

DISSERTATION

AUSWIRKUNGEN EINER NACHHALTIGEN STROMERZEUGUNG AUF DEN ÖSTERREICHISCHEN KRAFTWERKSPARK

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

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

von

DIPL.-ING. MARTIN BOXLEITNER
Matr.-nr.: 0325103
Siebenbrunnengasse 10/2/4, 1050 Wien

Wien, im November 2012

Danksagung

Ich bedanke mich sehr herzlich bei meinem Betreuer em.Univ.-Prof. Dr.-Ing. Günther Brauner, der mich im Jahr 2008 in sein Team holte und mir damit die Möglichkeit eröffnete, mich wissenschaftlich zu betätigen. Die vielen interessanten Forschungsprojekte und Diskussionen in diesen sehr lehrreichen Jahren mündeten schließlich in der Idee und im Thema zur vorliegenden Arbeit.

Mein besonderer Dank gilt o.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert vom Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz, der die Zweitbegutachtung meiner Dissertation vorgenommen hat.

Vielen herzlichen Dank den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Instituts für Energiesysteme und Elektrische Antriebe um Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik für das sehr gute und professionelle Arbeitsklima, sowie für die vielen fruchtbaren Diskussionen. Es ist mir wichtig, an dieser Stelle eine Person aus dieser Gruppe herauszuheben – meinen Studienkollegen, Büronachbarn und sehr lieben Freund Dipl.-Ing. Christoph Groß. Unsere Zusammenarbeit, gegenseitige Unterstützung und Ergänzung mündete stets in hervorragende Ergebnisse und wird dies hoffentlich auch in Zukunft tun.

Um einen so intensiven Bildungsweg überhaupt in Angriff nehmen zu können, bedarf es der Gewissheit, sich stets auf Menschen verlassen zu können, die einem den unverzichtbaren Rückhalt, aber auch den notwendigen Freiraum in allen Situationen des Lebens geben. Dieses wunderbare Gefühl ließen mir viele liebe Personen zukommen. Allen voran danke ich meiner Gattin Birgit, die stets für mich da ist und mich motiviert, Konsequenz an unseren Zielen zu arbeiten. Mein herzlicher Dank gilt auch meinen Eltern, die es mir durch ihre Unterstützung erst ermöglicht haben, diesen so interessanten Weg einzuschlagen. Ich danke all meinen Freunden, die mich über all die Jahre hinweg begleitet haben und immer da waren, wenn ich sie brauchte.

Wien, im November 2012

Martin Boxleitner

Kurzfassung

Der Energiesektor steht vor einem Paradigmenwechsel. Die negativen Auswirkungen von Treibhausgasemissionen auf den Klimawandel, die Beschränktheit fossiler Ressourcen verbunden mit teils instabilen politischen Situationen in den Lieferländern, sowie die Importabhängigkeit vieler Staaten von diesen Energieträgern haben dazu geführt, dass politische Entscheidungen getroffen wurden, die eine nachhaltige Energieversorgung zum Ziel haben. Im Bereich des elektrischen Energiesystems soll dabei verstärkt auf regenerative Quellen wie Windkraft oder Photovoltaik gesetzt werden.

Der Umbau in der Aufbringungsstruktur der elektrischen Energie bringt Veränderungen für den bestehenden, konventionellen Kraftwerkspark mit sich. Einerseits sollen Emissionen reduziert werden, um Klimaziele zu erreichen. Andererseits gilt es, die sichere und zuverlässige Versorgung der Kunden mit elektrischer Energie, auch in einem nachhaltigen System, zu gewährleisten. Denn regenerative Technologien wie Windkraft oder Photovoltaik haben neben ihren Vorteilen (kostenlose Primärenergieträger, keine Emissionen, etc.) auch einige nachteilige Eigenschaften. Beispielsweise verfügen sie über vergleichsweise geringe Volllaststunden, weshalb sehr hohe installierte Leistungen zur Bereitstellung adäquater Energiemengen notwendig sind. Zudem weisen sie eine hohe Volatilität in der Stromerzeugung auf. Diese Effekte beruhen auf der starken Dargebotsabhängigkeit dieser Technologien. Da die Physik der elektrischen Energieversorgung bestehen bleibt, ist es notwendig, u.a. über flexible Einheiten für den ständig notwendigen Erzeugungs-Last-Ausgleich zu verfügen. Aufgrund der steigenden Leistungsorientierung in der Stromaufbringung werden auch leistungsfähige Stromnetze und ausreichende Speicherkapazitäten (Leistungen und Energieinhalte) Schlüsselrollen im nachhaltigen elektrischen Energiesystem der Zukunft einnehmen.

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist, die Auswirkungen einer regenerativen Stromaufbringung auf den bestehenden österreichischen Kraftwerkspark, auf technischer Basis, abzuschätzen. Zu diesem Zweck werden drei Szenarien definiert, welche unterschiedliche Ausbaugrade von nachhaltigen Technologien unterstellen. Es werden die Gradienten und Leistungsänderungen der regenerativen Technologien analysiert. Dies ermöglicht Abschätzungen von dynamischen Anforderungen, die durch zusätzlich installierte, erneuerbare Kapazitäten gestellt werden. Mit Hilfe eines Zeitreihenmodells der Residuallast (= Last minus regenerativer Erzeugung) werden Änderungen in den Lastbereichen (Grund-, Mittel- und Spitzenlast, sowie Überlast) ermittelt. Als zentraler Punkt der Arbeit wird ein Modell zur Kraftwerkseinsatzoptimierung implementiert. Mit dessen Hilfe werden Entwicklungen der Volllaststunden, der Anzahl von An- und Abfahrzyklen, der mittleren Betriebsdauern je Zyklus u.v.m. auf Kraftwerksbasis analysiert.

Der bestehende Kraftwerkspark wurde dafür ausgelegt, im Lastfolgebetrieb zu agieren, d.h. die Last, welche eine verhältnismäßig geringe Dynamik aufweist, zu decken. Durch die steigenden Anteile an regenerativen Erzeugungstechnologien und deren Einspeisevorrang müssen die steuerbaren Einheiten zukünftig im Residuallastfolgebetrieb agieren. Damit steigen die dynamischen Anforderungen an die steuerbaren Einheiten, beispielsweise zur Bewältigung von hohen Gradienten, verursacht durch erneuerbare Einspeiser. Die größten Herausforderungen stellt dabei die Photovoltaik. Die Analysen zeigen, dass innerhalb einer Viertelstunde die halbe installierte Modulleistung vom oder ans Netz gehen kann. Bei der Windkraft bewegen sich die maximalen Leistungsänderungen bei rund der Hälfte der Photovoltaikwerte. Die steigenden Anteile nachhaltiger Technologien reduzieren zudem den Grundlastanteil zugunsten der Mittel- und Spitzenlast. Zudem

häufen sich die Zeitpunkte, in denen die Last von der regenerativen Erzeugung übertroffen wird. Um die Energiemengen dieser Überdeckungen zu einem späteren Zeitpunkt nutzbar zu machen und die Überschussleistungen zu beherrschen, bedarf es Speicherkapazitäten, welche die nationalen hydraulischen Speicherpotenziale mitunter weit übersteigen. Mit Hilfe des Optimierungsmodells werden teils erhebliche Reduktionen im Bereich der Volllaststunden, der mittleren Betriebsstunden je Zyklus und eine wesentlich erhöhte Anzahl an Start- und Stoppvorgängen bei kohlebefeuernden Dampfkraftwerken, sowie bei Gas- und Dampfkraftwerken ermittelt, wenn der Nachhaltigkeitsanteil gesteigert wird. Das notwendige thermische Backup für Zeiten mit einem geringen regenerativen Dargebot verringert sich jedoch nur wenig. Die integrierte Analyse des nationalen Übertragungsnetzes zeigt die steigenden Belastungen durch die regenerativen Technologien, da die Erzeugungs-, Speicher und Verbraucherschwerpunkte meist geografisch weit voneinander entfernt liegen.

Um die politischen Ziele einer nachhaltigeren elektrischen Energieversorgung auch technisch umsetzen zu können, ist das koordinierte Zusammenwirken verschiedener Schlüsselfaktoren im System notwendig: Flexible Einheiten zur Erhaltung der Systemstabilität und als Backup, leistungsfähige Netze zur Verknüpfung der Angebots-, Nachfrage- und Speicherzentren, sowie ausreichend Speicherkapazität. Zudem ist eine adäquate monetäre Abgeltung der erbrachten oder vorgehaltenen Leistungen notwendig.

Die kommenden Jahre und Jahrzehnte werden von massiven Änderungen im Energiesystem geprägt sein. Den entstehenden Herausforderungen gilt es mit technisch fundierten und weitblickenden Lösungen entgegenzutreten, um auch zukünftig eine sichere und zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie aus zunehmend nachhaltigen Quellen gewährleisten zu können.

Abstract

The energy sector is facing a paradigm shift. Negative effects of greenhouse gas emissions on climate change, limitations of fossil fuels combined with some unstable political situations in the supplying countries, as well as the import dependency of fossil fuels from foreign countries have led to political decisions working towards a sustainable energy supply. Renewable sources such as wind or solar should be increasingly utilized in the electric power system.

The change of structure in electrical energy production brings changes for the existing, conventional power plants. On the one hand, emissions have to be reduced in order to achieve climate targets. On the other hand, it is important to ensure a safe and reliable supply of customers with electricity, even in a sustainable system. Renewable energy sources are not just featured with advantages, some adverse characteristics can be attributed to them as well. For example, they have comparatively low full load hours, so very high installed power is necessary to provide an adequate amount of energy. They also have a high volatility in the electricity generation. These effects arise due to the strong dependence of supply with renewable primary energy. Due to the fact that physics of the electrical energy supply remains, it is necessary to have flexible units for a consequent generation-load-balancing. Concerning the power orientation in the electricity production, powerful grids and sufficient storage capacity (power and energy content) play key roles in a sustainable electrical energy system of the future.

The aim of this thesis is to assess the impact of renewable electricity generation on the existing Austrian power plant fleet on a technical basis. For this purpose, three scenarios are defined with different degrees of sustainable technologies deployment. Power gradients and power changes of several regenerative technologies are analysed. This allows assessments of dynamic requirements caused by additionally installed renewable capacity. A time series model of the residual load (i.e. load minus renewable generation) is used to determine changes in load ranges (base, medium and peak load, as well as surplus). As the central point of this thesis an optimization model for unit commitment is implemented. The model allows analysis of the full-load hours, the number of start-up and shut-down cycles, the mean operation time per cycle, etc. for individual power plants.

The existing power plant fleet was designed to operate in load-following-mode, i.e. covering the load with its relatively low dynamics. Due to increasing shares of renewable generation technologies and their feed-in priority, controllable units must operate in residual-load-following-mode in the future. Thus the dynamic requirements placed on controllable units rise, e.g. to cope with high gradients caused by volatile renewable generation. The biggest challenges entail from photovoltaics. The analyses show that within a quarter of an hour half of the installed power may come online or offline. For wind power the maximum gradients are about half of the photovoltaic values. The rising shares of sustainable technologies also reduce the base load for the benefit of the medium and peak load. Furthermore situations in which the load is exceeded by the renewable generation are more common. To utilize the energy of these surpluses at a later time, storage capacity is required, which by far exceeds the national hydraulic storage capacity in some cases. Based on the optimization model reductions of full-load hours and the average hours of operation per cycle as well as a significantly increased number of start and stop operations at coal-fired steam power stations and combined cycle power plants are determined, if the sustainability share is increased. The necessary thermal backup for times with low regenerative supply reduces only slightly. The integrated analysis

of the national transmission grid shows the increasing loads due to renewable technologies, as generation and storage potentials are geographically far apart in most of the national regions.

To realize the political goals of a sustainable electricity supply, the coordinated interaction of several key factors in the system is necessary: Flexible units to maintain system stability and as backup, a powerful grid for linking supply, demand and storage centres as well as sufficient storage. In addition, an adequate monetary compensation for the services provided or held out is necessary.

The coming years and decades will be marked by massive changes in the energy system. Resulting challenges need to be faced with technically sound and far-sighted solutions to ensure a safe and reliable supply of electric power in a sustainable system.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Zentrale Fragestellung und Abgrenzung	2
1.2	Gliederung der Arbeit.....	4
2	Das 3-Regionen-Modell im elektrischen Energiesystem Österreichs	5
2.1	Hydraulische Erzeugung	8
2.2	Thermische Erzeugung	9
2.3	Erzeugung aus Windkraft	11
2.4	Erzeugung aus Photovoltaik	12
2.5	Erzeugung aus Biomasse	13
2.6	Verbraucherlast.....	14
2.7	Das österreichische Übertragungsnetz	15
3	Zukünftige Entwicklungen und Szenarien	18
3.1	Laufwasserkraft	18
3.2	Windkraft.....	19
3.3	Photovoltaik	19
3.4	Biomasse.....	20
3.5	Hydraulische Speicher	21
3.6	Verbraucherlast.....	23
3.7	Die Szenarien.....	24
3.7.1	Basis-Szenario.....	24
3.7.2	Szenario 2020	24
3.7.3	Szenario 2050	25
3.7.4	Gegenüberstellung der Szenarien	26
4	Analyse der grundlegenden Zeitreihen	28
4.1	Analysemethoden	28
4.2	Laufwasserkraft	30
4.2.1	Datenbasis und Aufbereitung.....	30
4.2.2	Leistungsanalyse.....	31
4.2.3	Gradientenanalyse	32
4.2.4	Energetische Analyse.....	34
4.3	Windkraft.....	35
4.3.1	Datenbasis und Aufbereitung.....	35
4.3.2	Leistungsanalyse.....	36

4.3.3	Gradientenanalyse	36
4.3.4	Energetische Analyse.....	38
4.4	Photovoltaik	39
4.4.1	Datenbasis und Aufbereitung.....	39
4.4.2	Leistungsanalyse.....	40
4.4.3	Gradientenanalyse	40
4.4.4	Energetische Analyse.....	41
4.5	Verbraucherlast.....	42
4.5.1	Datenbasis und Aufbereitung.....	42
4.5.2	Leistungsanalyse.....	43
4.5.3	Gradientenanalyse	43
4.5.4	Energetische Analyse.....	45
4.6	Gegenüberstellung der Gradienten.....	45
5	Flexibilität regelbarer Kraftwerkseinheiten	48
5.1	Thermische Einheiten.....	48
5.2	Hydraulische Speichereinheiten.....	50
6	Residuallastmodell	52
6.1	Die residuale Zeitreihe	52
6.2	Analysen und Ergebnisse.....	52
6.2.1	Extremwerte	52
6.2.2	Häufigkeiten	57
6.2.3	Dauerlinien	57
6.2.4	Gradienten und Leistungsänderungen	63
7	Kraftwerkseinsatzoptimierung	68
7.1	Das Optimierungsmodell.....	68
7.1.1	Domänen	68
7.1.2	Parameter.....	70
7.1.3	Variablen	73
7.1.4	Zielfunktion und Nebenbedingungen.....	75
7.1.5	Solver	81
7.1.6	Programmablaufsteuerung	81
7.1.7	Datenschnittstelle	82
7.2	Speicherbewirtschaftung.....	83
7.3	Kraft-Wärme-Kopplung	85
7.4	Modelldaten	86

7.4.1	Thermische Einheiten	86
7.4.2	Speichereinheiten.....	87
7.4.3	Zusammenfassung der modellierten Kraftwerkseinheiten.....	88
7.4.4	Regenerative Erzeugung und Verbraucherlast.....	90
8	Auswirkungen einer regenerativen Stromerzeugung auf den österreichischen Kraftwerkspark.	91
9	Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Ausblick	105
	Abkürzungsverzeichnis	109
	Abbildungsverzeichnis.....	110
	Tabellenverzeichnis	115
	Literaturverzeichnis	117
	Anhang A	121
	Anhang B	123

1 Einleitung

Der Energiesektor befindet sich derzeit in einer massiven Umbruchsphase und dieser Zustand der Veränderung wird auch noch Jahre oder gar Jahrzehnte anhalten. Die Energie wird eines der beherrschenden Themen der Zukunft sein. Gründe dafür gibt es viele:

Dem Bericht des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) aus dem Jahr 2007 (1) zufolge wird der natürliche Treibhausgaseffekt durch den anthropogenen Treibhausgaseffekt mit hoher Wahrscheinlichkeit verstärkt und damit der Klimawandel beeinflusst. Dieser menschengemachte Effekt entsteht u.a. durch die Verbrennung fossiler Treibstoffe und führt zu einer Erhöhung der Temperatur in der erdnahen Atmosphäre und in den Meeren. Die Folgen sind beispielsweise verstärkte Gletscherschmelzen, steigende Meeresspiegel oder veränderte Niederschlagsmuster. Als Reaktion darauf wurden weltweit verschiedenste politische Zielsetzungen verabschiedet, wie etwa das Kyoto-Protokoll oder die 20-20-20-Ziele der Europäischen Union (EU), welche alle u.a. die Reduktion der Treibhausgasemissionen vorsehen.

Die Begrenztheit fossiler Ressourcen gekoppelt mit einer steigenden Nachfrage nach diesen Gütern v.a. durch Industrie- und Schwellenländer führt zu steigenden Preisen im Energiebereich. Viele Länder, darunter auch Österreich, sind abhängig vom Import fossiler Primärenergieträger, wie Erdöl oder Erdgas. Dieser Tatsache stehen oft politisch instabile Situationen in den Liefer- und Transitländern gegenüber, wie dies beispielsweise in den europäischen Gaskrisen der letzten Jahre sichtbar wurde. Für Länder wie Österreich gilt es daher, die nationalen Potenziale effizient auszuschöpfen, um sich von Importabhängigkeiten, Preisdiktaten und instabilen politischen Lagen zu lösen.

Katastrophen wie jene im Jahr 2011 im Atomkraftwerk Fukushima in Japan haben weitreichende Auswirkungen auf die zukünftige Aufbringung elektrischer Energie. So hat die deutsche Bundesregierung den schrittweisen Ausstieg aus der Atomenergie bis zum Jahr 2022 beschlossen, der Wegbereiter für die deutsche Energiewende werden soll. Nachhaltige Erzeugungstechnologien sollen die sich eröffnende Deckungslücke schließen.

Die Energieversorgung der Zukunft steht vor einem massiven Wandel, einem Paradigmenwechsel. Nachhaltige Erzeugungstechnologien für elektrische Energie, wie Windkraft, Photovoltaik oder Biomasse, werden verstärkt eingesetzt, um auch zukünftig die Energienachfrage bedienen zu können und die Nachhaltigkeit zu steigern. Diese regenerativen Technologien bringen jedoch neben ihren positiven Eigenschaften auch einige Nachteile mit sich. So sind sie etwa stark dargebotsabhängig, was sich in einer sehr volatilen Bereitstellung der elektrischen Energie widerspiegelt. Zudem weisen solche nachhaltigen Technologien nur verhältnismäßig geringer Jahresvolllaststundenzahlen auf, weshalb es notwendig ist, hohe Leistungen im Vergleich zu konventionellen Technologien, wie Laufwasserkraft oder thermischen Einheiten, zu installieren, um damit gleiche Energiemengen bereitstellen zu können. Es kommt dadurch zu einer immer stärkeren Leistungsorientierung in der elektrischen Energieversorgung.

Für den stabilen Betrieb eines elektrischen Energiesystems ist es eine grundlegende Voraussetzung, dass die Erzeugung und der Verbrauch an elektrischer Energie zu jedem Zeitpunkt übereinstimmen. Ein Ungleichgewicht würde sich in einer netzweiten Frequenzabweichung bemerkbar machen, welche durch frequenzabhängige Schutzmechanismen kaskadenartige Effekte zur Folge haben könnte. Diese würden im schlimmsten Fall in einem Blackout enden.

Steigende Anteile nachhaltiger Erzeugungstechnologien für elektrischen Strom, beispielsweise aus Windkraft oder Photovoltaik, werden daher Auswirkungen auf den bestehenden Kraftwerkspark haben. Einerseits wird durch den derzeit bestehenden Einspeisevorrang von erneuerbaren Energien der Nachhaltigkeitsanteil an der Lastdeckung steigen. Andererseits werden die bestehenden Anlagen, wie beispielsweise fossilbefeuerte Kraftwerke oder hydraulische Speicher, vor neue Herausforderungen gestellt. Denn die volatilen Einspeiser benötigen flexible Erzeugungseinheiten, die in der Lage sind, dargebotsbedingte Schwankungen auszugleichen, um die Grundvoraussetzung für die Netzstabilität – das ständige Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie – zu gewährleisten.

Für eine nachhaltige elektrische Energieversorgung sind aber auch leistungsstarke Netze notwendig. Die regenerative Stromerzeugung ist meist von einem sehr dezentralen Charakter geprägt, etwa im Bereich von Offshore-Windkraftanlagen. Die Übertragungsnetze müssen die Erzeugungs- und Lastzentren miteinander verbinden und für diese Aufgabe auch entsprechend gerüstet sind. Die Photovoltaik hingegen stellt auch die Verteilnetze aufgrund hoher lokaler Gleichzeitigkeit der Einspeisung vor wachsende Herausforderungen, etwa im Bereich der Spannungshaltung.

Schließlich sind die regenerative Stromerzeugung und der elektrische Verbrauch voneinander entkoppelt. Um den regenerativen Strom in Zeiten eines hohen Angebotes bzw. einer Lastüberdeckung für spätere Zeitpunkte nutzbar zu machen, bedarf es Speichern. Mit steigender Nachhaltigkeit kommt den Speichern eine immer wichtigere Rolle zu. Jedoch sind die Potenziale für die derzeit einzige großtechnische und wirtschaftliche Speichertechnologie – hydraulische Pumpspeicher – aufgrund der dafür notwendigen topografischen Voraussetzung sehr beschränkt. Alternative Speichertechnologien sind daher für die Zukunft von großer Bedeutung.

Die kommenden Jahre und Jahrzehnte werden von massiven, nachhaltigen Veränderungen im elektrischen Energiesystem geprägt sein. Die Politik hat mit ihren Gesetzen heute bereits ambitionierte Ziele vorgegeben, die es mit vereinten Kräften zu erreichen gilt. Eine spezielle Aufgabe kommt den Ingenieurinnen und Ingenieuren zu, welche mit fundiertem technischen Wissen, modernen und leistungsfähigen Werkzeugen und Weitblick den sich stellenden Herausforderungen gegenüberstehen, damit eine sichere und zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie auch unter geänderten Rahmenbedingungen sichergestellt ist.

1.1 Zentrale Fragestellung und Abgrenzung

Einleitend wurden einige Themenbereiche kurz umrissen, auf welche die zukünftigen Veränderungen im elektrischen Energiesystem erhebliche Einflüsse haben werden. In der vorliegenden Arbeit wird der Fokus darauf gelegt, welche Auswirkungen die Transformation des elektrischen Energiesystems in Richtung steigender Nachhaltigkeit auf den konventionellen Teil des Kraftwerksparks in Österreich haben wird.

Es werden dazu Methoden entworfen und Analysen durchgeführt, welche in erster Linie auf technischen Grundlagen fußen. Es sollen damit folgende Fragen beantwortet werden:

- Welche Gradienten und Leistungsänderungen weisen verschiedene nachhaltige Erzeugungstechnologien auf?
- Für den stabilen Betrieb eines elektrischen Energieversorgungsnetzes ist das ständige Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch eine Grundvoraussetzung. Durch das Zusammenwirken der regenerativen Erzeugung und der Last ergeben sich neue

Herausforderungen, weshalb sich folgende Frage stellt: Welche Flexibilitätsanforderungen werden an den konventionellen, regelbaren Teil des bestehenden, österreichischen Kraftwerksparks gestellt, wenn die volatilen, regenerativen Erzeugungsanteile steigen?

- Wie verändern sich die Anteile von Grund-, Mittel- und Spitzenlast in Abhängigkeit der Nachhaltigkeit im elektrischen Energiesystem Österreichs?
- Wie entwickeln sich die Volllaststunden, die Anzahl der An- und Abfahrzyklen und die mittlere Betriebsdauer je Zyklus für verschiedene Kraftwerkstechnologien?
- Wie viel thermisches Backup wird in einem nachhaltigen Energiesystem benötigt?
- Reichen die bestehenden nationalen Speicherkapazitäten für verschiedene Szenarien der nachhaltigen Entwicklung?

Energiewirtschaftliche Aspekte werden keineswegs vernachlässigt, jedoch werden hierfür statische Annahmen getroffen und keine dynamischen Kostenmodelle gebildet.

In den oben angeführten zentralen Fragestellungen spiegelt sich bereits der starke Bezug der vorliegenden Arbeit zum elektrischen Energiesystem Österreichs wider. Dies hat zwei wesentliche Gründe:

- Der Aufbau des elektrischen Energiesystems und die regenerativen Potenziale in Österreich unterscheiden sich wesentlich von jenen anderer Länder. Die hydraulische Stromerzeugung trägt dazu bei, dass die nationale elektrische Energieversorgung stets einen sehr hohen Nachhaltigkeitsanteil aufweist. Die Windkraftpotenziale sind sehr stark regional konzentriert, ebenso wie die hydraulischen Speicherpotenziale und die thermischen Einheiten. Diese spezielle Zusammensetzung gilt es explizit zu analysieren.
- Energiewirtschaftlich ist das elektrische Energiesystem Österreichs sehr eng mit dem deutschen System durch gemeinsame Stromhandelsplattformen gekoppelt. Da der Fokus in dieser Arbeit jedoch vor allem auf technischen Aspekten liegt, wurde eine Entkoppelung von den benachbarten Systemen unterstellt. Kraftwerkskapazitäten, welche überwiegend in anderen Staaten wirken, wurden für die gegenständlichen Analysen nicht berücksichtigt.

Mit der vorliegenden Arbeit sollen u.a. Anforderungen an die Flexibilität steuerbarer Kraftwerkseinheiten ermittelt werden. Konkrete Umsetzungsmaßnahmen, mit der die erhöhten dynamischen Eigenschaften der jeweiligen Kraftwerkseinheiten erreichbar sind, werden jedoch nicht im Rahmen dieser Arbeit erörtert.

Die genaue Einspeisemenge von erneuerbarem Strom, beispielsweise aus Windkraft oder Photovoltaik, ist aufgrund der Dargebotsabhängigkeit nicht exakt vorhersagbar. Es treten Fehler zwischen der prognostizierten und der tatsächlichen Einspeisung auf, die es zum Erhalt der Systemstabilität auszugleichen gilt. Durch steigende Anteile dieser Technologien ergeben sich geänderte Rahmenbedingungen für die vorzuhaltende Regel- und Ausgleichsenergie. Im Rahmen der gegenständlichen Untersuchungen werden jedoch keine Abschätzungen hinsichtlich des Bedarfs an Regel- und Ausgleichsenergie gemacht. Auch weiterführende Stabilitätsuntersuchungen in Hinblick auf verbleibende rotierende Reserven im Netz werden nicht im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt. Schließlich sei noch einmal darauf hingewiesen, dass die im weiteren Verlauf durchgeführten Analysen in erster Linie auf technischen und nur mit nachgeordneter Priorität auf wirtschaftlichen Modellen basieren.

1.2 Gliederung der Arbeit

Am Beginn der Arbeit wird das 3-Regionen-Modell im elektrischen Energiesystem Österreichs eingeführt. Diese Unterteilung basiert auf Analysen des bestehenden heimischen Kraftwerkspark und wird den weiteren Betrachtungen zugrunde gelegt. Um die Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf den konventionellen Kraftwerkspark für unterschiedliche Ausbaustufen der nachhaltigen Technologien vergleichen zu können, werden drei Szenarien auf Basis von Energiemengen definiert.

Durch die Einführung von konkreten Zeitreihen erfolgt der Übergang von einer energetischen zu einer leistungsorientierten Betrachtung. In diesem Zusammenhang werden die grundlegenden Zeitreihen analysiert, um damit beispielsweise Aussagen über die Erzeugungsgradienten der verschiedenen Technologien machen zu können. Die Datengrundlage wird mit einem Überblick über die Flexibilität von regelbaren Kraftwerkseinheiten abgeschlossen.

In der weiteren Folge wird das Residuallastmodell eingeführt und analysiert. Damit werden erste Schlüsse hinsichtlich der Auswirkungen regenerativer Erzeuger auf den heimischen Kraftwerkspark gezogen. Um Aussagen hinsichtlich der Kraftwerksauslastung, der Anzahl an An- und Abfahrvorgängen, etc. machen zu können, wird ein umfassendes Modell zur Kraftwerkseinsatzoptimierung entwickelt. Dieses mathematische Modell wird eingehend in Kapitel 7 erläutert. Mit den gewonnenen Modellergebnissen ist es schließlich möglich, die verbleibenden zentralen Fragestellungen in Kapitel 8 zu beantworten.

Den Abschluss der vorliegenden Arbeit bilden eine Zusammenfassung der Ergebnisse, daraus resultierende Schlussfolgerungen und ein Ausblick auf weiterführende Arbeiten. Ergänzendes Datenmaterial ist im Anhang zusammengestellt.

2 Das 3-Regionen-Modell im elektrischen Energiesystem Österreichs

Zu Beginn dieses Abschnitts wird ein kurzer Einblick in die historische Entwicklung des österreichischen Kraftwerksparks bis zur Gegenwart gegeben. Daran anschließend wird eine Unterteilung des Staatsgebiets vorgenommen, die in den späteren Analysen Anwendung findet.

In Abbildung 1 sind die installierten Kraftwerksleistungen für Wasserkraftwerke, Wärmekraftwerke, sowie für Wind, Photovoltaik und Geothermie beginnend mit dem Jahr 1947 bis 2011 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Wasserkraft in Österreich stets die tragende Säule des elektrischen Energiesystems darstellte. Der wirtschaftliche Aufschwung nach dem Zweiten Weltkrieg war gekoppelt mit einer steigenden Nachfrage nach elektrischer Energie. Um diese steigende Nachfrage bedienen zu können, wurden immer neue hydraulische und thermische Kraftwerkseinheiten gebaut. Erst Mitte der 1980er Jahre flachte der rasche leistungsmäßige Zubau ab. Seit rund zehn Jahren verzeichnen auch regenerative Erzeugungstechnologien wie Windkraft, Photovoltaik oder Geothermie immer weiter steigende Anteile an der installierten Kraftwerkskapazität in Österreich.

Der Kraftwerkspark umfasste zum 31.12.2011 etwa 22.630 MW an installierter Brutto-Engpassleistung. Mit rund 13.200 MW im Bereich der Wasserkraft (Laufkraftwerke und Speicherkraftwerke) lag deren Anteil bei über 58% der gesamten installierten Brutto-Kraftwerksleistung in Österreich im Jahr 2011. Am Ende des Betrachtungszeitraums waren Wärmekraftwerke mit 8.250 MW und die erneuerbaren Kraftwerke Windkraft, Photovoltaik und Geothermie mit rund 1.180 MW am Netz. (2)

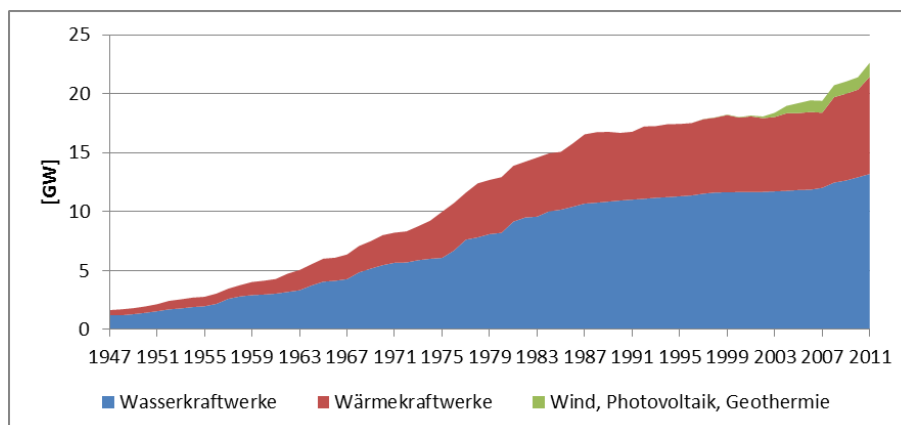


Abbildung 1: Entwicklung der Brutto-Engpassleistung in Österreich nach Kraftwerkstypen von 1947 bis 2011, Quelle: selbsterstellt nach (2)

Im Jahr 2011 lag die elektrische Gesamterzeugung in Österreich bei rund 65,7 TWh. Davon stammten rund 37,7 TWh oder rund 57,4% aus der Wasserkraft. Mit rund 25,8 TWh bzw. ca. 39,3% folgten die thermischen Einheiten an zweiter Stelle. Der Anteil der erneuerbaren Technologien belief sich im Jahr 2011 auf rund 2 TWh bzw. rund 3% der nationalen elektrischen Erzeugung. Die verbleibenden rund 0,3% stammten aus sonstiger Erzeugung. (3) Die genannten Daten sind in Abbildung 2 zusammengefasst.

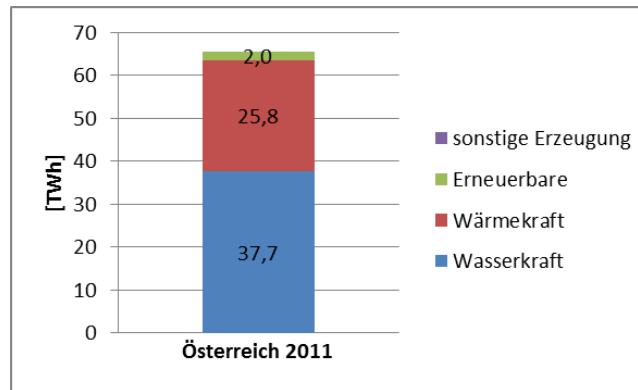


Abbildung 2: Elektrische Jahreserzeugung in Österreich 2011 nach Technologiegruppen, Quelle: selbsterstellt nach (3)

Bezieht man die elektrische Erzeugung bzw. die installierte Kraftwerksleistung von Wasserkraft, Wärmekraft und erneuerbaren Energien jeweils auf ihre Summenwerte, so erhält man für Österreich im Jahr 2011 die in Abbildung 3 dargestellten Ergebnisse. Es zeigt sich, dass der Anteil der installierten Leistung an erneuerbaren Energien die 5%-Marke überschritten hat, die elektrische Erzeugung jedoch nur bei 3% der Gesamterzeugung liegt. Bei der Wasserkraft zeigt sich ein ausgeglichenes Bild. Hier ist der Anteil der elektrischen Erzeugung an der Gesamterzeugung gleich hoch, wie der Anteil der installierten Leistung an der gesamten Kraftwerksparkleistung. Ein umgekehrtes Bild zeigt sich bei der Wärmekraft. Hier übersteigt der elektrische Erzeugungsanteil den Anteil an der installierten Leistung. Es zeigt sich hier bereits ein wesentlicher Nachteil von erneuerbaren Energien, wie Windenergie oder Photovoltaik. Durch die z.T. sehr starke Dargebotsabhängigkeit bei den regenerativen Technologien weisen diese nur geringe Volllaststunden auf. Unter der Annahme gleicher installierte Leistungen erzeugen nachhaltige Technologien geringere Mengen an elektrischer Energie im Vergleich zu thermischen Einheiten. Im Umkehrschluss müssen entsprechend höhere Leistungen regenerativer Erzeugung installiert werden, um die gleiche Menge an elektrischer Energie bereitzustellen, wie dies mit thermischen oder hydraulischen Einheiten geringerer Leistung möglich wäre.

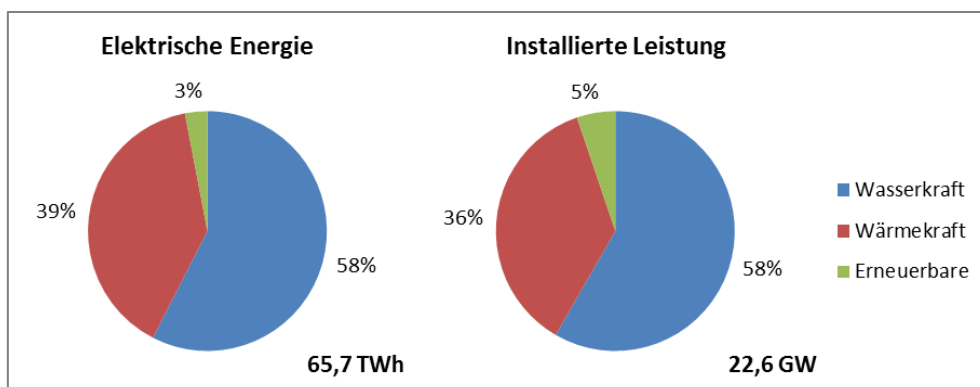


Abbildung 3: Gegenüberstellung der bezogenen Anteile von elektrischer Erzeugung und installierter Kraftwerksleistung für Österreich 2011, Quelle: selbsterstellt nach (3) und (4)

Innerhalb des österreichischen Bundesgebietes zeigt sich, bedingt durch topografisch und klimatologisch unterschiedliche Bedingungen, eine inhomogene Verteilung bei verschiedenen Erzeugungstechnologien für elektrischen Strom. Aus diesem Grund wurde für die Modellierung des elektrischen Energiesystems in der vorliegenden Arbeit eine Dreiteilung Österreichs vorgenommen. Eine Übersichtskarte ist in Abbildung 4 dargestellt.

Die drei Regionen zeichnen sich durch folgende charakteristische Eigenschaften aus:

- **West-Region:** Vorarlberg, Tirol, Salzburg und Kärnten: „Speicherregion“:
Die West-Region beherbergte im Jahr 2011 rund 95% der installierten Leistung an Speicherkraftwerken, welche rund 93% der elektrischen Energie aus Speicherkraftwerken erzeugten (siehe Abbildung 6). (5)
- **Zentral-Region:** Oberösterreich und Steiermark: „Laufwasserkraft-, Biomasse- und Transitregion“:
Im Jahr 2011 wurden in dieser Region die höchsten Erzeugungsanteile bei der Laufwasserkraft und der Biomasse erzielt. Aufgrund der unterstellten Übertragungsnetztopologie stellt diese Region das Bindeglied zwischen Wind- und Speicherregion dar.
- **Ost-Region:** Niederösterreich, Wien und Burgenland: „Windregion“:
In der Ost-Region waren zum 31.12.2011 rund 1.020 MW von rund 1.100 MW an Windkraft in Österreich installiert (siehe Abbildung 9). Das entspricht rund 93% der installierten Windkraftleistung. (6)

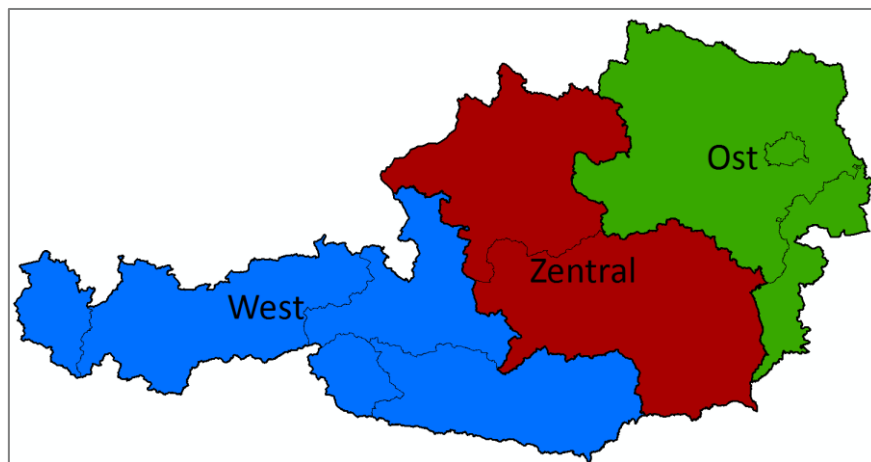


Abbildung 4: Karte der drei Regionen West, Zentral und Ost

In Abbildung 5 sind die regionalen Anteile der regenerativen Erzeugungstechnologien Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Biomasse, sowie der Speicher und der Last dargestellt. Die Analysen, welche zu dieser zusammenfassenden Grafik führen, werden in den nachfolgenden Unterpunkten ausführlich behandelt.

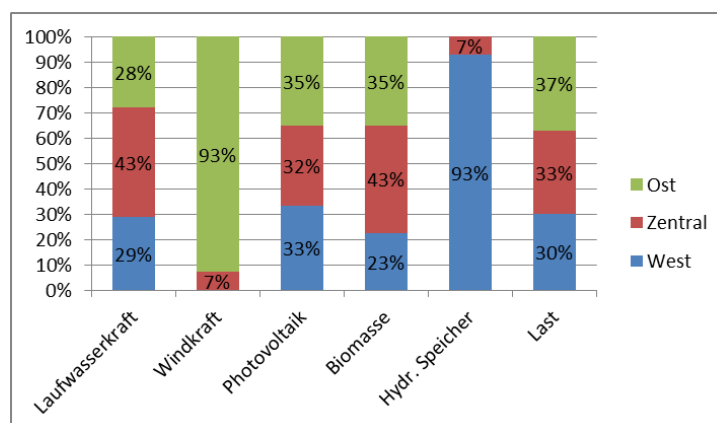


Abbildung 5: Regionale energetische Erzeugungsanteile nach Technologien und regionale Lastverteilung

2.1 Hydraulische Erzeugung

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft hat in Österreich eine lange Tradition. Bedingt durch den Reichtum an Flüssen und die alpine Topografie im Westen des Landes stellt die hydraulische Erzeugung elektrischer Energie den maßgeblichen Anteil in der Stromaufbringung dar. Durch die intensive Nutzung dieser regenerativen Energiequelle verfügt Österreich seit jeher über einen sehr hohen Nachhaltigkeitsanteil in der Stromerzeugung.

Per 31.12.2011 waren in Österreich 2.687 Wasserkraftwerke mit einer Brutto-Engpassleistung von rund 13.200 MW installiert. Diese Anlagen lieferten im Jahr 2011 zirka 37,7 TWh elektrische Energie. (3) In Tabelle 1 sind drei spezifische Parameter (Brutto-Engpassleistung, Brutto-Erzeugung und Anzahl), unterteilt nach Regionen und Kraftwerkstyp (Laufkraftwerke und Speicherkraftwerke), bezogen auf die jeweiligen österreichischen Gesamtsummen, zusammengefasst.

Tabelle 1: Regionale Gegenüberstellung bezogener Kennwerte für Lauf- und Speicherkraftwerke in Österreich 2011, Quelle: selbsterstellt nach (5)

		West	Zentral	Ost	Österreich
Brutto-Engpassleistung	Laufkraftwerke	13%	18%	10%	41%
	Speicherkraftwerke	56%	2%	1%	59%
	Summe	69%	20%	11%	100%
Brutto-Erzeugung	Laufkraftwerke	20%	29%	19%	67%
	Speicherkraftwerke	31%	2%	0%	33%
	Summe	50%	31%	19%	100%
Anzahl	Laufkraftwerke	38%	39%	19%	96%
	Speicherkraftwerke	3%	1%	0%	4%
	Summe	41%	40%	19%	100%

Bei der Brutto-Engpassleistung zeigt sich, dass, auf Österreich bezogen, rund 69% auf die West-Region, ca. 20% auf die Zentral-Region und rund 11% auf die Ost-Region im Jahr 2011 entfielen. Innerhalb der dominierenden West-Region stellten die Speicherkraftwerke rund 81% der Brutto-Engpassleistung. In den anderen Regionen überwogen jeweils die Leistungen der Laufkraftwerke. Österreichweit verteilte sich die installierte Leistung zu 59% auf Speicher- und zu 41% auf Laufkraftwerke.

Bezogen auf die österreichische Brutto-Erzeugung in 2011 stammte rund die Hälfte der elektrischen Energie aus Wasserkraft aus der West-Region, rund 31% aus der Zentral-Region und die übrigen ca. 19% aus der Ost-Region. Betrachtet man die regionalen Anteile an der Brutto-Erzeugung nach Lauf- und Speicherkraftwerken, so zeigt sich, dass die Erzeugung aus Speicherkraftwerken zu ca. 93% auf die West-Region entfällt. Der restliche Anteil wurde nahezu gänzlich durch die Zentral-Region zur Verfügung gestellt. Bei der Laufwasserkraft wurden rund 43% der elektrischen Energie aus der Zentral-Region und jeweils etwas weniger als 30% aus den beiden anderen Regionen geliefert. Über Österreich betrachtet, stammten rund zwei Drittel des hydraulisch erzeugten Stroms aus Lauf- und ein Drittel aus Speicherkraftwerken.

Betrachtet man die Anzahl der Kraftwerksanlagen, so fällt die deutliche Dominanz der Laufkraftwerke in diesem Bereich auf. Österreichweit sind 96% aller Wasserkraftanlagen als Laufkraftwerke ausgeführt. Dies unterstreicht die Bedeutung der Groß- und Kleinwasserkraft in Österreich. Die hydraulischen Kraftwerke verteilen sich zu jeweils rund 40% auf die West- und Zentral-Region und zu rund 20% auf die Ost-Region.

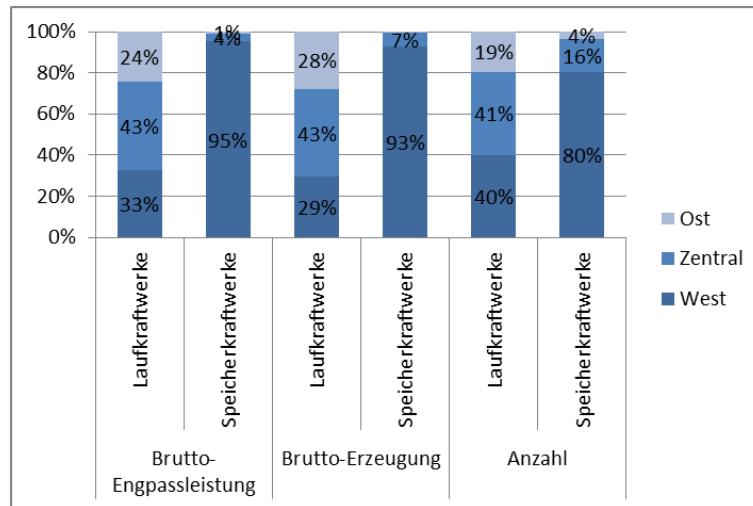


Abbildung 6: Regionale Anteile charakteristischer Parameter für Lauf- und Speicherkraftwerken für Österreich im Jahr 2011, Quelle: selbsterstellt nach (5)

Werden die regionalen Parameter auf die Summenwerte je Technologie bezogen, so erhält man als Ergebnis die Werte, welche in Abbildung 6 dargestellt sind. Sowohl bei der Engpassleistung als auch bei der Erzeugung wies zum Stichtrag jeweils die Zentral-Region die höchsten Werte bei den Laufkraftwerken auf. Im Bereich der Speicherkraftwerke dominierte im betrachteten Jahr 2011 in allen drei Parametern die West-Region. Sie umfasste 95% der installierten Leistung, 93% erzeugten Strommenge und 80% der Anlagen.

2.2 Thermische Erzeugung

Neben der hydraulischen spielt historisch die thermische Stromerzeugung in Österreich eine wesentliche Rolle. Für die Betrachtungen im Rahmen der thermischen Einheiten wird eine Dreiteilung hinsichtlich der eingesetzten Primärenergieträger vorgenommen:

- Fossil: Steinkohle, Braunkohle, Erdöl derivative, Kohle derivative und Erdgas
- Biogen: Biomasse fest, Biomasse flüssig, Biogas, Klär- und Deponiegas
- Sonstige: sonstige Erneuerbare, sonstige fest, sonstige Gas, Mischfeuerung

Zum Stichtag 31.12.2011 waren in Österreich insgesamt 598 thermische Anlagen mit einer installierten Brutto-Engpassleistung von rund 8.260 MW und einer Brutto-Erzeugung von etwas weniger als 26.000 GWh am Netz.

Die Tabelle 2 fasst die bezogenen Werte der Brutto-Engpassleistung, der Brutto-Erzeugung und der Anzahl der thermischen Einheiten, untergliedert nach den drei Regionen, sowie für ganz Österreich für das Jahr 2011 zusammen. Es zeigt sich, dass sowohl leistungs- als auch energiemäßig im Bereich der thermischen Einheiten die Zentral- und die Ost-Region maßgeblich sind. In der Ost-Region befanden sich 2011 rund 52% der installierten thermischen Anlagenleistung. Aus diesen Anlagen stammte rund die Hälfte der elektrischen Energie aus thermischen Kraftwerken im Jahr 2011. In der Zentral-Region waren ca. 44% der thermischen Kraftwerksleistung installiert, welche rund 43% des Stroms aus thermischen Einheiten lieferten. Die West-Region spielte mit 4,6% der installierten Leistung und rund 7% der gelieferten elektrischen Energie eine untergeordnete Rolle. Bei der Anzahl von thermischen Einheiten hielten sich die regionalen Anteile annähernd die Waage. Die Zentral-Region zählte 36% der Anlagen, die Ost-Region 30% und die West-Region 34%.

Tabelle 2: Regionale Gegenüberstellung bezogener Kennwerte von thermischen Einheiten in Österreich 2011, Quelle: selbsterstellt nach (5)

	Primärenergieträger	West	Zentral	Ost	Österreich
Brutto-Engpassleistung	Fossil	2%	36%	47%	86%
	Biogen	2%	1%	3%	6%
	Sonstige	1%	6%	1%	8%
	Summe	5%	44%	52%	100%
Brutto-Erzeugung	Fossil	2%	32%	43%	77%
	Biogen	3%	3%	6%	11%
	Sonstige	2%	8%	1%	11%
	Summe	7%	43%	50%	100%
Anzahl	Fossil	2%	7%	5%	14%
	Biogen	27%	26%	28%	82%
	Sonstige	1%	2%	1%	4%
	Summe	30%	36%	34%	100%

Darüber hinaus zeigt sich die Dominanz der fossilbefeuerten Anlagen in den beiden maßgeblichen Regionen (Zentral und Ost) für die Erzeugung von elektrischer Energie aus thermischen Einheiten. So stammten rund 43% bzw. mehr als 32%, in Summe also drei Viertel der elektrischen Brutto-Erzeugung 2011 in thermischen Einheiten, aus der Ost- bzw. Zentral-Region.

Gemessen an der Gesamtanzahl von thermischen Anlagen in Österreich überragten die biogenbefeuerten Anlagen mit annähernd 82% die bei anderen Gruppen (Fossil: 14,4%, Sonstige: 4%) bei weitem. Es zeigt sich damit die Verteilung der Erzeugung in biogenbefeuerten Anlagen auf viele kleinere Einheiten und die Konzentration der fossilbefeuerten Anlagen auf wenige, dafür leistungsmäßig größere Einheiten.

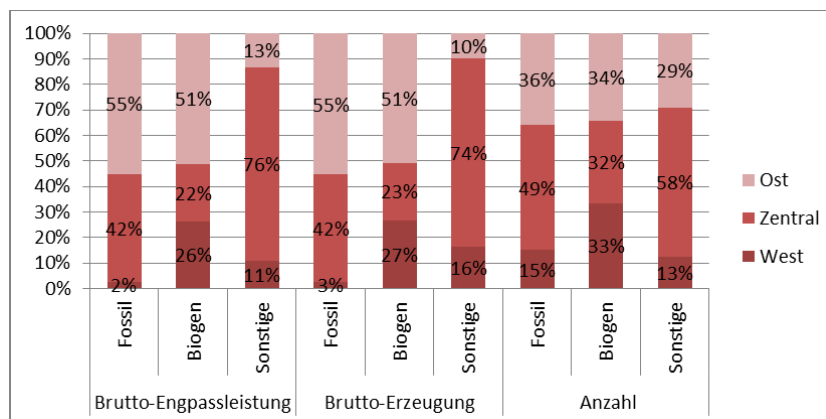


Abbildung 7: Relative Verteilung der Brutto-Engpassleistung, der Brutto-Erzeugung und der Anzahl der thermischen Einheiten nach Primärenergieträgergruppen unterteilt nach Regionen für Österreich 2011, Quelle: selbsterstellt nach (5)

Betrachtet man die drei Kenngrößen Engpassleistung, Erzeugung und Anzahl der Anlagen nach Primärenergieträgergruppen, unterteilt nach Regionen (Abbildung 7), so wird damit wiederum die Dominanz der Zentral- und Ost-Region in der Erzeugung elektrischer Energie in thermischen Einheiten in Österreich im Jahr 2011 klar unterstrichen. In allen Primärenergieträgergruppen und Parametern lag ihr gemeinsamer Anteil zumindest bei zwei Drittel. Bei der Erzeugung aus fossilbefeuerten Anlagen lag ihr gemeinsamer Anteil sogar bei rund 97%. Die West-Region spielte nur im Bereich der biogenbefeuerten Anlagen eine Rolle. Die Brutto-Erzeugung umfasste hier einen Anteil von rund 27% an der elektrischen Energieaufbringung.

2.3 Erzeugung aus Windkraft

Die Entwicklung der installierten Windkraftleistung in Österreich ist gemeinsam mit dem jährlichen Zubau in Abbildung 8 dargestellt. Nach ersten Anfängen in der Mitte der 1990er-Jahre setzte ab 2003 ein vorläufig einmaliger Boom bei der Installation neuer Windkraftanlagen in Österreich ein, der bis 2006 dauerte. In dieser Zeit wurden 830 MW an Windkraftleistung installiert. Insgesamt befanden sich Ende 2011 in Österreich Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 1.100 MW am Netz. Die Entwicklung der Windenergie in Österreich war historisch aufgrund der notwendigen Förderungen der Windenergie zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit immer stark an den gerade aktuell gültigen Fördertarif gekoppelt. Aus diesem Grund wurde 2011 der stärkste Zubau seit 2006 verzeichnet. (7)

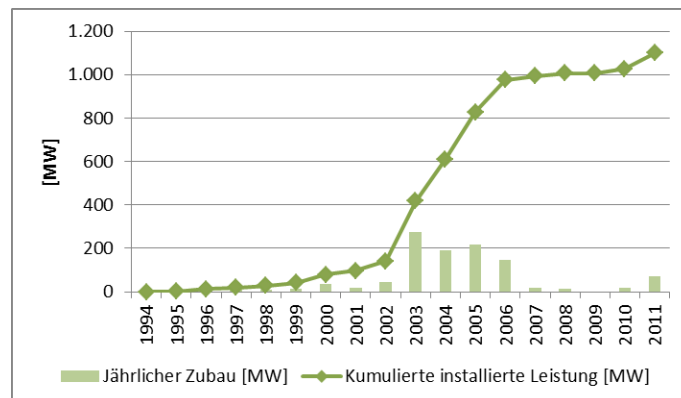


Abbildung 8: Historische Entwicklung der installierten Windkraftleistung in Österreich, Quelle: selbsterstellt nach (7)

Bedingt durch die topografischen und klimatologischen Gegebenheiten in Österreich ist die Windkraft sehr stark regional konzentriert. Die Zugänglichkeit der Standorte (östliches Flachland gegenüber westliches, alpines Gelände), sowie das Winddargebot ermöglichen unter geförderten Bedingungen einen wirtschaftlichen Betrieb in diesem Gebiet.

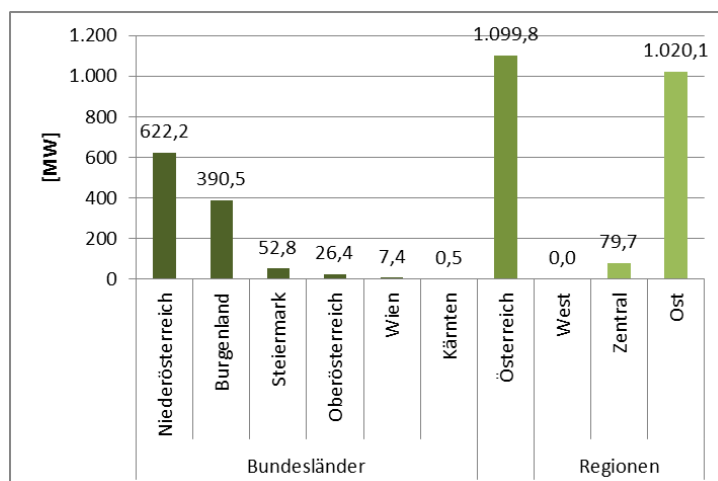


Abbildung 9: Regionale Verteilung der installierten Windkraftleistung in Österreich 2011, Quelle: selbsterstellt nach (6)

Wie bereits erwähnt, ist die Windkraft in Österreich sehr stark auf die Ost-Region konzentriert. Um diesen Umstand zu untermauern, sind in Abbildung 9 die installierten Windkraftleistungen bis Ende 2011 nach Bundesländern (sofern dort überhaupt Windkraftwerke installiert waren), sowie die aggregierten Werte für Österreich und die drei Regionen dargestellt. Man erkennt, dass die Anteile Niederösterreichs (622 MW) und des Burgenlands (391 MW) an der gesamten installierten Windkraftleistung von 1.100 MW ca. 57% bzw. ca. 36% betragen. In der Ost-Region waren bis Ende

2011 rund 92,7% der Windkraftwerksleistung installiert. Die restlichen 80 MW bzw. etwas mehr als 7% der installierten Windkraftleistung in Österreich bis Ende 2011 befanden sich in der Zentral-Region. (6)

2.4 Erzeugung aus Photovoltaik

In Abbildung 10 ist die historische Entwicklung der Photovoltaik in Österreich in Form der kumulierten installierten Leistung und des jährlichen Zubaus dargestellt. Nach einem ersten Aufschwung ab 2001, bedingt durch das Ökostromgesetz 2001, und dessen jähres Ende 2004, startete die Photovoltaik im Jahr 2009 wieder durch. In den Jahren 2010 bzw. 2011 wurde durch Zuwächse von annähernd 43 MW_{peak} bzw. rund 92 MW_{peak} eine gesamte installierte Leistung von rund 190 MW_{peak} mit Ende 2011 erreicht. Der Anteil der netzgekoppelten Anlagen im Jahr 2011 lag bei 99,2% der installierten Leistung. (8) Unterstellt man eine Volllaststundenzahl von rund 1.000 h/a, so konnten im Jahr 2011 rund 190 GWh an elektrischer Energie mittels PV-Anlagen erzeugt werden.

