieses Optimierungsproblems. Dazu werden einem Solver die zuvor erstellten Matrizen übergeben und von diesem dann gelöst. Als Ergebnis wird jener Vektor x der Entscheidungsvariable geliefert, mit welchem der optimale Zielfunktionswert erzielt wird.

Erstellen des Optimierungsproblems

Zu Beginn müssen die im System veränderlichen Größen identifiziert werden. Diese Größen werden zum Vektor x der Entscheidungsvariablen zusammengefasst. Die Anzahl der Elemente dieses Vektors n_x bestimmt in weiterer Folge die Größe des Optimierungsproblems. Der nächste Schritt besteht in der Formulierung der Zielfunktion. Dessen Vektor c muss dieselbe Dimension wie jene der Entscheidungsvariable x aufweisen. In der Zielfunktion wird jede veränderliche Größe mit einer gewissen Gewichtung c_i versehen, welche angibt, in wie weit die jeweilige Variable zur Zielgröße beträgt.

Nach dem Formulieren der Entscheidungsvariable und der Zielfunktion, gilt es nun die Nebenbedingungsmatrix A bzw. A_{eq} sowie die zugehörigen Nebenbedingungswerte b bzw.

 b_{eq} zu formulieren. Über die Zusammenhänge $Ax \leq b$ bzw. $A_{eq}x = b_{eq}$ ist die Spaltenanzahl der Nebenbedingungsmatrix bereits festgelegt. Diese ist identisch mit der Dimension der Entscheidungsvariable x. Die Nebenbedingungsmatrizen weisen daher eine Spaltenanzahl von n_x auf. Jede (Un-)Gleichheitsnebenbedingung fügt nun eine weitere Zeile zur Nebenbedingungsmatrix hinzu. Die Zeilenanzahl der Gleichheits- und Ungleichheitsnebenbedingungsmatrix entspricht in Summe der Anzahl an Nebenbedingungen n_{NB} .

Die hier beschriebenen Matrizen können auf mehreren Wegen erstellt werden. Eine Variante besteht im manuellen Setzen der Matrixkoeffizienten. Im Anhang (siehe Kapitel A.4) ist diese Vorgangsweise anhand einer Matlab-Beispieloptimierung dargestellt. Gerade für größere Optimierungsprobleme bringt der Einsatz einer Optimierungssoftware erhebliche Vorteile in der Problemformulierung. In weiterer Folge wird die Software GAMS zur Erstellung der Optimierungsaufgabe verwendet. Hierbei können Zielfunktion als auch Nebenbedingungen als (Un-)Gleichung beschrieben werden. Die Software übernimmt daraufhin die Aufgabe, aus diesen definierten Gleichungen die zugehörigen Matrizen c, A, b, A_{eq} und b_{eq} zu erstellen.

Solver

Nach dem Erstellen der Matrizen, wird das Optimierungsproblem mit Hilfe eines Lösungsalgorithmus (Solver) gelöst. Diese beiden Aufgaben sind voneinander unabhängig und können in unterschiedlichen Softwareumgebungen durchgeführt werden. Die Solver können auch häufig direkt über die Kommandozeile aufgerufen werden.

Matlab bietet zur Lösung von linearen Optimierungsproblemen die Funktion 'linprog'. Dieser Solver sucht das Minimum für die Funktion $c^T x$ unter den vorliegenden Rahmenbedingungen (siehe Gleichung 4.3).

$$\min_{x} c^{T} x$$

$$Ax \le b$$

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

$$l_{b} \le x \le u_{b}$$

$$(4.3)$$

Die hier dargestellte Form der linearen Optimierung aus Gleichung 4.3 entspricht nicht der Normalform aus Gleichung 4.1. Die Funktion 'linprog' in Matlab kann sowohl mit Ungleichheits- als auch Gleichheitsnebenbedingungen umgehen. Weiters sind die Entscheidungsvariablen x nicht auf positive Werte beschränkt, da die Vektoren der Grenzen für x in Form von l_b und u_b auch negative Werte aufweisen dürfen. Wie am Beginn des Kapitels 4.1 gezeigt, können Gleichheits- in Ungleichheitsnebenbedingungen übergeführt werden und umgekehrt. Weiters wurde dort beschrieben, wie negative Entscheidungsvariablen in die positive Halbebene übergeführt werden können. Da diese Aufgabe vom Solver übernommen wird, kann der Anwender bei der Formulierung der Nebenbedingungen sowohl auf Gleichungen, als auch Ungleichungen entsprechend Gleichung 4.3, zurückgreifen.

Je nach Problemgröße wählt die Funktion 'linprog' selbstständig, welcher Lösungsalgorithmus angewendet wird. Für kleinere Problemstellungen kommt der Simplex-Algorithmus zum Einsatz. Für größere Probleme basiert die Optimierung auf den Solver LIPSOL (Linear Interior Point Solver). Alternativ kann der zu verwendende Algorithmus auch manuell vorgegeben werden. [Mat12b] Die Beispieloptimierung (siehe Anhang Kapitel A.4) wurde mit Hilfe der Funktion 'linprog' durchgeführt.

In weiterer Folge kommt der Solver CPLEX des Herstellers IBM zum Einsatz. Ebenso wie der in Matlab integrierte Solver, können auch hier die Nebenbedingungen sowohl als Gleichungen als auch als Ungleichungen angegeben werden (siehe Gleichung 4.3). Dieser wird aus der Programmumgebung GAMS heraus aufgerufen. Abgesehen vom konkreten Aufruf des Solvers, muss ansonsten typischerweise nichts am Programmcode geändert werden, wenn in GAMS unterschiedliche Solver zum Einsatz kommen. Beispielsimulationen haben gezeigt, dass die folgenden Optimierungsaufgaben mit dem Solver CPLEX deutlich schneller gelöst werden als mit dem linearen Optimierungsalgorithmus, welcher mit Matlab zur Verfügung gestellt wird. Weiters haben vergleichende Optimierungsdurchläufe gezeigt, dass für die im Folgenden gezeigten Problemstellungen jeweils der Barrier-Lösungsalgorithmus (Innerer-Punkte-Ansatz) im Vergleich zu Dual-Simplex kürzere Rechenzeiten benötigt.

4.3. Größe des Optimierungsproblems

Im Hinblick auf die Optimierung muss der Umfang des modellierten Systems berücksichtigt werden. Der Betrachtungszeitraum des Gesamtproblems beträgt 15 Jahre. Die zugehörigen Zeitreihen liegen im Stundenraster vor. Dies resultiert in insgesamt 15 · $8\,760 + 4 \cdot 24 = 131\,496$ Werten. Wie in Kapitel 4.6.1 dargestellt wird, ergeben sich in der Optimierung pro Energievorgabe (z.B. maximaler Speicherinhalt) in der Nebenbedingungsmatrix A 131 496 Zeilen. Weiters resultiert jede flexibel regelbare Erzeugungseinheit in einer Steuervariable pro Zeiteinheit. Diese Optimierungsvariablen ergeben die Spaltenanzahl der Nebenbedingungsmatrix A.

Im Folgenden soll von einer einfachen Optimierungsaufgabe mit einem Kraftwerk sowie einem flexibel einsetzbaren Speicher, welcher ein oberes und unteres Limit bezüglich des Energieinhalts aufweist, ausgegangen werden. Die beiden energetischen Nebenbedingungen (obere und untere Grenze), erzeugen in der Nebenbedingungsmatrix A insgesamt $2 \cdot 131\,496$ Zeilen. Gleichzeitig erzeugen die beiden flexibel einsetzbaren Erzeugungseinheiten $2 \cdot 131\,496$ Spalten in der Matrix A. Diese weist somit in etwa $7 \cdot 10^{10}$ Elemente auf. Wird für jedes Element eine float-Variable mit 4 Byte Speicherbedarf angenommen, so resultiert dies in einem Bedarf an Arbeitsspeicher von $258\,GB$ für die Nebenbedingungsmatrix.

Diese einfache Rechnung soll zeigen, dass das skizzierte Optimierungsproblem in dieser Form nicht auf einen derzeitigen Personal Computer (PC) zu lösen ist, da der Bedarf an Arbeitsspeicher zu hoch ist. Eine Abhilfe für dieses Problem bietet der Einsatz von spärlich besetzten Matrizen. Sowohl in Matlab als auch in gängigen Optimierungstools können Matrizen (z.T. automatisch) als spärlich besetzte Matrizen deklariert werden. Hierbei werden nicht alle Elemente gespeichert, sondern nur jene, welche von Null verschieden sind. Neben dem konkreten Werten muss aber zusätzlich die Position der Werte innerhalb der Matrix abgespeichert werden, welches ebenfalls einen Speicherbedarf erfordert. Der Einsatz von spärlich besetzten Matrizen bietet immer dann signifikante Vorteile bezüglich des Speicherbedarfs, wenn der Besetztheitsgrad gering ist. [Mat13]

In weiterer Folge ist bei der Formulierung des Optimierungsproblems darauf zu achten, dass der Besetztheitsgrad in den Nebenbedingungsmatrizen so gering als möglich ausfällt. Dies kann durch die Art und Weise der Formulierung maßgeblich beeinflusst werden. So wurde bei der Modellierung der steuerbaren Erzeugungseinheiten (siehe Ka-

pitel 4.5) als auch der Speicher (siehe Kapitel 4.6) darauf geachtet, dass der Kraftwerksund Speichereinsatz über Energieinhalte anstelle von Momentanleistungen formuliert
wird. Dies bietet den Vorteil, dass energetische Nebenbedingungen mit nur einer einzigen Variable x_i in der Nebenbedingungsmatrix abgebildet wird. Es ist somit für jeden
Zeitpunkt nur ein einziger Wert je Zeile besetzt. Leistungen und Gradienten können
durch Differenzbildung der Energiewerte formuliert werden. Dies resultiert in zwei bzw.
drei besetzten Elementen je Zeile in der Nebenbedingungsmatrix (siehe Kapitel 4.5 und
Kapitel 4.6). Würde der Einsatz mit Hilfe der Momentanleistungen beschrieben werden, so ergibt sich ein deutlich erhöhter Besetztheitsgrad. Ein energetisches Limit zum
Zeitpunkt $t = T \cdot N$ resultiert im Aufsummieren aller N Leistungswerte. Eine derartige
Formulierung der energetischen Nebenbedingung erzeugt einen Teilbereich, einer linken
unteren Dreiecksmatrix und damit einen partiellen Besetztheitsgrad von 50 %. Diese Variante der Umsetzung ist in der Beispieloptimierung ("kleines" Problem mit N = 168)
im Anhang in Kapitel A.4 dargestellt (siehe Gleichung A.25).

Beispielauswertungen der in weiterer Folge beschriebenen Modellierung des Systems haben gezeigt, dass trotz des Einsatzes von spärlich besetzten Matrizen der Rechenaufwand für den 15-jährigen Zeitraum im Stundenraster ($N=131\,496$) für derzeitig gängige PCs zu hoch ist. Aus diesem Grund wurden alle 15 Jahre unabhängig voneinander simuliert. Eine weitere mögliche Vereinfachung stellt die Reduktion des Zeitrasters auf 3 h dar. Hierbei wurde darauf geachtet, dass der Startzeitpunkt so gewählt wurde, dass die drei Mittagsstunden um 11:00 Uhr, 12:00 Uhr und 13:00 Uhr zu einem Block zusammengefasst werden. Die Wahl des Blocks ist speziell im Hinblick auf den tageszeitlichen Verlauf der Photovoltaikeinspeisung von Bedeutung. Für jedes der in Kapitel 5 dargestellten Szenarien wurden zunächst alle 15 Jahre im 3 h Zeitraster simuliert. Anschließend wurde jeweils für ein ausgewähltes Jahr eine Optimierung im 1 h Zeitraster durchgeführt.

Die Verringerung auf N=8760 bzw. N=8784 (Schaltjahre) liefert Rechenzeiten im Bereich von ca. 8 bis 150 Stunden, je nach Komplexität des jeweils vorliegenden Optimierungsproblems. Die Simulation einzelner Jahre führt i.A. zu unterschiedlichen Ergebnissen bezüglich des optimalen Anlagenausbaus, welche bei der Auswertung (siehe Kapitel 5) behandelt werden. Somit kann beantwortet werden, ob in allen Jahren ähnliche Ergebnisse erzielt werden, oder ob die Betrachtung eines einzelnen meteorologischen Jahres zu Fehlern führt, wenn dieses vom langjährigen Mittel abweicht.

4.4. Dargebotsabhängige Erzeuger

Die dargebotsabhängigen Erzeugungsformen "Laufwasserkraft", "Windkraft" und "Photovoltaik" sind durch ein vorgegebenes Erzeugungsprofil charakterisiert. Entsprechend der erhobenen 15-jährigen Zeitreihe des Dargebots (siehe Kapitel 2.2.5) sind regionale normierte Leistungsprofile gegeben. Mit dem Bezugswert der installierten Leistung, weisen die Profile die Einheit GW/GW_{inst} auf.

Entsprechend der in Kapitel 2.2.4 beschriebenen Flächen- und Erzeugungspotenziale ergeben sich die in Tabelle 4.1 dargestellten maximal installierbaren Leistungen je Region. Diese Tabelle zeigt in der ersten Zeile die installierten Leistungen der derzeitig ausgebauten Laufwasserkraft. Darunter sind die technisch-rechtlichen Gesamtpotenziale der Laufwasserkraft entsprechend Kapitel 2.2.4 dargestellt.

Tabelle 4.1.: Regionale, installierbare Leistungen dargebotsabhängiger Erzeuger

Erzeugungsform	Region 1	Region 2 P _{Inst} [GW]	Region 3			Region 6 Pinst [GW]		Region 8 Pinst [GW]	Summe Pint [GW]
Laufwasserkraft Bestand	0,03	0,78	0,51	0,65	2,43	0,69	0,14	0,60	5,84
Laufwasserkraft inkl. Zubau	0,10	1,61	1,16	0,81	2,46	1,03	0,22	0,61	8,01
Windkraft	0,02	0,09	0,01	0,20	3,68	0,12	0,67	1,40	6,19
Photovoltaik	0,78	1,88	0,88	2,41	11,50	1,77	4,20	9,15	32,57

In der Optimierung wird jeweils eine optimal zu installierende Leistung für den gesamten Betrachtungszeitraum berechnet. Dabei handelt es sich um einen festen Wert, welcher nicht aufgrund von laufendem Zubau innerhalb des Zeitraums ansteigt. Im Bereich der Laufwasserkraft wird die in Tabelle 4.1 angeführte derzeitige Ausbauleistung als Minimalwert vorgegeben. Innerhalb der Optimierung kann die Entscheidungsvariable der regional installierten Leistung, zwischen dem derzeitigen Bestand und den möglichen Ausbaupotenzialen variiert werden. Neben diesem Referenzfall wird ebenso der Fall behandelt, dass kein Ausbau der Laufwasserkraft stattfindet. In Kapitel 5.8 werden diese beiden Fälle gegenübergestellt, um den Einfluss des Laufwasserkraftausbaus auf die österreichische Elektrizitätsversorgung darstellen zu können. Weiters wird das fiktive Szenario der "grünen Wiese" behandelt. Hierbei kann die installierte Leistung aller dargebotsabhängigen Erzeuger im Bereich von Null, bis zu den maximalen Ausbaupotenzialen laut Tabelle 4.1 variiert werden. Ein eventuelles Optimierungsergebnis mit einem Rückbau bereits bestehender Wasserkraftpotenziale wird aus ökonomischer Sicht nicht als ideal bewertet werden. Jedoch geben diese Ergebnisse Aufschluss dar-

über, ob die derzeit genutzten Wasserkraftpotenziale einen idealen Erzeugungsmix für eine zukünftig überwiegend regenerative Elektrizitätsversorgung darstellen, oder ob das System unterschiedlich aufgebaut werden würde, wenn dieses nochmals neu errichtet werden könnte.

Die Optimierungsaufgabe bezüglich dargebotsabhängiger Erzeuger lautet daher: Anpassung der regionalen installierten Leistung je Erzeugungsform, mit Beschränkung auf die maximal installierbare Leistung, sodass die Zielfunktion optimiert wird. Mit der Festlegung der installierten Leistung in GW_{inst} und dem zuvor beschriebenen regionalen Profilen in GW/GW_{inst} ist die Zeitreihe der elektrischen Erzeugung gegeben.

In [Kal09] werden im Vergleich zu den angegebenen Potenzialen aus Tabelle 4.1 zum Teil deutlich höhere Werte ausgewiesen. Die installierbaren Leistungen werden unter der Annahme von gleichen Volllaststundenzahlen aus den angegebenen Jahreserzeugungen berechnet. Das Potenzial an Laufwasserkraft liegt mit einer installierbaren Leistung von 8,58 GW in der gleichen Größenordnung wie der angegebene Wert in Tabelle 4.1. Der Wert der Windkraft liegt mit 14,20 GW ebenso wie der Wert der Photovoltaik mit 45,73 GW über jenen aus Tabelle 4.1. Der Unterschied ist in der hinterlegten nutzbaren Potenzialfläche, sowie dem erhöhten Wirkungsgrad von 16 % im Bereich der Photovoltaikerzeugung begründet. [Kal09, S.583] In der Optimierung wird neben den in Tabelle 4.1 dargestellten Grenzen zusätzlich ein Szenario mit den erhöhten Potenzialen berechnet. Unter Beibehaltung der gegebenen Volllaststundenzahlen und der regionalen Verteilung werden die installierten Leistungen dementsprechend hochskaliert.

Mit der variablen Zeitreihe der "nicht eingespeisten Leistung" (Abregelung) kann die regionale Summe der dargebotsabhängigen Erzeugung verringert werden (siehe Kapitel 4.5.4). Bei allen drei Erzeugungsformen besteht die Möglichkeit die Einspeiseleistung zu verringern. Im Falle der Laufwasserkraft bedeutet dies, dass das Wasser nicht durch die Turbinen sondern über das Wehr fließt. Windkraftanlagen können die Rotorblätter aus dem Wind drehen, um die Einspeiseleistung zu reduzieren. Bei Photovoltaikanlagen kann die Leistungsreduktion über den Wechselrichter erfolgen, indem die Module nicht mehr im optimalen Punkt (MPP) betrieben werden. Mit Hilfe der zeitweisen Verringerung der dargebotsabhängigen Erzeugung, können in der Optimierung unzulässige Netzzustände vermieden werden.

4.5. Steuerbare Erzeuger

Steuerbare Erzeuger sind dadurch gekennzeichnet, dass die abgegebene Wirkleistung unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen zu jedem Zeitpunkt variiert werden kann. In weiterer Folge werden folgende steuerbare Erzeuger modelliert:

- Konventionelle Kraftwerke
- Biomasse und Biogas Kraftwerke
- Abregelung
- Import und Export

Konventionelle Kraftwerke fassen die Erzeugung von fossil betriebenen Anlagen zusammen. Hierbei wird keine Differenzierung zwischen gas- und kohlebefeuerten Anlagen vorgenommen. Die Darstellung der Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas erfolgt äquivalent zu jener der fossilen Erzeugung. Die Unterscheidung ist dem Optimierungsziel eines möglichst regenerativen Erzeugungsmix geschuldet. Dementsprechend gilt es nur die Stromerzeugung aus fossilen Quellen zu reduzieren. Die Erzeugung aus Biomasse und Biogas hingegen stellt einen wünschenswerten Beitrag zur Elektrizitätsversorgung dar.

Import und Export kann ebenfalls als steuerbarer Erzeuger (bzw. Verbraucher) modelliert werden, da auch hier die Leistung zu jedem Zeitpunkt aktiv beeinflusst werden kann. Je Region gibt es hierfür zwei getrennte steuerbare "Einheiten", um abschließend eine Import- Export-Bilanz sowie die mittlere Auslastung zu bestimmen.

Die in Kapitel 4.4 beschriebene überschüssige Leistung der dargebotsabhängigen Erzeuger wird ebenso als steuerbarer Verbraucher abgebildet. Somit besteht die Möglichkeit, die dargebotsabhängige Erzeugung zu jedem Zeitpunkt zu reduzieren. Die technischen Hintergründe hierzu wurden ebenfalls bereits im vorangegangenen Kapitel beschrieben.

4.5.1. Allgemeine Modellierung steuerbarer Erzeuger

Die elektrische Leistung eines steuerbaren Erzeugers (bzw. Verbrauchers) wird durch den in Gleichung 4.4 dargestellten Zusammenhang bestimmt. Die Größe beschreibt die in den zugehörigen Netzknoten eingespeiste Energie. Ein Erzeuger weist daher ausschließlich

positive Leistungswerte auf. Die Vorzeichenkonvention beruht auf der Darstellung als Energieinhalte in Speichern und wird in Kapitel 4.6.1 näher beschrieben.

$$-P_{el}(t) \cdot T = E_{el}(t) - E_{el}(t-1) \tag{4.4}$$

Im Modell wird die elektrische Leistung $P_{el}(t)$ in GW beschrieben. Die Zeitreihen der dargebotsabhängigen Erzeuger liegen im Stundenraster vor. Dementsprechend wird für steuerbare Erzeuger als Zeitbasis $T=1\,h$ gewählt. Die numerischen Werte der elektrischen Energie $E_{el}(t)$ repräsentieren Einheiten in der Größe GWh auf. Die Einbeziehung des Wirkungsgrades kann typischerweise entfallen, wenn die verwendeten Energiewerte jeweils die elektrische Erzeugung beschreiben. Im Falle von thermischen Kraftwerken ist der dafür benötigte Primärenergieeinsatz entsprechend höher.

Die Leistung steuerbarer Erzeuger wird typischerweise Grenzen unterliegen. Diese können als Nebenbedingung in der Optimierung entsprechend des Zusammenhangs in den Gleichungen 4.5 und 4.6 berücksichtigt werden (siehe Kapitel 4.1).

$$P_{min} \le P_{el}(t) \le P_{max} \tag{4.5}$$

$$P_{min} \cdot T \le -(E_{el}(t) - E_{el}(t-1)) \le P_{max} \cdot T$$
 (4.6)

Die Grenzen der Leistung sind hier als Konstante dargestellt. Wenn benötigt, können diese auch als definierter zeitlicher Verlauf $P_{min}(t)$ und $P_{max}(t)$ angegeben werden. Mit dem in den Gleichungen 4.5 und 4.6 verwendeten Vorzeichen, muss P_{min} im Fall eines Verbrauchers einen negativen Zahlenwert aufweisen. Für reine Erzeuger wird dieser Wert typischerweise Null sein.

Bei (idealen) Speichern beschreibt die elektrische Energie E(t) den Speicherfüllstand, welcher sich zwischen 0 und E_{max} bewegen kann (siehe Kapitel 4.6.1). Bei steuerbaren Erzeugern (z.B. Kraftwerken) kommt dem Verlauf der Energie eine andere Bedeutung zu. Liegt eine Beschränkung der (mittleren) jährlichen Erzeugung vor, so ergibt sich die Nebenbedingung, dass die elektrische Erzeugung über den Betrachtungszeitraum einen gewissen Wert nicht überschreiten darf. Die Werte der abgegebenen Wirkleistung von reinen Erzeugern sind entsprechend Gleichung 4.4 immer positiv. Daraus folgt, dass die

Zeitreihe der Energiewerte $E_{el}(t)$ monoton fallend ist. Die Differenz zweier Werte $E_{el}(t)$ zu den Zeitpunkten t_1 und t_2 beschreibt daher die erzeugte elektrische Energie in diesem Zeitraum. Der Absolutwert besitzt in dieser Betrachtung keine Aussagekraft. Daher kann der Wert am Ende des Betrachtungszeitraums $(t = T \cdot N)$ frei definiert werden. Wird dieser Wert mit $E_{el}(T.N) = 0$ festgelegt, so beschreibt der Anfangswert $E_{el}(0)$ die im vollständigen Betrachtungszeitraum erzeugte Energie.

Steuerbare Erzeuger können neben einer Leistungsgrenze auch einer Grenze bezüglich der zeitlichen Änderungsrate der Leistung unterliegen. Gleichung 4.7 formuliert diesen Gradienten über die Differenz zweier aufeinander folgender Einspeiseleistungen und in weiterer Folge (Gleichung 4.9) über die Differenzen der Energiewerte E(t).

$$G(t) \cdot T = P(t) - P(t-1) \tag{4.7}$$

$$G(t) \cdot T = -\frac{1}{T}(E(t) - E(t-1)) + \frac{1}{T}(E(t-1) - E(t-2))$$
(4.8)

$$G(t) \cdot T^2 = -E(t) + 2 \cdot E(t-1) - E(t-2)$$
(4.9)

Analog zur Formulierung der konstanten Leistungsgrenzen in Gleichung 4.6, kann dies mit Hilfe von Gleichung 4.9 ebenso für die Leistungsänderungen erfolgen. Wenn benötigt kann ein gegebener Verlauf der Gradienten-Grenzen vorgegeben werden, alternativ wird der Gradient mit einem festen Wert begrenzt.

Im Hinblick auf die Optimierung (siehe Kapitel 4.1) empfiehlt es sich, den Einsatz der steuerbaren Erzeuger ausschließlich über den Verlauf der Energiewerte $E_{el}(t)$ zu beschreiben. Dadurch ist gewährleistet, dass die Matrizen der Nebenbedingungen einen möglichst geringen Besetztheitsgrad aufweisen. In weiterer Folge bringt die Verwendung von spärlich besetzten Matrizen (engl. "sparse") eine erhebliche Einsparung in Bezug auf den benötigten Speicher zur Darstellung der Matrizen. (siehe auch hierzu Kapitel 4.1)

Abschließend wird jede steuerbare Einheit genau einem Netzknoten zugeordnet. Dies ist für die Implementierung der Lastflussrechnung und der damit verbundenen Berechnung der maximalen Leitungsbelastungen notwendig (siehe Kapitel 4.7).

4.5.2. Thermisch-fossile Kraftwerke

Tabelle 4.2 zeigt eine Auswahl österreichischer Kohle-, Gas- und Erdölkraftwerke. Die dargestellten Daten sind Angaben des jeweiligen Betreibers (siehe [Ene13], [EVN06, S.16], [Lin13], [Ver13], [Wie13]). In der zweiten Spalte ist die elektrische Engpassleistung der Kraftwerke dargestellt. Die Regionszuordnung der Kraftwerke erfolgte entsprechend dem nächstgelegenen zentralen Umspannwerk (siehe Kapitel 4.7).

Tabelle 4.2.: Auswahl österreichischer fossil befeuerter Kraftwerke

Name	Engpassleistung elektrisch [MW]	Energieträger	Bundesland	Region	Betreiber
Riedersbach 1	55	Steinkohle	OÖ	5	Energie AG
Riedersbach 2	168	Steinkohle	OÖ	5	Energie AG
Timelkam GuD	405	Erdgas	OÖ	5	Energie AG
Timelkam 3 (Reserve)	120	Erdgas	OÖ	5	Energie AG
CoGen St. Pölten	10	Erdgas	NÖ	5	EVN
CoGen Tulln	10	Erdgas	NÖ	8	EVN
Kraftwerk Dürnrohr Block 2	332	Steinkohle	NÖ	8	EVN
Korneuburg	150	Erdgas	NÖ	8	EVN
Kraftwerk Theiß Block A	140	Erdgas	NÖ	5	EVN
Kraftwerk Theiß Kombi	485	Erdgas	NÖ	5	EVN
Kraftwerk Theiß 1	70	Erdgas	NÖ	5	EVN
Kraftwerk Theiß 2	70	Erdgas	NÖ	5	EVN
Fernheizkraftwerk Linz Mitte	217	Erdgas	OÖ	5	Linz AG
Fernheizkraftwerk Linz Süd	156	Erdgas	OÖ	5	Linz AG
Mellach Fernheizkraftwerk	246	Steinkohle	Steiermark	7	Verbund
Mellach Gas-Kombikraftwerk	832	Erdgas	Steiermark	7	Verbund
Werndorf-Neudorf	164	Erdgas / Erdöl	Steiermark	7	Verbund
Kraftwerk Dürnrohr Block 1	386	Steinkohle	NÖ	8	Verbund
Kraftwerk Simmering 1	828	Erdgas	Wien	8	Wien Energie
Kraftwerk Simmering 2 (Reserve)	60	Erdgas	Wien	8	Wien Energie
Kraftwerk Simmering 3	420	Erdgas	Wien	8	Wien Energie
Kraftwerk Simmering 4 (Planung)	-	Erdgas	Wien	8	Wien Energie
Donaustadt 1	140	Erdgas	Wien	8	Wien Energie
Donaustadt 3	395	Erdgas	Wien	8	Wien Energie
Leopoldau	140	Erdgas	Wien	8	Wien Energie

Die Engpassleistung der in Tabelle 4.2 dargestellten Kraftwerke beträgt in Summe 6 GW. Die Bestandsstatistik der Verteilungs- und Erzeugungsanlagen 2011 der E-Control, weist eine Engpassleistung von 7 741 MW für Kraftwerke mit fossiler Befeuerung bzw. Mischfeuerung aus. [Ene12a] Die dargestellte Auflistung deckt somit rund 78 % der in Österreich installierten thermisch-fossilen Kraftwerksleistung ab. Tabelle 4.3 zeigt in der zweiten Spalte den regionalen Anteil der Engpassleistung entsprechend der Auflistung

aus Tabelle 4.2. Diese regionale Verteilung wurde so skaliert, dass die Summe der Engpassleistungen (siehe 3. Spalte) genau den von E-Control angegebenen Wert der derzeitig in Österreich verfügbaren Engpassleistung thermisch-fossil befeuerter Kraftwerke ergibt.

Tabelle 4.3.: Regionale Engpassleistung thermisch-fossiler Kraftwerke

Region	Anteil EPL [%]	Engpassleistung elektrisch [GW]
Region 5	31,6%	2,447
Region 7	20,7%	1,603
Region 8	47,7%	3,692
Summe	100,0%	7,741

Da in dieser Arbeit eine "möglichst regenerative Elektrizitätsversorgung" den Untersuchungsgegenstand darstellt, soll hier kein weiterer Ausbau der fossil befeuerter Kraftwerke angenommen werden. Die regional verfügbaren Engpassleistungen des derzeitigen Kraftwerksbestands (Tabelle 4.3, 3. Spalte) werden in der Optimierung als Leistungsobergrenzen modelliert. Die untere Grenze der Leistung wird mit Null festgelegt und entspricht dem Fall, dass kein thermisch-fossiles Kraftwerk zu einem bestimmten Zeitpunkt innerhalb der Region einspeist. Die Begrenzung der elektrischen Leistung erfolgt in der Optimierung über die Nebenbedingung aus Gleichung 4.6 (siehe Kapitel 4.5.1).

Neben der Engpassleistung des Kraftwerksparks sollen nun auch die maximal möglichen Gradienten modelliert werden. Hierbei ist zwischen den Größen "Lastgradient im Betriebsbereich", "Heißstartzeit" und "Kaltstartzeit" zu unterscheiden. Thermische Kraftwerke weisen eine Minimalleistung im Betrieb auf. Der Lastgradient gilt daher nur oberhalb dieser Minimallast, welche je nach Kraftwerkstyp derzeit bei rund 40 % der Nennleistung liegt. [Box13, S.49] Die Heißstartzeit beschreibt die Anfahrzeit des Kraftwerks, wenn die Komponenten noch warm sind. Dies trifft bei Ausschaltzeiten von weniger als 8 h zu. Die Anfahrzeit bei Kaltstart gilt für Ausschaltzeiten von mehr als 48 h.

Die maximale Leistungsänderungsrate des thermischen Kraftwerksparks wird in weiterer Folge über die Kaltstartzeit von Kohle- und Gaskraftwerken modelliert. Somit wird in der Modellierung bezüglich der Dynamik der ungünstigste Fall herangezogen. Dies wird dadurch begründet, dass erste Beispielsimulationen gezeigt haben, dass der Einsatz thermischer Kraftwerke vor allem in Wintermonaten, in länger andauernden Blöcken erfolgt. Dazwischen treten hingegeben längere Phasen ohne Einsatz der thermischen Erzeuger

auf. Dies deckt sich mit den Anforderungen der Fernwärmeauskopplung, welche in der Modellierung jedoch nicht direkt behandelt werden. Weiters ist über diese Annahme sichergestellt, dass die dynamischen Fähigkeiten des thermischen Kraftwerksparks nicht überschätzt werden.

Die Anfahrzeiten bei Kaltstart betragen für den aktuellen Kraftwerkspark durchschnittlich in etwa 10 h für Kohlekraftwerke und etwa 4 h für Gaskraftwerke. Gasturbinen, welche im Spitzenlastbetrieb verwendet werden, weisen Kaltstartzeiten von weniger als 0,1 h auf. [Box13, S.49] Die Auflistung in 4.2 zeigt, dass hier der Anteil an Gaskraftwerken bei rund 80 % liegt. Die restlichen 20 % entfallen auf Kohlekraftwerke. Reine Gasturbinen scheinen in dieser Auflistung nicht auf und werden in dieser Arbeit nicht direkt modelliert. In der Optimierung wird ebenso die Unterscheidung zwischen Kohle und Gas befeuerten Kraftwerken fallen gelassen. In weiterer Folge wird von einer mittleren Anfahrzeit von 5 h für den gesamten Kraftwerkspark ausgegangen. Hierbei spiegelt sich der höhere Anteil der Gaskraftwerke wider. Neben den maximalen regionalen thermischfossilen Erzeugungsleistungen (siehe Tabelle 4.3) wird mit Hilfe von Gleichung 4.9 die Leistungsänderung auf jeweils 20 % der Engpassleistung pro Stunde begrenzt.

4.5.3. Biomasse- und Biogasanlagen

Die Erzeugung aus biogenen Brennstoffen stellt neben der Abarbeitung des Regelarbeitsvermögens in Speicherkraftwerken, die einzige Form der steuerbaren regenerativen Erzeugung in diesem Modell dar. Die Modellierung der Biomasse- und Biogasanlagen erfolgt analog zu jener der thermisch-fossilen Erzeugung. Der einzige Unterschied besteht darin, dass der Einsatz dieser regenerativen Erzeugungsform keine negativen Auswirkungen auf die Zielfunktion aufweist.

Derzeit (Stand 2011) weisen Kraftwerke mit biogenen Brennstoffen in Österreich eine elektrische Engpassleistung von $508\,\mathrm{MW}$ auf. Mit einer Jahreserzeugung von $2,7\,\mathrm{TWh}$ ergibt sich eine mittlere Volllaststundenzahl von $5\,300\,\mathrm{h/a}$. [Ene12a] Die regionale Verteilung dieser Anlagen ist in der Arbeit [Föl12] dargestellt und wird hier verwendet, um die regionale Zuordnung der Anlagen herzustellen.

Die technischen Restpotenziale der nachhaltigen Biomassenutzung zur Elektrizitätsgewinnung werden in der Arbeit [VEÖ10, S.6] mit 2,9 TWh/a angegeben. In Summe mit

den derzeitig genutzten Potenzial ergibt sich daraus eine Gesamterzeugung aus biogenen Brennstoffen von $5,6\,\mathrm{TWh/a}$. Die Arbeiten [bmw10, S.77] und [Öst10, S.20] weisen mit $5,5\,\mathrm{TWh/a}$ bzw. $5,2\,\mathrm{TWh/a}$ ein ähnliches nachhaltiges Potenzial an Stromerzeugung aus.

Unter Beibehaltung der jährlichen Volllaststundenzahlen wird daher ein Anstieg der installierten Kraftwerksleistung entsprechend dem energetischen Ausbaupotenzial der Biomasse- und Biogasanlagen angenommen. Die prozentuale Verteilung der regional installierten Leistung bleibt unverändert. Die modellierten Grenzen der Erzeugung aus biogenen Brennstoffen sind in Tabelle 4.4 dargestellt.

Tabelle 4.4.: Grenzen der Elektrizitätsgewinnung aus Biomasse- und Biogasanlagen

Region	Potenzial Jahres- erzeugung [TWh]	Engpassleistung elektrisch [GW]
Region 1	0,22	0,04
Region 2	0,79	0,15
Region 3	0,32	0,06
Region 4	0,68	0,13
Region 5	1,20	0,23
Region 6	0,38	0,07
Region 7	0,88	0,17
Region 8	1,13	0,21
Summe	5,59	1,05

Wie im Bereich der dargebotsabhängigen Erzeuger (siehe Kapitel 4.4) wird vom Autor [Kal09] auch in Bezug auf die Nutzung von biogenen Brennstoffen ein höheres Gesamtpotenzial als in den vorangegangen zitierten Studien ausgewiesen. Die Stromerzeugung aus Bioenergieträger wird hier mit 14,7 TWh/a angegeben. [Kal09, S.550] In der Optimierung wird dies im Szenario der "erhöhten regenerativen Potenziale" abgebildet, um zu berechnen, in wie weit der regenerative Anteil hierdurch erhöht werden kann. Die regionale Verteilung dieses Jahreserzeugungspotenzials und der installierten Kraftwerksleistungen erfolgt ebenso entsprechend der zuvor beschriebenen bestehenden prozentualen Verteilung unter Beibehaltung der maximalen Volllaststundenzahlen.

Die Kaltstartzeit der Biomasse- und Biogasanlagen wurde analog zu der thermischfossilen Erzeugung mit 5 h angenommen. Die Formulierung der Nebenbedingung für Jahreserzeugung, maximale Leistung und maximale Leistungsänderung erfolgt wie im zuvor beschriebenen Kapitel 4.5.2.

4.5.4. Abregelung

In Kapitel 4.4 wurden die dargebotsabhängigen Erzeugungsformen "Laufwasserkraft", "Windkraft" und "Photovoltaik" beschrieben. Eine wesentliche Eigenschaft, dieser fluktuierenden Erzeuger liegt darin, dass deren Einspeisung nicht zeitlich angepasst erfolgen kann. Jedoch bieten alle drei Erzeugungsformen - aus technischer Sicht - die Möglichkeit, dass die momentane Einspeiseleistung beliebig verringert werden kann. Die Möglichkeiten zur Abregelung der Erzeuger wurden ebenfalls in Kapitel 4.4 dargestellt.

Dieser Abregelvorgang wird nun als steuerbare Erzeugung mit negativer Einspeiseleistung modelliert. Für jede Region wird somit eine Möglichkeit geschaffen, die fluktuierende Einspeisung zu reduzieren. Dies kann sowohl aus Gründen der begrenzten Übertragungskapazitäten im Höchstspannungsnetz als auch aufgrund von zu geringen Pumpleistungen im System angewandt werden.

Die überschüssige Erzeugung wird ebenso wie die steuerbaren Erzeugungsformen der thermisch-fossilen Kraftwerke bzw. der Biomasse Kraftwerke über den Energieinhalt beschrieben (siehe Gleichung 4.4). Jedoch gibt es hierbei bezüglich der maximalen Energie keine Limitierung. Für die Leistung wird über Gleichung 4.10 ein negatives Vorzeichen verlangt.

$$-E_{\ddot{U}berschuss}(t) + E_{\ddot{U}berschuss}(t-1) = T \cdot P_{\ddot{U}berschuss}(t) \le 0 \tag{4.10}$$

Ohne dieser Nebenbedingung wäre es dem Optimierungsalgorithmus möglich, über den Umweg des Überschusses eine zusätzliche Einspeisung darzustellen. Der Vorteil der Modellierung als steuerbare Einheit liegt in der Kenntnis der Gesamtenergie der abgeregelten Erzeugung. Dieser Wert wird in weiterer Folge in der Zielfunktion verwendet, um die nicht eingespeiste regenerative Erzeugung hier negativ bewerten zu können (siehe Kapitel 4.8).

4.5.5. Import und Export

In dieser Arbeit wird das Ziel verfolgt eine möglichst regenerative Elektrizitätsversorgung für Österreich zu untersuchen. Eine Aussage über die Zusammensetzung des ausländischen Strommix für einen bestimmten zukünftigen Zeitpunkt, kann nicht getroffen werden. Aus diesem Grund müssen Stromimporte als graue Energie betrachtet werden. Erste Simulationen haben gezeigt, dass die thermisch fossile Erzeugung nahezu ausschließlich in den verbrauchsstarken Wintermonaten zum Einsatz kommt. In diesen Phasen kann davon ausgegangen werden, dass der regenerative Anteil des importierten Stroms im Vergleich zu den Sommermonaten geringer ausfällt. Daher wird in der Zielfunktion der Import grauer Energie ebenso negativ bewertet, wie der Einsatz der thermisch-fossilen Kraftwerke.

Vorsimulationen haben gezeigt, dass die installierte Leistung des österreichischen Kraftwerksparks (siehe Kapitel 4.5.2) zur Deckung der Residuallastspitzen ausreichend ist. Ein zusätzlicher Stromimport ist somit aus technischer Sicht (im Normalfall) nicht notwendig und wurde daher im Optimierungsmodell nicht direkt berücksichtigt. Das Optimierungsergebnis kann jedoch dahingehend interpretiert werden, dass im Falle der Importmöglichkeit von regenerativen Strom, die thermisch-fossile Erzeugung zu diesen Zeitpunkten entsprechend verringert werden kann. Hier sind jedoch die Leistungsgrenzen der Anbindungen an den jeweiligen Nachbarstaat zu berücksichtigen.

Die zentralen Umspannwerke jeder Region besitzen mit Ausnahme der zentralen Region 6, jeweils grenzüberschreitende Übertragungsleitungen (siehe Kapitel 4.7.1). Im Falle eines vorgegebenen Fahrplans können diese Austauschleistungen als zusätzliche Knoteneinspeisungen in die Lastflussrechnung mit aufgenommen werden. In den Kapiteln 4.7.2 und 5.7 werden die Auswirkungen eines überlagerten Stromtransits beschrieben. Hierbei handelt es sich insgesamt um eine ausgeglichene Leistungsbilanz, welche auf den Import-Export-Saldo keinen Einfluss nimmt. Es kommt hierdurch lediglich zu einer Vorbelastung des österreichischen Übertragungsnetzes. Soll jedoch der Stromimport und Stromexport aktiv beeinflusst werden können, so ist dies über die Modellierung eines zusätzlichen steuerbaren Erzeugers im Grenzknoten möglich. Die maximalen Übertragungsleistungen der Auslandsverbindungen je Region sind in Kapitel 4.7.2 (siehe Tabelle 4.17) hergeleitet und dargestellt.

Zur Lösbarkeit der Optimierungsaufgabe wurde eine "Penalty-Erzeugung" hinzugefügt.

Diese bietet die Möglichkeit, zu jedem Zeitpunkt eine Lastdeckung zu erzielen. In der Zielfunktion wird diese Erzeugungsform mit einem Penalty-Faktor versehen, sodass auf diese Möglichkeit erst dann zurückgegriffen wird, wenn eine Lastdeckung mit Hilfe der restlichen Erzeugungsformen nicht möglich ist. In einem Szenario mit einer starken Verbrauchssteigerung kann hiermit sowohl eine Leistungs- als auch Energiegrenze umgangen werden. Diese Penalty-Erzeugung kann z.B. mit Hilfe eines Strombezugs aus dem Ausland realisiert werden.

Die Möglichkeit des Exports hat keinen positiven Einfluss hinsichtlich einer möglichst regenerativen nationalen Elektrizitätsversorgung. Jedoch kann die überschüssige Erzeugung, welche nicht eingespeichert werden kann, mit Hilfe des Stromexports verwertet werden. Daher wird der Export nicht als Entscheidungsvariable abgebildet. Es wird stattdessen ausgewertet, welcher Anteil der überschüssigen Erzeugung - aus netztechnischer Sicht - exportiert werden kann.

Der ausgewiesene Export beschreibt somit jene Energiemengen, welche im Inland nicht verwertet werden können und welche bei Bedarf in das Ausland exportiert werden. Ob diese Erzeugungsleistungen im Ausland tatsächlich benötigt werden, kann nicht ausgesagt werden. Der Export stellt somit keine Optimierungsgröße dar und wird im Nachhinein aus dem Ergebnis des inländischen Überschusses berechnet.

4.6. Speicher

4.6.1. Ideale Speicher

Unter einem "idealen Speicher" soll hier ein Speicher verstanden werden, welcher ohne Verluste betrieben werden kann. Neben einer Limitierung der elektrischen Leistung an den Klemmen, gibt es eine Limitierung des Energieinhalts. Ansonsten liegen keine Beschränkungen vor. Unabhängig vom Ladestand kann somit die volle, zur Verfügung stehende, Leistung abgerufen werden.

Der ideale Speicher unterscheidet sich somit in der Modellierung nicht von dem in Kapitel 4.5 beschriebenen idealen Kraftwerk. Die Leistung des Speichers kann innerhalb der Grenzen zu jedem Zeitpunkt frei gewählt werden. Für die Optimierung bedeutet dies, dass je Speicher N Entscheidungsvariablen zur Verfügung stehen, welche variiert werden

können, um die Zielfunktion zu minimieren. Der Wert N beschreibt dabei die Anzahl an Zeitpunkte des betrachteten Optimierungsproblems.

In Kapitel 4.1 wurde gezeigt, dass der Speichereinsatz über die Energiewerte und nicht über die Leistungswerte formuliert werden sollte. Dadurch wird erzielt, dass energetische Nebenbedingungen als spärlich besetzte Matrizen abgebildet werden können. Anderenfalls führt das Aufsummieren über alle Leistungswerte zu deutlich größeren Besetztheitsgraden der Matrizen. Im Falle des hier modellierten 15-jährigen Zeitraums könnte das Optimierungsproblem auf derzeitig verfügbaren PCs nicht gelöst werden.

Die Leistungsaufnahme bzw. Leistungsabgabe des Speichers wird als Differenz von zwei Energiewerten formuliert (siehe Gleichung 4.11):

$$-P_{el}(t) \cdot T = E(t) - E(t-1) \tag{4.11}$$

Der Wert T beschreibt den verwendeten Zeitraster der Modellierung (siehe Kapitel 4.3). In dieser Arbeit wird eine abgegebene Leistung (Erzeuger) positiv gezählt. Eine Abnahme der Energie im Speicher E(t) < E(t-1) muss daher in einem positiven Wert von $P_{el}(t)$ resultieren. Gleichung 4.11 weist daher ein negatives Vorzeichen von $P_{el}(t)$ auf.

Der Energieinhalt E(t) beschreibt die gespeicherte Energie, welche im Falle des hier beschriebenen verlustlosen Speichers vollständig entnommen und in elektrische Energie an den Klemmen gewandelt werden kann. Die Grenzen des Energieinhalts werden sinnvollerweise in folgendem Bereich gewählt (4.12):

$$0 \le E(t) \le E_{max} \tag{4.12}$$

Gleichung 4.13 stellt eine um den Vorfaktor c modifizierte Variante von Gleichung 4.11 dar. Dadurch wird ermöglicht, die Variable E(t) nicht mehr zwingend als elektrischen Energieinhalt zu interpretieren. Im Falle von chemischen Speichern ist die Beschreibung des Füllstandes in Form der eingespeicherten Ladung in Coulomb gebräuchlicher. Für hydraulische Speicher kann über den Vorfaktor c anstelle des elektrischen Energieinhalts der potenzielle Energieinhalt beschrieben werden.

$$-P_{el}(t) \cdot T = c \cdot [E(t) - E(t-1)] \tag{4.13}$$

Ebenso ist die Umrechnung auf eine normierte Darstellung des Energieinhalts z.B. zwischen 0% und 100% möglich. Damit kann der Wert E(t) direkt als Füllstand interpretiert werden. Für die Optimierung selbst ist hingegen nur die Differenz zwischen Maximalund Minimalwert als Nebenbedingung entscheidend.

Durch die Formulierung der Speicherleistung als Differenz des Speicherinhaltes erhöht sich die Anzahl der Entscheidungsvariablen auf N+1. Der Energieinhalt E(0) beschreibt den Anfangsenergieinhalt des Speichers. Für den Zeitpunkt t=0 existiert kein Leistungswert des Speichers.

4.6.2. Verlustbehaftete Speicher

Die hier behandelten verlustbehafteten Speicher weisen alle zuvor genannten Eigenschaften der idealen Speicher auf. Der Unterschied besteht darin, dass sowohl der Ein- als auch Ausspeichervorgang verlustbehaftet sind. Dementsprechend ist Gleichung 4.11 um einen Wirkungsgrad zu ergänzen. Im Falle des Ausspeichervorgangs ist die abgegebene Klemmenleistung $P_{el}(t)$ geringer als die Reduktion des Energieinhalts im Speicher. Die gegenteilige Aussage trifft für den Einspeichervorgang zu. Hier muss an den Klemmen eine größere Leistung zur Verfügung gestellt werden, als der resultierende Energiezuwachs im Speicher. Dementsprechend ist für den zuvor gezeigten Zusammenhang aus Leistung und Speicherinhalt eine Fallunterscheidung durchzuführen. Gleichung 4.14 beschreibt den Ausspeichervorgang und Gleichung 4.15 beschreibt den Einspeichervorgang.

$$P_{el}(t) > 0 \Rightarrow -P_{el}(t) \cdot T = \eta_{aus} \cdot [E(t) - E(t-1)] \tag{4.14}$$

$$P_{el}(t) < 0 \Rightarrow -P_{el}(t) \cdot T \cdot \eta_{ein} = [E(t) - E(t-1)]$$

$$\tag{4.15}$$

In einer linearen Optimierung kann keine Fallunterscheidung für Aus- und Einspeichervorgang durchgeführt werden. Aus diesem Grund wird eine fiktive Teilung des Speichers vorgenommen. Das erste Element beschreibt ausschließlich den Ausspeichervorgang entsprechend Gleichung 4.14 und unterliegt der Beschränkung, dass $P_{el}(t) \geq 0$ sein muss. Demgegenüber steht ein zweites Element, welches nur den Einspeichervorgang entsprechend Gleichung 4.15 mit der Bedingung $P_{el}(t) \leq 0$ abbildet. Da es sich physikalisch,

um den gleichen Speicher handelt, muss eine Verknüpfung der Energieinhalte in Form von Gleichung 4.16 hergestellt werden.

$$0 \le E(t) = E_{aus}(t) + E_{ein}(t) \le E_{max}$$
 (4.16)

Die Energiewerte $E_{aus}(t)$ und $E_{ein}(t)$ der beiden Teilspeicher können separat betrachtet, nicht mehr als Energieinhalte interpretiert werden. Es muss zunächst die in Gleichung 4.16 dargestellte Summe der beiden Werte gebildet werden, um zu überprüfen, ob der Energieinhalt des Speichers innerhalb der Kapazitätsbeschränkung liegt. In Abbildung 4.1 ist diese getrennte Modellierung des Ein- und Ausspeichervorgangs grafisch dargestellt.

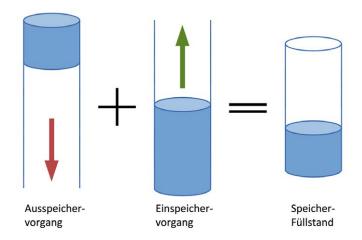


Abbildung 4.1.: Darstellung der getrennten Modellierung des Ein- und Ausspeichervorgangs

Aufgrund der Leistungsbeschränkung für den Ausspeichervorgang $(P_{el}(t) \geq 0)$ sowie für den Einspeichervorgang $(P_{el}t) \leq 0)$ können die in den Gleichungen 4.17 und 4.18 dargestellten Schlussfolgerungen getroffen werden.

$$E_{aus}(t) \le E_{aus}(t-1) \tag{4.17}$$

$$E_{ein}(t) \ge E_{ein}(t-1) \tag{4.18}$$

Der Wert $E_{aus}(t)$ des Ausspeichervorgangs ist monoton fallend, da dem Speicher nur Energie entnommen werden kann. Das Gegenteil trifft für den Einspeichervorgang zu. Wie zuvor beschrieben, geben diese beiden Veränderlichen keine Auskunft über den eigentlichen Speicherinhalt. Jedoch kann aus diesen Werten die gesamte gelieferte bzw. bezogene Energie über einen beliebigen Zeitraum berechnet werden, da der in Gleichung 4.19 bzw. 4.20 dargestellte Zusammenhang gilt:

$$E_{el, aus} = T \cdot \sum_{t=1}^{N} P_{el}(t) = c \cdot \eta_{aus} \cdot [E_{aus}(0) - E_{aus}(N)]$$
 (4.19)

$$E_{el,ein} = T \cdot \sum_{t=1}^{N} P_{el}(t) = c \cdot \frac{1}{\eta_{ein}} \cdot [E_{ein}(0) - E_{ein}(N)]$$
 (4.20)

Die in diesem Kapitel beschriebene Modellierung kann allgemein für unterschiedliche verlustbehaftete Speicher verwendet werden. Die Möglichkeit zur Abbildung von Standby-Verlusten wird in Kapitel 4.6.3 gezeigt. Die Implementierung eines Speichers welcher keine Möglichkeit zum Laden besitzt (z.B. Speicherkraftwerke, Einwegbatterien), erfolgt ebenfalls entsprechend der in diesem Kapitel dargestellten Gleichungen. Mit dem Unterschied, dass die Zweiteilung auf den Aus- und Einspeichervorgang entfällt.

4.6.3. Speicher mit natürlichem Zufluss

Hydraulische Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke besitzen typischerweise einen natürlichen Zufluss. Zur korrekten Abbildung muss der zeitliche Verlauf des Zuflusses bekannt sein. Für hydraulische Speicher empfiehlt es sich mit der Veränderlichen E(t) den Füllstand des Beckens in $[Mio. m^3]$ anzugeben (siehe Kapitel 4.6.1). In weiterer Folge wird anstelle des Zuflusses Q_{nat} $[m^3/h]$ der kumulierte natürliche Zufluss V_{nat} $[Mio. m^3]$ entsprechend Gleichung 4.21 verwendet.

$$V_{nat}(t) = T \cdot \sum_{\tau=0}^{t} Q(\tau)$$
(4.21)

Diese kumulierte Zeitreihe des natürlichen Zuflusses kann direkt dem Füllstand des jeweiligen Speichers hinzugezählt werden. Mit der hier getroffenen Vorzeichenkonvention,

weisen die natürlichen Zuflüsse $Q_{nat}(t)$ ausschließlich positive Werte auf. Dementsprechend ist die Zeitreihe des kumulierten natürlichen Zuflusses $V_{nat}(t)$ monoton steigend.

Die Nebenbedingungen für die Kapazitätsgrenzen der Speicher sind in Gleichung 4.22 dargestellt. Im Gegensatz zum Speicherfüllstand E(t) handelt es sich beim natürlichen Zufluss $V_{nat}(t)$ nicht um eine Entscheidungsvariable. Der Verlauf des natürlichen Zuflusses ist fest vorgegeben und stellt somit einen Parameter in der Nebenbedingung dar.

$$0 \le E(t) + V_{nat}(t) \le E_{max} \tag{4.22}$$

Pumpspeicherkraftwerke werden entsprechend Kapitel 4.6.2 zweigeteilt modelliert. Der Speicherfüllstand berechnet sich aus der Summe der Variablen E(t) des Aus- und des Einspeichermodells. Der natürliche Zufluss darf hierbei nur einfach hinzuaddiert werden. In weiterer Folge wird dieser dem Ausspeicherelement ("Turbinenbetrieb") zugeschrieben. Die Nebenbedingung des Speicherfüllstands für verlustbehaftete Pumpspeicherkraftwerke ist in Gleichung 4.23 dargestellt:

$$0 \le E_{aus}(t) + E_{ein}(t) + V_{nat}(t) \le E_{max} \tag{4.23}$$

Der natürliche Zufluss unterliegt zeitlichen Schwankungen. Die Auswertung des Niederschlags-Abfluss-Modells (siehe Kapitel 2.2.5) zeigt, dass der natürliche Zufluss in einzelnen Stunden um den Faktor 10 bis 20 über dem jeweiligen mittleren Zufluss liegen kann. Selbst bei der Betrachtung von längeren Zeiträumen treten deutliche Überhöhungen auf. Die Analyse der Tageszuflüsse zeigt vereinzelt ebenfalls Überhöhungen um den Faktor 10 gegenüber dem mittleren Tageszufluss. Speicherbecken weisen i.A. eine Beschränkung durch den maximalen Nennabfluss Q_{ab} auf. Gerade bei Tagesspeichern (siehe Kapitel 4.6.6) kann es vorkommen, dass das Verhältnis von mittlerem natürlichen Zufluss zum Nennabfluss $\overline{Q_{nat}}/Q_{ab}$ in der Größenordnung von 0,5 liegt. Werden anstelle des mittleren natürlichen Zuflusses die zuvor beschriebenen Maximalwerte eingesetzt, so zeigt sich, dass diese den Nennabfluss deutlich übersteigen können.

Liegt dieser erhöhte Zufluss über einen längeren Zeitraum vor, so kann dies im ungünstigsten Fall zu einem Überlauf der Becken führen. Die Auswertung der Zuflüsse aus dem Niederschlagsmodell haben gezeigt, dass dies in Einzelfällen trotz vorher vollständig geleerter Becken und dauerhaft maximaler Turbinenleistung auftritt.

Die Modellierung der Speicher wird daher um die Entscheidungsvariable Überlauf ("Overflow") OF(t) ergänzt. Der natürliche Zufluss $V_{nat}(t)$ kann zu jedem Zeitpunkt über die positive Schlupfvariable OF(t) verringert werden. Für Speicherkraftwerke berechnet sich der Füllstand entsprechend Gleichung 4.24.

$$0 \le E(t) + V_{nat}(t) - OF(t) \le E_{max} \tag{4.24}$$

Der Überlauf muss zunächst die Bedingung OF(t) > 0 erfüllen, da in der Optimierung ansonsten der Speicherfüllstand mit negativen Werten erhöht werden könnte. Weiters muss die Variable OF(t) monoton steigend sein (siehe Gleichung 4.25), um zu gewährleisten, dass ein aufgetretener Überlauf nicht zu einem späteren Zeitpunkt rückgängig gemacht werden kann.

$$OF(t) \ge OF(t-1) \tag{4.25}$$

Zum Anfangszeitpunkt t=0 ist noch kein Überlauf aufgetreten, daher wird der Wert am Startzeitpunkt OF(0) mit Null definiert. Aufgrund des monotonen Anstiegs beschreibt der Endwert des Überlaufs OF(N) die kumulierte Wassermenge in $Mio.\,m^3$ welche an den Turbinen vorbeigeführt wurde und somit nicht zur Stromerzeugung verwendet wurde.

Im Falle der zweigeteilten Modellierung des Ein- und Ausspeichervorgangs (z.B. von Pumpspeicherkraftwerken) muss Gleichung 4.23 um die Schlupfvariable OF(t) erweitert werden. Die Grenzen des Energieinhalts sind in Gleichung 4.26 dargestellt.

$$0 \le E_{aus}(t) + E_{ein}(t) + V_{nat}(t) - OF(t) \le E_{max} \tag{4.26}$$

Auch hier gilt, dass der Überlauf monoton steigend sein muss. Der Endwert OF(N) beschreibt die ungenutzte Wassermenge des Pumpspeicherkraftwerks im gesamten Betrachtungszeitraum.

4.6.4. Speicherketten

Einzelne verlustbehaftete Speicher können entsprechend dem vorangegangenen Kapitel 4.6.3 modellhaft abgebildet werden. Im Falle von hydraulischen (Pump-)Speicherkraft-

werken gilt es jedoch weiters zu berücksichtigen, dass die Becken i.A. miteinander verbunden sind. Eine Veränderung des Füllstands des Oberbeckens wirkt sich dementsprechend genau gegenteilig auf den Zufluss des zugehörigen Unterbeckens aus. Im Folgenden wird beschrieben, wie diese gegenseitigen Abhängigkeiten im Modell berücksichtigt werden können.

Abbildung 4.2 zeigt den einfachen Fall eines Pumpspeicherkraftwerks, mit einem Oberbecken und einem Unterbecken, welche durch einen Pump-Turbinensatz miteinander verbunden sind. Weiters besteht die Möglichkeit, das Wasser des Unterbeckens über die Hauptstufe via Turbine abzuarbeiten. Die Beschreibung des Füllstandes des Oberbeckens kann unverändert entsprechend Gleichung 4.26 vorgenommen werden. In einer weiteren Nebenbedingung wird der Ausbaudurchfluss des Oberbeckens in Form der Beschränkung der elektrischen Leistungen $P_{el}(t)$ für Aus- und Einspeichervorgang beschrieben.

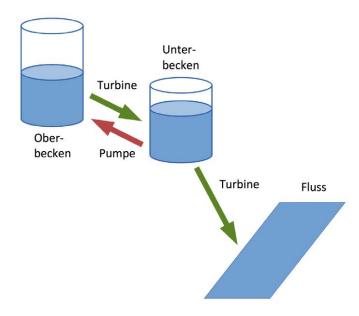


Abbildung 4.2.: Anordnung eines Pumpspeicherkraftwerks mit Oberbecken, Unterbecken und fließendem Gewässer

Der Füllstand des Unterbeckens ergibt sich aufgrund der Speicherbewirtschaftung, dem natürlichen Zufluss in das Becken sowie dem Zufluss aus dem Oberbecken. Es wird angenommen, dass der Abfluss des Oberbeckens exakt dem Zufluss des Unterbeckens $Q_{OB-ab} = Q_{UB-zu}$ gleicht. Entsprechend der getroffenen Konvention für hydraulische

Speicher, beschreibt die Variable E(t) den Speicherinhalt in $Mio.\,m^3$. Die Differenz zweier Werte $E(t_1)-E(t_2)$ stellt somit genau den Abfluss des Oberbeckens und somit Zufluss in das Unterbecken im Zeitraum t_1 bis t_2 dar. Für die Berechnung des Füllstandes ist der gesamte Zufluss aus dem Oberbecken bis zum Betrachtungszeitpunkt t von Interesse. Dieser berechnet sich entsprechend dem in Gleichung 4.27 dargestellten Zusammenhang.

$$V_{zu}(t) = E_{OB}(0) - E_{OB}(t) (4.27)$$

In dem hier skizzierten Beispiel ist das Oberbecken sowohl mit einer Turbine, als auch einer Pumpe mit dem Untersee verbunden. Daher wird das Oberbecken getrennt für den Aus- und den Einspeicheranteil modelliert. Für den Zufluss in das Unterbecken müssen in die Variablen E(t) der Gleichung 4.27 jeweils die Summen des Turbinen- und Pumpanteils eingesetzt werden. Das Unterbecken selbst weist nur eine Turbine auf und muss daher nicht in einen Ein- und Ausspeicheranteil modelliert werden. Der Speicherinhalt des Unterbeckens berechnet sich entsprechend Gleichung 4.28 und muss zu jedem Zeitpunkt in den vorgegebenen Grenzen liegen. Dieser Füllstand berücksichtigt den natürlichen Zufluss in das Unterbecken sowie die Möglichkeit das Wasser ungenutzt über OF(t) abzulassen.

$$0 \leq E_{UB}(t) + V_{nat}(t) - OF(t)$$

$$+[E_{OB-aus}(0) + E_{OB-ein}(0)]$$

$$-[E_{OB-aus}(t) + E_{OB-ein}(t)]$$

$$= SoC(t) \leq E_{max}$$
(4.29)

Der Ausdruck SoC(t) ("State of Charge") beschreibt in weiterer Folge den Speicherfüllstand unter Berücksichtigung des natürlichen Zuflusses, des Überlaufs sowie Zu- und Abfluss aus dem Oberbecken bzw. in das Unterbecken.

Das dargestellte Prinzip kann für beliebig lange Ketten angewendet werden. Für jedes Becken muss der kumulierte Zufluss aus dem jeweiligen direkt verbundenen Oberbecken berücksichtigt werden. Weist ein Unterbecken mehrere ("parallele") Oberbecken auf, mit dem es direkt verbunden ist, so muss dementsprechend die Summe der Zuflüsse

berücksichtigt werden. Einzige Einschränkung der hier getroffenen Modellierung: ein Oberbecken darf jeweils nur ein einziges Unterbecken aufweisen.

Die Formulierung der Speicherinhaltsnebenbedingungen für jedes Becken sowie die Beschränkung des maximalen Abflusses in Form der maximalen Leistung des Beckens ermöglicht die vollständige Beschreibung einer Speicherkette. Für eine gestellte Aufgabe an die Kraftwerksgruppe ermittelt in weiterer Folge die lineare Optimierung, die zu optimierenden Speicherfüllstände. Dadurch wird für jede Betriebssituation berechnet, aus welchem Becken das Wasser idealerweise entnommen werden soll, um insgesamt eine optimale Speicherbewirtschaftung zu erzielen.

4.6.5. Füllstandsabhängige Speicherleistung

Die bisher beschriebene Speichermodellierung geht von einer konstanten maximalen Leistung aus. In diesem Kapitel wird nun der Fall beschrieben, dass sich die maximal mögliche Ein- und Ausspeicherleistung mit dem Füllstand verändert. Dies wird für die in Kapitel 4.6.6 dargestellte Abbildung der Maximalleistungs-Dauerlinie relevant. Hier ist ein Rückgang der Speicherleistung mit geringer werdendem Gesamtfüllstand des Speicherkollektivs zu beobachten.

Aufgrund der linearen Optimierung muss der Zusammenhang zwischen maximaler Leistung und der gespeicherten Energie ebenfalls linear sein. Gleichung 4.30 zeigt einen allgemeinen linearen Zusammenhang der maximalen Leistung, mit dem aktuellen Speicherinhalt (SoC), unter Berücksichtigung eines zusätzlichen Offsets d.

$$P_{el}(SoC) \le k \cdot SoC + d \tag{4.30}$$

Gleichung 4.31 stellt den Fall dar, dass die maximale Turbinenleistung P_{max} bei vollem Speicherfüllstand abgerufen werden kann. Diese maximale Leistung verringert sich linear auf den minimalen Wert der Speicherleistung P_{min} , welche bei (nahezu) leeren Speicher entnommen werden kann. Die Begrenzung der Pumpleistung erfolgt analog zu Gleichung 4.31 nur mit umgekehrten Vorzeichen.

$$P_{el}(t) \le P_{max} - \frac{E_{max} - SoC(t)}{E_{max}} \cdot (P_{max} - P_{min})$$

$$(4.31)$$

Der Füllstand SoC(t) berücksichtigt neben der Speicherbewirtschaftung sämtliche (natürliche) Zu- und Abflüsse des Beckens (siehe Kapitel 4.6.4). In dem Ausdruck SoC(t) ist die Entscheidungsvariable E(t) enthalten, welche die Speicherstandsänderung aufgrund der Abarbeitung des Speicherinhalts beschreibt. Wird die elektrische Leistung $P_{el}(t)$ über die Variable E(t) beschrieben (siehe Gleichung 4.14), so zeigt der in Gleichung 4.32 dargestellte Zusammenhang die maximale Ausspeicherleistung.

$$-\frac{1}{T}\eta_{aus} \cdot [E(t) - E(t-1)] \leq P_{max} - (1 - \frac{SoC(t)}{E_{max}}) \cdot (P_{max} - P_{min})$$
 (4.32)

Die lineare Gleichung 4.32 enthält ausschließlich die Entscheidungsvariablen E(t) der miteinander verbundenen Speicher sowie Parameter des natürlichen Zuflusses. Somit kann dies direkt als Nebenbedingung in die Optimierung hinzugenommen werden.

4.6.6. Österreichische Pump-Speicherkraftwerke

In der Arbeit [Mai12, S.86-87] wurden alle österreichischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie die geplanten Ausbaupotenziale erhoben. Diese Auflistung umfasst insgesamt 81 Speicherbecken. Für jedes dieser Becken ist die mittlere Fallhöhe (bezogen auf die nächste Stufe), die Engpassleistung der Turbinen- bzw. Pumpensätze, das mittlere Regelarbeitsvermögen, das Beckenfassungsvermögen, der Ausbaudurchfluss sowie der Zusammenhang der Becken gegeben. Das Regelarbeitsvermögen beschreibt hierbei die Erzeugung der (Pump-)Speicherkraftwerke, welche ausschließlich auf den natürlichen Zufluss zurückzuführen ist. Aufgrund der jährlichen Schwankungen der Wasserkrafterzeugung wird hierfür ein langjähriger Mittelwert herangezogen. [Mai12, S.16]

In der Optimierung wird zunächst jedes dieser 81 Speicherbecken genau abgebildet. Entsprechend Kapitel 4.6.2 wurde für Turbinenbetrieb und Pumpbetrieb (falls vorhanden), ein verlustbehafteter Betrieb modelliert. Der zeitliche Verlauf des natürlichen Zuflusses wurde mit dem Regionsprofil des Niederschlagsabflussmodells und der Jahreszuflussmenge in $[Mio.\,m^3/a]$ entsprechend Kapitel 4.6.3 für jedes Becken hinzugefügt. Die gegenseitigen Abhängigkeiten der Becken (siehe Kapitel 4.6.4) wurden im linearen Optimierungsmodell berücksichtigt.

Mit der Abbildung der österreichischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke im Modell, wird zunächst eine Teiloptimierung durchgeführt. Diese hat zum Ziel, die technischen Möglichkeiten der Speicher in Form von Leistungs-Zeit-Kennlinien darzustellen. In einem ersten Schritt wurde der Pumpvorgang optimiert. Sowohl Anfangs- als auch Endfüllstand der Becken wurden offen gelassen. Um sowohl das energetische Pumppotenzial als auch die dabei erzielbaren Leistungen darzustellen, wurde die Zielfunktion dahingehend formuliert, dass die Pumpleistungen zu früheren Zeitpunkten stärker gewichtet werden (siehe Gleichung 4.33).

$$ZF = \sum_{t=1}^{N} \frac{1}{t} P_{Speicher}(t) \tag{4.33}$$

Das Zielfunktional wird maximiert, indem die Unterseen am Beginn voll gefüllt sind und mit fortlaufender Dauer geleert werden. Für Oberbecken der Pumpspeicherkraftwerke gilt genau das Gegenteil. Der Anfangs- und Endfüllstand von Becken innerhalb der Kette wurden von der Optimierung ebenfalls derart gewählt, dass ein energetisches Maximum erzielt wurde. Füllstände von Becken welche Turbinensätze, jedoch keine Pumpsätze aufweisen, spielten in dieser Optimierung keine Rolle, da nur die (gewichtete) Pumpleistung in das Zielfunktional eingegangen ist.

Diese Optimierung wurde analog für die Turbinensätze der Pumpspeicherbecken durchgeführt, um den Zeit-Leistungsverlauf der reversiblen Speicher in umgekehrter Betriebsrichtung darzustellen. Die Anfangszustände des Turbiniervorgangs sind identisch mit den Endfüllständen des Pumpvorgangs. Die dritte Optimierungsaufgabe stellt das Abarbeiten aller Speicherbecken (Kombination aus Pumpspeicher- und Speicherbecken) entsprechend dem Zielfunktional aus Gleichung 4.33 dar. Für alle drei Optimierungen wurde der natürliche Zufluss in diesem Zeitraum nicht betrachtet.

Abbildung 4.3 zeigt nun das Ergebnis dieser drei optimierten einmaligen Lade- bzw. Entladevorgänge. Die Summenleistungskurve setzt sich aus dem "reversiblen" Erzeugungsanteil der Pumpspeicherkraftwerke und dem "irreversiblen" Anteil der reinen Speicherkraftwerke zusammen. Die Erzeugung und die Leistungsaufnahme der Pumpspeicherkraftwerke sind als eigene Dauerkurven eingezeichnet. Abbildung 4.4 zeigt den Ausschnitt der ersten 100 h der gleichen drei Leistungsverläufe.

In Abbildung 4.3 sowie im Ausschnitt Abbildung 4.4 ist zum Zeitpunkt 0 die Maximal-

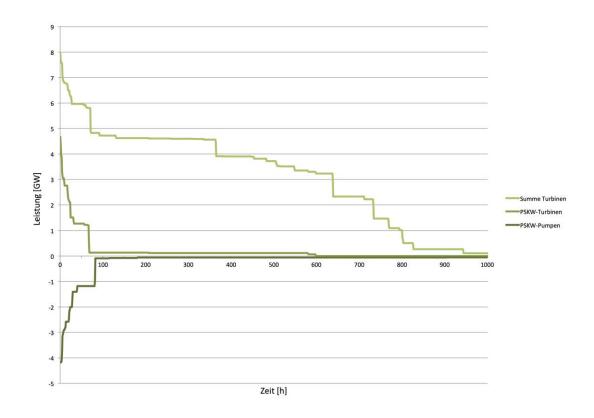


Abbildung 4.3.: Dauerlinie der österreichischen (Pump-) Speicherkraftwerke bei einmaliger Entle
erung/Befüllung

leistung ersichtlich. Entsprechend der hier hinterlegten Ausbaupläne können die Turbinen der österreichischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke maximal eine elektrische Leistung von 7,95 GW abgeben. Die maximale Turbinenleistung des reversiblen Anteils liegt bei 4,66 GW. Diese abgegebene Energie kann über die Pumpensätze mit einer Spitzenleistung von 4,17 GW wieder eingespeichert werden. Die Sprünge in den Leistungsverläufen sind auf das vollständige Entleeren (bzw. Befüllen beim Pumpvorgang) der einzelnen Becken zurückzuführen, welche für den weiteren Zeitverlauf nicht mehr zur Verfügung stehen. Aufgrund des geringeren Speichervolumens der Pumpspeicherkraftwerke im Vergleich zu den reinen Speicherkraftwerken, fällt hier die Leistungs-Zeit-Dauerlinie schneller ab. Abbildung 4.3 zeigt, dass die verbleibenden Becken der Speicherkraftwerke bei maximaler Entladegeschwindigkeit bei rund 950 h nahezu vollständig entleert sind und dementsprechend die Leistung gegen Null geht. In Abbildung 4.4 ist ersichtlich,

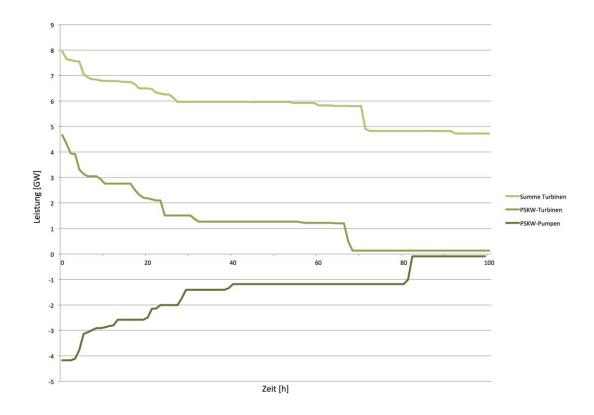


Abbildung 4.4.: Dauerlinie der österreichischen (Pump-)Speicherkraftwerke bei einmaliger Entleerung/Befüllung - Ausschnitt

dass die elektrische Entladeleistung der Pumpspeicherkraftwerke nach rund 65 h einen Sprung von 1,2 GW auf 0,13 GW aufweist. Beim Pumpvorgang dauert es rund 82 h bis die letzten relevanten Becken gefüllt sind und die Pumpleistung gegen Null geht.

