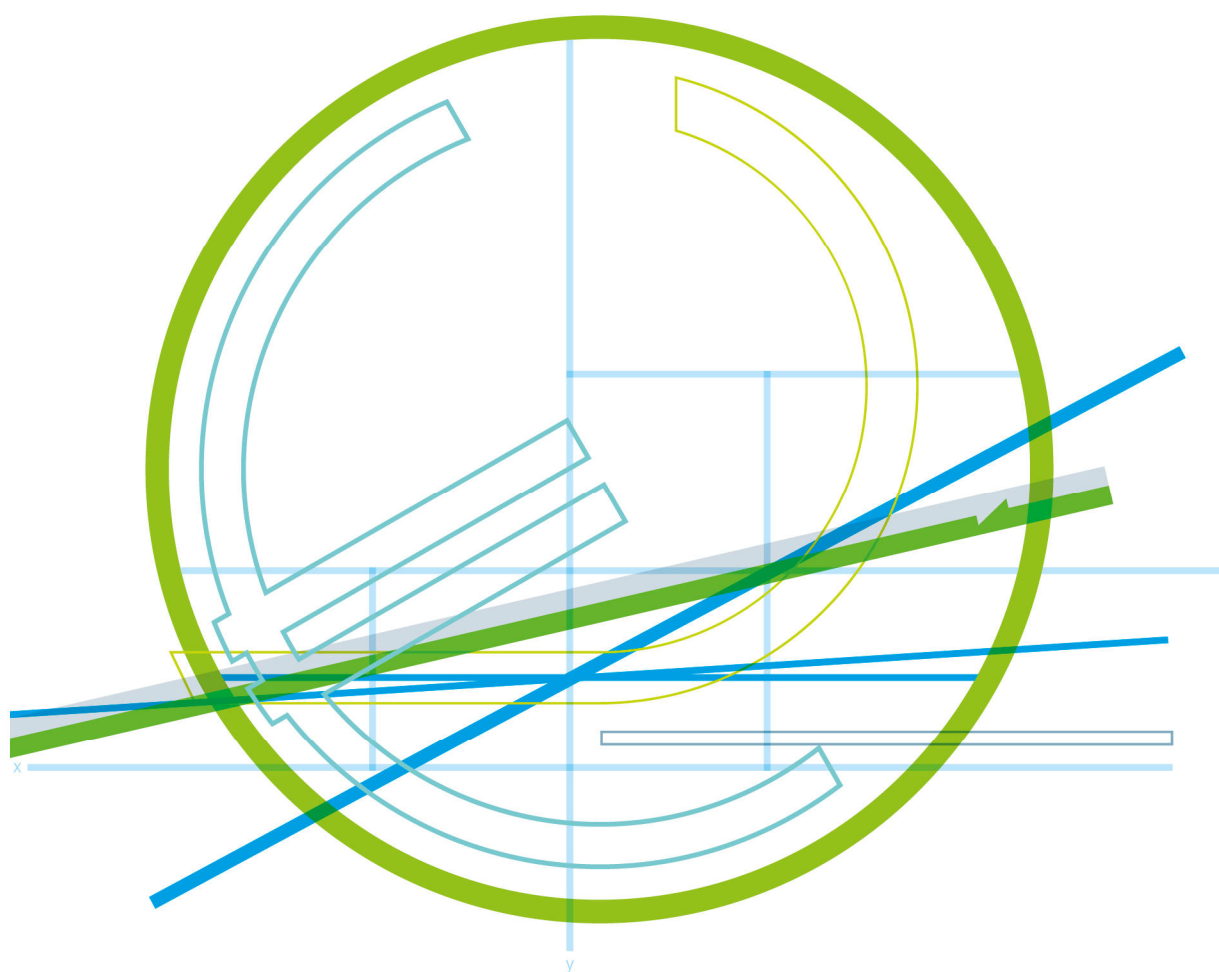


Super-4-Micro-Grid

Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, reading 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

Kurzfassung

Die Verknappung der fossilen Ressourcen durch den Bedarfsanstieg der Industrieländer und die Industrialisierung der Schwellenländer wird zukünftig einerseits die Versorgungssicherheit beeinträchtigen und andererseits den Klimawandel beschleunigen. Daraus ergibt sich die Motivation zu einer nachhaltigen und regenerativen Energieaufbringung überzugehen. Die zentrale Fragestellung im Projekt Super-4-Micro-Grid lautet daher: „Ist eine regenerative Vollversorgung Österreichs im Bereich der Elektrizität überhaupt möglich, und wenn ja, wie?“

Zur Beantwortung dieser Frage werden zunächst die regenerativen Dargebote von Niederschlag, Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung unter Einfluss der prognostizierten Klimaveränderungen des Jahres 2050 berechnet. Die Modellierung von Österreich als Insel bedingt die energetische Bedarfsdeckung („Energieautarkie“) sowie das ständige Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch („Leistungsautarkie“). Der notwendige Speicherbedarf zur Bewältigung dieser Anforderungen sowie die benötigten Kapazitäten des Übertragungsnetzes werden berechnet.

Basierend auf stündlichen, räumlich hoch aufgelösten meteorologischen Daten von 1994 bis 2008 wurde ein Niederschlags-Abflussmodell erstellt, ein Klimamodell angewendet und die Zeitreihen der elektrischen Erzeugung aus Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik berechnet. Die Potenziale der regenerativen Erzeugung wurden mit Hilfe eines Geo-Informationssystems (GIS) bestimmt. Durch die Variation des jährlichen Strombedarfs und den Ausbaugrad des Wasserkraftpotenzials wurden sechs verschiedene Szenarien erstellt. Für den jeweiligen optimalen Erzeugungsmix wurden die Speicherbewirtschaftung sowie die Netzbelastung simuliert.

Die klimatologischen Daten zeigen keine Häufung von Extremsituationen. Bis auf schwache Änderungen der saisonalen Dargebote hat der Klimawandel keine gravierende Auswirkung auf die regenerative Erzeugung. Jedoch ist die Entwicklung des österreichischen Strombedarfs dafür maßgeblich, ob eine energetische Deckung erzielt werden kann. Die Belastung des Übertragungsnetzes (Annahme: Ausbau 380-kV-Ring) ist bei geringfügigen Lasterhöhungen beherrschbar. Der weitestgehend ausreichenden Turbinenleistung von (Pump-)Speicherkraftwerken steht ein hoher Bedarf an zusätzlicher Pumpleistung gegenüber, um jederzeit die Differenz aus Erzeugung und Last ausgleichen zu können. Für die langfristige Speicherung ist die Kapazität von (Pump-)Speicherkraftwerken bei weitem nicht ausreichend, um den saisonalen oder gar den mehrjährigen Ausgleich zu bewerkstelligen.

Abstract

The future shortage of fossil resources, caused by increasing demand of industrialized countries and industrialization of developing countries will affect the security of supply and accelerate the climate change. As a result, the motivation arises, to change to a sustainable and renewable energy generation. The central question in the Project Super-4-micro-grid is: "Can the Austrian electricity demand be fully covered by renewable generation, and if so, how?"

To answer this question, first the regenerative supply by rainfall, wind speed and solar radiation under the influence of projected climatic changes is computed for the year 2050. The modeling of Austria as an island-system leads to the energetic demand coverage ("energy independence") and the continuous balance between production and consumption ("power independence"). The storage requirements which are necessary to meet these requirements and the required capacity of the transmission network are calculated.

Based on hourly, spatially high-resolution meteorological data from 1994 to 2008 a precipitation-runoff model was created, a climate model was used and the series of electrical generation from hydropower, wind power and photovoltaic are calculated. The potential of renewable generation were determined using a geographic information system (GIS). The variation of the annual electricity demand and the expansion degree of the hydropower potential are covered in six different scenarios. For the respective optimal generation mix, the storage management and power grid load were simulated.

The climatological data show no clustering of extreme situations. Except for small changes in seasonal supply, climate change has no serious effect on the regenerative production. However, the development of the Austrian electricity demand is decisive to the question whether energetic coverage can be achieved. The load on the transmission grid (assuming 380-kV ring expansion) is manageable for slight increases in load. The largely sufficient installed turbine power of (pump-)storage plants is offset by a high need for additional pumping capacity to compensate for any difference between generation and load. The long-term storage capacity of the (pump-)storage plants is far from sufficient to compensate the differences in generation for seasons or even several years.

Inhaltsverzeichnis

KURZFASSUNG	1
ABSTRACT	2
1 EINLEITUNG	6
1.1 Aufgabenstellung/Zentrale Fragestellung	6
1.2 Schwerpunkte des Projektes	6
1.3 Einordnung in das Programm	7
1.4 Verwendete Methoden	7
1.5 Aufbau der Arbeit.....	8
2 INHALTLICHE DARSTELLUNG	9
2.1 Abkürzungen, Definitionen und Annahmen	10
2.1.1 Abkürzungen.....	10
2.1.2 Definitionen.....	10
2.1.3 Annahmen	10
2.2 Erhebung meteorologischer Daten.....	11
2.2.1 Messwertabfrage: Stationen, Zeitbereich	11
2.2.2 Datenaufbereitung	11
2.3 Regionalisierung.....	14
2.4 Niederschlags-Abflussmodell	16
2.5 Auswirkungen Klimawandel auf Dargebot.....	20
2.5.1 Auswirkungen des Klimawandels auf Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung bis 2050	20
2.5.2 Zukünftiges Wasserkraftpotenzial	28
2.6 Berechnung normierter elektrischer Leistungen.....	32
2.6.1 Wind	32
2.6.2 Photovoltaik	33
2.6.3 Lastprofil	37
2.6.4 Normierung	37
2.7 Erhebung regenerativer Potenziale	38
2.7.1 Laufwasserkraftpotenziale	38
2.7.2 Wind und Photovoltaik	39
2.7.3 Verbrauch	51

2.8	Erstellung elektrischer Zeitreihen.....	53
2.8.1	Wasserkraft (Abflussdaten -> elektrische Erzeugungsdaten)	53
2.8.2	Windkraft und Photovoltaik	55
2.8.3	Verbrauch	56
2.9	Szenarien.....	57
2.9.1	Identifikation der Variationsparameter.....	57
2.9.2	Variationsbereich der identifizierten Parameter	58
2.9.3	Die Szenarien	59
2.10	Basisanalyse der Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen	61
2.10.1	Statistische Auswertung der Szenarien.....	61
2.10.2	Schwankungen Jahreserzeugung	65
2.10.3	Schwankungen der Jahresdauerlinien	69
2.10.4	Jahresdauerlinien der Erzeugungsdifferenz	72
2.10.5	Ausgleichseffekte.....	76
2.10.6	Auswertung Differenz Erzeugung und Verbrauch.....	84
2.11	Speichererhebung	88
2.11.1	Speichertechnologien	88
2.11.2	Potenzielle Speicherkraftwerke in Österreich.....	88
2.12	Optimaler Erzeugungsmix für minimalen Speicherbedarf.....	96
2.12.1	Abarbeitung des natürlichen Zuflusses	96
2.12.2	Verluste Pumpspeicherung	99
2.12.3	Optimierung	99
2.12.4	Ergebnisse.....	101
2.13	Lastflusssimulation	113
2.13.1	Modellnetz	113
2.13.2	Ergebnisse nach Szenario	115
2.13.3	Option des verteilten Speichers	120
3	ERGEBNISSE UND SCHLUSSFOLGERUNGEN	131
3.1	Auswirkungen des Klimawandels auf regenerative Dargebote.....	131
3.2	Energetische Deckung des Verbrauchs	132
3.3	Ausgleichseffekte	132
3.4	Überschüssige Einspeiseleistung	132
3.5	Leitungsbelastungen.....	133
3.6	Speicherbedarf.....	135

4	AUSBLICK UND EMPFEHLUNGEN.....	137
5	LITERATURVERZEICHNIS	139
6	ANHANG	142
6.1	Klimaveränderung nach Regionen	142
6.2	Stationsbezogene Gewichtungen.....	153
6.3	Literaturrecherche „Stromverbrauch“	156
6.4	Literaturrecherche „Wasserkraft“	158
6.5	Speichertechnologien.....	159
6.5.1	Einleitung	159
6.5.2	Vergleich der Speichertechnologien.....	159
6.5.3	Analyse der einzelnen Speichertechnologien.....	161
6.6	Leistungsverläufe von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken	181
6.7	Leistungs-Histogramme	185
6.7.1	Gesamtjahr	185
6.7.2	Winter	188
6.7.3	Sommer	190
6.7.4	Übergangszeit.....	191
6.8	Optimale Erzeugungsmixe	193

1 Einleitung

In diesem Kapitel werden die zentrale Fragestellung, die Schwerpunkte des Projektes, die Einordnung in das Förderungsprogramm, die angewendeten Methoden sowie der Aufbau der vorliegenden Arbeit dargestellt.

1.1 Aufgabenstellung/Zentrale Fragestellung

Die zentrale Fragestellung, welche im Projekt Super-4-Micro-Grid beantwortet werden soll, lautet:

Ist eine regenerative Vollversorgung Österreichs im Bereich der Elektrizität überhaupt möglich, und wenn ja, wie?

1.2 Schwerpunkte des Projektes

Zunächst sollen die regenerativen Dargebote von Niederschlag, Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung unter Einfluss der prognostizierten **Klimaveränderungen** des Jahres 2050 berechnet werden. Es soll damit die Frage beantwortet werden, ob der Entwurf eines regenerativen Energiesystems auf Basis heutiger meteorologischer Daten auch in Zukunft seine Gültigkeit behält.

Die Modellierung von Österreich als Insel impliziert die Autarkie dieses Systems. Diese Unabhängigkeit wird in zwei Stufen untersucht:

- **Energieautarkie:** Ziel ist es auf Basis von Potenzialanalysen festzustellen, ob eine energetische Deckung des Verbrauchs mit rein regenerativen Erzeugungsanlagen in Österreich möglich ist.
- **Leistungsautarkie:** Die Forderung „Leistungsautarkie“ geht über die „Energieautarkie“ hinaus. Hier muss die Erzeugung zu jedem Zeitpunkt mit dem Verbrauch übereinstimmen und nicht nur die Energiebilanz über einen gewissen Zeitraum ausgeglichen sein.

Um der Leistungsautarkie Rechnung zu tragen und Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt ausgleichen zu können, ist die Integration von Speichern in das Energiesystem notwendig. Ein Ziel des Projektes ist es, diesen **Speicherbedarf** zu bestimmen.

Schließlich sollen die Kapazitäten des **Übertragungsnetzes** ermittelt werden, welche den weiträumigen Energietransport zwischen Erzeugung, Verbrauch und Speicher bewältigen müssen. Diese Kapazitäten werden dem aktuell ausgebauten Netz gegenübergestellt.

1.3 Einordnung in das Programm

- **Innovationen für zentrale Energiesysteme:** Integration der dezentralen regenerativen Energiesysteme, Überregionaler Energieausgleich bei Dargebotsschwankungen und Einsatz von Pumpspeichern zur Erhöhung der regenerativen Versorgungssicherheit.
- **Klimafolgen für Energiesysteme und Netze:** Es wird der Einfluss des Klimawandels auf die regenerativen Energiequellen (Wind, Wasser, Solar) untersucht und hieraus werden Strategien für einen risikoarmen Energiemix und eine Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Speichertechnologien abgeleitet.
- **Analyse der Potenziale und der zukünftigen Rolle verschiedener Lösungsansätze wie „Super Grids“, „Smart Grids“ oder „No Grids“:** Es werden die Potenziale zur überwiegend nachhaltigen Energieversorgung evaluiert, die neue Aufgabenverteilung zwischen diesen Teilsystemen analysiert und hieraus ein Gesamtsystem entwickelt,

1.4 Verwendete Methoden

- **Erhebung und Aufbereitung der meteorologischen Stationsmessdaten:** die meteorologischen Daten bilden die Grundlage für die Berechnung der elektrischen Einspeisung regenerativer Erzeugungsanlagen
- **Niederschlags-Abflussmodelle, Top-Kriging:** anhand des Niederschlags-Abflussmodells wird sowohl das regionale Potenzial der Erzeugung aus Wasserkraft als auch die Zeitreihen der regionalen Erzeugung bestimmt
- **Klimamodelle:** diese Modelle werden angewandt, um die Änderungen des Dargebots für Niederschlag, Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung zu berechnen.
- **GIS-basierte Flächenerhebung:** die Bestimmung der Potenzialflächen für Windkraft und Photovoltaik liefert einerseits das mögliche Potenzial dieser Erzeugungsformen und andererseits die lokale Verteilung der Einspeisung.
- **Statistische Analysen:** die Zeitreihen der elektrischen Erzeugung wurden mit statistischen Methoden analysiert, um grundlegende Charakteristika beschreiben zu können
- **Speicherpotenzialerhebung:** die Potenziale der österreichischen (Pump-) Speicherkraftwerke wurden erhoben. Daraus folgt eine Dauerleistungskurve der kumulierten Speicher.
- **Optimierung der verteilten Erzeugung:** die Zusammenstellung der verschiedenen regionalen Erzeugungseinheiten wurde derart optimiert, sodass ein möglichst geringer Speicherbedarf erzielt wird.
- **Lastflussrechnung/Netzsimulation:** für unterschiedliche Szenarien wurden die Leitungsbelastungen für das österreichische Hochspannungsnetz ermittelt. Der Einsatz von verteilten Speichern zur Reduktion der Überlastungszuständen wurde untersucht.

1.5 Aufbau der Arbeit

In Kapitel 2 werden sämtliche inhaltliche Projektarbeiten detailliert beschrieben. Beginnend mit der Erhebung meteorologischer Daten und der Ermittlung von regenerativen Potenzialen werden regionale Zeitreihen der elektrischen Erzeugung erstellt. Darauf aufbauend werden die Auswirkungen des Klimawandels auf die nachhaltigen Dargebote analysiert. Für verschiedene Szenarien werden schließlich die notwendigen Speicherkapazitäten und Leitungsbelastungen ermittelt. Diese Ergebnisse werden dem aktuellen bestehenden Energiesystem gegenübergestellt.

Zusammenfassend sind die wesentlichen Erkenntnisse im Kapitel 3 dargestellt.

2 Inhaltliche Darstellung

In Abbildung 1 ist der Projektinhalt schematisch dargestellt.

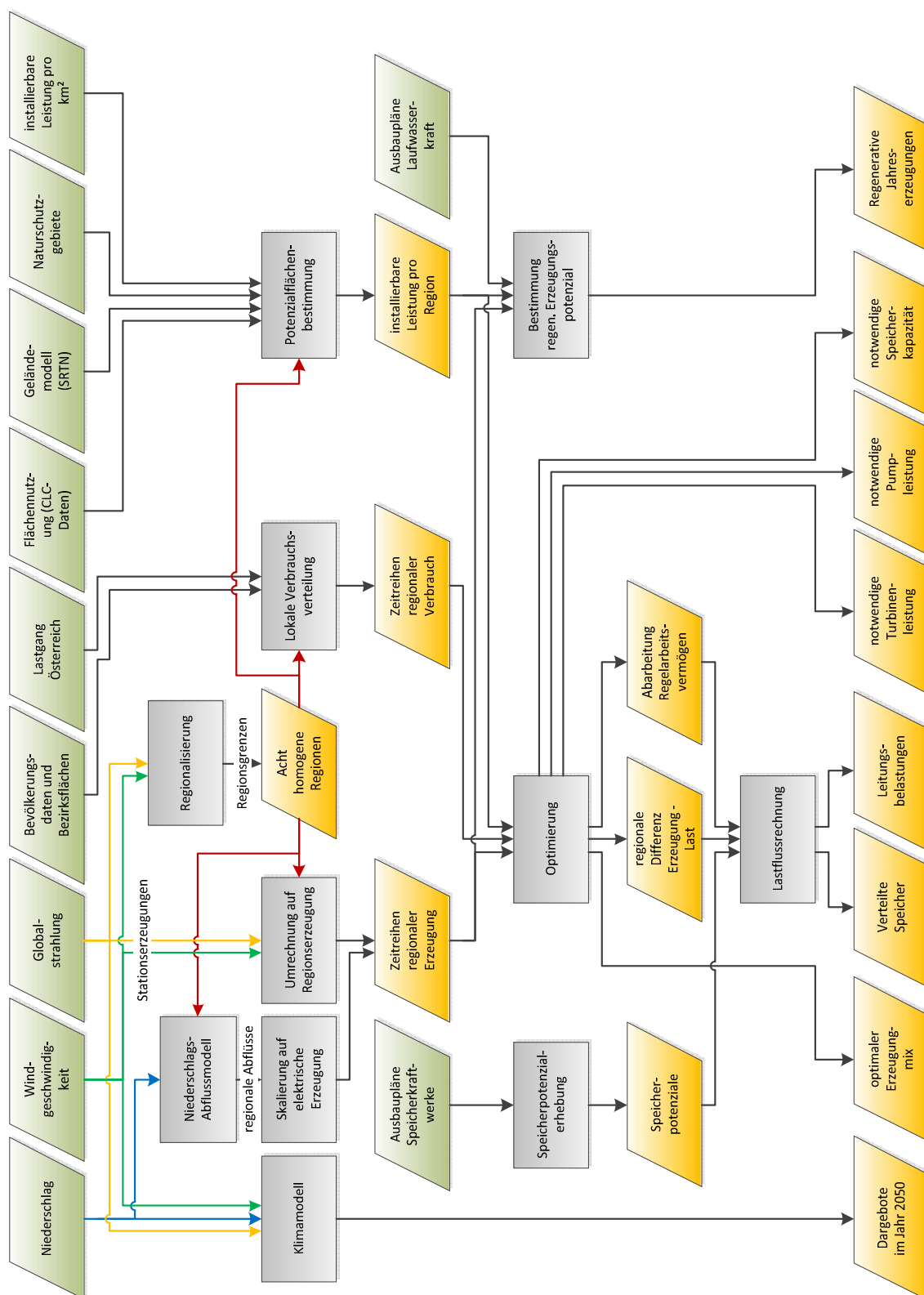


Abbildung 1: Inhaltliche Darstellung des Projektes Super-4-Micro-Grid

2.1 Abkürzungen, Definitionen und Annahmen

2.1.1 Abkürzungen

BIPV	Building Integrated Photovoltaics
dll	Dynamic Link Library
GIS	Geo-Informationen-System
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
kWp	Kilowatt Peak
MBE	Mean Bias Error
PV	Photovoltaik
RAV	Regelarbeitsvermögen
RMSE	Root Mean Square Error
STC	Standard Test Conditions
WEA	Windenergieanlage
WRRL	Wasserrahmenrichtlinie
ZAMG	Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik

2.1.2 Definitionen

Regelarbeitsvermögen	Jener Anteil der Jahreserzeugung von (Pump-)Speicherkraftwerken, der nur durch den natürlichen Zufluss entsteht.
Roh-Potenzialfläche	Geeignete Flächen für Windkraft- und Photovoltaik-Erzeugung
Reduziertes Potenzial	Anteil der für die Energieumwandlung herangezogenen Roh-Potenzialfläche für Windkraft und Photovoltaik
(n-1)-Kriterium	Der Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels (hier Leitungen) führt nicht zur Überlastung der verbleibenden Betriebsmittel
Slack	Bilanz-Knoten der Lastflussrechnung
STC	Leistungsmessung PV-Modul bei 1.000 W/m ² , 25°C und AM 1,5
kWp	Unter STC gemessene PV-Modulleistung

2.1.3 Annahmen

- Österreich ist Insel: kein Transit, keine Austauschleistung etc.
- Laufwasserkraft: keine Stauräume, daher folgt Dargebot = Erzeugung
- Wasserkraftspeicher: keine Schwall- und Sunkauflagen
- Abgabe durch Speicherkraftwerke beeinflusst nicht Laufkraftwerke
- Vollständige Deckung des Strombedarfs durch regenerative Quellen Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik

2.2 Erhebung meteorologischer Daten

Um die Auswirkungen der Variabilität meteorologischer Größen auf die regenerative Energieerzeugung in Österreich untersuchen zu können, ist die Aufbereitung von Messdaten der Windgeschwindigkeit (Windenergie) und Globalstrahlung (Sonnenenergie) notwendig. Eine möglichst hohe Stationsdichte ist wünschenswert, um regionale Unterschiede innerhalb Österreichs ausmachen zu können. Zugleich sollen die einzelnen Stationsreihen zeitlich möglichst lange zurückreichen, um die für die Energieerzeugung relevanten klimatischen Bedingungen ausreichend bewerten zu können. Die Messungen sollen in stündlicher Auflösung vorliegen, um Ausgleichseffekte in der Energieerzeugung zwischen Energieträgern und Regionen erfassen zu können.

Nach der Erstellung der stündlich aufgelösten Zeitreihen von Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung soll die Fläche Österreichs aufgrund klimatologischer Überlegungen in möglichst homogene Regionen ähnlicher Bedingungen der Energieerzeugung eingeteilt werden. Um eine direkte Vergleichbarkeit zwischen den Energieträgern Wind und Sonne herstellen zu können, ist eine kombinierte Regionalisierung für Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung, die Umrechnung der Messwerte in elektrische Leistung und die Normierung der Leistungswerte zielführend.

2.2.1 Messwertabfrage: Stationen, Zeitbereich

Von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) erfasste Messdaten der Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung liegen in stündlicher Auflösung seit der Automatisierung meteorologischer Messungen vor. Seit etwa Mitte der 1990er-Jahre ist Österreich mit einem einigermaßen dichten, automatisierten Stationsnetz ausgestattet. Bei der Abfrage der ZAMG-Datenbank galt es, einen Kompromiss zwischen räumlich möglichst hoher Stationsdichte und zeitlich möglichst langen Zeitreihen zu erzielen. Es wurde schließlich der Zeitraum 1994 bis 2008 gewählt, für den 110 (Windgeschwindigkeit) bzw. 76 Stationen (Globalstrahlung) vorliegen, an denen weniger als 15 % der Werte fehlen. Die 15 Jahre umfassende Analyseperiode entspricht zwar nur der Hälfte der in der Klimatologie üblicherweise herangezogenen 30-jährigen Bezugszeiträume, eine Ausdehnung der Periode auf 20 Jahre (1989 bis 2008) hätte die Stationsverfügbarkeit allerdings bereits deutlich reduziert.

2.2.2 Datenaufbereitung

Berechnung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

Die Messung der Windgeschwindigkeit ist mit vielen möglichen Fehlerquellen behaftet (geländebedingte Modifikationen, landnutzungsabhängige Bodenrauigkeit, unmittelbare Hindernisse). Windgeschwindigkeit wird standardmäßig in 10 m Höhe über Grund gemessen, für die Energieerzeugung sind jedoch die Verhältnisse in Nabenhöhe der Windräder (etwa 100 m über Grund) von Interesse. Über ein logarithmisches Windprofil wird die Windgeschwindigkeit in 100 m über Grund aus der Windgeschwindigkeit in Messhöhe errechnet. Je weiter man sich von der Erdoberfläche entfernt, desto schwächer wird der

Einfluss der Reibungskraft, was zu einer Erhöhung der Windgeschwindigkeit führt. In die, die logarithmische Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe beschreibende, Formel gehen die Messhöhe und der Parameter der Rauigkeitslänge ein, die für jede Station den Metadaten der digitalen Stationsprotokolle der ZAMG entnommen wurden.

$$v_{100} = v_m * \frac{\ln\left(\frac{100}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_m}{z_0}\right)}$$

v_{100} Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe über Grund [m/s]

v_m Windgeschwindigkeit in Messhöhe [m/s]

z_0 Rauigkeitslänge [m]

z_m Messhöhe [m]

Berechnung der Globalstrahlung aus Sonnenscheindauer

Im Fall der Globalstrahlung ist die Aufspaltung des diffusen und direkten Strahlungsanteils wünschenswert, um die Globalstrahlung von der ebenen Fläche auf die für Photovoltaik-Anlagen relevante, geneigte Flächen umrechnen zu können. Die Erstellung zusätzlicher Globalstrahlungsreihen bzw. die Beseitigung von Datenlücken soll durch die Bearbeitung von Zeitreihen der Sonnenscheindauer möglich werden.

Zur Berechnung der Globalstrahlung aus der Sonnenscheindauer wurde die Angström-Formel gewählt. Die Koeffizienten a und b wurden in (Behr, 1988) für Stationen aus Österreich auf Monatsbasis angepasst.

$$G = (a + b * s_r) * I_e$$

G Globalstrahlung

s_r relative Sonnenscheindauer

I_e extraterrestrische Strahlung

Um die relative Sonnenscheindauer zu erhalten, wurde die maximal mögliche Sonnenscheindauer für jede Station und jede Stunde im Jahr aus der höchsten tatsächlich gemessenen Sonnenscheindauer aus den betrachteten 15 Jahren abgeschätzt. Die jahreszeitliche Änderung der extraterrestrischen Strahlung wurde aus einer Formel mit Solarkonstante und Zenitwinkel der Sonne berechnet.

Ergebnisse

Das Studium der Protokolle der 110 Windgeschwindigkeitsstationen ermöglichte die Bestimmung von Hindernissen und der Bodenrauigkeit der Umgebung. Über ein logarithmisches Windprofil wurde die Windgeschwindigkeitszunahme von Messhöhe (meist 10 m über Grund) in Nabenhöhe (100 m über Grund) errechnet (siehe Abbildung 2).

Die gute Übereinstimmung zwischen direkt gemessenen Globalstrahlungswerten und aus der Sonnenscheindauer abgeleiteten Globalstrahlungswerten ermöglichte die Füllung von Lücken in den Messreihen sowie die Hinzunahme von gänzlich errechneten Reihen.

76 lückenlose Globalstrahlungsmessreihen wurden so durch 28 Stationen mit geschlossenen Datenlücken ergänzt, an weiteren 20 Stationen wurde die Globalstrahlung ausschließlich aus der Sonnenscheindauer berechnet.

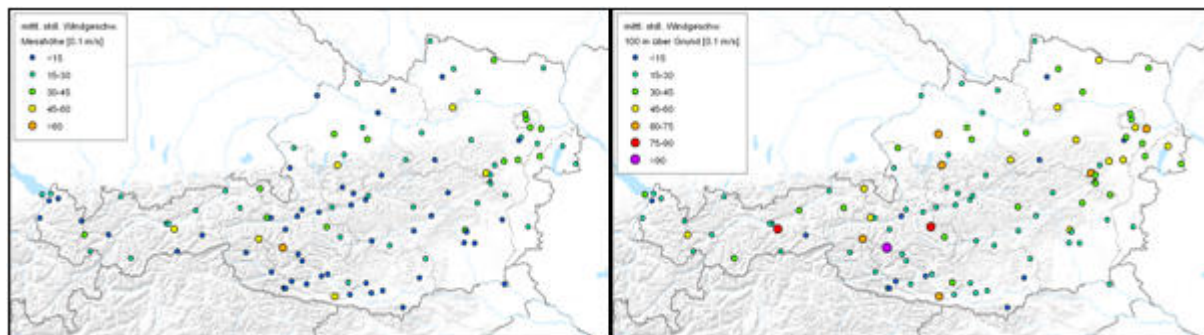


Abbildung 2: Das Mittel aller Stundenwerte der Windgeschwindigkeit [0,1 m/s] 1994–2008 in Messhöhe (links) und in 100 m über Grund (rechts).

2.3 Regionalisierung

Die Interpretation der räumlichen Verteilung der mittleren Windgeschwindigkeits- und Globalstrahlungswerte, Überlegungen zu großlandschaftlichen Einheiten und topografischen Besonderheiten und das Studium bestehender Klimakarten und -klassifikationen ((Auer, et al., 2001), (ÖNORM B 4014-1, 1993)) gingen bei der Bildung von, zur vergleichenden Untersuchung geeigneten, Klimaregionen ein.

Bei der Regionalisierung der Windgeschwindigkeit wurden neben acht horizontalen Regionen zwei weitere, nicht flächig erfassbare Stationsgruppen unterschieden. Die Gruppe der so genannten „Gap-Wind-Lagen“ beschreibt Orte innerhalb der Alpen, die geländebedingt im Vergleich zu den sonst eher windschwachen Tallagen wesentlich höhere Windgeschwindigkeiten aufweisen. Konkret sind Passlagen, Taleinmündungen und typische Föhnlagen gemeint. Eine weitere Gruppe der Gipfel und Anhöhen fasst im Vergleich zur Umgebung deutlich exponiertere, windstärkere Lagen zusammen. Stationen mit im Vergleich zu regionstypisch unverhältnismäßig niedrigen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten wurden bei der Regionalisierung nicht berücksichtigt, wodurch sich die Anzahl der verwendeten Windgeschwindigkeitsstationen auf 80 verringert.

Bei der Regionalisierung der Globalstrahlung lässt sich die Fläche Österreichs in sechs Regionen unterteilen. Daneben beschreibt die Gruppe der Gipfel und Anhöhen gegenüber der Umgebung erhöhte Lagen, die winterliche Inversionen überragen und somit relativ viel Strahlung erhalten.

Bei den bevorstehenden Analysen ist die Vergleichbarkeit von Regionen bei unterschiedlicher Regionalisierung von Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung erschwert. Deshalb wurde eine Kombination der Regionalisierungen der beiden Klimagrößen angestrebt.

Nach der Kombination der zunächst gesonderten Regionalisierungen von Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung liegen acht flächig erfassbare Regionen vor. Daneben charakterisieren die Gruppen der Gipfellagen und der Gap-Wind-Lagen Orte mit topografisch bedingt deutlichen Modifikationen von Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung. Die beschriebene Regionalisierung dient als Grundlage für die Analyse der Ausgleichseffekte zwischen den Energieträgern und zwischen den Regionen (siehe Abbildung 3). Die den Regionsnummern zugeordneten Regionsnamen sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

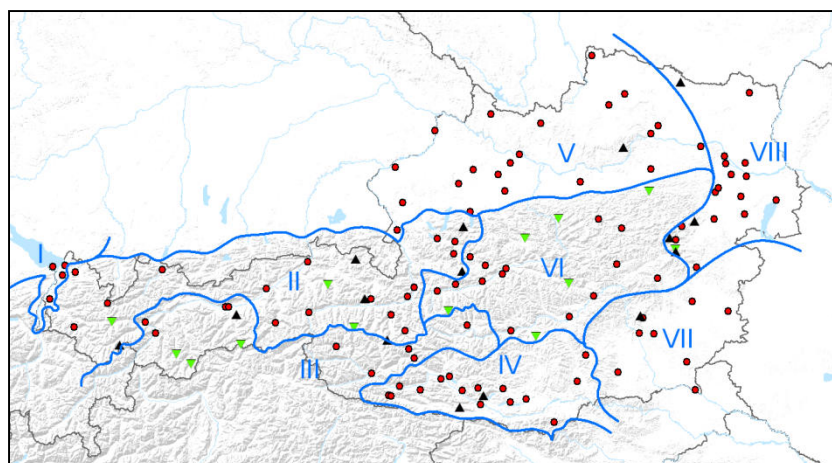


Abbildung 3: Kombinierte Regionalisierung der Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung. Runde Signaturen (O) sind den ausgewiesenen Regionen I–VIII zuzuordnen, auf der Spitze stehende Dreiecke (▽) beschreiben Gap-Wind-Lagen, liegende Dreiecke (△) Gipfellagen.

Tabelle 1: Regionsnummern und -namen

Regionsnummer	Regionsname
I (1)	Rheintal
II (2)	Alpin Nordwest (Alpin NW)
III (3)	Alpin Südwest (Alpin SW)
IV (4)	Kärntner Becken
V (5)	Donauraum
VI (6)	Alpin Ost (Alpin O)
VII (7)	Grazer Becken
VIII (8)	Wiener Becken und Weinviertel

2.4 Niederschlags-Abflussmodell

Um die hydraulische Energieaufbringung zu untersuchen wurde das theoretisch mögliche Wasserkraftpotenzial für die österreichischen Gewässer ermittelt als Produkt von Durchfluss, Erdbeschleunigung, Dichte des Wassers und Höhendifferenz entlang der Flusstrecke. Die Ermittlung der räumlichen Verteilung des Wasserkraftpotenzials erfolgte auf Basis der täglich beobachteten Abflüssen in der Periode 1976-2006 an etwa 500 Pegeln in Österreich. Für die Pegelreihen wurden mittlere Abflüsse ermittelt und räumlich interpoliert. Dafür wurde die Top-Kriging Methode angewandt (Skøien, et al., 2006), die sich im Vergleich mit anderen Regionalisierungsmethoden für Österreich am geeignetsten erwies. Abbildung 4 zeigt die räumliche Verteilung der beobachteten mittleren Abflussspenden für den Zeitraum 1976-2006. Abflussdaten, die stark durch anthropogene Maßnahmen beeinflusst sind, wurden von den Untersuchungen ausgeschlossen. Für jeden Gewässerabschnitt wurde sodann die Höhendifferenz zwischen Beginn und Ende des Gewässerabschnittes aus einem digitalen Geländemodell mit einer Rasterweite von 10m ermittelt und auf Basis der interpolierten Abflüsse das Wasserkraftpotenzial berechnet. Das Wasserkraftpotenzial ist in Abbildung 5 dargestellt.

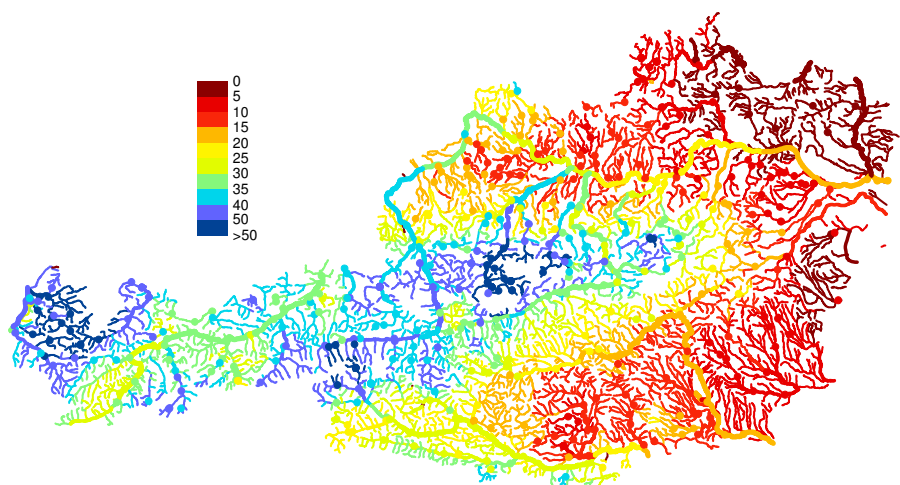


Abbildung 4: Räumliche Verteilung der mittleren Abflussspenden für den Zeitraum 1976-2006. Punkte zeigen die Pegel ($l/s/km^2$). Punkte stellen die Pegel dar, Linien die regionalisierten Abflüsse.

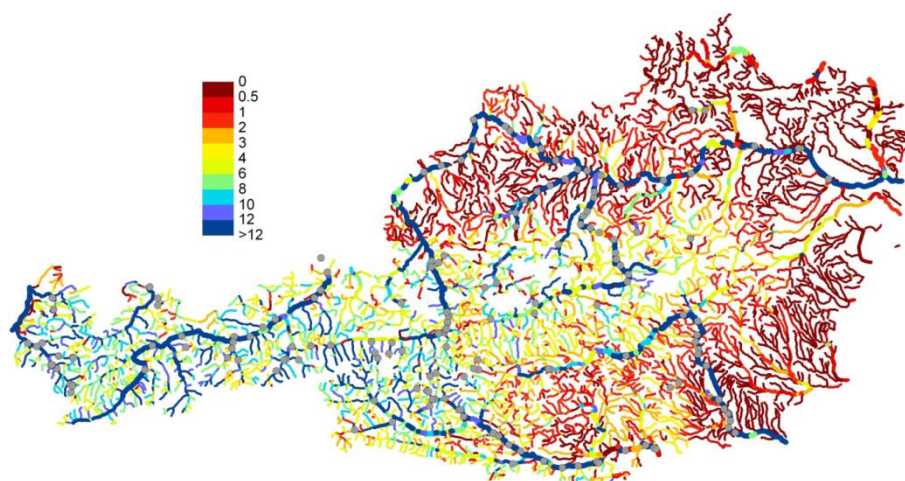


Abbildung 5: Räumliche Verteilung des mittleren jährlichen Wasserkraftpotenzials für die Periode 1976-2006 (GWh/a/km)

Sowohl für die Abflüsse als auch für das Wasserkraftpotenzial wurden sodann Mittelwerte für die einzelnen Regionen (Abbildung 6) berechnet. Die Mittelwerte für das Jahr 2006 sind in Abbildung 7 dargestellt. Die starke zeitliche Dynamik im Subtagesbereich ist deutlich zu erkennen. Abbildung 8 zeigt einen Ausschnitt von neun Tagen des Jahres 2006. Region 5 (mit der oberösterreichischen Donau) besitzt in diesem Zeitraum das größte Wasserkraftpotenzial und einen ziemlich gedämpften Verlauf. Es ist zu erkennen, dass nicht alle Regionen gleichzeitig schwanken, also durchaus ein Ausgleich der hydraulischen Energieaufbringung zwischen den Regionen sinnvoll sein kann. Abbildung 9 zeigt schließlich den saisonalen Verlauf des mittleren Wasserkraftpotenzials der Regionen als Mittelwert der Jahre 1976-2006. Im saisonalen Verlauf unterscheiden sich die Regionen deutlich. Region 5 hat einen eher ausgeglichenen Verlauf. Die Regionen in den Alpen (Region 2, 3) zeigen hingegen große Unterschiede zwischen Winter und Sommer.

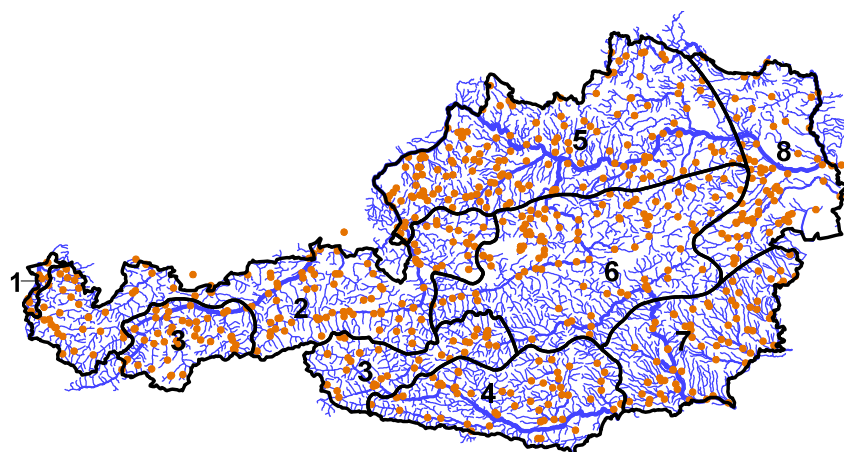


Abbildung 6: Regionen zur Untersuchung der hydraulischen Energieaufbringung

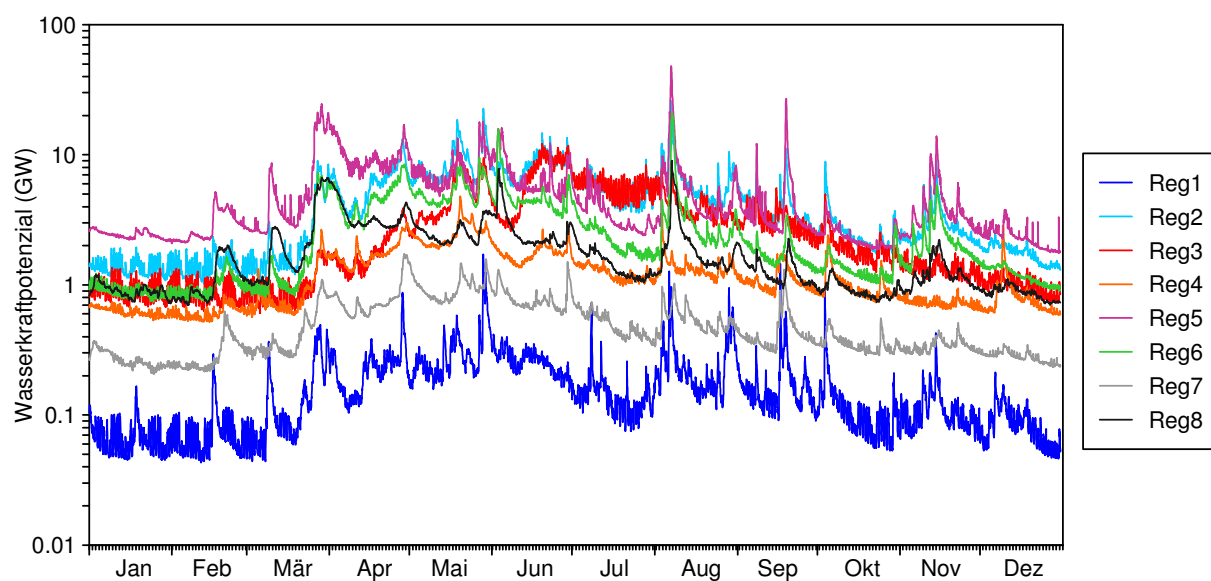


Abbildung 7: Mittleres Wasserkraftpotenzial der Regionen für das Jahr 2006 (Stundenwerte)

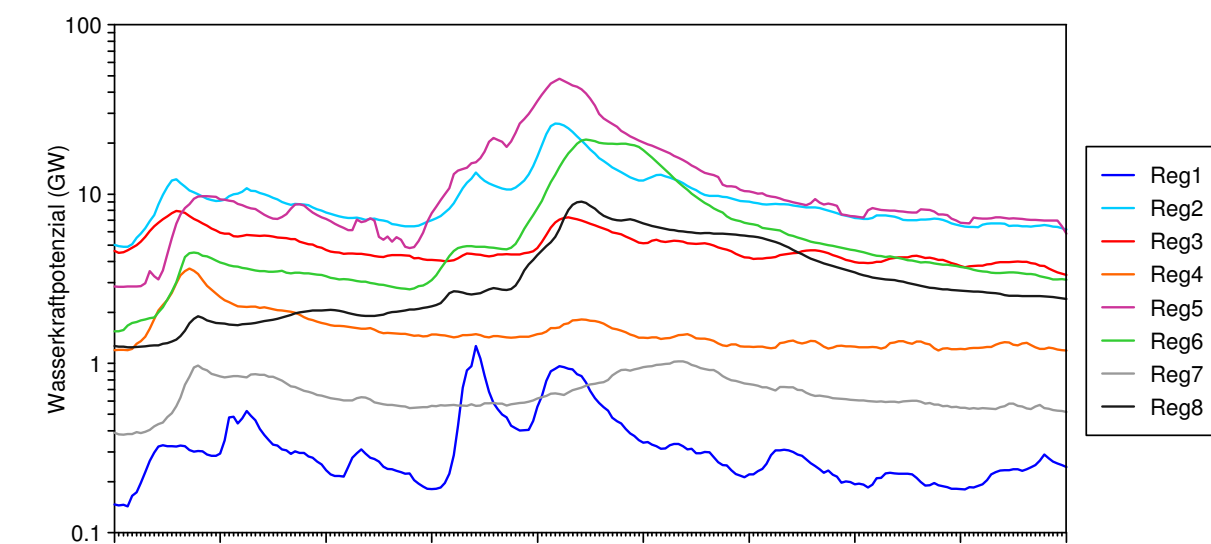


Abbildung 8: Mittleres Wasserkraftpotenzial der Regionen für den Zeitraum 3. Aug 2006 7:00 bis 12. Aug 2006 7:00.

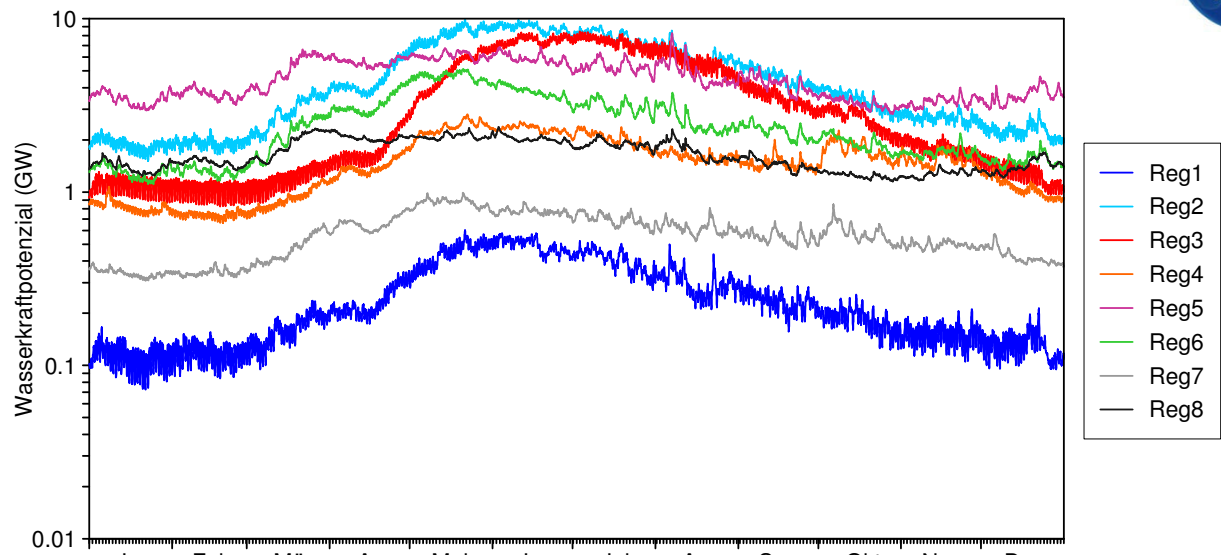


Abbildung 9: Saisonaler Verlauf des mittleren Wasserkraftpotenzials der Regionen (Mittelwert der Jahre 1976-2006)

2.5 Auswirkungen Klimawandel auf Dargebot

2.5.1 Auswirkungen des Klimawandels auf Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung bis 2050

Der anthropogen verstärkte Treibhauseffekt führt über die Erhöhung der mittleren Lufttemperatur auch zu einer Änderung anderer Klimaparameter. Aufgrund dieses Klimawandels kann es zu einer Änderung des regenerativen Energieangebotes in Österreich kommen. Deshalb sollen die möglichen Auswirkungen auf Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung bis zur Mitte dieses Jahrhunderts abgeschätzt werden.

Ausgangssituation

Als Datengrundlage wurde das regionale Klimamodell COSMO-CLM des Deutschen Wetterdienstes verwendet. Dies ist ein hoch auflösendes Klimamodell für Europa welches vom Atmosphärenmodell ECHAM5 angetrieben wird. Um die mögliche zukünftige Klimaänderung abzuschätzen, wurde das IPCC-Emissionsszenario A1B verwendet. Dieses Szenario nimmt ein globales Wirtschaftswachstum mit einer ausgewogenen Nutzung von fossilen und nichtfossilen Energiequellen an.

Für die Analyse der Auswirkungen des Klimawandels wurden ausschließlich Modelldaten verwendet. Deshalb konnten anstatt der recht kurzen 15-jährigen Periode (1994-2008), welche sich aufgrund der vorhandenen Messdaten ergab, 30 Jahre betrachtet werden. Durch diese längere Periode werden die Ergebnisse stabiler, da sich die statistisch bedingten Abweichungen vom Mittelwert über einen längeren Zeitraum ausgleichen. Somit wurden zur Beurteilung der Klimabedingungen der Gegenwart die Jahre 1986-2015 und zur Jahrhundertmitte die Jahre 2036-2065 betrachtet.

Für die Windgeschwindigkeit stehen Stundenwerte in 10 m Höhe zur Verfügung, für die Globalstrahlung Dreistundenwerte. Diese Werte liegen an Gitterpunkten vor, welche den jeweiligen Regionen Österreichs zugeordnet wurden. Die im Rahmen der Gegenwartsanalyse gewonnene Regionalisierung ist in

Abbildung 10 dargestellt.

Tabelle 2: Anzahl der Gitterpunkte des Klimamodells pro Region

Region	1	2	3	4	5	6	7	8
Gitterpunkte	4	42	30	24	52	49	26	26

Tabelle 2 zeigt die Anzahl der Gitterpunkte, die pro Region verwendet werden konnten. Die Werte an den Gitterpunkten repräsentieren Mittelwerte für eine bestimmte Fläche. Dadurch wird auch die Topografie gemittelt, also geglättet. Dies hat zur Folge, dass es weder eine Gipfel- noch eine Gap-Wind-„Region“ gibt. Da die Region 1 (Rheintal) sehr klein ist, konnten nur vier Gitterpunkte verwendet werden. Dies muss bei der Interpretation berücksichtigt werden, da eine geringe Anzahl an Gitterpunkten eher statistisch zufällige Ergebnisse liefert.

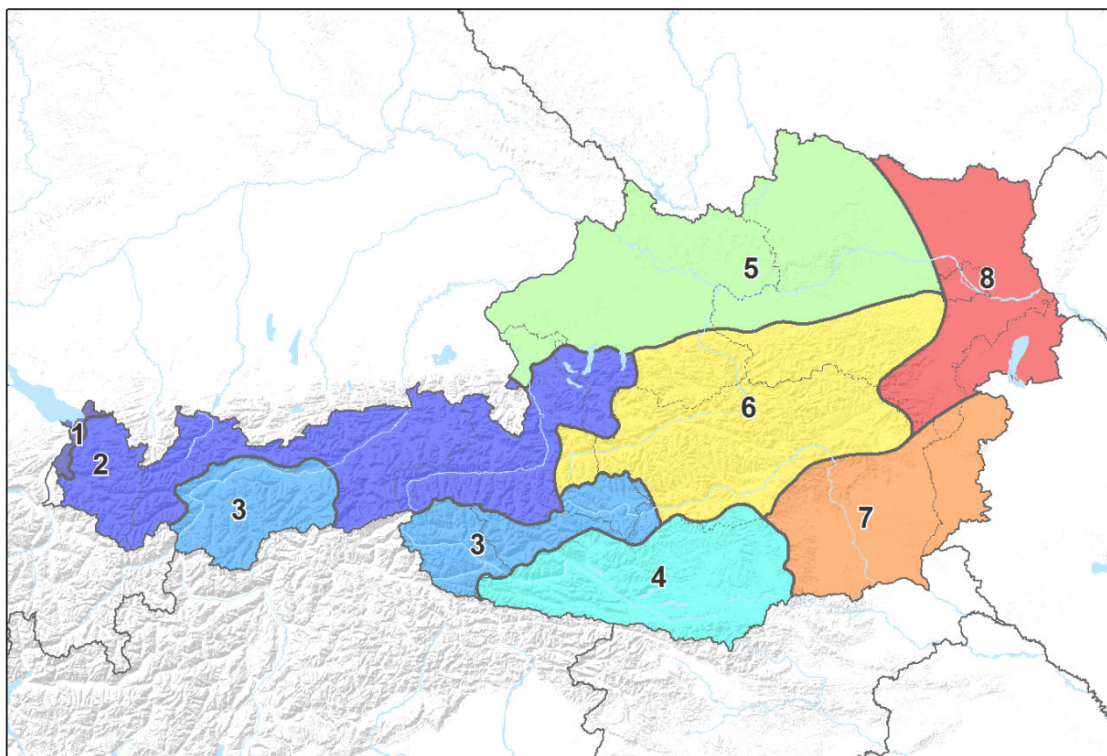


Abbildung 10: Einteilung von Österreich in acht Regionen

Methoden

Für jede der acht Regionen Österreichs wurde aus den ihnen zugeordneten Gitterpunkten eine gemittelte Zeitreihe erstellt. Die so erhaltenen Zeitreihen der Gegenwart (1986-2015) wurden mit den Zeitreihen für die Zukunft (2036-2065) statistisch verglichen, um die mögliche prozentuelle Veränderung abzuschätzen.

Dafür wurde der Mittelwert, die Varianz, das 90-%-Perzentil und das 10-%-Perzentil der beiden Zeiträume sowie jeweils die prozentuelle Veränderung betrachtet. Des Weiteren wurden die Häufigkeitsverteilungen miteinander verglichen. Die beiden Perzentile sind interessant, um die Änderung der Häufigkeitsverteilung gerade in den Randbereichen sichtbar zu machen. Die Analysen wurden sowohl auf jährlicher sowie saisonaler Basis durchgeführt. Für Letztere wurden jeweils drei Monate zusammengefasst: Dezember bis Februar, März bis Mai, Juni bis August und September bis November.

Für die Globalstrahlung wurde die gesamte Analyse ohne Nacht durchgeführt. Dazu wurden jene Dreistundenwerte aus der Zeitreihe ausgeschnitten, welche in jedem Jahr der 30 Jahre 0 W/m² liefern. Das Entfernen der Nacht macht insofern Sinn, da vor allem im Winter der Anteil der Nachtstunden einen großen Anteil ausmacht und die Häufigkeitsverteilung dementsprechend beeinflusst. Eine Änderung des 10-%-Perzentils beispielsweise wird mit Nacht nicht sichtbar, da es bei Null liegt. Indem nun nur die Werte untertags für die Analyse betrachtet werden, wird eine mögliche Veränderung der Anzahl der Stunden mit sehr geringer Globalstrahlung besser sichtbar.

Die Minimalwerte der Windgeschwindigkeit und der Globalstrahlung sind logisch mit Null begrenzt. Wenn also der Mittelwert zu- bzw. abnimmt, nimmt dadurch auch die Varianz zu bzw. ab. Die Betrachtung der Varianz allein ist deshalb nicht sehr aussagekräftig.

Die Gitterpunkte des Modells sind den acht Regionen Österreichs zugeordnet worden. Es ist sehr wahrscheinlich, dass die Modellkoordinaten der Gitterpunkte nicht mit den tatsächlichen Koordinaten übereinstimmen, sondern ein wenig verschoben sind. Zum Beispiel wäre zu erwarten, dass in der Region 3 (Alpin SW) einem sonnigen inneralpinen Trockengebiet, der Mittelwert der Globalstrahlung einer der größten Werte Österreichs ist. Dies ist allerdings nicht der Fall, weder für die Gegenwart noch für die Zukunft. Das könnte zum einen durch die Verschiebung der Gitterpunkte zustande kommen, zum anderen durch die geglättete Topografie des Modells, wodurch die abschirmende Wirkung der Alpen gegenüber der Höhenströmung unbefriedigend modelliert wird.

Ergebnisse

Das IPCC-Emissionsszenario A1B stellt eine mögliche Entwicklung der Zukunft dar. Dieser möglichen Entwicklung liegen bestimmte Annahmen zugrunde, welche natürlich nicht eintreffen müssen. Dementsprechend ist bei der Interpretation zu bedenken, dass es sich nur um eine mögliche Entwicklung, also ein Szenario, handelt.

Windgeschwindigkeit

In Abbildung 11 ist der Mittelwert der Windgeschwindigkeit des Klimaszenarios für den Zeitraum 1986-2015 dargestellt.

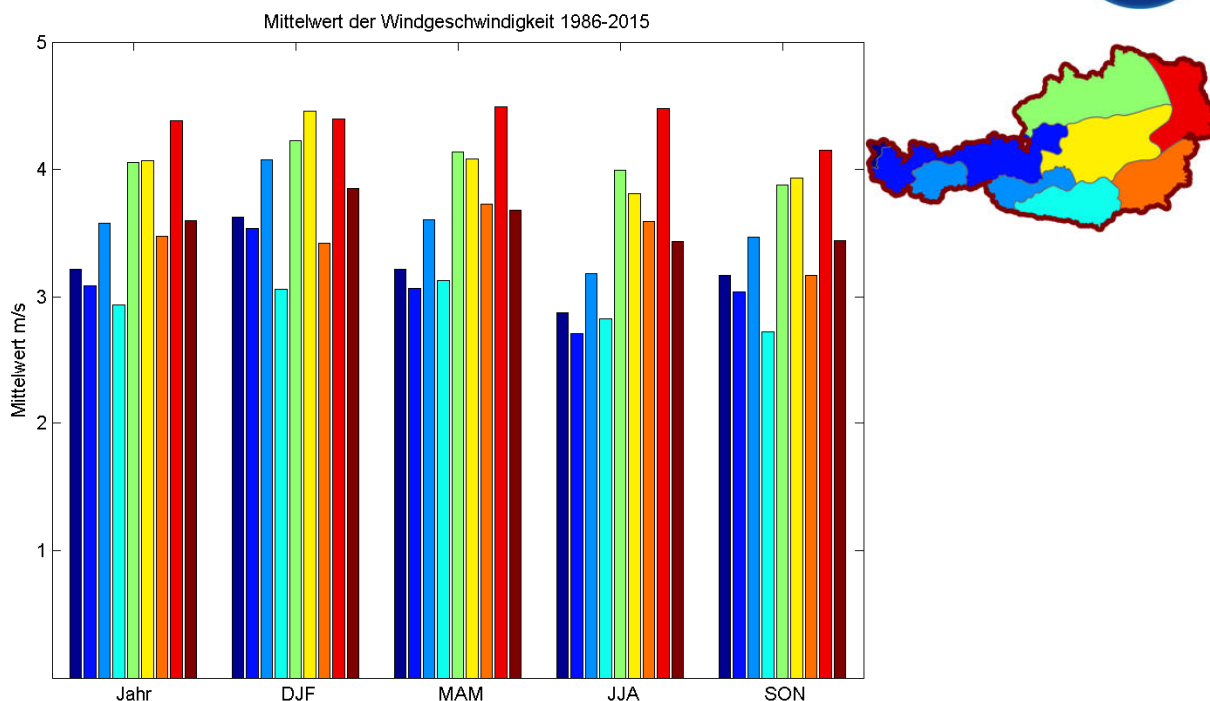


Abbildung 11: Vergleich des Mittelwertes der Windgeschwindigkeit (10 m über Grund) des Klimaszenarios im Zeitraum 1986-2015 zwischen den acht Regionen und Gesamtösterreich sowie zwischen dem ganzen Jahr und den vier Jahreszeiten (DJF-Dezember, Jänner, Februar; MAM-März, April, Mai; JJA-Juni, Juli, August; SON-September, Oktober, November).

Für Österreich beträgt das Mittel der Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe über Grund 3,6 m/s. Die Mittelwerte der beiden Zeiträume 1986-2015 und 2036-2065 für alle Regionen und ganz Österreich sowie die prozentuelle Änderung sind in Tabelle 45 im Anhang 6.1 aufgelistet.

Die prozentuelle Änderung des Mittelwertes der Windgeschwindigkeit vom Zeitraum 1986-2015 zu 2036-2065 ist in Abbildung 12 dargestellt. Auffallend ist die einheitliche Abnahme von mehr als 5 % im Sommer. Dies ist damit zu erklären, dass beim Klimamodell ECHAM5 eine Verlagerung des subtropischen Hochdruckgürtels nach Norden stattfindet. Durch diese Verschiebung kommt es in Österreich zu vermehrten Hochdrucklagen und dadurch zu einer Abschwächung der Windgeschwindigkeiten.

Im Frühling wird eine wesentlich schwächere, aber dennoch in allen acht Regionen vorhandene, Abnahme der Windgeschwindigkeit simuliert. Nur für die Region 7 (Grazer Becken) ergibt sich eine Änderung von knapp mehr als -1,5 %. Im Winter zeigen alle Regionen eine schwache Zunahme. Im Herbst reagieren die Regionen unterschiedlich und nur sehr schwach, nur die südlichen Regionen 3 (Alpin SW) und 4 (Kärntner Becken) zeigen eine Abnahme von mehr als 2 %. Über das gesamte Jahr betrachtet überwiegt der Einfluss des Sommers und es kommt zu einer einheitlich schwachen Abnahme der Windgeschwindigkeiten in allen Regionen Österreichs, welche nur in den südöstlichen Regionen 4 (Kärntner Becken) und 7 (Grazer Becken) etwas mehr als 2 % ausmacht.

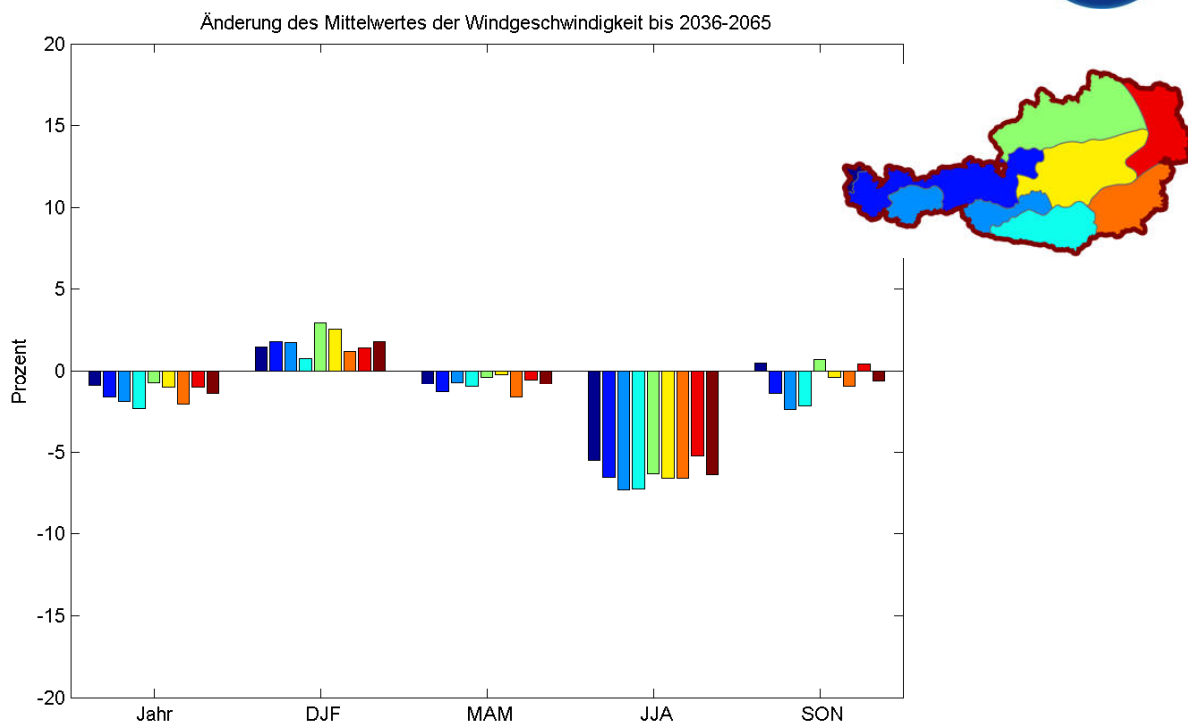


Abbildung 12: Die prozentuelle Änderung des Mittelwertes der Windgeschwindigkeit (10 m über Grund) bis 2050 für die acht Regionen und Gesamtösterreich sowie für das gesamte Jahr und die vier Jahreszeiten im Vergleich.