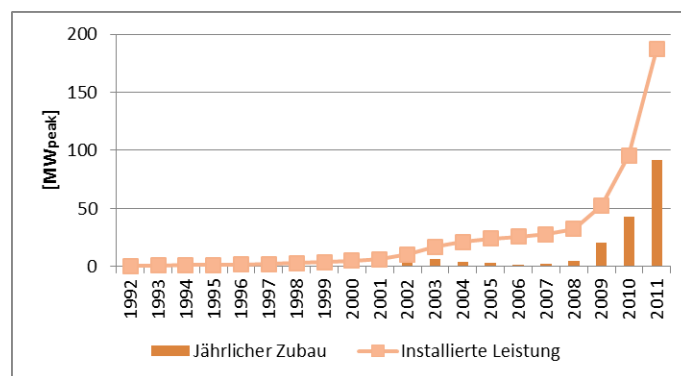


Abbildung 10: Entwicklung der installierten Photovoltaikleistung (Anteile 2011: netzgekoppelt: 99,2% und autark: 0,8%) in Österreich, Quelle: selbsterstellt nach (8)

Die Erzeugung elektrischer Energie aus Photovoltaik spielte in der Vergangenheit aufgrund der geringen installierten Leistungen eine eher untergeordnete Rolle im elektrischen Energiesystem Österreichs. Aus diesem Grund ist es sehr schwierig Literatur zu finden, die Aufschluss über die regionale Verteilung dieser erneuerbaren Einspeisetechnologien gibt.

Die PV-Roadmap (9) gibt die netzgekoppelten PV-Anlagen für Österreich auf Bundesländerebene für Ende 2006 an. Damals war eine installierte Modulleistung von 22,4 MW am Netz. Die regionale Aufschlüsselung der damaligen Verhältnisse ist in Abbildung 11 dargestellt. Mehr als 60% der installierten Leistung waren damals in der West-Region installiert. Führend war dabei das Bundesland Vorarlberg mit rund 8,5 MW. In der Zentral-Region betrug der Anteil rund 31%. Die restlichen 9% waren in der Ost-Region am Netz.

Da die gezeigte Verteilung der tatsächlich installierten Leistungen über die drei Regionen sehr inhomogen ist, wird für die weiteren Betrachtungen auf die Ergebnisse aus dem Projekt RegioEnergy (10) zurückgegriffen. In Rahmen dieses Projektes wurden mögliche Ausbauszenarien regenerativer Erzeugungstechnologien auf Basis von Potenzialen auf Bezirksebene durchgeführt. Es wurden zudem unterschiedliche Szenarien unterstellt. Für die gegenständlichen Betrachtungen werden die Ergebnisse des Maxi-Szenarios 2020 verwendet. Diese sind für die drei Regionen in Abbildung 12 dargestellt. Im Vergleich zur regionalen Aufteilung der installierten Kapazitäten aus 2006 ist diese Verteilung wesentlich homogener über die drei Regionen. Auf die West-Region entfällt rund ein

Drittel des energetischen Potenzials. In der Zentral-Region sind es rund 32%, in der Ost-Region rund 35%.

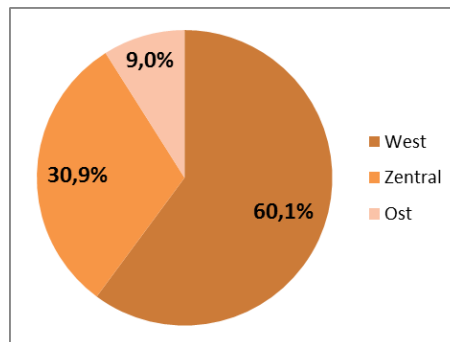


Abbildung 11: Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen in Österreich (Ökostromanlagen und von Bundesländern geförderte Anlagen) für Ende 2006, Quelle: selbsterstellt nach (9)

Für die weiteren Betrachtungen wird zudem angenommen, dass die Standortqualitäten in den einzelnen Regionen gleich gut sind und sich damit die anteiligen Kapazitäten an der Gesamtleistung proportional zu den unterstellten regionalen Energieerträgen ergeben.

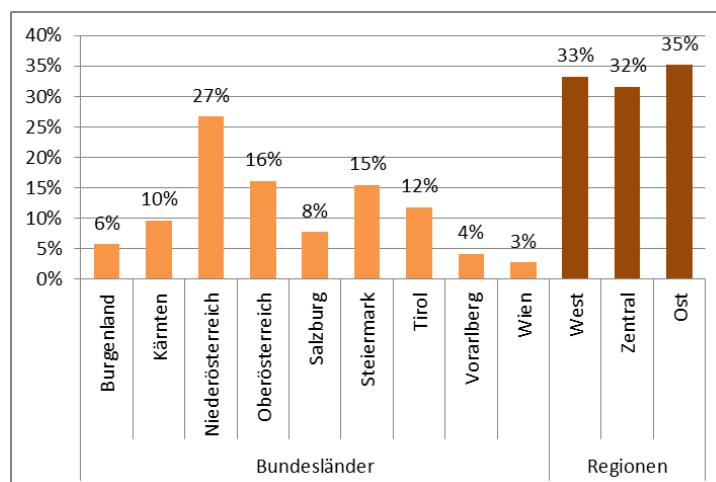


Abbildung 12: Regionale Verteilung des energetischen PV-Potenzials in Österreich nach dem Szenario Maxi 2020, Quelle: selbsterstellt nach (10)

2.5 Erzeugung aus Biomasse

Trotz der Behandlung der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen der thermischen Erzeugung wird dieser Teilbereich noch einmal separat herausgegriffen. In Summe wurden mit Hilfe von biogenen Brennstoffen im Jahr 2010 rund 4.500 GWh an elektrischer Energie in Österreich erzeugt. (11) Gemäß Abbildung 7 teilte sich die Brutto-Erzeugung aus biogenen Brennstoffen regional zu rund 26% auf die West-Region, zu etwa 22% auf die Zentral-Region und zu ca. 51% auf die Ost-Region auf. Jedoch sind auch im Bereich der sonstigen Brennstoffe noch biogene Anteile enthalten. Innerhalb dieser sonstigen Brennstoffe überragte der Anteil der Zentral-Region mit 74% alle anderen Teile bei weitem, weshalb es schwierig ist, die tatsächliche regionale Verteilung der Stromerzeugung aus Biomasse abzulesen.

Deshalb wird für die weiteren Betrachtungen wiederum auf die Ergebnisse aus (10) zurückgegriffen und die Erzeugungsanteile entsprechend dem Szenario Maxi 2020 verwendet. Die Daten sind in Abbildung 13 zusammengefasst. Den wesentlichsten Anteil an der Stromerzeugung aus Biomasse auf

Basis der ermittelten Potenziale hat demnach die Zentral-Region mit 42,5%. Danach folgen die Ost-Region mit 35% und schließlich die West-Region mit 22,5%.

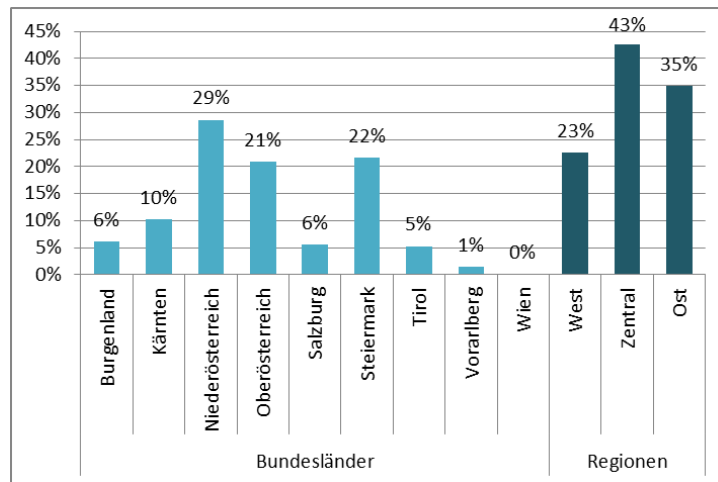


Abbildung 13: Regionale Verteilung des energetischen Biomasse-Potenzials in Österreich nach dem Szenario Maxi 2020, Quelle: selbsterstellt nach (10)

2.6 Verbraucherlast

Die elektrische Last ist von vielen Einflussfaktoren geprägt, z.B. der Anzahl der Endverbraucher, der Anzahl von Industriebetrieben, klimatologischen Einflüssen, etc. Um die Verhältnisse für die späteren Simulationen auf Regionsbasis möglichst realitätsgetreu abzubilden, wurden separate Lastgänge für die drei Regionen von der e-Control (5) zur Verfügung gestellt. In Abbildung 14 ist die regionale, bezogene Aufteilung der elektrischen Netzaufgabe an die Endverbraucher samt Netzverlusten für das Jahr 2010 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Ost-Region den größten Anteil an der Last mit über 37% aufwies. Darauf folgt die Zentral-Region, welche rund 33% der elektrischen Energie abnahm. In der West-Region wurde mit rund 30% der geringste elektrische Endverbrauch verzeichnet.

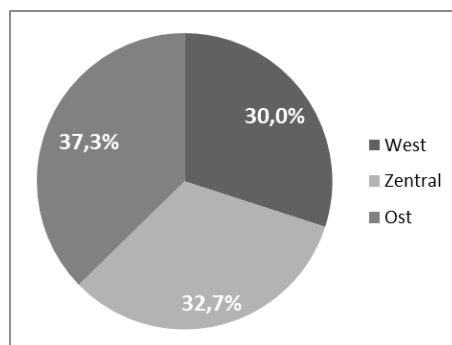


Abbildung 14: Regionale Verteilung der Netzaufgabe an die Endverbraucher inkl. Netzverlusten für die österreichischen Regelzonen im Jahr 2010, Quelle: selbsterstellt nach (5)

Bei den regionalen Spitzen- und Minimallasten zeigt sich ein ähnliches Bild. Die Leistungswerte sind in Abbildung 15 gegenübergestellt. Die Ost-Region wies eine Spitzenlast von rund 3.800 MW und eine Minimallast von rund 1.400 MW auf. In der Zentral-Region beliefen sich die Leistungsextremwerte auf rund 3.200 MW bzw. 1.200 MW. Die geringsten Werte traten wiederum in der West-Region mit 3.100 MW bzw. 1.050 MW auf.

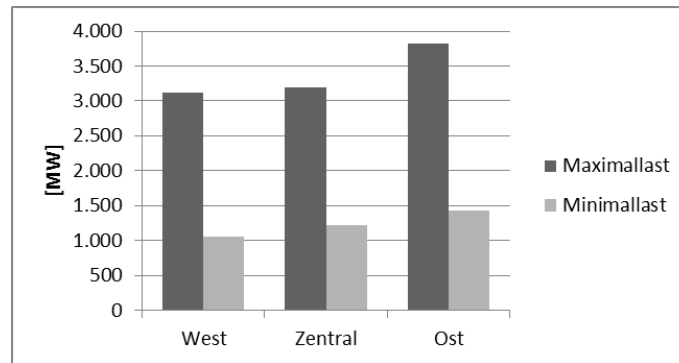


Abbildung 15: Regionale Maximal- und Minimallasten für das Jahr 2010, Quelle: selbsterstellt nach (5)

Da die Maxima und Minima der Verbraucherlast in den drei Regionen nicht gleichzeitig auftraten, ergeben sich für das österreichische Summenlastprofil Maxima, die von den Summenextremwerten der Regionen abweichen (Abbildung 16). So beläuft sich die österreichweite Maximallast auf rund 9.900 MW im Vergleich zu rund 10.150 MW, welche sich durch Addition der regionalen Maxima ergibt. Das Minimum der elektrischen Last für das gesamtösterreichische Netzgebiet beläuft sich auf rund 3.770 MW und liegt damit rund 55 MW über der regionalen Summe.

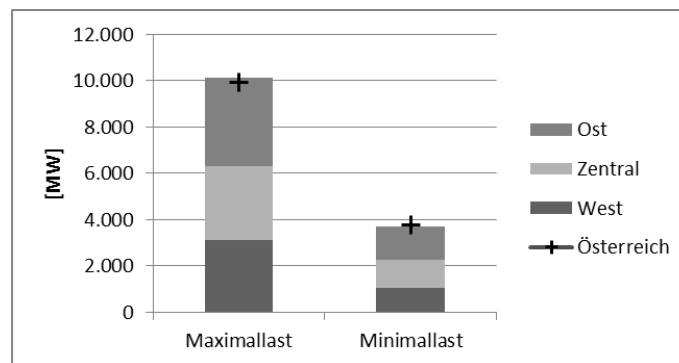


Abbildung 16: Gegenüberstellung der kumulierten Minimal- und Maximallasten und der österreichweiten Extrema, Quelle: selbsterstellt nach (5)

2.7 Das österreichische Übertragungsnetz

Da die später durchgeführten Szenariensimulationen auf den hier dargestellten Regionen basieren, ist es notwendig, die Gebiete auch elektrisch miteinander zu verbinden, d.h. die Übertragungsleitungen ebenfalls zu betrachten. Als Grundlage für das modellhafte Netz dient das heutige österreichische Hoch- und Höchstspannungsnetz (220 kV und 380 kV), welches von der Austrian Power Grid AG (APG) betrieben wird. Das APG-Netz samt dem 380-kV-Ring ist in Abbildung 17 dargestellt.

Für die späteren Simulationen werden folgende Annahmen für das modellierte Übertragungsnetz getroffen:

- Der 380-kV-Ring ist vollständig geschlossen:
 - die Salzburg-Leitung ist in Betrieb,
 - das Teilstück zwischen Lienz und Obersielach ist auf 380 kV umgestellt,
 - der bisher mit 220 kV betriebene Teil des Übertragungsnetzes (Ernsthofen – St. Peter) wird nun ebenfalls mit 380 kV betrieben.

- Innerhalb der drei Regionen wird angenommen, dass die Netzkapazitäten ausreichend sind, um die betrachteten Einspeisungen und Verbräuche bedienen zu können, d.h. in den Regionen wird jeweils eine „Kupferplatte“ angenommen. Es werden keine unterlagerten Netzebenen betrachtet.
- Wegen des Kupferplattengedankens innerhalb der Regionen werden konzentrierte Werte für die Erzeugung und den Verbrauch unterstellt.
- In der modellhaften Betrachtung werden keine Leitungen ins Ausland betrachtet, damit können auch keine Transitleistungsflüsse eingerechnet werden. Diese Annahme widerspricht zwar einerseits der Idee eines transnationalen Übertragungsnetzes mit seinen Vorteilen (gemeinsame und damit reduzierte Reservehaltung, etc.), spiegelt aber gut die nationalen Verhältnisse wider.

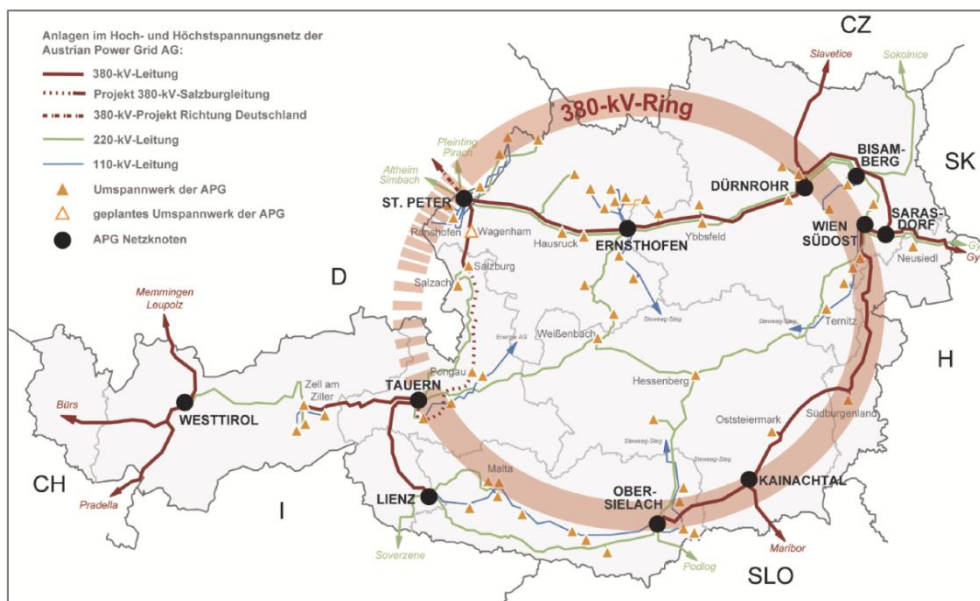


Abbildung 17: Das APG-Netz samt 380-kV-Ring, Quelle: (12)

Das unterstellte Modellnetz ist in Abbildung 18 dargestellt. Aufgrund der angenommenen Lage der Regionen gibt es an der Grenze zwischen der West- und Zentral-Region zwei Doppelsysteme mit einer Nennspannung von 380 kV und zwei Doppelsysteme mit einer Nennspannung von 220 kV. Zwischen Zentral- und Ost-Region werden zwei Doppelsysteme mit einer Nennspannung von 380 kV und ein 220-kV-Doppelsystem angenommen.

Tabelle 3: Kennwerte für das Übertragungsnetz, Quelle:

Nennspannung [kV]	Max. therm. Grenzstrom [kA]	Max. zul. Strom bei (n-1)-Kriterium [kA]	Systemleistung bei (n-1)-Kriterium [MVA]
380	3,5	2,3	1.500
220	1,2	0,8	300

Hinsichtlich der verfügbaren Übertragungskapazitäten im 220-kV- und 380-kV-Netz werden jene Kennwerte angenommen, die in Tabelle 3 zusammengefasst sind. Es wird dabei das (n-1)-Kriterium¹ in der Hinsicht berücksichtigt, dass der zulässige Strom 65% des maximalen thermischen Grenzstroms

¹ Das „(n-1)-Kriterium“ besagt, dass es beim Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels zu keiner Überlastung eines anderen Betriebsmittels kommen darf.

entspricht. Mit den angenommenen Werten ergibt sich an der Grenze zwischen der West- und Zentral-Region eine Übertragungskapazität in der Höhe von 7.200 MVA und zwischen der Zentral- und Ost-Region in der Höhe von 6.600 MVA.

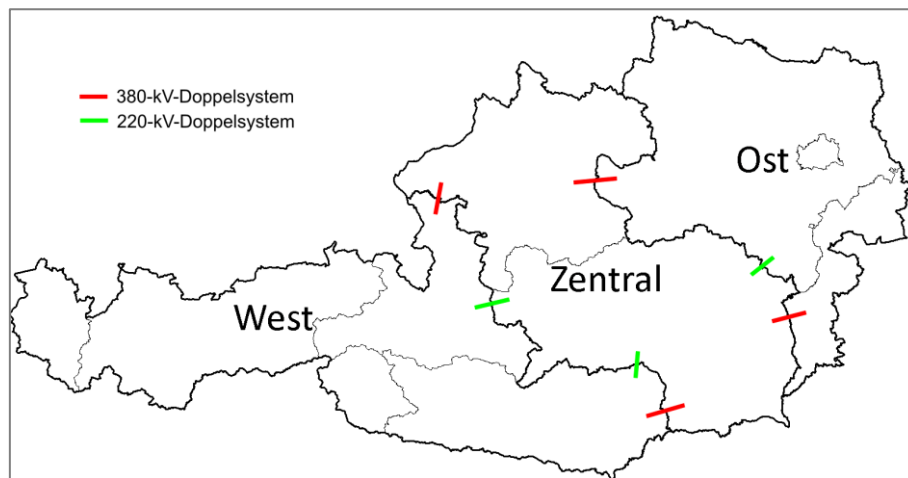


Abbildung 18: Modellierte Übertragungsleitungen an den Regionsgrenzen

3 Zukünftige Entwicklungen und Szenarien

Für die Entwicklung der Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern bis zum Jahr 2020 wurde das Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012) (13) und der Nationale Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich (NREAP-AT) (14) herangezogen. Im NREAP-AT wird die Entwicklung in Schritten von einem Jahr angegeben, im ÖSG 2012 wird ausgehend von 2010 ein Zwischenziel im Jahr 2015 und schließlich der Wert für 2020 angegeben.

In beiden Dokumenten ist die Entwicklung der Erzeugung von elektrischer Energie aus den regenerativen Quellen Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Biomasse, ausgehend vom Jahr 2010, bis zum Zieljahr 2020 dargestellt. Als Ausgangsbasis für die weiteren Betrachtungen wurden jeweils die Leistungen und Energien für das Jahr 2010 verwendet, welche im NREAP-AT angegeben sind.

3.1 Laufwasserkraft

Den Ausgangspunkt für die Laufwasserkraft stellen eine installierte Leistung von 8.235 MW und eine jährliche Erzeugung von 38.542 GWh dar. Für die Pumpspeicher werden im NREAP-AT zusätzlich 4.285 MW und 2.732 GWh für das Jahr 2010 angegeben.

Der geplante Zuwachs an installierter Leistung und jährlich erzeugter elektrischer Energie aus Wasserkraft lt. ÖSG 2010 und NREAP-AT ist in Tabelle 4 zusammengefasst. Der angestrebte Zubau liegt bis 2020 zwischen rund 3.600 GWh/a bzw. 762 MW und 4.000 GWh/a bzw. 1.000 MW und damit in einer ähnlichen Größenordnung. Die Zielerreichungspfade hingegen unterscheiden sich wesentlich. Abbildung 19 zeigt die Entwicklung des Zubaus aus energetischer Sicht. So sollen lt. ÖSG 2012 im Jahr 2015 bereits 3.500 GWh/a von insgesamt 4.000 GWh/a ausgebaut sein. Der NREAP-AT sieht hingegen den massiveren Ausbau in der Erzeugung aus Wasserkraft erst im Zeitbereich zwischen 2015 und 2020.

Tabelle 4: Geplanter kumulierter Zubau im Bereich der Wasserkraft (installierte Leistung in MW und jährliche elektrische Erzeugung in GWh/a) bis 2020 lt. NREAP-AT (14) und ÖSG 2012 (13)

Wasserkraft	Jahr	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NREAP-AT	[MW]	22	51	87	132	188	258	345	455	591	762
	[GWh/a]	107	241	409	619	881	1.208	1.618	2.130	2.770	3.570
ÖSG 2012	[MW]					700					1.000
	[GWh/a]					3.500					4.000

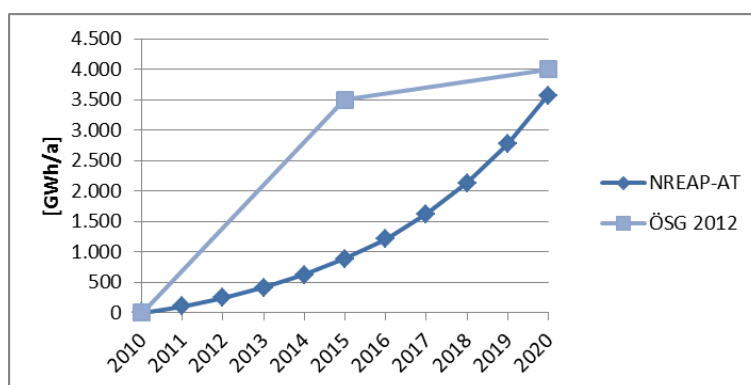


Abbildung 19: Gegenüberstellung der Entwicklung des kumulierten jährlichen Zuwachses an erzeugter elektrischer Energie aus Laufwasserkraft bis 2020 lt. NREAP-AT (14) und ÖSG 2012 (13)

3.2 Windkraft

Die Aussichten des ÖSG 2012 und des NREAP-AT bis 2020 im Bereich der Windkraft sind in Tabelle 5 zusammengefasst. Die Erwartungen des ÖSG 2012 liegen mit 2.000 MW zusätzlich installierter Windkraftleistung bis 2020 erheblich über jenen des NREAP-AT mit rund 1.570 MW. Die beiden Zielerreichungspfade (siehe Abbildung 20) weisen bis 2015 noch ähnliche Tendenzen auf. Im ÖSG 2012 wird sogar ein etwas geringerer Zwischenwert als im NREAP-AT erwartet, obwohl der erwartete Wert 2020 höher liegt, als in der Vergleichsstudie. Lt. ÖSG 2012 sollen in den letzten fünf Jahren dieser Dekade rund 1.300 MW an Windkraftleistung zugebaut werden.

Durch die zusätzlich installierten Windkapazitäten sollen lt. ÖSG 2012 jährlich 4.000 GWh an elektrischer Energie erzeugt werden. Dies entspricht 2.000 Volllaststunden pro Jahr. Im NREAP-AT hingegen wird nur mit durchschnittlich 1.770 h/a gerechnet, weshalb sich mit den dort angenommenen Zubau im Jahr 2020 nur rund 2.780 GWh/a erzielen lassen.

Tabelle 5: Geplanter kumulierter Zubau im Bereich der Windkraft (installierte Leistung in MW und jährliche elektrische Erzeugung in GWh/a) bis 2020 lt. NREAP-AT (14) und ÖSG 2012 (13)

Windkraft	Jahr	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NREAP-AT	[MW]	221	424	610	782	940	1.085	1.220	1.344	1.460	1.567
	[GWh/a]	426	810	1.155	1.466	1.746	1.998	2.224	2.428	2.612	2.777
ÖSG 2012	[MW]					700					2.000
	[GWh/a]					1.500					4.000

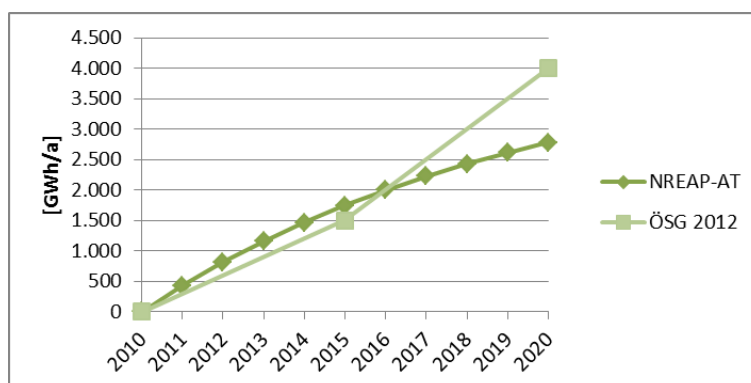


Abbildung 20: Gegenüberstellung der Entwicklung des kumulierten jährlichen Zuwachses an erzeugter elektrischer Energie aus Windkraft bis 2020 lt. NREAP-AT (14) und ÖSG 2012 (13)

3.3 Photovoltaik

Bei der Entwicklung der Photovoltaik zwischen 2010 und 2020 in Österreich sind die Ansichten von ÖSG 2012 und NREAP-AT sehr unterschiedlich. Die Daten für die kumulierte installierte Zusatzleistung und die dadurch jährlich zusätzlich erzielbare elektrische Energie sind in Tabelle 6 zusammengefasst. Im NREAP-AT wird für 2020 ein Zubau an PV-Leistung in der Höhe von 232 MW erwartet. Im ÖSG 2012 liegt der Zielwert für 2020 mit 1.200 MW zusätzlicher Leistung wesentlich höher.

Die zeitliche Entwicklung der jährlich, durch den Zubau, erreichbaren Mengen an elektrischer Energie ist in Abbildung 21 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Aussichten hinsichtlich des PV-Zubaus in Österreich in beiden betrachteten Quellen überproportionales Wachstum aufweisen, welche im ÖSG 2012 jedoch wesentlich höher ausfallen.

Tabelle 6: Geplanter kumulierter Zubau im Bereich der Photovoltaik (installierte Leistung in MW und jährliche elektrische Erzeugung in GWh/a) bis 2020 lt. NREAP-AT (14) und ÖSG 2012 (13)

Photovoltaik	Jahr	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NREAP-AT	[MW]	14	30	48	67	89	112	138	166	198	232
	[GWh/a]	14	29	46	64	85	107	132	158	188	221
ÖSG 2012	[MW]					500					1.200
	[GWh/a]					500					1.200

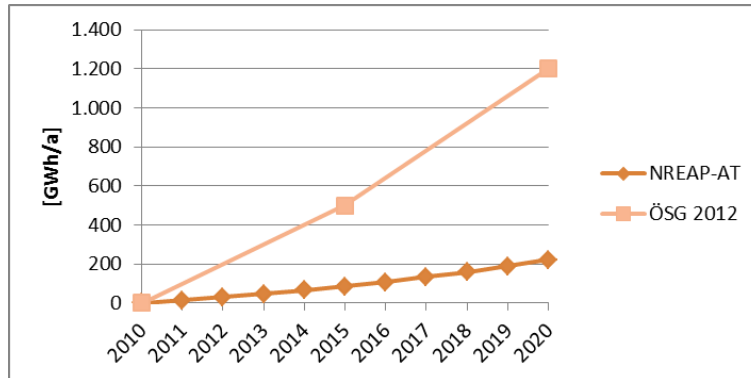


Abbildung 21: Gegenüberstellung der Entwicklung des kumulierten jährlichen Zuwachses an erzeugter elektrischer Energie aus Photovoltaik bis 2020 lt. NREAP-AT (14) und ÖSG 2012 (13)

3.4 Biomasse

Auch im Bereich der elektrischen Erzeugung aus Biomasse bestehen große Unterschiede in den Entwicklungen von 2010 bis 2020 lt. ÖSG 2012 und NREAP-AT. Die Daten für die kumulierte installierte Zusatzleistung und die dadurch jährlich zusätzlich erreichbare elektrische Energie sind in Tabelle 7 zusammengefasst. So sollen lt. NREAP-AT in dieser Dekade 70 MW in Form von Erzeugungsanlagen für elektrischen Strom aus Biomasse installiert werden, welche im Endeffekt rund 430 GWh/a erzeugen sollen. Wesentlich ambitionierter sind die Ziele des ÖSG 2012. Demnach sollen 200 MW mit einer jährlichen elektrischen Erzeugung von 1.300 GWh ans Netz gebracht werden.

Tabelle 7: Geplanter kumulierter Zubau im Bereich der Biomasse (installierte Leistung in MW und jährliche elektrische Erzeugung in GWh/a) bis 2020 lt. NREAP-AT (14) und ÖSG 2012 (13)

Biomasse	Jahr	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NREAP-AT	[MW]	2	4	8	12	17	24	32	42	54	70
	[GWh/a]	13	29	49	74	106	145	194	255	331	427
ÖSG 2012	[MW]					100					200
	[GWh/a]					600					1.300

Abbildung 22 zeigt die Gegenüberstellung der Entwicklungen der jährlich erreichbaren elektrischen Energiemengen durch die Installation neuer Anlagen lt. ÖSG 2012 und NREAP-AT. Das angepeilte Ziel für den Zubau bei Biomasseverstromungsanlagen bis zum Jahr 2020 lt. ÖSG 2012 liegt bei rund dem Dreifachen des Zielwertes lt. NREAP-AT.

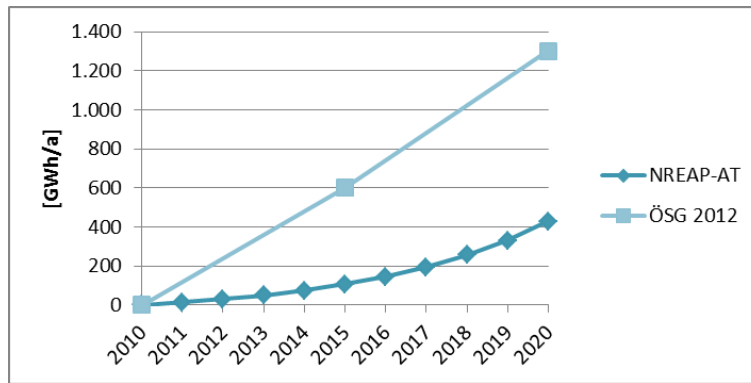


Abbildung 22: Gegenüberstellung der Entwicklung des kumulierten jährlichen Zuwachses an erzeugter elektrischer Energie aus Biomasse bis 2020 lt. NREAP-AT (14) und ÖSG 2012 (13)

3.5 Hydraulische Speicher

Zahlen für Pumpspeicherkraftwerke werden lediglich im NREAP-AT angegeben. Diese belaufen sich für das Basisjahr 2010 auf eine installierte Leistung von 4.285 MW und eine durchschnittliche Jahresenergiemenge von 2.732 GWh. Diese Werte werden auch für das Zieljahr 2020 angegeben. Es kommt demnach zu keinen Zubauaktivitäten in diesem Bereich.

Alternativ zu den Zahlen für die (Pump-)Speicherkraftwerke lt. ÖSG 2012 und NREAP-AT wird für die Entwicklung dieses Kraftwerkstyps auf die Ergebnisse aus (15) zurückgegriffen. In dieser Arbeit wurden die österreichischen (Pump-)Speicherkraftwerke, welche im Jahr 2010 am Netz waren, inklusive einiger (gesicherter) Projekte bis 2020, erhoben. Eine Analyse der Erhebung nach Kraftwerkstyp (Speicher bzw. Pumpspeicher) liefert die Ergebnisse, welche in Tabelle 8 zusammengefasst und in Abbildung 23 dargestellt sind.

Tabelle 8: (Pump-)Speicherkraftwerke in Österreich nach Kraftwerkstyp, Quelle: selbsterstellt nach (15)

KW-Typ	EPL [MW]	RAV [GWh/a]	Pumpleistung [MW]	Energieinhalt [GWh]
Speicher	3.482	7.394	-	1.076
Pumpspeicher	5.062	3.006	4.182	2.715
Summe	8.543	10.400	4.182	3.791

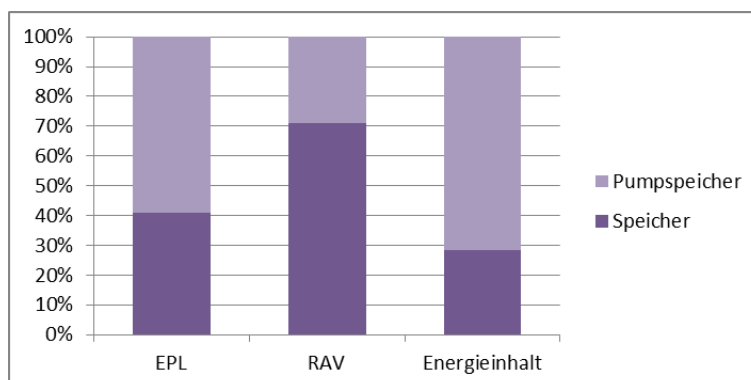


Abbildung 23: Relative Verteilung der Engpassleistung (EPL), des Regelarbeitsvermögens (RAV) und des Energieinhaltes der (Pump-)Speicherkraftwerke in Österreich nach Kraftwerkstyp, Quelle: selbsterstellt nach [1]

Es zeigt sich, dass rund 3.500 MW (ca. 40%) der installierten Turbinen-Engpassleistung (EPL) in Speicherkraftwerken und mehr als 5.000 MW (ca. 60%) in Pumpspeicherkraftwerken untergebracht sind. Beim jährlichen Regelarbeitsvermögen (RAV) drehen sich die Verhältnisse um. Rund

7.400 GWh/a (ca. 71%) entfallen auf die Speicherkraftwerke und rund 3.000 GWh/a (ca. 29%) auf die Pumpspeicher. Die installierte Pumpleistung beläuft sich auf rund 4.200 MW. Beim Energieinhalt der Oberseen entfallen rund 1.100 GWh auf die Speicherkraftwerke und rund 2.700 GWh auf die Pumpspeicher.

Die Erhebung in (15) wurde um die regionale Zuordnung der (Pump-)Speicherkraftwerke erweitert. Die Ergebnisse der regionalen Auswertung sind in Tabelle 9 und in Abbildung 24 zusammengefasst.

Dabei zeigt sich, dass rund 8.200 MW (ca. 96%) der Turbinen-Engpassleistung (EPL) in der West-Region installiert sind. Die restlichen rund 350 MW teilen sich zu rund 280 MW auf die Zentral- und zu rund 70 MW auf die Ost-Region auf. Auch das Regelarbeitsvermögen (RAV) der (Pump-)Speicherkraftwerke ist in der West-Region konzentriert. Mehr als 9.300 GWh/a (rund 90%) befinden sich in dieser Region. Mehr als 1.000 GWh/a entfallen auf die Zentral-Region. Bei der Pumpspeicherleistung sind die Anteile der Zentral- und Ost-Region gegenüber der West-Region vernachlässigbar klein. Die West-Region verfügt über 99% der installierten Pumpleistung. Dies entspricht in absoluten Zahlen einer Pumpleistung von rund 4.150 MW. Schließlich zeigt sich auch beim Energieinhalt der Speicherseen, dass die West-Region die dominierende Rolle spielt. 98,5% der rund 3.800 GWh entfallen auf die West-Region.

Tabelle 9: (Pump-)Speicherkraftwerke in Österreich nach Regionen (EPL: Turbinen-Engpassleistung, RAV: Regelarbeitsvermögen, Pumpleistung und Energieinhalt) Quelle: selbsterstellt nach (15)

Regionen	EPL [MW]	RAV [GWh/a]	Pumpleistung [MW]	Energieinhalt [GWh]
West	8.192	9.309	4.145	3.734
Zentral	285	1.023	19	31
Ost	67	68	19	26
Summe	8.543	10.400	4.182	3.791

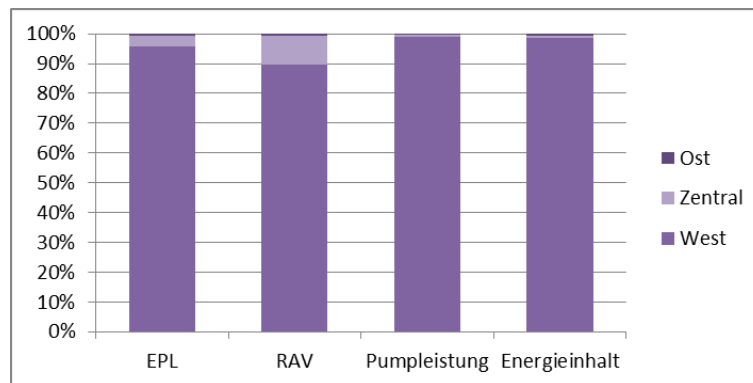


Abbildung 24: Relative, regionale Verteilung der Engpassleistung (EPL), des Regelarbeitsvermögens (RAV), der Pumpleistung und des Energieinhaltes der (Pump-)Speicherkraftwerke in Österreich, Quelle: selbsterstellt nach (15)

Da ein Teil der österreichischen (Pump-)Speicherkraftwerke direkt in den deutschen Markt integriert ist, werden diese auch für die gegenständliche Betrachtung der Situation in Österreich nicht berücksichtigt. Eine grobe Schätzung beläuft sich darauf, dass rund 2 GW an Turbinen-Engpassleistung von (Pump-)Speicherkraftwerken, die in Österreich am Netz sind, am deutschen Markt platziert werden. Diese Kapazitäten werden allesamt der West-Region zugeordnet.

In dieser Region sind rund 8.200 MW an Turbinen-Engpassleistung und rund 4.150 MW an Pumpleistung installiert. Auf diese Region entfallen ein Speicher-Regelarbeitsvermögen von rund

9.300 GWh/a und ein Speicherinhalt von mehr als 3.700 GWh. Die Turbinen-Engpassleistung teilt sich zu rund 40% auf die Speicher und zu rund 60% auf Pumpspeicherkraftwerke in dieser Region auf. Beim Regelarbeitsvermögen ist das Verhältnis rund 70% Speicher zu 30% Pumpspeicher.

Die Tabelle 10 fasst die absoluten Kennwerte der Turbinen-Engpassleistung (EPL), des jährlichen Regelarbeitsvermögens (RAV), der Pumpleistung und des Energieinhalts nach der Reduktion auf regionaler Basis zusammen. Trotz der Reduktion der Kapazitäten in der West-Region ist diese nach wie vor die dominierende Region hinsichtlich der (Pump-)Speicher in Österreich.

In der West-Region verbleiben 6.200 MW an Turbinen-Engpassleistung. Diese verteilt sich zu 2.480 MW auf Speicher- und zu 3.720 MW auf Pumpspeicherkraftwerke. Die reduzierte Pumpleistung beträgt 3.137 MW und das reduzierte Regelarbeitsvermögen in der West-Region beläuft sich auf rund 7.000 GWh/a. Beim Energieinhalt der Speicherseen ändert die Reduktion in der West-Region ebenfalls nur wenig an der Dominanz dieser Region. Es verbleiben noch mehr als 2.650 GWh in der West-Region. Insgesamt beläuft sich der Energieinhalt der Speicherseen für die weiteren Betrachtungen nach der Reduktion auf rund 2.700 GWh.

Tabelle 10: Reduzierte (Pump-)Speicher-Kennwerte (Turbinen-Engpassleistung EPL, jährliches Regelarbeitsvermögen RAV und Pumpleistung)

	EPL [MW]	RAV [GWh/a]	Pumpleistung [MW]	Energieinhalt [GWh]
West reduziert	6.200	7.031	3.137	2.658
Zentral	285	1.023	19	31
Ost	67	68	19	26
Summe reduziert	6.551	8.122	3.175	2.716

Um die Dominanz zu verdeutlichen, sind in Abbildung 25 die Kenngrößen Engpassleistung, jährliches Regelarbeitsvermögen und Pumpleistung, jeweils bezogen auf ihre Summenwerte, dargestellt. Die reduzierte Turbinenleistung in der West-Region von 6.200 MW deckt einen Anteil von rund 95% innerhalb Österreichs ab. Beim Regelarbeitsvermögen liegt der Anteil der West-Region immerhin noch bei rund 87%. Und auch bei der Pumpleistung und beim Energieinhalt ist die Dominanz der West-Region mit einem Anteil von jeweils nahezu 99% ungebrochen.

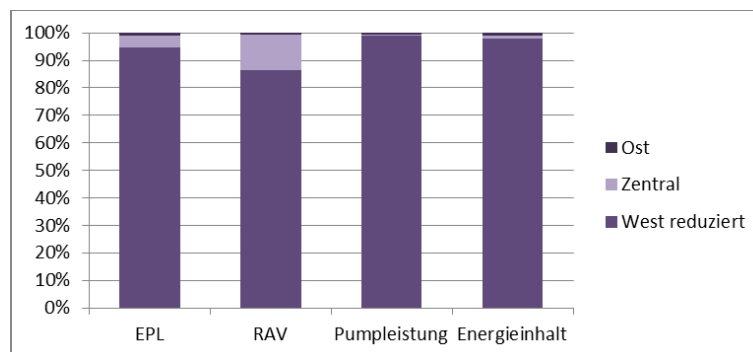


Abbildung 25: Regionale Verteilung der Turbinen-Engpassleistung (EPL), des jährlichen Regelarbeitsvermögens (RAV), der Pumpleistung und des Energieinhaltes bezogen auf die jeweiligen Summenwerte

3.6 Verbraucherlast

Die Fülle an Studien zur Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich ist sehr groß. Dementsprechend breit sind auch die Ergebnisse gestreut. Argumente für die zukünftige Reduktion des Bedarfs sind beispielsweise die steigende Effizienz in der Endanwendung durch energiesparende

Endgeräte oder steigende Strompreise, durch die der Umgang mit der Ware Strom sensibilisiert werden könnte. Andererseits sprechen aber Gründe, wie die Substitution von anderen Energieträgern durch Strom (z.B. Wärmepumpen), die zukünftige Etablierung der Elektromobilität oder das Wirtschaftswachstum, dafür, dass auch in Zukunft mit einer Steigerung des Stromverbrauchs zu rechnen sein wird.

Der Inlandsstromverbrauch in Österreich betrug im Jahr 2010 rund 68,8 TWh. (11) Dem gegenüber steht eine nachhaltige Erzeugung (aus Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik, Biomasse und dem Regelarbeitsvermögen der (Pump-)Speicherkraftwerke, jedoch ohne die Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken durch Umwälzung) von rund 42,7 TWh im betrachteten Jahr. Somit betrug der Erzeugungsanteil der regenerativen Quellen am Inlandsstromverbrauch in Österreich rund 62%.

In der vorliegenden Arbeit wird für die Szenarien keine durchschnittliche jährliche Änderung des elektrischen Energieverbrauchs angegeben, sondern der Nachhaltigkeitsanteil, also der Anteil der regenerativen Stromerzeugung am Inlandsstromverbrauch.

3.7 Die Szenarien

In diesem Kapitel werden das Basis-Szenario (2010) und die beiden Zukunftsszenarien (2020 und 2050) für die nachhaltige Stromerzeugung erläutert und gegenübergestellt.

3.7.1 Basis-Szenario

Das Basis-Szenario beruht auf historischen Erzeugungsdaten aus dem Jahr 2010. Es stellt die Vergleichsbasis für die zukünftigen Entwicklungen, die in den beiden Szenarien 2020 und 2050 (Kapitel 3.7.2 und Kapitel 3.7.3) entwickelt werden, dar.

Die Erzeugung elektrischer Energie aus Laufwasserkraft lag im Jahr 2010 bei 28 TWh. Im betrachteten Basisjahr war eine Windkraftleistung von rund 1.000 MW in Österreich installiert, welche rund 2.000 GWh erzeugte. (11) Die Erzeugung aus Photovoltaik betrug rund 100 GWh, die installierte Leistung lag bei 100 MW_{peak}. (8) Aus biogenen Treibstoffen konnten im Jahr 2010 rund 4.500 GWh an elektrischer Energie gewonnen werden. (11) Insgesamt standen somit im Basisjahr 42,7 TWh an regenerativer Erzeugung einem Inlandsstromverbrauch von 68,8 TWh gegenüber.

Tabelle 11: Jährliche nachhaltige Stromerzeugungsanteile im Basis-Szenario in TWh

[TWh]	Laufwasserkraft	Windkraft	Photovoltaik	Biomasse	Speicher-RAV
Szenario (2010)	28	2	0,1	4,5	8,1

3.7.2 Szenario 2020

Im vorangegangenen Vergleich von NREAP-AT und ÖSG 2012 hat sich gezeigt, dass die Ausbaupläne bis zum Jahr 2020 lt. aktuellem Ökostromgesetz ambitionierter sind, als jene des Nationalen Aktionsplans für erneuerbare Energien. Deshalb orientieren sich die installierten Leistungen und die jährlichen Erzeugungen aus erneuerbarer Energien im Szenario 2020 am ÖSG 2012.

Die Laufwasserkraft im Szenario 2020 wird mit einem jährlichen Regelarbeitsvermögen von 31,5 TWh angenommen. Gegenüber dem Basisjahr 2010 mit einer Erzeugung von rund 28 TWh, entspricht dies einer Steigerung von 3,5 TWh bzw. 12,5%.

Im Bereich der elektrischen Erzeugung aus Windkraft wird im Szenario 2020 eine installierte Leistung von 3.000 MW unterstellt. Dies entspricht gegenüber dem Vergleichsjahr 2010 einem Zubau von

2.000 MW bzw. einer Verdreifachung der installierten Leistung innerhalb der betrachteten Dekade. Bei angenommenen, durchschnittlichen Volllaststunden von 2.000 h/a ist der leistungsmäßige Zubau gleichbedeutend mit einem energetischen Zuwachs von rund 4.000 GWh/a. Damit stehen in diesem Szenario rund 6.000 GWh/a aus Windkraft für die Lastdeckung zur Verfügung.

Die Photovoltaik erfährt den größten Zuwachs bezogen auf die bisher installierte Leistung. Für das Szenario 2020 wird eine installierte PV-Leistung von 1.200 MW_{peak} angenommen. Im Basisjahr 2010 waren es noch 100 MW_{peak}. Dementsprechend kommt es in diesem Szenario zu einer mehr als Verzehnfachung im Bereich der PV-Erzeugung. Bei angenommenen Volllaststunden von durchschnittlich 1.000 h/a entspricht der Zubau von 1.100 MW_{peak} einer Mehrerzeugung von 1.100 GWh/a. Insgesamt beläuft sich damit die PV-Erzeugung in diesem Szenario auf rund 1.200 GWh/a.

Im Bereich der Biomasse wird der Zubau lt. ÖSG 2012 angenommen, d.h. eine Steigerung der jährlichen elektrischen Erzeugung von 1.300 GWh bis zum Jahr 2020. Dies ergibt in Summe für dieses Szenario eine Biomasseverstromung von 5.800 GWh.

Im Bereich der (Pump-)Speicher werden, wie oben beschrieben, die Ergebnisse aus (15) samt den vorgenommenen Reduktionen verwendet. Die installierte Turbinenleistung wird mit 6.500 MW (davon 2.500 MW in Speicher- und 4000 MW Pumpspeicherkraftwerken), die installierte Pumpleistung mit 3.200 MW angenommen. Das Regelarbeitsvermögen, also die Erzeugung aus Speicherkraftwerken die durch natürlichen Zufluss zustande kommt, wird mit 8,1 TWh/a angesetzt. Aufgrund der erhobenen regionalen Verteilungen (Tabelle 9) werden die Leistungen und das Regelarbeitsvermögen ausschließlich der West-Region zugeordnet.

Insgesamt stehen damit 52,6 TWh an elektrischer Energie aus regenerativen Quellen zur Verfügung. Für das Szenario 2020 wird ein Nachhaltigkeitsanteil bezogen auf den Inlandsstromverbrauch von 70% unterstellt. Somit beläuft sich der Inlandsstromverbrauch in diesem Szenario auf 75,1 TWh.

Tabelle 12: Jährliche nachhaltige Stromerzeugungsanteile im Szenario 2020 in TWh

[TWh]	Laufwasserkraft	Windkraft	Photovoltaik	Biomasse	Speicher-RAV
Szenario 2020	31,5	6	1,2	5,8	8,1

3.7.3 Szenario 2050

Neben dem sich am ÖSG 2012 orientierenden Szenario 2020 wird ein zweites Szenario aufgestellt, das einen wesentlich höheren regenerativen Anteil, vor allem bedingt durch eine hohe PV-Erzeugung, unterstellt.

Im Bereich der Laufwasserkraft wird der Wert des Szenarios 2020 übernommen, d.h. es wird ebenfalls ein jährliches Regelarbeitsvermögen von 31,5 TWh angenommen. Für die Erzeugung elektrischer Energie aus Windkraft wird eine installierte Leistung 4.000 MW angenommen. Damit ist es durchschnittlich möglich 8.000 GWh/a an elektrischer Energie zu erzeugen.

Die wesentlichste Steigerung wird auch in diesem Szenario bei der Photovoltaik angenommen. Die installierte Leistung beläuft sich in diesem Fall auf 15.000 MW_{peak}. Gegenüber dem Basisjahr 2010 entspricht dies der 75-fachen installierten Peak-Leistung, im Vergleich zum Szenario 2020 einem Zubau um den Faktor 11,5. Es wird eine durchschnittliche jährliche Erzeugung von rund 15.000 GWh möglich.

Für die Stromerzeugung aus Biomasse werden in diesem Szenario wie bereits zuvor 5,8 TWh/a angenommen. Da im Bereich der Biomasse eine Flächenkonkurrenz zu anderen Produkten, z.B. Lebensmitteln besteht, wurde für dieses sehr nachhaltige Szenario keine weitere Steigerung gegenüber dem Szenario 2020 angenommen.

Bei den (Pump-)Speicherkraftwerken werden die gleichen Werte wie im Szenario 2010 unterstellt: 6.500 MW Turbinenleistung, 3.200 MW Pumpleistung und ein jährliches Regelarbeitsvermögen aufgrund des natürlichen Zuflusses von 8,1 TWh, sowie die ausschließliche Zuordnung an die West-Region.

Insgesamt stehen damit 68,4 TWh an elektrischer Energie aus regenerativen Quellen zur Verfügung. Für das Szenario 2050 wird ein Nachhaltigkeitsanteil bezogen auf den Inlandsstromverbrauch von 80% unterstellt. Somit beläuft sich der Inlandsstromverbrauch in diesem Szenario auf 85,5 TWh.

Tabelle 13: Jährliche nachhaltige Stromerzeugungsanteile im Szenario 2050 in TWh

[TWh]	Laufwasserkraft	Windkraft	Photovoltaik	Biomasse	Speicher-RAV
Szenario 2050	31,5	8	15	5,8	8,1

3.7.4 Gegenüberstellung der Szenarien

In diesem Abschnitt werden die zuvor entwickelten Szenarien einander gegenübergestellt, um einerseits einen besseren Überblick über die angenommenen Entwicklungen zu bekommen. Andererseits werden auch die regionalen Verteilungen der einzelnen nachhaltigen Quellen dargestellt.

So zeigt Abbildung 26 für alle drei Szenarien die kumulierten regenerativen Erzeugungsanteile von Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik, Biomasse und dem Speicher-Regelarbeitsvermögen. Zudem wird die gesamte nachhaltige Erzeugung der zu deckenden Last, in Form des Inlandsstromverbrauches, gegenübergestellt.

Die Erzeugungslücken zur Deckung des inländischen Bedarfs sind mit Hilfe von fossilen Einheiten, sowie durch Importe zu decken. Ebenso kann in Pumpspeicherkraftwerken im Umwälzbetrieb elektrische Energie erzeugt werden. Jedoch muss aufgrund der Verluste bei der Speicherung diesem System mehr Energie zugeführt werden, als letztendlich wieder entnommen werden kann. Der Wälzwirkungsgrad eines modernen Pumpspeicherkraftwerks liegt bei rund 80%.

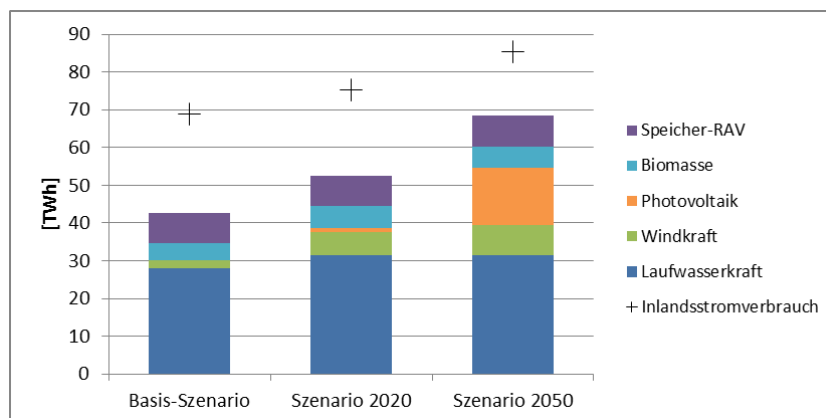


Abbildung 26: Gegenüberstellung der Zusammensetzungen der nachhaltigen Stromerzeugung in den drei Szenarien samt zugehörigem Inlandsstromverbrauch in TWh

In Tabelle 14 sind die nachhaltige Erzeugung und der Inlandsstromverbrauch für die drei Szenarien in absoluten Werten einander gegenübergestellt. Zudem ist für jedes Szenario die Deckungslücke, also die Differenz zwischen Inlandsstromverbrauch und regenerativer Erzeugung, angegeben. Aufgrund der Annahme eines, von Szenario zu Szenario, steigenden Deckungsbeitrages der regenerativen Quellen von anfänglich rund 62% (Basis-Szenario), über 70% im Szenario 2020 bis hin zu 80% im Szenario 2050 verringern sich auch die entsprechenden absoluten Werte von 26,1 TWh, über 22,5 TWh auf 17,1 TWh.

Tabelle 14: Vergleich der nachhaltigen Erzeugung und des Inlandsstromverbrauchs in den drei Szenarien, sowie die verbleibende Deckungslücke in TWh

[TWh]	Nachhaltige Erzeugung	Inlandsstromverbrauch	Deckungslücke
Basis-Szenario	42,7	68,8	26,1
Szenario 2020	52,6	75,1	22,5
Szenario 2050	68,4	85,5	17,1

Entsprechend dem 3-Regionen-Modell gilt es, die regenerativen Erzeugungen aus Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik, Biomasse, sowie das Regelarbeitsvermögen der Speicherkraftwerke auf die Regionen aufzuteilen. In Tabelle 15 sind die prozentualen Regionsanteile je Erzeugungstechnologie zusammengefasst, welche z.T. auch bereits in Abbildung 5 dargestellt wurden. Die regionale Verteilung der regenerativen Quellen erfolgt anhand der in Kapitel 2 durchgeführten Analysen.

Tabelle 15: Relative Verteilung der nachhaltigen Erzeugungsanteile und des Inlandsstromverbrauches auf die drei Regionen

	West	Zentral	Ost
Laufwasserkraft	29,4%	42,6%	28,0%
Windkraft	0,0%	7,2%	92,8%
Photovoltaik	33,3%	31,5%	35,2%
Biomasse	22,5%	42,5%	35,0%
Speicher-RAV	100,0%	0,0%	0,0%
Inlandsstromverbrauch	30,0%	32,7%	37,3%

Die Abbildung 27 zeigt schließlich für die drei Szenarien die regionale Verteilung der nachhaltigen Erzeugungsanteile, sowie den regionalen Stromverbrauchsanteil in absoluten Werten für die drei Szenarien.