Die Fläche unter der Kurve beschreibt die elektrische Energie, welche bei einem einmaligen Lade- bzw. Entladevorgang umgesetzt wird. In Summe können die vollgefüllten Becken, aller Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, bei einem einmaligen Entladevorgang 3 246 GWh an elektrischer Energie abgeben. Hierbei ist der angenommene Gesamtwirkungsgrad im Turbinenbetrieb von 89,4 % bereits berücksichtigt. Die insgesamt gespeicherte potenzielle Anfangsenergie beträgt dementsprechend 3 629 GWh. Die Energie, welche beim reversiblen Entleeren der Pumpspeicherbecken abgegeben werden kann, ist mit 190 GWh deutlich geringer, als jene der gesamten Speicherkraftwerke. Die elektrische Energie welche beim vollständigen Befüllen der Pumpspeicherbecken aufgenommen

werden kann, ist mit 238 GWh um den Wälzwirkungsgrad von 80 % höher als in Turbinenrichtung. Der Leistungs-Zeit-Verlauf des Pump- und Turbinenvorgangs ist nicht symmetrisch um die Nulllinie gespiegelt. Dies ist durch die teilweise unterschiedlichen Ausbaudurchflussmengen der jeweiligen Pump- und Turbinensätze zu erklären. Daher erfolgt der Entladevorgang in einer kürzeren Zeit.

Tabelle 4.5.: Kenndaten der österreichischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke (inkl. geplanter Ausbauprojekte)

	PSKW-Pumpen	PSKW-Turbinen	SKW & PSKW
Maximalleistung [GWel]	4,17	4,66	7,95
Lade-/Entladedauer [h]	82	65	950
Elektrische Energie [GWhel]	238	190	3.263
E / P _{max} [GWh _{el} /GW _{el}]	57	41	410

Tabelle 4.5 zeigt die Zusammenfassung der zuvor beschriebenen Kenndaten der österreichischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke (inkl. geplanter Ausbauprojekte). Der angegebene Energieinhalt beschreibt die elektrische Energie, welche bei einem einmaligen Entlade- bzw. Ladevorgang abgegeben bzw. aufgenommen werden kann. Die dritte Zeile zeigt das Verhältnis aus elektrischem Energieinhalt, bezogen auf die maximale (Anfangs-)Leistung. Diese Dauer beschreibt, wie lange der Lade-/Entladevorgang dauern würde, wenn die maximale Leistung dauerhaft zur Verfügung stehen würde. Die Kennzahl wird vor allem in weiterer Folge verwendet, um die Rolle verschiedener Speichertechnologien (chemische Speicher bzw. Power-to-Gas Ansätze) bezüglich der Eigenschaft als Saisonalbis hin zu Kurzzeitspeicher grob klassifizieren zu können.

4.6.7. Ersatzanordnung der österreichischen Pump-Speicherkraftwerke

In Kapitel 4.6.6 wurde die detaillierte Abbildung der 81 Speicherbecken österreichischer Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke im linearen Optimierungsmodell beschrieben. Je Becken stellt der momentane Füllstand in $[Mio.\,m^3]$ eine Entscheidungsvariable dar. Die Anzahl der Entscheidungsvariablen wird durch die Möglichkeit des Überlaufs verdoppelt. Dies ist notwendig, um die Lösbarkeit der Aufgabe in Phasen eines deutlich erhöhten natürlichen Zuflusses gewährleisten zu können (siehe Kapitel 4.6.3). Im Falle von Pumpspeicherkraftwerken kommt über den getrennt modellierten Pumpbetrieb für jedes Becken eine weitere Variable hinzu. Die detaillierte und genaue Abbil-

dung der österreichischen (Pump-)Speicherkraftwerke erfordert somit zu jedem Zeitpunkt 182 Entscheidungsvariablen. Für die Simulation eines vollständigen Jahres im Stundenraster bedeutet dies in Summe rund 1,6 Millionen Variablen. Aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeiten der einzelnen Becken, weisen die zugehörigen Nebenbedingungen einen hohen Besetztheitsgrad auf. Für derzeitig verfügbare PCs ist der Detaillierungsgrad der modellhaften Speichernachbildung zu hoch, um praktikable Rechenzeiten der Optimierungsaufgabe zu erzielen.

Aus diesem Grund wird nun eine Ersatzspeicheranordnung beschrieben, welche bei einer deutlich verminderten Anzahl an Entscheidungsvariablen, die technischen Möglichkeiten der österreichischen (Pump-)Speicherkraftwerke möglichst genau beschreiben kann. Die Anzahl an Ersatzspeichern soll hierbei so gering als möglich ausfallen.

Eine Differenzierung der 81 Speicherbecken muss bezüglich der geografischen Verteilung getroffen werden, sodass die berechnete Netzbelastung nicht durch die Ersatzanordnung beeinflusst wird. Die Auflistung der Speicher zeigt, dass diese ungleichmäßig über Österreich verteilt sind. In den Regionen "1 - Rheintal (UW Bürs)", "2 - Alpin Nordwest (UW Tauern)" und "3 - Alpin Südwest (UW Lienz)" sind mehr als 95 % der in Österreich installierten Speicherleistung vorzufinden. Die Speicher der restlichen 5 Regionen wurden daher zu diesen drei Speicherregionen hinzugerechnet. Da keiner dieser Speicher größer als 0,15 GW ist, wird davon ausgegangen, dass diese Vereinfachung keine unzulässige Änderung der Lastflussverhältnisse ergibt.

Eine weitere wesentliche Unterscheidung der Speicherkraftwerke ist hinsichtlich "Tagesspeicher", "Wochenspeicher" und "Jahresspeicher" zu treffen. Maßgeblich hierfür ist das Verhältnis des (jährlichen) natürlichen Zuflusses zum elektrischen Energieinhalt. Bei verhältnismäßig kleinen Speicherbecken, müssen die Wassermengen zeitnah abgearbeitet werden. Hingegen bieten Jahresspeicher die Möglichkeit einer langfristigen Speicherung. Würde bei der Ersatzspeicheranordnung diese Unterscheidung nicht getroffen werden, so würde jeder Tagesspeicher im Modell als Jahresspeicher abgebildet. Als Kriterium für die Einteilung werden die Jahresfüllungen durch natürlichen Zufluss herangezogen. Bei einer Anzahl von 79 oder mehr vollständigen Füllungen pro Jahr, wird der Speicher in die Kategorie "Tagesspeicher" eingeteilt. Im Bereich bis hin zu 52 Jahresfüllungen wird in weiterer Folge von einem Wochenspeicher gesprochen. Speicher mit weniger bezogenem Zufluss werden als "Jahresspeicher" modelliert.

Tabelle 4.6, 4.7 und 4.8 zeigen die Kenndaten der österreichischen Tages-, Wochen- und

Jahresspeicher nach Regionen. Entsprechend den zuvor beschriebenen Kriterien sind Wochenspeicher nur in der Region 2 vorzufinden. Abgesehen von einer einzigen Ausnahme sind alle Speicherbecken, welche mit Pumpsätzen ausgestattet sind, aufgrund der Anzahl an Jahresfüllungen den Jahresspeichern zuzuschreiben.

Tabelle 4.6.: Kenndaten der österreichischen Tagesspeicher

Tagesspeicher	Region 1	Region 2	Region 3	Österreich
Regelarbeitsvermögen [GWh _{el} /a]	663	2.739	549	3.952
Elektrischer Energieinhalt [GWhel]	1,2	11,8	1,0	13,9
Jahresfüllungen [1/a]	575	233	574	285
Turbinenleistung [GW _{el}]	0,17	0,99	0,25	1,42
Verhältnis E/P _{max} [GWh _{el} /GW _{el}]	7	12	4	10

Tabelle 4.7.: Kenndaten der österreichischen Wochenspeicher

Wochenspeicher	Region 1	Region 2	Region 3	Österreich
Regelarbeitsvermögen [GWhe/a]	-	830		830
Elektrischer Energieinhalt [GWhel]	-	10,7	_	10,7
Jahresfüllungen [1/a]	-	78	-	78
Turbinenleistung [GW _{el}]	-	0,53	-:	0,53
Verhältnis E/P _{max} [GWh _{el} /GW _{el}]		20	-	20

Tabelle 4.8.: Kenndaten der österreichischen Jahresspeicher

Jahresspeicher	Region 1	Region 2	Region 3	Österreich
Regelarbeitsvermögen [GWhel/a]	1.665	2.539	1.415	5.618
Elektrischer Energieinhalt [GWhel]	603	1.632	1.004	3.238
Jahresfüllungen [1/a]	2,8	1,6	1,4	1,7
Turbinenleistung [GWel]	1,49	2,72	1,80	6,01
Verhältnis E/P _{max} [GWh _{el} /GW _{el}]	404	600	558	539

In den Tabellen 4.6, 4.7 und 4.8 sind Daten zu Energie und Leistung als elektrische Größen dargestellt. Der potenzielle Energieinhalt ist dementsprechend um den Gesamtwirkungsgrad in Turbinenrichtung höher. Das Regelarbeitsvermögen [GWh/a] beschreibt die mittlere jährliche Stromerzeugung, welche rein aus natürlichem Zufluss gewonnen werden kann. Der Vergleich zeigt, dass die Jahreserzeugung von Tages- und Wochenspei-

cher in Summe in etwa jener der Jahresspeicher entspricht. Der gesamte Energieinhalt ist jedoch um Zehnerpotenzen geringer. Dies ist ebenso anhand der Anzahl an Füllungen der Speicherbecken durch natürlichen Zufluss ersichtlich. Tagesspeicher weisen mit 285 Jahresfüllungen nicht ganz eine vollständige Beckenbefüllung pro Tag auf. Wochenspeicher liegen mit 78 Jahresbefüllungen bei rund einer Befüllung pro Woche. Die Anzahl an vollständigen Befüllungen liegt bei Jahresspeicher im Bereich von 1,4 bis 2,8 je nach Region. Neben den Energieinhalten wird jeweils die maximal erzielbare Turbinenleistungen je Speichertyp und Region angegeben. Bei Speicherketten sind gegenseitige Abhängigkeiten berücksichtigt. Insbesondere auch jene zwischen Tages-, Wochen- und Jahresspeicher, welche gemischt in einer Kette miteinander verbunden sind.

Das Verhältnis des (elektrischen) Energieinhalts bezogen auf die (i.A. kurzzeitige) Maximalleistung gibt wiederum einen groben Kennwert zur Klassifizierung der Speicher an. Dieser Wert beschreibt die Dauer eines vollständigen Entladevorgangs bei maximaler Turbinenleistung. Hierbei weisen Tages- und Wochenspeicher mit einem Verhältnis im Bereich von 4 bis 20 einen niedrigeren Wert als die Jahresspeicher (E/P - Verhältnis von ca. 400 bis 600) auf. Das Energie- zu Leistungs-Verhältnis zeigt somit, ebenso wie die Anzahl der Jahresbefüllungen, den Unterschied von tendenziell als langfristig und kurzfristig eingesetzten Speichern.

Tabelle 4.9.: Kenndaten des reversiblen Anteils der österreichischen Jahresspeicher

Reversibler Anteil	Region 1	Region 2	Region 3	Österreich
Regelarbeitsvermögen [GWh/a]	-	-	<u>-</u> v	0
Potenzieller Energieinhalt [GWh]	13	105	95	213
Jahresfüllungen [1/a]		:=	- F	0
Turbinenleistung [GWel]	0,84	2,16	1,66	4,66
Pumpleistung [GWel]	0,98	2,07	1,12	4,17
E/P_{max} Entladen [GWh _{el} /GW _{el}]	13	43	51	41
E/P _{max} Laden [GWh _{el} /GW _{el}]	14	57	95	57

Tabelle 4.9 zeigt die Kenndaten der Pumpspeicherkraftwerke. Es handelt sich hierbei um den reversiblen Anteil der Jahresspeicher (siehe Tabelle 4.8). Der natürliche Zufluss wird dem irreversiblen Anteil zugeschrieben. Daher ist dieser in der Tabelle 4.9 nicht enthalten. Im Gegensatz zu den vorangegangenen Darstellungen wird der Energieinhalt hier als potenzielle Energie angegeben, sodass dieser Kennwert für Pump- und Tur-

binenbetrieb identisch ist. Wie bereits in Tabelle 4.5 gezeigt, liegt die einspeicherbare elektrische Energie mit 238 GWh über dem potenziellen Energieinhalt. Die entnehmbare elektrische Energie ist durch den Wirkungsgrad bedingt mit 190 GWh geringer als die potenzielle Energie von 213 GWh. Die maximale Durchflussmenge ist insgesamt in Turbinenrichtung höher als in Pumprichtung. Dementsprechend sind die Entladezeitdauern bei Maximalleistung geringer als das Energie-Leistungs-Verhältnis beim Pumpvorgang.

Die Vereinfachung der österreichischen (Pump-)Speicherkraftwerke beruht nun darin, dass in der Gesamtsystemoptimierung folgende Speicher modelliert werden:

- 3 x Tagesspeicher
- 1x Wochenspeicher
- 3 x Reversibler Anteil der Jahresspeicher
- 3 x Irreversibler Anteil der Jahresspeicher

In Kapitel 4.32 wurde die optimierte Abarbeitung aller Speicherbecken beschrieben, sodass die gesamte Energie in einem möglichst schnellen Vorgang umgesetzt wird. Das Ergebnis aller Becken in Summe ist als Leistungs-Zeit-Kennlinie in Abbildung 4.3 und 4.4 dargestellt. Diese Optimierung wurde nun für Tages-, Wochen- und Jahresspeicher je Region durchgeführt. Das Ergebnis stellen Leistungs-Zeit-Kennlinien bzw. die äquivalente Darstellung der Leistung über dem Energieinhalt der einzelnen Speichergruppen dar.

Die Zielsetzung liegt nun darin, diese Charakteristik der Zeitverläufe mit Hilfe von linearen Nebenbedingungen darzustellen. Abbildung 4.5 zeigt beispielhaft den Verlauf der Pumpleistung der Region 2 ("Tauern") in Abhängigkeit des potenziellen Energieinhalts (schwarze Kurve). Für den Fall, dass alle Oberbecken leer sind kann die maximale Pumpleistung von 2,07 GW erzielt werden (vgl. Tabelle 4.9). Mit fortschreitendem Gesamtfüllstand nimmt die zur Verfügung stehende Pumpleistung ab. Die erste Reduktion der maximalen Pumpleistung ist hier ab 12 GWh potenziellem Energieinhalt zu beobachten. Nach der vollständigen Befüllung auf 105 GWh kann keine weitere Energie mehr verpumpt werden und die Leistung geht dementsprechend auf Null zurück.

Die Nebenbedingungen für den Ersatzspeicher sind grafisch in Abbildung 4.5 dargestellt. Die erste Vorgabe betrifft den Energieinhalt, welcher für die Pumpspeicherung in der Region 2 im Bereich von $0 \le E \le 102\,GWh$ liegen muss. Diese beiden Grenzen sind in

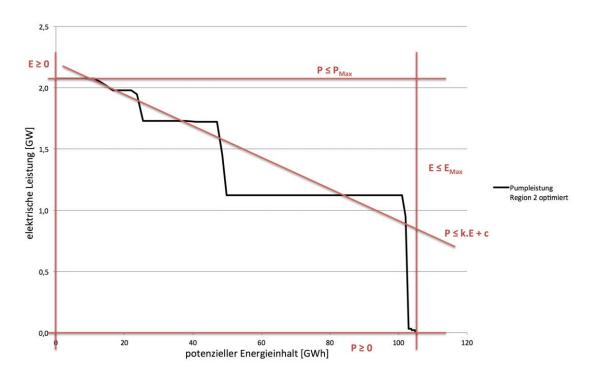


Abbildung 4.5.: Speichermodellierung am Beispiel des Pumpvorgangs in Region 2

rot als senkrechte Begrenzungslinien dargestellt. Die zweite Vorgabe betrifft die minimale und maximale elektrische Leistung. Nach unten ist diese mit Null begrenzt, nach oben mit der Maximalleistung von 2,07 GW. Diese festen Leistungsgrenzen resultieren in den beiden horizontalen Linien. In der Optimierung selbst werden die Pumpleistungen negativ gezählt, in Abbildung 4.5 werden zur einfacheren Darstellung die Leistungen ausschließlich als positive Werte angegeben. Die letzte zusätzliche Nebenbedingung beschreibt nun die Leistungsreduktion mit steigendem Füllstand. Als lineare Formulierung resultiert dies allgemein im Zusammenhang $P \leq k \cdot E + c$. Die Parameter k und c wurden manuell für jeden der 10 Ersatzspeicher derart gewählt, dass der resultierende Zeitverlauf der Ersatzanordnung möglichst genau mit realen Leistungs-Zeit-Verlauf übereinstimmt. Prinzipiell könnten auch mehrere Geradengleichungen eingesetzt werden, um die Leistungs-Energie-Abhängigkeit zu beschreiben. Für die hier modellierten Ersatzspeicher hat sich hierdurch jedoch keine deutlich genauere Abbildung des tatsächlichen Verlaufes ergeben. Daher wurde von dieser Methode nicht Gebrauch gemacht, um die Anzahl an Nebenbedingungen nicht unnötig zu erhöhen. Weiters muss beachtet werden,

dass die Geraden mit ihren Steigungen aufeinander abgestimmt sein müssen. Vom Energieinhalt E=0 beginnend, müssen die (negativen) Steigungen ständig erhöht werden, sodass der resultierende Bereich konvex bleibt. Mit den hier grafisch dargestellten Nebenbedingungen ist diese Forderung erfüllt. Die Optimierung kann sich frei innerhalb des zusammenhängenden Bereichs der roten Begrenzungslinien bewegen.

In Abbildung 4.6 ist der bekannte optimierte Leistungs-Zeitverlauf des Pumpbetriebs in Region 2 (vgl. Abbildung 4.5) als blaue Kennlinie zu sehen. Die rote Kennlinie stellt den Leistungs-Zeitverlauf des Ersatzspeichers dar. Wie vorhin gezeigt, wird dieser Speicher über einen festen Leistungs- und Energiebereich sowie der linearen Abnahme der Leistung mit dem Energieinhalt beschrieben. Die Flächen unter der roten und blauen Kurve sind exakt gleich, da dies der Nebenbedingung des maximalen Energieinhalts der Speichernachbildung entspricht. Ebenso sind die Leistungen zum Zeitpunkt t=0 identisch. Dies wird durch die Nebenbedingung der maximal erzielbaren Leistung gewährleistet. Die Parameter k und c der linearen Leistungsreduktion wurden so gewählt, dass einerseits der Zeitpunkt des letzten relevanten Leistungsabfalls (hier bei 84 h) möglichst genau getroffen wird und andererseits der Verlauf des Leistungsabfalls mit dem Originalverlauf möglichst genau übereinstimmt.

Die Beschreibung der Speicher über eine feste Energie- und Leistungsgrenze, in Kombination mit einer linearen Zunahme/Abnahme der maximal möglichen Leistung mit dem Füllstand, wurde ebenso für die restlichen Ersatzspeicher durchgeführt. Für den irreversiblen Anteil der Jahresspeicher sind zusätzlich noch weitere Bedingungen zu berücksichtigen. Zunächst betrifft dies den Fall der Abarbeitung in Speicherketten. Einige Kraftwerksgruppen weisen in der Kette gemischt Jahres- und Tagesspeicher auf. Die Tagesspeicher werden in der Vereinfachung als getrennte eigenständige Speicher modelliert. Bei der Abarbeitung der Jahresspeicher werden jedoch die Turbinensätze der Tagesspeicher zum Teil mitbenutzt. In der Optimierung muss somit sichergestellt sein, dass diese Turbinensätze nicht gleichzeitig von den Ersatzspeichern der Tagesspeicher und Jahresspeicher benutzt werden können. Hierzu wurde bestimmt, wie hoch die regionale Mitbenutzung der Wochen- und Tagesspeicher der Sahresspeicher ausfällt. Die Leistungsgrenze der Jahresspeicher wurde entsprechend dieser Mitbenutzungsfaktoren um die Momentanleistung der Wochen- und Tagesspeicher verringert.

Eine weitere Einschränkung des irreversiblen Ersatzspeichers betrifft die gleichzeitige Nutzung der Turbinensätze durch den reversiblen und irreversiblen Anteil. Ein typisches

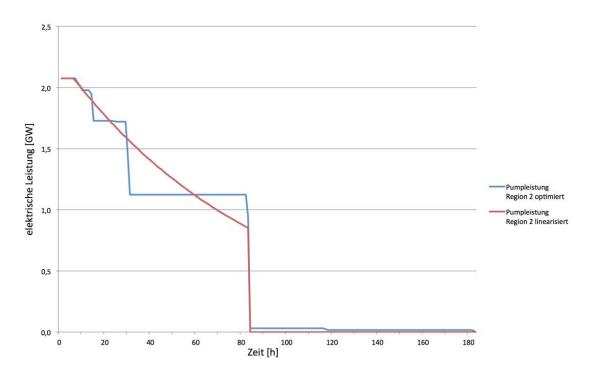


Abbildung 4.6.: Optimierter und linearisierter Leistungs-Zeitverlauf des Pumpvorgangs in Region 2 bei einmaliger Befüllung

Beispiel stellt die Anordnung eines Ober- und Unterbeckens dar, welche über Pumpund Turbinensätze miteinander verbunden sind, wenn weiters die Möglichkeit besteht die Wassermassen des Untersees über die Hauptstufe irreversibel in den Fluss abzuleiten (die Kraftwerksgruppe Kaprun stellt im Wesentlichen diese Anordnung dar). Um diesen Betriebsfall abzubilden wurden die regionalen Leistungs-Zeit-Dauerlinien der rein reversiblen Abarbeitung und der Gesamtabarbeitung herangezogen. Die Differenz dieser beiden Kurven beschreibt den rein irreversiblen Betrieb. In Abbildung 4.3 entspricht dies der Subtraktion der Summenkurve abzügliche der Pumpspeicherkraftwerkskurve. Der rein irreversible Betrieb weist somit in den ersten Stunden der Dauerlinie eine verhältnismäßig geringe Leistung auf. Erst nachdem der reversible Anteil der Pumpspeicherkraftwerke geleert ist, werden diese Turbinensätze zur irreversiblen Abarbeitung der Speicherseen herangezogen. Dementsprechend steigt die maximale Leistung des irreversiblen Anteils stetig an und erreicht nach rund 70 h seinen Maximalwert. In Abbildung 4.5 wurde das Prinzip der linearen Veränderung der maximalen Speicherleistung in Abhängigkeit des

eigenen Speicherinhalts dargestellt. Diese Methodik wird in abgewandelter Form für die Beschreibung des Ersatzspeichers, des irreversiblen Anteils der Jahresspeicher verwendet. Dessen maximale Leistungsfähigkeit nimmt mit der Abnahme des Energieinhalts des reversiblen Ersatzspeichers zu. Somit ist sichergestellt, dass die Turbinenleistung der Pumpspeicherkraftwerke nicht gleichzeitig für den reversiblen und irreversiblen Ersatzspeicher verwendet werden können.

Abbildung 4.7 zeigt die Dauerlinie der Turbinenleistung bei einmaliger Speicherentleerung. Hierbei sind die Leistungen der Tages-, Wochen- und Jahresspeicher (reversibler und irreversibler Anteil) summiert dargestellt. Die blaue Dauerlinie zeigt die optimierte Abarbeitung aller 81 Speicherbecken (siehe auch Abbildung 4.3). Die blaue Kennlinie zeigt die optimierte Abarbeitung der 7 Ersatzspeicher in Turbinenrichtung. Beide Kurven besitzen den gleichen Energieinhalt sowie die gleiche Spitzenleistung. Weiters ist ersichtlich, dass die beiden Verläufe im Wesentlichen die gleiche Charakteristik aufweisen. Abbildung 4.8 zeigt den Ausschnitt der beiden Kurven für den Zeitbereich der ersten 300 Stunden. Speziell in diesem (aufgrund der hohen Speicherleistungen) wichtigen Bereich, stimmen die beiden Verläufe sehr gut überein. Dies betrifft zunächst den verhältnismäßig schnell abfallenden Leistungsbereich inkl. dem Sprung in der Kurve zum Zeitpunkt $t=70\,h$. Ebenso ist der Zeitbereich von 70 h bis 300 h, in welchem eine relativ konstante Maximalleistung erzielbar ist, nahezu deckungsgleich.

In der Einleitung dieses Kapitels wurde gezeigt, dass die detaillierte Abbildung der 81 österreichischen Speicherbecken insgesamt auf 182 Entscheidungsvariablen je Zeitpunkt in der Optimierung hinausläuft. Mit Hilfe der beschriebenen Ersatzspeicheranordnung wurde die Anzahl an Entscheidungsvariablen auf 16 je Zeitpunkt reduziert. Neben der Reduktion der Variablen weisen diese Ersatzspeicher nahezu keine gegenseitigen Abhängigkeiten auf. Dadurch wird sowohl die Größe der Nebenbedingungsmatrix als auch deren Besetztheitsgrad verringert.

In Abbildung 4.7 und 4.8 ist ersichtlich, dass die Summenleistungskurve der österreichischen Speicher und der Ersatzspeicher gut übereinstimmen. Mit Hilfe der beschriebenen Vereinfachung ist die Lösbarkeit des Gesamtoptimierungsproblems, auf einem derzeitig erhältlichen PC, in einer praktikablen Rechenzeit möglich. In weiterer Folge wird somit die Ersatzspeicheranordnung zur Abbildung der österreichischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke verwendet.

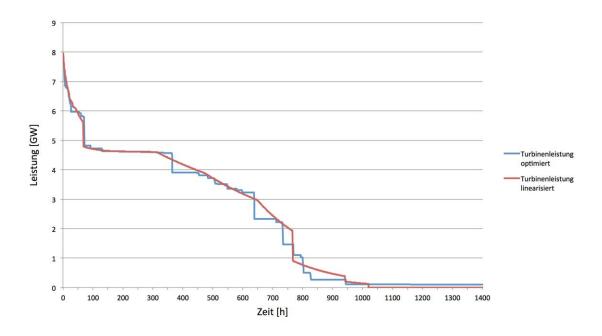


Abbildung 4.7.: Dauerleistungslinie aller österreichischen (Pump-)Speicherkraftwerke und der Ersatzspeicheranordnung bei einmaliger Entleerung

4.6.8. Dezentrale Speicher und Elektromobilität

Beim Betrieb von Photovoltaikanlagen ist ein Übergang weg von der reinen Netzeinspeisung hin zu einem möglichst hohen Eigenverbrauch zu beobachten. Für Anlagenbetreiber liegt der Wert des Solarstroms zunehmend im eingesparten Strombezug aus dem öffentlichen Netz. [Mey13] Eine Möglichkeit zur Erhöhung dieses Eigenverbrauchs bietet der Einsatz von dezentralen elektrischen Energiespeichern.

Hersteller von Photovoltaikwechselrichter bieten integrierte Lösungen von Wechselrichter mit integrierten Speicher an. Hierbei wird die Maximalleistung des Batteriespeichers gleich der Nennleistung des Wechselrichters dimensioniert. Da diese Wechselrichter intern eine Abregelung der maximal eingespeisten Leistung gewährleisten können, wird vom Anbieter empfohlen, das Verhältnis von Modulleistung zu Wechselrichterleistung im Bereich von 1 zu wählen. Bei einer Anlagengröße von 5 kWp wird hierbei eine Batterie mit einer nutzbaren Kapazität von 2 kWh eingesetzt. Dieses Verhältnis ist in einem möglichst hohen Speichernutzungsgrad begründet. Bei größeren Batteriekapazitäten nimmt die Nutzung kontinuierlich ab. [SMA13]

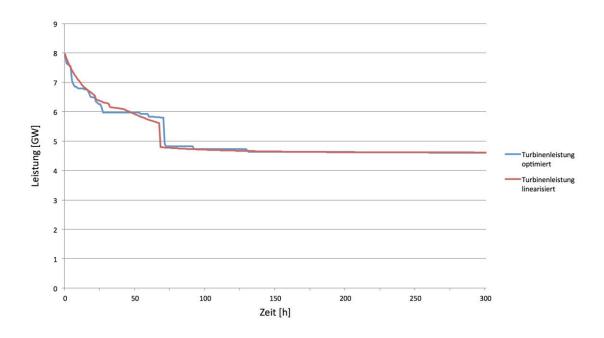


Abbildung 4.8.: Dauerleistungslinie aller österreichischen (Pump-)Speicherkraftwerke und der Ersatzspeicheranordnung bei einmaliger Entleerung (Ausschnitt)

Neben dezentralen Speichern in Kombination mit Photovoltaikanlagen, weist der Einsatz von Elektrofahrzeugen ein großes Potenzial bezüglich elektrischer Speichermöglichkeiten im Verteilnetz auf. In Österreich waren im Jahr 2008 rund 4,3 Millionen Personenkraftwagen (PKW) zum Verkehr zugelassen. [TU 09, S.8] In Abhängigkeit der zukünftigen Ölpreisentwicklung und politischer Rahmenbedingungen wird von einem Anteil an (teilweise) elektrisch betriebenen Fahrzeugen von bis zu 99 % ausgegangen. Die Anzahl an rein elektrischen Fahrzeugen beträgt hierbei bis zu 2 Millionen PKWs. [TU 09, S.68] Ein typischer PKW der Kleinwagenklasse weist in etwa eine elektrische Motorleistung von 50 kW bei einer Batteriekapazität von 20 kWh auf. [TU 09, S.16] Die Summe der Motorleistungen würde dementsprechend in etwa 100 GW bei einer Speicherkapazität von 40 GWh betragen.

Der tatsächlich nutzbare Speicherbereich des Kollektivs an Elektrofahrzeugen ist aus mehreren Gründen geringer. Zunächst können nur jene Elektrofahrzeuge als dezentrale Speicher eingesetzt werden, welche zu dem jeweiligen Zeitpunkt mit dem öffentlichen

Netz verbunden sind. Werden die PKWs sowohl am Arbeitsplatz als auch zu Hause geladen, so sinkt die Verfügbarkeit im Tagesverlauf nicht unter 70 %. Besteht nur am Wohnort die Möglichkeit das Fahrzeug mit dem öffentlichen Netz zu verbinden, so beträgt der Minimalwert rund 35 % in den Mittagsstunden. [Lit12]

Eine weitere Verminderung der theoretischen Maximalleistung stellen die Leistungsbegrenzungen der Ladestellen dar. Ein typischer Hausanschluss bietet eine Maximalleistung von 3,7 kW bei einphasigem Anschluss bzw. 11 kW bei dreiphasigem Anschluss. Für den Großteil der Fahrzeuge sind diese Ladeleistungen am Wohnort und Arbeitsplatz vollkommen ausreichend, um die Anforderungen der Wegstrecken erfüllen zu können. Nur in deutlich selteneren Fällen (z.B. Langstreckenfahrten) werden erhöhte Ladeleistungen benötigt. Beim Einsatz von Schnellladesystemen werden Anschlussleistungen bereitgestellt, welche im Bereich der elektrischen Motorleistung liegen. [Lit12] Die dritte Einschränkung betrifft den nutzbaren Energieinhalt des Speichers. Beim Einsatz von Elektrofahrzeugen für Netzdienstleistungen muss gewährleistet sein, dass die primäre Aufgabe der PKWsdie Erfüllung der Wegstrecken - nicht beeinträchtigt wird.

Sowohl für dezentrale Speicher als auch für Elektrofahrzeuge werden häufig Li-Ionen-Systeme eingesetzt. Der Wirkungsgrad, als Verhältnis von entnommener Arbeit zur eingespeicherten Arbeit, dieser Batterien beträgt rund 95 %. [Sch08, S.42] Hochstromfähige Li-Ionen-Akkumulatoren zeigen beim Entladen mit einer Rate von bis zu 4 C ein gewöhnliches Betriebsverhalten. [Sch08, S.42] Diese Rate gibt das Verhältnis von Speicherkapazität zu Entladestrom an. Der Kehrwert von 0,25 entspricht dem Energie-Leistungs-Verhältnis und zeigt, dass die zuvor dargestellten Kennwerte dezentraler Speicher übereinstimmen bzw. bezüglich der Maximalleistungen übertroffen werden.

Mit den angegebenen typischen Leistungs- und Energiewerten beträgt, sowohl für dezentrale Speicher im Haushalt als auch für Elektrofahrzeuge, das Verhältnis $E_{el}/P_{el}=0,4\,[kWh/kW]$. Im Vergleich zu Hydraulischen Speicherkraftwerken ist dieser Wert deutlich geringer. Die dezentralen Speicher im Verteilnetz sind somit in die Kategorie der Kurzzeitspeicher einzuordnen. Mit einem Zeitraster von 1h der Optimierung ist das exakte Verhältnis von E/P nicht relevant, solange dieses geringer als eins ist. In diesem Fall kann innerhalb von einer Stunde der Speicher vollständig geladen bzw. entladen werden.

Im Rahmen dieser Arbeit soll keine detaillierte Abschätzung der zukünftigen Potenziale an dezentralen Speichereinheiten durchgeführt werden. Stattdessen werden drei

Szenarien mit unterschiedlichen installierten Leistungen analysiert. Eine Differenzierung zwischen Speicher im Haushalt und jenen in Elektrofahrzeugen wird in weiterer Folge nicht durchgeführt, da die Energie-Leistungscharakteristik übereinstimmt und deren Einsatzzweck ident ist. Zielsetzung ist somit allgemein aufzuzeigen, welche Rolle Kurzzeitspeicher in einem überwiegend regenerativem Energiesystem übernehmen können.

Tabelle 4.10.: Kennzahlen der drei untersuchten Varianten an dezentralen Speichereinheiten

Variante	Leistung [GWel]	Energieinhalt [GWhel]	Verhältnis E/P [GWha/GWa]	Wirkungsgrad [%]
Variante 1	1	0,4	0,4	95
Variante 2	4	1,6	0,4	95
Variante 3	10	4,0	0,4	95

Tabelle 4.10 zeigt drei Varianten der installierten Leistungen an Speichereinheiten im Verteilnetzbereich. Das Energie-Leistungsverhältnis ist wie zuvor beschrieben mit 0,4 h angenommen worden. Hieraus berechnet sich der jeweils nutzbare Energieinhalt der Speicher. Mit den zuvor gezeigten Kennzahlen entspricht eine Leistung von 1GW in etwa 91000 verfügbaren Elektrofahrzeugen, welche dreiphasig über den Hausanschluss mit dem Netz verbunden sind. Bezogen auf die maximal installierbare Photovoltaikleistung in Österreich müssten rund 3 % der Anlagen über einen dezentralen Speicher verfügen, um den Wert von 1 GW zu erreichen. Der Wirkungsgrad des Speicherkollektivs wird mit 95% modelliert. Durch diesen verhältnismäßig hohen Wirkungsgrad kann untersucht werden, in wie weit der Einsatz dezentraler Speichereinheiten Auswirkungen auf den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken hervorruft. Die dargestellten installierten Speicherleistungen wurden in der Optimierung gleichmäßig auf die drei Regionen 5, 6 und 8 verteilt, da diese über keine hydraulischen Speicher verfügen. Weiters sind diese Regionen dadurch gekennzeichnet, dass sie die größten Photovoltaikpotenziale aufweisen bzw. aufgrund der Kapazitäten des Übertragungsnetzes am ehesten von Möglichkeiten zur Lastflusssteuerung profitieren (vgl. Kapitel 4.7). In der Optimierung wird das Kollektiv der dezentralen Speicher regional als "verlustbehafteter Speicher" entsprechend Kapitel 4.6.2 mit den angegebenen Kennwerten aus 4.10 modelliert.

4.6.9. Power-to-Gas

Der Begriff "Power-to-Gas" beschreibt allgemein die Umwandlung von elektrischem Strom in ein synthetisches Gas. Mittels Elektrolyse kann Strom in Wasserstoff umgewandelt werden. Dieser kann entweder direkt genutzt werden (Industrie, Mobilität), zu einem gewissem Prozentsatz in das Erdgasnetz eingespeist werden oder aber in einem weiteren Schritt unter Verwendung von Kohlenstoffdioxid in synthetisches Methan umgewandelt werden. Das Konzept "Power-to-Gas" verfolgt hiermit die Zielsetzung, das bestehende Erdgasnetz als saisonalen Speicher für überschüssigen, regenerativen Strom zu verwenden. [den11]

Die Methanisierung von Kohlenstoffdioxid (CO_2) und Wasserstoff (H_2) zu Methan (CH_4) und Wasser (H_2O) erfordert genau so viel Kohlenstoffdioxid, wie bei einer idealen Verbrennung wieder freigesetzt wird. Das synthetische Erdgas kann somit als klimaneutral betrachtet werden. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse beträgt rund 75 %, jener der anschließenden Methanisierung rund 80 %. Somit ist ein Gesamtwirkungsgrad der Umwandlung von Strom zu synthetischen Gas von $\eta_{P2G} = 0.75 \cdot 0.8 = 60$ % gegeben. Unter der Annahme eines Wirkungsgrades von 60 % bei der Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk, liegt der Strom-zu-Strom Wirkungsgrad bei $\eta_{P2P} = 0.6 \cdot 0.6 = 36$ %. [Ste09, S.109]

In dieser Arbeit wird der Fokus auf die Elektrizitätsversorgung gelegt, daher wird in weiterer Folge die direkte Verwertung des aus Strom erzeugten Wasserstoffes nicht betrachtet. Es wird jeweils von der vollständigen Umwandlungskette bis hin zu erneuerbarem Methan und der Rückverstromung in den bestehenden GuD-Kraftwerken (siehe Kapitel 4.5.2) ausgegangen.

Die Kapazität der Erdgasspeicheranlagen auf österreichischem Bundesgebiet beträgt insgesamt 82,6 TWh. Die maximale Einspeicherrate liegt bei einem Stundenmittelwert von maximal 29,2 GW. Die angegebene Energiemenge bzw. der Leistungswert beschreibt den gesamten Brennwert bzw. die Änderungsrate des Brennwerts im Speicher bei einem Wert von 11,19 kWh/m^3 . [Ene12b, S.18;57] Bei einem Verstromungswirkungsgrad von $\eta = 60\%$ können aus den voll gefüllten Erdgasspeicher rund $50\,TWh_{el}$ Strom gewonnen werden. Damit liegt die Speicherkapazität des Erdgasnetzes um eine Zehnerpotenz über jener der hydraulischen Jahresspeicher mit $3,2\,TWh_{el}$ Speichervermögen, bei vollständiger Füllung.

Neben dem Speicheraspekt bietet das Power-to-Gas Konzept mit der Entlastung der elektrischen Übertragungsnetze ein weiteres Anwendungsgebiet. Durch die Installation der Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen in Regionen mit einer hohen regenerativen Erzeugung, kann die überschüssige elektrische Einspeisung lokal verwertet werden. Das Gasnetz erlaubt den Transport des synthetisch erzeugten Methans in Gebiete mit Gub-Kraftwerken, um dort eine regenerative Rückverstromung zu ermöglichen.

Ebenso wie im Bereich der dezentralen Speicher und Elektromobilität (siehe Kapitel 4.6.8) werden auch für das Power-to-Gas Konzept drei unterschiedliche Ausbauvarianten definiert. Die Variation beschränkt sich hierbei auf die Leistung der Elektrolyse-und Methanisierungsanlage, da die Speicherkapazität der Erdgasspeicher als auch die Rückverstromungsmöglichkeiten der bestehenden GuD-Kraftwerke gegeben sind. Tabelle 4.11 zeigt die drei angenommenen Leistungen der Elektrolyseanlagen von 1 GW, 2 GW bzw. 4 GW. Die angenommen regionale Verteilung wurde anhand von Vorsimulationen getroffen und die Anlagenleistungen gleichmäßig auf die Regionen 4, 5 und 8 verteilt. Diese drei Regionen besitzen verhältnismäßig hohe Photovoltaikpotenziale und weisen dementsprechend hohe Abregelungsverluste ohne dem Einsatz von Power-to-Gas Anlagen auf. Weiters besitzt keine der drei Regionen die Möglichkeit der Speicherung in Pumpspeicherkraftwerken.

Der Ein- und Ausspeichervorgang wurde entsprechend den Kennwerten aus Tabelle 4.11 als verlustbehafteter Speicher entsprechend Kapitel 4.6.2 modelliert. Wobei der Ausspeichervorgang hier der Verbrennung des synthetisch erzeugten Methans in thermischen Kraftwerken entspricht. Die Rückverstromung unterliegt somit den Grenzen der Kraftwerke entsprechend Kapitel 4.5.2. Beim Betrieb der thermischen Erzeugungseinheiten wird zwischen einem fossilen und regenerativen Anteil unterschieden, um eine energetische Bilanzierung zu ermöglichen. Die Elektrolyse- sowie Methanisierungsanlagen können in Kombination im Bereich zwischen 25 % und 100 % der Nennleistung mit steilen Rampen innerhalb von wenigen Sekunden betrieben werden. Einzig der Kaltstart der Methanisierungseinheit stellt mit Anfahrzeiten im Bereich von Minuten bis einigen Stunden eine technische Limitierung dar. [Ste09, S.125] Aus diesem Grund wird für den Power-to-Gas Prozess ebenso eine Begrenzung der An- und Abfahrzeiten mit je 5 h in der Modellierung berücksichtigt.

Tabelle 4.11 zeigt die Kennwerte der drei untersuchten Power-to-Gas Umsetzungen. Der Wirkungsgrad der Herstellung von synthetischen Gas aus Strom beträgt, wie zuvor be-

Tabelle 4.11.: Kennzahlen der untersuchten Varianten des Power-to-Gas Konzepts in Österreich [Ene12b, S.12] [Ste09, S.109]

Variante	Leistung P2G [GWel]	Energieinhalt Gasspeicher [TWh]	Verhältnis E/P [GWh∉/GW∉]	Wirkungsgrad P2G [%]	Wirkungsgrad P2P [%]
P2G Var 1	1	82,6	137.667	60	36
P2G Var 2	2	82,6	68.833	60	36
P2G Var 3	4	82,6	34.417	60	36

schrieben, jeweils 60 %. Unter Berücksichtigung der Verluste in einem GuD-Kraftwerk wird der Strom zu Strom Wirkungsgrad mit 36 % modelliert. Der dargestellte Energieinhalt der österreichischen Speicher beschreibt den "potenziellen" Energieinhalt in Form des Brennwertes des synthetischen Gas. Das Energie-Leistungsverhältnis zeigt, dass die vollständige Befüllung der österreichischen Erdgasspeicher mit einer 1 GW Power-to-Gas Anlage rund 138 000 h bzw. knapp 16 Jahre dauern würde! Mit dem hier modellierten Power-to-Gas Ansatz soll allgemein die Rolle eines Speichers, mit praktisch unbegrenzter Speicherkapazität, bei gleichzeitig verhältnismäßig schlechtem Strom zu Strom Wirkungsgrad, innerhalb des regenerativen Energiesystems dargestellt werden.

4.7. Stromnetz

In diesem Kapitel wird die Abbildung des Stromnetzes im Rahmen eines linearen Modells dargestellt. Aufgrund des gewählten Ansatzes des Regionenmodells wird der Fokus auf die Belastbarkeit des österreichischen Übertragungsnetzes gelegt. Die Auslastung der unterlagerten Ebenen des Verteilnetzes können hier nicht berücksichtigt werden, da je Erzeugungsform und Region genau ein Erzeugungsprofil vorliegt. Die Verteilung der Einspeiseleistungen innerhalb einer Region und somit im Verteilnetz wird nicht beschrieben.

Im ersten Unterpunkt wird der aktuelle Stand sowie die geplanten Ausbauten des österreichischen Übertragungsnetzes und der Auslandsanbindungen beschrieben. Im zweiten Unterpunkt werden hierzu die Parameter der Trassenlängen, Zweigimpedanzen und maximalen Zweigbelastbarkeiten beschrieben. Im letzten Punkt wird die Implementierung einer genäherten Wirkflussberechnung als lineare Nebenbedingung dargestellt.

4.7.1. Das österreichische Übertragungsnetz

In der Optimierung wird das österreichische Hoch- und Höchstspannungsnetz in Form der Netzebenen $380\,\mathrm{kV}$ und $220\,\mathrm{kV}$ modelliert. Das österreichische Höchstspannungsnetz ist in Abbildung 4.9 dargestellt, in welcher die Steiermarkleitung vom Umspannwerk (UW) "Südburgenland" zum UW "Kainachtal" ergänzend eingezeichnet wurde. Bis zum Jahr 2025 sind weitere Ausbaumaßnahmen im österreichischen Übertragungsnetz geplant. Zunächst sei hier die Realisierung der Salzburgleitung von St. Peter über Salzburg zum UW Tauern zu nennen. Die Verbindung von St. Peter nach Salzach wurde bereits als 380-kV-Leitung gekennzeichnet. Eine zusätzliche 380-kV-Trasse von Lienz nach Obersielach bildet dann einen geschlossenen "380-kV-Ring". Eine weitere geplante Ausbaumaßnahme betrifft die Umstellung der 220-kV-Leitung von Westtirol nach Zell am Ziller auf eine Nennspannung von $380\,\mathrm{kV}$. [APG11, S. 24]

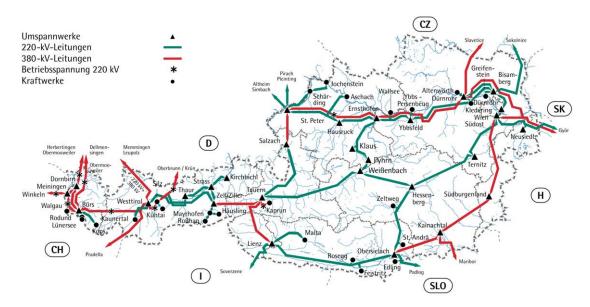


Abbildung 4.9.: Das österreichische Höchstspannungsnetz [Ver99, S.18], geändert

Für jede der acht definierten Regionen (siehe Abbildung 2.1 und Tabelle 2.1) wurde ein zentrales Umspannwerk je Region festgelegt. Die in Tabelle 4.12 aufgelisteten Umspannwerke stellen die Knoten der Lastflussrechnung dar. Die regionale Einspeisung und der regionale Verbrauch wird daher aus netztechnischer Sicht in dem jeweiligen "Regionsknoten" angenommen. Weiters erfolgt der Import und Export mit den Nachbarstaaten

genau über diese Netzknoten.

Tabelle 4.12.: Zentrale Umspannwerke der Regionen

Region	Umspannwerk	Kürzel
1	Bürs	BU
2	Tauern	TA
3	Lienz	LI
4	Obersielach	OS
5	Ernsthofen	EH
6	Weißenbach / Hessenberg	WH
7	Kainachtal	KT
8	Wien Südost	SO

In der Region 2 "Alpin Nordwest" wurde das Umspannwerk (UW) Tauern gewählt, da dies den zentralen Verknüpfungspunkt zu den Regionen 3 "Alpin Südwest" und 5 "Donauraum" darstellt. In der Region 5 ist das Umspannwerk Ernsthofen jener Netzknoten, welcher einerseits das größte UW der Region darstellt und gleichzeitig die Verzweigung in Richtung Süden (Region 6) aufweist. Ein Spezialfall stellt die Region 6 "Alpin Ost" dar. Hier wurden die beiden Umspannwerke Weißenbach und Hessenberg fiktiv zu einem Netzknoten zusammengefasst. In weiterer Folge werden die Leitungslängen dahingehend adaptiert. Das Umspannwerk Kainachtal ist in der Region 7 "Grazer Becken" jener Netzknoten, welcher die Auslandsanbindung mit Slowenien herstellt. In der Region 8 "Wiener Becken und Weinviertel" wurde das UW Wien Südost aufgrund der Größe, der zentralen Lage in der Region und der Auslandsanbindungen (Ungarn) als zentrales UW festgelegt.

In dieser Arbeit werden die drei unterschiedlichen Netzausbauszenarien behandelt:

- Aktueller Stand
- 380-kV-Ring
- Vollausbau

Aktueller Stand beschreibt den Netzausbau entsprechend Abb. 4.9. Hierbei ist zu beachten, dass die eingezeichnete Leitung von Ernsthofen über St. Peter nach Salzach als 380-kV-Leitung ausgeführt ist, derzeit (Stand 2012) jedoch auf 220 kV betrieben wird. [APG13b, S.40]

380-kV-Ring Im Gegensatz zum zuvor beschriebenen aktuellen Stand werden hier die einleitenden beschriebenen Maßnahmen angenommen, welche den "380-kV-Ringschluss" bewirken. Dies betrifft die Neuerrichtung einer 380-kV-Trasse von Salzach zum UW Tauern. Weiters wird hier die eine zusätzliche 380-kV-Trasse im Raum Kärnten nach Osttirol angenommen, um diese beiden Umspannwerke auf 380-kV-Ebene miteinander zu verbinden. Ebenso wird die Umstellung der 220-kV-Verbindung von Westtirol nach Zell/Ziller angenommen. Die hier beschriebenen Leitungen sind genau jene, welche aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber jene mit der höchsten Bedeutung für die Versorgungssicherheit aufweisen. [APG11, S.31] Bei dieser Varianten verbleiben somit nur die Verbindungen zum Umspannwerk Weißenbach und Hessenberg sowie die parallelgeführten Trassen auf der 220-kV-Ebene. Die Leitungsanbindungen an das Ausland bleiben in diesem Szenario ebenfalls unverändert. Dieses Szenario stellt in weiterer Folge den Referenzfall für den Netzausbau dar.

Vollausbau In diesem Szenario wird angenommen, dass alle bestehenden Trassen auf 380-kV-Leitungen umgerüstet werden. Hierbei wird jeweils eine Verseilung und Grenzbelastbarkeit aktuell verbauter Hochspannungsleitungen herangezogen (Kenndaten siehe Kapitel 4.7.2).

4.7.2. Netzparameter

Trassenlängen In Tabelle 4.13 sind die Trassenlängen der Verbindungen zwischen den zentralen Umspannwerken dargestellt. Die Bezeichnung der Zweige in der ersten Spalte spiegelt die Verbindungen zwischen den acht meteorologischen Regionen wider. Dementsprechend sind in der zweiten und dritten Spalte die Kürzel der Umspannwerke zu finden, an denen diese Trassen beginnen bzw. enden (Bedeutung der Kürzel siehe Tabelle 4.12).

Die in Tabelle 4.13 dargestellten Trassenlängen berechnen sich aus den österreichischen 380-kV und 220-kV-Trassen, welche im Bericht [Ver99, S.20-21] und [APG09, S.2] angegeben sind. Für die spätere Netzmodellierung ist zu beachten, dass sich die Verbindungen zwischen den Regionen teilweise aus Abschnitten mit unterschiedlichen Spannungsebenen zusammensetzen. So besteht die 264 km lange Verbindung zwischen der Region 1 (UW Bürs) und Region 2 (UW Tauern) aus drei Abschnitten. Das UW Bürs ist über eine 92 km lange 380-kV-Trasse mit dem UW Westtirol verbunden. Von dort aus führt

Tabelle 4.13.: Trassenlängen der Verbindungen zwischen den zentralen Umspannwerken je Region [Ver99, S.20-21]

Zweig	Verbir	ndung	Trassenlänge [km]
1-2	BU	TA	263,8
2-3	TA	LI	86,0
2-5	TA	EH	272,2
2-6	TA	WH	160,2
3-4	LI	OS	169,6
4-6	OS	WH	107,4
4-7	OS	KT	72,0
5-6	EH	WH	84,6
5-8	EH	SO	225,0
6-8	WH	SO	175,8
7-8	KT	SO	205,6

eine 104 km lange 220-kV-Trasse zum UW Zell/Ziller. Der letzte Abschnitt mit einer Länge von 68 km zum UW Tauern wird mit einer Spannung von 380 kV betrieben. Die beschriebenen Spannungsebenen der Trassen sind in Abbildung 4.9 ersichtlich.

Im Modell wurden die beiden Umspannwerke Weißenbach und Hessenberg auf einen Netzknoten zusammengelegt. Dementsprechend wurde jeweils die halbe Distanz dieser beiden Umspannwerke zur Verbindung nach Tauern bzw. Wien Südost hinzugezählt, sodass die Gesamttrassenlänge unverändert bleibt. Die Verbindungen von Ernsthofen nach Weißenbach bzw. Obersielach nach Hessenberg sind bezüglich der Trassenlängen von der durchgeführten Vereinfachung nicht betroffen.

Die Verbindung der Region 2 (UW Tauern) mit der Region 5 (UW Ernsthofen) beinhaltet die zum Teil realisierte Salzburgleitung. Der Abschnitt von UW Tauern über Salzach nach St. Peter weist eine Länge von 159 km auf. Ab dem UW St. Peter liegen je eine parallelgeführte 380-kV und 220-kV-Trasse mit einer Länge von 113 km hin zum UW Ernsthofen vor. Dabei ist zu beachten, dass derzeit (Stand 2012) diese 380-kV-Trasse mit 220 kV betrieben wird. [Ver99, S.20] Die parallelgeführten 380-kV und 220-kV-Trassen von Ernsthofen nach Wien Südost weisen mit 248 km bzw. 202 km unterschiedliche Längen auf. In Tabelle 4.13 wurde hierfür der Mittelwert angegeben.

Leitungstypen Im österreichischen 220-kV-Netz kommt typischerweise der Leitungstyp 240/40 Alu/Stahl im 2er Bündel zur Anwendung. [Wer02, S.7] Tabelle 4.14 zeigt Kennwerte für diesen Leitungstyp. [Bra09] Für bestehende 380-kV-Leitungen wird der Leitungstyp Al/St 240/40 im 4er Bündel angenommen. Dies gilt ebenfalls für die 380-kV-Leitung zwischen Ernsthofen und St. Peter, welche auf 220 kV betrieben wird, sowie für die 220-kV-Leitungen Lienz-Obersielach bzw. Westtirol/Zell Ziller. [Ver99, S.20] Sowohl für den geplanten Neubau der Salzburgleitung als auch für die im Jahr 2009 in Betrieb gegangene Burgenland-Steiermarkleitung werden 3er Bündel vom Typ Al/St 635/117 angenommen. [Osw07, S.6], [APG09, S.15], [APG13b, S.35]. Richtwerte für diese 380-kV-Leitungstypen sind in Tabelle 4.14 dargestellt. [Bra09], [Osw07, S.12] Die angegebenen Kenndaten beziehen sich jeweils auf ein System.

Tabelle 4.14.: Kennwerte von Bündelleiter [Bra09], [Osw07, S.12]

Nennspannung Un [kV]	Beseilung	Resistanzbelag R' [Ω/km]	Reaktanzbelag X' [Ω/km]
220	Al/St 2 x 240/40	0,060	0,316
380	Al/St 4 x 240/40	0,030	0,286
380	Al/St 3 x 635/117	0,015	0,257

Je Trasse wird vom Betrieb von zwei parallelen Systemen ausgegangen. Diese Annahme stützt sich auf die Trassen- und Leitungslängen des österreichischen Höchstspannungsnetzes. Die Bestandsstatistik weist für das 380-kV-Netz eine Trassenlänge von 1374 km sowie eine Leitungslänge von 2783 km aus. Das 220-kV-Übertragungsnetz besteht in Österreich aus 1854 km Trassen- und 3671 km Systemlänge. [Ene12c] Bei beiden Netzebenen ist die Systemlänge ungefähr doppelt so hoch wie die Trassenlänge. Leichte Unterschiede können sich durch die teilweisen nur mit einem System bestückten Auslandsleitungen sowie vereinzelte Kraftwerksanbindungen, welche mit 3 Systemen ausgeführt sind, ergeben. [Ver99, S.20] Für die in Plan befindliche Salzburgleitung wird ebenfalls von einer 2-systemigen Verbindung ausgegangen. [Osw07, S.6]

Grenzleistungen und Grenzströme Die maximal zulässige Dauerleistung S_d leitet sich, wie in Gleichung 4.34 dargestellt, aus der Nennspannung U_N und dem maximal zulässigen Dauerstrom I_d ab. [den10, S. 271]

$$S_d = \sqrt{3}U_N I_d \tag{4.34}$$

Die (n-1)-Sicherheit beschreibt einen Netzzustand in welchem ein beliebiges Betriebsmittel ausfallen darf, ohne dass dies unzulässige Belastungen der restlichen Komponenten hervorrufen würde. In [Osw07, S. 42] ist angegeben, dass im österreichischen Verbundnetz die Übertragungsleitungen mit rund 65 % ihrer thermischen Grenzleistung belastet werden dürfen, sodass die (n-1)-Sicherheit nicht verletzt wird. Zum Vergleich wird im deutschen Übertragungsnetz mit dem Wert von 70 % eine ähnliche Belastung für den nicht verletzbaren Betrieb angegeben. [den10, S.271] Der maximale Wirkleistungstransport auf der Leitung kann im Betriebsfall $\cos(\phi) = 1$ erzielt werden, welcher in weiterer Folge für das Übertragungsnetz angenommen wird.

Bestehende 220-kV-Leitungen weisen eine gesicherte (n-1) Transportkapazität von 400 MW (200 MW je System) auf. [Rit07, S.1] Mit der angenommenen (n-1) Kapazität von 65,2 % ergibt sich die maximal zulässige Dauerleistung S_d bei voller Ausnutzung der Leistungsfähigkeit der Leitung zu 613 MW für das Doppelsystem (bzw. 307 MW je System). [Osw07, S. 6] Die Dauerstrombelastbarkeit je Phase berechnet sich für den Leitungstyp $2 \times 240/40$ entsprechend Gleichung 4.34 zu $I_d = 307 \, MW/(\sqrt{3} \cdot 220 \, kV) = 805 \, A$.

Die 380-kV-Leitung vom UW Ernsthofen nach St. Peter wird derzeit mit einer Nennspannung von 220 kV betrieben. Für diesen Zustand wird die Grenzleistung des Doppelsystems mit $S_d=1750\,MVA$ angegeben. [Ver99, S.20] Für den Leitungstyp Al/St $4\times240/40$ berechnet sich daraus eine Dauerstrombelastbarkeit des 4er Bündels von $I_d=875\,MW/(\sqrt{3}\cdot220\,kV)=2\,296\,A$. Die Strombelastbarkeit ist unabhängig von der Betriebsspannung. Somit gilt dieser Grenzwert ebenso für 380-kV-Leitungen des Typs Al/St $4\times240/40$. Die Grenzleistung steigt entsprechend der höheren Betriebsspannung auf $S_d=\sqrt{3}\cdot380\,kV\cdot2\,296\,A=1\,511\,MVA$ je System an.

Die Werte des Grenzstromes, der Grenzleistung und der (n-1) Belastbarkeit des 380-kV-Leitungstyps Al/St 635/117, welcher bei derzeitig in Planung befindlichen Projekten zum Einsatz kommt, werden mit $I_d = 3\,495\,A$ bzw. $S_d = 2\,300\,MVA$ je System angegeben. [Osw07, S.20] Die beschriebenen Grenzwerte der Leitungstypen inkl. der daraus errechneten (n-1) Transportkapazität sind in Tabelle 4.15 dargestellt.

Tabelle 4.15.: Richtwerte der zulässigen Belastbarkeit von Übertragungsleitungen bei 2-systemiger Ausführung

Nennspannung Un [kV]	Beseilung	Grenzstrom [A]	Grenzleistung [MVA]	(n-1) Belastbarkeit [MVA]
220	Al/St 2 x 240/40	805	2 x 307	2 x 200
220	Al/St 4 x 240/40	2296	2 x 875	2 x 571
380	Al/St 4 x 240/40	2296	2 x 1511	2 x 985
380	Al/St 3 x 635/117	3495	2 x 2300	2 x 1500

Transformatorkenndaten Zwischen den Netzebenen 380-kV und 220-kV kommen Transformatoren zum Einsatz. Diese weisen einerseits eine zusätzliche Längsimpedanz auf, welche in der Lastflussberechnung zu berücksichtigen ist. Andererseits können die Transformatoren auch das limitierende Element bezüglich der Zweigbelastung darstellen.

Als Kopplung der Spannungsebenen von 380-kV und 220-kV wird in weiterer Folge von zwei parallelen Transformatoren mit 2 x 600 MVA ausgegangen. [APG13b, S.40] Somit liegt die Grenzleistung dieser Transformatoren höher als die Grenzleistung der zugehörigen Leitung und stellt keinen limitierenden Faktor dar. Anders verhält sich dies bei den 220-kV-Leitungen mit einer erhöhten Strombelastbarkeit. So steht im Umspannwerk Zell/Ziller eine Transformatornennleistung von 1 200 MVA zur Verfügung [APG13b, S.38] und liegt damit unter dem Grenzwert einer 2-systemigen Ausführung der hier angenommenen 220-kV Leitung (siehe Tabelle 4.15). Dies gilt ebenso für die Verbindung zwischen den Umspannwerken Lienz und Obersielach.

Tabelle 4.16 zeigt Kennwerte eines 600 MVA Umspanners. Die Nennleistung und die Maximalbelastbarkeit im (n-1)-Betrieb werden hierbei mit dem Faktor 2 dargestellt, da diese Umspanner im Parallelbetrieb eingesetzt werden. [TU 11, S.117], [Osw05, S.52], [APG13b, S.40]

Tabelle 4.16.: Kenngrößen der Umspanner zwischen den Netzebenen 380-kV und 220-kV

Nennspar	nungen	Kurzschluss-	Wirkwiderstand	Nennleistung	(n-1) Belastbarkeit
U1 [kV]	U2 [kV]	spannung uk [%]	rk [%]	Sn [MVA]	[MVA]
380	220	17,0%	0,2%	2 x 600	2 x 391

Die Kurzschlussspannung u_k und der Kurzschlusswirkwiderstand r_k beschreiben die Längsimpedanz und Längsresistanz in bezogener Form (siehe Tabelle 4.16). Die Umrechnung in absolute Größen erfolgt mit den in Gleichung 4.35, 4.36 und 4.37 dargestellten Zusammenhängen. Hierbei muss für U_N jene Nennspannung eingesetzt werden, auf welche sich dieser Wert beziehen soll. In weiterer Folge, wird die Berechnung der Netzimpedanzen ausschließlich auf 380-kV-Ebene durchgeführt.

$$Z_k = u_k \frac{U_N^2}{S_N} \tag{4.35}$$

$$R_k = r_k \frac{U_N^2}{S_N} \tag{4.36}$$

$$X_k = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2} (4.37)$$

Bei parallelgeschalteten Transformatoren verringern sich die resultierenden Werte der Resistanz R_k und Reaktanz X_k auf den halben Wert eines einzelnen Transformators.

Zweigleistungen - Ausland Die Anbindungen des österreichischen Hochspannungsnetzes an das Ausland sind in Abbildung 4.9 dargestellt. Für die vier 220-kV Systeme, welche den Netzknoten St. Peter mit Deutschland verbinden, wird die Transportkapazität im Bereich zwischen 318 MVA und 457 MVA angegeben. [APG13b, S.25] Die Verbindung von Lienz nach Soverzene besteht aus einem einzigen 220-kV System mit 285 MW Grenzleistung. [APG13b, S.26] Als (n-1) Sicherheit wurde wiederum der auf 65,2 % verringerte Wert als maximale Übertragungsleistung angenommen. Weitere Übertragungskapazitäten der Auslandsleitungen sind in [EC-05, S.A1-A2] angeführt (Stand 2005). Diese Daten wurden um den zweisystemigen Ausbau der Verbindungen nach Dürnrohr-Slavetice und Wien Südost-Györ ergänzt. [Kne06]

Tabelle 4.17 zeigt die Leistungsgrenzen der Auslandsverbindungen. Hierbei wurden die zuvor beschriebenen maximalen Leitungsbelastungen jeder Region aufsummiert. Die zweite Spalte gibt die Gesamtanzahl an 220-kV und 380-kV Systemen an, mit denen die jeweilige Region mit dem Ausland verbunden ist. Die Regionen 1 und 2 weisen leistungsfähige Verbindungen mit Deutschland, Schweiz und Italien auf. Region 5 ist über

Anzahl Grenzleistung (n-1) Belastbarkeit [GVA] [GVA] **Export Systeme** Region 1 6 4,90 3,19 6 4,14 Region 2 6,34 Region 3 1 0,29 0,19 Region 4 1 0,35 0,23 Region 5 1,64 1,07

3,03

7,20

1,97

4,69

Region 6 Region 7

Region 8

2

8

Tabelle 4.17.: Leistungsgrenzen der Auslandsleitungen nach Regionen

4 Systeme mit dem deutschen Übertragungsnetz verbunden. Da diese Trassen auf 220-kV-Ebene betrieben werden, ist deren Leistungsfähigkeit entsprechend geringer. Die Export/Import Kapazitäten der Region 8 sind vor allem über die 380-kV-Anbindungen nach Tschechien und Ungarn begründet. Region 6 ist im Zentrum von Österreich und weist daher keine Auslandsverbindungen auf (siehe Abbildung 4.9). In Tabelle 4.17 sind wiederum neben den Grenzleistungen die Grenzen des (n-1) sicheren Betriebs dargestellt. Die Angaben beruhen auf dem aktuellen Ausbaugrad des Übertragungsnetzes. Die Grenzleistungen des Ausbauszenarios "380-kV-Ring" sind praktisch unverändert zum aktuellen Stand, da dieses Szenario die Verstärkung einzelner inländischer 220-kV-Leitungen beschreibt. Beim dritten Szenario des fiktiven Ausbaus aller Systeme auf den 380-kV-Typ mit höheren Grenzleistungen (Al/St 635/117) steigen dementsprechend die Transportkapazitäten in das Ausland. Die Grenzleistungen für dieses Szenario ergeben sich direkt aus der Multiplikation der Anzahl an Systemen mit dem Grenzleistungswert von 2 300 MVA des beschriebenen Leitungstyps.

Transitlastflüsse Im bisherigen Kontext wurden ausschließlich inländische Erzeugungsund Lastsituationen und den damit verbundenen Lastflüssen behandelt. Die Auslandsanbindungen sind bezüglich der Import- und Exportmöglichkeiten beschrieben worden
(siehe auch Kapitel 4.5.5). Neben den innerösterreichischen Lastflüssen, der Möglichkeit
Leistung aus dem Ausland zu beziehen bzw. überschüssige Erzeugung zu exportieren,
wird das österreichische Übertragungsnetz durch Transitlastflüsse belastet. Es handelt
sich hierbei um Lastflüsse, welche den inländischen Import-Export-Saldo nicht verändern.

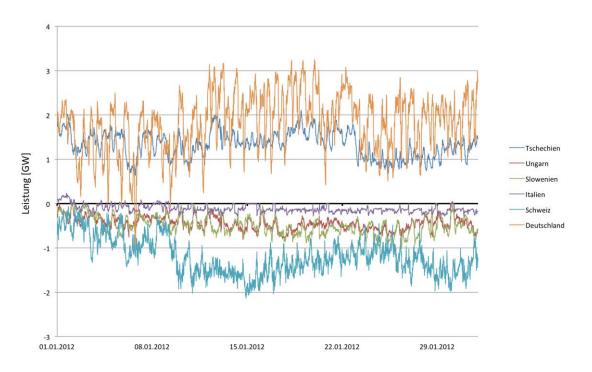


Abbildung 4.10.: Grenzüberschreitende Lastflüsse der Regelzone APG im Jänner 2012 [APG13a]

Abbildung 4.10 zeigt die grenzüberschreitenden Lastflüsse der Regelzone APG für den Monat Jänner 2012. Die zeitliche Auflösung beträgt 15 Minuten Positive Werte bedeuten einen Import aus dem entsprechenden Nachbarstaat. Der Leistungsverlauf zeigt, dass aus Tschechien und (mit kurzen Ausnahmen) aus Deutschland zu jedem Zeitpunkt im Monat Jänner 2012 Leistung importiert wird. Demgegenüber steht ein überwiegender Export nach Ungarn, Slowenien, Italien und der Schweiz. Die maximal auftretende Transitleistung in diesem Monat ist am 17.01.2012 um 23:00 Uhr zu beobachten. Die Leistungsflüsse für diesen Zeitpunkt sind in Abbildung 4.11 dargestellt.

Abbildung 4.11 zeigt jene Lastflusssituation mit der maximal aufgetretenen Transitsituation. Der exportierten Leistung von 3,23 GW steht eine importierte Leistung von 4,11 GW gegenüber. Zu diesem Zeitpunkt findet somit ein Nettoimport von 0,88 GW statt. Die dargestellte Lastsituation zeigt eine Nord-Süd-Belastung des österreichischen Übertragungsnetzes durch den Stromtransit. Der Vergleich mit dem Leistungsverlauf im Jänner 2012 (siehe Abbildung 4.10) zeigt, dass dies die typische Lastflusssituation

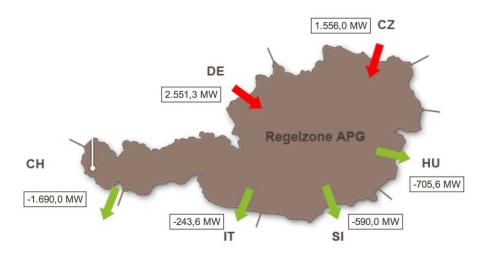


Abbildung 4.11.: Maximaler Transitlastfluss am 17. Jänner 2012 um 23:00 Uhr [APG13a]

beschreibt, welche in Österreich derzeit vorzufinden ist.

In Abbildung 4.12 ist die Lastsituation am 3. August 2012 um 07:15 Uhr dargestellt, bei dem im Nordosten und Südwesten Österreichs ein Import stattfindet, welcher im Nordwesten und Südosten exportiert wird. Dieser zweite Fall beschreibt den im Monat August 2012 maximal auftretenden Transitlastfluss von 1,76 GW, bei dem nach Deutschland exportiert wird. Der resultierende Lastfluss innerhalb Österreichs ruft hier vor allem eine Belastung der Ost-West-Verbindungen hervor.

Da im vorliegenden Optimierungsproblem zu jedem Zeitpunkt ein Ausgleich des Erzeugungs-Verbrauchs-Defizits im Inland realisiert wird, ist der Import-Export Saldo gleich Null. Die beiden dargestellten Fälle weisen jedoch einen Importsaldo von 0,88 GW bzw. 0,06 GW auf. Daher werden die Importe aus Tschechien und Deutschland (Fall "Nord-Süd") bzw. Tschechien und Schweiz (Fall "Ost-West") anteilig reduziert, sodass der reine Transitlastfluss mit einem ausgeglichenen Import-Exportsaldo übrig bleibt.

Die grenzüberschreitenden Lastflüsse der einzelnen Staaten werden entsprechend der Leitungskapazitäten den einzelnen Regionsnetzknoten zugeordnet. Entgegen der Darstellung in den Abbildungen 4.11 und 4.12 tritt der Austausch mit Deutschland nicht nur über die Anbindung nach Oberösterreich (Region 5) sondern auch über Verbindungen nach Tirol (Region 2) und Vorarlberg (Region 1) auf. Hierbei ist weiters zu berücksichtigen, dass die angegebenen Daten den weiß eingezeichneten Korridor nach

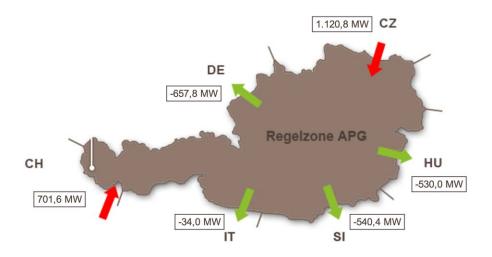


Abbildung 4.12.: Maximaler Transitlastfluss bei einem Export nach Deutschland am 3. August 2012 um 07:15 Uhr [APG13a]

Vorarlberg nicht umfassen. [APG13a]

In dem hier umgesetzten Optimierungsmodell kommt eine linearisierte Lastflussrechnung zur Anwendung (siehe Kapitel 4.7.3). Aus diesem Grund können die dargestellten Transitlastflüsse mit den inländisch auftretenden Lastflusssituationen superponiert werden. Die Summe dieser beiden Lastflüsse muss für jeden Zweig innerhalb der vorgegebenen Grenzen liegen (siehe nachfolgenden Unterpunkt).