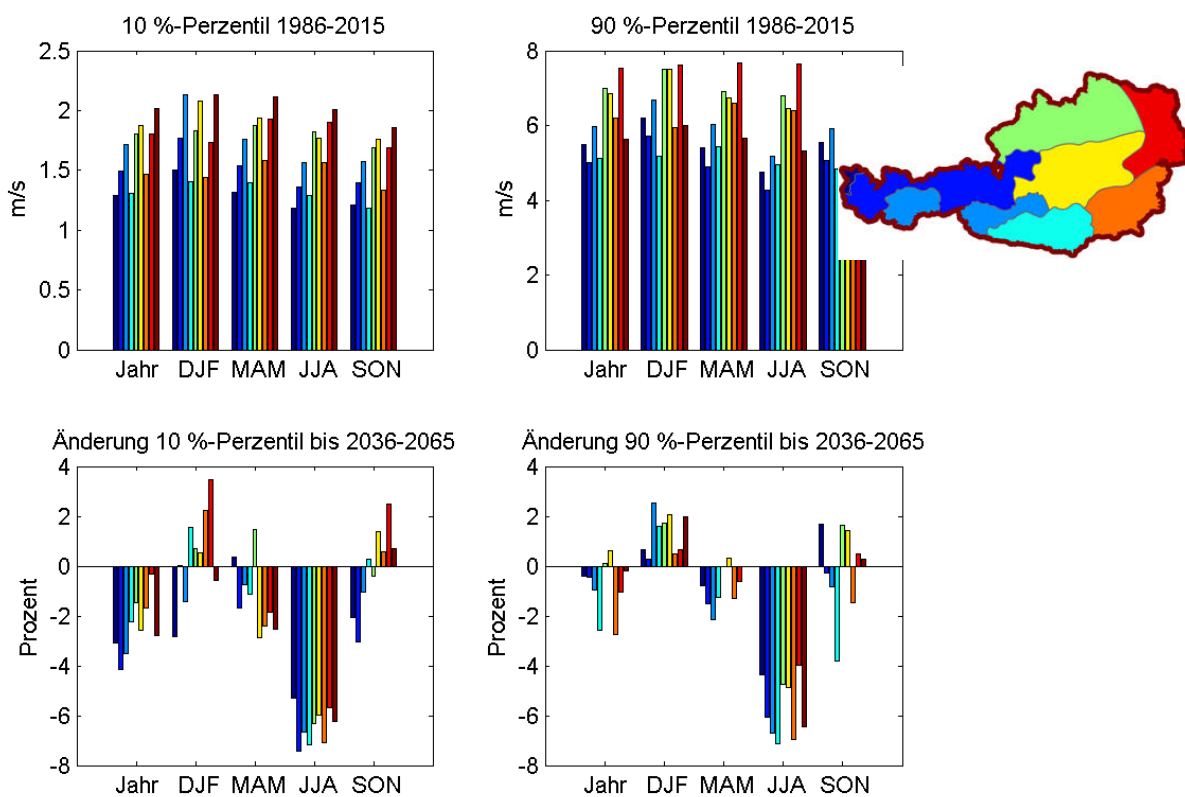


Abbildung 13: 10-%- und 90-%- Perzentil der Windgeschwindigkeit in 10 m über Grund für den Zeitraum 1986-2015 sowie die prozentuelle Veränderung zu 2036-2065.

Wie Abbildung 13 zeigt, ist die Abschwächung der Windgeschwindigkeit im Sommer auch in der Änderung des 10-%- und des 90-%-Perzentils sichtbar. Das 10-%-Perzentil nimmt in allen Regionen um mehr als 5 % ab, beim 90-%-Perzentil reagieren manche Regionen etwas schwächer. Eine Abnahme des 10-%-Perzentils bedeutet, dass in der Zukunft dieser 10-%-Schwellenwert niedriger wird. Das heißt, unterhalb des Schwellenwerts der Gegenwart liegen dem Zukunftsszenario zufolge mehr als 10 %, Fälle mit niedrigen Windgeschwindigkeiten nehmen demnach zu.

In den restlichen drei Jahreszeiten ist die Tendenz der einzelnen Regionen unterschiedlich. Nur im Winter gibt es eine einheitliche Zunahme des 90-%-Perzentils, welche durch die Zunahme des Mittelwertes nicht unerwartet ist.

Das 10-%-Perzentil nimmt im Winter und im Herbst im Westen Österreichs eher ab und im Osten eher zu. Über das gesamte Jahr betrachtet überwiegt der Einfluss des Sommers und es kommt zu einer geringen Abnahme des 10-%-Perzentils. Für das 90-%-Perzentil ist eine schwächere und uneinheitliche Reaktion vorhanden.

Die Häufigkeitsverteilungen der absoluten Windgeschwindigkeit der einzelnen Regionen sowie für gesamt Österreich aufgeschlüsselt in die 4 Jahreszeiten für die beiden Untersuchungszeiträume im Vergleich befinden sich im Anhang 6.1 (Abbildung 95 bis Abbildung 103). Beim Vergleich der Häufigkeitsverteilungen fällt die Region 8 (Wiener Becken und Weinviertel) als windreichste Region auf. Allgemein sieht man an den Häufigkeitsverteilungen in allen Jahreszeiten eine geringe Anzahl an Stunden mit Windstille. Fälle mit um die 2-3 m/s treten am häufigsten ein. 10 m/s werden sehr selten erreicht, am ehesten noch in der Region 8 (Wiener Becken und Weinviertel). Der Vergleich der beiden Zeiträume 1986-2015 und 2036-2065 ergibt eine sehr ähnliche Verteilung, es findet also nur eine sehr geringe Änderung statt.

Globalstrahlung

Zur Analyse der Änderung der Globalstrahlung wurden, wie bei den Methoden diskutiert, nur die Tageswerte betrachtet, die Nacht also ausgeschnitten. In Abbildung 14 ist der Mittelwert der Momentanwerte der Globalstrahlung für den Zeitraum 1986-2015 dargestellt. Der Mittelwert für ganz Österreich liegt bei etwa 140 W/m². Die Mittelwerte der beiden Zeiträume 1986-2015 und 2036-2065 für alle Regionen und ganz Österreich sowie die prozentuelle Änderung befinden sich in Tabelle 45 im Anhang 6.1

Das Klimamodell zeigt eine Zunahme des Mittelwertes der Globalstrahlung im Winter und im Herbst (Abbildung 15). Da im Winter die Absolutwerte recht klein sind, ist die prozentuelle Änderung zwar im Vergleich zu den anderen Jahreszeiten groß, absolut ändert sich jedoch nicht so viel. Beispielsweise ergibt die größte prozentuelle Änderung mit +17 % in der Region 4 (Kärntner Becken) absolut nur eine Änderung um +10 W/m². Im Herbst zeigen die Regionen 2 (Alpin NW), 3 (Alpin SW) und 4 (Kärntner Becken) eine Zunahme von 3,5 bis fast 5,5 %.

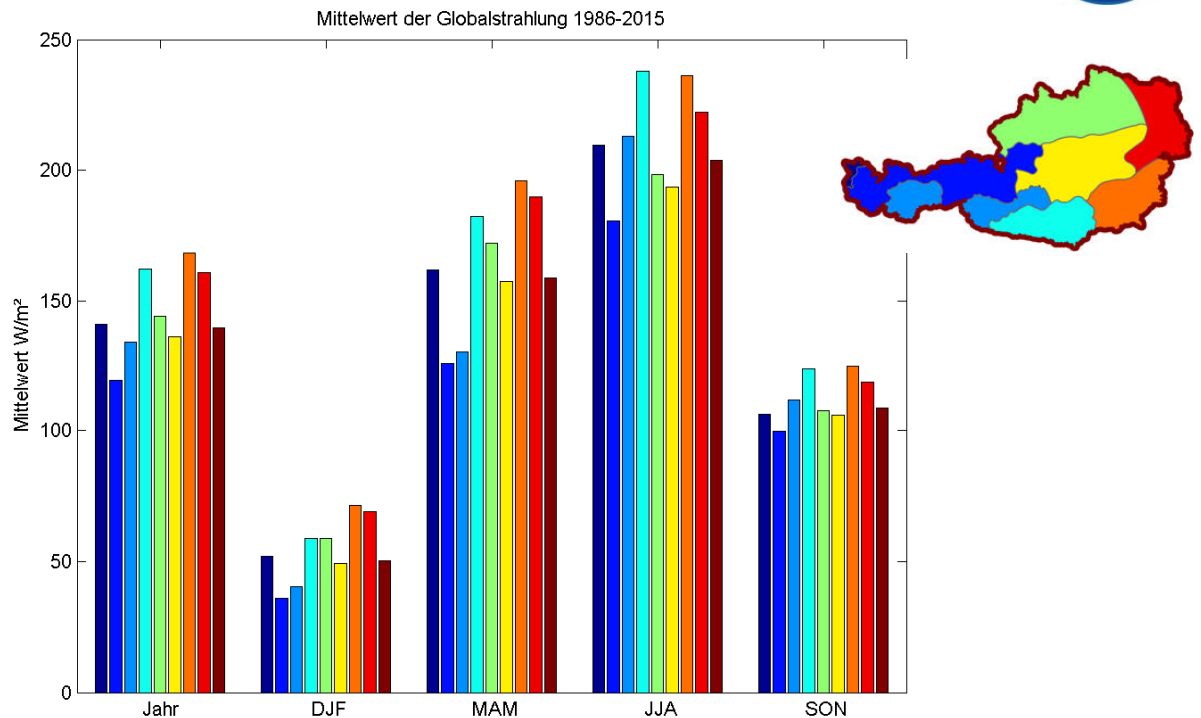


Abbildung 14: Vergleich des Mittelwertes der Globalstrahlung im Zeitraum 1986 bis 2015 zwischen den acht Regionen und Gesamtösterreich sowie zwischen dem ganzen Jahr und den vier Jahreszeiten.

Für den Frühling zeigt das Modell im Osten Österreichs nördlich vom Alpenhauptkamm sowie auch für die Region 1 (Rheintal) eine Abnahme der Globalstrahlung. Im Sommer kommt es bis auf eine unwesentliche Abnahme in den Regionen 4 (Kärntner Becken) und 7 (Grazer Becken) zu einer Zunahme des Mittelwertes der Globalstrahlung. Über das gesamte Jahr betrachtet ist die Änderung sehr schwach bis leicht zunehmend im Westen Österreichs. In den östlichen Regionen ist kaum eine Änderung vorhanden.

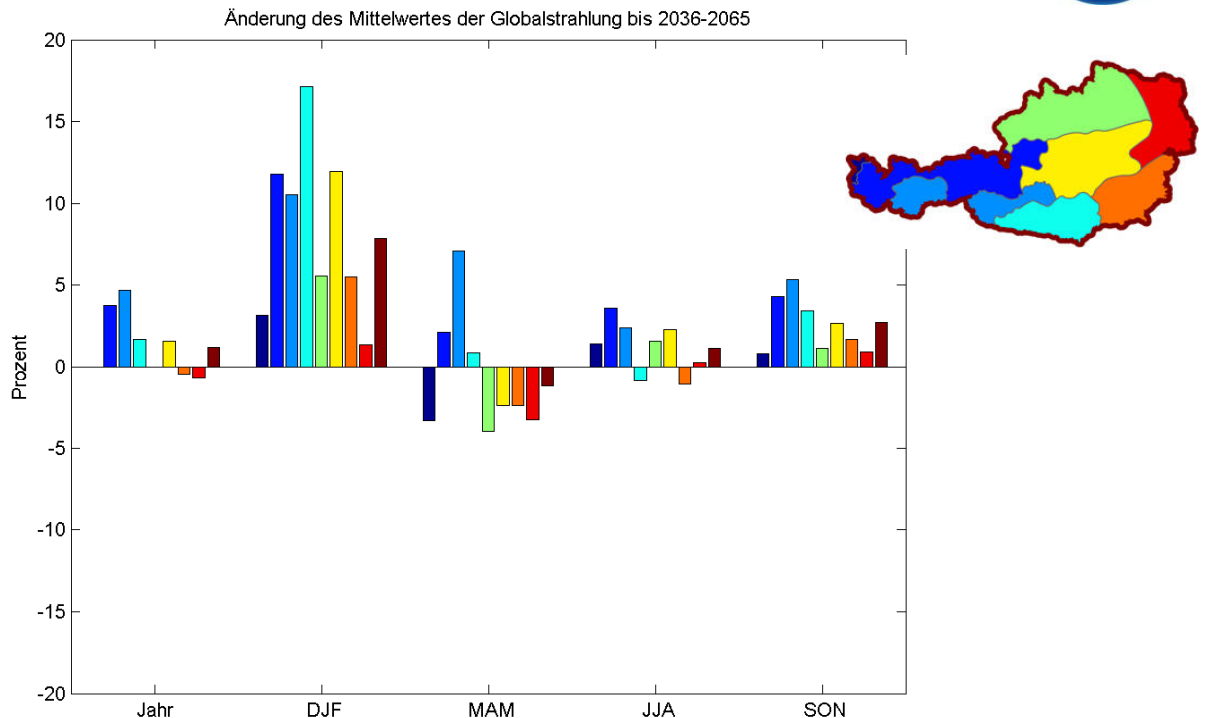


Abbildung 15: Die prozentuelle Änderung des Mittelwertes der Globalstrahlung bis 2050 für die acht Regionen und Gesamtösterreich sowie für das gesamte Jahr und die vier Jahreszeiten im Vergleich.

Wie beim Mittelwert kommt es beim 10-%- und auch beim 90-%-Perzentil zu einer Zunahme im Winter (Abbildung 16). Die Verteilung scheint sich in Richtung stärkerer Globalstrahlung zu verschieben. Die starke Änderung des 10-%-Perzentils, vor allem im Winter, wird durch die sehr kleinen Absolutwerte hervorgerufen und wirkt sich demnach absolut gesehen nicht stark aus. Der, im Vergleich zu anderen Regionen, große Wert im Sommer für die Region 1 (Rheintal) könnte durch die geringe Anzahl an Gitterpunkten in dieser Region zustande kommen und kein aussagekräftiges Ergebnis sein.

Ebenso wie für die Windgeschwindigkeit bleibt die Häufigkeitsverteilung für die Globalstrahlung bis 2050 sehr ähnlich (vergleiche Abbildung 95 bis Abbildung 103 im Anhang 6.1). Die Häufigkeitsverteilungen der einzelnen Regionen deuten nicht auf wesentliche räumliche Unterschiede hin.

Der große Anteil an geringen Werten der Globalstrahlung kommt durch die Sonnenauf- und Untergangszeiten zustande, sowie im Winter durch den flachen Sonnenstand und natürlich durch Zeiten mit Bewölkung. Der Unterschied zwischen den 4 Jahreszeiten ist um einiges stärker ausgeprägt als bei der Windgeschwindigkeit.

Interessant ist das sekundäre Maximum der Häufigkeitsverteilung bei etwas über 400 W/m², welches in allen Regionen vor allem im Sommer, meist auch schwächer im Frühling, ausgeprägt ist.

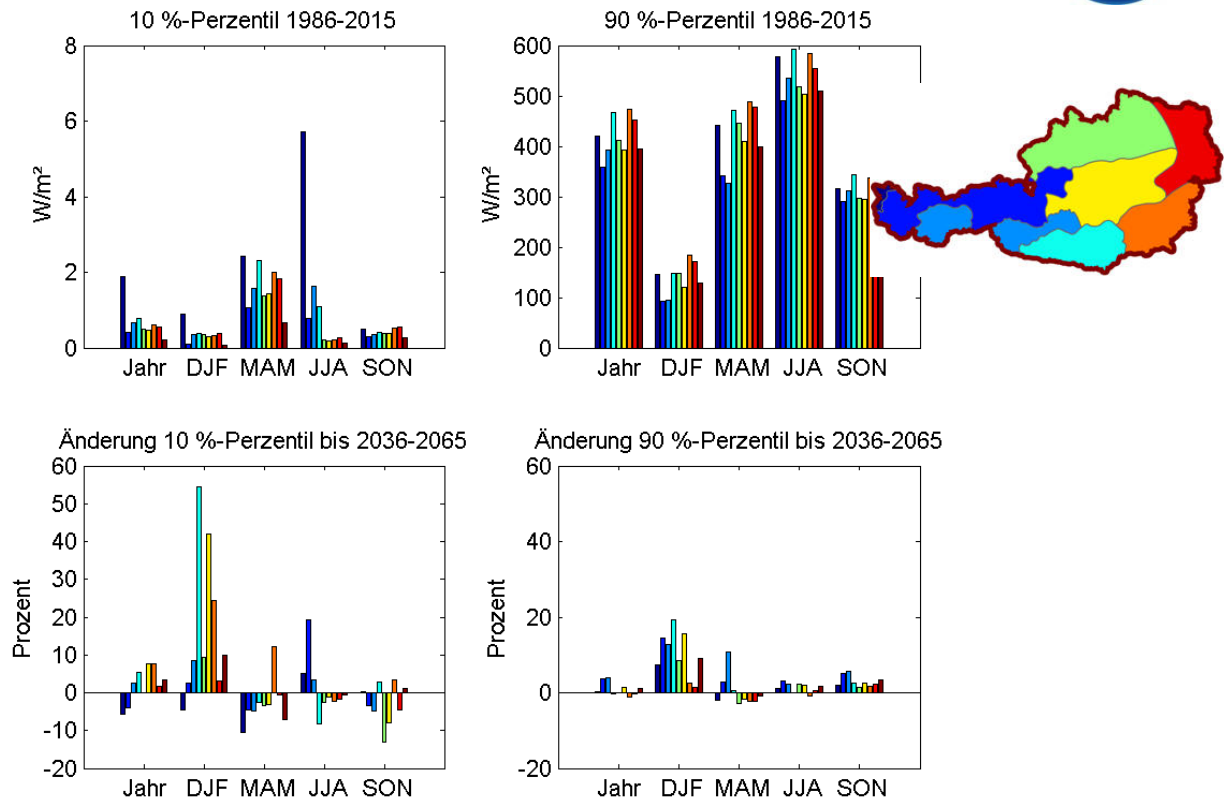


Abbildung 16: 10 %- und 90 %-Perzentil der Globalstrahlung für den Zeitraum 1986-2015 sowie die prozentuelle Veränderung zu 2036-2065

Zusammenfassung

Nach momentanem Stand der Forschung ergeben sich bis 2050 weder für die Globalstrahlung noch für die Windgeschwindigkeit starke Änderungen. Es kann daher für die Planung zur Energiegewinnung aus den regenerativen Energiequellen Wind und Sonne recht gut von den gegenwärtigen Messwerten ausgegangen werden.

Die schwachen Änderungen in groben Zügen:

- mögliche Abnahme der Windgeschwindigkeit im Sommer in ganz Österreich
- mögliche Zunahme der Globalstrahlung im Winter in ganz Österreich

2.5.2 Zukünftiges Wasserkraftpotenzial

Zur Einschätzung möglicher Auswirkungen geänderter klimatischer Bedingungen auf das zukünftige Wasserkraftpotenzial wurden Niederschlag-Abflusssimulationen durchgeführt. Die Vorgangsweise bestand aus den folgenden Schritten:

- Datenaufbereitung:** Aufbereitung von Abflussdaten, Gebietsniederschlägen und Lufttemperaturen der Periode 1976-2006 für etwa 500 Gebiete in Österreich.
- Niederschlag-Abflussmodell:** Für die Gebiete wurde ein höhenzoniertes Niederschlag-Abfluss Modell aufgestellt. Es handelt sich um ein kontinuierliches

konzeptionelles Modell, das die Verdunstung als Funktion der Bodenfeuchte, den Bodenwasserhaushalt und andere Abflussprozesse sowie Schneeprozesse simuliert. Die Parameter des Modells wurden an den Abflussdaten der Pegel geeicht. Das Modell wurde in Hinblick auf die Größe und die saisonale Verteilung des Abflusses ausführlich getestet. Das Modell und die Vorgangsweise bei der Eichung und Modellvalidierung sind im Detail in (Parajka, et al., 2005) und (Parajka, et al., 2007) dargestellt. Die Abflusssimulationen wurden beurteilt in Hinblick auf die Simulationsgüte (Anpassung, Verifikation) und wasserwirtschaftliche Beeinflussungen.

- c) **Auswahl wenig beeinflusster Gebiete:** Ein Beispiel für die Abflusssimulationen ist in Abbildung 17 dargestellt. Abbildung 18 zeigt eine Karte der Simulationsgüte des Abflusses. Es ist zu erkennen, dass der Abfluss in Gebieten mit höheren Niederschlägen (Alpen) besser simuliert werden kann als in Gebieten mit geringeren Niederschlägen (Osten Österreichs).

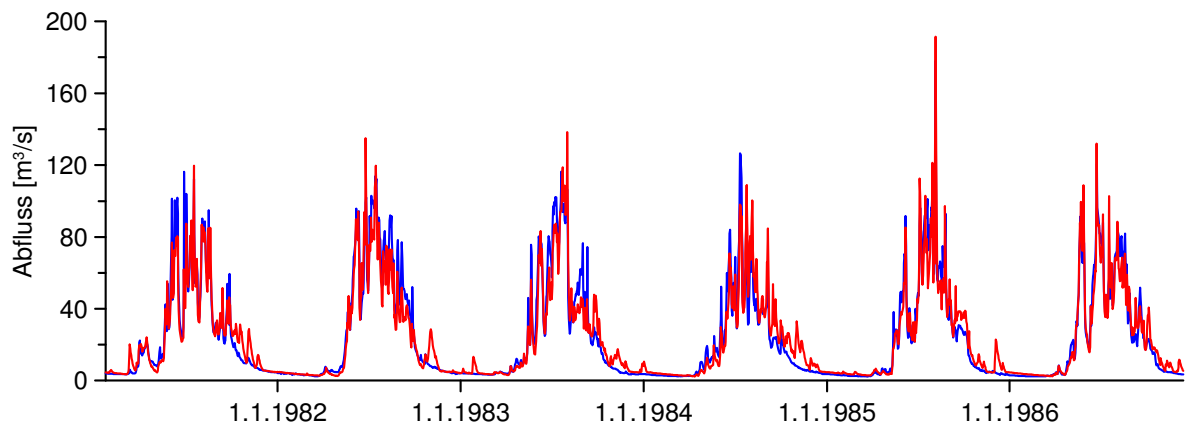


Abbildung 17: Abflusssimulationen für den Pegel Oberried an der Ötztaler Ache. Rot: Beobachtung. Blau: Simulationen

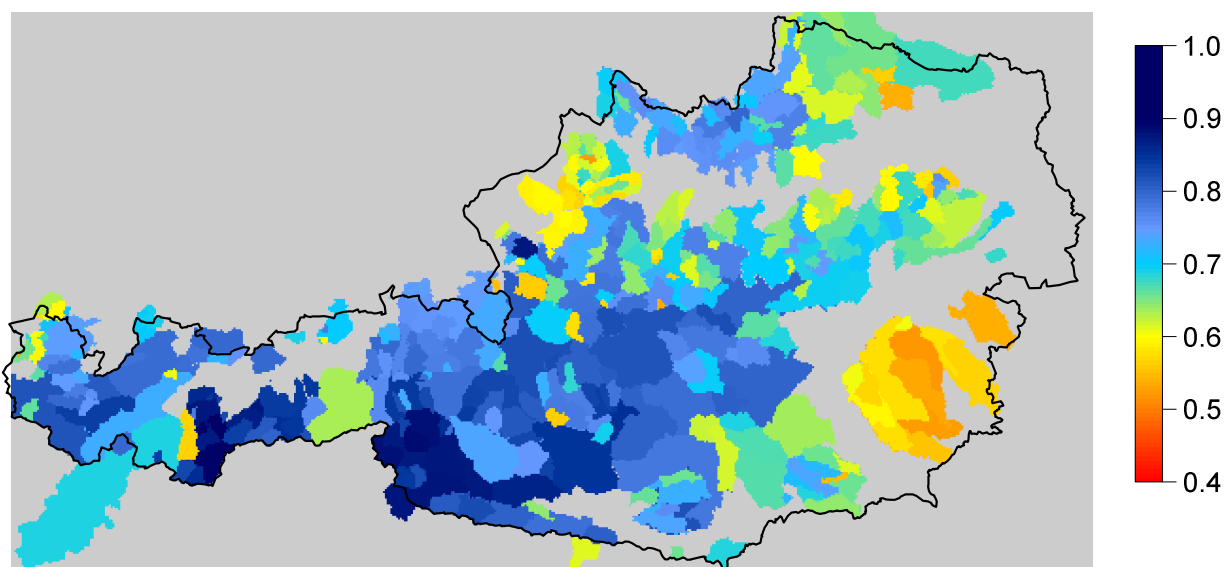


Abbildung 18: Simulationsgüte ME für 401 Einzugsgebiete. Modelleffizienz ME=1 bedeutet perfekte Übereinstimmung zwischen simuliertem und beobachtetem Abfluss, ME=0 bedeutet, dass die Simulation nicht besser als der langfristige Abfluss ist.

- d) **Delta-Change Ansatz:** Klimasimulationen mit dem CLM Klimamodell für den Zeitraum 2021-2050 wurden verglichen mit den Klimasimulationen 1976-2006 (Blaschke et al., 2011; Schöner et al., 2011). Die Differenzen der mittleren monatlichen Lufttemperaturen zwischen den beiden Zeiträumen wurden ausgewertet. Die Differenzen unterscheiden sich nach Monat und Gebiet. In analoger Weise wurden die prozentuellen Veränderungen der mittleren monatlichen Niederschläge zwischen den beiden Zeiträumen ausgewertet. Nun wurden zwei Simulationen mit dem Niederschlag-Abflussmodell durchgeführt: (i) Referenzsimulationen mit den beobachteten Niederschlags- und Lufttemperaturdaten für den Zeitraum 1976-2006. (ii) Szenariensimulationen mit den beobachteten Niederschlags- und Lufttemperaturdaten für den Zeitraum 1976-2006, die um die o.a. Differenzen geändert wurden. Die Lufttemperaturen wurden durchwegs erhöht (um 0,2 bis 2°C, je nach Monat und Einzugsgebiet). Die Niederschläge wurden mit einem Prozentsatz multipliziert, der in den Wintermonaten im Norden Österreichs meist positiv war (etwa 5-20 %), in den anderen Monaten bzw. Gebieten Österreichs entweder positiv oder negativ. Die Szenariensimulationen wurden mit den Referenzsimulationen verglichen, um die Änderung im Abfluss zufolge Änderungen in der Lufttemperatur und im Niederschlag auszuwerten.
- e) **Regionalisierung:** In einem letzten Schritt wurden die Referenzsimulationen und Szenariosimulationen an den Pegeln auf das gesamte Gewässernetz Österreichs übertragen. Dafür wurde die Top-Kriging Methode angewandt (Skøien, et al., 2006).
- f) **Umrechnung der ermittelten Abflüsse in Wasserkraftpotenziale:** Auf Basis der ermittelten Abflüsse und Höhendifferenzen wurde für jeden Gewässerabschnitt das Wasserkraftpotenzial ermittelt.

Abbildung 19 zeigt die Änderungen des mittleren jährlichen Abflusses für den Zeitraum 2021-2050 im Vergleich zum Zeitraum 1976-2006 berechnet mit dem Niederschlag-Abflussmodell. Die berechneten Änderungen des mittleren Abflusses unterscheiden sich nach den Jahreszeiten und Regionen. Im Sommer (JJA) wird in den Regionen 2, 3 und 5 eine deutliche Reduktion des Wasserkraftpotenzials berechnet. Im Winter (DJF) hingegen wird eine deutliche Reduktion des Wasserkraftpotenzials berechnet.

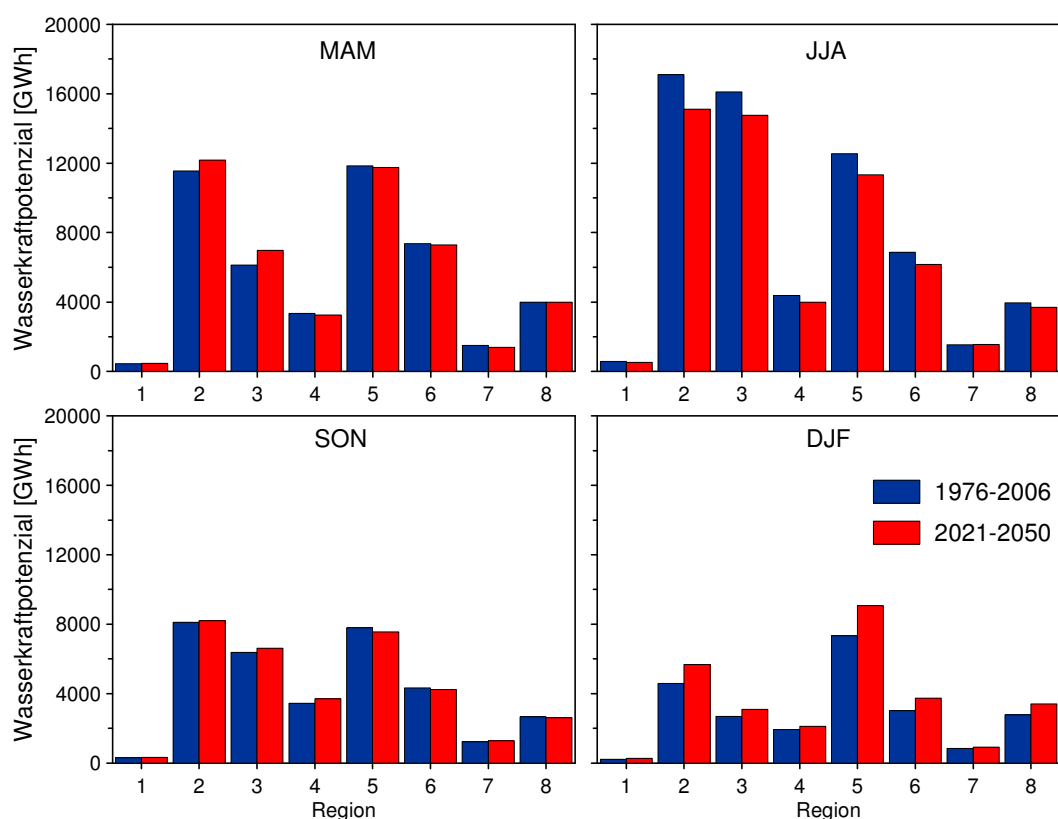


Abbildung 19: Vergleich des Wasserkraftpotenzials der einzelnen Regionen für die Vergangenheit (1976-2006) mit den berechneten Zukunftsszenarien (2021-2050)

2.6 Berechnung normierter elektrischer Leistungen

Aufbauend auf den Datenerhebungen für Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung werden in diesem Abschnitt daraus Wertereihen elektrischer Leistungen berechnet. Zudem werden Lastprofile ermittelt und eine Normierung für die Vergleichbarkeit der Datenreihen eingeführt.

2.6.1 Wind

Grundlage für die Berechnung der normierten elektrischen Leistungen aus Windkraft waren die gemessenen Stundenmittelwerte der Windgeschwindigkeit von 110 Messstationen. Die Umrechnung der Messwerte von der Messhöhe auf die angenommene Nabenhöhe von 100 m wurde in Kapitel 2.2.2 beschrieben. Die Daten lagen über einen Zeitraum von 15 Jahren in stündlicher Auflösung vor. Die Messdaten wiesen eine Genauigkeit von 1/10 m/s. Die Auflösung der Messung lag zwischen 0,1 m/s und 0,3 m/s.

Für die Umrechnung der Windgeschwindigkeit in elektrische Leistung wurde eine repräsentative Windenergieanlage (WEA) mit einer Nennleistung von 2 MW, einer Nabenhöhe von 100 m, sowie einem Rotordurchmesser von rund 85 m gewählt. Anlagen dieser Dimension waren zum Zeitpunkt der Umrechnung der Stand der Technik. Die Leistungsmesswerte der WEA lagen in einer Auflösung von 1 m/s vor.

Wegen der geringeren Auflösung der Leistungsdaten sowie der ungleichmäßigen Auflösung der Windgeschwindigkeitsmesswerte wurde ein sehr vereinfachtes Umrechnungsmodell implementiert. Die Windmessdaten wurden auf Stationsbasis in Klassen mit einer Breite von 1 m/s symmetrisch um die, den Leistungsmessdaten der WEA entsprechenden, Windgeschwindigkeiten zusammengefasst. Jeder Klasse wurde der zugehörige Leistungsmesswert als Repräsentant zugeordnet, wodurch die Umrechnung von Windgeschwindigkeiten in absolute Leistungen erfolgte.

Diese absoluten Leistungsdaten wurden schließlich auf die Nennleistung der Windkraftanlage bezogen. Das Ergebnis der Umrechnung waren 110 auf die Nennleistung der Referenz-WEA normierte Wertereihen in stündlicher Auflösung über einen Zeitraum von 15 Jahren.

Um die Qualität der Umrechnung zu verifizieren, wurden Vergleiche zu real gemessenen WEA-Einspeisewerten, welche in der Nähe der Windmessstationen aufgenommen wurden, gezogen. Abbildung 20 zeigt die relativen Häufigkeiten der Abweichungen zwischen errechneten und real gemessenen, normierten Leistungswerten für einen repräsentativen Standort in Österreich. Für diese Analyse wurden gemessene und errechnete Werte auf Stundenbasis über einen Zeitraum von vier Jahren verglichen. Es wurde die Differenz (errechneter Wert minus gemessener Wert) zu jedem der rund 35.000 Zeitpunkte gebildet und über der zum jeweiligen Zeitpunkt vorherrschenden, gemessenen Windgeschwindigkeit in Form eines Histogramms aufgetragen.

Man erkennt die klassische Weibull-Verteilung der Windgeschwindigkeit entlang der Null-Achse der relativen Leistungsabweichung. Ein überwiegender Teil der dargestellten Werte liegt auf oder in unmittelbarer Nähe eben dieser Achse, welche die Äquivalenz zwischen gemessenen und berechneten Werten widerspiegelt. Es sind jedoch auch negative relative Leistungsabweichungen zu erkennen. Das Rechenmodell unterschätzt in diesen Fällen die realen Verhältnisse. Diese Abweichungen können neben der vereinfachten Modellannahme auch dadurch zustande kommen, dass bei der Verifikation eine fiktive WEA mit einem realen Windparkcluster (mehrere räumlich eng beieinander liegende Windparks) verglichen wurde. Durch die örtliche Verteilung mehrerer WEA kommt es zu einer gleichmäßigeren Erzeugung bei durchziehenden Windfronten. Dieser Effekt kann im angewendeten Umrechnungsmodell nicht berücksichtigt werden. Für die weiteren Betrachtungen im Projekt ist die, mit diesem einfachen Umrechnungsmodell, erzielbare Genauigkeit ausreichend.

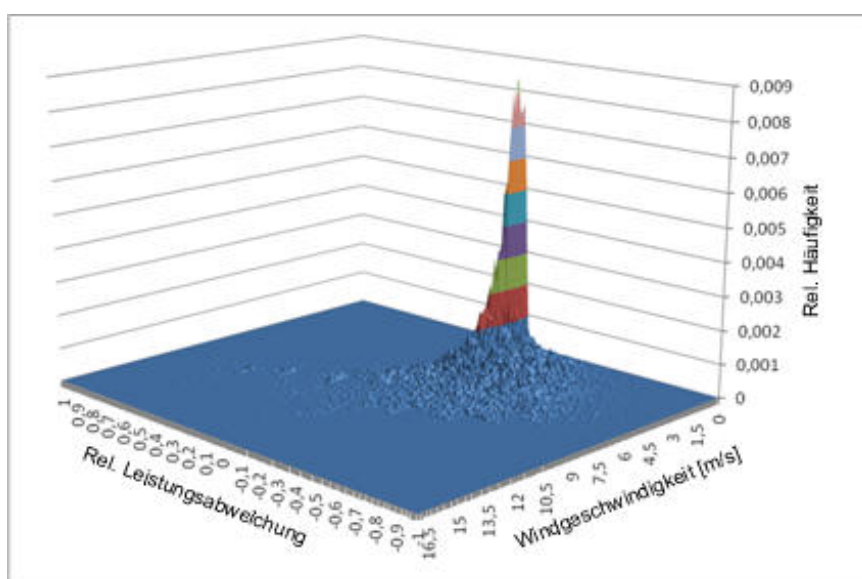


Abbildung 20: Relative Häufigkeit der normierten Leistungsabweichung zwischen errechneten und gemessenen Leistungswerten über der Windgeschwindigkeit (Boxleitner, et al., 2010)

2.6.2 Photovoltaik

Die folgenden Inhalte wurden im Rahmen der Energieinnovation-Tagung an der TU-Graz veröffentlicht. (Groiß, et al., 2010)

„Seitens der ZAMG stehen Werte der Globalstrahlung der letzten 15 Jahre (1994 bis 2008) im Stundenraster zur Verfügung. An 76 verschiedenen Stationen wurde die Globalstrahlung direkt gemessen und an 20 Stationen wurden die Werte aus der Sonnenscheindauer errechnet. Für weitere 25 Stationen liegen zum Teil gemessene Globalstrahlungswerte vor, welche mit errechneten Werten aus der Sonnenscheindauer ergänzt wurden.“ (Groiß, et al., 2010)

Modellbildung

„Aufbauend auf dem Diffusstrahlmodell nach Skartveit (1987) wurde eine Matlab-Funktion erstellt, welche die gemessene Globalstrahlung in die drei Komponenten: „direkt“, „diffus“ und „reflektiert“ unterteilt. Mit Hilfe dieser Aufteilung kann die Einstrahlung in eine beliebig geneigte Ebene errechnet werden.

Bei fest installierten PV-Anlagen haben einerseits die Südausrichtung und andererseits die Neigung einen Einfluss auf den Jahresertrag. In einem gewissen Bereich ist die Ertragsschmälerung durch eine Anlage, welche nicht nach Süden ausgerichtet ist verhältnismäßig gering. So tritt bei einer Abweichung von 45° eine Minderung von 5 % auf.

Aus diesem Grund wurde für die Errechnung der Einspeiseverläufe nur der Anstellwinkel variiert und eine exakte Südausrichtung angenommen. Somit wurden für jede Station die Leistungswerte für 0°, 20°, 30°, 45°, 60° und 90° Neigungswinkel errechnet. In diesen sechs Varianten ist jeweils der hypothetische Leistungsverlauf einer PV-Anlage im Zeitraum von 1994 bis 2008 an den verschiedenen Standorten dargestellt.

Die Modellergebnisse wurden mit Messwerten realer Anlagen verglichen. Zunächst wurden die Korrelationen zwischen verschiedenen Anlagen und den Messergebnissen berechnet. Anschließend wurden die Residuen hinsichtlich deren Verteilung und Größe beschrieben. Da sowohl die berechneten Wertereihen als auch die Messergebnisse auf eine Jahresenergiemenge von 1.000.000 normiert wurden, ist der mittlere absolute Fehler definitionsgemäß 0. Der sogenannte „Mean bias error“ in absoluter bzw. relativer Form ist definiert durch

$$MBE = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^n (x_{i,Modell} - x_{i,Messung})$$

$$MBE_{\%} = \frac{MBE}{\bar{x}_{Messung}} * 100$$

Ein weiteres typisches Maß zur Modellbestimmung ist die Wurzel aus dem mittleren quadratischen Fehler. Dieser „Root mean square error“ in absoluter bzw. relativer Form ist definiert durch“ (Groiß, et al., 2010)

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=0}^n (x_{i,Modell} - x_{i,Messung})^2}$$

$$RMSE_{\%} = \frac{RMSE}{\bar{x}_{Messung}} * 100$$

Modellgenauigkeit

„Das implementierte Modell wurde nun mit der Einspeisung von realen PV-Anlagen verglichen. In Tabelle 3 sind die Korrelationen zwischen den Messwerte zweier PV-Anlagen und den beiden errechneten Einspeisungen dargestellt. Die Umrechnung beruht auf den ZAMG-Messdaten und erfolgte mit dem unter Kapitel 3.1 beschriebenen PV-Modell. Es zeigt sich, dass zwischen allen Wertereihen eine hohe Korrelation besteht ($\geq 0,6$). Dies kann über den relativ einheitlichen Verlauf der Einstrahlung begründet werden (tageszeitliche und saisonale Abhängigkeit). Die Korrelation der PV-Anlage in Tirol mit den zugehörigen berechneten Werten ist etwas geringer als in Niederösterreich. Dies ist vor allem auf die starke Abschattung in der Bergregion zurückzuführen. Weiters wirken sich Ungenauigkeiten bei einer PV-Anlage mit einem Neigungswinkel von 90° am stärksten aus.

Tabelle 3: Korrelation zwischen PV-Anlagen und errechneten Werten

Korrelationen	ZAMG Tirol 90° berechnet	PV-Anlage Tirol 90°	ZAMG NÖ 20° berechnet	PV-Anlage NÖ
ZAMG Tirol 90° berechnet	-	0,866	0,662	0,650
PV-Anlage Tirol 90°	0,866	-	0,650	0,598
ZAMG NÖ 20° berechnet	0,662	0,650	-	0,938
PV-Anlage NÖ	0,650	0,598	0,938	-

In Abbildung 21 die Streudiagramme zwischen der berechneten und der gemessenen normierten PV- Leistung dargestellt.

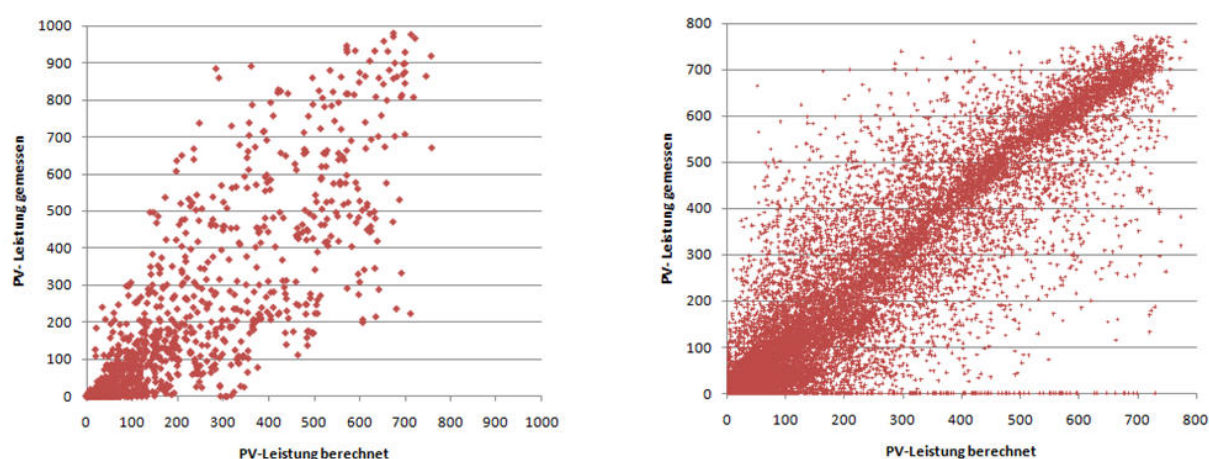


Abbildung 21: Streudiagramme der Anlagen in Tirol (links) und NÖ (rechts)

In Tabelle 4 sind die statistischen Kennwerte der Abweichungen zwischen der berechneten und tatsächlichen PV-Einspeisung dargestellt. Wie zuvor beschrieben wurden alle Wertereihen auf eine Jahresenergiemenge von 1.000.000 normiert. Die unterschiedliche mittlere Leistung ergibt sich aus den unterschiedlichen Betrachtungszeiträumen. So liegen die Messwerte der PV-Anlage Tirol überwiegend in den Sommermonaten vor. Daher ist die

mittlere Leistung der vorhandenen Werte höher. In der Tabelle ist die Anzahl der vorhandenen Wertepaare dargestellt. Sie ist durch die Verfügbarkeit der Werte an den ZAMG-Stationen als auch den vorhandenen Messwerten der PV-Anlagen bestimmt.

Mit der gewählten Normierungsbasis können die auftretenden Zahlenwerte der mittleren Erzeugung bzw. der Residuen als Leistungsgrößen in Watt bei einer 1kW_p-Anlage interpretiert werden. Eine Anlage mit dieser Nennleistung erreicht in etwa einen Jahresertrag von 1.000 kWh (vgl. hierzu die Normierungsbasis von 1.000.000).

Die Auswertung zeigt, dass bei allen Anlagen mehr positive als negative Residuen aufgetreten sind. Da der Mittelwert der Abweichungen (MBE) insgesamt jeweils Null ist, bedeutet dies, dass das Modell häufig einen kleinen positiven Fehler und seltener einen dafür größeren negativen Fehler aufweist. Ein positiver Fehler beschreibt eine Überschätzung der tatsächlich eingespeisten Leistung. Die größten auftretenden Residuen zeigen je nach Anlage ein leicht unterschiedliches Bild, bewegen sich aber absolut gesehen im gleichen Rahmen.

Über den Root mean square error (RMSE) kann der mittlere quadratische Modellfehler bestimmt werden. Es zeigt sich auch, dass abgesehen von der PV-Anlage in Tirol die Modellgenauigkeit in der gleichen Größenordnung liegt. Die größere Ungenauigkeit dieser Anlage wurde bereits zuvor thematisiert. In der Abbildung sind jeweils die Ergebnisse jenes Anstellwinkels dargestellt, bei dem sich der kleinste Modellfehler ergeben hat. Dieser optimale Anstellwinkel ist je nach Standort verschieden. Die Auswertung der Modellgenauigkeit über den "Root mean square error" (RMSE) ergibt Modellgenauigkeiten von 50 % bis 59 % (bzw. 92 % für die Anlage in Tirol) (Groiß, et al., 2010).

Tabelle 4: Modellgenauigkeit PV-Einspeisung

Vergleich PV-Einspeisung Modellergebnisse - Messergebnisse	PV-Anlage OÖ	PV-Anlage Salzburg	PV-Anlage NÖ I	PV-Anlage Tirol	PV-Anlage NÖ II
mittlere Erzeugung PV-Anlage	114	114	114	140	119
mittlere Jahreserzeugung	1000	1000	1000	1000	1000
Anzahl Wertepaare	43827	43848	43796	1966	33055
Anteil pos. Residuen	33%	32%	32%	39%	29%
Anteil neg. Residuen	19%	23%	20%	20%	25%
max. Residuum	560	655	698	574	756
min. Residuum	-485	-518	-646	-743	-638
MBE	0	0	0	0	0
MBE_ %	0%	0%	0%	0%	0%
RMSE	57	58	66	128	70
RMSE_ %	50%	51%	58%	92%	59%
Korrelation	0.96	0.96	0.94	0.87	0.94

2.6.3 Lastprofil

Der Zeitverlauf des elektrischen Verbrauchs beruht auf den täglichen Belastungsabläufen, welche durch die E-Control ermittelt werden. Laut E-Control deckt die Elektrizitätsstatistik „...nicht die gesamte Erzeugung bzw. den gesamten Verbrauch im österreichischen Bundesgebiet ab, doch ist die Fehlmenge nicht zuletzt infolge der Verwendung von Zusatzangaben als vernachlässigbar anzusehen.“ (E-Control (Hrsg.), 2010a)

Um mit den Erzeugungsdaten konsistent zu sein, wurden diese Viertelstundenwerte zu Stundenwerten aufsummiert. Das Profil wird durch die beiden vorhandenen Jahre 2007 und 2008 gebildet. Wobei für den betrachteten 15-jährigen Zeitraum für alle Schaltjahre das Profil von 2008 und ansonsten jenes von 2007 verwendet wurde.

Das Profil im Stundenraster über die betrachteten 15 Jahre wurde so normiert, dass ein durchschnittliches Jahr den Verbrauchswert 1.000 aufweist. Dies ist gleichbedeutend mit der Summe der Stundenwerte über den gesamten Zeitraum von 15.000. Die Normierung erfolgte über Skalierung der Stundenwerte.

2.6.4 Normierung

Um die Vergleichbarkeit unterschiedlicher Erzeugungs- und Lastwertereihen zu ermöglichen, wurde eine Normierung vorgenommen. Diese Normierung orientiert sich an einem Ansatz, der von den Standardlastprofilen übernommen wurde. Dabei werden die Datenreihen so normiert, dass sie einen durchschnittlichen Jahresenergieertrag von 1.000 kWh/a über den Betrachtungszeitraum von 15 Jahren erzeugen.

2.7 Erhebung regenerativer Potenziale

2.7.1 Laufwasserkraftpotenziale

Als Ausbauszenario der Laufwasserkraft werden die reduzierten technisch-wirtschaftlichen Restpotenziale der Studie (Pöyry Energy GmbH, 2008) herangezogen. Da für diese Ausbaupotenziale keine Aufschlüsselung zwischen Laufwasser- und Speicherkraftwerken vorliegt, wird angenommen, dass dieses erhöhte Regelarbeitsvermögen der Laufwasserkraft zuzuschreiben ist. (Pump-)Speicherkraftwerke werden vor allem hinsichtlich der Pump- und Turbinenleistung erweitert. Teilweise findet eine Vergrößerung der Seen statt. Dies beeinflusst aber nicht das hier besprochene Regelarbeitsvermögen, welches rein auf natürlichem Zufluss beruht.

Nur eine vollständige Neuerrichtung eines Speicherkraftwerkes erhöht das Regelarbeitsvermögen. Diese Erweiterung lässt sich im Rahmen der hier durchgeführten Untersuchung nicht feststellen. Das hier beschriebene Szenario stellt somit eher den „worst case“ dar, da das zusätzliche Regelarbeitsvermögen als rein dargebotsabhängig angesetzt wird.

Von den Ausbaupotenzialen werden die Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) abgezogen. In der Studie (Pöyry Energy GmbH, 2008) sind diese Reduktionen den drei Kategorien „Kraftwerke <10 MW“, „Kraftwerke >10 MW“, „Speicherkraftwerke >10 MW“ eingeteilt.

In der hier durchgeführten Untersuchung werden die maximal möglichen Verluste der Wasserrahmenrichtlinie im Bereich der Laufwasserkraft vom Ausbaupotenzial abgezogen. Die Ausgangssituation und die Ergebnisse sind in Tabelle 5 und Tabelle 6 dargestellt:

Tabelle 5: Laufwasserkraft aktueller Ausbaugrad

	Tirol	Vorarlberg	Salzburg	Kärnten	Burgenland	Steiermark	OÖ	NÖ + Wien	Summe
Erzeugung Laufwasserkraft [GWh/a]	2.968	639	1.521	3.585	18	2.916	11.173	8.149	30.968
Engpassleistung Laufwasserk. [MW]	562	137	347	801	4	567	2.032	1.387	5.835
Volllaststunden Laufwasserk. [h]	5.285	4.679	4.383	4.473	5.057	5.147	5.500	5.876	5.307
Skalierungsfaktor TU-Wien Hdyro	0,0714	0,0713	0,0756	0,2212	0,0471	0,1445	0,4250	0,2451	0,1855

Tabelle 6: Ausbaupotenziale und Verluste durch WRRL

	Tirol	Vorarlberg	Salzburg	Kärnten	Burgenland	Steiermark	OÖ	NÖ + Wien	Summe
Red. T-W-Restpotenzial	5.300	1.200	1.600	1.100	0	2.100	800	600	12.700
Abzug WRRL	179	38	92	216	1	176	673	491	1.864
Effektives Ausbaupotenzial	5.121	1.162	1.508	884	-1	1.924	127	109	10.836

Die dargestellte Auswirkung der WRRL bezieht sich eigentlich nur auf den aktuellen Ausbaugrad des Wasserkraftpotenzials. Somit müssten diese Verringerungen auch auf das Restpotenzial angewendet werden. In der Studie (Pöyry Energy GmbH, 2008) wird allerdings angegeben, dass sich die Auswirkungen der WRRL verringern, wenn diese gleich beim Neubau berücksichtigt werden können. Somit sind hierfür keine konkreten Zahlen gegeben. Ebenso kann zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht abgeschätzt werden, in welchem Umfang die WRRL umzusetzen ist. Der hier hinterlegte Fall stellt diesbezüglich das schlechteste Szenario dar. (siehe Tabelle 7)

Tabelle 7: Laufwasserkraft - zukünftige Erzeugung

	Tirol	Vorarlberg	Salzburg	Kärnten	Burgenland	Steiermark	OÖ	NÖ + Wien	Summe
Erzeugung Laufwasserkraft [GWh/a]	8.089	1.801	3.029	4.469	17	4.841	11.300	8.259	41.804
Engpassleistung Laufwasserk. [MW]	1.531	385	691	999	3	941	2.055	1.406	8.010
Volllaststunden Laufwasserk. [h]	5.285	4.679	4.383	4.473	5.057	5.147	5.500	5.876	5.219

Vergleicht man die hier angegebenen Potenziale der Laufwasserkraft mit den Originalwerten, so ist eine Folge der hier angewandten Methodik zu erkennen: es wurde angenommen, dass die Volllaststundenzahl des Ausbaupotenzial jenen der bereits bestehenden Anlagen entspricht. Somit sind die Volllaststundenzahlen der Bundesländer jeweils unverändert. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass dementsprechend auch die Engpassleistung um den jeweiligen Faktor erhöht werden muss.

Die Umrechnung von Bundesländern auf Regionen erfolgt analog der für den Standardfall beschriebenen Methodik. Es wurde hier die gleiche Umrechnungsmatrix hinterlegt, um die Ergebnisse der Tabelle 8 und Tabelle 9 zu erhalten.

Tabelle 8: Laufwasserkraft - zukünftige Erzeugung nach Regionen

	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5	Region 6	Region 7	Region 8	Jahressumme
Erzeugung Laufwasserkraft [GWh/a]	452	7.829	5.994	3.634	13.832	5.309	1.153	3.601	41.804
Engpassleistung Laufwasserk. [MW]	97	1.605	1.163	812	2.464	1.032	224	613	8.010
Volllaststunden Laufwasserk. [h]	4.679	4.877	5.154	4.474	5.614	5.146	5.147	5.875	5.219

In Tabelle 9 ist angeführt, welchen Anteil die ausgebaute Laufwasserkraft am Verbrauch des Jahres 2008 decken kann.

Tabelle 9: Anteil am österreichischen Inlandsstromverbrauch von 2008

	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5	Region 6	Region 7	Region 8	Summe
Anteil am österr. Stromverbrauch	0,66%	11,41%	8,73%	5,29%	20,15%	7,73%	1,68%	5,25%	60,90%

2.7.2 Wind und Photovoltaik

Für die Ermittlung der Flächenpotenziale für Windkraft und Photovoltaik in Österreich wurde ein Geo-Informationen-System (GIS) herangezogen. Solche Systeme werden für die Verarbeitung (Erfassung, Bearbeitung, Präsentation, Organisation und Analyse) von geografischen Daten eingesetzt.

Ausgehend von geografischen Daten über die Landnutzung in Österreich werden schrittweise weitere Ausschlusskriterien für Windkraft bzw. Photovoltaik hinzugefügt, welche die Potenzialfläche immer weiter verkleinern. Die verbleibende Fläche nach Anwendung aller Ausschlusskriterien stellt schließlich die Roh-Potenzialfläche für die jeweilige Erzeugungstechnologie dar. Für die Umsetzung wurde das Softwarepaket ArcGIS der Fa. ESRI eingesetzt.

Folgende geografische Kartenmaterialien wurden für die weiteren Analysen verwendet:

- CORINE Land Cover-Daten, Level 3 (CLC-2000): Diese Daten geben Auskunft über die Landnutzung, unterteilt in 44 Klassen, wobei nur 29 Klassen in Österreich

Anwendung finden. Dieser Datensatz enthält 25.315 Gebiete innerhalb Österreichs und stammt aus dem Jahr 2000. (Umweltbundesamt, 2009)

- Shuttle Radar Topography Mission-Daten (SRTM): Die SRTM-Daten werden von der NASA kostenlos zur Verfügung gestellt und enthalten topografische Daten mit einer Auflösung von 90 m und stammen aus dem Jahr 2000. Die österreichischen Daten sind im Datensatz „SRTM North-Central“ enthalten. Diese Daten sind im mitgelieferten Datenmaterial von ArcGIS „Data & Maps 2008 Elevation Data“ enthalten. Hinsichtlich der Verwendbarkeit dieser Daten für Windpotenzialflächenermittlung sei auf (Schorrer, et al., August 2007) verwiesen.
- Naturschutzgebiete (National designated areas, National CDDA, v7.5): Diese Daten werden von der European Environmental Agency kostenlos zur Verfügung gestellt. Für Österreich sind 1.097 Gebiete ausgewiesen. (European Environment Agency, 2009)

Im Sinne einer einfachen Reproduzierbarkeit der Ergebnisse wurde darauf geachtet, möglichst auf kostenlose Kartenmaterialien zurückzugreifen.

Flächenpotenziale für Windkraft

„Für die Ermittlung des Flächenpotenzials für Windkraft in Österreich wurden in einem ersten Schritt technisch-rechtliche Restriktionen definiert:

- **Raumnutzung:** Aus den 29 Klassen der CLC-2000-Daten wurden folgende Klassen als für die weitere Verwendung geeignet definiert:
 - 211: Nicht bewässertes Ackerland
 - 231: Wiesen und Weiden
 - 242: Komplexe Parzellenstruktur
 - 243: Überwiegend landwirtschaftlich genutztes Land mit Flächen natürlicher Vegetation von signifikanter Größe.

Alle weiteren Klassen, welche z.B. bebautes Gebiet etc. beinhalten, wurden als Eignungsflächen für die Potenzialanalyse ausgeschlossen.

- **Höhenrestriktion:** Es wurden auf Basis der SRTM-Daten alle Bereiche ausgeschlossen, welche sich auf über 2.000 m Seehöhe befinden. Zu begründen ist diese Wahl mit der schlechten Zugänglichkeit in diesen Regionen, welche den Transport der Anlagenteile sowie den Anschluss an das elektrische Energienetz wesentlich beeinflussen.
- **Steigungsrestriktion:** Wiederum Aufgrund der schlechten Zugänglichkeit wurde eine maximale Steigung von 15° festgelegt. Bereiche, in denen dieser Wert überschritten wurde, wurden von der weiteren Verwendung ausgeschlossen. Die starken Hanglagen würden die Kosten für Fundamente, Transport etc. so stark ansteigen lassen, dass die Wirtschaftlichkeit ausgeschlossen werden kann.

- **Pufferzonen:** Die Gesetzeslage bzgl. Raumordnung ist in Österreich uneinheitlich, da diese Aufgabe der Bundesländer ist. Aus diesem Grund existieren verschiedene Richtwerte hinsichtlich des Mindestabstandes von Windkraftanlagen zu bebautem Gebiet. Es wurde schließlich ein Wert von 1.000 m um alle aus den CLC-2000-Daten ermittelten verbauten Flächen gewählt, da dieser einen guten Kompromiss zwischen den gesetzlich festgelegten Werten darstellt. Zudem tritt dieser Wert derzeit auch in der Diskussion um Windkraftanlagen und deren Standorte in Deutschland auf (Bundesverband WindEnergie e.V. (Hrsg.), 2009).“ (Boxleitner, et al., 2010)
- **Naturschutzgebiete:** Für die Ermittlung der Potenzialflächen für Windkraft in Österreich wurden sämtliche Flächen, welche in den National CDDA-Daten aufgeführt sind, ausgeschlossen.
- **Mindestgröße von Flächen:** Für die Modellierung der Windkraft im Projekt wurde eine Referenzanlage mit einer Nennleistung von 2 MW und einem Rotordurchmesser von rund 85 m angenommen. Um gegenseitige Beeinflussungen der WEA (Turbulenzen etc.) zu vermeiden, wird empfohlen, gewisse Mindestabstände zwischen den Anlagen einzuhalten. Im Projekt wurden dafür sieben Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung und fünf Rotordurchmesser normal zur Hauptwindrichtung angenommen. Geht man des Weiteren davon aus, dass dieser rasterförmige Aufbau nicht erreicht werden kann, so wurde ein Flächenbedarf von 0,33 km² pro 2-MW-WEA angenommen (Leistungsdichte: 6 MW/km²). Aus wirtschaftlichen Gründen wurde zudem angenommen, dass keine Einzelanlagen, sondern nur Windparks bestehend aus mehreren WEA errichtet werden. Somit ergab sich eine Mindestfläche von 2,5 km². Alle kleineren Flächen werden nicht für die Potenzialermittlung herangezogen.

Mit den getroffenen Annahmen ergeben sich die in Tabelle 10 zusammengefassten und in Abbildung 22 dargestellten Potenzialflächen für Windkraft in Österreich auf Regionsbasis. „Man erkennt große Flächenpotenziale in den nördlichen Regionen des Landes, sowie im Osten Österreichs. Aufgrund der Höhen- und Steigungsrestriktionen und der Vernachlässigung aller Naturschutzgebiete fallen große Flächen von Vorarlberg bis in die niederösterreichischen Voralpen weg.“ (Boxleitner, et al., 2010)

Tabelle 10: Flächenpotenziale für Windkraft in Österreich unter technisch-rechtlichen Restriktionen; Quelle: (Boxleitner, et al., 2010)

Region	Regionsfläche [km ²]	Roh-Potenzialfläche [km ²]	Anteil Roh-Potenzialfläche an der Regionsfläche [%]
1	415,91	28,89	6,95
2	14947,39	155,74	1,04
3	8709,31	14,43	0,17
4	8484,85	331,32	3,90
5	17739,63	6132,79	34,57
6	15984,67	201,89	1,26
7	8683,47	1121,35	12,91
8	8980,73	2330,1	25,95
Gesamtösterreich	83945,96	10316,51	12,29

Die Verifikation der Flächenpotenzialanalyse wurde anhand der Gegenüberstellung der Potenzialflächen mit der geographischen Lage von aktuell in Betrieb befindlichen Windkraftanlagen durchgeführt, dargestellt in Abbildung 23. Diese Analyse zeigt, dass die Standorte bereits errichteter Anlagen sehr gut in den ermittelten Flächen liegen. Zudem werden auch Grenzen der Potenzialfläche durch die Lage bestehender Anlage bestätigt.



Abbildung 23: Verifikation der ermittelten Roh-Potenzialflächen für Wind unter technisch-rechtlichen Restriktionen; rot: Roh-Potenzialfläche, schwarze Punkte: reale WEA; Quelle: (Boxleitner, et al., 2010)

Reduzierte Potenzialfläche für Windkraft

Für die ermittelte Roh-Potenzialfläche für Windkraft wurden weitere Einschränkungen getroffen, um Aspekten wie der Konkurrenz zu anderen Nutzformen dieser Flächen (Nahrungsmittelanbau, Nutzung durch alternative Energiewandlungsformen etc.) Rechnung zu tragen. Unter der Annahme, dass 10 % der Roh-Potenzialfläche für Windkraft genutzt werden kann, ergibt sich eine reduzierte Potenzialfläche von ca. 1.000 km². Dies entspricht ca. 1,2% der österreichischen Staatsfläche. Somit ist es möglich mit den oben getroffenen Annahmen auf dieser Fläche rund 6 GW an Windkraft zu installieren.

Flächenpotenziale für Photovoltaik

Großteile des folgenden Inhalts, wurden im Rahmen der Energieinnovation Tagung an der TU-Graz veröffentlicht. (Groiß, et al., 2010)

„Zur Ermittlung des Flächenpotenzials ist es notwendig zunächst prinzipielle Ausschlusskriterien für mögliche Flächen zu definieren. Neben dem erzielbaren PV-Jahresertrag des Standortes ist auch die Zugänglichkeit zu berücksichtigen. Dies erfolgte über Maximalwerte der Hangneigung und der Seehöhe. Die konkreten Grenzwerte sind in Tabelle 11 dargestellt.“ (Groiß, et al., 2010)

Tabelle 11: Grenzwerte für die Eignung als PV-Potenzialfläche

Einstrahlung	> 1.885
Hangneigung Süden	< 20°
Hangneigung West - Ost	< 5°
Seehöhe	< 2000 m

„Der Minimalwert 1.885 der Einstrahlung ist ein Referenzwert, welcher sich im Zuge der Umrechnung in ArcGIS ergibt. Unter Berücksichtigung des hinterlegten Höhenprofils und der daraus resultierenden Abschattung berechnet die Software für jeden Rasterpunkt die Einstrahlung am 80. Tag des Jahres (21.3.) unter der Annahme eines wolkenlosen Himmels.“ (Groiß, et al., 2010)

„Um den Wert 1.885 (welcher im unterdurchschnittlichen Bereich der Verteilung liegt) interpretieren zu können, wurden verschiedene Punkte mit genau jenem errechneten Einstrahlungswert ausgewählt. Die Analyse erfolgte mit dem PV-Ertragsprognosetool PVGIS. Dabei zeigte sich, dass es sich jeweils um Orte mit verhältnismäßig großer Abschattung handelt. Die Ertragsprognosen für diese Standorte ergeben Werte zwischen 841 und 919 kWh/kWp unter Berücksichtigung der jeweiligen Hangneigung. Weitere Parameter zur Berechnung dieser Werte sind: eine Anlage mit 1kW_{Peak}, eine gebäudeintegrierte Anlage und Kabel bzw. Umrichterverluste in der Höhe von 14 %. Eine typische Anlage erreicht in Österreich einen Wert von rund 948 kWh/m²a. Somit werden nur Standorte berücksichtigt, welche mindestens etwa 90 % des österreichischen Durchschnitts erreichen.“ (Groiß, et al., 2010)

Unabhängig von der Ausrichtung der Anlage wurde eine maximale Hangneigung von 20° als Obergrenze festgelegt. Mit dieser Grenze soll die Zugänglichkeit der Potenzialfläche widergespiegelt werden.

Anlagen die eine Ausrichtung im Bereich Südost bis Südwest (entspricht dem 90° Bereich: Süden $\pm 45^\circ$) liefern einen Jahresertrag, welcher sich nur um 5 % unterscheidet. Mit größer werdender Südausrichtung nimmt der Jahresertrag überproportional ab. Bei einer zu bevorzugenden Südausrichtung ist eine leichte Hangneigung sogar von Vorteil, da somit der Effekt der gegenseitigen Verschattung bei Freilandanlagen verringert wird. Hingegen vergrößert eine Nordorientierung eines Hangs den benötigten Abstand und es ist mit zusätzlicher Verschattung zu rechnen. Aus diesem Grund wurde für Hänge, welche nicht eine Orientierung im Bereich Südost bis Südwest aufweisen, eine maximale Hangneigung von 5° definiert.

Als letztes Ausschlusskriterium wurde wiederum aus Gründen der Zugänglichkeit (z.B. Errichtung der Anlage, Netzanschluss) eine maximale Seehöhe von 2000 m festgelegt.

„Die oben angegebenen Bedingungen wurden mit dem Kartenmaterial (in der aufgelisteten Reihenfolge) zum Verschnitt gebracht. Von dieser Restfläche wurden all jene Gebiete ausgeschlossen, welche in die Kategorie „Naturschutzgebiet“ fallen.

Bei PV-Anlagen kann zwischen den Kategorien „Gebäudeintegrierte Photovoltaik“ (**B**uilding **I**ntegrated **P**hoto**V**oltaic) und „frei stehende Anlagen“ unterschieden werden. Um diese beiden Kategorien getrennt auszuweisen, wurde ermittelt, ob es sich um bebaute oder nicht bebaute Flächen handelt.

Mit Hilfe der GIS-Software ArcGIS und den hinterlegten CORINE-Landcover-Daten (Umweltbundesamt, 2009) kann die Flächenwidmung für die gesamte Staatsfläche von Österreich beschrieben werden.

Die prinzipiell geeigneten Flächen (nach den oben genannten Kriterien) wurden nun mit bebauten Flächen zum Verschnitt gebracht. Dabei wurden die Kategorien „durchgängig städtische Prägung“ (111), „nicht durchgängig städtische Prägung“ (112) und „Industrie/Gewerbeflächen“ (121) berücksichtigt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 12 dargestellt.