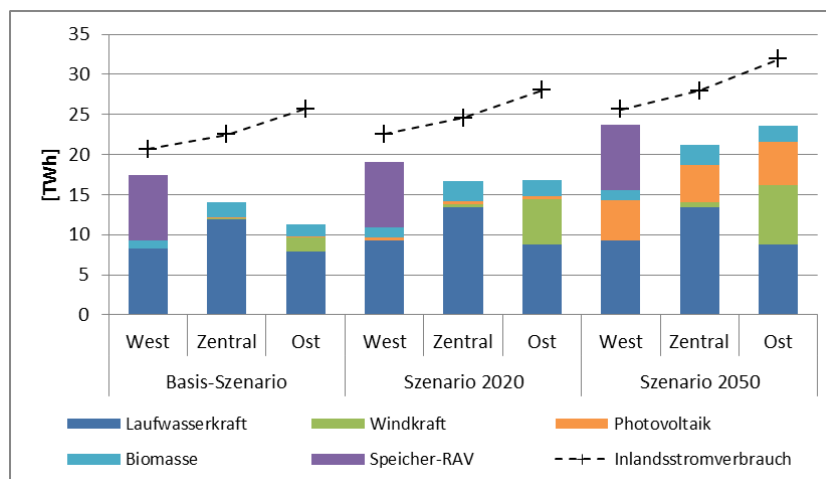


Abbildung 27: Absolute Verteilung der nachhaltigen Erzeugungsanteile nach Regionen und Szenarien

4 Analyse der grundlegenden Zeitreihen

In diesem Abschnitt werden die grundlegenden Zeitreihen der Laufwasserkraft-, der Windkraft- und der Photovoltaikeinspeisung, sowie jene der Last analysiert, welche später in den Modellen zum Einsatz kommen. Dazu werden zuerst die Methoden beschrieben, wie diese Wertereihen zustande gekommen sind. Anschließend werden verschiedene, für die vorliegende Arbeit relevante, Analysen durchgeführt. Es handelt sich um Daten, welche im 15-min-Raster vorhanden sind oder entsprechend aufbereitet wurden. Damit ergeben sich pro Jahr (ohne Schalttag) 35.040 Leistungswerte $x(t)$.

Durch die Einführung von Zeitreihen wird die Grundlage für den Übergang von den bisher getätigten energetischen hin zu leistungsorientierten Betrachtungen bei den Szenarien geschaffen, welche die Grundlage für die späteren Modellrechnungen darstellen.

4.1 Analysemethoden

Folgende Analysen werden für die zugrunde gelegten Zeitreihen durchgeführt:

- *Häufigkeitsanalysen und Ermittlung der minimalen und maximalen Leistungen:*
Um ein grundlegendes Gefühl für die Daten zu bekommen, werden in einem ersten Schritt die Häufigkeitsverteilungen der Leistungen ermittelt. Wesentliche Parameter dabei sind auch die maximalen und minimalen Leistungen. Sie geben Aufschluss über die Gleichzeitigkeit der Einspeisung und erlauben damit eine Abschätzung des Verhältnisses der installierten Leistung zur maximal auftretenden Leistung.
- *Gradienten der Leistung:*
Die Volatilität der regenerativen Einspeisung und die Notwendigkeit der ständigen Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch im elektrischen Energiesystem bilden die zentrale Grundlage für die vorliegende Arbeit. Deshalb werden für die vorliegenden Zeitreihen die Gradienten, also die zeitlichen Änderungen der Leistung bezogen auf die dazwischen liegende Zeit, ermittelt und in Form spezieller Häufigkeitsverteilungen miteinander verglichen.
In den eingesetzten Boxplots ist u.a. der Median, also das 50%-Perzentil bzw. der mittlere Wert (jener Wert, der die Grundgesamtheit in zwei Hälften gleicher Größe teilt), dargestellt. Die dargestellte Fläche darunter umfasst alle Gradienten zwischen dem 25%-Perzentil und dem Median, die Fläche darüber alle Werte zwischen dem Median und dem 75%-Perzentil. Die Gesamtfläche umfasst damit die mittleren 50% der darzustellenden Werte. Die Antennen (Fehlerindikatoren bzw. Whiskers) spannen einen Bereich zwischen dem 2,5%-Perzentil und dem 97,5%-Perzentil auf, d.h. sie umfassen mit ihrer Spannweite die mittleren 95 % der Gradienten der Grundgesamtheit. Schließlich sind der Maximal- und der Minimalwert der Verteilung mit Marken im Diagramm eingetragen.
Um eine Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Technologien herstellen zu können, werden alle Zeitreihen normiert. So werden etwa die Windkraft und Photovoltaik auf ihre installierten Leistungen bezogen, die Laufwasserkraft und die Last werden auf ihre jeweiligen Spitzenwerte normiert. Ein weiterer Vorteil der Normierung der repräsentativen Wertereihen liegt darin, dass die gewonnenen Ergebnisse einfach mit beliebigen Werten skaliert werden können. Damit können beispielsweise für verschiedene Ausbauszenarien der erneuerbaren Erzeugungstechnologien einfache Abschätzungen über deren charakteristische Eigenschaften und Anforderungen an den regelbaren Teil des elektrischen Energiesystems gemacht werden.

Für die Gradientenanalyse werden verschiedene Zeitbereiche herangezogen, über welche die Leistungsdifferenz gebildet und auf eben diese Zeit bezogen werden. Die gewählten Zeitbereiche sind 15 min, 1 h, 6 h und 12 h. Zudem wird ein 1-h-Mittelwert-Gradient berechnet, der darüber Aufschluss gibt, welcher Fehler durch die Bildung von zeitlichen Mittelwerten über längere Zeiträume gemacht wird.

Die Gradienten der normierten Leistungszeitreihen werden in den Gleichungen (1) bis (5) definiert:

- **15-min-Gradient:**

$$\text{Gradient } 15\text{min}(t) = \frac{x(t) - x(t-1)}{0,25} \left[\frac{MW}{h * MW} \right] \quad \forall t > 1 \quad (1)$$

- **1-h-Gradient:**

$$\text{Gradient } 1h(t) = \frac{x(t) - x(t-4)}{1} \left[\frac{MW}{h * MW} \right] \quad \forall t > 4 \quad (2)$$

- **6-h-Gradient:**

$$\text{Gradient } 6h(t) = \frac{x(t) - x(t-24)}{6} \left[\frac{MW}{h * MW} \right] \quad \forall t > 24 \quad (3)$$

- **12-h-Gradient:**

$$\text{Gradient } 12h(t) = \frac{x(t) - x(t-48)}{12} \left[\frac{MW}{h * MW} \right] \quad \forall t > 48 \quad (4)$$

- **1-h-Mittelwert-Gradient:**

$$\text{Gradient } 1h - MW(t) = \frac{1}{4} * \left(\sum_{\tau=t-3}^t x(\tau) - \sum_{\tau=t-7}^{t-4} x(\tau) \right) \left[\frac{MW}{h * MW} \right] \quad \forall t > 7 \quad (5)$$

Methodisch bedingt können die spezifischen Gradienten mit steigender Intervalldauer nicht steigen. Dieser Umstand ergibt sich daraus, dass der Gradient über einen längeren Zeitraum nicht größer sein kann, als die (gewichtete) Summe der Teilgradienten. Für die Betrachtung der Gradienten scheint somit auf den ersten Blick nur der 15-min-Gradient von entscheidender Bedeutung zu sein, da er die höchsten Extremwerte aufweisen wird. Die größeren zeitlichen Intervalle bestimmen hingegen, wie leistungsfähig das ausgleichende System sein muss, d.h. welche Leistungshübe bzw. -absenkungen über längere Zeiträume bewältigt werden müssen.

- **Energetische Betrachtungen:**

Neben den Betrachtungen von Leistungen und deren Änderungen werden auch Analysen hinsichtlich der Energie durchgeführt. Es werden dabei zeitliche Verteilungen (Monate, Tageszeit, etc.) betrachtet. Damit können beispielsweise saisonale und tageszeitliche

Unterschiede und Tendenzen in der Erzeugung und im Verbrauch ermittelt und verglichen werden.

Neben einer individuellen Analyse aller Zeitreihen werden die gewonnenen Ergebnisse schließlich noch in einem abschließenden Punkt miteinander verglichen.

4.2 Laufwasserkraft

Die Wasserkraft spielt für die nachhaltige österreichische Stromversorgung eine sehr wesentliche Rolle, weshalb deren realitätsnahe Abbildung wichtig ist. Um die Laufwasserkraft in Österreich möglichst gut abbilden zu können, wurden Daten von der VERBUND Hydro Power AG (VHP) zur Verfügung gestellt. (16)

4.2.1 Datenbasis und Aufbereitung

Seitens der VHP wurden folgende Daten für die Erzeugung aus Laufwasserkraft geliefert: Für die beiden Jahre 2010 und 2011 wurden tatsächliche Erzeugungsdaten der Kraftwerke im 30-min-Raster bzw. 1-h-Raster für folgende Fließgewässer(-abschnitte) zur Verfügung gestellt:

- oberösterreichische Donau (30-min-Raster, jedoch mit zwei identen Werten innerhalb einer Stunde)
- niederösterreichische Donau (30-min-Raster, jedoch mit zwei identen Werten innerhalb einer Stunde)
- steirische Enns (30-min-Raster)
- oberösterreichische Enns (30-min-Raster)
- mittlere Salzach und Schwarzach (30-min-Raster)
- Mur (30-min-Raster)
- Drau (30-min-Raster)

Die Daten liegen in Form von gemittelten Leistungsdaten über die jeweiligen Zeitbereiche vor. Um die realen Messdaten auf den gewählten Raster von 15 min umzurechnen, wurde eine Mittelwertbildung jeweils zwei aufeinander folgender Werte durchgeführt bzw. am Ende der Zeitreihe der letzte Wert dupliziert.

Die einzelnen Zeitreihen wurden entsprechend dem Regionenmodell wie folgt zusammengefasst:

- West-Region: mittlere Salzach und Schwarzach, Drau
- Zentral-Region: oberösterreichische Donau, steirische Enns, oberösterreichische Enns, Mur
- Ost-Region: niederösterreichische Donau

Die realen Messdaten umfassen für 2010 eine erzeugte elektrische Energie aus Laufwasserkraft von rund 19,7 TWh. Dies entspricht einem Anteil von rund 70% der Brutto-Stromerzeugung in Laufwasserkraftwerken für dieses Jahr von 28 TWh (11).

Um die repräsentativen, realen Zeitreihen auf die österreichische Stromerzeugung aus Laufwasserkraft hochzurechnen, wurde folgende Methodik angewandt: Neben den regional gruppierten Messzeitreihen und der regionalen Brutto-Stromerzeugung aus Laufwasserkraft (5) für die jeweiligen Jahre sind auch die gesicherte Leistung aus Laufwasserkraft für Österreich (11), sowie die regionalen Engpassleistungen der Laufwasserkraft (5) bekannt.

Um alle vorhandenen Grenzen einzuhalten, werde in einem ersten Schritt die gesicherte Leistung aus Laufwasserkraft entsprechend den Daten der e-Control ((5), (11)) proportional den Anteilen der Kraftwerke mit und ohne Schwellbetrieb und einer Engpassleistung größer 25 MW aufgeteilt und regional summiert. Die regionalen Zeitreihen werden um einen Faktor angehoben, der sich aus der Differenz zwischen den regionalen Minima der originalen Zeitreihen und den regional errechneten, gesicherten Leistungen, sowie einem Proportionalfaktor zusammensetzt. Dieser Proportionalfaktor erlaubt die Gleichzeitigkeit der Erzeugung der elektrischen Energie in den einzelnen Regionen zu berücksichtigen und wird empirisch ermittelt. Es kann damit die gesicherte Leistung gewährleistet werden.

In einem weiteren Schritt werden die Messwerte so skaliert, dass die regionalen Minimalwerte jeweils erhalten bleiben und durch die Anpassung aller anderen Werte die regionalen, jährlichen Brutto-Stromerzeugungen erreicht werden.

Durch die dargestellte Methodik konnten sowohl die jährlichen, regionalen Brutto-Erzeugungen, die installierte Engpassleistung und die gesicherte Leistung der Laufwasserkraft in Österreich durch die Transformation der Einzelzeitreihen erfolgreich eingehalten werden.

4.2.2 Leistungsanalyse

In Tabelle 16 sind die charakteristischen Leistungskenndaten der Laufwasserkrafterzeugung für Österreich im Jahr 2010 auf regionaler Basis und für ganz Österreich angegeben. Die Engpassleistung über alle Leistungsklassen verteilt sich zu 32,6% auf die West-Region, zu 43,1% auf die Zentral-Region und zur 24,3% auf die Ost-Region.

Tabelle 16: Leistungskennwerte der Laufwasserkrafterzeugung, Quelle: (5) und eigene Berechnungen

	West	Zentral	Ost	Österreich
Minimum [MW]	154	506	448	1.467
Maximum [MW]	1.661	2.167	1.314	5.035
Minimum bezogen auf EPL [%]	8,7%	21,5%	33,9%	26,9%
Maximum bezogen auf EPL [%]	93,5%	92,3%	99,5%	92,5%
EPL lt. (5) [MW]	1.777	2.347	1.322	5.446
EPL lt. (5) [%]	32,6%	43,1%	24,3%	100%
EPL >25MW lt. (5) [MW]	854	1.564	1.217	3.634
gesicherte Leistung [%]	18,0%	32,3%	36,8%	40,4%

Die absoluten regionalen Leistungsminima liegen zwischen rund 150 MW und rund 500 MW bzw. zwischen rund 9% und 34% bezogen auf die regionalen Engpassleistungen. Kumuliert ergeben die regionalen Minima rund 1.100 MW. Da diese Minima nicht gleichzeitig auftreten, steht den kumulierten regionalen Werten ein Leistungsminimum von rund 1.500 MW für Österreich gegenüber. Bezogen auf die Engpassleistung entspricht dies rund 27%.

Die, auf die regionalen Engpassleistungen bezogenen, Maxima liegen in allen Regionen wesentlich über 90%, in der Ost-Region sogar bei 99,5%. Es gibt also Zeitpunkte in denen beinahe die gesamte installierte Engpassleistung in der Ost-Region gleichzeitig am Netz ist. Österreichweit betrachtet ergibt sich eine maximal gleichzeitige Laufwasserkraftleistung von mehr als 5.000 MW. Dies entspricht 92,5% der installierten Engpassleistung.

Die gesicherte Leistung² liegt österreichweit bei rund 40% und entspricht damit dem Wert in (11). Regional bestehen hier jedoch erhebliche Unterschiede. Während die gesicherte Leistung in der Ost-Region bei rund 37% liegt, liegt sie in der West-Region lediglich bei 18%.

4.2.3 Gradientenanalyse

Die Abbildung 28 zeigt den Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Leistungsgradienten für die Laufwasserkraft für verschiedene zeitliche Intervalle in Form von Boxplots. Die zugehörigen Kennwerte sind Tabelle 22 (Anhang A) zusammengefasst.

Die Leistungsgradienten der Laufwasserkraft werden einerseits aufgrund der Volatilität des Angebotes hervorgerufen und andererseits durch die Steuerbarkeit der Erzeugung in Kraftwerken mit Schwellbetrieb. Die Analyse des österreichischen Einspeiseprofiles hat für das 15-min-Intervall ergeben, dass die mittleren 50% der Werte in einem sehr engen Bereich zwischen $-0,01 \text{ GW/h/GW}_{\max}$ und $0,008 \text{ GW/h/GW}_{\max}$ liegen. Dieser schmale Bereich ist auch durch die zeitliche Auflösung der zugrunde gelegten Daten, v.a. der Donaukette, geprägt. Der 95%-Bereich liegt zwischen den Werten $-0,07 \text{ GW/h/GW}_{\max}$ und $0,08 \text{ GW/h/GW}_{\max}$ und damit bei rund dem Zehnfachen des 50%-Bereiches. Die Extremwerte der Leistungsgradienten im 15-min-Intervall liegen bei $-0,24 \text{ GW/h/GW}_{\max}$ und $0,23 \text{ GW/h/GW}_{\max}$. Hochgerechnet auf die maximal aufgetretene Laufwasserkraftleistung von rund 5 GW bedeutet dies maximale Gradienten in der Höhe von $-1,2 \text{ GW/h}$ bzw. $1,15 \text{ GW/h}$ im Viertelstundenintervall.

Bei einer Grundgesamtheit von rund 35.000 Messwerten entsprechen 5% rund 1.750 Werte. Diese Anzahl an Werten befindet sich außerhalb der Whiskers, weshalb diese Werte nicht als einzelne Ausreißer vernachlässigt werden können. Sie sind speziell für die Betrachtung der Gradienten von großem Interesse, da sie den Worst-Case der zeitbezogenen Leistungsänderung beschreiben, der für den sicheren Netzbetrieb beherrscht werden muss.

Betrachtet man das 1-h-Intervall, so verringern sich die Extremwerte auf $\pm 0,13 \text{ GW/h/GW}_{\max}$. Diese Tendenz setzt sich bis zum 12-h-Intervall fort, in dem die Extremwerte bei $-0,02 \text{ GW/h/GW}_{\max}$ bzw. $0,03 \text{ GW/h/GW}_{\max}$ liegen, d.h. die maximale bezogene Leistungsänderung pro Zeit liegt in diesem Fall bei $-2\%/h$ bzw. $3\%/h$.

Die Mediane liegen in allen Intervallen bei rund $0 \text{ GW/h/GW}_{\max}$, d.h. die Anzahl an positiven Gradienten ist in etwa gleich der Anzahl der negativen Gradienten.

Der 1-h-Mittelwert-Gradient liefert im Vergleich zum 1-h-Gradient etwas geringere Werte von $-0,12 \text{ GW/h/GW}_{\max}$ bzw. $0,11 \text{ GW/h/GW}_{\max}$. D.h. die Verwendung von zeitlich zu gering aufgelösten Daten führt zu Fehlern, die aus Systemsicht negativ sind, da die auftretenden Leistungsgradienten unterschätzt werden. Die notwendigen flexiblen Kapazitäten könnten damit zu gering abgeschätzt werden, was die Systemsicherheit gefährden könnte.

² Die gesicherte Leistung der Laufkraftwerke der öffentlichen Erzeugung wird definiert als Quotient der minimal gleichzeitig eingespeisten Laufwasserkraftleistung über alle Leistungsklassen (mit und ohne Schwellbetrieb) und der Summe der Engpassleistungen aller Laufkraftwerke mit einer Engpassleistung von zumindest 25 MW. vgl. (11)

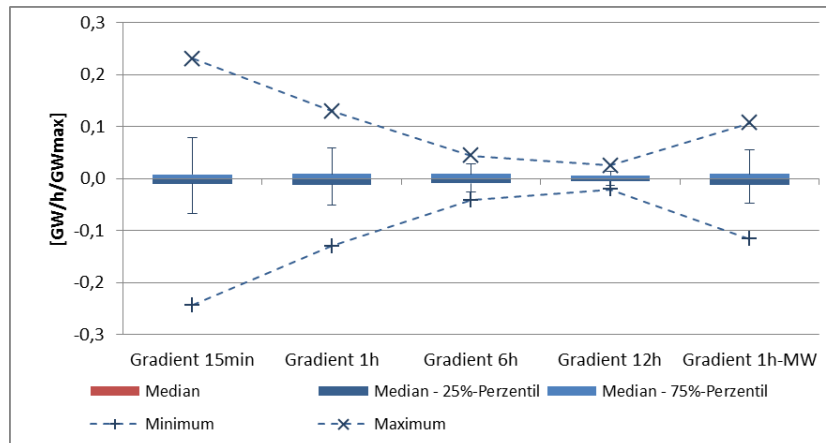


Abbildung 28: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der Leistungsgradienten der elektrischen Erzeugung aus Laufwasserkraft für verschiedene zeitliche Intervalle für Österreich 2010

Bisher lag der Fokus auf den Gradienten, also den Leistungsänderungen pro Zeit. Um ein besseres Gefühl für die notwendige Leistungsfähigkeit in Form von absoluten Leistungshüben bzw. -absenkungen zu bekommen, werden diese den Gradienten gegenübergestellt. Im Vergleich zum Gradienten wird bei der Bildung der Leistungsänderung kein zeitlicher Bezug hergestellt.

Abbildung 29 zeigt den Vergleich zwischen den maximalen Gradienten und den maximalen Leistungsänderungen in den fünf betrachteten Intervallen für die Erzeugung aus Laufwasserkraft bezogen auf die maximal auftretende Leistung.

Die maximalen positiven und negativen Gradienten sind in dieser Form der Darstellung als Säulen gezeichnet. Die maximalen positiven und negativen Leistungsänderungen sind mit Markern gekennzeichnet. Die Verbindungslinien der maximalen Leistungsänderungen dienen ausschließlich der besseren Lesbarkeit.

Es zeigt sich, dass im 15-min-Intervall die maximale Leistungsänderung, sowohl positiv als auch negativ, methodisch bedingt, bei einem Viertel des zugehörigen maximalen Gradienten liegt. Im Speziellen beträgt die maximale positive Leistungsänderung, welche im Jahr 2010 bei der Erzeugung elektrischer Energie aus Laufwasserkraft aufgetreten ist, nur rund $0,06 \text{ GW/GW}_{\max}$. Die maximale negative Leistungsänderung lag bei rund $-0,06 \text{ GW/GW}_{\max}$.

Mit steigender Intervalldauer steigen auch die maximalen Leistungsänderungen, während die korrespondierenden maximalen Gradienten sinken. Die höchsten Leistungsänderungen ergeben sich im 12-h-Intervall mit $-0,25 \text{ GW/GW}_{\max}$ bzw. $0,30 \text{ GW/GW}_{\max}$, d.h. innerhalb eines Halbtages ist es möglich, dass die eingespeiste Leistung aus Wasserkraft um ein Viertel der maximalen Leistung fällt oder um rund ein Drittel der Höchstleistung steigt.

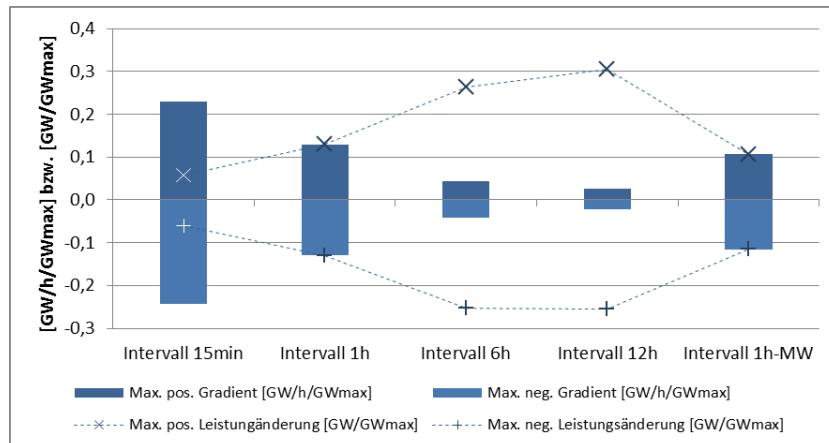


Abbildung 29: Vergleich der maximalen Gradienten und maximalen Leistungsänderungen in verschiedenen zeitlichen Intervallen für die Laufwasserkrafterzeugung in Österreich 2010 bezogen auf die maximal auftretende Leistung

4.2.4 Energetische Analyse

Im betrachteten Jahr 2010 wurden rund 28 TWh an elektrischer Energie aus Laufwasserkraft in das Stromnetz gespeist. Der Erzeugungskoeffizient, also das Verhältnis der einspeisten elektrischen Energie im Betrachtungsjahr zum langjährigen Mittel, lag bei 0,99. (11) Es handelt sich damit um ein, im langjährigen Schnitt betrachtet, durchschnittliches Erzeugungsjahr für Strom aus Laufwasserkraft.

Die absoluten Erträge, unterteilt nach den drei Regionen und nach Monaten, sind in Abbildung 30 dargestellt. Den größten Anteil an der Erzeugung hatte die Zentral-Region mit rund 12 TWh bzw. rund 43% bezogen auf Österreich. Der ertragreichste Monat war der Juni mit rund 3,2 TWh (11,4% des Jahresertrages), der schwächste Monat war der Februar mit einer erzeugten elektrischen Energiemenge von 1.440 GWh (5,1% des Jahresertrages).

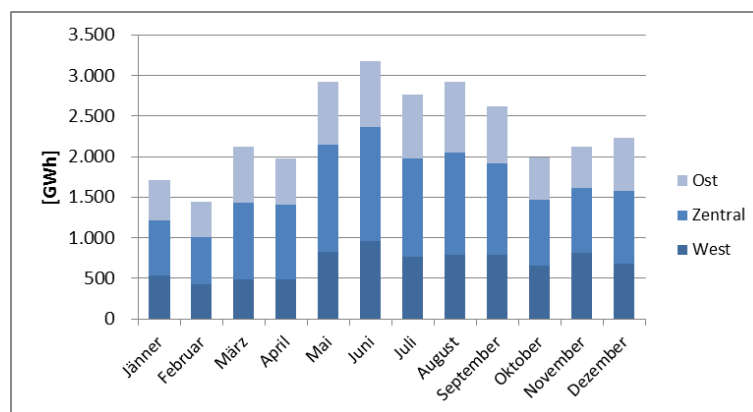


Abbildung 30: Monatliche Erträge an elektrischer Energie aus Laufwasserkraft auf Regionsbasis für 2010

In Abbildung 31 sind die regionalen, monatlichen Erträge, jeweils bezogen auf den regionalen Jahresertrag, dem Ertrag von Österreich im Jahr 2010, ebenfalls auf Monatsbasis und bezogen auf den österreichischen Jahresertrag, gegenübergestellt. Im Wesentlichen passen die regionalen Profile mit dem Gesamtprofil sehr gut zusammen. Ausreißer gibt es vor allem in der West-Region in den Monaten März, April, Oktober und November. Insgesamt betrachtet zeigt sich die, für Österreich bekannte Verteilung der Laufwasserkrafterzeugung über die Monate, nämlich eine hohe Erzeugung in den Sommermonaten und einer geringe Erzeugung in den Wintermonaten (siehe Abbildung 32). Beides wird u.a. durch Schnee bedingt, der im Winter als fester Niederschlag nicht sofort abfließt und schließlich in den Monaten mit höheren Lufttemperaturen schmilzt und abfließt.

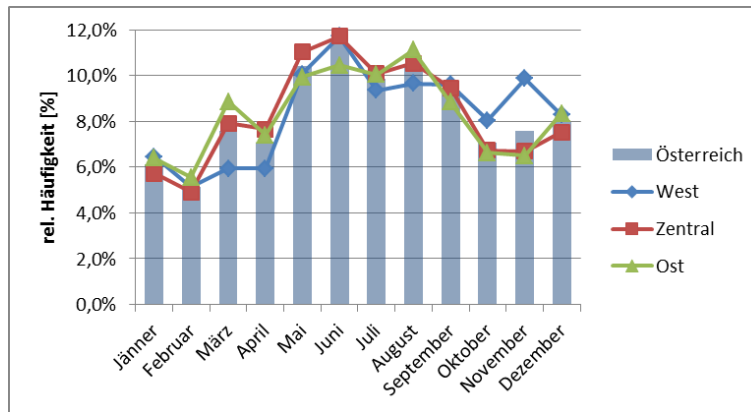


Abbildung 31: Gegenüberstellung der relativen, regionalen, elektrischen Energieerträge aus Laufwasserkraft für das Jahr 2010 bezogen auf die regionalen Jahreserträge, sowie des bezogenen Österreichprofils auf Monatsbasis

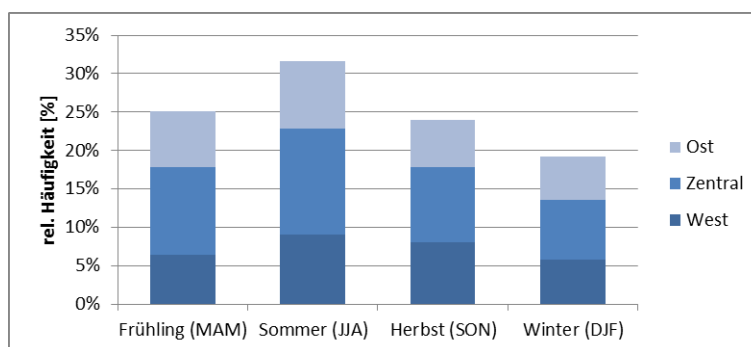


Abbildung 32: Jahreszeitliche Verteilung der elektrischen Erzeugung aus Laufwasserkraft bezogen auf die Jahreserzeugung für das Jahr 2010 auf Regionsbasis

4.3 Windkraft

Die Erzeugung von elektrischer Energie aus Windkraft gewann im letzten Jahrzehnt zunehmend an Bedeutung. Ein sehr wesentliches Merkmal der Windkraft in Österreich ist deren starke, lokale Konzentration in der Ost-Region. Mit Hilfe von Förderungen soll die Stromerzeugung aus Windkraft zukünftig noch wesentlich gesteigert werden, weshalb eine entsprechende Berücksichtigung dieser Technologien unbedingt notwendig ist.

4.3.1 Datenbasis und Aufbereitung

Als Datengrundlage für die elektrische Erzeugung aus Windkraft dienen Daten der Austria Power Grid AG (APG) (17). Der österreichische Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer der Regelzone (RZ) APG stellt verschiedenste Daten online zum Download zur Verfügung, u.a. auch Erzeugungsdaten für Windkraft.

Für die nachfolgenden Analysen werden die Erzeugungsdaten für Windkraft aus dem Jahr 2010 herangezogen. Es handelt sich dabei um hochgerechnete Daten der tatsächlichen Leistung von allen Windkraftanlagen, die in die Ökobilanzgruppe der RZ APG einspeisen. (17) Diese wurden nach dem 20. Tag des jeweiligen Folgemonats abgerufen, weshalb es sich um die Daten mit der höchst möglich angebotenen Qualität, also um die tatsächlich gemessenen Erzeugungswerte (nach dem 1. Clearing) handelt. Die Daten sind im 15-min-Raster verfügbar. Die Datenverfügbarkeit liegt bei 100%.

Aufgrund der lokalen Konzentration der Windkraft in Österreich und der Datenverfügbarkeit wird nur ein Erzeugungsprofil für alle drei Regionen verwendet.

4.3.2 Leistungsanalyse

Der Maximalwert der Windeinspeisung lag bei 900,6 MW bzw. rund 90% der installierten Leistung. Der Gleichzeitigkeitsfaktor der Windkraft liegt demnach bei 0,9. Der Minimalwert der Leistung lag bei 0,04 MW. Die Windkraft liefert somit keinen Beitrag zur gesicherten Leistung, da es jedenfalls Zeitpunkte gibt, in denen keine Einspeisung vorhanden ist. Die Häufigkeitsverteilung der auftretenden Leistungen ist u.a. in Abbildung 37 dargestellt. Es zeigt sich dabei, dass vor allem die Klassen mit geringen Leistungswerten hohe Anteile aufweisen. Dies ist auf die Verteilung der Windgeschwindigkeit zurückzuführen, welche klassisch weibulverteilt ist. Jedoch steigt die Windkraftleistung mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit bis sich die Anlagen bei ihrer Nennleistung einpendeln und erst bei hohen Windgeschwindigkeiten aus Sicherheitsgründen selbstständig abregeln.

4.3.3 Gradientenanalyse

In Tabelle 23 (Anhang A) sind die wesentlichen Kenndaten der Gradientenanalyse für die Windkraft zusammengefasst. Die Verteilungen der spezifischen Gradienten der fünf Intervallgrößen für die Windkraft sind in Abbildung 33 dargestellt. Es zeigt sich im 15-min-Intervall, dass der maximale positive Gradient im 15-min-Intervall mit rund 1 GW/h/GW zahlenwertmäßig in der Größenordnung der installierten Leistung liegt. Umgelegt auf die maximale Leistungsänderung in 15 min bedeutet dies eine maximal auftretende positive Änderung von rund 0,25 GW/GW, also einem Viertel der installierten Leistung. In negativer Richtung fallen die Werte mit -0,71 GW/h/GW bzw. rund 71%/h der installierten Leistung etwas geringer aus. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Verteilung der Windgeschwindigkeit nicht symmetrisch um einen Mittelwert ist, sondern eine ausgeprägte Häufigkeit im Bereich geringer Geschwindigkeiten aufweist. Bereits das 2,5%- bzw. das 97,5%-Perzentil zeigen jedoch, dass die extremen Gradienten nur in sehr wenigen Fällen auftreten. Die mittleren 50% der Werte liegen im Bereich zwischen -0,02 GW/h/GW und 0,03 GW/h/GW, die mittleren 95% der Werte zwischen -0,13 GW/h/GW bzw. 0,13 GW/h/GW.

Mit zunehmender Intervalldauer (1 h, 6 h bzw. 12 h) ist eine absolute Abnahme der Gradienten (sowohl positiv als auch negativ) festzustellen, d.h. die maximalen Gradienten treten nicht unmittelbar nacheinander auf. Jedoch steigen die Leistungsänderungen mit der Intervalldauer, d.h. über längere Zeiträume sind größere Leistungshübe bzw. -absenkungen beobachtbar.

Der maximale Gradient der 1-h-Leistungsmittelwerte (0,33 GW/h/GW bzw. -0,29 GW/h/GW) weist sowohl beim positiven als auch beim negativen Gradienten einen Wert auf, der in etwa bei einem Drittel bzw. bei rund 40% des Wertes der 15-min-Gradienten (0,99 GW/h/GW bzw. -0,71 GW/h/GW) liegt. Der Vergleich zwischen dem 1-h-Gradient und dem 1-h-Mittelwert-Gradient zeigt, dass durch die Mittelwertbildung entscheidende Extremwerte nicht berücksichtigt werden würden, weshalb für Gradientenbetrachtungen jeweils zeitlich möglichst hoch aufgelöste Datenreihen herangezogen werden sollen. Auch die maximalen Werte der gleitenden 1-h-Gradienten (52,6%/h bzw. -46,4%/h) liegen über jenen der 1-h-Mittelwerte.

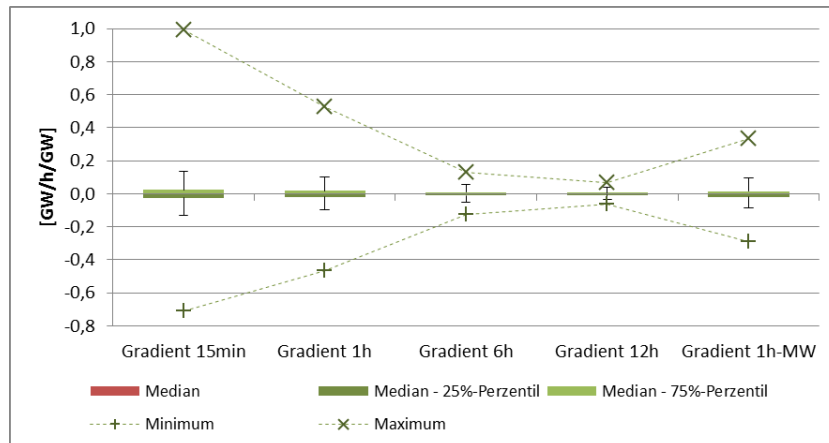


Abbildung 33: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der Leistungsgradienten der elektrischen Erzeugung aus Windkraft für verschiedene zeitliche Intervalle für Österreich 2010, bezogen auf die installierte Leistung

Um eine Verbindung zwischen den maximalen Gradienten in den jeweiligen Zeitbereichen und den maximalen Leistungsänderungen in den gleichen Zeitbereichen zu schaffen, sind diese Kenndaten in Abbildung 34 für die Windkraft gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass ein maximaler, positiver Gradient von rund 1 GW/h/GW im 15-min-Zeitbereich mit einer Leistungsänderung von rund 0,25 GW/GW einhergeht. Innerhalb einer Viertelstunde treten demnach Situationen auf, in denen ein Viertel der installierten Leistung ans bzw. vom Netz geht. Bei einer Intervallbreite von einer Stunde sind die maximalen Gradienten und die zugehörigen maximalen Leistungsänderungen zahlenwertmäßig gleich und liegen bei ca. 0,53 GW/h/GW bzw. 0,53 GW/GW, sowie bei rund -0,46 GW/h/GW bzw. -0,46 GW/GW. Bei Verwendung des 6-h-Intervalls sinken die maximalen Gradienten bereits auf Werte von rund -0,12 GW/h/GW bzw. 0,13 GW/h/GW ab. Aufgrund der größeren Intervalldauer steigen jedoch die maximalen Leistungsänderungen auf -0,74 GW/GW bzw. 0,77 GW/GW. Damit können in einem Zeitraum von 6 Stunden rund 75% der installierten Leistung ans Netz oder vom Netz gehen. Über einen halben Tag (12 h) betrachtet, sind schließlich Leistungsänderungen in der Höhe von 80% der installierten Leistung sowohl in positiver, als auch in negativer Richtung möglich. Auch wenn der Gradient im 12-h-Bereich mit -0,06 GW/h/GW bzw. 0,07 GW/h/GW relativ niedrig erscheint, so sind entsprechende leistungsmäßige Ausgleichskapazitäten vorzusehen.

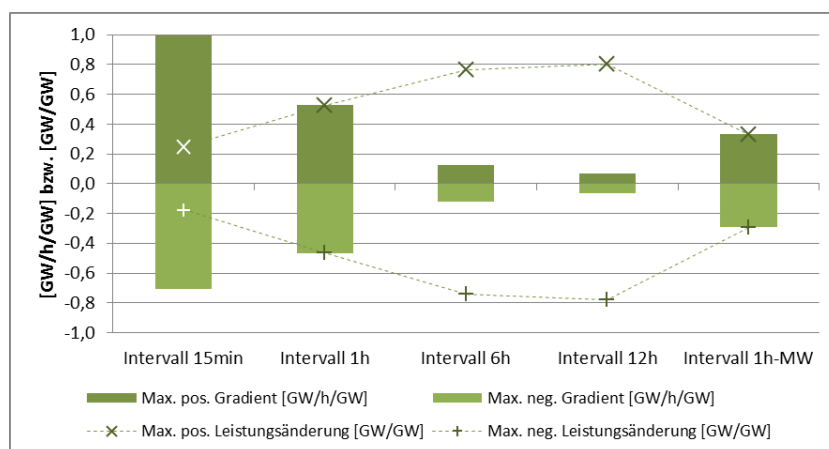


Abbildung 34: Vergleich der maximalen Gradienten und maximalen Leistungsänderungen in verschiedenen zeitlichen Intervallen für die Windkrafterzeugung in Österreich 2010, bezogen auf die installierte Leistung

4.3.4 Energetische Analyse

Im Jahr 2010 konnte ein Jahresenergieertrag in der Höhe von 2,02 TWh an elektrischer Energie aus der Windkraft gewonnen werden. Dies entspricht rund 2.000 Volllaststunden für das betrachtete Jahr. Die Abbildung 35 zeigt die Stromerträge auf Monatsbasis für 2010. Der stärkste Einspeisemonat für die Windenergie im Jahr 2010 war der Dezember mit einem Anteil von rund 11%, der schlechteste Einspeisemonat war der August mit nur rund 6% der Jahresenergie.

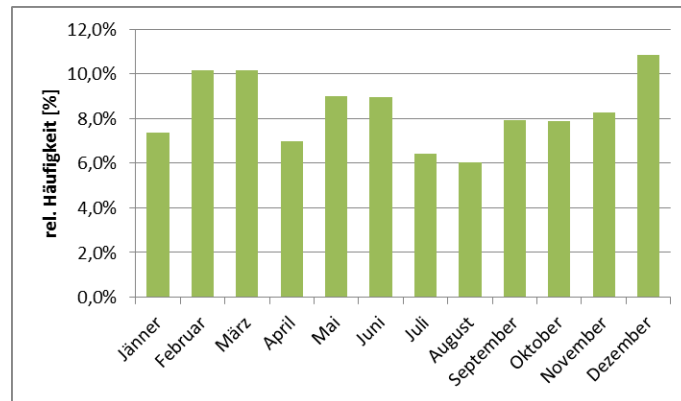


Abbildung 35: Monatliche Erträge der elektrischen Erzeugung aus Windkraft in Österreich 2010 bezogen auf den Jahresertrag

Die Abbildung 36 zeigt die jahreszeitliche Verteilung der elektrischen Erzeugung aus Windkraft. Es zeigen sich hier für das betrachtete Jahr eine höhere Einspeisung während des Winters und des Frühlings, sowie die geringeren Einspeiseanteile im Sommer und Herbst.

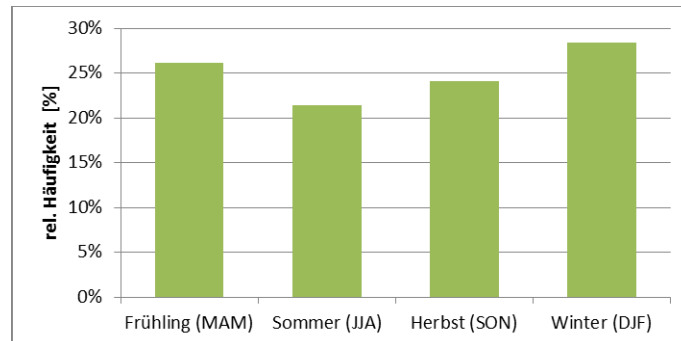


Abbildung 36: Jahreszeitliche Verteilung der elektrischen Erzeugung aus Windkraft, bezogen auf die Jahreserzeugung für das Jahr 2010 in der RZ APG

Neben der bereits zuvor diskutierten relativen Häufigkeitsverteilung der Einspeiseleistungen aus Windkraft sind in Abbildung 37 auch Energieerträge in den jeweiligen Leistungsklassen dargestellt. Trotz der hohen Anzahl von geringen Leistungswerten wird im Bereich der kleinen Leistungsklassen nur eine geringe energetische Ausbeute erzielt. Im Bereich zwischen rund 100 MW und 750 MW hingegen sind die erzielten Erträge je Klasse jeweils über der 100-GWh-Grenze. In Summe liefert dieser Bereich, der zirka zwei Drittel der auftretenden Werte enthält, rund 1.750 GWh oder rund 88% von insgesamt rund 2.000 GWh, die Randbereiche liefern den Rest.

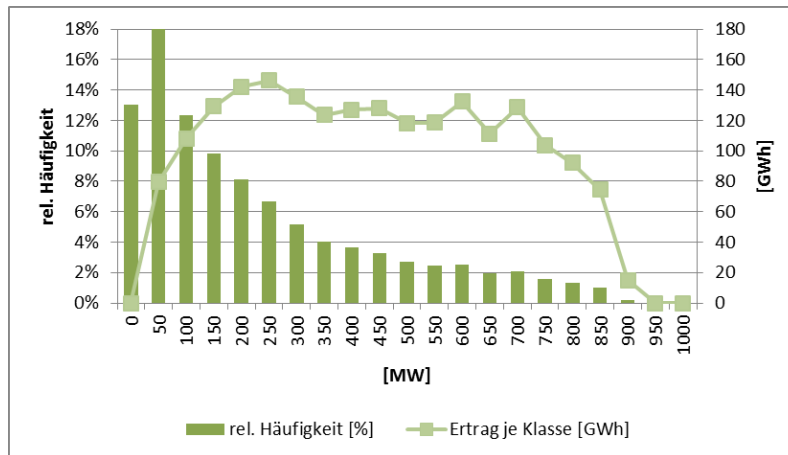


Abbildung 37: Relative Häufigkeit der Windeinspeisung und Stromertrag je Leistungsklasse im Jahr 2010 in der Regelzone APG in einer Auflösung von 50 MW

4.4 Photovoltaik

Sehr hohe Lerneffekte werden in den letzten Jahren bei der Photovoltaik erzielt. Dies geht mit sinkenden Preisen einher, weshalb der Photovoltaik in Zukunft eine steigende Bedeutung im elektrischen Energiesystem zukommen wird.

4.4.1 Datenbasis und Aufbereitung

Die Grundlage für die PV-Einspeisezeitreihe stellen Messungen der Globalstrahlung mittels Strahlungssensoren in Kombination mit einem Konversionsmodell dar. Das Modell wurde am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien entwickelt. Damit ist es möglich, auf Basis der gemessenen Globalstrahlungswerte, die PV-Einspeisungen von beliebig ausgerichteten Modulen zu berechnen. Dabei werden die Modultemperatur, die Schneebedeckung, die Abschattungseffekte, sowie die Wechselrichterwirkungsgrade und -beschränkungen berücksichtigt. Zusätzlich wurden noch pauschale Systemverluste (DC-Verkabelung, String-Verluste, etc.) in der Höhe von 5% der errechneten Leistungswerte unterstellt.

Als Ergebnis stehen für den Zeitraum von 01.06.2011 bis 31.05.2012 PV-Erzeugungsdaten für Anlagen mit den Ausrichtungen Süd-Ost-90° (fassadenintegriert, SO90), Süd-30° (Aufdachanlage, S30) und Süd-West-90° (fassadenintegriert, SW90) im 15-min-Raster zur Verfügung. Die Daten wurden auf eine Modulleistung von 1 kWp normiert.

Um einen repräsentativen Mix der drei Ausrichtungen zu erhalten, wurde ein Verhältnis von 10% SO90, 80% S30 und 10% SW90 gewählt. Untersuchungen haben ergeben, dass die maximale Gleichzeitigkeit der Photovoltaikeinspeisung in Österreich bei rund 70% der installierten Modulleistung liegt. (18) Da für das gesamte Bundesgebiet ein einheitliches PV-Erzeugungsprofil angenommen wird, kann diese Limitierung durch die Annahme einer Wechselrichterbegrenzung erreicht werden, d.h. eine leistungsmäßige Unterdimensionierung des Wechselrichters gegenüber der installierten Modulleistung. Durch diese Maßnahme ergeben sich nur geringe Ertragsverluste in der Größenordnung von rund 5% bei einer nach Süden orientierten und 30° geneigten Anlage. Für östlich bzw. westlich ausgerichtete Anlagen, ebenfalls mit 30° Neigung, liegen die Einbußen im Energieertrag bei rund 2%. Den energetischen Verlusten stehen jedoch wesentliche Einsparungen bei Investitionskosten für den Wechselrichter gegenüber. Eine vergleichbare Regelung zur Begrenzung der Wechselrichterleistung auf 70% der Generatorleistung (entspricht der PV-Modulleistung) ist auch

im deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 (EEG 2012) (19) vorgesehen, wenn kein direkter Eingriff des Netzbetreibers zum Herunterregeln der Anlagen besteht.

Zudem wurde die Zeitreihe unter Vernachlässigung der Jahreszahlen aufsteigend nach Tagen und Monaten gereiht, d.h. zuerst 01.01.2012 bis 31.05.2012 und anschließend 01.06.2011 bis 31.12.2011.

4.4.2 Leistungsanalyse

Aufgrund der zuvor dargestellten Methodik der Erzeugung der Wertereihen liegt der Maximalwert bei rund 69% der installierten Peak-Leistung. Für das betrachtete Basisjahr 2010 mit einer installierten PV-Modulleistung von rund 100 kW_{peak} bedeutet dies, dass maximal rund 70 kW gleichzeitig am Netz sind. Dargebotsbedingt liegt das Minimum bei null, weshalb auch die Photovoltaik keinen Betrag zur gesicherten Leistung liefern kann. Betrachtet man die relative Häufigkeitsverteilung der, auf die installierte Peak-Leistung normierten, Leistungsklassen (Abbildung 38), so zeigt sich, dass rund 55% der Zeitreihenwerte einen Wert kleiner oder gleich 1% der Peak-Leistung aufweisen. Rund 20% der Werte bewegen sich in einem Bereich zwischen 1% und 15% der Modulleistung. Damit liegen drei Viertel der Werte unterhalb von 15%-Grenze.

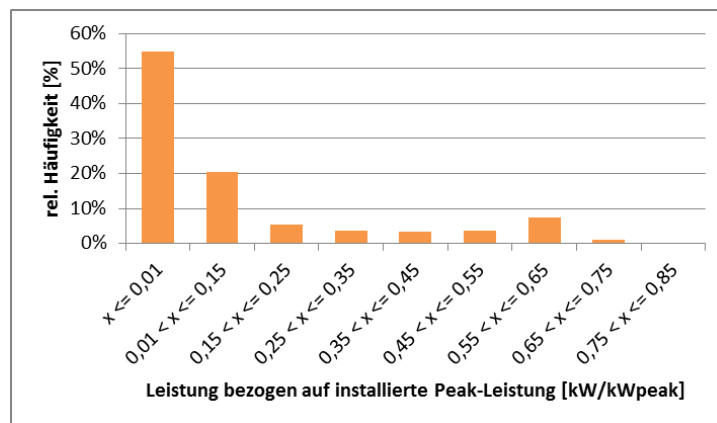


Abbildung 38: Relative Häufigkeitsverteilung der Einspeiseleistung aus Photovoltaik in Österreich bezogen auf die installierte Peak-Leistung

4.4.3 Gradientenanalyse

In Tabelle 24 (Anhang A) sind die maximalen Gradienten und Leistungsänderungen, sowie Perzentile der Gradienten für Photovoltaik für die verschiedenen zeitlichen Intervalle zusammengefasst, welche jeweils auf die installierte Peak-Leistung bezogen wurden. In Abbildung 39 sind wiederum die Boxplots für die Verteilungen der Gradienten in den verschiedenen Intervallbereichen gegenübergestellt.

Es zeigt sich hier beim maximalen positiven, wie negativen Gradienten ein Wert im Bereich von rund 2 GW/h/GW_{peak} (198,7%/h) bzw. -1,95 GW/h/GW_{peak} (-194,7%/h). Das bedeutet, dass innerhalb des 15-min-Intervalls ein Gradient in der Größenordnung der rund 2-fachen installierten Peak-Leistung auftreten kann. Umgelegt auf die maximale Leistungsänderung bedeutet dies Werte von rund 0,5 GW/GW_{peak} bzw. -0,49 GW/GW_{peak}. Es treten demnach maximale Leistungsänderungen innerhalb von 15 min auf, die die halbe installierte Modulleistung umfassen.

Der flächige Bereich, welcher die mittleren 50% der Werte der Grundgesamtheit umfasst, ist für das 15-min-Intervall so schmal, dass er in der Grafik nicht sichtbar ist. Dies ist auf die tageszeitliche Abhängigkeit der Einspeisung aus Photovoltaik zurückzuführen. In der Nacht ist die Einspeisung null und ändert sich auch nicht, weshalb viele der Gradienten null sind. Der 95%-Bereich erstreckt sich

beim 15-min-Intervall von $-0,36 \text{ GW/h/GW}_{\text{peak}}$ bis $0,34 \text{ GW/h/GW}_{\text{peak}}$. Rund 1.750 Werte liegen noch außerhalb des 95%-Bereiches.

Mit zunehmender Intervallbreite reduzieren sich die Gradienten. Die Maximalwerte liegen dann im Bereich von $\pm 0,6 \text{ GW/h/GW}_{\text{peak}}$ und darunter. Es ist nie der Fall aufgetreten, dass sich die Einspeisung aus Photovoltaik der betrachteten Anlage innerhalb einer Stunde von voller Einspeisung auf null Einspeisung reduziert oder umgekehrt von null auf Nennleistung gestiegen ist.

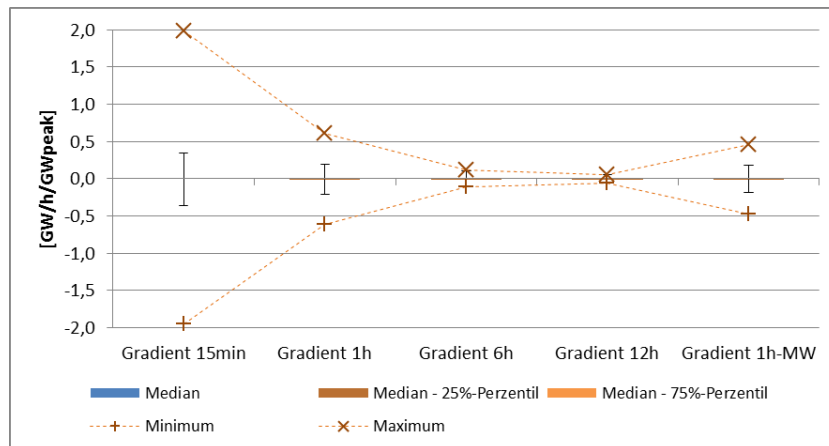


Abbildung 39: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der Leistungsgradienten der elektrischen Erzeugung aus Photovoltaik für verschiedene zeitliche Intervalle für Österreich, bezogen auf die installierte Leistung

In Abbildung 40 sind die maximalen Gradienten den maximalen Leistungsänderungen in den jeweiligen zeitlichen Betrachtungsintervallen gegenübergestellt. Es sind auch hier die sehr hohen Gradienten in der Größenordnung von $-1,95 \text{ GW/h/GW}_{\text{peak}}$ bzw. $2 \text{ GW/h/GW}_{\text{peak}}$ im kürzesten Intervall von 15 min zu erkennen. Die maximalen Leistungsänderungen in diesem Intervallbereich liegen bei $-0,49 \text{ GW/GW}_{\text{peak}}$ bzw. $0,50 \text{ GW/GW}_{\text{peak}}$, d.h. bei rund der Hälfte der installierten Leistung. Dieser sehr hohe Wert der maximalen Leistungsänderung wird auch bei höheren Intervallbreiten kaum weiter gesteigert und liegt im 12-h-Intervall bei $\pm 0,7 \text{ GW/GW}_{\text{peak}}$.

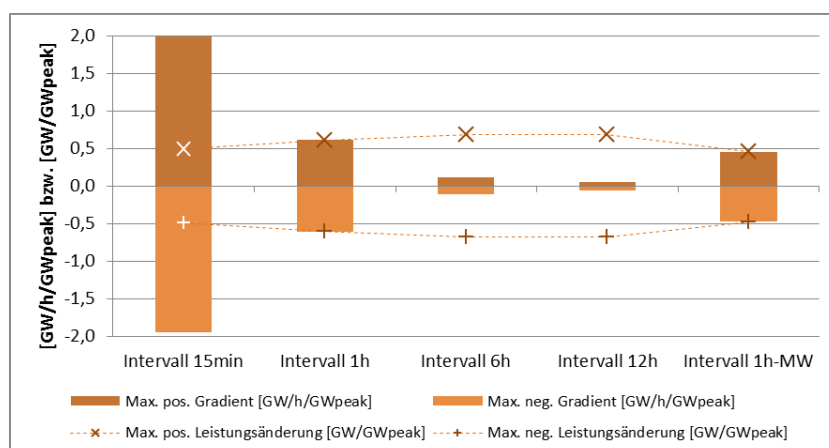


Abbildung 40: Vergleich der maximalen Gradienten und maximalen Leistungsänderungen in verschiedenen zeitlichen Intervallen für die Photovoltaikerzeugung in Österreich, bezogen auf die installierte Modulleistung

4.4.4 Energetische Analyse

Mit einer installierten Leistung von $1 \text{ kW}_{\text{peak}}$ und den angenommenen normierten Einspeisezeitreihen konnte in einem Jahr eine elektrische Energie in der Höhe von rund $1,05 \text{ MWh}$ erzeugt werden. Dies entspricht 1050 Jahresvolllaststunden. In Abbildung 41 ist die relative Verteilung der elektrischen

Erzeugung auf Monatsbasis dargestellt. Es zeigt sich, dass im gewählten PV-Mix der größte Anteil aus der südorientierten, 30° geneigten Anlage stammt, da die höchsten Erträge in den Monaten mit dem höchsten Sonnenstand erzielt werden konnten. Ausnahme dabei ist der Monat Juli. Hier dürften witterungsbedingte Einflüsse Schuld am geringen Erzeugungsanteil sein. In den Monaten Mai, Juni und August wurden jeweils mehr als 12% des Jahresertrages erzielt. Den geringsten Beitrag lieferte der Dezember mit etwas über 2%.

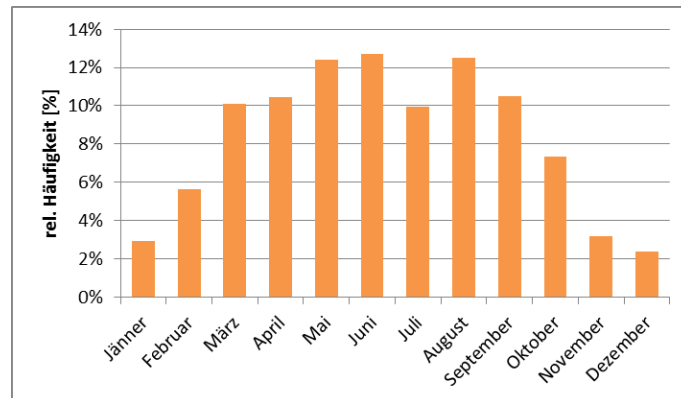


Abbildung 41: Monatliche Erträge der elektrischen Erzeugung aus Photovoltaik in Österreich 2010, bezogen auf den Jahresertrag

Zusätzlich zur Darstellung der elektrischen Erträge auf Monatsbasis ist in Abbildung 42 die jahreszeitliche Verteilung dargestellt. Bedingt durch den schlechten Juli-Ertrag konnten im Sommer mit rund 35% nur rund 2% mehr an Energieertrag erreicht werden, als im Frühling. Zusammen lieferten die beiden starken Jahreszeiten mehr als zwei Drittel der Jahresenergie. Im Winter lag die Ausbeute gerade bei 11% bezogen auf das gesamte Jahr.