Tabelle 4.18 zeigt die Zweigbelastungen des österreichischen Hochspannungsnetzes durch Transitlastflüsse. Die Umrechnung der Knotenleistungen durch grenzüberschreitende Lastflüsse auf die Zweigbelastungen erfolgt entsprechend der in Kapitel 4.7.3 beschriebenen Methodik der Lastflüssrechnung (siehe Gleichung 4.52 und Tabelle 4.21). Zusätzlich zu den beiden Extremfällen "Nord-Süd" (17.01.2012) und "Ost-West" (03.08.2012) werden zwei weitere fiktive Fälle behandelt. Diese stellen eine exakte Umkehrung der zuvor beschriebenen grenzüberschreitenden Lastflüsse dar. Aufgrund des linearen Zusammenhangs ändert sich daher das Vorzeichen für die jeweiligen Zweigbelastungen im Vergleich zur Original-Lastflüsssituation. Die Auswirkungen dieser vier überlagerten Transitlastflüsse werden in Kapitel 5.7 behandelt.

Tabelle 4.18.: Zweigbelastungen durch Transitlastflüsse

Zweig	"Nord-Süd" [GW]	"Nord-Süd" invertiert [GW]	"Ost-West" [GW]	"Ost-West" invertiert [GW]
1-2	- 0,55	0,55	0,22	- 0,22
2-3	0,19	- 0,19	0,17	- 0,17
2-5	- 0,43	0,43	0,04	- 0,04
2-6	- 0,06	0,06	0,01	- 0,01
3-4	- 0,06	0,06	0,14	- 0,14
4-6	- 0,10	0,10	- 0,04	0,04
4-7	- 0,02	0,02	0,12	- 0,12
5-6	0,11	- 0,11	- 0,00	0,00
5-8	0,08	- 0,08	- 0,16	0,16
6-8	- 0,05	0,05	- 0,03	0,03
7-8	- 0,55	0,55	- 0,36	0,36

Zweigleistungen - Inland Tabelle 4.19 zeigt die Grenzleistungen des Übertragungsnetzes für die Zweige zwischen den zentralen Umspannwerken der acht meteorologischen Regionen. Diese Grenzwerte berechnen sich aus den zuvor beschriebenen maximalen Leitungsbelastungen (siehe Tabelle 4.15) und den maximalen Umspannerbelastungen (siehe Tabelle 4.16). Die Belastbarkeit der Zweige bei (n-1) sicherem Betrieb werden pauschal mit 65,2 % der Grenzleistung berechnet und sind in Tabelle 4.19 nicht explizit dargestellt.

Tabelle 4.19.: Grenzleistungen der Regionsverbindungen

Zweig	Verbi	ndung	Aktueller Stand S [GVA]	380-kV-Ring S [GVA]	Vollausbau S [GVA]
1-2	BU	TA	1,20	3,02	4,60
2-3	TA	LI	3,02	3,02	4,60
2-5	TA	EH	0,61	3,64	4,60
2-6	TA	WH	0,61	0,61	4,60
3-4	LI	OS	1,20	5,80	9,20
4-6	OS	WH	0,61	0,61	4,60
4-7	OS	KT	3,02	3,02	4,60
5-6	EH	WH	0,61	0,61	4,60
5-8	EH	SO	3,64	3,64	9,20
6-8	WH	SO	0,61	0,61	4,60
7-8	KT	SO	4,60	4,60	4,60

Die Spalten drei bis fünf zeigen die unterschiedlichen Zweigbelastungen je nach Ausbauszenario des Höchstspannungsnetzes. Die Leitungen des aktuellen Stands (Jahr 2012) sind ebenso in Abbildung 4.9 ersichtlich. Im Szenario "380-kV-Ring" steigt die Übertragungskapazität der Regionen 2-5 von 0,61 GW auf 3,64 GW an. Dies ist durch den angenommenen Bau der Salzburgleitung und der gleichzeitigen Umstellung der Betriebsspannung auf 380 kV begründet. Ebenso erhöht sich die maximale Belastbarkeit der Zweige 1-2 und 3-4. Dies ergibt sich durch die angenommen Umstellung bzw. dem Trassenneubau einer 380-kV-Leitung in Tirol bzw. Kärnten. Das Szenario "Vollausbau" stellt den fiktiven Fall der Umstellung aller Trassen auf 380-kV Betriebsspannung dar. Dies ist ein theoretischer Fall, welcher in weiterer Folge zeigen soll, ob der regenerative Erzeugungsanteil weiter gesteigert werden könnte, wenn das Übertragungsnetz (nahezu) keine Limitierung mehr aufweist.

Zur besseren Veranschaulichung der Regionen und der Leitungsführung ist in Abbildung 4.13 das Modell des österreichischen Höchstspannungsnetzes dargestellt. Hierbei ist das Ausbauszenario "geschlossener 380-kV-Ring" abgebildet. Die Regionen sind durch die schwarz dargestellten Grenzen sowie der jeweiligen Regionsnummer gekennzeichnet. Die Umspannwerke sind mit Kürzel beschriftet. Das jeweils zentrale UW der Region weist vor dem Kürzel zusätzlich die Regionsnummer auf. Trassen auf 380-kV-Ebene sind in rot dargestellt, jene der 220-kV-Ebene in grün. Als Verbindung zwischen den Spannungsebenen kommen jeweils die beschriebenen 380kV/220kV Umspanner zum Einsatz.

Zweigimpedanzen Die Durchführung der Lastflussberechnung (siehe Kapitel 4.7.3) bedingt die Kenntnis der Zweigimpedanzen. Diese leiten sich aus den längenbezogenen Impedanzwerten der Leitungen, multipliziert mit den Leitungslängen ab. Weiters sind die zuvor beschriebenen Umspanner zwischen den Spannungsebenen als zusätzliche Impedanzen zu berücksichtigen. Um einen einheitlichen Bezugswert herzustellen werden alle Impedanzen auf die 380-kV-Ebene bezogen. Sofern im jeweiligen Umspannwerk vorhanden, wird angenommen, dass der Leistungssaldo auf der 380-kV-Ebene eingespeist bzw. bezogen wird. Die Impedanzwerte der Umspanner werden entsprechend Gleichung 4.35 und 4.36 direkt auf die 380-kV-Ebene bezogen. Ebenso werden die Längsimpedanzen der 220-kV-Leitungen mit Hilfe der Gleichung 4.38 ebenfalls auf die 380-kV-Ebene umgerechnet.

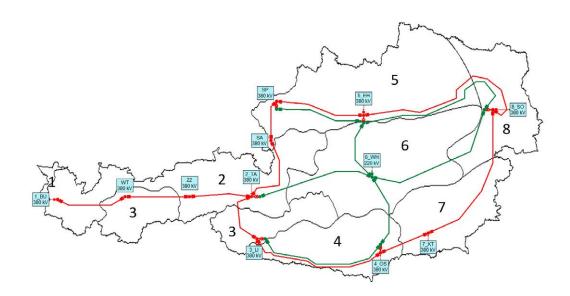


Abbildung 4.13.: Modellierung des österreichischen Höchstspannungsnetzes für das Ausbauszenario "geschlossener 380-kV-Ring"

$$Z_{380} = \frac{U_{N380}^2}{U_{N220}^2} \cdot Z_{220} \tag{4.38}$$

Die in dieser Arbeit angewandte genäherte Wirkflussberechnung (siehe Kapitel 4.7.3) basiert auf den Zweigsuszeptanzen. Diese können aus den Impedanzen mit dem in Gleichung 4.39 dargestellten Zusammenhang berechnet werden.

$$B = \Im\left\{\frac{1}{Z}\right\} = \Im\left\{\frac{R}{R^2 + X^2} - j\frac{X}{R^2 + X^2}\right\} = \frac{-X}{R^2 + X^2}$$
(4.39)

Tabelle 4.20 zeigt das Ergebnis der Zweigsuszeptanzen der Regionsverbindungen. Hierbei ist beim Übergang vom derzeitigen Stand hin zum geschlossenen 380-kV-Ring vor allem der Anstieg des Leitwerts in den Zweigen "2-5", "3-4" und auch "1-2" zu beachten. Die Erhöhung der Suszeptanz im Zweig "2-5" ist durch den angenommenen Bau der 380-kV-Trasse von Salzburg nach Salzach und in weiterer Folge durch die Umstellung auf die Betriebsspannung von 380-kV auf den vorhandenen Leitungen von Salzach nach Ernsthofen begründet. Durch diese Umstellung entfallen weiters die Umspanner auf die-

Tabelle 4.20.: Zweigsuszeptanzen der Regionsverbindungen für die drei Netzausbauszenarien

Zweig	Aktueller Stand B [mS]	380-kV-Ring B [mS]	Vollausbau B [mS]
1-2	- 8,1	- 26,2	- 26,2
2-3	- 75,5	- 75,5	- 75,5
2-5	- 6,0	- 27,4	- 33,1
2-6	- 8,2	- 8,2	- 48,3
3-4	- 8,5	- 54,1	- 91,3
4-6	- 11,3	- 11,3	- 72,1
4-7	- 90,2	- 90,2	- 90,2
5-6	- 13,5	- 13,5	- 91,5
5-8	- 32,5	- 32,5	- 64,9
6-8	- 7,6	- 7,6	- 44,1
7-8	- 37,8	- 37,8	- 37,8

sem Verbindungszweig. Der Anstieg der Suszeptanz auf den Zweigen "3-4" und "1-2" ist durch den 380-kV-Ausbau der Trasse Lienz-Obersielach bzw. Westtirol-Zell/Ziller begründet. Letzterer hat jedoch keine Auswirkung auf die Lastverteilung, da die Anbindung der Region 1 keine Vermaschung aufweist.

Das Szenario "Vollausbau" beschreibt die Umstellung der restlichen 220 kV-Leitungen auf 380 kV-Leitungen. Dies ist in der Tabelle vor allem auf den Verbindungen hin zur Region 6 (UW Weißenbach und Hessenberg) zu erkennen. Die Zweige "2-6", "4-6", "5-6" und "6-8" weisen je einen Anstieg der Suszeptanz auf den rund 6-fachen Wert auf.

4.7.3. Lastflussrechnung

Die genäherte Wirkflussberechnung (auch als Gleichstromlastflussrechnung bzw. DC-Load-Flow bezeichnet) liefert eine Abschätzung des Wirkleistungsflusses. Durch die Linearisierung des allgemeinen nichtlinearen Wirkleistungsmodells sowie weiteren Vernachlässigungen, bietet diese Methode den Vorteil eines deutlich geringeren Rechenaufwandes. [Wel86, S.41] Die lineare Formulierung der Lastflussrechnung ermöglicht die direkte Einbindung als Nebenbedingungen in die lineare Optimierung.

Gemäß der Konvention, dass Wirkleistungs- und Wirkstromflüsse positiv gezählt werden, wenn diese in einen Knoten hineinfließen, ergibt sich der in Gleichung 4.40 dargestellte

Zusammenhang. Es handelt sich hierbei um das nichtlineare Wirkleistungsmodell der Lastflussrechnung. [Wel86, S.42]

$$P_i = 3\sum_{j=1}^{n_k} \Re\{\underline{U}_i \cdot \underline{U}_j^* \cdot \underline{Y}_{ij}^*\}$$

$$(4.40)$$

Dabei beschreibt P_i die Einspeisung (positiv) bzw. den Verbrauch (negativ) in den Netzknoten i. In Gleichung 4.40 beschriebt n_k die Anzahl an Knoten des Netzes. Die Spannung \underline{U}_i beschreibt die Knotenspannung am Knoten i gegenüber dem Erdpotenzial. Die Knotenpunktsadmittanzmatrix \underline{Y}_{ij} wird aus der Zweigimpedanzmatrix \underline{Z}_{ij} mit folgenden Regeln gebildet: [Wel86, S.42]

$$\underline{Y}_{ij} = -\frac{1}{\underline{Z}_{ij}} \quad \text{für } i \neq j$$

$$\underline{Y}_{ii} = -\sum_{j=1, j \neq i}^{n_k} \underline{Y}_{ij}$$

$$(4.41)$$

Die Knotenpunktsadmittanzmatrix Y_{ij} leitet sich direkt aus der Netztopologie und den Leitungsparameter ab und beschreibt das Netz vollständig. Zur Erstellung dieser Matrix müssen zunächst die paarweisen Admittanzen zwischen zwei Knotenpunkten (Zweigadmittanzen) bekannt sein (Werte siehe Kapitel 4.7.2). Die Knotenpunktsadmittanzmatrix besitzt in den Hauptdiagonalelementen die Summe der Leitwerte aller mit diesem Knoten verbundenen Zweige. In den Nebendiagonalelementen weist die Matrix Y_{ik} die Zweigadmittanzen mit negativen Vorzeichen auf.

"Die genäherte Wirkflussberechnung benutzt ein lineares Modell, das auf das nichtlineare Lastflussproblem mit guter Näherung angewandt werden kann, sofern folgende Voraussetzungen erfüllt sind:

- Die Winkel ϑ_i der Knotenspannungen gegen die Bezugsspannung sind sehr viel kleiner als 90°, sodass gilt: $\cos \vartheta_i \approx 1$ und $\sin \vartheta_i \approx \vartheta_i$
- Die Beträge U_i der Knotenspannungen sind ungefähr gleich der Nennspannung, sodass gilt:

$$\Re\{\underline{U}_i\} = U_i \cos \vartheta_i \approx U_i \approx U_n \tag{4.42}$$

$$\Im\{\underline{U}_i\} = U_i \sin \vartheta_i \approx U_i \vartheta_i \approx U_n \vartheta_i \tag{4.43}$$

- Die Impedanzen der Betriebsmittel wiesen ein kleines R/X-Verhältnis auf, d.h., die Realteile der Zweigadmittanzen sind sehr viel kleiner als die Imaginärteile
- Querableitungen sind vernachlässigbar
- Das Netz enthält keine schräggeregelten Transformatoren.

Damit kann durch eine lineare Beziehung zwischen den Wirkleistungen P und den Winkeln der Knotenspannungen ϑ approximiert werden." [Wel86, S.42]

$$P_i = -U_n^2 \sum_{j=1}^{n_k} \Im\{\underline{Y}_{ij}\} \vartheta_j \tag{4.44}$$

Die lineare Darstellung aus Gleichung 4.44 lautet in Matrixschreibweise: (siehe Gleichung 4.45)

$$\mathbf{p} = -U_n^2 \cdot \mathbf{B} \cdot \boldsymbol{\vartheta} \tag{4.45}$$

Die Dimension des Vektors \mathbf{p} der Knotenleistungen ist gleich der Anzahl an Netzknoten n_k . Dies gilt ebenso für den Vektor der Winkel der Knotenspannungen $\boldsymbol{\vartheta}$. Die Matrix \mathbf{B} beschreibt den Imaginärteil der Knotenpunktsadmittanzmatrix \mathbf{Y} und besitzt dementsprechend die Dimension $n_k \times n_k$.

Die Matrix **B** ist singulär, da aufgrund ihres Aufbaus (siehe Gleichung 4.41) jede Zeilensumme Null ergeben muss. Somit kann in dieser Form die Inverse \mathbf{B}^{-1} nicht gebildet werden, welche aber in weiterer Folge zur Lösung des Lastflussproblems benötigt wird. Eine Möglichkeit zur Aufhebung der Singularität der Matrix **B** besteht in der Vorgabe einer Knotenspannung. [The08a, S.8] Diese Spannung muss sowohl nach Betrag als auch Phasenlage festgelegt werden. Ersteres ist direkt gegeben, da bei der genäherten Wirkflussberechnung in jedem Knoten Nennspannung angenommen wird (siehe Gleichung 4.42). Der Bezugswinkel ist frei wählbar und wird mit $\vartheta_{Slack} = 0$ definiert, um eine teilweise vereinfachte Darstellung der Lastflussgleichungen zu erzielen. Dieser spezielle Netzknoten wird als Slack-Knoten bezeichnet und wird aus dem Gleichungssystem 4.44 eliminiert.

Die Elimination des Slack-Knotens bedingt einen modifizierten Vektor \mathbf{p}' der Knotenleistungen und der Knotenwinkel $\boldsymbol{\vartheta}'$. Hierbei wird der entsprechende Knoten aus dem Vektor gestrichen und deren Anzahl an Elementen verringert sich auf n_k-1 . Dies führt zu keinem Informationsverlust. Der Winkel des Slackknotens wurde zuvor auf Null festgelegt. Die Leistung im Slack-Knoten ergibt sich aus den Knotenleistungen der restlichen Knoten. Im Falle der genäherten Wirkflussrechnung werden Verluste vernachlässigt. Daher muss die Summe aller Knotenleistungen immer Null ergeben. Die Leistung des Slackknotens berechnet sich mit dem in Gleichung 4.46 dargestellten Zusammenhang.

$$P_{j} = -\sum_{i=1}^{n_{k}} P_{i}$$

$$i = 1$$

$$i \neq j$$

$$(4.46)$$

In der Matrix **B** ist bei der Elimination des Slack-Knotens die entsprechende Zeile und Spalte zu streichen. Die reduzierte Knotenpunktssuszeptanzmatrix **B**' ist vom Typ $n_k - 1 \times n_k - 1$ und ist für das in Kapitel 4.7.2 dargestellte zusammenhängende Netz nicht mehr singulär. Die Bildung der Inversen ist nun möglich.

In der Optimierung wird als Nebenbedingung überprüft, ob für die Einspeise- und Verbrauchsverhältnisse und daraus resultierenden Knotenleistungen P_i die maximal zulässigen Zweigleistungen P_{ij} eingehalten werden. Zunächst wird die Inverse der reduzierten Knotenpunktssuszeptanzmatrix \mathbf{B}' gebildet. Da eine gleichbleibende Netztopologie mit konstanten Parametern angenommen wird, muss diese Matrizeninversion nur einmalig durchgeführt werden. Ihre Elemente können als feste Größen in die lineare Optimierung übernommen werden. Mit Hilfe dieser Inversion kann Gleichung 4.45 zu der in Gleichung 4.47 dargestellten Form umformuliert werden. Es werden hiermit die Winkel der Knotenspannungen ϑ_i aus den Knotenleistungen P_i berechnet.

$$\vartheta' = -\frac{1}{U_n^2} \mathbf{B}'^{-1} \cdot \mathbf{p}' \tag{4.47}$$

Aus den Winkeln ϑ_i der Knotenspannungen können mit dem in Gleichung 4.48 dargestellten Zusammenhang die Zweigflüsse berechnet werden:

$$P_{ij} = -U_n^2 \cdot \Im\{\underline{Y}_{ij}\} \cdot (\vartheta_i - \vartheta_j) \tag{4.48}$$

Zur Bestimmung der Zweigbelastungen ist es nicht notwendig, alle Zweigleistungen P_{ij} zu berechnen. Entsprechend Gleichung 4.48 ist ersichtlich, dass $P_{ij} = -P_{ji}$ gilt. Für jeden Zweig muss die Belastung für eine zuvor festgelegte Richtung berechnet werden. Weiters gilt, dass die Zweigleistungen P_{ii} gleich Null sind, da für die Winkeldifferenz $\vartheta_i - \vartheta_i = 0$ gilt. Eine größere Reduktion des Rechenaufwandes kann für schwach vermaschte Netze erzielt werden, indem nur Leistungen P_{ij} zwischen Knoten berechnet werden, welche auch tatsächlich mit einer Leitung verbunden sind. Andernfalls ist die Admittanz Y_{ij} zwischen zwei Knoten i und j Null und somit auch die Zweigleistung. Ziel ist es, in der Optimierung nur jene Zweigleistungen als Nebenbedingung zu überprüfen, welche von Null verschiedene Werte annehmen können bzw. noch nicht bekannt sind.

Im nächsten Schritt werden somit genau jene paarweisen Differenzen des Vektors ϑ' gebildet, welche einer existierenden Zweigverbindung zugeordnet sind. Die Berechnung der Winkeldifferenzen erfolgt mit Hilfe der Knoten-Zweig-Inzidenzmatrix \mathbf{A} . Diese beschreibt, welche Knoten durch Zweige miteinander verbunden sind. Die Verbindungen haben einen Richtungssinn und dementsprechend ein Vorzeichen. Die Elemente der Matrix bestehen aus den Werten 0 wenn keine Verbindung oder andernfalls ± 1 . Jede Zeile der Inzidenzmatrix entspricht einem Zweig. Die Spalten sind jeweils einem Knoten zugeordnet. Pro Zeile besitzt die Inzidenzmatrix genau zwei Elemente ungleich 0. In der Spalte des Anfangsknotens des Zweigs ist der Wert +1 zu finden. Der Endknoten der Verbindung erhält den Wert -1. Die Zählpfeilrichtungen der Zweige sind vor dem Aufstellen der Inzidenzmatrix festzulegen. [The08b, S.54]

In der Inzidenzmatrix wird jeder Zweig genau einmal beschrieben. Im Gegensatz dazu werden über die Bildung der paarweisen Differenzen der Knotenwinkel (siehe Gleichung 4.48) die Leitungsbelastungen doppelt abgebildet. Dies liefert jedoch nur bedingt eine neue Information, da die berechneten Leitungsbelastungen jeweils den Zusammenhang $P_{ij} = -P_{ji}$ aufweisen. Im Folgenden wird für jedes Knotenpaar i und j mit einer Leitungsverbindung genau eine Zweignummer vergeben. Die umgekehrte Richtung von j nach i muss in den Nebenbedingungen entsprechend dem umgekehrten Vorzeichen formuliert werden. Durch die Definition eines Slack-Knotens muss in der Knoten-Zweig-Inzidenzmatrix ebenso für die weitere Berechnung die entsprechende Spalte gestrichen werden. Dies führt zur reduzierten Matrix \mathbf{A}' vom Typ $n_l \times n_k - 1$. Hierbei beschreibt n_l die Anzahl an Zweigen.

Durch die Multiplikation der Knotenwinkel ϑ' von links mit der reduzierten Knoten-

Zweig-Inzidenzmatrix \mathbf{A}' werden die Differenzwinkel $\mathbf{\Theta}_l$ berechnet. Der Vektor $\mathbf{\Theta}_l$ vom Typ $n_l \times 1$ beinhaltet die paarweisen Winkeldifferenzen $\vartheta_i - \vartheta_j$ der mit Leitungen verbundenen Zweige n_l . Die Knotenwinkel ϑ' können als Funktion der Knotenleistungen \mathbf{p}' dargestellt werden und ergeben den in Gleichung 4.49 gezeigten Zusammenhang.

$$\Theta_l = \mathbf{A}' \cdot \boldsymbol{\vartheta'} = -\frac{1}{U_n^2} \mathbf{A}' \cdot \mathbf{B}'^{-1} \cdot \mathbf{p}'$$
(4.49)

Die Berechnung der Zweigleistungen erfolgt durch Multiplikation der Zweigsuszeptanzen mit den Winkeldifferenzen zwischen Beginn und Ende des jeweiligen Zweiges (siehe Gleichung 4.48) unter Berücksichtigung der einheitlichen Nennspannung. Um dies als Matrizenmultiplikation darstellen zu können wird die Zweigsuszeptanzmatrix \mathbf{B}_1 verwendet. Dies ist eine Diagonalmatrix vom Typ $n_l \times n_l$, welche in der Hauptdiagonale die Suszeptanz des jeweiligen Zweiges aufweist.

Mit Hilfe der Diagonalmatrix können (in Anlehnung an Gleichung 4.48) die Leistungen genau jener Zweige berechnet werden, welche über eine reale Leitungsverbindung verfügen. Die Matrixdarstellung dieser Berechnung ist in Gleichung 4.50 dargestellt.

$$\mathbf{p_l} = -U_n^2 \cdot \mathbf{B_l} \mathbf{\Theta}_l = -U_n^2 \cdot \mathbf{B_l} \cdot \mathbf{A}' \cdot \boldsymbol{\vartheta}' \tag{4.50}$$

Durch Rückeinsetzen wird nun der Zusammenhang der Zweigleistungen in Abhängigkeit der Knotenleistungen hergestellt (siehe Gleichung 4.51). Dieser Ausdruck stellt somit das Ergebnis der genäherten Wirkflussberechnung dar.

$$\mathbf{p_l} = \mathbf{B_l} \cdot \mathbf{A}' \cdot \mathbf{B}'^{-1} \cdot \mathbf{p}' \tag{4.51}$$

Die drei Matrizen $\mathbf{B_l}$, $\mathbf{A'}$ und $\mathbf{B'}$ sind für das jeweilig betrachtete Netzausbauszenario konstant. Die Matrixinversion $\mathbf{B'}^{-1}$ muss nur einmalig im Vorfeld der Optimierung durchgeführt werden. In der Lastflussnebenbedingung der Optimierung wird die konstante Matrix $\mathbf{LF} = \mathbf{B_l} \cdot \mathbf{A'} \cdot \mathbf{B'}^{-1}$ verwendet, um die Zweigleistungen aus den veränderlichen Knotenleistungen zu berechnen. In der Softwareumgebung GAMS wird die Nebenbedingung nicht als Matrixmultiplikation sondern als zeilenweise Bedingung in Form von Gleichung 4.52 dargestellt. Hierbei beschreiben P_l die Zweigleistungen und P_i

die Knotenleistungen. Die Summation erfolgt über alle Knoten n_k mit Ausnahme des Slack-Knotens ref.

$$P_l(t) = \sum_{i=1}^{n_k} LF_{li} \cdot P(t)$$

$$i = 1$$

$$i \neq ref$$

$$(4.52)$$

In Tabelle 4.21 ist diese Matrix **LF** für das Netzausbauszenario "380-kV-Ring" dargestellt. Hieraus ist ersichtlich, dass für das Modellnetz der Knoten 2 als Slack-Knoten definiert wurde. Dieser wurde im Hinblick auf den Rechenaufwand der Optimierung gelegt, da das UW in Region 2 aufgrund der Speicherkraftwerke jene Region mit den meisten steuerbaren Erzeugern darstellt. Für diesen Referenzknoten müssen die Leistungen der steuerbaren Erzeuger nicht direkt berechnet werden. Die Zeilen in Tabelle 4.21 zeigen die einzelnen Zweige, deren Auslastung bei der Multiplikation der Knotenleistungen mit den angegebenen Koeffizienten berechnet wird. Die Matrix **LF** der Szenarien "Aktueller Stand" und "Vollausbau" sind ergänzend im Anhang in Kapitel A.5 (Tabelle A.2 und A.4) dargestellt.

Tabelle 4.21.: Matrix der Lastflussrechnung für das Szenario "380-kV-Ring", welche den Zusammenhang zwischen Knotenleistung und daraus resultierenden Zweigleistungen herstellt

					Vantan			
		100			Knoten			
		1	3	4	5	6	7	8
	1-2	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2-3	0,00	- 0,87	- 0,68	- 0,26	- 0,36	- 0,61	- 0,44
	2-5	0,00	- 0,09	- 0,23	- 0,63	- 0,36	- 0,29	- 0,44
	2-6	0,00	- 0,04	- 0,09	- 0,11	- 0,29	- 0,10	- 0,12
ge	3-4	0,00	0,13	- 0,68	- 0,26	- 0,36	- 0,61	- 0,44
Vei	4-6	0,00	0,05	0,12	- 0,05	- 0,27	0,08	- 0,01
2	4-7	0,00	0,08	0,20	- 0,21	- 0,09	- 0,69	- 0,43
	5-6	0,00	- 0,02	- 0,04	0,14	- 0,30	- 0,02	0,02
	5-8	0,00	- 0,08	- 0,18	0,23	- 0,06	- 0,26	- 0,46
	6-8	0,00	- 0,01	- 0,02	- 0,02	0,15	- 0,05	- 0,12
	7-8	0,00	0,08	0,20	- 0,21	- 0,09	0,31	- 0,43

Die Parameter der Lastflussmatrix LF werden in der Optimierung in GAMS verwendet,

um mit Gleichung 4.52 zu jedem Zeitpunkt für die Zweigleistungen zu berechnen, ob diese innerhalb der vorgegebenen Grenzen liegen $-S_d \leq P_l(t) \leq S_d$. Für die drei Netzausbauvarianten wird jeweils der (n-1) sichere Betrieb bei 65 % der maximal zulässigen Dauerstrombelastbarkeit als Grenzwert herangezogen.

Die Vernachlässigungen welche durch den Übergang von der nichtlinearen Wirkleistungsrechnung (Gleichung 4.40) auf die lineare Approximation in Gleichung 4.44 entstehen, haben folgende Auswirkungen: [Wel86, S.44]

- Netzverluste ergeben sich zu Null
- keine Aussage über Blindleistungsverhältnisse und den Betrag der Knotenspannungen möglich
- tendenziell zu niedrige Lastflüsse, da der Blindleistungstransport vernachlässigt wird

Abweichungen der linearisierten Lastflussrechnung zur exakten Lastflussrechnung sind vor allem in Zweigen mit geringer Auslastung bzw. in Netzabschnitten mit hohem R/X-Verhältnis zu beobachten. Der relative Fehler e bezogen auf die maximale thermische Auslastung (siehe Gleichung 4.53) ergibt typischerweise Fehler von e < 5%. [Wel86, S.44]

$$e = \frac{I_{ij,gen\ddot{a}hert} - I_{ij,exakt}}{I_{ij,thermisch}} \tag{4.53}$$

Im Modell wird ausschließlich das österreichische Hochspannungsnetz abgebildet. Wie in Tabelle 4.14 ersichtlich ist, liegt das R/X Verhältnis bei rund 0,1 für 380-kV-Leitungen bzw. 0,2 für 220-kV-Leitungen und wird somit in weiterer Folge als "klein" betrachtet. In der Optimierung lautet die Nebenbedingung, dass keine Leitung oberhalb ihres zulässigen Grenzstromes betrieben wird. Daher sind vor allem jene Betriebszustände mit einer hohen Auslastung von Interesse. Fehler der genäherten Lastflussberechnung bei niedriger Belastung spielen daher nur eine untergeordnete Rolle.

Die in der Optimierung implementierte genäherte Wirkflussberechnung wurde mit den Ergebnissen des Netzberechnungsprogramms NEPLAN anhand von unterschiedlichen Einspeisesituationen in den acht Regionen verglichen (siehe Abbildung 4.13). Die Ergebnisse der Newton-Raphson-Lastflussrechnung (NEPLAN) stimmen weitestgehend mit

der in der Optimierung implementierten genäherten Wirkflussrechnung überein. Der Unterschied zwischen dem Newton-Raphson-Verfahren und der DC-Lastflussrechnung liegt typischerweise im Bereich $e < 5\,\%$. Tendenziell sind die Fehlerwerte auf den 380-kV-Leitungen geringer als auf 220-kV-Leitungen. Dies kann durch das höhere R/X-Verhältnis der 220-kV-Leitungen begründet werden.

4.8. Zielfunktion

In den vorangegangenen Kapiteln wurden die Elemente der elektrischen Energieversorgung beschrieben und darüber hinaus gezeigt, wie deren Eigenschaften im Rahmen eines linearen Modells in Form von Nebenbedingungen abgebildet werden können. In diesem Kapitel wird nun die Frage behandelt, wie die Zielsetzung einer "möglichst regenerativen Elektrizitätsversorgung" als mathematische Formulierung dargestellt werden kann.

Die reine Maximierung der regenerativen Erzeugung stellt hierbei keinen zielführenden Ansatz dar. Dies würde in einer vollständigen Ausschöpfung der regenerativen Erzeugungspotenziale, bei gleichzeitiger Abregelung der nicht benötigten Einspeisung resultieren. Das gleiche Problem tritt auf, wenn die Minimierung des fossilen Brennstoffeinsatzes gefordert wird. Der Solver würde zwar hierfür eine optimale Lösung finden, jedoch fließt in dieser Zielfunktion die installierte Leistung an erneuerbaren Erzeugern nicht ein, welche eingesetzt wird, um den minimalen Brennstoffeinsatz zu realisieren.

Daher besteht die Notwendigkeit, neben der Erzeugung aus thermisch-fossilen Kraftwerken auch die überschüssige Erzeugung in die Zielfunktion einfließen zu lassen. Die installierte Leistung an dargebotsabhängigen Erzeugungsformen wird hiermit auf jenes Maß reduziert, sodass diese Einspeisung zum überwiegenden Teil auch tatsächlich benötigt wird. Die Formulierung über die Abregelung anstelle der installierten Leistung bietet den Vorteil, dass diese als Energie eine Größe darstellt, welche direkt mit der Jahreserzeugung an thermisch-fossilen Kraftwerken verglichen werden kann.

Neben der Abregelung überschüssiger Einspeisung müssen weiters die Verluste der im System befindlichen Speicher einen Einfluss auf die Zielfunktion haben. Ansonsten würde in Pumpspeicherkraftwerken der Betrieb im hydraulischen Kurzschluss dazu verwendet werden, um überschüssige Einspeisung zu reduzieren. Durch den gleichzeitigen Pumpund Turbinenbetrieb entstehen Verluste, welche anstelle der Abregelung verwendet wer-

den, ohne dabei einen negativen Einfluss auf das Optimierungsergebnis aufzuweisen. Bei Tagesspeicher wird in der Optimierung die Möglichkeit geschaffen, den natürlichen Zufluss an den Turbinen vorbei abzulassen, um so einen Überlauf des Speicherbeckens zu verhindern. Diese Verluste müssen ebenfalls in die Zielfunktion aufgenommen werden, um nicht über den Umweg der Tagesspeicher die Einspeisung ohne negative Folgen reduzieren zu können.

In dem hier gewählten Ansatz wird die Erzeugung aus fossilen Brennstoffen gleich hoch gewichtet, wie die Abregelung erneuerbarer Erzeuger. Aus Gesamtsystemsicht ist die Abregelung erneuerbarer Einspeiser gegenüber der bewussten Erzeugung von Verluste innerhalb von Speicher zu bevorzugen. Dies wird durch die zusätzlich verursachten Betriebskosten beim Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken im hydraulischen Kurzschluss, gegenüber der einfacheren Verringerung der Einspeiseleistung dargebotsabhängiger Erzeuger (z.B. Wegbewegen aus dem MPP bei Photovoltaikanlagen) begründet. Daher werden die durch Speicher verursachten Verluste geringfügig (um 5 %) höher gewichtet, sodass die Abregelung von der Optimierung bevorzugt wird.

Gleichung 4.54 zeigt die Formulierung der Zielfunktion über die Speicherinhalte bzw. Energiemengen zu Beginn t=0 und Ende t=N des Betrachtungszeitraums. Die erste Summenbildung erfolgt über alle thermisch-fossilen Kraftwerke der Regionen. Die Variable $E_{el}(t)$ kann als Brennstoffvorrat der thermisch-fossilen Erzeugungseinheiten angesehen werden, bei dem der Umwandlungswirkungsgrad bereits eingerechnet ist. Die Werte der Variable $E_{el}(t)$ sind daher monoton fallend.

Der zweite Term beschreibt die abgeregelte Erzeugung in den acht Regionen. Aufgrund der Formulierung der Nebenbedingungen kann die Variable $E_{\ddot{U}berschuss}(t)$ nur negative Werte kleiner-gleich Null annehmen und ist monoton steigend. Dies begründet das negative Vorzeichen vor der Summenbildung. Der dritte Summenterm stellt den verhinderten Überlauf der Tagesspeicher dar. Die Werte der Variable OF(t) sind monoton steigend und bilden die nicht genutzte elektrische Energie als positiven Wert ab.

Der letzte Summenterm bildet die Verluste aller Speicher ab. Hierzu gehören neben den Pumpspeicherkraftwerken je nach Szenario auch die Verluste der dezentralen Speicher, der Elektromobilität sowie der Power-to-Gas Anlagen. Mit der Forderung, dass die Speicher jeweils am Beginn und am Ende des Betrachtungszeitraums den gleichen Energieinhalt aufweisen müssen, beschreibt die Differenz aus aufgenommener und abgegebener Energie genau die Speicherverluste. Die Werte des Einspeichervorgangs $E_{ein}(t)$

sind monoton steigend, jene des Ausspeichervorgangs $E_{aus}(t)$ monoton fallend. Wie zuvor argumentiert, werden die Speicherverluste geringfügig höher gewichtet, um bevorzugt eine Abregelung der überschüssigen Erzeugung, anstelle eines gleichzeitigen Einund Ausspeichervorgangs zu erreichen. Ziel der Optimierung ist es nun diese Summe an "unerwünschten" Energiemengen zu minimieren.

$$ZF = + \sum_{fossileKW} (E_{el}(0) - E_{el}(N)) - \sum_{Regionen} (E_{\ddot{U}berschuss}(0) - E_{\ddot{U}berschuss}(N))$$

$$+1,05 \cdot \sum_{TSp} (OF(N) - OF(0))$$

$$+1,05 \cdot \sum_{Speicher} \left[\frac{1}{\eta_{ein}} (E_{ein}(N) - E_{ein}(0)) + \eta_{aus} (E_{aus}(N) - E_{aus}(0)) \right]$$

$$(4.54)$$

Die in Gleichung 4.54 dargestellte Zielfunktion kann nun weiter vereinfacht werden. Die Variablen der erzeugten Energie thermisch-fossiler Kraftwerke, der Abregelungsverluste und der nicht genutzten Wassermengen weisen keinen festen Bezugswert auf, da für das Betriebsverhalten nur deren Differenz entscheidend sind. Mit Hilfe von Nebenbedingungen wurden die Endwerte E(N) Null gesetzt, um den frei wählbaren Bezugswert zu definieren. Die Anfangswerte E(0) beschreiben dadurch die über den gesamten Betrachtungszeitraum umgesetzte Energie. Bei der nicht genutzten Wassermenge ist der Startwert Null gesetzt und der Endwert zeigt die verloren gegangene Erzeugung an.

In den behandelten Standardszenarien wird der Verbrauch, sowohl vom Profil als auch bezüglich der Jahresenergie, fest vorgegeben. Zusätzlich soll nun die Möglichkeit geschaffen werden, die Frage zu beantworten, wie hoch der Verbrauch maximal werden kann, um eine rein regenerative Energieversorgung realisieren zu können. Zur Beantwortung wird der Verbrauch als "erwünschte Größe" in die Zielfunktion aufgenommen. Das Profil (in GW/GW_{max}) des Verbrauchs und daraus abgeleitet die Volllaststunden sind bekannt. Die Multiplikation mit der Entscheidungsvariable der Spitzenlast repräsentiert somit den beeinflussbaren Jahresverbrauch und kann direkt in die Zielfunktion aufgenommen werden. Der zu deckende Verbrauch wird gleich hoch gewichtet wie überschüssige, nicht verwertbare Einspeisung. Bei Vorgabe eines festen Verbrauchs wird der Wert der Spitzenlast fixiert. Wie in Kapitel 4.5.5 beschrieben, wird mit Hilfe eines Penalty-Bezugs die Möglichkeit geschaffen, eine Deckung der Last herbeizuführen, wenn dies mit inländi-

schen Erzeugungsanlagen nicht möglich sein sollte. Anhand von Vorsimulationen hat sich gezeigt, dass hierbei eine ca. 100-fach stärkere Gewichtung dieser Penalty-Energie gegenüber anderen Lösungen zielführend ist, sodass dieser Bezug nur im Notfall herangezogen wird.

$$ZF = + \sum_{fossileKW} E_{el}(0) - \sum_{Regionen} E_{\ddot{U}berschuss}(0) + 1,05 \cdot \sum_{TSp} OF(N)$$

$$+1,05 \cdot \sum_{Speicher} \left[\frac{1}{\eta_{ein}} \left(E_{ein}(N) - E_{ein}(0) \right) + \eta_{aus} \left(E_{aus}(N) - E_{aus}(0) \right) \right]$$

$$- \sum_{Regionen} T_{voll,Verbrauch} \cdot P_{Spitzenlast}$$

$$+ \sum_{Regionen} \sum_{t} c_{Penalty} \cdot \Delta t \cdot P_{Penalty}(t)$$

$$(4.55)$$

Der Verbrauchsterm wird mit einem negativen Vorzeichen versehen, sodass bei der Minimierung der Zielfunktion der größtmögliche zu deckende Jahresstrombedarf erreicht wird. Gleichung 4.55 zeigt die universelle Zielfunktion, welche allgemein für die hier behandelten Fragestellungen verwendet wird. Zur Verringerung des Simulationsaufwandes werden gegebenenfalls nicht benötigte Terme entfernt.

5. Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Optimierungsergebnisse unterschiedlicher Rahmenbedingungen ausgewertet und miteinander verglichen. Tabelle 5.1 zeigt in der ersten Spalte die variierten Parameter der einzelnen Szenarien. Die dunkelgrau hinterlegte Spalte beschreibt mit dem Referenzfall jene Rahmenbedingungen, welche in den vorangegangen Kapitel 2 und 5 als anzunehmende Werte erhoben worden sind. Um die Anzahl an Fällen zu begrenzen, wird von diesem Szenario ausgehend jeweils immer nur ein Parameter variiert, dessen Einfluss somit isoliert betrachtet werden kann.

Tabelle 5.1.: Übersicht der Szenarien; vom Referenzfall (dunkelgrau) ausgehend werden die einzelnen Parameter variiert

Parameter	Referenzfall	Varianten			
Verbrauch	+ 25%	- 25%	Aktueller Stand	+ 50%	
Thermisch-fossile Kraftwerke	Bestand	halbiert	ohne *		
Pumpspeicherkraftwerke	mit	ohne			
Abregelung	mit	ohne			
Übertragungsnetz	380-kV-Ring	Aktueller Stand	Vollausbau		
Transitlastfluss	ohne	Nord-Süd	Ost-West		
Regenerative Potenziale	normal	erhöht	ohne Biomasse	LWK Bestand	
E-Mobilität / dezentrale Speicher	ohne	1 GW	4 GW	10 GW	
Power-to-Gas	ohne	1 GW	2 GW	4 GW	

Der Fall "ohne thermisch-fossile Kraftwerke" stellt in dieser Auflistung einen Spezialfall dar, da hierbei auch der Verbrauch verändert wird. Es wird dabei der Frage nachgegangen, wie hoch die Last maximal sein darf, sodass eine rein regenerative Vollversorgung ohne Einsatz fossiler Energieträger realisierbar ist (siehe Kapitel 5.4). In den folgenden Unterpunkten wird zunächst auf die Ergebnisse des Referenzfalls sowie anschließend auf die Auswirkungen der Variation der einzelnen Parameter eingegangen.

5.1. Referenzfall

In diesem Kapitel wird der Referenzfall entsprechend Tabelle 5.1 analysiert und ausgewertet. Es wird hierbei von einem Lastanstieg um 25 % gegenüber dem Jahr 2008 ausgegangen. Der thermisch-fossile Kraftwerkspark wird unverändert zum aktuellen Stand angenommen. Neben den Pumpspeicherkraftwerken besteht über die Abregelung regenerativer Einspeiser die Möglichkeit, die Erzeugungs-Last-Differenz zu verringern. Im Bereich des Übertragungsnetzes wird von einem geschlossenen 380-kV-Ring ausgegangen. Die praktisch nutzbaren Potenziale der regenerativen Erzeugung sind mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Im Referenzfall wird daher bezüglich des Flächennutzungsgrades für Windkraft und Photovoltaik, dem Ausbau der Laufwasserkraft sowie der nachhaltigen Biomassenutzung von einer realistischen Ausschöpfung der Potenziale ausgegangen. In diesem Standardszenario werden keine zusätzlichen Speichereinheiten in Form der Elektromobilität bzw. des Power-to-Gas Konzeptes angenommen. Der hier beschriebenen Referenzfall dient in weiterer Folge dazu, um die Auswirkungen der Parametervariationen jeweils auf ein Szenario hin beziehen zu können.

Jahresenergiemengen Abbildung 5.1 stellt die Jahresenergiemengen der Optimierungsergebnisse dar. Die erste Säule zeigt den Mittelwert der 15 getrennt voneinander simulierten Jahre von 1994 bis 2008. Die schwarz durchgezogene Linie stellt den Jahresenergieverbrauch der simulierten Jahre dar. Dieser beschreibt den Endenergieverbrauch ohne Berücksichtigung der aufgenommenen Energie durch Pumpspeicherung. Die gestapelten Säulen zeigen an, wie dieser Verbrauch mit den unterschiedlichen Energieträgern gedeckt wird. Die Erzeugung aus Speicherkraftwerken ist jene Energie, welche aus dem natürlichen Zufluss gewonnen wird. Die Erzeugung der Pumpspeicherung scheint in diesem Diagramm nicht auf, da es sich hierbei um einen Speicher handelt, welcher jedoch keine Erzeugung im Sinne der Umwandlung eines natürlichen Dargebots aufweist.

Die in Abbildung 5.1 dargestellten negativen Jahresenergien beschreiben die Verluste aus Abregelung regenerativer Erzeuger, den Speicherverlusten sowie den Verlusten in Powerto-Gas Anlagen. Letztgenannte sind im dargestellten Referenzfall nicht vorhanden, da hier kein Einsatz des Power-to-Gas Konzeptes angenommen wurde. Wie zuvor beschrieben, wird der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke weder als zusätzlicher Verbrauch, noch als zusätzliche Erzeugung dargestellt. Die Speicherverluste stellen lediglich die Dif-

ferenz dieser beiden Werte dar und geben Aufschluss über den Einsatz der hydraulischen Speicher.

Der Anteil der Erzeugungssäule, welcher über die durchgezogene Linie des Verbrauchs hinausragt, beschreibt die überschüssige Jahresenergie im Gesamtsystem. Dieser Wert ist immer genau gleich groß wie die Summe der Verluste, welche in gestapelter Form in negativer Richtung aufgetragen ist.

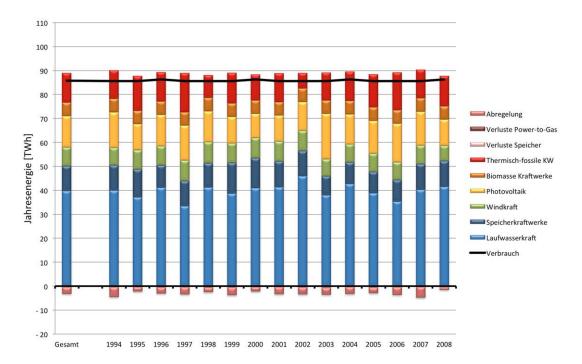


Abbildung 5.1.: Referenzszenario - Jahresenergiemengen der 15 Jahre im Vergleich

Die durchgezogene Linie des Verbrauchs weist z.T. Unterschiede der Jahresenergie auf. Dies ist auf die Schaltjahre und deren Verbrauchsprofil zurückzuführen. Der 15-jährige Mittelwert liefert mit 85,7 TWh exakt eine 25%-ige Steigerung gegenüber dem Verbrauch aus dem Jahr 2008. In jedem Jahr wird das optimale Gesamtergebnis bei einer vollständigen Ausschöpfung der Windkraft an allen Standorten erreicht. Die installierte Windkraftleistung beträgt dementsprechend 6,19 GW. Die Schwankungen der Jahresenergiemenge der Windkrafterzeugung sind somit rein auf die Variation des natürlichen Dargebots zurückzuführen.

Das Potenzial an Laufwasserkraft wird über die Jahre hinweg zu durchschnittlich $95\,\%$

ausgeschöpft. In rund der Hälfte der Jahre (1995, 1997, 1999, 2000, 2001, 2005 und 2006) werden die vorhanden Potenziale regional nicht vollständig verwendet. Dies betrifft vor allem die Region 2 ("Tirol / Salzburg") in denen das Optimum mit der Beibehaltung des derzeitig ausgebauten Potenzials erzielt wird. Aufgrund der meteorologischen Rahmenbedingungen liegt der optimale Ausbaugrad der Laufwasserkraft im Jahr 1997 bei 6,65 GW. Dies entspricht einem Ausbau gegenüber dem aktuellen Bestand von 0,81 GW bzw. 83 % des verfügbaren Gesamtpotenzials und stellt damit den minimalen Zubau der 15 betrachteten Jahre dar. Im Durchschnitt werden durch Wasserkraft und Windkraft mit 58 TWh etwas mehr als 2/3 des Verbrauchs gedeckt. Das verfügbare Potenzial an biogenen Brennstoffen wird mit 5,6 TWh an elektrischer Erzeugung in jedem der betrachteten 15 Jahre maximal ausgeschöpft.

Unterschiede zeigen sich speziell in der Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Photovoltaikpotenziale. Die Bandbreite erstreckt sich von 10,19 GW (entspricht 31 % des Potenzials) im Jahr 2000 bis hin zu 17,8 GW (55 % des Potenzials) im Jahr 2003, als ideale zu installierenden Photovoltaikleistung. Dieses Ergebnis zeigt, dass der optimale Wert der im System befindlichen Photovoltaikleistung stark von dem meteorologischen Jahr abhängt.

Die in Abbildung 5.1 in rot eingezeichnete Erzeugung aus fossilen Brennstoffen stellt den letzten Anteil des Erzeugungsmix dar. Ziel der Optimierung war es, diesen Anteil in Summe mit den auftretenden Verlusten zu minimieren. Der thermisch-fossile Erzeugungsanteil (entsprechend Gleichung 5.1) schwankt zwischen einem Minimum von 7.5% im Jahr 2002 und einem Maximum von 19.0% im Jahr 1997, bei einem Mittelwert von 14.3%.

thermisch-fossiler Erzeugungsanteil =
$$\frac{E_{thermisch-fossil}}{E_{Verbrauch}}$$
 (5.1)

Die durchschnittlichen Gesamtverluste betragen $3,21\,\mathrm{TWh/a}$. Davon entfallen $2,76\,\mathrm{TWh}$ auf die Abregelung und die restlichen $0,46\,\mathrm{auf}$ Speicherverluste. Die Verluste der Pumpspeicherung sind mit rund $15\,\%$ nur für einen verhältnismäßig kleinen Anteil der Gesamtverluste verantwortlich. Die Systemverluste bedingen, dass die Gesamterzeugung im Durchschnitt um den Faktor $1,037\,\mathrm{gr\"{o}}$ ßer ist, als der durchschnittliche Jahresstromverbrauch.

Unter dem regenerativen Erzeugungsanteil wird in weiterer Folge der in Gleichung 5.2

dargestellte Ausdruck verstanden. Dieser beschreibt jenen Anteil der regenerativen Erzeugung, welcher tatsächlich zur Lastdeckung verwendet wird und ist gleichbedeutend mit jenem Verbrauch, welcher nicht aus fossilen Brennstoffen gedeckt wird. Es wird somit implizit angenommen, dass die steuerbare Erzeugung aus thermisch-fossilen Kraftwerken bedarfsgerecht eingesetzt wird und keine Verluste durch gleichzeitige Abregelung von regenerativen Erzeugungseinheiten hervorruft.

$$regenerativer Erzeugungsanteil = 1 - \frac{E_{thermisch-fossil}}{E_{Verbrauch}}$$
 (5.2)

Der in Gleichung 5.2 beschriebene regenerative Erzeugungsanteil schwankt zwischen 81,0% und 92,5% bei einem Mittelwert von 85,7%. Diese Unterschiede sind praktisch ausschließlich auf die Unterschiede der meteorologischen Jahre zurückzuführen. Im Jahr 2002, welches den höchsten regenerativen Erzeugungsanteil aufweist, liefert die Laufwasserkraft mit einem Wert von $T_{voll} = 5\,737\,h/a$ ebenfalls den höchsten Wert innerhalb der betrachteten 15 Jahre.

15-jähriges Einspeiseprofil In diesem Unterpunkt soll nun nochmals genauer auf die Unterschiede zwischen den einzelnen Jahren eingegangen werden. Tabelle 5.2 zeigt den Wert der Zielfunktion der einzelnen Jahre für das simulierte Referenzszenario im 3h Zeitraster. Wie in Kapitel 4.8 dargestellt, war die Optimierungsaufgabe, die Summe aus thermisch-fossiler Erzeugung und den Systemverlusten (Abregelung und Speicherverluste) zu minimieren. In der zweiten und dritten Spalte sind diese beiden Anteile zusätzlich getrennt ausgewiesen. Die in Tabelle 5.2 dargestellten Werte beschreiben die Summe dieser Energiewerte bezogen auf den Jahresstromverbrauch. Die Ergebnisse sind nach dem Zielfunktionswert sortiert, beginnend mit dem Jahr 2002, welches mit 11,4 % den geringsten Wert aufweist.

In Abbildung 5.2 sind die Profile der dargebotsabhängigen Erzeuger und des Verbrauchs dargestellt. Der Ausnutzungsgrad beschreibt den Monatsmittelwert der Leistung, bezogen auf die installierte Leistung bzw. der Spitzenlast. Die zugrundeliegende Zeitreihen bilden die meteorologischen Daten der 15 Jahre im Stundenraster. Aus Darstellungsgründen wurden hieraus Monatsmittelwerte gebildet, um die z.T. unterschiedlichen meteorologischen Rahmenbedingungen der einzelnen Jahre darstellen zu können.

Tabelle 5.2.: Zielfunktionswerte der simulierten Jahre

John	Thermisch-fossiler	Vaulusta	7: of contains an account
Jahr	Erzeugungsanteil	Verluste	Zielfunktionswert
2002	7,5%	3,9%	11,4%
1998	11,0%	2,9%	14,0%
2000	12,5%	2,5%	15,0%
2008	14,6%	1,7%	16,4%
1996	14,1%	3,5%	17,6%
2003	13,6%	4,2%	17,8%
2004	14,1%	3,8%	17,9%
2001	14,0%	3,9%	17,9%
1999	14,8%	4,1%	18,9%
1994	13,9%	5,3%	19,1%
2005	16,0%	3,3%	19,3%
2007	13,8%	5,5%	19,4%
1995	16,9%	2,5%	19,4%
2006	18,4%	4,3%	22,6%
1997	19,0%	3,9%	22,9%

Wie in Tabelle 5.2 ersichtlich, weist das Jahr 2002 "günstige" meteorologische Rahmenbedingungen auf, sodass hier der höchste regenerative Erzeugungsanteil erzielbar ist. Speziell beim Profil der Laufwasserkraft sind Unterschiede zu den anderen Jahren erkennbar. Die Erzeugungsspitze im Sommer ist mit einem Maximalwert von rund 85 % verhältnismäßig gering. Gleichzeitig ist aber diese Sommererhöhung relativ "breit" über mehrere Monate verteilt. Die Erzeugungswerte in den Wintermonaten sind verhältnismäßig hoch. So liegt die minimale mittlere Monatserzeugungsleistung (Jänner) bei knapp 40 % der installierten Leistung. Insgesamt weist das Jahr 2002 die höchste Volllaststundenzahl der Laufwasserkraft innerhalb des 15-jährigen Betrachtungszeitraums auf.

Im Vergleich zur Laufwasserkraft fallen die Unterschiede des Windkraftprofils im Jahr 2002 zu den restlichen Jahren geringer aus. Eine Charakteristik, welche in einigen Jahren zu beobachten ist, besteht in einer ausgeprägten Erzeugungsspitze in den Monaten Februar/März und einem Erzeugungsminimum im Sommer/Herbst. Im Bereich der Photovoltaik sind keine signifikanten Abweichung der Profilform zu erkennen. Zwar treten Unterschiede bezüglich der konkreten Monatserzeugungswerte auf, der saisonale Verlauf ist jedoch in jedem der 15 Jahre ähnlich.

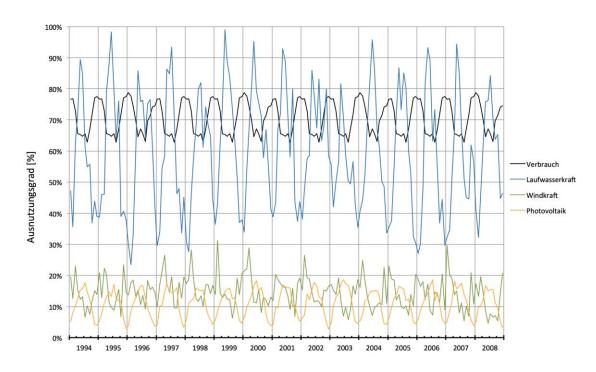


Abbildung 5.2.: Profile der dargebotsabhängigen Erzeuger und des Verbrauchs im Monatsmittel

Die für das Jahr 2002 beschriebenen charakteristischen Eigenschaften sind z.T. in unterschiedlich starker Ausprägung auch bei weiteren Jahren mit einem hohen regenerativen Erzeugungsanteil vorzufinden. Das Jahr 1998 weist den zweitbesten Zielfunktionswert (siehe Tabelle 5.2) auf. Auch hier ist bei der Laufwasserkraft eine verhältnismäßig niedrige Erzeugungsspitze im Sommer vorzufinden, welche aber breiter, über mehrere Monate hinweg auftritt. Die Saisonalität der Windkraft ist in diesem Jahr noch stärker als im Jahr 2002 ausgeprägt, mit einer Spitze im Monat März und einem Minimum im Sommer.

Bei den Jahren 1997 sowie 2006, welche den niedrigsten regenerativen Erzeugungsanteil aufweisen, treffen die gegenteiligen Aussagen zu. Hier sind jeweils verhältnismäßig niedrige Erzeugungswerte der Laufwasserkraft in den Wintermonaten sowie eine hohe Erzeugungsspitze in einzelnen Sommermonaten zu beobachten. Insbesondere weist hier das Profil der Windkrafterzeugung eine abweichende Charakteristik auf. Die Erzeugungswerte in einzelnen Sommermonaten sind z.T. verhältnismäßig hoch.

Die hier beschriebenen Unterschiede der Monatserzeugungen in den einzelnen Jahren

stellen eine mögliche Erklärung für die unterschiedlichen Optimierungsergebnisse dar. Weitere Auswirkungen können in den Verläufen innerhalb der Monate bis hin zu den stündlichen Schwankungen gesucht werden. An dieser Stelle soll nochmals auf die Bandbreite des Zielfunktionswert von $11,4\,\%$ an bezogener fossiler Erzeugung plus Verluste im Jahr 2002 bis hin zum doppelten Wert von $22,8\,\%$ im Jahr 1997 hingewiesen werden. Die in weiterer Folge behandelten Auswirkungen der geänderten Rahmenbedingungen können somit in Relation zur Schwankungsbreite aufgrund der meteorologischen Rahmenbedingungen gesetzt werden.

Simulationszeitauflösung Die in Abbildung 5.1 dargestellten Ergebnisse beruhen auf der Simulation der 15 einzelnen Jahre im 3h Zeitraster. Dieser wurde aus Gründen der Simulationszeit für den Vergleich der Jahresergebnisse gewählt (siehe Kapitel 4.3). Zusätzlich wird für jedes behandelte Szenario das meteorologische Jahr 2004 im 1h-Zeitraster simuliert. Die Auswertungen der vergleichenden Jahressimulationen haben gezeigt, dass dieses Jahr bezüglich der Kriterien "Installierte Wind- und PV-Leistung", "Volllaststunden der Erzeugungseinheiten", "regenerativer Erzeugungsanteil" und "Zyklenzahl der Pumpspeicherkraftwerke" jene Werte aufweist, welche am besten dem langjährigen Durchschnittswert entsprechen. Diese Aussage trifft ebenso für die in weiterer Folge behandelten Szenarien zu. In diesem Unterabschnitt soll nun der Vergleich zwischen den Simulationsergebnissen im 3h-Zeitraster und jenen im 1h-Zeitraster für das Jahr 2004 gezogen werden.

Tabelle 5.3 zeigt die Zusammenfassung der wesentlichen Optimierungsergebnisse. Die erste Spalte beschreibt den Mittelwert der 15 Jahresergebnisse und entspricht der ersten Säule in Abbildung 5.1. Die zweite und dritte Spalte stellen das Ergebnis des Jahres 2004 mit einer Zeitauflösung von drei Stunden und einer Stunde dar. Die in Tabellenform dargestellten Werte der Jahresenergie entsprechen genau der grafischen Darstellung aus Abbildung 5.1. Die weiteren ausgewählten Kennwerte stellen zunächst die Volllaststunden der steuerbaren Erzeuger bzw. Speicher dar. Die Volllaststunden der Biomasseund Biogasanlagen sind über die nachhaltig zur Verfügung stehenden biogenen Brennstoffe mit 5 300 h/a begrenzt. Für Pumpspeicherkraftwerke werden Volllaststunden des Pumpbetriebs angegeben. Dies erfolgt im Hinblick auf die bessere Vergleichbarkeit mit alternativen Speichervarianten wie dem Power-to-Gas Ansatz, bei dem der Einspeichervorgang unabhängig von der späteren Verwendungen des synthetischen Gases ist. Wird

der Ausspeichervorgang der hydraulischen Speicher hinzugezählt, so ergibt sich nahezu eine Verdopplung der angegebenen Volllaststunden.

Die Vollzyklen beschreiben die Anzahl an vollständigen Lade- und Entladevorgängen des betrachteten Speichers. Wie sich in weiterer Folge zeigen wird, ist diese Größe alleine kein Indikator für den Speichereinsatz, da dieser Wert maßgeblich vom Energieinhalt bzw. vom Energie-Leistungs-Verhältnis mitbestimmt wird. Daher wird zusätzlich der Wert des energetischen Speicherumsatzes dargestellt. Dieser beschreibt die aufgenommene elektrische Energie der Pumpsätze. Die Division dieses Energiewertes durch die Anzahl an Vollzyklen ergibt exakt die aufgenommene elektrische Energie bei einer vollständigen Aufladung des Speichers.

Die letzten beiden Zeilen stellen die zuvor beschriebenen Kennwerte des energetischen Verhältnisses von Gesamterzeugung zu Verbrauch sowie dem regenerativen Erzeugungsanteils dar.

Tabelle 5.3.: Ergebnisse des Referenzszenarios bei Simulation im 1h und 3h Zeitraster

Referenzfall		Mittelwert 3h Zeitraster	Jahr 2004 3h Zeitraster	Jahr 2004 1h Zeitraster
	Verbrauch	85,74	86,25	86,25
	Laufwasserkraft	39,79	42,74	42,74
	Speicherkraftwerke	10,34	8,98	8,98
Jahres-	Windkraft	7,84	7,47	7,47
energie	Photovoltaik	13,10	12,57	12,20
[TWh]	Biomasse Kraftwerke	5,59	5,58	5,58
	Thermisch-fossile KW	12,24	12,17	12,40
	Verluste Speicher	0,46	0,34	0,35
	Abregelung	2,76	2,93	2,77
Volllast-	Biomasse Kraftwerke	5299	5289	5289
stunden	Thermisch-fossile KW	1582	1573	1602
[h/a]	PSKW-Pumpen	483	403	419
Vollzyklen	Pumpspeicher [1/a]	8,5	7,1	7,3
Speicherumsatz	Pumpspeicher [TWh/a]	2,01	1,68	1,75
Verhältnis Erzeugung zu Verbrauch		103,7%	103,8%	103,6%
Regenerativer Erzeugungsanteil		85,7%	85,9%	85,6%

Der Vergleich des Mittelwerts über die 15-jährige Periode, mit den Werten aus dem Jahr 2004 auf 3h-Zeitbasis zeigt, dass das ausgewählte Jahr verhältnismäßig nahe am

langjährigen Durchschnitt liegt. Dies betrifft sowohl die Jahresenergiemengen der regenerativen Erzeugung, der thermisch-fossilen Kraftwerke, der Speicherverluste und der Abregelung. Die stärkste Abweichung ist beim Einsatz des Speichers festzustellen, welche im Beispieljahr mit 7,07 Vollzyklen einen um rund 16 % niedrigeren Wert aufweist als im langjährigen Durchschnitt. Sowohl das Verhältnis von Gesamterzeugung zu Verbrauch als auch im Speziellen das Endergebnis des regenerativen Erzeugungsanteils stimmen nahezu exakt überein.

Der Vergleich der zweiten und dritten Wertespalte zeigt nun den Einfluss der gewählten Zeitauflösung. Da der Verbrauch fest vorgegeben ist, wird dessen Jahressumme nicht von der Mittelung auf 3h-Zeitblöcke verändert. Das Optimierungsergebnis zeigt weiter, dass in beiden Fällen auf das volle Potenzial an Wasserkraft und Windkraft zurückgegriffen wird und somit hier der maximal mögliche Jahresertrag erzielt wird. Der Ausbaugrad der Photovoltaik liegt bei einer Zeitauflösung von einer Stunde mit 40,3 % des verfügbaren Potenzials um 1,2 % Prozentpunkte unter dem Wert beim dreistündigen Zeitraster. Dies entspricht insofern den Erwartungen, da die Mittelung auf eine geringere Zeitauflösung, die Extremwerte des Einspeiseprofils verringert. Die damit modellierte glattere PV-Einspeisung ist sowohl bezüglich der erforderlichen Speicherleistung als auch der Netzspitzenbelastung vorteilhaft.

Im Bereich der Biomasse wird unverändert nahezu das volle Potenzial ausgeschöpft. Aufgrund der geringeren Ausschöpfung der PV-Potenziale muss sich dementsprechend der Anteil der thermisch-fossilen Erzeugung leicht erhöhen. Der Speichereinsatz steigt bei der Simulation im Stundenraster ebenfalls leicht an. Dies ist sowohl an den Speicher-Verlusten, an der Volllaststundenzahl der Pumpsätze, an den Vollzyklen sowie am Speicherumsatz erkennbar. Der Wert der Abregelung hingegen entspricht in der ersten Betrachtung nicht unbedingt den Erwartungen, da dieser bei Simulation im einstündigen Zeitraster geringer ist. Prinzipiell werden kurzfristig auftretende Leistungsspitzen und die daraus bedingte Abregelung umso höher, je genauer die zeitliche Auflösung ist. In diesem Fall jedoch wirkt die leicht verringerte installierte Photovoltaikleistung entgegen, sodass in Summe die Abregelungsverluste geringer sind.

Bedingt durch den geringen PV-Ausbaugrad und den leicht erhöhten Einsatz der steuerbaren Erzeugung aus fossilen Brennstoffen sinkt die Überdimensionierung der Erzeugung von 3.8~% beim 3h-Zeitraster auf 3.6~% im 1h-Zeitraster. Damit verbunden ist eine Verringerung des regenerativen Erzeugungsanteils um 0.26~Prozentpunkte.

Der Vergleich des 3-stündigen und 1-stündigen Simulationszeitrasters zeigt, dass die durch zeitliche Mittelung verursachten Abweichungen deutlich geringer sind, als die Unterschiede zwischen den einzelnen Jahren, welche auf die dargebotsabhängigen Schwankungen zurückzuführen sind. Als Vorgriff auf die in weiterer Folge behandelten Szenarien kann diese Aussage ebenfalls uneingeschränkt getroffen werden.

Die Simulationsergebnisse auf 3-Stundenbasis werden nun herangezogen, um innerhalb eines Szenarios die energetische Auswertung der einzelnen Jahre treffen zu können. Für jede Variante wird das Jahr 2004 im Stundenraster simuliert und detailliert ausgewertet, um die Unterschiede zwischen den Szenarien zu zeigen. Diese Vorgangsweise wird insbesondere bezüglich auftretender Leistungsspitzen gewählt. Es ist somit sichergestellt, dass Unterschiede zwischen den Szenarien im Kurzzeitbereich (z.B. Netzbelastungen, dezentrale Speicher, Gradienten, ...) besser abgebildet werden können. Da das Jahr 2004 nahe am langjährigen Mittelwert liegt, können diese Ergebnisse auch als durchschnittliches Ergebnis für den 15-jährigen Zeitraum betrachtet werden.

Jahreszeitreihen Grundlage für die im Folgenden dargestellten Zeitreihen bildet das Optimierungsergebnis des Jahres 2004 im einstündigen Zeitraster. Zur besseren Darstellbarkeit wurden aus diesen stündlichen Leistungswerten zunächst Tagesmittelwerte gebildet, welche in den Abbildungen 5.3, 5.4 und 5.5 dargestellt sind.

In der ersten Abbildung 5.3 ist in schwarz der Tagesmittelwert des Verbrauchs dargestellt. Dabei sind in Form der wöchentlichen Leistungseinbrüche die Wochenenden zu erkennen. Weiters ist der erhöhte Verbrauch in den Wintermonaten und der verringerte Wert in den Sommermonaten zu sehen. Die Unregelmäßigkeit am Ende des Jahres spiegelt die Weihnachtsfeiertage wider. Aufgrund der hier simulierten Laststeigerung um 25 % gegenüber dem derzeitigen Verbrauch, beträgt der Maximalwert der durchschnittlichen Tagesspitzenlast rund 12 GW. Der hier nicht dargestellte Spitzenwert der Stundenwerte beträgt 13,8 GW.

Das Potenzial der Laufwasserkraft wurde von der Optimierung in diesem Referenzszenario mit 8 GW installierter Leistung voll ausgeschöpft. Anhand der blauen Linie in Abbildung 5.3 ist ersichtlich, dass dieser Spitzenwert auch als Mittelwert über einen ganzen Tag hinweg auftritt. Der Minimalwert entspricht mit 2,37 GW rund 30 % der installierten Leistung. Die Charakteristik der Einspeisezeitreihen wurde bereits in Kapitel 3 beschrieben. An dieser Stelle soll nochmals auf die erhöhte Laufwasserkrafterzeugung in

den Sommermonaten hingewiesen werden. An manchen Wochenenden reicht die Erzeugung der Laufwasserkraft alleine aus, um den vollständigen Tagesstrombedarf decken zu können.

Das ideale Optimierungsergebnis wird erzielt, wenn neben der Laufwasserkraft auch das Potenzial der Windkraft voll ausgeschöpft wird. Im Gegensatz zur Laufwasserkraft wird hier jedoch die installierte Leistung von 6,2 GW nie im Tagesmittel erreicht. Dies ist sowohl auf räumliche als auch zeitliche Mittelung zurückzuführen. Weiters ist zu beobachten, dass die Erzeugung der Windkraft im Jahr 2004 in den Monaten Februar und März ihr Maximum erreicht, während in den Sommermonaten eine vergleichsweise niedrige Erzeugung vorliegt. Dies zeigt sich ebenso in der langjährigen Betrachtung (siehe Kapitel 3).

Im Bereich der Photovoltaik wurden die vorhandenen Potenziale zu $40\,\%$ mit $13,1\,\mathrm{GW}$ ausgeschöpft. Der maximale Stundenwert im Jahr 2004 beträgt mit $8,8\,\mathrm{GW}$ rund $67\,\%$ der installierten Leistung. Diese Reduktion ist ausschließlich auf die räumliche Mittelung zurückzuführen (vgl. Kapitel 3.3). Aufgrund der zeitlichen Mittelung über einen Tag hinweg, entspricht der österreichweite Spitzenwert mit $3,14\,\mathrm{GW}$ rund $36\,\%$ des maximalen Stundenwertes. Das Jahresprofil der Photovoltaikerzeugung liefert erhöhte Werte in den Sommermonaten.

Werden nun vom vorgegebenen Verbrauchsprofil die dargebotsabhängigen Einspeisezeitreihen der Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik subtrahiert, so erhält man das Residuallastprofil. Dieses ist als dunkelgraue Linie in Abbildung 5.4 dargestellt. Der Maximalwert dieses Profils beträgt 10,6 GW und tritt in einer Abendstunde im Winter auf. Demgegenüber steht ein Minimalwert der Residuallast von -9 GW. Ein negativer Wert der Residuallast bedeutet, dass die Summe der drei dargebotsabhängigen Erzeugungsformen der Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik höher ist, als die Gesamtlast. Dieser maximale Erzeugungsüberschuss wird am 23.05.2004 um 13:00 erzielt, da hier alle drei fluktuierenden Erzeugungsformen gleichzeitig eine hohe Einspeiseleistung aufweisen.

Positive Werte des Residuallastprofils sind insofern kritischer, da hier noch eine Restlast gedeckt werden muss. Negative Werte hingegen zeigen einen Erzeugungsüberschuss an, welcher entweder durch Einspeicherung oder ansonsten durch Abregelung ausgeglichen werden kann. Im dargestellten Residuallastprofil ist diese Verminderung der dargebots-

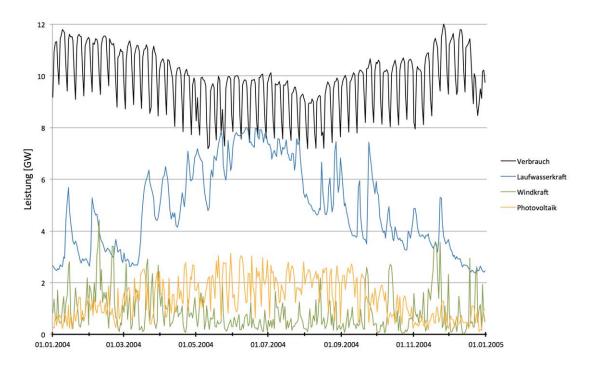


Abbildung 5.3.: Leistungsverlauf der Tagesmittelwerte für Verbrauch und dargebotsabhängige Erzeugung im Jahr 2004

abhängigen Einspeisung noch nicht enthalten. Die Abregelung wird als eigene Zeitreihe der überschüssigen Erzeugung modelliert.

Pumpspeicherkraftwerke stellen eine Möglichkeit dar, das Residuallastprofil auszugleichen. Der Ausspeichervorgang weist in Abbildung 5.4 als Einspeisung ein positives Vorzeichen, der Einspeichervorgang als Verbrauch ein negatives Vorzeichen auf. Zur besseren Darstellbarkeit ist der Zeitverlauf der Pumpspeicherung als Flächendiagramm in Abbildung 5.4 eingezeichnet. Da das Diagramm Tagesmittelwerte darstellt, ist es kein Widerspruch, dass in der Abbildung "gleichzeitig" ein Pump- und Turbinenbetrieb der Speicherkraftwerke zu sehen ist. Dieses Verhalten wird z.B. durch einen Tag-Nacht-Ausgleich des Speichers hervorgerufen, sodass innerhalb eines Tages sowohl die Pumpals auch die Turbinensätze im Mittel eine Leistung von ungleich Null aufweisen, welche in Abbildung 5.4 getrennt dargestellt sind.