Ebenso wurde die Analyse für landwirtschaftliche Flächen durchgeführt. Wobei hier nur Flächen mit einem geringen Bewirtschaftungsgrad berücksichtigt wurden. So wurde ein Großteil der heterogenen landwirtschaftliche Flächen wie z.B.: „Land- und Forstwirtschaftliche Flächen“ (244) und „Landwirtschaftlich genutztes Land mit Flächen natürlicher Vegetation“ (243) ausgeschlossen. Es verbleiben „Komplexe Parzellenstruktur“ (242), „Wiesen und Weiden“ (231), „Weinbauflächen“ (221) und „Nicht bewässertes Ackerland“ (211) als theoretisch verfügbare Flächen. Die Ergebnisse sind wieder in Tabelle 12 und dargestellt.

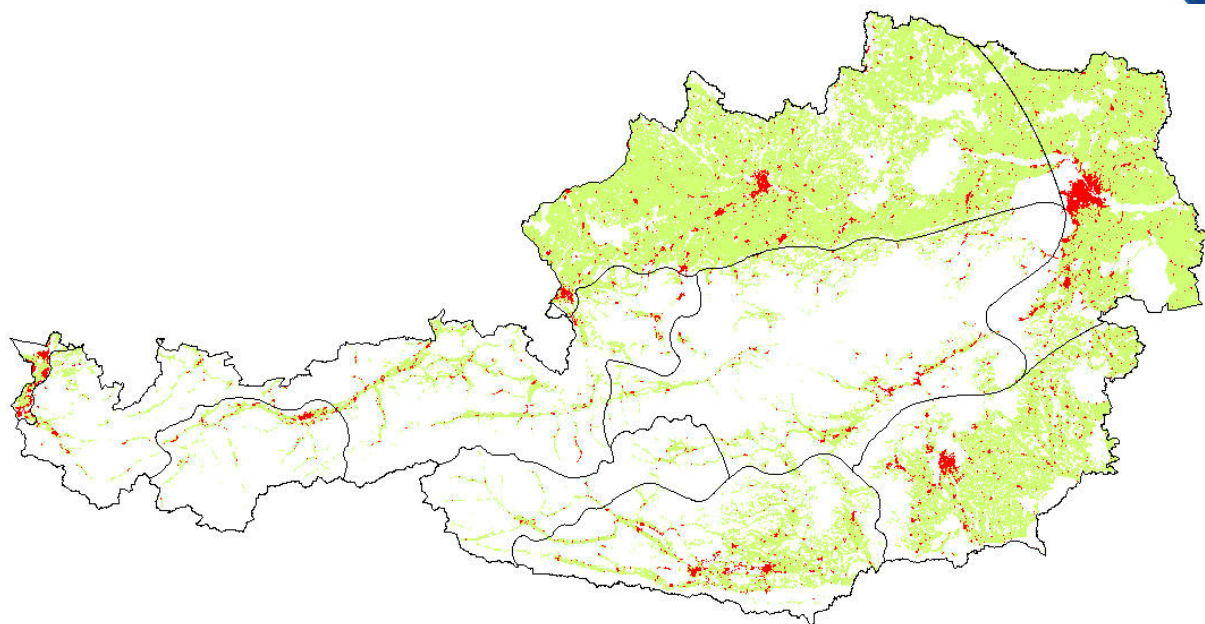


Abbildung 24: Photovoltaik - Potenzialflächen in Österreich (Groiß, et al., 2010)

In Abbildung 24 sind die theoretisch nutzbaren PV-Potenzialflächen Österreichs farbig dargestellt. Rote Flächen gehören dabei zur Kategorie „Bebaute Flächen“. Grüne Bereiche stellen „Landwirtschaftliche Flächen“ dar, welche sich als Flächen für frei stehende Anlagen eignen würden.

In der Abbildung sind die Ballungszentren Österreichs deutlich ersichtlich. In der Alpenregion fällt das Flächenpotenzial verhältnismäßig gering aus. Dies liegt vor allem an der zu großen Verschattung durch Berge aber auch an zu steilen Hängen, welche für das Errichten von Anlagen hinderlich sind.

Weitere größere Bereiche fallen durch das Vorhandensein von Naturschutzgebieten weg. Zwar wäre es prinzipiell auch hier möglich, PV-Anlagen zu errichten, jedoch wurden diese Gebiete zur Sicherheit ausgeschlossen.

Die Abbildung zeigt auch, dass durch die vorgenommene Regionalisierung in sich sehr homogene Gebiete bezüglich der PV-Potenzialflächen entstanden sind. (siehe Abbildung 3)

In Tabelle 12 sind die Potenzialflächen nach Regionen aufgeschlüsselt. Tabelle 12 beschreibt dabei die absoluten Flächenwerte in km².

Auffällig ist, dass sich ein Großteil der Region 1 (Rheintalgegend) als Standort für PV-Anlagen eignen würde. Somit besitzt die verhältnismäßig kleine Region 1 ein nennenswertes Potenzial. Weiters weisen Regionen mit Großstädten einen hohen Anteil an BIPV-Potenzialflächen auf. Ebenso eignen sich rund 50 % der landwirtschaftlichen Flächen der flacheren Regionen als PV-Potenzialflächen. (Groiß, et al., 2010)

Tabelle 12: Potenzialflächen für BIPV und frei stehende PV-Anlagen in Österreich

Region	Regionsfläche [km²]	PV-bebaute Potenzialfl. [km²]	PV-landwirtsch. Potenzialfläche [km²]
1	416	98	134
2	14.947	262	1633
3	8.709	127	645
4	8.485	275	1.793
5	17.740	873	10.669
6	15.985	308	2.299
7	8.683	475	3.648
8	8.981	854	5.400
Österreich	83.946	3.272	26.221

Die in Tabelle 12 aufgeführten Potenzialflächen stellen die geeigneten Flächen dar. Gerade bei den landwirtschaftlichen Potenzialflächen muss jedoch ein Kompromiss zwischen Energieerzeugung und landwirtschaftlicher Nutzung gefunden werden. Der Anteil an landwirtschaftlichen Flächen, welcher tatsächlich zur Energieerzeugung genutzt werden kann, ist somit mit großer Unsicherheit behaftet. Im Projekt wurde mit einem Anteil von 3 % gerechnet. Dieser wird ebenfalls in (Kaltschmitt, 2009) verwendet.

Gebäudeintegrierte Photovoltaik (BIPV) Potenzial

In diesem Abschnitt wird das Gesamtpotenzial an gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen behandelt. Dabei werden die Ergebnisse verschiedener Untersuchungen bzw. Literaturangaben verglichen.

In der Studie (Haas, 2002) wird das Potenzial an BIPV in Österreich und anderen ausgewählten Ländern beschrieben.

Tabelle 13: Berechnung der verfügbaren BIPV Potenzialfläche und des Ertrags in Österreich (Haas, 2002 S. 99-106)

	Dachfläche	Fassadenfläche
Grundfläche (aller Gebäude)	345 km²	345 km²
Bruttofläche¹	+20 % 414 km²	+50 % 518 km²
Architektonisch geeignet	-40 % 248 km²	-80 % 104 km²
Solartechnisch geeignet²	-45 % 137 km²	-50 % 52 km²
Gesamtwirkungsgrad³	10 %	10 %
Installierbare Leistung	13,7 GW	5,2 GW
Volllaststunden	1095 kWh/kWp	770 kWh/kWp
Jahreserzeugung	15 TWh	4 TWh

¹ Dach- bzw. Fassadenfläche bezogen auf die Grundfläche

² Anlage muss min. 80% des maximal möglichen Ertrags in der Region liefern

³ bei einer Einstrahlleistung von 1000W/m²

Die Berechnung des BIPV-Potenzials in der PV-Roadmap Studie (Fechner, 2007 S. 40 - 44) beruht bezüglich der verfügbaren solartechnisch geeigneten Gebäudefläche auf den Daten der zuvor zitierten Studie.

In dieser Studie wird eine Steigerung des durchschnittlichen Wirkungsgrades auf 20 % (bis zum Jahr 2050 angenommen). Gleichzeitig wird hier das solare Dargebot (sowohl für Dach- als auch Fassadenflächen) geringer eingeschätzt als in (Haas, 2002).

Da die angenommenen zukünftigen Wirkungsgrade exakt doppelt so groß sind, als jene in der zuvor zitierten Studien, können die Ergebnisse der Jahreserzeugung halbiert werden, um die Unterschiede der weiteren Annahmen (solares Dargebot) vergleichen zu können.

Tabelle 14: Berechnung der verfügbaren BIPV Potenzialfläche und des Ertrags in Österreich⁴

	Dachfläche	Fassadenfläche
Solartechnisch geeignet⁵	139 km ²	52 km ²
Gesamtwirkungsgrad⁶	20 %	20 %
Installierbare Leistung	27,8 GW	10,4 GW
Volllaststunden	950 kWh/kWp	650 kWh/kWp
Jahreserzeugung	26,4 TWh	6,8 TWh

In einer weiteren Studie (Fechner, 2009 S. 7) beschreibt Fechner den aktuellen typischen Wirkungsgrad von PV Systemen mit etwa 10-12 %. Zieht man den oberen Wert für aktuelle Neuanlagen heran, so ergeben sich daraus folgende Werte für BIPV in Österreich.

Tabelle 15: BIPV Potenzial mit aktuellen Gesamtwirkungsgraden von 12%

	Dachfläche	Fassadenfläche
Solartechnisch geeignet⁷	139 km ²	52 km ²
Gesamtwirkungsgrad⁸	12 %	12 %
Installierbare Leistung	16,7 GW	6,2 GW
Volllaststunden	950 kWh/kWp	650 kWh/kWp
Jahreserzeugung	15,8 TWh	4,1 TWh

Im Werk (Kaltschmitt, 2009 S. 189 - 191) werden die von der Statistik Austria erfassten Gebäudeflächen als Ausgangspunkt herangezogen. Es wird hierbei zwischen Flach- und Schrägdächern unterschieden. Um einen Vergleich mit den zuvor zitierten Studien herzustellen, wird die Summe der beiden Flächen (Flachdächer 155 km² und Schrägdächer 479 km²) verwendet. Die unterschiedliche Volllaststundenzahl (950 kWh/kWp bzw. 900 kWh/kWp) wird entsprechend der verfügbaren Fläche gewichtet, um auf die gleiche Jahreserzeugung zu kommen.

⁴ (Haas, 2002 S. 99-106)

⁵ Anlage muss min. 80% des maximal möglichen Ertrags in der Region liefern

⁶ für das Jahr 2050 bei einer Einstrahlleistung von 1000W/m²

⁷ Anlage muss min. 80% des maximal möglichen Ertrags in der Region liefern

⁸ für das Jahr 2050 bei einer Einstrahlleistung von 1000W/m²

Der Gesamtwirkungsgrad wird von 7 % (amorphes Silizium) bis zu 16 % (monokristallines Silizium angegeben). In (Kaltschmitt, 2009 S. 189 - 191) wird daher von einer Gesamtsumme von 9,7 bis 22,1 TWh ausgegangen. In weiterer Folge wird aus Gründen der Vergleichbarkeit ein mittlerer Wirkungsgrad von 12 % angenommen.

Tabelle 16: BIPV Potenzial (Kaltschmitt, 2009)

	Dachfläche	Fassadenfläche
Grundfläche (aller Gebäude)	-	-
Bruttofläche ⁹	634 km ²	809 km ²
Solartechnisch und architektonisch geeignet ¹⁰	-82 % 114 km ²	-93 % 52 km ²
Gesamtwirkungsgrad ¹¹	12 %	12 %
Installierbare Leistung	13,7 GW	6,2 GW
Volllaststunden	915 kWh/kWp	650 kWh/kWp
Jahreserzeugung	12,5 TWh	4 TWh

Ebenso wie (Fechner, 2007) verwendet auch (Kaltschmitt, 2009) gegenüber (Haas, 2002) eine deutlich niedrigere Volllaststundenzahl. Die abgeschätzten Modul-Potenzialflächen bewegen sich in der gleichen Größenordnung. Der entscheidende Punkt liegt in der Annahme der verwendeten Module. Hieraus können sich Unterschiede in der möglichen Jahreserzeugung vom Faktor 2 ergeben.

Die oben zusammengefassten Ergebnisse des gebäudeintegrierten Photovoltaik-Potenzials hängen im Wesentlichen vom angenommenen Wirkungsgrad der Module ab. Die Angaben zur verfügbaren Dachfläche als auch des solaren Dargebots bewegen sich in einer ähnlichen Größenordnung.

Orientiert man sich an den aktuellen Werten von (Fechner, 2007) mit heutigen Wirkungsgraden von rund 12 % (Fechner, 2009) so ergibt sich ein jährliche Gesamterzeugung an **BIPV** von **20 TWh** (16 TWh Dach + 4 TWh Fassade), welche einer installierten Leistung von **23 GW** (17 GW Dach + 6 GW Fassade) entspricht.

Freiflächen Photovoltaik Potenzial

Zur Bewertung des PV-Erzeugungspotenzials ist es notwendig sowohl die verfügbare Grundfläche als auch den dort erzielbaren Jahresertrag zu kennen.

Der Jahresertrag einer Freiflächenanlage bezogen auf die benötigte Grundfläche hängt im Wesentlichen von drei Faktoren ab:

- Jahreseinstrahlung am Aufstellungsortes

⁹ Dach- bzw. Fassadenfläche bezogen auf die Grundfläche

¹⁰ Anlage muss min. 80% des maximal möglichen Ertrags in der Region liefern

¹¹ bei einer Einstrahlleistung von 1000W/m²

- Modulwirkungsgrad
- Flächennutzungsgrad

Im Folgenden wird auf diese drei Punkte kurz eingegangen.

Jahreseinstrahlung

Die Jahreseinstrahlung liegt auf Stationsbasis für 120 Orte in Österreich vor. Am Standort Wien Hohe Warte wurde über die 15 jährige Periode 1994 bis 2008 eine mittlere Jahreseinstrahlung auf die horizontale Ebene von 1204 kWh/m² gemessen.

In Abbildung 25 sind die Unterschiede der mittleren Jahreseinstrahlungssummen in Bezug auf Wien Hohe Warte dargestellt. Diese Station entspricht sehr genau der mittleren österreichischen Einstrahlung. Die Unterschiede zwischen den Regionen bewegen sich im einstelligen Prozentbereich.

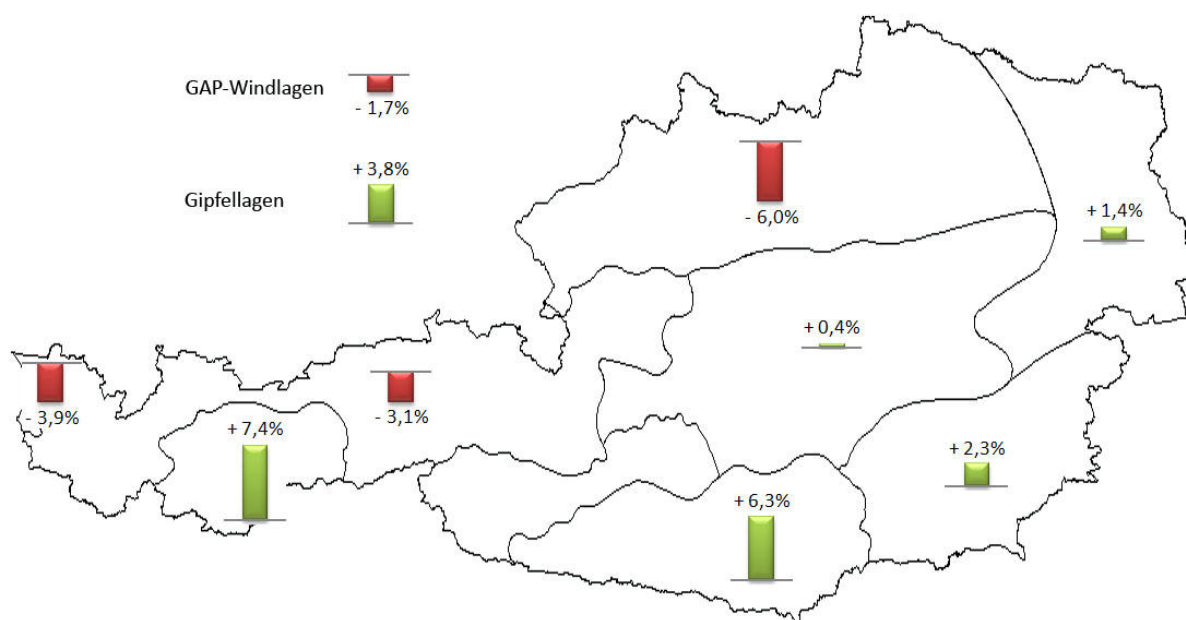


Abbildung 25: Jahreseinstrahlung der Regionen im Vergleich

Modulwirkungsgrad

Die Wahl der verwendeten Modultechnologie hat einen wesentlich größeren Einfluss auf den flächenbezogenen Jahresertrag im Vergleich zum regionalen Unterschied der Sonneneinstrahlung. Je nachdem ob Dünnschicht, Polykristalline oder Monokristalline Module zum Einsatz kommen, kann sich dies mit dem Faktor 2 auf den Jahresertrag auswirken (8,7 % bis 17,7 % Wirkungsgrad) (Kaltschmitt, 2009). Zum gegenwärtigen Zeitpunkt stellen polykristalline Zellen die wirtschaftlichste Lösung für Freiflächenanlagen dar. Es wird daher im Folgenden von einem mittleren Modulwirkungsgrad von 12% ausgegangen (Fechner, 2009).

Der Modulwirkungsgrad beeinflusst nicht die Vollaststunden einer PV-Anlage (kWh/kWp). Er wirkt sich nur auf die benötigte Modulfläche aus, um einen gewünschten Wert an installierter Anlagenleistung zu erreichen.

Flächenertragsberechnung

Mit dem zuvor beschriebenen Wirkungsgrad von 12 % kann die Modulfläche berechnet werden, welche benötigt wird, um eine Systemleistung von 1 kWp zu erreichen.

Da die Peakleistung eines PV Moduls bei einer Einstrahlung von 1000 W/m² bestimmt wird, entspricht die benötigte Fläche für eine Leistung von 1 kWp genau dem Kehrwert des Wirkungsgrades. Es wird also eine Modulfläche von $A_{Modul\ 1kWp} = 8,33\ m^2$ benötigt, um eine Spitzenleistung (bei STC) von 1 kWp zu erzielen.

Berücksichtigt man den Flächennutzungsgrad so wird in etwa die Vierfache Grundfläche im Bezug zur Kollektorfläche benötigt. In diesem Fall entspricht dies $A_{Grundfläche\ 1kWp} = 4 \cdot 8,33\ m^2 = 33,33\ m^2$.

Pro km² Grundfläche folgt daraus eine Anlagenleistung von

$$P = \frac{1kWp}{33,33\ m^2} = 30\ MW/km^2$$

In dieser Rechnung ist jedoch nicht der Flächenbedarf der Trafostation, von Zufahrtswegen etc. berücksichtigt.

Bei der Flächenausbeute muss hierbei immer zwischen der benötigten Fläche für die Module und zwischen der benötigten Gesamtfläche (Zufahrtswege, Platzbedarf Umrichter sowie Transformator) unterschieden werden.

In weiterer Folge wird von einer Gesamtflächenausbeute von **25 MW/km²** (Wilk, 2010) ausgegangen. Der mittlere österreichische Jahresertrag beträgt 948 MWh/MWp. Somit liegt der flächenbezogen Jahresertrag in etwa bei **24 GWh/km²**.

Zuordnung der Potenzialflächen zu Stationen

Für die Gewichtung der Stationen innerhalb der Regionen, und der damit verbundenen Zuordnung der Potenzialfläche zu Stationen, wurden folgende Parameter als maßgeblich angesehen:

- Qualität der Stationsmessdaten
 - Datenverfügbarkeit
 - Lokales Dargebot
- Umgebende Potenzialfläche

Die Zuordnung der Potenzialflächen wurde auf Basis der oben angeführten Parameter abgeschätzt. Der Anteil einer Station an der regionalen Potenzialfläche (und damit ihre Gewichtung) ist umso höher, je besser die Datenverfügbarkeit, je höher das lokale Dargebot und je größer die umgebende Potenzialfläche ist. In Summe verfügt jede Region über eine Gewichtung von 1 bzw. 100 % für Wind bzw. Photovoltaik.

Die detaillierten Stationsgewichtungen innerhalb der Region sind im Anhang unter Kapitel 6.2 zu finden.

2.7.3 Verbrauch

Verbrauch 2008

Auf der Erzeugungsseite stehen die regenerativen Einspeisungen für die Jahre 1994 bis 2008 für einen hinterlegten Ausbaugrad zur Verfügung. Als Jahresstromverbrauch wurde der Wert aus dem Jahr 2008 mit 68.646 GWh herangezogen. Dieser Jahresverbrauch stellt den größten Wert innerhalb der 15-jährigen Periode dar.

Hierbei ist die Definition des Verbrauchs zu beachten. Im Projekt werden neben dem Endverbrauch (62.969 GWh/a) die Netzverluste (3.686 GWh/a) sowie der Eigenbedarf (1.991 GWh/a) berücksichtigt. In Summe ergibt sich für das Jahr 2008 somit der Inlandsstromverbrauch von 68.646 GWh/a. (E-Control (Hrsg.), 2010a)

Der Verbrauch durch Pumpspeicherung wurde nicht pauschal im Verbrauch berücksichtigt. Dieser zusätzliche Bedarf (inkl. Verluste) wird im Rahmen des Projektes in Abhängigkeit der jeweiligen Betriebsweise berechnet.

Die Import-Exportbilanz spielt hier ebenfalls keine Rolle. Im Projekt wird Österreich als Insel betrachtet. Daher ist nur der tatsächliche Inlandsstromverbrauch von Bedeutung.

Entwicklung des Stromverbrauchs

Zur Bewertung der Entwicklung des zukünftigen Stromverbrauches wurde eine Literaturrecherche durchgeführt. Die Ergebnisse der Recherche sind im Anhang 6.2 zusammengefasst.

Die Literatursuche zeigte, dass die Prognose der Entwicklung des Stromverbrauchs mit sehr großen Unsicherheiten verbunden ist. Es sprechen einerseits Argumente wie Effizienz in der Endanwendung, bewussterer Umgang mit der Ware Strom oder steigende Strompreise für eine Reduktion des Strombedarfs in Zukunft. Andererseits werden Gründe wie die Substitution anderer Energieformen durch Strom (z.B. Wärmepumpe etc.), die Elektromobilität und das Wirtschaftswachstum angeführt, die auf einen künftig steigenden Stromverbrauch schließen lassen. Um diese Unsicherheit der Prognose im Projekt abbilden zu können, wurden Szenarien entwickelt.

Lokale Verbrauchsverteilung

Ziel ist die Bestimmung des Verbrauchs in den acht Regionen (siehe Abbildung 3).

Die Verbrauchsdaten für Österreich stehen auf Bundesländerebene zur Verfügung (Quelle: (E-Control (Hrsg.), 2010a)). Statistik-Austria gibt die Einwohnerzahl nach Bezirken (und somit auch Bundesländern) an.

Mit einem Pro-Kopf-Verbrauch wird nun der elektrische Verbrauch auf Bezirksebene umgerechnet.

Im Programm ArcGIS wird zunächst die Flächenzugehörigkeit der einzelnen Bezirke zu den Regionen ermittelt. Entsprechend dieser Flächenanteile wird der Bezirksverbrauch auf die Regionen aufgeteilt.

Die Summe über diese Verbrauchsanteile ergibt jeweils den energetischen Verbrauch pro Region.

Die beschriebene Vorgangsweise ist grafisch in Abbildung 26 dargestellt.

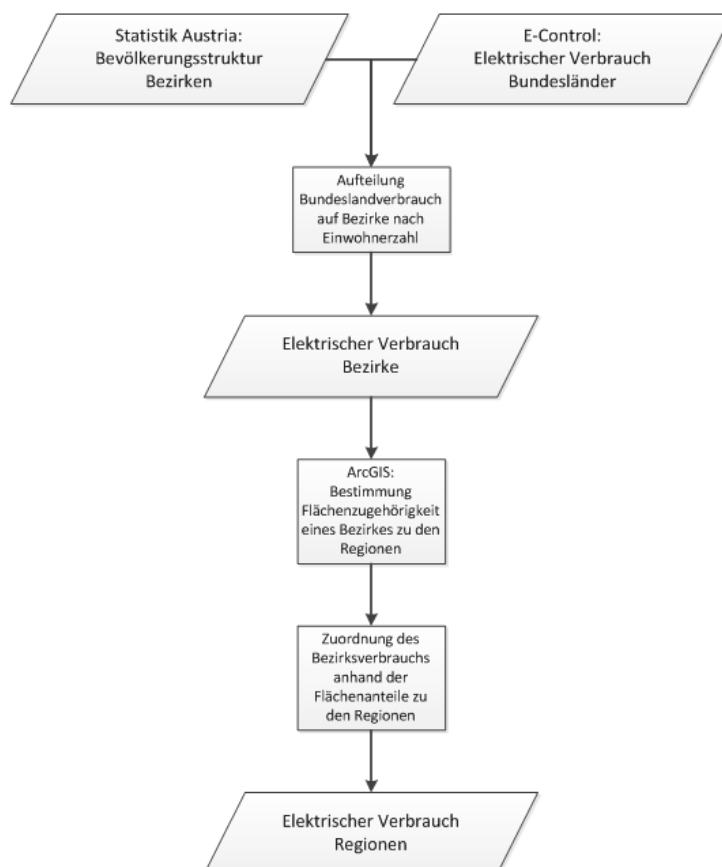


Abbildung 26: Lastverteilung nach Regionen

2.8 Erstellung elektrischer Zeitreihen

In diesem Abschnitt werden Erzeugungswertereihen für jede Technologie auf Regionsbasis erstellt.

2.8.1 Wasserkraft (Abflussdaten -> elektrische Erzeugungsdaten)

Auf Bundeslandebene stehen in der Studie (Pöyry Energy GmbH, 2008) die Daten des ausgebauten Wasserkraftpotenzials als Vergleichswerte zur Verfügung. Dabei wird zwischen Lauf- und Speicherkraftwerken unterschieden. Die Laufwasserkraftwerke werden wiederum in Großkraftwerke (>10 MW) und Kleinkraftwerke unterteilt. Weiters wird in der Studie (Pöyry Energy GmbH, 2008) das Abflusspotenzial auf Bundesländerebene beschrieben.

In einem ersten Schritt wurden die Abflussdaten (siehe Kapitel 2.4) so skaliert, dass die Jahresezeugung mit den tatsächlichen Erzeugungswerten übereinstimmt. Dies wurde sowohl für die unterschiedlichen Laufwasser- als auch Speicherkraftwerkserzeugungen und deren Summe durchgeführt.

Das Ergebnis zeigt, dass die skalierten Jahresezeugungen auf Bundeslandebene nur sehr schlecht mit den tatsächlichen Erzeugungswerten übereinstimmen. Speziell in Ober- und Niederösterreich liegt das ausgebaut Wasserkraftpotenzial weit näher am theoretischen Potenzial als in Vorarlberg und Tirol.

Wird die Jahresezeugung der Niederschlags-Abflussdaten auf das ausgewiesene Abflusspotenzial der Studie (Pöyry Energy GmbH, 2008) skaliert, so stimmen die Daten in den Bundesländern sehr gut überein. Die Potenzialdaten berücksichtigen dabei auch Abflüsse <1 m³/s. (siehe Kapitel 2.4)

Skalierung der Bundeslandwerte

Im Projekt wird die Erzeugung aus (Pump-)Speicherkraftwerken und Laufwasserkraftwerken getrennt betrachtet. Dabei wird die Erzeugung aus Laufwasserkraft als rein dargebotsabhängig modelliert. Der Schwall- und Sunkbetrieb wird nicht betrachtet. Ebenso wird der Anteil des Fließgewässers welcher aus der Abgabe der Speicher resultiert nicht als steuerbarer Abfluss modelliert. Andererseits werden die Limitierungen der Abgabewassermengen bei (Pump-)Speicherkraftwerke nicht berücksichtigt.

Somit können die beiden Kategorien

- Rein dargebotsabhängig: Laufwasserkraft
- Frei steuerbar: (Pump-)Speicherkraftwerke

unterschieden werden. Die rein dargebotsabhängig modellierte Laufwasserkraft wird somit mit den berechneten (natürlichen) Abflussmodellen beschrieben.

Das Regelarbeitsvermögen der Laufwasserkraft (Großkraftwerke + Kleinkraftwerke) sind in Tabelle 17 dargestellt. (Pöyry Energy GmbH, 2008). In der zweiten Zeile sind die

Skalierungsfaktoren der einzelnen Bundesländer dargestellt. Mit genau jenen fixen Zahlenwerten müssen die Zeitreihen multipliziert werden, um die tatsächliche Erzeugung der 2008 ausgebauten Wasserkraft in Österreich zu erhalten.

Tabelle 17: Laufwasserkraft-Jahreserzeugung und Skalierungsfaktor der Niederschlags-Abflussdaten

	Tirol	Vorarlberg	Salzburg	Kärnten	Burgenland	Steiermark	OÖ	NÖ + Wien	Jahressumme
Erzeugung Laufwasserkraft [GWh/a]	2.968	639	1.521	3.585	18	2.916	11.173	8.149	30.968
Skalierungsfaktor TU-Wien Hydro	0,0714	0,0713	0,0756	0,2212	0,0471	0,1445	0,4250	0,2451	0,1855

Umrechnung Bundesland – Regionen

Die Niederschlags-Abflussdaten liegen sowohl in Bundeslandebene als auch in Regionebene vor. Daraus wird die Umrechnungsmatrix gebildet, welche den Zusammenhang zwischen Regions- und Bundeslanderzeugungen herstellt. Mit dieser Matrix werden nun die ausgewiesenen Bundeslanderzeugungen aus Tabelle 17 in Regionserzeugungen umgerechnet (siehe Tabelle 18)

Tabelle 18: Laufwasserkraft-Jahreserzeugung und Skalierungsfaktor auf Regionebene

	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5	Region 6	Region 7	Region 8	Jahressumme
Erzeugung Laufwasserkraft [GWh/a]	161	3.831	2.563	2.914	13.666	3.578	701	3.554	30.968
Skalierungsfaktor TU-Wien Hydro	0,0713	0,0935	0,0868	0,2211	0,3443	0,1648	0,1396	0,2436	

Die Regionsabflussdaten wurden mit den Skalierungsfaktoren multipliziert. Daraus resultieren die Regionserzeugungswertreihen, welche in Summe die derzeitige Stromerzeugung aus Laufwasserkraft ergeben.

Skalierung unter Berücksichtigung der Engpassleistung

Nach Analyse der skalierten Erzeugungswertreihen wurde festgestellt, dass diese Zeitreihen nicht direkt als Erzeugungswertreihen verwendet werden können. Denn diese Daten basieren auf den Durchflussmengen der Flüsse. Somit tragen speziell die Hochwassersituationen einen hohen Anteil zur Erzeugung bei. Die dabei errechneten Erzeugungsleistungen liegen jedoch weit über den installierten Engpassleistungen der Laufwasserkraftwerke.

Aus diesem Grund wurden die Engpassleistungen für Klein- und Großwasserkraft nach Bundesländern der Studie (Pöyry Energy GmbH, 2008) herangezogen. Die kombinierten Daten aus Jahreserzeugung, Engpassleistung und daraus resultierenden Volllaststunden sind in Tabelle 19 dargestellt:

Tabelle 19: Laufwasserkraft - Jahreserzeugung, Engpassleistung und Volllaststunden

	Tirol	Vorarlberg	Salzburg	Kärnten	Burgenland	Steiermark	OÖ	NÖ + Wien	Summe
Erzeugung Laufwasserkraft [GWh/a]	2.968	639	1.521	3.585	18	2.916	11.173	8.149	30.968
Engpassleistung Laufwasserk. [MW]	562	137	347	801	4	567	2.032	1.387	5.835
Volllaststunden Laufwasserk. [h]	5.285	4.679	4.383	4.473	5.057	5.147	5.500	5.876	5.307
Skalierungsfaktor TU-Wien Hydro	0,0714	0,0713	0,0756	0,2212	0,0471	0,1445	0,4250	0,2451	0,1855

Die Methodik der Umrechnung von Bundesländern auf Regionen wurde wie bei den Jahreserzeugungen auch auf die Leistungen angewendet. Die Werte der

Umrechnungsmatrix bleiben dabei unverändert. In Tabelle 20 sind die Ergebnisse der Umrechnung samt den resultierenden Volllaststunden dargestellt.

Tabelle 20: Laufwasserkraft - Jahreserzeugung, Engpassleistung und Volllaststunden

	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5	Region 6	Region 7	Region 8	Jahressumme
Erzeugung Laufwasserkraft [GWh/a]	161	3.831	2.563	2.914	13.666	3.578	701	3.554	30.968
Engpassleistung Laufwasserk. [MW]	34	779	508	651	2.434	687	136	605	5.835
Volllaststunden Laufwasserk. [h]	4.679	4.920	5.045	4.474	5.614	5.207	5.148	5.875	5.307

Diese absoluten Werte ergeben in Summe die österreichische Gesamterzeugung aus Laufwasserkraft von 30.968 GWh/a. Wie zuvor thematisiert beinhalten diese Wertreihen Erzeugungsleistungen, welche größer als die gesamt ausgebaute Engpassleistung von 5.835 MW sind (siehe Tabelle 19).

Die Wertereihen wurden nun regionsweise modifiziert. In einem ersten Schritt wurden jene Erzeugungsleistungen, welche über der installierten Engpassleistung liegen, mit ebendieser begrenzt. Durch das Begrenzen der Erzeugungsleistung wird die Gesamterzeugung geringer. Um diesen Effekt zu kompensieren und insgesamt trotzdem auf die vorgegebene Gesamterzeugung von ca. 31 TWh/a bei der Laufwasserkraft zu gelangen, wurde ein weiterer Skalierungsfaktor eingeführt. Dieser wird nun regionsweise so gewählt, dass trotz der (laufend aktualisierten) Begrenzung die Gesamterzeugung den vorgegebenen Wert erreicht. Die Berechnung der zusätzlichen Skalierungswerte wurde in Excel per Solver durchgeführt.

Tabelle 21: Laufwasserkraft - Skalierungsfaktoren

	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5	Region 6	Region 7	Region 8	Jahressumme
Erzeugung Laufwasserkraft [GWh/a]	161	3.831	2.563	2.914	13.666	3.578	701	3.554	30.968
Skalierungsfaktor TU-Wien Hdyro	0,0713	0,0935	0,0868	0,2211	0,3443	0,1648	0,1396	0,2436	
Engpassleistung Laufwasserk. [MW]	34	779	508	651	2.434	687	136	605	5.835
Volllaststunden Laufwasserk. [h]	4.679	4.920	5.045	4.474	5.614	5.207	5.148	5.875	5.307
Skalierungsfaktor P-Begrenzung	1,1316	1,1005	1,2249	1,0621	1,1130	1,1139	1,0825	1,0781	

Die zuvor beschriebene Abfolge ist in Tabelle 21 dargestellt. Die Niederschlags-Abflussdaten wurden mit dem ersten Skalierungsfaktor multipliziert, um die gegebene Laufwasserkrafterzeugung zu erhalten. Dann wurden die Erzeugungszeitreihen der Regionen auf die jeweils installierte Engpassleistung begrenzt. Gleichzeitig wurde der in der letzten Tabellenzeile dargestellte Skalierungsfaktor angewendet, um trotz Leistungsbegrenzung auf die ursprüngliche Jahreserzeugung zu kommen.

Als Endergebnis erhält man nun für alle Regionen Erzeugungswertreihen, welche insgesamt die gegebene Jahreserzeugung erbringen und zugleich zu keinem Zeitpunkt über der insgesamt installierten Engpassleistung der Laufwasserkraftwerke liegt.

2.8.2 Windkraft und Photovoltaik

Basierend auf den bereits oben berechneten Stationswertreihen für Windkraft und Photovoltaik (Kapitel 2.6), sowie den ermittelten Gewichtungen je Station (Kapitel 2.7.2) sollen nun repräsentative Wertereihen für die Regionen erstellt werden.

Um die Charakteristika der einzelnen Stationen in die regionalen Wertereihen zu übernehmen, wurden zwei Ansätze gewählt – *gewichtete Regionsmittelwerte* und *Regionsprofile*. Die Ermittlung dieser Zeitreihen wird nachfolgend beschrieben.

Als Ergebnis erhält man 16 Datenreihen (acht Regionen mal zwei Technologien) für jeden Ansatz, welche jeweils wiederum auf einen Jahresertrag von 1.000 kWh/a normiert sind.

Gewichteter Regionsmittelwert

Um den gewichteten Mittelwert für jede Region und die beiden Technologien Windkraft und Photovoltaik zu ermitteln, wurden alle Stundenwerte der Stationen über den Zeitraum von 15 Jahren mit den zugehörigen Stationsgewichtungen multipliziert und schließlich die gewichteten Stationen auf Regionsbasis addiert. Die Summe der regionalen Gewichtungen beträgt 1 bzw. 100 %.

Umgelegt auf die Realität bedeutet die Bildung des gewichteten Mittelwertes einer Region die perfekte Vernetzung aller Erzeugungsanlagen in dieser Region. Durch die Bildung des Mittelwertes werden die Fluktuationen der einzelnen Anlagen beseitigt.

Regionsprofil

Die Idee hinter dieser charakteristischen Wertereihe ist es, im Vergleich zum gewichteten Regionsmittelwert die dargebotsabhängigen Schwankungen zu erhalten. Auch hier werden wiederum die stationsbezogenen Gewichtungen herangezogen.

Für jede Stunde innerhalb des Betrachtungszeitraumes von 15 Jahren wird der Wert einer Station innerhalb der jeweiligen Region herangezogen. Die Auswahl, von welcher Station der Wert stammt, wird durch einen Zufallsprozess entschieden. Hinter diesem Zufallsprozess steht eine Wahrscheinlichkeitsverteilung, die auf den Stationsgewichtungen fußt. Die Werte einer Station mit höherer Gewichtung sind somit in der Regionswertereihe häufiger enthalten als Werte von Station mit geringerer Gewichtung.

Wiederum umgelegt auf die reale Betrachtung, wird mit diesem Profil die charakteristische Einspeisung einer Einzelanlage innerhalb der Region dargestellt. Die individuellen Eigenschaften der einzelnen Messstandorte fließen hier proportional zur Gewichtung der Station ein. Diese Datenreihen umfassen daher die gesamte Schwankungsbreite einzelner Anlagen.

2.8.3 Verbrauch

Die unter Kapitel 2.6.3 beschriebenen auf 1000 normierten Verbrauchsprofile wurden mit dem jeweiligen Inlandsstromverbrauch aus Kapitel 2.7.3 multipliziert. Als Ergebnis steht der elektrische Verbrauch als Zeitreihe in absoluter Darstellung zur Verfügung. Je nach gewähltem Szenario unterscheiden sich diese Belastungsverläufe im Jahresstromverbrauch.

2.9 Szenarien

Im Rahmen des Projektes galt es auch die Frage zu beantworten, wie sich eine regenerative Vollversorgung unter geänderten Rahmenbedingungen hinsichtlich Erzeugung und Verbrauch realisieren lässt. Die Prognose von künftigen Entwicklungen (beispielsweise des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2050) ist von großen Unsicherheiten geprägt. Um diesem Problem entgegenzutreten, hat man sich darauf verständigt, Szenarien zu definieren, die realistische Eckpunkte für unterschiedliche Entwicklungen repräsentieren. Damit ergibt sich anstatt eines Lösungszweiges ein ganzer Lösungsbaum, wodurch die gesamte Variationsbreite gut aufgezeigt werden kann.

In einem ersten Schritt werden die Variationsparameter für die Szenariendefinition erläutert und schließlich in einem zweiten Schritt diese Szenarien zusammengefasst.

2.9.1 Identifikation der Variationsparameter

In einem ersten Schritt war es notwendig, all jene Parameter zu identifizieren, welche schließlich in einem weiteren Schritt variiert werden sollen.

Aus Sicht des Projektes ergeben sich folgende Variationsparameter:

- **Wasserkraftpotenzial:** Da die Wasserkraft im Projekt stets vollständig zur Deckung der Last herangezogen wird (gesamtes Potenzial wird verwendet), ist es notwendig diesen Parameter zu betrachten.
- **Last/Strombedarf:** Ziel des Projektes ist es, Österreich vollständig mit regenerativem Strom aus Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik zu versorgen. Um die notwendigen Aufbringungstechnologien abschätzen zu können, ist es notwendig die elektrische Last ausgehend vom Basiswert aus 2008 in ihrer zukünftigen Entwicklung abzuschätzen.

Neben diesen beiden wesentlichen Parametern gibt es noch weitere Möglichkeiten der Variation, welche jedoch im Zuge von Erweiterungsoptionen bei Nichtlösbarkeit von Konstellationen (z.B. Verbrauch übersteigt regeneratives Potenzial) aufgezeigt werden sollen. Dies sind:

- **Nutzung der Potenzialflächen:** Für die Ermittlung der Potenziale für Windkraft und Photovoltaik wurden reduzierte Potenzialflächen ermittelt, welche die tatsächlichen Potenziale auf gewisse Prozentwerte einschränken. Bei Freiflächen-PV-Anlagen besteht zudem das Problem der Konkurrenz bei der Flächennutzung mit der Landwirtschaft.
- **Verteilung der Speicher:** Durch eine dezentrale Verteilung von Speichern besteht die Möglichkeit Lastflüsse hin zu zentralen Speichern zu reduzieren, wodurch die Leistungsbelastungen sowie die Verluste reduziert werden können.

2.9.2 Variationsbereich der identifizierten Parameter

Auf Basis von Literaturrecherchen (siehe Anhang 6.2) konnten Variationsbereiche für die beiden Variationsparameter Wasserkraftpotenzial und Last/Strombedarf ermittelt werden.

Wasserkraftpotenzial

Für die Betrachtung der derzeitigen Verhältnisse wurde ein jährliches Potenzial von 31 TWh Laufwasserkraft und 10 TWh an Regelarbeitsvermögen der (Pump-)Speicherkraftwerke angesetzt.

Auf Basis von Literaturwerten wird ein Zubau im Bereich der Laufwasserkraft von rund 13 TWh als erste Schätzung angenommen. Durch die Implementierung der Wasserrahmenrichtlinie wird eine Minderung der durchschnittlichen Jahreserzeugung um 3 TWh unterstellt.

Im Bereich der (Pump-)Speicherkraftwerke wird davon ausgegangen, dass es im betrachteten Zeitraum zu keinem Neubau/Ausbau von Speicherseen kommen wird, weshalb das Regelarbeitsvermögen auf dem derzeitigen Stand bleiben wird. Die Installation neuer Turbinen bzw. Pumpen, und die damit verbundene Leistungssteigerung, haben keine Auswirkungen auf das Regelarbeitsvermögen, welches nur den natürlichen Zufluss abbildet.

Insgesamt ergibt sich somit eine Variationsbreite von 10 TWh im Bereich des Wasserkraftpotenzials zwischen 41 und 51 TWh im Regeljahr.

Last/Strombedarf

Die Perspektiven hinsichtlich der zukünftigen Stromverbrauchsentwicklung sind von sehr großen Unsicherheiten geprägt. Es gibt sowohl Argumente, die für eine Reduktion sprechen (Effizienz, bewusster Umgang mit der Ware Strom, steigende Strompreise etc.), als auch für eine Erhöhung (Substitution anderer Energieformen (Wärmepumpen etc.), Elektromobilität, Wirtschaftswachstum etc.). Aus diesem Grund werden drei Parametervariationen unterstellt:

- **Status quo:** Der Stromverbrauch orientiert sich am Wert von 2008: 68,646 TWh (Inlandsstromverbrauch lt. (E-Control (Hrsg.), 2010a)).
- **Leichter Lastzuwachs:** Steigerung des Stromverbrauchs um 25 % im Vergleich zum Status quo bis zum Jahr 2050: ca. 86 TWh/a
- **Massiver Lastzuwachs:** Verdopplung des Stromverbrauchs gegenüber dem Status quo: rund 137 TWh/a; entspricht ca. 1,66 %/a Verbrauchszuwachs bei linearer Steigerung bis 2050.

Die Veränderung der Form der Stromverbrauchskurve kann aufgrund fehlender Daten nicht berücksichtigt werden. Aus diesem Grund wird eine proportionale Änderung zum Basisjahr unterstellt.

2.9.3 Die Szenarien

In Tabelle 22 sind die Kombinationen der Parametervariationen zusammengefasst und die sechs Szenarien benannt. Die Namensgebung orientiert an den Stufen der Stromverbrauchsentwicklung (L...low, M...medium, H...high) und jenen der Wasserkrafterzeugung (B...Bestand, Z...Zubau). Die farbliche Hinterlegung der Zellen stellt das zur Verfügung gestellte Potenzial für Windkraft und Photovoltaik dar, damit überhaupt eine energetische Deckung möglich wird:

- **Grün:** Es werden die ermittelten, tatsächlich verwendbaren Potenzialflächen für die weiteren Verarbeitungsschritte herangezogen.
- **Gelb:** Die tatsächlich verwendbare Potenzialfläche muss auf den Faktor 1,5 erhöht werden, um eine energetische Deckung überhaupt erst zu ermöglichen. Es kommt somit zu einer erheblichen Potenzialüberschreitung.
- **Rot:** Die tatsächlich verwendbare Potenzialfläche muss auf den Faktor 4,3 erhöht werden, um eine energetische Deckung überhaupt erst zu ermöglichen. Es kommt somit zu einer massiven Potenzialüberschreitung.

Tabelle 22: Zusammenfassung der Szenarien; grün: Ausnutzung aller Potenzialflächen, gelb: erhebliche Potenzialüberschreitung (Faktor 1,5), rot: massive Potenzialüberschreitung (Faktor 4,3)

		Jährlicher Stromverbrauch		
		69 TWh („Low“)	86 TWh („Medium“)	137 TWh („High“)
Jährliche Wasserkrafterzeugung	41 TWh („Bestand“)	Szenario LB	Szenario MB	Szenario HB
	51 TWh („Zubau“)	Szenario LZ	Szenario MZ	Szenario HZ

Für alle weiteren Betrachtungen wird das Szenario MZ als Referenzszenario herangezogen, da davon ausgegangen wird, dass die verfügbaren Wasserkraftpotenziale ausgebaut werden können und der Stromverbrauch zukünftig mäßig steigen wird.

Die definierten Szenarien bilden stets den Rahmen für die weiteren Betrachtungen. Ist es beispielsweise möglich, dass die zur Verfügung stehende Potenzialfläche bei Vollausbau eine energetische Überdeckung bedeuten würde. Im Zuge der später in Kapitel 2.12.3 diskutierten Optimierung kann somit eine Auswahl der geeignetsten Erzeugungszusammenstellung in Abhängigkeit der gewählten Zielfunktion ermittelt werden. Um die angewendeten Methoden bzw. Zielfunktionen zu kennzeichnen, wurden folgende Erweiterungen für den Szenariennamen definiert:

- „-0“: Volle Ausnutzung des zur Verfügung stehenden Potenzials. Genau genommen wird hierbei noch keine Auswahl hinsichtlich einer Zielfunktion getroffen. Es ist hier also auch eine energetische Überdeckung möglich.
- „-1“: Optimierung des Erzeugungsmix in Hinblick auf einen minimal notwendigen Speicherinhalt über den gesamten Betrachtungszeitraum.

- „-2“: Optimierung des Erzeugungsmix in Hinblick auf eine minimale Pumpleistung der Speicher über den gesamten Betrachtungszeitraum.
- „-3“: Auswahl der Erzeugungstechnologien beginnend bei jenen mit den höchsten Volllaststunden ohne der Berücksichtigung der Verluste durch die Speicherung.
- „-4“: Auswahl der Erzeugungstechnologien beginnend bei jenen mit den höchsten Volllaststunden unter pauschaler Berücksichtigung der Verluste durch die Speicherung.

2.10 Basisanalyse der Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen

2.10.1 Statistische Auswertung der Szenarien

Im Folgenden werden beispielhaft die Szenarien LB-0 und LB-3 näher analysiert. Dabei wird im Speziellen auf die zu installierenden Leistungen und die maximal gleichzeitig auftretende Erzeugung eingegangen.

Szenario LB-0

Entsprechend Kapitel 2.9.3 besitzt dieses Szenario folgende Rahmenbedingungen:

- Verbrauch aus dem Jahr 2008 („Low“)
- kein Ausbau der Wasserkraft („Bestand“)
- volle Ausnutzung des zur Verfügung stehenden Erzeugungspotenzials

Aufbauend auf den einer 10-%-igen Nutzung der Windkraftpotenzialflächen und einer 3-%-igen Nutzung der Photovoltaikpotenzialflächen ergeben sich Gesamterzeugungspotenziale von Tabelle 23.

Tabelle 23: Jahreserzeugung bei voller Ausschöpfung der Potenziale

Erzeugungsform	Jahreserzeugung [GWh/a]
Speicherkraftwerke	10.288
Laufwasserkraftwerke	30.968
Windkraft	7.847
Photovoltaik	30.503

Mit 79.606 GWh/a ergibt sich eine Gesamterzeugung welche um 16 % über dem Inlandstromverbrauch von 68.646 GWh/a liegt. Die fluktuierende Erzeugung aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik kommt dabei auf einen Wert von 101 % gemessen am Verbrauch.

In Abbildung 27 sind die zuvor aufgelisteten Zahlen graphisch dargestellt.

Verbrauch und Erzeugung in GWh/a

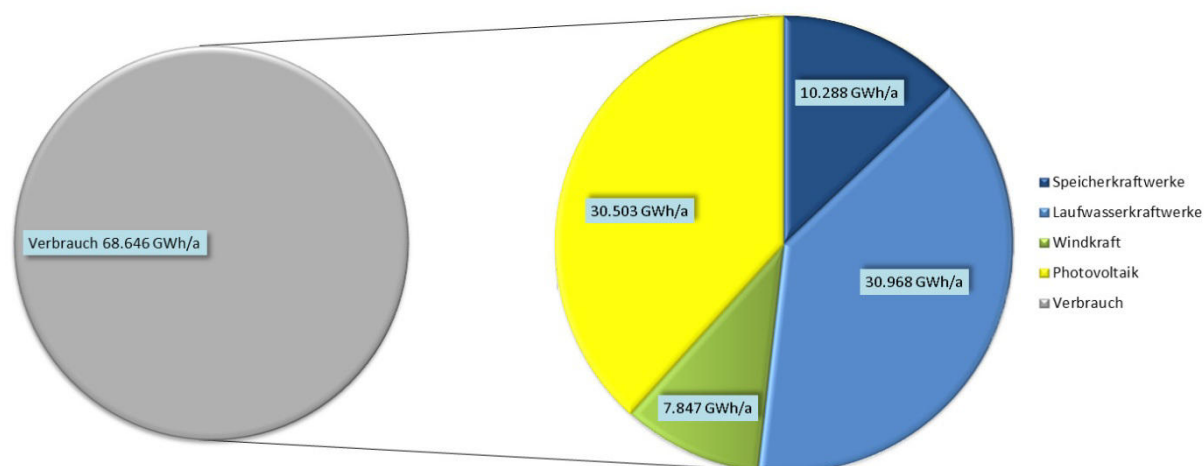


Abbildung 27: Verbrauch und Erzeugung im Vergleich

Für das beschriebene Szenario der Nutzung sämtlicher verfügbarer regenerativer Einspeiser wurden die Wertereihen berechnet. Tabelle 24 beschreibt die Analyse der österreichweiten Werte.

Tabelle 24: Kenngrößen und Extremwerte von Szenario LB-0

		LWK_at	Wind_at	PV_at	Erzeugung_at	Last_at	Differenz_at
Szenario LB-0	Jahressumme [GWh/a]	30.968	7.847	30.503	69.319	68.646	673
	Mittlere Leistung [GW]	3,53	0,90	3,48	7,91	7,83	0,08
	Maximale Leistung [GW]	5,84	5,80	22,34	30,13	11,11	21,88
	Minimale Leistung [GW]	1,18	0,00	0,00	1,34	4,52	- 9,29
	Installierte Leistung [GW]	5,84	6,19	32,57	44,60	11,11	
	Volllaststunden [h]	5.307	1.268	936	1.554	6.178	

Von besonderem Interesse sind die Werte der maximalen Leistung. Hierbei treten bei Laufwasserkraft und Windkraft je ca. 6 GW an maximaler Einspeiseleistung auf. Dieser Wert entspricht bei der Laufwasserkraft exakt der installierten Leistung. Bei der Windkraft ist die maximal auftretende Leistung nahe der installierten Leistung. Die Photovoltaik liefert eine Spitzenleistung von 22 GW und liegt somit beim doppelten Wert der Spitzenlast von 11 GW. Die maximale PV-Einspeisung von 22 GW liegt aber deutlich unter der installierten Leistung von 32 GW. Somit ist hier der positive Effekt der Vernetzung zu erkennen.

Die Differenz aus Erzeugung und Last ergibt in negativer Richtung (daher Erzeugungsdefizit) einen Wert von 9 GW. Daraus kann geschlossen werden, dass die maximale Erzeugungsleistung der Speicher in der Größenordnung der Spitzenlast liegen muss. Deutlich größer ist der Wert der überschüssig eingespeisten Leistung mit 22 GW. Daher liegt in dieser Situation eine nicht benötigte Einspeisung in der Größenordnung der doppelten Spitzenlast vor.

In der letzten Zeile aus Tabelle 24 sind die Volllaststunden der einzelnen Erzeugungsformen dargestellt. Dabei besitzt die Last mit 6200 h den größten Wert. Allerdings muss hierbei ergänzt werden, dass bei der Last nicht die tatsächlich installierte Leistung, sondern der maximal auftretende Wert als Bezugsgröße verwendet wurde. Durch den hohen Anteil von Photovoltaik und Windkraft liegt die mittlere Volllaststundenzahl der Erzeugung bei ca. 1500 h. Dies obwohl die Laufwasserkraft eine Volllaststundenzahl von 5300 h aufweist.

Szenario LB-3

Entsprechend Kapitel 2.9.3 besitzt dieses Szenario folgende Rahmenbedingungen:

- Verbrauch aus dem Jahr 2008 („Low“)
- kein Ausbau der Wasserkraft („Bestand“)
- Reihung der Erzeugungsstandorte nach Volllaststunden zur energetischen Deckung der Last (ohne Berücksichtigung der Verluste durch Pumpspeicherung)

Beim zweiten Szenario liegt eine energetische Deckung des Jahresbedarfes vor. Da rund 15 % der Jahreserzeugung aus dem Regelarbeitsvermögen der Speicherkraftwerke stammen, müssen nur die restlichen 85 % des Verbrauchs durch die dargebotsabhängigen Erzeuger aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik gedeckt werden.

Dabei wird die Laufwasserkraft voll ausgeschöpft (aktueller Ausbaugrad). Die Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik wird auf Stationsbasis nach Volllaststunden gereiht. Dementsprechend werden der Reihe nach die Erzeugungsstandorte mit den höchsten Volllaststunden herangezogen, bis die benötigte Jahreserzeugung erreicht wird.

Daraus resultieren folgende Jahreserzeugungen, welche in Tabelle 25 und Abbildung 28 dargestellt sind.

Tabelle 25: Jahreserzeugung des Szenarios LB-3 - Reihung nach T_{voll}

Erzeugungsform	Jahreserzeugung [GWh/a]
Speicherkraftwerke	10.288
Laufwasserkraftwerke	30.968
Windkraft	6.254
Photovoltaik	21.136

Im Vergleich zum Szenario LB-0 ist erkennbar, dass im Szenario LB-3 vor allem die Photovoltaikerzeugung stark zurückgegangen ist. Dies lässt sich über die typischerweise geringere Volllaststundenzahl der PV-Erzeugung im Vergleich zur Windkraft begründen.

Verbrauch und Erzeugung in GWh/a

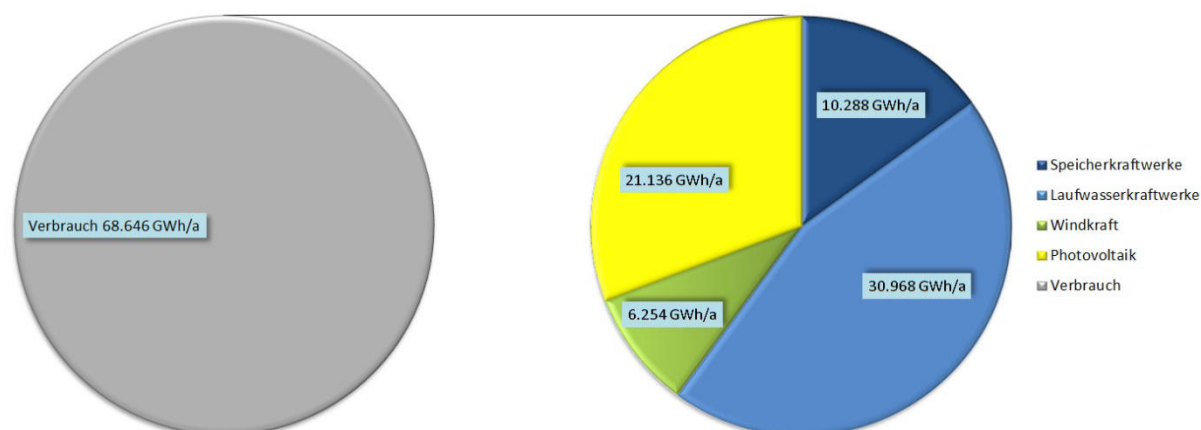


Abbildung 28: Verbrauch und Erzeugung im Vergleich

In Tabelle 26 sind wie beim Szenario LB-0 die typischen Kenngrößen sowie Extremwerte der österreichweiten Erzeugung und des Verbrauchs dargestellt. Der Vergleich der beiden Szenarien zeigt, dass die Jahreserzeugung der Windkraft von 7,8 TWh/a auf 6,3 TWh/a zurückgegangen ist. Gleichzeitig ist aber die installierte Leistung deutlich stärker von 6,2 GW auf 4,3 GW zurückgegangen. Dies ist dadurch begründet, dass sehr schlechte Windstandorte nicht mehr berücksichtigt wurden. Weiters ist auffällig, dass nun die installierte Leistung praktisch identisch mit der maximal installierten Leistung ist.

Bei der Photovoltaik ist ebenfalls ein deutlicher Rückgang der maximalen eingespeisten Leistung und der installierten Leistung erkennbar. Insgesamt steigt sowohl bei der Windkraft als auch bei der Photovoltaik die durchschnittliche Volllaststundenzahl, teilweise nicht mehr berücksichtigt werden müssen.

Tabelle 26: Kenngrößen und Extremwerte von Szenario LB-3

		LWK_at	Wind_at	PV_at	Erzeugung_at	Last_at	Differenz_at
Szenario LB-3	Jahressumme [GWh/a]	30.968	6.252	21.137	58.358	68.646	-10.288
	Mittlere Leistung [GW]	3,53	0,71	2,41	6,66	7,83	- 1,17
	Maximale Leistung [GW]	5,84	4,33	15,39	22,57	11,11	15,07
	Minimale Leistung [GW]	1,18	0,00	0,00	1,31	4,52	- 9,33
	Installierte Leistung [GW]	5,84	4,34	21,85	32,03	11,11	
	Volllaststunden [h]	5.307	1.441	967	1.822	6.178	

Die Differenz aus Erzeugung und Last weist nun eine negative Jahressumme auf. Dieser Anteil von 10 TWh/a ist genau jener, welcher über das Regelarbeitsvermögen der Speicher gedeckt wird. Das maximale Erzeugungsdefizit liegt nach wie vor bei etwa 9 GW. Vergleicht man in diesem Zusammenhang den Wert der minimalen Erzeugung mit jenem der minimalen Laufwasserkrafterzeugung, ist zu erkennen, dass es zu Situationen kommt in denen gleichzeitig weder die Windkraft noch die Photovoltaik vorhanden ist. Der maximale

Überschuss von 15 GW fällt beim Szenario LB-3 deutlich geringer aus als zuvor und liegt bei ungefähr 140 % der Spitzenlast.

2.10.2 Schwankungen Jahreserzeugung

Die folgenden Inhalte wurden im Rahmen der 7. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU-Wien veröffentlicht. (Groiß, et al., 2011)

Grundlage für die Auswertung bildet das zuvor analysierte Szenario LB-3. „Die Standorte wurden nach ihrer Volllaststundenzahl gereiht. Für eine vorgegebene Gesamterzeugung lässt sich aus der zuvor beschriebenen Reihung sowohl die Nutzung nach Erzeugungsform als auch nach regionaler Verteilung beschreiben. In Abbildung 29 ist diese Reihung dargestellt. Dabei ist die Abnahme der Volllaststundenzahl mit steigender installierter Leistung zu sehen. Die Fläche unter der Kurve entspricht genau der mittleren Jahreserzeugung.

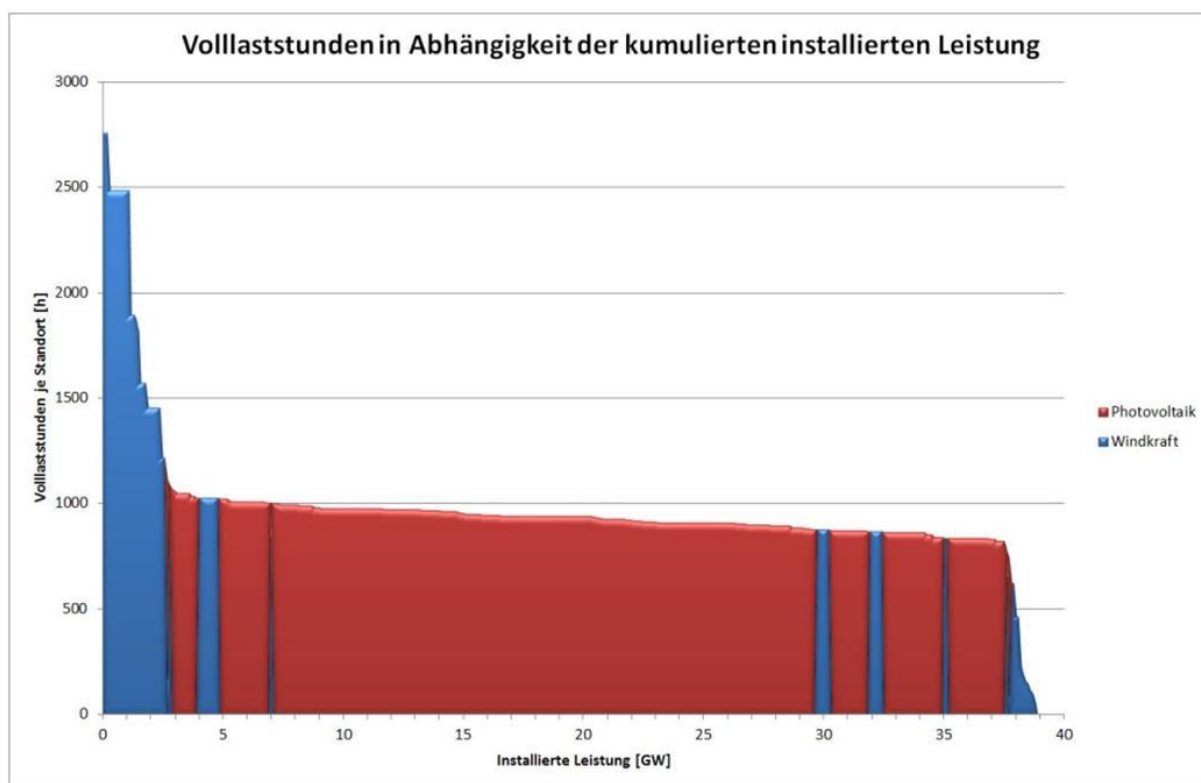


Abbildung 29: Volllaststunden in Abhängigkeit der kumulierten installierten Leistung

Das in weiterer Folge beschriebene Szenario geht von einer exakten Deckung des Jahresstromverbrauchs durch die drei Erzeugungsformen Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik aus. Mit der zuvor beschriebenen Reihung der Potenziale nach Volllaststunden ergibt sich, dass zunächst das Potenzial an Laufwasserkraft ausgeschöpft wird. In weiterer Folge werden größtenteils die Potenziale an Windkraft herangezogen. Die verbleibende Differenz aus Erzeugung und Verbrauch wird über Photovoltaikerzeugung abgedeckt.

In Abbildung 30, Abbildung 31 und Abbildung 32 sind die jährlichen Schwankungen der österreichischen Wasserkraft-, Windkraft- und Photovoltaikerzeugung dargestellt. Die Schwankungen der österreichischen Gesamterzeugung sind anhand der durchgezogenen Linie abzulesen. Der Wert in Prozent beschreibt die Abweichung vom Mittelwert über die gesamte Periode.

Neben dem österreichischen Jahresertrag sind die minimalen und maximalen Abweichungen der einzelnen Regionen für jedes Jahr dargestellt. Die Schwankungen der Regionen beziehen sich jeweils auf den langjährigen Mittelwert der entsprechenden Region.