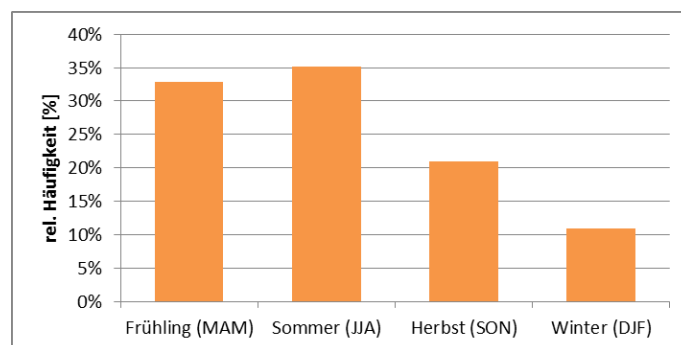


Abbildung 42: Jahreszeitliche Verteilung der elektrischen Erzeugung aus Photovoltaik, bezogen auf die Jahreserzeugung in Österreich 2010

4.5 Verbraucherlast

In diesem Abschnitt werden die charakteristischen Kenngrößen der verwendeten Lastzeitreihe analysiert.

4.5.1 Datenbasis und Aufbereitung

Für die Modellierung der Last wurden Daten auf Basis der drei Regionen durch die e-Control zur Verfügung gestellt. (5) Es wurden Energiewerte im 15-min-Raster geliefert. Es handelt sich dabei um die elektrische Abgabe an die Endkunden inklusive der Netzverluste, jedoch ohne den Verbrauch

durch Pumpspeicher nach Netzgebieten. Laut Auskunft der e-Control stimmen die Netzgebiete und Staatsgrenzen nicht genau überein, weshalb die hier dargestellten Werte minimal von den bekannten Werten aus der Statistikbroschüre (11) abweichen.

Zur weiteren Verwendung werden die regionalen Energiewerte in mittlere Leistungswerte je 15-min-Intervall umgerechnet. Für die folgenden Analysen werden die zeitschrittgenauen Summen über die drei Regionen gebildet, also das Lastprofil über alle zu den Regelzonen gehörenden Netzgebieten erstellt. Im Jahr 2010 war Österreich noch in drei Regelzonen (APG, TIRAG und VKW) eingeteilt. Seit dem 1.1.2011 bzw. dem 1.1.2012 sind die Regelzonen TIRAG bzw. VKW Teil der einzigen österreichischen Regelzone APG. Die Verfügbarkeit der Daten liegt bei 100%.

4.5.2 Leistungsanalyse

Die Analyse des zugrunde gelegten österreichischen Lastprofils hat eine Maximallast von rund 9.900 MW und eine Minimallast von rund 3.800 MW ergeben. Die relative Häufigkeitsverteilung der aufgetretenen Leistungen, unterteilt nach Klassen mit einer Breite von 200 MW, ist in Abbildung 43 dargestellt. Die am häufigsten auftretenden Leistungen liegen in den Klassen 7.600 MW und 7.800 MW.

Die maximale Leistungsänderung innerhalb eines Tages (0 bis 24 Uhr) betrug 4.140 MW, die minimale Änderung rund 1.640 MW. Es wird also nicht das gesamte Leistungsspektrum von rund 6.100 MW innerhalb eines Tages ausgenutzt. Bei der Betrachtung der Eigenschaften der Last ist stets die Tatsache eines täglichen Trends der Zeitreihe (Tagesverlauf) zu beachten.

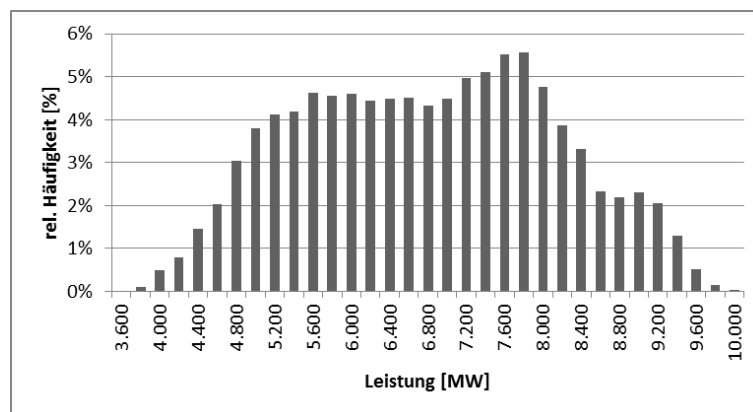


Abbildung 43: Relative Häufigkeitsverteilung der Netzausgabe ins öffentliche Netz für die österreichischen Regelzonen für das Jahr 2010 mit einer Auflösung von 200 MW, Quelle: (5) und eigene Berechnung

4.5.3 Gradientenanalyse

In Tabelle 25 (Anhang A) sind die maximalen Gradienten und Leistungsänderungen, sowie die Perzentile der Gradientenverteilung für die verschiedenen zeitlichen Betrachtungsintervalle für die Last, bezogen auf die maximal auftretende Leistung, zusammengefasst. Abbildung 44 zeigt den Vergleich der Gradientenverteilung in Form der Boxplots.

Bei der Last ist die Volatilität der Zeitreihe einerseits durch tageszeitliche Abhängigkeiten (Tag-Nacht) und andererseits durch klimatologische Einflüsse (Temperatur, Niederschlag, etc.) gegeben. Eine Grundbelastung ist jedoch stets vorhanden, die sich jedoch nicht auf die Gradienten auswirkt.

Der maximale positive Gradient liegt bei $0,37 \text{ GW/h/GW}_{\text{max}}$, der maximale negative Gradient bei $-0,29 \text{ GW/h/GW}_{\text{max}}$. Mit zunehmender Intervalldauer nehmen auch hier die Gradienten ab. Insgesamt stellt die Last eine wenig volatile Größe dar, verglichen mit der Windkraft oder Photovoltaik. Die negativen Gradienten sind absolut betrachtet stets etwas geringer als die positiven Gradienten. Die Mediane liegen auch hier jeweils nahe bei null. Der Bereich, welcher die mittleren 50% der Gradientenwerte umfasst, erstreckt sich maximal (15-min-Intervall) zwischen $-0,03 \text{ GW/h/GW}_{\text{max}}$ und $0,02 \text{ GW/h/GW}_{\text{max}}$. Der 95%-Bereich umfasst im kleinsten betrachteten zeitlichen Intervall den Bereich von $-0,07 \text{ GW/h/GW}_{\text{max}}$ bis $0,11 \text{ GW/h/GW}_{\text{max}}$ und wird mit steigender Intervalldauer enger. Im 12-h-Intervall fallen die Extremwerte und die 2,5%- bzw. 97,5%-Perzentil-Werte schon beinahe zusammen.

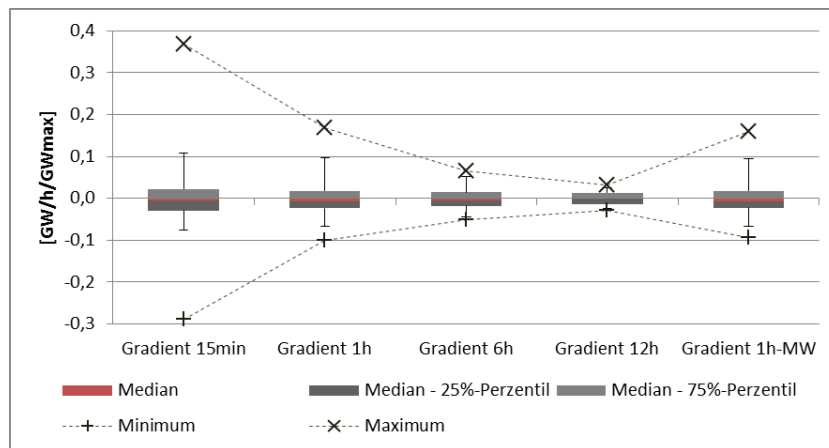


Abbildung 44: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der Leistungsgradienten der elektrischen Last für verschiedene zeitliche Intervalle, bezogen auf die maximale Leistung

In Abbildung 45 werden wiederum die maximalen Gradienten und die sich daraus ableitenden Leistungsänderungen für die Last in den fünf Intervallbereichen gegenübergestellt. Die maximalen Leistungsänderungen treten hier wiederum im 6-h- bzw. im 12-h-Intervall auf. Sie liegen im Bereich von rund $\pm 0,35 \text{ GW/GW}_{\text{max}}$, d.h. innerhalb eines halben Tages kann sich die Leistung um etwas mehr als ein Drittel des Maximalwertes ändern.

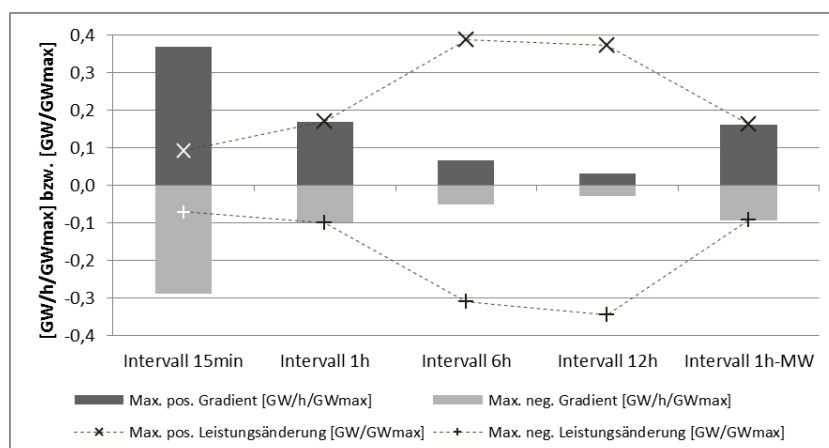


Abbildung 45: Vergleich der maximalen Gradienten und maximalen Leistungsänderungen in verschiedenen zeitlichen Intervallen für die Last in Österreich, bezogen auf die maximale Leistung

4.5.4 Energetische Analyse

Bei der gegenständlich betrachteten Zeitreihe handelt es sich um die Abgabe an die Endkunden inklusive der Netzverluste im öffentlichen Netz für die Netzgebiete innerhalb der österreichischen Regelzonen. Diese Gesamtlast betrug im Jahr 2010 rund 59,6 TWh. Die relative Verteilung des elektrischen Energiebedarfs ist in Abbildung 46 auf Monatsbasis und in Abbildung 47 auf Basis der Jahreszeiten dargestellt. Es zeigt sich in beiden Abbildungen die bekannte Tendenz, dass der Stromverbrauch im Sommer geringer ist als im Winter. In der kalten Jahreszeit liegt der Anteil bei rund 27,6%, im Sommer hingegen bei nur rund 23%.

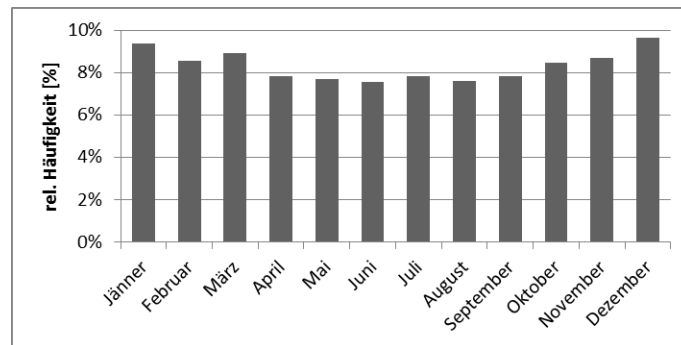


Abbildung 46: Relative Häufigkeitsverteilung des elektrischen Energiebedarfs in den österreichischen Regelzonen im Jahr 2010 auf Monatsbasis

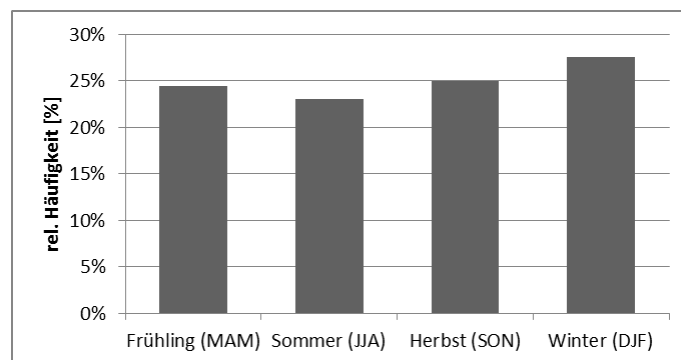


Abbildung 47: Relative Häufigkeitsverteilung des elektrischen Energiebedarfs in den österreichischen Regelzonen im Jahr 2010 nach Jahreszeiten

4.6 Gegenüberstellung der Gradienten

In diesem abschließenden Unterkapitel der Analyse der grundlegenden Zeitreihen sollen die Ergebnisse, und hier v.a. die Gradienten in den verschiedenen Zeitbereichen, miteinander verglichen werden.

In Abbildung 48 sind die Ergebnisse der Gradientenanalyse im 15-min-Intervall für die vier zuvor betrachteten Zeitreihen der elektrischen Erzeugung aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik, sowie der elektrischen Last einander gegenübergestellt. Die höchsten maximalen positiven als auch negativen Extremwerte der Gradienten treten bei der Photovoltaik auf. Sie betragen rund $\pm 2 \text{ GW/h/GW}_{\text{peak}}$. Danach folgt die Windkraft mit rund $-0,8 \text{ GW/h/GW}$ bzw. rund 1 GW/h/GW . Sowohl bei der Laufwasserkraft als auch bei der Last liegen die Maximalwerte betragsmäßig unter $0,5 \text{ GW/h/GW}_{\text{max}}$. Gemessen an den Extremwerten liegt die Volatilität der Last sogar über jener der Laufwasserkraft in diesem zeitlichen Betrachtungsintervall.

Im Vergleich zur Laufwasserkraft oder zur Last, bei denen als Bezugsgröße der maximal auftretende Leistungswert verwendet wurde, wird bei der Photovoltaik und bei der Windkraft die installierte Leistung herangezogen, um eine einfachere Skalierung zu gewährleisten. So gesehen würden die bezogenen Gradienten der beiden letztgenannten Technologien im Vergleich noch wesentlich höher ausfallen, wenn man auch hier die maximal auftretenden Werte verwenden würde. Die maximale Gleichzeitigkeit der Photovoltaikerzeugung liegt bei rund 0,7, bei der Windkraft bei rund 0,9. Die Mediane liegen bei allen vier Zeitreihen jeweils sehr nahe bei null. Die 50%- und 95%-Bereiche sind jeweils sehr schmal und z.T. auflösungsbedingt nicht darstellbar, z.B. bei der Photovoltaik.

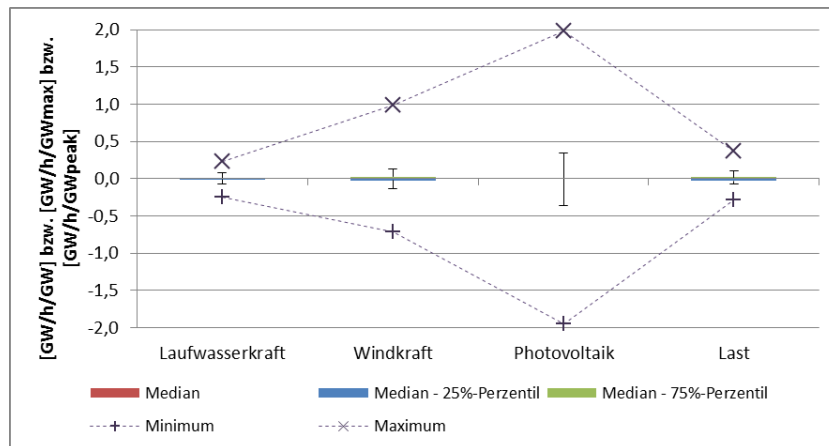


Abbildung 48: Boxplots der Gradientenverteilungen im 15-min-Intervall für die elektrische Erzeugung aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik sowie der Last, jeweils in bezogener Form

Ein qualitativ ähnliches Bild zeigt sich beim Vergleich der Gradienten im 1-h-Intervall, dargestellt in Abbildung 49. Die Extremwerte der Gradienten fallen im Vergleich zum 15-min-Intervall wesentlich geringer aus. So reduzieren sich beispielsweise die maximalen Gradienten der Photovoltaik bei vierfacher Intervalllänge auf weniger als ein Drittel. Bei der Windkraft kommt es im Vergleich dazu nur zu einer Reduktion um den Faktor 1,5 bis 1,9.

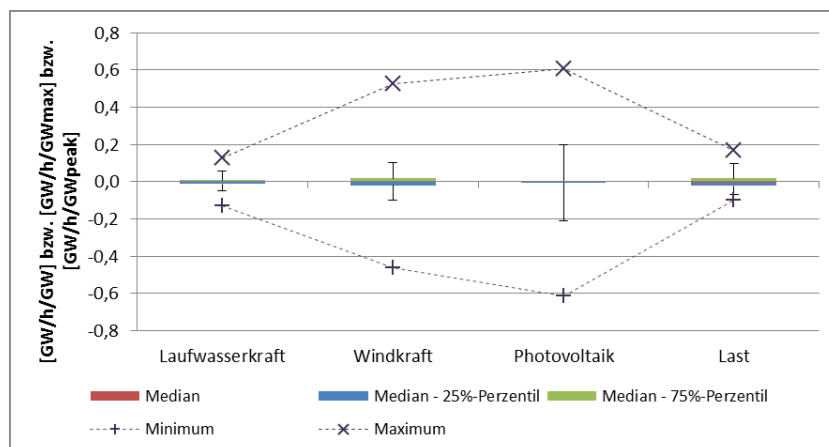


Abbildung 49: Boxplots der Gradientenverteilungen im 1-h-Intervall für die elektrische Erzeugung aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik, sowie der Last jeweils in bezogener Form

Es konnte mit den hier durchgeführten Analysen gezeigt werden, dass die Laufwasserkraft trotz der Berücksichtigung des Schwellbetriebs über alle betrachteten Intervallbereiche die geringsten Gradienten und damit verbunden auch die kleinsten Leistungsänderungen aufweist. Die Last ändert sich auch im kleinsten Betrachtungsintervall, weshalb die mittleren 50%-Bereiche stärker ausgeprägt

sind, als beispielsweise bei der Photovoltaik mit ihrer Tag-Nacht-Einspeiseabhängigkeit. Die Extremwerte der Gradienten sind bei der Photovoltaik am stärksten ausgeprägt und liegen im 15-min-Intervall beim rund Zweifachen der installierten Peak-Leistung pro Stunde.

Die Leistungsänderungen pro Zeit im 15-min-Intervall bestimmen jeweils die Leistungsfähigkeit der ausgleichenden Technologien bzgl. der Gradienten. Die längeren Intervalle sind maßgeblich für die leistungsmäßige Ausgestaltung der alternativen Technologien. So können zwar kleine, flexible Einheiten die Gradienten im 15-min-Intervall ausgleichen, jedoch verfügen sie möglicherweise nicht über die notwendige leistungsmäßige Kapazität, um größere Hübe bzw. Absenkungen beherrschen zu können, bei denen ihre Gradientenfähigkeit jedoch nicht ausgeschöpft werden muss. Für diese Aufgaben können entsprechend andere Technologien eingesetzt werden.

Die bisherigen Analysen der Gradienten beruhten allesamt auf den Einzelzeitreihen. Um die tatsächlichen Auswirkungen einer verstärkten Integration regenerativer, dargebotsabhängiger Erzeugungstechnologien auf den Flexibilitätsbedarf des Gesamtsystems zu beurteilen, bedarf es der kombinierten Betrachtung der Zeitreihen. Dadurch können ausgleichende Effekte ermittelt werden, die unter der gewichteten Gradientensumme liegen und damit den Bedarf an flexiblen Einheiten gegenüber der Einzelreihenbetrachtung verringern. Diese Analysen werden in Kapitel 6.2 durchgeführt.

5 Flexibilität regelbarer Kraftwerkseinheiten

In diesem Kapitel werden die dynamischen Eigenschaften von regelbaren thermischen und hydraulischen Kraftwerkseinheiten betrachtet. Diese Kenndaten stellen u.a. die Basis für die späteren Simulationen im Zuge der Kraftwerkseinsatzoptimierung dar.

Steuerbare Kraftwerkseinheiten werden sich bei steigenden Anteilen regenerativer Einspeisungen zukünftig neuen Herausforderungen stellen müssen. Erneuerbare Energien genießen nach der aktuellen gesetzlichen Lage einen Einspeisevorrang in das elektrische Energiesystem, d.h. wann immer Strom aus regenerativen Quellen erzeugt wird, muss dieser auch abgenommen werden. Entwickelt sich die Stromaufbringung nun weiter in Richtung höhere Nachhaltigkeit, so bedarf es regelbarer Einheiten, welche in der Lage sind, die Differenz aus Verbraucherlast und regenerativer Erzeugung – die Residuallast – zu decken.

Der Unterschied in den Anforderungen an regelbare Kraftwerkseinheiten liegt also darin, dass früher keine oder nur wenige Einspeiser am Netz waren, die sich durch eher schlechte Prognostizierbarkeit und einen sehr volatilen Einspeisecharakter auszeichnen, wie das beispielsweise bei Windkraft oder Photovoltaik der Fall ist (siehe Kapitel 4). Somit ist es in einem elektrischen Energiesystem mit einem geringen Anteil von nicht-steuerbaren Einspeisungen nur notwendig, die Dynamik der Verbraucherlast zu beherrschen. Steigert sich jedoch der Anteil dieser Technologien, so müssen auch die neu hinzugekommenen, überlagerten Dynamiken beherrscht werden. Denn für die Stabilität des Netzbetriebes ist es eine grundlegende Voraussetzung, dass die Erzeugung und der Verbrauch von elektrischer Energie zu jedem Zeitpunkt ident sein müssen. Als Bindeglied zwischen volatiler, regenerativer Aufbringung und der Last dienen eben regelbare Kraftwerkseinheiten mit unterschiedlichen dynamischen Eigenschaften.

5.1 Thermische Einheiten

Während der letzten Jahrzehnte haben sich die Anforderungen an konventionelle, thermische Kraftwerke wesentlich verändert. Lag der Fokus in den 1980er-Jahren noch auf minimalen Investitionskosten, kurzen Bauzeiten, Grundlastbetrieb und Brennstoffflexibilität, so waren es in den 1990er-Jahren die Wirkungsgrade (aufgrund gestiegener Brennstoffpreise und Umwelanforderungen), die es zu verbessern galt. Seit der Jahrtausendwende lag das Augenmerk vor allem auf der Transformation von der Grund- zur Mittellast. Diese Entwicklung wurde zusätzlich von der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte getrieben und führte zu schnelleren Lastrampen, der Absenkung der Minimallast, optimierten Anfahrvorgängen und verbessertem Verhalten zur Beteiligung an der Netzstabilisierung. (20)

In Tabelle 17 sind dynamische Kennwerte von thermischen Kraftwerken unterschiedlicher Technologien zusammengefasst. Es werden dabei einerseits Bereiche angegeben, in denen die Lastgradienten gefahren werden können. Andererseits werden für die charakteristischen Kenndaten jeweils drei Werte genannt, welche folgende Bedeutung haben: Der erste Wert stellt den jeweils heute üblichen Wert dar. Der zweite Wert stellt den aktuellen Stand der Technik dar, der mit Blick auf die zukünftigen Anforderungen optimiert wurde. Der letzte Wert stellt schließlich Potenziale dar, die durch entsprechende Optimierung erreicht werden können. (21)

Tabelle 17: Dynamische Kennwerte thermischer Kraftwerke, Quelle: selbsterstellt nach (21)

Kraftwerkstyp		Steinkohle-Dampfkraftwerk	Gas- und Dampfkraftwerk	Gasturbine solo
Lastgradient	[%P _N /min]	1,5 / 4 / 6	2 / 4 / 8	8 / 12 / 15
im Bereich	[%P _N]	40 – 90	40 – 90	40 – 90
Minimallast	[%P _N]	40 / 25 / 20	50 / 40 / 30	50 / 40 / 30
Anfahrzeit				
heiß (< 8h)	[h]	3 / 2,5 / 2	1,5 / 1 / 0,5	< 0,1
kalt (> 48h)	[h]	10 / 5 / 4	4 / 3 / 2	< 0,1

In kohlebefeuerten Dampfkraftwerken kommt es zum Zusammenspiel von vielen komplexen Teilprozessen (z.B. Wasserdampfkreislauf, Brennstoffversorgung, Lauf- und Rauchgasweg und Reststoffverwertung). Hinsichtlich der Dynamik bei Leistungsänderungen des gesamten Kraftwerkssystems ist primär die Speicher- und Ausspeichermöglichkeit in den Kohlemühlen verantwortlich. Im Hochdruckteil des Systems werden dickwandige Bauteile verwendet, welche durch ihre maximal zulässigen Temperaturgradienten die Dynamik ebenfalls limitieren. In diesem Zusammenhang spielt die Materialermüdung eine wesentliche Rolle. Die Auswirkungen dieser materialbedingten Grenze äußern sich v.a. in den An- und Abfahrprozessen und bei Laständerungen im Bereich der Mindestlast. (21)

Vergleicht man die Kennwerte für kohlebefeuerte Dampfkraftwerke mit jenen von gasbefeuerten Anlagen (Gas- und Dampfkraftwerke und Solo-Gasturbinen), so erkennt man, dass letztere im Bereich der Lastgradienten und Anfahrzeit den erstgenannten überlegen sind. Anders zeigen sich die Verhältnisse bei der Minimallast. Hier weisen Dampfkraftwerke aus Sicht der zukünftigen Anforderungen bessere, weil niedrigere, Kenndaten auf, als Anlagen mit Gas als Primärenergieträger. Dies ist technologisch bedingt durch die höheren Emissionen (NO_x, CO) im Teillastbereich.

Durch die Nutzung der Abwärme in thermischen Prozessen ist es möglich, den Anlagenwirkungsgrad erheblich zu steigern. Die Kraft-Wärme-Kopplung, also die Erzeugung von Strom bei gleichzeitiger Auskopplung von Wärme für den Zweck der Heizung oder Warmwasserbereitung, hat sich in verschiedenen technischen Ausprägungen etabliert und wird auch als Schlüsseltechnologie für die Erreichung der Klimaziele gesehen (vgl. deutsches Erneuerbare-Energien-Gesetz (19): KWK-Bonus, Technologie-Bonus). Es kann damit ein sehr hoher Brennstoffnutzungsgrad erreicht werden. Der Bedarf an Wärme vor allem für Heizungszwecke ist von einer starken jahreszeitlichen und einer tageszeitlichen Abhängigkeit gekennzeichnet. Laut österreichischem Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen wird ein Bedarfsanstieg für Fernwärme bis zum Jahr 2020 in der Höhe von 1,4 %/a angegeben. (22)

Je nach Ausführung der Kraft-Wärme-Kopplung ergeben sich andere Zusammenhänge zwischen der Strom- und der Wärmeproduktion:

- Gegendruckanlage: Werden Gegendruckturbinen für die Wärmeauskopplung verwendet, so wird der Dampf bereits im Überdruckbereich überhitzt entnommen und nicht wie bei klassischen Kondensationsturbinen bis in den Unterdruckbereich abgearbeitet. Es werden dafür die letzten Schaufelreihen der Turbinen im Niederdruckteil herausgenommen. Solche Anlagen kommen vor allem dann zum Einsatz, wenn große Mengen an Heizdampf aus Heizkraftwerken ausgekoppelt werden sollen. Es besteht hier ein direkt proportionaler Zusammenhang zwischen dem erzeugten Strom und der erzeugten Wärme, wodurch die Flexibilität hinsichtlich der Stromlieferung abnimmt.

- **Entnahmeanlage:** Bei solchen Anlagen kann Dampf bereits bei höherem Druck entnommen werden, um damit eine entsprechende Wärmenachfrage zu bedienen. Dieser Dampf wird aus dem Kreislauf entnommen, noch bevor er entsprechenden Turbinen zugeführt wurde. Solche Anlagen können über bis zu zwei Freiheitsgrade verfügen, weshalb eine weitgehend entkoppelte Strom- und Wärmeproduktion möglich ist. Dies wirkt sich wiederum positiv auf die Flexibilität der Anlage aus.

Durch die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme ist die Flexibilität der Anlagen eingeschränkt. Der Trade-off zwischen hoher Brennstoffausnutzung und eingeschränkter Flexibilität, sowie hoher Flexibilität bei schlechten (Teil-)Wirkungsgraden ist situationsspezifisch abzuschätzen.

In Tabelle 26 und Tabelle 27 (Anhang B) sind weitere Kenndaten (spezifische Emissionen, Anlagenwirkungsgrade, Blockanfahrzeiten in Abhängigkeit der Stillstandszeiten, etc.) angegeben.

5.2 Hydraulische Speichereinheiten

Neben fossilbefeuerten Anlagen verfügen auch hydraulische Einheiten über sehr gute Fähigkeiten der Regelbarkeit. Laufwasserkraftwerke werden in der gegenständlichen Betrachtung der regenerativen Grundlasterzeugung zugeordnet, wobei sie, aufgrund ihrer technischen Ausrüstung, ebenfalls für einen dynamischen Betrieb in Betracht gezogen werden können. Vor allem wenn aufgrund von existierenden hydraulischen Puffern ein Schwellbetrieb gefahren werden kann. Es bestehen jedoch diverse Einschränkungen, wie Mindestdotierungen, Schwallbedingungen, etc., die die Dynamik beschränken.

Innerhalb der Gruppe der hydraulischen Kraftwerke sind es aber vor allem die Speicher, welche sich durch besonders gute dynamische Eigenschaften auszeichnen. Die Fähigkeiten von hydraulischen Speicherkraftwerken gehen aus dynamischer Sicht zumeist weit über jene der thermischen Einheiten hinaus. In Tabelle 18 sind typische Bereiche für Umschalt- und Anfahrzeiten bei Pumpspeicherkraftwerken angegeben. Es wird dabei zwischen den beiden Technologien

- *Konventioneller Pumpspeichersatz:* z.B. KW Rosshag, KW Häusling, KW Kops II und
- *Reversible Pumpturbine:* z.B. KW Limberg II, KW Reißbeck II

unterschieden. Es zeigen sich hier beeindruckende Zeiten im Bereich von unter einer Minute bis hin zu einigen Minuten.

Tabelle 18: Umschaltzeiten von Pumpspeicherkraftwerken, Quelle: selbsterstellt nach: (23)

Technologie	St. → Tu.	St. → Pu.	Tu. → Pu.	Pu. → Tu.
konventioneller Pumpspeichersatz	60 - 90 s	80 - 110 s	80 - 110 s	40 - 120 s
reversible Pumpturbine	100 - 150 s	250 - 400 s	450 - 700 s	75 - 100 s
St.: Stillstand, Tu.: turbinieren, Pu.: pumpen				

Jedoch besteht bei hydraulischen Speichern das sehr wesentliche Problem der Begrenztheit des Energieinhaltes (Ober- und Untersee). Um diesen Sachverhalt zu untermauern, sind in Abbildung 50 die zeitlichen Verläufe der verfügbaren Summenleistungen der (Pump-)Speicherkraftwerke in Österreich lt. (24) dargestellt. Es zeigt sich, dass im Best-Case (gleichzeitiges Ablassen aller Speicher bei idealen Vorzuständen der Speicherbecken) die Summenspeicherleistung nach rund 850 h erschöpft ist. Zudem reduziert sich die verfügbare Leistung in dieser Zeit bereits sehr stark. Die Pumpspeicherleistungen reichen in beiden Richtungen für nur rund 60 h.

Die leistungsmäßige Verstärkung von hydraulischen Speichern ist durch den notwendigen Bau von zunehmend unterirdischen Druckleitungen und Kavernen sehr aufwendig, jedoch immer noch einfacher beherrschbar als eine energiemäßige Verstärkung. Dies würde neben den topografischen notwendigen Grundgegebenheiten (Fallhöhen, geeignete Täler, etc.) den Neubau von Staumauern und die Flutung der entsprechenden Gebiete bedeuten.

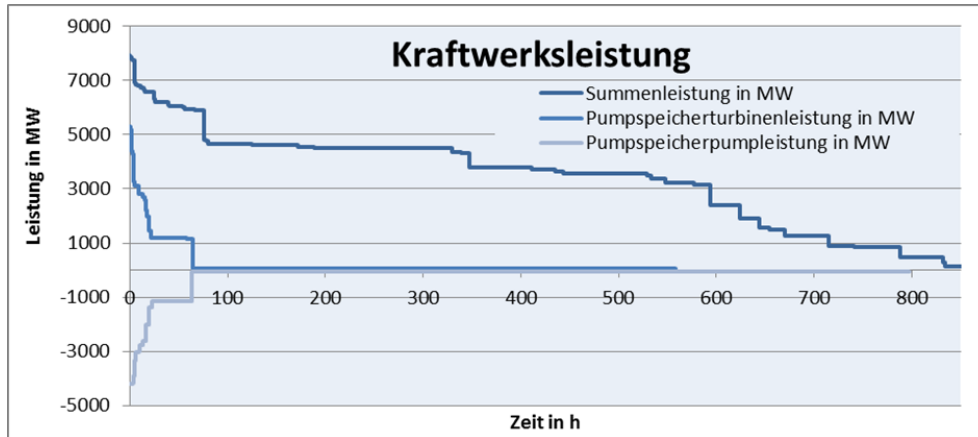


Abbildung 50: Zeitlicher Verlauf der verfügbaren Summenleistung der Kraftwerke, Quelle: (25)

Durch die zukünftig steigenden Anteile an regenerativen Erzeugungstechnologien zur Deckung der elektrischen Last werden Speicher neue Einsatzfelder vorfinden. Bisher galt es zu Starklastzeiten entsprechende Erzeugungskapazitäten bereitzustellen. Zudem spielt die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (z.B. Sekundärregelreserve) eine wesentliche Rolle im Geschäftsmodell von Speichern. Bei massiv nachhaltigen Energiesystemen wird zudem die Pumpspeicherung immer weiter an Bedeutung gewinnen, da massive Übererzeugungen durch technologiebedingte, hohe, gleichzeitige Einspeisespitzen, etwa bei der Photovoltaik, verpumpt werden müssen, um sie zu einem späteren Zeitpunkt nutzen zu können. Jedoch besteht neben den zuvor bereits erläuterten Einschränkungen hinsichtlich der leistungs- und energiemäßigen Erweiterung der Kapazität des Kraftwerksparks hier die Notwendigkeit, auch entsprechende Unterseen zu errichten.

6 Residuallastmodell

Im Rahmen dieses ersten Modellierungskapitels wird auf die Bildung der residualen Zeitreihe eingegangen, welche eine weitere Grundlage für die späteren Analysen im Rahmen der Einsatzoptimierung der steuerbaren Einheiten darstellt. Es wird dazu zuerst die Residuallast, wie sie im Rahmen dieser Arbeit verstanden wird, definiert. Danach wird auf die konkrete Bildung der Summenzeitreihe aus den einzelnen Technologiezeitreihen eingegangen, die mit Hilfe von Normierungen und szenarienbasierten Skalierungen realisiert wird.

6.1 Die residuale Zeitreihe

Unter der Residuallast wird hier in der vorliegenden Arbeit jene verbleibende Restlast verstanden, die sich nach Abzug der nicht steuerbaren, dargebotsabhängigen, regenerativen Erzeugungsanteile von der ursprünglich zu deckenden Last ergibt. Es wird dabei für jeden Zeitpunkt t diese Differenz gebildet, Gleichung (6).

$$\text{Residuallast}(t) = \text{Last}(t) - \text{reg. Erzeugung}(t) \quad \forall t \quad (6)$$

In die Gruppe der dargebotsabhängigen, regenerativen Erzeugungen fallen die Laufwasserkraft, die Windkraft, die Photovoltaik und die Biomasse. Aufgrund der Datenverfügbarkeit wird die Steuerbarkeit von Laufwasserkraftwerken mit Schwellbetrieb zu den nicht steuerbaren Erzeugern hinzugenommen. Da für die Stromerzeugung aus Biomasse keine konkreten Zeitreihen verfügbar sind, jedoch von einer hohen Jahresvolllaststundenzahl ausgegangen werden kann (siehe Kapitel 3.4), wird als Basiszeitreihe eine konstante Erzeugung über alle Zeitpunkte angenommen.

Um die residualen Zeitreihen in den einzelnen Szenarien berechnen zu können, wurden die grundlegenden, regionalen Zeitreihen der Last, sowie der dargebotsabhängigen, regenerativen Erzeugung normiert. Diese, auf Jahresenergien normierten, Zeitreihen wurden schließlich mit den korrespondierenden Szenarienenergiewerten der jeweiligen Technologien skaliert und vorzeichenrichtig kumuliert. Es entstehen damit absolute, regionale Last- und Einspeisezeitreihen für die einzelnen Technologien. Diese wurden zudem technologie- und regionsspezifisch zusammengefasst und stellen die Grundlage für die weiteren Analysen dar.

6.2 Analysen und Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die absoluten Zeitreihen der einzelnen Technologien, sowie die Residuallast analysiert. Es werden u.a. die Extremwerte der Zeitreihen, die Dauerlinien, sowie die Leistungsänderungen und Gradienten auf Basis der Szenarien gezeigt und gegenübergestellt.

6.2.1 Extremwerte

Die Extremwerte spielen bei der Systemauslegung dahin gehend eine wichtige Rolle, da sich damit bereits wesentliche Kapazitätsentscheidungen hinsichtlich der notwendigen Leistungen bei Turbinen und Pumpen ermitteln lassen. Als Extremwerte werden hier die Minima und Maxima der jeweiligen Zeitreihen verstanden.

In Abbildung 51 sind die Extremwerte der Last, sowie der regenerativen Erzeugungsformen für die drei Szenarien gegenübergestellt. Das Minimum der Last liegt im Referenzszenario 2010 bei rund 4,4 GW und steigert sich auf rund 4,8 GW im Szenario 2020 bzw. ca. 5,4 GW im Szenario 2050. Dies bedeutet eine Steigerung gegenüber dem Basisszenario um rund 9% bzw. ca. 23%. Dem gegenüber steht das Lastmaximum, das sich von rund 11,5 GW im Szenario 2010 auf rund 12,5 GW bzw. ca.

14,3 GW in den beiden weiteren Szenarien steigert. Die relativen Änderungsraten belaufen sich hier auf ca. 9% und rund 24% gegenüber dem Referenzfall.

Für die Laufwasserkraft konnten Minimalwerte von rund 1,5 GW im Referenzszenario und rund 1,65 GW in den beiden aufbauenden Szenarien ermittelt werden. Diese regenerative Quelle stellt damit stets eine gesicherte Leistung zur Lastdeckung zur Verfügung. Die Maximalwerte bewegen sich in einem Bereich zwischen rund 5 GW bzw. rund 5,7 GW. Es zeigt sich, dass die Maximalleistung der Laufwasserkraft in allen drei Szenarien über dem Minimalwert der Last zu liegen kommt. Die jahreszeitlichen Charakteristika (hohe hydraulische Erzeugung im Sommer bei gleichzeitig niedriger Last) der beiden Erzeugungsreihen begünstigen diesen Umstand weiter. Und tatsächlich tritt in den beiden ersten Szenarien zu manchen Zeitpunkten der Fall der hydraulischen Überdeckung der Last auf. Im Referenzszenario beträgt der Überschuss rund 140 MW, im Szenario 2020 rund 310 MW. Da im Szenario 2050 kein weiterer Ausbau der Laufwasserkraft gegenüber dem Szenario 2020 angenommen wird und die Last aber weiter steigt, tritt hier der hydraulische Überdeckungsfall nicht ein.

Die Windkraft kann keinen Betrag zur gesicherten Leistung liefern, da die Minimalwerte der Leistungen in allen Szenarien nahe null liegen. Dies ist v.a. durch die räumliche Konzentration der Windkraft in der österreichischen Ost-Region bedingt. Bei Großwetterlagen mit Windflaute kann dieser Fall eintreten. Die Maximalwerte entwickeln sich in den drei Szenarien proportional zu den installierten Leistungen und betragen ca. 0,9 GW im Referenzszenario 2010, ca. 2,7 GW im Szenario 2020 und ca. 3,6 GW im Fall der höchsten regenerativen Ausbaustufe. Sie liegen aufgrund von Nichtverfügbarkeiten von Anlagen und der nicht gleichzeitigen Erzeugung bei rund 90% der installierten Windkraftleistung.

Die Photovoltaik liefert ein qualitativ ähnliches Bild wie die Windkraft. Auch hier liegen die minimalen Leistungswerte bei null, wegen der Nachtstunden, aber auch bei schlechten Wetterverhältnissen. Bedingt durch die angenommene Entwicklung der installierten Leistungen dieser Erzeugungstechnologie treten im Referenzfall ca. 0,1 GW, im Szenario 2020 rund 0,8 GW und mit Szenario 2050 ca. 9,8 GW als maximaler Leistungswert auf. Wie bereits oben erläutert, liegt hier der maximale Leistungswert bei rund 70% der installierten Modulleistung.

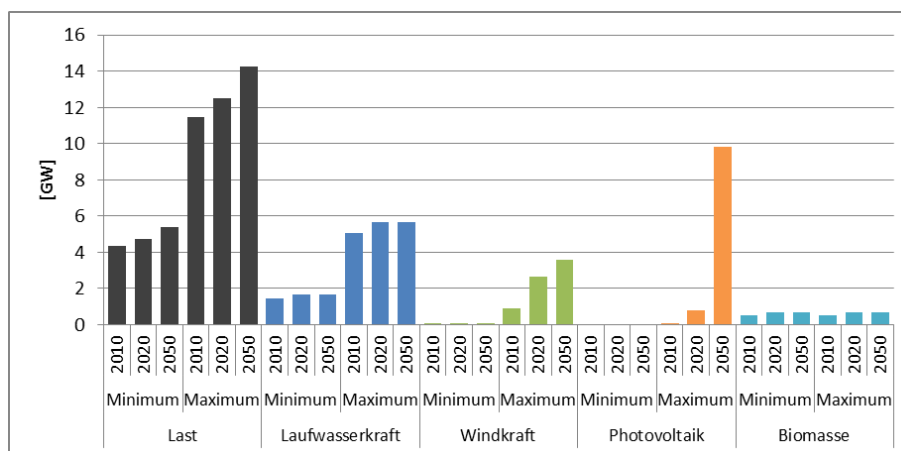


Abbildung 51: Entwicklung der Extremwerte der Last und der regenerativen Erzeugungstechnologien für Österreich auf Szenarienbasis

Ebenfalls weiter oben bereits erwähnt wurde, dass die Biomasse als Banderzeugung über das Jahr angesehen wird und dementsprechend die Maxima und Minima in den jeweiligen Szenarien gleich

sind. Sie betragen rund 0,5 GW im Referenzszenario und rund 0,7 GW in den beiden darauf aufbauenden Szenarien.

Die Entwicklung der regenerativen Erzeugung, sowie der Residuallast sind in Abbildung 52 gegenübergestellt. Die regenerative Erzeugung setzt sich aus den Anteilen von Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Biomasse zusammen. Bei der Bildung der regenerativen Erzeugungsreihe spielt nun die Gleichzeitigkeit der Erzeugung eine wesentliche Rolle. Da die Einspeiseminima und -maxima zeitlich nicht zusammenfallen müssen, kann hier keine einfache Summenbildung der in Abbildung 51 gezeigten Werte vorgenommen werden. Die Minimalwerte der drei Szenarien liegen alle in einem sehr ähnlichen Bereich von rund 2,2 GW bis etwa 2,6 GW. Diese gesicherte Leistung ist vor allem auf die Laufwasserkraft und die Biomasseverstromung zurückzuführen. Die einfache Addition der Minima ergibt eine gesicherte Leistung von rund 2 GW bis 2,3 GW. Durch die Kopplung verschiedener Erzeugungstechnologien ist ein entsprechender Gewinn in Form einer höheren gesicherten Leistung erreichbar. Sehr unterschiedliche Werte innerhalb der drei Szenarien zeigen sich beim maximalen Leistungswert der regenerativen Erzeugung. Ausgehend von rund 6,2 GW im Basisszenario steigt dieser Wert auf rund 9,1 GW im Szenario 2020 und auf rund 18,4 GW im Szenario 2050. Im mittleren Szenario kommt es damit zu einer Steigerung des Maximalwertes um rund 50% gegenüber dem Basisfall. Im dritten Szenario liegt der höchste auftretende Wert sogar beim Dreifachen des Referenzwertes.

Die entscheidende Größe für die Auslegung des steuerbaren Anteils des betrachteten elektrischen Energiesystems ist die Residuallast, gebildet aus der Differenz von Last und regenerativer Erzeugung. Der Minimalwert ist betragsmäßig gleich der notwendigen Pumpleistung und der Maximalwert ist gleich der notwendigen Turbinenleistung, wenn davon ausgegangen wird, dass keine nachhaltig erzeugte Energie vernichtet werden darf und keine Unterversorgung auftreten soll.

Im Bereich der minimalen Leistungswerte zeigt sich, dass es in allen Szenarien Zeitpunkte gibt, in denen die regenerative Erzeugung die Last überdeckt, d.h. mehr regenerative Erzeugung am Netz ist, als gleichzeitig durch die Verbraucher benötigt wird. Diese Werte bewegen sich von rund -1 GW im Basisfall, über rund -2,1 GW im Szenario 2020 und bis zu -10,1 GW im Extremfall des massiv regenerativen Szenarios. Dies ist in erster Linie auf die hohe installierte PV-Leistung zurückzuführen. Da die regenerativ erzeugte Energie in diesen Fällen nicht zum direkten Zeitpunkt ihrer Erzeugung vollständig durch die Abnehmer verbraucht werden kann, ist es notwendig, sie zu speichern. Es entstehen dadurch zwar Verluste, jedoch kann nur so gewährleistet werden, dass keine nachhaltige erzeugte elektrische Energie verworfen werden muss. Im Szenario 2050 würde dies jedoch eine Pumpleistung von rund 10 GW bedingen. Für die späteren Simulationen im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung ist es daher notwendig, die Pumpleistung von den potenziell vorhandenen 3,2 GW auf rund 10 GW zu erhöhen, um die Lösbarkeit des Modells auf Grundlage der vorhandenen Kraftwerkskapazitäten überhaupt zu ermöglichen. Durch die Speicherverluste reduziert sich der Anteil der regenerativen Energie am Endverbrauch.

Im Gegensatz zum Minimalwert der Residuallast ändert sich der Maximalwert nicht so massiv. Ausgehend von einer Leistung von rund 8,5 GW im Basisszenario steigt er auf ca. 9 GW im Szenario 2020 bzw. rund 10,7 GW im Szenario 2050.

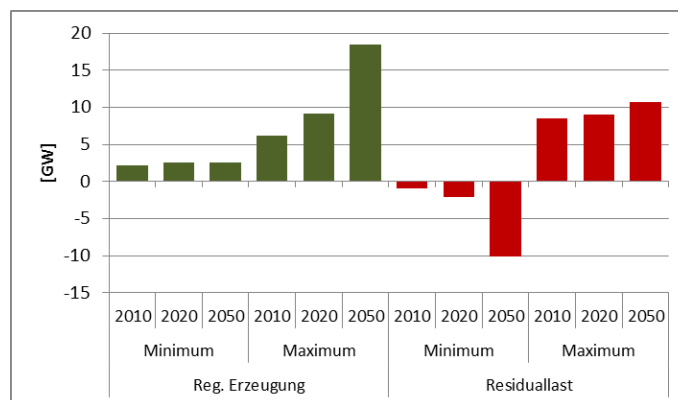


Abbildung 52: Entwicklung der Extremwerte von regenerativer Erzeugung und Residuallast für Österreich

Bisher wurde die Betrachtung der Maximalwerte immer für Österreich durchgeführt, d.h. es wurden zu allen Zeitpunkten die entsprechenden Summen der regenerativen Erzeugung, Lasten, etc. gebildet und analysiert. Zusätzlich ist auch eine Analyse auf Basis der Regionen möglich.

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 53, Abbildung 54, Abbildung 55, Abbildung 56) zeigen die szenarienbedingten Entwicklungen der Extremwerte für die Last, die Laufwasserkraft, die regenerative Erzeugung, sowie für die Residuallast kumuliert und auf Regionsbasis. Zusätzlich ist jeweils zum Vergleich der österreichische Wert angegeben. Mit diesen Abbildungen sollen einerseits die regionalen Extrema gezeigt werden, andererseits soll auf den Effekt des überregionalen Ausgleichs hingewiesen werden.

Bei der Last zeigt sich, dass sowohl die Minima als auch die Maxima in den einzelnen Regionen annähernd zeitgleich auftreten, da die kumulierten Regionswerte in etwa gleich den österreichischen Werten sind. Es treten in diesem Fall also nur geringe Ausgleichseffekte durch die Verbindung der Regionen auf.

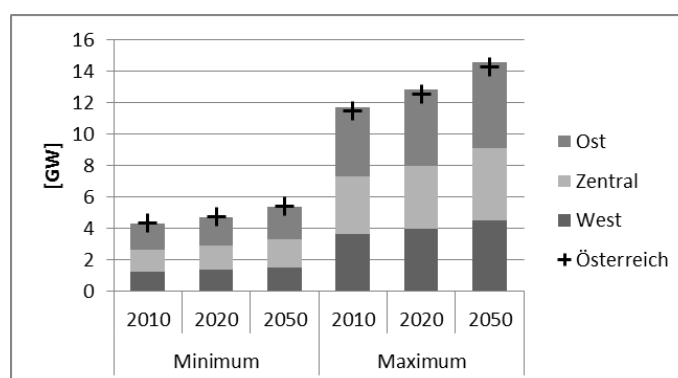


Abbildung 53: Entwicklung der regionalen Extremwerte der Last im Vergleich zum österreichischen Wert

Ein anderes Bild zeigt sich bei der Laufwasserkraft. Hier liegen die kumulierten Summen der Minima in allen Szenarien wesentlich unter dem Österreich-Wert, d.h. durch die Verknüpfung der Regionen mittels Übertragungsleitungen kann eine höhere gesicherte Leistung erreicht werden. Der österreichische Wert liegt in allen Szenarien rund ein Drittel über jenem des kumulierten Regionswertes. Die Maxima hingegen treten in allen Regionen annähernd zeitgleich auf, weshalb die österreichischen Werte nur geringfügig unter den kumulierten Regionswerten liegen.

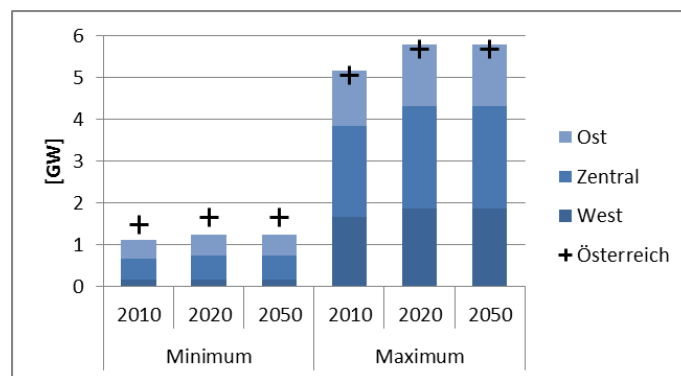


Abbildung 54: Entwicklung der regionalen Extremwerte der Laufwasserkraft im Vergleich zum österreichischen Wert

Auch bei der gesamten regenerativen Erzeugung macht sich der überregionale Ausgleichseffekt positiv bemerkbar. So steigt die gesicherte Leistung in Österreich um rund 22% in allen Szenarien gegenüber den kumulierten Regionsminima. Bedingt durch die einheitlichen Erzeugungsprofile für Windkraft, Photovoltaik und Biomasse in allen Regionen ist der Effekt bei den Leistungsspitzenwerten leider nur schwach ausgeprägt und wird ausschließlich durch die Laufwasserkraft getragen. Jedoch hat sich in deren Detailanalyse bereits gezeigt, dass auch bei dieser Technologie die maximalen Leistungswerte nahezu gleichzeitig in allen Regionen auftreten.

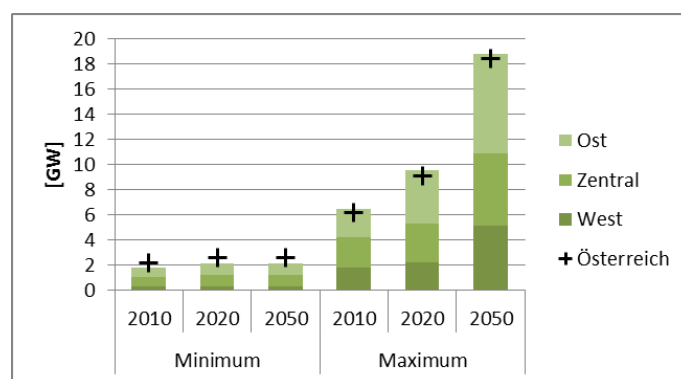


Abbildung 55: Entwicklung der regionalen Extremwerte der regenerativen Erzeugung im Vergleich zum österreichischen Wert

Bei der Residuallast kommt es nun zur Überlagerung der Ausgleichseffekte der Last und jener der nachhaltigen Erzeugung. In Abbildung 56 sind die Ergebnisse grafisch veranschaulicht. In den beiden ersten Szenarien 2010 und 2020 wird durch den überregionalen Ausgleich die Minimallast absolut betrachtet jeweils um mehr als ein Drittel reduziert. Es sinkt damit der Bedarf an Pumpleistung wesentlich. Würde keine Verknüpfung der Regionen bestehen, so müsste in Summe wesentlich mehr Pumpleistung zur Systembilanzierung installiert werden. Im Szenario 2050 dominiert vor allem die Photovoltaik. Die absolute Einsparung an Pumpleistung in diesem Szenario beträgt rund 0,3 GW, bezogen auf die kumulierte Regionssumme liegt sie nur bei rund 3%. Auch im Bereich der höchsten Leistungswerte ergeben sich in allen Szenarien nur geringfügige Ausgleichseffekte im Bereich von rund 3% bezogen auf die Regionsextremwertsummen.

Für die Windkraft, die Photovoltaik, sowie für die Biomasse ergeben sich methodisch bedingt keine regionalen Ausgleichseffekte, da einheitliche Zeitreihen für das gesamte Bundesgebiet angenommen wurden.

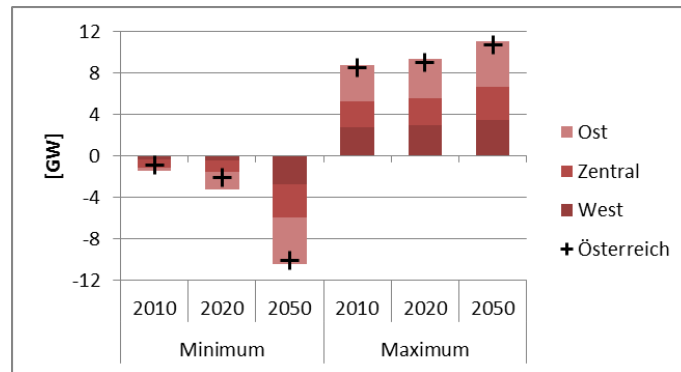


Abbildung 56: Entwicklung der regionalen Extremwerte der Residuallast im Vergleich zum österreichischen Wert

6.2.2 Häufigkeiten

In der Abbildung 57 sind die relativen Häufigkeitsverteilungen der Residuallast für die drei Szenarien dargestellt. Im Basis-Szenario 2010 erstreckt sich die Verteilung von den Klassen 0 GW bis 8 GW und ist sehr symmetrisch. Die meisten Residuallastwerte, rund 20%, liegen in diesem Szenario in der 4-GW-Klasse, also zwischen 3,5 GW und 4,5 GW. Leichte Abweichungen von der symmetrischen Form der Verteilung zeigen sich im Szenario 2020. Zudem ist die Häufigkeitsverteilung gegenüber dem Basis-Szenario verbreitert und erstreckt sich zwischen den Klassen -2 GW und 9 GW. Im Szenario 2050 ist schließlich keine Symmetrie in der Verteilung mehr erkennbar. Vielmehr zeichnet sie sich durch das häufige Auftreten von Leistungen in den negativen Klassen aus. Rund 280 von 35.040 Residuallastwerten liegen unterhalb von -6,5 GW. Auch im positiven Bereich übersteigt die Häufigkeitsverteilung im nachhaltigen Szenario 2050 die maximalen Werte der anderen Szenarien.

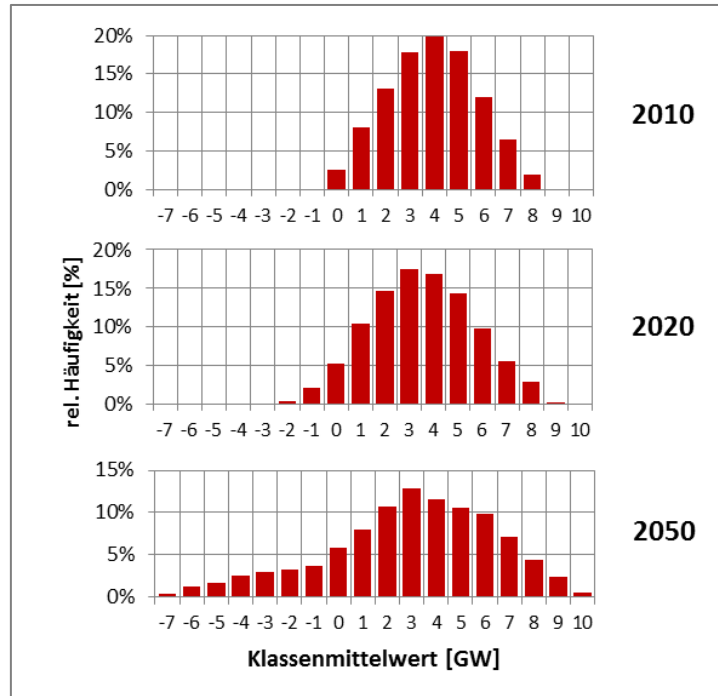


Abbildung 57: Relative Häufigkeitsverteilungen der Residuallasten der drei Szenarien

6.2.3 Dauerlinien

Die Analysen in Kapitel 6.2.1 liefern als Ergebnis die Extremwerte der jeweiligen Erzeugungstechnologien, der Last, sowie deren Kombination in Form der residualen Last. Für eine bedarfsgerechte Systemauslegung gilt es nun zu ermitteln, wie häufig diese Extremwerte tatsächlich

auftreten. Um darüber eine Aussage treffen zu können, werden in diesem Abschnitt Jahresdauerlinien eingesetzt. Diese zeigen sehr gut, in wie vielen Stunden pro Jahr ein gewisser Leistungswert über- bzw. unterschritten wird. Damit ist es möglich Aussagen darüber zu treffen, ob es beispielsweise Sinn macht, einige wenige hohe Erzeugungsspitzen zu begrenzen und im Gegenzug dafür Pumpleistung einzusparen.