Anhand von Abbildung 5.4 ist ersichtlich, dass die Pumpspeicherkraftwerke sowohl in den Sommermonaten Juni und Juli als auch in den Wintermonaten November, Dezem-

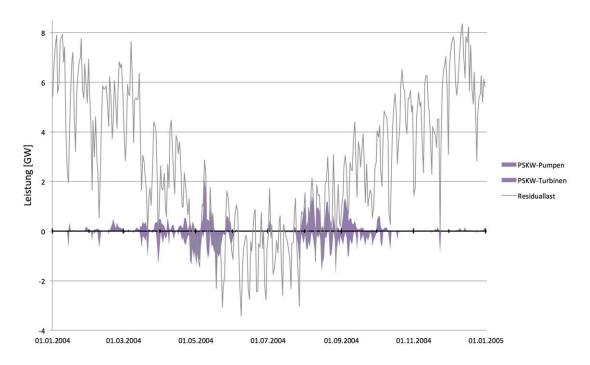


Abbildung 5.4.: Leistungsverlauf der Tagesmittelwerte der Residuallast und der Pumpspeicherkraftwerke

ber und Jänner praktisch nicht zum Einsatz kommen. Der Großteil der Volllaststunden entfällt auf den Frühling und Herbst. Der Grund hierfür ist im Residuallastprofil zu suchen, welches im Winter keine Überschüsse und im Sommer nur vereinzelt Defizite aufweist. Auf diese Thematik wird im Folgenden (siehe Beispielwochen und Speicherfüllstandsverlauf) noch näher eingegangen.

Nachdem das Profil der Residuallast um den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke ausgeglichen wurde, verbleiben die steuerbaren Erzeugungseinheiten, welche das restliche Defizit übernehmen müssen, sodass zu jedem Zeitpunkt die Last gedeckt wird. Die steuerbaren Einheiten sind in diesem Fall die Speicherkraftwerke, die Erzeugung aus biogenen Brennstoffen sowie thermisch-fossile Erzeugungseinheiten. In Abbildung 5.5 ist deren Einsatz in kumulierter Form als Flächendiagramm dargestellt, sodass die obere Begrenzung genau das verbleibende Erzeugungsdefizit beschreibt.

In Kapitel 4.5.3 wurden die Jahreserzeugungspotenziale der Biomasse- und Biogasanlagen mit 5,59 TWh bei einer Spitzenleistung von 1,05 GW angegeben. In Abbildung 5.5 ist

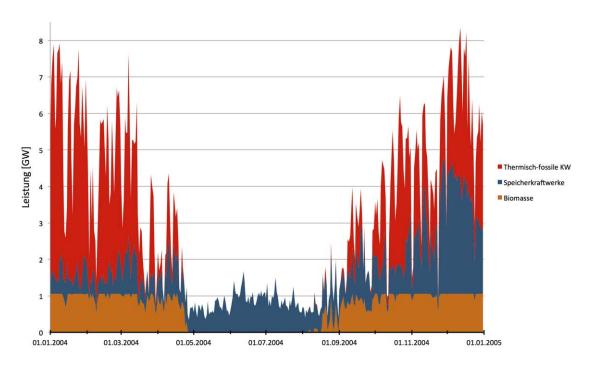


Abbildung 5.5.: Leistungsverlauf der Tagesmittelwerte der steuerbaren Erzeuger

ersichtlich, dass dieses Potenzial vor allem im Zeitbereich von September bis Mitte April vollständig ausgeschöpft wird. Weiters ist hierbei ein Bandlastbetrieb, mit der Limitierung der installierten Kraftwerksleistung zu erkennen. Die biogenen Brennstoffe werden somit vor allem zum Zweck der Verringerung des energetischen Erzeugungsdefizits in den Wintermonaten verwendet.

Die Erzeugung der Speicherkraftwerke, welche ausschließlich auf dem natürlichen Zufluss beruht, tritt das ganze Jahr über auf. Speziell auch in den Sommermonaten in denen durch die dargebotsabhängigen Erzeugungsformen der Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik bereits ein Erzeugungsüberschuss besteht (siehe Residuallastprofil in Abbildung 5.4). Dies ist darauf zurückzuführen, dass knapp die Hälfte des Regelarbeitsvermögens in Tages- und Wochenspeicher umgesetzt wird. Das Verhältnis aus natürlichem Zufluss zu Beckengröße lässt hier keine saisonale Speicherung zu. Der Zufluss muss relativ zeitnah abgearbeitet werden, auch wenn im Sommer kein Bedarf an Erzeugung aus Speicherkraftwerken vorliegt. Die Jahresspeicher hingegen werden in den Sommermonaten vollständig aufgefüllt, um so die Abarbeitung in die Wintermonate zu verlagern, in denen

ein energetisches Erzeugungsdefizit vorliegt (siehe Unterpunkt "Speicherfüllstände").

Der Einsatz thermisch-fossiler Kraftwerke stellt die letzte Möglichkeit dar, um die verbleibende Differenz aus Erzeugung und Verbrauch zu decken. In der Optimierung wird versucht die Jahresenergie zu minimieren. Die obere Leistungsgrenze ist mit dem Bestand an Kohle- und Gaskraftwerken von 7,74 GW gegeben. Diese Maximalleistung wird in einzelnen Stunden abgerufen. Der maximale Mittelwert über einen Tag (siehe Abbildung 5.5) beträgt 6,37 GW. Die Fläche unter der Kurve beschreibt mit 12,4 TWh den fossilen Erzeugungsanteil von rund 14,4 % des Verbrauchs.

Speicherfüllstände Abbildung 5.6 zeigt den Speicherfüllstandsverlauf der österreichischen Pumpspeicherkraftwerke. Es handelt sich hierbei ausschließlich um den reversiblen Anteil, also jene Speicherbecken, welche neben Turbinen- auch Pumpsätze aufweisen und die abgearbeiteten Wassermengen wieder hochpumpen können. Entsprechend der Ersatzspeicheranordnung (siehe Kapitel 4.6.7) wird der natürliche Zufluss dem irreversiblen Speicheranteil der Kraftwerke zugeordnet.

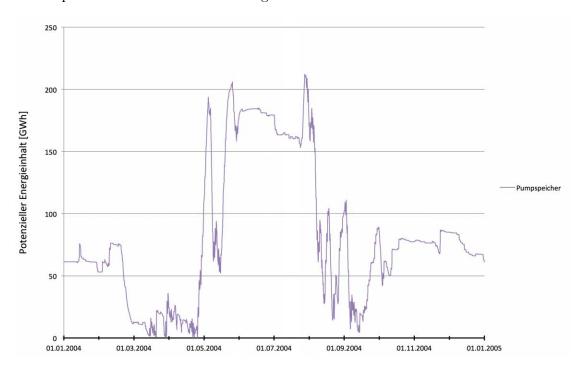


Abbildung 5.6.: Speicherfüllstandsverlauf der Pumpspeicherkraftwerke

Entsprechend der Vorgabe in der Optimierung ist der Anfangsfüllstand (auf einem beliebigen Niveau) gleich hoch wie der Füllstand zu Jahresende. Der maximale potenzielle Energieinhalt der Pumpspeicherkraftwerke beträgt 213 GWh. Wie in Abbildung 5.6 ersichtlich ist der Speicher im August vollständig gefüllt. Im März und April hingegen ist der Speicher mit einem Füllstand von Null vollständig entleert. Die Speicherbewirtschaftung weist somit einen saisonalen Verlauf auf. Aufgrund des Einspeiseverlaufs der dargebotsabhängiger Erzeuger kommt es ab Mai zu dauerhaften Erzeugungsüberschüssen. Diese bewirken einen starken Anstieg des Speicherfüllstands innerhalb einiger Tage. In den Monaten Juni und Juli ist der Speicher dauerhaft verhältnismäßig voll gefüllt.

Die Volllaststunden der Pump- und Turbinensätze werden vor allem in den Monaten März, April und September erzielt. Hier sind in Abbildung 5.6 vermehrt kurzfristige Änderungen des Speicherfüllstands zu beobachten. Bei diesem Tag- Nacht-Ausgleich ist eine Änderung des Füllstandes von rund $\pm 40\,GWh$ zu beobachten. Wie in Kapitel 4.6.6 dargestellt, beträgt die Ladedauer der Pumpspeicherkraftwerke rund 82 h, die Entladedauer in etwa 65 h. Das Fassungsvermögen der Pumpspeicherkraftwerke ist somit ausreichend, um kurzfristige (im Bereich von Stunden bis hin zu Tagen) Ausgleichsvorgänge zu bewerkstelligen.

Die Bewirtschaftung der Speicherkraftwerke ist in Abbildung 5.7 dargestellt. Zusätzlich wird nochmals der in Abbildung 5.6 dargestellte Verlauf der Pumpspeicherkraftwerke gezeigt, um die Größenordnung gegenüberzustellen. Der Füllstand der Speicherkraftwerke setzt sich aus Tages-, Wochen- und Jahresspeicher zusammen. Wobei in dieser Darstellung, des Füllstandsverlauf über ein vollständiges Jahr, vor allem die Bewirtschaftung der Jahresspeicher zu erkennen ist. Der Einsatz von Tages- und Wochenspeicher ist an der leicht gezackten Linienführung des Füllstandsverlaufes abzulesen.

Ebenso wie für Pumpspeicherkraftwerke wird auch für jedes Speicherkraftwerk die Forderung gestellt, dass der Füllstand am Ende des Jahres gleich groß ist, wie zu Jahresbeginn. Der potenzielle Energieinhalt aller österreichischen Speicher beträgt bei vollständiger Befüllung 3 647 GWh (siehe Kapitel 4.6.6). Abzüglich des reversiblen Anteils der Jahresspeicher ergibt sich somit für die Summe der Speicherkraftwerke ein Energieinhalt von 3 435 GWh. In Abbildung 5.7 ist ersichtlich, dass dieser Maximalwert nahezu dauerhaft in den Monaten September und Oktober vorliegt. Der Minimalwert beträgt in dem hier betrachteten Jahr zu keinem Zeitpunkt Null. Ein Grund hierfür kann im jahreszeitlichen Verlauf des natürlichen Zuflusses liegen. Weiters ist zu beachten, dass die

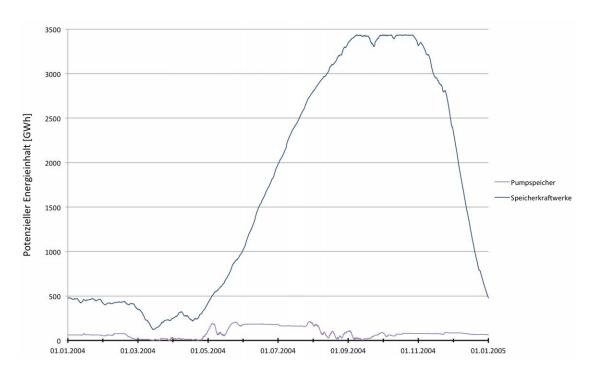


Abbildung 5.7.: Speicherfüllstandsverlauf der Jahresspeicher

maximal erzielbare Turbinenleistung ebenfalls gegen Null geht, wenn alle Speicher vollständig entleert sind. Somit stellt dies ebenfalls einen möglichen Grund dar, warum hier der Speicherfüllstand zu keinem Zeitpunkt Null erreicht. In anderen (hier nicht dargestellten) meteorologischen Jahren treten hingegen Zeitpunkte auf, in denen alle Speicher vollständig geleert werden.

Die Bewirtschaftung der Speicherkraftwerke (siehe Abbildung 5.7) zeigt einen ausgeprägten saisonalen Verlauf. Anhand des Residuallastprofils wurde dargestellt, dass ca. mit Mai beginnend bis ca. August/September die dargebotsabhängige Erzeugung den Verbrauch übersteigt. In diesem Zeitbereich ist ein monotoner Anstieg des Füllstandes der Speicherkraftwerke zu beobachten. Da die reinen Speicherkraftwerke nicht über Pumpsätze verfügen, ist der Anstieg ausschließlich durch den natürlichen Zufluss zu begründen, welcher verstärkt im Frühjahr und Sommer auftritt. Beginnend ab November wird auf die eingespeicherten Wassermengen der Jahresspeicher zurückgegriffen, um das energetische Erzeugungsdefizit im Winter zu verringern.

Der Vergleich der eingespeicherten potenziellen Energie der reversiblen und irreversiblen

Speicher zeigt, dass der saisonalen Ausgleich vor allem durch die Speicherkraftwerke übernommen wird. Die Möglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke sind aufgrund der verhältnismäßig deutlich kleineren Speicherkapazität (Faktor 16) begrenzt. Die Speicherkraftwerke werden in einer zukünftigen überwiegend regenerativen Elektrizitätsversorgung nach wie vor saisonal bewirtschaftet, indem der natürliche Zufluss im Sommer eingespeichert und im Winter abgearbeitet wird.

Beispielwochen In diesem Unterpunkt werden nun die Ergebnisse des Jahres 2004 anhand von Beispielwochen im Sommer, Winter und der Übergangszeit behandelt. Dies erlaubt eine genaue Darstellung der Einspeise- und Verbrauchsverläufe in stündlicher Auflösung.

Abbildung 5.8 zeigt eine typische Winterwoche vom 21. Jänner 2004 bis 27. Jänner 2004. Hierbei sind die Leistungen in einstündlicher Auflösung dargestellt. Die schwarze durchgezogene Linie beschreibt den Verbrauch, welcher gedeckt werden muss. Die einzelnen Erzeugungseinheiten sind in kumulierter Form als Flächendiagramm dargestellt. In negative Richtung wird die - in diesem Fall nicht vorhandene - aufgenommene Energie der Pumpspeicherkraftwerke abgebildet.

Im Verbrauchsprofil bildet sich der Wochenverlauf (beginnend mit einem Montag) ab, welcher an den fünf Werktagen ein ähnliches Profil aufweist. Am Samstag und Sontag ist ein verminderter Verbrauch zu erkennen. Wie in Kapitel 3.2 behandelt, weisen Wintertage neben einer Mittagsspitze typischerweise auch eine z.T. höhere Abendspitze auf. Die Verbrauchswerte sind allgemein höher als in den Sommermonaten. Die Spitzenlast der dargestellte Beispielwoche beträgt 13,3 GW.

In der Auswertung der Jahreszeitreihe wurde bereits beschrieben, dass die Biomasseund Biogasanlagen im Winter im Bandlastbetrieb gefahren werden. In der hier dargestellten Beispielwoche liegt diese Erzeugungsleistung durchgehend mit 1,05 GW auf dem Maximalwert. Die Erzeugung der Laufwasserkraft ist relativ gleichmäßig. Mit durchschnittlich rund 3 GW der installierten 8 GW ist diese jedoch im Winter verhältnismäßig gering. Die Erzeugung der Windkraft variiert im Verlauf der Woche und erreicht einen Spitzenwert von 1,7 GW.

Speziell der 23. und 24. Jänner stellen zwei sonnige Wintertage mit einer Spitzeneinspeisung von 6,2 GW der installierten 13,1 GW dar. Die Jahresspeicher sind Ende Jänner

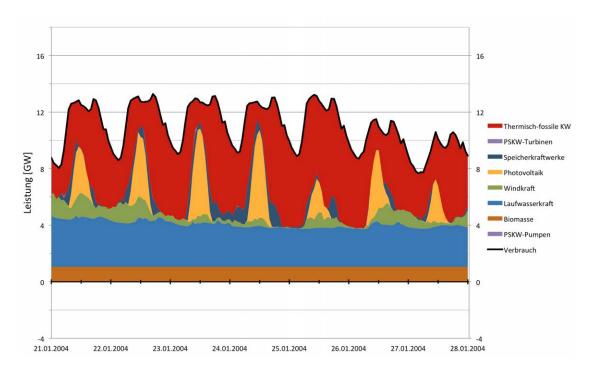


Abbildung 5.8.: Winter - Beispielwoche

bereits verhältnismäßig leer, sodass diese aus energetischer Sicht keinen großen Anteil an der Lastdeckung der dargestellten Beispielwoche liefern. Die steuerbare Erzeugung der hydraulischen Speicher wird aber eingesetzt, um die Gradienten des Restprofils zu reduzieren, welches durch thermische Kraftwerke gedeckt werden muss. Mit einer Spitzenleistung von 7,57 GW wird die installierte thermisch-fossile Kraftwerksleistung in dieser Beispielwoche nahezu vollständig ausgeschöpft. Der energetische Anteil der fossilen Energieträger beträgt über die Woche betrachtet 44 % des Strombedarfs.

In dieser Winterwoche kommen Pumpspeicherkraftwerke praktisch nicht zum Einsatz. Dies gilt sowohl für die Turbinen- als auch Pumprichtung. Die Becken der Pumpspeicherkraftwerke können nicht gefüllt werden, da es in keiner einzigen Stunde zu einem Erzeugungsüberschuss der regenerativen Einspeiser kommt. Das Einspeichern mit Hilfe von thermischen Erzeugungseinheiten würde den Zielfunktionswert verschlechtern, da neben dem erhöhten Bedarf an fossilen Brennstoffen zusätzlich Verluste des Speichervorgangs entstehen. Der Speicher kann im Winter auch nicht entleert werden, da einerseits die Pumpspeicherkraftwerke als saisonaler Speicher zu klein sind und andererseits im

Winter ein dauerhaftes Erzeugungsdefizit der Erneuerbaren vorliegt. Die Pumpspeicherkraftwerke sind somit in den Wintermonaten leer bzw. müssen auf einem konstanten Niveau verbleiben.

Aus wirtschaftlicher Sicht kann ein Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke im Winter sicherlich einen Sinn ergeben. Genau dann, wenn die kostenintensiven An- und Abfahrvorgänge thermischer Erzeugungseinheiten vermieden werden sollen. In diesem Fall können Pumpspeicher eingesetzt werden, um die Variabilität der thermisch-fossilen Erzeugung zu verringern. Die hier durchgeführte Optimierung beschränkt sich jedoch auf die technischen Möglichkeiten der betrachteten Kraftwerke. Mit den möglichen Gradienten der thermischen Erzeugungseinheiten ist bei den hier dargestellten Belastungsprofilen aus technischer Sicht keine Notwendigkeit gegeben, um die auftretenden Gradienten mit Hilfe der Pumpspeicherkraftwerke zu reduzieren.

Abbildung 5.9 zeigt nun mit dem Zeitbereich von 22. April bis 27. April eine typische Woche der Übergangszeit. Die Darstellung und Skalierung ist analog zum vorhin beschriebenen Fall der Winterwoche. Das Lastprofil unterscheidet sich sowohl im nun geringeren Spitzenwert von 11,9 GW, als auch im Profil, da nun keine deutlich ausgeprägte Abendspitze mehr vorhanden ist.

Während die Biomasse- und Biogasanlagen im Winter in Bandlast betrieben werden, kommen diese im Hochsommer überhaupt nicht mehr zum Einsatz. In der dargestellten Beispielwoche befindet man sich genau am Übergang zwischen diesen Zeitbereichen. In den ersten drei Tagen ist hier noch der Bandlastbetrieb mit Unterbrechungen in den Mittagsstunden zu erkennen. Im weiteren Wochenverlauf nimmt der Einsatz der Biomasse ab und kommt mit Wochenende sowie im weiteren Zeitverlauf bis in die Wintermonate praktisch nicht mehr zum Einsatz.

Die Erzeugung der Laufwasserkraft ist über die Woche relativ gleichmäßig und erreicht nun mit durchschnittliche 6 GW einen höheren Wert als in den Winterwochen. In der Wochenmitte sind zwei "Schlechtwettertage" mit einer verringerten Photovoltaikerzeugung, dafür aber einer erhöhten Windkrafteinspeisung zu beobachten. Ansonsten sind in dieser Woche vor allem Tage mit einer hohen PV-Einspeisung mit einem Spitzenwert von 8,6 GW zu erkennen.

Im Gegensatz zur Winterwoche tritt hier nun der Fall auf, dass die dargebotsabhängige Erzeugung aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik in den Mittagsstunden

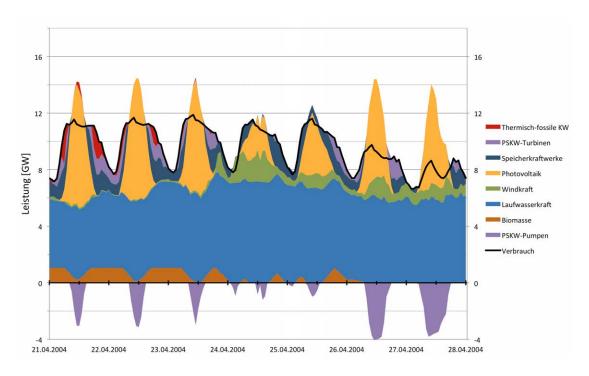


Abbildung 5.9.: Übergangszeit - Beispielwoche

in Summe höher ist, als der Verbrauch. Die überschüssige Erzeugung wird nun in den Pumpspeicherkraftwerken aufgenommen (siehe violette Fläche im negativen Leistungsbereich). Diese Energie wird speziell in den Morgen- und Abendstunden wieder abgegeben (siehe violette Fläche im positiven Leistungsbereich), da hier ein hoher Verbrauch aber keine PV-Einspeisung vorliegt. In der Übergangszeit übernehmen Pumpspeicherkraftwerke somit den Tag-Nacht-Ausgleich indem der Erzeugungsüberschuss in den Mittagsstunden aufgenommen und in den Abend-, Nacht- und Morgenstunden bei einem Erzeugungsdefizit wieder abgegeben wird.

Einzelne "Schlechtwettertage" mit einer geringeren PV-Einspeisung stellen bezüglich der Lastdeckung kein Problem dar. Wie hier gezeigt, kann einerseits die Windkraft einen ausgleichenden Effekt aufweisen. Andererseits kommt in diesen Phasen die steuerbare Erzeugung der Speicherkraftwerke zum Einsatz. Der natürliche Zufluss ist in den Sommermonaten im Überschuss vorhanden. Da die Speicherkraftwerke im Durchschnitt etwa 3 mal pro Jahr vollständig befüllt werden, können die Speicherinhalte im Frühjahr und Sommer für Schlechtwetterphasen verwendet werden, ohne dass diese Energie im Winter

fehlen würde. Dies trifft insbesondere für Tages- und Wochenspeicher zu, deren natürlicher Zufluss zeitnah abgearbeitet werden muss.

An den ersten drei Tagen dieser Beispielwoche ist neben den regenerativen Einspeisungen zusätzlich noch der Einsatz thermisch-fossiler Erzeugungseinheiten zu beobachten obwohl in der dargestellten Woche in Summe ein Erzeugungsüberschuss alleine durch regenerative Einspeiser vorhanden ist. Für den Einsatz der fossilen Energieträger gibt es mehrere Gründe. Zunächst ist die Vorgeschichte der Speicherfüllstände zu nennen. Zu Beginn der Woche sind diese nahezu leer und erreichen in den Nachtstunden des 22.04. den Wert Null. Dementsprechend müssen die Inhalte im Tagesverlauf des 21.4. so weit aufgefüllt werden, um auch in den Nachtstunden eine Deckung der Last erzielen zu können. Wie in Abbildung 5.9 ersichtlich, geschieht dies bereits in den Mittagsstunden, obwohl hier ein Überschuss durch die PV-Erzeugung vorhanden ist und nicht erst in den Nachtstunden in denen tatsächlich das Defizit auftritt. Dies ist durch die Füllstands-Leistungscharakteristik der Pumpspeicher zu erklären. Wie in Kapitel 4.6.7 behandelt, wird die maximal erzielbare Turbinenleistung umso geringer, je stärker die Speicher entladen sind. Dementsprechend wird hier ein gewisser Füllstand benötigt, um die in den Nachmittagsstunden des 21.04. abgerufene Turbinenleistung von 1,2 GW erzielen zu können. Reichen die Pumpspeicherkraftwerke bezüglich der benötigten Erzeugungsleistung nicht aus, um eine Lastdeckung zu erzielen, so erfordert dies ebenfalls den zusätzlichen Einsatz thermischer Kraftwerke. Ein weiterer Grund für den Einsatz fossiler Erzeugungseinheiten in Phasen des Erzeugungsüberschusses kann in den maximal möglichen Gradienten begründet sein. Werden in den Nachmittagsstunden hohe Erzeugungsleistungen benötigen, so kann dies ein notwendiges Anfahren in den Mittagsstunden bedingen.

Abbildung 5.10 zeigt die dritte Beispielwoche im Sommer von 2. Juni bis 9. Juni 2004. Der Spitzenwert des Verbrauchsprofils ist mit 12 GW geringer, als in der Winter- und Übergangsbeispielwoche. Weiters ist hier erkennbar, dass im Sommer vor allem eine Mittagsleistungsspitze, jedoch keine Abendspitze auftritt. Die Woche wurde ausgewählt, da hier sowohl Tage mit einem für Sommerverhältnisse hohen als auch niedrigen solarem Dargebot auftreten.

Wie in den beiden anderen Beispielwochen ist auch hier das Profil der Laufwasserkraft sehr gleichmäßig. Mit einem Wochenmittelwert von $7,7\,\mathrm{GW}$ erreicht diese im Durchschnitt $96\,\%$ der installierten Leistung. Mit einer mittleren Einspeiseleistung von $1,75\,\mathrm{GW}$ ist die Wochenerzeugung der Photovoltaik $4\,\mathrm{mal}$ so hoch, wie jene der Windkraft.

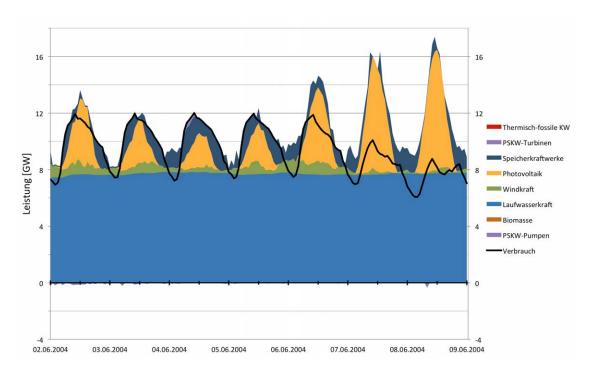


Abbildung 5.10.: Sommer - Beispielwoche

In Abbildung 5.10 ist die Rolle der Speicherkraftwerke (dunkelblaue Fläche) gut ersichtlich. An Schlechtwettertagen (siehe 4.6. und 5.6.) können diese die fehlende Erzeugung der dargebotsabhängigen Einspeiser übernehmen, um eine Deckung der Last zu erzielen. Wie bereits bei der zuvor gezeigten Übergangszeitbeispielwoche beschrieben, wird hierbei nicht auf Reserven zurückgegriffen, welche im Winter benötigt werden würden. Dies ist auch anhand der Erzeugung aus Speicherkraftwerken in den Nachtstunden, sowie in der Mittagsspitze erkennbar, in denen so ein Erzeugungsüberschuss verursacht wird. Dieses Einspeiseverhalten begründet sich durch den natürlichen Zufluss in Tagesund Wochenspeicher, welcher aufgrund der Speicherkapazität zeitnah abgearbeitet werden muss, selbst wenn diese Leistung nicht benötigt wird. An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass die Verminderung der Einspeiseleistung durch Abregelung aus Darstellungsgründen in Abbildung 5.10 nicht extra eingezeichnet ist. Diese ergibt sich sich aus jener Summenerzeugung, welche über die durchgezogene Verbrauchslinie hinausragt und nicht gleichzeitig durch die Pumpspeicherung verringert wird.

Die Mittagsstunde am 8.6.2004 um 12:00 stellt einen Extremfall dar. Das Verbrauch-

sprofil eines Sonntags weist hier einen Wert von 8,2 GW auf. Demgegenüber steht der Maximalwert der PV-Einspeisung von 8,5 GW. Die Gesamterzeugung ist in dieser Stunde mit 16,6 GW mehr als doppelt so hoch, wie der Strombedarf. Die hier stattfindende überschüssige Erzeugung weist zwar einen sehr hohen Leistungswert auf, jedoch sind die energetischen Verluste der Abregelung in der Jahresbetrachtung verhältnismäßig gering.

Abschließend soll auf die Rolle der Pumpspeicherkraftwerke in dieser Sommerwoche eingegangen werden. Wie in Abbildung 5.10 ersichtlich, werden diese Speicher praktisch nicht eingesetzt. In den vorangegangen Punkten wurde bereits erläutert, dass Pumpspeicherkraftwerke vom Fassungsvermögen her verhältnismäßig klein sind, sodass diese nicht den saisonalen Ausgleich zwischen Sommer- und Winter bewerkstelligen können. Der mittlere Füllstand ist in den Sommermonaten dementsprechend durchgehend hoch. Durch den hier gezeigten Ausbau der Photovoltaik ergeben sich in den Mittagsstunden potenziell genügend Erzeugungsüberschüsse, welche von den Pumpspeicherkraftwerken aufgenommen werden könnten, es fehlen jedoch die zeitnahen (Tage bis Wochen) Defizite, um diese Energiemengen wieder abgeben zu können. So zeigt Abbildung 5.10, dass der Verbrauch in den Nachtsenken bereits ausschließlich durch die Laufwasserkraft gedeckt werden kann. Die Erzeugung der (Tages-)Speicher übernimmt die Defizite in den Morgen- und Abendstunden, sodass für die Pumpspeicherkraftwerke in den Sommermonaten praktisch kein Einsatzzweck zur Deckung von Defiziten übrig bleibt.

5.2. Verbrauchsentwicklung

In diesem Kapitel wird nun auf die Auswirkungen unterschiedlicher Verbrauchentwicklungen eingegangen. Das tageszeitliche und saisonale Profil bleibt dabei unverändert, dieses wird lediglich skaliert. Im vorangegangenen Kapitel 5.1 wurde mit dem Referenzszenario bereits ausführlich auf den Fall einer 25%-igen Verbrauchssteigerung gegenüber dem aktuellen Wert von etwa 69 TWh/a eingegangen. Hier sollen nun vergleichend die Verbrauchsentwicklungen "-25%", " ± 0 %" (Beibehaltung des derzeitigen Verbrauchs) sowie " ± 50 %" behandelt werden.

Jahresenergiemengen In Abbildung 5.11 sind die Optimierungsergebnisse der 15 einzelnen Jahre für die Variante einer 25%-igen Lastreduktion gegenüber dem aktuellen

Verbrauch zu sehen. Neben diesen Jahresergebnissen, ist deren Mittelwert ("Verbrauch -25 %") jenem des Referenzszenarios ("Verbrauch +25 %) gegenübergestellt.

Der Ausbaugrad der Laufwasserkraft wird in keinem der 15 Jahre erkennbar gegenüber dem derzeitigen Bestand (5,84 GW) erhöht, was einer Ausnutzung des Potenzials von 73 % entspricht. Dies spiegelt sich in der gesunkenen mittleren Jahreserzeugung im Vergleich zum Referenzfall ("Verbrauch +25 %) wider. Die Windkraft nimmt im Erzeugungsmix mit durchschnittlich 4,5 GW installierter Leistung (entspricht 72 % des Potenzials) einen verhältnismäßig hohen Erzeugungsanteil an. Auf die Erzeugung der Photovoltaik wird nur in drei der 15 Jahre geringfügig zurückgegriffen. Dies resultiert in einer mittleren installierten Leistung von 0,3 GW (entspricht 0,8 % des Potenzials) und zeigt, dass in diesem Szenario die Photovoltaik praktisch keine Rolle spielt.

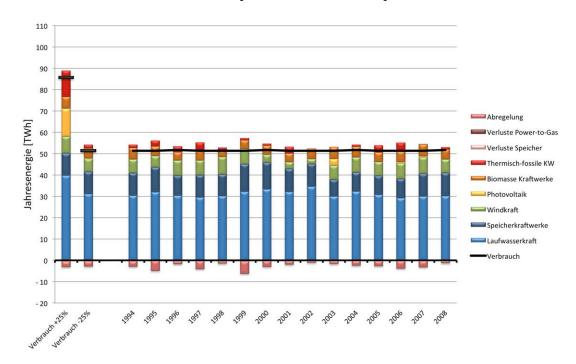


Abbildung 5.11.: Jahresenergiemengen des Szenarios "Verbrauch -25 %"

Im Vergleich zum Referenzfall ist ein Rückgang der thermisch-fossilen Erzeugungseinheiten von durchschnittlich $12,2\,\mathrm{TWh/a}$ auf $1,8\,\mathrm{TWh/a}$ in der Variante "- $25\,\%$ " zu erkennen. Dies ist vor allem dadurch zu begründen, dass nun die steuerbare Erzeugung der Speicherkraftwerke und Biomasseanlagen einen Großteil des im Winter benötigten

Energiebedarfs decken können. Im Gegensatz zum fossilen Brennstoffeinsatz, verändern sich die Abregelungsverluste von 2.76 TWh/a (Referenzfall) auf 2.66 TWh/a ("Verbrauch -25 %") kaum.

Bezogen auf den Verbrauch steigen somit die Gesamtsystemverluste gegenüber dem Referenzszenario auf $5,6\,\%$ an. Gleichzeitig sinkt der thermisch-fossile Erzeugungsanteil auf durchschnittlich $3,4\,\%$ ab. Der regenerative Erzeugungsanteil schwankt zwischen $92,1\,\%$ im Jahr 2006 und $99,99\,\%$ im Jahr 2002 und ist somit immer höher als der Durchschnittswert des Referenzszenarios von $85,7\,\%$ des Verbrauchs

Das Ergebnis bei einem Verbrauchsrückgang von 25 % zeigt, dass sich das Gesamtoptimum an der unteren Grenzen (aktueller Bestand) der Laufwasserkraft einstellt. Aus diesem Grund wurde nun vergleichend ein "grüner Wiese" Ansatz simuliert. Bei sonst ungeänderten Rahmenbedingungen, ist nun die installierte Laufwasserkraftleistung nicht mehr mit dem aktuellen Bestand nach unten begrenzet, sondern darf auch geringere Werte annahmen. Dieser fiktive Rückbau soll zeigen, in wie weit das Gesamtergebnis verbessert werden könnte, wenn ein regeneratives Energiesystem für einen Jahresstromverbrauch von 51 TWh/a (-25 %) neu aufgebaut werden würde.

In Abbildung 5.12 sind diese Optimierungsergebnisse der Subvariante "grüne Wiese" für einen Verbrauchsrückgang von 25 % dargestellt. Der 15-jährige Mittelwert dieser Variante (3. Balken) wird einerseits dem zuvor gezeigten Ergebnis, mit Berücksichtigung des aktuellen Laufwasserkraftausbaus, sowie dem Referenzfall gegenübergestellt.

Im hier behandelten Fall ist zu beobachten, dass die optimale zu installierende Laufwasserkraftleistung in den drei Regionen 1, 2 und 3 welche die österreichischen Speicherkraftwerke beinhalten, gegen Null geht. In den restlichen Regionen entspricht die optimale Leistung in etwa dem derzeitigen Bestand an Laufwasserkraft. Der gesunkene Anteil der Wasserkraft bewirkt neben einem Anstieg der Windkraft (Potenzialausschöpfung 94 %) vor allem eine Erhöhung der verwendeten Photovoltaikpotenziale. Diese werden im Szenario "Verbrauch -25 %" praktisch überhaupt nicht genutzt. Der Einsatz von thermisch-fossilen Erzeugungseinheiten bleibt weitgehend unverändert. Bei freier Wahl der installierten Laufwasserkraftleistung stellt sich eine Verbesserung des Gesamtergebnisses vor allem in den nun gesunkenen Abregelungsverlusten ein.

Der Vergleich der Jahre 2006 und 2007 zeigt, dass die Ergebnisse z.T. sehr unterschiedlich ausfallen können. Die installierten Laufwasserkraftleistungen betragen hier 38~% bzw.

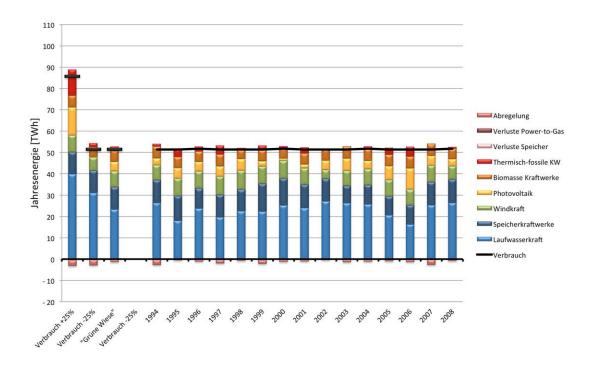


Abbildung 5.12.: Jahresenergiemengen des Szenarios "Verbrauch -25 % - grüne Wiese"

62 % des Gesamtpotenzials. Im Jahr 2006 wird die energetische Deckung des Jahresstromverbrauchs verstärkt durch die Nutzung der Photovoltaik sowie fossiler Brennstoffe erreicht. Im darauffolgenden meteorologischen Jahr hingegen kommen die thermischfossilen Erzeugungseinheiten überhaupt nicht zum Einsatz. Dies ist durch das "günstigere" Profil der Laufwasserkraft und der verbundenen stärkeren Nutzung begründet.

Abbildung 5.13 zeigt die Jahresergebnisse des Szenarios "gleichbleibender Verbrauch", welche dem Referenzfalls gegenübergestellt werden. Hierbei wird wieder auf die ansonsten angewendeten Rahmenbedingungen zurückgegriffen, dass der aktuelle Bestand an Laufwasserkraft die untere Grenze der installierten Laufwasserkraftleistung darstellt. Wie auch im zuvor behandelten Szenario zeigt sich, dass die regionalen Potenziale der Laufwasserkraft unterschiedlich genutzt werden. Im Gebiet Vorarlberg, Tirol und Salzburg ("Speicherregionen") findet kaum ein Ausbau der Laufwasserkraft statt. In den restlichen Regionen hingegen wird das optimale Ergebnis erzielt, indem eine fast vollständige Nutzung des verfügbaren Potenzials erfolgt.

Die Potenziale der Windkraft werden mit 6,1 GW zu 98 % ausgeschöpft. Im Vergleich

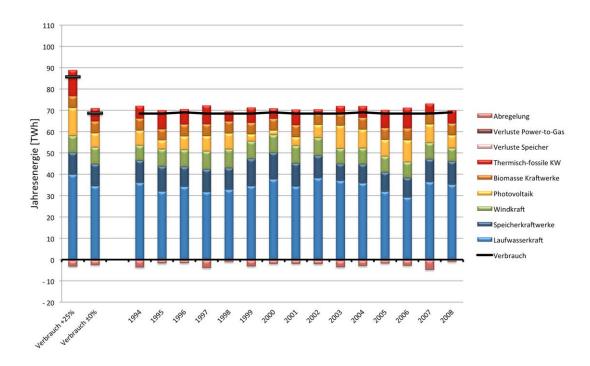


Abbildung 5.13.: Jahresenergiemengen des Szenarios "gleichbleibender Verbrauch"

zum Referenzfall halbiert sich die Nutzung der Photovoltaik aufgrund des hier geringeren Verbrauchswertes. Die nachhaltig nutzbaren biogenen Brennstoffe werden in jedem Jahr praktisch vollständig eingesetzt. Die Verbesserung des Gesamtergebnisses ist in diesem Szenario vor allem auf den um etwa ein Drittel gesunkenen Einsatz der thermisch-fossilen Erzeugungseinheiten im Vergleich zum Referenzfall zurückzuführen.

Das Szenario des gleichbleibenden Verbrauchs soll nun direkt mit der derzeitigen Situation der elektrischen Energieversorgung verglichen werden. In den Jahren 2010 und 2011 lag der regenerative Erzeugungsanteil in Österreich bei durchschnittlich rund 60 %. [Ene11], [Ene12b] Diese Zahl leitet sich aus dem inländischen Einsatz von fossilen Brennstoffen (22 TWh/a) sowie den Netto-Importen ("graue Energie") von 5,3 TWh/a bezogen auf den Verbrauch von 68,8 TWh/a ab. Im Vergleich dazu zeigt das in Abbildung 5.13 dargestellte Szenario, dass bei gleichem Jahresstromverbrauch durch den Ausbau von Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und dem Einsatz biogener Brennstoffe aus technischer Sicht ein mittlerer regenerativer Erzeugungsanteil von rund 91 % erzielt werden kann.

Der Fall eines Verbrauchsanstiegs um $50\,\%$ auf durchschnittlich $103\,\mathrm{TWh/a}$ ist in Abbildung $5.14\,\mathrm{dargestellt}$. Die Potenziale der Laufwasserkraft und Windkraft werden nun in jedem Jahr vollständig ausgeschöpft. Die installierte Leistung der Photovoltaik entspricht mit $20.8\,\mathrm{GW}$ in etwa zwei Drittel des verfügbaren Potenzials.

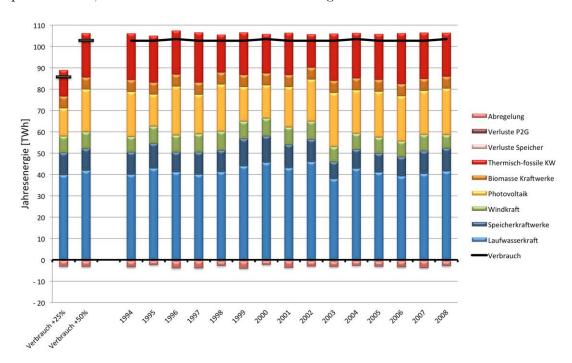


Abbildung 5.14.: Jahresenergiemengen des Szenarios "Verbrauch +50%

Die auftretenden Systemverluste sind in etwa gleich hoch, wie jene des Referenzszenarios. Bezogen auf den Verbrauch ist hier ein leichter Rückgang der überschüssigen Erzeugung und den damit verbundenen relativen Abregelungsverlusten zu erkennen.

Trotz der verstärkten Nutzung der dargebotsabhängigen Erzeugungspotenziale steigt der Anteil der thermisch-fossilen Erzeugungseinheiten überproportional im Vergleich zum Verbrauch an. Bezogen auf den Referenzfall steht dem Anstieg des Strombedarf von 20 % eine Erhöhung des fossilen Brennstoffbedarfs von durchschnittlich 69 % gegenüber!

Detailergebnisse im Vergleich Die beschriebenen Ergebnisse der unterschiedlichen Verbrauchsentwicklungen sind in detaillierter Form für das meteorologische Jahr 2004 in Tabelle 5.4 zusammengefasst. Die ersten beiden Wertespalten beschreiben jeweils die

Variante einer Verbrauchsreduktion um 25 % gegenüber dem aktuellen Stand. Hierbei stellt das Szenario "grüne Wiese" einen Sonderfall dar, da die installierte Laufwasser-kraftleistung in der Optimierung von Null weg frei gewählt werden kann. Somit ist hier ein Rückbau gegenüber dem derzeitig ausgebauten Wasserkraftpotenzial möglich. In allen weiteren Szenarien stellt der derzeitige Bestand die Untergrenze dar. Nach oben hin liegt die Grenze in den technisch-rechtlichen Ausbaupotenzialen (siehe Kapitel 4.4).

Neben dem Jahresenergieverbrauch der einzelnen Szenarien in absoluter Form sind in Tabelle 5.4 die zuvor beschriebenen Jahresenergiemengen der verschiedenen Erzeugungsformen dargestellt. Die detaillierten Ergebnisse des meteorologischen Jahres 2004 zeigen hierbei die gleichen Tendenzen wie die zuvor beschriebenen Ergebnisse des 15-jährigen Betrachtungszeitraums. Mit Ausnahme der Variante "Verbrauch -25 %" wird in jedem Szenario das Potenzial der Windkraft, der Speicherkraftwerke sowie der biogenen Brennstoffe vollständig ausgeschöpft.

Mit steigendem Verbrauch wird einerseits stärker auf die Ausbaupotenziale der Laufwasserkraft und vor allem vermehrt auf die Photovoltaik zurückgegriffen. Die installierte Leistung steigt überproportional mit dem Verbrauchszuwachs an.

Tabelle 5.4.: Ergebnisse der Verbrauchsszenarien im Vergleich

	0				0	
Szenarien		Verbrauch -25%	Verbrauch -25% "grüne Wiese"	Verbrauch ±0% (aktueller Stand)	Verbrauch +25% (Referenzfall)	Verbrauch +50%
Jahres- energie [TWh]	Verbrauch	51,75	51,75	69,00	86,25	103,50
	Laufwasserkraft	32,26	26,05	35,75	42,74	42,74
	Speicherkraftwerke	8,98	8,98	8,98	8,98	8,98
	Windkraft	7,01	7,47	7,47	7,47	7,47
	Photovoltaik	0,05	3,65	8,54	12,20	20,04
	Biomasse Kraftwerke	5,08	5,58	5,58	5,58	5,58
	Thermisch-fossile KW	0,96	1,23	5,60	12,40	21,47
	Verluste Speicher	0,26	0,27	0,33	0,35	0,66
	Abregelung	2,34	0,95	2,58	2,77	2,12
Volllast-	Biomasse Kraftwerke	4814	5289	5289	5289	5289
stunden	Thermisch-fossile KW	124	159	723	1602	2773
[h/a]	PSKW-Pumpen	304	316	392	419	786
Vollzyklen	Pumpspeicher [1/a]	5,3	5,5	6,9	7,3	13,8
Speicherumsatz	Pumpspeicher [TWh/a]	1,27	1,32	1,64	1,75	3,28
Verhältnis Erzeug	ung zu Verbrauch	105,0%	102,3%	104,2%	103,6%	102,7%
Regenerativer Erz	eugungsanteil	98,1%	97,6%	91,9%	85,6%	79,3%

Mit steigendem Verbrauch und damit verbundener erhöhter PV-Leistung im System, erhöht sich ebenso die Nutzung der Pumpspeicherkraftwerke. Das Szenario "Verbrauch

 $+50\,\%$ " weist mit 13,8 Vollzyklen der Pumpspeicher genau doppelt so viele Volllaststunden wie das Szenarios "gleichbleibender Verbrauch" auf.

Bei den Volllaststundenzahl der thermisch-fossilen Erzeugungseinheiten fällt der Unterschied zwischen den Szenarien nochmals größer aus, als beim Einsatz der Pumpspeicher. Im Szenario "Verbrauch -25 %" resultiert die benötigte Jahreserzeugung von 0,96 TWh/a in 124 Volllaststunden des momentan verfügbaren österreichischen thermisch-fossilen Kraftwerksparks. Demgegenüber tritt im Szenario "Verbrauch +50 %" mit 2 773 h/a ein ähnlicher Nutzungsgrad des Kraftwerksparks auf, wie jener, welcher auch momentan zu beobachten ist (2 990 h/a im Jahr 2011 [Ene12b]).

Die Abregelungsverluste der einzelnen Szenarien weisen keine konstante Tendenz im Zusammenhang mit dem Verbrauch auf. Im ersten Fall "Verbrauch -25 %" ist der verhältnismäßig hohe Wert durch den Bestand der Laufwasserkraft zu erklären, welcher für diesen Verbrauchsfall eine zu hohe installierte Leistung darstellt (vgl. Fall "Verbrauch -25 % grüne Wiese"). Mit den weiteren Szenarien ist ein Anstieg der Abregelungsverluste zu erkennen. Beim letzten Fall "Verbrauch +50 %" sind diese Verluste wiederum rückläufig, was z.T. durch den nun höheren Anteil an steuerbarer Erzeugung durch den Einsatz thermisch-fossiler Kraftwerke zu erklären ist (siehe hierzu die im Folgenden dargestellten Beispielwochen). Der relative Verlauf der Gesamtverluste ist anhand des Verhältnisses von Erzeugung zu Verbrauch abzulesen.

Die zweite Komponente des Zielfunktionswertes - der fossile Brennstoffbedarf - zeigt eine überproportionale Zunahme mit dem Verbrauchsanstieg. In Tabelle 5.4 ist dies Anhand des regenerativen Erzeugungsanteils abzulesen. Abbildung 5.15 stellt den Zielfunktionswert in grafischer Form als Säule dar. Hierbei sind die, auf den jeweiligen Verbrauch bezogenen, Energiewerte zu sehen. Vor allem die Auswirkungen des "grüne Wiese"-Ansatzes sind deutlich erkennbar. Aufgrund des geringeren genutzten Laufwasserkraftpotenzials erhöht sich zwar der thermisch-fossile Erzeugungsanteil, jedoch gehen die Verluste deutlich stärker zurück, sodass der zu minimierende Zielfunktionswert insgesamt sinkt.

Residuallastprofil und Pumpspeichereinsatz Die Auswirkung des "grünen Wiese"-Ansatzes bei der Ausgangssituation einer 25%-igen Verbrauchsreduktion sind ebenso anhand von Abbildung 5.16 ersichtlich. Die Tagesmittelwerte des Jahres-Residuallastprofils sowie des Pumpspeichereinsatzes sind für diese beiden Fälle gegenübergestellt. Der Ge-

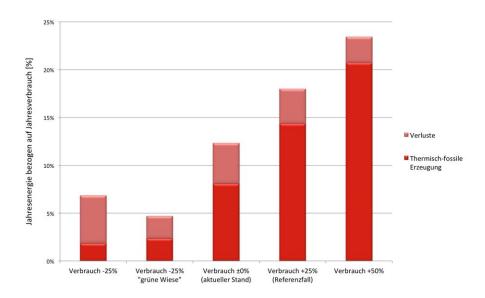


Abbildung 5.15.: Zielfunktionswert als Summe aus thermisch-fossiler Erzeugung und Gesamtverlusten der Verbrauchsvarianten

samteinsatz der Pumpspeicher bleibt nahezu unverändert. Ebenso sind keine saisonal unterschiedlichen Einsatzphasen zu erkennen.

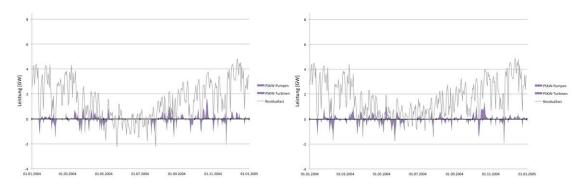


Abbildung 5.16.: Residuallastprofil und Speichereinsatz des Szenarios "Verbrauch - $25\,\%$ "; linkes Teilbild mit derzeitigem Bestand der Laufwasserkraft; rechtes Teilbild mit freier Wahl der installierten Laufwasserkraftleistung ("grüne Wiese")

Das Residuallastprofil zeigt das Lastprofil verringert um die drei dargebotsabhängigen Erzeugungsformen der Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik. In den Wintermo-

naten sind nur geringfügige Unterschiede der Residuallast zwischen den beiden Szenarien erkennbar. Anders verhält sich dies im Frühjahr und speziell in den Sommermonaten. Hier weist das Residuallastprofil des "grüne Wiese"-Ansatzes (rechtes Teilbild) im Sommer einen geringeren Erzeugungsüberschuss auf. Im linken Teilbild hingegen nimmt die Residuallast einen negativen Mittelwert an, sodass hier bereits durch die dargebotsabhängigen Erzeuger ein Überschuss auftritt. Weiters ist zu beobachten, dass beim "grüne-Wiese"-Ansatz die Überschüsse und Defizite einander in den Sommermonaten gleichmäßiger abwechseln. Dies ist durch den stärker ausgeprägten Erzeugungsmix zu begründen. Während im Szenario "Verbrauch -25 %" aufgrund des Bestands der Laufwasserkraft diese Erzeugung bereits einen Großteil des Verbrauchs deckt, kommen beim "grüne Wiese"-Ansatz verstärkt Photovoltaik und Windkraft zum Einsatz.

Der Residuallastverlauf des Szenarios "gleichbleibender Verbrauch" (siehe Abbildung 5.17), weist keine wesentlichen Unterschiede zu jenem des Referenzfalls ("Verbrauch +25%") auf (siehe Kapitel 5.1, Abbildung 5.4). Die Absolutwerte der Residuallast sind in den Wintermonaten beim Szenario der Laststeigerung entsprechend erhöht. Ebenso fallen hier die Überschüsse im Sommer etwas höher aus. Die wesentliche Charakteristik, dass im Winter praktisch keine Überschüsse und im Sommer nur wenige Defizite auftreten ist in beiden Fällen gleich. Daher findet der Einsatz der Pumpspeicher für den Tag-Nacht-Ausgleich vor allem in der Übergangszeit statt. In den Sommer- und Wintermonaten hingegen wird auf Pumpspeicher kaum zurückgegriffen.

Der in Abbildung 5.18 dargestellte Verlauf der Residuallast im Szenario "Verbrauch $+50\,\%$ " hingegen weist nun eine unterschiedliche Charakteristik auf. Im Referenzfall wurde bereits auf das vollständige Potenzial an Laufwasserkraft und Photovoltaik zurückgegriffen. Es verbleibt somit nur der Ausbau der Photovoltaik, welcher der Last vor allem in den Sommermonaten entgegenwirkt. Die weitere Verbrauchssteigerung auf $+50\,\%$ im Vergleich zum aktuellen Wert resultiert daher in einer nach oben verschobenen Residuallastlinie.

Diese Verschiebung der Residuallastlinie hat mehrere Folgen. Einerseits gilt es nun im Winter eine höhere Restlast zu decken, wodurch der Einsatz der thermisch-fossilen Erzeugung in diesem Szenario überproportional ansteigt. Andererseits gilt nun für den durchgehenden Zeitbereich von Mitte März bis Ende September, dass hier einander Überschüsse und Defizite zeitnah abwechseln. Der Einsatz der Pumpspeicher ist somit nicht mehr auf die Übergangszeit beschränkt. Dies erklärt die zuvor dargestellte Verdopp-

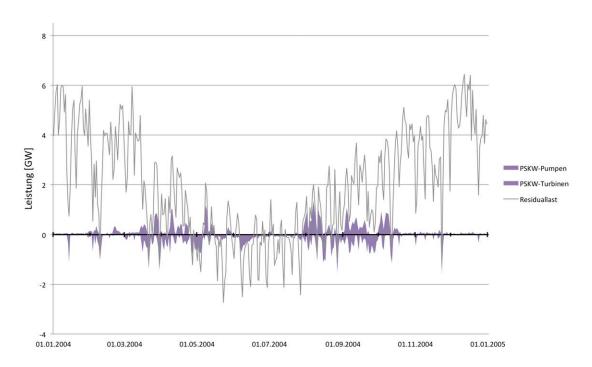


Abbildung 5.17.: Residuallastprofil und Speichereinsatz des Szenarios "gleichbleibender Verbrauch"

lung der jährlichen Pumpspeicherzyklen dieses Verbrauchsszenarios gegenüber jenen bei gleichbleibendem Verbrauch.

Beispielwochen Anhand der nun folgend abgebildeten Beispielwochen sollen jeweils besondere Charakteristika dargestellt werden, welche sich durch die Variation des Verbrauchs ergeben. Die drei ausgewählten Wochen im Jänner, April und Juni für Winter, Übergangszeit und Sommer entsprechen genau jenen, welche bereits im zuvor behandelten Referenzszenario analysiert wurden. Zur besseren Vergleichbarkeit wurde (wenn möglich) die gleiche Achsenskalierung angewandt.

Abbildung 5.19 zeigt die Sommerbeispielwoche für das Szenario "Verbrauch -25 %". Anhand der durchgezogenen schwarzen Linie des Verbrauchs ist zu erkennen, dass vor allem aufgrund der Laufwasserkraft und der abzuarbeitenden (Tages-)Speicher ein durchgehender Erzeugungsüberschuss vorliegt. Die Pumpspeicher können diese überschüssige Einspeisung nicht aufnehmen, da diese über die Sommermonate hinweg dauerhaft nahe-

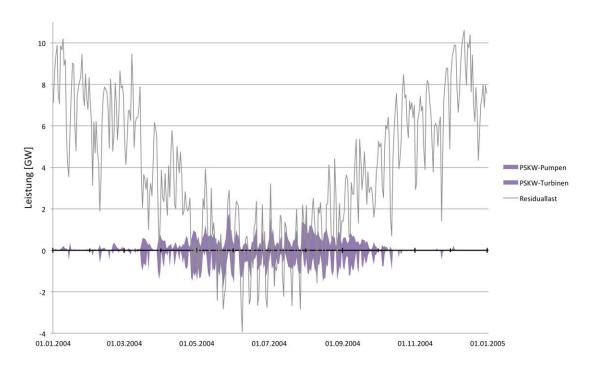


Abbildung 5.18.: Residual
lastprofil und Speichereinsatz des Szenarios "Verbrauch
 $+50\,\%$ "

zu vollständig gefüllt sind. Wie das Residuallastprofil dieses Szenarios zeigt, fehlen im Sommer Phasen des Erzeugungsdefizits in denen diese Energie wieder abgegeben werden könnte.

Weiters ist anhand von Abbildung 5.19 zu erkennen, dass der aktuelle Bestand der Laufwasserkraft im Falle eines 25%-igen Verbrauchsrückgangs eine zu hohe installierte Leistung darstellt. Im Szenario "Verbrauch -25% grüne Wiese", bei dem ein Rückbau der Laufwasserkraft zugelassen wird, stellt sich ein Erzeugungsmix mit erhöhter Nutzung der Photovoltaik und gleichzeitigem Rückgang des genutzten Laufwasserkraftpotenzials ein. Dies bewirkt ein Absinken der Bandlasteinspeisung und in weiterer Folge einen Rückgang der Abregelungsverluste (siehe Tabelle 5.4).

In Abbildung 5.20 ist die Übergangsbeispielwoche für das Szenario "Verbrauch -25 % grüne Wiese" dargestellt. Die im Vergleich zum derzeitigen Bestand verringerte installierte Laufwasserkraftleistung bewirkt ebenso in der Übergangszeit ein verringertes Band der Laufwasserkrafteinspeisung.

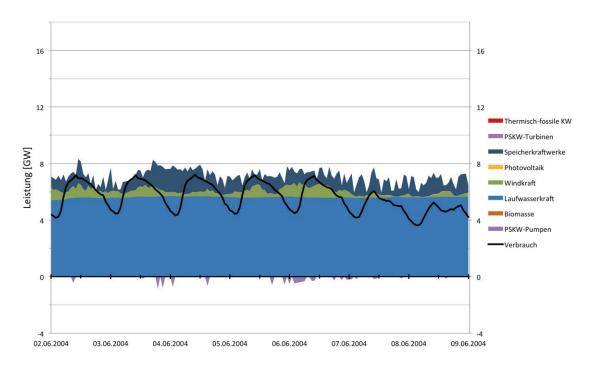


Abbildung 5.19.: Sommer - Beispielwoche des Szenarios "Verbrauch -25 %"

Der Anteil an Photovoltaik ist in diesem Szenario bezüglich der absolut installierten Leistung verhältnismäßig gering. Daher findet an Tagen mit hohem solaren Dargebot (siehe 26. und 27. April) keine deutliche Lastüberdeckung in den Mittagsstunden statt. Die installierte Leistung der Pumpsätze reicht aus, um diese überschüssige Erzeugung einspeichern zu können. Durch den geringeren Verbrauch ist in diesem Szenario der Anteil des Regelarbeitsvermögens aus Speicherkraftwerken verhältnismäßig hoch. Dies wird nun vor allem eingesetzt, um die tageszeitliche Variation des Restlastprofils auszugleichen. Pumpspeicher kommen ebenso wie im Referenzfall ("Verbrauch +25") genau in der Übergangszeit zum Einsatz, um zeitnah abwechselnde Überschüsse und Defizite auszugleichen. Da der Großteil an Variabilität des Restlastprofils jedoch bereits über die steuerbare Erzeugung der Speicherkraftwerke gedeckt wird, verringert sich insgesamt der Einsatz der Pumpspeicher.

Wie bereits im Residuallastprofil zu erkennen war, unterscheidet sich das Szenario "gleichbleibender Verbrauch" in der Charakteristik vom Referenzfall ("Verbrauch +25~%") nicht wesentlich. Im Referenzszenario kommt etwas mehr Laufwasserkraft und Photovoltaik

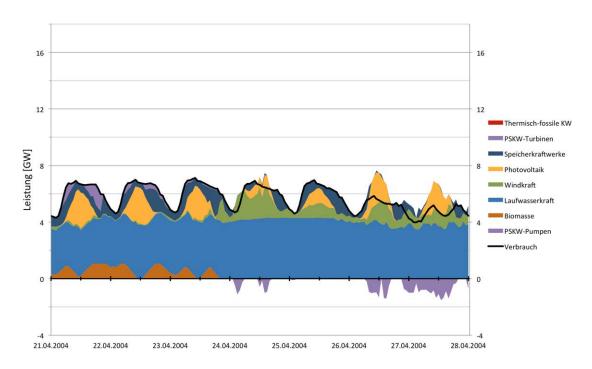


Abbildung 5.20.: Übergangszeit - Beispielwoche des Szenarios "Verbrauch -25 % - grüne Wiese"

zum Einsatz, um dem Verbrauch entgegenzuwirken. Die Pumpspeicher kommen vor allem in der Übergangszeit zum Einsatz und weisen ebenso eine ähnliche Einsatzcharakteristik wie im Referenzfall auf. Abbildung 5.21 zeigt nun die Winterbeispielwoche des Szenarios "gleichbleibender Verbrauch".

Die Unterschiede zwischen dem Referenzfall ("Verbrauch +25%") und dem hier dargestellten gleichbleibenden Verbrauch liegen vor allem im Bedarf an fossilen Brennstoffen. Durch den verringerten Stromverbrauch nimmt das Regelarbeitsvermögen der Speicherkraftwerke hier einen höheren Anteil am Verbrauch ein. Ebenso gilt dies für den Bandlastbetrieb der Biomasse- und Biogasanlagen. Der Vergleich der hier dargestellten Winterbeispielwoche mit jenem des Referenzfalls (Kapitel 5.1 Abbildung 5.8) zeigt, dass der Restbedarf an steuerbarere Erzeugung und somit thermisch-fossiler Erzeugung nun geringer ist. Diese Aussage ist vor allem mit den dargestellten Werten der Jahresenergien (siehe Tabelle 5.4) zu belegen. Der konkrete Zeitpunkt des (Jahres-)Speichereinsatzes in den Wintermonaten ist i.A. nicht von Bedeutung wodurch die gezeigten Beispielwochen

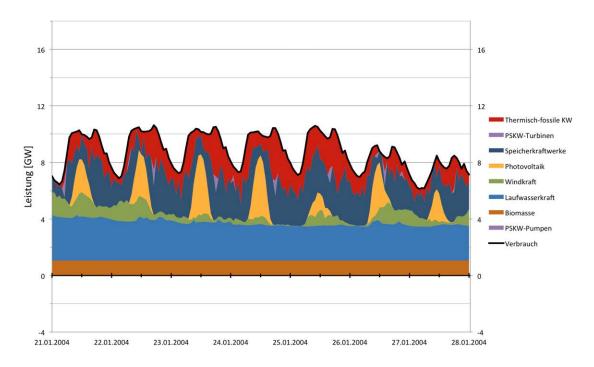


Abbildung 5.21.: Winter - Beispielwoche des Szenarios "aktueller Verbrauch"

diesbezüglich begrenzte Aussagekraft aufweisen.

Für das Szenario "Verbrauch $+50\,\%$ " ist die Winterbeispielwoche nicht grafisch dargestellt. Aufgrund der begrenzten Ausbaupotenziale von Laufwasserkraft und Windkraft treten hier verhältnismäßig große Erzeugungsdefizite auf, welche aus Mangel an Alternativen durch thermisch-fossile Erzeugungseinheiten gedeckt werden müssen. Trotz verstärktem Einsatz der Photovoltaik kommt es im Winter zu keinen nennenswerten Erzeugungsüberschüssen in den Mittagsstunden.

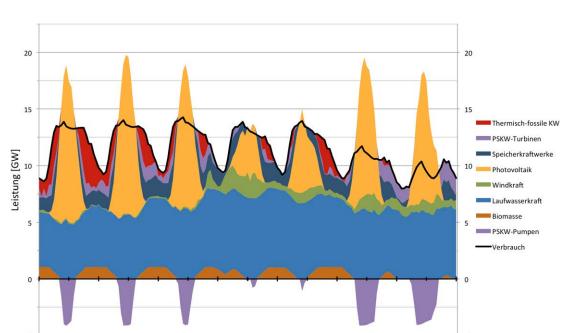
Abbildung 5.22 zeigt die Beispielwoche der Übergangszeit für das Szenario "Verbrauch $+50\,\%$ ". Im Vergleich zu den vorangegangen Darstellungen musste hier die Skalierung geändert werden. Dies ist durch die verhältnismäßig hohe installierte PV-Leistung und den dadurch entstehenden Mittags-Erzeugungsspitzen begründet. Die Grundcharakteristik der Übergangszeit ist jenem des Referenzfalls ähnlich. Pumpspeicherkraftwerke werden eingesetzt, um einen Tag-Nacht-Ausgleich zu ermöglichen. Biomasse- und Biogasanlagen werden auch hier in der Übergangszeit eingesetzt, um abseits der Mittagserzeugungsspitzen einen Erzeugungsbeitrag zu liefern. Im weiteren Jahresverlauf wird bis

21.04.2004

22.04.2004

23.04.2004

24.04.2004



Herbst auf diese Potenziale nicht mehr zurückgegriffen.

Abbildung 5.22.: Übergangszeit - Beispielwoche des Szenarios "Verbrauch $+50\,\%$ "

25.04.2004

26.04.2004

27.04.2004

28.04.2004

Ein wesentlicher Unterschied zum Referenzfall stellt der Einsatz thermisch-fossiler Erzeugungseinheiten in der Übergangszeit dar. Hier muss auf diese Potenziale zurückgegriffen werden, da speziell in den Abendstunden die Pumpspeicherkraftwerke alleine keine Deckung des Verbrauchs erzielen können. Die Erzeugungsüberschüsse an den letzten beiden Wochentagen können aufgrund der maximalen Leistung der Pumpsätze nicht vollständig eingespeichert werden. Die hierdurch nicht einspeicherbare Energie ist jedoch verhältnismäßig gering und wirkt sich kaum auf das Gesamtergebnis aus. Allgemein kann im Vergleich zum Referenzfall ein verstärkter Tag-Nacht-Ausgleich in der Übergangszeit beobachtet werden.

Ebenso wie in der vorangegangen Darstellung der Übergangszeit wurde für die Sommerbeispielwoche des Szenarios "Verbrauch $+50\,\%$ " (siehe Abbildung 5.23) auf die geänderte Skalierung zurückgegriffen. Wie im Referenzszenario ("Verbrauch $+25\,\%$ ") wird auch hier das Potenzial der Laufwasserkraft vollständig ausgeschöpft. Durch den gestiegenen Verbrauch verringert sich jedoch der Erzeugungsanteil dieser Einspeisung. Die bereits

im Referenzfall behandelte Extremsituation am 8. Juni um 12:00 Uhr tritt hier aufgrund der Photovoltaikeinspeisung nochmals verstärkt auf. Dem Verbrauch von 9,8 GW steht in diesem Moment eine mit 22 GW mehr als doppelt so hohe Erzeugung gegenüber.

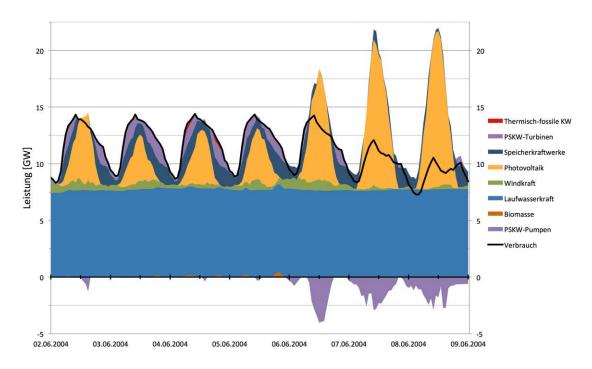


Abbildung 5.23.: Sommer - Beispielwoche des Szenarios "Verbrauch $+50\,\%$ "

Im Gegensatz zum Referenzfall weist die Sommerbeispielwoche des Szenarios "Verbrauch $+50\,\%$ " zwei wesentliche Unterschiede auf. Erstens muss am Wochenbeginn, bei dem ein verhältnismäßig geringes solares Dargebot vorliegt, neben den Speicherkraftwerke nun zusätzlich auf die Erzeugung der Pumpspeicher zurückgegriffen werden. Zweitens wird das Verbrauchsminimum in den Nachtstunden nun nicht mehr ausschließlich durch die Erzeugung der Laufwasserkraft gedeckt. Die Sommermonate sind somit nicht mehr von einem durchgehenden Erzeugungsüberschuss gekennzeichnet. Diese "Schlechtwetterphasen" sowie nun vorhandenen Nachtsenken bewirken, dass Pumpspeicher auch im Sommer in Betrieb sind. Die überschüssige Erzeugung an den letzten drei Wochentagen kann eingespeichert werden, da Möglichkeit zur zeitnahen Abgabe dieser Energie besteht.

5.3. Thermisch-fossile Kraftwerke

Die Analyse des Referenzfalls (siehe Kapitel 5.1) hat gezeigt, dass die thermisch-fossilen Kraftwerke mit einer mittleren jährlichen Volllaststundenzahl von rund $1\,600\,\mathrm{h/a}$ einen verhältnismäßig geringen Ausnutzungsgrad aufweisen. Es stellt sich daher die Frage, ob in einem zukünftigen überwiegend regenerativen System, die thermisch-fossilen Kraftwerkskapazitäten noch im heutigen Umfang benötigt werden. Um dies zu beantworten soll in diesem Abschnitt vom Fall ausgegangen werden, dass mit 3,87 GW nur noch die Hälfte der derzeitig installierten Kraftwerksleistung zur Verfügung steht.

Die angegebene Volllaststundenzahl ist nicht direkt auf einzelne Kraftwerke übertragbar, da diese die mittlere Volllaststundenzahl des vollständigen Kraftwerkspark beschreibt. Wie in Kapitel 4.5.2 dargestellt, setzt sich dieser aus verschiedenen Technologien, wie Kohle-, GuD- sowie Gasturbinenkraftwerke zusammen. Der Vergleich mit dem derzeitigen Ausnutzungsgrad des gesamten Kraftwerkspark von durchschnittlich 2990 Volllaststunden [Ene12b] zeigt aber, dass die Volllaststundenzahl nicht ganz halbiert wird. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bei dem untersuchten zukünftigen Referenzszenario von einer 25%-igen Verbrauchssteigerung gegenüber dem derzeitigen Wert ausgegangen wird.

Im Vergleich zum Referenzfall wird in dem hier untersuchten Szenario ausschließlich die Kraftwerksleistung auf den halben Wert des derzeitigen Bestands reduziert. Die Verbrauchssteigerung sowie der Schluss des 380-kV-Rings werden unverändert angenommen. Gerade für das hier behandelte Szenario sei nochmals darauf hingewiesen, dass im Optimierungsmodell die Möglichkeit eines "Penalty-Imports" geschaffen wurde. Dieser ermöglicht es, eine Lastdeckung zu erzielen, wenn dies mit inländischen Erzeugungseinheiten nicht mehr realisierbar wäre und wird nur als letzte mögliche Maßnahme herangezogen.

Neben der Frage, ob die Halbierung der installierten Leistung eine Verdopplung der Volllaststundenzahl bewirkt, soll in weiterer Folge vor allem auf den Leistungsbedarf in den Wintermonaten eingegangen werden. Hier wird gezeigt, ob es mit dieser verringerten Kraftwerksleistung möglich ist einen Lastausgleich herzustellen, oder ob auf die Möglichkeit des Penalty-Imports zurückgegriffen werden muss.

Die Ergebnisse des Szenarios der "halbierten installierten thermisch-fossilen Kraftwerksleistung" sind in Tabelle 5.5 im Vergleich zum Referenzfall dargestellt. Neben den un-

veränderten Jahresenergiemengen des Verbrauchs, der Laufwasserkraft, der Speicherkraftwerke, der Windkraft und der Biomasse ist ein leichter Anstieg der PV-Erzeugung um 0,54 TWh/a zu beobachten. Dies ist durch die gestiegene installierte Leistung um 1,7 Prozent des Potenzials, auf 13,7 GW zu begründen.

Tabelle 5.5.: Ergebnis des Szenarios "halbierte thermisch-fossile Kraftwerksleistung"

Szenarien		Referenz	halbierte KW-Leistung
Jahres- energie [TWh]	Verbrauch	86,25	86,25
	Laufwasserkraft	42,74	42,74
	Speicherkraftwerke	8,98	8,98
	Windkraft	7,47	7,47
	Photovoltaik	12,20	12,74
	Biomasse Kraftwerke	5,58	5,58
[]	Thermisch-fossile KW	12,40	12,16
	Verluste Speicher	0,35	0,42
	Abregelung	2,77	3,04
	Penalty	-	0,04
Volllast-	Biomasse Kraftwerke	5289	5289
stunden	Thermisch-fossile KW	1602	3143
[h/a]	PSKW-Pumpen	419	503
Vollzyklen	Pumpspeicher [1/a]	7,3	8,8
Speicherumsatz	Pumpspeicher [TWh/a]	1,75	2,10
Verhältnis Erzeugung zu Verbrauch		103,6%	104,0%
Regenerativer Erzeugungsanteil		85,6%	85,9%

Einen entscheidenden Unterschied stellt nun die Verwendung des "Penalty-Bezugs" unter der Rahmenbedingung der halbierten Kraftwerksleistung dar. Dieser zeigt, dass mit den österreichischen Erzeugungs- und Speichereinheiten alleine, eine Lastdeckung nicht zu jedem Zeitpunkt im Jahr realisiert werden kann. Energetisch betrachtet, entsprechen diese 36 GWh rund 0.04% des Jahresstromverbrauchs. Diese verhältnismäßig geringe fehlende Erzeugung könnte entweder durch Stromimport oder Backup-Erzeugungseinheiten aufgebracht werden.