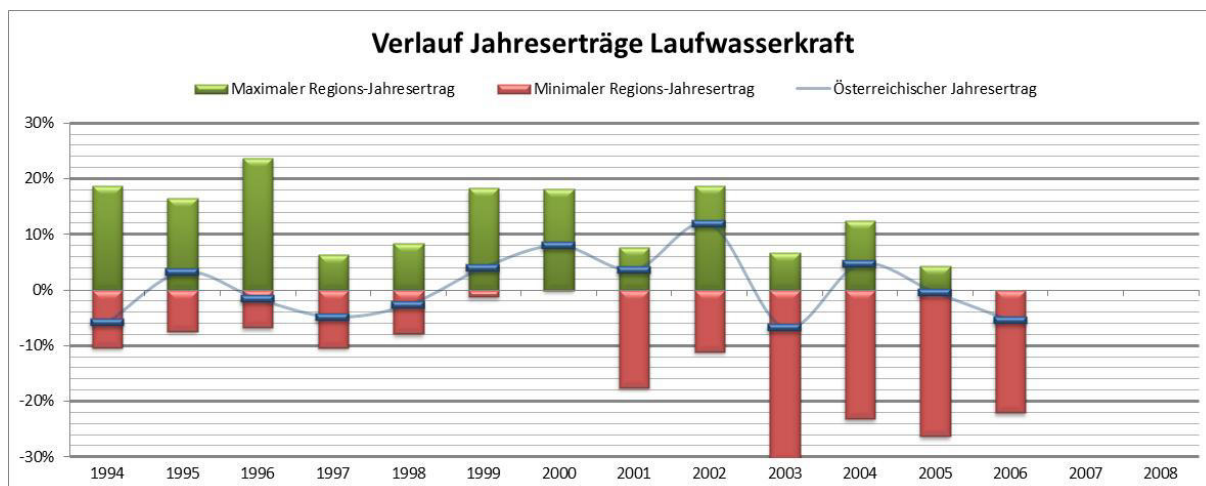


Abbildung 30: Schwankungen der Wasserkraft- Jahreserzeugung

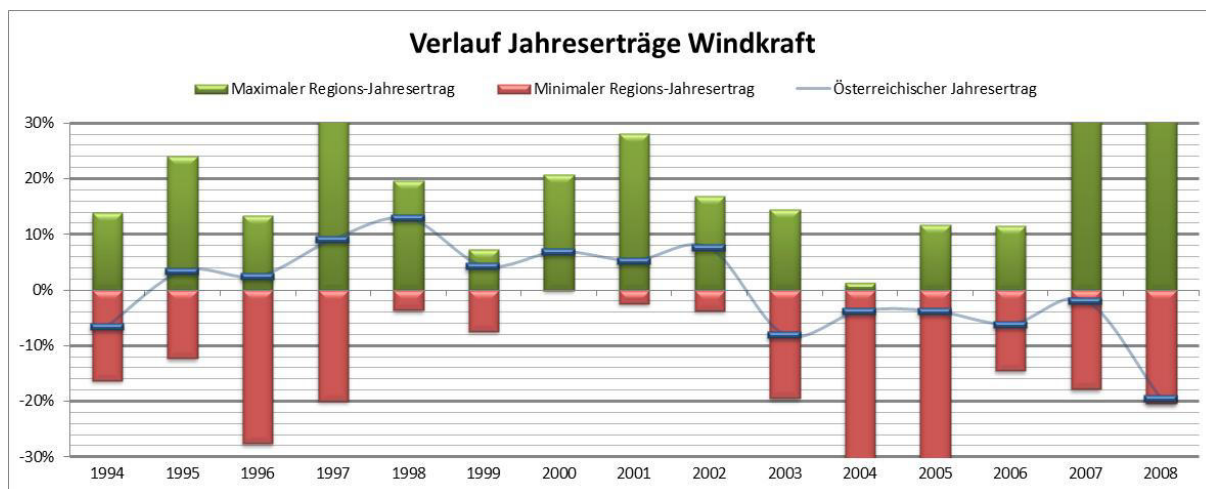


Abbildung 31: Schwankungen der Windkraft- Jahreserzeugung

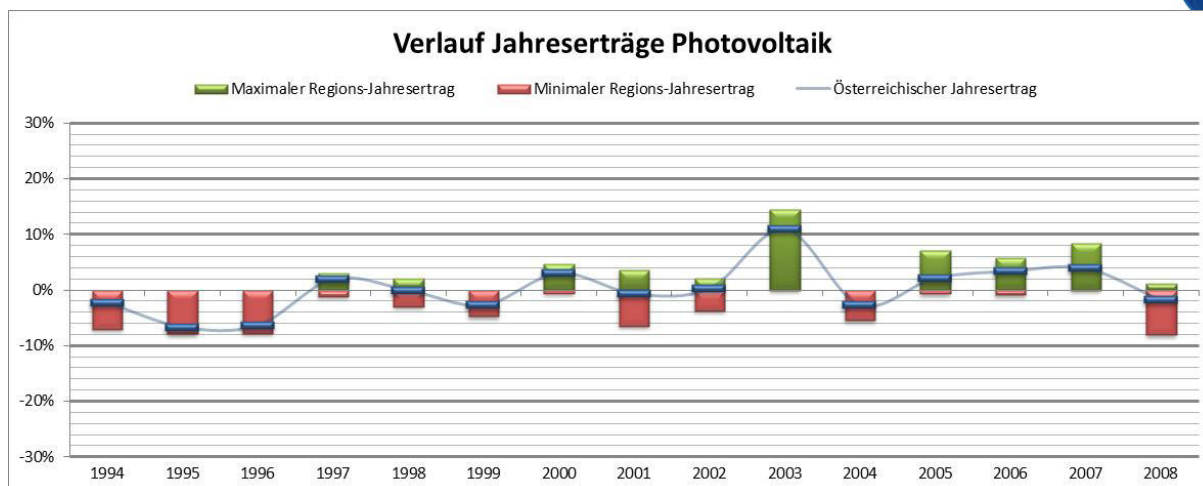


Abbildung 32: Schwankungen der Photovoltaik- Jahreserzeugung

Vergleicht man Abbildung 30, Abbildung 31 und Abbildung 32, so lässt sich gerade beim Verlauf der Wasserkraft und Windkraft erkennen, dass in fast jedem Jahr eine Region über ihrem langjährigen Durchschnitt und gleichzeitig eine andere Region unter ihrem Mittelwert liegt. Es kann somit nicht global von einem „guten“ bzw. „schlechten“ Jahr gesprochen werden. Hierzu muss eine regional differenzierte Betrachtung durchgeführt werden.

Anhand der Schwankung des österreichischen Mittelwerts lässt sich für jede der drei Erzeugungsformen der Sinn der überregionalen Vernetzung erkennen. So kann die Schwankungsbreite der Jahreserzeugung, welche innerhalb einer Region auftreten kann, deutlich gesenkt werden.

Weiters ist entsprechend der drei gleich skalierten Abbildungen ersichtlich, dass in Bezug auf die Jahreserzeugung die Photovoltaik die sicherste Erzeugungsform darstellt. Besonders deutlich ist dies an den maximalen Regionsabweichungen abzulesen, welche sich bis auf eine Ausnahme immer im $\pm 10\%$ -Bereich bewegen.

Entsprechend der Reihung der Erzeugungsstandorte nach Volllaststunden ergibt sich die in Abbildung 28 dargestellte energetische Zusammensetzung. In Abbildung 33 sind nun die jährlichen Schwankungen dieses Erzeugungsmix dargestellt.

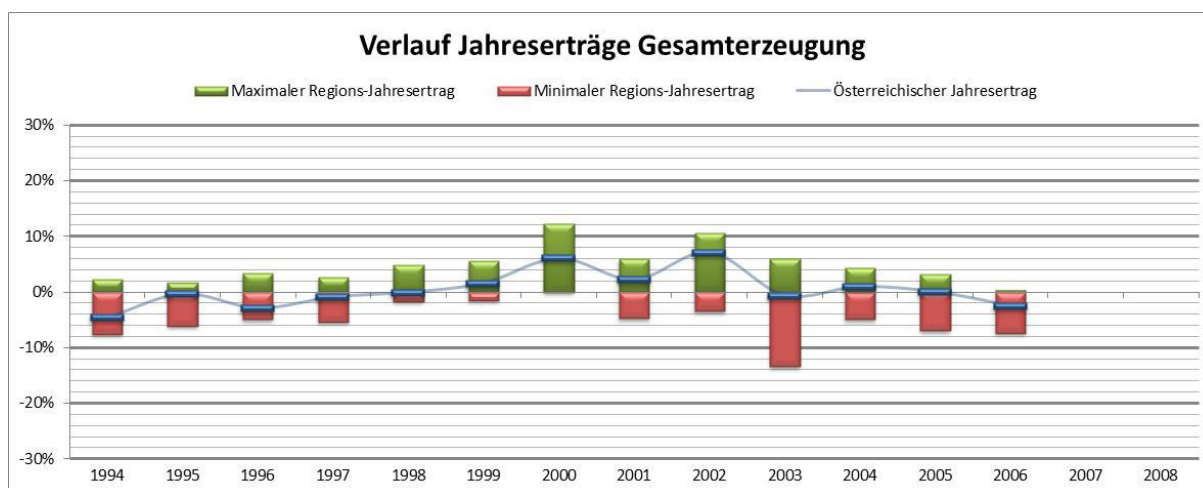


Abbildung 33: Schwankungen der gesamten österreichischen Jahreserzeugung

Die maximalen Regionsschwankungen liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie bei der Photovoltaik und sind somit deutlich geringer als bei der Windkraft und der Wasserkraft. Der österreichische Jahresertrag mit diesem Erzeugungsmix liegt in jedem der untersuchten Jahre im $\pm 10\%$ -Bereich, was bei keiner der einzelnen Erzeugungsformen der Fall ist. Somit lässt sich hieraus der Nutzen eines Erzeugungsmix für die österreichische Energieversorgung erkennen.

In Tabelle 27 sind die Standardabweichungen der Jahreserzeugungsunterschiede dargestellt. Die Berechnung erfolgt entsprechend folgender Formel. Dabei stellt der Term in Klammer die relative Abweichung der Station in Bezug auf ihren langjährigen Mittelwert dar.

$$\sigma_{Station} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{Jahre} \sum_{i=1}^{Stationen} \left(\frac{E_{ij} - \bar{E}_i}{\bar{E}_i} \right)^2}{Jahre \cdot Stationen}}$$

Die ersten drei Wertespalten beschreiben die Schwankungen der drei Erzeugungsformen „Laufwasserkraft“, „Windkraft“ und „Photovoltaik“. Entsprechend des zuvor beschriebenen Erzeugungsmix ist in der letzten Spalte die Schwankung der Gesamterzeugung dargestellt.

Die erste Zeile beschreibt die Standardabweichung der Jahreserzeugung auf Stationsbasis. Die Erzeugungswerte der Laufwasserkraft liegen nicht auf Stationsbasis vor. Somit kann auch hier auch keine Aussage über einen Erzeugungsmix getroffen werden. Die zweite Zeile beschreibt die Schwankungen der Regionserzeugungen. Die dritte Zeile beschreibt die Standardabweichungen für eine österreichweite Vernetzung sowohl für die einzelnen Erzeugungsformen als auch für den Mix entsprechend der zuvor beschriebenen energetischen Zusammensetzung.

Tabelle 27: Standardabweichungen der Jahreserzeugungen

Jahresschwankung	Laufwasserkraft	Windkraft	Photovoltaik	Erzeugungsmix	 Effekt - Vernetzung
σ Station	-	19,5 %	7,8 %	-	
σ Region	10,4 %	15,5 %	4,6 %	5,0 %	
σ Österreich	5,6 %	8,4 %	4,4 %	3,3 %	
Effekt - Erzeugungsmix 					

Der Effekt der Vernetzung wirkt sich bei der Windkraft und Photovoltaik unterschiedlich aus. Während bei der Photovoltaik das Zusammenschalten der einzelnen Stationserzeugungen die Standardabweichung von 7,8 % auf 4,6 % reduziert werden kann, wirkt sich die überregionale Vernetzung mit einer Reduktion auf 4,4 % vergleichsmäßig gering aus. Bei der Windkraft hingegen fällt der Effekt der österreichweiten Vernetzung mit einer Reduktion von 15,5 % auf 8,4 % stärker aus als jene der Stationsvernetzung.

Bei Wasserkraft und dem Gesamterzeugungsmix ist durch die überregionale Vernetzung jeweils ein deutlicher Rückgang der Schwankung der Jahreserzeugung zu erkennen.

Betrachtet man den Übergang der einzelnen Erzeugungswertreihen hin zur Gesamterzeugung, so lässt sich der Effekt des Energiemix erkennen. Bei der österreichischen Gesamterzeugung liegt die Streuung des Energiemix unterhalb jener der Photovoltaik, welche hier die sicherste Erzeugungsform darstellt.

Die Auswertung hat gezeigt, dass die Photovoltaik sowohl regional als auch bezüglich der österreichischen Jahreserzeugung die geringsten Schwankungen aufweist. Die Wasserkraft und die Windkraft weisen speziell regional deutlich höhere Unsicherheiten auf. Trotz dieser höheren Schwankungen führt das Hinzumischen dieser beiden Erzeugungsformen zur verhältnismäßig gesicherten Erzeugung aus Photovoltaik zu einem insgesamt noch sichereren Erzeugungsmix.“ (Groiß, et al., 2011)

2.10.3 Schwankungen der Jahresdauerlinien

Die folgenden Inhalte wurden im Rahmen der 7. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU-Wien veröffentlicht. (Groiß, et al., 2011)

„Im Folgenden wird beschrieben, wie sich ein Jahr mit hoher Erzeugung von einem Jahr mit niedriger Erzeugung unterscheidet. In Abbildung 34, Abbildung 35, Abbildung 36 und Abbildung 37 sind die Jahresdauerlinien der Erzeugungsformen Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik sowie des Erzeugungsmix dargestellt.

Die Jahresdauerlinien der Wasserkraft lassen erkennen, dass in jedem untersuchten Jahr der maximale Einspeisewert nahezu der installierten Leistung gleicht. Die Dauerlinien weisen zu jedem Zeitpunkt in etwa die gleiche Schwankungsbreite auf. Der Verlauf der Jahresdauerlinien ist insofern nicht einheitlich, da das Jahr welches im Bereich 100 % bis 60 % der installierten Leistung schlechtere Erzeugungswerte aufweist, anschließend im Bereich 60 % bis 40 % deutlich überdurchschnittlich ist (siehe dunkelgrüne Linie). Weiters lässt sich aus diesem Diagramm ablesen, dass die Wasserkrafterzeugung je nach Jahr immer mindestens 30 % bis 40 % der installierten Leistung beträgt.

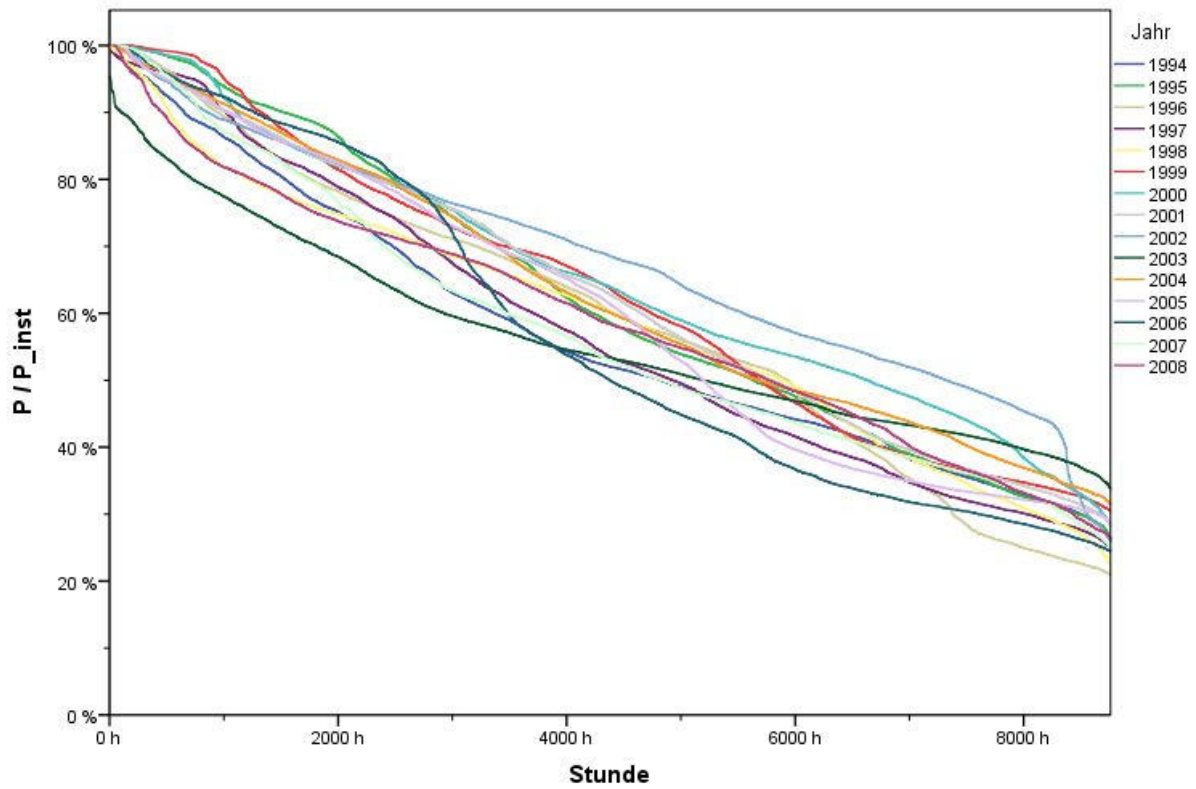


Abbildung 34: Jahresdauerlinien der Wasserkraft

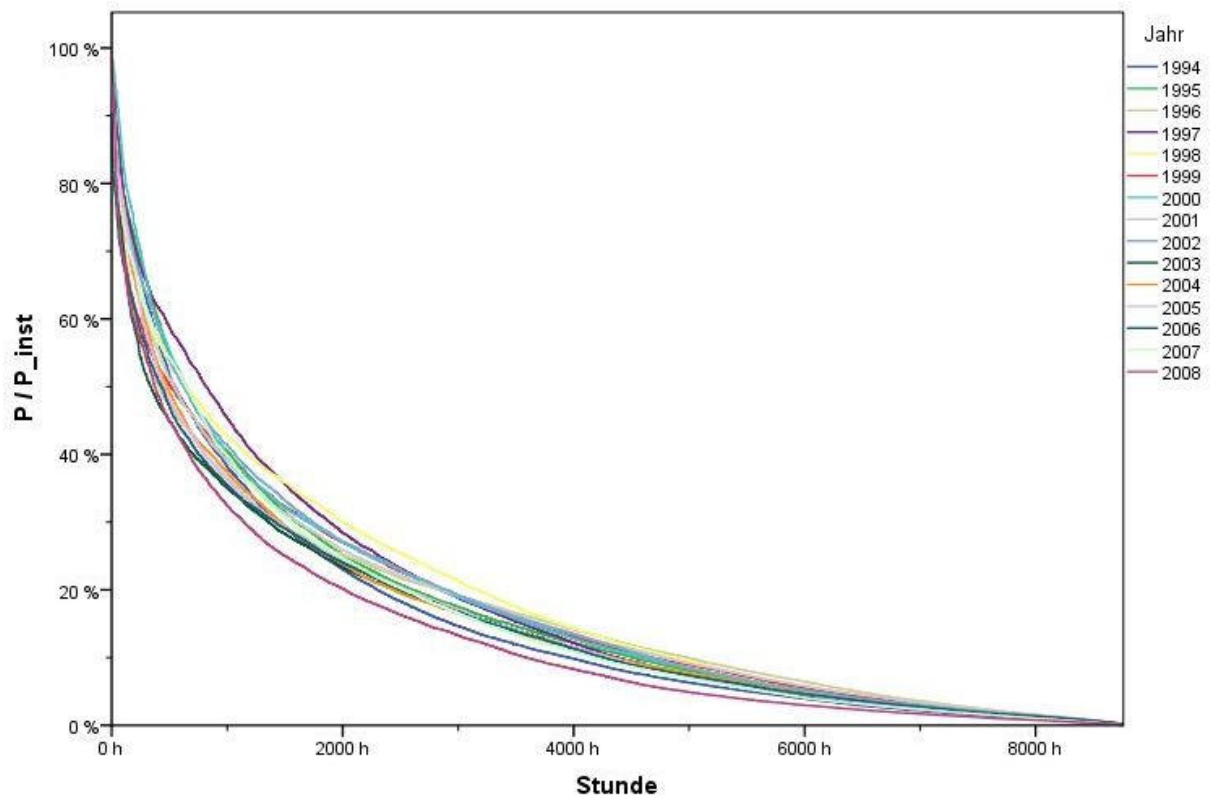


Abbildung 35: Jahresdauerlinien der Windkraft

Wie bei der Wasserkraft, gibt es bei der Windkraft ebenfalls in jedem Jahr eine maximale Einspeisung welche nahezu gleich der installierten Leistung ist (siehe Abbildung 35). Allerdings ist diese Zeit hier kürzer. Die Unterschiede zwischen den Jahren sind deutlich bei ca. 1000 h abzulesen. Für diese Stundenangabe schwankt die Erzeugungsleistung in etwa zwischen 35 % und 50 % der installierten Leistung. Weiters ist aus den Kurven abzulesen, dass es relativ selten zur Situation einer österreichweiten Windeinspeisung gleich Null kommt. Dafür ist aber der Zeitbereich rund um 10 % der installierten Leistung verhältnismäßig groß. Im Gegensatz zur Wasserkraft weisen die Kurven eine einheitliche Form auf. Die Kurven kreuzen sich seltener.

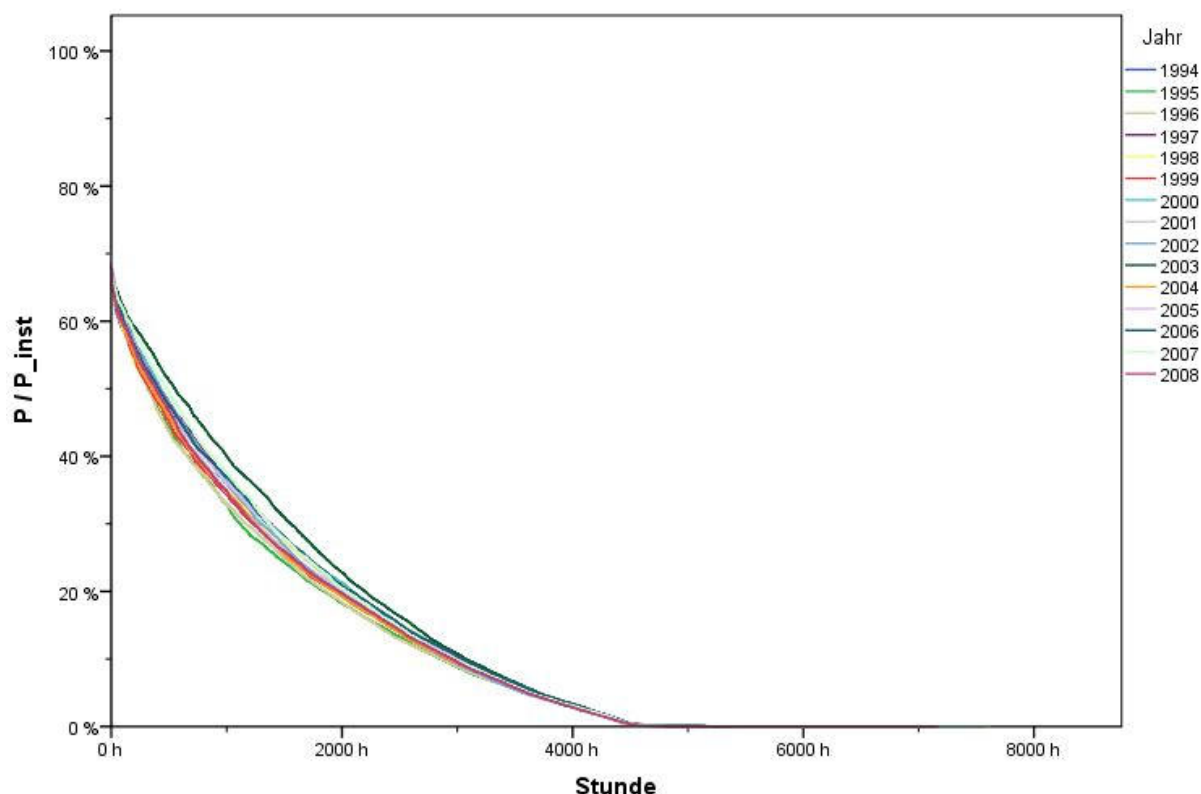


Abbildung 36: Jahresdauerlinien der Photovoltaik

Die dargestellten Jahresdauerlinien der Photovoltaik (Abbildung 36) lassen erkennen, dass die maximal eingespeiste Leistung in etwa bei 70 % der installierten Leistung liegt. Dieser Wert ist über den beobachteten Jahren sehr konstant. Ebenso liegt der Wert der gesamten Betriebsstunden sehr gleichmäßig bei etwa 4500 h. Somit unterscheiden sich Jahre mit hoher Erzeugung von jenen mit niedriger Erzeugung genau durch die Zeitdauer des mittleren Leistungsbereichs.

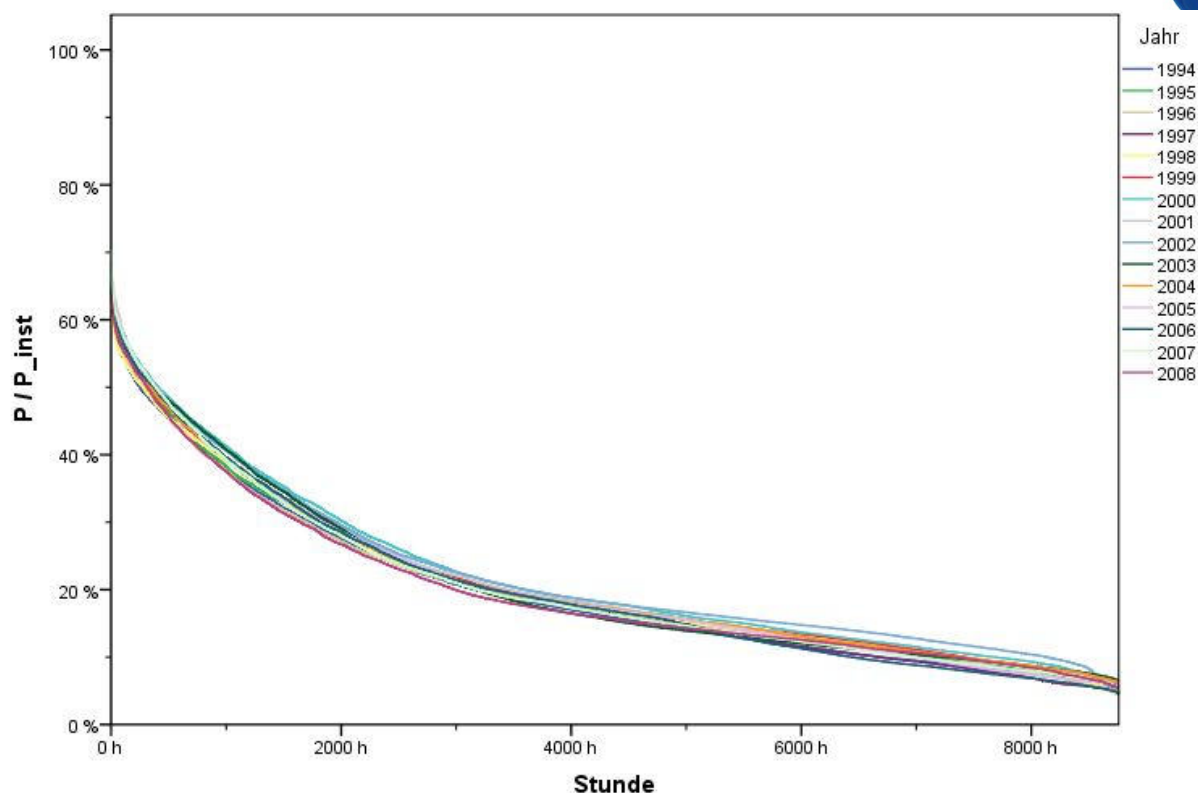


Abbildung 37: Jahresdauerlinien des Erzeugungsmix

In Abbildung 37 sind die Jahresdauerlinien des Erzeugungsmix dargestellt. Dieser weist die Kombination der zuvor beschriebenen Eigenschaften auf. So liegt die maximale Einspeisung bei etwa 60 % der installierten Leistung, was über den Photovoltaikanteil begründet werden kann. Bis etwa 4000 h ist der abfallende Verlauf der Windkraft und Photovoltaik zu sehen. Danach gleichen die Dauerlinien stark jenen der Wasserkraft.“ (Groiß, et al., 2011)

2.10.4 Jahresdauerlinien der Erzeugungsdifferenz

Im Folgenden wird die Differenz aus dargebotsabhängiger Erzeugung und Verbrauch dargestellt. Die dargebotsabhängige Erzeugung setzt sich aus Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik zusammen. Die Erzeugung aus Speicherkraftwerken ist hier noch nicht berücksichtigt. Diese flexibel einsetzbare Erzeugung wird den Defiziten der Erzeugung entgegengesetzt.

Entsprechend Kapitel 2.9.3 werden die beiden Szenarien LZ-1 und MZ-1 näher analysiert. Diese gehen jeweils vom Ausbau der Wasserkraft aus und unterscheiden sich im Jahresstromverbrauch. Während LZ-1 von der Beibehaltung des Stromverbrauchs aus dem Jahr 2008 ausgeht, wird im Szenario MZ-1 mit einer 25 %-igen Steigerung gegenüber 2008 gerechnet.

Szenario LZ-1

In Abbildung 38 ist die Jahresdauerlinie der Differenz aus dargebotsabhängiger Erzeugung und Verbrauch dargestellt. Positive Werte bedeuten dabei einen Erzeugungsüberschuss. Der Durchtritt der Differenzkurve durch die Nulllinie erfolgt bei 3288 h. Dies bedeutet, dass 3288 h im Jahr ein Erzeugungsüberschuss vorliegt. Die restlichen 5472 h liegt ein Erzeugungsdefizit vor. Energetisch sind die beiden Flächen unter der Kurve vor und nach dem Nulldurchgang nicht gleich. Dies liegt daran, dass die Erzeugung aus dem Regelarbeitsvermögen der Speicherkraftwerke mit 10.288 GWh/a hier noch nicht eingerechnet ist.

Neben der Jahresdauerlinie der Differenz aus Erzeugung und Last sind in Abbildung 38 auch die Leistungs-Zeit-Kennlinien der Pumpspeicherkraftwerke (im Pump- und Turbinenbetrieb) sowie der Speicherkraftwerke dargestellt. Die Bestimmung dieser Kennlinien ist in Kapitel 2.11.2 beschrieben. Auf der Erzeugungsüberschussseite ist die Dauerlinie der Pumpspeicherung (blaue Kennlinie) dargestellt. Dies entspricht dem Pumpvermögen aller österreichischen Pumpspeicherkraftwerke bei vollen Unterseen und leeren Oberseen. Zum Zeitpunkt $t=0$ ist die maximale Pumpleistung von 4,79 GW erkennbar. Allerdings steht diese Leistung nicht dauerhaft zur Verfügung. Durch das Wegfallen jener Kraftwerke an denen die Oberseen gefüllt sind bzw. die Unterseen entleert werden, verringert sich die maximal mögliche Pumpleistung auf die in Betrieb befindlichen Pumpspeicherkraftwerken. Im Bereich des Erzeugungsdefizits sind die Kurven der Speicherkraftwerke (grün) und der Pumpspeicherkraftwerke (violett) im Turbinenbetrieb eingezeichnet. Der Verlauf der Pumpspeicherkraftwerke stellt dabei nur den Anteil der Speicherkraftwerke dar, welcher wieder reversibel hochgepumpt werden können. Die Kennlinie der Speicherkraftwerke (grün) ist somit die Summe aus reversiblen und nichtreversiblen Anteil.

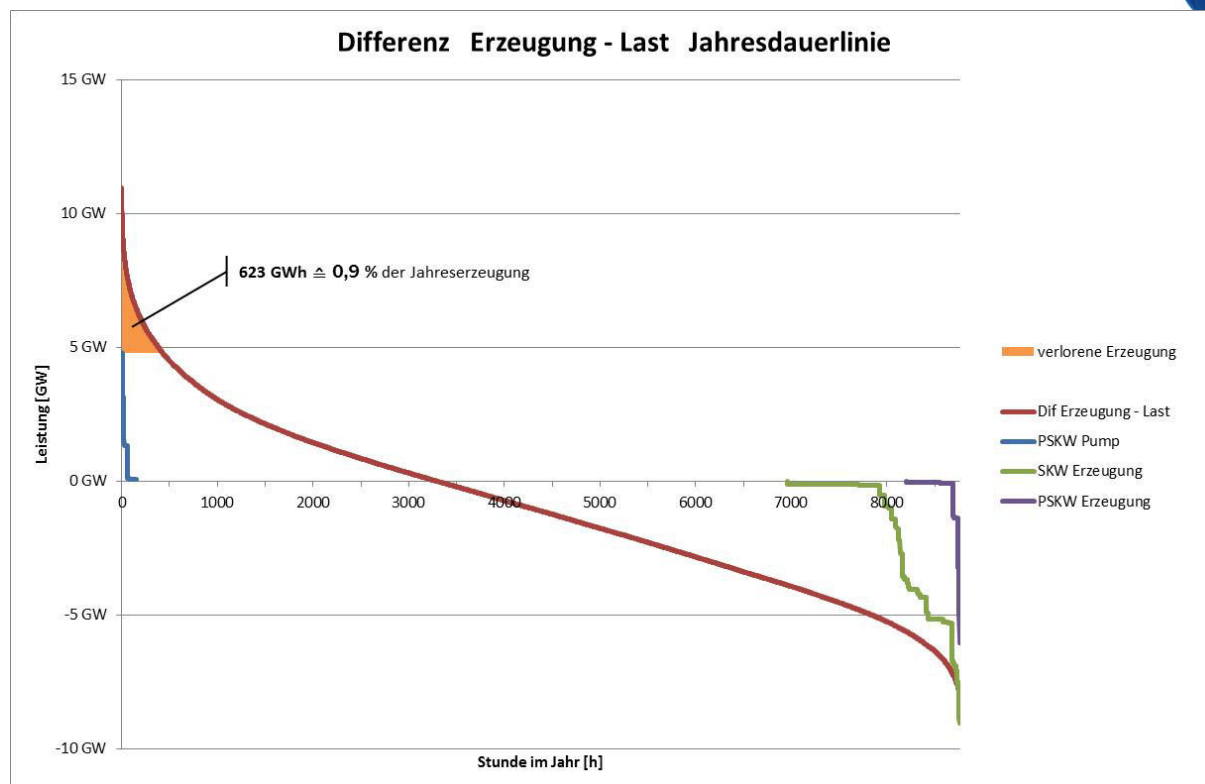


Abbildung 38: Szenario LZ-1 - Jahresdauerlinie der Differenz aus dargebotsabhängiger Erzeugung mit dem Verbrauch, sowie die Leistungs-Zeit Kennlinien von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken

Die Dauerlinie der Differenz in Abbildung 38 zeigt bei der Stunde 8760 einen Wert von $-8,6 \text{ GW}$. Diese großen Erzeugungsdifferenzen kommen typischerweise in jenen Situationen zustande, in denen weder eine Erzeugung aus Windkraft noch aus Photovoltaik vorliegt. In der betrachteten 15-jährigen Periode tritt diese Situation auch in Kombination mit einem Lastwert im Bereich der Spitzenlast auf. Somit wird diese nur durch die Erzeugung aus Laufwasserkraft verringert. Die Dauerlinie der Speicherkraftwerke zeigt, dass diese von der Turbinenleistung her in der Lage sind, das maximal auftretende Erzeugungsdefizit zu decken. Die Dauerlinie zeigt jedoch, dass diese maximale Leistung nur für eine verhältnismäßig kurze Zeit bereitgestellt werden kann. Es wird hier von vollständig gefüllten Oberseen und dem maximalen Speichervermögen der österreichischen Speicherkraftwerke ausgegangen. Die Fläche unter der grünen Kurve beträgt 3.000 GWh. Dies ist der Energieinhalt der einmalig, ohne Berücksichtigung des natürlichen Zuflusses abgearbeitet werden kann. Auch die Spitzenleistung der Erzeugung aus dem reversiblen Betrieb nur durch Pumpspeicherkraftwerke kommt mit 6 GW in die Größenordnung des auftretenden Defizits. Jedoch ist hier die Fläche unter der Kurve mit 143 GWh begrenzt. Dies ist jene Erzeugung, welche anschließend durch Pumpbetrieb wiederum speicherbar ist.

Im Bereich des Erzeugungsüberschuss zeigt sich bei der Stunde $t=0$ ein Überschuss von 11 GW. Damit ist die überschüssige Erzeugung nochmals genauso groß, wie die auftretende maximale Last, welche ebenfalls 11 GW beträgt. Abbildung 38 zeigt, dass diese Leistung von den Pumpspeicherkraftwerken nicht aufgenommen werden kann. Deren Spitzenleistung beträgt in Summe 4,8 GW. Der orange Bereich beschreibt jene Energie welche aufgrund der

zu hohen überschüssigen Einspeiseleistung nicht von den Pumpspeicherkraftwerken aufgenommen werden kann. Dies beschreibt den „best case“, da hier angenommen wird, dass für all jene Zeitpunkte jeweils die maximale Pumpleistung zur Verfügung steht. Die Verluste betragen dann 623 GWh, was rund 0,9 % der Jahreserzeugung entspricht.

Die Fläche unter der blauen Kurve entspricht jener Energie, welche unter idealen Rahmenbedingungen einmalig in die Speicherseen eingespeichert werden könnte (siehe Kapitel 2.11.2). Diese ist mit 143 GWh deutlich geringer als der gesamte Überschuss von 7.782 GWh. In der Dauerlinie geht die Information über die zeitliche Abfolge der auftretenden Leistungen verloren. Daher kann anhand dieser Abbildung keine Aussage getroffen werden, ob die Erzeugungsüberschüsse hintereinander auftreten oder ob sich diese mit den Defiziten abwechseln. Dies bestimmt den benötigten Speichereinhalt welcher in Kapitel 0 berechnet wird.

Szenario MZ-1

Im Folgenden wird die gleiche Betrachtung wie in Abbildung 38 durchgeführt. Einziger Unterschied dieses Szenarios ist, dass nun der Jahresverbrauch um 25 % höher ist.

Die Ergebnisse sind in Abbildung 39 dargestellt. Im Bereich des Erzeugungsdefizits zeigt sich, dass nun die Leistung der Speicherkraftwerke mit 9 GW nicht mehr ausreicht, um das größte Defizit von 11,4 GW zu decken. Weiters kann abgelesen werden, dass nun der Punkt, an dem die Nulllinie durchschritten wird, um rund 300 h nach links auf den Wert 3033 h rückt. Durch den höheren Jahresstromverbrauch muss der Anteil an Photovoltaik und Windkraft gesteigert werden. Dies bringt eine Verringerung der durchschnittlichen Volllaststundenzahl der Gesamterzeugung mit sich und begründet den zuvor beobachteten Effekt.

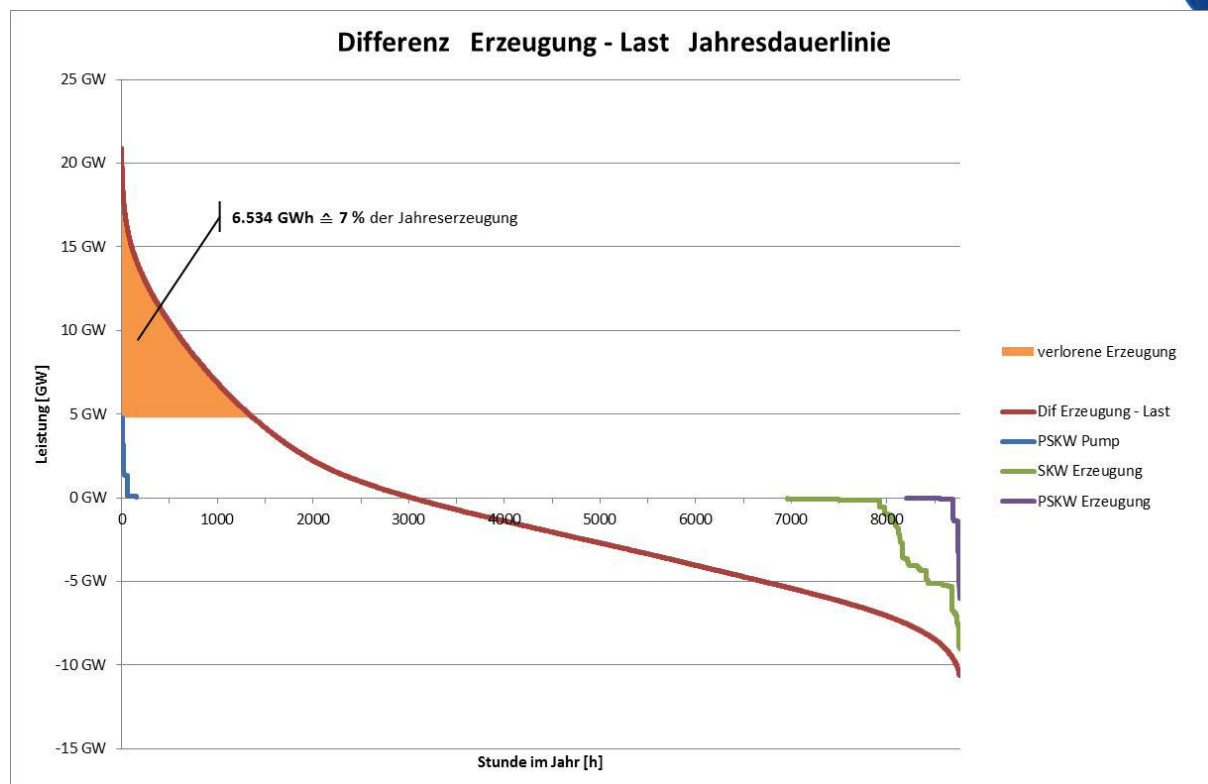


Abbildung 39: Szenario MZ-1 - Jahresdauerlinie der Differenz aus dargebotsabhängiger Erzeugung mit dem Verbrauch, sowie die Leistungs-Zeit Kennlinien von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken

Der gesteigerte Anteil an Photovoltaik und Windkraft bringt eine überproportional erhöhte installierte Leistung gegenüber dem zuvor betrachteten Szenario LZ-1 mit sich. Dadurch ist die maximal überschüssig eingespeiste Leistung in Abbildung 39 mit 20,9 GW in etwa doppelt so hoch als zuvor. Da es sich hier um die Differenzdauerlinie handelt, ist der Verbrauch bereits abgezogen. Von der nun überschüssig vorhandenen Erzeugungsleistung von 20,9 GW können 4,8 GW durch Pumpspeicher verwendet werden. Die restliche Leistung von 16,1 GW kann nicht verwendet werden und stellt eine verlorengangene Erzeugung dar. Selbst wenn immer die maximale Leistung der Pumpspeicherung zur Verfügung stehen würde, beträgt der Energieinhalt der verlorengangenen Erzeugung 6.534 GWh. Dies entspricht 7 % der Gesamterzeugung dieses Szenarios. Die gesamte überschüssige Energie beträgt 16.132 GWh. Dem stehen die zuvor beschriebenen 143 GWh Energieinhalt der Pumpspeicherung gegenüber. Allerdings ist auch hier zu beachten, dass die Dauerlinien keinen Aufschluss über die zeitliche Abfolge von Überschüssen und Defiziten liefern.

Gerade im Bereich der verlorengangenen Erzeugung ist zu beobachten, dass die Verbrauchssteigerung um 25 % deutliche Auswirkungen besitzt. Im Vergleich dazu steigt die verlorengangene Erzeugung von 623 GWh auf 6.534 GWh um 1.000 %!

2.10.5 Ausgleichseffekte

Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse und Erkenntnisse basieren im Wesentlichen auf (Boxleitner, et al., 2011). Es soll gezeigt werden, welche Auswirkungen die Verknüpfung

von verschiedenen Erzeugungstechnologien innerhalb von Regionen und über Regionsgrenzen hinweg haben.

In einem ersten Schritt werden Optimierungsziele definiert, der Optimierungsrahmen abgesteckt und die Optimierungsmethoden vorgestellt. Darauf aufbauend werden die Ergebnisse der regionalen und globalen Optimierung gezeigt und gegenübergestellt, um so die Ausgleichseffekte zu zeigen.

Optimierungsziele

Das zentrale Element im betrachteten Energiesystem, welches den ständigen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch an elektrischer Energie sicherstellt, sind Speicher, wobei die konkrete Technologie (Pumpspeicher, chemische Speicher in Elektrofahrzeugen etc.) hier noch keine Rolle spielt. Es soll damit gezeigt werden, in welcher Größenordnung (Energieinhalt und Leistung) Speicher verfügbar sein müssen, um den an sie gestellten Anforderungen in einem überwiegend regenerativen System gerecht zu werden.

Das übergeordnete Ziel der Optimierung ist es, die Erzeugungswertreihen so zu kombinieren, dass sich dadurch ein minimaler Speicherbedarf ergibt. Für das zu simulierende Gesamtsystem wurde eine Einteilung der Speicher in Tages- und Jahresspeicher angenommen. Aufbauend auf dieser Unterteilung wurden folgende sechs Optimierungsziele, gegliedert in drei Gruppen, definiert:

- *Intraday*: Diese Gruppe dient der Betrachtung des Energieinhaltes der Tagesspeicher.
 - *Minimaler Überschuss intraday*: Bei diesem Optimierungsziel wird angestrebt, die Erzeugungszeitreihen so zu kombinieren, dass sich der maximal auftretende Überschuss (mehr Erzeugung als Last) innerhalb eines Tages minimiert. Dies kann beispielsweise als Maß für den minimalen Speicherinhalt des Untersees eines Pumpspeicherkraftwerk interpretiert werden, welcher für den Tagesausgleich notwendig wäre. Aufgrund der hier noch fehlenden Speicherbewirtschaftung darf dies aber nicht mit den tatsächlichen Speicherkapazitäten verwechselt werden, die für einen ganzjährigen Systembetrieb notwendig sind.
 - *Minimales Defizit intraday*: Ähnlich dem obigen Ziel werden hier die Aufbringungswertreihen so gewichtet, dass sich das maximale Defizit (mehr Last als Erzeugung) innerhalb eines Tages minimiert. Interpretieren lässt sich dies als der minimale Energieinhalt des Obersees eines Speicherkraftwerks, welches für den Ausgleich innerhalb eines Tages zuständig ist. Auch hier wurde die Speicherbewirtschaftung noch vernachlässigt, weshalb dies nicht als Speichermaß für den tatsächlichen Systembetrieb interpretiert werden kann.
- *Intrayear*: Diese Gruppe dient der Betrachtung des Energieinhaltes der Jahresspeicher. Die Ergebnisse können als Maß für Größenordnungen der Speicherseen bei Pumpspeicherkraftwerken verstanden werden.

- *Minimaler Überschuss intrayear*: Bei diesem Optimierungsziel wird die Idee verfolgt, den maximalen Überschuss innerhalb eines Jahres durch die ideale Gewichtung der Erzeugungszeitreihen zu minimieren.
- *Minimales Defizit intrayear*: Obigem Beispiel folgend, sollen in diesem Fall die Wertereihen so kombiniert werden, dass das maximale Defizit innerhalb eines Jahres minimiert wird.
- *Stundenwert*: Diese Gruppe dient der Betrachtung der Leistungen von Pumpen bzw. Turbinen der Speicher.
 - *Minimaler positiver Stundenwert*: Ziel ist es, die regenerativen Aufbringungszeitreihen so zu kombinieren, dass der maximale, positive Stundenwert (mehr Erzeugung als Last) minimal wird. Damit kann auf die notwendige Pumpleistung geschlossen werden.
 - *Minimaler negativer Stundenwert*: Es gilt hier die Gewichtung der Erzeugungszeitreihen so zu optimieren, dass der maximale, negative Stundenwert (mehr Last als Erzeugung) minimal wird. Daraus ergibt sich ein Maß für die notwendige Turbinenleistung bei Speicherkraftwerken.“ (Boxleitner, et al., 2011)

Optimierungsrahmen

„Durch die Festlegung von acht Regionen eröffnet sich die Möglichkeit die Optimierung „regional“ bzw. „global“ durchzuführen:

- *Regionale Optimierung*: Es werden die regionalen Erzeugungswertereihen (jeweils eine Wertereihe für Wind, PV und Wasserkraft) zu einem Mix kombiniert, welcher im Zusammenwirken mit der regionalen Last das Optimierungsziel am besten erfüllt.
- *Globale Optimierung*: Hier werden alle Erzeugungszeitreihen (jeweils acht Wertereihen für Wind, PV und Wasserkraft) verwendet, um damit einen idealen Erzeugungsmix für Österreich zu generieren. Im Vergleich zur regionalen Optimierung besteht hier die Möglichkeit auch Ausgleichseffekte über Regionen hinweg zu nutzen, um damit gegebenenfalls den Gesamtspeicherbedarf zu senken.“ (Boxleitner, et al., 2011)

Optimierungsmethoden

„Der allgemeine Ansatz zum Lösen des hier dargestellten Problems basiert darauf, in einem ersten Schritt für den jeweils zu untersuchenden Erzeugungsmix und den zu geografischen Betrachtungsraum den worst-case zu ermitteln. Beispielsweise wird beim Optimierungsziel „Minimaler Überschuss intraday“ aus allen Tagesüberschüssen (im Betrachtungszeitraum von 15 Jahren handelt es sich dabei um 5479 Tage) der schlechteste (= höchste) Wert ermittelt. Dies stellt den worst-case für den gewählten Mix dar. Nun wird die Zusammenstellung der Erzeugung durch eine andere Gewichtung der Zeitreihen verändert und wiederum der schlechteste Fall gesucht. Unter allen schlechtesten Fällen wird nun der beste Fall (= Minimum), und damit das optimale Mixverhältnis der Erzeugungstechnologien für den betrachteten Bereich bestimmt.

Für die Suche des optimalen Erzeugungsmix wurden unterschiedliche Ansätze angedacht, welche nachfolgend kurz dargestellt werden:

- *Enumeration*: Dabei wurde versucht, alle möglichen Kombinationen von Erzeugungsmixen zu durchlaufen und den oben dargestellten Algorithmus des Findens des Minimums in einer Menge von Maxima anzuwenden. Diese Vorgehensweise stößt jedoch schnell an ihre Grenzen, da die Menge der Varianten, beeinflusst durch verschiedenen Parameter wie Schrittweite, Anzahl der Erzeugungszeitreihen, etc., sehr schnell ansteigt („Kombinatorische Explosion“).

Im Rahmen der regionalen Optimierung (zwei Erzeugungswertreihen, energetische Volldeckung: Summe der Erzeugungsgewicht ist 100 %, Schrittweite: 1 % → 101 mögliche Kombinationen) konnten hier noch brauchbare Ergebnisse in angemessener Rechenzeit erzielt werden. Durch Ausdehnung des Optimierungsrahmens auf 16 Erzeugungsreihen (acht Regionen mal 2 Erzeugungsreihen (Wind und PV)) bei einer Schrittweite von 1 % und energetischen Volldeckung sind $2,4 \cdot 10^{18}$ Kombinationen möglich. Dies stellt einen sehr hohen Rechenaufwand dar und erfordert die Suche nach alternativen Methoden.

- *Optimierungsmodell*: Unter Zuhilfenahme verschiedener Softwarelösungen (z.B. Excel-Solver) wurden Optimierungsmodelle aufgestellt, welche gute Lösungen auch bei globaler Optimierung in vertretbarer Rechenzeit liefen. Es kann jedoch aufgrund der hochgradigen Nichtlinearität des Problems mit den bereitgestellten Methoden (z.B. Gradientenverfahren, etc.) nicht sichergestellt werden, dass das globale Optimum gefunden wird. Dies zeigt sich vor allem daran, dass durch die Vorgabe unterschiedlicher Startwerte verschiedene, lokale Optima gefunden werden.
- *Monte Carlo Simulation*: Um dem Problem der unterschiedlichen lokalen Optima bei verschiedenen Startwerte entgegen zu treten, wurde eine Monte Carlo Simulation implementiert. Unter Zuhilfenahme von gleichverteilten Zufallszahlen wird in diesem Fall eine Vielzahl von Startwerten generiert, auf deren Basis das zuvor beschriebene Optimierungsmodell angewendet wird. Es können damit Mixverhältnisse ermittelt werden, welche als Startwerte für Gradientenverfahren in einem weiteren Schritt genauer untersucht werden. Aufgrund der hohen Anzahl an möglichen Kombinationen ist eine entsprechend große Menge an Startbedingungen zu generieren, weshalb auch hier die Rechenzeit sehr hoch ist.“ (Boxleitner, et al., 2011)

Ergebnisse und Ausgleichseffekte

„Es werden die Ergebnisse des Optimierungsprozesses für die unterschiedlichen Zielfunktionen dargestellt, wobei ausgehend von der regionalen Optimierung die Regionsergebnisse präsentiert werden. Der Übergang hin zum Optimum wird unter Anwendung zweier unterschiedlicher Ansätze durchgeführt, wodurch das Potenzial für Ausgleichseffekte gezeigt werden soll.

Für die hier dargestellten Ergebnisse wurde vereinfachend angenommen, dass jede Erzeugungstechnologie in der Lage ist, den Energiebedarf vollständig zu decken. Zudem

wurden für die weiteren Analysen nur die Erzeugung aus Windkraft und PV herangezogen.“ (Boxleitner, et al., 2011)

Regionale Optima

„Die moderate Anzahl an Mischungsmöglichkeiten, unter den Voraussetzungen einer regionalen energetischen Voldeckung der Last bei einer Schrittweite von 1%, erlaubt es, das Verfahren der Enumeration anzuwenden. Tabelle 28 fasst die Ergebnisse der Optimierung für das Ziel „minimaler Überschuss intraday“ für jede Region zusammen. Aufgrund der Normierung der Eingangsdaten auf einen mittleren jährlichen Ertrag von 1000 1/a stellen die angegebenen Werte für Überschüsse und Defizite jeweils Anteile des mittleren Tagesertrags ($1000 \text{ 1/a} / 365 \text{ d/a} = 2,7397 \text{ 1/d}$) dar. So bedeutet beispielsweise von Wert von 0,22 (Region 2, Überschuss intraday), dass bei einem optimalen Mixverhältnis (hier: 95 % PV und 5 % Wind) 22 % des mittleren Tagesbedarfs in Form von Pumpenergie notwendig sind, um auch am schlechtesten Tag ausgeglichen bilanzieren zu können. Die Stundenwerte wurden in Anteile der Maximallast umgerechnet.

Tabelle 28: Regionale Ergebnisse der Optimierung "Minimaler Überschuss intraday" (grau hinterlegt) in Anteilen des mittleren Tagesbedarfs (Überschuss bzw. Defizit) bzw. in Anteilen der Maximallast (Stundenwert); Quelle: (Boxleitner, et al., 2011)

Region	PV-Anteil [%]	Wind-Anteil [%]	Überschuss intraday	Defizit intraday	Überschuss intrayear	Defizit intrayear	pos. Stundenwert	neg. Stundenwert
1	96	4	0,03	-0,02	1,65	-0,77	0,0601	-0,0133
2	95	5	0,22	-0,14	14,46	-7,28	0,5251	-0,1288
3	91	9	0,09	-0,06	5,37	-2,83	0,2367	-0,0569
4	97	3	0,12	-0,08	6,90	-4,21	0,3224	-0,0721
5	72	28	0,42	-0,26	20,65	-11,69	0,8863	-0,2346
6	86	14	0,16	-0,11	8,81	-4,52	0,3691	-0,0952
7	96	4	0,19	-0,13	12,63	-6,25	0,4258	-0,1130
8	78	22	0,47	-0,32	27,62	-15,01	1,0291	-0,2861
Summe			1,71	-1,12	98,08	-52,56	3,8545	-1,0000

Neben den Werten für das gewählte Optimierungsziel werden auch alle weiteren Ergebnisse der anderen Ziele berechnet. Hierbei handelt es sich nicht um die optimalen Werte, sondern lediglich um jene Ergebnisse, welche sich bei dem ermittelten Mixverhältnis ergeben.

Tabelle 29 zeigt die Ergebnisse für das Optimierungsziel „minimaler Überschuss intrayear“. Im Vergleich zu Tabelle 28 ergeben sich in diesem Fall wesentlich andere Mixverhältnisse für Windkraft und PV in den verschiedenen Regionen.“ (Boxleitner, et al., 2011)

Tabelle 29: Regionale Ergebnisse der Optimierung "Minimaler Überschuss intrayear" (grau hinterlegt) in Anteilen des mittleren Tagesbedarfs (Überschuss bzw. Defizit) bzw. in Anteilen der Maximallast (Stundenwert); Quelle: (Boxleitner, et al., 2011)

Region	PV-Anteil [%]	Wind-Anteil [%]	Überschuss intraday	Defizit intraday	Überschuss intrayear	Defizit intrayear	pos. Stundenwert	neg. Stundenwert
1	57	43	0,16	-0,02	1,14	-0,84	0,2000	-0,0133
2	36	64	0,60	-0,15	11,89	-6,37	0,9442	-0,1287
3	67	33	0,18	-0,07	4,73	-2,89	0,3478	-0,0569

4	92	8	0,17	-0,08	6,81	-4,21	0,4481	-0,0721
5	17	83	0,94	-0,27	17,18	-20,04	0,8767	-0,2329
6	77	23	0,23	-0,11	8,00	-4,49	0,4379	-0,0952
7	52	48	0,74	-0,13	9,96	-6,26	0,9400	-0,1130
8	15	85	0,96	-0,33	18,14	-20,42	0,8548	-0,2859
Summe			3,98	-1,16	77,85	-65,52	5,05	-0,9981

Globales Optimum und Ausgleichseffekte

„In einem ersten Schritt wurden die ermittelten Mixverhältnisse für die jeweiligen Optimierungsziele übernommen und damit eine Gesamterzeugungsreihe für Österreich, unter Zuhilfenahme der regionalen Gewichtungsfaktoren, berechnet. Für diese Wertereihe wurden wiederum alle Optimierungszielwerte (max. Überschuss intraday, max. Defizit intraday, etc.) ermittelt. Diese Ergebnisse wurden den Summen der Regionaloptimierung (Tabelle 28 und Tabelle 29) gegenübergestellt und so das Ausgleichspotenzial ermittelt. Die beschriebene Vorgangsweise entspricht der Idee, alle Regionen mit ihren regional optimalen Erzeugungsmixen mit einander zu verbinden. Tabelle 30 fasst die Ergebnisse zusammen. Man sieht, dass alleine das Zusammenschalten der, für sich optimalen, Regionen positive Auswirkungen auf die gewählten Systemparameter hat. Es lassen sich bei allen Parametern Verbesserung in einem Bereich zwischen 0,83 % und 33,67 % erzielen.“

Tabelle 30: Ausgleichseffekte durch Verschaltung der Regionen: Ergebnisse der regionalen und globalen Betrachtung in Anteilen des mittleren Tagesbedarfs (Überschuss bzw. Defizit) bzw. in Anteilen der Maximallast (Stundewert) sowie die Änderung (Delta) in Prozent für die Optimierungsziele „minimaler Überschuss intraday“ und „minimaler Überschuss intrayear“ (grau hinterlegt); Quelle: (Boxleitner, et al., 2011)

		Überschuss intraday	Defizit intraday	Überschuss intrayear	Defizit intrayear	pos. Stundenwert	neg. Stundenwert
min. Überschuss. intraday	regional	1,71	-1,12	98,08	-52,56	3,85	-1,00
	Verschaltung	1,56	-1,08	95,12	-50,72	3,35	-0,99
	Delta	-8,31%	-3,97%	-3,02%	-3,49%	-13,12%	-0,83%
min. Überschuss intrayear	regional	3,98	-1,16	77,85	-65,52	5,05	-1,00
	Verschaltung	2,67	-1,09	63,51	-43,46	3,96	-0,98
	Delta	-32,85%	-5,53%	-18,43%	-33,67%	-21,64%	-2,27%

Um die regional unterschiedliche Energieaufbringung und die durch Zusammenschaltung der Regionen erzielbaren Ausgleichseffekte zu veranschaulichen, werden im Folgenden Tagesverläufe auch grafisch dargestellt. Abbildung 40 zeigt die Tagesganglinien Erzeugung, Last und Speicher sowie die Erzeugung aus Windkraft und PV für alle acht Regionen für einen repräsentativen Tag (14.2.1997) für die idealen Erzeugungsmixe lt. Tabelle 29. Dabei sind die auftretenden Stundenleistungswerte auf die maximal auftretende Last $P_{\max_Last}$ normiert. Es zeigen sich hier regionale Erzeugungsspitzen, welche den Lastmaximalwert z.T. um ein Vielfaches (Region 6: mehr als achtfach) überschreiten. Zudem zeigen sich unterschiedliche Zusammensetzungen in der Erzeugungsstruktur: So ist am gewählten Tag die Region 1 Wind-dominiert, wohingegen Region 7 extrem PV-dominiert ist.

Abbildung 41 zeigt die normierten Ganglinien für den gleichen Tag, jedoch nach Verschaltung der Regionen – also über Gesamt-Österreich. Hier sieht man, dass die maximal auftretende Erzeugungsspitze zur Mittagszeit bei es dem 2,7-fachen der

Maximallast liegt. Durch das Zusammenführen der für sich optimalen Regionen können somit hohe Leistungsspitzen geglättet werden.

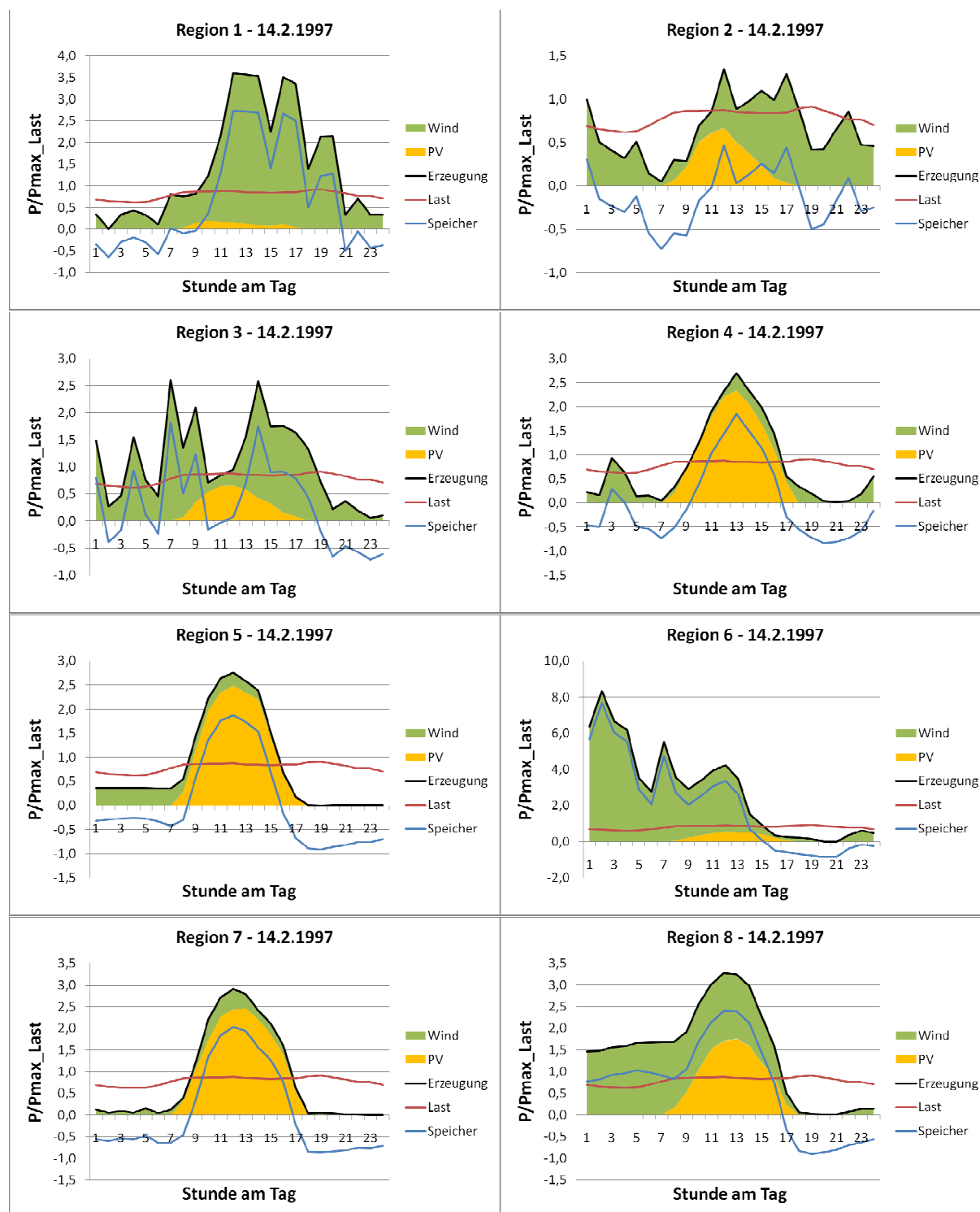


Abbildung 40: Auf die maximal auftretende Last $P_{\max_Last}$ normierte Tagesganglinien von Erzeugung, Last und Speicher sowie Erzeugung aus Windkraft und PV für acht Regionen; Quelle: (Boxleitner, et al., 2011)

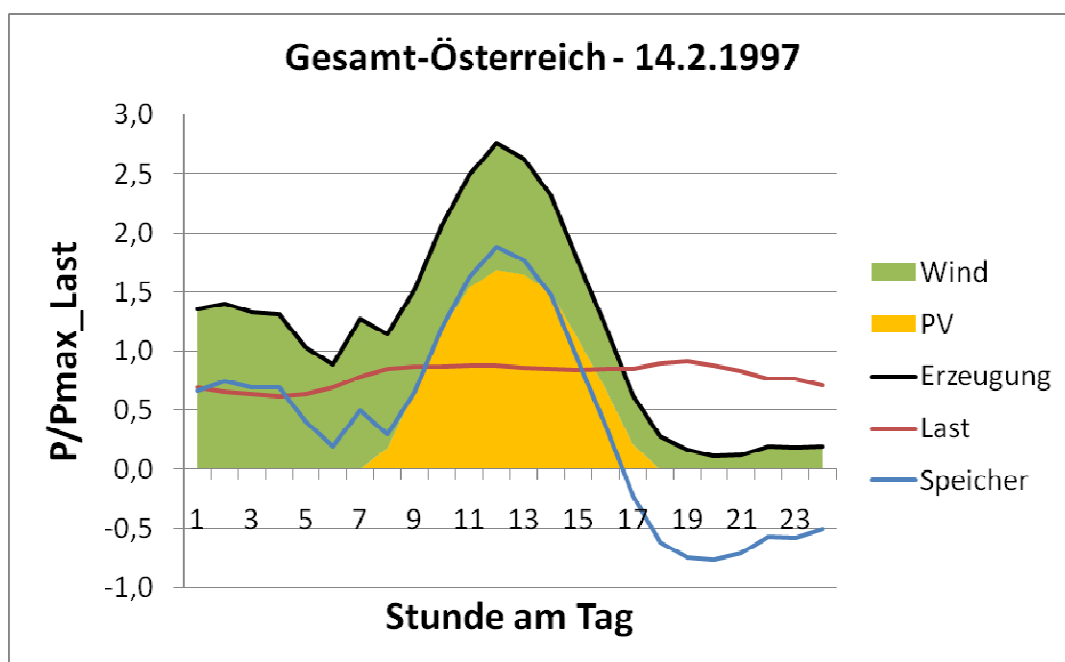


Abbildung 41: Auf die maximal auftretende Last P_{max_Last} normierte Tagesganglinien von Erzeugung, Last und Speicher sowie Erzeugung aus Windkraft und PV nach Verschaltung der acht Regionen zu Gesamt-Österreich;
Quelle: (Boxleitner, et al., 2011)

Trotz des hier gezeigten Verbesserungspotenzials handelt es sich hierbei noch nicht um das globale Optimum. Dieses wird mit Hilfe eines Optimierungsmodells ermittelt. Dabei wurde für die 16 Erzeugungswerte (acht Wind, acht PV) davon ausgegangen, dass sie am Beginn der Optimierung alle gleich stark gewichtet sind und die österreichische Last energetisch vollständig gedeckt werden kann. Für diese vorläufige Betrachtung wurden auch die regionalen Potenzialgrenzen außer Acht gelassen.

Tabelle 31 zeigt die Mixverhältnisse je Technologie und Region für das Optimierungsziel „minimaler Überschuss intraday“ bei globaler Optimierung, sowie die Regionsgewichtungen. Die Mixe in den Regionen sind sehr unterschiedlich. Da in dieser Berechnung die regionalen Potenzialflächen nicht berücksichtigt wurden, besteht für die „reale“ Umsetzung möglicherweise das Problem, dass nicht ausreichend Potenzial vorhanden ist.