Die Abbildung 58 zeigt die gesamten Jahresdauerlinien der Residuallast für die drei Szenarien. Zudem sind in Abbildung 59 die Randbereiche dieser Dauerlinien im Detail dargestellt und Abbildung 60 zeigt die Nulldurchgänge der drei sortierten Leistungskennlinien.

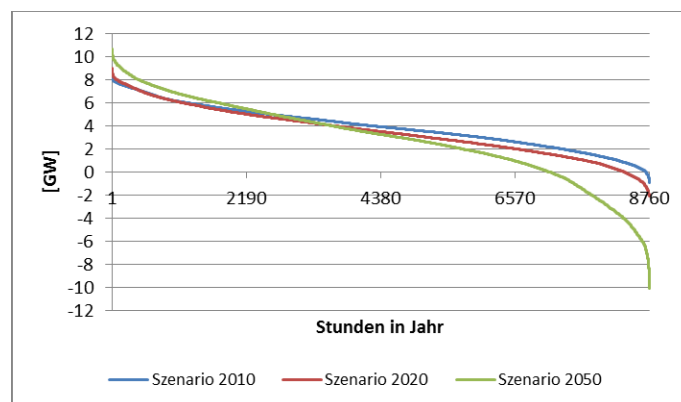


Abbildung 58: Jahresdauerlinie der Residuallast für die drei Szenarien für Österreich

Wie bereits bei der vorangegangenen Analyse zeigt sich auch hier, dass die Extremwerte im Verlauf der Szenarien absolut betrachtet sehr wesentlich zunehmen. Zudem zeigt sich aber, dass diese sehr hohen bzw. sehr niedrigen Leistungen nur in einigen wenigen Stunden pro Jahr auftreten. Sehr wesentlich zeigt sich dies u.a. bei der notwendigen Pumpleistung (Abbildung 59 rechts). Beschränkt man beispielsweise die regenerative Einspeisung in den 100 h mit der niedrigsten Residuallast, so kann die Pumpleistung in allen Szenarien erheblich reduziert werden. Im sehr nachhaltig geprägten Szenario 2050 könnte die benötigte Pumpleistung von 10 GW auf rund 6 GW verringert werden, was einer Einsparung von 40% entspricht. Würde man die Residuallast auf -6 GW beschränken, so würde damit lediglich regenerative Energie in der Höhe von rund 110 GWh ungenutzt bleiben. Dies entspricht rund 0,13% des Verbrauches in diesem Szenario. Beschränkungen im oberen Leistungsbereich der Residuallast könnten vor allem durch lastseitige Maßnahmen realisiert werden.

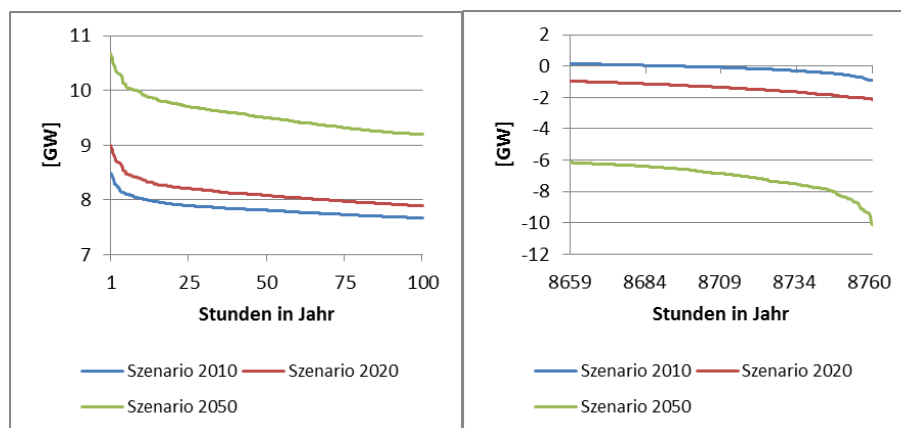


Abbildung 59: Detailausschnitte der Jahresdauerlinie für die drei Szenarien für Österreich; links: die 100 h höchster Residuallast, rechts: die 100 h niedrigster Residuallast

Auch die Nulldurchgänge der Jahresdauerlinien verschieben sich mit den unterstellten Szenarien. Tritt der Nulldurchgang im Basisszenario bei rund 8.700 h auf, so verschiebt er sich zu rund 8.330 h im Szenario 2020 bzw. zu ca. 7.100 h im Szenario 2050. Oder anders ausgedrückt sind es im Referenzfall lediglich rund 60 h, in denen es zu einer Überdeckung der Last kommt. In den beiden aufbauenden Szenarien passiert es bereits rund 430 h (ca. 5% der Jahresstunden) bzw. ca. 1.660 h (ca. 19% der Jahresstunden), dass die regenerative Erzeugung aus Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Biomasse die Last übersteigt.

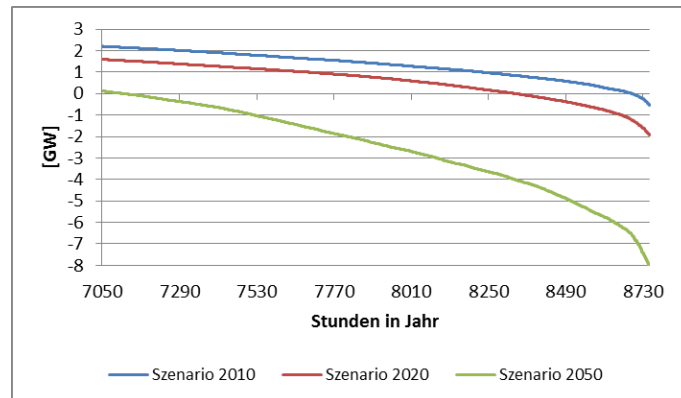


Abbildung 60: Detailausschnitt der Jahresdauerlinie für die drei Szenarien: Nulldurchgänge

Bisher wurden stets die Jahresdauerlinien der Residuallast in den einzelnen Szenarien betrachtet. Dabei sind Ausgleichseffekte durch das nicht-gleichzeitige Auftreten von Extremwerten bereits berücksichtigt. Da für die gegenständlichen Betrachtungen jedoch drei Regionen mit einem jeweils individuellen Charakter in der Erzeugung und im Verbrauch von elektrischer Energie angenommen werden, können auch die regionalen Dauerlinien analysiert werden. Diese regionalen Dauerlinien der Residuallast für die drei Szenarien sind in Abbildung 61, Abbildung 62 und Abbildung 63 dargestellt. Durch die regionalen Analysen können auch erste Rückschlüsse auf die notwendigen Leitungskapazitäten gezogen werden.

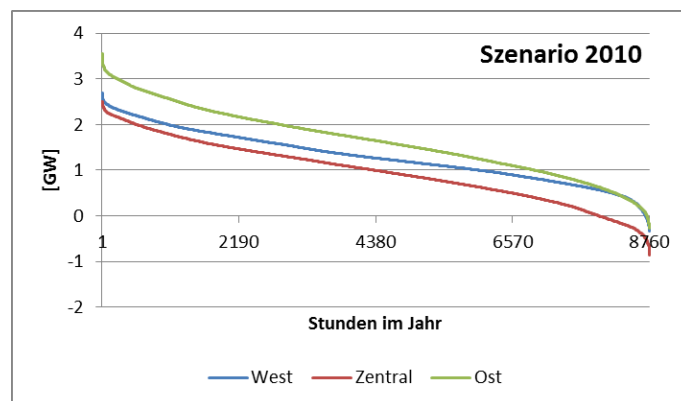


Abbildung 61: Regionale Jahresdauerlinien der Residuallast für das Szenario 2010

Der höchste regionale Leistungswert der Residuallast tritt in allen drei Szenarien jeweils in der Ost-Region auf und steigert sich von rund 3,6 GW im Basisszenario auf rund 4,4 GW im Szenario 2050. Die negativsten Leistungswerte werden im Basisszenario noch in der Zentral-Region mit rund 0,9 GW verzeichnet. Im Verlaufe der Szenarien befindet sich der negativste Residuallastwert schließlich in der Ost-Region. Der Wert bewegt sich von -1,7 GW im Szenario 2020 bis rund -4,4 GW im massiv

nachhaltigen Szenario 2050. In den beiden aufbauenden Szenarien ist demnach in der Ost-Region die maximale Spreizung zwischen minimalem und maximalem Residuallastwert situiert.

Auch die Nulldurchgänge der Residuallastdauerlinien unterscheiden sich bezüglich der Regionen und der Szenarien. Waren es in den West- und Ost-Regionen im Basisszenario noch rund 40 h/a bis 60 h/a, in denen eine Überdeckung der regionalen Last aufgetreten ist, so waren es im Szenario 2020 bereits etwas mehr als 100 h/a in der West-Region und rund 900 h/a in der Ost-Region. In der Zentral-Region wurde im Basisfall der Nulldurchgang bereits bei 7.950 h/a erreicht. Insgesamt zeigt sich, dass die Überdeckung in den angenommenen Szenarien immer höhere zeitliche Anteile erreicht. Im Szenario 2050 wird in der Ost-Region bereits bei rund 2000 h/a die regionale Last durch die regenerative Erzeugung überdeckt. Da in der Ost-Region keine hydraulischen Speicher vorhanden sind, muss die überschüssige Energie zu den Speichern in der West-Region übertragen oder in einer anderen Region verbraucht werden. Durch die steigende Häufigkeit der nachhaltigen Lastüberdeckung wird aber immer öfter die Möglichkeit der Speicherung in Betracht gezogen werden müssen. Um diese Energien übertragen zu können, sind entsprechende Netzkapazitäten notwendig, die die Leistungen aufnehmen können.

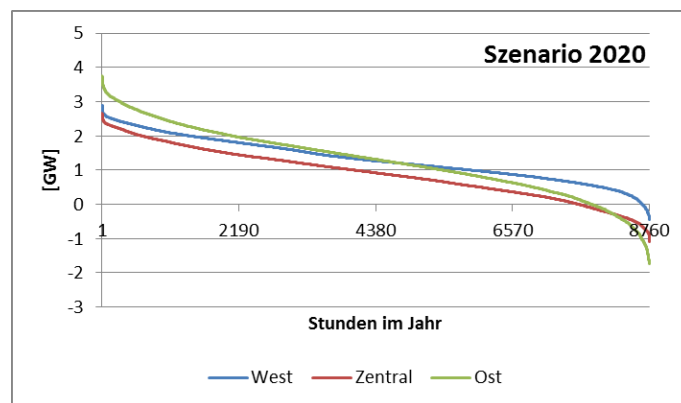


Abbildung 62: Regionale Jahresdauerlinien der Residuallast für das Szenario 2020

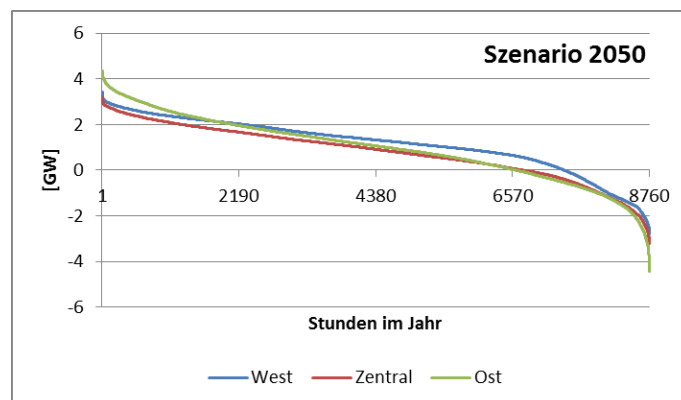


Abbildung 63: Regionale Jahresdauerlinien der Residuallast für das Szenario 2050

Neben szenarien- und regionsbasierten Jahresdauerlinienanalysen wird dieses Werkzeug noch erweitert, um einen Eindruck davon zu bekommen, wie sich die klassische Lastaufteilung nach Grund-, Mittel- und Spitzenlast im Laufe der Szenarien verändert. Es wird dafür angenommen, dass die Grundlast jenen Leistungsbereich umfasst, der zumindest 6.000 h/a benötigt wird. Positive Leistungen, die weniger als 2.000 h/a auftreten, werden als Spitzenlast bezeichnet. Dazwischen liegt die Mittellast. Die Überlast umfasst den gesamten negativen Leistungsbereich und wird als vierter

Bereich neu in die klassische Lastaufteilung eingeführt. In Abbildung 64, Abbildung 65 und Abbildung 66 sind noch einmal die Jahresdauerlinien der Residuallast für die drei Szenarien für Österreich dargestellt. Zudem sind die vier Bereiche Grund-, Mittel-, Spitzen- und Überlast gekennzeichnet.

Im Referenzszenario 2010 tritt der höchste Grundlastanteil aller drei Szenarien auf. Er umfasst einen Leistungsbereich von rund 3 GW. Dieser Anteil sinkt im Verlauf der Szenarien auf 2,4 GW bzw. 1,7 GW ab. Der leistungsmäßige Anteil der Grundlast beträgt damit im Szenario 2050 nur mehr etwas mehr als die Hälfte des vergleichbaren Wertes im Basisszenario. Im Vergleich zur maximal auftretenden Residuallast sinkt der Grundlastanteil sogar von rund 35% im Basisfall, über rund 27% im Szenario 2020 bis auf rund 16% im nachhaltigsten Szenario.

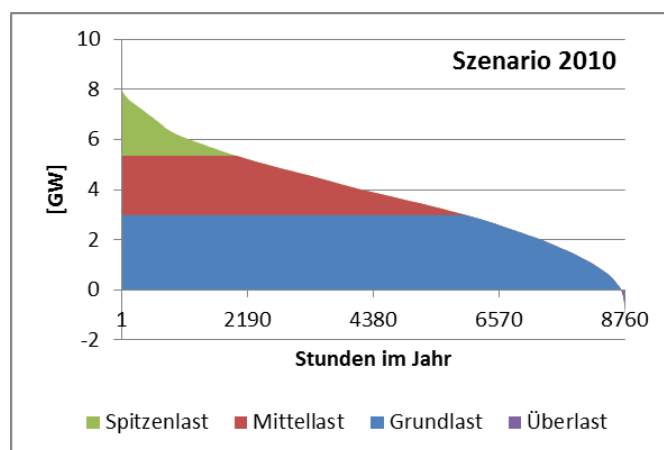


Abbildung 64: Leistungsverteilung auf Grund-, Mittel-, Spitzen- und Überlast für das Szenario 2010

Die Anteile der Mittellast belaufen sich auf ca. 2,4 GW im Basisfall, ca. 2,7 GW im Szenario 2020 und rund 4 GW im Szenario 2050. Es zeigt sich hier also eine deutliche absolute Steigerung dieses Bereiches. Bezogen auf die maximal auftretende Residuallast in Österreich steigt ihr Anteil von rund 28% im Szenario 2010 auf 37% im Szenario 2050.

Der Spitzenlastanteil, also jener Leistungsbereich der nur weniger als 2000 h/a Verwendung findet, nimmt ebenfalls im Laufe der Szenarien zu. Beträgt er im Basisszenario noch rund 3,1 GW, so sind es im mittleren Szenario bereits 3,9 GW und im regenerativen Szenario 2050 über 5 GW. Gegenüber dem Basisfall ist demnach eine Steigerung von rund 2 GW oder ca. 65% notwendig, um auch die höchsten Residuallastspitzen decken zu können.

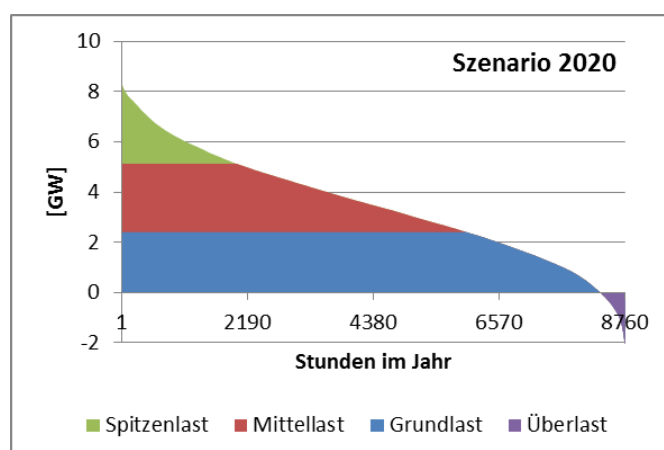


Abbildung 65: Leistungsverteilung auf Grund-, Mittel-, Spitzen- und Überlast für das Szenario 2020

Die wesentlichsten Auswirkungen zeigen sich aber bei der Überlast, wenn also das aktuell verfügbare regenerative Angebot die aktuelle Last übersteigt. Im Basisfall liegt die minimale Residuallastleistung bei rund 0,9 GW. Im Szenario 2020 sind es bereits 2,1 GW und im Szenario 2050 zirka 10,1 GW. Es kommt in diesem Bereich im Verlaufe der Szenarien zu mehr als einer Verzehnfachung der notwendigen Leistungskapazitäten. Die minimale Residuallast liegt damit betragsmäßig bereits im Bereich der maximalen Residuallast im knapp zweistelligen Gigawattbereich.

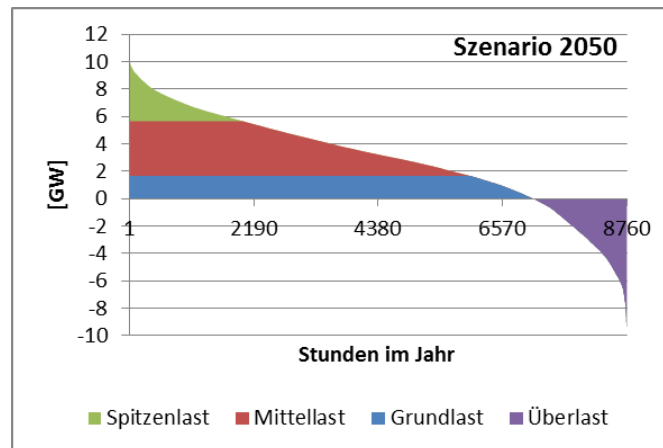


Abbildung 66: Leistungsverteilung auf Grund-, Mittel-, Spitzen- und Überlast für das Szenario 2050

In Abbildung 67 sind noch einmal für die drei Szenarien und die vier Lastbereiche die Ergebnisse hinsichtlich der maximalen Leistungen der Bereiche zusammengefasst.

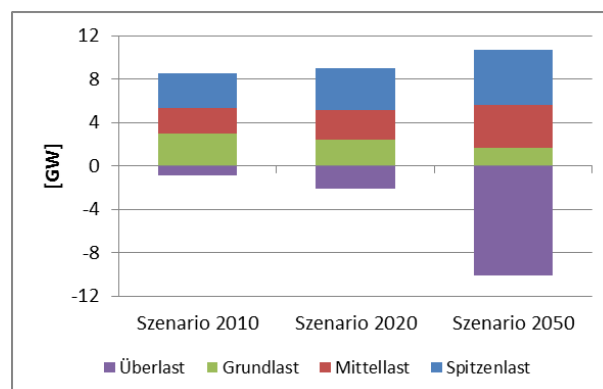


Abbildung 67: Leistungen von Grund-, Mittel-, Spitzen- und Überlast für die drei Szenarien

Neben den Leistungsbetrachtungen soll abschließend auch noch ein Blick auf die Energieinhalte der Bereiche der Lastaufteilung geworfen werden. Die entsprechenden Ergebnisse sind in Abbildung 68 dargestellt. Wie auch bei den Leistungen zeigt sich der Rückgang der Grundlast auch hinsichtlich der Energieinhalte. Im Basisfall beinhaltet die Grundlast rund zwei Drittel der elektrischen Energie der Residuallast, dies sind rund 23 TWh. Im Szenario 2020 entfallen auf die Grundlast zur Deckung der Residuallast nur mehr rund 18 TWh bzw. rund 58% bezogen auf den Gesamtenergieinhalt der Residuallast. Im nachhaltigsten Szenario sind es schließlich nur mehr rund 11 TWh, welche auf die Grundlast entfallen. Die Energieinhalte der Mittellast steigen im Verlaufe der drei Szenarien von rund 9,4 TWh auf ca. 15,8 TWh. Ebenso erhöht sich der Energieinhalt der Spitzenlast von 2 TWh auf 2,9 TWh.

Sehr wesentliche Veränderungen gibt es auch beim Energieinhalt der Überlast. Dieser spielt im Basisszenario mit 0,02 TWh eine untergeordnete Rolle. Im Szenario 2020 beläuft sich der

energetische Inhalt der negativen Residuallast auf 0,3 TWh und damit bereits auf das rund 15-fache des Basisfalls. Im massiv nachhaltigen Szenario steigt der Energieinhalt schließlich sehr wesentlich auf 4,5 TWh an. Diese Energie muss, unter Berücksichtigung eines Einspeicherwirkungsgrades, zwischengepuffert werden können, wenn keine nachhaltig erzeugte elektrische Energie verworfen werden darf. Für eine genaue Größenangabe der notwendigen Speicherkapazität sind jedoch weiterführende Zeitreihenanalysen notwendig, da das Zusammenspiel aus Pump- und Turbinenbetrieb, sowie der natürliche Zufluss hier weitere Einflussfaktoren darstellen.

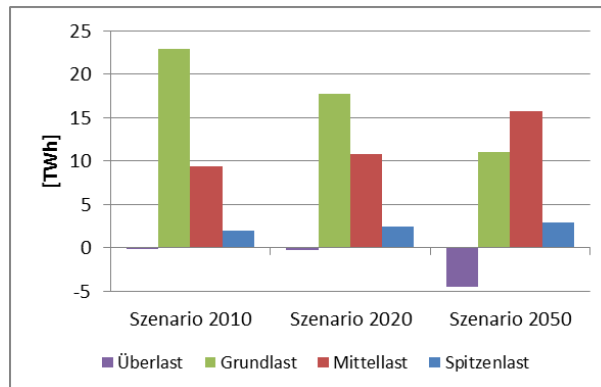


Abbildung 68: Energieinhalte von Grund-, Mittel-, Spitzen- und Überlast für die drei Szenarien

Zusammengefasst lässt sich nach der Dauerlinienanalyse sagen, dass sowohl die positiven als auch die negativen Maximalwerte der Residuallast in den unterschiedlichen Szenarien immer nur an wenigen Stunden im Jahr auftreten. Für die Systemauslegung gilt es daher abzuschätzen, ob eine Beschränkung der regenerativen Einspeisung oder lastseitige Maßnahmen dazu beitragen können, teure Spitzenkapazitäten sowohl im Turbinen- als auch im Pumpbereich einzusparen.

Darüber hinaus zeigt sich, dass mit steigenden Anteilen regenerativer Einspeisung die Zeitpunkte der Überdeckung der Last mit Strom aus regenerativen Quellen zunehmen. Diese Energiemengen müssen in Speicher gepuffert werden, um sie zu einem späteren Zeitpunkt nutzbar machen zu können. Der Grundlastanteil wird durch steigende nachhaltige Anteile gesenkt. Es kommt zu einer Verschiebung der Anteile in Richtung Mittel- und Spitzenlast, sowohl in energetischer, wie auch in leistungsmäßiger Hinsicht.

Schließlich bestehen auch sehr wesentliche regionale Unterschiede in den Dauerlinien der Residuallasten. Der Maximalwert tritt, bedingt durch den höchsten Lastanteil, stets in der Ost-Region auf. Bei steigenden regenerativen Anteilen tritt schließlich auch der niedrigste Werte in dieser Region auf. Wegen der zugrunde gelegten Netztopologie und der Speicheranordnung im System können damit Rückschlüsse auf notwendige Übertragungskapazitäten gezogen werden.

6.2.4 Gradienten und Leistungsänderungen

In einem letzten Unterpunkt der Analyse der Residuallast werden die Gradienten und Leistungsänderungen betrachtet. Es wird dabei wieder auf die in Kapitel 4.1 eingeführte spezielle Darstellung der Häufigkeitsverteilungen zurückgegriffen, um damit eine Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien herzustellen. In den folgenden Darstellungen werden zudem je Verteilung zwei weitere Kennwerte (Summen-Minimum und Summen-Maximum) eingeführt. Das sind die kumulierten Minima bzw. Maxima der regionalen Gradientenanalysen. Es soll damit gezeigt werden, welche Auswirkungen die Verknüpfung von Regionen durch Übertragungsleitungen auf die Leistungsgradienten hat.

Die Analyse der Gradienten der Residuallast gibt Aufschluss darüber, welche Dynamik die regelbaren Einheiten, die zum Erzeugungs-Verbrauchs-Ausgleich eingesetzt werden, aufweisen müssen, um ihrer zugeordneten Aufgabe nachkommen zu können. Aufgrund der Betrachtung unterschiedlicher zeitlicher Intervalle (15 min, 1 h, 6 h und 12 h) ist neben der primären Aussage auch eine Analyse der notwendigen längerfristigen Leistungskapazitäten möglich. Denn sehr flexible, jedoch leistungsmäßig kleine Einheiten können ev. kurzfristige, sehr hohe Gradienten beherrschen. Ihnen fehlt jedoch die Möglichkeit, dies über einen großen Leistungsbereich zu ermöglichen. Größere, dafür unflexiblere Einheiten können dagegen über einen großen Leistungsbereich geringere Gradienten liefern. Das Zusammenspiel dieser beiden Typen soll es ermöglichen, sämtliche Gradienten möglichst wirtschaftlich, d.h. mit, an die Notwendigkeiten, angepassten Kapazitäten, zu beherrschen.

Die Abbildung 69 zeigt die Ergebnisse der Gradientenanalysen für das 15-min-Intervall. Für das Basisszenario 2010 zeigt sich, dass der maximale positive bzw. negative Gradient innerhalb der Viertelstunde bei 3,7 GW/h bzw. -3,3 GW/h liegt. Umgelegt auf die Leistungsänderung bedeutet dies maximal rund 0,9 GW bzw. -0,8 GW in 15 min. Verglichen mit den Summenextrema der drei Regionen, welche sich zu 5,1 GW/h bzw. -4,6 GW/h ergeben, ist damit eine Verringerung in beiden Fällen von rund 40% bezogen auf den Österreich-Wert erreichbar. Durch die Verknüpfung der drei Regionen mit Übertragungsleitungen muss ein wesentlich geringerer Gradient beherrscht werden, als in Summe in den individuellen Regionen notwendig wäre. Das 25%- bzw. das 75%-Perzentil liegen im 15-min-Intervall bei -0,3 GW/h bzw. 0,24 GW/h. Die Hälfte der Leistungsänderungen aller betrachteten Zeitpunkte liegt damit zwischen -75 MW und 60 MW. Die mittleren 95% der Viertelstundengradienten liegen in einem Bereich zwischen -0,76 GW/h und 1,11 GW/h.

Im Szenario 2020 erhöhen sich die Extremwerte absolut betrachtet auf 4,1 GW/h bzw. -3,7 GW/h gegenüber dem Referenzfall. Bezogen auf den Referenzfall betragen die Steigerungen jeweils rund 10%. Der absolute Abstand von den Extrema für die gesamtösterreichische Residuallast zur Summe der regionalen Extrema vergrößert sich gegenüber dem Szenario 2010. Durch die Regionsverknüpfung kann der maximale positive Gradient von 5,7 GW/h auf 4,1 GW/h gesenkt werden, der maximale negative Gradient reduziert sich von -6,1 GW/h auf -3,7 GW/h. Auch die 50%- und 95%-Bereiche der Gradienten verbreitern sich etwas gegenüber dem Referenzfall.

Im nachhaltigen Szenario 2050 ergeben sich sehr wesentliche Veränderungen gegenüber den Szenarien 2010 und 2020. So beträgt der maximale positive Gradient im 15-min-Intervall 28 GW/h bzw. umgelegt auf die Leistungsänderung bedeutet das rund 7 GW, die die Residuallast innerhalb einer Viertelstunde zunehmen kann. Der maximale negative Gradient liegt bei -29 GW/h bzw. die Leistungsänderung bei -7,1 GW. Es treten also 15-min-Intervalle auf, in denen die Residuallast um mehr als 7 GW absinken kann. Diese sehr hohen Werte sind auf den hohen PV-Anteil zurückzuführen, der das ausgleichende Erzeugungssystem der regelbaren Einheiten vor erhebliche Anstrengungen stellt. Ein weiteres Indiz dafür, dass die Photovoltaik für die hohen Gradienten verantwortlich ist, ist die Tatsache, dass es durch die Verknüpfung der Regionen zu keiner Reduktion der Extrema kommt. Dies ist durch das, für alle Regionen einheitliche, PV-Einspeiseprofil bedingt. Der 50%-Bereich der Gradienten wird zwischen -0,64 GW/h und 0,60 GW/h aufgespannt. Die 2,5%- und 97,5%-Perzentile liegen hingegen bei -4,9 GW/h und 5,1 GW/h und damit in der gleichen Größenordnung wie die Extremwerte im Basisszenario.

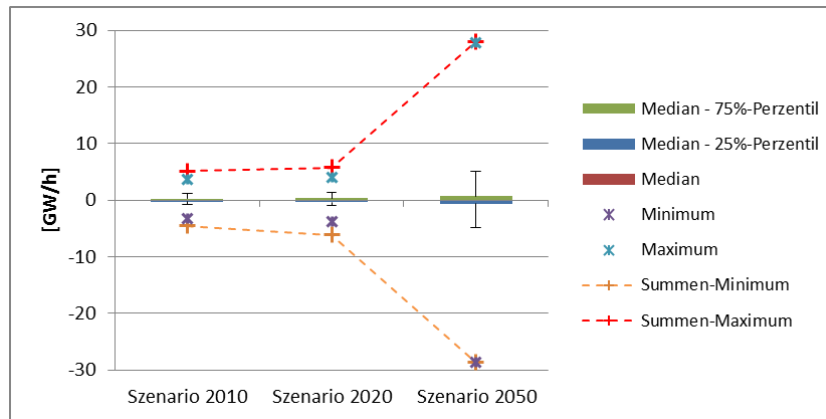


Abbildung 69: Boxplots der 15-min-Gradienten der Residuallast für die drei Szenarien, sowie Summenextrema der drei Regionen

In der Abbildung 70 sind die Ergebnisse der Gradientenanalyse für das 1-h-Intervall zusammengefasst, und es zeigt ein qualitativ ähnliches Bild wie bei den 15-min-Gradienten der Residuallast. Lediglich die Größenordnungen der Gradienten haben sich verändert, ebenso wie die daraus resultierenden Leistungsänderungen.

Im Basisszenario 2010 liegen die Extremwerte bei -1,7 GW/h bzw. 2,2 GW/h. Die korrespondierenden maximalen Leistungsänderungen betragen damit zirka -1,7 GW und 2,2 GW, d.h. die Residuallast ändert sich über den Zeitraum einer Stunde maximal um diese Werte. Verglichen mit den Ergebnissen der 15-min-Analyse haben sich die Werte der Gradienten auf etwas mehr als die Hälfte reduziert, jene der Leistungsänderungen jedoch mehr als verdoppelt. Demnach treten sehr hohe Gradienten nicht direkt nacheinander auf, was positiv hinsichtlich der notwendigen Kapazitäten an sehr flexiblen Einheiten ist. Die beiden Bereiche, welche 50% bzw. 95% der Werte umfassen, haben sich, bezogen auf die Maximalwerte, verbreitert. Durch überregionale Ausgleicheffekte ist es auch im 1-h-Intervall wiederum möglich, bei den Gradienten entsprechende Reduktionen gegenüber den Summen der regionalen Extrema zu erreichen.

Im Verlauf der Szenarien nehmen auch beim 1-h-Intervall die Extremwerte betragsmäßig zu und die zentralen Wertebereiche verbreitern sich. Im Szenario 2020 bewegen sich die maximalen Gradienten in den Bereichen von ± 2 GW/h. Die 50%- und 95%-Bereiche werden geringfügig breiter.

Das massiv regenerative Szenario 2050 zeigt auch hier die mit Abstand höchsten Gradientenwerte im 1-h-Intervall. Die maximalen positiven und negativen Gradienten liegen bei $\pm 8,7$ GW/h. Wiederum umgelegt auf die maximale Leistungsänderung bedeutet dies, dass sich die Residuallast innerhalb einer Stunde um rund 9 GW in beiden Richtungen ändern kann. In diesem Szenario beträgt die maximale Last innerhalb Österreichs rund 14 GW. Es ist daher davon auszugehen, dass innerhalb einer Stunde die Residuallast vom positiven in den negativen Bereich wechselt und umgekehrt. Dementsprechend stellen sich die Anforderungen nicht nur an die Turbinen, sondern auch an die installierten Pumpkapazitäten.

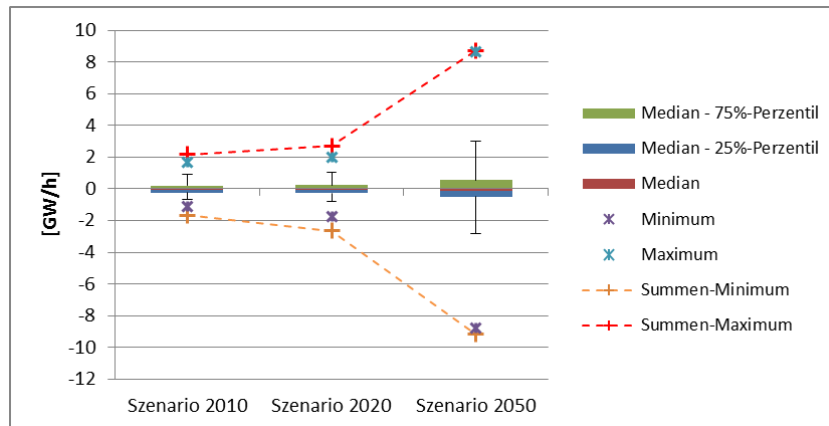


Abbildung 70: Boxplots der 1-h-Gradienten der Residuallast für die drei Szenarien, sowie Summenextrema der drei Regionen

Abschließend werden noch die Gradienten der Residuallast im 12-h-Intervall betrachtet. Diese sind in Abbildung 71 dargestellt. In einer konsequenten Fortsetzung der bisher gezeigten Ergebnisse zeigt sich hier, dass die maximalen Gradienten abnehmen und sich die Perzentilbereiche an diese Extrema stärker annähern.

Im Basisfall liegen die Extrema bei $\pm 0,3$ GW/h und damit bei rund einem Zehntel der maximalen 15-min-Gradienten. Umgerechnet auf die maximale Leistungsänderung bedeutet dies hier, dass sich die Residuallast innerhalb von 12 h um rund ± 4 GW in beiden Richtung ändern kann. Es kommt wiederum annähernd zu einer Verdopplung der maximalen Leistungsänderung gegenüber dem 1-h-Intervall.

Mit $\pm 0,9$ GW/h liegen der maximale positive, wie auch der negative Gradient bei einem Zehntel des Wertes gegenüber dem Szenario 2020 und bei einem Dreißigstel gegenüber dem Referenzfall. Über die Dauer eines halben Tages verteilt, treten damit gegenüber den kürzeren zeitlichen Betrachtungen vergleichsweise geringe durchschnittliche Gradienten auf. Es zeigt sich damit, dass ein ausgewogener und angepasster Mix zwischen kleinen, sehr flexiblen Einheiten und größeren, weniger flexiblen Einheiten zum ständigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch, und damit zur Erhaltung der Systemstabilität, denkbar ist.

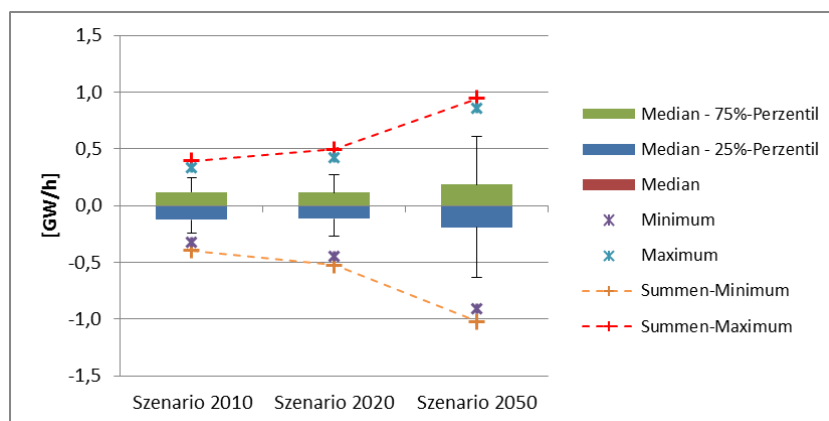


Abbildung 71: Boxplots der 12-h-Gradienten der Residuallast für die drei Szenarien, sowie Summen-Extrema der drei Regionen

Zusammenfassend lässt die Gradientenanalyse folgende Aussagen zu:

- Je länger die zeitlichen Betrachtungsintervalle für die Gradientenbildung der Residuallast werden, desto geringer werden die maximal auftretenden Gradienten. Umgekehrt nehmen mit steigender Intervalldauer jedoch die maximalen Leistungsänderungen zu. Um den ständigen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu schaffen, der für die Erhaltung der Stabilität in einem elektrischen Energiesystem von maßgeblicher Bedeutung ist, müssen die maximalen Gradienten der Residuallast durch die steuerbaren Einheiten des Kraftwerksparks beherrscht werden. Die Zusammensetzung dieses steuerbaren Teils kann sich jedoch in unterschiedliche Flexibilitätsbereiche unterteilen. So sind kleine, sehr flexible Einheiten notwendig, die in der Lage sind, höchste Gradienten anzubieten. Andererseits bedarf es leistungsmäßig größer dimensionierten Einheiten, die jedoch Abstriche bei der Flexibilität machen.
- Durch die Schaffung von größeren Betrachtungsgebieten durch die Vernetzung von Regionen verringern sich die maximal auftretenden Gradienten. Demnach reduziert sich der Gesamtbedarf an flexiblen Einheiten. Einschränkungen bestehen hier vor allem dann, wenn Großwetterlagen eintreten und keine Diversifikation in den Erzeugungstechnologien vorgenommen wird.

7 Kraftwerkseinsatzoptimierung

In diesem Abschnitt wird der Aufbau des Optimierungsmodells für den Kraftwerkseinsatz anhand der verwendeten Domänen, Parameter, der Zielfunktion und den Nebenbedingungen beschrieben. Für die Realisierung des Optimierungsmodells wurde das Softwareprodukt GAMS (General Algebraic Modeling System) in Kombination mit MATLAB® eingesetzt. Als Tool zur Datenverwaltung und als Schnittstelle zwischen diesen beiden Programmen diente Microsoft® Excel®.

Die Kraftwerkseinsatzoptimierung wurde als gemischt-ganzzahliges lineares Programm (GGLP) formuliert, d.h. es wurden nicht nur kontinuierliche, sondern auch diskrete (im Speziellen sogar binäre) Variablen verwendet, um beispielsweise beim Kraftwerkseinsatz zwischen Betrieb und Stillstand unterscheiden, oder einfache Bedingungen formulieren, zu können. Entsprechend der Forderung der Linearität sind alle Variablen ausschließlich linear miteinander verknüpft.

Das Ziel der Kraftwerkseinsatzoptimierung ist es, die residuale Last zu minimalen Gesamtkosten zu decken,

- durch den Einsatz von steuerbaren Kraftwerkseinheiten,
- unter Einhaltung von Übertragungskapazitäten im elektrischen Netz,
- unter Berücksichtigung von Anfahr- und Abfahrzeiten der Kraftwerke,
- unter Berücksichtigung von minimalen und maximalen Leistungen je Kraftwerkseinheit,
- unter Einhaltung von Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten der Kraftwerke,
- unter Einhaltung von maximalen Laständerungen der Kraftwerke im Betrieb und
- unter Berücksichtigung von Must-run-Kapazitäten aufgrund von Kraft-Wärme-Kopplung.

Für die Einsatzoptimierung wird jeweils ein Jahr in einer zeitlichen Auflösung von 15 min gewählt.

7.1 Das Optimierungsmodell

In diesem Abschnitt wird auf die konkrete Umsetzung des Modells eingegangen. Es werden dabei schrittweise die verwendeten Domänen, Parameter, Variablen, die Zielfunktion, sowie die Nebenbedingungen und schließlich die Anwendung von Kommunikationsschnittstellen zur Datenverwaltung in externen Programmen und die Programmablaufsteuerung beschrieben. Die Implementierung basiert auf Ansätzen aus (26) und wurde speziell für die hier gestellten Anforderungen (An- und Abfahrvorgänge über mehrere Zeitschritte, Turbinen- und Pumpkraftwerke, Regionalisierung, Lastflussbeschränkungen und die spezielle Ablaufsteuerung) wesentlich erweitert.

7.1.1 Domänen

Domänen, in GAMS als *Sets* bezeichnet, sind grundlegende Elemente eines jeden Optimierungsmodells. Analog zu mathematischen Gleichungen stellen sie die Indizes dar, also jene Elemente, über die beispielsweise summiert oder iteriert wird. Domänen werden zudem auch bei der Deklaration von Gleichungen verwendet, um den Geltungsbereich dieser Gleichungen abzugrenzen. Darüber hinaus ist es einfach möglich, Domänen zu kombinieren. Es werden alle Kombinationen der Elemente der betrachteten Domänen gebildet. Ebenso können Subdomänen gebildet werden, die nur eine Teilmenge der Elemente des Grundsets enthalten. Schließlich ist es zur mehrfachen, parallelen Verwendung eines Sets möglich, einen entsprechenden Alias zu definieren, der dieselben Elemente beinhaltet.

Folgende Domänen wurden für die gegenständliche Modellierung eingesetzt:

- **Zeit t :** Diese Domäne umfasst alle Zeitschritte, über die sich das Modell erstrecken soll. Wie später in der Programmablaufsteuerung (Kapitel 7.1.6) erläutert wird, umfasst das Modell 160 Zeitschritte je Durchlauf. Das entspricht 40 Stunden.
- **Kraftwerke k :** Diese Domäne beinhaltet alle Kraftwerke anhand einer eindeutigen Kennung, z.B. GuD_z1, SKW, PKW etc. (siehe Kapitel 7.4.3).
- **Regionen r :** In dieser Domäne werden die drei betrachteten Regionen zusammengefasst. Für das unterstellte 3-Regionen-Modell sind dies *West*, *Zentral* und *Ost*. Alias: $r1, r2$
- **Kraftwerkstyp typ :** Innerhalb der Domäne Kraftwerkstyp wird zwischen *Turbine* und *Pumpe* unterschieden, also der Möglichkeit, Strom ins Netz einzuspeisen, oder Strom aus dem Netz zu nehmen. Anhand dieser Domäne ist es später auch möglich, bestimmte Gleichungen nur bei gewissen Kraftwerkstypen anzuwenden. Dies ist aufgrund von Vorzeichenkonventionen notwendig.
- **Kraftwerks-Regions-Relation $kr(k, r)$:** Die Domäne kr ist über die Sets k und r definiert. Es werden hier die einzelnen Kraftwerke jeweils genau einer Region zugeordnet.
- **Kraftwerks-Typen-Relation $ktyp(k, typ)$:** Die Domäne $ktyp$ ist über die Sets k und typ definiert. Es wird hier den einzelnen Kraftwerken jeweils genau ein Typ (Turbine oder Pumpe) zugeordnet.
- **Kraftwerkseigenschaften e :** In dieser Domäne sind alle Kraftwerkseigenschaften (z.B. An- und Abfahrzeit, etc.) mit eindeutigen Bezeichnern (z.B. kw_anfahrzeit, kw_abfahrzeit, etc.) enthalten
- **Kostensegmente $cseg$:** Diese Domäne umfasst die Segmente für die Kostenfunktionen der Kraftwerke. Je Kraftwerk werden fünf Segmente verwendet.
- **Initialisierungszeit: $init(t)$:** Dies ist eine Subdomäne des Sets t und umfasst jene Zeitschritte, die für den Modelldurchlauf vorgegeben werden. Nähere Informationen dazu werden im Kapitel 7.1.5 gegeben.
- **Must-run-Kapazitäten $mustrun(t, k)$:** Aufgrund der kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen ist es notwendig, dass bei wärmegeführtem Betrieb der Anlage diese auch entsprechend Strom einspeist. Die Domäne $mustrun$ ist über die beiden Sets t und k definiert. Dementsprechend enthält sie für jeden Zeitpunkt und für jedes Kraftwerk die Information, ob ein Kraftwerk aufgrund eines Wärmebedarfs am Netz sein muss oder nicht. Für weitere Erläuterungen zur Implementierung der KWK sei auf Kapitel 7.1.6 verwiesen.
- **Subiteration $subiter$:** Diese Domäne ist ebenfalls mit der Programmablaufsteuerung (Kapitel 7.1.5) eng verknüpft und enthält die eindeutigen Kennungen der Subiterationen.

- **Fixierte Zeitschritte:** $fixed(subiter, t)$: Diese Domäne ist über die Sets $subiter$ und t definiert und enthält all jene Zeitschritte der Subiteration, die fixiert werden. Ist ein Zeitschritt aus t innerhalb einer Subiteration in dieser Domäne enthalten, so werden die Werte der binären Variablen festgehalten, siehe dazu auch Kapitel 7.1.5.
- **Relaxte Zeitschritte:** $relaxed(subiter, t)$: Diese Domäne ist über die Sets $subiter$ und t definiert und enthält all jene Zeitschritte der Subiteration, die relaxt werden. Ist ein Zeitschritt aus t innerhalb einer Subiteration in dieser Domäne enthalten, so werden die binären Variablen nicht auf ihren ganzzahligen Werten festgehalten. Dies ist wieder eng mit der Ablaufsteuerung in Kapitel 7.1.5 verknüpft.

7.1.2 Parameter

Die Eingabe von Daten in das Optimierungsmodell erfolgt mittels Parametern. In GAMS stehen drei Parametertypen

- **Scalar:** einzelner, skalarer Datenwert
- **Parameter:** listenorientierte Daten
- **Table:** tabellenorientierte Daten

zur Verfügung. Die einzelnen Parameter können über keine (Scalar), eine (Parameter) oder über mehrere (Table) Domänen definiert werden. Für das, im Rahmen dieser Arbeit entwickelte, Optimierungsmodell wurden folgende Parameter definiert:

- **Residuallast** $RL(t, r)$: Dieser Parameter ist über die Domänen der Zeit t und der Regionen r definiert. Dementsprechend wird für jede Region und jeden Zeitschritt ein Leistungswert der Residuallast bereitgestellt. Wie in Kapitel 7.1.4 gezeigt wird, ist es innerhalb der Optimierung notwendig, die Residuallast zu jedem Zeitpunkt durch die steuerbare Erzeugung zu decken. Die Residuallast ist definiert als die Differenz aus der Verbraucherlast und der Erzeugung aus den regenerativen Quellen (Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik; siehe Kapitel 6.1). Der Parameter wird in MW vorgegeben.
- **Eigenschaften** $eigenschaften(e, k)$: Dieser Parameter ist über die Domänen e und k definiert und wird zur einfacheren Handhabung des Einlesens von Daten eingesetzt. Der Parameter beinhaltet die folgenden Unterparameter:
 - **Anfahrzeit** $T_{an}(k)$: Der Parameter der Kraftwerksanfahrzeit ist über alle Kraftwerke k definiert, dementsprechend wird für jedes Kraftwerk ein individueller Wert für die Anfahrzeit vorgegeben.
Als die Anfahrzeit eines Kraftwerkes wird jene Zeit definiert, die ein Kraftwerk benötigt, um aus dem Stillstand auf die Maximalleistung hochzufahren. Der Parameter wird als Vielfaches der minimalen Rasterweite von 15 min angegeben. Aus Modellierungsgründen beträgt die minimale Anfahrzeit null, d.h. das Kraftwerk ist sofort verfügbar. Dies wird zur Sicherstellung der Konvergenz des Modells benötigt und findet bei den (Pump-)Speicherkraftwerken Anwendung.
 - **Abfahrzeit** $T_{ab}(k)$: Der Parameter der Kraftwerksabfahrzeit ist über alle Kraftwerke k definiert, dementsprechend wird für jedes Kraftwerk ein individueller Wert für die Abfahrzeit vorgegeben.

Als die Abfahrzeit eines Kraftwerkes wird jene Zeit definiert, die ein Kraftwerk benötigt, um von Maximalleistung in den Stillstand abzufahren. Der Parameter wird als Vielfaches der minimalen Rasterweite von 15 min angegeben. Aus Modellierungsgründen beträgt die minimale Abfahrzeit eins.

- **Mindestleistung** $\underline{P}(k)$: Dieser Parameter ist ebenfalls über alle Kraftwerke k definiert. Die Mindestleistung ist jener Leistungswert, den ein Kraftwerk während des Betriebes minimal liefern kann.
Der Parameter wird in MW vorgegeben.
- **Maximalleistung** $\overline{P}(k)$: Als weitere Kraftwerkseigenschaft wurde der Parameter der Maximalleistung eingeführt und für alle Kraftwerke k definiert. Diese Leistung kann ein Kraftwerksblock während des Betriebs maximal leisten.
Der Parameter wird in MW vorgegeben.
- **Mindestbetriebszeit** $T_{MU}(k)$: Primär aus wirtschaftlichen Gründen (Deckung der Anfahrkosten, etc.) ist es für Betrieb eines Kraftwerks notwendig, nach dem Anfahren eine gewisse Zeit, die Mindestbetriebszeit, in Betrieb zu bleiben. Mit diesem Parameter, der für alle Kraftwerke k definiert ist, wird dieser Umstand berücksichtigt.
Der Parameter wird als Vielfaches der minimalen Rasterweite von 15 min angegeben.
- **Mindeststillstandszeit** $T_{MD}(k)$: Vor allem aus technischen Gründen (Verringerung thermischer Spannungen, Vermeidung von hohem Verschleiß, etc.) ist es notwendig, dass Kraftwerke nach dem Abfahren für gewisse Zeit, die Mindeststillstandszeit, im Stillstand verharren.
Im vorliegenden Modell ist die Mindeststillstandszeit als jene Zeit definiert, die ein Kraftwerk nach dem Ende eines Abfahrvorganges im Stillstand verharren muss, bevor ein neuerliches Anfahren erfolgen darf.
Der Parameter wird als Vielfaches der minimalen Rasterweite von 15 min angegeben.
- **Maximale Laständerung im Betrieb** $LR(k)$: Die Änderung der abgegebenen oder aufgenommenen Leistung zwischen zwei Zeitschritten während des Betriebs ist durch technische Restriktionen (z.B. Thermospannungen, etc.) begrenzt. Dies wird durch die maximale Laständerung für alle Kraftwerke k berücksichtigt.
Die maximale Laständerung ist definiert als die zulässige Leistungsdifferenz zweier aufeinander folgender Zeitpunkte eines Kraftwerkes im Betrieb, also außerhalb des An- und Abfahrvorganges und zwischen den Grenzen der Mindestleistung und der Maximalleistung.
Der Parameter wird in MW vorgegeben.
- **Segmentkosten** $scost(cseg, k)$: Die spezifischen Erzeugungskosten der einzelnen Kraftwerke k in den jeweiligen Segmenten $cseg$ der nicht-linearen Kostenfunktionen werden mit diesem Parameter angegeben.

- **Segmentleistungen** $cT(cseg, k)$: Die Leistungen an den Segmentgrenzen der nicht-linearen Kostenfunktion werden mit diesem Parameter an das Programm übermittelt. Der Parameter wird in MW vorgegeben.
- **Impedanzmatrix** $Z(r, r)$: Die Impedanzmatrix ist zweidimensional über alle Regionen definiert. Es werden damit die Impedanzen der Übertragungsleitung zwischen den Regionen an das Modell übermittelt.
Der Parameter wird in Ω vorgegeben. Die Impedanzen innerhalb einer Region werden null gesetzt, d.h. innerhalb der Regionen wird eine optimale Verknüpfung aller Knoten („Kupferplatte“) angenommen.
- **Maximale Leitungskapazität** $NC(r, r1)$: Mit diesem Parameter werden die Leitungskapazitäten des modellierten Übertragungsnetzes an das Modell übergeben. Der Parameter ist über zwei Regionsdomänen (r bzw. $r1$) definiert, entsprechend der Übertragungskapazitäten zwischen den jeweiligen Regionen.
Der Parameter wird in MVA vorgegeben.
- **Nennspannung** U : Bei der Nennspannung wird im Modell auf den verketteten Wert der Spannung zurückgegriffen. Da ein vollständig ausgebautes Übertragungsnetz auf 380 kV für das Modell angenommen wird, wird dieser Wert unmittelbar zugrunde gelegt. Der Parameter wird in kV vorgegeben.
- **Admittanzmatrix** $Y(r, r_1)$: Für die spätere Berechnung der Leitungsbelastungen zwischen den Regionen ist es notwendig, aus der Impedanzmatrix $Z(r, r_1)$ die Admittanzmatrix $Y(r, r_1)$ zu bilden. Dies geschieht auf Basis der einfachen Bildungsregeln für die Matrix Y (Gleichungen (7) und (8)), nicht durch explizite Inversion:

- Hauptdiagonalelemente:

$$Y(r, r) = \sum_{r1} \frac{1}{Z(r, r1)} \quad \forall r \quad (7)$$

- Nebendiagonalelemente:

$$Y(r, r1) = -\frac{1}{Z(r, r1)} \quad \forall r, r1 | r \neq r1 \quad (8)$$

- **Kraftwerksbetriebsinitialisierung** $b_{in}(init)$: Mit diesem Parameter werden für die Initialisierungszeitpunkte $init$ die Werte für die Betriebsvariable b übergeben.
- **Kraftwerksstartinitialisierung** $start_{in}(init)$: Mit diesem Parameter werden für die Initialisierungszeitpunkte $init$ die Werte für die Start-Variable $start$ übergeben.
- **Kraftwerksstoppinitialisierung** $stopp_{in}(init)$: Mit diesem Parameter werden für die Initialisierungszeitpunkte $init$ die Werte für die Stopp-Variable $stopp$ übergeben.

- **Maximale Anzahl an Zeitschritten** T_{max} : Dieser skalare Parameter beinhaltet die Anzahl der betrachteten Zeitschritte eines Modelldurchlaufs. Er ist vor allem für die (Un-)Gleichungsdeklaration notwendig.

Neben den zuvor erläuterten vorgegebenen Parametern existieren für die Modellierung auch abgeleitete Parameter, die sich entsprechend den Gleichungen (9), (10) und (11) berechnen lassen:

- **Maximale Laständerung während des Anfahrens** $SUR(k)$: Dieser Parameter errechnet sich aus der Maximalleistung und der Anfahrzeit des Kraftwerks, wenn diese größer null ist,

$$SUR(k) = \frac{\bar{P}(k)}{T_{an}(k)} \quad \forall T_{an}(k) > 0 \quad (9)$$

bzw. wird er der Maximalleistung gleichgesetzt, für den Fall, dass die Anfahrzeit null ist,

$$SUR(k) = \bar{P}(k) \quad \forall T_{an}(k) = 0 \quad (10)$$

und ist für alle Kraftwerke definiert.

- **Maximale Laständerung während des Abfahrens** $SDR(k)$: Dieser Parameter errechnet sich aus der Maximalleistung und der Abfahrzeit des Kraftwerks,

$$SDR(k) = \frac{\bar{P}(k)}{T_{ab}(k)} \quad (11)$$

und ist für alle Kraftwerke definiert. Da die Abfahrzeit stets größer null ist, ergeben sich hier keine Probleme, die eine differenzierte Definition notwendig machen würden.

7.1.3 Variablen

Um im Modell Änderungen vornehmen zu können, werden Variablen eingesetzt. Sie sind die Stellschrauben, an denen gedreht werden kann, um die optimale Lösung des Problems zu finden. In GAMS existieren fünf Variablentypen, drei davon kontinuierlich (free, positive und negative) und zwei diskret (binary und integer).

Im Folgenden werden die einzelnen Variablen für das formulierte Optimierungsproblem erläutert:

- **Kosten** c : Die Kosten stellen die zu optimierende Variable im System dar. Diese sollen minimiert werden. Es handelt sich hier um eine kontinuierliche (free) Variable.
- **Betriebsvariable** $b(t, k)$: Diese Variable ist über die beiden Domänen t (Zeit) und k (Kraftwerke) definiert. Es handelt sich dabei um eine binäre Variable (binary), die angibt, ob ein Kraftwerk k zu einem bestimmten Zeitpunkt t in Betrieb ist (Wert: 1) oder nicht (Wert: 0). Als *Betrieb* wird dabei jener Zustand bezeichnet, wenn sich das Kraftwerk nach dem abgeschlossenen Anfahrprozess und vor dem Abfahrprozess im zulässigen Bereich zwischen minimaler und maximaler Leistung befindet.
- **Start-Variable** $start(t, k)$: Diese Variable ist über die beiden Domänen t (Zeit) und k (Kraftwerke) definiert. Es handelt sich dabei um eine binäre Variable (binary), die das

Startsignal für das Anfahren (Wert: 1) eines Kraftwerks k zum Zeitpunkt t anzeigt. Zu allen anderen Zeitpunkten ist ihr Wert gleich null.