Die Erzeugung der thermisch-fossilen Kraftwerke sinkt durch die Halbierung der installierten Leistung geringfügig um $0.24\,\mathrm{TWh/a}$ im Vergleich zum Referenzfall. Im Umkehrschluss ergibt sich daher nahezu eine Verdopplung der Volllaststundenzahl auf $3\,143\,\mathrm{h}$

pro Jahr!

Neben der erhöhten Volllaststundenzahl der thermisch-fossilen Erzeugungseinheiten erhöht sich hiermit auch die Verwendung der Pumpspeicherkraftwerke. Die Anzahl an Vollzyklen pro Jahr steigt von 7,3 auf 8,8 an. Ein Teil dieses Anstiegs ist mit der Erhöhung der installierten Photovoltaikleistung verknüpft. Ein zweiter Aspekt ist dem geänderten Betriebsverhalten in den Wintermonaten geschuldet. Wie in weiterer Folge (anhand der Beispielwochen) gezeigt wird, kommen nun Pumpspeicherkraftwerke im Winter zum Einsatz, um die benötigte Gesamterzeugungsleistung aufbringen zu können.

Das Gesamtoptimierungsergebnis ist mit Ausnahme des Penalty-Bezugs zwischen den beiden Szenarien praktisch gleichwertig. Den erhöhten Gesamtverlusten von 0,4 Prozentpunkten (siehe Verhältnis von Erzeugung zu Verbrauch) steht eine Reduktion des fossilen Brennstoffbedarfs von 0,3 Prozentpunkten gegenüber.

Die Simulationen im dreistündigen Zeitraster der 15 einzelnen Jahre im Betrachtungszeitraum zeigt, dass für dieses Szenario das meteorologische Jahr 2004 bezüglich des Pumpspeichereinsatzes nicht repräsentativ ist. Während hier eine Steigerung des Pumpspeicherkraftwerkseinsatzes von rund 17 % zu beobachten ist, liegt die durchschnittliche Erhöhung über alle Jahre betrachtet bei 30 %. Dies ist z.T. auch durch den Ausbau der Photovoltaikleistung begründet, welcher im Jahr 2004 mit einem Zuwachs von 4 % im Vergleich zum Referenzfall ebenfalls geringer ist, als die durchschnittlich 8%-ige Erhöhung des gesamten Betrachtungszeitraums. Daher werden im Rahmen dieses Kapitels neben den bisher beispielhaft herangezogenen Wochen des Jahres 2004 zusätzlich Zeitbereiche des meteorologischen Jahres 1996 dargestellt, welche bezüglich der Speichernutzung in etwa dem langjährigen Durchschnitt entsprechen und somit deutlicher den veränderten Pumpspeichereinsatz in den Wintermonaten beschreiben.

Bei der Betrachtung von Beispielwochen wird in diesem Szenario der Fokus auf die Winterwochen gelegt. In den hier nicht dargestellten Frühlings-, Sommer- und Herbstphasen ist im Vergleich zum Referenzfall praktisch keine Änderung durch die Verringerung der installierten Kraftwerksleistung zu erkennen. Leichte Abweichungen ergeben sich ausschließlich aus der etwas erhöhten installierten PV-Leistung. Die Charakteristik des Speicher- und Kraftwerkseinsatzes bleibt jedoch unverändert.

Abbildung 5.24 zeigt die bereits im Referenzfall behandelte Beispielwoche mit den meteorologischen Daten des Zeitraums von 21. Jänner 2004 bis 27. Jänner 2004. Der Bandlast-

betrieb sowie die Profile der Laufwasserkraft und Windkraft sind hierbei unverändert. Aufgrund der erhöhten installieren PV-Leistung ist im Vergleich zum Referenzfall das Profil der Photovoltaikerzeugung leicht erhöht.

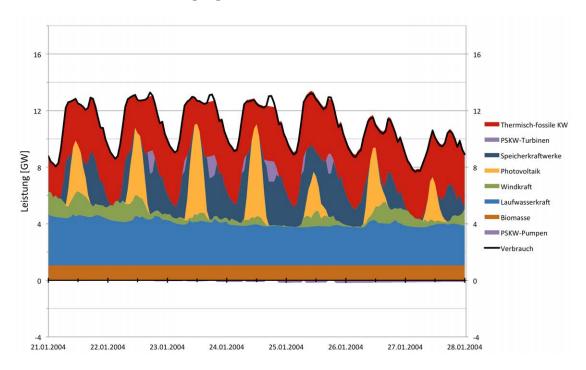


Abbildung 5.24.: Winter - Beispielwoche des Szenarios mit "halbierter thermisch-fossiler Kraftwerksleistung"

Mit Ausnahme der PV-Erzeugungsspitzen in den Mittagsstunden werden die thermischfossilen Kraftwerke ebenfalls dauerhaft mit der maximal möglichen Leistung von 3,87 GW betrieben. Die in weiß dargestellten Lücken zwischen kumulierter Erzeugung und der durchgezogenen Linie des Verbrauchs zeigen Erzeugungsdefizite an, welche durch den Penalty-Bezug gedeckt werden müssen. Anhand dieser Beispielwoche ist ersichtlich, dass die abendliche Verbrauchsspitze hierbei den kritischen Zeitbereich darstellt. Die Mittagsverbrauchsspitze stellt (auch im Winter) aufgrund der Photovoltaikeinspeisung kein Problem dar. In den Abendstunden fehlt genau dieser Erzeugungsanteil, sodass hier ein Leistungsdefizit auftritt.

Da die thermisch-fossile Erzeugung mit Ausnahme weniger Stunden dauerhaft mit Maximalleistung betrieben werden, stellen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke jene Ein-

heiten dar, welche flexibel eingesetzt werden, um das Residuallastprofil zu decken. Bei genauerer Betrachtung von Abbildung 5.24 ist zu erkennen, dass mit Ausnahme der ersten beiden Tage und der kritischen Stunden, dauerhaft ein leichter Überschuss der kumulierten Erzeugungsleistung vorliegt. Dies ist ebenso anhand der Pumpleistung (violette Fläche im negativen Leistungsbereich) zu erkennen. Pumpspeicherkraftwerke werden somit über einen langen Zeitbereich langsam aufgeladen, um diese Energie in verhältnismäßig kurzen Zeiteinheiten in den Vormittags und speziell Abendstunden wieder abgeben zu können. Die positiven und negativen Flächenanteil der Pumpspeicherung sind in dieser Beispielwoche annähernd gleich groß, sodass der Speicherfüllstand zwischen Anfang und Ende der Woche nicht signifikant geändert wird.

Das Residuallastprofil in Abbildung 5.24 ist im Vergleich zum Referenzfall aufgrund der leicht erhöhten PV-Erzeugung nur geringfügig geändert. Unterschiede sind jedoch im Speichereinsatz zu erkennen. Während der Betrieb im Frühling, Sommer und Herbst im Vergleich zum Referenzfall (siehe Kapitel 5.1 Abbildung 5.4) praktisch unverändert ist, kann nun in den Monaten November, Dezember und Jänner ein Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke beobachtet werden.

Der Verlauf der Residuallast zeigt, dass in diesen Monaten der Grund für den Speichereinsatz nicht im Ausgleich von Erzeugungsüberschüssen und Erzeugungsdefiziten liegt, da hier das Profil einen dauerhaft positiven Wert (Erzeugungsdefizit) aufweist. Wie zuvor anhand der Beispielwoche beschrieben, ist der Speichereinsatz hier viel mehr durch den Bedarf an flexibel einsetzbarer Erzeugungsleistung begründet.

Die Aufgabe der Jahresspeicher bestand im Referenzfall praktisch ausschließlich darin, regenerative Energie vom Sommer in den Winter zu transferieren, um dort den energetischen Bedarf an fossilen Brennstoffen so weit als möglich zu reduzieren. Der konkrete Zeitpunkt der Abarbeitung der Wassermassen spielte dabei eine untergeordnete Rolle, da der Speichereinhalt geringer ist, als die benötigte Energie an steuerbaren Erzeugungseinheiten in den Wintermonaten. Im Referenzfall (siehe Abbildung 5.7) wurden die Speicherinhalte bereits im November und Dezember fast vollständig genutzt, sodass im Jänner verstärkt auf thermisch-fossile Erzeugungseinheiten zurückgegriffen werden musste.

Im hier behandelten Szenario der "halbierten installierten thermisch-fossilen Kraftwerksleistung" kommt für die Speicherkraftwerke nun eine zweite wesentliche Aufgabe hinzu.

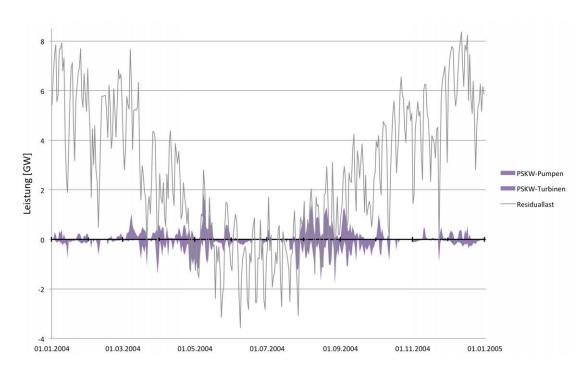


Abbildung 5.25.: Tagesmittelwerte des Residuallastprofils und Speichereinsatzes für das Szenario "halbierte installierte Kraftwerksleistung"

Diese werden nun eingesetzt, um Erzeugungsleistung in kritischen Phasen bereitzustellen. Diese Situationen treten den gesamten Winter hindurch speziell bei der Abendverbrauchsspitze sowie allgemein in Phasen hohen Verbrauchs ohne Vorhandensein einer gleichzeitigen PV-Einspeisung auf. Der Füllstandsverlauf der Speicherkraftwerke in Abbildung 5.26 zeigt, dass die eingespeicherte Energie im Zeitbereich August bis November nahezu dauerhaft den Maximalwert aufweist. Diese eingespeicherte Energie von rund $3.3\,TWh_{el}$ wird nun wesentlich gleichmäßiger über die Wintermonate abgearbeitet. Hiermit ist sichergestellt, dass die benötigte Leistung der Speicherkraftwerke in einem längeren Zeitbereich zur Verfügung gestellt werden kann.

Wie eingangs beschrieben, ist das meteorologische Jahr 2004 bezüglich des Pumpspeichereinsatzes bei verringerter Kraftwerksleistung nur bedingt repräsentativ für den 15-jährigen Betrachtungszeitraum. Aus diesem Grund werden nun die Ergebnisse des Jahres 1996 dargestellt, welches eine Steigerung der Pumpspeicherzyklenzahl von 36 % gegenüber dem Referenzszenario aufweist und somit in etwa der durchschnittlichen Steigerung

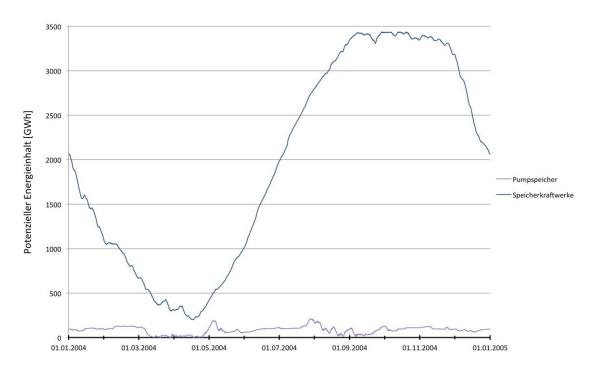


Abbildung 5.26.: Speicherfüllstandsverlauf der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke im Jahresverlauf für das Szenario "halbierte thermisch-fossile Kraftwerksleistung"

des gesamten Zeitraums entspricht. Der regenerative Erzeugungsanteils des Jahres 1996 ist mit 86,1% exakt gleich hoch wie jener des Jahres 2004 bei einer dreistündigen Simulationszeitauflösung.

Abbildung 5.27 zeigt anstelle der bisher behandelten Winterbeispielwoche den dreiwöchigen Zeitraum von 7. Jänner 1996 bis 27. Jänner 1996 in Form von dreistündlichen mittleren Leistungen. Neben der geänderten Skalierung wurde im Vergleich zu den bisherigen Abbildungen auch die Darstellungsreihenfolge der kumulierten Erzeugungsleistungen geändert. Somit ist in Abbildung 5.27 ersichtlich, dass sowohl Biomasseanlagen als auch die thermisch-fossilen Erzeugungseinheiten bis auf wenige Stunden dauerhaft mit der maximal verfügbaren Leistung betrieben werden.

Der Penalty-Bezug ist in Abbildung 5.27 in hellrot dargestellt. Auch hier zeigt sich, dass vor allem die abendlichen Verbrauchsspitzen an Werktagen die kritischen Situationen bezüglich der Lastdeckung darstellen. Die benötigte Energie dieser zusätzlichen

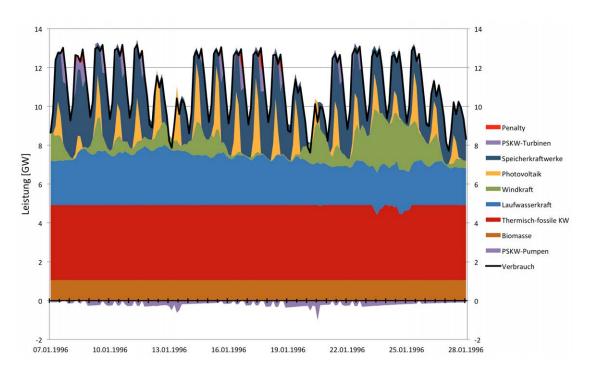


Abbildung 5.27.: Winter - dreiwöchiger Beispielzeitraum des Szenarios "halbierte thermisch-fossile Kraftwerksleistung"

Erzeugungseinheiten ist verhältnismäßig gering.

In den drei Winterwochen in Abbildung 5.27 ist bis auf kurze Unterbrechungen ein gleichmäßiger, mit geringer Leistung betriebener Einspeichervorgang der Pumpspeicher zu beobachten (siehe violette Flächen im negativen Leistungsbereich). Dies wird durch eine leichte Überproduktion in unkritischen Verbrauchssituationen erzielt. Mit Hilfe dieser eingespeicherten Energie ist eine Lastdeckung durch die Kombination aus Pumpspeicherund Speicherkraftwerkseinsatz in den meisten Fällen möglich.

Zusammenfassend kann die Aussage getroffen werden, dass aus technischer Sicht eine installierte thermisch-fossile Kraftwerksleistung von 50 % des derzeitigen Bestands die Grenze darstellt, um bei einer 25%-igen Verbrauchssteigerung an nahezu jedem Zeitpunkt im Jahr den Strombedarf mit inländischen Erzeugungseinheiten zu decken. Ein verhältnismäßig geringer Fremdbezug von 36 GWh/a wird benötigt, um auch in kritischen Winterverbrauchsspitzen eine Lastdeckung zu erzielen. Da die Jahreserzeugung der thermisch-fossilen Kraftwerke nahezu unverändert ist, bedeutet dies im Umkehrschluss,

dass sich deren Volllaststundenzahl auf $3\,143\,\mathrm{h/a}$ im Vergleich zum Referenzfall nahezu verdoppelt.

5.4. Rein regenerative Vollversorgung

Das hier behandelte Szenario der rein regenerativen Vollversorgung stellt eine Umkehrung der Fragestellung dar. Bisher war das Ziel einen vorgegebenen Verbrauch mit einem möglichst geringen Einsatz fossiler Brennstoffe decken zu können. Nun wird der regenerative Erzeugungsanteil mit 100 % vorgegeben und gleichzeitig die Frage gestellt, wie hoch der Verbrauch maximal sein darf, sodass eine Stromversorgung mit regenerativen Erzeugern möglich ist.

In der Optimierung wird dies erreicht, indem die thermisch-fossilen Kraftwerke vollständig aus dem System genommen werden. Das Gesamtergebnis wird von den zugelassenen Systemverlusten bestimmt. Entsprechend der formulierten Zielfunktion (siehe Kapitel 4.8) werden alle zu optimierenden Energiewerte gleich hoch gewichtet. Dies hatte bei den bisherigen Optimierungsaufgaben die Folge, dass die Verwendung von thermisch-fossilen Erzeugungseinheiten einen gleich hohen negativen Einfluss auf den Zielfunktionswert aufweist, wie Abregelungsverluste mit dem gleichen Jahresenergiewert. Im hier vorliegenden Fall wird nun der Verbrauch so weit gesteigert, bis ein weiterer Anstieg überproportionale Systemverluste verursachen würde. Mit dieser Zielfunktion soll somit ein Kompromiss zwischen abgeregelter Erzeugung und einer möglichst hohen Verbrauchsdeckung erzielt werden.

Da das Verbrauchsprofil selbst unverändert bleibt, kann im Rahmen der Optimierung dieses Profil nur skaliert werden, um den Jahresverbrauch zu verändern. Somit ist sichergestellt, dass die Problematik der Saisonalität sowie einzeln auftretender Verbrauchsspitzen auch in diesem Szenario gegeben ist.

In Abbildung 5.28 sind die Optimierungsergebnisse der 15 Jahre als Säulendiagramm dargestellt. Weiters zeigt die dritte Säule den Mittelwert dieses Betrachtungszeitraums. Aufgrund der erzielten maximalen Jahresverbräuche wurden die beiden 15-Jahresmittelwerte der Szenarien "Verbrauch -25 %" und "Verbrauch ± 0 %" als Vergleichswerte herangezogen, da diese einen ähnlich hohen Strombedarf aufweisen.

Da in diesem Szenario der Jahresstromverbrauch ein Optimierungsergebnis darstellt,

wurde dieser anstelle mit einer durchgezogenen Linie hier mit einzelnen Balken dargestellt. Bei dem vergleichenden Szenario "Verbrauch ± 0 %" hingegen wurde der Strombedarf mit dem aktuellen Wert von knapp 68,6 TWh/a festgelegt bzw. im Szenario "Verbrauch -25%" mit dem verringerten Wert von 51,5 TWh/a gerechnet.

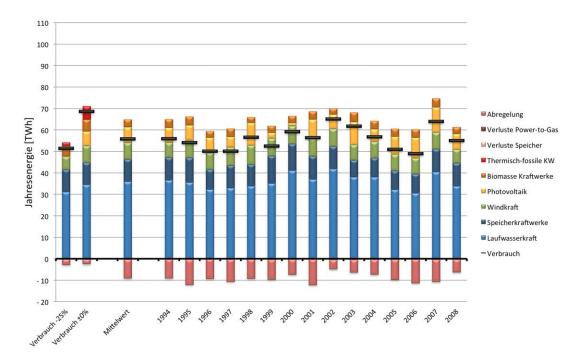


Abbildung 5.28.: Jahresenergiemengen des Szenarios "rein regenerative Vollversorgung"

Wie auch in den bisherigen Darstellungen der Jahresenergie, entspricht die Summe der Verluste je Jahr genau jener kumulierte Erzeugung, welche über den Verbrauchsbalken hinausragt. Für das hier behandelte verbrauchsoptimierte Szenario ist ersichtlich, dass die Abregelung mit durchschnittlich 8,8 TWh/a für 96 % der Gesamtverluste verantwortlich ist.

Das Optimierungskriterium eines möglichst hohen Jahresstromverbrauch bei gleichzeitig möglichst geringer überschüssiger Erzeugung lässt sich direkt an den Säulen ablesen. Der Zielfunktionswert bildet sich demnach aus der vorzeichenrichtigen Summe des Verbrauchsbalkens (schwarz) sowie den Gesamtsystemverlusten (Balken im negativen Bereich). Bereits im behandelten Referenzfall (siehe Kapitel 5.1) stellte sich das bes-

te Optimierungsergebnis im meteorologischen Jahr 2002 ein. Dies zeigt sich ebenso im hier behandelten Szenario der rein regenerativen Vollversorgung. So ist in diesem Jahr der Verbrauchswert mit 65,1 TWh/a am höchsten und gleichzeitig sind die Gesamtsystemverluste mit 4,9 TWh am geringsten im Vergleich zu den restlichen 14 Jahren. Das insgesamt schlechteste Ergebnis stellt sich im Jahr 2006 ein, da dieses mit 49,0 TWh/a den geringsten erzielbaren Jahresverbrauch aufweist und die hier auftretenden Verluste von 11,4 TWh/a ähnlich hoch sind, wie der schlechteste Wert von 12,2 TWh/a in den Jahren 1995 und 2001.

Die 15-Jahresmittelwerte der Szenarien "Verbrauch -25 %", "Verbrauch ± 0 %" sowie "rein regenerative Vollversorgung" weisen jeweils das gleiche regenerative Dargebot auf. Demnach zeigen die unterschiedlichen Balkenhöhen den Ausnutzungsgrad der einzelnen Erzeugungstechnologien an. So wird im hier behandelten Szenario die Laufwasserkraft mit durchschnittlich mit 6,8 GW (entspricht 85 % des verfügbaren Potenzials) um 0,3 GW stärker ausgeschöpft als im Szenario "Verbrauch ± 0 %". In den Jahren 1996, 2005 und 2006 wird ausgehend vom Bestand der Laufwasserkraft (5,84 GW) eine verhältnismäßig geringe Leistung von 0,3 GW zugebaut. In den Jahren 2003 und 2007 hingegen wird vom vollen Potenzial der Laufwasserkraft (8,01 GW) gebrauch gemacht. Das Windkraftpotenzial wird mit durchschnittlich 97 % (entspricht 6 GW) in allen Jahren beinahe vollständig ausgeschöpft. Die optimal zu installierende Photovoltaikleistung hingegen schwankt zwischen 1,3 GW im Jahr 2000 und 11,6 GW im Jahr 2007.

Der Vergleich der Szenarien "Verbrauch ± 0 %" und "rein regenerative Vollversorgung" zeigt, dass insgesamt der kumulierte Balken der regenerativen Jahreserzeugung mit 64,8 TWh/a bzw. 64,9 TWh/a beinahe gleich groß ist. Durch den zusätzlichen Einsatz der fossilen Erzeugung in der Höhe von 6,3 TWh/a kann ein um 12,8 TWh/a höherer Stromverbrauch gedeckt werden, bei gleichzeitig um 6,6 TWh/a niedrigeren Systemverlusten.

Weiters ist im Szenario der rein regenerativen Vollversorgung zu beobachten, dass die biogenen Brennstoffe mit einer durchschnittlich Jahreserzeugung 3,6 TWh/a im Gegensatz zum Großteil der behandelten Szenarien nicht zu 100 % ausgeschöpft werden. Wie sich in weiterer Folge zeigen wird, ist dies durch die zeitliche Begrenzung des energetischen Defizits auf die Wintermonate zu begründen. In der restlichen Jahreszeit würde der Einsatz von biogenen Brennstoffen nur zu noch höheren Erzeugungsüberschüssen und somit Abregelungsverlusten führen.

Das Diagramm des Residuallastprofil (siehe Abbildung 5.29) weist die gleiche Skalierung auf, wie in den bisher betrachteten Szenarien. Dementsprechend ist hieraus abzulesen, dass aufgrund des verringerten Verbrauchs, der maximale Tagesmittelwert des Residuallastprofils mit 4,7 GW rund halb so groß ist, wie jener des Referenzszenarios. Bedingt durch die Erzeugungsprofile der Laufwasserkraft und der Photovoltaik sowie dem verringerten Verbrauch kommt es nun beginnend mit April/Mai bis etwa August/September zu einem dauerhaften Erzeugungsüberschuss der dargebotsabhängigen Erzeuger.

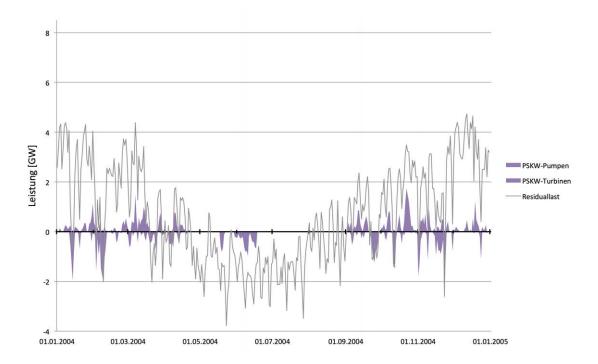


Abbildung 5.29.: Residuallastprofil und Speichereinsatz im Jahresverlauf des Szenarios "rein regenerative Vollversorgung"

Der vereinzelte Einsatz der Pumpsätze im Juni dient dazu, um den Füllstand der Pumpspeicher, welche im Mai leer sind, auf den maximalen Füllstand im Juli zu bringen. Ein Einsatz der Turbinensätze in Form eines Ausgleichsvorgangs findet in den Sommermonaten nicht statt. Der im Referenzfall beobachtete Pumpspeichereinsatz in der Übergangszeit ist im hier vorliegenden Fall ebenso zu erkennen, jedoch verschiebt sich dieser zeitlich in Richtung der Wintermonate. Weiters ist in Abbildung 5.29 zu sehen, dass nun auch in den Wintermonaten selbst ein dauerhafter Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke

sowohl in Pump- als auch Turbinenrichtung vorliegt.

Die Anzahl der Vollzyklen der Pumpspeicherkraftwerke liegt mit 6,4 pro Jahr um rund 13 % unter dem Wert des Referenzszenarios für das meteorologische Jahr 2004. Der hier nicht dargestellte Jahresfüllstandsverlauf der Speicherkraftwerke weist den bereits bekannten saisonalen Verlauf auf. Im hier behandelten Fall wird die vollständige Kapazität ausgenutzt, da Mitte März der Speicher vollständig geleert ist und ab Oktober vollständig gefüllt ist. Ebenso wie beim Szenario "halbierte thermisch-fossile Kraftwerksleistung" (siehe Kapitel 5.3) werden die Jahresspeicher gleichmäßig über die Wintermonate entleert.

Die Beispielwoche des Sommers in Abbildung 5.30 zeigt den Grund für die hohen auftretenden Abregelungsverluste im Szenario "rein regenerative Vollversorgung". Aufgrund des geringen Verbrauchs, reichen alleine die dargebotsabhängigen Erzeugungsformen der Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik aus, um zu jedem Zeitpunkt der Woche den Verbrauch vollständig decken zu können. Durch das Absinken des Verbrauchs am Wochenende werden hier alleine mit der Laufwasserkraft dauerhaft Erzeugungsüberschüsse produziert.

Die Erzeugung der Speicherkraftwerke in der Sommerbeispielwoche ist auf die Tagesund Wochenspeicher zurückzuführen. Diese werden abgelassen, um einen Beckenüberlauf zu verhindern. Die Einspeiseleistung selbst wird zu keinem Zeitpunkt der Woche
benötigt. In Abbildung 5.30 ist die Reduzierung durch Abregelung von regenerativer Erzeugungseinheiten nicht dargestellt. Diese betrifft all jene kumulierten Leistungen, welche
oberhalb der schwarzen durchgezogenen Verbrauchslinie liegen und nicht durch den Einsatz der Pumpsätze kompensiert werden. Die dargestellte Einspeicherung der Pumpen
in der Beispielwoche dient nicht zum Ausgleich von Überschüssen und Defiziten. Wie in
der Darstellung des Jahresresiduallastprofils (siehe Abbildung 5.29) zu sehen ist, findet
hier lediglich der einmalige Aufladevorgang der Pumpspeicher zwischen Frühjahr und
Herbst statt.

In Abbildung 5.31 ist die Beispielwoche der Übergangszeit dargestellt. Ebenso wie im Sommer gilt auch hier für die letzten vier Tage der Woche, dass der Verbrauch durch die dargebotsabhängigen Erzeugungsformen Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik in Summe überdeckt wird. Da nun in dieser Phase des Jahres (vgl. Residuallastprofil in Abbildung 5.29) keine Erzeugungsdefizite auftreten, gibt es für die Pumpspeicherkraftwerke praktisch keine Einsatzmöglichkeit, da die aufgenommene Energie nicht mehr ab-

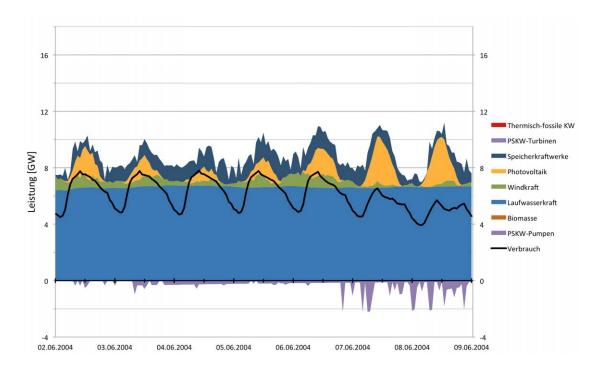


Abbildung 5.30.: Sommer - Beispielwoche des Szenarios "rein regenerative Vollversorgung"

gegeben werden kann. Somit müssen alle hier auftretenden Erzeugungsüberschüsse durch Abregelung reduziert werden.

Eine Ausnahme bezüglich des Speichereinsatzes stellen die ersten beiden Wochentage dar. Hier werden die Pumpspeicher kurzzeitig verwendet, um eine zusätzliche Einspeiseleistung bereitzustellen. Diese beiden Tage stellen gleichzeitig den letzten Einsatz der Turbinensätze bis zu erneuten Defizitsituationen im Herbst dar. Im weiteren Jahresverlauf reichen die Erzeugungspotenziale der Speicherkraftwerke aus, um Phasen mit einem niedrigen Dargebot ausgleichen zu können. Im Vergleich zum Referenzszenario ist neben dem Wegfall der Pumpspeicherkraftwerke zum Tag-Nacht-Ausgleich auch weiters die fehlende Biomasse in der Übergangszeit-Beispielwoche zu erkennen. Dies ist ebenfalls in der steuerbaren Erzeugung der Speicherkraftwerke begründet, welche ausreicht, um die Residuallast ausgleichen zu können. Ein zusätzlicher Einsatz der Biomasse würde hier zu weiteren unerwünschten Erzeugungsüberschüssen führen.

Anders verhält sich dies für die dargestellte Winterwoche in Abbildung 5.32. Hier werden

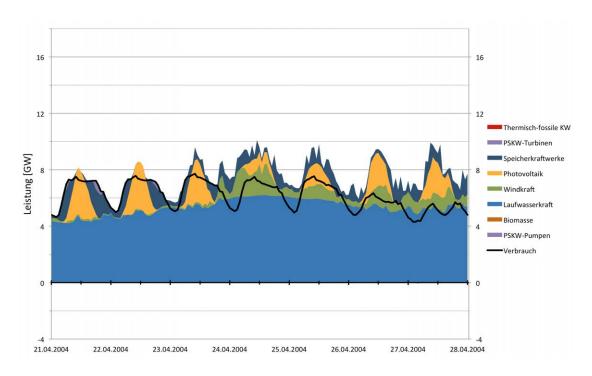


Abbildung 5.31.: Übergangszeit - Beispielwoche des Szenarios "rein regenerative Vollversorgung"

die Biomasseanlagen dauerhaft mit ihrer maximalen Leistung von rund 1 GW betrieben. Mit Hilfe dieser biogenen Brennstoffe im Dauerbetrieb wird somit auch in diesem Szenario das Ziel verfolgt, das energetische Erzeugungsdefizit im Winter so gut als möglich ausgleichen zu können. Die Summenerzeugung der dargebotsabhängigen Erzeuger reicht vor allem aufgrund der im Winter niedrigen Laufwasserkrafteinspeisung nicht aus, um den Verbrauch decken zu können. Im Gegensatz zur steuerbaren Erzeugung aus Biomasse werden die beschränkten Reserven der Jahresspeicher eingesetzt, um die verbleibende Restlast ausgleichen zu können.

In Abbildung 5.32 ist ersichtlich, dass Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt werden, um einzelne Verbrauchsspitzen zu decken. Gleichzeitig ist zu erkennen, dass nur am Wochenbeginn kurz ein Pumpbetrieb stattfindet. Somit verringert sich der Gesamtfüllstand im Wochenverlauf. Wie bereits beim Speichereinsatz im Residuallastprofil (siehe Abbildung 5.29) zu sehen, werden gerade in Wintermonaten die Pumpspeicherkraftwerke nicht für einen direkten Tag-Nacht-Ausgleich verwendet. Viel mehr werden diese für längerfristige

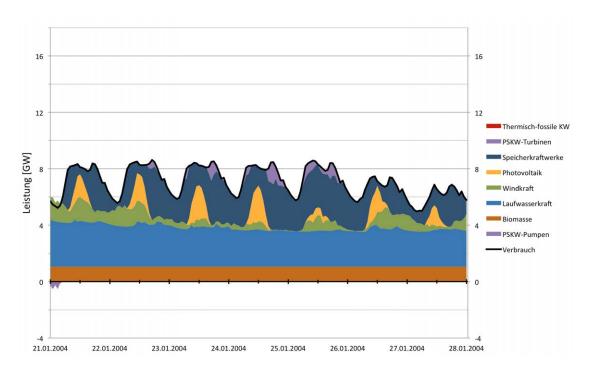


Abbildung 5.32.: Winter - Beispielwoche des Szenarios "rein regenerative Vollversorgung"

Ausgleichsvorgänge verwendet, welche sich über mehrere Tage erstrecken. Die in dieser Beispielwoche abgearbeiteten Wassermengen stammen aus einem Erzeugungsüberschuss welcher eine Woche zuvor am 14.1. vor allem durch eine hohe Einspeisung der Windkraft resultiert. Aufgrund des längeren Speicherhorizonts, zeigt sich in der Bewirtschaftung der Pumpspeicherkraftwerke, dass der Bedarf der Speicherkapazität für einzelne Einund Ausspeichervorgänge stärker in Anspruch genommen wird, als im Referenzszenario.

Zusammenfassend kann anhand der Ergebnisse dieses Szenarios die Aussage getroffen werden, dass eine 100%-ige regenerative Vollversorgung prinzipiell möglich ist. Jedoch müsste hierzu eine durchschnittliche Reduktion des Jahresstromverbrauchs um rund 19% im Vergleich zum derzeitigen Verbrauch erfolgen. Weiters zeigt sich in diesem Szenario eine noch stärkere Abhängigkeit vom vorhandenen Dargebot eines konkreten Jahres. So müsste der derzeitige Strombedarf um rund 27% gesenkt werden, um auch im Jahr mit den ungünstigsten meteorologischen Rahmenbedingungen eine rein regenerative Vollversorgung realisieren zu können. Neben der Senkung des Stromverbrauchs müssen im

Vergleich zu anderen Szenario deutlich höhere Verluste durch Abregelung in Kauf genommen werden. Eine Verbesserung würde hierbei eine Erhöhung der installierten Biomasseund Biogaskraftwerksleistung bringen, da im hier behandelten Szenario das nachhaltig nutzbare biogene Brennstoffpotenzials nicht vollständig ausgeschöpft wurde.

5.5. Pumpspeicherkraftwerke

Aufgrund von fehlenden Überschüssen in den Wintermonaten und fehlenden Defiziten in den Sommermonaten, war der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke im Referenzfall (siehe Kapitel 5.1) nahezu ausschließlich auf die Übergangszeit beschränkt. Nur in diesen Phasen wechselten sich beim Residuallastprofil die Erzeugungsüberschüsse in den Mittagsstunden mit Unterdeckungen in den Abend-, Nacht-, und Morgenstunden ab, welche die Pumpspeicherkraftwerke ausgleichen konnten. Dieser beschränkte Einsatz führt nun zur Frage, welche Relevanz die Pumpspeicherkraftwerke in Bezug auf eine möglichst regenerative Energieversorgung aufweisen. Um dies zu beantworten wird nun der fiktive Fall behandelt, dass sich im System überhaupt keine Pumpspeicherkraftwerke befinden.

Im detailliert untersuchten meteorologischen Jahr 2004 weisen die Pumpsätze eine jährliche Volllaststundenzahl von 419 h auf (siehe einstündige Zeitauflösung in Tabelle 5.3). Bei der Interpretation dieser Zahl muss berücksichtigt werden, dass der Bezugswert hierbei die installierte Pumpleistung darstellt, welche jedoch nur in einem verhältnismäßig kurzen Zeitbereich abgerufen werden kann. Dies begründet sich anhand der Leistungs-Zeit-Kennlinie (siehe Abbildung 4.4), welche zeigt, dass die verfügbare Pumpleistung abnimmt, sobald einzelne Oberbecken vollständig gefüllt sind und deren zugeordnete Pumpleistung wegfällt. Aus diesem Grund werden mit der Vollzyklenzahl und der umgesetzten Energie weitere Kennzahlen verwendet, um die Speicherverwendung zu beschreiben.

Die Vollzyklenzahl von 7,3 pro Jahr gibt die Anzahl an vollständigen Befüllungen / Entleerungen der Speicherbecken an. Wie in Kapitel 5.1 dargestellt, eignet sich auch diese Größe nur bedingt zum Vergleich unterschiedlicher Speichertechnologien, da der Wert stark von der Speicherkapazität bzw. vom Energie-Leistungsverhältnis bestimmt wird. Daher wird in weiterer Folge vor allem der Wert der insgesamt umgesetzten Energie herangezogen, um den Nutzungsgrad verschiedener Speicher miteinander vergleichen zu

können. Die insgesamt aufgenommene Pumpenergie im Referenzfall beträgt 1,75 TWh/a. Die Vollzyklenzahl und die aufgenommene Pumpenergie stehen über die aufgenommene Energie einer vollständigen Befüllung aller Becken von $238\,GWh_{el}$, in einem direkten Bezug.

Anhand der umgesetzten Energie kann weiters ein direkter Vergleich mit dem derzeitigen Pumpspeichereinsatz getroffen werden. Aktuell (Stand 2011) beträgt die aufgenommene elektrische Energie der Pumpspeicherung rund 5 TWh pro Jahr. [Ene12b] Das Simulationsergebnis für eine zukünftig regenerative Energieversorgung weist demgegenüber einen um 65 % reduzierten Wert der eingespeicherten Energie pro Jahr auf.

Tabelle 5.6 zeigt das Optimierungsergebnis des behandelten Szenarios ohne Pumpspeicherkraftwerke im Vergleich zum Referenzfall (siehe Kapitel 5.1). Aufgrund der unveränderten Rahmenbedingungen beträgt der vorgegebene Verbrauch in beiden Fällen 86 TWh/a. Die unveränderten Werte der Jahreserzeugungen von Laufwasserkraft, Windkraft und Biomasse zeigen, dass auch im Fall ohne Pumpspeicherkraftwerke jeweils auf 100 % des verfügbaren Potenzials zurückgegriffen wird. Ebenso wird die Erzeugung aus Speicherkraftwerken zur Gänze genutzt. Im Gegensatz zu den Pumpspeichern ist die steuerbare Erzeugung der Speicherkraftwerke, welche ausschließlich auf dem natürlichen Zufluss beruht, unverändert im System geblieben.

Bei der Photovoltaikerzeugung ist ein Rückgang von 12,2 auf 9,9 TWh/a zu beobachten. Da es sich in beiden Szenarien um das meteorologische Jahr 2004 in Stundenauflösung handelt, ist diese Erzeugungsreduktion ausschließlich auf den verringerten PV-Ausbaugrad von nun 33 % des verfügbaren Potenzials zurückzuführen. Die verringerte PV-Erzeugung um 2,3 TWh/a ruft eine ebenso große Erhöhung der fossilen Erzeugung im Vergleich zum Referenzfall hervor.

Da im Referenzfall die hydraulischen Pumpspeicherkraftwerke die einzigen betrachteten Speicher darstellen, sind die Verluste im Szenario ohne Pumpspeicherkraftwerke dementsprechend Null. Dies gilt ebenso für die Volllaststundenzahl, Vollzyklenzahl und aufgenommene Energie der Pumpsätze.

Die vorletzte Zeile der Tabelle zeigt, dass die Gesamtsystemverluste mit 3,6% zwischen den beiden Szenarien unverändert geblieben sind. Dies ist dadurch begründet, dass im Referenzfall die Summe aus Speicher- und Abregelungsverluste ziemlich genau den Abregelverlusten im Szenario ohne Pumpspeicherkraftwerke entspricht. Am gesunkenen rege-

Tabelle 5.6.: Ergebnis des Szenarios ohne Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) im Vergleich zum Referenzfall

Szenarien		Referenz	ohne Pumpspeicher
Jahres- energie	Verbrauch	86,25	86,25
	Laufwasserkraft	42,74	42,74
	Speicherkraftwerke	8,98	8,98
	Windkraft	7,47	7,47
	Photovoltaik	12,20	9,91
[TWh]	Biomasse Kraftwerke	5,58	5,58
	Thermisch-fossile KW	12,40	14,70
	Verluste Speicher	0,35	-
	Abregelung	2,77	3,13
Volllast- stunden [h/a]	Biomasse Kraftwerke	5289	5289
	Thermisch-fossile KW	1602	1899
	PSKW-Pumpen	419	-
Vollzyklen	Pumpspeicher [1/a]	7,3	-
Speicherumsatz	Pumpspeicher [TWh/a]	1,75	-
Verhältnis Erzeugung zu Verbrauch		103,6%	103,6%
Regenerativer Erzeugungsanteil		85,6%	83,0%

nerativen Erzeugungsanteil von nun 83 % lässt sich der verstärkte Einsatz der thermischfossilen Erzeugungseinheiten ablesen. Die Auswirkungen des Nichtvorhandenseins der Pumpspeicherkraftwerke bewirkt somit eine Verschlechterung des Gesamtergebnisses um 2,6 Prozentpunkte.

Wie beim Referenzfall dargestellt, kommen Pumpspeicherkraftwerke vor allem im Frühling und Herbst zum Einsatz, da hier der Anwendungsfall vorherrscht, die Überschüsse im Tagesverlauf einzuspeichern und in den Abend-, Nacht- und Morgenstunden wieder auszuspeichern. Aus diesem Grund zeigt Abbildung 5.33 genau diese Beispielwoche der Übergangszeit für das behandelte Szenario ohne Pumpspeicherkraftwerke.

Der erste Unterschied des Referenzfall und des hier behandelten Szenarios zeigt sich in den verringerten Einspeisespitzen der Photovoltaik aufgrund der geringen installierten Leistung. Den hier auftretenden Erzeugungsüberschüsse kann nur durch Abregelung entgegengewirkt werden. Die Erzeugung aus Biomasse- und Biogasanlagen verteilt sich stärker über die gesamte Woche. Die Defizite in den Morgen- und Abendstunden werden

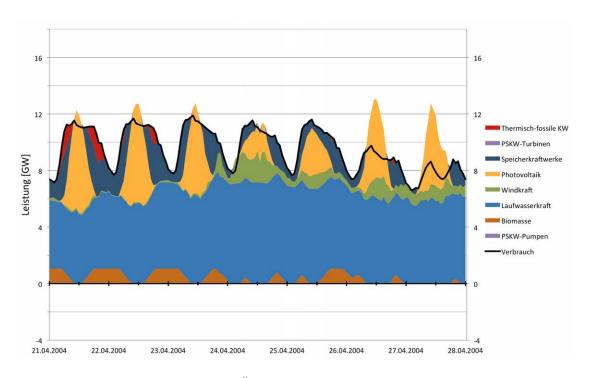


Abbildung 5.33.: Beispielwoche der Übergangszeit für das Szenario ohne Pumpspeicherkraftwerke

nun vor allem durch den Einsatz der Speicherkraftwerke ausgeglichen. Dies hat jedoch zur Folge, dass nun auch in der Übergangszeit z.T. die Inhalte der Jahresspeicher herangezogen werden müssen, um einen Lastausgleich zu erzielen. Der begrenzte Einsatz der thermisch-fossilen Erzeugungseinheiten ist hier ebenso wie im Referenzfall zu beobachten.

Abschließend soll an dieser Stelle nochmals darauf verwiesen werden, dass die Verwendung der Pumpspeicherkraftwerke im Referenzfall ausschließlich aus technischen Gründen zur Lastdeckung erfolgt. Aus wirtschaftlicher Sichtweise können Pumpspeicherkraftwerke eine höhere Relevanz und dementsprechend auch Volllaststundenzahl erreichen, um z.B. An- und Abfahrvorgänge von thermischen Erzeugungseinheiten zu vermeiden. Die aktuelle Volllaststundenzahl der österreichischen Pumpspeicherkraftwerke wird auch vom Speicherbedarf der Nachbarstaaten mitbestimmt. In dieser Arbeit wird der Fragestellung einer möglichst regenerativen Energieversorgung Österreichs inklusive der dabei auftretenden Speichernutzung nachgegangen. Welche Rolle die österreichischen

Pumpspeicher für die ausländische Elektrizitätsversorgung spielen, wird hierbei nicht behandelt. Weiters können sich andere Ergebnisse einstellen, wenn der Zeitraster von einer Stunde weiter verringert wird. So wird in dieser Arbeit der Anwendungsfall der Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie sowie weiteren möglichen Systemdienstleistungen nicht abgebildet, da dies eher im Zeitbereich unter einer Stunde stattfindet.

5.6. Abregelung

Im Referenzszenario wurde die Möglichkeit geschaffen via Abregelung die Einspeiseleistung der dargebotsabhängigen Erzeuger zu reduzieren. In dem hier behandelten Szenario wird dies nun unterbunden. Somit muss jede erzeugte Kilowattstunde tatsächlich verbraucht werden. Im Umkehrschluss wird hiermit die Frage beantwortet, wie viel es aus Gesamtsystemsicht bringt, wenn überschüssige grüne Erzeugung verworfen werden darf.

Abbildung 5.34 zeigt die Gegenüberstellung des Referenzfalls (siehe Kapitel 5.1) mit dem hier behandelten Fall, dass die Abregelung überschüssiger Erzeugung nicht zugelassen wird. Die erste Säule beschreibt die mittleren Jahresenergiemengen des Referenzfalls (vgl. Abbildung 5.1). Die zweite Säule zeigt den Mittelwert der 15 abgebildeten einzelnen Jahre für das Szenario ohne Abregelung.

Im Gegensatz zum Referenzfall sowie dem Großteil der weiteren behandelten Szenarien, wird das verfügbare Flächenpotenzial der Windkraft mit durchschnittlich 73 % nicht vollständig genutzt. Eine noch deutlichere Veränderung ist bei installierten Photovoltaikleistung zu beobachten. Hierbei werden durchschnittlich 6 GW installiert, was 19 % des verfügbaren Potenzials entspricht. Die optimal zu installierenden Leistungen schwanken gerade im Bereich der Windkraft (von 40 % bis 97 % des verfügbaren Potenzials) und der Photovoltaik (9 % bis 26 %) verhältnismäßig stark in den einzelnen Jahren. Das vorhandene nachhaltige Potenzial an biogenen Brennstoffen wird auch hier in jedem Jahr vollständig ausgeschöpft.

Tabelle 5.7 zeigt die Gegenüberstellung der beiden Szenarien für das meteorologische Jahr 2004 in einstündiger Zeitauflösung. Die Ergebnisse der Potenzialausschöpfung von 100 % der Laufwasserkraft, 76 % der Windkraft und 19 % der Photovoltaik entsprechen ziemlich genau den Ergebnissen des 15-jährigen Mittelwerts. Wie in Kapitel 5.1 behandelt, zeigt sich auch hier, dass das meteorologische Jahr 2004 ein Ergebnis liefert, welches

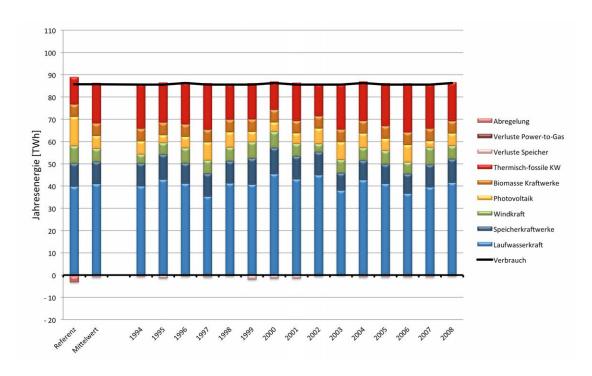


Abbildung 5.34.: Jahresenergiemengen des Szenarios ohne Abregelung im Vergleich zum Referenzfall

am besten dem langjährigen Durchschnitt entspricht.

In Tabelle 5.7 ist für das meteorologische Jahr 2004 eine Abweichung in der Nutzung der Speicherkraftwerke beim Szenario "ohne Abregelung" zu beobachten. Hier wird das verfügbare Regelarbeitsvermögen nicht vollständig verwendet. Im Optimierungsmodell wurde die Möglichkeit geschaffen, bei Tagesspeichern den natürlichen Zufluss, an den Turbinen vorbei, abzulassen. Dies ist notwendig, da in gewissen Zeitbereichen derartig hohe Zuflüsse auftreten, dass selbst bei dauerhaft maximaler Abarbeitung der Wassermassen über die Turbinen ein Überlauf des (Tages-)Speicherbeckens nicht zu verhindern wäre. Da im hier behandelten Szenario keine Abregelung der dargebotsabhängigen Erzeuger erlaubt ist, wird nun z.T. auf die Möglichkeit des Ablassens von Tagesspeicher zurückgegriffen, um eine Einspeisungsreduktion in den Sommermonaten zu erzielen. Dies äußert sich in der Erzeugungsdifferenz der Speicherkraftwerke von 0,19 TWh/a, welche in weiterer Folge auch in den erhöhten Speicherverlusten von 0,74 TWh/a enthalten sind.

Die Erzeugung aus thermisch-fossilen Kraftwerken nimmt im Vergleich zum Referenzfall

Tabelle 5.7.: Ergebnis des Szenarios ohne Abregelung im Vergleich zum Referenzfall

Szenarien		Referenz	keine Abregelung
Jahres- energie [TWh]	Verbrauch	86,25	86,25
	Laufwasserkraft	42,74	42,74
	Speicherkraftwerke	8,98	8,79
	Windkraft	7,47	5,52
	Photovoltaik	12,20	5,89
	Biomasse Kraftwerke	5,58	5,58
	Thermisch-fossile KW	12,40	18,27
	Verluste Speicher	0,35	0,74
	Abregelung	2,77	0,00
Volllast-	Biomasse Kraftwerke	5289	5289
stunden	Thermisch-fossile KW	1602	2360
[h/a]	PSKW-Pumpen	419	655
Vollzyklen	Pumpspeicher [1/a]	7,3	3,6
Speicherumsatz	Pumpspeicher [TWh/a]	1,75	2,74
Verhältnis Erzeugung zu Verbrauch		103,6%	100,6%
Regenerativer Erzeugungsanteil		85,6%	78,8%

um 47% zu. Dies ist über die verringerte regenerative Erzeugung zu begründen. Am Verhältnis von Erzeugung zu Verbrauch von 100,6% ist abzulesen, dass im dargestellten Szenario, ohne der Möglichkeit zur Abregelung, keine Überdimensionierung der dargebotsabhängigen Erzeuger mehr stattfindet. Die um 0,6% höhere Erzeugung gegenüber dem Verbrauch ist genau den Verlusten der Speicher geschuldet.

Bezüglich der Nutzung der Pumpspeicherkraftwerke stellt das Szenario "ohne der Möglichkeit zur Abregelung" einen Spezialfall dar. In Tabelle 5.7 ist ersichtlich, dass im Vergleich zum Referenzszenario sowohl die Volllaststundenzahl als auch die aufgenommen elektrische Energie der Pumpsätze ansteigt. Die Anzahl der Vollzyklen hingegen sinkt in etwa auf den halben Wert ab. Dieser scheinbare Widerspruch kann über das hier vorliegende Betriebsverhalten der Pumpspeicherkraftwerke begründet werden. In der Optimierung werden die Verluste der Speicherung bewusst verwendet, um die überschüssige regenerative Erzeugung zu verringern. So findet nun gleichzeitig ein Turbinenund Pumpbetrieb statt. Dies kann entweder mit mehreren Speichern oder durch den Betriebsfall des hydraulischen Kurzschluss innerhalb eines Speichers realisiert werden.

Mit dieser Maßnahme wird von der Optimierung in einem gewissen Rahmen das Verbot der Abregelung umgangen. Die für diesen Fall relevante Kennzahl stellt sicherlich die Vollzyklenzahl von 3,6 pro Jahr dar. Diese zeigt, dass im Szenario ohne Abregelung die Nutzung der Pumpspeicherkraftwerke zum kurzfristigen Ausgleich (Tag-Nacht bzw. Schlechtwetterphasen) auf rund die Hälfte im Vergleich zum Referenzfall zurückgeht.

Der regenerative Erzeugungsanteil (siehe Tabelle 5.7) sinkt im Vergleich zum Referenzszenario um 6,8 Prozentpunkte auf 78,8 % ab. Dies ist im Vergleich zu anderen geänderten Rahmenbedingungen eine große Veränderung. Ein fiktives Fehlen der Pumpspeicherung (siehe Kapitel 5.5) weist z.B. eine deutlich geringere Auswirkung auf das Endergebnis auf. Aus den hier dargestellten Ergebnisse lässt sich ableiten, dass die Möglichkeit einen gewissen Anteil der erneuerbaren Erzeugung abregeln zu können ein wichtiges Element einer möglichst regenerativen Energieversorgung darstellt.

Abschließend sollen die Auswirkungen des Verbots der Abregelung nochmals anhand der drei Beispielwochen dargestellt werden. Die hier nicht gezeigte Winterbeispielwoche ist durch einen hohen Einsatz der thermisch-fossilen Erzeugung gekennzeichnet. Mit den meteorologischen Daten von 21. Jänner 2004 bis 27. Jänner 2004 ergibt sich aufgrund der verringerten Windkraft- und Photovoltaikleistung eine thermisch-fossiler Erzeugungsanteil von 60 % in dieser Woche.

Abbildung 5.35 zeigt die Beispielwoche der Übergangszeit von 21.4. bis 28.4. Hier ist ein verstärkter Einsatz der biogenen Brennstoffe erkennbar. Da die Dauerlinie der Residuallast in diesem Szenario mit Ausnahme von etwa einem Monat immer ein Erzeugungsdefizit aufweist, wäre die Einspeisung von Biomasse- und Biogasanlagen in einem sehr langen Zeitbereich hilfreich. Hier stellen jedoch die nachhaltigen Brennstoffpotenziale eine Limitierung dar. Wann dieses verfügbare Potenzial im Jahresverlauf zum Einsatz kommt spielt für das Gesamtergebnis der Optimierung keine Rolle.

Aufgrund der geringeren installierten Wind- und PV-Leistung treten Erzeugungsüberschüsse in der Übergangszeit weniger häufig auf, als im Referenzfall. In Abbildung 5.35 ist die Verbrauchsüberdeckung an den letzten beiden Wochentagen aufgrund des geringeren Wochenendverbrauchs zu sehen. Die überschüssige Erzeugung in den Mittagsstunden wird vollständig von den Pumpspeicherkraftwerken aufgenommen. Ein Tag-Nacht-Ausgleich der Pumpspeicher ist in dieser Phase des Jahres nicht zu beobachten. Weiters ist in Abbildung 5.35 ersichtlich, dass nun auch in der Übergangszeit der Einsatz von thermisch-fossilen Kraftwerken notwendig ist, um eine Verbrauchsdeckung zu erzielen.

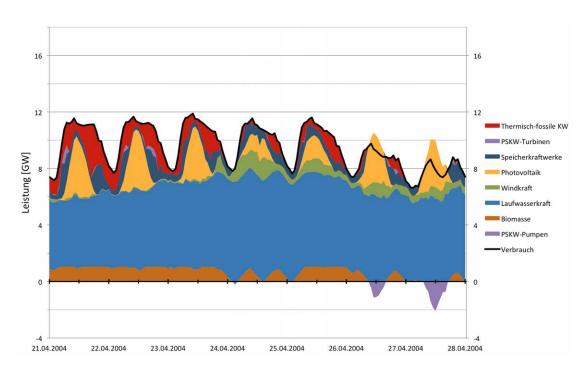


Abbildung 5.35.: Beispielwoche der Übergangszeit für das Szenario ohne Abregelung der dargebotsabhängigen Erzeuger

In Abbildung 5.36 ist nun die Sommerbeispielwoche für das Szenario ohne Abregelung dargestellt. Zur Vereinfachung wird für Pumpspeicher nur deren Netto Pump- bzw. Turbinenleistung in violett dargestellt. Wie zuvor beschrieben, wird in den Sommermonaten der gleichzeitige Einsatz von Pump- und Turbinensätzen verwendet, um durch die entstehenden Verluste den Erzeugungsüberschuss zu reduzieren.

Die Mittagsstunde des letzten Wochentages weist den hier auftretenden maximalen Erzeugungsüberschuss von 3,87 GW auf. Diese Leistung muss vollständig durch den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke kompensiert werden, da eine Abregelung in diesem Szenario nicht zulässig ist. Der Überschuss liegt bereits relativ nahe an der Maximalleistung der Pumpsätze von 4,17 GW. Das Beispiel zeigt, dass der Ausbau der erneuerbaren Erzeuger in diesem Fall von einer einzigen Extremsituation im Laufe des Jahres bestimmt wird.

Wie bereits im Referenzfall dargestellt, sorgt der vollständige Ausbau der Laufwasserkraft von 8 GW installierter Leistung zu einer relativ gleichmäßig und nahe am Maximum liegenden Wasserkrafterzeugung. In den Nachtstunden reicht diese Erzeugung aus, um

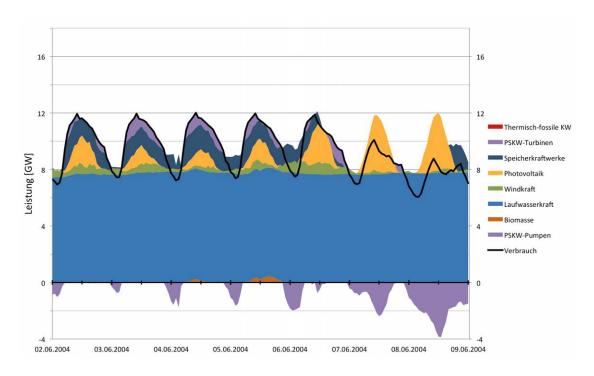


Abbildung 5.36.: Beispielwoche im Sommer für das Szenario ohne Abregelung der dargebotsabhängigen Erzeuger

den Verbrauch zu decken. Aufgrund der geringeren installierten Photovoltaikleistung sind die Erzeugungsmittagsspitzen nicht mehr so deutlich ausgeprägt. Am dargestellten Wochenbeginn liegt eine verhältnismäßig geringe PV-Einspeisung vor, sodass zur Lastdeckung zusätzlich der Einsatz von (Tages-)Speicher sowie der Pumpspeicher erforderlich ist. Das Verhalten der Pumpspeicherkraftwerke ist nun von der Wettersituation abhängig. An "Schlechtwettertagen" werden die Speicher im Tagesverlauf entladen und in den Nachtstunden vor allem über die Erzeugung der Speicherkraftwerke geladen. Hingegen ist die Situation an Tagen mit hoher PV-Einspeisung genau umgekehrt, da hier dir Ladevorgang in den Mittagsstunden stattfindet.

Im Vergleich zum Referenzfall, findet im hier dargestellten Fall eine jahreszeitliche Verschiebung des Pumpspeicherkraftwerkeinsatzes statt. Im Referenzszenario waren diese praktisch ausschließlich in der Übergangszeit im Einsatz, da sich dort Überschüsse und Defizite im Tagesverlauf abgewechselt haben. Im Sommer kamen die Speicher im Referenzfall praktisch nicht mehr zum Einsatz, da hier ein dauerhafter Erzeugungsüberschuss

vorgelegen hat. Im hier dargestellten Szenario ohne Abregelmöglichkeit ist die installierte Windkraft- und PV-Leistung geringer, sodass im Frühling und Herbst praktisch keine Erzeugungsüberschüsse mehr auftreten. Dementsprechend sind hier die Pumpspeicher nicht in Betrieb. Dafür ergibt sich nun im Hochsommer der Betriebsfall des Tag-Nacht-Ausgleichs aufgrund dessen die Pumpspeicherkraftwerke in Betrieb sind.

5.7. Netzausbau und Transitlastflüsse

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen unterschiedlicher Netzausbauvarianten sowie der Transitlastflüsse auf den regenerativen Erzeugungsanteil berechnet. Im ersten Unterpunkt 5.7.1 werden die drei Varianten

- Aktueller Stand
- 380-kV-Ring
- Vollausbau

des Netzausbaus entsprechend Kapitel 4.7 behandelt. Der zweite Unterpunkt 5.7.2 beschreibt vier unterschiedliche Transitlastflusssituationen, welche sowohl den Fall einer Nord-Süd-Belastung als auch jenen einer Ost-West-Belastung des österreichischen Übertragungsnetzes durch ausländische Lastflüsse darstellen.

5.7.1. Netzausbau

Im hier dargestellten Vergleich der unterschiedlichen Netzausbauvarianten resultieren die Leitungsbelastungen ausschließlich aus den Knotenleistungen in den modellierten Umspannwerke des Übertragungsnetzes. In Summe ergeben diese Leistungsüberschüsse und -defizite Null, da wie in Kapitel 4.5.5 beschrieben, die Zielsetzung besteht, den Strombedarf mit Hilfe von inländischen Erzeugungseinheiten decken zu können, sodass insgesamt eine ausgeglichene Leistungsbilanz vorliegt.

Als maximale Leitungsbelastbarkeit wurde jeweils der Grenzwert von 65 % der installierten Zweigleistung verwendet, um so einen (n-1) sicheren Betrieb gewährleisten zu können (siehe Kapitel 4.7). Da die Lastflussrechnung direkt als Nebenbedingung in der Optimierungsaufgabe formuliert wurde, ist sichergestellt, dass in allen drei Netzausbauszenarien diese Leitungsgrenzwerte zu keinem Zeitpunkt überschritten werden.

In Tabelle 5.8 sind die Ergebnisse der drei Varianten "Aktueller Stand", "380-kV-Ring" und "Vollausbau" vergleichend gegenübergestellt. Hierbei beschreibt die Variante "380-kV-Ring" genau das für bisherige Vergleiche herangezogene Referenzszenario, in dem von einer Schließung des 380-kV-Rings ausgegangen wird. Die Jahreserzeugungen der Wasserkraft-, Windkraft- und Biomasseanlagen ist in allen drei dargestellten Szenarien gleich hoch und beschreibt den Maximalwert.

Zwischen dem Netzvollausbau und dem Referenzszenario ist ein leichter Zuwachs der Photovoltaikjahreserzeugung von 0,15 TWh/a zu erkennen. Deutlich größer fällt dieser Unterschied für das Szenario "aktueller Stand" ohne der Schließung des 380-kV-Ringes aus. Hier sinkt die installierte PV-Leistung und dementsprechend die Jahreserzeugung um knapp 20 % auf 9,87 TWh/a gegenüber dem Referenzfall. Der verringerte Ausbaugrad ist vor allem in den Regionen 1, 2 und 3 beobachten, in welchen sich die österreichischen Pumpspeicherkraftwerke befinden. Hier beträgt die optimal zu installierende Photovoltaikleistung praktisch Null. Demgegenüber wird in der Region 8 (Großraum Wien) eine höhere PV-Leistung installiert, als in den beiden Netzausbauszenarien.

Die Unterschiede der jährlichen Photovoltaikerzeugung zwischen den drei Szenarien zeigen sich mit umgekehrten Vorzeichen im fossilen Brennstoffbedarf. Die Optimierungsergebnisse zwischen dem Referenzfall (380-kV-Ring) und dem Vollausbau fallen praktisch gleichwertig aus. Bei letztgenanntem sind aufgrund der leicht höheren installierten Photovoltaikleistung die Abregelungsverluste erhöht. Sowohl der Speichereinsatz als auch das Gesamtergebnis (Summe aus Erzeugungsüberschuss und fossilem Brennstoffbedarf) sind nahezu unverändert.

Beim aktuellen Stand ohne dem Ausbau des 380-kV-Ringes zeigen sich hingegen größere Unterschiede zum Referenzfall. So steigen hier, trotz geringerer installierten PV-Leistung, die Abregelungsverluste um 13 % an. Weiters bewirkt diese verringerte Photovoltaikerzeugung in den Speicherregionen einen um 24 % reduzierten Einsatz der Pumpspeicher gegenüber dem Referenzfall. Die im Gegenzug erhöhte Erzeugung der thermischfossilen Einheiten bewirkt eine Reduktion des regenerativen Erzeugungsanteils um 3 Prozentpunkte auf 82,6 % des Verbrauchs.

In Tabelle 5.8 sind zusätzlich die Jahresenergiemengen der Exportmöglichkeit angegeben. Dieser Wert beschreibt, welcher Anteil der abgeregelten Erzeugung in das Ausland, unter Berücksichtigung der verfügbaren Netzkapazitäten, exportiert werden könnte. Ob in den Nachbarstaaten zu diesen Zeitpunkten ein tatsächlicher Bedarf vorliegt, kann nicht

Tabelle 5.8.: Ergebnisse der drei Netzausbauvarianten im Vergleich

Szenarien		Aktueller Stand	380-kV-Ring (Referenz)	Vollausbau
	Verbrauch	86,25	86,25	86,25
	Laufwasserkraft	42,74	42,74	42,74
	Speicherkraftwerke	8,98	8,98	8,98
Jahres-	Windkraft	7,47	7,47	7,47
energie	Photovoltaik	9,87	12,20	12,35
[TWh]	Biomasse Kraftwerke	5,58	5,58	5,58
2	Thermisch-fossile KW	15,00	12,40	12,29
	Verluste Speicher	0,27	0,35	0,36
	Abregelung	3,12	2,77	2,81
	Exportmöglichkeit	1,03	1,95	0,29
Volllast-	Biomasse Kraftwerke	5289	5289	5289
stunden	Thermisch-fossile KW	1938	1602	1587
[h/a]	PSKW-Pumpen	319	419	422
Vollzyklen	Pumpspeicher [1/a]	5,6	7,3	7,4
Speicherumsatz	Pumpspeicher [TWh/a]	1,33	1,75	1,76
Verhältnis Erzeugung zu Verbrauch		103,9%	103,6%	103,7%
Regenerativer Erzeugungsanteil		82,6%	85,6%	85,8%

ausgesagt werden. Weiters muss an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass die Exportenergie keine zu optimierende Größe in der Modellierung darstellt. Der Wert wurde im Nachhinein aus den Zeitreihen der regionalen Verteilung der abgeregelten Einspeiseleistung berechnet. Die ausgewiesene Exportmöglichkeit stellt somit einen "worst case" dar. Im Falle der direkten Miteinbeziehung in die Zielfunktion lassen sich i.A. bessere Ergebnisse erzielen. Dementsprechend sind zwischen den einzelnen Optimierungsergebnissen der Szenarien z.T. hohe Schwankungen bezüglich der Exportmöglichkeit aufgetreten (siehe Tabelle 5.8).

Die Lastflussverteilung und daraus resultierenden Leitungsbelastungen sind in Abbildung 5.37 für den Referenzfall ("380-kV-Ring") dargestellt. Die Trassen der 380-kV-Ebene sind in rot, jene der 220-kV-Ebene in grün eingezeichnet. An den zentralen Umspannwerken (Knotenpunkte) werden die regionalen Einspeise- und Verbrauchsleistungen modelliert (vgl. Kapitel 4.7).

Die schwarz eingezeichneten Pfeile beschreiben die mittlere Lastflussrichtung an der

jeweiligen Leitung. Die Gesamtlänge der eingezeichneten Säulen sowie der eingetragene Zahlenwert zeigen die mittleren absoluten Zweigleistungswert $1/N \cdot \sum_t |P_{Zweig}(t)|$ in [GW] und somit die Leitungsauslastungen. Die Nebenstehende Volllaststundenzahl setzt diese Belastung in Relation zur maximalen (n-1)-Belastbarkeit der Leitung multipliziert mit den 8 760 Stunden pro Jahr.

Der in hellblau eingezeichnete Balken stellt die mittlere Leistung $1/N \cdot \sum_t P_{Zweig}(t)$ dar, deren Vorzeichen die Lastflussrichtung zeigt. Der Anteil der mittleren Leistung (hellblau) zur mittleren absoluten Leistung (Gesamtbalken) kann als Gleichmäßigkeit der Lastflussrichtung interpretiert werden. Ist mittlere Leistung nahezu gleich hoch, wie die Gesamtleitungsbelastung, so bedeutet dies, dass der Lastfluss durchgehend die eingezeichnete Richtung aufweist. Wechselt sich hingegen die Lastflussrichtung einer Leitung über das Jahr betrachtet gleichmäßig ab, so äußert sich dies in einem arithmetischen Mittelwert von Null und dementsprechend in einem nicht vorhandenen blauen Balkenanteil.

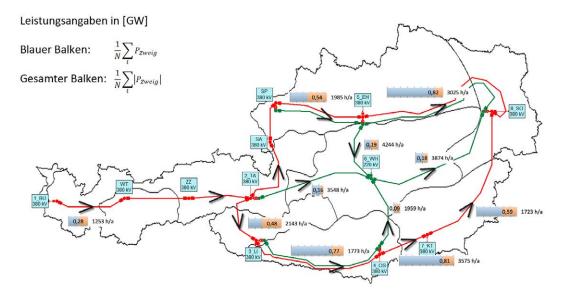


Abbildung 5.37.: Lastflüsse und Leitungsbelastungen im Referenzszenario (380-kV-Ring)

Die Richtungspfeile des Lastflusses in Abbildung 5.37 lassen einen allgemeinen Fluss von Westen nach Osten erkennen. Besonders deutlich wird dies an der Trasse von Lienz (LI) über Obersielach (OS) und Kainachtal (KT) nach Wien-Südost (SO) sowie der

Verbindung Ernsthofen (EH) nach Wien (SO). Hier ist einerseits eine hohe absolute Leitungsbelastung von 0,59 bis 0,82 GW auf den Leitungsabschnitten zu beobachten. Andererseits beschreibt der Anteil des blauen Balkens, dass die eingezeichnete Lastflussrichtung zu einem überwiegenden Anteil im Jahr zu beobachten ist.

Allgemein zeigt sich, dass die 380-kV-Leitungen (rot) eine deutlich höhere mittlere absolute Leistung aufweisen, als die Leitungen der 220-kV-Ebene welche die zentrale Region 6 durch vier Trassen mit den umliegenden Regionen verbindet. Hier sind Belastungswerte im Bereich von 0,09 bis 0,19 GW vorzufinden, welche aber aufgrund der verhältnismäßig geringen (n-1)-Belastbarkeit dieser Leitungstypen von rund 0,4 GW eine sehr hohe Auslastung darstellen. So weist die Verbindung der Region zwischen 5 und 6 (von Ernsthofen nach Weißenbach) eine jährliche Volllaststundenzahl von über 4 200 Stunden auf!

Die mittleren Zweigbelastungen sind direkt mit dem Energiesaldo einer Region verknüpft. Da das Übertragungsnetz hier als verlustlos modelliert wird, beschreibt die vorzeichenrichtige Summe, aller mit einem Knoten verbundenen Zweige, dessen Energiebilanz. In Abbildung 5.38 sind diese regionalen Energiebilanzen in Form eines Boxplots für den Referenzfall dargestellt. Diese zeigen die Ergebnisse der 15 einzelnen Jahresoptimierungen. Die Box selbst beinhaltet die mittleren 50 % der Daten, welche durch das 25. Perzentil (unten) und das 75. Perzentil (oben) begrenzt ist. Die Linie innerhalb der Box kennzeichnet den Median. Das minimale und maximale Jahresergebnis ist in Form von Whisker ("Antennen") dargestellt.

Die Auswertung der Jahresenergien in Abbildung 5.38 zeigt ein Erzeugungsdefizit in der Region 8 (Großraum Wien). Dies ist vor allem durch den hohen Verbrauch und den zu minimierenden Einsatz thermisch-fossiler Kraftwerke - welche verstärkt in Region 8 vorzufinden sind - zu begründen. Demgegenüber werden in der Region 5 (nördliches Ober- und Niederösterreich), vor allem aufgrund der hohen Wind- und Photovoltaikpotenziale, tendenziell Erzeugungsüberschüsse erzielt. Der hier nicht dargestellte Boxplot der Zweigbelastungen beschreibt, dass die in Abbildung 5.37 dargestellten Richtungen der Lastflüsse (Zweigmittelwerte) mit wenigen Ausnahmen für alle Zweige jeweils über die 15 betrachteten Jahre unverändert bleiben.

In Abbildung 5.39 sind die Jahresdauerlinien der Leitungsbelastungen für das Referenzszenario ("380-kV-Ring") dargestellt. Zweige der 380-kV-Ebene wurden einheitlich in rot, jene der 220-kV-Ebene in grün dargestellt. Die Auslastung wird prozentual zur maxima-

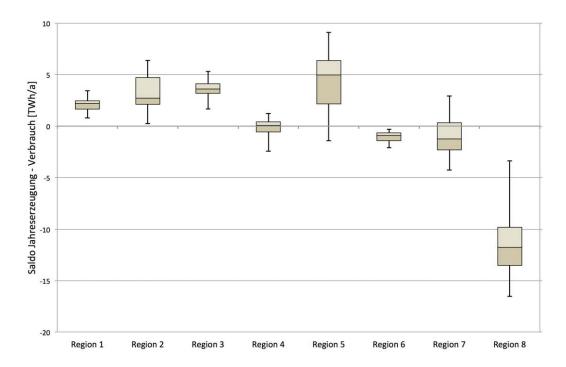


Abbildung 5.38.: Boxplot der regionalen Energiebilanzen der 15 einzelnen Jahre für das Referenzszenario

len Dauerbelastbarkeit der jeweiligen Leitung abgebildet. Positive und negative Werte zeigen die Lastflussrichtung entsprechend des Bezugssinns an.