In Tabelle 32 ist der Vergleich zwischen Optimum durch Verschaltung und globalem Optimum wiederum für das gleiche Optimierungsziel dargestellt. Es zeigt sich, dass das globale Optimum noch weiteres Einsparungspotenzial bei allen Zielen mit sich bringt.“
(Boxleitner, et al., 2011)

Tabelle 31: Ergebnisse der globalen Optimierung „minimaler Überschuss intraday“ - Mixanteile je Region und Technologie sowie Regionsgewicht; Quelle: (Boxleitner, et al., 2011)

	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5	Region 6	Region 7	Region 8
PV	90,8%	77,3%	67,1%	98,9%	48,4%	96,7%	70,8%	56,3%
Wind	9,2%	22,7%	32,9%	1,1%	51,6%	3,3%	29,2%	43,7%
Gewicht	22,5%	9,5%	10,9%	7,4%	16,9%	7,6%	10,6%	14,7%

Tabelle 32: Vergleich der Ergebnisse der regionalen Verschaltung und der globalen Optimierung in Anteilen des mittleren Tagesbedarfs (Überschuss bzw. Defizit) bzw. in Anteilen der Maximallast (Stundenwert) sowie die Änderung (Delta) in Prozent für das Optimierungsziele „minimaler Überschuss intraday (grau hinterlegt)“; Quelle: (Boxleitner, et al., 2010)

	Überschuss intraday	Defizit intraday	Überschuss intrayear	Defizit intrayear	pos. Stundenwert	neg. Stundenwert
Optimum Verschaltung	1,56	-1,08	95,12	-50,72	3,35	-0,99
Globales Optimum	1,46	-1,08	83,95	-45,98	3,50	-0,98
Delta	-6,5%	-0,2%	-11,7%	-9,3%	4,6%	-0,8%

Schlussfolgerungen

„Die regionale Optimierung nach unterschiedlichen Zielfunktionen hat gezeigt, dass sich die ergebenden Mixverhältnisse sehr wesentlich voneinander unterscheiden können, je nachdem, welches Kriterium angewendet wird. Durch Verschaltung der für sich optimalen Regionen konnten überregionale Ausgleichseffekte nachgewiesen werden. Je größer das betrachtete Gebiet ist, desto mehr Potenzial besteht für den Ausgleich bei den Erzeugungstechnologien, bedingt durch unterschiedliche Wetterlagen.

Es wurden Tagesganglinien analysiert, welche auch den Effekt des überregionalen Ausgleichs zeigen. So wurde an einem repräsentativen Beispiel gezeigt, dass die regionalen Erzeugungen Spitzen in der Größenordnung der 8-fachen Maximallast verursachen. Durch Verschaltung der Teilgebiete konnte hier eine wesentliche Verbesserung erreicht werden.

Fasst man alle verfügbaren Erzeugungszeitreihen in einer globalen Optimierung zusammen, so können dadurch noch weitere Verbesserungspotenziale in Form von Ausgleichseffekten und daraus resultierenden geringeren Speicherbedarf (Energieinhalt und Leistung) ausgeschöpft werden. Es empfiehlt sich somit, ohne noch Rücksicht auf den leitungsgebundenen Stromtransport Rücksicht zu nehmen, den zu optimieren Betrachtungsraum möglichst groß zu fassen.“ (Boxleitner, et al., 2010), S. 10)

2.10.6 Auswertung Differenz Erzeugung und Verbrauch

Um das Zusammenwirken der Datenreihen von Erzeugung und Verbrauch besser kennenzulernen und daraus auch Schlüsse für eine später zu implementierende Abarbeitung des natürlichen Zuflusses ziehen zu können, werden die nachfolgenden Analysen durchgeführt.

Hinsichtlich der Beschriftung der Diagramme in diesem Abschnitt wird darauf hingewiesen, dass in diesem Kapitel die Erzeugung von der Last abgezogen wird. Als Ergebnis erhält man die sogenannte Residuallast,

$$\text{Residuallast}(t) = \text{Last}(t) - \text{Erzeugung}(t)$$

$$t \in \{1, \dots, 131496\}.$$

Es wird die Differenz zu jedem Zeitpunkt t innerhalb des Betrachtungszeitraums von 15 Jahren auf Stundenbasis (= 131496 Stunden) gebildet.

Die Erzeugung ihrerseits setzt sich zusammen aus den gewichteten Summen der einzelnen Zeitreihen über alle Technologien (Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik), sowie über alle Regionen. Dabei wird ein bestimmter Erzeugungsmix zugrunde gelegt,

$$Erzeugung(t) = \sum_{Reg} \left(\sum_{Techn} (MixAnteil_{Reg,Techn} * Zeitreihe_{Reg,Techn}(t)) \right)$$

$Techn \in \{Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik\}$

$Reg \in \{1, \dots, 8\}$

Ausgangspunkt für die folgenden Überlegungen ist jeweils das Szenario LB-3, welches einen elektrischen Stromverbrauch auf Basis des Jahres 2008, sowie einen Ausbau der Laufwasserkraft unterstellt. Der Erzeugungsmix wurde auf Grundlage der höchsten Volllaststundenzahlen (Methode „-3“) ermittelt.

Es wurde eine Aufspaltung der Residuallast nach der Auftrittsstunde (Stunde am Tag) und nach Leistungsklassen (Auflösung: 1 GW) durchgeführt und die Auftrittshäufigkeiten in den einzelnen Zellen ermittelt. Das Ergebnis der relativen Häufigkeit über der Leistung und der Auftrittsstunden für alle Zeitpunkte innerhalb der 15-jährigen Betrachtungsperiode ist in Abbildung 42 (a: Vorderansicht, b: Rückansicht) dargestellt. Abbildung 43 zeigt die Projektionen in zwei Koordinatenachsen. Zusätzlich sind sämtliche Abbildungen auch im Anhang 6.7.1 (Abbildung 117 bis Abbildung 120) vergrößert dargestellt.

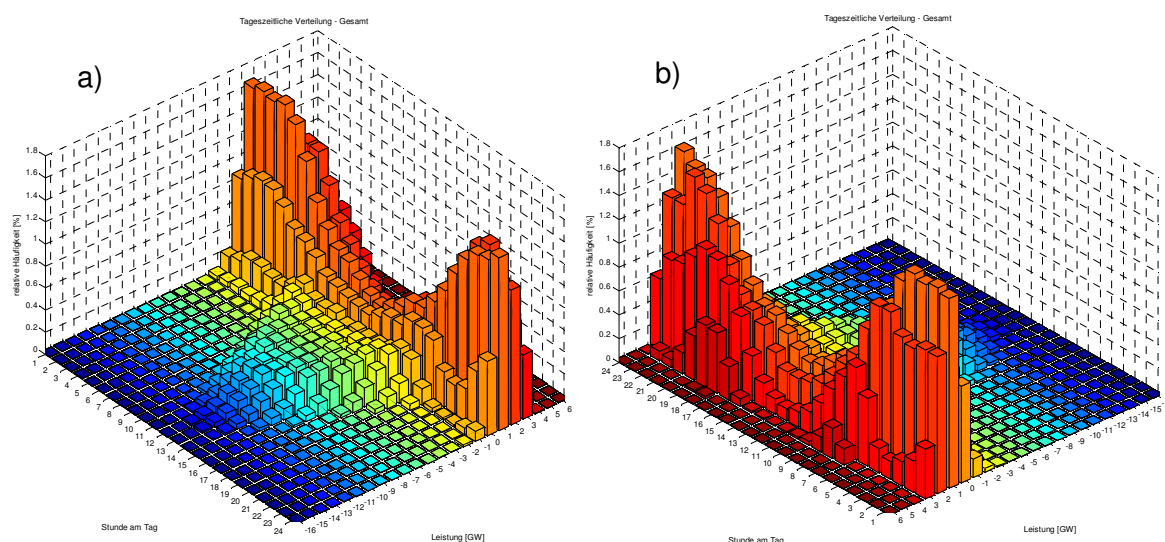


Abbildung 42: Histogramm - Rel. Häufigkeit des Auftretens bestimmter Leistungswerte zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Tages; a) Vorderansicht, b) Rückansicht

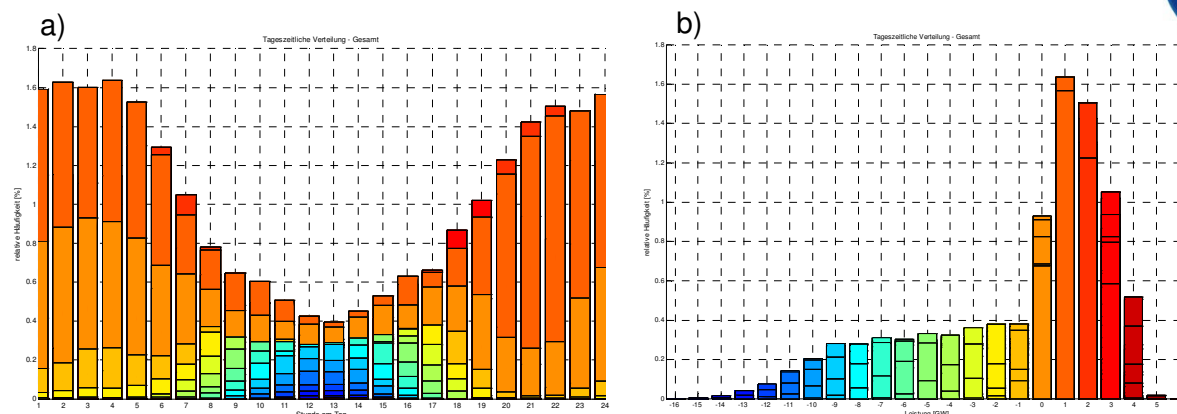


Abbildung 43: Histogramm-Projektion - Rel. Häufigkeit des Auftretens bestimmter Leistungswerte zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Tages; a) Vorderansicht, b) Seitenansicht;

Es sind folgende charakteristische Eigenschaften, welche eine regenerative Vollversorgung mit Laufwasserkraft, Wind und Photovoltaik auszeichnen, zu erkennen:

- In den Nachtstunden (18:00 Uhr bis 07:00 Uhr) treten sehr häufig kleine Defizite (mehr Verbrauch als Erzeugung, Bereich 1 bis 3 GW) auf.
- In den Morgen-/Vormittagsstunden (07:00 Uhr – 11:00 Uhr) und Nachmittags-/Abendstunden (16:00 Uhr bis 23:00 Uhr) treten die größten Defizite mit einer Höhe von 4 bis 5 GW auf.
- Unter Tags ist die Verteilung über die Leistungsklassen wesentlich ausgeglichener. Speziell um die Mittagszeit treten z.T. sehr hohe Erzeugungsüberschüsse, bedingt durch den hohen Anteil an Photovoltaik-Einspeisung, auf. Diese Spitzen können Werte von bis zu 15 GW erreichen.

Zusätzlich zur Betrachtung über den gesamten Zeitraum von 15 Jahren wurden auch jahrzeitliche Analysen durchgeführt. Dazu wurde das Jahr auf Basis von Monaten in folgende Teile aufgespalten:

- **Winter:** Jänner, Februar, Dezember
- **Sommer:** Juni, Juli, August
- **Übergangszeit:** März, April, Mai, September, Oktober, November

Die zugehörigen Diagramme finden Sie im Anhang 6.7.2 (Winter), Anhang 6.7.3 (Sommer) und Anhang 6.7.4 (Übergangszeit).

Im Winter sind sehr deutlich die geringeren Erzeugungsleistungen um die Mittagszeit zu erkennen. Diese liegen maximal in den Klassen von 7 bis 9 GW. Die nächtlichen Defizite fallen hier wesentlich häufiger aus. Zudem ist aufgrund der ausgeprägteren Morgen- und vor allem der Abendspitze die Auftrittswahrscheinlichkeit für hohe Defizite (4 bis 5 GW) wesentlich erhöht. Tendenziell ist eine Stauchung, sowie eine Verschiebung um eine Leistungsklasse in Richtung höherem Defizit im Vergleich zur Gesamtjahresbetrachtung zu erkennen.

Verglichen mit dem Winter zeigt sich im Sommer eine sehr ausgeprägte Mittagserzeugungsspitze, welche bis in die 15-GW-Klasse reicht. Die nächtlichen Defizite

fallen wesentlich geringer aus. Höchstwerte liegen hier in der 3-GW-Klasse. Die Defizite in den Morgenstunden sind hier weniger ausgeprägt als im Winter und die abendlichen Defizite verschieben sich zu späteren Zeitpunkten. Im Vergleich zum Gesamtjahr erfolgt eine leichte Verschiebung der Verteilung in Richtung höherer Überschüsse. Zudem sind die Wahrscheinlichkeiten für Überschüsse im mittleren Bereich (1 bis 9 GW) wesentlich höher.

Die Verteilung der Übergangszeit ähnelt sehr stark der Verteilung des Gesamtjahres. Lediglich im Bereich der Defizite kommt es in der Übergangszeit zu einer leichten Verschiebung in Richtung höhere Leistungsklassen.

2.11 Speichererhebung

2.11.1 Speichertechnologien

Die verschiedenen Arten der Energiespeicherung wurden bezüglich Leistungsvermögen, Wirkungsgrad, Lebensdauer, Betriebs- und Investitionskosten sowie Speichervermögen verglichen. Für den „größtechnischen“ Einsatz kommen primär nur die (Pump-) Speicherkraftwerke, die Druckluftkraftwerke sowie sekundär die Batterien und Supraleitende Energiespeicher in Frage.

Die detaillierte Ausarbeitung der Literaturrecherche ist im Anhang 6.5 zu finden.

2.11.2 Potenziale Speicherkraftwerke in Österreich

Die aktuelle Situation von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ist hinsichtlich des vorhandenen Potenzials zu analysieren. Hierbei sind der geplante Ausbau bis 2020 und die technischen Restpotenziale ebenfalls zu beschreiben.

Charakteristische Daten der jeweiligen Technologie und Limitierungen im Betriebsverhalten sind zu erheben. Diese dienen als Parameter für ein Modell, welches das Speicherverhalten nachbilden soll, um die Bewertung möglicher Restrisiken der Unterdeckung abschätzen zu können.

Datenerhebung

Als Grundlage wurden folgende Daten für alle Kraftwerke tabellarisch erfasst:

- Kraftwerksbetreiber, Kraftwerksbezeichnung, Kraftwerksgruppe
- Kraftwerkstyp
- Speicher, Gewässer
- Oberes Stauziel
- Speicherinhalt
- Ausbaufallhöhe
- Ausbaudurchfluss
- Engpassleistung
- Pumpenleistung
- Regelarbeitsvermögen
- Bundesland
- Mittlere Rohfallhöhe
- Einteilung in Regionen nach AP1
- Energieinhalt laut Betreiber

Als vorwiegende Quellen standen die Angaben der Betreiber in deren Internetauftritt zur Verfügung. Bei fehlenden Angaben galt es den Betreiber zu kontaktieren bzw. sinnvolle Abschätzungen zu treffen.

Getroffene Annahmen und Einschränkungen

Oft treten Speicherkraftwerke als Kraftwerksketten auf, bei denen es eine oder mehrere Oberstufen und zu meist einer Haupt- bzw. Unterstufe gibt. Als finaler Abfluss dient fast immer ein Fluss, dessen Wasser auch vermehrt über Laufkraftwerke abgearbeitet wird.

Die einzelnen Kraftwerke einer Kraftwerkskette unterliegen aufgrund natürlicher, historischer oder technischen Gegebenheiten unterschiedlichen Beschränkungen in Durchfluss, Leistung, Speichereinhalt oder Pegelstand. Daher müssen für jede Kraftwerkskette individuelle Annahmen getroffen werden, die zu den nachfolgenden Modellen vereinfacht werden.

Aufgrund der Beschränktheit der zur Verfügung stehenden Daten muss eine Näherung der Gegebenheiten erfolgen. Bei der Berechnung des nutzbaren Energieinhalts wird die potentielle Energie des Speicherkraftwerks über $E = m \cdot g \cdot h \cdot \eta_{KW}$ berechnet, wobei vereinfacht der Wirkungsgrad η_{KW} des Kraftwerks und die Höhendifferenz h als Konstante angenommen werden.

Nicht immer sind eindeutige Daten verfügbar, da bestimmte Begriffe oder Größen von Betreibern unterschiedliche Verwendung finden. Wo möglich wird die Verwendung des Wertes als Kommentar konkretisiert. Darüber hinaus werden fehlende Daten abgeschätzt und markiert.

Fehlende Höhendifferenzen werden über den Höhenunterschied der Kraftwerksstufen approximiert.

Der Ausbaudurchfluss wird gegebenenfalls mittels der Formel $Q_{KW} = \frac{P}{8 \cdot h}$ angenähert.

Um den Verlauf der Leistung über die Zeit zu ermitteln, wird der natürliche Zufluss der Becken in diesem Schritt vernachlässigt und die Becken zu einem bestimmten Zeitpunkt als voll angenommen.

Der Wirkungsgrad η_{KW} eines Speicherkraftwerks ist in der Realität nicht konstant, wird aber in diesem Dokument als konstant angenommen und abgeschätzt, da Informationen über Wirkungsgrade nicht zur Verfügungen stehen.

Modellierung Speicherkraftwerk

Zur Vereinfachung wird versucht, Speicherkraftwerksketten bestehend aus mehreren Kraftwerken und Speicherseen auf folgendes einfaches Modell zu reduzieren. (siehe Abbildung 44)

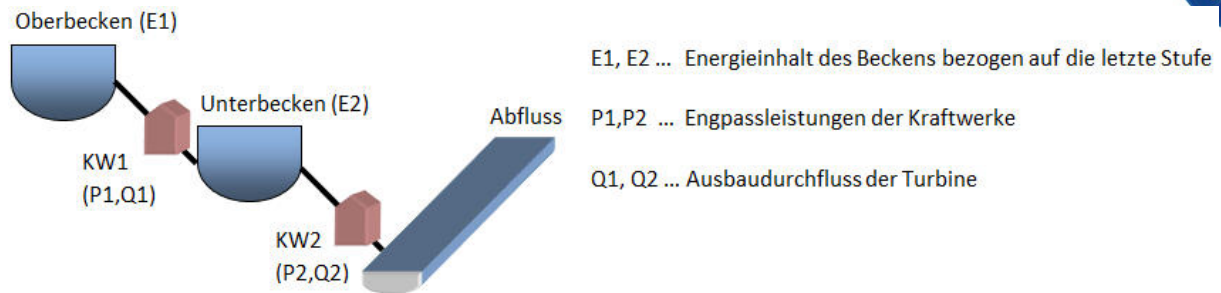


Abbildung 44: Modellierung Speicherkraftwerk

Nutzbarer Energieinhalt bezogen auf die letzte Kraftwerksstufe:

$$E_{\text{letzt}} = m_{\text{Wasser}} \cdot g \cdot h_{\text{ges}} \cdot \eta_{\text{KW}} = V_{\text{Becken}} \cdot \rho_{\text{Wasser}} \cdot g \cdot h_{\text{ges}} \cdot \eta_{\text{KW}}$$

Nutzbarer Energieinhalt bezogen auf die nächste Kraftwerkstufe:

$$E_{\text{Stufe}} = m_{\text{Wasser}} \cdot g \cdot h_{\text{Ausbau}} \cdot \eta_{\text{KW}} = V_{\text{Becken}} \cdot \rho_{\text{Wasser}} \cdot g \cdot h_{\text{Ausbau}} \cdot \eta_{\text{KW}}$$

In einer Kraftwerkskette können nicht alle Kraftwerke gleichzeitig mit voller Leistung betrieben werden, da es Limitierungen bezüglich der Ausbaudurchflüsse geben kann. Zum Beispiel kann, bezogen auf den Standardfall, das Unterbecken (UB) einen geringeren Ausbaudurchfluss als das Oberbecken (OB) aufweisen. Bei vollgefüllten Becken würde das Unterbecken sein oberes Stauziel verletzen, wenn vom Oberbecken Wasser mit vollem Durchfluss kommen würde. Das Unterbecken könnte das zufließende Wasser nicht in genügendem Ausmaß weiterleiten.

Bei Speicherkraftwerken werden folgende Fallunterscheidungen anhand des Standardfalls getroffen: (siehe Tabelle 33)

Tabelle 33: Betriebssituationen Fallunterscheidungen

Fall:	OB>UB	OB<UB
Q1<Q2	1	2
Q1>Q2	3	4

Für jeden der dargestellten Fälle wurden die Zeitpunkte ermittelt, an denen eine Limitierung der abgegebenen Leistung erfolgt. Im Fall 3 wird sich z.B. eine Leistungsbegrenzung einstellen. Da hier die mögliche Zuflussgeschwindigkeit in den Untersee größer ist als die Abflussgeschwindigkeit, wird die Leistung der Oberstufe verringert sobald der Untersee durch den größeren Obersee gefüllt wurde.

Eine genaue Beschreibung für die zeitliche Abfolge der Limitierungen ist im Anhang unter Kapitel 6.6 zu finden.

Modellierung Pumpspeicherkraftwerk

Für Speicherkraftwerke mit Pumpbetrieb gilt die Voraussetzung, dass ein Pumpspeicherkraftwerksbetrieb jederzeit möglich sein soll. Daraus folgt, dass beim Standardfall Ober- und Unterbecken nicht gleichzeitig vollgefüllt sein können. Ein Pumpspeicherkraftwerksbetrieb wäre sonst nicht möglich. Falls es kein Unterbecken geben sollte, sondern ein Fluss als Pumpwasserlieferant auftritt, dann ist das Oberbecken als vollgefüllt anzusehen.

Der Pumpspeicherkraftwerksbetrieb entspricht dem reversiblen Betrieb. Im Standardmodell für Pumpspeicherkraftwerke wird als Ausgangszustand für den Entleerungsvorgang angenommen, dass ein Pumpbetrieb gerade nicht möglich ist, wenn nicht vorher Wasser turbiert wurde. Dies entspricht dem Extremfall, der für die Berechnung des Leistungsverlaufs interessant ist. Für den Entleerungsvorgang eines Kraftwerks ist nun der irreversible Betrieb, unter obiger Nebenbedingung, von Interesse. (siehe Abbildung 45)

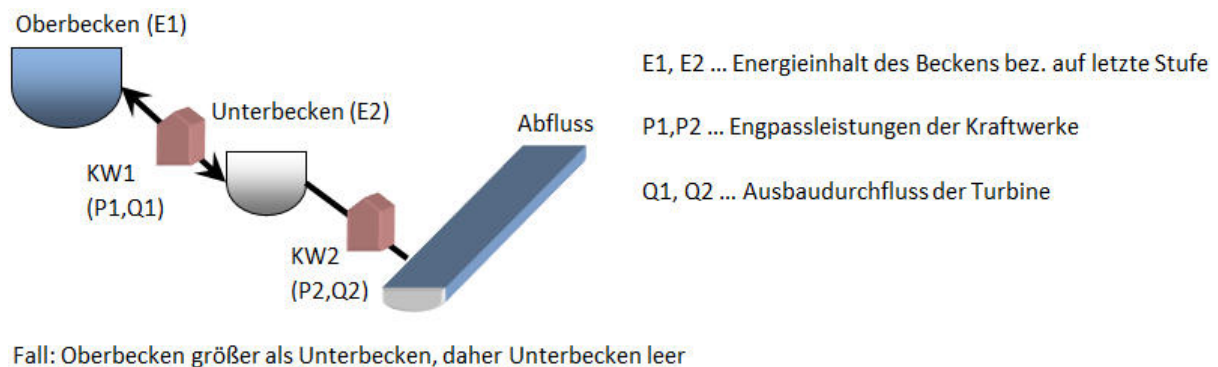


Abbildung 45: Modellierung Pumpspeicherkraftwerk

Nutzbarer Energieinhalt bezogen auf die letzte Kraftwerksstufe:

$$E_{\text{letzt}} = m_{\text{Wasser}} \cdot g \cdot h_{\text{ges}} \cdot \eta_{\text{KW}} = V_{\text{Becken}} \cdot \rho_{\text{Wasser}} \cdot g \cdot h_{\text{ges}} \cdot \eta_{\text{KW}}$$

Nutzbarer Energieinhalt bezogen auf die nächste Kraftwerkstufe:

$$E_{\text{Stufe}} = m_{\text{Wasser}} \cdot g \cdot h_{\text{Ausbau}} \cdot \eta_{\text{KW}} = V_{\text{Becken}} \cdot \rho_{\text{Wasser}} \cdot g \cdot h_{\text{Ausbau}} \cdot \eta_{\text{KW}}$$

Nutzbarer reversibler Energieinhalt des Pumpspeichers:

$$\begin{aligned} E_{\text{Pump}} &= \min(m_{\text{Wasser,Becken1}}; m_{\text{Wasser,Becken2}}) \cdot g \cdot h_{\text{Ausbau}} \cdot \eta_{\text{KW}} \\ &= \min(V_{\text{Becken1}}; V_{\text{Becken2}}) \cdot \rho_{\text{Wasser}} \cdot g \cdot h_{\text{Ausbau}} \cdot \eta_{\text{KW}} \end{aligned}$$

Ebenso wie beim Speicherkraftwerk, wird auch beim Pumpspeicherkraftwerke eine Fallunterscheidung durchgeführt (Tabelle 34)

Tabelle 34: Betriebssituationen Fallunterscheidungen

Fall:	OB>UB	OB<UB
Q1<Q2	1	2
Q1>Q2	3	4

Eine genaue Beschreibung für die zeitliche Abfolge der Limitierungen ist im Anhang unter Kapitel 6.6 zu finden.

Endergebnis

Das zuvor beschriebene Prinzip wurde auf alle in Österreich in Betrieb befindlichen, in Bau befindlichen oder fix projektierten (Pump-)Speicherkraftwerke angewendet. Dabei wurden vor allem bei Kraftwerksketten die möglichen Einschränkungen berücksichtigt.

In Tabelle 35, Tabelle 36 und Tabelle 37 sind die gesammelten Ergebnisse nach Bundesland, Region bzw. nach Kraftwerkstypen aufgelistet.

Tabelle 35: Aufteilung der Kraftwerke nach Bundesländern (Wien aufgrund fehlender Speicherkraftwerke nicht angeführt)

Nach Bundesländern	Kraftwerk pro Bundesland	Engpassleistung (EPL) ges. in MW	Regelarbeitsvermögen (RAV) in GWh	Energieinhalt bez. auf die letzte Stufe in GWh	Pumpspeicherkw. Energieinhalt in GWh	Engpassleistung nur Speicherkw. in MW	Engpassleistung nur Pumpspeicherkw. in MW
Tirol	13	2431,6	3289,6	1227,6	12,8	1551,6	880,0
Salzburg	21	1757,2	1775,0	498,6	69,8	548,9	1208,3
Vorarlberg	18	1950,7	2346,3	575,9	8,9	712,7	1238,0
Kärnten	17	1955,9	1820,7	948,7	47,1	290,0	1665,9
Steiermark	6	199,3	760,0	9,0	0,0	199,3	0,0
OÖ	7	77,4	228,0	24,3	1,1	51,9	25,5
NÖ	3	66,9	68,4	22,8	2,8	18,9	48,0
Wien	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe:	85	8438,9	10288,0	3306,8	142,5	3373,2	5065,7

Tabelle 36: Aufteilung der Kraftwerke nach Regionen

Nach Regionen	Kraftwerk pro Region	Engpassleistung (EPL) ges. in MW	Regelarbeitsvermögen (RAV) in GWh	Energieinhalt bez. auf die letzte Stufe in GWh	Pumpspeicherkw. Energieinhalt in GWh	Engpassleistung nur Speicherkw. in MW	Engpassleistung nur Pumpspeicherkw. in MW
I	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
II	51	4893,3	5948,6	1796,1	88,5	1953,5	2939,8
III	14	1776,7	2210,5	1368,4	8,6	1115,7	661,0
IV	9	1372,9	1168,8	88,3	41,2	79,0	1293,9
V	5	119,7	218,4	24,2	3,9	52,7	67,0
VI	4	236,5	676,2	24,7	0,4	132,5	104,0
VII	2	39,8	65,5	5,2	0,0	39,8	0,0
VIII	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe:	85	8438,9	10288,0	3306,8	142,5	3373,2	5065,7

Tabelle 37: Aufteilung der Kraftwerke nach Kraftwerkstypen

Nach KW-Typen	Kraftwerk pro Typ	Engpassleistung (EPL) ges. in MW	Regelarbeitsvermögen (RAV) in GWh	Energieinhalt bez. auf die letzte Stufe in GWh	Pumpspeicherkw. Energieinhalt in GWh	Engpassleistung nur Speicherkw. in MW	Engpassleistung nur Pumpspeicherkw. in MW
TSp	33	766,0	2576,0	5,8	0,0	755,0	11,0
WSp	10	1260,4	1975,8	30,2	2,8	767,4	493,0
JSp	42	6412,5	5736,2	3270,8	139,7	1850,8	4561,7
Summe	85	8438,9	10288,0	3306,8	142,5	3373,2	5065,7

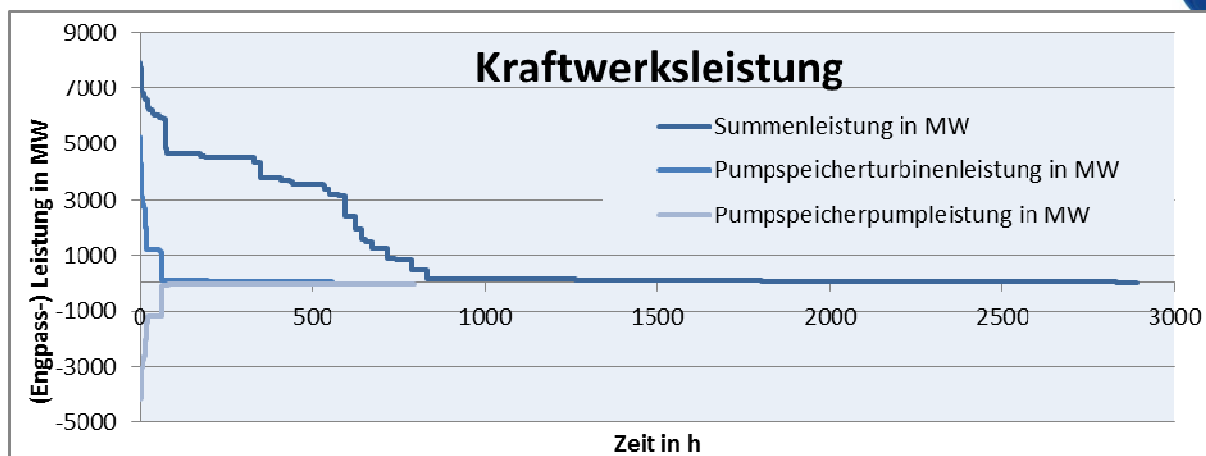


Abbildung 46: zeitliche Entwicklung der verfügbaren Summenleistung der Kraftwerke

Die akkumulierte Erzeugung entspricht der Fläche unter der Summenleistungskurve und ergibt 3.013 GWh.

Abbildung 46 zeigt den Extremfall eines einmaligen Entladevorgangs des Gesamtsystems, der aufgrund des fehlenden natürlichen Zuflusses zustande kommt. Die Summenleistungskurve setzt sich dabei aus der Summe aus den theoretischen reversiblen und irreversiblen Anteil zusammen. Der reversible Anteil ist als Pumpspeicherturbinenleistung explizit angegeben, der irreversible Anteil ist die Differenz zwischen Summenleistungs- und Pumpspeicherturbinenleistungskurve. Nochmals ist zu betonen, dass es sich hier nur um die Darstellung eines einmaligen Entladevorgangs aller Kraftwerke handelt, bei dem sowohl Speicherkraftwerke als auch Pumpspeicherkraftwerke im Turbinenbetrieb Wasser abarbeiten. Abbildung 47 ist ein Ausschnitt aus Abbildung 46 und zeigt den Bereich der Leistungsabgabe der Speicherkraftwerke.

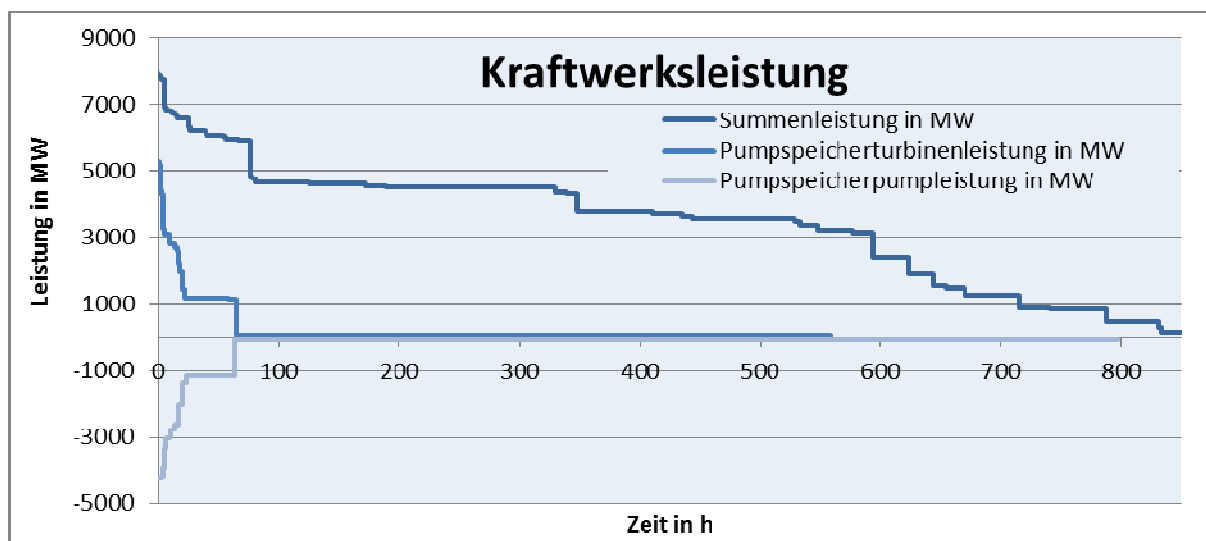


Abbildung 47: zeitliche Entwicklung der verfügbaren Summenleistung der Kraftwerke, geänderter Maßstab

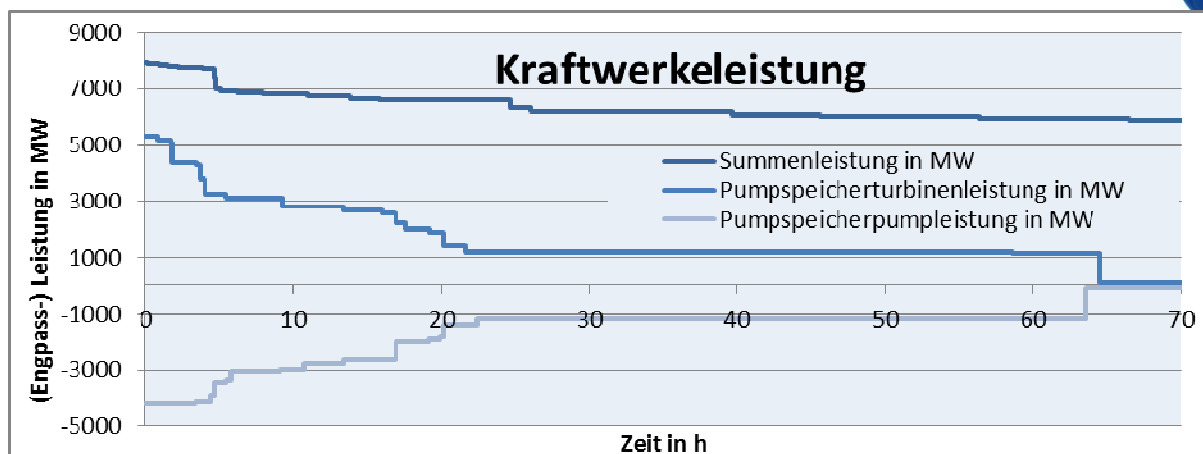


Abbildung 48: zeitliche Entwicklung der verfügbaren Summenleistung der Kraftwerke, geänderter Maßstab

Aus der Abbildung 48 kann man sehr gut die Zeitdauer und den Verlauf eines vollständigen Ladevorgangs der Kraftwerke in Gesamtbetrachtung erkennen, der durch die Pumpspeicherpumpleistungskurve dargestellt wird.

Die akkumulierte Erzeugung der Pumpspeicherturbinen entspricht der Fläche unter der Pumpspeicherturbinenleistungskurve und ergibt 143,25 GWh.

Die akkumulierte Leistungsaufnahme der Speicherpumpen entspricht der Fläche unter der Pumpspeicherpumpleistungskurve und ergibt 142,572 GWh.

Der Unterschied zwischen Erzeugung und Leistungsaufnahme der Pumpspeicherkraftwerke begründet sich durch die nicht immer gleich große installierte Leistung der Pumpen und Turbinen eines Kraftwerks.

Vergleich mit E-Control

Im Rahmen der jährlichen Erhebungen zur Bestandsstatistik sind von den öffentlichen Erzeugern sowie den Eigenerzeugern für alle Kraftwerke, die zumindest eine Engpassleistung von 1 MW haben, anlagenrelevante Merkmale zu melden (E-Control (Hrsg.), 2010a). Diese werden von der E-Control jährlich veröffentlicht und sind für das Jahr 2009 in Tabelle 38 angeführt.

Tabelle 38: Auszug der E-Control-Statistik über die Engpassleistungen der Kraftwerkstypen in Österreich (E-Control (Hrsg.), 2010a)

Kraftwerkspark in Österreich

Stichtag: 31. Dezember 2009

(Datenstand: August 2010)

Erzeugungskomponente / Kraftwerkstyp				Zuordenbare und andere Kraftwerke			
				Anzahl	Leistung in MW	Erzeugung in GWh	Ausnutzungsdauer in h
Wasser- kraftwerke	Lauf- kraftwerke	über 10 MW	(a)	91	4.501	25.206	5.600
		bis 10 MW	(a)	582	740	4.655	6.292
	Speicher- kraftwerke	über 10 MW	(a)	65	7.070	12.687	1.795
		bis 10 MW	(a)	42	135	442	3.264
	Sonstige Kleinwasserkraftwerke			1.809	219		k.A.
	Summe Wasserkraftwerke			2.589	12.665	42.990	3.394

Die Erhebung der installierten Leistung der E-Control ergibt eine Leistung von 7.205 MW. Zum Vergleich liefert die Datenerhebung im Projekt eine installierte Leistung von 8.439 MW. Die Differenz ergibt sich aus der Berücksichtigung neuer Kraftwerksprojekte.

In Bezug auf die Erzeugung wird vermutet, dass die E-Control nicht das Regelarbeitsvermögen, sondern die kombinierte Erzeugung durch natürlichen Zufluss und Pumpbetrieb angibt. Diese ist im Vergleich zum oben angeführten Regelarbeitsvermögen höher.

Die unterschiedliche Anzahl der Kraftwerke führt mit hoher Wahrscheinlichkeit auf die Nichtberücksichtigung einiger kleinerer Kraftwerke zurück, die für die Erhebung im Projekt nicht inkludiert wurden.

2.12 Optimaler Erzeugungsmix für minimalen Speicherbedarf

In diesem Kapitel wird der zentrale Punkt behandelt, welcher Erzeugungsmix im Sinne eines minimalen Speicherbedarfs (Energieinhalt und Leistung) bei verschiedenen Entwicklungen der Potenziale für Laufwasserkraft, des Verbrauchs sowie der Potenziale für die übrigen regenerativen Erzeugungstechnologien optimal ist.

Dazu wird in einem ersten Schritt die Abarbeitung des natürlichen Zuflusses in Speicherkraftwerken modelliert. Danach wird auf die Modellierung der Speicherverluste eingegangen. Auf diesen Erkenntnissen aufbauend wird schließlich das Optimierungsmodell erläutert und die gewonnenen Ergebnisse diskutiert.

In diesem Kapitel wird das zuvor betrachtete Residuallastmodell vorzeichenmäßig umgekehrt. Die neu eingeführte Rechengröße wird als *Leistungsbilanz* bezeichnet,

$$\begin{aligned} \text{Leistungsbilanz}(t) &= \text{Erzeugung}(t) - \text{Last}(t) \\ t &\in \{1, \dots, 131496\}. \end{aligned}$$

Die Leistungsbilanz entspricht der negativen Residuallast.

2.12.1 Abarbeitung des natürlichen Zuflusses

Datengrundlage für das zu entwickelnde Modell der Abarbeitung des natürlichen Zuflusses sind die in Kapitel 2.11.2 ermittelten und in Tabelle 37 aufgeschlüsselten Ergebnisse des jährlichen Regelarbeitsvermögens und der Engpassleistung von Speicherkraftwerken. Entscheidend ist auch die Einteilung nach Tages-, Wochen- und Jahresspeicher.

Ziel ist es nun, den zur Verfügung stehenden Speicher bestmöglich einzusetzen. Bestmöglich wird hier so interpretiert, dass große Defizite (= mehr Verbrauch als Erzeugung) über die verschiedenen Zeiträume möglichst gut gedämpft werden. Als einschränkende Nebenbedingung wird die Engpassleistung herangezogen. Sollte innerhalb des Betrachtungszeitraumes kein Defizit vorliegen, so wird die abzuarbeitende Energie zu Zeiten minimaler (positiver) Leistungsbilanzen dennoch abgerufen.

Die vorhandenen jährlichen Regelarbeitsvermögen für Tages-, Wochen- und Jahresspeicher werden gleichmäßig auf die jeweiligen Zeiträume (Tag, Woche bzw. Jahr) aufgeteilt. Es wird somit angenommen, dass das Dargebot über die jeweiligen Zeiträume konstant ist. Schaltjahre und unvollständige Woche am Beginn und Ende der Jahre werden ebenfalls berücksichtigt.

Die Optimierung des Speichereinsatzes erfolgt durch die Ermittlung einer optimalen Schwelle. Die Summe der Differenzwerte zwischen Leistungsbilanz und optimaler Schwelle über den jeweiligen Betrachtungszeitraum entspricht dem vorhandenen Regelarbeitsvermögen in dieser Zeitspanne. Die Engpassleistung wird auch hier als einschränkendes Kriterium berücksichtigt. Implementiert wird diese Funktion in Hinblick auf die später folgende Gesamtoptimierung in Matlab, unter Zuhilfenahme der Funktion *fzero*.

In einem ersten Schritt wird die Optimierung für alle Tage in Kombination mit dem Tagesspeicher durchgeführt. Darauf aufbauend wird die Optimierung für die Wochenspeicher, und wiederum darauf aufbauend für die Jahresspeicher durchgeführt. Das Schema ist in Abbildung 49 dargestellt. Als Ergebnis erhält man die sogenannte *Gesamtbilanz*, also die Leistungsbilanz ergänzt um das optimal eingesetzte Regelarbeitsvermögen (RAVAbarbeitung) zu jedem Zeitpunkt t ,

$$\text{Gesamtbilanz}(t) = \text{Leistungsbilanz}(t) + \text{RAVAbarbeitung}(t).$$

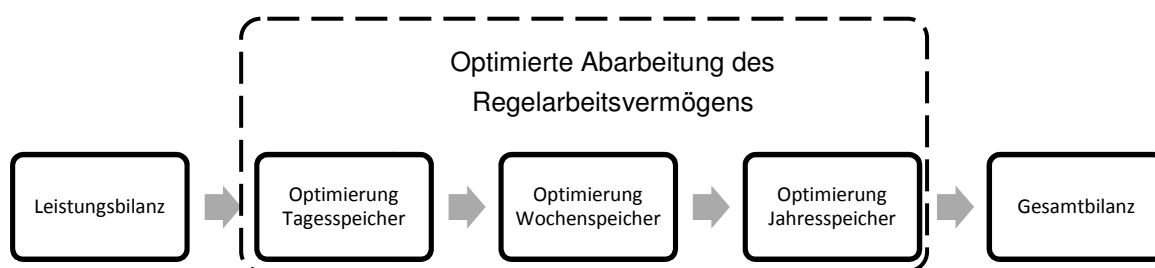


Abbildung 49: Schema der Speicheroptimierungsstufen

Der gewählte Optimierungsansatz kann auch aus ökonomischer Sicht interpretiert werden: Zu Zeiten, in denen die Leistungsbilanz minimal ist (minimale Erzeugung und maximale Last), werden auch die Preise für Energie steigen, weshalb es aus ökonomischer Sicht Sinn macht, die natürlichen Speicherpotenziale hier abzulassen.

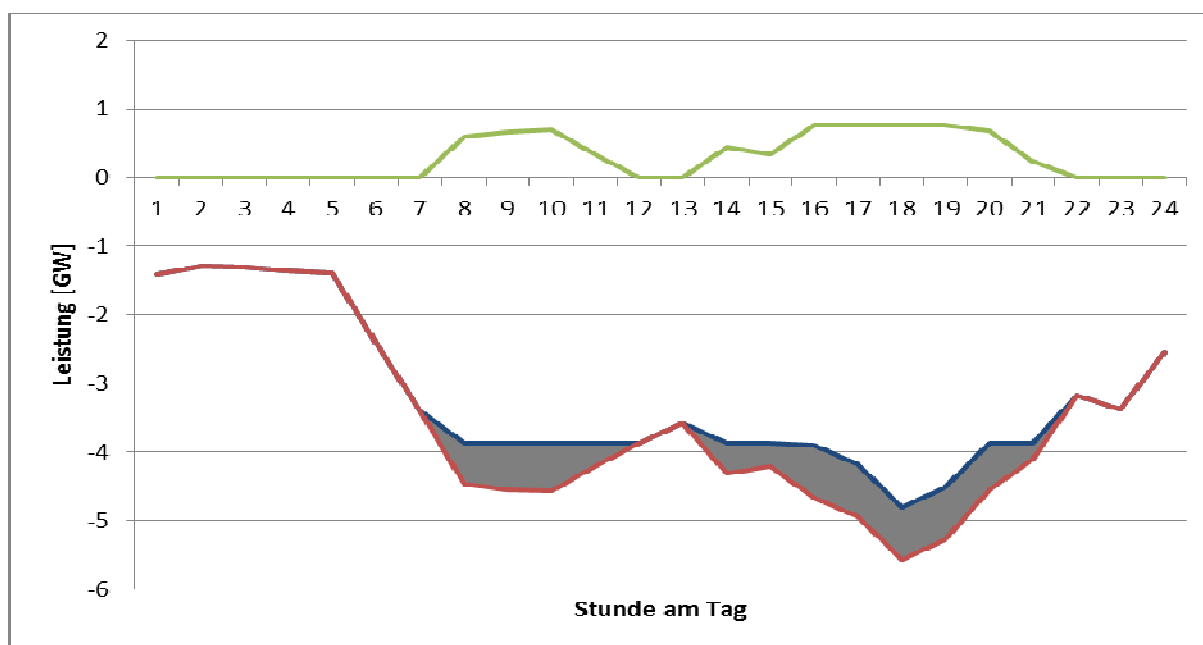


Abbildung 50: Tagesverläufe von Leistungsbilanz (rot), Tagesspeichereinsatz (grün) und Gesamtbilanz nach Anwendung des Speichers (blau); grau: Energieinhalt des Tagesspeichers; 2.1.1994

Abbildung 50 zeigt das Ergebnis für einen repräsentativen Tag (2.1.1994) auf Stundenbasis nach der ersten Optimierungsstufe (= Tagesspeicheroptimierung). Die rote Kurve (Leistungsbilanz) zeigt den ursprünglichen Leistungsverlauf (ohne den Einsatz von Speichern), also die Differenz aus regenerativer Erzeugung und Last. Grün dargestellt ist die optimale Abarbeitung des Regelarbeitsvermögens im Tagesspeicher für diesen Tag. Die blaue Kurve ist das Ergebnis nach Einsatz des Tagesspeichers. Der Verlauf ist im Vergleich zur Ausgangskurve geglättet, die Leistungsspitzen konnten unter Berücksichtigung der Leistungsbeschränkung gedämpft werden. Die grau dargestellte Fläche entspricht dem Energieinhalt des Regelarbeitsvermögens für diesen Tag.

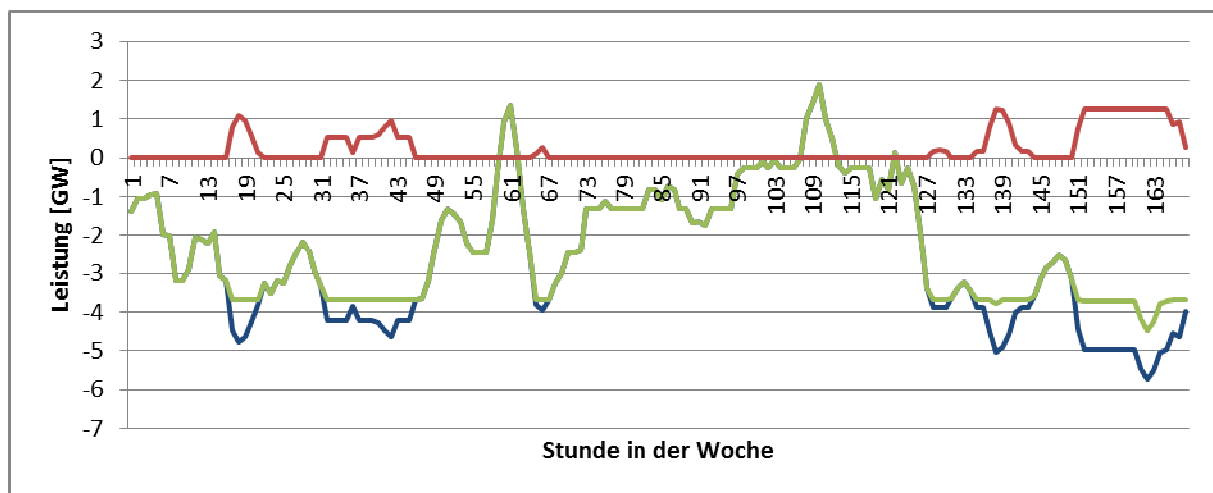


Abbildung 51: Verläufe der Gesamtbilanz nach Tagesspeicher-Optimierung (blau) und nach Wochenspeicher-Optimierung (grün) und der Leistung des Wochenspeichers (rot)

In Abbildung 51 sind die Leistungsverläufe der Bilanzen nach der ersten (blau) und nach der zweiten (grün) Optimierungsstufe dargestellt. Ebenso ist die Leistung des Wochenspeichers (rot) über den Zeitraum einer Woche auf Stundenbasis dargestellt. Auch hier tritt wiederum eine Glättung des Bilanzverlaufes auf.

Abbildung 52 zeigt den Verlauf der ursprünglichen Leistungsbilanz (violett), sowie die Leistungsverläufe nach den drei Optimierungsstufen (rot: Tagesspeicher, grün: Wochenspeicher, blau: Jahresspeicher) für die Abarbeitung des Regelarbeitsvermögens durch die drei Speichertypen für den Zeitraum von einer Woche. Mit jeder Optimierungsstufe wird der Verlauf geglättet, wodurch der Restbedarf an Abgabeleistung (z.B.: Turbinenleistung von Pumpspeichern) verringert wird. Im dargestellten Beispiel wird beispielsweise eine Verringerung von rund 6,5 GW auf unter 2 GW Spitzenleistung erreicht.

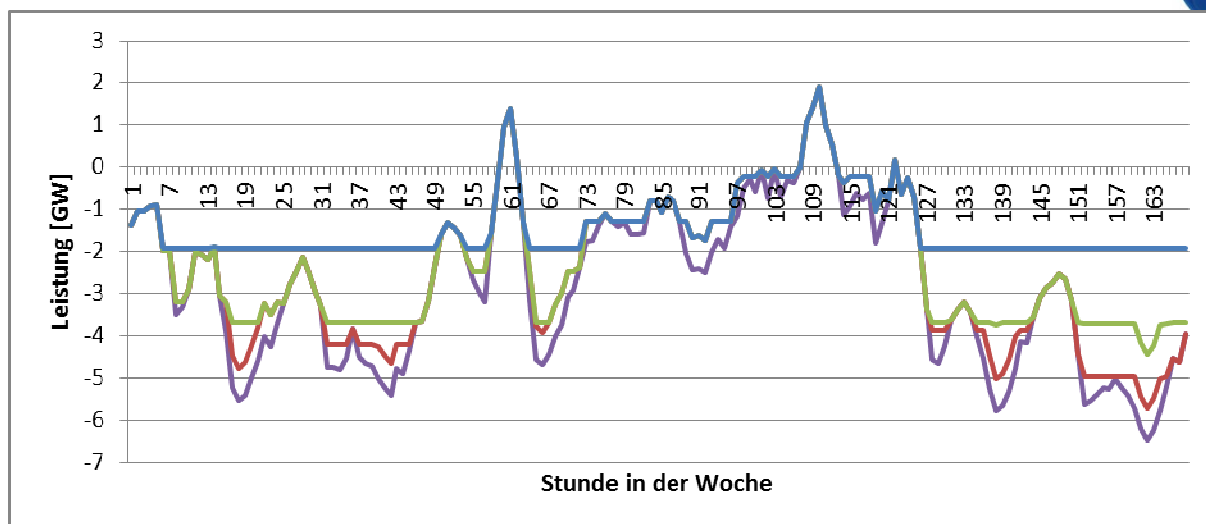


Abbildung 52: Leistungsläufe der ursprünglichen Leistungsbilanz (violett) sowie nach den drei Optimierungsstufen (Tages- (rot), Wochen- (grün) und Jahresspeicher (blau))

2.12.2 Verluste Pumpspeicherung

Um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass die Speicherung von elektrischer Energie stets mit Verlusten behaftet ist, wurde ein Speicherwirkungsgrad eingeführt. Für die großtechnische Speicherung von elektrischer Energie ist heutzutage die Technologie des Pumpspeichers die wirtschaftlichste Option. Aus diesem Grund wurde für die weitere Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch stets ein solcher Speicher unterstellt.

Mit Systemen nach dem Stand der Technik kann heutzutage ein Wälzwirkungsgrad von bis zu rund 85% erreicht werden. Für das Projekt wurde ein Wälzwirkungsgrad von 80% angenommen. Diesen Wirkungsgrad galt es auf die beiden Teilprozesse des Pumpens und des Turbinierens aufzuteilen. Der Wirkungsgrad ist jedoch von vielen Einflussparametern wie den Pegelständen im Ober- und Untersee, vom aktuellen Arbeitspunkt der Maschinen etc. abhängig. Es wurde daher vereinfacht angenommen, dass der Wirkungsgrad für alle Betriebsfälle konstant ist und zu gleichen Teilen auf die beiden Teilprozesse aufgeteilt wird,

$$\eta_{Pumpe} = \eta_{Turbine} = \sqrt{80} = 89,44\%.$$

2.12.3 Optimierung

Eine der zentralen Fragestellungen im Projekt war es, einen optimalen Erzeugungsmix zu finden, der einen minimalen Speicheraufwand erfordert, da der Speicher den wesentlichsten Engpass in einem System mit regenerativer Vollversorgung mit elektrischem Strom für Österreich darstellt. Aus diesem Grund wurde ein Optimierungsmodell entwickelt, welches auf iterative Weise, im Zusammenspiel mit unterlagerten Optimierungen, den idealen Erzeugungsmix ermittelt.

Der Optimierungsablauf wurde mit Matlab realisiert und ist mehrstufig organisiert, d.h. es werden mehrere Optimierungen verschaltet durchgeführt. Das Schema dieser mehrstufigen Optimierung ist in Abbildung 53 dargestellt.

1. Als Startwert wird ein Erzeugungsmix vorgegeben, der sich innerhalb der regionalen Potenzialgrenzen bewegt. Als unterer Grenzwert wird jeweils der Wert Null angesetzt.
2. Mit Hilfe dieser Gewichtung wird die Erzeugungswertreihe, bestehend aus der Summe der jeweils acht regionalen Wertreihen von Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik, gebildet. Schließlich errechnet sich die Leistungsbilanz aus der Differenz von regenerativer Gesamterzeugung und Last.

$$Gesamterzeugung(t) = \sum_{Reg} \left(\sum_{Techn} \left(MixAnteil_{Reg,Techn}(t) * Wertereihe_{Reg,Techn}(t) \right) \right)$$

$Techn \in \{Laufwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik\}$

$Reg \in \{1, \dots, 8\}$... die acht betrachteten Regionen

$t \in \{1, \dots, 131496\}$... alle Stunden innerhalb der 15 Jahre

$$Leistungsbilanz(t) = Gesamterzeugung(t) - Last(t)$$

3. Auf Basis der Leistungsbilanz wird in einem dritten Schritt die Abarbeitung des natürlichen Zuflusses (Tages-, Wochen- und Jahresspeicher, siehe Kapitel 2.12.1) optimiert und die Gesamtbilanz ermittelt.

$$Gesamtbilanz(t) = Leistungsbilanz(t) + RAVAbarbeitung(t)$$

4. Im letzten Schritt wird schließlich der zusätzlich notwendige Speicherbedarf, unter Berücksichtigung des Wälzwirkungsgrades, ermittelt. Der Wälzwirkungsgrad wurde dabei in zwei Teilwirkungsgrade (Pump- bzw. Turbinenwirkungsgrad) aufgeteilt. Somit besteht die Möglichkeit die notwendigen Volumina für Ober- und Untersee zu ermitteln.

$$\forall t \mid Gesamtbilanz(t) > 0:$$

$$Gesamtbilanz_{eta}(t) = Gesamtbilanz(t) - |Gesamtbilanz(t)| * (1 - \eta_{Pumpe})$$

$$\forall t \mid Gesamtbilanz(t) < 0:$$

$$Gesamtbilanz_{eta}(t) = Gesamtbilanz(t) - |Gesamtbilanz(t)| * (1 - \eta_{Turbine})$$

Der notwendige Speicherbedarf gibt als Indikator für die Güte des gewählten Erzeugungsmix. Die Optimierungsmethode ändert daraufhin den Erzeugungsmix, um so den optimalen Mix zu finden.

Es besteht die Möglichkeit zwischen unterschiedlichen Zielfunktionalen zu wählen: So kann einerseits die Pump- bzw. Turbinenleistung minimiert und andererseits auch der Speicherinhalt optimiert werden.

Als Nebenbedingung für die Optimierung gilt, dass der gesamte Stromverbrauch inklusive den Verlusten durch die Speicherung gedeckt werden müssen. Nur so kann eine ausgeglichene Bilanzierung für den 15-jährigen Betrachtungszeitraum gewährleistet werden, wie dies als Prämisse im Projekt angenommen wurde.



Abbildung 53: Schema der mehrstufigen Optimierung

Die Optimierung wurde mit Matlab realisiert. Es wurde der Solver *fmincon*, sowie der Algorithmus *active-set* aus der Optimization-Toolbox verwendet. Aufgrund der Komplexität der Problemstellung und der damit verbundenen Problematik, dass möglicherweise nur lokal Optima gefunden werden (bedingt durch die Startwerte), wurde ein MultiStart-Problem erstellt. Dabei wird das Optimierungsproblem eine zu wählende Anzahl mal gestartet, mit unterschiedlichen Anfangswerten. Unter allen konvergierenden Varianten wird schließlich die optimale Kombination als Ergebnis geliefert. Es kann jedoch auch damit nicht garantiert werden, dass die gefundene Lösung das globale Optimum darstellt.

2.12.4 Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Speicheroptimierung dargestellt und diskutiert. Da der benötigte Energieinhalt von zusätzlichen Speichern zur ständigen Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch den kritischsten Parameter darstellt, wird in einem ersten Schritt auf die Ergebnisse bei Anwendung der Zielfunktion „minimaler Speicherinhalt“ (Methode „-1“, siehe Kapitel 2.9.3) eingegangen. Als Ausgangspunkt dient stets das Referenzszenario MZ. Durch Variation der Parameter *Jährliche Wasserkrafterzeugung* und *Jährlicher Stromverbrauch* werden Vergleiche zu anderen Szenarien unter Anwendung der gleichen Zielfunktion gezogen.

Schließlich werden die Ergebnisse bei Anwendung alternativer Zielfunktionen (Methoden „-2“, „-4“; siehe Kapitel 2.9.3) auf das Referenzszenario MZ dargestellt und Vergleiche zu anderen Szenarien angestellt. So können die Auswirkungen unterschiedlicher Parametervariationen und Optimierungsziele dargestellt werden.

In Tabelle 39 sind die notwendigen Speicherkapazitäten (zusätzlich zu den Speichern für das Regelarbeitvermögen!) und die maximalen Pumpleistungen für alle optimierten Szenarien zusammengefasst, um eine ausgeglichene Bilanzierung zu jedem Zeitpunkt innerhalb der 15-jährigen Betrachtungsperiode zu gewährleisten. Als Minimalwerte ergeben sich 17,0 TWh Speicherkapazität (Szenario LZ-1) bzw. 10,6 GW Pumpleistung (Szenario LZ-2). Es zeigt sich somit, dass die besten Ergebnisse dann erzielt werden können, wenn die Last auf dem Ursprungsniveau von 2008 gehalten werden kann und die Wasserkraft ausgebaut wird.

Tabelle 39: Zusammenfassung der notwendigen Speicherkapazitäten (in TWh) und maximalen Pumpleistungen (in GW) für alle optimierten Szenarien; Minimalwerte jeweils grau markiert

Szenario	Speicherkapazität [TWh]	max. Pumpleistung [GW]
HB-1	43,2	56,0
HB-2	43,2	56,0
HB-3	116,3	49,9
HB-4	43,7	56,0
HZ-1	40,3	49,0
HZ-2	40,5	48,2
HZ-3	103,2	44,0
HZ-4	52,1	49,3
LB-1	17,6	15,9
LB-2	18,0	15,7
LB-3	33,6	15,1
LB-4	22,0	16,9
LZ-1	17,0	11,7
LZ-2	17,3	10,6
LZ-3	26,1	10,7
LZ-4	26,9	12,3
MB-1	24,1	25,6
MB-2	24,1	25,6
MB-3	55,3	23,3
MB-4	24,5	25,6
MZ-1	23,4	21,4
MZ-2	23,6	21,3
MZ-3	47,6	19,3
MZ-4	25,2	21,8

Im Anhang 6.8 in Tabelle 49 sind die energetischen Zusammensetzungen aller optimierten Erzeugungsmixe in Prozent der Last von 2008 (= 68,646 TWh) nach Technologie und Region aufgeschlüsselt.

Referenzszenario und Speicherinhaltoptimierung: MZ-1

Wie in Kapitel 2.9.3 dargestellt, unterstellt das Referenzszenario MZ einen Ausbau der Wasserkraft im Rahmen der vorhandenen Potenziale, sowie eine Zunahme des jährlichen Stromverbrauchs um rund ein Viertel gegenüber dem Basisjahr 2008.

Das Optimierungsmodell liefert unter Verwendung der Zielfunktion minimaler Speicherinhalt (= minimale Energie zur Bilanzierung) über den Betrachtungszeitraum von 15 Jahren die folgende Zusammensetzung der Erzeugungstechnologien auf Regionsbasis (Abbildung 54) bzw. über die Regionen summiert (Abbildung 55). In Summe ergibt sich eine Erzeugung, welche die Szenarienlast (ca. 86 TWh) samt den Speicherverlusten (ca. 3,2 TWh) deckt.

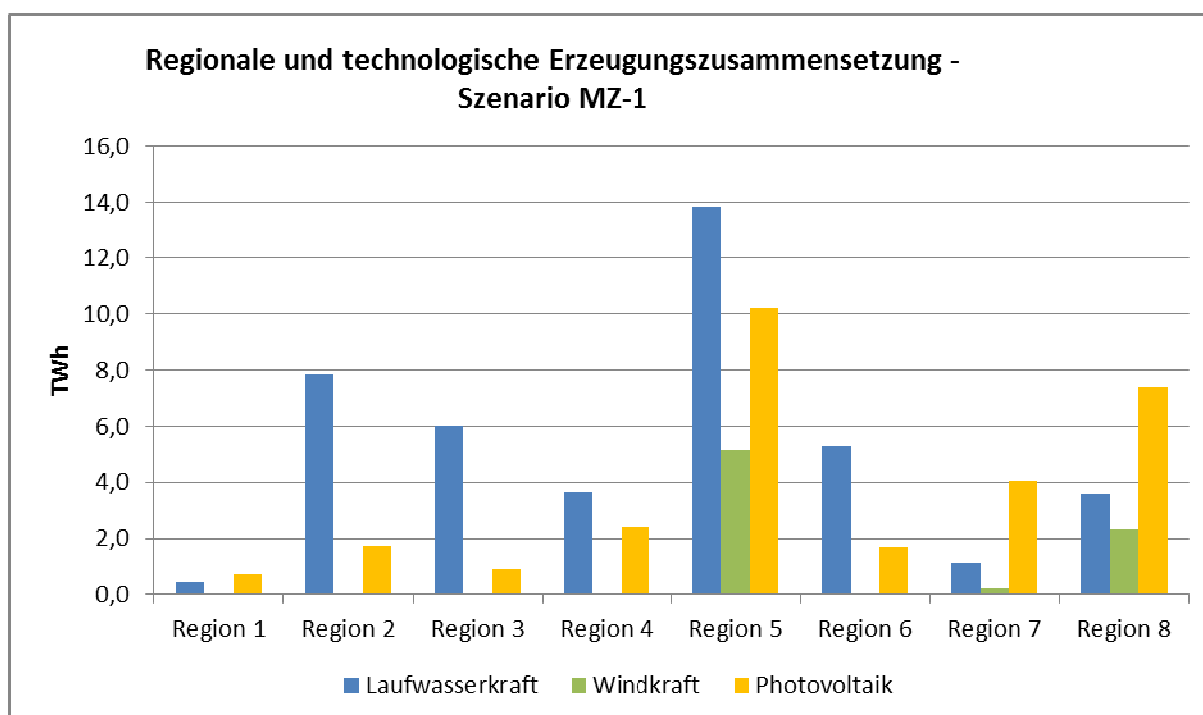


Abbildung 54: Anteile der regionalen Erzeugungstechnologien im Szenario MZ-1 in TWh

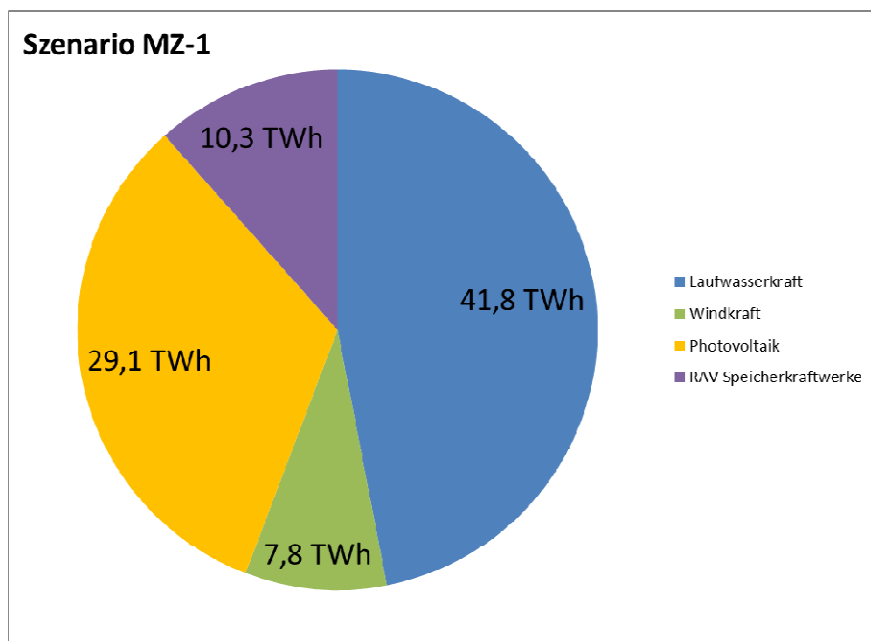


Abbildung 55: Erzeugungszusammensetzung zur Lastdeckung für das Szenario MZ-1 in TWh

Für sämtliche Optimierungen wurde stets angenommen, dass der Wasserkraftanteil zur Gänze zur Lastdeckung herangezogen wird. Dieser Anteil beträgt in diesem Fall rund 42 TWh. Der maßgebliche Anteil wird durch die Laufwasserkrafterzeugung in der Region 5 (beinhaltet u.a. große Anteile der Donaukette) bereitgestellt. Zudem liefern die Regionen 2, 3, 4, 6 und 8 Laufwasserkraftanteile zwischen ca. 4 und 8 TWh.