- **Stopp-Variable** $stopp(t, k)$: Diese Variable ist über die beiden Domänen t (Zeit) und k (Kraftwerke) definiert. Es handelt sich dabei um eine binäre Variable (binary), die das Startsignal für das Abfahren (Wert: 1) eines Kraftwerks k zum Zeitpunkt t anzeigt. Zu allen anderen Zeitpunkten ist ihr Wert gleich null.
- **Kraftwerkleistung** $p(t, k)$: Diese Variable ist über die beiden Domänen t (Zeit) und k (Kraftwerke) definiert. Es handelt sich dabei um eine kontinuierliche Variable (free), die die Leistung eines Kraftwerks k zum Zeitpunkt t angibt.
Da sowohl Turbinen- als auch Pumpkraftwerke im Modell behandelt werden, ist keine Einschränkung auf ausschließlich positive oder negative Werte, und damit die Wahl eines spezielleren Typs (positive oder negative) möglich.
- **Maximale Kraftwerksleistung** $\bar{p}(t, k)$: Diese Variable ist über die beiden Domänen t (Zeit) und k (Kraftwerke) definiert. Es handelt sich dabei um eine kontinuierliche Variable (free), die die maximale Kraftwerksleistung einer Einheit k zum Zeitpunkt t angibt. Im Vergleich zum gleichnamigen Parameter handelt es sich hierbei um eine Variable, welche für die Modellierung der zulässigen Lastrampen und der betrieblichen Leistungsgrenzen notwendig ist.
- **Regionale Summenerzeugung** $P_r(t, r)$: Diese Variable ist über die beiden Domänen t (Zeit) und r (Regionen) definiert. Es handelt sich dabei um eine kontinuierliche Variable (free), die die Summenleistung der Erzeugung zu einem Zeitpunkt t in der Region r angibt. Da sowohl Turbinen- als auch Pumpkraftwerke im Modell behandelt werden, ist keine Einschränkung auf ausschließlich positive oder negative Werte, und damit die Wahl eines spezielleren Typs (positive oder negative) möglich.
- **Leitungsbelastungen** $P_s(t, r, r1)$: Diese Variable ist über drei Domänen definiert – einerseits über t (Zeit), andererseits zweidimensional über die Regionen r und $r1$. Es handelt sich dabei um eine kontinuierliche Variable (free), die die Belastung der Übertragungsleitungen zwischen den Regionen r und $r1$ zum Zeitpunkt t angibt.
Um die Richtung des Lastflusses zu bestimmen, werden die Leitungsbelastungen zwischen zwei beliebigen Knoten (Regionen) in beiden Richtungen berechnet, weshalb eine Einschränkung auf ausschließlich positive oder negative Werte, und damit die Wahl eines alternativen Typs (positive oder negative) nicht möglich ist.
- **Knotenwinkel** $theta(t, r)$: Diese Variable ist über die beiden Domänen t (Zeit) und r (Regionen) definiert. Es handelt sich dabei um eine kontinuierliche Variable (free), die die Winkel in allen Regionen r (Knoten) zum Zeitpunkt t beinhaltet. Sie ist Teil der integrierten Lastflussrechnung.
Als Einschränkung für Winkel wurde ein maximaler Wert von $\pm\pi$ vorgegeben und die Winkel der West-Region für alle Zeitpunkte auf null gesetzt. Diese Region dient als Slack für die Lastflussrechnung.

- **Kostensegmentanteil** $\delta(cseg, t, k)$: Diese Variable ist über die drei Domänen $cseg$ (Kostensegmente), t (Zeit) und k (Kraftwerke) definiert. Es handelt sich dabei um eine kontinuierliche Variable, welche die Erzeugungsanteile (Auslastung) der jeweiligen Kraftwerkseinheit im jeweiligen Kostensegment der nicht-linearen Kostenfunktion angibt.

7.1.4 Zielfunktion und Nebenbedingungen

In diesem Abschnitt werden die Zielfunktion, sowie die Nebenbedingungen anhand ihrer Formulierungen als Gleichungen bzw. Ungleichungen erläutert.

7.1.4.1 Zielfunktion

Ziel der Kraftwerkseinsatzoptimierung ist es, die Residuallast zu minimalen Kosten, unter Einhaltung verschiedener Nebenbedingungen, über einen gegebenen Zeitraum, zu decken. Die Kosten entstehen einerseits durch den Kraftwerksbetrieb, also die Bereitstellung von Leistung und Lieferung von Energie zur Lastdeckung, und andererseits durch das Anfahren von zuvor in Stillstand befindlichen Kraftwerken. Die mathematische Formulierung ist durch Gleichung (12) gegeben. Der erste Term der Gleichung stellt die Betriebskosten für den Kraftwerkseinsatz dar (siehe dazu auch Kapitel 7.1.4.3). Der zweite Term erfasst jene Kosten, die sich durch das Anfahren einer Kraftwerkseinheit ergeben. In der Gewichtung w werden dabei sowohl ein konstanter Faktor als auch die Kraftwerksabfahrzeit berücksichtigt. Kraftwerken mit guten dynamischen Eigenschaften (kurze An- bzw. Abfahrzeit) werden demnach geringere Anfahrkosten zugeordnet, als dynamisch schlechteren Einheiten. Die Summe der beiden Terme soll über alle Zeitpunkte der Optimierung hinweg minimiert werden.

$$\text{Minimiere } \sum_{cseg} \sum_t \sum_k scost(cseg, k) * \delta(cseg, t, k) + \sum_t \sum_k w * start(t, k) \quad (12)$$

Neben der Zielfunktion gibt es eine Reihe von Nebenbedingungen, die in den nächsten Unterpunkten behandelt werden.

7.1.4.2 Lastdeckungsnebenbedingung

Die Lastdeckungsnebenbedingung besagt, dass zu jedem Zeitpunkt t die Summe der Kraftwerkseinspeisungen gleich der Summe der regionalen Residuallasten sein muss, also dass die gesamte übrige Last gedeckt werden muss. Dies wird mit Gleichung (13) mathematisch zum Ausdruck gebracht.

$$\sum_r RL(t, r) = \sum_k p(t, k) \quad \forall t \quad (13)$$

7.1.4.3 Kosten

In Kraftwerkseinsatzproblemen werden üblicherweise nicht-lineare (quadratische) Funktionen für die Kosten angenommen. Es wird also unterstellt, dass die Erzeugungskosten überproportional mit der gelieferten Leistung steigen. Um die Linearität des gegenständlichen Problems zu erhalten, ist es notwendig, die nicht-lineare Kostenfunktion stückweise zu linearisieren. Die hier eingesetzte Implementierung basiert auf (27), jedoch wurden wesentliche Adaptionen aufgrund der An- und Abfahrrampen, welche sich über mehrere Zeitschritte erstrecken können, vorgenommen. Zwischen null und der maximalen Kraftwerksleistung werden dafür Stützstellen (Parameter $cT(cseg, k)$) eingeführt und damit Segmente definiert. Die erste Stützstelle $cT_1(k)$ liegt bei der minimalen Kraftwerksleistung $\underline{P}(k)$. Die weiteren Segmente werden gleichmäßig auf den Bereich zwischen

minimaler und maximaler Kraftwerksleistung verteilt. Jedes Segment erhält spezifische Erzeugungskosten $scost(cseg, k)$ zugewiesen, welche mit steigender Leistung ebenfalls ansteigen. Schließlich werden die Auslastungen (Variable $delta(cseg, t, k)$) der Segmente mit diesen Kosten gewichtet, um die Gesamtkosten der Erzeugung zu erhalten. Die stückweise lineare Kostenfunktion mit fünf Segmenten bzw. vier Stützstellen ist in Abbildung 72 dargestellt.

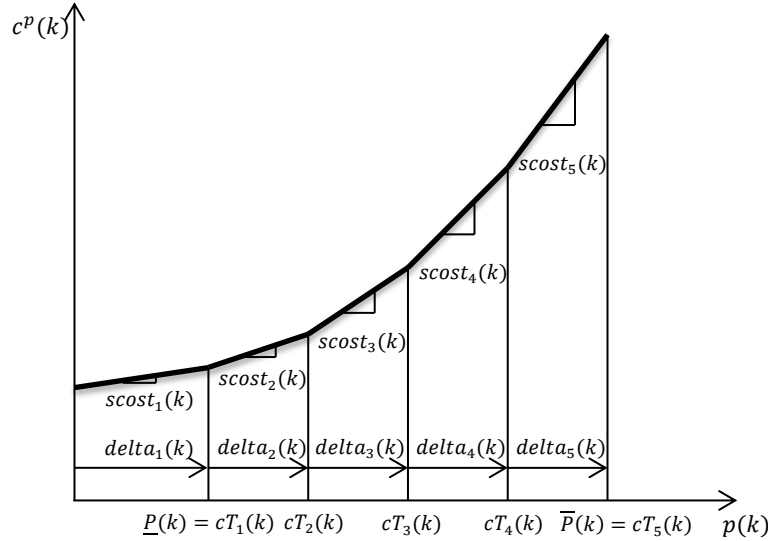


Abbildung 72: Stückweise lineare Kostenfunktion

Die mathematische Formulierung der Kostenermittlung der stückweise linearen Kostenfunktion ist durch die (Un-)Gleichungen (14) bis (22) beschrieben. Es ist dabei auf die Unterscheidung nach Turbinen- und Pumpkraftwerken zu achten.

Gleichung (14) stellt dabei sicher, dass die Summe der Segmentanteile gleich der aktuellen Kraftwerksleistung $p(t, k)$ sein muss. Die Ungleichungen (15), (17), (19) und (21) behandeln die Anteile der Randsegmente, also jene Segmente, welche an die Kraftwerksmindestleistung $\underline{P}(k)$ bzw. an die Kraftwerksmaximalleistung $\bar{P}(k)$ angrenzen. Die Anteile der dazwischen liegenden Segmente werden in den Ungleichungen (16) und (20) ermittelt. Schließlich wird mit den Ungleichungen (18) und (22) sichergestellt, dass die Anteile bei Turbinenkraftwerken nur positiv und bei Pumpkraftwerken nur negativ sein dürfen.

$$p(t, k) = \sum_{cseg} delta(cseg, t, k) \quad \forall t, \forall k \quad (14)$$

Für die Turbinenkraftwerke gilt:

$$delta(1, t, k) \leq cT(1, k) \quad \forall t, \forall k|_{ktyp=turbine} \quad (15)$$

$$delta(cseg, t, k) \leq cT(cseg, k) - cT(cseg - 1, k) \quad \forall 1 < cseg < 5, \forall t, \forall k|_{ktyp=turbine} \quad (16)$$

$$delta(5, t, k) \leq \bar{P}(k) - cT(4, k) \quad \forall t, \forall k|_{ktyp=turbine} \quad (17)$$

$$\delta(cseg, t, k) \geq 0 \quad \forall t, \forall cseg, \forall k|_{ktyp=turbine} \quad (18)$$

Für die Pumpkraftwerke gilt:

$$\delta(1, t, k) \geq cT(1, k) \quad \forall t, \forall k|_{ktyp=pumpe} \quad (19)$$

$$\delta(cseg, t, k) \geq cT(cseg, k) - cT(cseg - 1, k) \quad \forall 1 < cseg < 5, \forall t, \forall k|_{ktyp=pumpe} \quad (20)$$

$$\delta(5, t, k) \geq \bar{P}(k) - cT(4, k) \quad \forall t, \forall k|_{ktyp=pumpe} \quad (21)$$

$$\delta(cseg, t, k) \leq 0 \quad \forall t, \forall cseg, \forall k|_{ktyp=pumpe} \quad (22)$$

7.1.4.4 Betriebs-, Start- und Stoppnebenbedingungen

In diesem Abschnitt werden alle Nebenbedingungen behandelt, die mit dem Betrieb, dem Starten, und dem Stoppen von Kraftwerkseinheiten in Zusammenhang stehen.

Gleichung (23) überführt eine Änderung der Betriebsvariable b vom Zeitpunkt $t - 1$ zum Zeitpunkt t entweder in einen Start der Kraftwerkseinheit zum Zeitpunkt $t - T_{an}(k)$ oder in einen Kraftwerksstopp zum Zeitpunkt t . Tritt keine Änderung im Betriebszustand auf, so kann ein gleichzeitiger logischer Eins-Wert der Start- und Stopp-Variable dadurch ausgeschlossen werden, da die Start-Variable in der Zielfunktion mit entsprechenden Kosten versehen ist.

$$b(t - 1, k) - b(t, k) + start(t - T_{an}(k), k) - stopp(t, k) = 0 \quad \forall t > \min\{1, T_{an}(k)\}, \forall k \quad (23)$$

Mit der Ungleichung (24) wird sichergestellt, dass während des Anfahrens eines Kraftwerks, d.h. zwischen dem Startsignal und dem tatsächlichen Betrieb, die Betriebsvariable nicht den logischen Wert eins annehmen kann. Gleiches gilt für das Abfahren einer Einheit, formuliert in Gleichung (25).

$$b(t, k) + \sum_{\tau=t-T_{an}(k)+1}^t start(\tau, k) \leq 1 \quad \forall \min\{1, T_{an}(k)\} \leq t \leq T_{max} - 1, \forall k \quad (24)$$

$$b(t, k) + \sum_{\tau=t-T_{ab}(k)+1}^t stopp(\tau, k) \leq 1 \quad \forall T_{ab}(k) \leq t \leq T_{max} - 1, \forall k \quad (25)$$

7.1.4.5 Grenzleistungsnebenbedingungen

Im Betrieb, im Stillstand und während des An- und Abfahrens darf eine Kraftwerkseinheit gewisse Leistungsgrenzen nicht über- bzw. unterschreiten. Für ein im Betrieb befindliches Kraftwerk ($b(t, k) = 1$) sind dies die minimale und die maximale Kraftwerksleistung $\underline{P}(k)$ bzw. $\bar{P}(k)$. Gleiches gilt auch für das An- und Abfahren. Im Stillstand wird die Einheit auf dem Leistungswert null festgehalten. Zudem wird die aktuell mögliche maximale Kraftwerksleistung $\bar{p}(t, k)$ errechnet, die je nach Betriebszustand ebenfalls null ist (Kraftwerk im Stillstand) oder zwischen der aktuellen Kraftwerksleistung $p(t, k)$ und der maximalen Blockleistung $\bar{P}(t, k)$ liegt (Kraftwerk im Betrieb, An-

oder Abfahren). Diese Bedingungen sind in den Ungleichungen (26) bis (28) für die Turbinenkraftwerke und in den Ungleichungen (29) bis (31) für die Pumpkraftwerke formuliert.

Für die Turbinenkraftwerke gilt:

$$p(t, k) \geq \underline{P}(k) * b(t, k) \quad \forall t, \forall k |_{ktyp=turbine} \quad (26)$$

$$p(t, k) \leq \bar{p}(t, k) \quad \forall t, \forall k |_{ktyp=turbine} \quad (27)$$

$$\bar{p}(t, k) \leq \bar{P}(t, k) * \left[b(t, k) + \sum_{\tau_1=t-T_{an}+1}^{t-1} start(\tau_1, k) + \sum_{\tau_2=t-T_{ab}(k)+1}^t stopp(\tau_2, k) \right] \quad (28)$$

$$\forall t > T_{an}(k), \forall k |_{ktyp=turbine}$$

Für die Pumpkraftwerke gilt:

$$p(t, k) \leq \underline{P}(k) * b(t, k) \quad \forall t, \forall k |_{ktyp=pumpe} \quad (29)$$

$$p(t, k) \geq \bar{p}(t, k) \quad \forall t, \forall k |_{ktyp=pumpe} \quad (30)$$

$$\bar{p}(t, k) \geq \bar{P}(t, k) * \left[b(t, k) + \sum_{\tau_1=t-T_{an}+1}^{t-1} start(\tau_1, k) + \sum_{\tau_2=t-T_{ab}(k)+1}^t stopp(\tau_2, k) \right] \quad (31)$$

$$\forall t > T_{an}(k), \forall k |_{ktyp=turbine}$$

7.1.4.6 Mindeststillstands- und Mindestbetriebsnebenbedingungen

Wie bereits erwähnt, ist es aus technischen bzw. wirtschaftlichen Gesichtspunkten notwendig, gewisse Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten für Kraftwerksblöcke einzuhalten.

Um die Mindestbetriebsdauer einzuhalten, wurden die beiden Ungleichungen (32) und (33) implementiert. Aufgrund ihres zeitlichen Geltungsbereiches gelten sie getrennt voneinander. Ungleichung (32) stellt sicher, dass nach einem Startsignal, unter Einbeziehung der Anfahrzeit, die Mindestbetriebsdauer eingehalten wird. Hingegen ist Ungleichung (33) für den Bereich am Ende der Zeitskala verantwortlich, in dem nicht mehr ausreichend Zeitschritte für die Mindestbetriebsdauer zur Verfügung stehen. Es wird dann nach dem Kraftwerksstart und der Anfahrzeit sichergestellt, dass das Kraftwerk alle übrigen Zeitpunkte in Betrieb bleibt.

$$\sum_{\tau=t+T_{an}(k)}^{t+T_{an}(k)+T_{MU}(k)-1} b(\tau, k) \geq start(t, k) * T_{MU}(k) \quad \forall 1 \leq t \leq T_{max} - T_{MU}(k) - T_{an}(k) + 1 \quad (32)$$

$$\sum_{\tau=t+T_{an}(k)}^{T_{max}} b(\tau, k) - start(t, k) \geq 0 \quad \forall t \geq T_{max} - T_{MU}(k) - T_{an}(k) + 2 \quad (33)$$

Ähnliches gilt auch für die Mindeststillstandszeit einer Kraftwerkseinheit. Hier dient als auslösendes Zeichen ein Stoppsignal, das versichert, dass nach der Abfahrzeit die entsprechende Dauer im Stillstand ($b(t, k) = 0$) eingehalten wird. Es wird dabei auch die Anfahrzeit eingerechnet. Auch hier gibt es wiederum eine zeitliche Entkopplung, für den Fall, dass die verbleibenden Zeitpunkte in der Modellrechnung nicht ausreichen. Die Ungleichungen (34) und (35) stellen diese Bedingung sicher.

$$\sum_{\tau=t+T_{ab}(k)}^{t+T_{ab}(k)+T_{MD}(k)+T_{an}(k)-1} 1 - b(\tau, k) \geq stopp(t, k) * [T_{MD}(k) + T_{an}(k)] \quad (34)$$

$$\forall 1 \leq t \leq T_{max} - T_{MD}(k) - T_{ab}(k) + T_{an}(k) + 1$$

$$\sum_{\tau=t+T_{ab}(k)}^{T_{max}} 1 - b(\tau, k) - start(t, k) \geq 0 \quad (35)$$

$$\forall t \geq T_{max} - T_{MD}(k) - T_{ab}(k) - T_{an}(k) + 2$$

7.1.4.7 Laständerungsnebenbedingungen

Um die bereits oben erwähnten technischen Restriktionen beim Lastwechsel einzuhalten, werden Nebenbedingungen für die maximalen Laständerungen eingeführt. Diese legen die maximalen Gradienten während des Betriebs ($b(t, k) = 1$), als auch während der An- und Abfahrperioden fest.

Ungleichung (36) kümmert sich um die positiven Rampen bei Turbinenkraftwerken, d.h. für positive Laständerungen im Betrieb, sowie für das Anfahren. Je nach Zustand (Betrieb oder Anfahren) wird die aktuell maximal mögliche Leistung $\bar{p}(t, k)$ mit der Hilfe der letzten tatsächlich gefahrenen Leistung $p(t-1, k)$ ermittelt. Dabei wird beim Lastgradient ebenfalls vom vorherigen Zeitpunkt ausgegangen ($b(t-1, k)$). Im Gegensatz dazu bezieht sich der Anfahrgradient stets auf den aktuellen Zustand.

Die Ungleichung (37) hingegen ist für die negativen Lastrampen bzw. das Abfahren bei Turbinenkraftwerken zuständig. Hier wird die Differenz aus dem letzten tatsächlichen Leistungswert $p(t-1, k)$ und dem aktuellen Leistungswert $p(t, k)$ den Rampen für Betrieb bzw. Abfahren gegenübergestellt. Für den Betrieb wird der gegenständliche Zeitpunkt t verwendet, für das Abfahren wird hingegen der nächste Zeitpunkt herangezogen.

Ähnliches gilt wiederum für Pumpkraftwerke, jedoch sind aufgrund von Vorzeichenkonventionen manche Rampen zu invertieren bzw. Relationen umzukehren. In den Ungleichungen (38) und (39) werden diese Bedingungen zusammengefasst.

Für die Turbinenkraftwerke gilt:

$$\bar{p}(t, k) - p(t-1, k) \leq LR(k) * b(t-1, k) + SUR(k) * \sum_{\tau=t-T_{an}(k)}^t start(\tau, k) \quad (36)$$

$$\forall t > \min\{1, T_{an}(k)\}, \forall k|_{ktyp=turbine}$$

$$p(t-1, k) - p(t, k) \leq LR(k) * b(t, k) + SDR(k) * \sum_{\tau=t-T_{ab}(k)+1}^t stopp(\tau, k) \quad (37)$$

$$\forall t \leq T_{ab}(k), \forall k|_{ktyp=turbine}$$

Für die Pumpkraftwerke gilt:

$$\bar{p}(t, k) - p(t - 1, k) \geq -LR(k) * b(t - 1, k) + SUR(k) * \sum_{\tau=t-T_{an}(k)}^t start(\tau, k) \quad (38)$$

$$\forall t > \min\{1, T_{an}(k)\}, \forall k|_{ktyp=turbine}$$

$$p(t - 1, k) - p(t, k) \geq -LR(k) * b(t, k) + SDR(k) * \sum_{\tau=t-T_{ab}(k)+1}^t stopp(\tau, k) \quad (39)$$

$$\forall t \leq T_{ab}(k), \forall k|_{ktyp=turbine}$$

7.1.4.8 Lastflussnebenbedingungen

Da in die Kraftwerkseinsatzoptimierung auch die Limitierungen durch das elektrische Übertragungsnetz einbezogen werden, werden weitere Nebenbedingungen hinzugefügt, die eine vereinfachte Lastflussrechnung (DC- oder Gleichstrom-Lastfluss) durchführen.

Bei dieser vereinfachten Form der Lastflussrechnung werden die Verluste vernachlässigt und die Spannungen in allen Knoten auf ihre Nennspannung gesetzt. Es werden die Annahmen getroffen, dass die Winkeldifferenzen zwischen den Knoten nur sehr gering sind und die Leitungen ein sehr geringes R/X-Verhältnis aufweisen, die Resistanzen sind somit vernachlässigbar sind. Das Lastflussproblem reduziert sich damit auf einen linearen Zusammenhang zwischen den Knotenwirkleistungen und den Knotenspannungswinkeln und lässt sich ohne Iteration lösen. Jedoch können mit diesem Modell keine Aussagen über tatsächliche Spannungsverhältnisse und Blindleistungsflüsse gemacht werden. (28)

Als Hilfsgleichung zur Bildung der regionalen Einspeisesummen wird die Gleichung (40) eingesetzt. Sie bildet für jeden Zeitpunkt t und jede Region r die Summe der Kraftwerkseinspeisungen.

$$P_r(t, r) = \sum_{k \in kr} p(t, k) \quad \forall t, \forall r \quad (40)$$

Die tatsächlich zum Zeitpunkt t in einen Netzknoten gespeiste Leistung ist die Differenz aus der regionalen Erzeugung und der regionalen Residuallast zu diesem Zeitpunkt. In Gleichung (41) ist der lineare Lastflusszusammenhang zwischen den Knotenleistungen und den Knotenwinkeln formuliert.

$$P_r(t, r) - RL(t, r) = U^2 * \sum_{r_1} Y(r, r_1) * [\theta(t, r) - \theta(t, r_1)] \quad \forall t, \forall r \quad (41)$$

Schließlich werden unter Zuhilfenahme der zuvor berechneten Winkel die Leitungsbelastungen in Gleichung (42) berechnet und durch Ungleichung (43) mit den zulässigen Übertragungskapazitäten in Relation gesetzt.

$$P_s(t, r, r_1) = U^2 * Y(r, r_1) * [\theta(t, r) - \theta(t, r_1)] \quad \forall t, \forall r, \forall r_1 \quad (42)$$

$$P_s(t, r, r_1) \leq NC(r, r_1) \quad \forall t, \forall r, \forall r_1 \quad (43)$$

7.1.5 Solver

Als Solver für das gegenständliche gemischt-ganzzahlige lineare Programm wurde CPLEX in der Version 12.4 von IBM® ILOG® eingesetzt. Es handelt sich dabei um einen sehr leistungsstarken Solver u.a. für den Bereich der GGLP. Der Solver wird aus GAMS über das Open Solver Interface (OSI) aufgerufen. Damit ist es möglich, eine Einzellizenz von CPLEX zu verwenden. Eine solche Lizenz wurde über die *Academic Initiative* von IBM bezogen.

7.1.6 Programmablaufsteuerung

Die Komplexität bei der Lösung von gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblemen liegt einerseits daran, dass, im Vergleich zu einem kontinuierlichen linearen Problem, durch die Ganzzahligkeitsbedingung der Lösungsraum in viele diskrete Lösungspunkte zerfällt. Andererseits steigt bei der Verwendung von binären Variablen die Anzahl an möglichen Kombinationen exponentiell. Mit jeder neuen Binärvariablen verdoppelt sich die Anzahl an Kombinationen. Für das konkrete Problem existieren für jede Kraftwerkseinheit und jeden Zeitpunkt drei Binärvariablen ($b, start, stopp$). Bei einer angenommenen Anzahl von 20 Kraftwerken bedeutet dies $2^{3 \cdot 20} = 1,15 \cdot 10^{18}$ mögliche Kombinationen pro Zeitschritt.

Aufgrund der Komplexität ist einerseits ein leistungsfähiger Solver notwendig und andererseits empfiehlt es sich, das Problem zeitlich zu unterteilen. Ziel ist es, die Kraftwerkseinsatzoptimierung für ein Jahr im 15-min-Raster durchzuführen.

Um das Problem in endlicher Zeit lösen zu können, wurde folgender Ansatz gewählt: Das Jahr wurde in 365 Tagesiterationen unterteilt, welche wiederum in drei Subiterationen unterteilt wurden, welche der Reihe nach durchlaufen werden. In jeder Subiteration wird ein Optimierungsproblem gelöst. Eine schematische Grafik ist in Abbildung 73 dargestellt.

Die Tagesiterationen werden dabei von MATLAB® gesteuert. Die Subiterationen werden jeweils in GAMS durchlaufen. In einer Iteration werden dabei jeweils 160 Zeitschritte an das Optimierungstool übergeben, nicht nur die 96 Viertelstunden eines Tages. Dies hat den Grund, dass GAMS im Rahmen der gemischt-ganzzahligen Optimierung die Möglichkeit bietet, die Binärvariablen in drei verschiedene Zustände zu versetzen:

- **active:** Dies ist der Normalzustand, d.h. die Werte der Variablen können durch die Optimierung in ihrem ganzzahligen Wertebereich verändert werden, um die optimale Lösung zu finden.
- **fixed:** In diesem Zustand werden die Variablen auf den ihnen zugewiesenen Werten gehalten, d.h. sie können durch die Optimierung nicht verändert werden. Der Zustand wird dafür verwendet, um bereits optimierte Teilzeitbereiche als Startwerte für spätere Zeitpunkte vorzugeben.
- **relaxed:** Für die Variablen, die sich in diesem Zustand befinden, wird die Ganzzahligkeitsbedingung aufgehoben, d.h. diese Variablen werden als kontinuierlich zwischen ihren Grenzen veränderbar betrachtet. Durch den Wegfall dieser Bedingung wird es dem Solver erleichtert, eine optimale Lösung für das Gesamtproblem zu finden.

Je nach Subiteration werden bestimmte Zeitschritte der drei Variablen $b, start$ und $stopp$ in einen der drei Zustände versetzt (siehe Abbildung 73). Es wird dabei immer die Reihenfolge fixed, active und relaxed eingehalten, d.h. aufbauend auf bereits optimalen Lösungswerten werden weitere Zeitschritte optimiert, jedoch nur in einem bestimmten zeitlichen Rahmen. Darüber hinaus wird die

Bedingung der Ganzzahligkeit aufgeweicht. Es entsteht damit eine Optimierung mit rollendem Horizont in GAMS (29), da sich die, in aufeinander folgenden Subiterationen bestehenden, active-Bereiche stets zeitlich überlappen. Die Verschiebung beträgt jeweils 32 Zeitschritte, d.h. 8 Stunden.

Innerhalb der ersten Tagesiteration und der unterlagerten ersten Subiteration wird der fixed-Bereich als active-Bereich angesehen, da keine Startlösung existiert. Die Zeitschritte 97 bis 160 der jeweils dritten Subiteration werden in der nächsten Iteration an die Positionen 1 bis 64 gesetzt und dienen dementsprechend als Startwerte, 1 bis 32 sogar als fixierte Werte. Die Schrittweite von jeweils 32 Zeitpunkten erlaubt es zudem, dass an den Randbereichen keine Überträge, z.B. der Mindeststillstand- oder die Mindestbetriebsdauer, gebildet werden müssen. Dies wird implizit vom Modell erledigt.

In jedem Iterationsschritt werden von MATLAB® die Werte der ersten 32 Zeitpunkte für die drei Binärvariablen, die 160 Werte für die KWK, sowie die 160 Werte der drei regionalen Residuallasten an GAMS übergeben. Alle weiteren Kraftwerksparameter werden von GAMS aus einer statischen Tabelle gelesen. Am Ende der jeweils dritten Subiteration werden die Ergebnisdaten in eine Excel®-Datei geschrieben und damit für die Weiterverarbeitung durch MATLAB® zur Verfügung gestellt.

Durch die dargestellte Methodik ist es möglich, das sehr komplexe Problem der ganzjährigen Optimierung in kleine, effizient lösbare Teilprobleme zu zerlegen, die schließlich zu einer Gesamtlösung zusammengesetzt werden. Der Datenaustausch zwischen MATLAB® und GAMS passiert via Excel®, wie in Kapitel 7.1.7 noch näher erläutert wird.

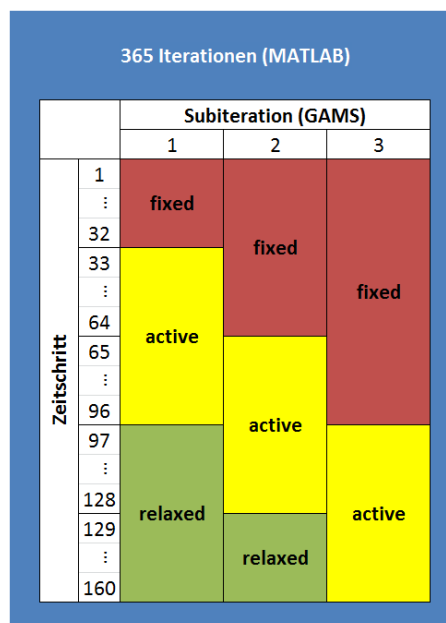


Abbildung 73: Iterationsschema der rollenden Optimierung, Quelle: (29) und eigene Weiterentwicklung

7.1.7 Datenschnittstelle

Für eine gute Übersichtlichkeit der Daten und aufgrund des gewählten Ansatzes des rollenden Horizontes wurde als Schnittstelle zwischen GAMS und MATLAB® das Softwareprodukt Microsoft® Excel® herangezogen.

Mit der von GAMS zur Verfügung gestellten Methode GDXXRW ist es im Umweg über das GAMS Data Exchange-Format (GDX) möglich, Daten aus Excel® in GAMS vor dem eigentlichen Programmablauf zu

importieren und auch wieder Ergebnisse von GAMS nach dem Ende der Optimierung nach Excel® zu exportieren. Da sehr viele Daten aus Excel® eingelesen werden, wurde die Möglichkeit herangezogen, die Zellen der einzulesenden Daten in einem individuellen Tabellenblatt mit einer definierten Formatierung einzutragen. Die weitere Verarbeitung der Daten wird von GDWWRX übernommen.

MATLAB® bietet ebenfalls via ActiveX eine Schnittstelle zu Microsoft® Excel®, die es sowohl ermöglicht, Dateien des Tabellenkalkulationsprogramms zu lesen als auch zu schreiben.

7.2 Speicherbewirtschaftung

Die Speicherung elektrischer Energie spielt mit zunehmenden Anteilen regenerativer Einspeiser eine immer wichtigere Rolle im Energiesystem. Wie die Analysen im Kapitel 6.2.2 gezeigt haben, wird die Last durch hohe nachhaltige Einspeisung immer öfter überdeckt und die Residuallast wird negativ. Um diese, zum Zeitpunkt ihrer Erzeugung, überschüssige, elektrische Energie zu einem späteren Zeitpunkt nutzbar zu machen, ist eine Zwischenspeicherung erforderlich.

Neben der beschriebenen Pufferfunktion verfügen hydraulische Speicher zudem meist über einen natürlichen Zufluss von Wasser. Die abzuarbeitende Energiemenge des natürlichen Zuflusses wird als Regelarbeitsvermögen von Speicherkraftwerken bezeichnet. Der natürliche Zufluss ist von einer starken jahreszeitlichen Abhängigkeit geprägt. Der feste Niederschlag im Winter in höher gelegenen Regionen schmilzt im Laufe des Frühjahrs und Sommers und füllt die Speicherseen auf natürliche Weise. Im Herbst und in den Wintermonaten ist der natürliche Zufluss entsprechend geringer.

Demnach gibt es also zwei Quellen (pumpen und natürlicher Zufluss), welche die Oberseen der Pumpspeicherkraftwerke füllen können und eine Senke (turbieren), welche die Oberseen entleeren kann. Da Beschränkungen einerseits hinsichtlich des Fassungsvermögens der Oberseen und andererseits bzgl. der zur Verfügung stehenden Pump- und Turbinenkapazitäten bestehen, ist eine Speicherbewirtschaftung über den gesamten Zeitraum eines Jahres sinnvoll.

Aus diesem Grund wurde eine optimale Speicherbewirtschaftung implementiert. Die Komplexität der Kraftwerkseinsatzoptimierung verlangte eine Unterteilung der Optimierung in kleinere Zeitschritte (Tages- bzw. Stundenblöcke). Für die Speicherbewirtschaftung ist jedoch der gesamte Simulationszeitraum von einem Jahr von Interesse, weshalb diese Optimierung entkoppelt von der Kraftwerkseinsatzoptimierung erstellt wurde.

Als Grundlagen für die optimale Speicherbewirtschaftung dienen einerseits Monatsdaten der (Pump-)Speichererzeugung und des Pumpverbrauchs, sowie andererseits die Speicherfüllstände zum Monatsletzten für das Jahr 2010. ((30), (31)) Aus diesen Daten lässt sich der durchschnittliche natürliche Zufluss für jeden Monat berechnen (siehe Abbildung 74), welcher wiederum als durchschnittliche Erzeugung auf das 15-min-Raster umgelegt wurde. Die Regelarbeitsvermögen für die einzelnen Szenarien wurden in Kapitel 3.7 festgelegt.

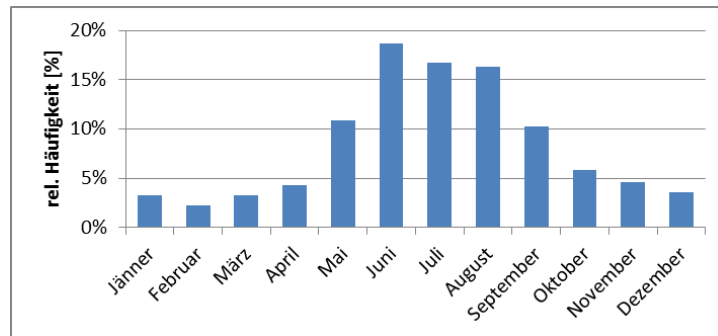


Abbildung 74: Monatliche Verteilung des natürlichen Zuflusses in Speicherkraftwerken 2010; Quelle: eigene Berechnung basierend auf (30) und (31)

Die Analysen in Kapitel 6.2.2 geben bereits einen ersten Anhaltspunkt dafür, welche elektrischen Energiemengen überschüssig sind und für den späteren Gebrauch verpumpt werden müssen. Bedingt durch die Kraft-Wärme-Kopplung (siehe Kapitel 7.3) kann sich diese Energiemenge noch weiter erhöhen. Die verpumpte elektrische Energie soll innerhalb des Betrachtungszeitraumes von einem Jahr, unter Berücksichtigung von Wirkungsgraden für das Pumpen und Turbinieren, auch in diesem Zeitraum für die Lastdeckung eingesetzt werden. Die bei der Speicherung entstehenden Verluste müssen durch alternative Einheiten (thermische Kraftwerkseinheiten) gedeckt werden. Um eine genauere Zeitreihe der Pumpbelastung zu erhalten, wird vor der Speicherbewirtschaftung die Kraftwerkseinsatzoptimierung nur mit Rücksicht auf das Regelarbeitsvermögen auf monatlicher Basis durchgeführt. Als Ergebnis ergibt sich eine Pumpzeitreihe im 15-min-Raster, welche neben den Aspekten der regenerativen Lastüberdeckung auch die Kraft-Wärme-Kopplung berücksichtigt.

Die optimale Speicherbewirtschaftung selbst wurde ebenfalls in GAMS als quadratisches Programm implementiert. Eingangsdaten sind die erwähnte Pumpzeitreihe aus einer vorangegangenen Kraftwerkseinsatzoptimierung, die Zeitreihe des natürlichen Zuflusses, die Residuallastzeitreihe, sowie die Turbinen- und Pumpkapazitäten, der maximale Inhalt der Oberseen und die Wirkungsgrade der Teilprozesse Pumpen und Turbinieren. Die wirkungsgradbereinigte Summe des natürlichen Zuflusses entspricht dem Regelarbeitsvermögen.

Bei der Implementierung wurde darauf geachtet, dass es zu keinen gleichzeitigen Pump- und Turbinenaktivitäten kommt, um damit eine Senke elektrischer Energie, bedingt durch die auftretenden Verluste, zu vermeiden. Die positive Eigenschaft der, in gewissen Grenzen, frei einstellbaren Kraftwerksleistung, die ein hydraulischer Kurzschluss oder eine drehzahlvariable Pumpenturbine mit sich bringt, wurde implizit in der Kraftwerkseinsatzoptimierung berücksichtigt. Diese Nebenbedingung erlaubt daher nur eine Reduktion positiver Residuallastwerte durch den Einsatz der Turbinen bis null.

Gleichung (44) stellt die Zielfunktion der Speicheroptimierung dar. Es wird dabei die Summe der Quadrate der Restlast (= Differenz aus Residuallast und Turbinenleistung, Gleichung (46)) zu jedem Zeitpunkt gebildet und minimiert. Dies wurde deshalb so gewählt, damit die Speicherkraftwerke vor allem zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden. Durch den quadratischen Zusammenhang in der Zielfunktion gehen hohe Restlastwerte überproportional stark in die Summe ein, weshalb die Optimierung versucht, die Spitzenwerte möglichst durch den Einsatz von Turbinen der hydraulischen Speicher abzudecken.

$$\text{Minimiere } \sum_t \text{restlast}(t)^2 \quad (44)$$

Der aktuelle Füllstand des Speichers $FS(t)$ berechnet sich aus dem Füllstand zum vorigen Zeitpunkt $(t - 1)$, sowie dem natürlichen Zufluss $NZ(t)$ und der wirkungsgradbereinigten und auf Energiewerte umgerechneten Pumpen- und Turbinenleistungen (Gleichung (45)).

$$FS(t) = FS(t - 1) + NZ(t) + \frac{P_P(t) * \eta_P}{4000} - \frac{P_T(t)}{\eta_T * 4000} \quad \forall t | RL > 0 \quad (45)$$

$$\text{restlast}(t) = RL(t) - P_T(t) \quad \forall t | RL > 0 \quad (46)$$

Die (Un-)Gleichungen (47), (48) und (49) bilden die oben beschriebenen Ausnahmen ab, dass einerseits die Turbinenleistung $P_T(t)$ die Residuallast $RL(t)$ nicht überschreiten darf, um keine zusätzlichen Pumpeinsätze notwendig zu machen. Im Falle einer negativen Residuallast ist die Restlast damit null. Und schließlich soll auch der Einsatz von Turbinen verhindert werden, wenn lt. vorangegangener Einsatzoptimierung die Pumpen in Betrieb sind.

$$P_T(t) \leq RL(t) \quad \forall t | RL > 0 \quad (47)$$

$$\text{restlast}(t) = 0 \quad \forall t | RL \leq 0 \quad (48)$$

$$P_T(t) = 0 \quad \forall t | P_P(t) > 0 \quad (49)$$

Das Arbeitsvermögen AV wird dem Modell exogen aufgrund von Erhebungen und durchgeführten Einsatzoptimierungen vorgegeben und setzt sich aus dem Regularbeitsvermögen RAV und dem wirkungsbereinigten Überschuss der regenerativen Erzeugung zusammen. Diese Summe der Turbinenenergie über alle Zeitpunkte hat diesem Arbeitsvermögen zu entsprechen (Gleichung (50)).

$$AV = \sum_t \frac{P_T(t)}{4000} \quad (50)$$

Als Ergebnis liefert die optimale Speicherbewirtschaftung eine Zeitreihe der Turbinenleistung, welche als Must-run-Kapazität samt Mindestleistung in die Kraftwerkseinsatzoptimierung eingebunden wird.

7.3 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Erzeugung von Strom bei gleichzeitiger Nutzung der Abwärme erhöht den Brennstoffnutzungsgrad von thermischen Kraftwerksanlagen wesentlich. Die Fernwärmeversorgung spielt vor allem in Ballungsräumen (Wien, Graz und Linz) eine sehr wesentliche Rolle. Gleichzeitig sind diese Gebiete auch sehr große elektrische Lastsenken.

Von der Möglichkeit der Fixierung von Variablenwerten (Kapitel 7.1.6) wurde auch bei der Implementierung der Kraft-Wärme-Kopplung Gebrauch gemacht. Aufgrund von Wärmelastprofilen wurden Zeitpunkte ermittelt, zu denen bestimmte Kraftwerke in Betrieb sein müssen, um die Wärmelast zu decken. Dadurch wird auch Strom erzeugt, weshalb diese Kraftwerkseinheiten auch zur Residuallastdeckung beitragen, obwohl sie aufgrund ihrer spezifischen Kosten vielleicht gar nicht zum Einsatz gekommen wären. Die wärmegeführten Einsatzzeitpunkte werden über den Parameter

$mustrun(t, k)$ an die Optimierung übergeben. Wird darin für ein Kraftwerk k zum Zeitpunkt t der Betrieb gefordert, so wird die korrespondierende Betriebsvariable $b(t, k)$ vor der Optimierung auf den logischen Wert eins (Betrieb) gesetzt und festgehalten. Ist umgekehrt kein Betrieb wegen eines fehlenden Wärmebedarfs vorgesehen, wird die Betriebsvariable nach dem oben erläuterten Ansatz des rollenden Horizontes in einen entsprechenden Zustand versetzt.

Für die Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung sind Wärmelastprofile im 30-min-Raster für das Jahr 2010 für das Versorgungsgebiet Wien vorhanden. Es handelt sich dabei um tatsächlich gemessene Leistungswerte zu den jeweiligen Zeitpunkten auf Kraftwerksbasis. Das, auf die Spitzenlast normierte, Summenprofil ist in Abbildung 75 dargestellt. Es zeigt einen Wärmegrundlastbedarf von rund 10% der Spitzenlast. Da die Daten auf Kraftwerksbasis vorliegen, ist eine getrennte Betrachtung nach Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und reinen Heizkraftwerken möglich.

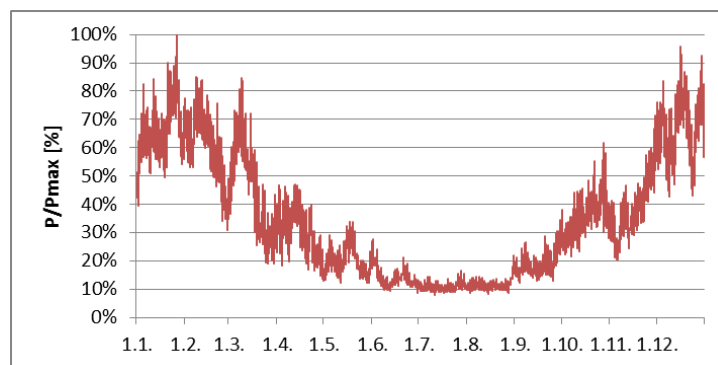


Abbildung 75: Wärmelastprofil des Versorgungsgebiets Wien im Jahr 2010, Quelle: selbsterstellt nach (32)

Die Werte wurden durch Mittelwertbildung auf den 15-min-Raster der elektrischen Betrachtungen umgerechnet und die Leistungswerte als Mittelwerte über die Viertelstunde angenommen. Durch eine Blockzuordnung konnten die wärmegeführten Pflichteinsatzstunden für die Anlagen in der Ost-Region ermittelt werden. Dabei wurde von einer maximalen Fernwärmeleistung von 250 MW je Block ausgegangen. Für die Versorgungsgebiete der Zentral-Region (Graz und Linz) wurde das gleiche Wärmelastprofil, jedoch in skalierten Form, herangezogen.

Als weitere Vereinfachung wurde angenommen, dass sich die elektrische Leistung trotz Wärmeentnahme in denselben Grenzen zwischen minimaler und maximaler Kraftwerksleistung bewegen darf, auch wenn Wärme ausgekoppelt wird. Zudem wurden nur GuD-Blöcke für gekoppelte Strom- und Fernwärmeerzeugung herangezogen.

7.4 Modelldaten

Die steigende Komplexität des Optimierungsproblems bei einer zunehmenden Anzahl an Kraftwerksblöcken wurde bereits erläutert. Um die strategische Aussagekraft der später getätigten Analysen zu gewährleisten, ist es notwendig, die vorhandenen steuerbaren Kraftwerkseinheiten (thermisch und hydraulisch) zu Blöcken mit einer handhabbaren Größe zusammenzufassen.

7.4.1 Thermische Einheiten

In Tabelle 19 sind die elektrische Netto-Leistung und die Anzahl an thermischen Kraftwerken in Österreich, unterteilt nach Regionen und Krafttypen und basierend auf eigenen Recherchen, zusammengefasst. Bei den Kraftwerkstypen wird zwischen Dampfkraftwerken (DKW), Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) und Gasturbinenkraftwerken (GT) unterschieden.

Die Analyse zeigt, dass sich keine thermischen Großkraftwerke in der West-Region befinden. Die Gesamtzahl von 28 Anlagen teilt sich zu gleichen Teilen auf die Zentral- und die Ost-Region auf. In der Ost-Region sind rund 3.900 MW an elektrischer Netto-Leistung verfügbar, in der Zentral-Region rund 2.400 MW. Solo-Gasturbinen-Kraftwerke sind nur in der Ost-Region zu finden. Die drei Anlagen verfügen in Summe über rund 200 MW elektrischer Netto-Leistung. Den größten Anteil an der Netto-Leistung haben die GuD-Kraftwerke mit zirka 4.200 MW. Die erhobenen Dampfkraftwerke verfügen zusammen über rund 1.900 MW_{el}.

Tabelle 19: Regionale Verteilung der elektrischen Netto-Leistung und der Anzahl an thermischen Kraftwerken nach Kraftwerkstyp (DKW: Dampfkraftwerk, GuD: Gas- und Dampfkraftwerk, GT: Gasturbinenkraftwerk (solo)), Quelle: eigene Recherchen

	Leistung [MW _{el} , netto]				Anzahl			
	Gesamt	DKW	GuD	GT	Gesamt	DKW	GuD	GT
Ost	3.906	1.273	2.438	195	14	6	5	3
Zentral	2.388	641	1.747	0	14	7	7	0
West	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	6.294	1.914	4.185	195	28	13	12	3

Aus den gesammelten Daten wurden für die Modellierung folgende Blöcke gebildet:

- Ost-Region: 3.850 MW
 - DKW: $3 * 400 \text{ MW} = 1.200 \text{ MW}$
 - GuD: $5 * 400 \text{ MW} + 1 * 450 \text{ MW} = 2.450 \text{ MW}$
 - GT: $1 * 200 \text{ MW} = 200 \text{ MW}$
- Zentral-Region: 2.450 MW
 - DKW: $1 * 400 \text{ MW} + 1 * 250 \text{ MW} = 650 \text{ MW}$
 - GuD: $4 * 450 \text{ MW} = 1.800 \text{ MW}$

In Summe wurde eine thermische Kraftwerkskapazität von 6.300 MW für die späteren Simulationen angenommen.

7.4.2 Speichereinheiten

Wie bereits durch die Analysen in Kapitel 2.1 gezeigt werden konnte, konzentrieren sich die wesentlichen (Pump-)Speicherpotenziale in Österreich in der West-Region. Dementsprechend wurden auch in dieser Region sämtliche Turbinen- und Pumpleistungen angesiedelt. Aufgrund von Vorzeichenkonventionen müssen diese beiden Typen leistungsmäßig unabhängig voneinander betrachtet werden. Entsprechend den Analysen in Kapitel 3.5 wird eine Turbinen-Engpassleistung von 6.500 MW und eine Pumpleistung von 3.200 MW angenommen. Für den gesamten Energieinhalt der Oberseen wird ein Wert von 2.700 GWh angenommen.

Die Analysen der Residuallast (Kapitel 6.2) für das Szenario 2050 haben bereits gezeigt, dass mit den bestehenden (Pump-)Speicherpotenzialen keine gültige Lösung erzielt werden kann, da der Minimalwert der Residuallast die vorhandene Pumpleistung übersteigt. Die Pumpleistung wird auf 10.315 MW angehoben. Wegen des hohen Energieinhaltes der Überdeckung im Szenario 2050 ist es zudem nötig, die Speicherkapazität auf 6 TWh zu erhöhen. Die maximale Turbinenleistung des Speicherkraftwerks wird für das nachhaltige Szenario ebenfalls angepasst und beträgt 7.000 MW. Wie eine konkrete Realisierung dieser Leistungen und des Energieinhaltes aussehen könnte, ist nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeiten. Die Potenziale für hydraulische Speicherkraftwerke sind

beschränkt und Ausbaupläne oder Neubauten nur schwer umsetzbar. Zukünftig werden deshalb neue großtechnische Speichertechnologien erforscht und zur Marktreife geführt werden müssen.

7.4.3 Zusammenfassung der modellierten Kraftwerkseinheiten

Die Kraftwerkseinsatzoptimierung kann die Leistungen der Einheiten von zwei Kraftwerksgruppen, den hydraulischen Speichern und den thermischen Einheiten, variieren, um ein optimales Ergebnis zu erhalten. In Tabelle 20 sind die elektrischen Maximalleistungen und Bezeichnungen der modellierten Kraftwerke nach Typ und Region zusammengefasst. Zudem ist angegeben, ob die einzelnen Kraftwerkseinheiten zur Fernwärmeerzeugung im Rahmen der Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden.

Tabelle 20: Modellierte Kraftwerke: Regionen, Typen, max. Leistung, Bezeichnung und KWK-Verwendung

Region	Typ	Bezeichnung	max. elektrische Leistung [MW]	KWK
West	SKW	SKW	6.500	nein
West	PKW	PKW	3.200	nein
Zentral	DKW	DKW_z1	400	nein
Zentral	DKW	DKW_z2	250	nein
Zentral	GuD	GuD_z1	450	ja
Zentral	GuD	GuD_z2	450	nein
Zentral	GuD	GuD_z3	450	ja
Zentral	GuD	GuD_z4	450	nein
Ost	DKW	DKW_o1	400	nein
Ost	DKW	DKW_o2	400	nein
Ost	DKW	DKW_o3	400	nein
Ost	GuD	GuD_o1	450	ja
Ost	GuD	GuD_o2	400	ja
Ost	GuD	GuD_o3	400	ja
Ost	GuD	GuD_o4	400	ja
Ost	GuD	GuD_o5	400	ja
Ost	GuD	GuD_o6	400	ja
Ost	GT	GT_o	200	nein

In Tabelle 21 sind weitere Kenndaten (Anfahr- und Abfahrzeiten, Mindestlasten, minimale Betriebs- und Stillstandszeiten, sowie die Leistungsänderungsrate im Betrieb) nach Kraftwerkstypen zusammengefasst. Dafür wurden Daten mit Hilfe von Literaturrecherchen ((20), (21), (33) und (34)) erhoben und schließlich typische Werte ausgewählt. Methodisch bedingt liegt die minimale Betriebs- und die Abfahrzeit bei einem Zeitschritt bzw. bei 0,25 Stunden.

Aus dynamischer Sicht stellen die Speicher- und Pumpkraftwerke das Maß der Dinge dar. Sie können auf Leistungsanforderungen umgehend reagieren, egal ob sie sich im Pump- oder Turbinenbetrieb bzw. im Stillstand befinden. Entsprechende Kennwerte werden auch in Kapitel 5.2 angegeben. Zudem benötigen diese Kraftwerke keine Mindeststillstandszeit, können also nach dem Abfahren sofort wieder angefahren werden. Ebenso wird die minimale Betriebszeit auf ihren minimalen Wert gesetzt.

Bei thermischen Einheiten verfügen die Solo-Gasturbinen-Kraftwerke über die höchste Flexibilität. Es wird für die Analysen angenommen, dass diese Kraftwerke innerhalb eines Zeitschritts sowohl an- als auch abfahren können. Nach dem Abfahren benötigen sie keine Stillstandszeit und müssen zumindest für eine Stunde nach dem Anfahren am Netz bleiben. Ihre Mindestlast wird mit 20% der Nennlast angesetzt. Auf die Solo-Gasturbinen folgen aus dynamischer Sicht die Gas-Kombikraftwerke. Diese können innerhalb einer Stunde vom Stillstand in ihren Nennpunkt angefahren werden und benötigen ebenso lange, um wieder aus dem Punkt maximaler Erzeugung in

den Stillstand zu fahren. Dazwischen müssen sie zumindest eine Stunde am Netz bleiben bzw. eine Mindeststillstandszeit von zwei Stunden einhalten. Die Mindestlast der GuD-Kraftwerke wird mit 50% der Nennlast angenommen, die Lastrampe mit 60% der Nennlast. Die schlechtesten dynamischen Eigenschaften weisen die kohlebefeuerten Dampfkraftwerke auf. Für diese Einheiten werden eine An- und eine Abfahrzeit von jeweils drei Stunden angenommen. Zudem müssen die Dampfkraftwerke mindestens drei Stunden im Betrieb bleiben und dürfen erst nach zwei Stunden Stillstand wieder angefahren werden. Die Mindestlast wurde mit 40% der Nennlast angenommen, die Laständerungsrate liegt bei 25% der Maximallast.

Tabelle 21: Eigenschaften der modellierten Einheiten nach Kraftwerkstyp

	SKW	PKW	DKW	GuD	GT
T_{an} [h]	0	0	3	1	0,25
T_{ab} [h]	0,25	0,25	3	1	0,25
$\underline{P}$	$0\% * \bar{P}$	10 MW	$40\% * \bar{P}$	$50\% * \bar{P}$	$20\% * \bar{P}$
T_{MU} [h]	0,25	0,25	3	1	1
T_{MD} [h]	0	0	2	2	0
LR [% * $\bar{P}$]	100%	100%	25%	60%	100%

Für die Mindestleistung $\underline{P}$ des Speicherkraftwerkes PKW wird eine Leistung von 10 MW angenommen. Im Gegensatz dazu wird für die Mindestleistung der Pumpen des Pumpspeicherkraftwerks eine Leistung von null angenommen. Dies hat folgenden Grund: Würde beim Speicherkraftwerk die Mindestleistung ebenfalls auf null gesetzt werden, würde dieses Kraftwerk aufgrund der angenommenen Kosten für Betrieb und Anfahren dieser Einheit nie außer Betrieb gehen. Es könnte ohne leistungsmäßigen Output im Betrieb bleiben und würde sich stets die Anfahrkosten ersparen und damit andere Kraftwerkseinheiten (v.a. die Gasturbine) verdrängen. Um es der Optimierung trotzdem zu ermöglichen, jeden beliebigen Wert zwischen der maximalen positiven (Turbinen) und negativen (Pumpen) Leistung zu erreichen, wird die minimale Pumpleistung auf null gesetzt. Im Bereich der Pumpen gibt es keine Konkurrenz durch andere Einheiten, weshalb es auch zu keiner Verdrängung kommen kann. Technisch betrachtet ist eine variable Leistungsaufnahme von Pumpspeicherkraftwerken mit Hilfe des hydraulischen Kurzschlusses oder mit drehzahlvariablen Pumpturbinen realisierbar.