Zunächst kann in Abbildung 5.39 beobachtet werden, dass in beide Richtungen der (n-1)-Grenzwert von 65 % der maximalen Dauerstrombelastbarkeit nicht überschritten wird. Gerade für Leitungen der 220-kV-Ebene zeigt sich, dass diese z.T. über einen längeren Zeitraum genau an dieser Grenze betrieben werden. Dies gilt speziell für die zuvor beschriebene Verbindung der Regionen 5 und 6 (von Ernsthofen nach Weißenbach) welche in erstgenannte Lastflussrichtung für etwa einen Monat und in entgegengesetzte Richtung nochmals etwa ein halbes Monat mit der maximal zulässigen Leistung betrieben wird.

Abbildung 5.40 zeigt die Netzbelastungssituation für das Szenario "Aktueller Stand" (kein Netzausbau). Der wesentliche Unterschied zwischen beiden Szenarien besteht in der Regionsverbindung zwischen 2 und 5 ("Salzburgleitung") welche hier abschnittsweise mit 220 kV anstelle von 380 kV (im Referenzszenario) betrieben wird. Dies führt

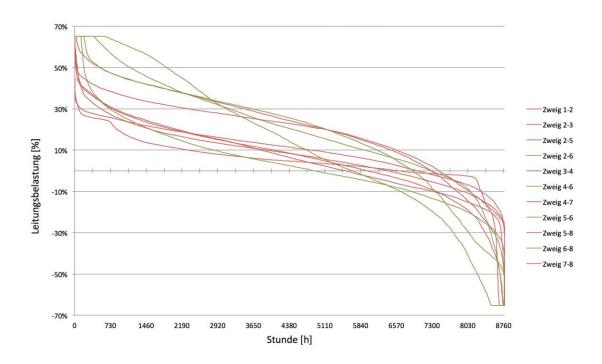


Abbildung 5.39.: Jahresdauerlinie der Leitungsbelastungen im Referenzszenario ("380-kV-Ring")

einerseits zu einer höheren Leitungsauslastung der beschriebenen Leitung. Anderseits steigt die Belastung auf parallelen Zweige z.T. massiv an. Im Speziellen betrifft dies die Regionsverbindung 2-6 (Tauern - Weißenbach) welche in der genannten Richtung insgesamt rund 5,5 Monate, sowie in entgegengesetzter Richtung zusätzlich etwa 1 Monat lang mit dem (n-1)-Grenzwert betrieben wird!

Wie zuvor beschrieben, wird durch den Nichtausbau der Salzburgleitung die Aktivität der Pumpspeicherkraftwerke (speziell Region 2 - Tauern) eingeschränkt, da die Anbindung an den Norden Österreichs sowie an den Großraum Wien leistungsmäßig begrenzt ist.

Obwohl in dem hier vorliegenden Netzmodell keine Phasenschiebertransformatoren (und damit keine direkten lastflussbeeinflussenden Elemente) modelliert sind, kann der Lastfluss im Rahmen der Optimierung indirekt verändert werden. Durch den gezielten Einsatz von (Pump-)Speicherkraftwerken, von thermischen Erzeugungseinheiten sowie dem regionalen Abregeln überschüssiger dargebotsabhängiger Einspeisung, gelingt es in allen

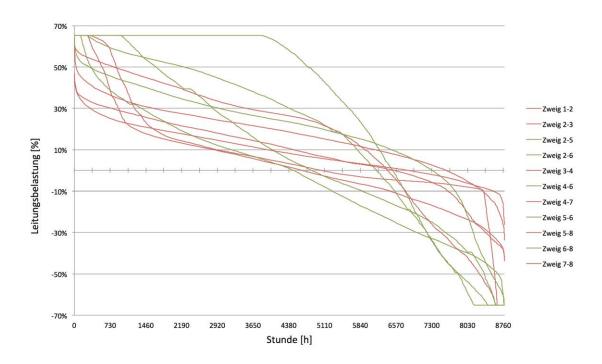


Abbildung 5.40.: Jahresdauerlinie der Leitungsbelastungen im Szenario "Aktueller Stand" (kein Netzausbau)

hier behandelten Szenarien, zu jedem Zeitpunkt, die vorgegebene maximale Leitungsbelastung einhalten zu können.

Tabelle 5.9 zeigt die Leitungsbelastungen der drei Szenarien im Vergleich. Neben der mittleren absoluten Leistung in [GW] wird die Volllaststundenzahl angegeben, da sich aufgrund unterschiedlicher Ausbaugrade der zugehörige Bezugswert der Maximalbelastbarkeit ändert. Die beiden Varianten "380-kV-Ring" und "Vollausbau" unterscheiden sich im Wesentlichen durch die auf 380-kV angehobenen Verbindungen der Region 6, sodass auch diese zentralen Ost-West sowie Nord-Süd Verbindungen eine geringere Netzimpedanz und höhere maximale Belastbarkeit aufweisen. Dadurch findet beim Vergleich der beiden Netzausbauvarianten eine Lastflussverlagerung der Verbindung "Tauern - Wien", weg von der nördlichen ("Ernsthofen") und südlichen ("Obersielach") Trasse, hin zu der zentralen Verbindung ("Weißenbach, Hessenberg") statt. Abgesehen von der nun gleichmäßigeren Lastflussaufteilung sind keine prinzipiellen Änderungen der Lastflussverhältnisse zu erkennen.

Tabelle 5.9.: Leitungsbelastungen der drei Netzausbauvarianten im Vergleich

	Mittlere absolute Leistung [GW]		Volllaststunden [h/a]			
	Aktueller	380-kV		Aktueller	380-kV	
Zweig	Stand	Ring	Vollausbau	Stand	Ring	Vollausbau
1-2	0,19	0,28	0,26	2.176	1.253	749
2-3	0,50	0,48	0,32	2.222	2.143	946
2-5	0,24	0,54	0,41	5.289	1.985	1.209
2-6	0,31	0,16	0,47	6.868	3.548	1.370
3-4	0,39	0,77	0,60	4.390	1.773	872
4-6	0,15	0,09	0,33	3.212	1.959	972
4-7	0,49	0,81	0,47	2.161	3.575	1.361
5-6	0,19	0,19	0,40	4.131	4.244	1.179
5-8	0,71	0,82	0,78	2.609	3.025	1.144
6-8	0,17	0,18	0,51	3.636	3.874	1.499
7-8	0,53	0,59	0,47	1.554	1.723	1.366

Deutlichere Unterschiede sind in Tabelle 5.9 zwischen den Szenarien "Aktueller Stand" und "380-kV-Ring" zu erkennen. Wie zuvor beschrieben, können zweisystemige Leitungen der 220-kV-Ebene mit rund 0,4 GW bei Einhaltung der (n-1)-Sicherheit eine, im Vergleich zur 380-kV-Ebene, verhältnismäßig geringe Leistung übertragen. Im Referenzszenario blieben diese lokalen Limitierungen durch die gezielte Nutzung (steuerbare Einheiten sowie regionale Abregelung) der 380-kV-Trassen im Gesamtergebnis ohne erkennbare Folgen. Bei Beibehaltung des aktuellen Netzausbaugrades (Teilabschnitt Salzburg auf 220-kV-Ebene) muss für die Verwendung der Pumpspeicher in der Region Tauern auf diese leistungsschwächeren 220-kV-Leitungen zurückgegriffen werden. Durch lastflusssteuernde Maßnahmen können die Grenzwerte eingehalten werden, jedoch ergibt sich auf dem zuvor beschriebenen Zweig 2-6 (Tauern - Weißenbach) eine Volllaststundenzahl von 6 868 h/a!

5.7.2. Transitlastflüsse

In den bisher behandelten Szenarien resultieren die Zweigbelastungen des Übertragungsnetzes ausschließlich aufgrund von Einspeise- und Verbrauchsleistungen innerhalb Österreichs. Nun werden die in Kapitel 4.7.2 erhobenen Transitlastflüsse überlagert, um deren Auswirkung auf die Netzbelastung und in weiterer Folge auf den regenerativen

Erzeugungsanteil der österreichischen Elektrizitätsversorgung zu untersuchen.

Der ersten Transitfall beschreibt den maximal aufgetretenen Nord-Süd-Lastfluss vom 17. Jänner 2012 um 23:00 mit einem Import von Deutschland und Tschechien bei einem gleichzeitigen Export von 3,23 GW nach Ungarn, Slowenien, Italien und der Schweiz. Die zweite Extremsituation beschreibt den Transitlastfluss von 1,76 GW am 3. August 2012 um 07:15 bei dem ein Import aus der Schweiz und aus Tschechien bei einem gleichzeitigen Export nach Deutschland, Italien, Slowenien und Ungarn stattgefunden hat. Diese Situation wird in weiterer Folge "Ost-West-Transit" bezeichnet. Die weiteren beiden behandelten Transitlastflüsse stellen exakt die Invertierung der beiden beschriebenen realen Lastflussverhältnisse dar, indem jeweils die entgegengesetzte Lastflussrichtung angenommen wurde. Die beschriebenen Transitlastflüsse wurden als dauerhafte Vorbelastung des österreichischen Hochspannungsnetz über das ganze Jahr zu den inländischen Lastflüssen hinzuaddiert.

Tabelle 5.10 zeigt nun die Ergebnisse dieser Transitlastflussfälle im Vergleich zum Referenzfall. Hierbei ist ersichtlich, dass abgesehen von einer leichten Erhöhung des Pumpspeichereinsatzes bei der Variante "Nord-Süd-invertiert" nur der Transitlastfall "Nord-Süd" ein vom Referenzfall abweichendes Ergebnis zeigt.

Tabelle 5.10.: Ergebnisse der Transitlastflussszenarien im Vergleich zum Referenzfall

Szenarien		Referenz	Nord-Süd	Nord-Süd invertiert	Ost-West	Ost-West invertiert
	Verbrauch	86,25	86,25	86,25	86,25	86,25
	Laufwasserkraft	42,74	42,74	42,74	42,74	42,74
	Speicherkraftwerke	8,98	8,98	8,98	8,98	8,98
Jahres-	Windkraft	7,47	7,47	7,47	7,47	7,47
energie	Photovoltaik	12,20	12,05	12,22	12,21	12,19
[TWh]	Biomasse Kraftwerke	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58
[1.4411]	Thermisch-fossile KW	12,40	12,60	12,39	12,39	12,40
	Verluste Speicher	0,35	0,35	0,36	0,35	0,35
	Abregelung	2,77	2,83	2,77	2,77	2,77
	Exportmöglichkeit	1,30	2,71	0,42	2,09	1,38
Volllast-	Biomasse Kraftwerke	5289	5289	5289	5289	5289
stunden	Thermisch-fossile KW	1602	1628	1600	1601	1602
[h/a]	PSKW-Pumpen	419	415	430	420	418
Vollzyklen	Pumpspeicher [1/a]	7,3	7,3	7,5	7,4	7,3
Speicherumsatz	Pumpspeicher [TWh/a]	1,75	1,73	1,79	1,75	1,74
Verhältnis Erzeugung zu Verbrauch		103,6%	103,7%	103,6%	103,6%	103,6%
Regenerativer Erzeugungsanteil		85,6%	85,4%	85,6%	85,6%	85,6%

Der Unterschied des Szenarios "Nord-Süd-Transitlastfluss" zeichnet sich durch eine um 0,15 TWh/a verringerte Photovoltaikerzeugung aus. Dies ist auf die leicht verringerte installierte Leistung in der Region 8 (Großraum Wien), in der auch der Import aus Tschechien auftritt, zurückzuführen. Der Erzeugungsanstieg der thermisch-fossilen Einheiten entspricht ziemlich genau dem Rückgang der Photovoltaikeinspeisung und ist für das leicht verschlechterte Ergebnis des regenerativen Erzeugungsanteils verantwortlich. Im Vergleich zu anderen Szenarien bzw. den Schwankungen zwischen den meteorologischen Jahren, fallen aber auch diese Unterschiede sehr gering aus.

Wie bereits im vorangegangenen Kapitel 5.7.1 beschrieben, weist die Jahresenergiemenge der "Exportmöglichkeit" eine begrenzte Aussagekraft auf. Die behandelten Transitfälle in Tabelle 5.10 zeigen z.B. deutlich unterschiedliche Anteile der Exportmöglichkeit der überschüssigen Erzeugung. Dies ist jedoch vor allem auf i.A. bezüglich des Exports nicht ideal getroffene regionale Verteilungen der Abregelung zurückzuführen, da der Export kein Optimierungskriterium darstellt. Die im Nachhinein berechneten Exporte, welche aufgrund von freien Auslandsleitungskapazitäten entstehen, fallen dementsprechend unterschiedlich aus.

Abbildung 5.41 zeigt den Lastfluss sowie die Leitungsbelastungen des Transitfalls "Nord-Süd". Neben den inländischen Leitungsbelastungen sind zusätzlich die Import- und Exportleistungsflüsse zu den Nachbarstaaten eingezeichnet. Ebenso wie in der Abbildung des Referenzfalls (siehe Kapitel 5.7.1, Abbildung 5.37), zeigt die Gesamtlänge des Balkens die Leitungsauslastung in [GW] an. Die Länge des blauen Teilbalkens gibt Auskunft über die Gleichmäßigkeit der Lastflussrichtung, welche mit dem schwarzen Pfeil je Zweig dargestellt ist. Da die Transitlastflüsse der Auslandsverbindungen über das ganze Jahr als konstant hinterlegt wurden, entspricht hier der Mittelwert der Zweigleistungen genau dem Mittelwert des Betrags der Zweigleistungen.

Die Import- und Exportleistungen des hier dargestellten Transitfalles sind für Deutschland, Tschechien und der Schweiz deutlich höher als die mittleren Zweigauslastungen des österreichischen Hochspannungsnetzes. Im Osten und Süden Österreichs zeigen die Transitlastflüsse jedoch keine großen Veränderungen gegenüber dem Referenzfall. Unterschiede sind vor allem in den Regionen 1, 2 und 5 (Vorarlberg, Tirol, Salzburg und nördliches Oberösterreich) zu erkennen. Hier ändert sich nun die Richtung des mittleren Lastflusses. War im Referenzfall ein Fluss von Vorarlberg über Tirol, Salzburg und Oberösterreich weiter nach Wien zu erkennen, so findet nun durch den Import aus

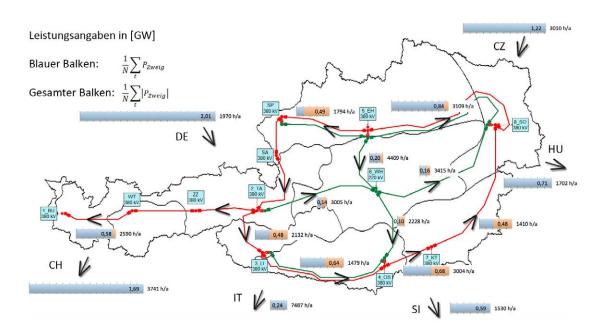


Abbildung 5.41.: Lastflüsse und Leitungsbelastungen im Transitfall "Nord-Süd"

Deutschland hier ein Lastfluss in Richtung Schweiz statt. Abgesehen von der Verbindung zwischen Tirol und Vorarlberg ändern sich hierdurch die mittleren Leitungsauslastungen nur unwesentlich.

Für alle Transitlastflusssituationen zeigt sich, dass die resultierende mittlere Zweigbelastung in etwa der Summe aus den Lastflussergebnissen des Referenzfalls plus den Zweigbelastungen, welche sich ausschließlich aus Import- und Export Situation ergeben (siehe Kapitel 4.7.2) einstellen. Detaillierte Aussagen über die Auslastung in einzelnen Zweigabschnitten können hiermit jedoch nicht getroffen werden. Dies ist vor allem in der Auswahl der zentralen Umspannwerke (siehe Kapitel 4.7.2) zu begründen, welche hinsichtlich der regionalen Einspeiseverhältnisse innerhalb Österreichs vorgenommen wurden. Hierdurch werden teilweise Import- und Export in einem Netzknoten (Umspannwerk) direkt kompensiert und somit die Auswirkungen des Transitlastflusses unterschätzt. Dennoch zeigt die hier durchgeführte Modellierung, dass hinsichtlich eines reinen Transits mit einem Leistungssaldo von Null keine gravierenden Auswirkungen auf den in Österreich zu erzielenden regenerativen Erzeugungsanteils zu erwarten sind.

5.8. Regenerative Potenziale

Das verfügbare regenerative Potenzial ist z.T. mit großer Unsicherheit behaftet (siehe Kapitel 4.4). Allem voran ist der Flächennutzungsgrad für Windkraft und Photovoltaik zu nennen. Gerade im Bereich der Photovoltaik steht der Einsatz von Freiflächenanlagen in Konkurrenz mit der landwirtschaftlichen Nutzung. Basierend auf eigenen Erhebungen und vergleichenden Studien wurde im Referenzfall eine verhältnismäßig niedrige Flächennutzung angenommen, welche gerade im Bereich der Photovoltaik neben Anlagen auf Gebäuden nur jene Freiflächen heranzieht, welche nicht für eine landwirtschaftliche Nutzung verwendet werden.

Eine weitere Schwankungsbreite ist durch die zukünftige Anlagencharakteristik von Windkraft und Photovoltaik gegeben. Im Bereich der Windkraft betrifft dies speziell auf Binnenlandanlagen zu, welche für Schwachwindgebiete optimiert sind. Im Bereich der Photovoltaik ist die zukünftige Entwicklung des Wirkungsgrades zu nennen. Der Ausbau der Laufwasserkraft stellt z.T. einen erheblichen Eingriff in die Natur dar. Neben der Durchgängigkeit der Gewässer betrifft dies Flora und Fauna im Uferbereich, welche speziell durch den Schwall- und Sunkbetrieb beeinflusst werden. Der zukünftige Ausbau der Laufwasserkraft ist daher ebenfalls mit einer gewissen Unsicherheit behaftet.

Im Bereich der Nutzung von biogenen Brennstoffen ist eine nachhaltige Rohstoffgewinnung erforderlich. Da in dieser Arbeit die regenerative Energieversorgung Österreichs untersucht wird, dürfen im Bereich der Biomasse ebenfalls nur inländische Potenziale berücksichtigt werden. Der Vergleich verschiedener Studien (siehe Kapitel 4.5.3) zeigt, dass im Bereich der Biomasse die Erhebungen der nachhaltig nutzbaren Potenziale zu teilweise deutlich abweichenden Ergebnissen kommen.

In weiterer Folge werden mit den drei Szenarien "Kein Laufwasserkraftausbau", "Keine Biomasse" und "Erhöhtes regeneratives Potenzial" die Auswirkungen unterschiedlicher regenerativer Potenziale behandelt.

5.8.1. Kein Laufwasserkraftausbau

Im Referenzfall konnte im Rahmen der Optimierung die installierte Leistung der Laufwasserkraft im Bereich zwischen dem derzeitigen Bestand und dem erhobenen technischwirtschaftlichen Potenzial (siehe Kapitel 4.4) variiert werden. In diesem Szenario wird nun die installierte Leistung auf dem derzeitigen Stand von 5,84 GW festgehalten. Alle anderen Rahmenbedingungen entsprechen jenen des Referenzfalls. Somit soll mit diesem Szenario der Frage nachgegangen werden, in wie weit der regenerative Erzeugungsanteil verschlechtert wird, wenn kein Ausbau der Laufwasserkraft stattfindet.

Jahresenergiemengen In Abbildung 5.42 sind die Jahresenergiemengen des Optimierungsergebnisses für das Szenario "kein Ausbau der Laufwasserkraft" dargestellt. Neben den 15 einzelnen Jahren stellt die zweite Säule den Mittelwert dieser Jahresergebnisse dar. Die erste Säule zeigt den 15-Jahresmittelwert des Referenzszenarios. Hierbei ist ersichtlich, dass durch den Ausbau der Laufwasserkraft deren Jahreserzeugung im Referenzfall durchschnittlich um 8,9 TWh höher ist, als im hier behandelten Szenario bei dem die Wasserkrafterzeugung gegenüber dem derzeitigen Bestand nicht ausgebaut wird.

Das Windkraftpotenzial wird in beiden Fällen voll ausgeschöpft. Daher übernimmt vor allem die zusätzliche Photovoltaikerzeugung von 6,2 TWh/a sowie der Erzeugungszuwachs der thermisch-fossilen Einheiten um 2,3 TWh die entstehende Lücke gegenüber dem Referenzfall. Im Bereich der Photovoltaik werden nun durchschnittlich 62 % des Flächenpotenzials im Vergleich zu den 42 % des Referenzfalls genutzt. Dabei weist das meteorologische Jahr 1996 mit einer Ausnutzung von 74 % den Maximalwert und das Jahr 1995 mit 50 % den Minimalwert des Ausbaugrades auf.

In Tabelle 5.11 sind die detaillierten Ergebnisse der beiden Szenarien für das meteorologische Jahr 2004 dargestellt. In diesem konkreten Jahr bewirkt die Limitierung der Laufwasserkraft auf den aktuellen Bestand mit 10,5 TWh/a einen stärkeren Erzeugungsrückgang, als im langjährigen Mittel. Dies begründet sich durch das Dargebot der Abflüsse, welches insgesamt im Jahr 2004 überdurchschnittlich ist. Im Bereich der Erzeugung aus Speicherkraftwerken, Windkraft und Biomasseanlagen wird jeweils das verfügbare Potenzial ausgeschöpft. Somit sind hier keine Änderungen gegenüber dem Referenzfall zu beobachten.

Die Erzeugung aus Photovoltaik steigt gegenüber dem Referenzfall um $7\,\mathrm{TWh/a}$ an, jene der thermisch-fossilen Kraftwerke um $2.7\,\mathrm{TWh/a}$. Letzteres spiegelt sich ebenso in der gestiegenen Volllaststundenzahl von nun rund $1\,950\,\mathrm{h/a}$ wider.

Für das behandelte Szenario, dass kein Ausbau der Laufwasserkraft stattfindet, zeigen sich die größten Auswirkung des Betriebsverhaltens bei den Pumpspeichern. Mit 15,9

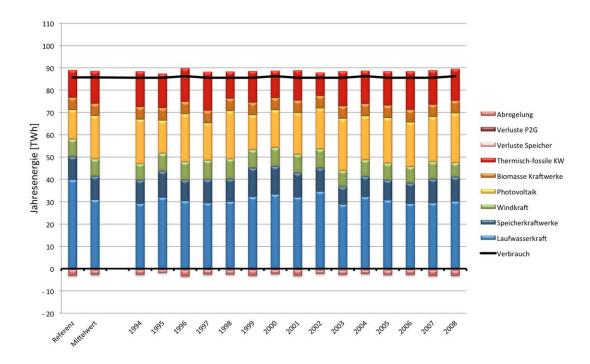


Abbildung 5.42.: Jahresenergiemengen des Szenarios "Kein Ausbau der Laufwasser-kraft"

Vollzyklen pro Jahr wird dieser Wert im Vergleich zum Referenzszenario mehr als verdoppelt. Dieser Anstieg ist dementsprechend ebenso bei der Volllaststundenzahl der Pumpsätze sowie bei der aufgenommenen elektrischen Energie der Speicher mit $3,79\,\mathrm{TWh/a}$ zu beobachten.

Die Abregelungsverluste sind im Vergleich zum Referenzszenario nun um $1,15\,\mathrm{TWh/a}$ pro Jahr geringer! Warum bei der Zunahme der installierten Photovoltaikleistung und dem damit verbundenen Anstieg der Spitzeneinspeisungen die Verluste durch Abregelung sinken, wird in weiterer Folge anhand der Beispielwochen erläutert.

Weiters ist zu beobachten, dass das Verhältnis von Erzeugung zu Verbrauch um 0,8 Prozentpunkte abnimmt. Trotz der höheren Speichernutzung und den damit verbundenen Verlusten sind in Summe die Systemverluste aufgrund der geringeren Abregelungsverluste niedriger. Die elektrische Erzeugung aus thermisch-fossilen Kraftwerken nimmt um 3,1 Prozentpunkte (bezogen auf den Verbrauch) zu. Der Zielfunktionswert, welcher die Summe aus thermisch-fossiler Erzeugung und Gesamtsystemverluste darstellt, weist so-

Tabelle 5.11.: Ergebnis des Szenarios "Kein Ausbau der Laufwasserkraft" im Vergleich zum Referenzfall

Szenarien		Referenz	kein LWK- Ausbau
-	Verbrauch	86,25	86,25
	Laufwasserkraft	42,74	32,26
	Speicherkraftwerke	8,98	8,98
Jahres-	Windkraft	7,47	7,47
energie	Photovoltaik	12,20	19,22
[TWh]	Biomasse Kraftwerke	5,58	5,58
	Thermisch-fossile KW	12,40	15,11
	Verluste Speicher	0,35	0,76
	Abregelung	2,77	1,62
Volllast-	Biomasse Kraftwerke	5289	5289
stunden	Thermisch-fossile KW	1602	1952
[h/a]	PSKW-Pumpen	419	907
Vollzyklen	Pumpspeicher [1/a]	7,3	15,9
Speicherumsatz	Pumpspeicher [TWh/a]	1,75	3,79
Verhältnis Erzeugung zu Verbrauch		103,6%	102,8%
Regenerativer Erzeugungsanteil		85,6%	82,5%

mit eine verhältnismäßig geringe Verschlechterung um 2,3 Prozentpunkte auf.

Residuallastprofil und Speicherfüllstand Das Residuallastprofil zeigt das vorgegebene Verbrauchsprofil abzüglich der dargebotsabhängigen Einspeiseformen der Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik. Für das Szenario "kein Ausbau der Laufwasserkraft" ist dieses in Abbildung 5.43 für das vollständige Jahr zu sehen. Aus Darstellungsgründen sind hierbei Tagesmittelwerte aufgetragen, sodass die durchgehende Linie ein glatteres Profil, als bei der Darstellung von Stundenwerten aufweist. Neben der Residuallast ist als Flächendiagramm der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke abgebildet. Positive Leistungswerte zeigen den Turbinenbetrieb, negative Werte den Pumpbetrieb.

Das dargestellte Residuallastprofil in Abbildung 5.43 weist im Vergleich zum Referenzfall einen ähnlichen saisonalen Verlauf auf. Da in den Wintermonaten keine dauerhaften Erzeugungsüberschüsse auftreten, sind hier keine negativen Tagesmittelwerte der Residuallast zu beobachten. Unterschiede zwischen den beiden Szenarien sind vor allem in

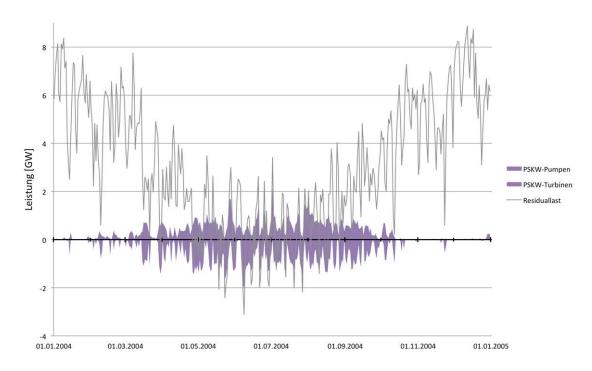


Abbildung 5.43.: Leistungsverlauf der Tagesmittelwerte der Residuallast und der Pumpspeicherkraftwerke für das Szenario "kein Ausbau der Laufwasserkraft"

der Übergangszeit und den Sommermonaten ersichtlich. Aufgrund des höheren Photovoltaikanteils wechseln sich hier Tage mit einem Überschuss und einem Defizit häufiger ab. Dies ist anhand des verstärkten Einsatzes der Pumpspeicherkraftwerke zu erkennen. Den größten Unterschied stellen die Sommermonate dar. Beim Ausbau der Laufwasserkraft tritt hier eine dauerhaft hohe Erzeugung auf, sodass im Referenzfall im Sommer keine Defizite zu beobachten sind. Beim hier behandelten Fall, dass anstelle der Laufwasserkraft vor allem die installierte Photovoltaikleistung ausgebaut wird, kommt es auch in den Sommermonaten zu wechselnden Verhältnissen. Die Pumpspeicherkraftwerke sind gerade in dieser Phase deutlich stärker im Einsatz, um den kurzfristigen Ausgleich von "Schön- und Schlechtwettertagen" herzustellen.

In Abbildung 5.44 ist der zughörige Jahresfüllstandsverlauf der österreichischen Pumpspeicherkraftwerke dargestellt. Im Jahresverlauf ist ein saisonaler Effekt zu erkennen. Im Sommer überwiegen Erzeugungsüberschüsse, dementsprechend ist hier der Füllstand im oberen Bereich, während für die Wintermonate das Gegenteil gilt. Jedoch sind die rund 200 GWh an potenzieller Energie, welche mit Hilfe der Pumpspeicherkraftwerke vom Sommer in den Winter transferiert werden können, verhältnismäßig gering. Der hier nicht dargestellte Speicherfüllstandsverlauf der Jahresspeicher ist qualitativ gleich zu jenem im Referenzfall. Der Unterschied zwischen Maximal- und Minimalfüllstand beträgt bei den Jahresspeichern 3 173 GWh und beschreibt somit die potenzielle Energie welche mit Hilfe der Speicherkraftwerke von den Sommer- in die Wintermonate verlagert wird.

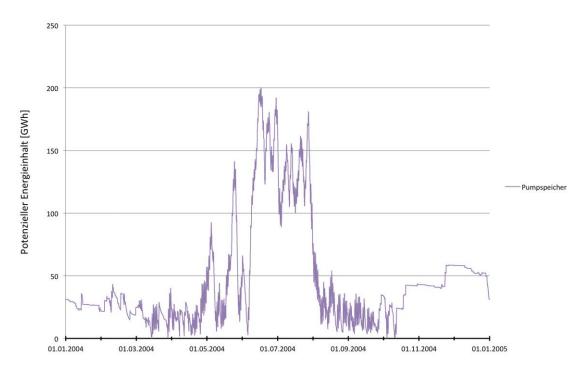


Abbildung 5.44.: Speicherfüllstandsverlauf der Pumpspeicher im Szenario "kein Laufwasserkraftausbau"

Wie bereits im Residuallastprofil erkennbar, werden im hier behandelten Szenario die Pumpspeicherkraftwerke im Bereich Anfang Mai bis Ende September durchgehend intensiv genutzt, um kurzfristige (Tag-Nacht) Ausgleiche herzustellen. Dies ist in Abbildung 5.44 anhand der schnell wechselnden Füllstände abzulesen. Weiters ist erkennbar, dass an einigen Zeitpunkten zwar der Füllstand Null erreicht wird, der Maximalwert von 200 GWh jedoch unterhalb des möglichen Wertes von 213 GWh potenziellen Ener-

gieinhalts liegt. Ein Grund hierfür kann in einer symmetrischen Betriebsweise für den Tag-Nacht-Ausgleich liegen. Bewegen sich alle Pumpspeicher an der oberen Füllstandsgrenze so liegt zwar eine große, kurzzeitig realisierbare Turbinenleistung vor, jedoch sind die Pumpmöglichkeiten hier nicht gegeben.

Beispielwochen Die Unterschiede der Winterbeispielwoche im Vergleich zum Referenzfall sollen hier nur in Textform beschrieben werden. Die Biomasseanlagen werden ebenfalls im Bandlastbetrieb eingesetzt. Das Profil der Laufwasserkraft ist gleichmäßig, jedoch aufgrund der geringeren installierten Leistung niedriger. Auffallend ist, dass nun mit der höheren installierten Photovoltaikleistung an Wintertagen mit einer hohen solaren Einstrahlung, die thermisch-fossilen Kraftwerke in den Mittagsstunden auf Null zurückgefahren werden. Ansonsten übernehmen die thermischen Kraftwerke in dieser Woche rund 48 % des Energiebedarfs, was einer Steigerung um 4 Prozentpunkte im Vergleich zum Referenzfall entspricht.

Die Beispielwoche der Übergangszeit in Abbildung 5.45 zeigt die Unterschiede der beiden Szenarien deutlicher. Aufgrund der Spitzenleistungen wurde die Skalierung im Vergleich zum Referenzfall (siehe Abbildung 5.9) leicht geändert. Zunächst kann eine verstärkte Nutzung der Biomasse in den Nachtstunden beobachtet werden. Die (Tages-)-Speicherkraftwerke werden ebenfalls vor allem am Abend und in der Nacht eingesetzt. Die nun geringere Erzeugung der Laufwasserkraft bedingt hier einen etwas erhöhten Einsatz der thermisch-fossilen Erzeugungseinheiten, um die Vormittags- und Abendlastspitzen zu decken.

Die gesteigerte installierte Photovoltaikleistung ruft eine Erhöhung des maximalen Erzeugungsüberschusses hervor. Diese Spitzenleistung übersteigt an sonnigen Tagen in den Mittagsstunden die maximale Pumpleistung, sodass hier eine Abregelung stattfindet. Im Vergleich zum Referenzfall verbreitert sich jedoch das Tagesprofil der Pumpsätze, sodass die aufgenommene Pumpenergie um 33 % im Vergleich zum Referenzfall steigt und nun in dieser Woche etwas mehr als die Hälfte der verfügbaren Speicherkapazität verpumpt wird. Etwa 75 % der überschüssig erzeugten Energie können durch die Pumpspeicher aufgenommen werden, dem restlichen Erzeugungsüberschuss muss durch Abregelung entgegengewirkt werden. Im Vergleich zum Referenzfall bieten sich hier speziell in den Abend- und Nachtstunden (siehe letzten beiden Wochentage) mehr Möglichkeiten, die aufgenommene Energie wieder abzugeben, sodass der Einsatz der Turbinensätze um 74 %

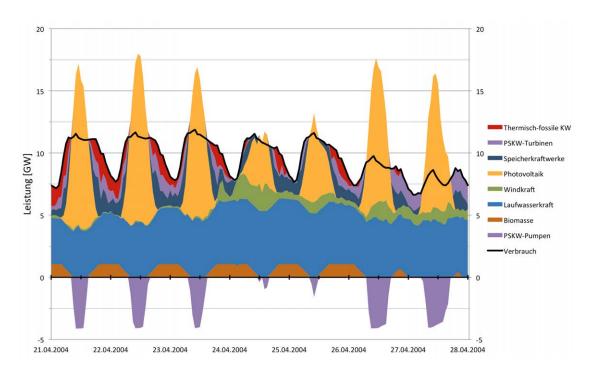


Abbildung 5.45.: Übergangszeit - Beispielwoche des Szenarios "kein Ausbau der Laufwasserkraft"

gegenüber dem Referenzfall ansteigt.

In den bisherigen Betrachtungen wurde als Sommerbeispielwoche immer der Zeitbereich vom 2. Juni bis 8. Juni herangezogen. Abbildung 5.46 zeigt nun den zweiwöchigen Zeitraum, welcher beginnend mit 2. Juni ebenso die bisher gezeigte Beispielwoche beinhaltet. Der Analysebereich wurde hier um eine Woche verlängert, da die zweite Woche an jedem Tag ein verhältnismäßig hohes solares Dargebot aufweist und somit für den Fall einer erhöhten installierten PV-Leistungen eine relevante Phase darstellt.

Im Referenzfall konnte an jenen Tagen mit einem niedrigen solaren Dargebot (3., 4. und 5. Juni 2004) mit Hilfe der (Tages-)Speicher eine Lastdeckung im Tagesverlauf und eine Lastüberdeckung in den Nachtstunden erzielt werden. Im hier dargestellten Fall ist aufgrund der verringerten Bandlasterzeugung der Laufwasserkraft der zusätzliche Einsatz von Biomasse- und Biogasanlagen in der ersten Sommerbeispielwoche notwendig. Gerade in der ersten dargestellten Woche ist nun eine verstärkte Erzeugung der Pumpspeicher zu beobachten, um diese "Schlechtwettertage" auszugleichen. Im Referenzfall war bei

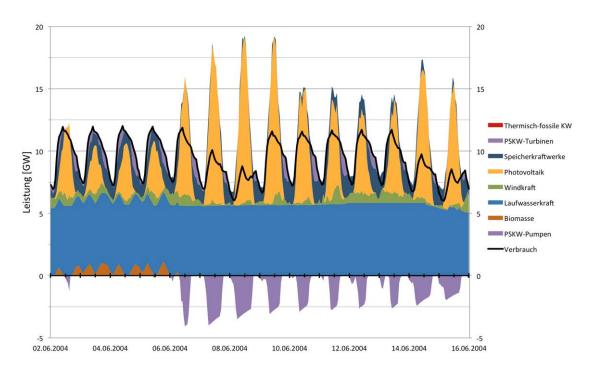


Abbildung 5.46.: Sommer - Beispielwochen des Szenarios "kein Ausbau der Laufwasser-kraft"

gleichen meteorologischen Bedingungen praktisch kein Einsatz der Pumpspeicher zu erkennen.

Im Zeitraum beginnend ab 6. Juni zeigen sich die Unterschiede zum Referenzfall noch deutlicher. In diesen 10 Tagen herrscht jeweils einen hohes solares Dargebot vor. Am 6. Juni kann die überschüssige (Photovoltaik-)Erzeugung nahezu vollständig von den Pumpspeichern aufgenommen werden, da diese hier einen Füllstand von praktisch Null aufweisen. An den folgenden Sommertagen steigen die Erzeugungsüberschüsse weiter an. Der Leitungsverlauf der Pumpsätze wird breiter, da der Zeitbereich an denen ein Überschuss auftritt größer wird. Gleichzeitig ist jeweils ein leichtes Absinken der Pumpleistung im Tagesverlauf zu erkennen. Dies ist durch die Leistungs-Füllstandscharakteristik der Pumpspeicher zu erklären. Trotz der hohen auftretenden überschüssigen Einspeiseleistungen können in den betrachteten zwei Wochen rund 60 % der Erzeugungsüberschüsse von den Pumpspeichern aufgenommen werden.

Im Vergleich zum Referenzfall ist beim hier betrachteten Szenario "ohne Ausbau der

Laufwasserkraft" der entscheidende Unterschied, dass in den Abendstunden jeweils ein Erzeugungsdefizit auftritt. Dies trifft auch für jene Sommertage mit einem hohen solaren Dargebot zu. Somit bietet sich für die Pumpspeicher die Möglichkeit, jene Energie, welche im Tagesverlauf aufgenommen wurde, in den Abendstunden wieder abzugeben. Wären diese Phasen nicht vorhanden, so würden (wie im Referenzfall gezeigt) die Pumpspeicher über die Sommermonate hindurch vollständig gefüllt bleiben und es könnte somit keine Pumpenergie mehr aufgenommen werden. Für den hier dargestellten zweiwöchigen Zeitraum ist im Referenzfall praktisch überhaupt kein Pumpbetrieb zu beobachten.

Aus den dargestellten Ergebnissen und dem Vergleich zum Referenzszenario kann folgende Aussage getroffen werden: es sind nicht die hohen installierten Photovoltaikleistungen und die daraus resultierenden Erzeugungsüberschüsse in den Mittagsstunden, welche hohe Abregelungsverluste hervorrufen. Viel mehr werden diese durch die Erzeugungsüberschüsse der Laufwasserkraft in den Sommernachtstunden und der damit fehlenden Möglichkeit eines Tag-Nacht-Ausgleiches verursacht.

5.8.2. Keine Biomasse

In diesem Szenario wird nun vom Extremfall ausgegangen, dass überhaupt keine biogenen Brennstoffe zum Einsatz kommen. Da derzeit bereits eine Einspeisung von 2,7 TWh von Biomasse- und Biogasanlagen in das öffentliche Netz stattfindet (siehe Kapitel 4.5.3), handelt es sich bei dieser Betrachtung um einen fiktiven Fall. Mit Hilfe dieser Annahme soll die Relevanz der biogenen Brennstoffen dargestellt werden. Insbesondere soll hiermit die Frage beantwortet werden, wie hoch insgesamt der Bedarf an Energie aus steuerbaren thermischen Kraftwerken ist.

Tabelle 5.12 zeigt das Optimierungsergebnis des Szenarios "keine Biomasse" im Vergleich zum Referenzfall. Abgesehen vom Ausschluss biogener Brennstoffe, bleiben alle weitere Rahmenbedingungen unverändert im Vergleich zum Referenzszenario. Das Ergebnis zeigt ebenso wie im Referenzfall die gleiche Jahresenergiemengen des Verbrauchs, die volle Nutzung von Laufwasserkraftwerken, Speicherkraftwerken sowie Windkraftanlagen. Neben dem Wegfall der Erzeugung aus Biomasse, ist ein Anstieg der Photovoltaikerzeugung um 0,85 TWh/a zu erkennen. Die Auswertung des 15-jährigen Betrachtungszeitraums weist einen leichten Anstieg der installierten PV-Leistung auf, welcher sehr gleichmäßig über alle Jahre zu beobachten ist.

Tabelle 5.12.: Ergebnis des Szenarios "keine Biomasse" im Vergleich zum Referenzfall

Szenarien		Referenz	keine Biomasse
	Verbrauch	86,25	86,25
	Laufwasserkraft	42,74	42,74
	Speicherkraftwerke	8,98	8,98
Jahres-	Windkraft	7,47	7,47
energie	Photovoltaik	12,20	13,05
[TWh]	Biomasse Kraftwerke	5,58	-
(- . S)((-))(-)	Thermisch-fossile KW	12,40	17,53
	Verluste Speicher	0,35	0,36
	Abregelung	2,77	3,17
Volllast-	Biomasse Kraftwerke	5289	-
stunden	Thermisch-fossile KW	1602	2265
[h/a]	PSKW-Pumpen	419	423
Vollzyklen	Pumpspeicher [1/a]	7,3	7,4
Speicherumsatz	Pumpspeicher [TWh/a]	1,75	1,77
Verhältnis Erzeugung zu Verbrauch		103,6%	104,1%
Regenerativer Erzeugungsanteil		85,6%	79,7%

Nach dem Wegfall der Biomasse- und Biogasanlagen und der damit verbunden Jahreserzeugung von 5,58 TWh/a steigt nun der Einsatz thermisch-fossiler Kraftwerke um 5,13 TWh/a an. Somit wird die Erzeugung aus biogenen Brennstoffen nahezu 1:1 durch fossile Brennstoffe ersetzt. Wie zuvor beschrieben, wird ein verhältnismäßig kleiner Teil der weggefallenen Erzeugung durch eine leicht erhöhte PV-Installation kompensiert. Dies bewirkt, dass das Erzeugungs- zu Verbrauchsverhältnis um 0,5 Prozentpunkte aufgrund der höheren Abregelungsverluste ansteigt. Die Betriebsstunden der Pumpspeicherkraftwerke bleiben nahezu unverändert. Das Gesamtergebnis des regenerativen Erzeugungsanteils ist nun um 5,9 Prozentpunkte schlechter, da die fehlende Biomasseeinspeisung durch fossilen Brennstoffeinsatz ersetzt werden musste.

Auf die Darstellung der Jahreszeitreihen sowie der Beispielwochen wird an dieser Stelle verzichtet, da hier im Vergleich zum Referenzfall keine wesentlichen Unterschiede zu erkennen sind. Anhand dieses Szenarios kann somit der Schluss gezogen werden, dass im Referenzfall ein Bedarf von rund 17,5 TWh bzw. 20 % des Verbrauchs an steuerbarer Erzeugung aus thermischen Kraftwerken vorliegt. Bei der Zielsetzung eines möglichst

regenerativen Energiesystems werden hierfür bevorzugt die biogenen Brennstoffe eingesetzt, da sich diese nicht negativ auf die Zielfunktion auswirken. Sind diese nachhaltigen Erzeugungspotenziale erschöpft wird der restliche Bedarf durch thermisch-fossile Kraftwerke abgedeckt.

5.8.3. Erhöhtes regeneratives Potenzial

Im Vergleich zu den in Kapitel 4.4 und 4.5.3 erhobenen regenerativen Potenziale, werden diese in anderen Studien z.T. deutlich höher eingeschätzt (vgl. [Kal09]). Daher, wird in diesem Szenario der Frage nachgegangen, welche Auswirkungen die erhöhten Potenzialwerte auf die Umsetzung eines möglichst regenerativen Österreichs aufweisen.

In Tabelle 5.13 sind die mittleren jährlichen Erzeugungspotenziale nach Erzeugungsform aufgeschlüsselt. Für die dargebotsabhängigen Erzeuger werden diese durch die maximal installierbare Leistung, multipliziert mit der mittleren Volllaststundenzahl des 15-jährigen Betrachtungszeitraums, bestimmt.

Tabelle 5.13.: Jahreserzeugungspotenziale des Referenzfalls im Vergleich zu den erhöhten Potenzialwerten

Erzeugungs- potenziale	Referenz- szenario [TWh/a]	Potenzial- erhöhung [TWh/a]
Laufwasserkraft	41,8	44,8
Windkraft	7,8	18,0
Photovoltaik	30,6	42,9
Biomasse	5,6	14,7

Während das in [Kal09] beschriebene Laufwasserkraftpotenzial um 7% höher liegt, als das erhobene Potenzial für den Referenzfall, beträgt die Erhöhung im Bereich der Windkraft +129%. Da in den bisherigen Szenarien, das Photovoltaikpotenzial nie vollständig ausgeschöpft wurde, spielt die hier stattfindende Anhebung des modellierten Potenzials eine untergeordnete Rolle. Die größten Abweichungen sind im Bereich der biogenen Brennstoffe vorzufinden. Wie in Kapitel 4.5.3 behandelt, weist das in [Kal09] beschriebene Potenzial den 2,6 fachen Wert gegenüber dem Referenzfall auf.

In Abbildung 5.47 sind die Optimierungsergebnisse der 15 Jahre, deren Mittelwert sowie zum Vergleich das Referenzszenario dargestellt. Zunächst zeigt sich, dass bei allgemein

höheren regenerativen Potenzialen der Ausbaugrad der Laufwasserkraft und vor allem der Photovoltaik im Vergleich zum Referenzfall zurückgeht. Im Bereich der Laufwasserkraft ist zu beobachten, dass in einigen Jahren in den Regionen 1, 2 und 3 (entspricht dem Raum Vorarlberg, Tirol und Teile Salzburgs) überhaupt kein Ausbau der installierten Leistung im Vergleich zum aktuellen Bestand stattfindet. Ein starker Zuwachs ist bei der installierten Leistung der Windkraft zu beobachten. Im Referenzfall wurden die Potenziale immer zur Gänze ausgeschöpft. Nun werden die deutlich erhöhten Potenziale zu durchschnittlich 74 % relativ gleichmäßig in den einzelnen Jahren verwendet.

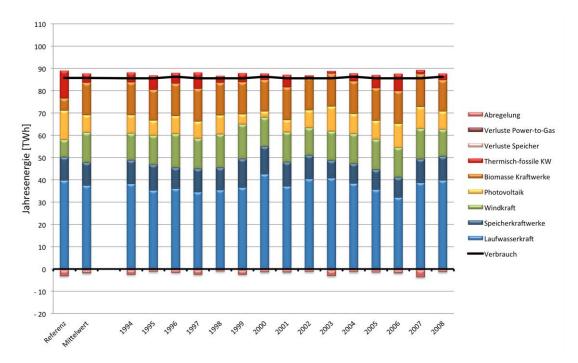


Abbildung 5.47.: Jahresenergiemengen des Szenarios "erhöhtes regeneratives Potenzial"

Im Bereich der steuerbaren Erzeugung werden die erhöhten Potenziale der biogenen Brennstoffe in fast jedem Jahr vollständig ausgeschöpft. Dies bewirkt eine Reduktion des Einsatzes thermisch-fossiler Erzeugungseinheiten. Ebenso ist in diesem Szenario ein allgemeiner Rückgang der Abregelungsverluste in allen Jahren zu beobachten.

Tabelle 5.15 zeigt das detaillierte Ergebnis des Szenarios "erhöhtes Potenzial" für das meteorologische Jahr 2004 im Vergleich zum Referenzfall. Wie zuvor beschrieben, ist hier ebenso die erhöhte Erzeugung aus Windkraftanlagen bei gleichzeitigem Rückgang

der Nutzung von Photovoltaikanlagen und ein verminderter Ausbau der Laufwasserkraft zu beobachten.

Tabelle 5.14.: Ergebnis des Szenarios "erhöhtes Potenzial" im Vergleich zum Referenzfall

Szenarien		Referenz	erhöhtes Potenzial
-	Verbrauch	86,25	86,25
	Laufwasserkraft	42,74	38,67
	Speicherkraftwerke	8,98	8,98
Jahres-	Windkraft	7,47	13,26
energie	Photovoltaik	12,20	8,71
[TWh]	Biomasse Kraftwerke	5,58	14,66
	Thermisch-fossile KW	12,40	3,50
	Verluste Speicher	0,35	0,60
	Abregelung	2,77	0,93
Volllast-	Biomasse Kraftwerke	5289	5289
stunden	Thermisch-fossile KW	1602	452
[h/a]	PSKW-Pumpen	419	716
Vollzyklen	Pumpspeicher [1/a]	7,3	12,6
Speicherumsatz	Pumpspeicher [TWh/a]	1,75	2,99
Verhältnis Erzeugung zu Verbrauch		103,6%	101,8%
Regenerativer Erzeugungsanteil		85,6%	95,9%

Die Verluste durch Abregelung sind nun mit $0.93\,\mathrm{TWh/a}$ auf etwa 1/3 des Referenzfalls reduziert und entsprechend etwa $1\,\%$ des Jahresstromverbrauchs. Anhand der Volllaststundenzahl, der Vollzyklenzahl von 12.6 pro Jahr und des Speicherumsatzes zeigt sich, dass die Verwendung der Pumpspeicher um rund $71\,\%$ gegenüber dem Referenzfall erhöht ist. Die Gründe hierfür werden in weiterer Folge behandelt.

Die Summe der thermischen Erzeugung aus biogenen und fossilen Brennstoffen liefert im Referenzfall einen Wert von 18 TWh, im Fall des erhöhten Potenzials beträgt diese Summe 18,2 TWh. Dies entspricht den Erkenntnissen aus dem Szenario "keine Biomasse" (siehe Kapitel 5.8.2), dass der Bedarf an steuerbarer Erzeugung einen relativ konstanten Wert in dieser Größenordnung aufweist. Das vorhandene Potenzial an biogenen Brennstoffen substituiert dementsprechend den Einsatz thermisch-fossiler Erzeugungseinheiten.

Das Gesamtergebnis gehört mit einem regenerativen Erzeugungsanteil von 95,9 % bei

Gesamtverlusten von 1,8 % des Verbrauchs mit zu den besten, welche in den hier behandelten Szenarien aufgetreten sind. Dies ist einerseits durch das erhöhte Potenzial der biogenen Brennstoffe und dem damit verbundenen höheren regenerativen Anteil im thermischen Kraftwerksbereich zu begründen. Andererseits liegt dies an der Möglichkeit zur verstärkten Nutzung der Windkraft. Wie anhand der Profile im Referenzfall gezeigt wurde, weist die Windkraft ein Erzeugungsmaximum im Bereich Winterende und Frühjahr sowie eine verringerte Einspeisung in den Sommermonaten auf und entspricht damit ungefähr dem saisonalen Verlauf des Verbrauchs.

Die Tagesmittelwerte des maximalen Erzeugungsdefizits nehmen im Winter eine ähnliche Größenordnung ein, wie im Referenzfall. Der Unterschied besteht darin, dass durch die Windkrafteinspeisung die Residuallast vor allem in den Monaten Februar und März gesenkt werden kann. Gleichzeitig aber fällt der Erzeugungsüberschuss in den Sommermonaten geringer aus und es wechseln sich hierbei Überschuss- und Defizitsituationen häufiger ab.

Anhand der violetten Flächen in Abbildung 5.48 ist zu erkennen, dass die Pumpspeicherkraftwerke nun in jeder Jahreszeit eingesetzt werden. Bei den eingetragenen Tagesmittelwerten sind für einen bestimmten Zeitwert typischerweise nicht "gleichzeitig" Pumpund Turbinenbetrieb zu beobachten ist. Daraus kann der Schluss gezogen werden, dass Pumpspeicherkraftwerke hier weniger zum Tag-Nacht-Ausgleich sondern eher für etwas längerfristige Speicheraufgaben wie dem Ausgleich von "Schön- und Schlechtwetterphasen" eingesetzt werden.

Auf die Darstellung der Winterbeispielwoche wird an dieser Stelle verzichtet, da diese von der Grundcharakteristik dem Referenzfall entspricht. Der Unterschied besteht hier nur darin, dass die Bandlast der Biomasse aufgrund der höheren Leistung einen größeren Erzeugungsanteil einnimmt. Ebenso ist im Winter ein leicht verstärkter Einsatz der Pumpspeicher zu beobachten, da aufgrund der höheren Windleistung nun auch hier Erzeugungsüberschusssituationen entstehen.

Ebenso wird die Beispielwoche der Übergangszeit nicht grafisch dargestellt, da diese jener des Referenzfalls ähnlich ist. Aufgrund der geringeren installierten PV-Leistung sind die Mittagseinspeisespitzen niedriger und erfordern weniger Pumpleistung. Diese Erzeugungsspitzen der Übergangszeit stellen aber auch im Referenzfall noch kein Problem

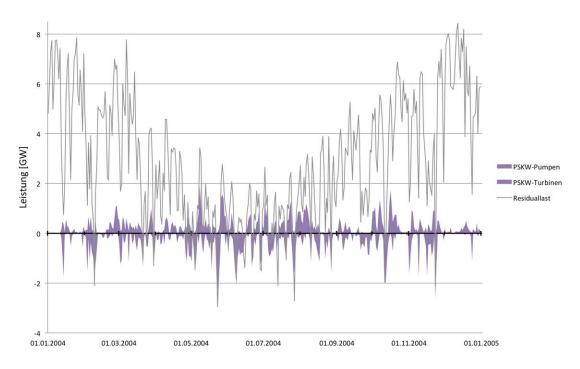


Abbildung 5.48.: Residuallastprofil und Speichereinsatz im Szenario "erhöhtes regeneratives Potenzial"

dar, da die Leistung der Pumpspeicher groß genug ist und sich Defizite und Überschüsse ebenso wie im hier behandelten Szenario innerhalb eines kurzen Zeitraums abwechseln.

Abbildung 5.49 zeigt nun die Beispielwoche im Sommer für das Szenario des "erhöhten regenerativen Potenzials". Die vier Tage vom 2. Juni bis zum 5. Juni weisen ein verhältnismäßig niedriges solares Dargebot auf. Somit kommt es hierbei im Vergleich zum Referenzfall zu einer verringerten kumulierten dargebotsabhängigen Erzeugungsleistung in den Mittagsstunden. Ebenso fällt die maximal erzielte kumulierte Erzeugungsleistung am 8. Juni um 12 Uhr mit 13,2 GW deutlich geringer aus, als dies im Referenzszenario zum gleichen Zeitpunkt mit rund 17 GW der Fall war.

Im Gegensatz zum Referenzfall kommen im hier behandelten Szenario die Pumpspeicherkraftwerke in der Sommerbeispielwoche zum Einsatz. Zu Wochenbeginn werden die nächtlichen Erzeugungsüberschüsse eingespeichert. Im Tagesverlauf wird der Stromverbrauch durch den kombinierten Einsatz von (Tages-)Speichern und Pumpspeicherkraftwerken gedeckt. Den stärksten Turbineneinsatz erfordert hier der 4. Juni aufgrund des

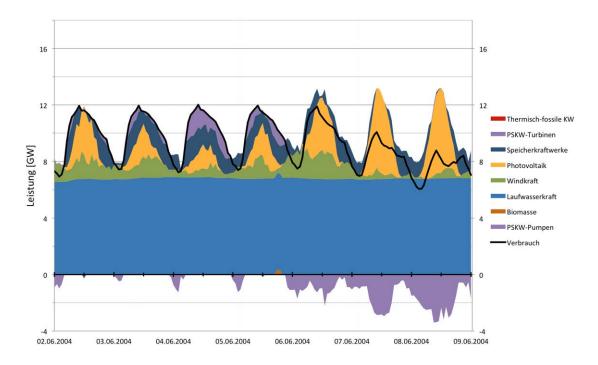


Abbildung 5.49.: Sommer - Beispielwoche des Szenarios "erhöhtes regeneratives Potenzial"

geringeren solaren Dargebots. Dieses Speichereinsatz an "Schlechtwettertagen" ermöglicht im Gegenzug die Aufnahme von überschüssiger Erzeugung am Wochenende. Im Referenzfall wurde hier der Überschuss vollkommen abgeregelt, da sich die Pumpspeicher im Sommer dauerhaft auf nahezu vollem Füllstand befunden haben.

Zusammenfassend kann für dieses Szenario festgehalten werden, dass einerseits ein erhöhtes Potenzial an biogenen Brennstoffen die Gesamtbilanz deutlich verbessert. Der Einsatz von Biomasse- und Biogasanlagen ersetzt jenen der thermisch-fossilen Erzeugungseinheiten, sodass die Jahreserzeugung dieser beiden steuerbaren Einheiten in Summe in etwa gleich bleibt. Weiters zeigt dieses Szenario, dass aus Gesamtsystemsicht vor allem ein verstärkter Einsatz der Windkraft den regenerativen Erzeugungsanteil erhöhen kann. Die kurzzeitigen stärkeren Fluktuationen der Windkraft gegenüber der Laufwasserkraft stellen im Erzeugungsmix kein Problem dar, da diese von den Pumpspeicherkraftwerken ausgeglichen werden können. Der Jahresverlauf des österreichischen Windeinspeiseprofils erweist sich aufgrund der verhältnismäßig geringen Sommererzeugung als vorteilhaft.

5.9. Elektromobilität und dezentrale Speicher

In den hier behandelten Szenarien wird auf die Rolle von dezentralen Speichern eingegangen. Diese können entweder in stationärer Form (z.B. als Speicher im Haushalt zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils der PV-Anlage) oder in Form von mobilen Speichern in Elektrofahrzeugen zur Verfügung stehen. Das wesentliche Merkmal dieser Speicher ist ein relativ geringes Energie zu Leistungsverhältnis, welches für die simulierten Szenarien mit $E_{el}/P_{el} = 0.4 \, kWh/kW$ angenommen wurde (siehe Kapitel 4.6.8). Die drei behandelten Varianten gehen von einer installierten Leistung von 1 GW, 4 GW und 10 GW aus. Hiermit soll eine allgemein Aussage getroffen werden, welche Rolle zusätzliche Kurzzeitspeicher im Energiesystem übernehmen können.

Tabelle 5.15 zeigt die Ergebnisse der drei dezentralen Speichervarianten im Vergleich zum Referenzfall. In allen vier Varianten wird das Potenzial der Laufwasserkraft, Speicherkraft, Windkraft und der biogenen Brennstoffe voll ausgeschöpft, sodass hier die Jahresenergiemengen übereinstimmen. Mit steigender dezentraler Speicherleistung steigt auch die installierte Photovoltaikleistung geringfügig an. Gegenüber dem Referenzfall ist die Photovoltaikjahreserzeugung bei der Variante mit 10 GW dezentralen Speichern um 0,65 TWh/a höher. Demgegenüber steht ein leicht fallender Bedarf an fossilen Brennstoffen. Dieser ist in der Variante mit dem höchsten Speicherausbau um 0,46 TWh/a geringer als im Referenzszenario.

Die Speicherverluste werden mit verstärktem Einsatz der dezentralen Speicher verringert. Dies ist über den modellierten erhöhten Wirkungsgrad von 95 % gegenüber jenem der hydraulischen Pumpspeicher von $80\,\%$ zu erklären. Jedoch führt die leicht erhöhte Photovoltaikleistung zu einem Anstieg der Abregelungsverluste, sodass in Summe die Gesamtsystemverluste höher sind, als im Referenzszenario.

Die Volllaststunden der dezentralen Speicher sind je nach Variante mit $96\,h/a$, $76\,h/a$ und $61\,h/a$ verhältnismäßig sehr gering. Diese Kennzahl wird auch maßgeblich von der Speichercharakteristik beeinflusst, welche ein niedriges Energie zu Leistungsverhältnis aufweist. In der hier durchgeführten Optimierung im einstündigen Zeitraster kann die Maximalleistung nicht abgerufen werden, da innerhalb von $0.4\,\mathrm{Stunden}$ der Speicher bereits voll wäre. Daher stellt hier vor allem der Energieinhalt die limitierende Größe des Speichereinsatzes dar. Wie bereits in Kapitel $5.1\,\mathrm{und}$ $5.5\,\mathrm{beschrieben}$, ist auch die Kennzahl der Vollzyklen stark von der Speichercharakteristik abhängig. Die hier ausge-

Tabelle 5.15.: Ergebnisse der Szenarien mit dezentralen Speichern im Vergleich zum Referenzfall

Szenario		Referenz	Dez. Speicher 1 GW	Dez. Speicher 4 GW	Dez. Speicher 10 GW
	Verbrauch	86,25	86,25	86,25	86,25
	Laufwasserkraft	42,74	42,74	42,74	42,74
	Speicherkraftwerke	8,98	8,98	8,98	8,98
Jahres-	Windkraft	7,47	7,47	7,47	7,47
energie	Photovoltaik	12,20	12,35	12,54	12,85
[TWh]	Biomasse Kraftwerke	5,58	5,58	5,58	5,58
	Thermisch-fossile KW	12,40	12,30	12,16	11,94
	Verluste Speicher	0,35	0,35	0,33	0,30
	Abregelung	2,77	2,83	2,90	3,02
Volllast-	Biomasse Kraftwerke	5289	5289	5289	5289
stunden	Thermisch-fossile KW	1602	1589	1571	1543
[h/a]	PSKW-Pumpen	419	405	370	321
[11/4]	Dezentrale Speicher	-	96	76	61
Vollzyklen	Pumpspeicher	7,3	7,1	6,5	5,6
[1/a]	Dezentrale Speicher	_	235,1	185,2	149,5
Speicherumsatz	Pumpspeicher	1,75	1,69	1,55	1,34
[TWh/a]	Dezentrale Speicher	-	0,10	0,30	0,61
Verhältnis Erzeugung zu Verbrauch		103,6%	103,7%	103,7%	103,8%
Regenerativer Erzeugungsanteil		85,6%	85,7%	85,9%	86,2%

wiesenen Werte im Bereich von 150 bis 235 Vollzyklen pro Jahr sind um ein Vielfaches höher, als jene der hydraulischen Pumpspeicherkraftwerke. Dies ist durch die geringe Speicherkapazität und dementsprechend häufigere Befüllung/Entleerung zu begründen.

Für die Relevanz im Gesamtsystem ist die Angabe des Speicherumsatzes (hier in Form der insgesamt eingespeicherten Energie) aussagekräftiger. Es zeigt sich, dass die dezentralen Speicher eine verhältnismäßig geringe Energiemengen im Vergleich zu den Pumpspeicherkraftwerken aufnehmen. Die Summe der eingespeicherten Energie der beiden Speicher über die betrachteten Varianten steigt mit zunehmender installierter Leistung an dezentralen Speichern leicht an.

Das Optimierungsergebnis als Summe aus Verlusten und thermisch-fossiler Erzeugung bleibt weitgehend unverändert durch den Einsatz von dezentralen Speichern. Bei der maximal installierten Speicherleistung von 10 GW steigen die Systemverluste um 0,2 Prozent-

punkte an, bei einem gleichzeitig verringerten fossilen Energiebedarf von 0,6 Prozentpunkten. Im Vergleich zu den Schwankungen zwischen den Jahren sowie zwischen den Szenarien ist die Verbesserung des Zielfunktionswertes um 0,4 Prozentpunkte verhältnismäßig gering.

Die hier nicht dargestellten Jahreszeitreihen sowie Beispielwochen zeigen ebenso keine relevanten Änderungen gegenüber dem Referenzszenario. In Kapitel 5.1 und 5.5 wurde bereits beschrieben, dass der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke durch die fehlenden Überschüsse im Winter und durch die fehlenden Defizite im Sommer beschränkt ist. Nur in der Übergangszeit wechseln sich Überschüsse und Defizite zeitnah ab, welche somit von Pumpspeichern ausgeglichen werden können. Diese Problematik trifft auf die dezentralen Speicher noch stärker zu. Aufgrund der geringeren Speicherkapazität kommen diese nur für einen kurzfristigen Tag-Nacht-Ausgleich in Frage, nicht jedoch für längerfristige Speicheranforderungen. Die Ergebnisse zeigen, dass die dezentralen Speicher aufgrund ihres besseren Wirkungsgrades vor allem die Pumpspeicherkraftwerke substituieren, nicht jedoch zu einer signifikanten Erhöhung des regenerativen Erzeugungsanteils beitragen.

5.10. Power-to-Gas

In diesem Kapitel wird der Nutzen des Power-to-Gas-Konzepts auf das regenerative Energieversorgungssystem untersucht. Der Fokus liegt hierbei im elektrischen Teilbereich der Umwandlungskette. Der mit Hilfe von elektrischem Strom gewonnene Wasserstoff wird unter Verwendung von Kohlenstoffdioxid in synthetisches Methan umgewandelt. Dieses kann in GuD-Kraftwerken wiederum rückverstromt werden. Aufgrund des vielfach höheren Speichervolumens von Gasspeicher, stellt dieses Konzept eine, bezüglich der Kapazität, praktisch unbegrenzten Speichermöglichkeit elektrischer Energie mit einem Strom-zu-Strom Wirkungsgrad von 36 % dar (vgl. Kapitel 4.6.9). Die Ergebnisse des dargestellten Power-to-Gas-Ansatzes können somit als allgemeine Aussage für alternative Langfristspeicher mit verhältnismäßig niedrigem Wirkungsgrad betrachtet werden.

Jahresenergiemengen In Abbildung 5.50 sind die mittleren Jahresenergiemengen des vollständigen Betrachtungszeitraums für das Referenzszenario sowie die die drei Power-

to-Gas-Szenarien mit einer installierten Leistung von 1 GW, 2 GW bzw. 4 GW an Elektrolyseanlagen dargestellt. Für die letztgenannte Variante mit einer Anlagenleistung von 4 GW sind weiters die 15 Optimierungsergebnisse der einzelnen Jahre abgebildet.

Die Potenziale der Windkraft werden in allen Szenarien und Jahren jeweils vollständig ausgeschöpft, jene der Laufwasserkraft größtenteils. Dementsprechend zeigen die ersten vier Säulen hier nur geringe Unterschiede. Wesentlich deutlicher ist der Ausbau der Photovoltaik mit steigender installierter Methanisierungsanlagenleistung zu erkennen. Das Power-to-Gas Konzept bewirkt gleichzeitig eine schrittweise Reduktion des thermischfossilen Brennstoffbedarfs.

Die Verbrennung des regenerativ erstellten Erdgases ist hierbei nicht als Erzeugung dargestellt. Ebenso wie bei Pumpspeichern handelt es sich um eine Speichertechnologie, deren Speicherverluste (als Differenz zwischen aufgenommener und abgegebener Energie) in negative Richtung aufgetragen sind.

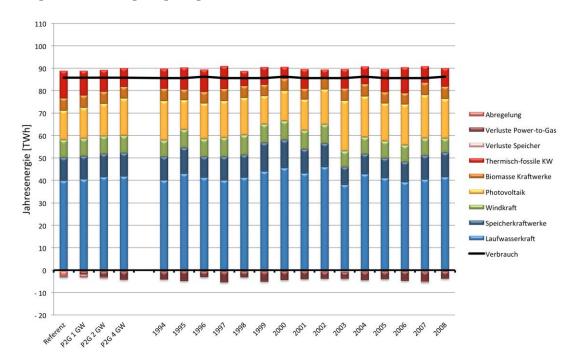


Abbildung 5.50.: Jahresenergiemengen der Power-to-Gas Szenarien

Die Verluste der vier vergleichend dargestellten Szenarien weisen in etwa den gleichen Wertebereich auf. Jedoch ist eine Verschiebung der Verlustanteile zu beobachten. Beim

Referenzszenario (keine Power-to-Gas-Anlage) entfällt der Großteil der Gesamtverluste auf die Abregelung. Mit zunehmender installierter Leistung an Elektrolyseanlagen nehmen die Verluste der Strom-zu-Strom Wandlung, mit dem Energieträger Erdgas als Zwischenspeicher, einen immer größeren Anteil der Gesamtverluste ein. Bei der Variante "Power-to-Gas 4 GW" sind praktisch keine Abregelungsverluste mehr zu beobachten. In allen betrachteten Fällen spielen die Verluste durch Pumpspeicherung eine untergeordnete Rolle.

Der Verlauf der 15 einzelnen Jahre des Szenarios "Power-to-Gas 4 GW" zeigt, dass durch den Einsatz der Methanisierungsanlagen eine Vergleichmäßigung der Jahresergebnisse auftritt. Die Potenziale der Laufwasserkraft und Windkraft werden in den 15 optimierten Jahren jeweils vollständig ausgeschöpft, sodass die dargestellten Schwankungen der zugehörigen Erzeugungsbalken direkt auf das natürliche Dargebot zurückgeführt werden können. Durch die zusätzliche Speichermöglichkeit des Power-to-Gas-Ansatzes kann nun eine höhere PV-Einspeisung im Gesamtsystem verwertet werden. Diese erhöhte Photovoltaikerzeugung wiederum hilft, um die auftretenden Erzeugungsunterschiede der Laufwasserkraft und Windkraft durch einen ausgeglicheneren Erzeugungsmix kompensieren zu können. Der Vergleich der 15 Jahre für die vier Szenarien zeigt, dass mit steigender Power-to-Gas Anlagenleistung die Differenz zwischen dem besten und schlechtesten Zielfunktionswerts verringert wird.

Detailergebnisse im Vergleich Die zuvor abgebildeten Ergebnisse des 15-jährigen Betrachtungszeitraums sind in detaillierter Form für das meteorologische Jahr 2004 in Tabelle 5.16 dargestellt. Die deutlichsten Unterschiede der Jahreserzeugungen zwischen den vier Szenarien sind auch hier im Bereich der Photovoltaik und den thermisch-fossilen Kraftwerke zu finden.

Ergänzend ist in Tabelle 5.16 der Eintrag "Thermische KW - P2G" dargestellt. Dieser beschreibt die Jahreseinspeisung von GuD-Kraftwerken, welche auf dem Einsatz des synthetisch erstellten Erdgases beruht. Die Werte sind hierbei eingeklammert, da dies keine Erzeugung im eigentlichen Sinn, als Wandlung aus einem Primärenergieträger bzw. einem natürlichen Dargebot, darstellt. Der Power-to-Gas-Ansatz ist in diesem Zusammenhang als Speicher zu betrachten, dessen Einspeichervorgang (Elektrolyse und Methanisierung) und Ausspeichervorgang (GuD-Kraftwerk) an getrennten Orten stattfindet.

Tabelle 5.16.: Ergebnisse der Power-to-Gas Szenarien im Vergleich zum Referenzfall

Szenarien		Referenz	Power-to-Gas 1 GW	Power-to-Gas 2 GW	Power-to-Gas 4 GW
	Verbrauch	86,25	86,25	86,25	86,25
	Laufwasserkraft	42,74	42,74	42,74	42,74
	Speicherkraftwerke	8,98	8,98	8,98	8,98
	Windkraft	7,47	7,47	7,47	7,47
Jahres-	Photovoltaik	12,20	13,45	15,42	17,70
energie	Biomasse Kraftwerke	5,58	5,58	5,58	5,58
[TWh]	Thermische KW - fossil	12,40	11,06	9,63	8,21
	Thermische KW - P2G	-	(0,75)	(1,37)	(2,00)
	Verluste Speicher	0,35	0,52	0,70	0,70
	Verluste Power-to-Gas	-	1,33	2,44	3,56
	Abregelung	2,77	1,19	0,43	0,18
Volllast-	Biomasse Kraftwerke	5289	5289	5289	5289
stunden	Thermische Kraftwerke	1602	1525	1421	1319
[h/a]	PSKW-Pumpen	419	619	835	833
[II/a]	Power-to-Gas	-	2074	1904	1389
Vollzyklen [1/a]	Pumpspeicher	7,3	10,9	14,6	14,6
Speicherumsatz	Pumpspeicher	1,75	2,58	3,48	3,48
[TWh/a]	Power-to-Gas	-	2,07	3,81	5,56
Verhältnis Erzeugu	ng zu Verbrauch	103,6%	103,5%	104,1%	105,1%
Regenerativer Erzeugungsanteil		85,6%	87,2%	88,8%	90,5%

Die entstehenden Verluste der Speicherung von Strom in Form von synthetischen Gas und anschließender Rückverstromung liegen je nach installierter Elektrolyseleistung im Bereich von 1,33 TWh/a bis 3,56 TWh/a. Demgegenüber steht die Reduktion der Abregelungsverluste in der gleichen Größenordnung. Der Vergleich der einzelnen Verlustanteile wird in weiterer Folge in Abbildung 5.51 behandelt.

Die Volllaststundenzahl der Elektrolyseanlage beträgt $2\,074\,\mathrm{h/a}$ (Variante 1 GW) sowie $1\,904\,\mathrm{h/a}$ (Variante 2 GW). Wie in einem folgenden Paragraph behandelt, wird dieser Wert vor allem durch die Anzahl an Stunden im Jahr begründet, an denen ein Erzeugungsüberschuss vorliegt. Bei einer installierte Leistung von 4 GW sinkt die Volllaststundenzahl auf $1\,389\,\mathrm{h/a}$ ab.