Die Windkraft liefert über Österreich betrachtet einen energetischen Anteil von rund 8 TWh. Betrachtet man die regionale Verteilung, so sind hier nur die beiden Regionen 5 und 8 mit wesentlichen Anteilen vertreten. Das vorhandene Potenzial für die Windkraft wird fast zur Gänze ausgeschöpft.

Den zweitgrößten Anteil an der Aufbringung stellt die Photovoltaik mit einem Anteil von rund 29 TWh. Regional betrachtet liefern auch hier die Regionen 5 und 8 die größten Anteile, jedoch verfügen im Vergleich zur Windkraft hier alle Regionen über zumindest geringe Erzeugungsanteile. Auch das vorhandene Potenzial für Photovoltaik wird weitgehend ausgeschöpft.

Die gewählte Zielfunktion wird stets auf den gesamten Betrachtungszeitraum von 15 Jahren bezogen. Durch die zusätzlich formulierte Nebenbedingung der Optimierung, dass der Energiebedarf (inkl. Verlusten durch Speicherung) und die -aufbringung über den Betrachtungszeitraum bilanziert sein müssen, entsteht der Effekt, dass in „besseren“ Jahren (höhere Erzeugung als Verbrauch) Reserven angelegt werden müssen, um über „schlechtere“ Jahre (mehr Verbrauch als Erzeugung) hinwegzukommen. Dies ist gleichbedeutend mit einer Speicherbewirtschaftung über Zeiträume länger als ein Jahr.

Dieser Umstand zeigt sich in Abbildung 56. Hier ist der Speicherfüllstand zur Bilanzierung über den gesamten Betrachtungszeitraum dargestellt (blau). Diese Kurve wurde so

eintragen, dass ihr Minimalwert Null beträgt, der Speicher also vollkommen entleert ist – daraus ergibt sich auch der Anfangsfüllstand des Speichers. Als Maximalwert ergibt sich ein Wert von 23,4 TWh. Diese Speicherkapazität müsste vorgehalten werden, um einen Bilanzierung über den mehrjährigen Zeitraum bewältigen zu können. Dies entspricht ca. 27 % des Jahresstrombrauchs im betrachteten Szenario. Die maximale Pumpleistung liegt in diesem Szenario bei rund 16 GW.

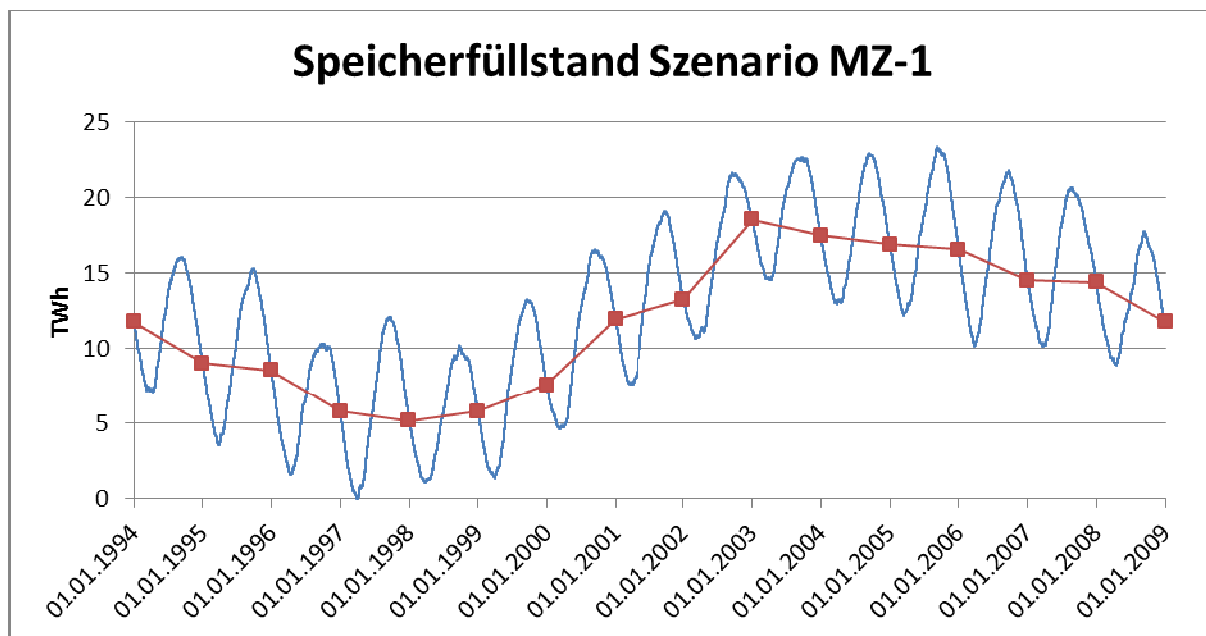


Abbildung 56: Speicherfüllstand über dem Betrachtungszeitraum von 15 Jahren (blau) und Speicherfüllstände zum jeweiligen Jahresbeginn (rote Markierungen) für das Szenario MZ-1 in TWh.

Zusätzlich sind in der Abbildung 56 die Speicherfüllstände zu Beginn jeden Jahres markiert (rote Quadrate). Die roten Verbindungen zwischen den Markierungen sollen einen Eindruck über die einzelnen Jahresbilanzen geben. Besitzt die Verbindungslinie in aufsteigender Datumsrichtung einen negativen Gradienten, so wurde im betrachteten Jahr mehr elektrische Energie verbraucht, als durch die regenerativen Quellen erzeugt werden konnte. Somit liegt der Speicherfüllstand am Beginn des nächsten Jahres unter jenem des Vorjahres. Für positive Gradienten der Verbindungslinien gilt entsprechend das Gegenteil – es wurde im betrachteten Jahr mehr Strom aus regenerativen Quellen gewonnen, als verbraucht wurde. Aufgrund der ausgeglichenen Bilanzierung der Energiemengen über den Zeitraum von 15 Jahren ist der Speicherfüllstand am Ende der Betrachtungsperiode gleich jenem zu Beginn.

Abbildung 57 zeigt die Speicherfüllstände auf jährlicher Basis. Dabei wurden die Kurven jeweils so verschoben, dass jede Jahresreihe ihr Minimum bei null hat. Es ist hier eine Charakteristik zu erkennen, wie sie von Jahrespumpspeichern her bekannt ist: Über die Wintermonate (beginnen zirka mit Oktober) werden die Speicher entleert, da der Verbrauch in dieser Zeit am höchsten ist und die Erzeugung gering (niedriger Sonnenstand benachteiligt die Erzeugung aus Photovoltaik, fester Niederschlag (Schnee) beeinflusst die Laufwasserkraft). Anschließend ab März/April werden die Speicher wieder gefüllt

(Schmelzwasser, hohe Erzeugung bei geringerem Verbrauch). Die Spitzenwerte der Speicherfüllstände liegen zwischen ca. 10 TWh und 14 TWh.

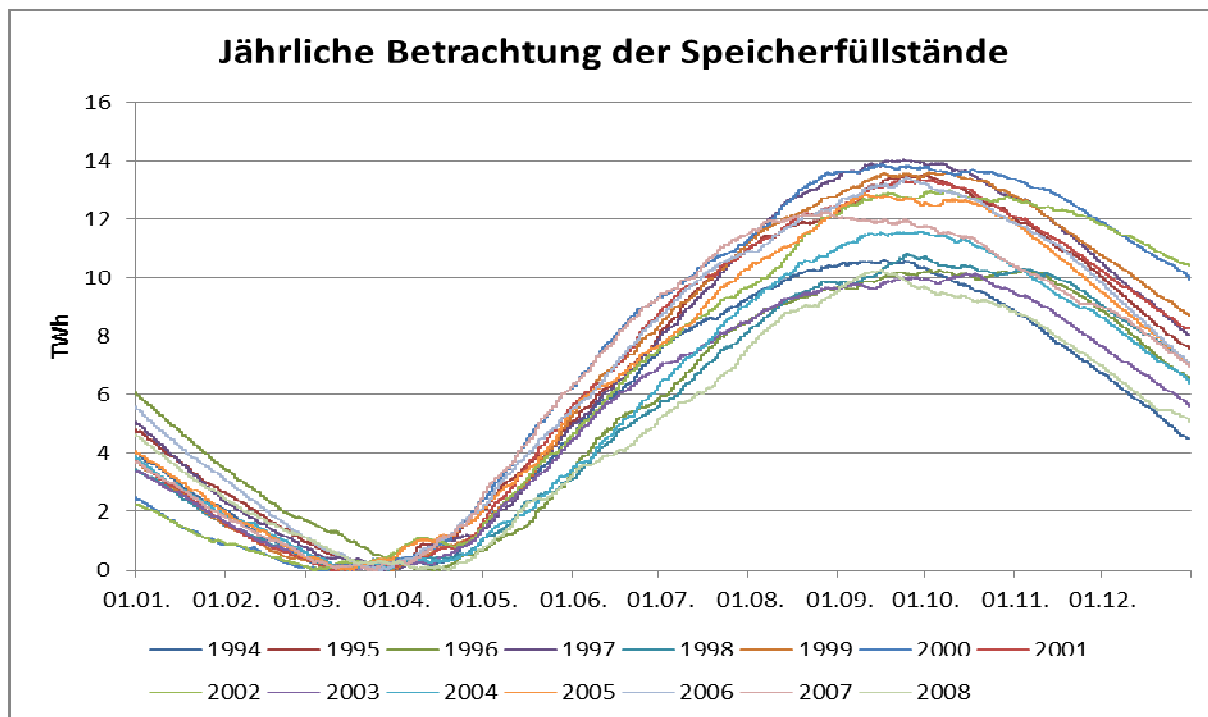


Abbildung 57: Speicherfüllstände bei jährlicher Betrachtung für das Szenario MZ-1 in TWh

Szenarien-Vergleich bei Speicherinhaltoptimierung

In einem ersten Vergleichsschritt soll das Referenzszenario mit den anderen verfügbaren Szenarien unter Anwendung der gleichen Zielfunktion (minimaler Speicherinhalt, Methode „-1“) verglichen werden.

Abbildung 58 zeigt die Zusammensetzungen der Erzeugungen zur Deckung des Bedarfs (Last + Verluste) für die unterschiedlichen Szenarien in TWh. Die schraffierten Flächen deuten an, dass Potenzialüberschreitungen notwendig sind, um die energetische Deckung für das jeweilige Szenario überhaupt zu ermöglichen – diagonale Schraffur: erhebliche Überschreitung, horizontale bzw. vertikale Schraffur: massive Überschreitung (siehe Kapitel 2.9.3).

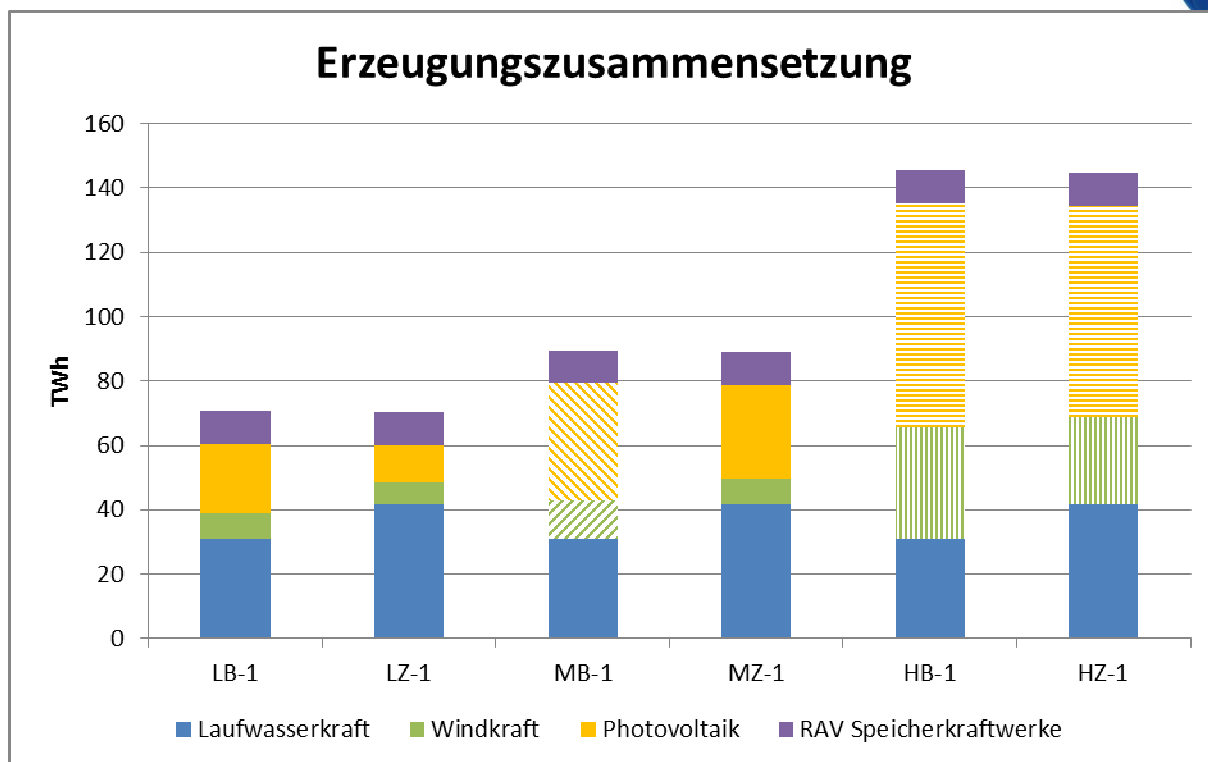


Abbildung 58: Zusammensetzung der Erzeugungstechnologien zur Bedarfsdeckung (Last + Verluste) für verschiedenen Szenarien in TWh; Schraffierte Flächen stellen Potenzialüberschreitungen dar.

Wie bei der Szenariendefinition erläutert, gibt es drei Last-Varianten. Dies spiegelt sich in drei Säulenpaaren ähnlicher Höhe wieder. Hinsichtlich des Wasserkraftanteils zeigen sich auch hier die beiden unterstellten Potenziale (31 TWh bzw. 41 TWh), welche stets vollständig zur Bedarfsdeckung verwendet werden. Der Anteil des Regelarbeitsvermögens der Speicherkraftwerke ist stets konstant bei rund 10 TWh.

Ein Vergleich des Referenzszenarios mit alternativen Varianten zeigt:

- Wird das Wasserkraftpotenzial im Vergleich zu Szenario MZ-1 nicht ausgebaut (Szenario MB-1), so müssen die Potenziale für die beiden Erzeugungsformen Windkraft und Photovoltaik erheblich überschritten werden, um überhaupt eine energetische Deckung zu ermöglichen.
- Wird der Stromverbrauch auf dem Niveau von 2008 gehalten (Szenario LZ-1), so wird der Anteil des Photovoltaik auf rund ein Drittel des Wertes im Szenario MZ-1 reduziert. Der Windkraftanteil bleibt nahezu unverändert. Hinsichtlich des Ausbaugrades für Windkraft und Photovoltaik stellt das Szenario LZ-1 den best-case dar, da die vorhandenen Potenziale nicht ausgeschöpft werden müssten.
- Tritt der Fall ein, dass sich der Stromverbrauch massiv erhöht (Szenario HZ-1), so sind massive Überschreitungen der Potenziale für Windkraft und Photovoltaik notwendig, da sonst keine energetische Bilanzierung über die betrachtete Zeitspanne möglich wäre.

Werden beide Parameter (Stromverbrauch und Wasserkraftanteil) in Hinblick auf das Referenzszenario variiert, lässt sich folgendes erkennen:

- Im Szenario LB-1 verringert sich der Photovoltaikanteil um rund ein Drittel, der Windkraftanteil bleibt in etwa gleich.
- Wird das Wasserkraftpotenzial nicht ausgebaut und der Stromverbrauch erhöht sich massiv (Szenario HB-1), kann nur eine massive Überschreitung der Potenziale für Photovoltaik und Windkraft überhaupt gewährleisten, dass ausreichend Strom aus den beiden regenerativen Quellen erzeugt werden kann, um energetisch ausgeglichen zu bilanzieren. Hinsichtlich des Ausbaugrades für Windkraft und Photovoltaik stellt dieses Szenario den worst-case dar.

Neben den unterschiedlichen Zusammensetzungen der Erzeugungstechnologien in den verschiedenen Szenarien sollen nun auch die ermittelten Werte für die Energieinhalte der notwendigen Speicher, sowie die notwendigen Pumpleistungen dargestellt werden.

Abbildung 59 zeigt den Vergleich der notwendigen Energieinhalte der Speicher für alle sechs Szenarien unter Anwendung der Optimierungszielfunktion minimaler Speicherinhalt. Auch hier ergeben sich wiederum drei Säulenpaare ähnlicher Höhe. Den maßgeblichsten Anteil an der Größe der notwendigen Speicherkapazitäten hat der Stromverbrauch. Kann dieser auf dem Niveau von 2008 gehalten werden (Szenarien LB-1 und LZ-1) so liegt die notwendige Speicherkapazität bei rund 17 bis 18 TWh über den gesamten 15-jährigen Betrachtungszeitraum. Wird die Last um rund ein Viertel gegenüber diesem Wert aus 2008 erhöht (Szenarien MB-1 und MZ-1), so steigert sich die benötigte Speicherkapazität auf 23 bis 24 TWh bzw. um rund ein Drittel. Würde sich die Last gegenüber 2008 verdoppeln (Szenarien HB-1 und HZ-1), so würde der Speicherkapazitätsbedarf gar auf 40 bis 43 TWh bzw. auf rund das 2,4-fache des Minimalwertes ansteigen. Aufgrund der abnehmenden Volllaststundenzahlen bei Verwendung immer weiterer Potenziale zur Deckung der steigenden Last entsteht das Problem, dass für die gleiche Energiemenge immer höhere Leistungen installiert werden müssen. Dies führt darüber hinaus dazu, dass zu einigen, wenigen Zeitpunkten mit guten Dargeboten viel Strom erzeugt wird, der schließlich für spätere Zeitpunkte gespeichert werden muss.

Die Unterschiede innerhalb der Zweiergruppen sind einerseits auf den unterstellten Laufwasserkraftanteil zurückzuführen. Zusätzlich ist auch die Tendenz zu erkennen, dass sich mit steigendem Stromverbrauch die Differenz innerhalb der drei Paare vergrößert, was wiederum auf Nutzung zusätzlicher, schlechterer Erzeugungsstandorte zurückzuführen ist.

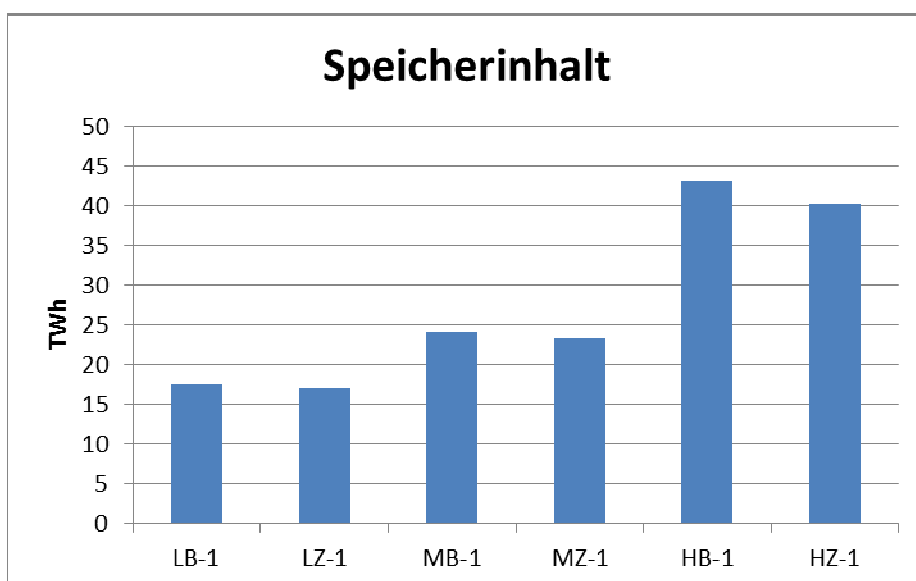


Abbildung 59: Notwendige Energieinhalte der Speicher für verschiedene Szenarien in TWh

Zum Vergleich mit Abbildung 56 zeigt Abbildung 60 den Speicherfüllstand für das Szenario LZ-1 (blau) auf stündlicher Basis für den 15-jährigen Betrachtungszeitraum. Es zeigt sich qualitativ ein sehr ähnlicher Verlauf wie im Szenario MZ-1, jedoch mit einem kleineren Maximalwert von rund 17 TWh. Auch hier zeigt sich der Umstand, dass ein einjähriger Betrachtungszeitraum für die Speicherbewirtschaftung nicht ausreichend wäre.

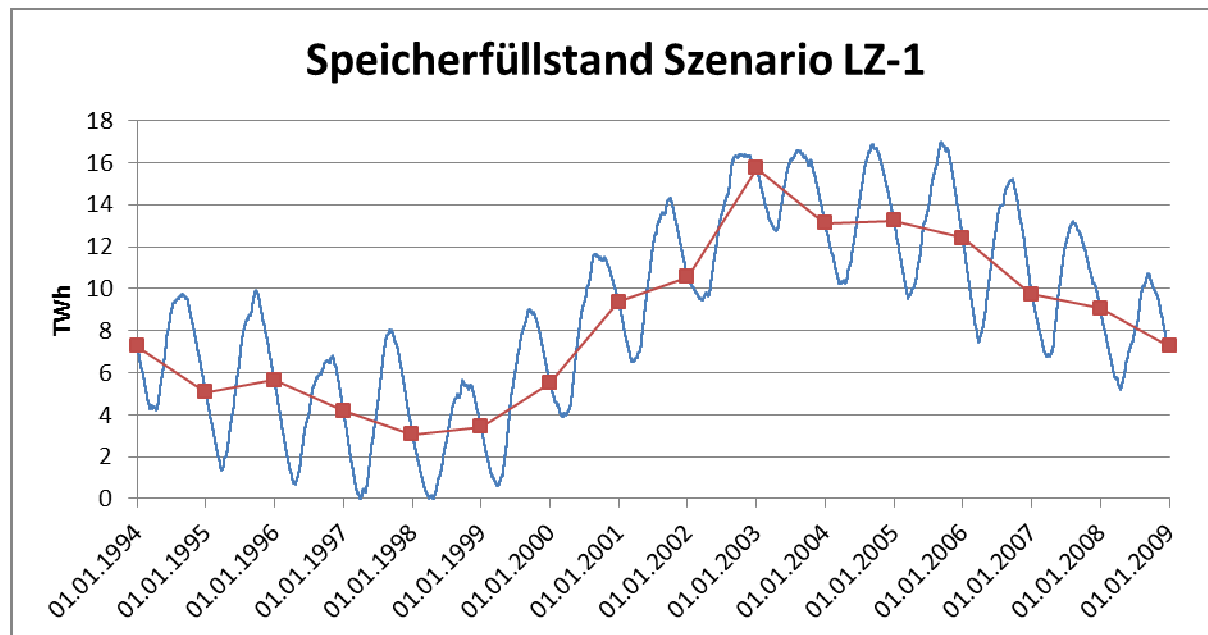


Abbildung 60: Speicherfüllstand über dem Betrachtungszeitraum von 15 Jahren (blau) und Speicherfüllstände zum jeweiligen Jahresbeginn (rote Markierungen) für das Szenario MZ-1 in TWh

In Abbildung 61 sind die maximalen Einspeicherleistungen (Pumpleistungen) für die sechs behandelten Szenarien dargestellt. Hier zeigt sich der Effekt der Einbindung schlechterer Erzeugungsstandorte (mit geringen Volllaststundenzahlen) noch deutlicher. Die notwendigen Leistungen liegen je nach Szenario zwischen rund 12 GW (LZ-1) und rund 56 GW (HB-1).

Die hohen Leistungen treten nur zu sehr wenigen Zeitpunkten auf, was auch in der Jahresdauerlinie der Pumpleistungen für die verschiedenen Szenario in Abbildung 62 zu erkennen ist. Im Extremszenario HB-1 wird nur in 43 Stunden pro Jahr die Pumpleistung von 40 GW überschritten. Auch in den allen anderen Szenarien zeigen sich ähnliche Verläufe. Durch alternative Aufbringungsformen für elektrische Energie wäre es somit möglich, die notwendige Einspeicherleistung der Speicher zu reduzieren. Im best-case-Szenario LZ-1 wäre es möglich, durch Kappung der 48 höchsten Stundenleistungen im Jahr die notwendige Pumpleistung von 11,7 GW auf rund 7,8 GW bzw. um ein Drittel zu reduzieren.

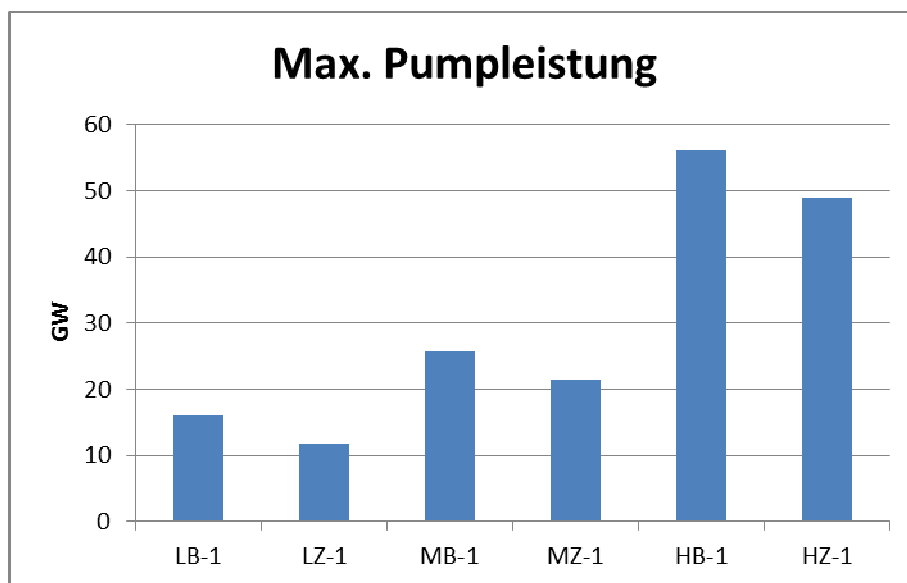


Abbildung 61: Maximale Pumpleistungen für verschiedene Szenarien in GW

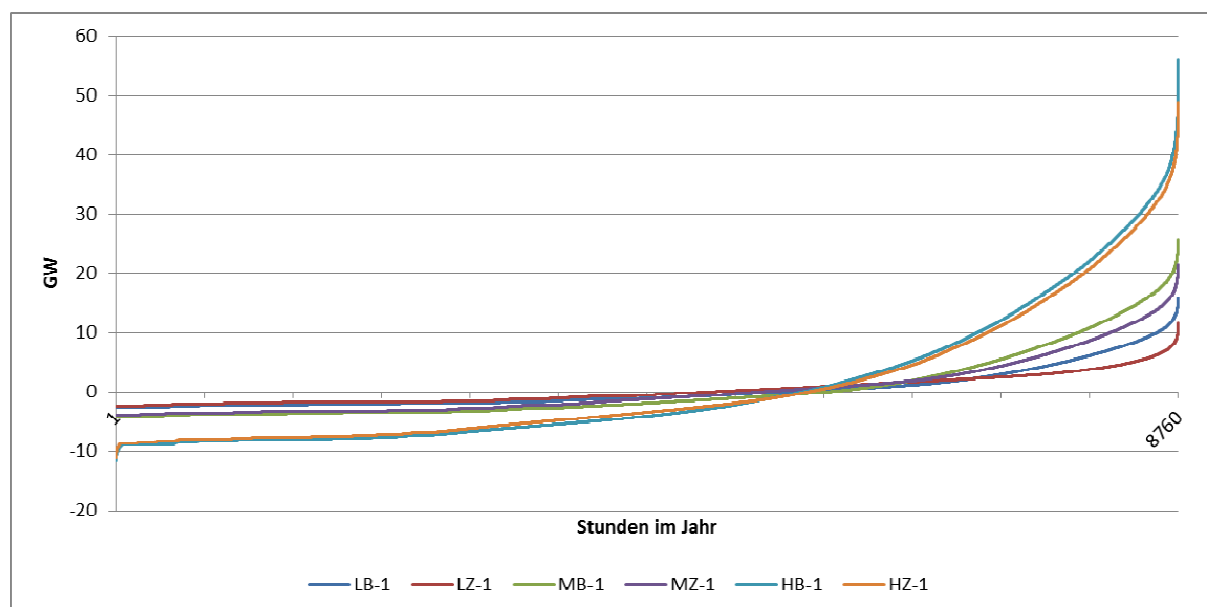


Abbildung 62: Jahresdauerlinien der Pumpleistung für verschiedene Szenarien in GW

Szenarien-Vergleich bei unterschiedlichen Zielfunktionen

In diesem Abschnitt sollen noch Vergleiche zwischen Ergebnissen von Szenarien erfolgen, die unter Anwendung unterschiedlicher Zielfunktionen gewonnen wurden. Es werden dabei die beiden Optimierungsziele *minimaler Speicherinhalt* und *minimale Pumpleistung* herangezogen.

Abbildung 63 zeigt den Vergleich der notwendigen Speicherinhalte für drei Szenarien auf welche jeweils die beiden Optimierungsziele angewendet wurden. Durch die jeweils bereits ziemlich vollständig ausgeschöpften Potenziale können durch die Optimierung hinsichtlich anderer Zielfunktionen nur kleine Verbesserungen im Bereich von rund 1 % erzielt werden.

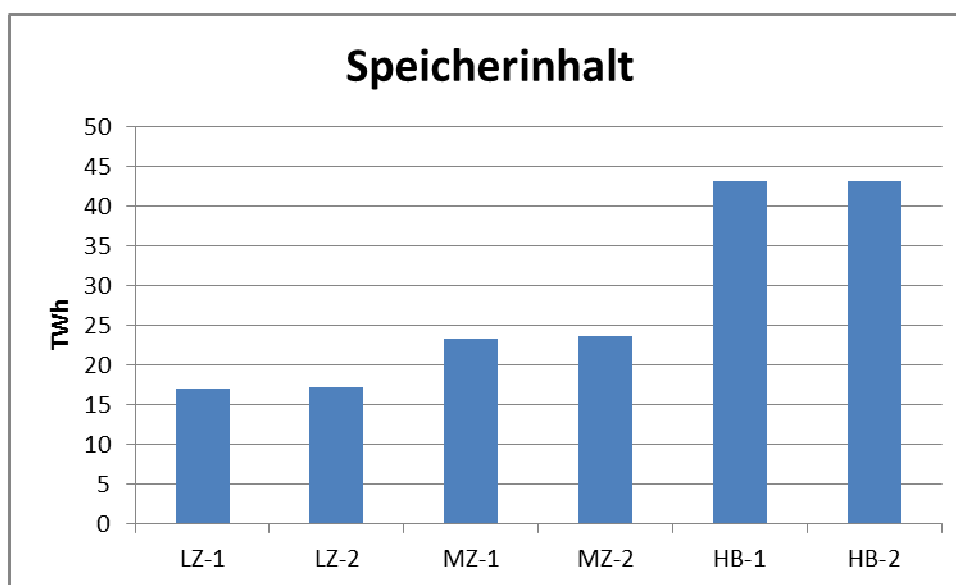


Abbildung 63: Notwendige Speicherinhalte für verschiedene Szenarien und Optimierungsziele in TWh

Ein sehr ähnliches Bild zeigt sich auch bei den notwendigen Einspeicherleistungen, welche in Abbildung 64 für verschiedene Szenarien und Optimierungsziele gegenüber gestellt sind. Lediglich im best-case-Szenario LZ kann durch Optimierung in Hinblick auf minimale Pumpleistung (LZ-2) im Vergleich zur Optimierung auf minimalen Speicherinhalt (LZ-1) eine Leistungsreduktion in Größenordnung von rund 10 % bzw. 1,1 GW erreicht werden.

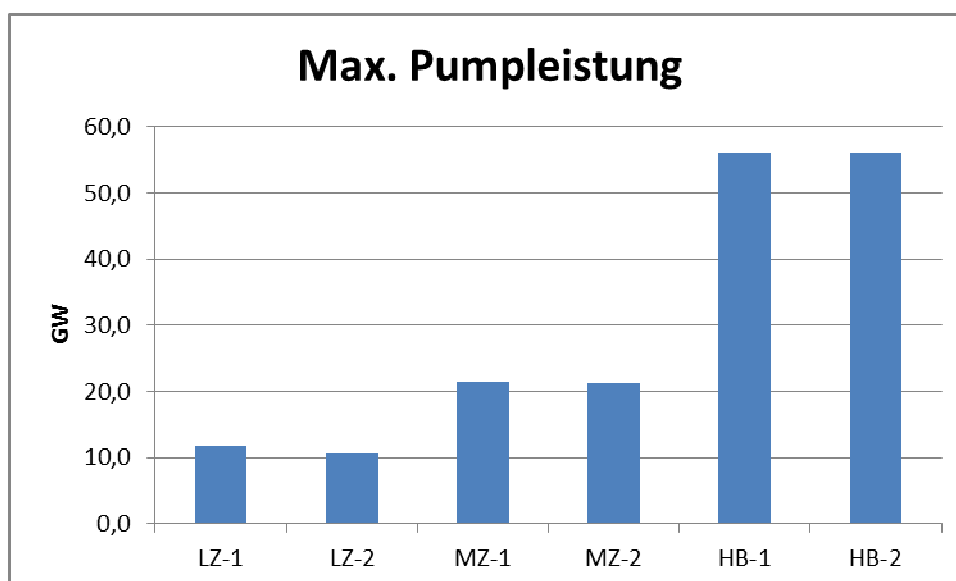


Abbildung 64: Pumpspeicherleistung für unterschiedliche Szenarien und Optimierungsziele in GW

In Abbildung 65 sind die Speicherinhalte (a) und die maximalen Pumpleistungen (b) für das Szenario MZ unter Anwendung verschiedener Zielfunktionen dargestellt. Da der Gestaltungsspielraum im gegenständlichen Szenario aufgrund der weitgehend genutzten Potenzialfläche sehr eingeschränkt ist, halten sich die Unterschiede in Grenzen. Es zeigt sich jedoch, dass der wirtschaftlichere Ansatz (Methode „-4“, Potenzialausbau nach Volllaststunden) stets das schlechteste Ergebnis liefert. Aus Optimierungssicht macht es also Sinn, Anlagen mit geringeren Volllaststunden solchen mit höheren Volllaststunden vorzuziehen, wenn das Einspeiseprofil der „schlechteren“ Anlage besser zum Verbrauch passt, als jenes der „besseren“ Anlage.

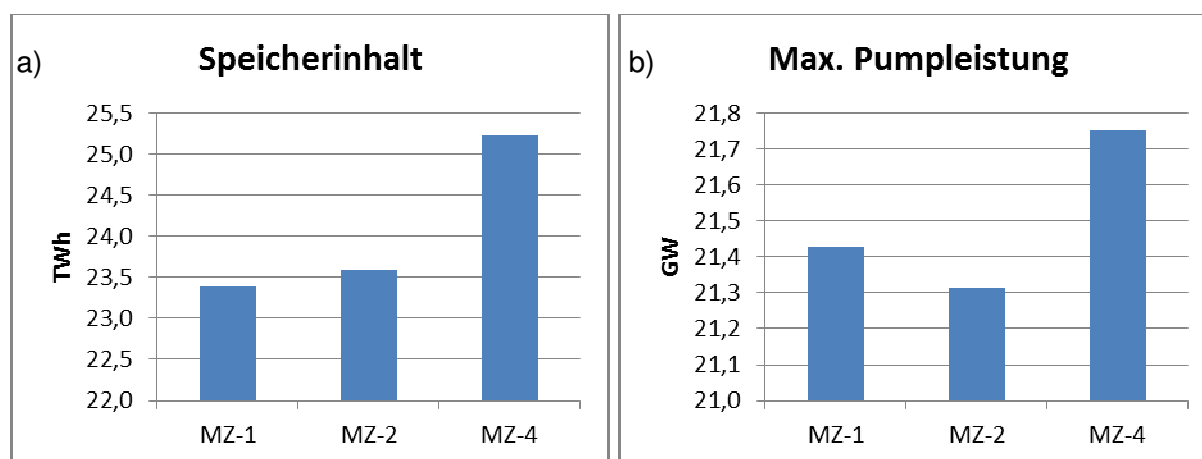


Abbildung 65: Notwendige Speicherinhalte für das Szenario MZ unter verschiedenen Optimierungszielen in TWh

2.13 Lastflusssimulation

2.13.1 Modellnetz

Um eine realistische Betrachtung für die Lastflusssimulation der Erzeugungswertereihen des österreichischen Netzes zu erhalten, ist ein Modellnetz erstellt worden. Ziel war es dabei die Regionen innerhalb von Österreich so einfach als möglich, aber trotzdem realitätsnahe miteinander zu verbinden.

Ausgehend vom aktuellen Übertragungsnetzplan für Österreich sind günstige Stationsstandorte und Leitungsverbindungen ermittelt worden. Die Abbildung 66 zeigt das Hoch- und Höchstspannungsnetz überlagert mit einer Karte der Regionsunterteilung die für dieses Projekt getroffen wurde.

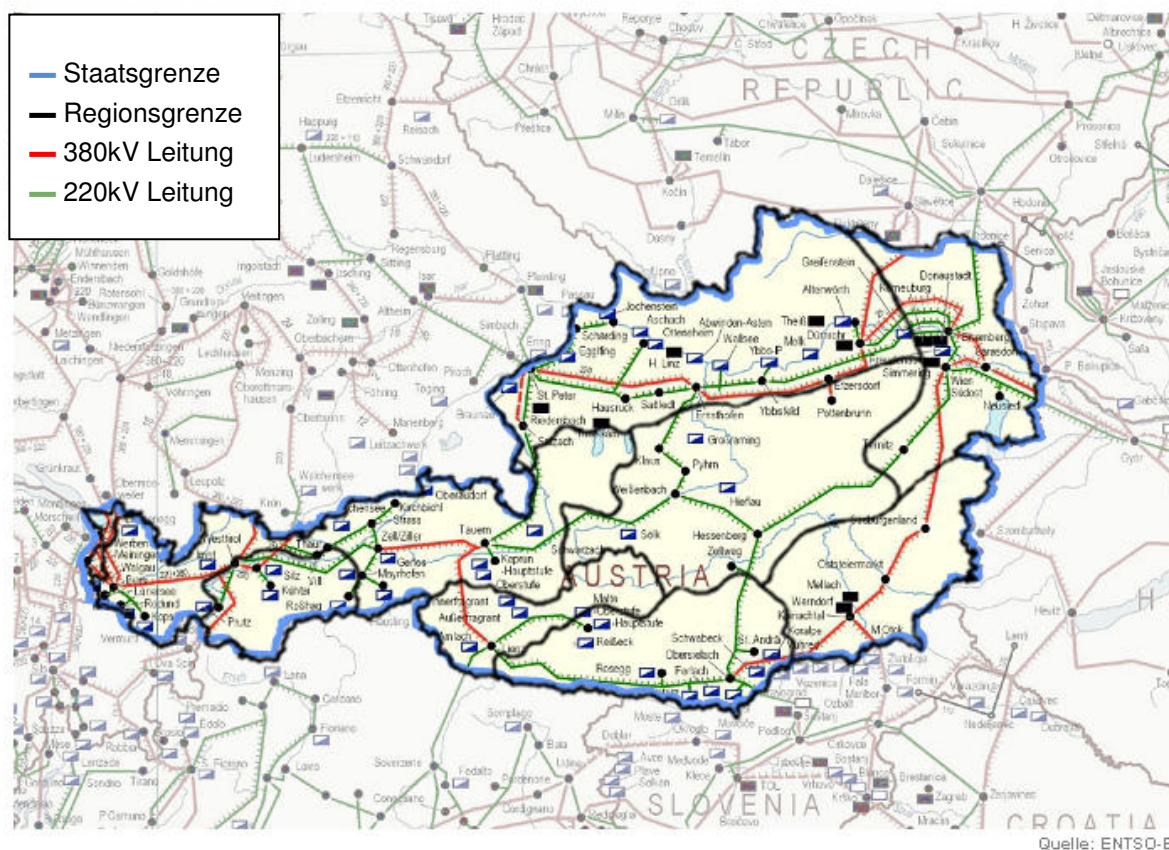


Abbildung 66: Hochspannungsnetz mit überlagelter Regionseinteilung, Quelle: ENTSO-E; nachbearbeitet

Mit Hilfe dieser Abbildung und den Annahmen eines realistischen Leitungsausbaus, begründet in (VERBUND-Austrian Power Grid AG, 2009) und ergänzt durch aktuelle Informationen aller österreichischen Übertragungsnetzbetreiber, ist ein vereinfachtes Modell (siehe Abbildung 67) für die Lastflusssimulationen entstanden. Ausgegangen wurde dabei von einem vollständigen 380-kV-Ringschluss in Österreich und einer Verstärkung der Verbindung zwischen den Umspannwerken Zell am Ziller und Westtirol. Des Weiteren wurden für die Szenarien die Belastungswerte der Leitungen über 65 % und über 100 %

analysiert. 100 % stellen die thermische maximale Belastbarkeit dar. 65 % ist jener Belastungsgrenzwert des Doppelsystems der auch in (Oswald, 2007) angegeben wird, bis zu jenem die (n-1)-Sicherheit gewährleistet ist.

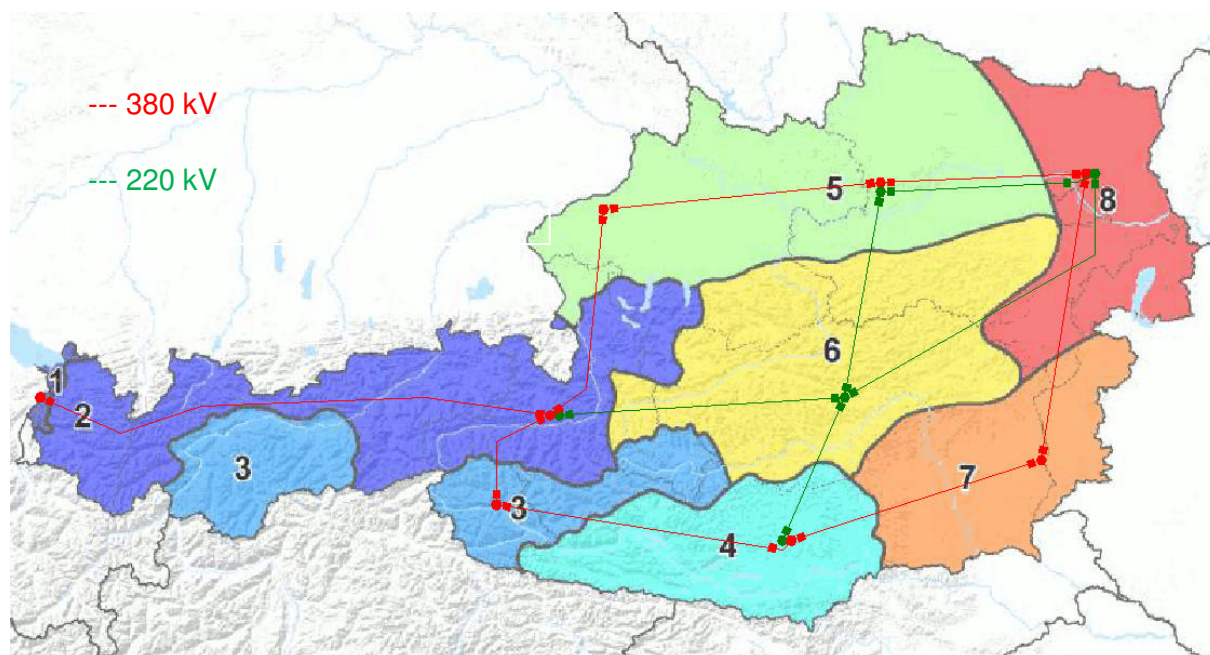


Abbildung 67: Vereinfachtes Übertragungsnetzmodell für die Lastflusssimulationen in NEPLAN

Die angenommenen Leitungskennwerte für die verwendeten Leitungen sind je System in Tabelle 40 zusammengefasst.

Tabelle 40: Leitungskenngrößen für das verwendete Modellnetz

Spannung [kV]	Querschnitt [mm ²]	R' [mΩ/km]	I _{max} [A]
380 (rot)	3*635/117 Al/St	15,4	3500
220 (grün)	2*240/40 Al/St	59,5	1200

Im Modellnetz ist jede Leitung als Doppelsystem ausgeführt. Bei der Netzanalyse werden ausschließlich Wirkleistungsflüsse betrachtet. Deshalb wurden die Werte des ohmschen längenbezogenen Widerstandes und die maximale Strombelastbarkeit in das Modell übernommen.

Für die Lastflusssimulation ist es notwendig mindestens einen Knoten als Slack-Knoten zu definieren. Ein Slack in einem Netz ist jenes Element, das im Netz jederzeit die notwendige Bilanzierung im Netz vornimmt. Bei diesem Modell entspricht die Leistung des Slacks der zu liefernden Ausgleichsenergie in Österreich, hier repräsentiert durch die Pumpspeicherkraftwerke. Bei dem hier verwendeten Modell wurde der Slack-Knoten, der die entsprechende Ausgleichsenergie für das Netz liefern soll entsprechend der Standortverteilung der Engpassleistung der Speicherkraftwerke auf die Regionen gemäß der Tabelle 41 verteilt.

Tabelle 41: Aufteilung der Slack-Leistung auf die Regionen

Region	2	3	4	5	6	7
Slack-Anteil	58%	21%	16,3%	1,4%	2,8%	0,5%

Für die Lastflusssimulation ist es notwendig einem Slack-Knoten eine feste Spannung zuzuweisen. In diesem Fall wurde der Knoten in der Region 2 ausgewählt, da in jener Region auch der höchste Anteil der Regelleistung vorhanden ist. Die Spannung wurde dabei auf 107 % der Nennspannung eingestellt. Diese Maßnahme ist damit begründet, dass auch in der Realität versucht wird die Betriebsspannung so hoch wie möglich vorzugeben um die Leitungsverluste so gering wie möglich zu halten.

Für die Transformatoren zwischen den Netzebenen von 380 kV und 220 kV wurden folgende Werte angenommen:

- Nennscheinleistung $S_r = 600 \text{ MVA}$
- Kurzschlussspannung $u_k = 17 \text{ \%}$.

Die Transformatorregelung wurde so eingestellt, dass die 220-kV-Leitungen nicht primär für die Leistungsübertragung anstelle der 380-kV-Leitungen zum Einsatz kommen, sondern so, dass es zu einer guten Verteilung der Auslastung kommt, wobei die 380-kV-Leitungen stärker belastet werden, was auch hinsichtlich der Verlustminimierung günstiger ist.

2.13.2 Ergebnisse nach Szenario

Um die notwendigen Lastflussanalysen mit dem beschriebenen Modellnetz durchführen zu können, wurde in Microsoft Visual Studio ein dll-File erzeugt. Damit konnte im Softwaretool Neplan der Firma BCP aus einer Textdatei die einzelnen Stundenwerte der Leistungsbilanz (entspricht Last minus den Werten der Erzeugung) für jede Regionen übergeben werden. Für jeden Stundenwert erfolgt eine Berechnung des aktuellen Lastflusses. Die Ergebnisse für den sich einstellenden Slack- oder Speicherbedarf, die Belastung der einzelnen Leitungen und die gesamten Netzverluste wurden in einem weiteren File abgespeichert, und standen für die weitere Auswertung zur Verfügung.

Es wurden dabei die Szenarien unter Berücksichtigung niedriger, mittlerer, und hoher Last ausgewertet, sowie der Unterscheidung ob die Wasserkraft mit dem heutigen Bestand weiter betrieben wird, oder ob ein Zubau stattfinden wird betrachtet.

Ein Überblick über den Vergleich der sechs ausgewerteten Szenarien ist in den nachfolgenden Diagrammen zu sehen. In der Abbildung 68 ist die notwendige Speicherleistung bezogen auf die aktuell zu erwartende Engpassleistung in Österreich dargestellt. Zu erkennen ist, dass bei steigender Last auch die Regelleistung zunimmt. Bei Zubau der Wasserkraft können verglichen zu den Szenarien bei denen mit dem aktuellen Stand der Wasserkraft gerechnet wurde ungefähr 50 Prozentpunkte der Speicherleistung eingespart werden.

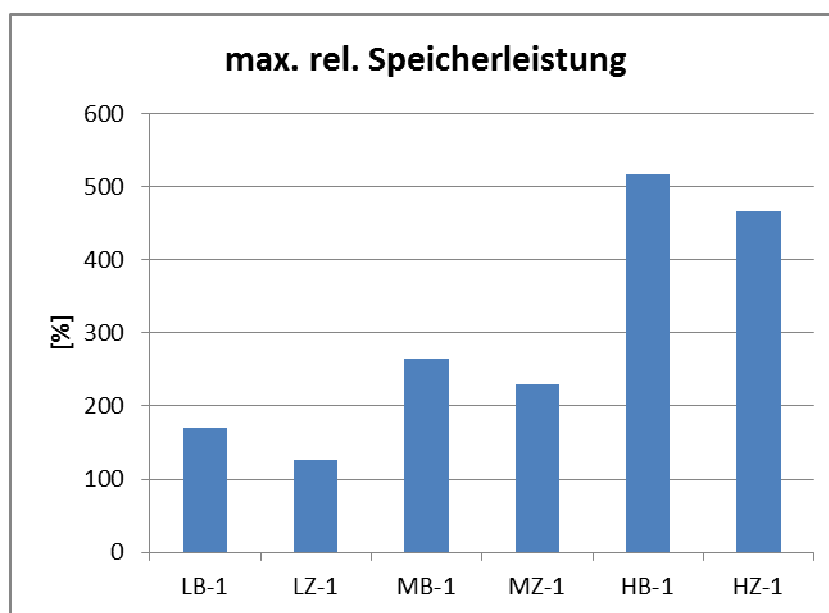


Abbildung 68: Vergleich der maximalen Speicherleistung bezogen auf die aktuelle Ausgebaute inklusive der fix zu erwartenden Zubauten der Engpassleistung

In der Abbildung 69 sind die maximal aufgetretenen Belastungswerte der Leitungen in Bezug auf die thermische Grenzleistung, die bei der Simulation der 15 Jahre aufgetreten sind, aufgetragen. Wie auch bei der auftretenden Speicherleistung ist zu erkennen dass die Leitungsbelastung bei steigender Last deutlich zunimmt. Bei dem Szenario LZ-1, also ohne Lastzuwachs und Zubau der Wasserkraft werden die maximalen thermischen Grenzströme zu keinem Zeitpunkt bei der Simulation überschritten. Ist hingegen mit einer hohen Last und einem aktuellen Stand der Wasserkraft zu rechnen, so ist in einigen Gebieten ein sehr starker Ausbau des Übertragungsnetzes notwendig.

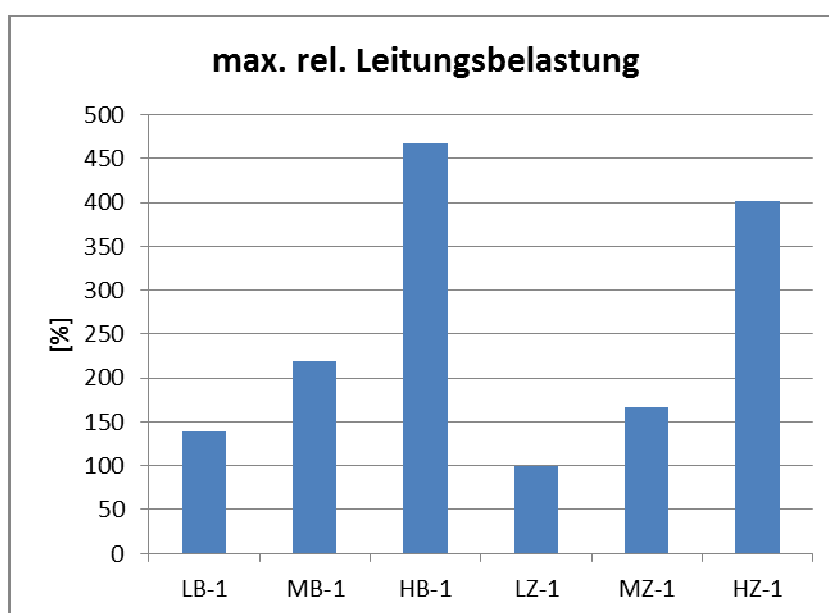


Abbildung 69: Maximal auftretende Leitungsbelastung im Modellnetz in Bezug auf die thermische Grenzleistung

Aus Abbildung 70 geht hervor wie viele Prozent der Stunden aus der Simulation die am stärksten belastete Leitung den Grenzwert von 65 % verletzt, und damit gegen das (n-1)-Kriterium verstößt, und wie viele Prozent der Stunden die thermische Grenzbelastbarkeit der Leitung überschritten wird. Für die Leitung mit der höchsten Belastung für das Szenario mit hoher Last und gleichbleibender Wasserkraft ist während der Hälfte der Zeit das (n-1)-Kriterium verletzt und für ein Viertel der Zeit die thermische Grenzbelastbarkeit der Leitung überschritten. Daraus ist zu schließen, dass ausgehend von dem angenommenen Leitungsnetz auf jeden Fall zusätzliche Verstärkungsmaßnahmen notwendig sind. Bei den Szenarien LB-1 und LZ-1 mit gleichbleibender Last ergeben sich für nur maximal 1 % der Zeit eine thermische Überlast. In diesem Fall kann auch mit anderen korrektiven Maßnahmen die Einhaltung der thermischen Grenzströme vorübergehend hergestellt werden.

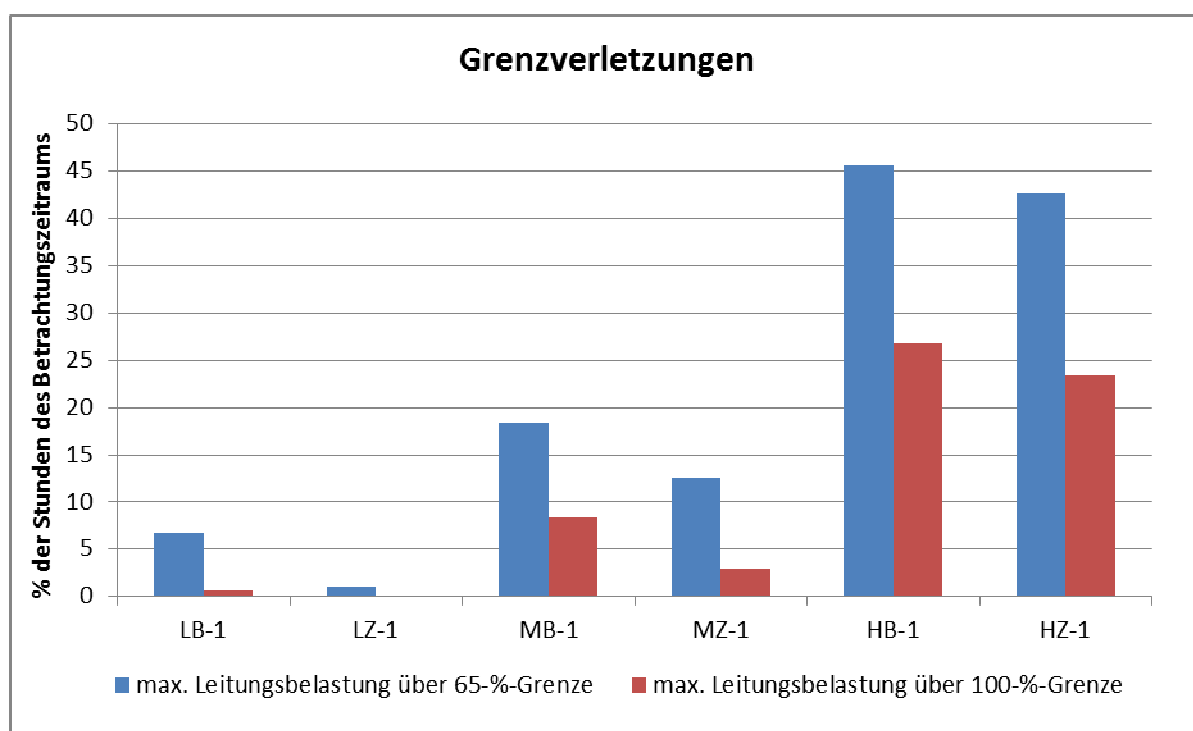


Abbildung 70: Grenzwertverletzungen der Leitungsbelastungen in Prozent der Stunden des Betrachtungszeitraumes von 15 Jahren für verschiedene Szenarien

Die Abbildung 71 zeigt die Veränderung der durchschnittlichen jährlichen Leitungsverluste für die verschiedenen Szenarien. Diese Unterschiede bei den Leitungsverlusten sind sehr hoch. So resultieren beim Vergleich der Szenarien LB-1 und HB-1 aus der Lastverdopplung achtfache Leitungsverluste im Durchschnittsjahr.

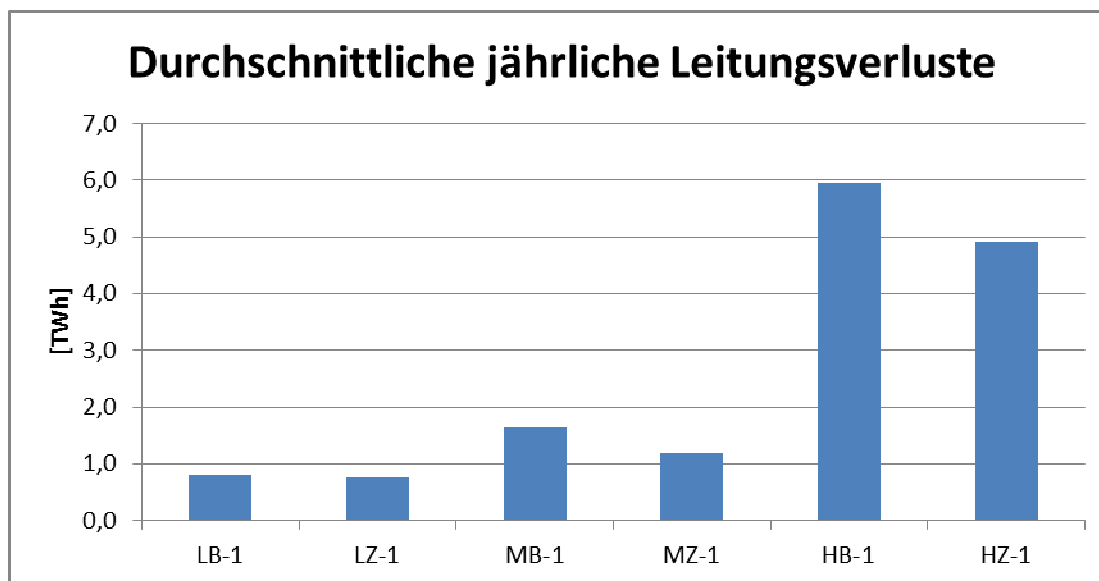


Abbildung 71: Vergleich der durchschnittlichen jährlichen Leitungsverluste für verschiedene Szenarien

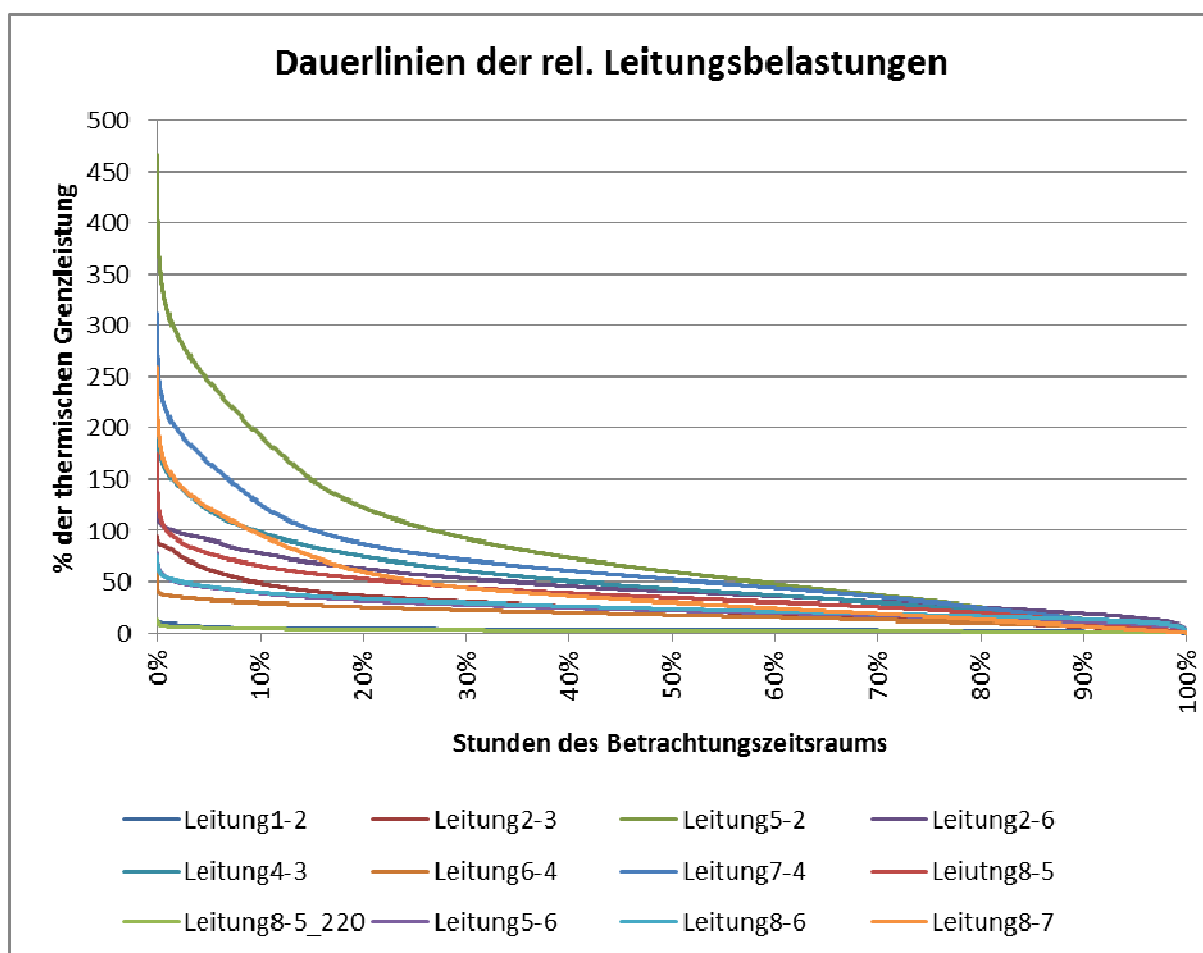


Abbildung 72: Dauerlinien der Leitungsbelastungen bezogen auf die thermische Grenzleistung für das Szenario HB-1

In den Abbildung 72 sind die Dauerlinien der Leitungsbelastungen und in Abbildung 73 die kumulierten Belastungsüberschreitungen für die beiden Grenzen (65 % und 100 % der

thermischen Leistung) für das Szenario HB-1 dargestellt. Die am stärksten belastete Leitung ist jene, welche die Regionen 5 und 2 verbindet. Weiters kommt es zu starken Belastungen aller Leitungen die dem 380-kV-Ring in Österreich angehören, sowie der 220-kV-Leitung, die die Regionen zwei und sechs verbindet. Auffällig ist in der Abbildung 72 der sehr steile Anstieg der Dauerlinien am linken Ende. Das bedeutet, dass die sehr hohen Belastungswerte in nur sehr seltenen Fällen vorkommen.

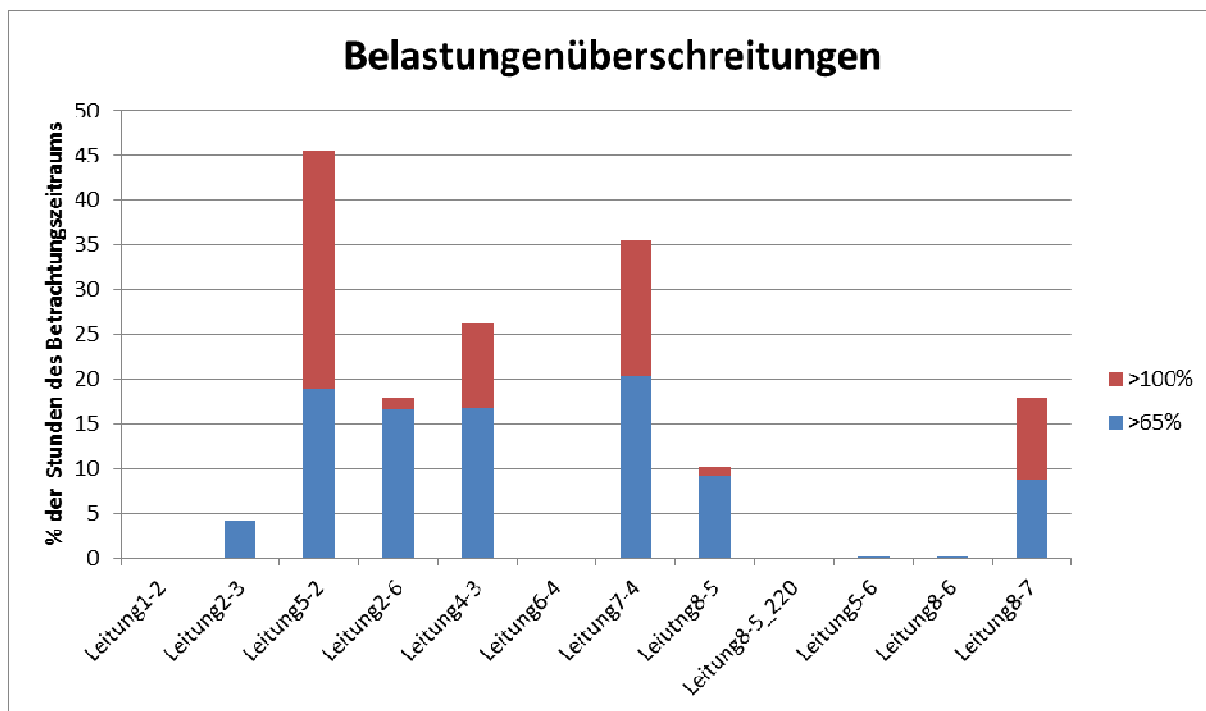


Abbildung 73: Vergleich der kumulierten Belastungsüberschreitungen (>100 % therm. Grenze: rot; >65 % der therm. Grenze: blau) der Leitungen in Prozent der Stunden des Betrachtungszeitraumes für das Szenario HB-1

Zur Erklärung der Abbildung 74:

- Negative Werte des Slacks bedeuten, dass im Netz eine zu geringe Erzeugung vorherrscht und somit die Speicherkraftwerke im Turbinenbetrieb elektrische Energie in das Netz einspeisen.
- Positive Werte des Slacks kommen dadurch zu Stande, dass die Erzeugung im Netz zu hoch ist und daher das Überangebot an elektrischer Energie vom Slack aufgenommen werden muss.