Bei der Kraftwerkseinsatzoptimierung wird als Zielfunktion die Minimierung der Gesamtkosten (Erzeugungskosten + Anfahrkosten) über den Betrachtungsbereich gewählt. Zudem wurde bereits gezeigt, wie die Kostenfunktionen modelliert werden. Es gilt nun noch, den einzelnen Kraftwerkstechnologien Kosten für die zu erzeugende Energie zuzuordnen. Da es sich bei der gegenständlichen Betrachtung um ein technisches Modell handelt, wird kein Marktmodell hinterlegt, d.h. es werden keine Variationen von Primärenergieträgerpreisen, CO₂-Zertifikationskosten, etc. unterstellt, welche die Stromgestehungskosten und damit die Kraftwerksreihung beeinflussen würden.

Stattdessen wird eine einfache Merit Order der Kosten elektrischer Energie nach Kraftwerkstyp unterstellt, wie sie in Abbildung 76 dargestellt ist. Es wird dabei eine statische Reihenfolge nach Kraftwerkstypen angenommen. Im Rahmen der steuerbaren Einheiten kommen im positiven Leistungsbereich zuerst die kohlenbefeuerten Dampfkraftwerke (DKW), anschließend die GuD-Kraftwerke (GuD) und schließlich die Solo-Gasturbinen- (GT) und Speicherkraftwerke (SKW). In negativer Leistungsrichtung sind ausschließlich die Pumpeinheiten der Pumpspeicherkraftwerke

(PKW) vorhanden. In dieser Betrachtung werden keine Kosten für Emissionszertifikate hinterlegt, da die Prognosen für zukünftige Zertifikatspreise sehr weit streuen. Wegen der daraus resultierenden Unschärfe in den Modellergebnissen wird diese Annahme getroffen.

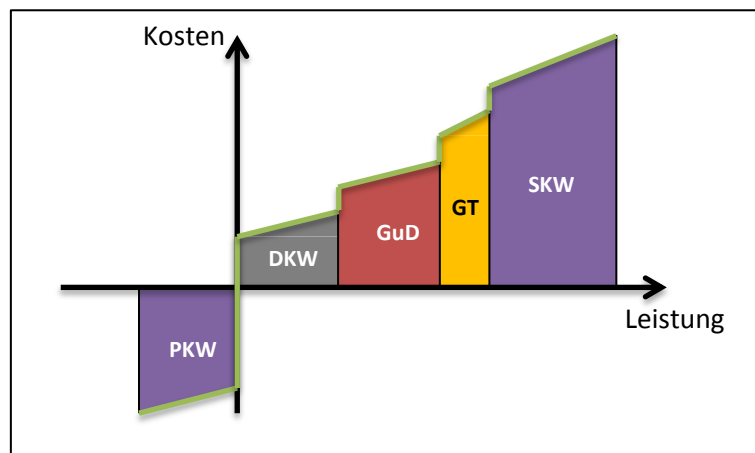


Abbildung 76: Prinzipbild einer Merit Order-Kurve

7.4.4 Regenerative Erzeugung und Verbraucherlast

In Kapitel 4 wurden grundlegende Leistungszeitreihen für die regenerativen Erzeugungstechnologien Laufwasserkraft, Windenergie, Photovoltaik und Biomasse, sowie für die Last, eingeführt. Diese Zeitreihen stehen zur weiteren Verarbeitung auf regionaler Basis zur Verfügung. Zudem wurden diese Wertereihen jeweils auf ihren Energieinhalt normiert. Mit Hilfe der, in Kapitel 3.7 definierten, Szenarien ist es nun möglich, diese normierten Zeitreihen zu skalieren.

Für die Erzeugung elektrischer Energie aus den regenerativen Quellen Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Biomasse wird stets die gleiche normierte Basiszeitreihe herangezogen und mit den energetischen Ausbauzielen in den Szenarien hochgerechnet. Es kommt also jeweils das gleiche meteorologische Jahr bzw. das gleiche regenerative Dargebot zur Anwendung. Lediglich die regional installierten Anlagenleistungen der verschiedenen Umwandlungstechnologien variieren. Ähnliches gilt auch für den Verbrauch. Auch hier wird die grundlegende, normierte Lastzeitreihe des Jahres 2010 unter Zuhilfenahme der Szenarienwerte skaliert.

8 Auswirkungen einer regenerativen Stromerzeugung auf den österreichischen Kraftwerkspark

In diesem Kapitel werden Antworten auf die grundlegenden Fragestellungen der Auswirkungen einer nachhaltigen Stromerzeugung auf den österreichischen Kraftwerkspark gegeben. Ausgangspunkt dafür sind die Ergebnisse des Optimierungsmodells für den Kraftwerkseinsatz.

Bevor auf die einzelnen charakteristischen Kenngrößen eingegangen wird, soll die Abbildung 77 einen Überblick darüber geben, welche Erzeugungsanteile zur Deckung der Last eingesetzt werden. Dazu wird eine Woche (21.6. bis 27.6.) herangezogen und die Erzeugungsbeiträge der einzelnen Technologien werden kumuliert dargestellt. Dabei werden zuerst die regenerativen Anteile (Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Biomasse) gezeichnet und darauf aufbauend die steuerbaren thermischen und hydraulischen Einheiten. Die Pumpleistungen werden in negativer Richtung eingezeichnet. Wegen der kumulierten Darstellung werden jedoch die Pumpanteile von den positiven Erzeugungsanteilen überdeckt.

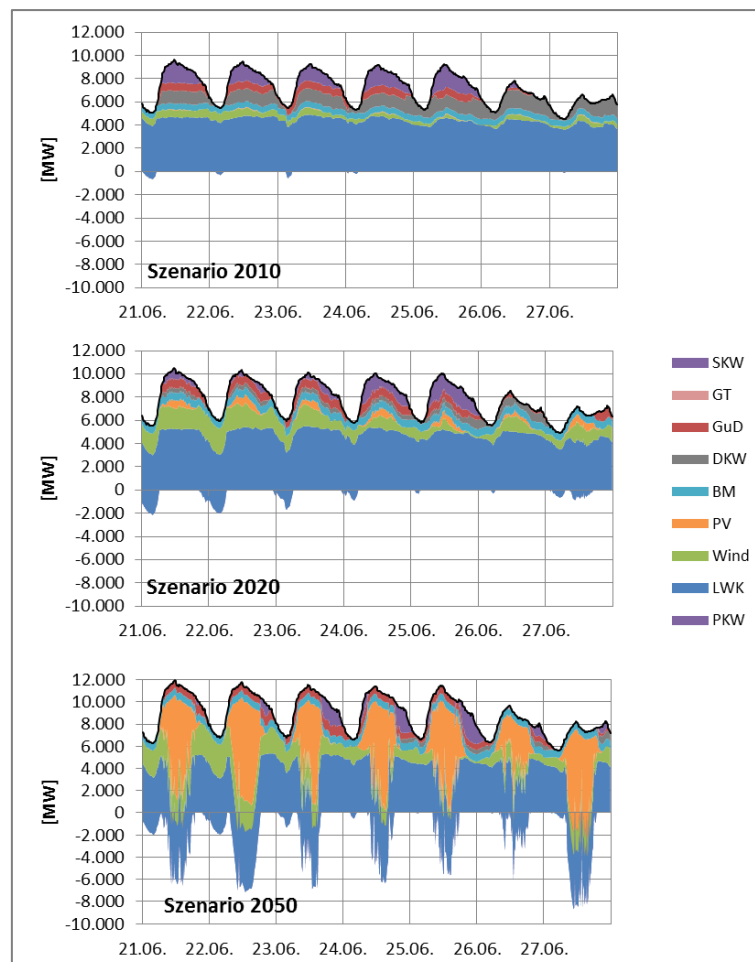


Abbildung 77: Zusammensetzung der Erzeugung zur Lastdeckung für die Woche vom 21.6. bis 27.6. für die drei Szenarien

Über die Szenarien hinweg ist der steigende Einfluss der Erzeugung aus Windkraft (grün) und Photovoltaik (orange) sehr gut erkennbar. Im Basis-Szenario kommt es lediglich in den frühen Morgenstunden der einzelnen Tage zu leichten Überdeckungen der Last durch die regenerative Erzeugung. In diesen Zeiten werden die thermischen Einheiten entweder vollständig vom Netz

genommen oder sie fahren mit sehr geringer Leistung durch. Die steigenden Windanteile im Szenario 2020 führen dazu, dass die Überdeckungen während der Nachtstunden größer werden. Diese erreichen in einzelnen Zeitpunkten Werte von bis zu 2.000 MW. Auch die Photovoltaikeinspeisung ist in diesem Szenario bereits gut zu erkennen. Im Szenario 2050 wirkt sich der Einfluss der massiven Photovoltaikanteile sehr stark auf den Kraftwerkseinsatz aus. Am lastschwächsten Tag (Sonntag, 27.6.) kommt es durch die hohen regenerativen Einspeiseanteile zu Lastüberdeckungen von bis zu 8.000 MW.

Um die Auswirkungen einer steigenden Nachhaltigkeit im elektrischen Energiesystem zu zeigen, werden die Anteile der steuerbaren hydraulischen und thermischen Einheiten zur Deckung der Residuallast (RL) in Abbildung 78 für die drei Szenarien gegenübergestellt. Im Residuallastprofil des Szenarios 2010 sind die einzelnen Wochen- und Wochenendtage gut erkennbar. Zur Deckung der Residuallast werden alle steuerbaren Komponenten (Dampf-, Kombi- und Speicherkraftwerke) eingesetzt. Die thermischen Einheiten werden z.T. in der Nacht abgefahren und am Morgen wieder gestartet. Die maximalen Residuallasten treten stets um die Mittagszeit auf, die Minima befinden sich in den frühen Morgenstunden.

Im Szenario 2050 kommt es zu einem massiven Wandel in der Charakteristik der Residuallast. Diese ist, bedingt durch den hohen Photovoltaikanteil, durch eine höhere Volatilität geprägt, als in den beiden anderen Szenarien. Die Minimalwerte der Residuallast treten nun um die Mittagszeit auf, da hier die wesentlichen Photovoltaikeinspeisungen auftreten und betragen in der gezeigten Beispielwoche zeitweise über 8.000 MW. Damit wird die derzeit installierte Pumpleistung teils sehr wesentlich überschritten. Während der Mittagsstunden sind die Pumpkraftwerke gefordert die überschüssige Energie zu puffern. Die höchsten Werte der Residuallast befinden sich nun am Abend. Es schwinden zudem die Anteile der thermischen Kraftwerke. Die GuD-Blöcke verdrängen in der betrachteten Woche die kohlebefeuerter Dampfwerke, da die erstgenannten auch für die Wärmebereitstellung im KWK-Betrieb zuständig sind. Die thermischen Einheiten werden meist am Abend angefahren, um an der Deckung der Residuallastspitze mitzuwirken. Anschließend werden sie z.T. wieder abgefahren oder durchlaufen die Nacht auf niedriger Mindestlast, um in den Vormittagsstunden wieder ihren Beitrag zur Lastdeckung liefern zu können. Es entstehen somit wesentlich höhere An- und Abfahrzyklen und die Betriebszeiten je Zyklus verkürzen sich.

Die Entwicklung der aufgenommenen (PKW) bzw. abgegebenen (DKW, GuD, GT und SKW) elektrischen Energie für die verschiedenen Szenarien ist in Abbildung 79 dargestellt. Es zeigt sich, dass die erhöhte regenerative Einspeisung zu Lasten der thermischen Großkraftwerke geht. Liefern kohlebefeuerte Anlagen und GuD-Einheiten im Basis-Szenario noch jeweils rund 13 TWh im Jahr, so reduzieren sich diese Werte z.T. sehr wesentlich. Für die Dampfkraftwerke wird für das Szenario 2020 eine elektrische Energieabgabe von rund 10,5 TWh und für das Szenario 2050 eine elektrische Energieabgabe von rund 7,9 TWh ermittelt. Es handelt sich somit um eine Reduktion von rund 5,1 TWh bzw. rund 40%. Nicht ganz so massiv trifft es die Kombikraftwerke. Hier liegt die elektrische Erzeugung im Szenario 2020 bei rund 12 TWh (-14%) und im Szenario 2050 bei ca. 10,3 TWh (-26%). Für die GuD-Anlagen spricht, dass sie flexibler sind als die Dampfkraftwerke und zudem auch für die Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden.

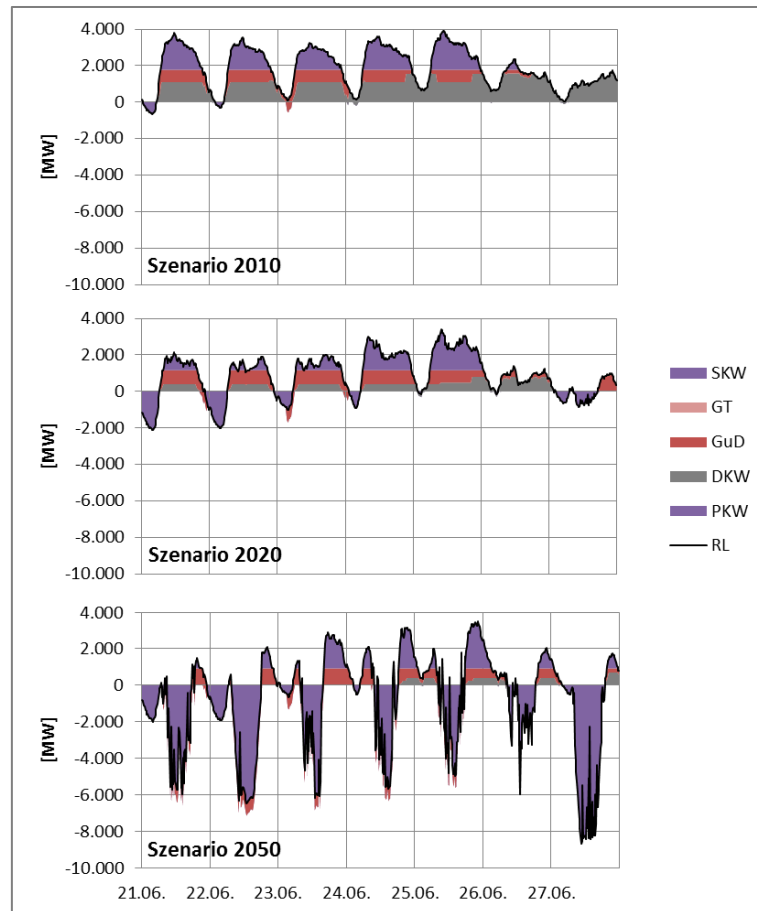


Abbildung 78: Zusammensetzung der steuerbaren Erzeugung zur Deckung der Residuallast für die Woche vom 21.6. bis 27.6. für die drei Szenarien

Die Solo-Gasturbinenkraftwerke spielen aufgrund ihrer geringen installierten Leistung nur eine untergeordnete Rolle im betrachteten System. Dennoch können sie aufgrund ihrer Flexibilität ihren Erzeugungsteil von 1 GWh im Szenario 2010 auf rund 14 GWh im Szenario 2050 erhöhen.

Durch die häufigere Lastüberdeckung sind die Pumpkraftwerke gefordert, wesentlich mehr elektrische Energie aufzunehmen. Sind es im Basis-Szenario nur rund 0,05 TWh, so sind es im Szenario 2020 bereits 0,5 TWh und im Szenario 2050 schließlich ca. 5,7 TWh. Methodisch bedingt muss diese verpumpte Energie während des Betrachtungszeitraumes auch wieder in elektrische Energie umgewandelt und zur Lastdeckung herangezogen werden. Dementsprechend erhöht sich auch der Erzeugungsanteil der Speicherkraftwerke.

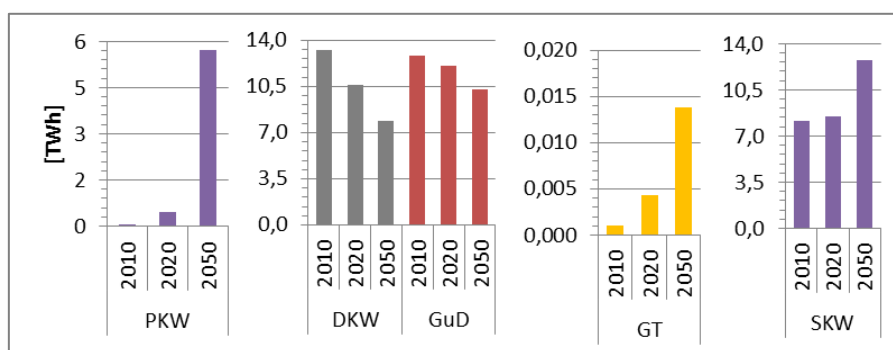


Abbildung 79: Entwicklung der aufgenommenen bzw. abgegebenen elektrischen Energie unterteilt nach Kraftwerkstypen und Szenarien

Die Abbildung 80 zeigt den Vergleich der erzeugten elektrischen Energie in kohlebefeuelten Dampfkraftwerken und Kombianlagen für die drei Szenarien. Zusätzlich wird in dieser Abbildung unterschieden, ob die Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt wird oder nicht. Die Ergebnisse mit Kraft-Wärme-Kopplung entsprechen jenen aus Abbildung 79. Durch den Wegfall der kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme verlieren die gasbefeuelten Anlagen wesentliche Erzeugungsanteile an die Dampfkraftwerke in allen Szenarien. Liegt die gelieferte elektrische Energie im Szenario 2050 bei den GuD-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung noch bei rund 10,3 TWh, so reduziert sich diese hier auf unter 7,7 TWh (-25%). Die kohlebefeuelten Dampfkraftwerke können lt. dieser Analyse in allen Szenarien ihre Anteile um rund 1,5 TWh bis 2,5 TWh steigern.

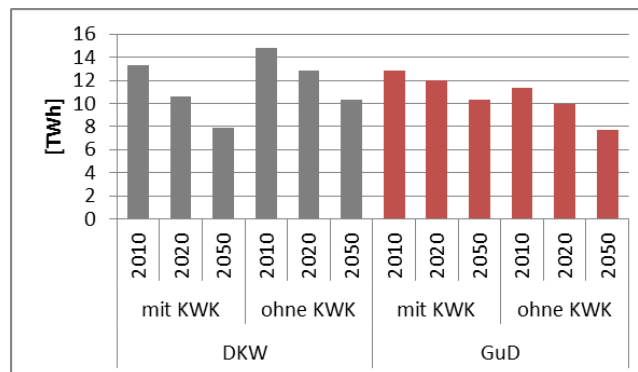


Abbildung 80: Entwicklung der abgegebenen elektrischen Energie unterteilt nach Dampfkraftwerken und GuD-Kombianlagen für die drei Szenarien, sowie nach Betrieb mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

In Abbildung 81 sind die Entwicklungen der Volllaststunden unterteilt nach Kraftwerkstypen für die drei Szenarien dargestellt. Für die beiden Typen Dampfkraftwerk (DKW) und Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) wurden in der Modellierung jeweils mehrere Einheiten angenommen. Dementsprechend ist auch die Darstellung in Form von Bereichen zu verstehen, welche sich zwischen der Einheit mit maximaler und der Einheit mit minimaler Volllaststundenzahl erstrecken. Für die übrigen Einheiten (Pumpkraftwerk PKW, Solo-Gasturbinenkraftwerk GT und Speicherkraftwerk SKW) wurde jeweils nur eine Einheit unterstellt, weshalb hier die Maximalwerte der Säulen als Ergebnis zu verstehen sind. Die schwarzen Striche markieren den Mittelwert aller Einheiten eines Typs.

Wegen häufiger Überdeckungen der Last durch die regenerative Erzeugung erhöhen sich im Verlauf der Szenarien die Volllaststunden des Pumpkraftwerks. Sie erreichen im Szenario 2050 einen Wert von über 500 h/a. Ebenso steigen die Volllaststunden bei den beiden sehr flexiblen Typen Solo-Gasturbine (+300% im Szenario 2020 bzw. +1.200% im Szenario 2050, jeweils bezogen auf das Basis-Szenario) und Speicherkraftwerk (+4% im Szenario 2020 bzw. +46% im Szenario 2050, jeweils bezogen auf das Basis-Szenario).

Die Typen Dampfkraftwerk und Gas- und Dampfkraftwerk hingegen verzeichnen sehr wesentliche Reduktionen ihrer Volllaststunden im Verlauf der Szenarien. Liegen die Volllaststunden bei den Dampfkraftwerken im Basis-Szenario noch zwischen rund 6.150 h/a und 7.400 h/a, so brechen diese auf rund 4.500 h/a bis 6.200 h/a im Szenario 2020 und schließlich auf ca. 3.700 h/a bis 4.400 h/a im nachhaltigen Szenario 2050 ein. Die Mittelwerte entwickeln sich von 7.100 h/a im Basis-Szenario über 5.600 h/a im Szenario 2020 auf schließlich 4.200 h/a (-25%) im nachhaltigsten Szenario.

Bei den Gas- und Dampfkraftwerken sind die maximalen Volllaststunden des meistgenutzten Blockes in allen Szenarien mit rund 4.400 h/a bis 4.500 h/a in etwa gleich hoch. Den GuD-Einheiten kommt

hier der Umstand zugute, dass sie im KWK-Betrieb auch für die Wärmeversorgung zuständig sind. Ein Vergleich der Volllaststunden mit und ohne Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung ist in Abbildung 82 dargestellt. Hier zeigt sich, welchen starken Einfluss der wärmegeführte Betrieb der GuD-Anlagen auf die Volllaststunden hat. Bereits im Basis-Szenario reduzieren sich die maximalen Volllaststunden der Kombianlagen von rund 4.400 h/a auf rund 3.200 h/a. Im Szenario 2050 überdecken die Kombianlagen gerade einmal den Bereich zwischen 800 h/a und 2.900 h/a. In allen GuD-Anlagen reduziert sich im Durchschnitt die Volllaststundenzahl von rund 2.640 h/a im Basisfall, über ca. 2.300 h/a im Szenario 2020, bis hin zu 1.800 h/a im Szenario 2050. Nutznießer dieses Umstandes sind wieder die kohlebefeuelten Anlagen. Diese können wegen der unterstellten Kostenstruktur ihre führende Position im Bereich der thermischen Anlagen bei der Volllaststundenzahl festigen.

Ob aufgrund der dann vorherrschenden Preise für Wärme und Strom damit ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist, kann damit aber nicht ausgesagt werden. Die minimalen Volllaststunden bei Kombiblöcken mit KWK sinken im Verlauf der Szenarien von rund 1.700 h/a im Szenario 2010, über ca. 1.400 h/a im Szenario 2020 bis auf ca. 500 h/a im Szenario 2050. Bei den Mittelwerten aller GuD-Einheiten ist ebenfalls ein leichtes Absinken von rund 3.000 h/a im Basis-Szenario auf rund 2.400 h/a im Szenario 2050 erkennbar. Dies entspricht einer Reduktion von rund 20%.

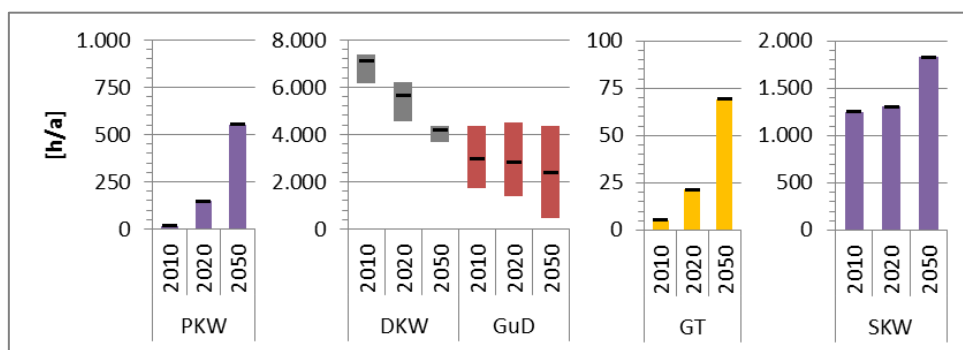


Abbildung 81: Entwicklung der Volllaststunden unterteilt nach Kraftwerkstyp und Szenarien: Bereiche und Mittelwerte

Aus wirtschaftlicher Sicht ist anzunehmen, dass die GuD-Kombiblöcke in ihrer Planungsphase für eine größere Volllaststundenzahl als 500 h/a ausgelegt wurden. Die Wirtschaftlichkeit eines solchen Blockes ist unter den heutigen Bedingungen eines Energy-only-Marktes, in dem nur für gelieferte Energie, jedoch nicht für bereitgestellte oder in Reserve gehaltene Leistung, bezahlt wird, nicht gegeben. Kommt diesen Kraftwerken eine systemimmanente Rolle zu, beispielsweise durch ihren Beitrag zur Bewältigung hoher Gradienten zur Gewährleistung der Systemstabilität, so müssen entsprechende Abgeltungskonzepte (z.B. Kapazitätsmärkte) eingerichtet werden. Durch solche Maßnahmen kann ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen sichergestellt werden, ohne die Systemstabilität und damit die Qualität der Stromversorgung zu gefährden.

Die Entwicklung der Anzahl an Kraftwerksstarts im Laufe eines Jahres ist in Abbildung 83 für die verschiedenen Kraftwerkstypen und Szenarien dargestellt. Für die modellierten kohlebefeuelten Dampfkraftwerke zeigt sich, dass sich die Anzahl der jährlichen Starts massiv erhöht. Die maximale Startanzahl erhöht sich von 42 Starts im Szenario 2010 auf bis zu über 110 Starts im Szenario 2050, was nahezu einer Verdreifachung entspricht. Noch wesentlich stärker fällt die relative Erhöhung der Startanzahl beim Solo-Gasturbinenkraftwerk aus. Wird dieses im Szenario 2010 gerade einmal 10-mal gestartet, so sind es im Szenario 2020 bereits 35 Starts und im Szenario 2050 sogar 92 Starts.

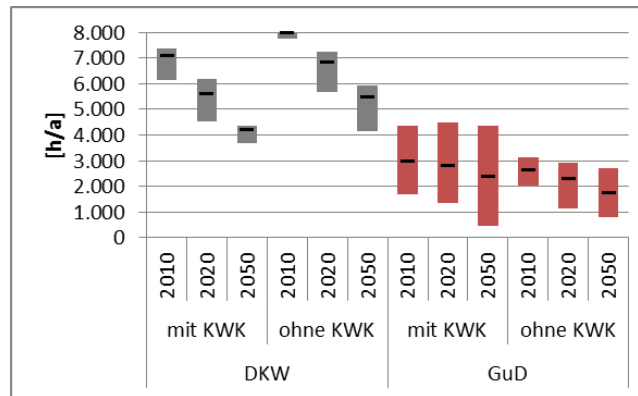


Abbildung 82: Entwicklung der Volllaststunden bei Dampfkraftwerken und GuD-Kombianlagen für die drei Szenarien, sowie unterteilt nach Betrieb mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung: Bereiche und Mittelwerte

Die Kombiblöcke zeigen im Bereich der Anzahl an jährlichen Startvorgängen über alle Szenarien ein sehr ähnliches bzw. leicht rückläufiges Verhalten. Diese Anlagen liegen zwischen rund 10 und 70 Startvorgängen pro Jahr im Basis-Szenario sowie im Szenario 2020. Im Szenario 2050 verschiebt sich der gesamte Bereich auf rund 5 bis 60 Starts pro Jahr. Hier wirkt sich wiederum die Kraft-Wärme-Kopplung aus. Diese veranlasst diesen Kraftwerkstyp oft am Netz zu bleiben bzw. auf sehr niedriger Teillast zu fahren, um den Wärmebedarf bedienen zu können.

Ein sehr differenziertes Bild zeigt sich beim Pumpkraftwerk. Hier steigt zuerst die Anzahl von 90 jährlichen Starts im Basis-Szenario auf knapp 110 Anfahrvorgänge pro Jahr (+22%) in 2020. Im Szenario 2050 schließlich sinkt die Anzahl von Starts auf 44 (-51%). Im Gegensatz dazu wird sich aber später zeigen, dass sich sowohl die Betriebsstunden als auch die mittlere Betriebszeit pro Anfahrvorgang im Bereich der Pumpkraftwerke wesentlich steigern.

Bei den Speicherkraftwerken entwickelt sich die Startanzahl dahingehend, dass sich diese von rund 270 Start pro Jahr in den Szenarien 2010 und 2020 auf etwa 370 Starts pro Jahr erhöht. Dieser Kraftwerkstyp wird also durchschnittlich einmal täglich zu Zwecken der Lastdeckung an- und wieder abgefahren. Diese Tatsache, dass hier nur die Lastdeckung und nicht der Ausgleich von Prognosefehlern im Fokus steht, ist in allen gezeigten Kenngrößen für Pump- und Speicherkraftwerke zu berücksichtigen.

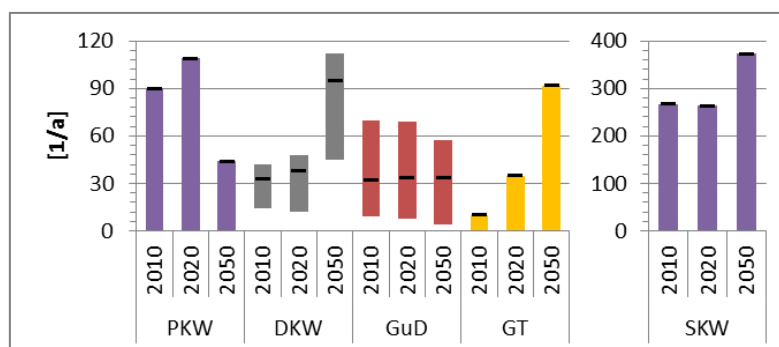


Abbildung 83: Entwicklung der Anzahl an Kraftwerksstarts unterteilt nach Kraftwerkstyp und Szenarien: Bereiche und Mittelwerte

Auch bei der Anzahl von Kraftwerksstarts zeigt sich ein sehr differenziertes Bild, je nachdem ob die Kraft-Wärme-Kopplung berücksichtigt wird oder nicht. Die Ergebnisse für die jährliche Startanzahl von Dampfkraftwerken und GuD-Anlagen mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung sind in Abbildung 84

dargestellt. Im nachhaltigsten Szenario 2050 steigt die maximale Startanzahl eines GuD-Kraftwerkes von 57 Starts auf über 140 Starts pro Jahr (+150%). Der, über alle Kombianlagen, gemittelte Wert ergibt eine mittlere jährliche Startanzahl im Szenario 2050 von 86. In allen Szenarien mit Kraft-Wärme-Kopplung liegt dieser noch bei rund 34 jährlichen Starts. In den Szenarien 2010 und 2020 hingegen liegt die durchschnittliche Anzahl der Zustandswechsel von Stillstand in Betrieb bei Vernachlässigung der KWK hingegen etwas unter den Werten mit Kraft-Wärme-Kopplung. Dies lässt den Schluss zu, dass manche GuD-Einheiten ausschließlich aus Gründen des Wärmebedarfs betrieben werden müssen. Treten nun Situationen auf, in denen der Strombedarf durch alternative Quellen günstiger gedeckt werden kann, die KWK-Anlagen jedoch aufgrund der Wärmeanforderungen am Netz sind, müssen im gegenständlichen Modell Speicher eingesetzt werden, welche die überschüssige elektrische Energie aufnehmen. Alternativ können auch andere, regelbare Kraftwerke vom Netz genommen, oder mit reduzierter Leistung betrieben werden.

Die fehlende Kraft-Wärme-Kopplung wirkt sich auch auf die kohlebefeuernten Einheiten aus. Die durchschnittliche Anzahl von An- bzw. Abfahrvorgängen steigt im Szenario 2050 von rund 90 Starts bei Berücksichtigung der KWK auf über 120 Starts, wenn die kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung bei den Kombianlagen keine Berücksichtigung findet.

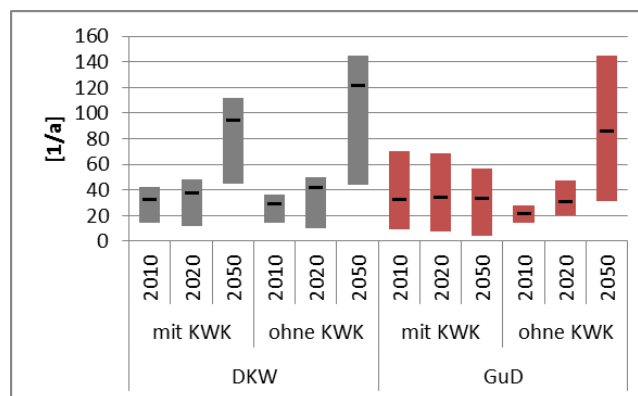


Abbildung 84: Entwicklung der Anzahl an Kraftwerksstarts von Dampfkraftwerken und GuD-Kombianlagen für die drei Szenarien, sowie unterteilt nach Betrieb mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung: Bereiche und Mittelwerte

In der folgenden Abbildung 85 ist die Entwicklung der Betriebsstunden nach Kraftwerkstypen und Szenarien dargestellt. Als Betriebsstunden werden in diesem Fall jene Zeitpunkte gezählt, in denen die Kraftwerksleistung die Mindestleistung des Blockes übersteigt. An- und Abfahrvorgänge werden hier nicht eingerechnet.

Es zeigt sich dabei, dass die vergleichsweise unflexiblen Dampfkraftwerke mit massiven Einbußen bei den Betriebsstunden rechnen müssen, wenn die nachhaltigen Einspeiseanteile zunehmen. Diese liegen bei den Dampfkraftwerken im Basis-Szenario noch bei 6.500 h/a bis 8.000 h/a. Im Szenario 2050 hingegen sind die Betriebsstunden von Kraftwerken dieser Technologie auf einen sehr schmalen Bereich um rund 4.000 h/a konzentriert (-38% bis -50%).

Bei den Kombianlagen können die einsatzstärksten Blöcke ihre Auslastung sogar minimal steigern. Die am geringsten ausgelasteten Blöcke verzeichnen jedoch nur mehr rund 750 Betriebsstunden pro Jahr. Der gemittelte Wert aller GuD-Anlagen sinkt ebenfalls leicht über die Szenarien hinweg von 4.900 h/a im Basis-Szenario, über 4.500 h/a (-8%) im mittleren Szenario auf rund 4.200 h/a (-14%) im Szenario 2050. Die Solo-Gasturbine kann ihre Betriebsstunden von rund 20 h/a im Szenario 2010 auf rund 140 h/a im Szenario 2050 sehr wesentlich steigern.

Die Pumpen können durch die zunehmende Anzahl an Zeitpunkten der Lastüberdeckung ihre Betriebsstunden auf bis zu 2.000 h/a anheben. Die Turbinen der Speicherkraftwerke sind in allen Szenarien rund 6.000 h/a in Betrieb.

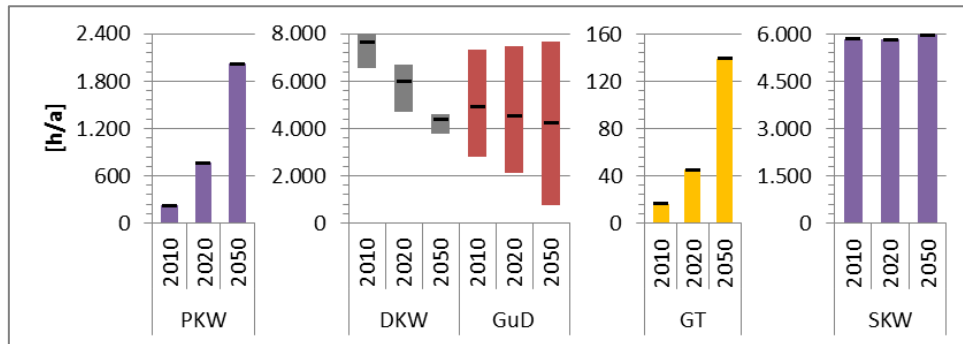


Abbildung 85: Entwicklung der Betriebsstunden unterteilt nach Kraftwerkstyp und Szenarien: Bereiche und Mittelwerte

Ein ähnliches Bild wie bei den Volllaststunden zeigt sich auch bei den Betriebsstunden, wenn die Kraft-Wärme-Kopplung in der Optimierung keine Berücksichtigung findet. Die Ergebnisse der Entwicklung der Betriebsstunden von GuD-Kombikraftwerken mit und ohne KWK sind in Abbildung 86 dargestellt. Die maximalen Betriebsstunden einer GuD-Einheit reduzieren sich im Verlauf der Szenarien, wenn die KWK nicht berücksichtigt wird. Im alternativen Fall ist das Gegenteil der Fall. Hier kommt es noch zu leichten Steigerungen. Die mittlere Betriebsstundenzahl liegt im Betrieb mit KWK zwischen 4.200 h (Szenario 2050) und 4.900 h (Szenario 2010). Durch die Vernachlässigung der Kraft-Wärme-Kopplung werden nur mehr Betriebsstunden zwischen 2.650 h (Szenario 2050) und 4.230 h (Szenario 2010) erreicht.

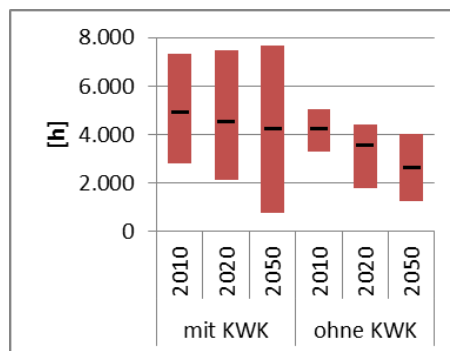


Abbildung 86: Entwicklung der Betriebsstunden von GuD-Kraftwerken für die drei Szenarien mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung: Bereiche und Mittelwerte

Abbildung 87 fasst die Entwicklungen der mittleren Betriebszeit je Anfahrvorgang für die verschiedenen Kraftwerkstypen und Szenarien zusammen. Es zeigt sich hier, dass die mittlere Betriebsstundenzahl je Start bei den kohlebefeuerten Dampfkraftwerken im Szenario 2050 massiv einbricht. Liegt sie im Basis-Szenario noch bei rund 200 h bis 470 h, so reduziert sie sich auf rund 40 h bis 80 h im Szenario 2050. Dies entspricht einem Rückgang von ca. 80%. Zudem zeigt sich, dass der Mittelwert der Betriebsstunden pro Anfahrvorgang über alle Dampfkraftwerke in allen Szenarien am unteren Ende des Bereiches zu liegen kommt.

Bei den Kombianlagen ist das Bild sehr differenziert. Während die minimale mittlere Betriebszeit je Start über die Szenarien hinweg sinkt, steigt der maximale Kennwert im Szenario 2050 sehr

wesentlich an. Die Durchschnittswerte über alle GuD-Anlagen liegen, wie auch bei den Dampfkraftwerken, im unteren Teil des Bereiches.

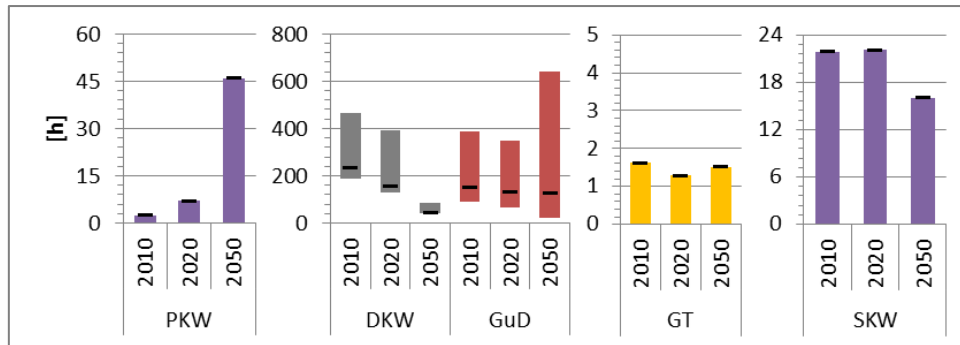


Abbildung 87: Entwicklung der mittleren Betriebszeit pro Anfahrvorgang unterteilt nach Kraftwerkstyp und Szenarien: Bereiche und Mittelwerte

Einmal mehr zeigt sich auch bei den Betriebsstunden pro Anfahrvorgang der starke Einfluss der Kraft-Wärme-Kopplung auf diesen Parameter. Die Ergebnisse für die beiden thermischen Kraftwerkstypen DKW und GuD sind in Abbildung 88 dargestellt. Als Umkehrschluss zur steigenden Anzahl an Kraftwerksstarts im Szenario 2050 reduzieren sich die durchschnittlichen Betriebsstunden pro Anfahrvorgang sehr wesentlich. Im Bereich der GuD-Kraftwerke erzielt ein Kraftwerk in der Einsatzoptimierung für 2050 unter Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung rund 630 h pro Anfahrvorgang. Wird die kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung jedoch nicht berücksichtigt, so fällt dieser Kennwert auf maximal 50 h pro Betriebszyklus. In allen Anlagen dieses Typs sinkt die Betriebsdauer im Durchschnitt von rund 200 h im Basis-Szenario, über rund 110 h im Szenario 2020, bis auf 31 h im Szenario 2050.

Bei den kohlebefeuerten Dampfkraftwerken wirkt sich die fehlende KWK vor allem in den Szenarien 2010 und 2020 aus. In diesen beiden Fällen können die Maximalwerte jeweils stark gesteigert werden. Auch die Mittelwerte für alle Dampfkraftwerke verzeichnen einen leichten Anstieg.

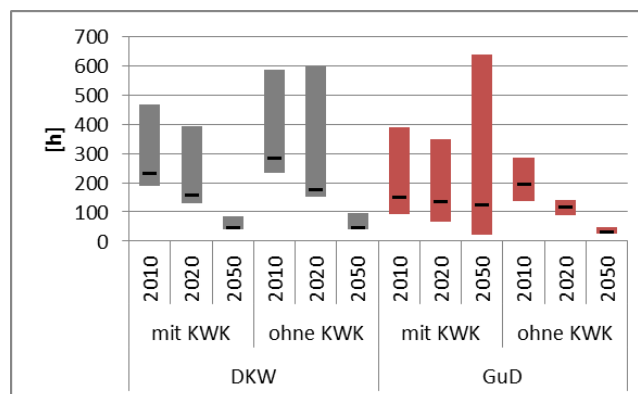


Abbildung 88: Entwicklung der Betriebsstunden pro Anfahrvorgang von Dampfkraftwerken und GuD-Kombianlagen für die drei Szenarien, sowie unterteilt nach Betrieb mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung: Bereiche und Mittelwerte

Als weiterer Parameter, der die Auswirkungen steigender Anteile erneuerbarer Erzeugungstechnologien auf den konventionellen Kraftwerkspark beschreibt, wird die mittlere Betriebsleistung ermittelt. Es werden dabei alle Zeitpunkte herangezogen, in denen die Kraftwerke eine von null verschiedene Leistung aufweisen, d.h. auch die An- und Abfahrvorgänge werden hier eingerechnet. Die Ergebnisse sind mit individuellen Skalen für die verschiedenen Technologien in

Abbildung 89 dargestellt. Dieser Parameter ist vor allem für die thermischen Einheiten von Interesse, da diese bei ihrer Auslegung auf einen Nennpunkt hin optimiert werden, in dem sie dann den höchsten Wirkungsgrad und die geringsten spezifischen Emissionen aufweisen. Beim Betrieb außerhalb dieses idealen Punktes sinkt der Wirkungsgrad und die spezifischen Emissionen steigen.

Sowohl die kohlebefeuerten Dampfkraftwerke als auch die Kombikraftwerke bewegen sich die Änderungen in sehr engen Bereichen. Bei ersteren liegt der Bereich im Basis-Szenario zwischen 91% und 93%. Der maximale Wert nimmt über die Szenarien hinweg sogar leicht zu, der Minimalwert sinkt auf rund 90% im Szenario 2050 ab. Bei den GuD-Anlagen verschiebt sich der minimale Wert von rund 59% im Basis-Szenario auf rund 56% im Szenario 2050. Auch der Maximalwert nimmt von rund 62,5% auf etwas unter 61% ab.

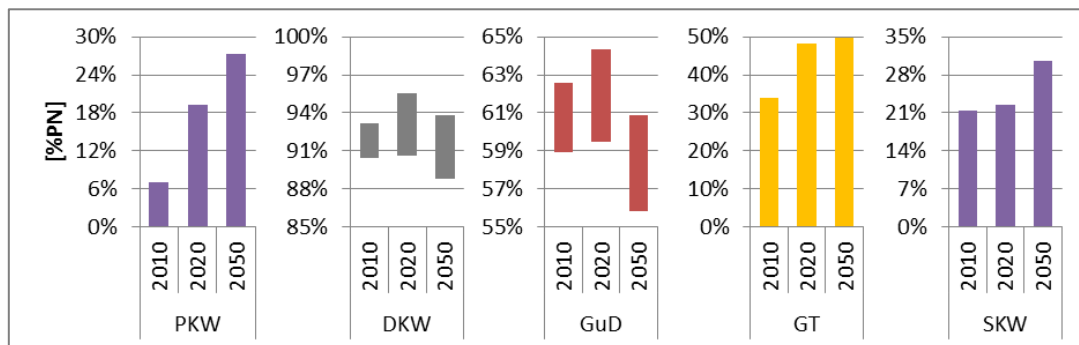


Abbildung 89: Entwicklung der durchschnittlichen Leistung im Betrieb unterteilt nach Kraftwerkstyp und Szenarien, bezogen auf die jeweilige Nennleistung

In der Abbildung 90 ist das notwendige thermische Backup für alle drei Szenarien dargestellt. Es wurde dafür jeweils die maximal auftretende, thermische Leistung ermittelt. Im Basis-Szenario beträgt das notwendige thermische Backup rund 4.460 MW. Dieses reduziert sich im Szenario 2020 um ca. 3% auf rund 4.340 MW. Im Szenario 2050 werden schließlich noch zirka 3.700 MW (-17%) an thermischer Kraftwerksleistung benötigt, um den Ausgleich zwischen Erzeugung und Last zu allen Zeitpunkten sicherzustellen.

Das notwendige thermische Backup kann im Verlauf der Szenarien um rund 130 MW bis rund 760 MW reduziert werden. Im Gegensatz steigt die installierte Leistung der regenerativen Quellen Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Biomasse vom Basis-Szenario zum Szenario 2020 um über 3.900 MW (+51%) bzw. vom Basis-Szenario zum Szenario 2050 um über 18.000 MW (+236%). Die möglichen Einsparungen beim thermischen Backup werden fast ausschließlich vom Ausbau der Laufwasserkraft und der Biomasse getragen.

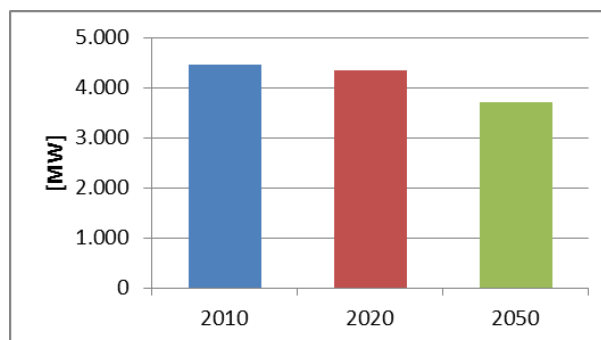


Abbildung 90: Entwicklung des notwendigen thermischen Backups in den drei Szenarien mit Kraft-Wärme-Kopplung

Der jährliche Verlauf des Füllstandes aller Speicheroberseen für die drei Szenarien ist in Abbildung 91 dargestellt. Wie in Kapitel 7.4.2 erläutert, liegen die Speicherkapazitäten bei 2.700 GWh für die Szenarien 2010 und 2020 bzw. bei 6.000 GWh im Szenario 2050. Allen Szenarien ist gemein, dass die minimalen Speicherfüllstände zwischen Mitte März und Anfang Mai auftreten. In den beiden Szenarien 2010 und 2020, welche einen sehr ähnlichen Verlauf aufweisen, wird durch die Speicherbewirtschaftung versucht, sehr hohe Füllstände bis weit in den Herbst und Winter zu erhalten. In der verbrauchsstarken und erzeugungsschwachen Jahreszeit wird die eingespeicherte Energiemenge abgerufen und damit die Speicher entleert.

Insgesamt zeigt sich, dass der Speicherbedarf im nachhaltigen Szenario 2050 jene der Szenarien 2010 und 2020 bei weitem überschreitet. Hohe Pump- und Turbinenleistung, sowie massive energetische Kapazität werden notwendig sein, um in einem sehr nachhaltigen, elektrischen Energiesystem die gesamte regenerativ erzeugte Strommenge (abgesehen von Speicherverlusten) abnehmen zu können. Die geringen Volllaststunden der regenerativen Erzeugungstechnologien, und damit die hohen Leistungen, stellen sehr große Herausforderungen an das elektrische Energiesystem der Zukunft. Die Begrenzung hoher Leistungen durch das Abregeln von Erzeugungseinheiten kann die Leistungsproblematik sicherlich abschwächen. Nichtsdestotrotz bleibt das energetische Problem in seinem vollen Umfang erhalten.

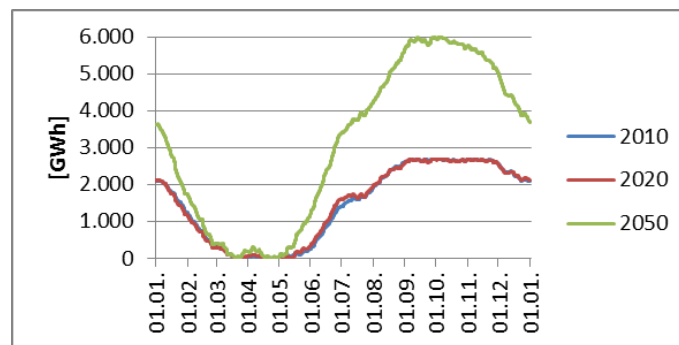


Abbildung 91: Jährlicher Verlauf des Speicherfüllstandes in den drei Szenarien

Abschließend werden noch die Leitungsbelastungen an den Regionsgrenzen analysiert. Dazu sind in Abbildung 92 und in Abbildung 93 die durchschnittlichen Belastungen aller Leitungen zwischen Ost- und Zentral-Region bzw. zwischen West- und Zentral-Region als Dauerlinien dargestellt. Zudem wurden die Leistungswerte auf die maximale Übertragungskapazität zwischen den jeweiligen Regionen bezogen. Die positive Lastflussrichtung wurde jeweils von der Randregion (West bzw. Ost) zur Zentral-Region angenommen. Dementsprechend bedeuten negative Werte, dass Energie von der Zentral-Region in eine der Randregionen übertragen wird. Grundsätzlich zeigt sich, dass die maximalen Auslastungen im Verlauf der Szenarien steigen. Dies ist deshalb der Fall, da die geforderten elektrischen Energiemengen aus regenerativen Quellen mit sehr hohen installierten Erzeugungsleistungen einhergehen. Durch die zusätzlich immer häufiger auftretenden Zeitpunkte der Lastüberdeckung erhöht sich der Energietransport zu und von den Pumpspeichern in der West-Region.

Bei den regionsüberschreitenden Leitungen zwischen der Ost- und Zentral-Region zeigt sich, dass die verfügbaren Kapazitäten maximal zu 76% ausgenutzt werden. Dieser Fall tritt im Szenario 2050 in positiver Lastflussrichtung auf, d.h. es wird Strom von der Ost- in die Zentral-Region übertragen. Die regional konzentrierte Windkraft ist hier ein starker Einflussfaktor, ebenso wie die hohe Photovoltaikleistung im Szenario 2050. Im Basis-Szenario 2010 liegt die maximale Belastung bei 26%.

Die Nulldurchgänge treten zu folgenden Stunden auf: 5.105 (Szenario 2010), 5.520 (Szenario 2020) und 5.129 (Szenario 2050). Es wird demnach in rund 60% der Fälle Energie von der Ost-Region in die Zentral-Region übertragen und nur zu 40% in die umgekehrte Richtung.

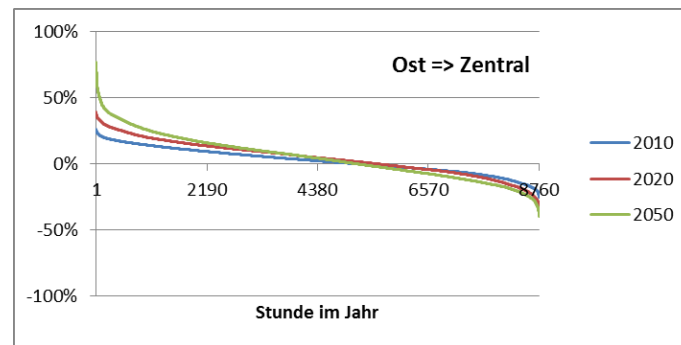


Abbildung 92: Leitungsbelastung zwischen Ost- und Zentral-Region bezogen auf die maximale Übertragungskapazität, pos. Lastfluss von Ost nach Zentral für die drei Szenarien

Die Verbindungen zwischen West- und Zentral-Region werden in den beiden Szenarien 2010 und 2020 maximal zu 34% bzw. 49% ausgelastet. Im Szenario 2050 wird jedoch in fünf Stunden des Jahres die maximale Übertragungskapazität überschritten. Die höchste Belastung liegt bei 115% der zugrunde gelegten Übertragungsleistung. Die Überschreitungen finden jeweils bei der Energieübertragung von der Zentral- in die West-Region statt. In diesen Fällen müssen hohe regenerative Erzeugungsspitzen durch die Speicher in der West-Region ausgeglichen werden. Diese geringfügigen Überschreitungen können durch entsprechende Maßnahmen (Abregelung regenerativer Einspeiser, dezentrale Speicher, etc.) oder durch temporäre Leitungsüberlastungen beherrscht werden.

Für das Übertragungsnetz lässt sich zusammenfassend sagen, dass unter den getroffenen Annahmen (Vollausbau des 380-kV-Netzes und keine Stromtransite) stets ausreichende Übertragungskapazitäten vorhanden sind, um auch in sehr regenerativen Szenarien einen entsprechenden Ausgleich zwischen den Regionen und deren Potenzialen schaffen zu können. Die vorliegenden Analysen beziehen sich jedoch ausschließlich auf die Kapazitäten. Durch die ausreichend vorhandenen Übertragungskapazitäten ist zudem nicht davon auszugehen, dass lokale steuerbare Ausgleichskapazitäten notwendig sind. Durch die Einbeziehung von länderübergreifenden Stromtransporten könnte sich diese Situation jedoch ändern.

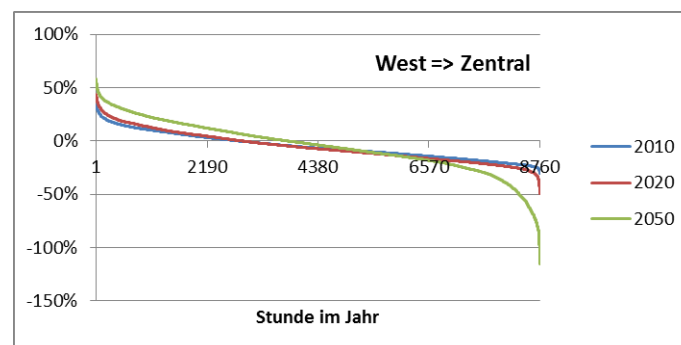


Abbildung 93: Leitungsbelastung zwischen West- und Zentral-Region bezogen auf die maximale Übertragungskapazität, pos. Lastfluss von West nach Zentral für die drei Szenarien

Neben den zuvor dargestellten und diskutierten Leitungsbelastungen werden in Abbildung 94 die regionalen Importe, Exporte und Saldi für die drei Szenarien gegenübergestellt. Die West-Region

weist in allen drei Szenarien einen negativen Saldo auf, d.h. in dieser Region übersteigen die jährlichen Importe stets die jährlichen Exporte. Dies liegt daran, dass in dieser Region nur geringe regenerative Potenziale und keine thermischen Einheiten verfügbar sind. Die steigende Relevanz von Speichern bei zunehmenden regenerativen Erzeugungsanteilen äußert sich durch die steigenden Importe und Exporte in der West-Region im Verlauf der Szenarien.

Die Zentral-Region stellt das Bindeglied zwischen der Windregion Ost und der Speicherregion West dar. Diese Funktion zeigt sich auch in den höchsten Importen und Exporten. Die Transitregion bilanziert im Basis-Szenario noch positiv und exportiert rund 2 TWh mehr als sie importiert. Im Verlauf der Szenarien sinkt dieser Überschuss auf nahezu null im Szenario 2050. Dort belaufen sich sowohl die Importe als auch die Exporte auf rund 10 TWh.

Einen stets positiven Import-Export-Saldo weist die Ost-Region auf. Im Verlauf der Szenarien steigt dieser sogar immer weiter an. Liegt er im Szenario 2010 bei rund 1,3 TWh, so steigt er auf ca. 5,4 TWh in den Szenarien 2020 und 2050.

Insgesamt betrachtet erhöht sich der Aufwand für den Energietransport, da zu immer mehr Zeitpunkten eine regenerative Überdeckung der Last stattfindet. Dieser Überschuss wird zwischengepuffert, um ihn für einen späteren Zeitpunkt nutzbar zu machen und ihn dazu wiederum leistungsgebunden zu übertragen.