Eine wesentliche Frage besteht darin, wie der Einsatz der Pumpspeicher durch die alternative Speicherform der Power-to-Gas Anlagen beeinflusst wird. Die Ergebnisse in Tabelle 5.16 zeigen, dass sich die Volllaststundenzahl und somit die jährliche Zyklen-

zahl bei einer installierten Elektrolyseleistung von 2 GW im Vergleich zum Referenzfall verdoppelt. Eine weiterer Ausbau der Power-to-Gas-Anlagen bewirkt eine Beibehaltung dieses erhöhten Pumpspeichereinsatzes.

Das Verhältnis aus Erzeugung und Verbrauch zeigt bei Verwendung von Power-to-Gas Anlagen einen verhältnismäßig geringen Anstieg. Bei einer Anlagenleistung von 1GW ist sogar ein leichter Rückgang zu beobachten. Somit führt das Vorhandensein eines zusätzlichen saisonalen Speichers mit großer Speicherkapazität nicht automatisch zu einer Überdimensionierung der installierten regenerativen Erzeuger. Aufgrund der zu begrenzenden Abregelungs- und Speicherverluste ist der beobachtete Ausbau der Photovoltaik mit einem etwa gleich starken Rückgang der thermisch-fossilen Erzeugung verbunden. Der verringerte fossile Brennstoffbedarf führt zu einer, im Vergleich zu anderen Szenarien, deutlichen Verbesserung des Gesamtergebnisses in Form eines erhöhten regenerativen Erzeugungsanteils mit steigender Power-to-Gas Leistung.

Die angegebenen Volllaststundenzahl der thermischen Kraftwerke beschreibt die Gesamterzeugung aus fossilen Brennstoffen sowie synthetischem Methan. Hierbei ist ein Rückgang der Volllaststundenzahl mit steigender Leistung der Elektrolyseanlage zu beobachten! Dies widerspricht der Überlegung, dass aufgrund des klimaneutralen Einsatzes von GuD-Kraftwerken basierend auf Brennstoffen, welche aus erneuerbaren Quellen gewonnen werden, die Einsatzstunden der thermischen Kraftwerke steigen würden. Der Grund hierfür liegt in den zusätzlichen Speichermöglichkeit des Power-to-Gas Ansatzes und der daraus resultierenden erhöhten installierten PV-Leistung. Diese zusätzliche Photovoltaikerzeugung verursacht einen Rückgang des fossilen Brennstoffbedarfs. In Summe verringert sich dadurch die Volllaststundenzahl der thermisch-fossilen Einheiten stärker, als diese durch den Effekt der klimaneutralen Nutzung, basierend auf synthetischem Gas, erhöht wird.

Abbildung 5.51 zeigt die Zielfunktionswerte in Säulenform für die drei Power-to-Gas Szenarien sowie dem Referenzszenario ohne Gaszwischenspeicherung. In der Optimierung liegt die Zielsetzung in der Minimierung dieser Säulen, welche sich aus fossilem Brennstoffbedarf, Speicherverlusten (P2G, PSKW und TSp) sowie Abregelungsverluste zusammensetzen. Die Werte sind in bezogener Form auf den jeweils gleichen Jahresstromverbrauch dargestellt.

Die Summe aus fossilen Brennstoffbedarf und Power-to-Gas-Verlusten (erste beiden Anteile der kumulierten Säulen) weist einen relativ konstanten Wert von ca. 14 % für alle

vier Szenarien auf. Obwohl die Umsetzung des Power-to-Gas Konzeptes einen signifikanten Anteil an den Gesamtverlusten einnimmt, kann somit ein noch stärkerer Rückgang des fossilen Brennstoffbedarfs beobachtet werden. Weiters zeigt Abbildung 5.51, dass die Umwandlungsmöglichkeit von überschüssigen Strom in synthetisches Gas einen deutlichen Rückgang der Abregelungsverluste bewirkt. Durch den erhöhten Einsatz der Pumpspeicher steigen die "Sonstigen Verluste" im Vergleich zum Referenzfall an. Der Summenbalken stellt die positive Wirkung des Power-to-Gas-Konzeptes auf den Zielfunktionswert und somit dem regenerativen Erzeugungsanteils dar.

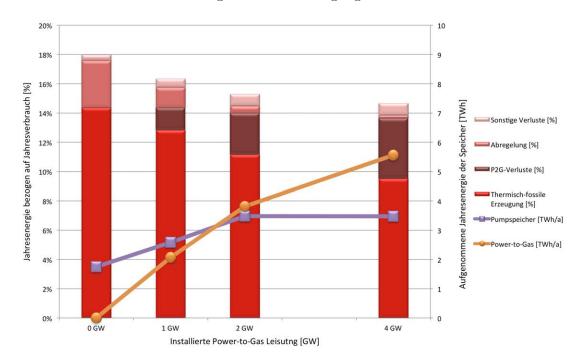


Abbildung 5.51.: Zielfunktionswert als Summe aus thermisch-fossiler Erzeugung und Verlusten sowie der Speichereinsatz der Power-to-Gas Szenarien

Neben den vier Säulen ist der Speichereinsatz als Linie mit Markierungspunkten abgebildet, welcher als aufgenommene elektrische Jahresenergie (Sekundärachse) in [TWh] dargestellt ist. Gerade beim Power-to-Gas Ansatz ist hierbei zu beachten, dass die ausgespeicherte Energie aufgrund des Strom-zu-Strom Wirkungsgrades von 36 % dementsprechend geringer ist.

Der Einsatz der Pumpspeicher beträgt im Referenzszenario ("0 GW") 7,3 Vollzyklen

(entspricht 1,75 TWh/a Pumpenergie) pro Jahr. Je nach Umsetzungsgrad des Powerto-Gas Ansatzes steigt die Verwendung der Pumpspeicher auf 10,9 Vollzyklen ("1 GW P2G") bzw. auf 14,6 Vollzyklen ("2GW P2G") nahezu linear an. Dies ist anhand der durchgezogenen violetten Linie zwischen den ersten drei Szenarien zu erkennen. Beim Übergang von einer installierten Elektrolyseleistung von 2 GW auf 4 GW ist keine weitere Steigerung des Pumpspeichereinsatzes zu sehen.

Um den Verlauf der Volllaststunden leichter erkennen zu können, wird die aufgenommene Energie der Elektrolyseanlagen ebenfalls mit einer durchgezogenen Linie verbunden. Im Referenzfall ist die Jahresenergie Null, da hier keine Anlagen installiert sind. Die Verbindungslinie des Nullpunktes zum Wert von 2,07 TWh/a ("1 GW P2G") und weiter zu 3,81 TWh/a ("2GW P2G") zeigt auch hier eine nahezu Verdopplung der aufgenommenen Energie bei der Verdopplung der installierten Leistung (vgl. Volllaststundenzahl in Tabelle 5.16). Ein weiterer Ausbau der installierten Elektrolyseleistung auf 4 GW zeigt eine Abflachung der Verbindungslinie und dementsprechend einen Rückgang der Volllaststundenzahl.

Residuallast und Speichereinsatz Das Residuallastprofil in Abbildung 5.52 stellt den Verbrauch vermindert um die dargebotsabhängige Einspeisung dar. Überschüssige Einspeiseleistung, welche den Verbrauch übersteigt, ist somit anhand von negativen Werten des Residuallastprofils zu erkennen. Aus Darstellungsgründen sind in Abbildung 5.52 jeweils Tagesmittelwerte zu sehen.

Weiters wird in Abbildung 5.52 der Pumpspeichereinsatz in violett dargestellt, wobei positive Werte einen Turbinenbetrieb und negative Werte einen Pumpbetrieb anzeigen. Ein gleichzeitig auftretender positiver und negativer Tagesmittelwert deutet auf einen Tag-Nacht-Ausgleich durch die Pumpspeicher hin, welcher einen negativen Tagesmittelwert der Pumpen- und einen positiven der Turbinensätze bewirkt.

Die orange eingezeichnete Linie zeigt den Einsatz der Elektrolyseanlagen als Tagesmittelwert an. Der Ausspeichervorgang als Verbrennung des synthetischen Gases in Kraftwerken ist hier nicht dargestellt. In diesem Abschnitt wird ausschließlich das Szenario "Power-to-Gas 2 GW" grafisch abgebildet. Die Eigenschaften der beiden anderen Power-to-Gas Szenarien werden in Textform behandelt.

Das Residuallastprofil ist von der Charakteristik ähnlich zu jenem des Referenzszenari-

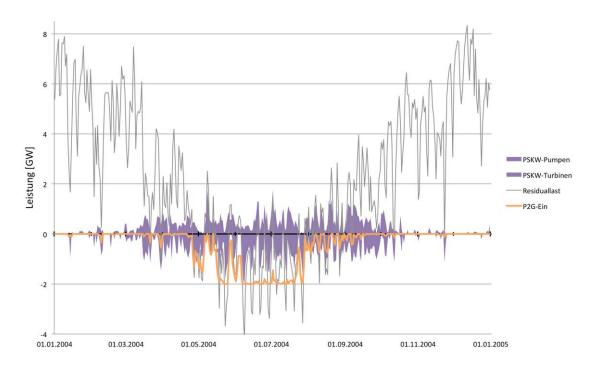


Abbildung 5.52.: Residuallast, Pumpspeicher- und Power-to-Gas-Einsatz im Szenario "Power-to-Gas 2 GW"

os ohne Power-to-Gas Anlagen (siehe Kapitel 5.1 Abbildung 5.4). Unterschiede sind in den Sommermonaten zu erkennen. Aufgrund der nun höheren installierten PV-Leistung, ergeben sich größere Einspeiseüberschüsse und das Residuallastprofil nimmt dementsprechend hier negativere Werte an.

Die Power-to-Gas Anlagen kommen vor allem in den Sommermonaten, in denen ein dauerhafter Erzeugungsüberschuss vorliegt, zum Einsatz. Weiters ist zu sehen, dass hierbei jeweils durchgehende Zeitbereiche von mehreren Tagen bis hin zu Wochen auftreten, in denen der Tagesmittelwert der Einspeicherleistung bei 2 GW liegt. Dies ist gleichbedeutend mit dem Maximalwert des hier behandelten Szenarios, sodass ein Bandlastbetrieb mit diesem Wert vorliegt. In den Zeitbereichen ohne dauerhaften Erzeugungsüberschuss (September bis Anfang Mai) werden die Power-to-Gas Anlagen, welche im Vergleich zu alternativen Speichertechnologien einen geringen Wirkungsgrad aufweisen, kaum zum Einspeichern elektrischer Energie verwendet.

In Abbildung 5.52 ist nun der verstärkte Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke im Ver-

gleich zum Referenzfall ersichtlich. In der Übergangszeit werden diese wie bisher zum zeitnahen Ausgleich von Erzeugungsüberschüssen und -defiziten verwendet. Neu ist hingegen der Einsatz der Pumpspeicher im Sommer (speziell Juni und Juli). Hiermit wird versucht, die in der Leistung schwankenden Erzeugungsüberschüsse mit Hilfe der Pumpspeicher auf einen zeitlich konstanten Überschuss in der Höhe von 2 GW zu bringen, um die Möglichkeiten der Power-to-Gas Anlagen ideal auszunutzen.

Für die beiden weiteren Power-to-Gas Szenarien mit einer installierten Leistung von 1 GW bzw. 4 GW ist die Residuallast und der Speichereinsatz nicht als Abbildung dargestellt, da diese in der Charakteristik ähnlich zu der dargestellten 2 GW Variante sind. Mit steigender Elektrolyseleistung, wird ebenso die installierte PV-Leistung erhöht und dementsprechend verschiebt sich das Residuallastprofil gerade in den Sommermonaten nach unten. Im Szenario "Power-to-Gas 1 GW" werden die Elektrolyseanlagen im Sommer noch stärker im Bandlastbetrieb mit der durchgehenden Leistungen von 1 GW betrieben. Etwas anders verhält sich dies im Szenario "Power-to-Gas 4 GW", da nun die Power-to-Gas Anlagen in ihrer Leistung flexibler betrieben werden. Hier ist in den Sommermonaten der Bandlastbetrieb nicht mehr in dieser Deutlichkeit zu erkennen, da nun aufgrund der höheren installierten Leistung die Power-to-Gas Anlagen auch leistungsmäßig höhere Erzeugungsüberschüsse direkt aufnehmen können.

Speicherfüllstandsverlauf Der Speicherfüllstandsverlauf in Abbildung 5.53 zeigt den potenziellen Energieinhalt der Pumpspeicher, der Speicherkraftwerke (welche ausschließlich auf natürlichen Zufluss beruhen) und des Gasspeichers für das Szenario "Power-to-Gas 4 GW". Für letztgenannten ist die Füllstandsänderung dargestellt, welche durch das synthetische Gas aus erneuerbaren Energien (EE-Gas) hervorgerufen wird. Die Bewirtschaftung der Gasspeicher mit konventionellem Erdgas ist hierbei nicht aufgetragen.

Der Speicherfüllstandsverlauf der (Jahres-)Speicherkraftwerke entspricht im Wesentlichen jenem des Referenzszenarios ohne Power-to-Gas Anlagen. Der natürliche Zufluss wird verwendet, um die Speicher mit etwa Oktober/November vollständig zu füllen. Über die Wintermonate wird dieser Speicherinhalt praktisch zur Gänze abgearbeitet.

Die Füllstandsänderung der Gasspeicher zeigt saisonal einen nahezu gleichen Verlauf, wie jener der Speicherkraftwerke. Das eingespeicherten EE-Gas wird bereits zu Winterbeginn in thermischen Kraftwerken zur Rückverstromung verwendet. Für das Optimierungsergebnis stellt es jedoch keinen Unterschied dar, zu welchen Zeitpunkten im Winter

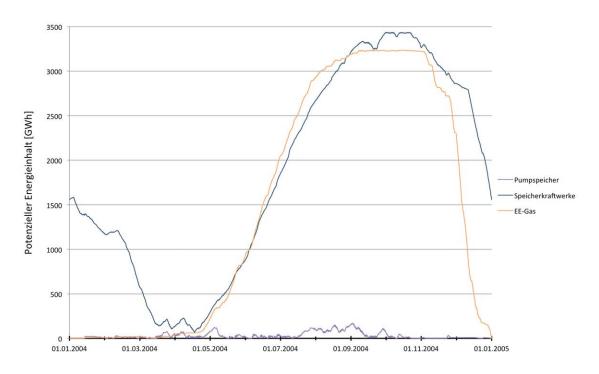


Abbildung 5.53.: Speicherfüllstandsverlauf des Gasspeichers, der Speicherkraftwerke und der Pumpspeicherkraftwerke für Szenario "Power-to-Gas 4 GW"

synthetisches sowie fossiles Gas eingesetzt wird. Entscheidend ist hierbei nur der Energieanteil des regenerativ hergestellten Gases. Sowohl der Einspeichervorgang als auch der Ausspeichervorgang wurden je mit einem Wirkungsgrad von 60 % modelliert. Für die dargestellte eingespeicherte EE-Gasmenge ist dementsprechend eine erhöhte elektrische Energie notwendig, bzw. die elektrische Energie der Rückverstromung beträgt 60 % der eingespeicherten Gasmenge.

Der Verlauf des potenziellen Energieinhalts des EE-Gases mit einem Maximalwert von 3 233 GWh (siehe Abbildung 5.53) zeigt, dass das Power-to-Gas Konzept für den saisonalen Ausgleich eine ähnliche Bedeutung aufweist, wie die (Jahres-)Speicherkraftwerke mit einem Maximalfüllstand von 3 435 GWh. Im Gegensatz zu hydraulischen Speicherkraftwerke nimmt die eingespeicherte Gasmenge mit etwa knapp 4 % des Fassungsvermögens von 82 600 GWh nicht die vollständige Speicherkapazität in Anspruch.

Wie im Referenzfall zeigt sich ebenso in Abbildung 5.53, dass Pumpspeicher aufgrund der beschränkten Speicherkapazität für den saisonalen Ausgleich eine untergeordnete

Rolle spielen. Das Aufgabengebiet liegt hier viel stärker im Ausgleich zeitnaher Erzeugungsdefizite und -überschüsse. Im dargestellten Szenario "Power-to-Gas 4 GW" ist dies insofern noch deutlicher zu beobachten, da mit dem maximalen Füllstand der Pumpspeicher von 174 GWh potenziellem Energieinhalt im Gegensatz zu den Jahresspeichern nur etwa 82 % der Speicherkapazität genutzt wird.

Die beiden anderen nicht dargestellten Power-to-Gas Szenarien weisen qualitativ den gleichen saisonalen Verlauf der Gasspeicher und Speicherkraftwerke auf. Aufgrund der geringeren installierten Elektrolyseleistung beträgt hier der maximal eingespeicherte Energieinhalt von EE-Gas 1244 GWh (Szenario "1 GW") bzw. 2 221 GWh (Szenario "2 GW"). Die im Vergleich zum Szenario "4 GW" (siehe Abbildung 5.53) geringere Einspeicherleistung zeigt sich ebenso in einer verringerten Anstiegsgeschwindigkeit des Speicherinhalts in den Sommermonaten. Die Ausspeicherleistung hingegen ist hiervon nicht betroffen, da diese durch die installierte Leistung an Gaskraftwerken bestimmt wird.

Einsatzgebiet Power-to-Gas Der Einsatz von Power-to-Gas Anlagen ist mit verhältnismäßig hohen Gesamtspeicherverlusten der Umwandlungskette gekennzeichnet. Das Einsatzgebiet fokussiert sich daher auf die Verwertung von überschüssig erzeugtem Strom, welcher nicht mit Hilfe anderer Speicher sinnvoll verwertet werden kann. In diesem Fall wirkt sich der niedrige Wirkungsgrad des Power-to-Gas Konzeptes nicht nachteilig auf die Verlustbilanz aus, da die Einspeisung ansonsten abgeregelt werden müsste und somit vollständig verlorengehen würde. In diesem Unterpunkt soll nun der Frage nachgegangen werden, wie groß das Einsatzgebiet für Power-to-Gas Anlagen in Österreich überhaupt ist.

Zur Beantwortung dieser Frage werden zunächst verschiedene Jahresdauerlinien des Referenzfalls herangezogen. Diese zeigen die aufgetretenen Leistungswerte des vollständigen Jahres, ihrer Größe nach, absteigend sortiert. Abbildung 5.54 stellt als schwarze Linie die Jahresdauerlinie des Verbrauchs mit einem Maximalwert von 13,8 GW und einem Minimalwert von 5,9 GW dar. Die Erzeuger Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik wirken dem Verbrauch entgegen und übertreffen diesen auch phasenweise. Die, um die dargebotsabhängige Einspeisung verringerte, Residuallastlinie (grau) ist daher im Vergleich zur Dauerlinie der Last nach unten verschoben. Positive Werte zeigen eine Restlast (Erzeugungsdefizit) und negative Werte einen Erzeugungsüberschuss an. In Abbildung 5.54 ist ersichtlich, dass etwa zweieinhalb Monate im Jahr ein Erzeugungsschuss vorliegt.

Die dritte in dunkelblau dargestellte Dauerlinie beschreibt die Residuallast verringert um die steuerbare Erzeugung der hydraulischen Speicherkraftwerke. Hierbei wäre wünschenswert, dass das Regelarbeitsvermögen ausschließlich zur Reduktion von Erzeugungsdefiziten herangezogen wird. Bis zur 5 000. Stunde ist dies anhand einer relativ gleichmäßigen Verschiebung nach unten im Vergleich zur Residuallastdauerlinie zu erkennen. Jedoch tritt auch später (im Bereich der 7 000. Stunde) eine leichte Verschiebung nach unten auf, obwohl hier die Residuallast bereits negative Werte angenommen hat. Dies bedeutet, dass Speicherkraftwerke in Phasen eines Erzeugungsüberschusses durch dargebotsabhängige Erzeuger, diesen Überschuss noch zusätzlich verstärken. Der Grund hierfür liegt in der begrenzten Speicherkapazität von Tages- und Wochenspeichern, welche ihren natürlichen Zufluss zeitnah abarbeiten müssen. Liegt im Sommer ein dauerhafter Erzeugungsüberschuss vor, so müssen die Wassermengen dennoch hier abgearbeitet werden, um einen Beckenüberlauf zu vermeiden.

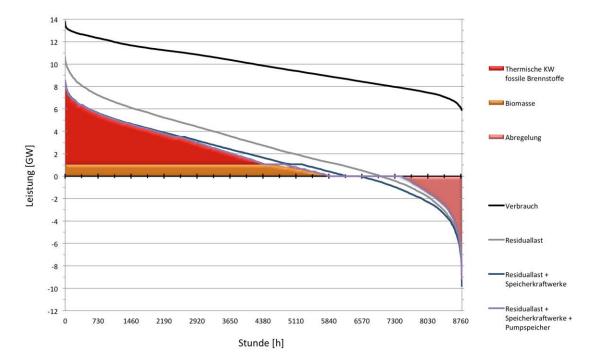


Abbildung 5.54.: Jahresdauerlinie des Verbrauchs und der Residuallast für das Referenzszenario

Die Pumpspeicher werden nun eingesetzt, um die auftretenden Erzeugungsdefizite mit

den Erzeugungsüberschüssen kompensieren zu können. In Form der Dauerlinien bedeutet dies, positive und negative Werte der blauen Linie (Residuallast nach Einsatz der Speicherkraftwerke) miteinander "auszutauschen". Die vierte violette Linie zeigt nun die verbleibende Abweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch nach Einsatz der Pumpspeicher. Die Wirkung ist vor allem anhand der Zeitdauer abzulesen, in der die Dauerlinie auf dem Wert Null verbleibt. Genau dieser Bereich ("Totband") zeigt an, dass hier bereits eine exakte Deckung der Last vorliegt. Nach Einsatz der reinen Speicherkraftwerke (dunkelblau) beträgt diese Phase rund 2 Wochen (ca. 350 h) im Jahr. Mit Hilfe der Pumpspeicher kann dieser Zeitbereich auf mehr als zwei Monate (ca. 1600 h) ausgedehnt werden.

Die restlichen verbleibenden Abweichung von Erzeugung und Verbrauch der violetten Dauerlinie (Residuallast nach Speicher- und Pumpspeichereinsatz) müssen nun durch steuerbare Erzeuger sowie Abregelung kompensiert werden. Ansonsten wäre die Forderung verletzt, dass der Verbrauch zu jedem Zeitpunkt exakt gedeckt werden muss. Im Referenzszenario stehen als steuerbare Einheiten nur noch Biomasseanlagen sowie die thermisch-fossilen Erzeugungsanlagen zur Verfügung. Abbildung 5.54 zeigt hierbei, dass Biomasse- und Biogasanlagen (hellbraune Fläche) in einem sehr langen Zeitraum von etwa 4 700 h mit der vollen Nennleistung betrieben werden. Danach ist ein Teillastbetrieb bis ca. zur 5 850. Betriebsstunde zu erkennen. Die thermisch-fossilen Erzeugungseinheiten werden neben der Aufbringung der fehlenden Energiemenge (dunkelrote Fläche) auch zur leistungsmäßigen Deckung von hohen Erzeugungsdefiziten eingesetzt. Die Spitzenleistung von 7,5 GW entspricht etwa 97 % der verfügbaren Leistung des österreichischen Kraftwerksparks.

Die Erzeugungsüberschüsse, welche nach Einsatz der Pumpspeicher verbleiben (negative Werte der violetten Dauerlinie) müssen mit Hilfe von Abregelung der dargebotsabhängigen Erzeuger auf Null gebracht werden. Die Fläche unter der Kurve entspricht mit 2,77 TWh/a etwa 3 % des Jahresstromverbrauchs (vgl. Kapitel 5.1). Die maximale Abregelungsleistung ist mit 9,1 GW mehr als doppelt so hoch, wie die verfügbare Pumpleistung aller österreichischen Pumpspeicherkraftwerke.

Das Einsatzgebiet der Power-to-Gas Anlagen liegt genau in der Phase des Erzeugungsüberschusses (je nach Szenario ist die Residuallast an etwa 2 000 h im Jahr negativ). Im Speziellen gilt es, die auftretenden Überschüsse zu nutzen, welche nicht mit Hilfe von Pumpspeichern verwertet werden können und somit in Abregelungsverlusten resultieren

würden.

Abbildung 5.55 zeigt nun die Jahresdauerlinien für das Szenario "Power-to-Gas 2 GW". Zunächst ist zu erkennen, dass die Residuallastdauerlinie im Vergleich zu jener des Referenzfalls nach unten verschoben ist. Dies trifft speziell für den Zeitbereich des Erzeugungsüberschuss zu, da nun eine höhere installierte Photovoltaikanlagenleistung vorliegt. Neben den zuvor beschriebenen Dauerlinien und Flächen der steuerbaren Erzeugung und Abregelung kommen nun die beiden orangen Flächen des Power-to-Gas Konzepts hinzu. Die Fläche im positiven Leistungsbereich zeigt die Erzeugung in thermischen Kraftwerken unter Verwendung des synthetisch hergestellten Gases. Die Fläche im negativen Leistungsbereich stellt den Einspeichervorgang mit Elektrolyse und Methanisierung dar. Der Unterschied der beiden Flächeninhalte ist in dem Strom-zu-Strom Wirkungsgrad von 36 % begründet.

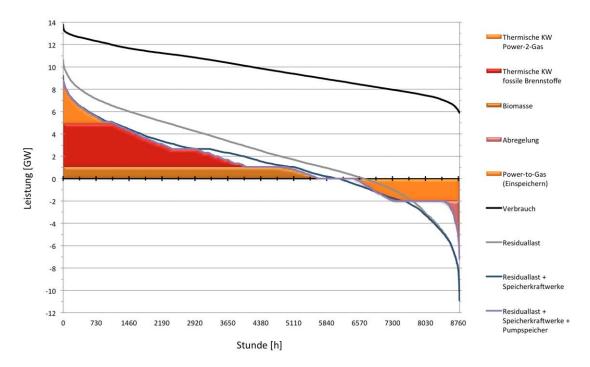


Abbildung 5.55.: Jahresdauerlinie des Verbrauchs und der Residuallast für Szenario "Power-to-Gas 2 GW"

In Abbildung 5.55 ist die Begrenzung der Einspeicherleistung von 2 GW durch die installierte Elektrolyseanlagenleistung ersichtlich. Weiters zeigt sich, dass die Power-to-Gas

Anlagen etwa 2 Monate im Jahr (ca. $1500 \, h/a$) mit dieser vollen installierten Leistung betrieben werden. Mit dem zusätzlichen Teillastbetrieb ergeben sich etwa 2 200 Betriebsstunden pro Jahr bei einer Anlagenleistung von 2 GW.

Im Vergleich zum Referenzfall sind die Auswirkungen auf die Abregelverluste deutlich zu erkennen. Anstatt 2,77 TWh/a betragen diese nun 0,43 TWh/a (entspricht 0,5 % des Jahresstromverbrauchs). Der Rückgang der maximal auftretenden Abregelungsleistung auf 5,2 GW fällt hingegen geringer aus. Daraus kann abgeleitet werden, dass auf die Möglichkeit der Abregelung deutlich seltener zurückgegriffen werden muss, diese aber nach wie vor ein wichtiges Instrument zur Beherrschung von Extremsituationen darstellt.

Im zuvor gezeigten Referenzfall bestand die Aufgabe der Pumpspeicher praktisch alleine darin, die Erzeugungsüberschüsse mit Erzeugungsdefiziten so zu kompensieren, dass die verbleibenden Restabweichungen möglichst gering werden. Dieser zeitnahe Ausgleich wird weiterhin direkt von den Pumpspeichern übernommen. Ihnen kommt nun aber eine weitere Aufgaben zu. So ist es das Ziel, die verbleibende überschüssige Erzeugung (dunkelblau Kurve im negativen Bereich) so zu verändern, dass die Erzeugungsüberschüsse $\leq 2\,GW$ betragen und somit von der Power-to-Gas-Anlage vollständig verwertet werden können. Genau dieser Einsatz der Pumpspeicher erlaubt es, dass in Kombination mit der großen Speicherkapazitäten der Power-to-Gas Anlagen die resultierenden Abregelungsverluste im Vergleich zum Referenzfall deutlich sinken.

Beispielwochen Die im folgenden behandelten Beispielwochen der Power-to-Gas Szenarien konzentrieren sich auf die Sommer- und Übergangszeit, da vor allem hier Unterschiede im Vergleich zum Referenzfall zu beobachten sind. Die Einsatzcharakteristik der steuerbaren Einheiten bleibt hingegen im Winter nahezu unverändert. Einziger Unterschied besteht in der verbesserten ökologischen Bilanz, da nun z.T. in Gaskraftwerken auf das, aus erneuerbaren Energieträgern gewonnene, synthetische Gas zurückgegriffen werden kann. Das eigentliche Einsatzprofil der thermischen Erzeugungsanlagen wird hiervon jedoch nicht verändert.

Abbildung 5.56 zeigt die Sommerbeispielwoche von 2. Juni bis 8. Juni des Szenarios "Power-to-Gas 1 GW". Hierbei ist zunächst zu erkennen, dass die Power-to-Gas Anlage die ganze Woche hindurch mit der maximal möglichen Leistung betrieben wird. Die dauerhaften Überschüsse in den Sommermonaten, welche aufgrund der begrenzten Spei-

cherkapazität der Pumpspeicher zu Abregelungsverlusten führen würden, werden somit bestmöglich eingespeichert und in den Wintermonaten wieder abgerufen.

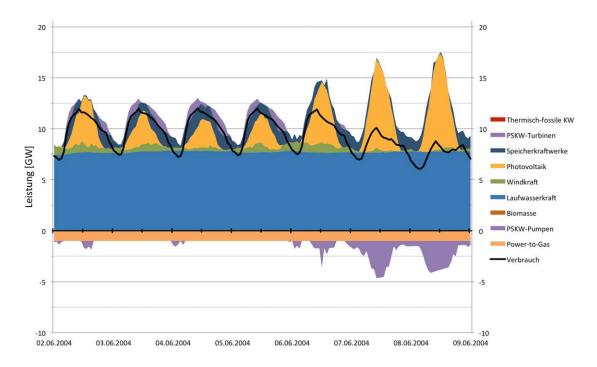


Abbildung 5.56.: Sommer - Beispielwoche des Szenarios "Power-to-Gas 1 GW"

Die dargestellte Beispielwoche beinhaltet gerade mit dem zweiten, dritten und vierten Tag eine Phase mit verhältnismäßig geringem solarem Dargebot. Zum Ausgleich kommt hier vor allem die steuerbare Erzeugung der (Tages-)Speicher zum Einsatz. Zusätzlich werden die Pumpspeicher in Turbinenrichtung eingesetzt, um dauerhaft einen Erzeugungsüberschuss von 1 GW für die Power-to-Gas Anlagen bereitzustellen. Dies ist insofern sinnvoll, da die Pumpspeicher in den Sommermonaten, in Phasen mit hohem solaren Dargebot (z.B. letzten beiden Tage der Woche), diese hier abgegebene Energie wieder aufnehmen können. Pumpspeicherkraftwerke werden somit eingesetzt, um die Maximalleistung und somit maximal einspeicherbare Energie der Power-to-Gas Anlagen während der Sommermonate bestmöglich zu nutzen.

Eine weitere Auffälligkeit stellen die Nachtstunden dar. Im Referenzfall traten hier Erzeugungsüberschüsse auf, welche in der hohen Bandeinspeisung der Laufwasserkraft begründet waren. Der zeitnah abzuarbeitende natürliche Zufluss der (Tages-)Speicherkraftwerke

wird nun zusätzlich in den Nachtstunden eingesetzt, um hier ebenfalls einen konstanten Erzeugungsüberschuss von 1 GW bereitzustellen.

Die Power-to-Gas Anlagen können als eine Verschiebung des Lastprofils nach oben verstanden werden. Bei diesem "modifizierte Lastprofil" ergibt sich auch in den Sommermonaten die Situation, dass Überschuss und Defizit einander abwechseln. Dies bewirkt wiederum die zuvor beschriebene Situation, dass Pumpspeicher auch in dieser Phase des Jahres eingesetzt werden und nicht im dauerhaft befüllten Zustand verbleiben.

Abbildung 5.57 zeigt eine andere Beispielwoche vom 9. Juni bis 15. Juni für das Szenario "Power-to-Gas 2 GW". Dieser abweichende Zeitraum wurde gewählt, um die Effekte der Power-to-Gas Anlagen in einer Sommerwoche mit durchgehend hohem solaren Dargebot zu zeigen. Die Power-to-Gas Anlagen werden auch hier wieder die ganze Woche hindurch mit ihrer maximalen Leistung (2 GW) betrieben.

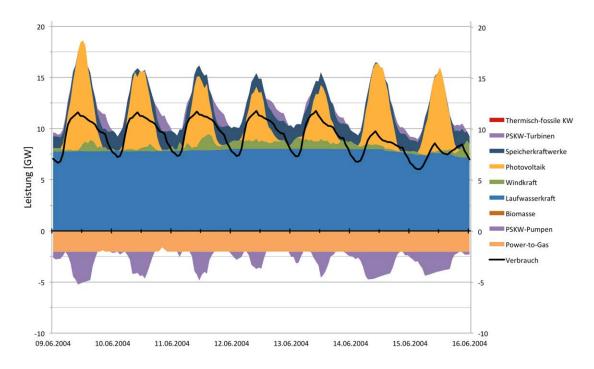


Abbildung 5.57.: Sommer - alternative Beispielwoche des Szenarios "Power-to-Gas $2\,\mathrm{GW}$ "

Pumpspeicher werden nun nicht mehr benötigt, um ein Erzeugungsdefizit auszugleichen. Die dargebotsabhängige Einspeisung kann in Kombination mit den (Tages-)Speichern zu jedem Zeitpunkt der Woche den vorgegebenen Verbrauch decken. Die Pumpspeicher erfüllen hier eine andere Aufgabe. Die leistungsmäßig hohen Erzeugungsüberschüsse in den Mittagsstunden können nicht direkt durch die Power-to-Gas Anlagen aufgenommen werden. Daher übernehmen die Pumpspeicher die Aufgabe der Zwischenspeicherung. Die Erzeugungsüberschüsse der Mittagsstunden werden aufgenommen und in den Abend- und Nachtstunden wiederum direkt abgegeben, um auch hier einen durchgehender Überschuss von 2 GW für die Power-to-Gas Anlagen bereitstellen zu können.

In Abbildung 5.58 ist die Beispielwoche der Übergangszeit von 21. April bis 27. April für das Szenario "Power-to-Gas 4 GW" dargestellt. Im Vergleich zum Referenzfall ist hierbei die installierte PV-Leistung um 45 % höher. Die Charakteristik der Übergangszeit mit häufigen Erzeugungsüberschüssen in den Mittagsstunden und Defiziten in den Abend- und Nachtstunden ist unverändert vorhanden. Ebenso ist am Wochenbeginn der vereinzelte Einsatz von Biomasse- und Biogasanlagen zu beobachten.

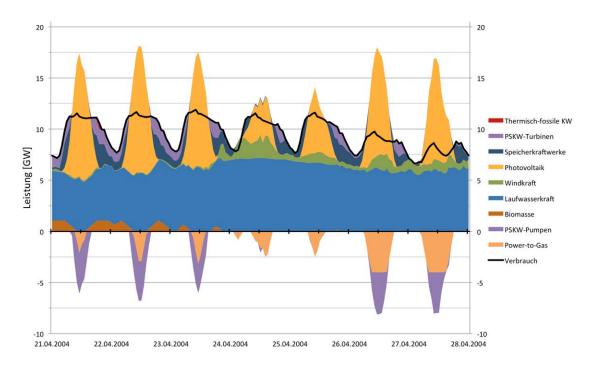


Abbildung 5.58.: Übergangszeit - Beispielwoche des Szenarios "Power-to-Gas 4 GW"

Die Pumpspeicher werden speziell in den ersten drei Tagen der Beispielwoche zum Tag-Nacht-Ausgleich eingesetzt, indem der Erzeugungsüberschuss in den Mittagsstunden eingespeichert und in den Abend- und Nachtstunden wieder abgegeben wird. Jener Anteil der überschüssigen PV-Einspeisung, welcher nicht für den zeitnahen Ausgleich benötigt wird, kann nun von den Power-to-Gas Anlagen saisonal gespeichert werden.

Der Einsatz der Power-to-Gas Anlagen unterliegt der Beschränkung des maximalen Gradienten von 20 % der Nennleistung pro Stunde. Abbildung 5.58 zeigt, dass bei einer installierten Leistung von 4 GW trotz dieser Beschränkung die Leistungsänderungen der überschüssigen Erzeugung nachgefahren werden können. Wird hier ein glatteres Einsatzprofil der Power-to-Gas Anlagen verlangt, so könnte dies mit Hilfe der Pumpspeicher in Form der zuvor beschriebenen Zwischenspeicherung realisiert werden.

Die installierte Leistung der Elektrolyseanlagen von 4 GW bewirkt, dass im Vergleich zu niedrigeren Anlageleistungen der durchgehende Bandbetrieb weniger stark vorhanden ist. Dies gilt speziell für die in Abbildung 5.58 dargestellte Übergangszeit aber auch für die hier nicht dargestellte Sommerbeispielwoche. Dies einerseits ist darin begründet, dass die Power-to-Gas Anlagen leistungsmäßig häufig in der Lage sind, die überschüssige Einspeiseleistung direkt zu verwenden, ohne auf die Zwischenspeicherung der Pumpspeicher zurückgreifen zu müssen. Andererseits können nun die überschüssigen Energiemengen in den Sommermonaten, aufgrund der höheren Maximalleistung, auch ohne Dauerbetrieb der Power-to-Gas Anlagen aufgenommen werden.

6. Schlussfolgerungen und Ausblick

Neben den behandelten allgemeinen Eigenschaften von dargebotsabhängigen Erzeugern (Kapitel 3), wurden im vorangegangenen Kapitel 5 die Ergebnisse der einzelnen optimierten Szenarien dargestellt und miteinander verglichen. In diesem Kapitel werden die wichtigsten Erkenntnisse zusammengefasst sowie weitere, in dieser Arbeit nicht direkt behandelte, Aspekte beschrieben.

Jährliche Schwankungen In Bezug auf den jährlichen Ertrag weist die Photovoltaik die geringsten und die Windkraft die höchsten Schwankungen auf. Die Kombination aus den drei dargebotsabhängigen Erzeugungsformen zeigt einen positiven Effekt zur Verringerung der jährlichen Schwankungen. Neben den Jahresenergiemengen weisen auch die Jahresprofile der Laufwasserkraft und Windkraft z.T. deutliche Unterschiede zwischen den betrachteten Jahren auf.

Diese Variationen im regenerativen Dargebot führen zu deutlichen Schwankungen des Gesamtoptimierungsergebnisses in den 15 betrachteten Jahren. So beträgt im Referenzszenario der regenerativen Erzeugungsanteils maximal 92,5 % (meteorologisches Jahr 2002) und minimal 81 % (Jahr 1997) bei gleich hohen Gesamtverlusten und unter sonst gleichen Rahmenbedingungen.

Stromverbrauch Der zukünftige Stromverbrauch ist der entscheidende Faktor, in wie weit eine regenerative Elektrizitätsversorgung realisiert werden kann. Der Bedarf an fossilen Brennstoffen steigt überproportional mit dem Verbrauchsanstieg an. Dies ist über die begrenzten Ressourcen an steuerbaren regenerativen Erzeugungseinheiten (hier Speicherkraftwerke und Biomasse) bzw. fehlenden Möglichkeiten zur saisonalen Speicherung zu begründen.

Im Falle eines Rückgangs des österreichischen Jahresstromverbrauchs auf $52\,\mathrm{TWh}$ kann ein regenerativer Erzeugungsanteil von rund $98\,\%$ realisiert werden. Mit jedem Verbrauchsanstieg von ca. $17\,\mathrm{TWh/a}$ nimmt dieser Anteil um etwa $6\,\mathrm{Prozentpunkte}$ ab. Bei einer Laststeigerung um $50\,\%$ gegenüber dem derzeitigen Wert $(69\,\mathrm{TWh/a})$ beträgt der maximal erzielbare regenerative Erzeugungsanteil somit nur noch $79\,\%$.

Laufwasserkraft Die Laufwasserkraft weist im Tagesverlauf ein sehr konstantes Einspeiseverhalten auf und nimmt daher im Erzeugungsmix als "gesicherte Leistung" eine wichtige Rolle ein. Das Jahresprofil ist insofern problematisch, da das Erzeugungsmaximum im Frühjahr und Sommer auftritt und somit einen genau gegengleichen Verlauf zur Last aufweist.

Der Ausbau der Laufwasserkraft ist eng mit der Verbrauchsentwicklung verbunden. Im Falle eines Rückgangs des Strombedarfs wird das optimale (technische) Ergebnis sogar mit einem Rückbau der Laufwasserkraft erzielt. Bei einem Bedarfsanstieg hingegen werden die Ausbaupotenziale nahezu vollständig ausgeschöpft. Falls es zu keinem Ausbau der Laufwasserkraft kommt, so besteht durch die verstärkte Nutzung der Photovoltaik die Möglichkeit, diese fehlende Erzeugung zu kompensieren, ohne dabei das Gesamtergebnis wesentlich zu verschlechtern.

Windkraft Die Windkraft weist sowohl bezüglich der stündlichen, täglichen, monatlichen und jährlichen Erzeugungswerte die größte Variation der drei dargebotsabhängigen Erzeugungsformen auf. Aufgrund des Jahreserzeugungsprofils mit einer verstärkten Einspeisung in den Monaten Jänner, Februar und März bei einer gleichzeitig verhältnismäßig niedrigen Einspeisung in den Sommermonaten, passt die Windkrafterzeugung am besten zum Verbrauchsprofil.

Daher wird im Rahmen des Erzeugungsmix bevorzugt auf die Windkraft zurückgegriffen und hierbei typischerweise 100 % des verfügbaren Potenzials verwendet. Besonders deutlich wird dies im Szenario des erhöhten Flächennutzungsgrades, bei dem die installierte Windleistung nochmals deutlich ansteigt. Die kurzzeitigen Schwankungen der Windkrafteinspeisung sowie die nicht vorhandene gesicherte Leistung stellen aus Gesamtsystemsicht kein entscheidendes Problem dar. Diesen Effekten wird einerseits durch den Erzeugungsmix und andererseits durch flexible Einheiten (im speziellen Pumpspeicher) bzw. Abregelung entgegengewirkt.

Photovoltaik Obwohl die Photovoltaik jene dargebotsabhängige Erzeugungsform mit den geringsten Abweichungen vom Erwartungswert darstellt, wird zunächst bevorzugt auf die Ausbaupotenziale der Windkraft und danach auf jene der Laufwasserkraft zurückgegriffen. Dies ist einerseits durch das saisonale Erzeugungsprofil der Photovoltaik begründet, welches einen exakt gegengleich Verlauf zum Verbrauch aufweist. Andererseits verursacht die Photovoltaik gerade in den Sommermonaten hohe Leistungsspitzen, welche in dieser Phase des Jahres nicht eingespeichert werden können.

Im Vergleich der drei dargebotsabhängigen Einspeiseformen variiert der Potenzialnutzungsgrad der Photovoltaik am stärksten für die unterschiedlichen Rahmenbedingungen der einzelnen Szenarien. Im Falle einer Verbrauchssenkung wird praktisch ausschließlich auf die bestehende Laufwasserkraft sowie der Windkraft zurückgegriffen. Bei einer 50%-igen Verbrauchserhöhung hingegen, wird die Photovoltaik verwendet, um einen höheren energetischen Anteil an erneuerbarer Erzeugung zu erzielen. Sind zusätzliche saisonale Speicher vorhanden (z.B. Power-to-Gas), so kann ebenfalls verstärkt auf die Nutzung der Photovoltaik zurückgegriffen werden.

Großräumige Ausgleichseffekte Innerhalb Österreichs zeigen sich bezüglich der dargebotsabhängigen Erzeuger Ausgleichseffekte zwischen den einzelnen Standorten und Regionen. So beträgt die maximal auftretende österreichweite Einspeiseleistung der Photovoltaik innerhalb der 15 Jahre rund 70 % der installierten Leistung.

Eine Ausweitung auf den europäischen Raum könnte hier zu einer weiteren Reduktion der auftretenden bezogenen Einspeiseleistung führen. Um jedoch eine signifikante Verbesserung des regenerativen Erzeugungsanteils in Österreich herbeizuführen, werden (ausländische) dargebotsabhängige Erzeugungseinheiten benötigt, welche eine verstärkte Erzeugung in den Wintermonaten bei einer gleichzeitig niedrigen Einspeisung im Sommer aufweisen.

Abregelung Die Möglichkeit zur Abregelung überschüssiger dargebotsabhängiger Einspeiseleistung stellt ein wichtiges Element einer regenerativen Energieversorgung dar. Andernfalls wäre der Ausbau der erneuerbaren Energie (speziell Windkraft und Photovoltaik) durch einige wenige Extremsituationen beschränkt. Der regenerative Erzeugungsanteil würde sich ohne Abregelung um 7 Prozentpunkte auf 79 % reduzieren.

Neben dem Effekt, dass nicht mehr jede erzeugte Kilowattstunde direkt verbraucht oder gespeichert werden muss, weist die Abregelung auch einen positiven Effekt für den Betrieb des Übertragungsnetzes auf. So können auch in Regionen mit einer verhältnismäßig schlechten Anbindung, hohe Photovoltaik- und Windkraftleistungen installiert werden, wenn diese Leistung in Extremsituationen verringert werden kann. Die entstehenden Verluste durch Abregelung sind gering im Vergleich zu den Erzeugungszuwächsen an regenerativen Einspeisern, welche hierdurch ermöglicht werden.

In dieser Arbeit wurde die Verringerung der thermisch-fossil erzeugten Strommenge in der Zielsetzung gleich hoch bewertet, wie die in Summe entstehenden Verluste durch Abregelung und Speichereinsatz. Im Rahmen einer weiterführenden wirtschaftlichen Betrachtung kann diese Gewichtung der Energiemengen entsprechend der Betriebskosten von thermisch-fossilen Kraftwerken im Vergleich zur Wertigkeit der abgeregelten Einspeisung gewählt werden.

Pumpspeicherkraftwerke Die österreichischen Pumpspeicherkraftwerke werden aufgrund ihres Energie-Leistungs-Verhältnisses bevorzugt zur kurzfristigen Bilanzierung (Stunden bis Tage) eingesetzt. Mit ihrer begrenzte Speicherkapazität tragen Pumpspeicher kaum zum saisonalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch bei. Hier übernimmt der irreversible Erzeugungsanteil der Speicherkraftwerke eine wesentlich bedeutendere Rolle.

Die Nutzung der Pumpspeicher fällt mit rund 7 Vollzyklen pro Jahr (entspricht knapp 2 TWh an eingespeicherter Energie) verhältnismäßig gering aus. Dies ist durch das Residuallastprofil zu begründen, welches im Winter keine Erzeugungsüberschüsse und im Sommer nur vereinzelt Erzeugungsdefizite aufweist. Die überschüssige PV-Einspeisung in den Sommermonaten kann von den Pumpspeichern nicht aufgenommen werden, da sich diese bereits an ihrer oberen Füllstandsgrenze befinden. Bedingt durch die hohe Laufwasserkrafterzeugung fehlen in den Abend- und Nachtstunden zeitnahe Möglichkeiten, um die eingespeicherte Energie wieder abgeben zu können. Der Einsatz der Pumpspeicher zum Tag-Nacht-Ausgleich ist daher auf Frühling und Herbst beschränkt.

Die Volllaststundenzahl der österreichischen Pumpspeicher kann sich durch weitere - hier nicht behandelte Einsatzgebiete - wie "Speicherbedarf des Auslands", "Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie" sowie "Vermeidung von kostenintensiven An- und Abfahrvorgängen thermischer Kraftwerke" erhöhen.

Dezentrale Speicher Die zusätzlich installierten dezentralen Speicher (Elektrofahrzeuge mit Vehicle-to-Grid Konzepten als auch stationäre Speicher) weisen allgemein ein niedriges Energie-Leistungs-Verhältnis auf und kommen somit nur für die Kurzzeitspeicherung (Tag-Nacht-Ausgleich) in Frage. Ebenso wie für Pumpspeicher trifft für dezentrale Speicher noch stärker die Aussage zu, dass aufgrund fehlender Überschüsse im Winter und fehlender Defizite im Sommer die Einsatzmöglichkeiten beschränkt sind. Die dezentralen Speicher werden aufgrund ihres besseren Wirkungsgrades z.T. anstelle der Pumpspeicher verwendet, können jedoch nicht zu einer signifikanten Erhöhung des regenerativen Erzeugungsanteils beitragen.

Stromnetz Die Schließung des 380-kV-Ringes ist ein wichtiger Bestandteil einer überwiegend regenerativen Energieversorgung in Österreich. Mit dieser verbesserten Anbindung der "Speicherregion" (Tauern) kann die Photovoltaik verstärkt ausgebaut werden. Ein weiterer Ausbau über den 380-kV-Ring hinaus, in Form der Anhebung aller Trassen auf diese Spannungsebene, bringt nur mehr geringfügige Verbesserungen im Gesamtergebnis.

Die Einhaltung der maximal zulässigen Leitungsbelastungen erfordert, speziell bei Beibehaltung des derzeitigen Ausbaugrades, z.T. massive Eingriffe in die Einsatzplanung von steuerbaren Erzeugungseinheiten. Ein weiteres wesentliches Element stellt die lokale Abregelung dargebotsabhängiger Erzeugung dar, um hiermit Leitungsüberlastungen zu vermeiden. Es wurde im Rahmen dieser Arbeit gezeigt, dass die Belastungen des Übertragungsnetzes, aus technischer Sicht, zu jedem Zeitpunkt in den zulässigen Grenzen gehalten werden können. Die zugehörigen Marktmodelle bzw. Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber, welche existieren müssen, um die gezeigte Lösung tatsächlich umzusetzen, werden hier nicht behandelt.

Bei einem Ausbau des 380-kV-Ringes bewirken die derzeitig maximal auftretenden Transitlastflüsse keine wesentlichen Auswirkungen auf den Ausbau regenerativer Erzeugungseinheiten in Österreich. Die "Nord-Süd" Transitbelastung zeigt hierbei noch die größten Auswirkungen auf die Zweigbelastungen des österreichischen Übertragungsnetzes.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden ausschließlich maximale Strombelastbarkeiten im Übertragungsnetz als Nebenbedingung berücksichtigt. Die Auswirkungen des dargestellten Ausbaus der Windkraft und speziell der Photovoltaik auf das Verteilnetz stellt einen

weiteren Untersuchungsgegenstand dar. Hierbei liegt das Augenmerk neben den thermischen Belastbarkeiten von Leitungen und Transformatoren vor allem auch auf der Einhaltung von Spannungsbändern. Mögliche Abhilfe zur Lösung lokaler Probleme können im (Blind-)Leistungsmanagement dezentraler Einspeiser, der Verwendung von regelbaren Transformatoren, dem Einsatz von dezentralen Speichern sowie Demand-Side-Management gesucht werden.

Regel- und Ausgleichsenergie Die Datengrundlage der verwendeten Einspeiseprofile von Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik erlauben eine zeitliche Auflösung von höchstens einer Stunde. Kurzfristigere Effekte können daher im Rahmen dieser Arbeit nicht behandelt werden. Der Übergang hin zur Betrachtung im 15 min Zeitraster ergibt eventuell Unterschiede in kurzzeitigen Netzbelastungen sowie auftretender Residuallastgradienten. Sowohl die Optimierungen im einstündigen als auch dreistündigen Zeitraster haben jedoch gezeigt, dass vor allem saisonale Effekte das Gesamtergebnis beeinflussen, sodass die hier getroffenen allgemeinen Aussagen bezüglich eines möglichst regenerativen Energiesystems ihre Gültigkeit behalten sollten.

Mit der zugrundeliegenden Zeitauflösung werden Netzdienstleistungen nicht behandelt, welche innerhalb einer Stunde erbracht werden. Hierzu zählt unter anderem die Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie. Diese Anforderung stellt einen zusätzliches Aufgabengebiet dar, welches z.T. mit Pumpspeichern abgedeckt wird und damit deren Einsatz im Vergleich zu den hier dargestellten Ergebnissen erhöht.

Thermisch-fossile Kraftwerke Die Volllaststundenzahl des derzeitigen Bestands an thermisch-fossilen Erzeugungseinheiten wird in einem überwiegend regenerativen Energiesystem deutlich sinken. Die Jahreserzeugung wird hier wesentlich von der zukünftigen Verbrauchsentwicklung sowie vom Potenzial biogener Brennstoffe beeinflusst.

Das Szenario der halbierten installierten Kraftwerksleistung von 3,9 GW zeigt, dass dieser Wert im Falle einer Verbrauchssteigerung um 25 %, ziemlich genau der Untergrenze an benötigter thermisch-fossiler Erzeugungsleistung entspricht. In diesem Fall werden die Kraftwerke im Winter nahezu durchgehend auf dieser Maximalleistung betrieben. Pumpspeicher werden herangezogen, um den exakten Lastausgleich herbeizuführen. Dies stellt gleichzeitig einen wirtschaftlich sinnvollen Einsatz dar, weil häufige An- und Ab-

fahrvorgänge bzw. Leistungsänderungen der thermischen Erzeugungseinheiten vermieden werden.

Thermisch-fossile Erzeugungseinheiten werden nicht zum kurzfristigen Ausgleich fluktuierender Erzeugern sondern viel mehr zur Deckung des elektrischen Erzeugungsdefizits im Winter benötigt. Dieses Betriebsverhalten entspricht genau den Anforderungen, welche durch den - in dieser Arbeit nicht betrachteten - Wärmebedarf der Fernwärmeauskopplung entsteht.

In dieser Arbeit liegt die Zielsetzung in der Bestimmung des möglichst geringen Bedarfs an fossilen Energieträgern. Hierbei wurde auf die wirtschaftliche und ökologische Frage, ob diese elektrische Erzeugung von GuD-Kraftwerken oder von Kohlekraftwerken bereitgestellt werden soll, nicht eingegangen. Zur Beantwortung des wirtschaftlichen Einsatzes von Kohle-, GuD- sowie Gasturbinenkraftwerke, in einem überwiegend regenerativen Energiesystems, unter Berücksichtigung von Anfahr-, Abfahr- und Brennstoffkosten, wird auf die Arbeit [Box13] verwiesen.

Biomasse und Biogas Neben hydraulischen Jahresspeichern, sowie dem Power-to-Gas-Konzept stellen Biomasse- und Biogasanlagen die einzigen steuerbaren regenerativen Erzeugungseinheiten dar, welche es ermöglichen das dauerhafte Erzeugungsdefizit in den Wintermonaten zu verringern. Die verfügbaren nachhaltigen Ressourcen an biogenen Brennstoffen werden daher in praktisch allen untersuchten Szenarien jeweils zur Gänze ausgeschöpft und bewirken eine hohe Volllaststundenzahl der Anlagen.

In Abhängigkeit der Verbrauchsentwicklung ist jeweils ein relativ konstanter Energiebedarf an steuerbaren thermischen Erzeugungseinheiten in den Wintermonaten gegeben. Der Einsatz von biogenen Brennstoffen substituiert daher den Bedarf an fossilen Brennstoffen praktisch im Verhältnis eins zu eins. Das Jahreserzeugungspotenzial der Biomasse- und Biogasanlagen hat dementsprechend einen starken Einfluss auf das Gesamtergebnis und kann einen wesentlichen Beitrag zu einer möglichst regenerativen Energieversorgung liefern.

Power-to-Gas Das Power-to-Gas Konzept beschreibt allgemein eine alternative Speichertechnologie mit einem sehr hohen Energie-Leistungs-Verhältnis und einem vergleichsweise geringem Wirkungsgrad. Das Einsatzgebiet dieses saisonalen Speichers wird im Wesentlichen durch die ca. 2 000 Stunden im Jahr bestimmt, an denen in Summe ein Erzeugungsüberschuss der drei dargebotsabhängigen Einspeiser vorliegt.

Der Power-to-Gas Ansatz stellt keine Konkurrenz für bestehenden Pumpspeicherkraftwerke dar, da nur jene Erzeugungsüberschüsse eingespeichert werden, welche andernfalls abgeregelt werden müssten. Der kurzfristige Ausgleich von Überschüssen und Defiziten wird nach wie vor von den Pumpspeichern bewerkstelligt, da diese über einen höheren Strom-zu-Strom Wirkungsgrad verfügen.

Pumpspeicherkraftwerke werden nun zusätzlich eingesetzt, um in den Sommermonaten ein möglichst konstantes Überschussprofil in der Höhe der Maximalleistung der Powerto-Gas Anlagen zu erzielen. Dadurch wird die Menge an eingespeichertem regenerativen synthetischen Gas maximiert. Das Zusammenspiel dieser beiden Speichertechnologien bewirkt einerseits eine Verdopplung der Pumpspeichervolllaststunden und andererseits eine signifikante Erhöhung des regenerativen Erzeugungsanteils.

Fazit Im Vergleich zum derzeitigen regenerativen Erzeugungsanteil an der österreichischen Elektrizitätsversorgung von knapp $60\,\%$, ist durch den Ausbau der regenerativen Erzeuger eine erhebliche Steigerung möglich. Der Restbedarf an fossilen Brennstoffen wird vor allem durch die zukünftige Verbrauchsentwicklung bestimmt.

Neben dem Ausbau des Übertragungsnetzes an kritischen Abschnitten ist vor allem die Möglichkeit zur vereinzelten Abregelung überschüssiger regenerativer Erzeugung als wesentliche Maßnahme zu nennen. Aus technischer Sicht wird der regenerative Erzeugungsanteil durch die begrenzten Ressourcen an steuerbaren regenerativen Erzeugungseinheiten bzw. aufgrund zu geringer saisonaler Speichermöglichkeiten limitiert.

Abkürzungs- und Variablenverzeichnis

BIPV Building-integrated photovoltaics; dt.: Gebäudeintegrierte Photovoltaik

DSM Demand-Side-Management; Anpassung des Stromverbrauchs an die

Erzeugung

DFT Diskrete Fourier-Transformation

EE-Gas synthetisches Gas, welches unter Einsatz von erneuerbaren Energie

gewonnen wird

FFT Fast Fouriertransformation

G2V Grid-to-Vehicle; Laden von Elektrofahrzeugen aus dem öffentlichen

Netz

GAMS General Algebraic Modeling System

GuD Gas- und Dampfkraftwerk

JSp Jahresspeicher (hydraulisches Speicherkraftwerk)

MPP Maximum Power Point; Punkt einer Solarzelle an dem die größte

Leistung entnommen werden kann

(n-1)-Leistung Maximale Belastbarkeit des Stromnetzes, bei der trotz Ausfalls einer

Leitung eine Versorgung gewährleistet werden kann

 ${\bf NEPLAN} \qquad \qquad {\bf Netzberechnungs software}$

NREAP-AT National Renewable Energy Action Plan – Austria; dt.: Nationaler

Aktionsplan für erneuerbare Energien für Österreich

P2G Power-to-Gas - Umwandlung von regenerativen Strom in ein

synthetisches Gas (Wasserstoff bzw. Methan)

PC Personal Computer; als Gegensatz zu Großrechnern

PKW Personenkraftwagen
PSKW Pumpspeicherkraftwerk

PV Photovoltaik

RAV Regelarbeitsvermögen (Jahreserzeugung der Speicherkraftwerke,

welche auf natürlichem Zufluss beruht)

SKW Speicherkraftwerke, welche ausschließlich mit natürlichem Zufluss

arbeiten und keine Pumpsätze aufweisen

SNG Synthetic Natural Gas; dt.: Synthetisches Erdgas

SoC State of Charge; dt.: Speicherfüllstand

SPSS Statistik- und Analyse-Software

TSp Tagesspeicher (hydraulisches Speicherkraftwerk)

UW Umspannwerk

V2G Vehicle-to-Grid; Rückspeisen von Elektrofahrzeugen in das

öffentliche Netz

WSp Wochenspeicher (hydraulisches Speicherkraftwerk)

Einspeisezeitreihen

G Globalstrahlung in W/m^2 auf horizontaler Ebene

 G_B Direkter Strahlungsanteil in W/m^2 der Globalstrahlung G_D Diffuser Strahlungsanteil in W/m^2 der Globalstrahlung β Anstellwinkel der Photovoltaikanlagen in Dezimalgrad

Fourier-Analyse

 T_S Abtastintervall f_S Abtastfrequenz

X[k] Diskrete Fouriertransformation (DFT) von x[n]

 $X(j\omega)$ Fouriertransformierte von x[n]

Optimierung

 l_b Untere Grenze der Entscheidungsvariablen u_b Obere Grenze der Entscheidungsvariablen

Modellierung

N Anzahl der Zeitpunkte

T Zeitauflösung

 P_{el} Abgegebene elektrische Leistung an einen Netzknoten (negative

Werte zeigen Verbrauch an)

 G_{el} Gradient der elektrischen Leistung

 η_{ein} Wirkungsgrad des Einspeichervorgangs η_{aus} Wirkungsgrad des Ausspeichervorgangs V_{nat} Natürlicher Zufluss in Speicherkraftwerke

SoC Speicherfüllstand

P Vektor der KnotenleistungenB Knotenpunktssuszeptanzmatrix

LF Lastflussmatrix, welche Zusammenhang zwischen Knoten- und

Zweigleistungen liefert

Pl Vektor der Zweigleistungen

Abbildungsverzeichnis

1.	Ziehunktionswert als Summe aus thermisch-fossier Erzeugung und Ge-	
	samtverlusten in Abhängigkeit des Jahresstromverbrauchs	V
2.	Objective function value as the sum of thermal-fossil generation and total	
	losses related to the annual electricity consumption	vii
2.1.	Kombinierte Regionalisierung der Windgeschwindigkeit und Globalstrah-	
	lung [TU 11, S.17]	7
2.2.	Räumliche Verteilung des mittleren jährlichen Wasserkraftpotenzials für	
	die Periode 1976 - 2006 (GWh/a/km) [TU 11, S.19] $\dots \dots \dots$	8
2.3.	Flächenpotenziale für Windkraft (linke Abb.) und Photovoltaik (rechte	
	Abb., grün: Freiflächen, rot: gebäudeintegrierte Photovoltaik) in Öster-	
	reich unter technisch-rechtlichen Restriktionen [Gro10, Box10]	11
2.4.	Speicherfüllstand über dem Betrachtungszeitraum von 15 Jahren und die	
	Speicherfüllstände zum jeweiligen Jahresbeginn [Box12]	19
3.1.	Volllaststunden der Erzeugungsformen Laufwasserkraft (blau), Windkraft	
	(grün) und Photovoltaik (orange) im regionalen Vergleich	27
3.2.	Stundenmittelwerte der Laufwasserkraft nach Monat und Uhrzeit	29
3.3.	Stundenmittelwerte der Windkraft nach Monat und Uhrzeit	30
3.4.	Stundenmittelwerte der Photovoltaik nach Monat und Uhrzeit	31
3.5.	Stundenmittelwerte der Gesamterzeugung nach Monat und Uhrzeit	32
3.6.	Stundenmittelwerte des Verbrauchs nach Monat und Uhrzeit	33
3.7.	Stundenmittelwerte der Differenz aus Erzeugung und Verbrauch nach Mo-	
	nat und Uhrzeit	34
3.8.	Schwankungen der Wasserkraft Jahreserzeugung [Gro11]	35
3.9.	Schwankungen der Windkraft Jahreserzeugung [Gro11]	35
3.10.	Schwankungen der Photovoltaik Jahreserzeugung [Gro11]	

3.11. Schwankungen der gesamten österreichischen regenerativen Erzeugung [Gro11]	37
3.12. Jahresdauerlinien der Wasserkraft (linkes Teilbild) und der Windkraft	
(rechtes Teilbild) von 1994 bis 2008 [Gro11]	,
3.13. Jahresdauerlinien der Photovoltaik (linkes Teilbild) und der regenerativen	
Gesamterzeugung (rechtes Teilbild) von 1994 bis 2008 [Gro11] 39	
3.14. Spektrum der Laufwasserkrafterzeugung	
3.15. Spektrum der Windkrafterzeugung	ļ
3.16. Spektrum der Photovoltaik-Erzeugung	
3.17. Spektrum der Summe aus Laufwasserkraft-, Windkraft- und Photovoltaik-	
Erzeugung	
3.18. Spektrum der Last	
3.19. Spektrum der Differenz aus Erzeugung und Verbrauch	
4.1. Darstellung der getrennten Modellierung des Ein- und Ausspeichervor-	
gangs $\dots \dots \dots$	
4.2. Anordnung eines Pumpspeicherkraftwerks mit Oberbecken, Unterbecken	
und fließendem Gewässer	
4.3. Dauerlinie der österreichischen (Pump-)Speicherkraftwerke bei einmaliger	
Entleerung/Befüllung	
4.4. Dauerlinie der österreichischen (Pump-)Speicherkraftwerke bei einmaliger	
Entleerung/Befüllung - Ausschnitt	
4.5. Speichermodellierung am Beispiel des Pumpvorgangs in Region 2 98	
4.6. Optimierter und linearisierter Leistungs-Zeitverlauf des Pumpvorgangs in	
Region 2 bei einmaliger Befüllung	
4.7. Dauerleistungslinie aller österreichischen (Pump-)Speicherkraftwerke und	
der Ersatzspeicheranordnung bei einmaliger Entleerung 102	
4.8. Dauerleistungslinie aller österreichischen (Pump-)Speicherkraftwerke und	
der Ersatzspeicheranordnung bei einmaliger Entleerung (Ausschnitt) 103	
4.9. Das österreichische Höchstspannungsnetz [Ver99, S.18], geändert 109	
4.10. Grenzüberschreitende Lastflüsse der Regelzone APG im Jänner 2012 [APG13a]	
$4.11.\;\mathrm{Maximaler}\;\mathrm{Transitlastfluss}\;\mathrm{am}\;17.\;\mathrm{J\ddot{a}nner}\;2012\;\mathrm{um}\;23:00\mathrm{Uhr}\;[\mathrm{APG13a}]$. 119	
4.12. Maximaler Transitlastfluss bei einem Export nach Deutschland am 3. Au-	
gust 2012 um 07:15 Uhr [APG13a]	J

4.13.	Modellierung des österreichischen Höchstspannungsnetzes für das Aus-	
	bauszenario "geschlossener 380-kV-Ring"	123
5.1.	Referenzszenario - Jahresenergiemengen der 15 Jahre im Vergleich	139
5.2.	Profile der dargebotsabhängigen Erzeuger und des Verbrauchs im Monatsmittel	143
5.3.	Leistungsverlauf der Tagesmittelwerte für Verbrauch und dargebotsab-	110
0.0.	hängige Erzeugung im Jahr 2004	149
5.4.	Leistungsverlauf der Tagesmittelwerte der Residuallast und der Pumpspei-	
	cherkraftwerke	150
5.5.	Leistungsverlauf der Tagesmittelwerte der steuerbaren Erzeuger	
5.6.	Speicherfüllstandsverlauf der Pumpspeicherkraftwerke	152
5.7.	Speicherfüllstandsverlauf der Jahresspeicher	154
5.8.	Winter - Beispielwoche	156
5.9.	Übergangszeit - Beispielwoche	158
5.10.	Sommer - Beispielwoche	160
5.11.	Jahresenergiemengen des Szenarios "Verbrauch -25 %"	162
5.12.	Jahresenergiemengen des Szenarios "Verbrauch -25 % - grüne Wiese"	164
5.13.	Jahresenergiemengen des Szenarios "gleichbleibender Verbrauch"	165
5.14.	Jahresenergiemengen des Szenarios "Verbrauch $+50\%$	166
5.15.	Zielfunktionswert als Summe aus thermisch-fossiler Erzeugung und Ge-	
	samtverlusten der Verbrauchsvarianten	169
5.16.	Residuallast profil und Speichereinsatz des Szenarios "Verbrauch - 25 $\%$ ";	
	linkes Teilbild mit derzeitigem Bestand der Laufwasserkraft; rechtes Teil-	
	bild mit freier Wahl der installierten Laufwasserkraftleistung ("grüne Wie-	
	$\mathbf{se")} \dots $	169
5.17.	Residuallastprofil und Speichereinsatz des Szenarios "gleichbleibender Ver-	
	brauch"	171
5.18.	Residuallast profil und Speichereinsatz des Szenarios "Verbrauch $+50\%$ " .	172
5.19.	Sommer - Beispielwoche des Szenarios "Verbrauch -25 %"	173
5.20.	Übergangszeit - Beispielwoche des Szenarios "Verbrauch -25 $\%$ - grüne	
	Wiese"	174
5.21.	Winter - Beispielwoche des Szenarios "aktueller Verbrauch"	175
5.22.	Übergangszeit - Beispielwoche des Szenarios "Verbrauch +50 %"	176

5.23.	Sommer - Beispielwoche des Szenarios "Verbrauch $+50\%$ "	177
5.24.	Winter - Beispielwoche des Szenarios mit "halbierter thermisch-fossiler	
	Kraftwerksleistung"	181
5.25.	Tagesmittelwerte des Residuallastprofils und Speichereinsatzes für das	
	Szenario "halbierte installierte Kraftwerksleistung"	183
5.26.	Speicherfüllstandsverlauf der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke im	
	Jahresverlauf für das Szenario "halbierte thermisch-fossile Kraftwerksleis-	
	tung"	184
5.27.	Winter - dreiwöchiger Beispielzeitraum des Szenarios "halbierte thermisch-	
	fossile Kraftwerksleistung"	185
5.28.	Jahresenergiemengen des Szenarios "rein regenerative Vollversorgung"	187
5.29.	Residuallastprofil und Speichereinsatz im Jahresverlauf des Szenarios "rein	
	regenerative Vollversorgung"	189
5.30.	Sommer - Beispielwoche des Szenarios "rein regenerative Vollversorgung"	191
5.31.	Übergangszeit - Beispielwoche des Szenarios "rein regenerative Vollver-	
	sorgung"	192
5.32.	Winter - Beispielwoche des Szenarios "rein regenerative Vollversorgung" .	193
5.33.	Beispielwoche der Übergangszeit für das Szenario ohne Pumpspeicher-	
	kraftwerke	197
5.34.	Jahresenergiemengen des Szenarios ohne Abregelung im Vergleich zum	
	Referenzfall	199
5.35.	Beispielwoche der Übergangszeit für das Szenario ohne Abregelung der	
	dargebotsabhängigen Erzeuger	202
5.36.	Beispielwoche im Sommer für das Szenario ohne Abregelung der darge-	
	botsabhängigen Erzeuger	203
5.37.	Lastflüsse und Leitungsbelastungen im Referenzszenario (380-k V-Ring)	207
5.38.	Boxplot der regionalen Energiebilanzen der 15 einzelnen Jahre für das Re-	
	ferenzszenario	209
5.39.	Jahresdauerlinie der Leitungsbelastungen im Referenzszenario ("380-kV-	
	Ring")	210
5.40.	Jahresdauerlinie der Leitungsbelastungen im Szenario "Aktueller Stand"	
	(kein Netzausbau)	
5.41.	Lastflüsse und Leitungsbelastungen im Transitfall "Nord-Süd"	215

5.42.	Jahresenergiemengen des Szenarios "Kein Ausbau der Laufwasserkraft" . 218	
5.43.	Leistungsverlauf der Tagesmittelwerte der Residuallast und der Pumpspei-	
	cherkraftwerke für das Szenario "kein Ausbau der Laufwasserkraft" 220	
5.44.	Speicherfüllstandsverlauf der Pumpspeicher im Szenario "kein Laufwas-	
	serkraftausbau"	
5.45.	Übergangszeit - Beispielwoche des Szenarios "kein Ausbau der Laufwas-	
	serkraft"	
5.46.	Sommer - Beispielwochen des Szenarios "kein Ausbau der Laufwasser-	
	kraft"	
5.47.	Jahresenergiemengen des Szenarios "erhöhtes regeneratives Potenzial" 228	
5.48.	Residuallastprofil und Speichereinsatz im Szenario "erhöhtes regenerati-	
	ves Potenzial"	
5.49.	Sommer - Beispielwoche des Szenarios "erhöhtes regeneratives Potenzial" 232	
5.50.	Jahresenergiemengen der Power-to-Gas Szenarien	
5.51.	Zielfunktionswert als Summe aus thermisch-fossiler Erzeugung und Ver-	
	lusten sowie der Speichereinsatz der Power-to-Gas Szenarien	
5.52.	Residuallast, Pumpspeicher- und Power-to-Gas-Einsatz im Szenario "Power-	
	to-Gas 2 GW"	
5.53.	Speicherfüllstandsverlauf des Gasspeichers, der Speicherkraftwerke und	
	der Pumpspeicherkraftwerke für Szenario "Power-to-Gas $4\mathrm{GW}$ " 244	
5.54.	Jahresdauerlinie des Verbrauchs und der Residuallast für das Referenz-	
	szenario	
5.55.	Jahresdauerlinie des Verbrauchs und der Residuallast für Szenario "Power-	
	to-Gas 2 GW"	
5.56.	Sommer - Beispielwoche des Szenarios "Power-to-Gas 1 GW"	
5.57.	Sommer - alternative Beispielwoche des Szenarios "Power-to-Gas $2\mathrm{GW}$ " . 251	
5.58.	Übergangszeit - Beispielwoche des Szenarios "Power-to-Gas $4\mathrm{GW}$ " 252	
Δ 1	Zusammensetzung der Globalstrahlung G in Horizontalebene; selbst er-	
11.1.	stell, nach [Häb07, S.49]	
A 2	Zusammensetzung der Einstrahlung auf eine geneigte Fläche; selbst er-	
	stell, nach [Häb07, S.50]	
A.3.	Lastgang des österreichischen Inlandsstromverbrauch von 1.1.2007 bis 7.1.200729	1
	Spektrum des Lastgangs	_
	1	

A.5.	Zusammensetzung des Originalzeitverlaufs durch die dominanten Frequenzan-	
	teile	93
A.6.	Ergebnis der Beispiel-Optimierung über ein Woche, mit dem Ziel eines	
	maximalen Photovoltaik-Erzeugungsanteils	06

Tabellenverzeichnis

2.1.	Regionsnummern und Regionsbezeichnungen	7
2.2.	Regenerative Erzeugungspotenziale in Österreich [Gro12b]	13
2.3.	Laufwasserkraft - Jahreserzeugung, Engpassleistung und Volllaststunden	
	(Stand 2008) [TU 11, S.56]	15
2.4.	Notwendige Speicherkapazitäten und maximale Pumpleistungen im Ver-	
	gleich zum österreichischen Potenzial [Box12]	18
3.1.	Mittlere jährliche Volllaststundenzahl je Erzeugung in Österreich	26
3.2.	Abweichungen der regionalen Volllaststunden vom österreichischen Mit-	
	telwert je Erzeugungsform	27
3.3.	Standardabweichungen der Erzeugung für Österreich	41
3.4.	Standardabweichung der Erzeugung auf Regionsbasis	42
3.5.	Standardabweichung der Erzeugung auf Stationsbasis	42
3.6.	Kenngrößen und Extremwerte der Zeitreihen bei exakter Lastdeckung	
	(Verbrauch 2008) [Gro12b]	44
3.7.	Kenngrößen und Extremwerte der Zeitreihen bei Ausnutzung aller Windkraft-	-
	und Photovoltaikpotenziale [Gro12b]	45
4.1.	Regionale, installierbare Leistungen dargebotsabhängiger Erzeuger	68
4.2.	Auswahl österreichischer fossil befeuerter Kraftwerke	73
4.3.	Regionale Engpassleistung thermisch-fossiler Kraftwerke	74
4.4.	Grenzen der Elektrizitätsgewinnung aus Biomasse- und Biogasanlagen $$	76
4.5.	Kenndaten der österreichischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke	
	(inkl. geplanter Ausbauprojekte)	93
4.6.	Kenndaten der österreichischen Tagesspeicher	95
4.7.	Kenndaten der österreichischen Wochenspeicher	95
4.8.	Kenndaten der österreichischen Jahresspeicher	95

4.9.	Kenndaten des reversiblen Anteils der österreichischen Jahresspeicher 96
4.10.	Kennzahlen der drei untersuchten Varianten an dezentralen Speicherein-
	heiten
4.11.	Kennzahlen der untersuchten Varianten des Power-to-Gas Konzepts in
	Österreich [Ene12b, S.12] [Ste09, S.109]
4.12.	Zentrale Umspannwerke der Regionen
4.13.	Trassenlängen der Verbindungen zwischen den zentralen Umspannwerken
	je Region [Ver99, S.20-21]
4.14.	Kennwerte von Bündelleiter [Bra09], [Osw07, S.12]
4.15.	Richtwerte der zulässigen Belastbarkeit von Übertragungsleitungen bei
	2-systemiger Ausführung
4.16.	Kenngrößen der Umspanner zwischen den Netzebenen 380-kV und 220-kV 118
4.17.	Leistungsgrenzen der Auslandsleitungen nach Regionen
4.18.	Zweigbelastungen durch Transitlastflüsse
4.19.	Grenzleistungen der Regionsverbindungen
4.20.	Zweigsuszeptanzen der Regionsverbindungen für die drei Netzausbausze-
	narien
4.21.	Matrix der Lastflussrechnung für das Szenario "380-kV-Ring", welche den
	Zusammenhang zwischen Knotenleistung und daraus resultierenden Zwei-
	gleistungen herstellt
5.1.	Übersicht der Szenarien; vom Referenzfall (dunkelgrau) ausgehend werden
	die einzelnen Parameter variiert
5.2.	Zielfunktionswerte der simulierten Jahre
5.3.	Ergebnisse des Referenzszenarios bei Simulation im 1h und 3h Zeitraster 148
5.4.	Ergebnisse der Verbrauchsszenarien im Vergleich
5.5.	Ergebnis des Szenarios "halbierte thermisch-fossile Kraftwerksleistung" . 179
5.6.	Ergebnis des Szenarios ohne Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) im Ver-
	gleich zum Referenzfall
5.7.	Ergebnis des Szenarios ohne Abregelung im Vergleich zum Referenzfall . 200
5.8.	Ergebnisse der drei Netzausbauvarianten im Vergleich 206
5.9.	Leitungsbelastungen der drei Netzausbauvarianten im Vergleich 212
5 10	Ergebnisse der Transitlastflussszenarien im Vergleich zum Referenzfall 21:

5.11.	Ergebnis des Szenarios "Kein Ausbau der Laufwasserkraft" im Vergleich
	zum Referenzfall
5.12.	Ergebnis des Szenarios "keine Biomasse" im Vergleich zum Referenzfall $$. 226
5.13.	Jahreserzeugungspotenziale des Referenzfalls im Vergleich zu den erhöh-
	ten Potenzialwerten
5.14.	Ergebnis des Szenarios "erhöhtes Potenzial" im Vergleich zum Referenzfall 229
5.15.	Ergebnisse der Szenarien mit dezentralen Speichern im Vergleich zum Re-
	ferenzfall
5.16.	Ergebnisse der Power-to-Gas Szenarien im Vergleich zum Referenzfall $$ 238
A.1.	Korrelationen des Lastgangs einer Woche mit den dominierenden Frequen-
	zen bzw. dem daraus gebildetem Summensignal
A.2.	Matrix der Lastflussrechnung für das Szenario "Aktueller Stand" 307
A.3.	Matrix der Lastflussrechnung für das Szenario "380-k V-Ring" 307
A.4.	Matrix der Lastflussrechnung für das Szenario "Vollausbau" 308

Literaturverzeichnis

- [APG09] APG AUSTRIAN POWER GRID AG: Info am Draht Ein Überblick über den Bau der 380-kV-Steiermarkleitung (2009)
- [APG11] APG AUSTRIAN POWER GRID AG: APG-Masterplan 2020. Wien (2011)
- [APG13a] APG AUSTRIAN POWER GRID AG: Grenzüberschreitender Austausch Lastflüsse (2013), http://www.apg.at/de/markt/grenzueberschreitender-austausch/lastfluesse
- [APG13b] APG AUSTRIAN POWER GRID AG: Netzentwicklungsplan 2012. Wien (2013)
- [Ben03] Benker, Hans: Mathematische Optimierung mit Computeralgebrasystemen, Springer- Verlag Berlin Heidelberg (2003), iSBN: 3-540-44118
- [bmw10] BMWJI BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, FAMILIE UND JUGEND: Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energien für Österreich (2010)
- [Box10] BOXLEITNER, Martin; GROISS, Christoph und BRAUNER, Günther: Super-4-Micro-Grid und das Österreichische Windpotenzial. 11. Symposium Energieinnovation, Graz (2010)
- [Box12] BOXLEITNER, Martin und GROISS, Christoph: Speicherbedarf für eine Vollversorgung Österreichs mit regenerativen Strom. 12. Symposium Energieinnovation, Graz (2012)
- [Box13] BOXLEITNER, Martin: Auswirkungen einer nachhaltigen Stromerzeugung auf den österreichischen Kraftwerkspark. Dissertation an der TU Wien (2013)
- [Bra09] Brauner, G.: Energieversorgung (2009), Bd. Skriptum zur Vorlesung
- [Cho12] Chochole, Michael: Dimensionierung eins Super-Grids für eine Vollversorgung Österreichs mit regenerativem Strom. 12. Symposium Energieinnovation, Graz (2012)

- [den10] DENA DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH: dena-Netzstudie II (2010)
- [den11] DENA STRATEGIEPLATTFORM POWER TO GAS: Thesenpapier: Technik und Technologieentwicklung (2011)
- [EC-05] EC-DG TREN: Project EU-TEN-ENERGY INVEST: estimation of the investments needed for the next two decades in the European transmisstion networks of electricity and gas. *Brussels* (2005)
- [Ene09] ENERGIE-CONTROL GMBH: Betriebsstatistik 2008 (2009), http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/
- [Ene10a] ENERGIE-CONTROL GMBH: Statistikbroschüre 2009, Energie-Control GmbH (2010)
- [Ene10b] ENERGIE-CONTROL GMBH: Statistikbroschüre 2010, Energie-Control GmbH (2010)
- [Ene11] ENERGIE-CONTROL GMBH: Statistikbroschüre 2010, Energie-Control GmbH (2011)
- [Ene12a] ENERGIE-CONTROL GMBH: Engpassleistung nach Kraftwerkstypen 2011 (2012), http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=2400908
- [Ene12b] ENERGIE-CONTROL GMBH: Statistikbroschüre 2012, Energie-Control GmbH (2012)
- [Ene12c] ENERGIE-CONTROL GMBH: Verteilungs- und Erzeugungsanlagen 2011
 Trassen- und Systemlängen (2012), http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?
 pMasterthingId=2400914
- [Ene13] ENERGIE AG: Thermische Kraftwerke (2013), http://www.energieag.at/eag_at/page/339536979223644121_ 593479839214310582~593479989806601884_593479989806601884,de. html
- [EVN06] EVN AG: Nachhaltigkeitsbericht 2005/06 (2006): S. 73, http://www.evn.at/Verantwortung/Service/Download-area.aspx

- [Fec07] FECHNER, Hubert: Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich. Wien, BMVIT (2007)
- [Fec09] FECHNER, Hubert: Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil 2. s.l. Österreichischer Klima- und Energiefonds (2009)
- [Föl12] FÖLSER, Jakob: Aktuelle Situation und Ausblick zur Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas in Österreich. Bachelorarbeit, TU Wien (2012)
- [Gro10] GROISS, Christoph; BRAUNER, Günther; BOXLEITNER, Martin und ET AL.: Photovoltaik-Erzeugung für eine regnerative Vollversorgung Österreichs. 11.