Der Abbildung 74 ist zu entnehmen, dass die Leistungen für die Entnahme aus dem Netz wesentlich größer sein müssen, als für das Einspeisen in das Netz. Dafür kommt es zu 65 % der Zeit zu einer Energieabgabe aus dem Netz. 35 % der Zeit kommt es zum Einspeichern von Energie.

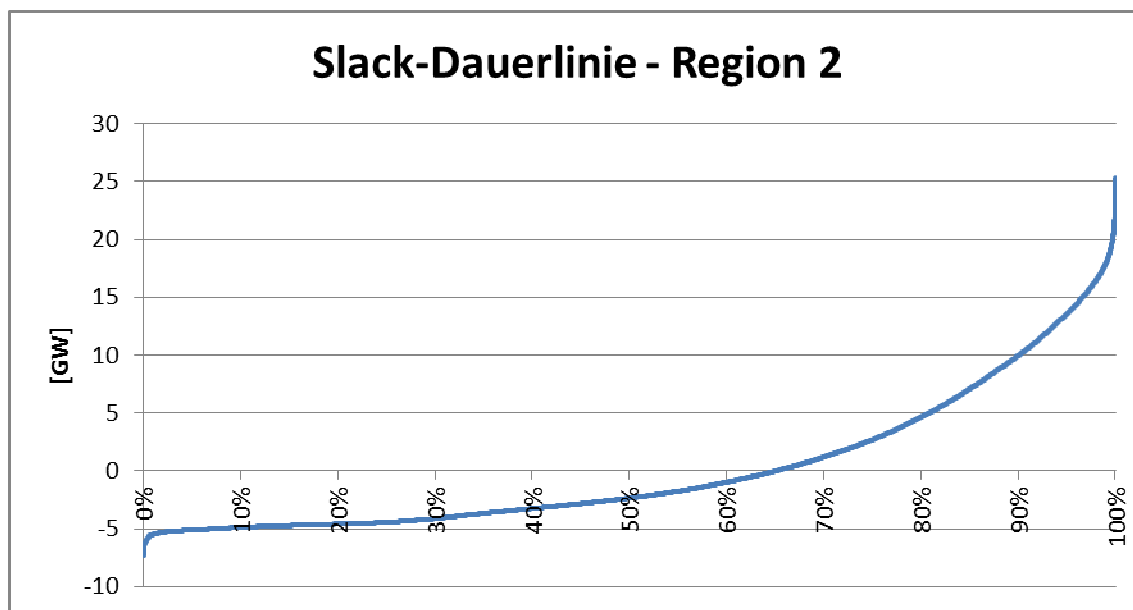


Abbildung 74: Dauerlinie der Slackleistung in Region 2 in GW

2.13.3 Option des verteilten Speichers

Aus der Abbildung 68 geht hervor, dass die aktuell installierte Speicherleistung für die rein regenerative Versorgung Österreichs nicht ausreicht, um die gesicherte Versorgung mit Strom bei den zugrunde gelegten Szenarien sicherstellen zu können. Aus diesem Grund wurde versucht die zusätzlich zu installierende Speicherleistung so zu verteilen, dass die Netzverluste minimiert werden. Der entsprechende Programmablauf ist in der Abbildung 75 dargestellt. Dabei wird für jeden Stundenwert der Simulation ermittelt, ob die aus der Last- und Erzeugungssituation resultierende Slackleistung die aktuell installierte Pumpleistung übersteigt. Ist dies der Fall so wird versucht den zusätzlich benötigten Speicher möglichst verlustoptimal in das Netz zu integrieren. Die Stufung der zusätzlich zu installierende Pumpleistung wurde in 0,5-GW- und 1-GW-Schritten durchgeführt, um den Simulationsaufwand in Grenzen zu halten. War hingegen die Slackleistung unter der aktuell installierten Pumpleistung, so wurde abgefragt, ob der Speicherinhalt ungleich Null ist. Bei eingespeicherter Energie wurden die Speicher nach der Größe des Speicherinhaltes sortiert. Danach wurden die Speicher beginnend bei dem Speicher mit dem aktuell größtem Speicherinhalt der Reihe nach geleert. Dabei wurde Rücksicht genommen auf die Slackleistung und die Leitungsbelastung, die für alle Leitungen unter 100 % bleiben sollte.

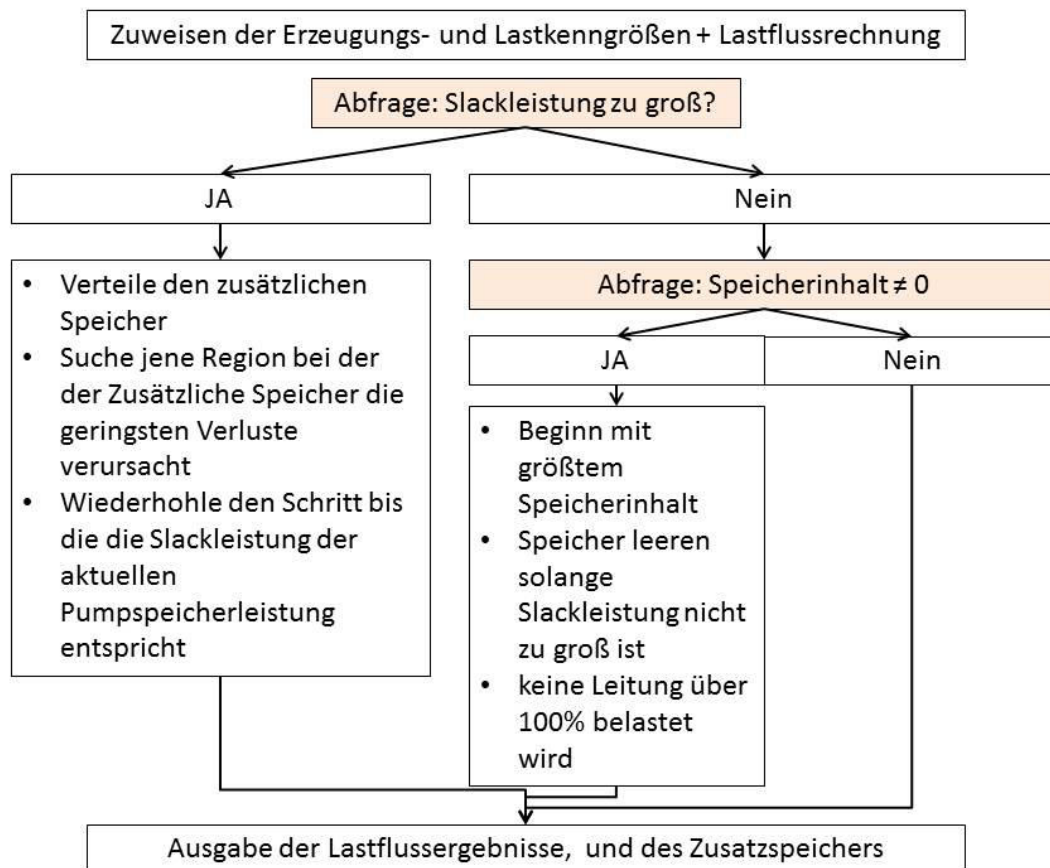


Abbildung 75: Programmablauf für die Erweiterung mit Speicherverwaltung

So war es möglich für die gegebenen Stundenwerte der Erzeugung und Last einen vernünftigen Speichereinsatz in die Modellnetzsimulation zu implementieren. Mit diesem Algorithmus war es möglich für die verschiedenen Szenarien die zusätzlich zu installierende Speicherleistung und notwendigen Speichergrößen für die einzelnen Regionen zu erhalten.

In der Abbildung 76 und der Abbildung 77 sind die Ergebnisse der Simulationen für die zusätzlich zu installierende Speicherleistung aufgetragen. Auffällig ist, dass bei den Szenarien mit niedriger Last die Speicherleistung bei der Energieaufnahme aus dem Netz niedrigere Werte ermittelt wurden, als für die Speicherleistungen für die Energieabgabe in das Netz. Bei der tatsächlich notwendigen zu installierende Leistung kann die Speicherleistung für die Leistungsaufnahme herangezogen werden, weil bei der niedrigen Last das Netz in der Regel nicht so stark belastet ist und die Begrenzung des vorhandenen Speichers auch nicht wirkt. Dementsprechend wird der Speicher mit höherer Leistung auch schneller geleert, als dies tatsächlich notwendig ist.

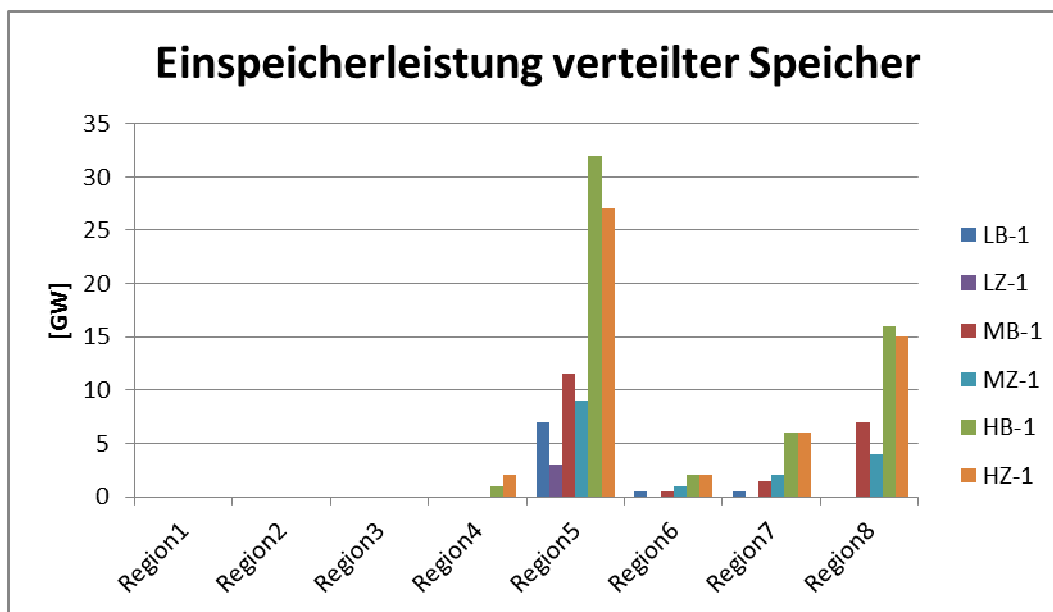


Abbildung 76: Notwendige Einspeicherleistung zur Energieaufnahme aus dem Netz durch, auf die verschiedenen Regionen, verteilte Speicher

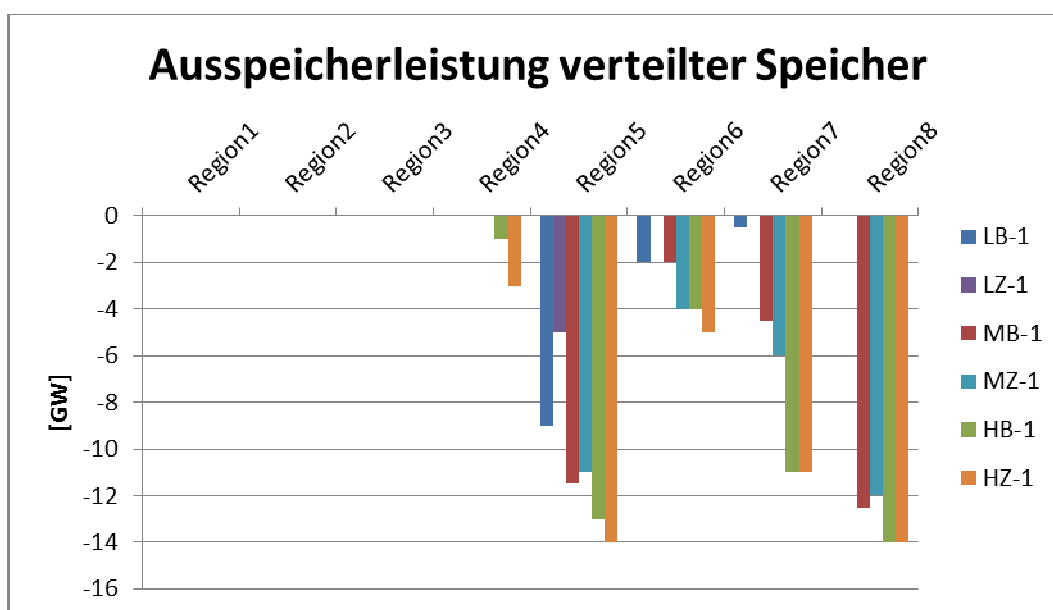


Abbildung 77: Notwendige Ausspeicherleistung zur Energieabgabe an das Netz durch, auf die verschiedenen Regionen, verteilte Speicher

Der größte Anteil der zusätzlich verlustoptimalen Installation entfallen auf die Regionen 5 und 8. Begründet kann das damit werden, dass in diesen Regionen die Schwankungen der Erzeugung sehr hoch sind. Aus der Simulation geht des Weiteren hervor, dass die Installation von zusätzlichem Speicher in den Regionen 1, 2 und 3 nicht von Nöten ist. Für die restlichen Regionen sind die Speicher tendenziell erst bei höherer Last sinnvoll, liefern dann aber auch nur einen kleinen Anteil der gesamten benötigten Leistung.

In der Abbildung 78 wird die Speicherleistung ohne Speicherverteilung mit der Summe aller Einspeiseleistungen der verteilten Speicher verglichen. Da der Speicher verteilt ist, und auf

Grund der vorgegebenen Schrittweite, fällt die zu installierende Leistung etwas größer aus. Dieser Effekt verstärkt sich umso höher die Last wird, und damit der Speicher stärker verteilt wird.

Bei Zubau der Wasserkraft und niedriger Last sind nur 40 % zusätzliche Speicherleistung notwendig. Bei dem Szenario mit hoher Last und bestehender Wasserkraft ist es notwendig die Speicherleistung auf das Achtfache zu erhöhen, mindestens notwendig wäre nur ungefähr das Fünffache.

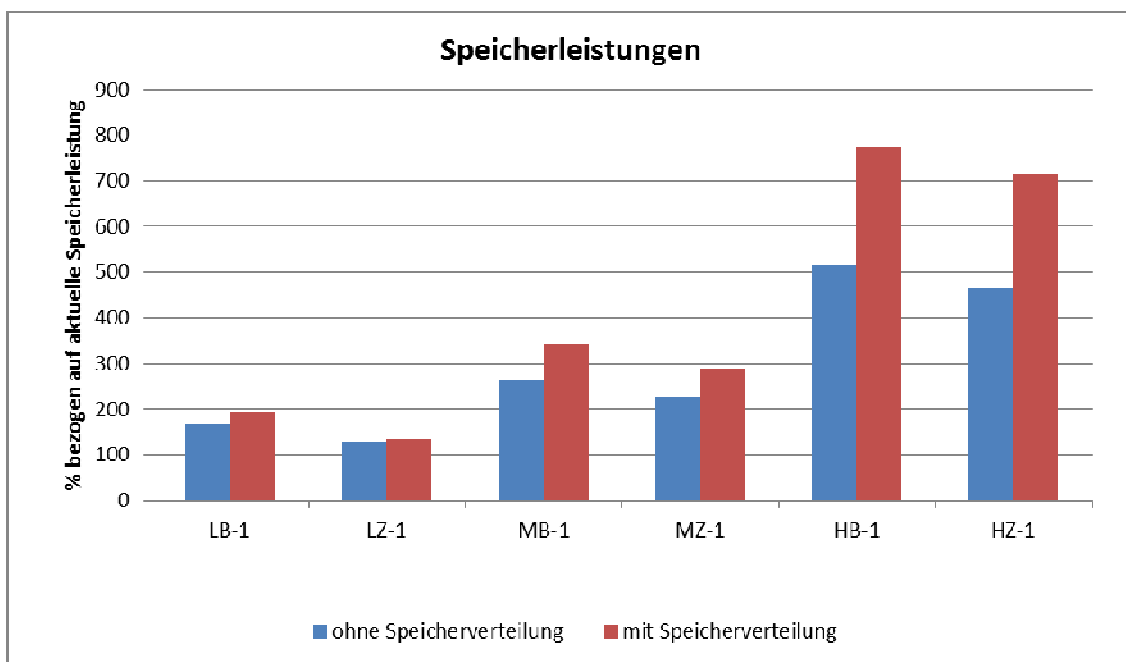


Abbildung 78: Vergleich der Einspeiseleistungen mit und ohne Verteilung in Prozent der aktuell installierten Turbinenleistungen (8,5 GW)

In der Abbildung 79 sind die errechneten Speicherinhalte für die verschiedenen Szenarien aufgetragen. Dabei handelt es sich nur um die Speicher die zusätzlich installiert werden müssten, weil die aktuell zur Verfügung stehende Engpassleistung zu gering ist. Der Speicherinhalt des Slacks wird bei dieser Betrachtung ausgeklammert. Für das Szenario HB-1 mit hoher Last und der bestehenden Wasserkraft ist der Speicherbedarf beinahe doppelt so groß, als beim Szenario HZ-1, bei hoher Last und Zubau der Wasserkraft. Bei den Szenarien mit niedriger bzw. mittlerer Last sind die notwendigen Speicherinhalte geringer als 140 GWh. Das entspricht in etwa dem aktuell vorhandenen Speichervolumens in Österreich, das für die Szenarien zusätzlich auf die entsprechende Regionen aufzuteilen ist. Der gesamte zusätzliche Speicherbedarf für das Szenario HB-1 mit hoher Last und bestehender Wasserkraft beträgt in Summe 2 TWh, was ca. das 14-fache das aktuell installierten Speichervolumens in Österreich ausmacht.

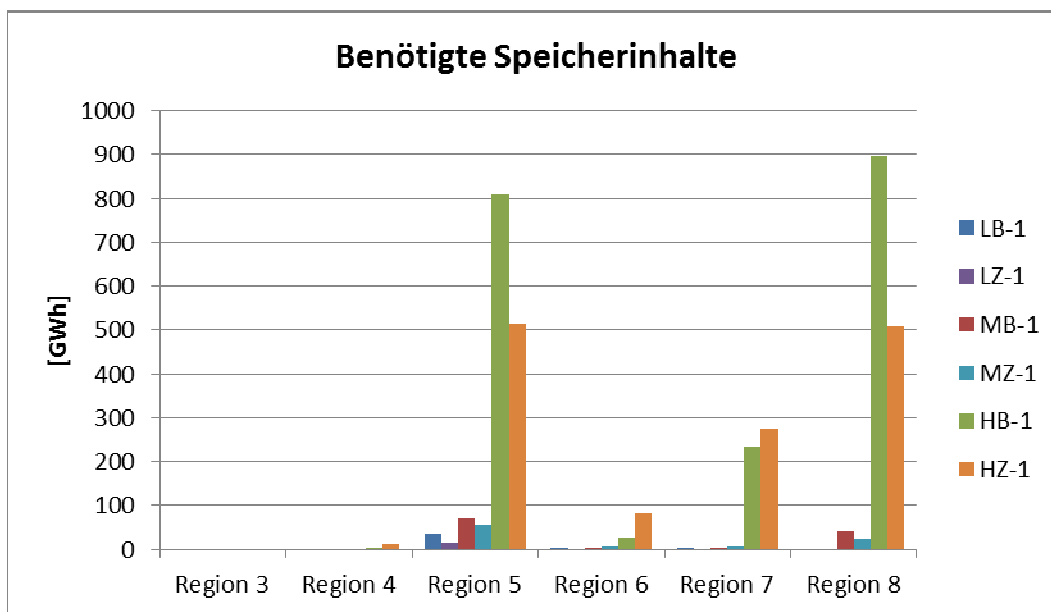


Abbildung 79: Notwendige Speicherinhalte bei verteilten Speichern nach Region bei verschiedenen Szenarien

In der Abbildung 80 sind die für die verschiedenen Szenarien und Regionen dargestellt. Ein Speicher gilt in diesem Fall als genutzt, wenn Energie eingespeichert oder aus dem Speicher genommen wird. Die Speicher in den Regionen 3 und 4 werden so gut wie nie genutzt. In diesen Fällen stellt sich die Frage ob die Regelleistung nicht sinnvollerweise von benachbarten Speichern mit übernommen werden könnte. Die Speicher in Region 6 liegen auch noch für alle Szenarien deutlich unter 5 % der Zeit. Einzig die Speicher in der Region 5 und 8 kommen bei den Szenarien HB-1 und HZ-1, also bei hoher Last, sehr oft zum Einsatz.

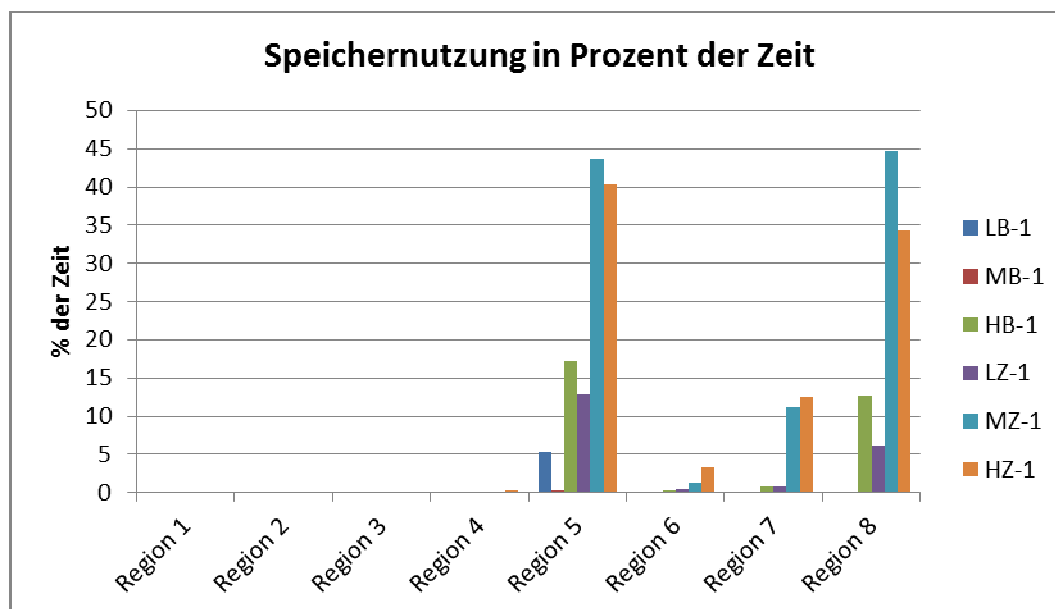


Abbildung 80: Ermittelte Speichernutzung

In der Abbildung 81 ist zu erkennen, dass die Leitungsbelastung bei der Implementierung des verteilten Speichers in das Modellnetz die maximal auftretenden Leitungsbelastungen nicht größer sind als das Zweifache des erlaubten Wertes. Verglichen zu den Ergebnissen

ohne Speicherverteilung kann eine zum Teil recht deutliche Reduktion der maximalen Leitungsbelastungen erreicht werden. Bei den Szenarien mit hoher Last (HB-1 und HZ-1) kann die auftretende Maximalbelastung sogar mehr als halbiert werden.

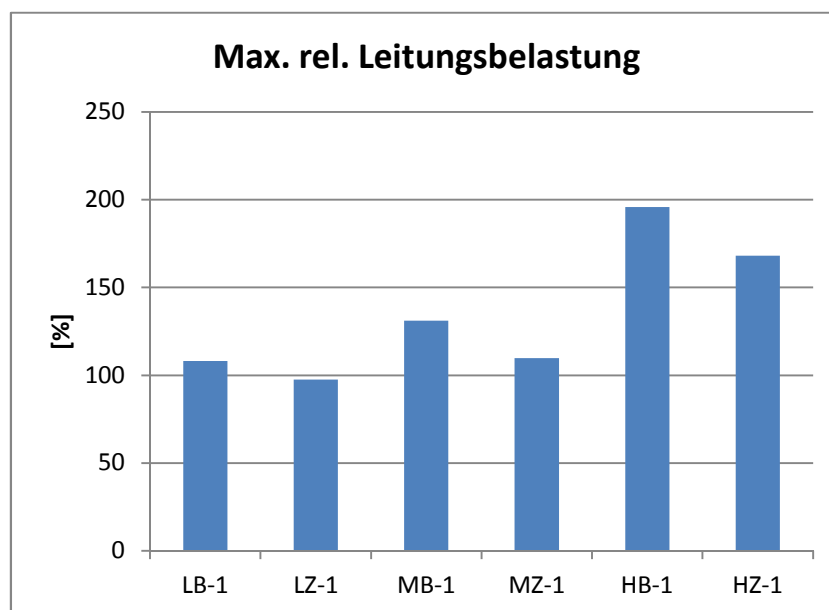


Abbildung 81: Leitungsbelastung bei der Implementierung des verteilten Speichers in Prozent des thermischen Grenzwertes (entspricht 100 %)

In der Abbildung 82 ist die zeitliche Verteilung der auftretenden Grenzwertverletzungen für die unterschiedlichen Szenarien aufgetragen. Wie auch schon in der Abbildung 70 ist zu erkennen, dass bei dem Szenario LZ-1 der thermische Grenzstrom nie überschritten wird. Bei den anderen Szenarien für niedrige und mittlere Last treten die Verletzungen des 100-%-Limits in weniger als 1 % der Zeit auf. Verglichen mit den Ergebnissen ohne verteilten Speicher ist zu erkennen, dass die Verletzung des (n-1)-Kriteriums häufiger auftritt. Dies ist damit zu erklären, dass der Inhalt des Speichers auch wieder in das Netz eingespeist wird, auch wenn eine Leitungsbelastung von 65 % überschritten wird.

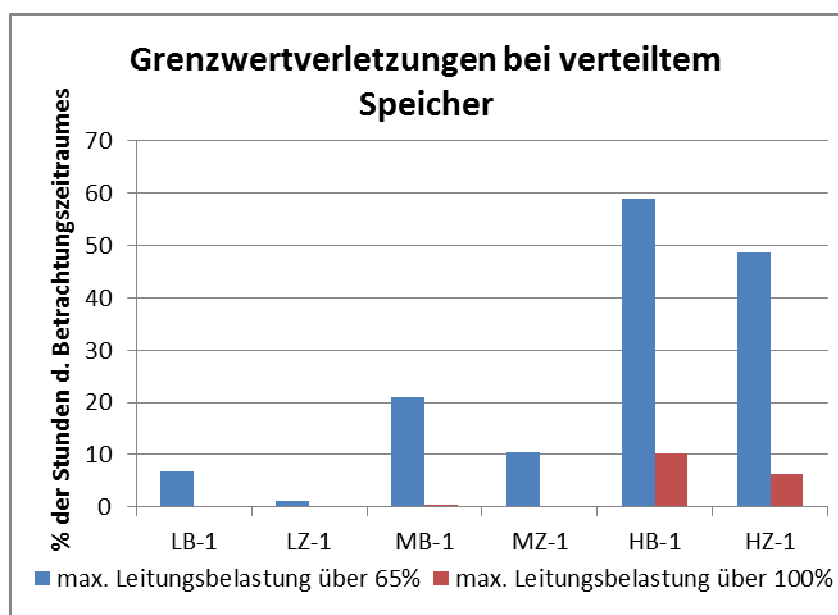


Abbildung 82: Grenzwertverletzung der Leitungsbelastung in Abhängigkeit von der Zeit, unter Berücksichtigung des verteilten Speichers

In der Abbildung 83 sind die errechneten Leitungsverluste für die verschiedenen Szenarien aufgetragen. Bei den Szenarien mit niedriger Last bei denen auch nur sehr wenig zusätzlicher Speicher notwendig ist ändert sich an den Leitungsverlusten sehr wenig. Bei den Szenarien bei denen eine hohe Last angenommen wurde können hingegen die Leitungsverluste durch einen verteilten Speichereinsatz um dreißig bis vierzig Terrawattstunden reduziert werden.

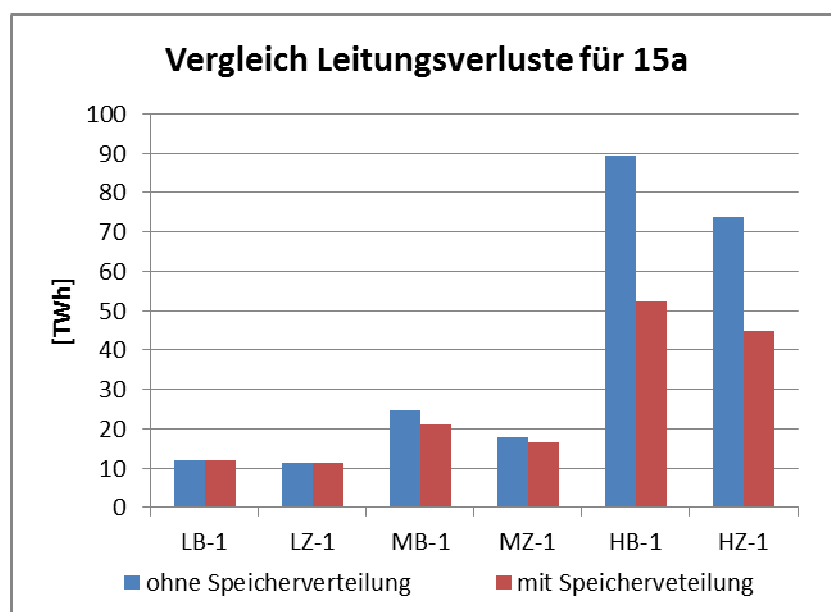


Abbildung 83: Vergleich der ermittelten Leitungsverluste mit und ohne Speicherverteilung

In der Abbildung 84 sind die Histogramme für die Slackleistung in der Region zwei mit und ohne verteilter Speicherung aufgetragen. Dabei ist zu erkennen, dass die Spitzen nach oben auf Grund der implementierten Begrenzung entfernt werden konnten. Die Zeit, die sich die Slackleistung in der Begrenzung befindet, beträgt in etwa fünfzig Prozent. Auf Grund der zusätzlich installierten Speicher, die auch die Energie wieder abgeben, wird die Kurve auch in den Bereichen, in denen der Slack sich nicht in der Begrenzung befindet, in der Form verändert.

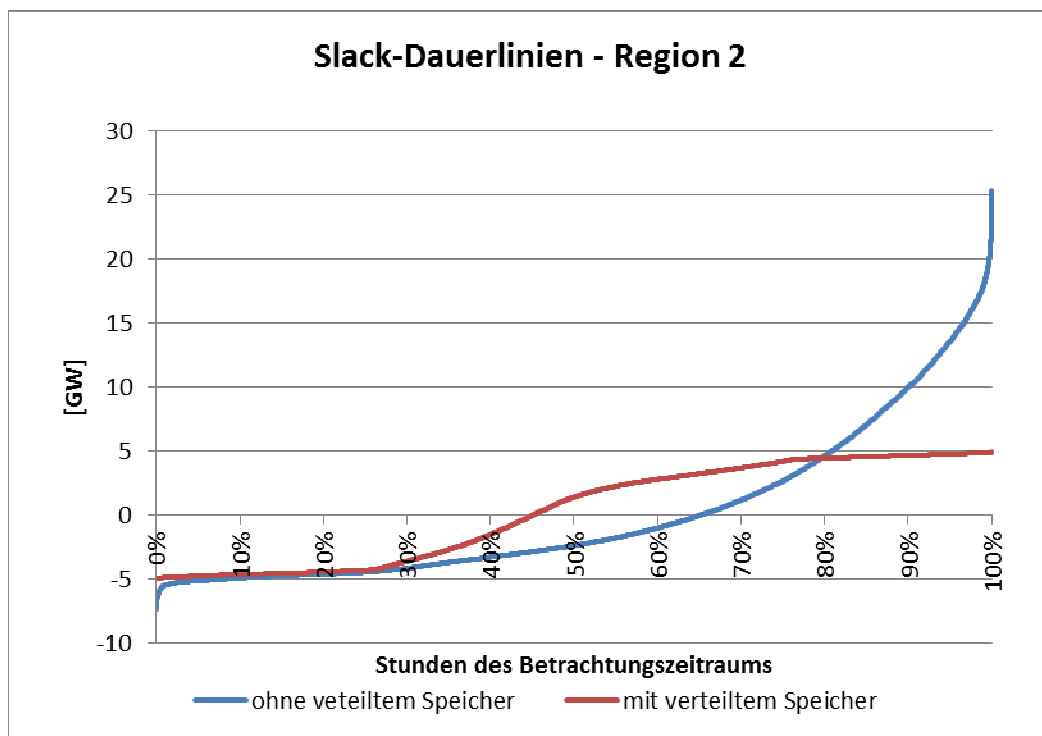


Abbildung 84: Vergleich der Dauerlinien für den Slack in der Region 2 für das Szenario HB-1 mit und ohne verteilten Speicher

Wie beim Slack werden auch die Dauerlinien der Leitungsbelastung durch die modifizierte Speicherbewirtschaftung verändert. In der Abbildung 85 ist verglichen zu der Abbildung 72, um festzustellen, dass der Maximalwert für alle Leitungen reduziert werden konnte. Bei der Leitung-5-2, die die Regionen 2 und 5 miteinander verbindet, ist ein deutliches Plateau in der Kurve zwischen 10 und 30 % der Zeit zu erkennen. Dies lässt sich damit begründen, dass das Leeren der Speicher nur dann zulässig ist, solange dadurch die Leitungsbelastung die zulässigen 100 % nicht übersteigt. Eine Übersicht, wie die Leitungen im Modellnetz ausgelastet sind, ist der Abbildung 86 zu entnehmen. Dabei ist zu sehen, dass die Leitung-5-2 jene ist, die zu 10 % der Zeit überlastet ist, und zu 50 % der Zeit die (n-1)-Sicherheit verletzt ist. Bei den anderen Leitungen treten auch Verletzungen der thermischen Grenze auf, aber in weniger als 1 % der Zeit.

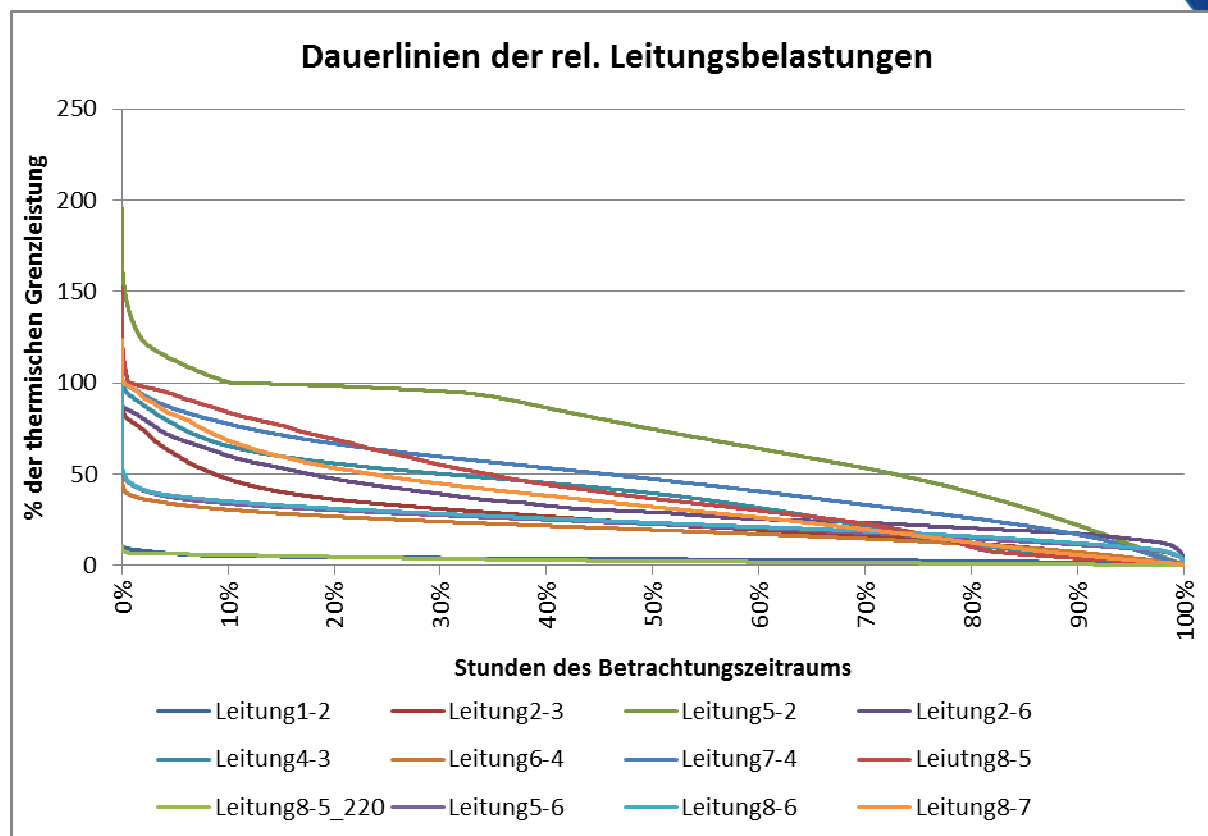


Abbildung 85: Vergleich der Leitungen für das Szenario HB und verteiltem Speicher

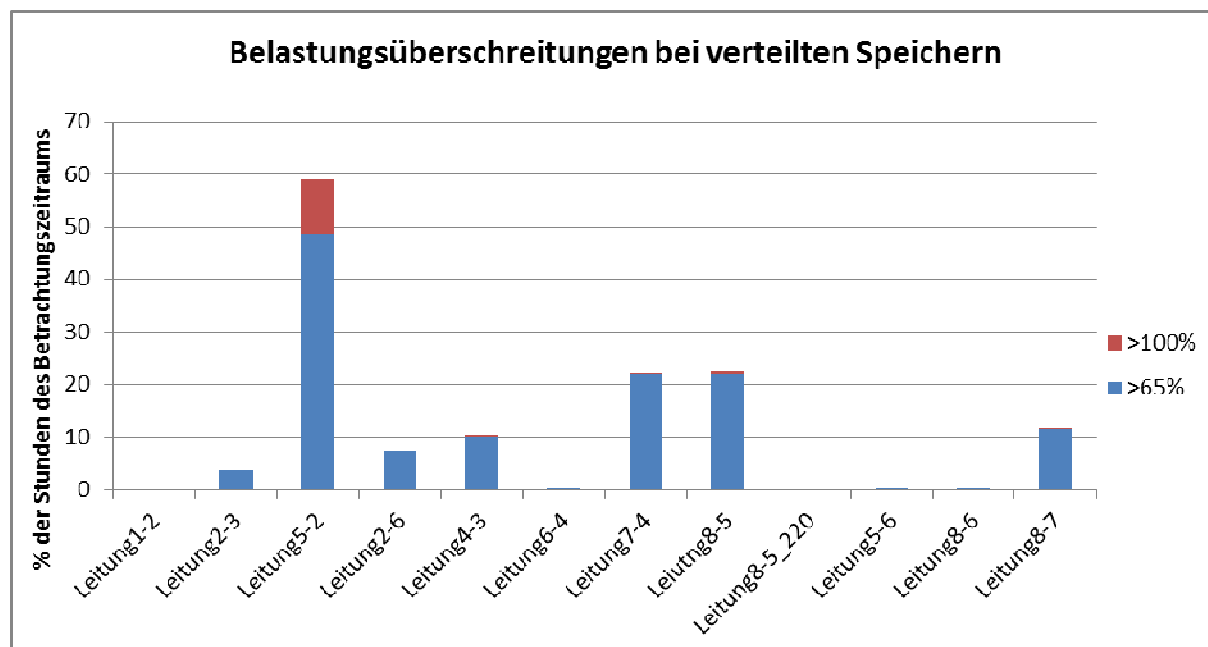


Abbildung 86: Vergleich der kumulierten Belastungsüberschreitungen (>100 % therm. Grenze: rot; >65 % der therm. Grenze: blau) der Leitungen in Prozent der Stunden des Betrachtungszeitraumes bei verteilten Speichern für das Szenario HB-1

Aus der Abbildung 87 und Abbildung 88 geht hervor, dass die hohen Speicherleistungen und großen Speichereinhalte meist nur für sehr geringe Zeit benötigt werden. In der Abbildung 89

sind die zeitlichen Verläufe der ermittelten Speicherfüllstände für den Verlauf der 15 Jahre aufgetragen.

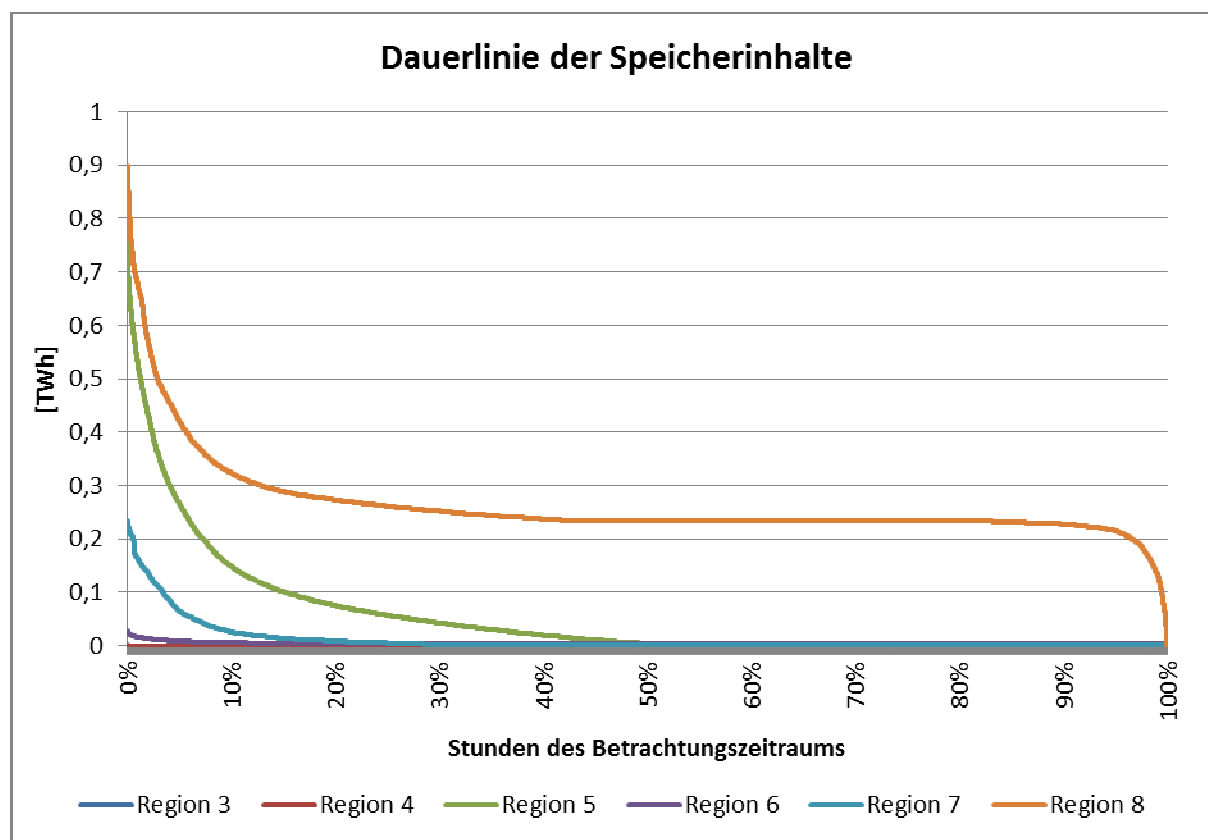


Abbildung 87: Dauerlinien für die verwendeten Speicherinhalte des Szenarios HB-1 bei verteiltem Speicher

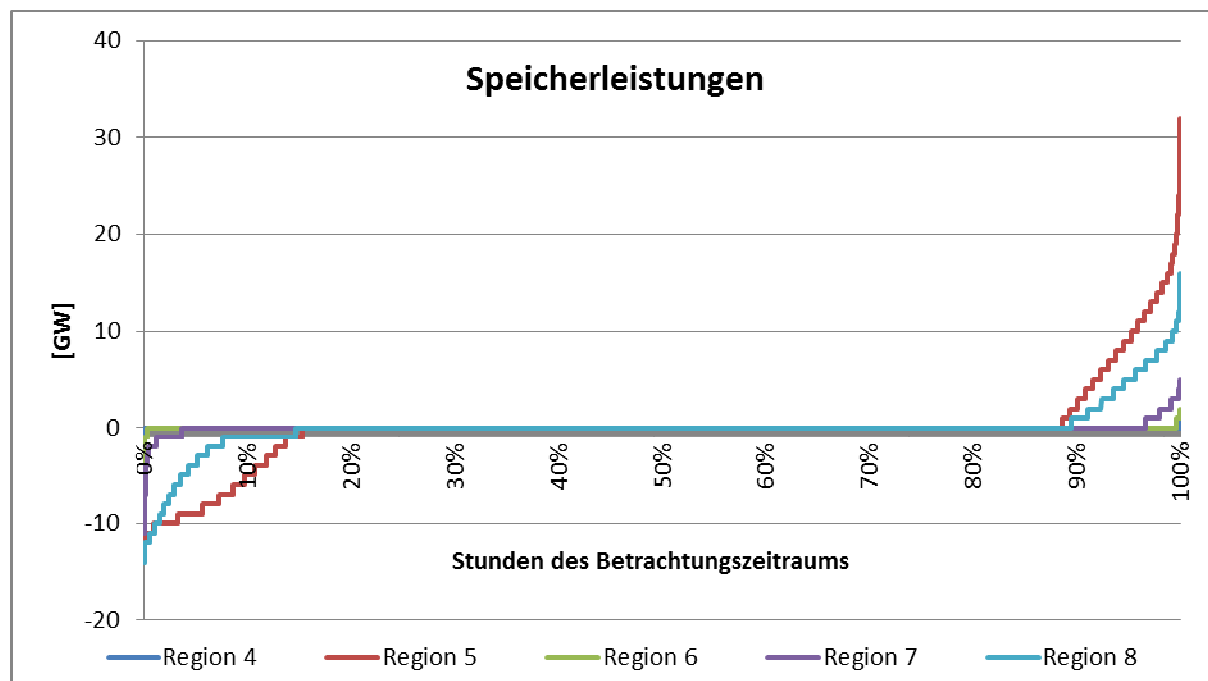


Abbildung 88: Histogramm für die ermittelten Speicherleistungen des Szenarios HB

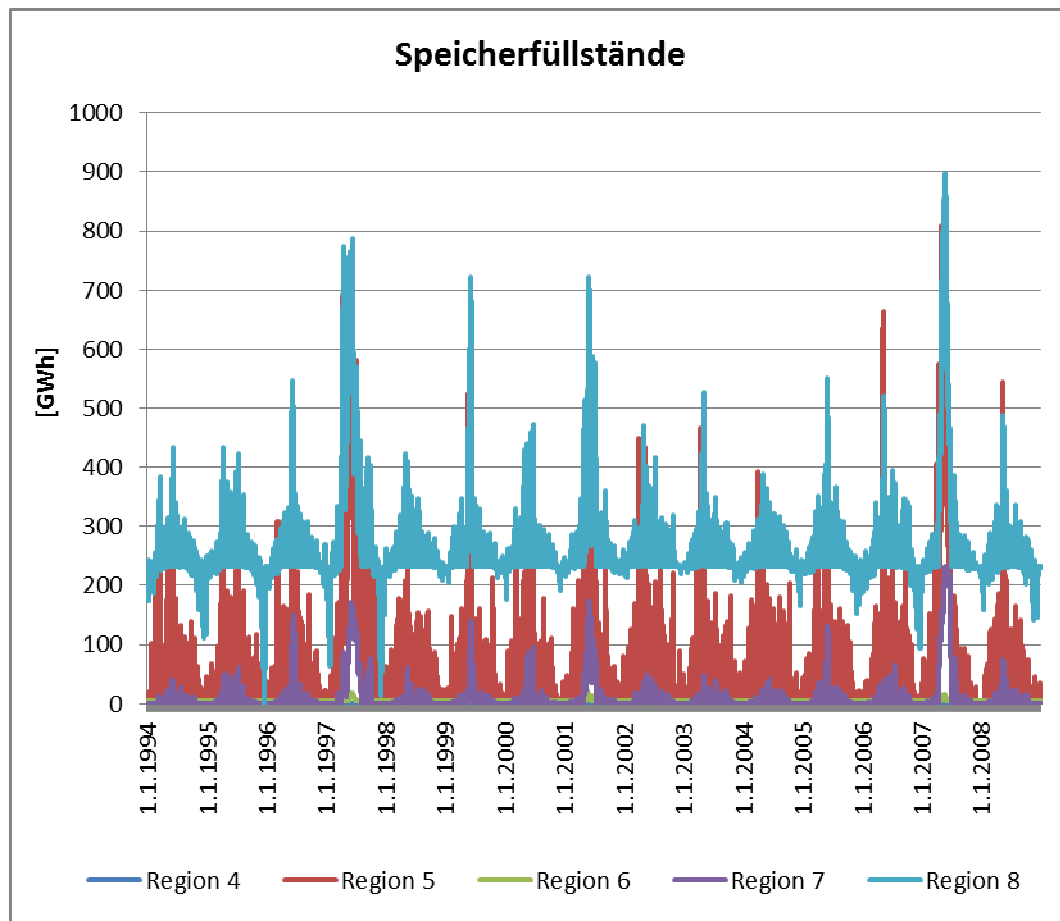


Abbildung 89: Ermittelter zeitlicher verlauf der Speicherfüllstände für das Szenario HB-1

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

3.1 Auswirkungen des Klimawandels auf regenerative Dargebote

Nach momentanem Stand der Forschung ergeben sich bis 2050 weder für die Globalstrahlung noch für die Windgeschwindigkeit starke Änderungen. Es kann daher für die Planung zur Energiegewinnung aus den regenerativen Energiequellen Wind und Sonne recht gut von den gegenwärtigen Messwerten ausgegangen werden.

Die schwachen Änderungen in groben Zügen: (siehe Abbildung 90)

- mögliche Abnahme der Windgeschwindigkeit im Sommer in ganz Österreich
- mögliche Zunahme der Globalstrahlung im Winter in ganz Österreich

Die berechneten Änderungen des mittleren Abflusses unterscheiden sich nach den Jahreszeiten und Regionen. Im Sommer (JJA) wird in den Regionen 2, 3 und 5 eine deutliche Reduktion des Wasserkraftpotenzials berechnet. Im Winter (DJF) hingegen wird eine deutliche Reduktion des Wasserkraftpotenzials berechnet.

Die klimatologischen Daten zeigen keine Häufung von Extremsituationen.

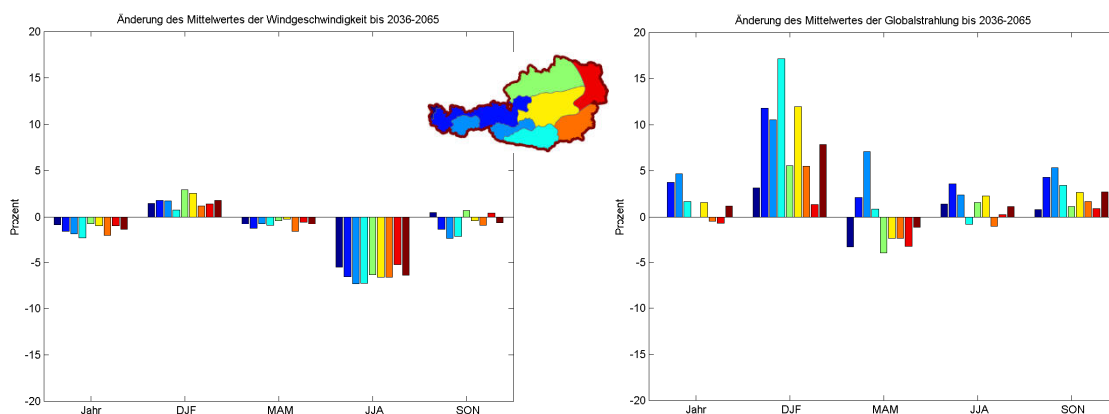


Abbildung 90: Die prozentuelle Änderung des Mittelwertes der Windgeschwindigkeit (links) und der Globalstrahlung (rechts) bis 2050 für die acht Regionen und Gesamtösterreich sowie für das gesamte Jahr und die vier Jahreszeiten im Vergleich.

3.2 Energetische Deckung des Verbrauchs

Die erhobenen mittleren jährlichen regenerativen Erzeugungspotenziale sind in Tabelle 42 dargestellt.

Tabelle 42: Erzeugungspotenziale in der Übersicht

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

Somit ist eine energetische Deckung des österreichischen Inlandsstromverbrauchs aus dem Jahr 2008 mit 69 TWh möglich. Die energetische Deckung einer **Verbrauchssteigerung um 25 %** stellt bei der Berücksichtigung der zusätzlichen Verluste durch Pumpspeicherung die **Grenze der energetischen Deckung** des Verbrauchs dar.

3.3 Ausgleichseffekte

In Bezug auf die Schwankungen der jährlichen Erzeugung hat sich gezeigt, dass sowohl das Mischen der Erzeugungsformen als auch der regionale und überregionale Ausgleich eine positive Wirkung zeigen. (siehe Tabelle 43)

Tabelle 43: Standardabweichungen der Jahreserzeugungen

Jahresschwankung	Laufwasserkraft	Windkraft	Photovoltaik	Erzeugungsmix	Effekt - Vernetzung
σ Station	-	19,5 %	7,8 %	-	
σ Region	10,4 %	15,5 %	4,6 %	5,0 %	
σ Österreich	5,6 %	8,4 %	4,4 %	3,3 %	
Effekt - Erzeugungsmix					

3.4 Überschüssige Einspeiseleistung

Die Differenzleistung von dargebotsabhängiger Erzeugung minus des Verbrauchs ist jene Leistung, welche durch Speicher gedeckt werden muss. Der Erzeugungsüberschuss übersteigt dabei die verfügbare Pumpleistung deutlich. Diese Einspeisung kann im Netz nicht mehr verwertet werden.

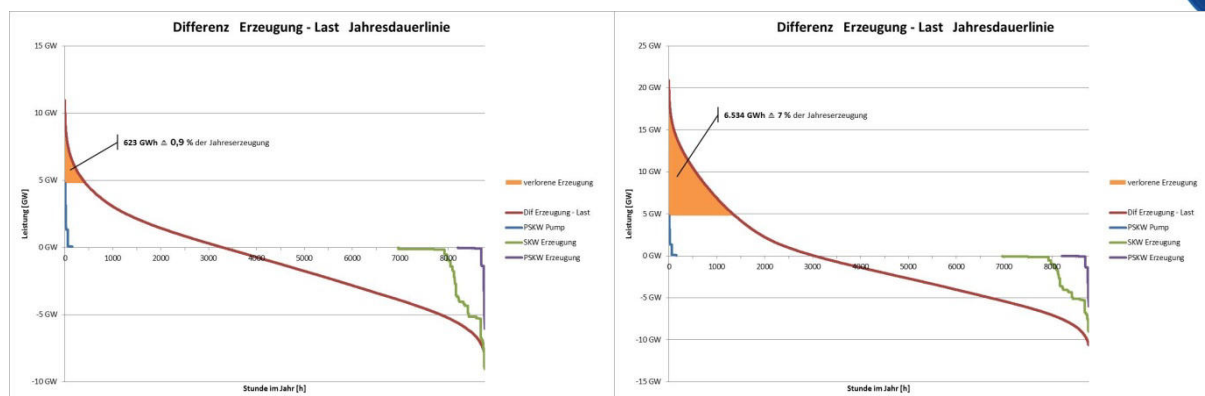


Abbildung 91: Szenario LZ-1 (links) und Szenario MZ-1 (rechts) Jahresdauerlinie der Differenz aus dargebotsabhängiger Erzeugung mit dem Verbrauch, sowie die Leistungs-Zeit Kennlinien von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken

Die Verbrauchssteigerung um 25 % bewirkt einen Anstieg der verlorengegangenen Erzeugung von 623 GWh auf 6.534 GWh um 1.000 %!

In der Abbildung 91 ist deutlich zu erkennen, dass das Speichervermögen der Pumpspeicherung mit 0,14 TWh deutlich geringer ist als der gesamte Überschuss von 8 TWh (Szenario LZ-1) bzw. 16 TWh (Szenario MZ-1). Somit kann die Pumpspeicherung für kurzfristige Ausgleichsvorgänge nicht jedoch für die Langzeitspeicherung verwendet werden.

3.5 Leitungsbelastungen

Bei der Betrachtung der auftretenden Leitungsbelastungen hat sich herausgestellt, dass bei dem angenommenen Leitungsausbau, aus Sicht des österreichischen Übertragungsnetzes eine rein regenerative Versorgung von Österreich mit Strom möglich ist. Dafür notwendig ist aber der Ausbau der Wasserkraft und gleichzeitig darf die Last nicht steigen (Szenario LZ-1). Sollte die Last steigen, so ist mit temporären Überlastsituationen im Übertragungsnetz zu rechnen, die aber mitunter durch korrektive Maßnahmen verhindert werden können.

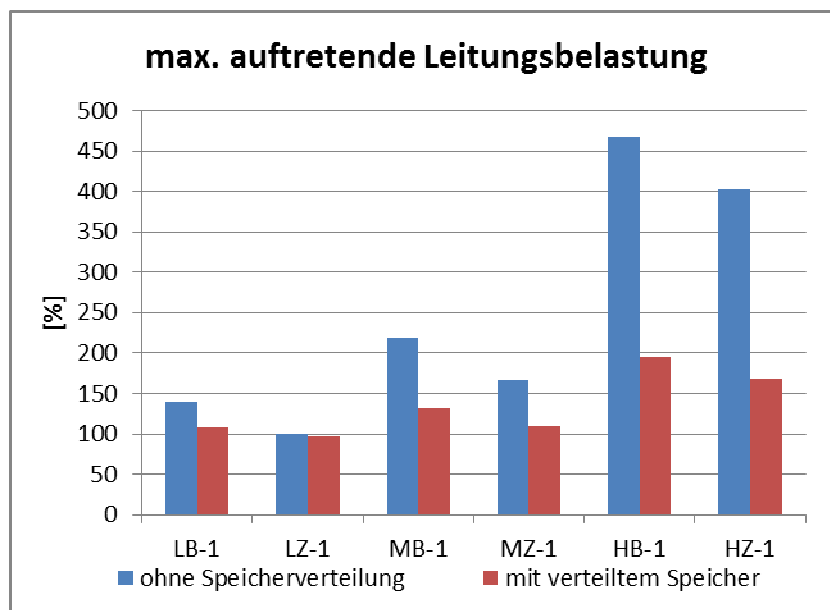


Abbildung 92: Maximal auftretende Leitungsbelastungen

Aus der Abbildung 92 geht hervor, dass die maximal auftretende Leitungsbelastung für das Szenario HB-1 bei dem Einsatz eines dezentralen Speichers von 460 Prozent auf unter 200 Prozent reduziert werden kann. Der Einsatz des verteilten Speichers reduziert nicht nur die Leitungsbelastung sondern auch die Leitungsverluste. Die auftretende Maximalbelastung von 200 Prozent war in dem Szenario HB-1 mit der Option des verteilten Speichers auf der Leitung, die die Regionen 2 und 5 miteinander verbindet festzustellen.

Um einen Überblick über die auftretende Lastverteilung auf die Leitung zu erhalten, wurde für das Szenario MZ-1, also einer mittleren Lastsituation und Zubau der Wasserkraft, in der Abbildung 93 die Verteilung der zeitlichen Leitungsbelastungen im Modellnetz aufgetragen. Demnach wäre eine etwas stärkere Auslegung für die Verbindungsleitung der Regionen 2 und 5 bei rein regenerativer Erzeugung sinnvoll.

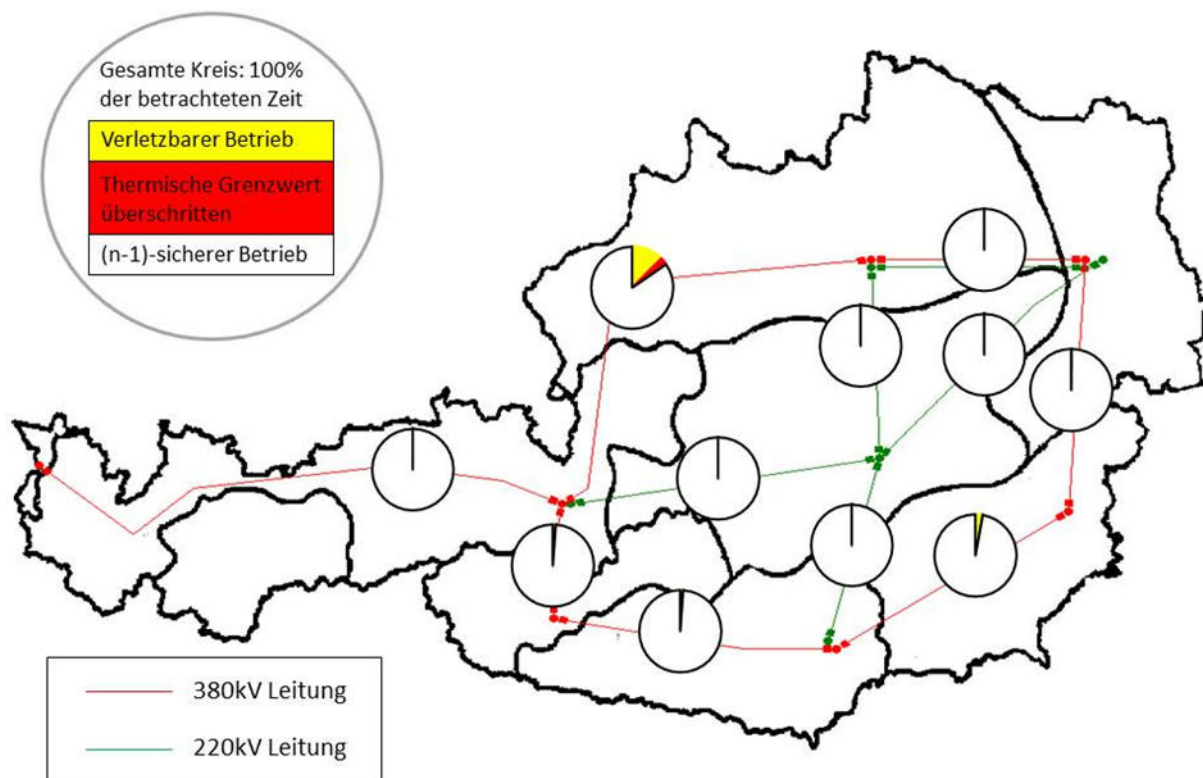


Abbildung 93: Zeitlichen Überlastsituationen der Leitungen für das Szenario MZ-1

3.6 Speicherbedarf

Durch die Optimierung des Erzeugungsmix wurde das Ziel verfolgt, die notwendigen Speicherkapazitäten, welche zusätzlich zu den Speichern für das Regelarbeitsvermögen notwendig sind, sowie die maximalen Pumpleistungen für die ständige Bilanzierung zwischen Angebot und Nachfrage von elektrischer Energie zu minimieren.

Im Rahmen der Optimierung zeigte sich, dass der Potenzialausbau beginnend mit den ertragsstärksten Standorten nicht automatisch die besten Ergebnisse liefert. Vielmehr ist es in Hinblick auf minimale Speicherkenngößen notwendig, dass Erzeugung und Last zeitlich gut korrelieren.

Tabelle 44 stellt die notwendigen reversiblen Speicherkapazitäten der Pumpspeicherung und maximalen notwendigen Pumpleistungen von drei optimierten Szenarien (LZ-1, LZ-2 und MZ-1) dem österreichischen Potenzial gegenüber. Im Hinblick auf die Pumpleistung zeigt sich, dass das Potenzial mit ca. 4,8 GW bei rund einem Viertel bis rund der Hälfte der notwendigen Leistung, abhängig von der unterstellten Lastentwicklung, liegt.

Wesentlich massiver fallen die Unterschiede bei den **notwendigen Speicherkapazitäten** aus. Hier übersteigen die benötigten Kapazitäten die potenziell vorhandenen Kapazitäten um mehr als den **Faktor 100!**

Zwischen den optimierten Szenarien liegen die Unterschiede hinsichtlich der maximalen Pumpleistung bei rund einem Faktor 2. Durch die Annahme einer Laststeigerung um ca. 25 % wäre eine Verdopplung der Pumpleistung notwendig. Dies lässt sich dadurch erklären, dass viele regenerative Potenziale an Orten mit schlechterem Dargebot ausgebaut werden müssten. Dies führt zu hohen installierten Leistungen, um entsprechende Energiemengen bereitstellen zu können. Die Laststeigerung um rund ein Viertel würde im Bereich der notwendigen Speicherkapazitäten einen Zuwachs um rund ein Drittel nach sich ziehen. Auch hier steigt der zusätzliche Bedarf an Speicher überproportional zur Laststeigerung.

Tabelle 44: Gegenüberstellung der notwendigen Speicherkapazitäten (in TWh) und maximalen Pumpleistungen (in GW) für die optimalen Szenarien (LZ-1, LZ-2 und MZ-1) und dem österreichischen Potenzial

Szenario	Speicherkapazität [TWh]	max. Pumpleistung [GW]
Ö-Potenzial	0,14	4,8
LZ-1	17,0	11,7
LZ-2	17,3	10,6
MZ-1	23,4	21,4

Für die Speicherbewirtschaftung in einem voll regenerativen System zeigt sich das Problem, dass ein **einjähriger Betrachtungszeitraum nicht ausreichend** wäre. In Jahren mit Überschusserträgen müssten Reserven für Jahre mit geringerer Einspeisung als Verbrauch angelegt werden (siehe Abbildung 94), um über den gesamten Betrachtungszeitraum ausgeglichen bilanzieren zu können.