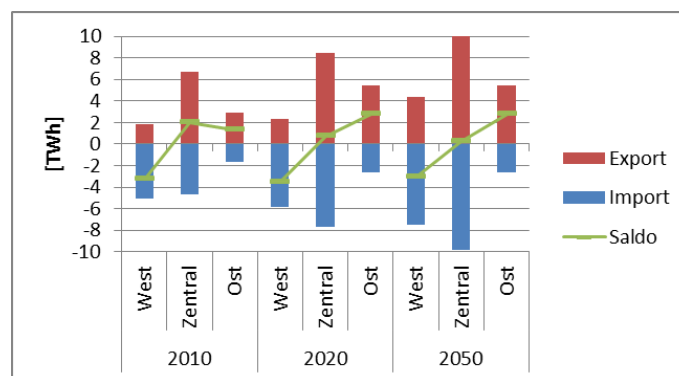


Abbildung 94: Entwicklung von Export, Import und Saldo in den drei Regionen und drei Szenarien

Die durchgeführten Analysen geben unter den getroffenen Annahmen einen strategischen Einblick, wie sich der Kraftwerkseinsatz bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien entwickeln kann. Der gesamte regelbare Teil des Kraftwerksparks wird durch die volatile Erzeugung von Photovoltaik und Windkraft vor neue Herausforderungen gestellt. Die zu erbringende Energie von großen thermischen Einheiten, wie kohlebefeuerte Dampfkraftwerke oder Gas- und Dampfkraftwerke, werden durch Strom aus regenerativen Quellen substituiert. Damit einhergehend sinken die Volllaststunden dieser Einheiten, die Anzahl von Start-Stopp-Zyklen steigt und die durchschnittliche Auslastung im Betrieb fällt. Trotz sehr hoher installierter Leistungen, welche jene des konventionellen Kraftwerksparks weit übersteigen können, sind die nachhaltigen Technologien Windkraft und Photovoltaik nicht in der Lage, eine gesicherte Leistung bereitzustellen. Wegen ihrer starken Dargebotsabhängigkeit gibt es stets Zeiten, zu denen beide Technologien keinen oder nur einen sehr geringen Beitrag zur Lastdeckung liefern. Aus diesem Grund sinkt das notwendige thermische Backup nur sehr langsam im Vergleich zur installierten Leistung der regenerativen Technologien. Zudem werden thermische Kapazitäten benötigt, um im KWK-Betrieb auch die Versorgung mit Wärme sicherzustellen. Um sich auch in einem sehr nachhaltigen elektrischen Energiesystem wirtschaftlich darzustellen, gilt es für die

thermischen Einheiten flexibel zu sein, d.h. hohe Anfahr- und Lastgradienten fahren zu können, über eine geringe Mindestlast zu verfügen, einen guten Teillastwirkungsgrad aufzuweisen oder auch mit der hohen Anzahl an Start-Stopp-Zyklen zurechtzukommen. Neben all den technischen Aspekten ist auch die monetäre Abgeltung von vorgehaltenen Reserveleistungen ein integraler Bestandteil zur Erhaltung der Systemstabilität.

Ebenfalls bedingt durch die geringen Volllaststunden und den damit einhergehenden hohen Leistungen, wird den Speichern zukünftig eine Schlüsselrolle im elektrischen Energiesystem zukommen. Die Zahl der Zeitpunkte, in denen die Last durch die regenerative Erzeugung überdeckt wird, nimmt mit dem Grad der Nachhaltigkeit zu. Zudem steigt auch das leistungsmäßige Ausmaß dieser Überdeckungen. Aus diesen Gründen ist es notwendig, dass sowohl der Energieinhalt wie auch die Leistungen der Pumpen und Turbinen in Speicherkraftwerken mit dem Ausbau der erneuerbaren Energie schritthalten müssen.

Abschließend konnte gezeigt werden, dass auch die transportierten Energiemengen im elektrischen Energiesystem mit zunehmender Nachhaltigkeit steigen, wenn davon ausgegangen wird, dass sämtliche regenerativ erzeugte Energie auch sinnvoll genutzt wird. Durch die häufiger auftretenden Überdeckungen muss die Energie von den Erzeugern zu den Speichern transportiert werden. Zu einem späteren Zeitpunkt ohne Überdeckung muss die gepufferte Energie zu den Verbrauchern übertragen werden. Die Speicherung ist einerseits mit Verlusten behaftet und belastet zudem das Netz doppelt. Darüber hinaus wird durch die hohen Leistungen der regenerativen Erzeugung auch das Übertragungsnetz leistungsmäßig stärker belastet. Ein leistungsfähiges Stromnetz ist damit ebenfalls von systemimmanenter Bedeutung, wenn die regenerativen Erzeugungsanteile massiv zunehmen.

9 Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Ausblick

Die negativen Auswirkungen von Treibhausgasemissionen auf den Klimawandel, die Begrenztheit fossiler Ressourcen gekoppelt mit der Abhängigkeit vieler Länder (darunter auch Österreich) diese importieren zu müssen und teils instabile politische Situationen in Liefer- und Transitländern sind nur einige Gründe, weshalb die zukünftige Steigerung der Nachhaltigkeit im Energiesystem unumgänglich ist. Es wurden daher politische Entscheidungen getroffen, welche das Ziel verfolgen, verstärkt auf nationale und regenerative Ressourcen zu setzen. Im Bereich des elektrischen Energiesystems soll dabei verstärkt auf erneuerbare Quellen wie Windkraft oder Photovoltaik gesetzt werden.

Die Versorgung mit elektrischer Energie in Österreich ist seit jeher sehr nachhaltig, da die großen nationalen hydraulischen Potenziale genutzt werden. Die Beschränktheit dieser Potenziale und die weiterhin steigende Nachfrage nach elektrischer Energie führen dazu, dass neue regenerative Technologien wie Windkraft oder Photovoltaik eingesetzt werden. Diese Technologien weisen neben ihren Vorteilen (kostenloser Primärenergieträger, keine Treibhausgasemissionen, etc.) auch einige Nachteile auf. Sie verfügen lediglich über geringe Volllaststunden (Windkraft: ca. 2000 h/a, Photovoltaik: ca. 1.000 h/a). Deshalb ist es notwendig hohe Leistungen zu installieren, um damit gleiche Energiemengen wie mit konventionellen Kraftwerken (Laufwasserkraftwerke, thermische Kraftwerke) geringerer Leistung erzeugen zu können. Zudem weisen sie eine hohe Volatilität in der Stromerzeugung auf. Dies ist bedingt durch die starke Dargebotsabhängigkeit dieser Technologien. Den neu hinzukommenden Eigenschaften in der Stromaufbringung steht jedoch die bestehende Physik der elektrischen Energieversorgung gegenüber. Eine Grundvoraussetzung für den stabilen Betrieb eines elektrischen Energieversorgungsnetzes ist, dass die Erzeugung und der Verbrauch von Strom in jedem Zeitpunkt übereinstimmen müssen. Auf den disponiblen Teil des Kraftwerksparks kommen deshalb neue Herausforderungen zu, um die Balance zwischen Angebot und Nachfrage sicherstellen zu können.

Historisch war es notwendig, mit den vorhandenen Kraftwerken die Last nachzufahren, was als Lastfolgebetrieb bezeichnet wird. Die Last weist eine geringe Dynamik auf, verglichen beispielsweise mit der Windkraft oder der Photovoltaik. Zudem ist sie, trotz saisonaler und tageszeitlicher Schwankungen, gut prognostizierbar, im Gegensatz zu den regenerativen Einspeisern. Durch den heute gesetzlich verankerten Einspeisevorrang für erneuerbare Energien stehen die disponiblen Kraftwerkseinheiten vor der Aufgabe, die wesentlich volatilere Residuallast (= Last minus regenerative Erzeugung) decken zu müssen. Aus dem Lastfolgebetrieb wird damit der Residuallastfolgebetrieb.

Für die durchgeführten Analysen hinsichtlich der Auswirkungen einer nachhaltigen Stromerzeugung auf den österreichischen Kraftwerkspark wurde ein 3-Regionen-Modell des nationalen elektrischen Energiesystems zugrunde gelegt. Die Unterteilung erfolgte aufgrund regionaler Eigenschaften. So wurden Vorarlberg, Tirol, Salzburg und Kärnten wegen der dort vorhandenen hydraulischen Speicherpotenziale zur West-Region zusammengefasst. In der Ost-Region (Niederösterreich, Wien und Burgenland) sind die maßgeblichen österreichischen Windpotenziale konzentriert. Dazwischen liegt die Zentral-Region bestehend aus Oberösterreich und der Steiermark mit ihrem hohen Laufwasserkraftanteil. Die drei Regionen werden mit einem modellhaften Abbild des österreichischen Übertragungsnetzes elektrisch verbunden.

Es wurden drei Szenarien mit unterschiedlichen Ausbaugraden an nachhaltigen Erzeugungstechnologien erstellt. Als Referenz dient das Basis-Szenario, welches sich an den

Gegebenheiten des Jahres 2010 orientiert. In einer ersten Ausbaustufe wurden die Ziele des Ökostromgesetzes 2012 bis zum Jahr 2020 herangezogen und im Szenario 2020 zusammengefasst. Darüber hinaus wurde ein sehr nachhaltiges Szenario 2050 mit einem hohen Anteil an Photovoltaikeinspeisung erstellt. Die Entwicklung der Verbraucherlast wurde über einen Nachhaltigkeitsanteil (70% im Szenario 2020 bzw. 80% im Szenario 2050) an die regenerative Erzeugung gekoppelt. Mit Hilfe dieser Szenarien war es möglich, die Auswirkungen unterschiedlicher regenerativer Ausbaustufen zu untersuchen und gegenüberzustellen.

Um einen Vergleich der Dynamiken der Stromerzeugung verschiedener Umwandlungstechnologien und der Verbraucherlast zu erhalten, wurden in Kapitel 4 die Gradienten und Leistungsänderungen aus den zugrunde gelegten Zeitreihen ermittelt. Die höchste Volatilität weist dabei die Photovoltaik auf. Die maximalen, bezogenen Gradienten in 15 min liegen bei rund $\pm 2 \text{ GW/h/GW}_{\text{peak}}$. Umgelegt auf die Leistungsänderung innerhalb einer Viertelstunde bedeutet dies, dass rund die Hälfte der installierten Leistung in diesem Zeitraum vom oder ans Netz gehen kann. Im Vergleich dazu liegen die maximalen Leistungsänderungen der Windkraft bei rund einem Viertel der installierten Leistung und des Verbrauchs im Bereich von einem Zehntel der maximal auftretenden Last innerhalb von 15 min.

Anhand der Analyse der Residuallast konnte gezeigt werden, dass sich der leistungsmäßige Anteil der Grundlast zugunsten der Mittel- und Spitzenlast reduziert, wenn die Nachhaltigkeit steigt. Die größten Veränderungen hinsichtlich Leistung und Energieinhalt betreffen den Bereich der Überlast. Eine Überlast besteht, wenn die regenerative Erzeugung zu einem Zeitpunkt die zeitgleich auftretende Last übersteigt. Um diese regenerative Energie zu einem späteren Zeitpunkt nutzbar machen zu können, bedarf es ausreichend leistungsmäßiger Kapazität (Pumpen und Turbinen) und genügend energetischer Speicherkapazität. Zentrale wie auch dezentrale Speicher werden deshalb in einem nachhaltigen elektrischen Energiesystem eine Schlüsselrolle spielen. Da heute nur hydraulische Pumpspeicher marktreif, ihre Ausbaupotenziale jedoch beschränkt sind, bedarf es einem hohen Forschungs- und Entwicklungsaufwand, um auch alternative Konzepte, wie beispielsweise den zentralen Power-to-Gas-Ansatz oder dezentrale Kleinspeicher, technologisch wie auch wirtschaftlich konkurrenzfähig zu machen.

Auf Basis einer Kraftwerkseinsatzoptimierung (Kapitel 7) konnten Analysen bzgl. der Auswirkungen einer nachhaltigen Stromerzeugung auf den österreichischen Kraftwerkspark durchgeführt werden (Kapitel 8). Das Modell wurde als gemischt-ganzzahliges Programm, und unter Anwendung einer rollierenden Ablaufsteuerung, implementiert. Für die Analysen wurde ein Abbild des derzeitigen österreichischen Kraftwerksparks herangezogen. Die regenerativen Einspeisungen in allen Szenarien basieren zudem auf denselben meteorologischen Daten, lediglich die installierten Leistungen der Wandler wurden anhand der Szenarien verändert. Die zeitliche Auflösung des Modells beträgt 15 min. Der Simulationszeitraum erstreckt sich jeweils über ein Jahr.

Es zeigte sich, dass die großen thermischen Blöcke mit sinkenden energetischen Anteilen, fallenden Volllaststundenzahlen, einer erhöhten Anzahl an Start-Stopp-Zyklen, sowie kürzeren Lastzyklen konfrontiert werden, wenn die Nachhaltigkeit im System steigt. Um sich am Markt behaupten zu können, gilt es für die thermischen Einheiten, ihre Flexibilität zu steigern. Dies kann beispielsweise durch höhere Anfahr-, Abfahr- und Lastgradienten, durch eine geringere Mindestlast oder durch die Fähigkeit der Bewältigung vieler Start-Stopp-Zyklen erreicht werden. Neben den technischen Aspekten wird aber auch die monetäre Abgeltung für die vorgehaltene Reserve zu bewerten sein, da die thermischen Kraftwerke zuverlässig Systemdienstleistungen erbringen können und dabei nicht

auf ein volatiles Dargebot an Primärenergie angewiesen sind. Es gibt Zeitpunkte zu denen kein Wind weht, die Sonne nicht scheint oder beides nicht vorhanden ist. Dennoch muss die Versorgung mit elektrischer Energie sichergestellt werden, um die Nachfrage an Energiedienstleistung decken zu können. Daher ist trotz steigender Anteile an erneuerbaren Energien ein ausreichendes thermisches Backup vorzuhalten, welches im Bedarfsfall die Versorgung übernehmen kann oder Systemdienstleistungen bereitstellt. Die Analysen haben gezeigt, dass das vorzuhaltende thermische Backup, im Vergleich zur stark steigenden nachhaltigen Erzeugungsleistung, nur leicht abnimmt. Trotz neu errichteter, regenerativer Erzeugungseinheiten wird die gesamte installierte Kraftwerksleistung weder konstant noch rückläufig, sondern immer weiter im Steigen begriffen sein.

Es wurde gezeigt, dass einerseits konventionelle energetische Erzeugungsanteile durch erneuerbare Energien verdrängt werden. Andererseits wird eine höhere Flexibilität der konventionellen Kraftwerke zur Erhaltung der Systemstabilität gefordert. Für die thermischen Kraftwerke bedeutet dies, dass sie häufiger in Teillast betrieben werden. Im Teillastbereich ist jedoch der Wirkungsgrad der fossilbefeuerten Anlagen wesentlich schlechter als in ihrem Auslegungspunkt, der historisch bedingt nahe dem Volllastpunkt liegt. Es entsteht hier ein Paradoxon: Nachhaltige Erzeugungstechnologien substituieren einerseits Anteile fossilbefuerter Anlagen und reduzieren damit Treibhausgasemissionen. Andererseits steigen die Emissionen je erzeugter Einheit an elektrischer Energie in thermischen Kraftwerken, da diese im Teillastbereich fahren, um Kapazitäten für die Systemstabilität bereitzuhalten. Die Emissionseinsparungen durch erneuerbare Energien schlagen sich nicht vollständig auf die Gesamtbilanz des Energiesystems durch.

Die Leistungsorientierung einer nachhaltigen Aufbringungsstruktur fordert leistungsstarke Netze, welche die Erzeugungs-, Last- und Speicherzentren verbinden, da diese meist geografisch weit voneinander entfernt liegen. Durch das häufigere Auftreten von Überdeckungen der Last durch die regenerative Erzeugung ist es notwendig, diese Energie für ihren späteren Einsatz zur Lastdeckung zu speichern. Insgesamt erhöht sich der Aufwand für den Energietransport, da die überschüssige Energie zuerst zwischengespeichert werden muss, bevor sie ihrem eigentlichen Verwendungszweck, der Lastdeckung, zugeführt wird.

In der vorliegenden Arbeit wurden einige ausgewählte Ergebnisse des Optimierungsmodells für den Kraftwerkseinsatz präsentiert. Durch die Komplexität des Modells und die Vielzahl an Variationsmöglichkeiten bestehen noch viele weitere Analysemöglichkeiten. Beispielsweise können die Auswirkungen konkreter Flexibilisierungsmaßen ermittelt werden. Zudem kann das Modell, durch die Hinzunahme zusätzlicher Daten, erweitert werden. Denkbar wären hier beispielsweise genauere Modelle der (Pump-)Speicherkraftwerke, die Einbeziehung von Schwellkraftwerken in die Optimierung oder die Kopplung mit den elektrischen Energiesystemen von Nachbarländern wie etwa Deutschland. Schließlich wäre die Hinterlegung eines dynamischen Kostenmodells und die Einbeziehung und Variation verschiedener Kostenfaktoren (z.B. Zertifikatskosten für Emissionen, etc.) denkbar. Damit würde jedoch eine hohe Unschärfe im Modell Einzug halten. Es gilt daher, Änderungen stets mit Bedacht auf die strategische Aussagekraft der Modellergebnisse vorzunehmen.

Politische Absichtserklärungen zum Vollzug der Energiewende stellen den bestehenden Kraftwerkspark vor neue Herausforderungen. Die steigende Nachhaltigkeit bringt viele Vorteile mit sich, wie beispielsweise die Reduktion der Importabhängigkeit bei fossilen Energieträgern oder sinkende Emissionen. Jedoch stellen die Eigenschaften erneuerbarer Erzeugungstechnologien, wie eine hohe Volatilität der Erzeugung oder geringe Volllaststundenzahlen, den konventionellen

Kraftwerkspark vor neue Aufgaben. Es ist daher das koordinierte Zusammenwirken vieler Schlüsselkomponenten im elektrischen Energiesystem von systemimmanenter Bedeutung. So bedarf es flexibler Kraftwerke, welche die volatile Erzeugung der erneuerbaren Einspeiser ausgleichen können und Dienstleistungen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität bereitstellen. Es sind leistungsfähige Netze notwendig, welche die Energien zwischen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern transportieren können und den Erzeugungs-Last-Ausgleich ermöglichen. Darüber hinaus sind ausreichend hohe Speicherkapazitäten (sowohl leistungs- als auch energiemäßig) notwendig, um die regenerative Energie in Zeiten der Überdeckung aufnehmen, und später zur Lastdeckung wieder einsetzen zu können. Schließlich bedarf es einer funktionierenden monetären Abgeltung für die erbrachten oder aber auch nur vorgehaltenen Leistungen.

Abkürzungsverzeichnis

APG	...	Austrian Power Grid AG
BM	...	Biomasse
DKW	...	Dampfkraftwerk
EEG	...	Erneuerbare Energien Gesetz
EPL	...	Engpassleistung
EU	...	Europäische Union
GAMS	...	General Algebraic Modeling System
GGLP	...	gemischt-ganzzahliges lineares Programm
GT	...	Solo-Gasturbinenkraftwerk
GuD	...	Gas- und Dampfkraftwerk
IPCC	...	Intergovernmental Panel on Climate Change
KW	...	Kraftwerk
KWK	...	Kraft-Wärme-Kopplung
LWK	...	Laufwasserkraft
NREAP-AT	...	National Renewable Energy Action Plan – Austria; dt.: Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energien für Österreich
OSI	...	Open Solver Interface
ÖSG	...	Ökostromgesetz
PKW	...	Pumpkraftwerk
PSKW	...	Pumpspeicherkraftwerk
PV	...	Photovoltaik
RAV	...	Regelarbeitsvermögen
RL	...	Residuallast
SKW	...	Speicherkraftwerk
TIRAG	...	Tiroler Regelzone AG
VHP	...	VERBUND Hydro Power AG
VKW	...	Vorarlberger Kraftwerke AG

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Brutto-Engpassleistung in Österreich nach Kraftwerkstypen von 1947 bis 2011, Quelle: selbsterstellt nach (2)	5
Abbildung 2: Elektrische Jahreserzeugung in Österreich 2011 nach Technologiegruppen, Quelle: selbsterstellt nach (3)	6
Abbildung 3: Gegenüberstellung der bezogenen Anteile von elektrischer Erzeugung und installierter Kraftwerksleistung für Österreich 2011, Quelle: selbsterstellt nach (3) und (4)	6
Abbildung 4: Karte der drei Regionen West, Zentral und Ost.....	7
Abbildung 5: Regionale energetische Erzeugungsanteile nach Technologien und regionale Lastverteilung.....	7
Abbildung 6: Regionale Anteile charakteristischer Parameter für Lauf- und Speicherkraftwerken für Österreich im Jahr 2011, Quelle: selbsterstellt nach (5)	9
Abbildung 7: Relative Verteilung der Brutto-Engpassleistung, der Brutto-Erzeugung und der Anzahl der thermischen Einheiten nach Primärenergieträgergruppen unterteilt nach Regionen für Österreich 2011, Quelle: selbsterstellt nach (5)	10
Abbildung 8: Historische Entwicklung der installierten Windkraftleistung in Österreich, Quelle: selbsterstellt nach (7)	11
Abbildung 9: Regionale Verteilung der installierten Windkraftleistung in Österreich 2011, Quelle: selbsterstellt nach (6)	11
Abbildung 10: Entwicklung der installierten Photovoltaikleistung (Anteile 2011: netzgekoppelt: 99,2% und autark: 0,8%) in Österreich, Quelle: selbsterstellt nach (8)	12
Abbildung 11: Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen in Österreich (Ökostromanlagen und von Bundesländern geförderte Anlagen) für Ende 2006, Quelle: selbsterstellt nach (9)	13
Abbildung 12: Regionale Verteilung des energetischen PV-Potenzials in Österreich nach dem Szenario Maxi 2020, Quelle: selbsterstellt nach (10).....	13
Abbildung 13: Regionale Verteilung des energetischen Biomasse-Potenzials in Österreich nach dem Szenario Maxi 2020, Quelle: selbsterstellt nach (10).....	14
Abbildung 14: Regionale Verteilung der Netzaufgabe an die Endverbraucher inkl. Netzverlusten für die österreichischen Regelzonen im Jahr 2010, Quelle: selbsterstellt nach (5).....	14
Abbildung 15: Regionale Maximal- und Minimallasten für das Jahr 2010, Quelle: selbsterstellt nach (5)	15
Abbildung 16: Gegenüberstellung der kumulierten Minimal- und Maximallasten und der österreichweiten Extrema, Quelle: selbsterstellt nach (5).....	15
Abbildung 17: Das APG-Netz samt 380-kV-Ring, Quelle: (12).....	16
Abbildung 18: Modellerte Übertragungsleitungen an den Regionsgrenzen.....	17
Abbildung 19: Gegenüberstellung der Entwicklung des jährlichen Zuwachses an erzeugter elektrischer Energie aus Laufwasserkraft bis 2020 lt. NREAP-AT (14) und ÖSG 2012 (13).....	18
Abbildung 20: Gegenüberstellung der Entwicklung des jährlichen Zuwachses an erzeugter elektrischer Energie aus Windkraft bis 2020 lt. NREAP-AT (14) und ÖSG 2012 (13)	19
Abbildung 21: Gegenüberstellung der Entwicklung des jährlichen Zuwachses an erzeugter elektrischer Energie aus Photovoltaik bis 2020 lt. NREAP-AT (14) und ÖSG 2012 (13)	20
Abbildung 22: Gegenüberstellung der Entwicklung des jährlichen Zuwachses an erzeugter elektrischer Energie aus Biomasse bis 2020 lt. NREAP-AT (14) und ÖSG 2012 (13)	21

Abbildung 23: Relative Verteilung der Engpassleistung (EPL), des Regelarbeitsvermögens (RAV) und des Energieinhaltes der (Pump-)Speicherkraftwerke in Österreich nach Kraftwerkstyp, Quelle: selbsterstellt nach [1]	21
Abbildung 24: Relative, regionale Verteilung der Engpassleistung (EPL), des Regelarbeitsvermögens (RAV), der Pumpleistung und des Energieinhaltes der (Pump-)Speicherkraftwerke in Österreich, Quelle: selbsterstellt nach (15)	22
Abbildung 25: Regionale Verteilung der Turbinen-Engpassleistung (EPL), des jährlichen Regelarbeitsvermögens (RAV), der Pumpleistung und des Energieinhaltes bezogen auf die jeweiligen Summenwerte	23
Abbildung 26: Gegenüberstellung der Zusammensetzungen der nachhaltigen Stromerzeugung in den drei Szenarien samt zugehörigem Inlandsstromverbrauch in TWh	26
Abbildung 27: Absolute Verteilung der nachhaltigen Erzeugungsanteile nach Regionen und Szenarien	27
Abbildung 28: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der Leistungsgradienten der elektrischen Erzeugung aus Laufwasserkraft für verschiedene zeitliche Intervalle für Österreich 2010	33
Abbildung 29: Vergleich der maximalen Gradienten und maximalen Leistungsänderungen in verschiedenen zeitlichen Intervallen für die Laufwasserkrafterzeugung in Österreich 2010 bezogen auf die maximal auftretende Leistung	34
Abbildung 30: Monatliche Erträge an elektrischer Energie aus Laufwasserkraft auf Regionsbasis für 2010	34
Abbildung 31: Gegenüberstellung der relativen, regionalen, elektrischen Energieerträge aus Laufwasserkraft für das Jahr 2010 bezogen auf die regionalen Jahreserträge, sowie des bezogenen Österreichprofils auf Monatsbasis	35
Abbildung 32: Jahreszeitliche Verteilung der elektrischen Erzeugung aus Laufwasserkraft bezogen auf die Jahreserzeugung für das Jahr 2010 auf Regionsbasis	35
Abbildung 33: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der Leistungsgradienten der elektrischen Erzeugung aus Windkraft für verschiedene zeitliche Intervalle für Österreich 2010, bezogen auf die installierte Leistung	37
Abbildung 34: Vergleich der maximalen Gradienten und maximalen Leistungsänderungen in verschiedenen zeitlichen Intervallen für die Windkrafterzeugung in Österreich 2010, bezogen auf die installierte Leistung	37
Abbildung 35: Monatliche Erträge der elektrischen Erzeugung aus Windkraft in Österreich 2010 bezogen auf den Jahresertrag	38
Abbildung 36: Jahreszeitliche Verteilung der elektrischen Erzeugung aus Windkraft, bezogen auf die Jahreserzeugung für das Jahr 2010 in der RZ APG	38
Abbildung 37: Relative Häufigkeit der Windeinspeisung und Stromertrag je Leistungsklasse im Jahr 2010 in der Regelzone APG in einer Auflösung von 50 MW	39
Abbildung 38: Relative Häufigkeitsverteilung der Einspeiseleistung aus Photovoltaik in Österreich bezogen auf die installierte Peak-Leistung	40
Abbildung 39: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der Leistungsgradienten der elektrischen Erzeugung aus Photovoltaik für verschiedene zeitliche Intervalle für Österreich, bezogen auf die installierte Leistung	41
Abbildung 40: Vergleich der maximalen Gradienten und maximalen Leistungsänderungen in verschiedenen zeitlichen Intervallen für die Photovoltaikerzeugung in Österreich, bezogen auf die installierte Modulleistung	41

Abbildung 41: Monatliche Erträge der elektrischen Erzeugung aus Photovoltaik in Österreich 2010, bezogen auf den Jahresertrag	42
Abbildung 42: Jahreszeitliche Verteilung der elektrischen Erzeugung aus Photovoltaik, bezogen auf die Jahreserzeugung in Österreich 2010	42
Abbildung 43: Relative Häufigkeitsverteilung der Netzaufgabe ins öffentliche Netz für die österreichischen Regelzonen für das Jahr 2010 mit einer Auflösung von 200 MW, Quelle: (5) und eigene Berechnung.....	43
Abbildung 44: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der Leistungsgradienten der elektrischen Last für verschiedene zeitliche Intervalle, bezogen auf die maximale Leistung	44
Abbildung 45: Vergleich der maximalen Gradienten und maximalen Leistungsänderungen in verschiedenen zeitlichen Intervallen für die Last in Österreich, bezogen auf die maximale Leistung .	44
Abbildung 46: Relative Häufigkeitsverteilung des elektrischen Energiebedarfs in den österreichischen Regelzonen im Jahr 2010 auf Monatsbasis	45
Abbildung 47: Relative Häufigkeitsverteilung des elektrischen Energiebedarfs in den österreichischen Regelzonen im Jahr 2010 nach Jahreszeiten	45
Abbildung 48: Boxplots der Gradientenverteilungen im 15-min-Intervall für die elektrische Erzeugung aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik sowie der Last, jeweils in bezogener Form	46
Abbildung 49: Boxplots der Gradientenverteilungen im 1-h-Intervall für die elektrische Erzeugung aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik, sowie der Last jeweils in bezogener Form	46
Abbildung 50: Zeitlicher Verlauf der verfügbaren Summenleistung der Kraftwerke, Quelle: (25)	51
Abbildung 51: Entwicklung der Extremwerte der Last und der regenerativen Erzeugungstechnologien für Österreich auf Szenarienbasis	53
Abbildung 52: Entwicklung der Extremwerte von regenerativer Erzeugung und Residuallast für Österreich	55
Abbildung 53: Entwicklung der regionalen Extremwerte der Last im Vergleich zum österreichischen Wert.....	55
Abbildung 54: Entwicklung der regionalen Extremwerte der Laufwasserkraft im Vergleich zum österreichischen Wert	56
Abbildung 55: Entwicklung der regionalen Extremwerte der regenerativen Erzeugung im Vergleich zum österreichischen Wert	56
Abbildung 56: Entwicklung der regionalen Extremwerte der Residuallast im Vergleich zum österreichischen Wert.....	57
Abbildung 57: Relative Häufigkeitsverteilungen der Residuallasten der drei Szenarien	57
Abbildung 58: Jahresdauerlinie der Residuallast für die drei Szenarien für Österreich	58
Abbildung 59: Detailausschnitte der Jahresdauerlinie für die drei Szenarien für Österreich; links: die 100 h höchster Residuallast, rechts: die 100 h niedrigster Residuallast	58
Abbildung 60: Detailausschnitt der Jahresdauerlinie für die drei Szenarien: Nulldurchgänge.....	59
Abbildung 61: Regionale Jahresdauerlinien der Residuallast für das Szenario 2010.....	59
Abbildung 62: Regionale Jahresdauerlinien der Residuallast für das Szenario 2020.....	60
Abbildung 63: Regionale Jahresdauerlinien der Residuallast für das Szenario 2050.....	60
Abbildung 64: Leistungsverteilung auf Grund-, Mittel-, Spitzen- und Überlast für das Szenario 2010	61
Abbildung 65: Leistungsverteilung auf Grund-, Mittel-, Spitzen- und Überlast für das Szenario 2020	61
Abbildung 66: Leistungsverteilung auf Grund-, Mittel-, Spitzen- und Überlast für das Szenario 2050	62
Abbildung 67: Leistungen von Grund-, Mittel-, Spitzen- und Überlast für die drei Szenarien	62
Abbildung 68: Energieinhalte von Grund-, Mittel-, Spitzen- und Überlast für die drei Szenarien.....	63

Abbildung 69: Boxplots der 15-min-Gradienten der Residuallast für die drei Szenarien, sowie Summenextrema der drei Regionen	65
Abbildung 70: Boxplots der 1-h-Gradienten der Residuallast für die drei Szenarien, sowie Summenextrema der drei Regionen	66
Abbildung 71: Boxplots der 12-h-Gradienten der Residuallast für die drei Szenarien, sowie Summen-Extrema der drei Regionen.....	66
Abbildung 72: Stückweise lineare Kostenfunktion.....	76
Abbildung 73: Iterationsschema der rollenden Optimierung, Quelle: (29) und eigene Weiterentwicklung	82
Abbildung 74: Monatliche Verteilung des natürlichen Zuflusses in Speicherkraftwerken 2010; Quelle: eigene Berechnung basierend auf (30) und (31).....	84
Abbildung 75: Wärmelastprofil des Versorgungsgebiets Wien im Jahr 2010, Quelle: selbsterstellt nach (32)	86
Abbildung 76: Prinzipbild einer Merit Order-Kurve	90
Abbildung 77: Zusammensetzung der Erzeugung zur Lastdeckung für die Woche vom 21.6. bis 27.6. für die drei Szenarien	91
Abbildung 78: Zusammensetzung der steuerbaren Erzeugung zur Deckung der Residuallast für die Woche vom 21.6. bis 27.6. für die drei Szenarien.....	93
Abbildung 79: Entwicklung der aufgenommenen bzw. abgegebenen elektrischen Energie unterteilt nach Kraftwerkstypen und Szenarien	93
Abbildung 80: Entwicklung der abgegebenen elektrischen Energie unterteilt nach Dampfkraftwerken und GuD-Kombianlagen für die drei Szenarien, sowie nach Betrieb mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).....	94
Abbildung 81: Entwicklung der Volllaststunden unterteilt nach Kraftwerkstyp und Szenarien: Bereiche und Mittelwerte	95
Abbildung 82: Entwicklung der Volllaststunden bei Dampfkraftwerken und GuD-Kombianlagen für die drei Szenarien, sowie unterteilt nach Betrieb mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung: Bereiche und Mittelwerte	96
Abbildung 83: Entwicklung der Anzahl an Kraftwerksstarts unterteilt nach Kraftwerkstyp und Szenarien: Bereiche und Mittelwerte	96
Abbildung 84: Entwicklung der Anzahl an Kraftwerksstarts von Dampfkraftwerken und GuD-Kombianlagen für die drei Szenarien, sowie unterteilt nach Betrieb mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung: Bereiche und Mittelwerte.....	97
Abbildung 85: Entwicklung der Betriebsstunden unterteilt nach Kraftwerkstyp und Szenarien: Bereiche und Mittelwerte	98
Abbildung 86: Entwicklung der Betriebsstunden von GuD-Kraftwerken für die drei Szenarien mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung: Bereiche und Mittelwerte	98
Abbildung 87: Entwicklung der mittleren Betriebszeit pro Anfahrvorgang unterteilt nach Kraftwerkstyp und Szenarien: Bereiche und Mittelwerte.....	99
Abbildung 88: Entwicklung der Betriebsstunden pro Anfahrvorgang von Dampfkraftwerken und GuD-Kombianlagen für die drei Szenarien, sowie unterteilt nach Betrieb mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung: Bereiche und Mittelwerte.....	99
Abbildung 89: Entwicklung der durchschnittlichen Leistung im Betrieb unterteilt nach Kraftwerkstyp und Szenarien, bezogen auf die jeweilige Nennleistung.....	100
Abbildung 90: Entwicklung des notwendigen thermischen Backups in den drei Szenarien mit Kraft-Wärme-Kopplung	100

Abbildung 91: Jährlicher Verlauf des Speicherfüllstandes in den drei Szenarien	101
Abbildung 92: Leitungsbelastung zwischen Ost- und Zentral-Region bezogen auf die maximale Übertragungskapazität, pos. Lastfluss von Ost nach Zentral für die drei Szenarien.....	102
Abbildung 93: Leitungsbelastung zwischen West- und Zentral-Region bezogen auf die maximale Übertragungskapazität, pos. Lastfluss von West nach Zentral für die drei Szenarien.....	102
Abbildung 94: Entwicklung von Export, Import und Saldo in den drei Regionen und drei Szenarien	103

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Regionale Gegenüberstellung bezogener Kennwerte für Lauf- und Speicherkraftwerke in Österreich 2011, Quelle: selbsterstellt nach (5).....	8
Tabelle 2: Regionale Gegenüberstellung bezogener Kennwerte von thermischen Einheiten in Österreich 2011, Quelle: selbsterstellt nach (5).....	10
Tabelle 3: Kennwerte für das Übertragungsnetz, Quelle:.....	16
Tabelle 4: Geplanter kumulierter Zubau im Bereich der Wasserkraft (installierte Leistung in MW und jährliche elektrische Erzeugung in GWh/a) bis 2020 lt. NREAP-AT (14) und ÖSG 2012 (13)	18
Tabelle 5: Geplanter kumulierter Zubau im Bereich der Windkraft (installierte Leistung in MW und jährliche elektrische Erzeugung in GWh/a) bis 2020 lt. NREAP-AT (14) und ÖSG 2012 (13)	19
Tabelle 6: Geplanter kumulierter Zubau im Bereich der Photovoltaik (installierte Leistung in MW und jährliche elektrische Erzeugung in GWh/a) bis 2020 lt. NREAP-AT (14) und ÖSG 2012 (13)	20
Tabelle 7: Geplanter kumulierter Zubau im Bereich der Biomasse (installierte Leistung in MW und jährliche elektrische Erzeugung in GWh/a) bis 2020 lt. NREAP-AT (14) und ÖSG 2012 (13)	20
Tabelle 8: (Pump-)Speicherkraftwerke in Österreich nach Kraftwerkstyp, Quelle: selbsterstellt nach (15)	21
Tabelle 9: (Pump-)Speicherkraftwerke in Österreich nach Regionen (EPL: Turbinen-Engpassleistung, RAV: Regularisierungsvermögen, Pumpleistung und Energieinhalt) Quelle: selbsterstellt nach (15).....	22
Tabelle 10: Reduzierte (Pump-)Speicher-Kennwerte (Turbinen-Engpassleistung EPL, jährliches Regularisierungsvermögen RAV und Pumpleistung)	23
Tabelle 11: Jährliche nachhaltige Stromerzeugungsanteile im Basis-Szenario in TWh	24
Tabelle 12: Jährliche nachhaltige Stromerzeugungsanteile im Szenario 2020 in TWh.....	25
Tabelle 13: Jährliche nachhaltige Stromerzeugungsanteile im Szenario 2050 in TWh.....	26
Tabelle 14: Vergleich der nachhaltigen Erzeugung und des Inlandsstromverbrauchs in den drei Szenarien, sowie die verbleibende Deckungslücke in TWh	27
Tabelle 15: Relative Verteilung der nachhaltigen Erzeugungsanteile und des Inlandsstromverbrauches auf die drei Regionen	27
Tabelle 16: Leistungskennwerte der Laufwasserkrafterzeugung, Quelle: (5) und eigene Berechnungen	31
Tabelle 17: Dynamische Kennwerte thermischer Kraftwerke, Quelle: selbsterstellt nach (21)	49
Tabelle 18: Umschaltzeiten von Pumpspeicherkraftwerken, Quelle: selbsterstellt nach: (23)	50
Tabelle 19: Regionale Verteilung der elektrischen Netto-Leistung und der Anzahl an thermischen Kraftwerken nach Kraftwerkstyp (DKW: Dampfkraftwerk, GuD: Gas- und Dampfkraftwerk, GT: Gasturbinenkraftwerk (solo)), Quelle: eigene Recherchen.....	87
Tabelle 20: Modellierte Kraftwerke: Regionen, Typen, max. Leistung, Bezeichnung und KWK-Verwendung	88
Tabelle 21: Eigenschaften der modellierten Einheiten nach Kraftwerkstyp.....	89
Tabelle 22: Kennwerte der Gradientenanalyse für die Stromerzeugung aus Laufwasserkraft	121
Tabelle 23: Kennwerte der Gradientenanalyse für die Stromerzeugung aus Windkraft.....	121
Tabelle 24: Kennwerte der Gradientenanalyse für die Stromerzeugung aus Photovoltaik.....	122
Tabelle 25: Kennwerte der Gradientenanalyse für die elektrische Last	122
Tabelle 26: Typische Kennwerte von nuklearen und thermischen Anlagen zur Stromerzeugung, Quelle: selbsterstellt nach: (20), S. 138.....	123

Tabelle 27: Typische Kennwerte von nuklearen und thermischen Anlagen zur Stromerzeugung, Quelle: selbsterstellt nach: (20), S. 139.....	123
--	-----

Literaturverzeichnis

1. **Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).** *Climate Change 2007 - The Physical Science Basis, Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the IPCC* [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (eds.)]. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 996 pp. : Cambridge University Press, 2007.
2. **e-Control (Hrsg.).** e-Control. *Bestandsstatistik 2011 - Erzeugungs- und Verteilungsanlagen - Kraftwerkspark - Jahresreihen.* [Online] 06 2012. [Cited: 08 08 2012.] http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=2400911.
3. —. e-Control. *Bestandsstatistik 2011 - Erzeugungs- und Verteilungsanlagen - Kraftwerkspark - Engpassleistung nach Kraftwerkstyp.* [Online] 2012. [Cited: 08 08 2012.] http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=2400908.
4. —. e-Control. *Betriebsstatistik 2011 - Gesamte Elektrizitätsversorgung - Jahreserzeugung nach Komponenten.* [Online] 2012. [Cited: 08 08 2012.] http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=2400926.
5. **e-Control.** *Individuelle Datenanfrage.* Wien : s.n., 2012.
6. **IG Windkraft.** Regionale Verteilung der Windkraft. *Präsentationsmaterial der IG Windkraft - igwindkraft.at Interessensgemeinschaft Windenergie Lobby Austrian Wind Energy Association.* [Online] 04 2012. [Cited: 08 08 2012.] http://www.igwindkraft.at/presentation/einzelne_Folien/IGW_Praesentation-08.pdf.
7. —. Ausbau der Windkraft in Österreich. *Präsentationsmaterial der IG Windkraft - igwindkraft.at Interessensgemeinschaft Windenergie Lobby Austrian Wind Energy Association.* [Online] 04 2012. [Cited: 08 08 2012.] http://www.igwindkraft.at/presentation/einzelne_Folien/IGW_Praesentation-09.pdf.
8. **Biermayer, Peter et al.** *Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2011 - Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen.* Wien : BMVIT, 2012.
9. **Fechner, Hubert et al.** *Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich.* Wien : Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologien, 2007.
10. **Stanzer, Gregori et al.** *REGIO Energy - Regionale Szenarien erneuerbarer Energiepotenziale in den Jahren 2012/2020.* Wien : BMVIT, 2010.
11. **e-Control (Hrsg.).** *Statistikbroschüre 2011.* Wien : Energie-Control Austria, 2011.
12. **Austrian Power Grid AG (APG).** *Netzentwicklungsplan 2012.* Wien : Austrian Power Grid AG, 2012.
13. **Republik Österreich.** 75. Bundesgesetz: Ökostromgesetz 2012 - ÖSG 2012. Ausgegeben am 29. Juli 2011.
14. **Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend.** *Nationaler Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich (NREAP-AT) gemäß der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.* Wien : s.n., 2010.

15. **Maier, Christoph.** *Zukünftige Speicherbewirtschaftung bei regenerativer Stromerzeugung am Beispiel Österreich.* Wien : Diplomarbeit an die TU Wien, ESEA, 2012.
16. **VERBUND Hydro Power AG.** *Individuelle Datenanfrage.* Wien : s.n., 2012.
17. **Austrian Power Grid AG (APG).** APG - Strom bewegt. *Windenergie.* [Online] [Cited: 21 01 2012.] <http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/windenergie>.
18. **Groiß, Christoph and Boxleitner, Martin.** *Jährliche Erzeugungsschwankungen regenerativer Einspeiser.* Wien : 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2011.
19. **Deutscher Bundestag.** *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbaren-Energien-Gesetz - EEG).* Berlin : Deutscher Bundestag, 2012.
20. **Balling, Lothar.** Flexiblen Kraftwerken gehört die Zukunft. *Energy 2.0-Kompendium.* 2011, pp. 136-139.
21. **Energietechnische Gesellschaft im VDE.** *Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke.* Frankfurt am Mai : VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2012.
22. **FGW - Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen.** *Fernwärme in Österreich - Zahlenspiegel 2011.* Wien : s.n., 2011.
23. **Oberleitner, Paul.** *Entwicklung technischer Möglichkeiten für die Energiespeicherung und Netzregelung mit Pumpspeicherwerken in Europa.* Graz : 12. Symposium Energieinnovationen TU Graz, 2012.
24. **Boxleitner, Martin et al.** *Super-4-Micro-Grid - Nachhaltige Entwicklung im Klimawandel, aprobierter Endbericht.* Wien : FFG, 2012.
25. **Groiß, Christoph, Boxleitner, Martin and Maier, Christoph.** *100% regeneratives Österreich - Energie & Leistung.* Graz : 12. Symposium Energieinnovationen TU Graz, 2012.
26. **Ostrowski, James, Anjos, Miguel F. and Vannelli, Anthony.** Tight Mixed Integer Linear Programming Formulations of the Unit Commitment Problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 27, No. 1. February 2012, pp. 39-46.
27. **Carrión, Miguel and Arroyo, José M.** A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem. *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 21, No. 3. August 2006, pp. 1371-1378.
28. **Crastan, Valentin.** *Elektrische Energieversorgung 1.* Berlin-Heidelberg : Springer Verlag, 2007.
29. **Kalvelagen, Erwin.** Yet Another Math Programming Consultatn. *Rolling horizon implementation in GAMS.* [Online] 15 Juni 2008. [Cited: 7 September 2012.] <http://yetanothermathprogrammingconsultant.blogspot.co.at/2008/06/rolling-horizon-implementation-in-gams.html>.
30. **e-Control (Hrsg.).** e-Control. *Betriebsstatistik 2010 - Gesamte Elektrizitätsversorgung - Überleitung Monatserhebung zu Jahresherhebung.* [Online] 08 08 2011. [Cited: 13 12 2011.]

- http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=2399003.
31. —. e-Control. *Marktstatistik 2010 - Speicherinhalte zum Monatsletzten*. [Online] 2010. [Cited: 13 12 2011.] http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=1331238.
32. **Fernwärme Wien**. *Individuelle Datenanfrage*. 2012.
33. **Hundt, Matthias et al.** *Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien*. Stuttgart : Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2010.
34. **Klobasa, Marian and Erge, Thomas**. *Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement - Endbericht*. Karlsruhe, Freiburg : Fraunhofer - Institut System- und Innovationsforschung, Fraunhofer - Institut Solare Energiesysteme, 2009.
35. **Pierre, Inge et al.** *Flexible Generation: Backing up Renewables*. Brussels : EURELECTRIC, 2011.
36. **Rosenthal, Richard E.** *GAMS - A User's Guide*. Washington, DC, USA : GAMS Development Corporation, 2012.
37. **GAMS Development Corporation (Hrsg.)**. *GAMS GDX facilities and tools*. Washington, DC, USA : GAMS Development Corporation, 2012.
38. **McCarl, Bruce A. et al.** *McCarl GAMS User Guide - Version 23.8*. Washington, DC, USA : GAMS Development Corporation, 2012.
39. **Bagemihl, Joachim**. *Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt - Dissertation an der Universität Stuttgart, Fakultät für Energietechnik, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung*. Stuttgart : Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2002.
40. **Salam, Sayeed**. Unit Commitment Solution Methods. *World Academy of Science, Engineering and Technology*. 2007, 35, pp. 320-325.
41. **Wien Energie GmbH (Hrsg.)**. *Unsere Kraft für Sie. Wien Energie Jahrbuch 2010/11*. Wien : s.n., 2011.
42. **VERBUND AG**. VERBUND Kraftwerke. *Unsere Kraftwerke*. [Online] [Cited: 13 08 2012.] <http://www.verbund.com/pp/de/>.
43. **LINZ STROM GmbH (Hrsg.)**. LINZ AG. *Fernheizkraftwerke Linz-Süd (Broschüre als Download)*. [Online] [Cited: 13 08 2012.] http://www.linzag.at/cms/media/linzagwebsite/dokumente/lag/kraftwerke/Folder_FHKW_Sued.pdf.
44. **EnergieAG Kraftwerke (Hrsg.)**. EnergieAG Oberösterreich. *Riedersbach I (Broschüre als Download)*. [Online] [Cited: 13 08 2012.] http://www.energieag.at/eag_at/resources/339536979223644121_326146417900744526_HIZBcYqE.pdf.

-
45. —. EnergieAG Oberösterreich. *GuD-Kraftwerk Timelkam (Broschüre als Download)*. [Online]
[Cited: 13 08 2012.]
http://www.energieag.at/eag_at/resources/339536979223644121_326149002665750997_Vwoq5voz.pdf.
46. **Hochfellner, Martin**. *Flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke - Die thermische Kraftwerke im VERBUND (Präsentation)*. Graz : Experten Workshop FlexiPower 2012, Veranstalter: JOANNEUM RESEARCH - RESOURCES - Energieforschung, 2012.
47. **VDE ETG (Hrsg.)**. *Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke - Szenarien bis 2020*. Frankfurt am Main : Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2012.
48. **Purchala, Konrad et al.** Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis. *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*. 12-16 06 2005, pp. 454-459 Vol. 1 .
49. **Wissel, S. et al.** *Stromerzeugungskosten im Vergleich (Arbeitsbericht)*. Stuttgart : Insitut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen, 2008.
50. **Kost, Christoph et al.** *Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien (Version: 30. Mai 2012)*. Freiburg : Fraunhofer-Institut für solare Energiesyste (ISE), 2012.

Anhang A

Tabelle 22: Kennwerte der Gradientenanalyse für die Stromerzeugung aus Laufwasserkraft

Laufwasserkraft	Intervall 15min	Intervall 1h	Intervall 6h	Intervall 12h	Intervall 1h-MW
max. pos. Gradient [GW/h/GW _{max}]	0,23	0,13	0,04	0,03	0,11
max. neg. Gradient [GW/h/GW _{max}]	-0,24	-0,13	-0,04	-0,02	-0,12
max. pos. Gradient [%/h]	23,0%	13,0%	4,4%	2,5%	10,7%
max. neg. Gradient [%/h]	-24,3%	-13,0%	-4,2%	-2,1%	-11,6%
Max. pos. Leistungsänderung [GW/GW _{max}]	0,06	0,13	0,26	0,30	0,11
max. neg. Leistungsänderung [GW/GW _{max}]	-0,06	-0,13	-0,25	-0,25	-0,12
2,5%-Perzentil (exkl.) Gradient [GW/h/GW _{max}]	-0,07	-0,05	-0,02	-0,01	-0,05
25%-Perzentil (exkl.) Gradient [GW/h/GW _{max}]	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01
75%-Perzentil (inkl.) Gradient [GW/h/GW _{max}]	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
97,5%-Perzentil (inkl.) Gradient [GW/h/GW _{max}]	0,08	0,06	0,03	0,01	0,06

Tabelle 23: Kennwerte der Gradientenanalyse für die Stromerzeugung aus Windkraft

Windkraft	Intervall 15min	Intervall 1h	Intervall 6h	Intervall 12h	Intervall 1h-MW
max. pos. Gradient [GW/h/GW]	0,99	0,53	0,13	0,07	0,33
max. neg. Gradient [GW/h/GW]	-0,71	-0,46	-0,12	-0,06	-0,29
max. pos. Gradient [%/h]	99,3%	52,6%	12,8%	6,7%	33,2%
max. neg. Gradient [%/h]	-70,9%	-46,4%	-12,3%	-6,5%	-29,2%
max. pos. Leistungsänderung [GW/GW]	0,25	0,53	0,77	0,80	0,33
max. neg. Leistungsänderung [GW/GW]	-0,18	-0,46	-0,74	-0,78	-0,29
2,5%-Perzentil (exkl.) Gradient [GW/h/GW]	-0,13	-0,10	-0,05	-0,03	-0,09
25%-Perzentil (exkl.) Gradient [GW/h/GW]	-0,03	-0,02	-0,01	-0,01	-0,02
75%-Perzentil (inkl.) Gradient [GW/h/GW]	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02
97,5%-Perzentil (inkl.) Gradient [GW/h/GW]	0,13	0,10	0,05	0,04	0,09

Tabelle 24: Kennwerte der Gradientenanalyse für die Stromerzeugung aus Photovoltaik

Photovoltaik	Intervall 15min	Intervall 1h	Intervall 6h	Intervall 12h	Intervall 1h-MW
max. pos. Gradient [GW/h/GW _{peak}]	1,99	0,58	0,12	0,06	0,43
max. neg. Gradient [GW/h/GW _{peak}]	-1,86	-0,60	-0,12	-0,06	-0,44
max. pos. Gradient [%/h]	198,7%	58,4%	11,7%	5,8%	43,2%
max. neg. Gradient [%/h]	-185,8%	-60,1%	-11,7%	-5,8%	-44,1%
max. pos. Leistungsänderung [GW/GW _{peak}]	0,50	0,58	0,70	0,70	0,43
max. neg. Leistungsänderung [GW/GW _{peak}]	-0,46	-0,60	-0,70	-0,70	-0,44
2,5%-Perzentil (exkl.) Gradient [GW/h/GW _{peak}]	-0,35	-0,20	-0,10	-0,05	-0,17
25%-Perzentil (exkl.) Gradient [GW/h/GW _{peak}]	0,00	0,00	-0,01	-0,01	0,00
75%-Perzentil (inkl.) Gradient [GW/h/GW _{peak}]	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01
97,5%-Perzentil (inkl.) Gradient [GW/h/GW _{peak}]	0,33	0,19	0,10	0,05	0,17

Tabelle 25: Kennwerte der Gradientenanalyse für die elektrische Last

Last	Intervall 15min	Intervall 1h	Intervall 6h	Intervall 12h	Intervall 1h-MW
max. pos. Gradient [GW/h/GW _{max}]	0,37	0,17	0,06	0,03	0,16
max. neg. Gradient [GW/h/GW _{max}]	-0,29	-0,10	-0,05	-0,03	-0,09
max. pos. Gradient [%/h]	36,8%	16,9%	6,4%	3,1%	16,0%
max. neg. Gradient [%/h]	-28,9%	-10,0%	-5,2%	-2,9%	-9,4%
max. pos. Leistungsänderung [GW/GW _{max}]	0,09	0,17	0,39	0,37	0,16
max. neg. Leistungsänderung [GW/GW _{max}]	-0,07	-0,10	-0,31	-0,35	-0,09
2,5%-Perzentil (exkl.) Gradient [GW/h/GW _{max}]	-0,07	-0,06	-0,04	-0,02	-0,06
25%-Perzentil (exkl.) Gradient [GW/h/GW _{max}]	-0,03	-0,02	-0,02	-0,01	-0,02
75%-Perzentil (inkl.) Gradient [GW/h/GW _{max}]	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02
97,5%-Perzentil (inkl.) Gradient [GW/h/GW _{max}]	0,11	0,10	0,05	0,02	0,09

Anhang B

Tabelle 26: Typische Kennwerte von nuklearen und thermischen Anlagen zur Stromerzeugung, Quelle: selbsterstellt nach: (20), S. 138

TYPISCHE BETRIEBSANFORDERUNGEN/ KENNWERTE	DEFINITIONEN	KERNKRAFT-WERK ¹⁾	DAMPFKRAFT-WERK ²⁾ (STEINKOHLE NEU)	GUD-ANLAGEN	
				SIEMENS F-KLASSE	SIEMENS H-KLASSE
Laständerungen im Lastfolgebetrieb	Mittlerer Lastgradient	~10 %/min von 80-100 % 5 %/min von 50-100 % 2 %/min von 20-100 %	3-6 %/min im Bereich 40-100 % Last	4-8 %/min im Bereich 40-100 % Last	4-9 %/min im Bereich 40-100 % Last
Netzfrequenzregelung	primär/ sekundär	60 %/min 60-100 % Last	>60 %/min 40-100 % Last	180 %/min 50-100 % Last	180 %/min 50-100 % Last
Minimallast	% von P _{Nenn}	20-30 %	20-25 % Umwälzbetrieb 35-40 % Durchlaufbetrieb	30-50 % Einblockanlage ^{3) 4)} 15-25 % Mehrblockanlage ^{3) 4)} (2GTs+DT)	
Lastabwurf auf Eigenbedarf/Inselbetrieb	Plötzliche, starke Lastreduktion, ohne Ausfall	Ja, bei Umleitbetrieb	Ja, bei Umleitbetrieb	Ja, auf GT-Betrieb	Ja, auf GT-Betrieb
Anlagenwirkungsgrad	100 % Last	36-38 % EPR	45-47 %	58-59 %	>60-61 %
	50 % Last	33-35 % EPR	42-44 %	52-55 % Einblock <60 % Mehrblock	54-57 % Einblock >60 % Mehrblock
Spezifische CO ₂ -Emissionen	g/kWh	keine	740	345	330
SO ₂ -Emissionen	mg/Nm ³	keine	100-200	~0	~0
NO _x -Emissionen	mg/Nm ³	keine	75-100	30-50	30-50

¹⁾ Areva NP Unternehmenskommunikation 2010 ²⁾ Inbetriebnahmerückflüsse (Paiton, Kogan Creek) ³⁾ mit GT Ansaugluftvorwärmung
⁴⁾ technisch machbar je nach Emissionsgrenzwerte

Tabelle 27: Typische Kennwerte von nuklearen und thermischen Anlagen zur Stromerzeugung, Quelle: selbsterstellt nach: (20), S. 139

TYPISCHE BETRIEBSANFORDERUNGEN/ KENNWERTE	DEFINITIONEN	KERNKRAFT-WERK ¹⁾	DAMPFKRAFT-WERK ²⁾ (STEINKOHLE NEU)	GUD-ANLAGEN	
				SIEMENS F-KLASSE	SIEMENS H-KLASSE
Block-Anfahrzeit bei Stillstand von x Stunden	Heißstart <8 h	60-120 min ³⁾	80-150 min	30-60 min (Potential für <30 min) je nach Kundenbedarf/Konfiguration	
	Warmstart <48 h	2-3 h ³⁾	3-5 h	1-1,5 h (Potential für <50 min) je nach Kundenbedarf/Konfiguration	
	Kaltstart <120 h	15-20 h	5-10 h	2-3 h je nach Kundenbedarf/Konfiguration	
Startzuverlässigkeit	%	nicht relevant ⁴⁾	87-93 % je nach Lieferant/ Konfiguration	95-99 % je nach Lieferant/ Konfiguration	

¹⁾ Areva NP Unternehmenskommunikation 2010 ²⁾ Inbetriebnahmerückflüsse (Paiton, Kogan Creek) ³⁾ bei geplantem Abfahren und anschließendem Wieder-Anfahren aus dem Zustand heiß/unterkritisch, sonst Einschränkungen wegen Anpassung Reaktivitätsregelung aufgrund von Xenon-Konzentration ⁴⁾ nicht relevant da üblicherweise nur wenige Starts pro Jahr