 Symposium Energieinnovation, Graz (2010)
- [Gro11] GROISS, Christoph und BOXLEITNER, Martin: Jährliche Erzeugungsschwankungen regenerativer Einspeiser. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien (2011)
- [Gro12a] GROISS, Christoph: Ein Jahr Photovoltaik Forschungszentrum Zwentendorf.

 12. Symposium Energieinnovation, Graz (2012)
- [Gro12b] GROISS, Christoph und BOXLEITNER, Martin: 100Regeneratives Österreich -Energie & Leistung. 12. Symposium Energieinnovation, Graz (2012)
- [Haa02] HAAS, Reinhard: Photovoltaik in Gebäuden. IEA Task 7. Wien, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (2002)
- [Häb07] HÄBERLIN, Heinrich: Photovoltaik, Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen, AZ Fachverlage AG, Aarau (2007)
- [Kal09] Kaltschmitt, Martin: Regenerative Energien in Österreich: Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung, Vieweg + Teubner (2009)
- [Kne06] Kneifel, Gottfried: Übertragungskapazitäten für Strom au fden Trassen Dürnrohr-Slavetice und Wien Südost-Györ. *Anfragebeantwortung (BR)* (2006)
- [Lin13] LINZ AG: LINZ STROM GmbH Energieerzeugung (2013), http://www.linzag.at/portal/portal/linzag/linzag/linzstrom/ kraftwerke/centerWindow?plaginit=1&action=1

- [Lit12] LITZLBAUER, Markus: Grid integration of electric vehicles considering the mobility needs. EVS26 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium (2012)
- [Mai12] Maier, Christoph: Zukünftige Speicherbewirtschaftung bei regenerativer Stromerzeugung am Beispiel Österreichs. Diplomarbeit an der Technischen Universität Wien (2012)
- [Mat12a] Matlab Product Help corr2 (2012), http://www.mathworks.de/help/toolbox/images/ref/corr2.html
- [Mat12b] Matlab Product Help linprog (2012), http://www.mathworks.de/help/toolbox/optim/ug/linprog.html
- [Mat13] Matlab Product Help Computational Advantages (2013), http://www.mathworks.de/de/help/matlab/math/computational-advantages.html
- [Mey13] MEYER, Tim: Vernachlässigtes Risiko oder Chance? Anforderungen und Lösungen für die Vermarktung von Solarstrom im neuen EEG. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie (2013)
- [Opp04] OPPENHEIM, Alan V.; SCHAFER, Roland W. und Buck, John R.: Zeitdiskrete Signalverarbeitung (2004)
- [Osw05] OSWALD, B. R.: Vorlesung Elektrische Energieversorgung I Skript Transformatoren. *Universität Hannover* (2005)
- [Osw07] OSWALD, B. R.: 380-kV-Salzburgleitung. Gutachten im Auftrag von Energie-Control GmbH Wien (2007), Bd. Hannover
- [Pöy08] PÖYRY ENERGIE GMBH: Wasserkraftpotentialstudie Österreich. VEÖ (2008)
- [Rit07] RITTER, Herbert und VEIGL, Andreas: Aspekte des Projekts "380 kV-Salzburgleitung". Österreichische Energieagentur Austrian Energy Agency, Otto-Bauer-Gasse 6, A-1060 Wien (2007)
- [Sch08] Schuster, Andreas: Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen. Diplomarbeit an der Technischen Universität Wien (2008)
- [SMA13] SMA SOLAR TECHNOLOGY AG: PV Wechselrichter und Speichersystem in einem Gehäuse. Fachhandwerkersymposium 2013 (2013)

- [Sta11] STATISTIK AUSTRIA: Energiebilanzen 2010 (2011), http://www.statistik.at/dynamic/wcmsprod/idcplg?IdcService=GET_PDF_FILE&dDocName= 059836
- [Ste09] Sterner, Michael: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Dissertation an der Universität Kassel (2009)
- [The08a] Theil, Gerhard: Berechnen von Erd- und Kurschlüssen in Hochspannungsnetzen. Skriptum zur Vorlesung (2008)
- [The08b] Theil, Gerhard: Stationäre Analyseverfahren für elektrische Energienetze. Skriptum zur Vorlesung (2008)
- [TU 09] TU WIEN, INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND ENERGIEWIRT-SCHAFT: ELEKTRA - Entwicklung von Szenarien der Verbreitung von PKW mit teil- und voll elektrifiziertem Antriebsstrang unter verschiedenen politischen Rahmenbedingungen. 1. Ausschreibung - A3plus - Austrian Advanced Automotive Technology (2009)
- [TU 11] TU WIEN, INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND ENERGIEWIRT-SCHAFT: Super-4-Micro-Grid: Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel. Projektendbericht - Neue Energien 2020 1. Ausschreibung, Klima- und Energiefonds (2011)
- [Ung10] Unger, Thomas und Dempe, Stephan: Lineare Optimierung, Vieweg + Teubner Verlag, Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH (2010)
- [Ver99] Verbundgesellschaft: Umweltbericht 99. Am Hof 62, A-1010 Wien (1999)
- [Ver13] VERBUND: Das Wärmekraftwerk die ideale Symbiose (2013), http://www.verbund.com/pp/de/waermekraftwerk
- [VEÖ10] VEÖ VERBAND DER ELEKTRIZITÄTSUNTERNEHMEN ÖSTERREICHS: Energiestrategie Österreich. Brahmsplatz 3, 1040 Wien (2010)
- [Wel86] Wellssow, Wolfram: Ein Beitrag zur Zuverlässigkeitsberechnungin der Netzplanung, Darmstädter Dissertation (1986)

- [Wer02] WERNEGGER, Hans-Jürgen: Modelluntersuchungen betreffend der Stabilität der Energieübertragung. Diplomarbeit an der Technischen Universität Graz (2002)
- [Wie13] WIEN ENERGIE: Kraft-Wärme-Kopplung (2013), http://www.wienenergie.at/eportal/ep/channelView.do/pageTypeId/11893/channelId/-22748
- [Wil10] WILK, Heinrich: 1 MW Photovoltaikkraftwert Oberösterreich (2010), Bd. TU Graz, 11. Symposium Energieinnovation
- [Öst10] ÖSTERREICHISCHER BIOMASSE-VERBAND: Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie. Franz Josefs-Kai 13, A-1010 Wien (2010)

A. Anhang

A.1. Einstrahlungsberechnung - Dreikomponentenmodell

Die gemessenen Daten der Globalstrahlung G in horizontaler Ebene stellt die Summe aus "direkter Strahlung" G_B und "Diffusstrahlung" G_D dar. Dies ist in Abbildung A.1 dargestellt. Je nach Bewölkungsgrad kann der Diffusanteil zwischen ca. 20 % und 100 % der Gesamtstrahlung liegen. [Gro10]

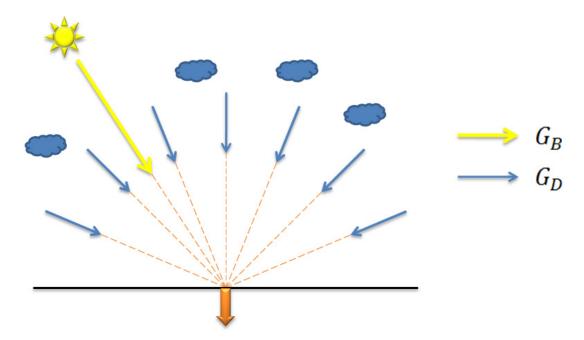


Abbildung A.1.: Zusammensetzung der Globalstrahlung G in Horizontalebene; selbst erstell, nach [Häb07, S.49]

Die Berechnung der Einstrahlung auf die geneigte Ebene erfolgt mit dem Dreikomponentenmodell (siehe Abbildung A.2). Diese Einstrahlungssumme setzt sich aus den Kom-

ponenten: direkte Strahlung G_B , diffuse Strahlung G_D und vom Erdboden reflektierten Strahlung G_R zusammen.

Die Bestrahlungsstärke der direkten Strahlung G_{GB} kann durch Neigen einer Fläche erhöht werden. Entscheidend ist dabei der Einfallswinkel. Dieser wird durch die Sonnenhöhe h_S und den Neigungswinkel β bestimmt. Um den Ertrag der direkten Strahlung zu maximieren, muss die geneigte Fläche so ausgerichtet sein, dass sie normal zur Einstrahlrichtung der direkten Strahlung ist. Die Berechnung des Anteils aus Direktstrahlung G_{GB} ist mit der Flächennormale \overrightarrow{n} der geneigten Ebene und der Sonneneinstrahlungsrichtung \overrightarrow{s} in Gleichung A.1 dargestellt.

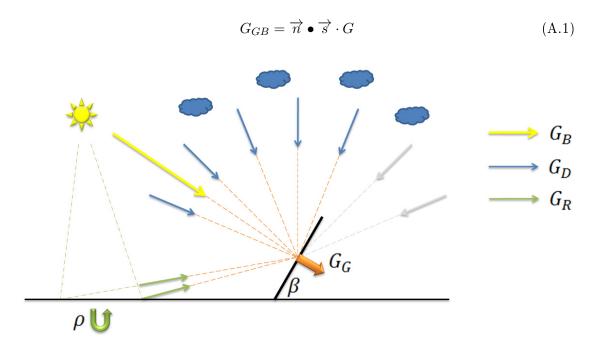


Abbildung A.2.: Zusammensetzung der Einstrahlung auf eine geneigte Fläche; selbst erstell, nach [Häb07, S.50]

Da die Diffusstrahlung als gleichmäßig stark aus allen Richtungen angenommen wird, kann man sich diese Einstrahlung in Form einer Halbkugel vorstellen. Entsprechend Abbildung A.2 ist ersichtlich, dass der Ertrag der diffusen Strahlung maximiert werden kann, indem der Anstellwinkel β der geneigten Fläche Null ist. Nur in diesem Fall trifft die komplette diffuse Strahlung auf die betrachteten Fläche. Die allgemeine Berechnung

der Diffusstrahlung auf eine geneigte Fläche ist in Gleichung A.2 dargestellt. Wobei G_D die diffuse Strahlung auf die horizontale und G_{GD} die diffuse Strahlung auf die geneigte Fläche beschreibt.

$$G_{GD} = \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2}\cos\beta\right) \cdot G_D \tag{A.2}$$

In einer ähnlichen Form berechnet sich auch der Strahlungsanteil der vom Erdboden reflektierten Einstrahlung. Hier wird die Annahme getroffen, dass die Reflexion vom Boden gleich stark in alle Richtungen erfolgt. Mit dem Reflexionskoeffizienten ρ ergibt sich der Zusammenhang aus Gleichung A.3 für den reflektierten Strahlungsanteil auf die geneigte Ebene G_{GR} .

$$G_{GR} = \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{2}\cos\beta\right) \cdot \rho \cdot G \tag{A.3}$$

Wie am Beginn des Kapitels beschrieben, liegen die Messdaten nur als Summe als Direktund Diffusstrahlung vor. Mit Hilfe des Diffusstrahlmodells nach Skartveit kann auf den Anteil der beiden Komponenten rückgeschlossen werden. Das Prinzip beruht auf dem Vergleich von theoretisch möglicher Einstrahlung unter idealen Bedingungen mit dem tatsächlich gemessenen Wert. Anhand dieses Vergleichs können Rückschlüsse auf den Bewölkungsgrad und in weiterer Folge für den Diffusstrahlanteil gezogen werden. Mit Hilfe dieser Aufteilung kann mit den Gleichungen A.1, A.2 und A.3 die Strahlung in eine beliebig geneigte Ebene berechnet werden. [Gro10]

A.2. Relative Standardabweichung der Erzeugungsschwankungen

In Kapitel 3.2 und 3.3 wurde die durchschnittliche Erzeugung bzw. die Abweichung von diesem Durchschnitt angegeben. Im Folgenden wird die Methodik hinter dieser Berechnung genauer beschrieben.

Zeitreihen Ausgangssituation für die Untersuchungen bilden die Stationszeitreihen der elektrischen Erzeugung. Diese sind jeweils im Stundenraster aufgelöst und beschreiben

den Zeitraum von 1994 bis 2008. Insgesamt sind dies $15 \cdot 8760 + 4 \cdot 24 = 131496$ Werte (inkl. der 4 Schalttage in den Jahren 1996, 2000, 2004 und 2008). Diese Stationszeitreihen wurden entsprechend der umgebenden Potenzialflächen gewichtet (siehe Kapitel 2.2.5). Die Gewichtung der Regionen an der österreichischen Gesamterzeugung wird einerseits durch den Jahresstromverbrauch und andererseits durch das Optimierungsverfahren bestimmt.

Für die hier durchgeführte Betrachtung wurde der Erzeugungsmix "LB-3" aus dem Projekt Super-4-Micro-Grid verwendet. [TU 11, S.52] Diese Zusammensetzung geht vom Stromverbrauch aus dem Jahr 2008 mit 68 646 GWh aus, welcher zu 45 % mit Laufwasserkraft, zu 9 % mit Windkraft, zu 31 % mit Photovoltaik sowie zu 15 % mit der steuerbaren Erzeugungsform der Speicherkraftwerke gedeckt wird.

Aus den Zeitreihen in stündlicher Auflösung wurden nun per Datenaggregation Zeitreihen im

- Jahresraster
- Monatsraster
- Tagesraster
- Stundenraster

erstellt. Grundlage bilden hier die normierten Zeitreihen welche jeweils eine mittlere normiert Jahressumme von 1000 aufweisen. Allerdings weisen die Zeitreihen (vor allem bei der Windkraft) Fehlwerte auf, welche bei der Aggregation von Jahressummen Ungenauigkeiten hervorrufen würden. Daher wurde als Parameter für das Zusammenfassen der Daten der Mittelwert des betreffenden Zeitintervalls gewählt. Existiert für den neu berechneten Zeitraum kein einziger Messwert, so wird hier wiederum ein Fehlwert gebildet, welcher vom verwendeten Statistikprogramm SPSS in weiteren Berechnung keinen Einfluss aufweist. Das Ergebnis der aggregierten Zeiträume beschriebt den mittleren Stundenwert für das betrachtete Zeitintervall. Durch die Normierung auf eine Erzeugung von $1\,000\,\frac{1}{a}$ ergibt sich der in Gleichung A.4 berechnete Stundenmittelwert.

$$\overline{x} = \frac{15 a \cdot 1000 \frac{1}{a}}{131496} = 0,1141 \tag{A.4}$$

Mittelwerte Bei der Bildung der Mittelwerte gibt es je nach Zeitraster verschiedene Möglichkeiten welche im Folgenden beschrieben werden. Allgemein muss ein Kompromiss aus Detailgrad und Verfügbarkeit von Messwerten gefunden werden. Die Mittelwerte dienen einerseits zur Darstellung der Ertragsverteilungen (siehe Kapitel 3.2) als auch als Bezugswert für die Standardabweichungen (siehe Kapitel 3.3 und folgenden Punkt).

Der in Gleichung A.4 beschriebene Mittelwert über den gesamten Zeitraum sollte für alle Zeitreihen ident sein. Aufgrund unterschiedlicher Datenverfügbarkeit können sich allerdings auch hier Unterschiede ergeben. Sollten z.B. für einen Photovoltaik Standort die Fehlwerte überwiegend in den Wintermonaten auftreten, so wird dadurch der gesamte Durchschnittswert \overline{x} erhöht.

Durch Aggregation der Zeitreihen bzw. durch Verwendung der Zeitangabe als Gruppierungsvariable wurden im Statistikprogramm SPSS die Stundenmittelwerte für folgende Zeitbereiche berechnet:

- \overline{x} Gesamtmittelwert (1 Mittelwert bestehend aus 131496 Werten)
- \overline{x}_i Jahresmittelwert $(j = 1 \dots 15 \text{ bestehend aus je } 8\,760 \text{ bzw. } 8\,784 \text{ Werten})$
- \overline{x}_m Monatsmittelwert ($m=1\dots 12$ bestehend aus je ca. 10958 Werten)
- \overline{x}_h Tageszeitmittelwert ($h=1\dots 24$ bestehend aus je 5479 Werten)
- \overline{x}_{mh} Mittelwerte nach Monat und Tageszeit (m = 1...12 und h = 1...24 ergibt insgesamt $12 \cdot 24 = 288$ Klassen zu je ca. 456 Werten)

Die hier durchgeführte Mittelwertbildung verfolgt den Zweck einen Erwartungswert für die Zeitreihen abschätzen zu können. Deshalb wurde genau für jene Zeitbereiche die Mittelwertbildung vorgenommen, in denen von einem unterschiedlichem Ergebnis auszugehen ist. So ist im Bereich der Photovoltaik unterstellt worden, dass der Erwartungswert für jedes Jahr gleich ist. Hingegen ist der Erwartungswert der Erzeugung sowohl von der Jahreszeit als auch der Tageszeit abhängig und liefert hier unterschiedliche Ergebnisse. Diese Abhängigkeit wird mit einer jeweiligen Mittelwertbildung zur Schätzung des Erwartungswertes berücksichtigt.

Da sich auch im Laufe eines Monats Unterschiede im Erwartungswert ergeben, wäre prinzipiell eine Mittelwertbildung nach "Tag im Jahr" und Uhrzeit noch genauer als die hier durchgeführte Unterteilung nach Monat und Uhrzeit. Es stellt sich jedoch das Problem, dass in diesem Fall nur noch 15 Werte (ein Wert pro Jahr) für die Mittelwertbildung herangezogen werden könnten. Zur Schätzung des Erwartungswertes über den beobachteten Mittelwert ist aber eine möglichst große Anzahl an Beobachtungswerten wünschenswert. Deshalb wurde hier der Kompromiss mit der Unterteilung nach Monat und Tageszeit durchgeführt.

Empirische Standardabweichung Die empirische Standardabweichung ist ein Maß für die Abweichung der beobachteten Werte rund um den beobachteten Mittelwert. Dieses Maß wird verwendet, um die Schwankungen rund um den angenommenen Erwartungswert zu beschreiben, welcher wie zuvor beschrieben über die beobachteten Mittelwerte der jeweiligen Zeitbereiche abgeschätzt wird.

In dieser Arbeit wurden folgenden Streuungen berechnet:

- Streuung der Stundenwerte um den Gesamtmittelwert
- Streuung der Stundenwerte um den Monatsmittelwert
- Streuung der Stundenwerte um den Tageszeitmittelwert
- Streuung der Stundenwerte um den Mittelwert je Monat und Tageszeit

Die Berechnung der Streuung aller Stundenwerte um den Gesamtmittelwert liefert als Ergebnis einen einzelnen Wert je berechneter Zeitreihe (siehe Gleichung A.5)

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{131496} (x_i - \overline{x})^2}{131496 - 1}}$$
(A.5)

Die Streuung der Stundenwerte je Monat bezogen auf den Stundenmittelwert je Monat liefert 12 Werte mit m = 1...12. Die Berechnung ist in Gleichung A.6 dargestellt.

$$s_m = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{10.958} (x_{i,m} - \overline{x}_m)^2}{10.958 - 1}}$$
(A.6)

Analog liefert die empirische Standardabweichung für Tagesmittelwerte 24 Werte mit $h = 1 \dots 24$ (siehe Gleichung A.7).

$$s_h = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{5479} (x_{i,h} - \overline{x}_h)^2}{5479 - 1}}$$
(A.7)

Die letzte berechnete Standardabweichung beschreibt die Streuung der Stundenwerte rund um den Erwartungswert für die Kombination aus Monat und Tageszeit. Als Ergebnis liegen 288 Standardabweichung je Zeitreihe vor (siehe Gleichung A.8)

$$s_{mh} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{456} (x_{i,m,h} - \overline{x}_{m,h})^2}{456 - 1}}$$
 (A.8)

Der angegebene Stichprobenumfang wird dabei jeweils leicht variieren. Zum einen ist dies durch die unterschiedliche Länge der Monate bzw. Jahre (im Fall von Schaltjahren) begründet. Andererseits gibt es Abweichungen im Falle von Fehlwerten.

Mittlere relative Standardabweichung Die zuvor berechneten empirischen Standardabweichungen stellen die Streuungen in absoluten Größen dar. Durch die Wahl geeigneter Bezugswerte kann hier eine bessere Interpretierbarkeit und Vergleichbarkeit erzielt werden. Im Folgenden wird die Wahl der verwendeten Bezugsgrößen beschrieben.

Im Falle der empirischen Standardabweichung s (Streuung der Stundenwerte um den Gesamtmittelwert) bietet sich der Gesamtmittelwert \overline{x} als Größe an (siehe Gleichung A.9).

$$\widetilde{s} = \frac{s}{\overline{x}} \tag{A.9}$$

Als Bezugswert für die Streuungen um den Monatsmittelwert ist neben dem Gesamtmittelwert \overline{x} auch der jeweilige Monatsmittelwert \overline{x}_m eine mögliche Größe. Die beiden beschriebenen Varianten sind in Gleichung A.10 und A.11 dargestellt.

$$\widetilde{s}_{m,var1} = \frac{1}{12} \sum_{m} \frac{s_m}{\overline{x}} = \frac{\frac{1}{12} \sum_{m} s_m}{\overline{x}}$$
(A.10)

$$\widetilde{s}_{m,var2} = \frac{1}{12} \sum_{m} \frac{s_m}{\overline{x}_m} \tag{A.11}$$

Eine analoge Vorgangsweise zur zweiten dargestellten Variante ist jedoch bei der Bildung der bezogenen Standardabweichung für die tageszeitliche Varianz nicht möglich. Dies ist durch die Mittelwerte der Photovoltaikerzeugung in den Nachtstunden begründet, welche

hier exakt Null sind. Mit der in Gleichung A.11 dargestellten Normierungsvariante würde dies zu einer Division durch Null führen.

In weiterer Folge wird daher für die Angabe der bezogenen Standardabweichung die in Gleichung A.10 dargestellte Variante für alle Zeitbereiche verwendet. Da hierbei eine mittlere Abweichung der absoluten Streuungen beschrieben wird, ist dies gleichbedeutend mit den Schwankungen der Energiemengen im Betrachtungszeitraum.

A.3. Lastgang einer Woche

In diesem Kapitel wird zunächst die grundlegende Vorgangsweise der Fourier-Analyse beschrieben und dargestellt. Als Beispiel dient der Lastgang des österreichischen Inlandsstromverbrauch über eine Woche. Dieser wird zunächst in die einzelnen Frequenzkomponenten zerlegt. Im Anschluss daran werden die dominierenden Spektralanteile bestimmt. Mit Hilfe dieser Frequenzen wird durch Überlagerung der Schwingungen ein Signal erstellt, welches den Originallastgang nachbilden soll. Anhand der grafischen Analyse und der Korrelation wird abschließend beurteilt, wie gut sich der Originallastgang durch Verwendung der dominierenden Frequenzen nachbilden und beschreiben lässt.

Der in Abbildung A.3 dargestellte Lastgang zeigt den Zeitbereich Montag 1.1.2007 bis Sonntag 7.1.2007. Dabei ist der Unterschied zwischen Tag- und Nachtverbrauch erkennbar. Die Mittags- und Abendspitze ist nicht sehr deutlich ausgeprägt. Auffällig ist die verminderte Last am Wochenende. Gerade hier ist um 22 Uhr der sprunghafte Anstieg der Last erkennbar. Dies ist auf den Einsatz von Nachtspeicherheizungen und andere an das Rundsteuersignal gekoppelte Verbraucher begründet. Der Neujahrstag weist hier keine erkennbaren Unterschiede zu den restlichen Arbeitstagen auf. Die Last bewegt sich im Bereich zwischen ca. 5 GW (Lastminimum in der Nacht von Samstag auf Sonntag) und ca. 9 GW (Abendspitzen an den Tagen Montag bis Freitag).

Das in Abbildung A.3 gezeigte Lastprofil wird mittels Diskreter-Fourier-Transformation (DFT) in seine Frequenzanteile zerlegt (siehe Kapitel 3.5.1, Gleichung 3.1). Da der Lastgang aus $7 d \cdot 24 h/d = 168 h$ besteht, weist die diskrete Fourier-Transformation ebenfalls 168 Werte auf. Das rein reelle Ausgangs-Zeitsignal resultiert in einem symmetrischen Spektrum. Es werden somit nur N/2 Koeffizienten dargestellt.

Wie in Abbildung A.4 dargestellt sind jene Schwingungen mit den Periodendauern von

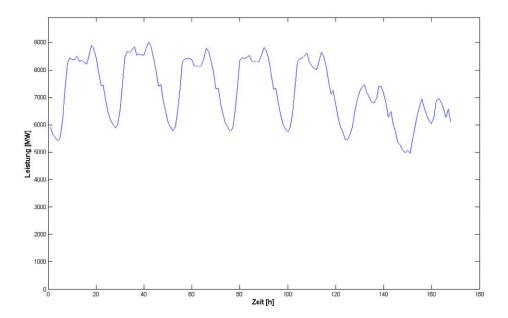


Abbildung A.3.: Lastgang des österreichischen Inlandsstromverbrauch von 1.1.2007 bis 7.1.2007

168 h, 84 h, 24 h und 12 h dominant. Im Folgenden werden die wichtigsten Frequenzkomponenten des Spektrums addiert, um daraus den Originallastgang zu konstruieren.

$$p_0(t) = P_0 \tag{A.12}$$

$$p_1(t) = P_1 \cos(2\pi/N \cdot 1 \cdot t + \arg(P_1))$$
 (A.13)

Der Fourierkoeffizient P_1 entspricht der Grundschwingung welche die Periodendauer von 168 h aufweist. Die weiteren hier betrachteten Koeffizienten 2, 7 und 14 entsprechen den Periodendauern 84 h, 24 h und 12 h. Entsprechend der in Formel A.13 dargestellten Grundschwingung wurden analog die höherfrequenten dominanten Frequenzanteile im Zeitbereich berechnet.

Abbildung A.5 zeigt, wie der Originalzeitverlauf des Lastgangs schrittweise aus den einzelnen Frequenzkomponenten zusammengesetzt werden kann. Dabei stellt p0 den Gleich-

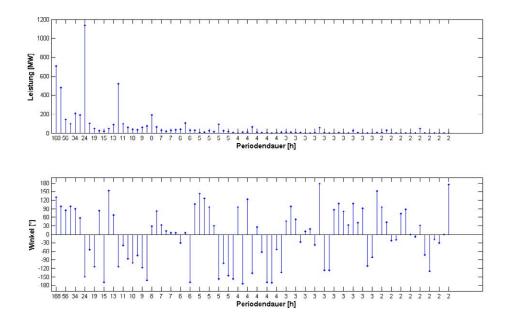


Abbildung A.4.: Spektrum des Lastgangs

anteil des Lastgangs dar. Addiert man hierzu die Grundschwingung der vollständigen Woche (168 h) sowie jenen der halben Woche (84 h), so berechnet sich die rote Kurve der Abbildung. Entsprechend dieser lässt sich bereits der energetische Unterschied zwischen einem Werktags- und dem Wochenendverbrauch ablesen. Bei dem türkisen Verlauf wurde die Fourier-Reihe mit der Periodendauer von 24 h hinzugefügt. Dieser Fourier-Koeffizient hat mit einer Amplitude von knapp 1 200 MW (siehe Abbildung A.4) einen dominierenden Einfluss. Damit weist der resultierende Verlauf nun sehr deutlich den Tag-Nacht Unterschied auf. Fügt man diesem Verlauf noch die Fourier-Reihe mit der Periodendauer von 12 h hinzu, so zeigen sich die beiden Lastspitzen in den Mittagsund Abendstunden. Weiters wird die Last-Absenkung in der Nacht noch deutlicher. Dieser resultierende violette Verlauf weist somit alle wesentlichen Eigenschaften des original Zeitverlaufs aus Abbildung A.3 auf. Für diese graphische Rekonstruktion wurden nur 5 der insgesamt 84 unabhängigen Fourierkoeffizienten benötigt. Mit Hilfe der restlichen 79 unabhängigen Koeffizienten könnte der Originalverlauf exakt rekonstruiert werden.

In weiterer Folge soll nun beurteilt werden, wie gut die 5 dominierenden Frequenzan-

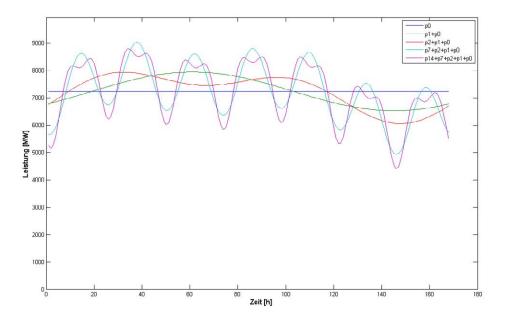


Abbildung A.5.: Zusammensetzung des Originalzeitverlaufs durch die dominanten Frequenzanteile

teil das Originalsignal beschreiben. Neben der in Abbildung A.5 gezeigten grafischen Beurteilung wird dies über den statistischen Parameter der Korrelation bewertet. Der Korrelationskoeffizient zweier gleich langer Signale wird wie in Formel A.14 dargestellt berechnet. [Mat12a]

$$r = \frac{\sum_{m} \sum_{n} (A_{mn} - \bar{A})(B_{mn} - \bar{B})}{\sqrt{\left(\sum_{m} \sum_{n} (A_{mn} - \bar{A})^{2}\right) \left(\sum_{m} \sum_{n} (B_{mn} - \bar{B})^{2}\right)}}$$
(A.14)

Im Zähler von Gleichung A.14 ist zu sehen, dass das mittelwertfreie Kreuzprodukt der beiden Matrizen A und B berechnet wird. Dies stellt genau die absolute Korrelation der beiden Signale dar. Im Nenner sind die Varianzen der beiden Matrizen zu erkennen. Der absolute Korrelationskoeffizient wird daher auf das geometrische Mittel der beiden Varianzen bezogen.

Gleichung A.14 wird nun dazu verwendet, um die Korrelation des original Wochenlastgangs mit den 4 Cosinusschwingungen aus den dominanten Frequenzanteilen sowie den

Gleichanteil zu berechnen. In Tabelle A.1 sind in der oberen Zeile die normierten Korrelationskoeffizienten r zu den einzelnen Cosinusschwingungen dargestellt. In der zweiten Zeile sind die Korrelationen des Originalsignals mit den aufsummierten Cosinusschwingungen (entsprechend Abbildung A.5) dargestellt. Der Wert rechts unten in Tabelle A.1 beschreibt somit die Korrelation des Lastgangs mit der Rekonstruktion aus den 5 dominierenden der 84 unabhängigen Fourierkoeffizienten.

Tabelle A.1.: Korrelationen des Lastgangs einer Woche mit den dominierenden Frequenzen bzw. dem daraus gebildetem Summensignal

Korrelation r	p0	p1	p2	р7	p14
Einzelspektren	-	0,443	0,298	0,690	0,284
Summensignal	-	0,443	0,534	0,873	0,917

Die erste Wertespalte von Tabelle A.1 zeigt, dass für p0 keine Korrelation mit dem Originalsignal berechnet werden kann. Aus Gleichung A.14 ist ersichtlich, dass jeweils das mittelwertfreie Signal berechnet wird. Die Zeitreihe p0 stellt jedoch genau den Mittelwert des Lastgangs als zeitlich konstantes Signal dar. Somit ergibt sich sowohl im Zähler als auch im Nenner jeweils die Subtraktion $p0_{mn} - \overline{p0} = 0$ und in weiterer Folge die Division 0/0. In der zweiten Wertespalte kann abgelesen werden, dass die Grundschwingung des Lastgangs, dargestellt durch p1, eine Korrelation von 0,443 mit dem Originalsignal darstellt. Somit werden in etwa 20 % der Varianz des Lastgangs durch die Grundschwingung erklärt. Die Korrelationen der Cosinusschwingung p2, p7 und p14 sind ebenso in der ersten Zeile dargestellt, wobei die Schwingung p7 (= 24h Periodendauer) mit r = 0,69 die höchste Korrelation aufweist.

In der untersten Zeile von Tabelle A.1 ist die schrittweise Erhöhung der Korrelation durch Hinzunehmen der einzelnen Fourierkoeffizienten ersichtlich. Wiederum beginnend mit der Grundschwingung p1 (= 1 Woche Periodendauer) wird zu dieser die Schwingung p2 (= 1/2 Woche Periodendauer) hinzugezählt. Das daraus resultierende Signal besitzt einen Korrelationskoeffizienten von 0.534 mit dem Originallastgang und ist grafisch in Abbildung A.5 als Kurve "p1 + p0" dargestellt. Der letzte Wert der Tabelle (rechts unten) beschreibt die Korrelation des Lastgangs mit dem aus 4 Fourierkoeffizienten und dem Mittelwert rekonstruierten Signals. Mit einer Korrelation von 0.917 bedeutet dies, dass 84% der Varianz des Lastgangs erklärt werden können.

Sowohl das grafische Ergebnis aus AbbildungA.5 als auch der Korrelationswert von 0,917

aus Tabelle A.1 zeigen, dass hier mit einer Anzahl von 5 (der insgesamt 84) Fourierkoeffizienten die Charakteristik des Originallastgangs mit einer hohen Genauigkeit beschrieben werden kann.

A.4. Beispieloptimierung

In diesem Kapitel soll die Methodik und die Umsetzung der Optimierung anhand eines Beispiels über eine Woche gezeigt werden. Aufgrund des einfachen Aufbaus dieses Beispiels ist es möglich, das erzielte Optimierungsergebnis überprüfen zu können. Damit soll einerseits gezeigt werden, dass die vorgegebenen Bedingungen eingehalten werden. Andererseits werden bereits einige Probleme aufgezeigt, welche die Notwendigkeit der exakten Formulierung des Problems und der Zielsetzung verdeutlichen.

Als Beispiel soll ein einzelner Haushalt herangezogen werden. Dieser weist einen gegebenen Verbrauch über die betrachtete Beispielwoche auf. Weiters verfügt dieser Haushalt über einen Stromspeicher, welcher neben der Kapazität auch eine Leistungsbeschränkung aufweist. Es soll nun per Optimierung jene maximale Anlagengröße der Photovoltaik gefunden werden, sodass der von der Anlage erzeugte Strom zu 100 % selbst vom Haushalt verbraucht werden kann.

Für die folgende Betrachtung werden als Photovoltaik-Einspeiseprofil die Messdaten einer Anlage über den Zeitraum der ersten Juli Woche 2010 verwendet. [Gro12a] Diese ausgewählte Beispielwoche weist 2 durchgehend sonnige Tage, 2 Tage mit geringer Erzeugung und 3 Tage mit wechselhaften Bedingungen auf. Dieser Erzeugung wird das Inlandsverbrauchsprofil Österreichs über eine Woche gegenübergestellt. [TU 11] In diesem Profil wird aufgrund des Gleichzeitigkeitsfaktors nicht dem Verbrauchsprofils eines Einzelhaushalts entsprechen. Für die Demonstration der prinzipiellen Funktionsweise des Optimierungsansatzes ist dies jedoch nicht weiter von Bedeutung.

Das Verbrauchsprofil wird auf eine maximal auftretende Leistung von $1\,kW$ normiert. Für das gegebene Profil würde dies einem hochgerechneten Jahresverbrauch von $7\,039\,kWh$ entsprechen. Das Photovoltaikerzeugungsprofil wird auf eine installierte Leistung $1\,kWp$ normiert. Dieses Profil wird im Anschluss mit der zu optimierenden Variable der installierten Leistung multipliziert, um zum Absolutwert der eingespeisten Leistung zu gelangen.

Als Speicher wird ein Akkumulator mit einer maximalen Ein- und Ausgangsleistung von $1\,kW$ angenommen. Der maximale Energieinhalt beträgt $4\,kWh$. Der Speicher wird als ideal angenommen und weist somit keine Verluste auf. Die Leistung ist unabhängig vom Energieinhalt und hat auch auf diesen keine Rückwirkungen.

A.4.1. Entscheidungsvariablen

Zunächst sollen die Entscheidungsvariablen x_j in diesem Bespiel identifiziert werden. Die Entscheidungsvariablen sind jene Variablen, welche bei der Optimierung verändert werden können, um sowohl die vorgegebenen Zielfunktion zu minimieren und gleichzeitig alle Nebenbedingungen zu erfüllen.

Aufgrund der zuvor beschriebenen Aufgabenstellung muss die installierte Photovoltaikanlagenleistung P_PV_{inst} [kWp] eine zu optimierende Variable darstellen, um diese überhaupt verändern zu können. Neben der Anlagenleistung ist der Speichereinsatz eine weitere offene Größe. Dabei stellt die Leistung des Speichers zu jedem Zeitpunkt eine einzeln zu optimierenden Größe dar. Da hier der Betrachtungszeitraum eine Woche beträgt resultiert dies in 168 Stundenwerte, welche getrennt variiert werden können. Die Leistungswerte des Speichers werden folgend als $P_Speicher(t)$ mit t=1,2,...,168 bezeichnet. In dem beschriebenen Beispiel stellt die bezogene Leistung aus dem Netz $P_Netz(t)$ die dritte Komponente der Entscheidungsvariable dar. Ebenso wie beim Speichereinsatz kann auch hier die Leistung für jeden Zeitpunkt variiert werden. Daher ergeben sich durch den Netzbezug 168 zusätzliche Elemente x_j der Entscheidungsvariable.

Für die lineare Optimierung werden alle zu variierenden Größen als Spaltenvektor x zusammengefasst. Wobei folgende Äquivalenz gilt:

$$x = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_{169} \\ x_{170} \\ \vdots \\ x_{337} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_PV_{inst} \\ P_Speicher(1) \\ \vdots \\ P_Netz(1) \\ \vdots \\ P_Netz(168) \end{pmatrix}$$
(A.15)

Die Dimension der Spalte x wird durch die Anzahl der zu variierenden Größen und den betrachteten Zeitpunkten bestimmt. Da die installierte Photovoltaikanlagenleistung für alle Zeitpunkte gleich groß sein muss, ergibt sich daraus eine einzige zu variierende Größe. Für den Speicher und den Netzbezug kann die Leistung zu jedem Zeitpunkt variiert werden, woraus sich jeweils N=168 zusätzliche Entscheidungsvariablen ergeben. In diesem Beispiel wiest die Matrix x somit die Dimension $dim(x)=337\times 1$ auf.

A.4.2. Zielfunktion

Der Zielfunktionswert wird als Ergebnis der linearen Funktion $z=c^Tx$ dargestellt. [Ung10, S.4] Im Folgenden werden die Zielfunktionskoeffizienten c_j entsprechend der ursprünglichen Aufgabenstellung beschrieben. Ziel ist es, die installierte Photovoltaikanlagenleistung zu maximieren. Dementsprechend wird die Variable $P_{-}PV_{inst}=x_1$ in der Zielfunktion abgebildet. Die Speicherleistung sowie der Netzbezug hingegen sind keine direkten Zielvorgaben und sollen daher den Zielfunktionswert nicht beeinflussen. Somit werden die korrespondierenden Zielfunktionskoeffizienten c_j Null gesetzt.

Der in Matlab eingesetzte lineare Optimierungsalgorithmus 'linprog' versucht immer das Minimum der Zielfunktion zu suchen: $\min_{x} c^T x$. [Mat12b] In der zuvor beschriebenen Aufgabe soll jedoch das Maximum der installierbaren Photovoltaikleistung gefunden werden. Dies kann erreicht werden, indem das Vorzeichen der Zielfunktionskoeffizienten c_j geändert wird. Dadurch kann eine Maximierungsaufgabe in eine Minimierungsaufgabe umformuliert werden.

Die Spalte c der Zielfunktionskoeffizienten besitzt die gleiche Dimension wie die Spalte x und hat daher folgende Werte:

$$c = \begin{pmatrix} -1\\0\\0\\\vdots\\0 \end{pmatrix} \tag{A.16}$$

Daraus ergibt sich die in Gleichung A.17 dargestellte Zielfunktion z.

$$z = c^T x = -x_1 = -P \quad PV_{inst} \tag{A.17}$$

A.4.3. Begrenzung der Entscheidungsvariablen

Das Optimierungsproblem muss für die Funktion 'linprog' in Matlab nicht in Normalform vorliegen. Die Entscheidungsvariablen können auch negative Werte annehmen. [Mat12b] Dies vereinfacht die Formulierung der Speicherleistung. Ansonsten müssten Ein- und Ausspeichern getrennt mit jeweils positiven Variablen beschrieben werden.

Der Solver-Funktion 'linprog' können die beiden Spalten 'lower bound' lb und 'upper bound' ub übergeben werden. Die Vektoren besitzen jeweils die gleiche Dimension wie die Entscheidungsvariable x. Im Falle der zu installierenden Photovoltaikanlagenleistung ist die untere Grenze mit 0 festgelegt. Die obere Grenze soll nicht beschränkt werden, da es genau diesen Wert zu maximieren gilt.

Die Leistung des Speichers ist entsprechend der Angabe mit $\pm\,1\,kW$ begrenzt. Da in weiterer Folge als Bezugsgröße der Entscheidungsvariable $1\,kW$ verwendet wird, resultiert dies in einem Zahlenwert von $\pm\,1$ als Leistungsbegrenzung des Speichers. Die Grenze ist zeitlich konstant und somit wird diese an allen 168, dem Speicher korrespondierenden, Stellen im Vektor lb und ub verwendet.

In dem dargestellten Beispiel wird gefordert, dass die Erzeugung der Photovoltaikanlage zur Gänze in dem betrachteten Haushalt direkt verbraucht bzw. für einen späteren Verbrauchszeitpunkt gespeichert werden kann. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass keine Netzrückspeisung stattfinden darf. Aus diesem Grund wird die Netzleistungskomponente der Entscheidungsvariable nach unten mit Null begrenzt. Ein negativer Wert des Netzbezugs würde eine Rückspeisung ausdrücken. Nach oben hin ist die Bezugsleistung aus dem Netz in diesem Beispiel nicht limitiert. Es wurde jedoch eine "Pseudo-Begrenzung" von $50\,kW$ vorgegeben. Wie bei der Ergebnisdarstellung gezeigt wird, stellt dieser Wert keine aktive Begrenzung dar.

Die Dimension des Begrenzungsvektors der Entscheidungsvariablen beträgt ebenfalls $dim(x) = 337 \times 1$. Die vollständigen Spalten lb und ub sind in Gleichung A.18 dargestellt.

$$lb = \begin{pmatrix} 0 \\ -1 \\ \vdots \\ -1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{pmatrix} \qquad ub = \begin{pmatrix} Inf \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \\ 50 \\ \vdots \\ 50 \end{pmatrix}$$

$$(A.18)$$

A.4.4. Nebenbedingung Deckung der Last

Nachdem in vorangegangenen Abschnitten die Zielfunktion und Entscheidungsvariablen definiert und beschränkt wurde, sollen nun die Nebenbedingungen eingeführt werden. Die Funktion 'linprog' in Matlab erlaubt sowohl Gleichungen als Nebenbedingungen (siehe A.19) als auch Ungleichungen in der Form A.20.

$$A_{eq} \cdot x = b_{eq} \tag{A.19}$$

$$A \cdot x \le b \tag{A.20}$$

Die Bedingung, dass der Verbrauch zu jedem Zeitpunkt exakt gedeckt werden muss, lässt sich über eine Gleichung als Nebenbedingung formulieren. Die Summe der Photovoltaikleistung, der Speicherleistung sowie der Leistung aus dem Netz muss genau der vorgegebenen Leistung des Verbrauchs entsprechen. Diese Gleichung wird für jeden Zeitpunkt als Nebenbedingung formuliert.

Wie in Kapitel A.4.1 gezeigt wurde, sind die Entscheidungsvariablen für den Speicher und das Netz bereits als absolute Leistung dargestellt und können somit direkt addiert werden. Die Komponente in der Entscheidungsvariable, welche die installierte Photovoltaikleistung beschreibt, muss noch mit dem relativen Verlauf des Dargebots multipliziert werden, um den Absolutwert der PV-Einspeisung zu jedem Zeitpunkt zu erhalten. Der normierte relative Verlauf der PV-Einspeisung wird mit der Variable $pv\left(t\right)$ beschrieben.

Die Bedingung der Lastdeckung ist in Gleichung A.21 dargestellt:

$$pv(t) \cdot P PV_{inst} + P Speicher(t) + P Netz(t) = P Last(t)$$
 (A.21)

Die daraus resultierende Matrix A_{eq} sowie die Spalte b_{eq} der Nebenbedingungsgleichung sind in A.22 und A.23 dargestellt.

$$A_{eq} = \begin{pmatrix} pv_1 & 1 & 0 & \cdots & 0 & 1 & 0 & \cdots & 0 \\ pv_2 & 0 & 1 & & 0 & 0 & 1 & & 0 \\ \vdots & \vdots & & \ddots & \vdots & \vdots & & \ddots & \vdots \\ pv_{168} & 0 & 0 & \cdots & 1 & 0 & 0 & \cdots & 1 \end{pmatrix}$$
(A.22)

$$b_{eq} = \begin{pmatrix} P_Last(1) \\ P_Last(2) \\ \vdots \\ P_Last(168) \end{pmatrix}$$
(A.23)

Wie zuvor beschrieben wurde für jeden Zeitpunkt eine eigene Nebenbedingung formuliert. Daher besitzt die Matrix A_{eq} 168 Zeilen. Die erste Spalte korrespondiert mit der Photovoltaikerzeugung, die Spalten 2 bis 169 mit dem Speicher und die Spalten 170 bis 337 mit dem Netzbezug. Die Spalte b_{eq} weist ebenfalls 168 Zeilen auf und gibt den Verbrauch wieder, welcher zu decken ist. Die Multiplikation $A_{eq}x = b_{eq}$ spiegelt die Bedingung aus Gleichung A.21 für alle Zeitpunkte wider.

A.4.5. Nebenbedingung Energieinhalt Speicher

Neben der Bedingung, dass der Verbrauch zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden muss, liegt mit der Kapazitätsbeschränkung des Speichers in diesem Beispiel eine zweite Nebenbedingung vor. Der Energieinhalt des Speichers darf zu keinem Zeitpunkt den Wert von 0 unterschreiten, aber auch nicht größer werden, als der maximale Energieinhalt des Akkumulators.

Da die hier vorliegende Optimierungsaufgabe über Leistungsgleichungen formuliert wird, müssen diese aufsummiert werden, um den Energieinhalt des Speichers zu berechnen. Allgemein kann der Energieinhalt eines Speichers, welcher den Anfangszustand E_0 aufweist, mit der in Gleichung A.24 dargestellten Beziehung berechnet werden.

$$E(t) = E_0 + \sum_{t'=1}^{t} P_Speicher(t') \cdot \Delta t$$
(A.24)

Die hier verwendeten Zeitreihen liegen im Stundenraster vor. Daher ist $\Delta t=1\,h$ und das Zeitintervall muss in der numerischen Rechnung nicht mehr explizit angegeben werden. Dieses Aufsummieren resultiert in einer unteren Dreiecksmatrix. Wobei sowohl die Hauptdiagonal- als auch alle Nebendiagonalelemente unterhalb der Hauptdiagonale den Wert 1 aufweisen. Diese quadratische Matrix stellt einen Teil der Nebenbedingungsmatrix A dar.

Die Forderung aus Gleichung A.24 stellt eine Ungleichungsnebenbedingung dar, da der Energieinhalt kleiner gleich dem maximalen Inhalt sein muss. Diese Ungleichung muss wie zuvor in der Form $Ax \leq b$ formuliert werden. Aufgrund der Dimension von x müssen in der Matrix A auch die nicht relevanten Größen der installierten Photovoltaikleistung (1. Spalte) sowie der Leistung aus dem Netz (170. bis 337. Spalte) abgebildet werden. Diese Bereiche der Matrix sind mit Null-Elementen gefüllt. Die Beschränkung b weist jeweils den maximalen Energieinhalt des Speichers auf, welcher über den Zeitverlauf konstant ist. In diesem Beispiel beträgt der maximale Energieinhalt 4kWh. Mit dem Leistungsbezugswert von $P_{Bezug} = 1kW$ und dem Zeitbezugswert von $t_{Bezug} = 1h$ ergibt sich der Energiebezugswert zu $E_{Bezug} = P_{Bezug} \cdot t_{Bezug} = 1kWh$. Der Zahlenwert für den maximalen Energieinhalt in der numerischen Berechnung beträgt somit 4. Daher ergibt sich für die Forderung, dass die gespeicherte Energie nie größer als der maximale Speicherinhalt sein darf, die in Gleichung A.25 dargestellten Matrizen.

$$A_{1} = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & \cdots & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & 0 & & \ddots & \vdots \\ 0 & 1 & 1 & \cdots & 1 & 0 & \cdots & \cdots & 0 \end{pmatrix} \qquad b_{1} = \begin{pmatrix} 4 - E_{0} \\ 4 - E_{0} \\ \vdots \\ 4 - E_{0} \end{pmatrix}$$
(A.25)

An dieser Stelle sei angenommen, dass der Speicher zu Beginn des betrachteten Zeitraums leer ist und somit $E_0 = 0$ gilt. Da eine negativer Wert der Speicherleistung einen Einspeichervorgang beschreibt, muss das Vorzeichen der Matrix A_1 noch geändert werden. Somit beschreibt die Gleichung A.26, die Bedingung, dass der Speicherinhalt zu

jedem Zeitpunkt kleiner gleich der maximalen Kapazität sein muss.

$$-A_1 x \le b_1 \tag{A.26}$$

Analog wird nach unten hin eine eigene Nebenbedingung formuliert, dass der Inhalt nie kleiner als Null werden darf. Das Prinzip des Aufsummierens der Leistungswerte ist gleich wie vorhin. Es muss nur ein neuer Vektor b_2 formuliert werden, welche die untere Grenze von Null und den Ausgangszustand beschreibt (siehe Gleichung A.27).

$$b_2 = \begin{pmatrix} 0 + E_0 \\ 0 + E_0 \\ \vdots \\ 0 + E_0 \end{pmatrix} \tag{A.27}$$

Die Matrix A_1 bleibt unverändert. Da der Ausspeichervorgang einem positiven Vorzeichen des Speicherleistungswertes entspricht, muss für die untere Grenze das Vorzeichen der Matrix A_1 nicht geändert werden. Die gesamte Nebenbedingungsmatrix setzt sich somit aus den Teilmatrizen für obere und untere Grenze zusammen und ist gemeinsam mit dem Vektor b (für $E_0 = 0$) in Gleichung A.28 dargestellt.

$$A = \begin{pmatrix} -A_1 \\ A_1 \end{pmatrix} \qquad b = \begin{pmatrix} b_1 \\ b_2 \end{pmatrix} \tag{A.28}$$

Mit der Forderung $Ax \leq b$ wird somit erreicht, dass der Speicherinhalt nach oben und unten begrenzt wird.

A.4.6. Optimierungsergebnis

Nachdem in den vorigen Kapitel die Entscheidungsvariablen, die Zielfunktion, die Beschränkung der Entscheidungsvariablen, die Gleichheitsnebenbedingung und die Ungleichheitsnebenbedingung formuliert wurden, kann nun das gesamte lineare Formulierungsproblem, welches in den Gleichungen A.29, A.30, A.31 und A.32 dargestellt ist, gelöst werden.

$$\min_{x} c^{T} x \tag{A.29}$$

$$lb \le x \le ub \tag{A.30}$$

$$Ax \le b \tag{A.31}$$

$$A_{eq}x = b_{eq} \tag{A.32}$$

Die Funktion 'linprog' liefert nun einen Vektor x welcher bezüglich der geforderten Optimierungsaufgabe den minimalen Funktionswert liefert und gleichzeitig alle Nebenbedingungen erfüllt. In diesem Bespiel weist das erste Element x_1 des Entscheidungsvektors x den Wert 1,49 auf. Dies bedeutet, dass unter den gegebenen Rahmenbedingungen eine Photovoltaikanlage mit einer installierten Leistung von 1,49 kWp verbaut werden kann. Die weiteren Elemente des Entscheidungsvektors x stellen den optimalen Speichereinsatz sowie den optimalen Bezug aus dem Stromnetz dar. Diese Werte beschreiben direkt die Zeitreihe der Speicher- bzw. Netzleistung. Ist man an dem Zeitverlauf der eingespeisten Photovoltaikleistung interessiert, so muss das Ergebnis x_1 der installierten Photovoltaikleistung noch mit dem normierten Zeitverlauf pv multipliziert werden.

Das Ergebnis dieser Optimierung ist grafisch in Abbildung A.6 dargestellt. Im oberen Teilbild ist das Lastprofil des Haushalts (schwarz) und die Photovoltaik-Einspeisung (gelb) dargestellt. Das zweite Teilbild zeigt den Strombezug aus dem Netz (rot) sowie die Leistung des Speichers (blau). An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass ein positiver Wert der Speicherleistung eine Energieabgabe und ein negativer Leistungswert eine Energieaufnahme des Speichers darstellt. Das dritte Teilbild stellt den zeitlichen Verlauf des im Speicher befindlichen Energieinhalts (türkis) dar.

Das Verbrauchsprofil in A.6 zeigt fünf Werktage, welche jeweils einen ähnlichen Verlauf aufweisen, sowie einen Samstag und Sonntag mit einem geringeren Verbrauch. Die Leistungswerte sind in den Nachtstunden geringer, weisen in den Morgenstunden einen verhältnismäßig starken Anstieg auf und sind für die hier dargestellten Tage dann bis hin zu den Abendstunden relativ konstant. Wie eingangs beschrieben, stellt die ausgewählte Beispielwoche eine wechselhafte Einspeisung durch die Photovoltaikanlage dar. Beim 5. und 6. Tag handelt es sich um "Schönwettertage". Der 3., 4. und 7. Tag ist von wechselhaften Verhältnissen gekennzeichnet. Der erste und zweite Tag weisen eine verhältnismäßig geringe Photovoltaik-Einspeisung auf.

Der Zeitverlauf der Netzleistung und der Speicherleistung weisen anfangs einen gegengleichen Verlauf auf. Dies ist mit der Ausgangssituation eines leeren Speichers zu begründen. Das optimierte Ergebnis beschreibt zunächst ein Aufladen des Speichers bis ungefähr zum halben maximalen Energieinhalt, um Leistungsdifferenzen von Erzeugung und Verbrauch symmetrisch nach oben und unten hin ausgleichen zu können. Abgesehen vom anfänglichen Aufladevorgang des Speichers ist dieser in den beiden ersten Tagen nicht im Einsatz. Die Differenzen zwischen der (geringen) Photovoltaikeinspeisung und dem Verbrauch werden durch den Bezug aus dem Netz gedeckt.

Am dritten Tag wird der Speicher verwendet, um die Einspeisung der Photovoltaikanlage in den Mittagsstunden zwischenzuspeichern. Allerdings ist in dieser Phase der Einsatz des Speichers noch nicht entscheidend, da die Einspeiseleistung zu jedem Zeitpunkt unter dem Verbrauch liegt. Daher kann auch ohne Speichereinsatz die Erzeugung der Photovoltaikanlage zur Gänze selbst verbraucht werden.

Vom 4. bis 7. Tag hingegen tritt jeweils die Situation auf, dass die Einspeiseleistung der Photovoltaikanlage den Verbrauch übersteigt. Besonders deutlich zeigt sich das Verhalten am 6. Tag. Die überschüssig von der PV-Anlage erzeugte Leistung spiegelt sich genau im Speicherleistungsprofil gegengleich wider. Wie von den Rahmenbedingungen her festgelegt, soll die PV-Anlage nicht in das Netz rückspeisen. Daher liegt die Netzleistung in den Mittagsstunden des 6. Tages genau bei Null. Es findet weder ein Bezug noch eine Rückspeisung in das Netz statt. Anhand des Wochenprofils ist der Einsatz des Speichers abzulesen: an einstrahlungsstarken Tagen, wird die überschüssige Leistung eingespeichert und vor allem in den Abend- und Morgenstunden wieder abgegeben. An Tagen mit schwacher Einstrahlung wird der Speicher praktisch nicht eingesetzt und das Stromnetz kommt für die Differenzen auf.

Am Wochenende ist zu erkennen, dass der Bezug aus dem Netz ansteigt und gleichzeitig der Speicher aufgeladen wird. Dieses Ergebnis der Optimierung ist durch eine fehlende Komponente der Zielfunktion bzw. einer fehlenden Nebenbedingung begründet. Es wurde in diesem Beispiel nicht vorgegeben, wie voll der Speicher am Ende der Woche sein soll. Weiters wurde nicht definiert, ob eine Einspeicherung auf Kosten des Netzbezugs oder eine möglichst geringer Energiebedarf aus dem Netz zu bevorzugen ist. Das hier dargestellte Ende der Woche stellt somit für die Optimierung ein mögliches Ergebnis, vieler gleichwertiger Varianten dar. Für den Optimierungsalgorithmus hätte mit den gegebenen Nebenbedingungen und der Zielfunktion z.B. ein leerer Speicher den gleichen

optimalen Zielfunktionswert geliefert.

Der Speicher weist eine maximale Leistung von $\pm 1\,kW$ auf, welche in diesem Fall nicht in Anspruch genommen wird. Anhand der blauen Kurve ist abzulesen, dass die auftretende Speicherleistung zwischen $-0.77\,kW$ und $0.4\,kW$ liegt. Der limitierende Faktor in diesem Beispiel ist der maximale Speicherinhalt von $4\,kWh$. Im dritten Teilbild ist ersichtlich, dass der Speicher am Beginn des 6. Tages leer ist und Nachmittags-/Abendstunden voll geladen wird.

Die Optimierung liefert somit jene maximale PV-Anlagenleistung, sodass der Speicher am "kritischen Tag" voll ausgenützt wird. Im hier dargestellten Beispiel stellt somit die begrenze Kapazität des Speichers die Limitierung bezüglich der installierbaren Photovoltaikleistung dar.

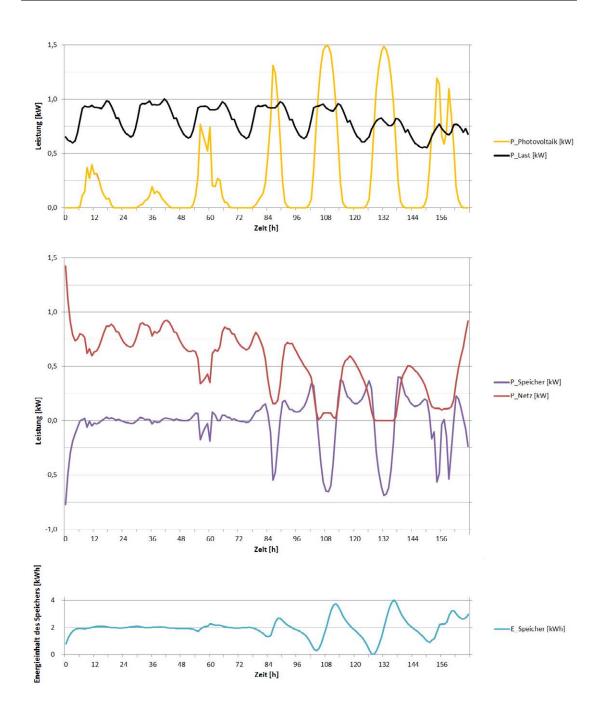


Abbildung A.6.: Ergebnis der Beispiel-Optimierung über ein Woche, mit dem Ziel eines maximalen Photovoltaik-Erzeugungsanteils

A.5. Lastflussrechnung

In Kapitel 4.7.3 wird zunächst allgemein die Anwendung der genäherten Wirkflussberechnung ("DC-Loadflow") beschrieben. In Tabelle A.2, A.3 und A.4 werden die Ergebnismatrizen dieser Lastflussrechnung dargestellt. Diese ermöglichen die Umrechnung von Knotenleistungen auf Zweigleistungen für die Netzausbauvarianten "Aktueller Stand", "380-kV-Ring" und "Vollausbau".

Tabelle A.2.: Matrix der Lastflussrechnung für das Szenario "Aktueller Stand"

		Knoten						
		1	3	4	5	6	7	8
	1-2	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2-3	0,00	- 0,94	- 0,45	- 0,30	- 0,30	- 0,43	- 0,36
	2-5	0,00	- 0,02	- 0,24	- 0,37	- 0,25	- 0,26	- 0,30
	2-6	0,00	- 0,03	- 0,32	- 0,34	- 0,47	- 0,32	- 0,34
ge	3-4	0,00	0,06	- 0,45	- 0,30	- 0,30	- 0,43	- 0,36
Vei	4-6	0,00	0,02	0,23	- 0,01	- 0,21	0,18	0,06
N	4-7	0,00	0,03	0,31	- 0,29	- 0,09	- 0,61	- 0,43
	5-6	0,00	0,00	0,02	0,28	- 0,21	0,05	0,12
	5-8	0,00	- 0,03	- 0,25	0,36	- 0,03	- 0,30	- 0,42
	6-8	0,00	- 0,01	- 0,07	- 0,07	0,11	- 0,10	- 0,16
	7-8	0,00	0,03	0,31	- 0,29	- 0,09	0,39	- 0,43

Tabelle A.3.: Matrix der Lastflussrechnung für das Szenario "380-kV-Ring"

				3 3	Knoten			
		1	3	4	5	6	7	8
	1-2	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2-3	0,00	- 0,87	- 0,68	- 0,26	- 0,36	- 0,61	- 0,44
	2-5	0,00	- 0,09	- 0,23	- 0,63	- 0,36	- 0,29	- 0,44
	2-6	0,00	- 0,04	- 0,09	-0,11	- 0,29	- 0,10	- 0,12
96	3-4	0,00	0,13	- 0,68	- 0,26	- 0,36	- 0,61	- 0,44
Zweige	4-6	0,00	0,05	0,12	- 0,05	- 0,27	0,08	- 0,01
2	4-7	0,00	0,08	0,20	- 0,21	- 0,09	- 0,69	- 0,43
	5-6	0,00	- 0,02	- 0,04	0,14	- 0,30	- 0,02	0,02
	5-8	0,00	- 0,08	- 0,18	0,23	- 0,06	- 0,26	- 0,46
	6-8	0,00	- 0,01	- 0,02	- 0,02	0,15	- 0,05	- 0,12
	7-8	0,00	0,08	0,20	- 0,21	- 0,09	0,31	- 0,43

Tabelle A.4.: Matrix der Lastflussrechnung für das Szenario "Vollausbau"

					1.00mm				
		Knoten							
		1	3	4	5	6	7	8	
	1-2	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	2-3	0,00	- 0,72	- 0,49	- 0,23	- 0,27	- 0,43	- 0,30	
	2-5	0,00	- 0,10	- 0,19	- 0,40	- 0,25	- 0,22	- 0,31	
	2-6	0,00	- 0,17	- 0,32	- 0,36	- 0,48	- 0,34	- 0,39	
O)	3-4	0,00	0,28	- 0,49	- 0,23	- 0,27	- 0,43	- 0,30	
Zweige	4-6	0,00	0,21	0,38	- 0,14	- 0,23	0,25	- 0,07	
Ŋ	4-7	0,00	0,07	0,13	- 0,10	- 0,04	- 0,69	- 0,23	
	5-6	0,00	- 0,05	- 0,09	0,42	- 0,21	- 0,03	0,11	
	5-8	0,00	- 0,05	- 0,10	0,18	- 0,04	- 0,20	- 0,43	
	6-8	0,00	- 0,01	- 0,03	- 0,08	0,08	- 0,12	- 0,34	
	7-8	0,00	0,07	0,13	- 0,10	- 0,04	0,31	- 0,23	