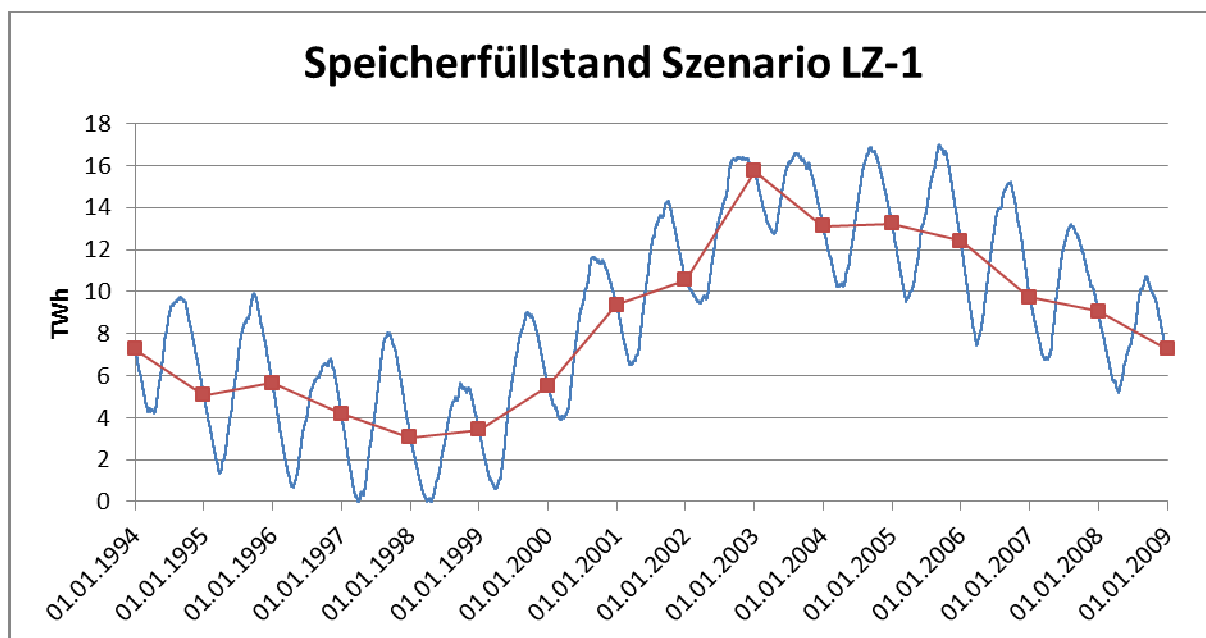


Abbildung 94: Speicherfüllstand über dem Betrachtungszeitraum von 15 Jahren (blau) und Speicherfüllstände zum jeweiligen Jahresbeginn (rote Markierungen) für das Szenario LZ-1 in TWh

4 Ausblick und Empfehlungen

Wie in Kapitel 3 beschrieben sind die wesentlichen Ergebnisse des Projekts:

- **Energetische Deckung** auf Basis regenerativer Potenziale ist bis zu einer Verbrauchssteigerung um 25% gegenüber dem Jahr 2008 möglich
- Die Belastung des **Übertragungsnetzes** (Annahme: Ausbau 380-kV-Ring) ist bei gleichbleibendem Verbrauch (Jahr 2008) beherrschbar bzw. kann durch Maßnahmen wie der Integration verteilter Speicher bei geringfügigen Lasterhöhungen gelöst werden
- Die Thematik des **Speicherbedarfs** muss differenziert zwischen folgenden Punkten betrachtet werden:
 - Erzeugungsdefizit: die Turbinenleistung der aktuell verfügbaren und projektierten (Pump-)Speicherkraftwerke ist in der Größenordnung der maximalen Erzeugungsdifferenz (Spitzenverbrauch abzüglich gesicherter Erzeugung aus Wasserkraft)
 - Erzeugungsüberschuss: aufgrund geringer Volllaststundenzahl von Windkraft und Photovoltaik besteht die Notwendigkeit hohe Leistungen zu installieren, um die energetische Deckung der Last zu erzielen. Die daraus resultierenden zeitweisen hohen Einspeiseleistungen übersteigen die kumulierte Pumpleistung deutlich.
 - Langfristige Speicherung: die Speicherkapazität von (Pump-)Speicherkraftwerke ist bei weitem nicht ausreichend, um den saisonalen oder gar den mehrjährigen Ausgleich zu bewerkstelligen.

Aus diesen Ergebnissen lassen sich folgende Empfehlungen ableiten:

- **Effizienzsteigerung**: ein niedriger Stromverbrauch ist ein wesentliches Kriterium, um eine überwiegende regenerative Stromversorgung zu ermöglichen. Aufgrund der zu erwartenden Substitution von anderen Energieformen durch Strom (Elektromobilität, Wärmepumpe etc.) ist nur durch die Effizienzverbesserung eine Beibehaltung des Stromverbrauchs auf dem Niveau von 2008 möglich.
- **Ausbau Grundlastkraftwerke**: die vergleichsweise wenig volatile Laufwasserkrafterzeugung wirkt sich positiv auf das nachhaltige Energiesystem aus. Diese reduziert sowohl den Leistungs- als auch den Kapazitätsbedarf an elektrischen Energiespeichern. Deshalb ist der Ausbau der Laufwasserkraft und die Fassung zusätzlicher Bäche empfehlenswert.
- **Netzausbau**: im Bereich des Übertragungsnetzes zeigt die Simulation, dass gerade die Verbindung zwischen den potenziellen Erzeugungsstandorten (Norden und Osten Österreichs) und den zentralen Speichern im alpinen Raum die höchste Belastung

aufweist. Der Schluss des 380-kV-Rings ist unter der getroffenen Annahme (Österreich als Insel) notwendig.

- **Ausbau Pumpspeicherkraftwerke:** um die zu erwartende überschüssige Einspeiseleistung der regenerativen Erzeugung sinnvoll verwerten zu können, ist eine deutliche Erhöhung der Pumpleistung von Pumpspeicherkraftwerken notwendig. Dadurch können kurz- und mittelfristige Schwankungen der Erzeugung ausgeglichen werden.
- **Ausgleich langfristiger Schwankungen:** um dem Problem der saisonalen und mehrjährigen Erzeugungsschwankungen entgegenzuwirken, werden Möglichkeiten zum langfristigen Energieausgleich benötigt. Diese könnten einerseits im Ausbau flexibel einsetzbarer regenerativer Erzeugungsformen (z.B. Biomassekraftwerke) oder andererseits in der Entwicklung alternativer großtechnischer Speicherformen (Wasserstoff, Methanisierung, chemische Speicher, ...) liegen.
- **Europäisches Energiesystem:** im Projekt zeigte sich, dass eine Ausweitung der Systemgrenzen (Stationsbasis -> Regionen -> Österreich) einen positiven Einfluss auf die Ausgleichseffekte zwischen unterschiedlichen regenerativen Erzeugungsformen bewirkt. Aus diesem Grund empfiehlt sich eine weitere Ausweitung der Systemgrenzen auf europäischer Ebene. Somit können Effekte, wie der großräumige Stromtransit und die damit verbundenen Leitungsbelastungen berücksichtigt werden.

5 Literaturverzeichnis

ALSTOM. 2005. *PumpStorage Power Plants, Alstom's long experience and technological Innovation.* 2005.

Asendorpf, Dirk. 2004. Die Mär vom Wasserstoff. *Die Zeit.* 07. 10 2004.

Auer, I., et al. 2001. *ÖKLIM. Digitaler Klimaatlas Österreichs. Eine interaktive Reise durch die Vergangenheit, Gegenwart und Zukunft des Klimas.* Wien : Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik. CD-ROM, approbierter und publizierter Projektbericht, 2001.

Austrian Energy Agency (Hrsg.). 2010. *Visionen 2050, Identifikation von existierenden und möglichen zukünftigen Treibern des Stromverbrauchs und von strukturellen Veränderungen bei der Stromnachfrage in Österreich bis 2050.* s.l. : Auftraggeber: Österreichs Energie, 2010.

Behr, O. 1988. *Solarstrahlungsermittlung für Wasserhaushaltuntersuchungen unter Verwendung digitaler Geländeinformation.* Wien : TU Wien. Forschungsbericht 8, 1988.

Blaschke, A. P., et al. 2011. Auswirkungen des Klimawandels auf das Wasserdargebot von Grund- und Oberflächenwasser. *Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft*, 63, (1-2). 2011, S. 31-41.

Boxleitner, M. und Groß, Chr. 2011. *Optimaler Erzeugungsmix für 100 Prozent regenerativen Strom in Österreich.* 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien : s.n., 2011.

Boxleitner, M., et al. 2010. *Super-4-Micro-Grid und das Österreichische Windpotenzial.* 11. Symposium Energieinnovationen, 10.-12.2.2010, Graz/Austria : s.n., 2010.

Bundesverband WindEnergie e.V. (Hrsg.). 2009. 1.000 Meter Abstand. *neue energie* 06/2009, S. 9. 2009.

Crotogino, Fritz. 2003. *Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion.* 2003.

E-Control (Hrsg.). 2010. *Österreichische Versorgungssicherheit Strom - Ausblick 2018.* 2010.

—. **2009.** *Österreichische Versorgungssicherheit Strom - Ausblick bis 2017.* 2009.

—. **2010a.** *Statistikbroschüre 2009.* Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien : Energie-Control GmbH, 2010a.

E-Control. Strom-Betriebsstatistik. [Online] <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/>.

European Environment Agency. 2009. European Environment Agency. *Nationally designated areas (National - CDDA)*. [Online] 2009. [Zitat vom: 14. 09 2009.] <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/nationally-designated-areas-national-cdda-3>.

Fechner, Hubert. 2009. *Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil 2*. s.l. : Österreichischer Klima- und Energiefonds, 2009.

—. **2007.** *Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich*. Wien : BMVIT, 2007.

Groß, Christoph und Boxleitner, Martin. 2011. *Jährliche Erzeugungsschwankungen regenerativer Einspeiser*. 7. Internationale Energiewirtschaftstatung, TU-Wien : s.n., 2011.

—. **2010.** *Photovoltaik-Erzeugung für eine regenerative Vollversorgung Österreichs*. 11. Symposium Energieinnovation TU Graz : s.n., 2010.

Grundlegende Technologie von Doppelschichtkondensatoren.

Haas, Reinhard. 2002. *Photovoltaik in Gebäuden, IEA Task 7*. Wien : Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2002.

Instriellenvereinigung (Hrsg.). 2009. *Umwelt 2020, Die Industrie als Motor für energieeffizientes und umweltfreundliches Wachstum*. 2009.

Kaltschmitt, Martin. 2009. *Regenerative Energien in Österreich*. Wiesbaden : Vieweg + Teubner, 2009.

Makansi, Jason. 2005. *Energy Storage, The sixth Dimension*. s.l. : EEC, 2005.

May, Hanne. 06. 20.000 Sachen über 20 Jahre. *Neue Energie*. 07 06.

ÖNORM B 4014-1. 1993. *Belastungsannahmen im Bauwesen - Statische Windwirkungen (nicht schwingungsanfällige Bauwerke)*. 1993.

Oswald, B. R. 2007. *380-kV-Salzburgleitung - Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu*. Wien : Energie-Control GmbH, 2007.

Parajka, J., Merz, R. und Blöschl, G. 2005. Regionale Wasserbilanzkomponenten für Österreich auf Tagesbasis. *Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft*, 57, (3/4). 2005, S. 43-56.

—. **2007.** Uncertainty and multiple objective calibration in regional water balance modeling - Case study in 320 Austrian catchments. *Hydrological Processes* 21. 2007, S. 435-446.

Pöyry Energy GmbH. 2008. *Wasserkraftpotenzialstudie Österreich*. 2008.

—. **2008.** *Wasserkraftpotenzialstudie Österreich*. Wien : VEÖ (Hrsg.), 2008.

Schöner, W., Böhm, R. und Haslinger, K. 2011. Klimaänderung in Österreich - hydrologisch relevante Klimaelemente. *Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft* 63, (1-2). 2011, S. 11-20.

Schorrer, T. und Spengemann, P. August 2007. Verwendbarkeit von SRTM-Daten zur Windpotenzial- und Energieertragsermittlung von Windenergieanlagen. *DEWI Magazin* No. 31, S. 57 - 62. August 2007.

SEO Vianden. 2007. *Erweiterung des PSW Vianden*. s.l. : Projekt M 11, 2007.

Skøien, J., Merz, R. und Blöschl, G. 2006. Top-kringing - geostatistics on stream networks. *Hydrology and Earth System Science* 10. 2006, S. 277-287.

Umwelt Management Austria (Hrsg.). 2010. *Zukunftsfähige Energieversorgung für Österreich*. 2010.

Umweltbundesamt. 2009. Umweltbundesamt. *CORINE - Flächendeckende Erfassung der Flächennutzung*. [Online] 2009. [Zitat vom: 11. 08 2009.]
<http://www.umweltbundesamt.at/umweltschutz/raumordnung/flaechenentwicklung/grundlagen/erdbeobachtung/corine/>.

Universität Innsbruck (Hrsg.). 2010. *Energieautarkie 2050, Feasibility Study*. 2010.

VEÖ (Hrsg.). 2009. *Energiepaket in Rot-Weiß-Rot, Der Beitrag der österreichischen E-Wirtschaft zu einer nachhaltigen Stromversorgung*. 2009.

—. *Initiative Wasserkraft, Masterplan zum Ausbau des Wasserkraftpotenzials*.

VERBUND-Austrian Power Grid AG. 2010. *Austrian Power Grid - Österreichs größtes Übertragungsnetz*. Wagramer Straße 19, IZD Tower, 1220 Wien : s.n., 2010.

—. **2009.** *Masterplan 2009-2020 der Verbund-Austrian Power Grid AG*. Wagramer Straße 19, 1220 Wien : VERBUND-Austrian Power Grid AG, 2009.

Wilk, Heinrich. 2010. *1 MW Photovoltaikkraftwerk Oberösterreich*. TU Graz : 11. Symposium Energieinnovation, 2010.

6 Anhang

6.1 Klimaveränderung nach Regionen

Tabelle 45: 30-jähriges Mittel der Windgeschwindigkeit in 10 m über Grund und Globalstrahlung für die beiden Zeiträume 1986–2015 (Gegenwart) und 2036–2065 (Zukunft) sowie die prozentuelle Veränderung. Betrachtet werden sowohl das gesamte Jahr als auch die Jahreszeiten einzeln.

Region	Windgeschwindigkeit in 10 m [m/s]			Globalstrahlung [W/m²]		
	Gegenwart	Zukunft	Änderung [%]	Gegenwart	Zukunft	Änderung [%]
ganzes Jahr						
1 – Rheintal	3,22	3,19	-0,92	140,89	140,87	-0,02
2 – Alpin NW	3,09	3,04	-1,62	119,19	123,68	3,77
3 – Alpin SW	3,58	3,51	-1,91	134,14	140,43	4,69
4 – Kärntner Becken	2,94	2,87	-2,32	162,19	164,94	1,69
5 – Donauraum	4,06	4,03	-0,74	144,15	144,18	0,02
6 – Alpin Ost	4,07	4,03	-1,02	136,31	138,49	1,60
7 – Grazer Becken	3,48	3,41	-2,09	168,16	167,45	-0,42
8 – Wr. Becken u. Weinviertel	4,38	4,33	-1,03	160,93	159,90	-0,64
Gesamtösterreich	3,60	3,55	-1,41	139,64	141,35	1,23
Winter						
1 – Rheintal	3,62	3,68	1,49	52,07	53,71	3,15
2 – Alpin NW	3,54	3,60	1,80	35,98	40,22	11,79
3 – Alpin SW	4,07	4,15	1,77	40,39	44,65	10,56
4 – Kärntner Becken	3,06	3,09	0,78	58,98	69,09	17,14
5 – Donauraum	4,23	4,35	2,95	58,77	62,06	5,59
6 – Alpin Ost	4,46	4,57	2,54	49,16	55,04	11,97
7 – Grazer Becken	3,42	3,46	1,19	71,54	75,49	5,52
8 – Wr. Becken u. Weinviertel	4,40	4,46	1,44	69,09	70,04	1,37
Gesamtösterreich	3,85	3,92	1,80	50,45	54,41	7,85
Frühling						
1 – Rheintal	3,22	3,19	-0,84	161,68	156,27	-3,35
2 – Alpin NW	3,07	3,03	-1,33	126,09	128,77	2,13
3 – Alpin SW	3,60	3,58	-0,72	130,45	139,68	7,07
4 – Kärntner Becken	3,13	3,10	-0,97	182,31	183,87	0,85
5 – Donauraum	4,13	4,12	-0,39	172,18	165,34	-3,97
6 – Alpin Ost	4,08	4,07	-0,21	157,31	153,54	-2,40
7 – Grazer Becken	3,73	3,67	-1,62	195,83	191,11	-2,41
8 – Wr. Becken u. Weinviertel	4,49	4,47	-0,56	189,64	183,43	-3,28
Gesamtösterreich	3,68	3,65	-0,80	158,91	156,99	-1,21
Sommer						
1 – Rheintal	2,87	2,72	-5,54	209,59	212,59	1,43
2 – Alpin NW	2,71	2,53	-6,56	180,65	187,19	3,62
3 – Alpin SW	3,19	2,95	-7,34	213,14	218,30	2,42
4 – Kärntner Becken	2,83	2,62	-7,26	237,89	235,78	-0,89
5 – Donauraum	3,99	3,74	-6,31	198,24	201,36	1,58
6 – Alpin Ost	3,81	3,56	-6,63	193,59	197,99	2,27
7 – Grazer Becken	3,59	3,35	-6,62	236,25	233,65	-1,10
8 – Wr. Becken u. Weinviertel	4,48	4,24	-5,23	222,24	222,79	0,25
Gesamtösterreich	3,43	3,21	-6,38	203,93	206,26	1,14
Herbst						
1 – Rheintal	3,17	3,18	0,48	106,13	106,99	0,81
2 – Alpin NW	3,04	3,00	-1,43	99,76	104,09	4,34
3 – Alpin SW	3,47	3,39	-2,40	111,70	117,67	5,34
4 – Kärntner Becken	2,73	2,67	-2,17	123,87	128,15	3,45
5 – Donauraum	3,88	3,91	0,71	107,52	108,72	1,12
6 – Alpin Ost	3,93	3,92	-0,39	105,81	108,63	2,66
7 – Grazer Becken	3,17	3,14	-0,97	124,85	127,00	1,72
8 – Wr. Becken u. Weinviertel	4,15	4,17	0,44	118,60	119,67	0,90
Gesamtösterreich	3,44	3,42	-0,62	108,48	111,45	2,74

Region 1 – Rheintal

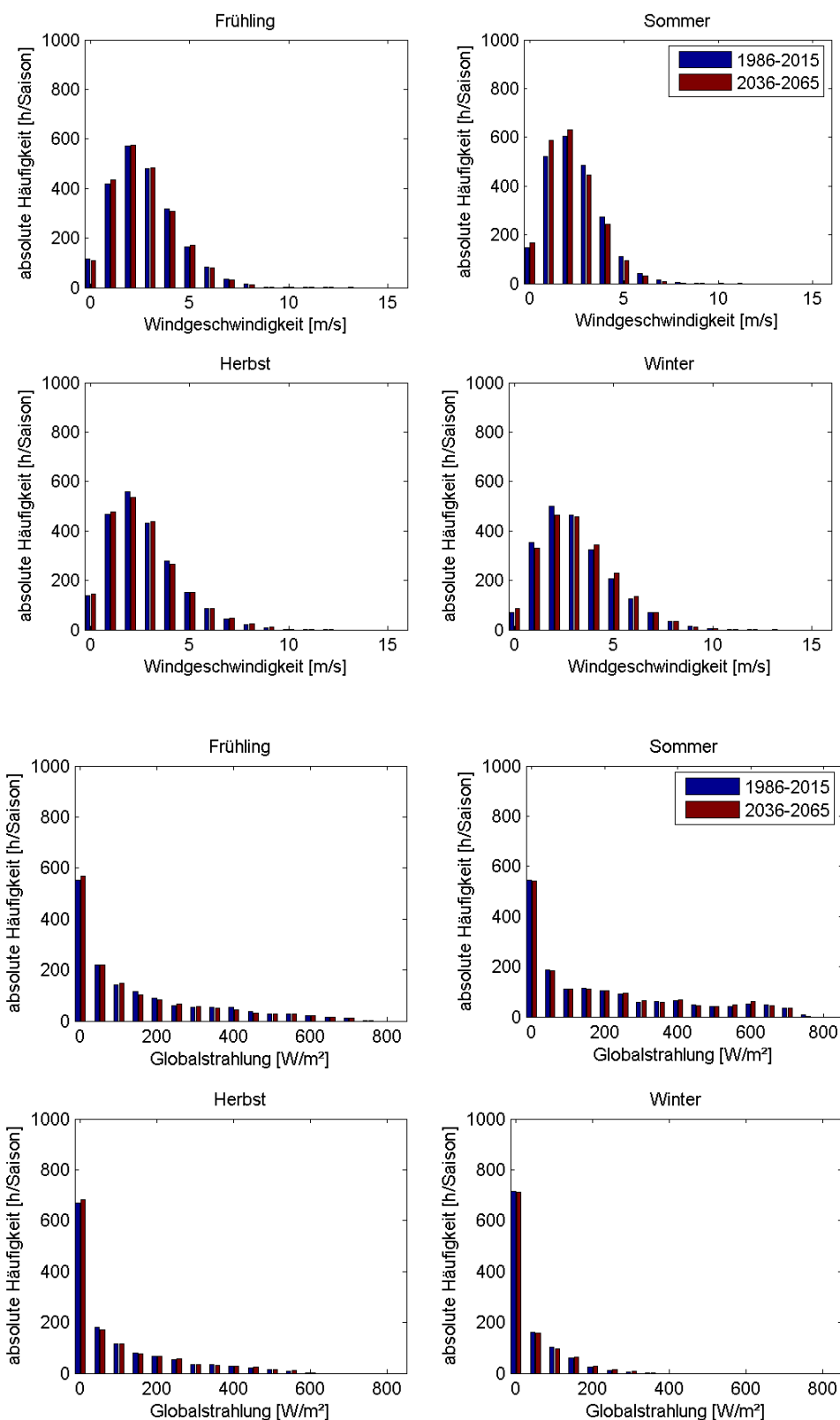


Abbildung 95: Häufigkeitsverteilung der stündlichen Windgeschwindigkeit in 10 m über Grund (oben) und der dreistündlichen Globalstrahlung (unten) in den vier Jahreszeiten der Zeiträume 1986–2015 (blau) und 2036–2065 (rot) für die Region 1 (Rheintal).

Region 2 – Alpin NW

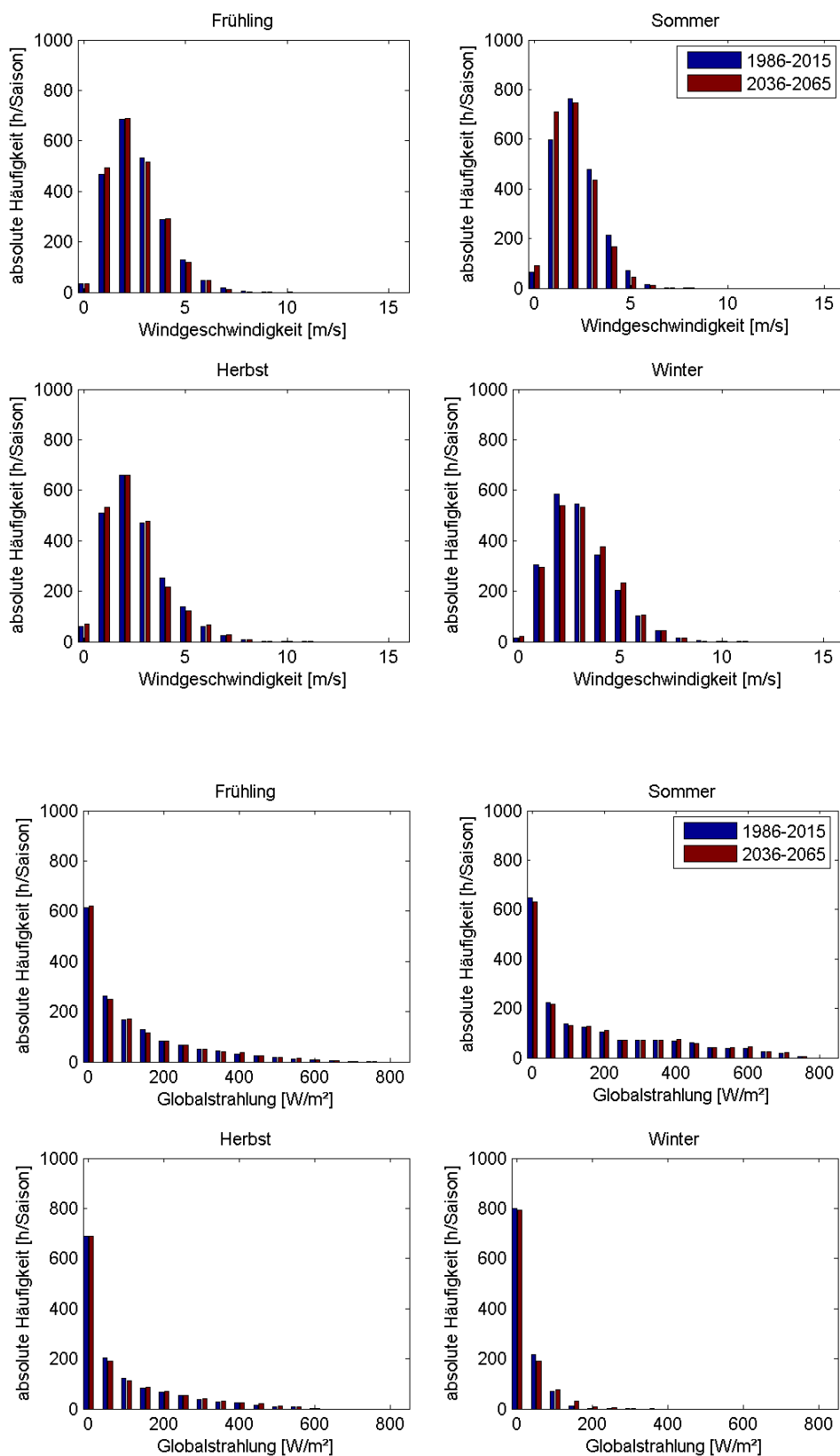


Abbildung 96: Häufigkeitsverteilung der stündlichen Windgeschwindigkeit in 10 m über Grund (oben) und der dreistündlichen Globalstrahlung (unten) in den vier Jahreszeiten der Zeiträume 1986–2015 (blau) und 2036–2065 (rot) für die Region 2 (Alpin NW).

Region 3 – Alpin SW

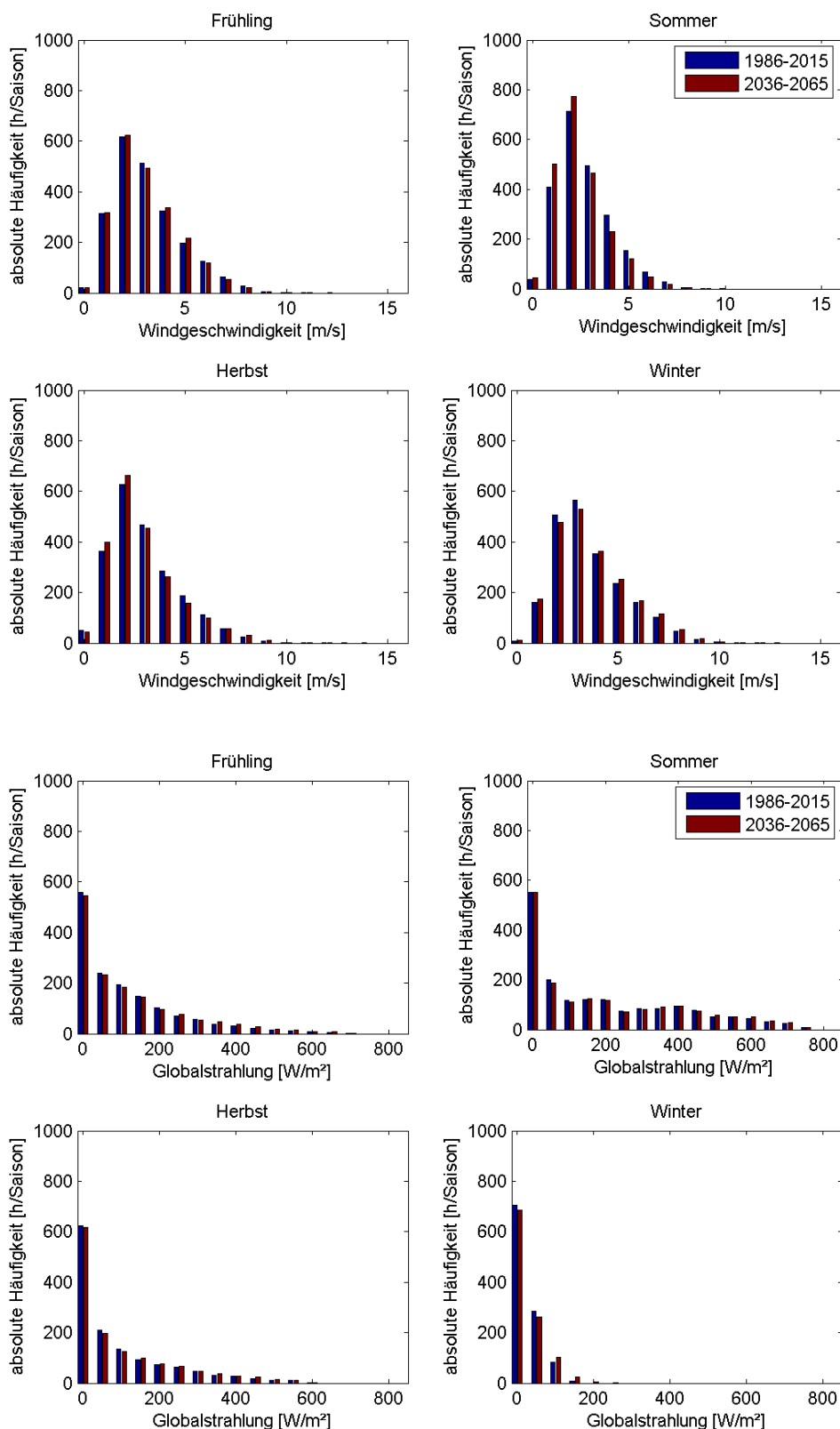


Abbildung 97: Häufigkeitsverteilung der stündlichen Windgeschwindigkeit in 10 m über Grund (oben) und der dreistündlichen Globalstrahlung (unten) in den vier Jahreszeiten der Zeiträume 1986–2015 (blau) und 2036–2065 (rot) für die Region 3 (Alpin SW).

Region 4 – Kärntner Becken

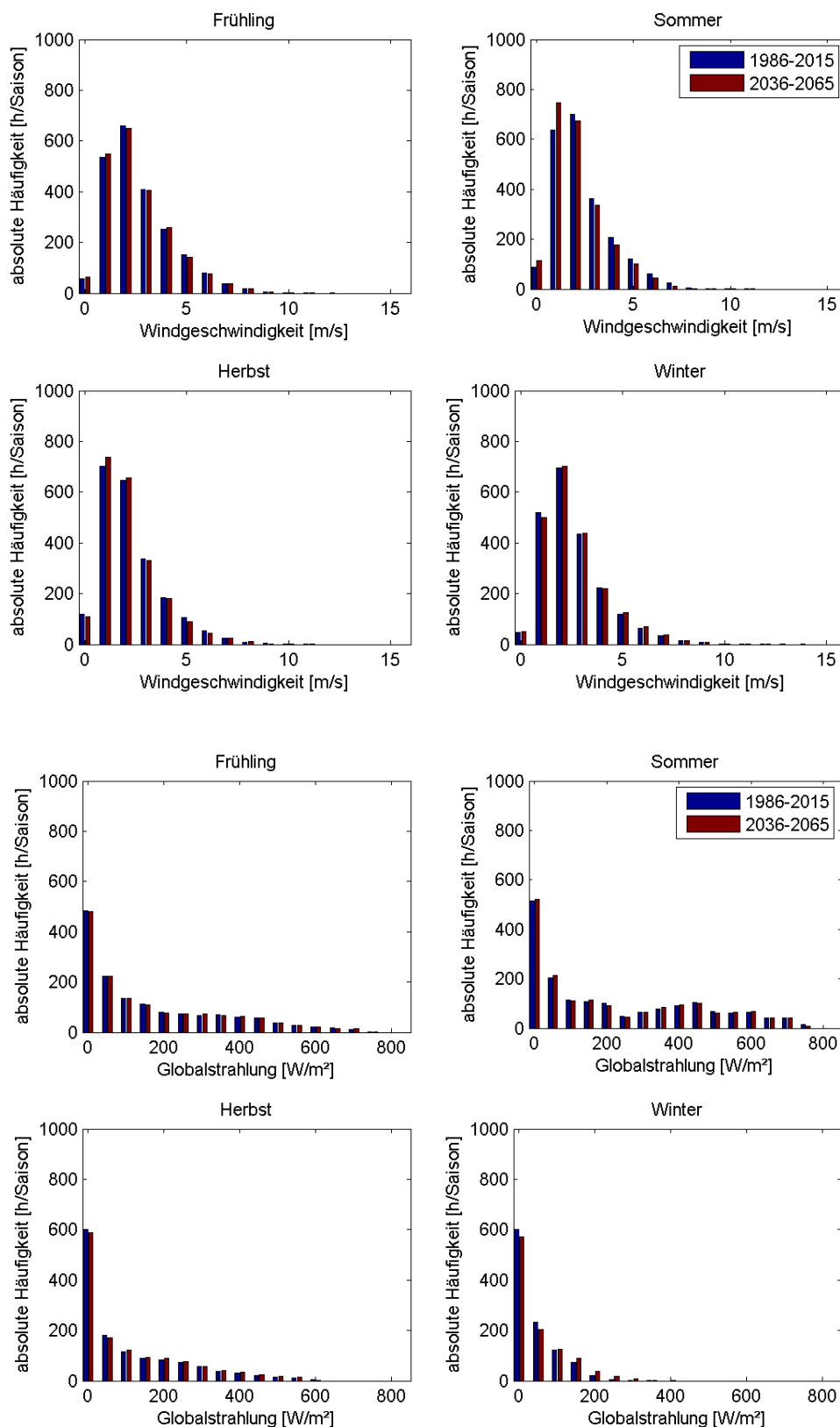


Abbildung 98: Häufigkeitsverteilung der stündlichen Windgeschwindigkeit in 10 m über Grund (oben) und der dreistündlichen Globalstrahlung (unten) in den vier Jahreszeiten der Zeiträume 1986–2015 (blau) und 2036–2065 (rot) für die Region 4 (Kärntner Becken).

Region 5 - Donauraum

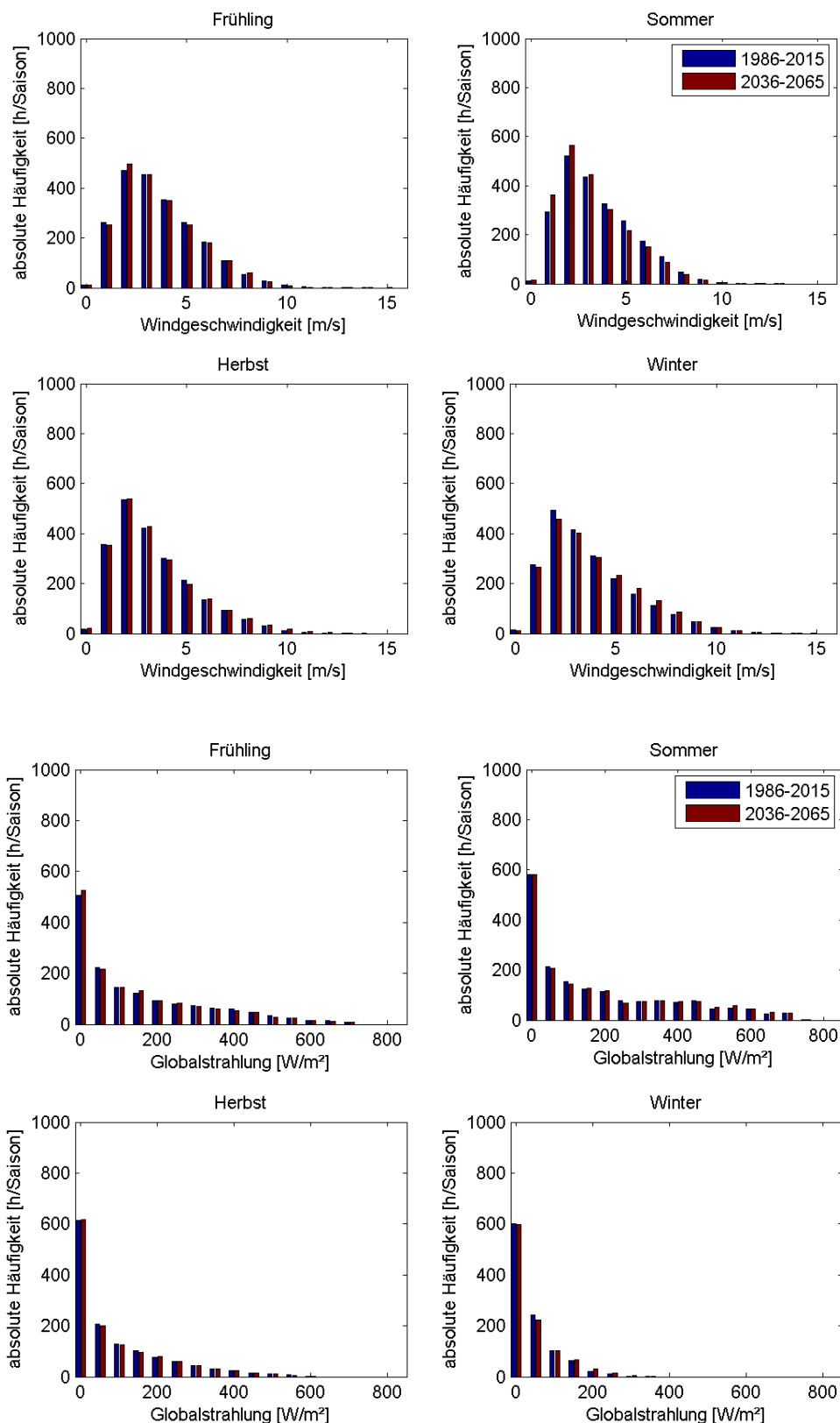


Abbildung 99: Häufigkeitsverteilung der stündlichen Windgeschwindigkeit in 10 m über Grund (oben) und der dreistündlichen Globalstrahlung (unten) in den vier Jahreszeiten der Zeiträume 1986–2015 (blau) und 2036–2065 (rot) für die Region 5 (Donauraum).

Region 6 – Alpin Ost

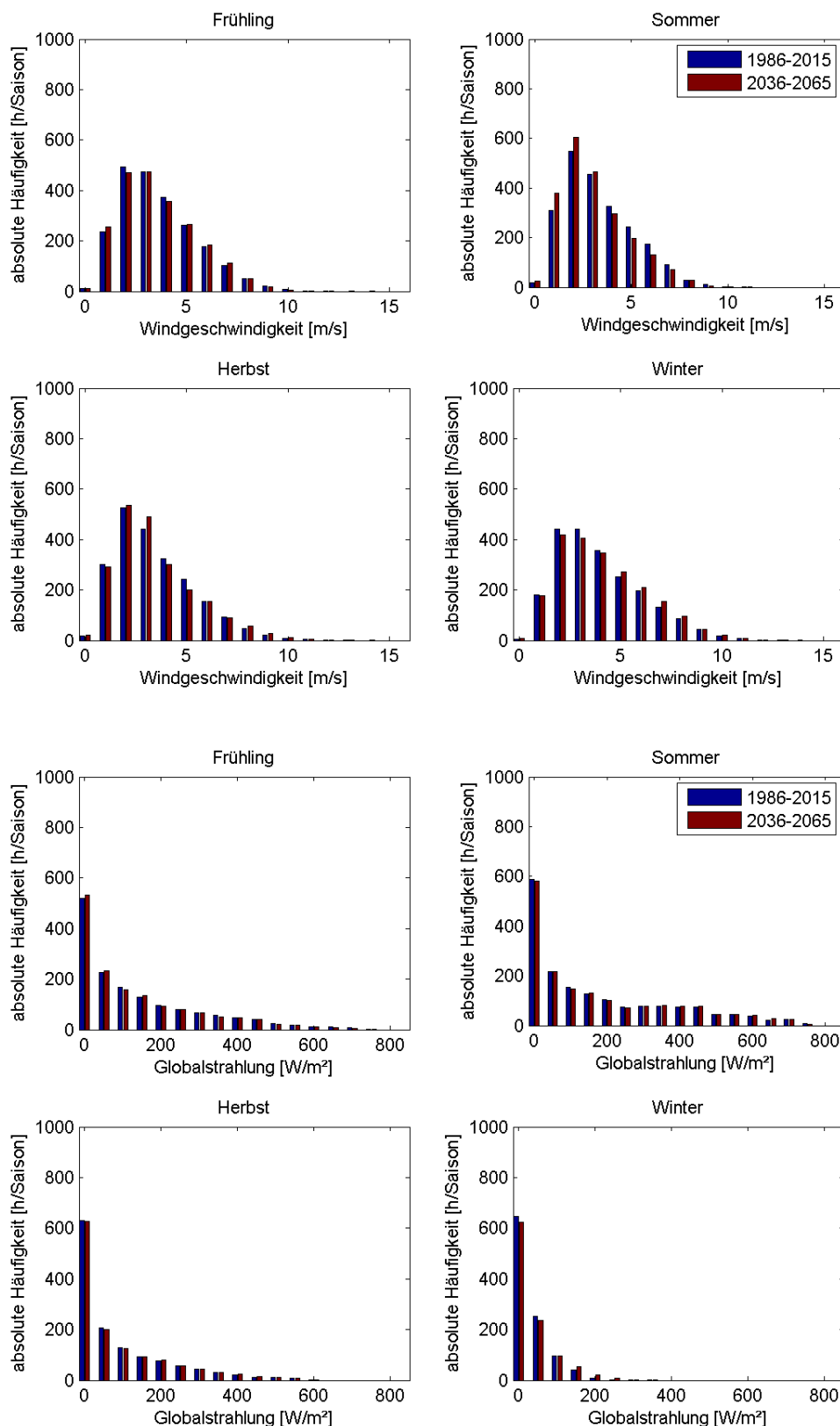


Abbildung 100: Häufigkeitsverteilung der stündlichen Windgeschwindigkeit in 10 m über Grund (oben) und der dreistündlichen Globalstrahlung (unten) in den vier Jahreszeiten der Zeiträume 1986–2015 (blau) und 2036–2065 (rot) für die Region 6 (Alpin Ost).

Region 7 – Grazer Becken

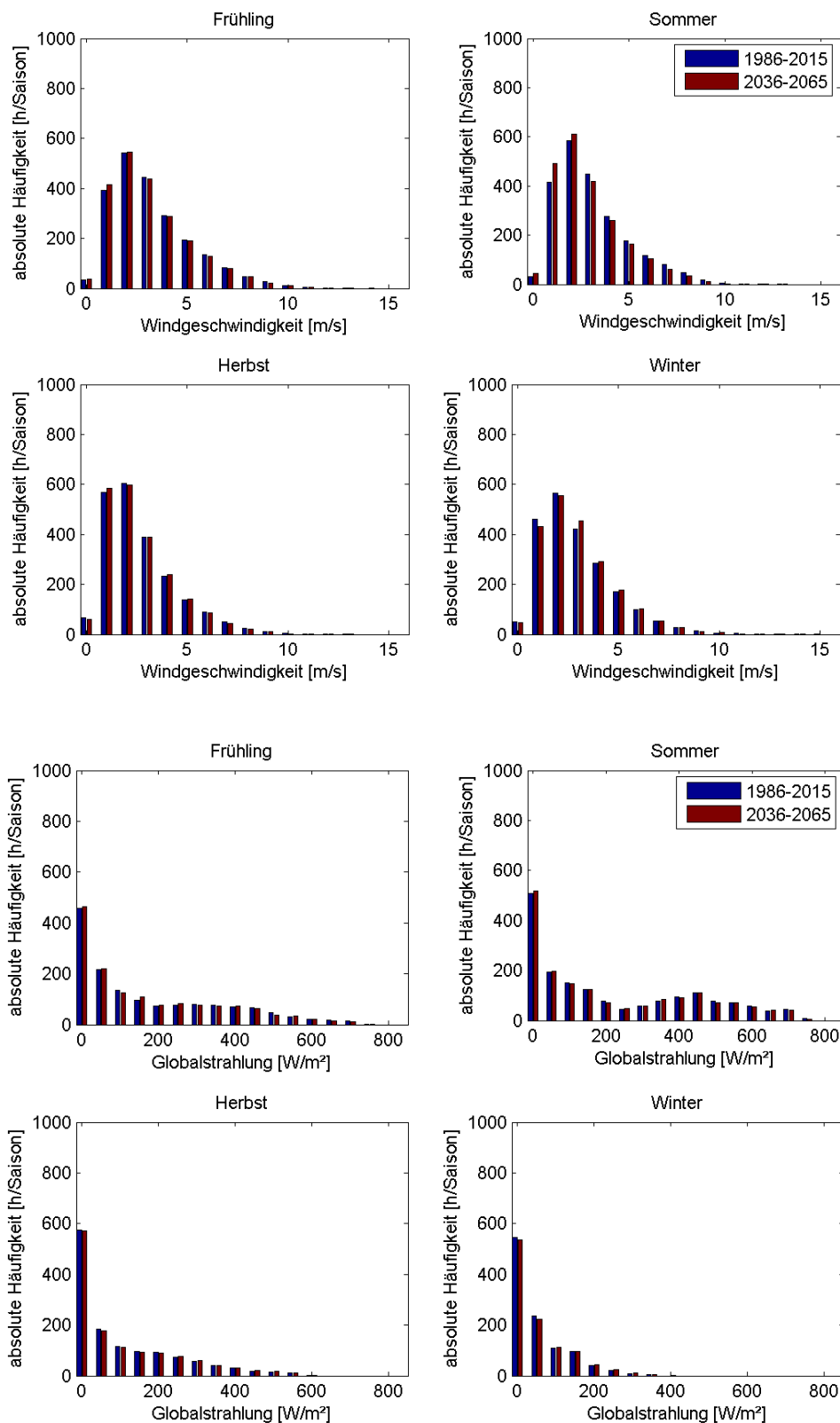


Abbildung 101: Häufigkeitsverteilung der stündlichen Windgeschwindigkeit in 10 m über Grund (oben) und der dreistündlichen Globalstrahlung (unten) in den vier Jahreszeiten der Zeiträume 1986–2015 (blau) und 2036–2065 (rot) für die Region 7 (Grazer Becken).

Region 8 – Wiener Becken und Weinviertel

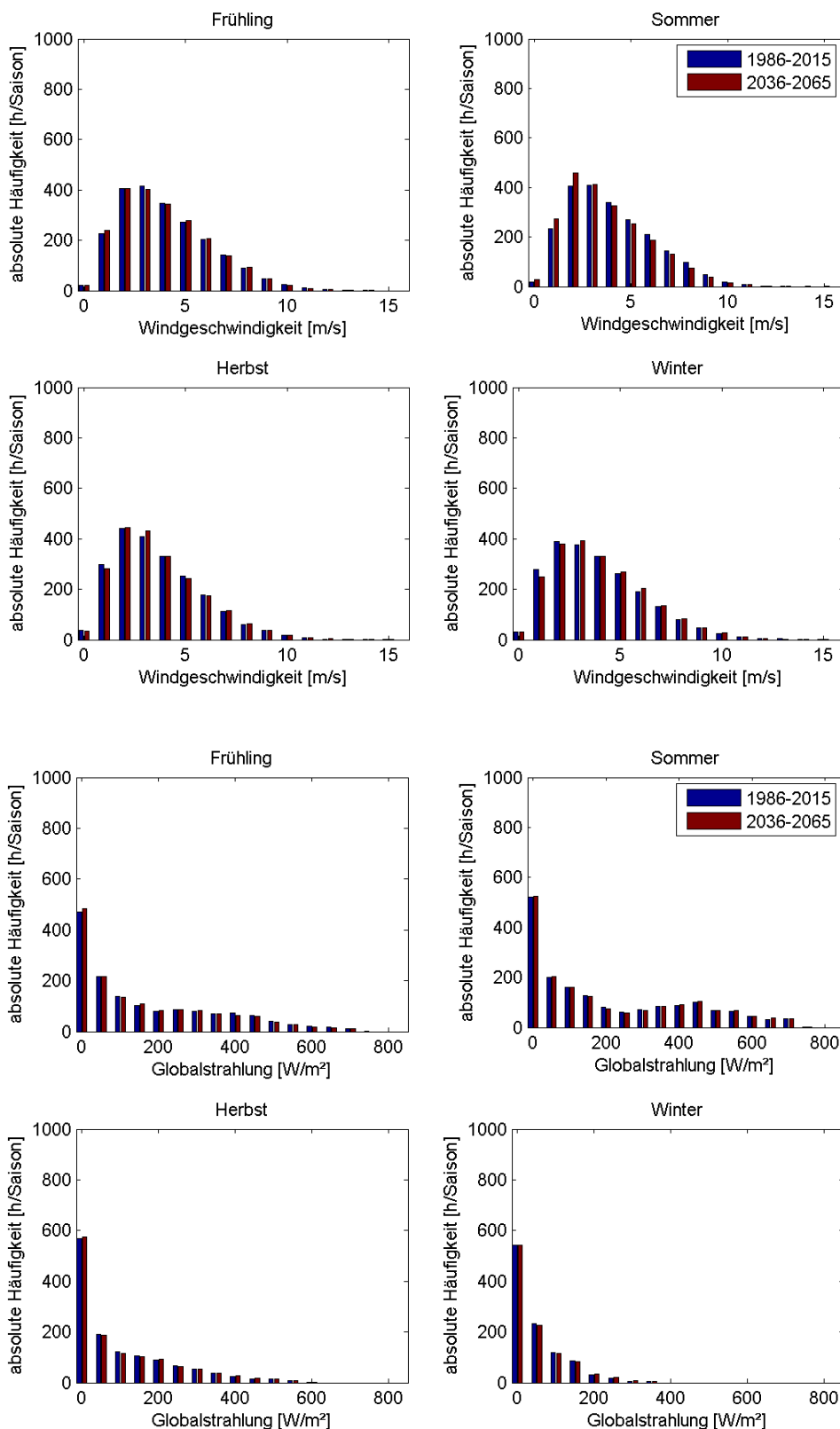


Abbildung 102: Häufigkeitsverteilung der stündlichen Windgeschwindigkeit in 10 m über Grund (oben) und der dreistündlichen Globalstrahlung (unten) in den vier Jahreszeiten der Zeiträume 1986–2015 (blau) und 2036–2065 (rot) für die Region 8 (Wiener Becken und Weinviertel).

gesamt Österreich

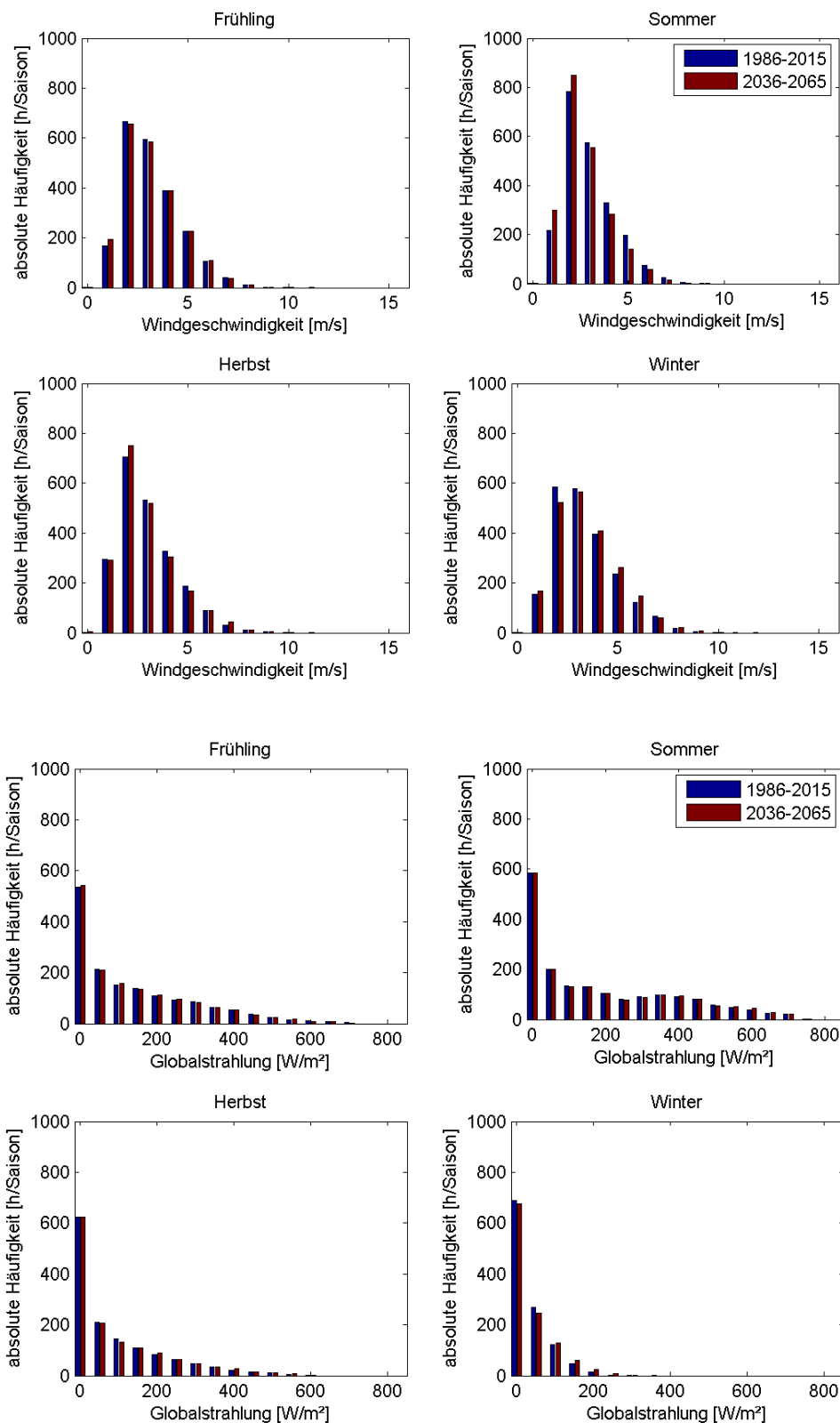


Abbildung 103: Häufigkeitsverteilung der stündlichen Windgeschwindigkeit in 10 m über Grund (oben) und der dreistündlichen Globalstrahlung (unten) in den vier Jahreszeiten der Zeiträume 1986–2015 (blau) und 2036–2065 (rot) für gesamt Österreich.

6.2 Stationsbezogene Gewichtungen

Tabelle 46: Stationsname, -nummer, regionale Zuordnung und Gewichtung der Station für Windkraft in Österreich

Stationsname	Stationsnummer	Region	Regionale Gewichtung [%]
Bregenz	11104	1	50
Feldkirch	11115	1	50
Rohrspitz	11145	1	0
Alberschwende	11135	2	10
Bischofshofen	12503	2	10
Rauris	15402	2	10
Reutte	11505	2	15
Zell/See	12322	2	15
Jenbach	11901	2	20
Kufstein	9016	2	20
Mallnitz	18111	3	10
Obervellach	18121	3	10
Landeck	14403	3	15
Innsbruck-Flugplatz	11804	3	20
Virgen	15210	3	20
Lienz	17901	3	25
Millstatt	18210	4	4
Weißensee-Gatschach	19821	4	4
Bad Eisenkappel	21300	4	4
Spittal/Drau	18225	4	7
Dellach	19700	4	7
Vorhegg	19715	4	7
Kötschach-Mauthen	19720	4	7
St. Andrä/Lavanttal	18705	4	12
Villach-Stadt	20123	4	12
Klagenfurt	20211	4	12
Pörschach	20220	4	12
Feldkirchen	20270	4	12
Kremsmünster	5012	5	17
Amstetten	5315	5	17
Mattsee	6411	5	17
Wolfsegg	4815	5	24
Allentsteig	1906	5	25
Aflenz	10200	6	3
St. Michael/Leoben	13250	6	3
Bad Aussee	9640	6	3
Radstadt	12615	6	7
Irdning-Gumpenstein	9811	6	7
Gröbming	12810	6	8
Fischbach	13515	6	8
Murau	15920	6	8
Aigen/Ennstal	9801	6	8
Ramsau/Dachstein	12711	6	15
Zeltweg	16101	6	15
Bad Mitterndorf	9700	6	15
Graz-Universität	16412	7	15
Bad Radkersburg	20901	7	15
Hartberg	13605	7	20
St. Radegund	16411	7	20
Kleinzeir	13711	7	30
Reichenau/Rax	10510	8	1
Puchberg/Schneeberg	7500	8	1
Mönichkirchen	10500	8	3
Gumpoldskirchen	5881	8	4
Wien-Hohe Warte	5904	8	4
Wien-Unterlaa	5916	8	9
Wr. Neustadt	7604	8	9
Eisenstadt	7704	8	9
Pöysdorf	2503	8	12
Retz-Windmühle	905	8	12
Schwechat	5990	8	17
Neusiedl/See	7905	8	19

Tabelle 47: Stationsname, -nummer, regionale Zuordnung und Gewichtung der Station für Photovoltaik in Österreich

Stationsname	Stationsnummer	Region	Regionale Gewichtung [%]
Bregenz	11104	1	34
Dornbirn	11112	1	33
Feldkirch	11110	1	33
Alberschwende	11135	2	6
Bad Goisern	9605	2	6
Bad Ischl	9610	2	6
Badgastein	15500	2	3
Bischofshofen	12504	2	6
Jenbach	11901	2	12
Krimml	15105	2	3
Kufstein	9016	2	12
Mayrhofen	15001	2	3
Rauris	15402	2	2
Reutte	11505	2	6
St. Veit/Pongau	12513	2	6
St. Wolfgang	9511	2	6
Vandans	14200	2	9
Warth	11305	2	2
Zell/See	12320	2	12
Innsbruck-Flugplatz	11804	3	24
Innsbruck-Universität	11801	3	17
Landeck	14401	3	10
Lienz	17900	3	17
Mallnitz	18111	3	5
Mariapfarr	15721	3	12
Obervellach	18120	3	5
Prutz	14520	3	5
Virgen	15210	3	5
Arriach	20105	4	3
Bad Eisenkappel	21300	4	2
Dellach	19700	4	6
Fresach	20010	4	6
Klagenfurt	20210	4	22
Kötschach-Mauthen	19720	4	3
Millstatt	18210	4	3
Pörschach	20220	4	12
Preitenegg	18805	4	3
Spittal/Drau	18225	4	8
St. Andrä/Lavanttal	18705	4	9
Villach-Stadt	20123	4	18
Vorhegg	19715	4	2
Weißensee-Gatschach	19821	4	3
Allentsteig	1906	5	2
Amstetten	5300	5	5
Freistadt	1601	5	3
Gallspach	4800	5	2
Gmunden	6619	5	3
Hörsching	5000	5	8
Krems	3805	5	3
Kremsmünster	5012	5	2
Langenlebarn	4081	5	5
Langenlois	3811	5	2
Linz-Stadt	3202	5	14
Litschau	500	5	2
Mattsee	6415	5	2
Ranshofen	4501	5	5
Rohrbach	1415	5	2
Salzburg-Freisaal	6304	5	14
Schärding	2910	5	2
St. Pölten	5604	5	6
Stift Zwettl	1920	5	2
Wels-Schleißheim	4905	5	14
Wolfsegg	4815	5	2

Aflenz	10200	6	8
Aigen/Ennstal	9801	6	3
Bad Aussee	9640	6	8
Bad Mitterndorf	9700	6	2
Fischbach	13515	6	4
Gröbming	12810	6	2
Irdning-Gumpenstein	9811	6	3
Lunz/See	7110	6	5
Mariazell-St. Sebastian	7221	6	5
Murau	15920	6	8
Radstadt	12615	6	8
Ramsau/Dachstein	12711	6	4
St. Michael/Leoben	13250	6	20
Zeltweg	16101	6	20
Bad Gleichenberg	19204	7	10
Bad Radkersburg	20901	7	5
Deutschlandsberg	18906	7	13
Graz-Universität	16412	7	28
Hartberg	13605	7	11
Kleinzein	13711	7	18
Laßnitzhöhe	16511	7	10
St. Radegund	16411	7	5
Baden	5870	8	6
Eisenstadt	7704	8	3
Groß-Enzersdorf	5972	8	18
Gumpoldskirchen	5881	8	4
Mönichkirchen	10500	8	1
Neusiedl/See	7905	8	3
Poysdorf	2500	8	7
Puchberg/Schneeberg	7500	8	1
Reichenau/Rax	10510	8	1
Retz-Windmühle	905	8	7
Seibersdorf	7710	8	2
Wien-Hohe Warte	5901	8	18
Wien-Innere Stadt	5925	8	14
Wr. Neustadt	7604	8	15

6.3 Literaturrecherche „Stromverbrauch“

- **e-Control: „Österreichische Versorgungssicherheit Strom – Ausblick 2018“**
Quelle: (E-Control (Hrsg.), 2010)
 - Energetischer Endverbrauch für 2018: 67,272 TWh
 - Entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchszuwachs von 0,855 TWh oder 1,4%.
 - WIFO: „Effizienz-Szenario“: Zuwachs von 1,9% zwischen 2010 und 2020.
 - DG TREN: Zuwachs von 1,4% zwischen 2010 und 2020.
- **e-Control: „Österreichische Versorgungssicherheit Strom – Ausblick 2017“**
Quelle: (E-Control (Hrsg.), 2009)
 - UCTE: Zuwachs von durchschnittlich 2% bis 2020.
- **UMA: „Zukunftsfähige Energieversorgung für Österreich“**
Quelle: (Umwelt Management Austria (Hrsg.), 2010)
 - Entwicklung Stromverbrauch seit 2002: ziemlich linear: 4,4 PJ/a
 - Lineare Extrapolation:
 - 2020: 268,9 PJ/a (33% Zunahme gegenüber 2005)
 - 2050: 400,9 PJ/a (98% Zunahme gegenüber 2005)
- **Uni Innsbruck: „Energieautarkie für Österreich 2050“**
Quelle: (Universität Innsbruck (Hrsg.), 2010)
 - In 2007 – 2009: durchschnittlich 210 – 220 PJ/a (lt. Statistik Austria); Energetischer Endverbrauch;
 - Konstant-Szenario: 209 PJ in 2050 (leicht Abnahme)
 - Wachstumsszenario: 273 PJ in 2050 (Zunahme: hohes Angebotspotenzial, Umstieg auf Elektromobilität)
- **Austrian Energy Agency: „Visionen 2050“**
Quelle: (Austrian Energy Agency (Hrsg.), 2010)
 - Szenario „Waiting“: politisch abwartend, stetige Effizienzsteigerung, Orientierung an Energiestrategie bis 2020, moderater Ölpreis;
 - Szenario „Chasing“: exogene Schocks, reflexartige politische Reaktion, starke Ölpreissteigerung
 - Szenario „Steering“: globale Herausforderungen erkannt, Steuerungsmaßnahmen, ab 2030 stark steigender Ölpreis, rechtzeitiger Umstieg auf post-fossile Ökonomie.

Tabelle 48: Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich bis 2050 in GWh (Austrian Energy Agency (Hrsg.), 2010)

	Waiting	56.817	62.190	65.250	67.037	67.608
Gesamt	Chasing	56.898	63.289	65.729	66.205	65.617
	Steering	56.645	62.958	69.103	70.201	68.151

- **VEÖ: „Energiepaket in Rot-Weiß-Rot“**
Quelle: (VEÖ (Hrsg.), 2009)
 - WIFO: Prognose: Stromverbrauchswachstum um 1,7% bis 2,3 % pro Jahr bis 2020.

6.4 Literaturrecherche „Wasserkraft“

- **VEÖ: „Wasserkraftpotenzial“**

Quelle: (Pöyry Energy GmbH, 2008)

- Technisch-wirtschaftliches Restpotenzial: 17.900 GWh (18.600 GWh Neuerschließung, 1.400 GWh Optimierungspotenzial)
- Reduziertes technisch-wirtschaftliches Restpotenzial: 12.800 GWh (berücksichtigt auch Nationalparks, Welterbestätten)
- Anmerkung: WRRL nicht eingerechnet: lt. Stiegler: Verluste zwischen 2,1% und 7% → entspricht 1.000 GWh bis 3.000 GWh. Pauschalverlust zwischen 400 GWh und 1.300 GWh.

- **UMA: „Zukunftsfähige Energieversorgung für Österreich“**

Quelle: (Umwelt Management Austria (Hrsg.), 2010)

- Schiller: Zubau von 13.000 GWh bis 2050
- Pirker: Zubau von 13.000 GWh +/- 500 GWh (aus Kleinwasserkraft) bis 2050; Anmerkung: WRRL und FFH-RL nicht eingerechnet.
- Pelikan: Zubau von 6.500 GWh bis 2020; Zubau von 13.000 GWh bis 2050
- Lebensministerium:
 - Szenario „realistisch“: Zubau von 4.500 GWh bis 2020
 - Szenario „forciert“: Zubau von 7.500 GWh bis 2020
- Masterplan Wasserkraft: Zubau von 6.500 GWh bis 2020; Zubau von 12.000 GWh bis 2050.
- UMA: Zubau von 1.600 GWh bis 2020; Zubau von 3.300 GWh bis 2050

- **Universität Innsbruck: „Energieautarkie 2050“**

Quelle: (Universität Innsbruck (Hrsg.), 2010)

- Potenzialabschätzung nach Kaltschmitt, Streicher, 2009)
- Unter Berücksichtigung des bereits ausgebauten Potenzials (lt. Pöyry) ergibt sich technische-wirtschaftliches Restpotenzial von ca. 18 TWh/a.
- Gewähltes Potenzial für 2050: 56 TWh/a

- **VEÖ: „Energiepaket in Rot-Weiß-Rot“**

Quelle: (VEÖ (Hrsg.), 2009)

- Potenzial für 2020: 44,3 TWh/a → Ausbaupotenzial von 7 TWh gegenüber 2006 (37,3 TWh).

- **VEÖ: „Initiative Wasserkraft – Masterplan zum Ausbau des Wasserkraftpotenzials“**

Quelle: (VEÖ (Hrsg.))

- Zubau von 7 TWh bis 2020

- **Industriellenvereinigung: „Umwelt 2020“**

Quelle: (Industriellenvereinigung (Hrsg.), 2009)

- Technisch-wirtschaftlicher Ausbauspielraum: 16 bis 18 TWh
- Tatsächlich ausbaufähige Potenziale bis 2020: 4 bis 7 TWh

6.5 Speichertechnologien

6.5.1 Einleitung

Energiespeicher dienen der Speicherung von Energie zum Zwecke der späteren Nutzung. Energiespeicher werden nach der gespeicherten Energieform klassifiziert:

- Thermische Energie: Wärmespeicher
- Chemische Energie: Akkumulator, Batterie
- Mechanische Energie: Schwungrad, Feder, Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicherkraftwerk, Gewicht
- Elektrische Energie: Kondensator, Supraleitender Magnetischer Energiespeicher

Fälschlicherweise wird oft auch die Brennstoffzelle als Energiespeicher bezeichnet. Diese ist jedoch nur ein Energiewandler, da sie die in den Brennstoffen gespeicherte Energie nutzt um elektrischen Strom zu erzeugen.

Daneben wird der Begriff Energiespeicher teils auch für Behälter benutzt, die selbst keine Energie, sondern Brenn- oder Kraftstoffe aufnehmen:

- Kavernenspeicher für Rohöl und Erdgas
- Porenspeicher für Erdgas
- Lagertank und Kraftstofftank z.B. für Wasserstoff

Die Bedeutung moderner Speichertechnologien wird auf Grund der steigenden Erzeugung von Energie aus Ökostromanlagen aus Sicht der Experten kräftig steigen. Vor allem die Klimaschutzdiskussion und die damit verbundene Notwendigkeit der CO₂-Reduktion sind als Treiber dieser Entwicklung zu sehen.

Weil Windkraft- und Solaranlagen in Abhängigkeit vom Wetter ungleichmäßig Strom erzeugen, müssen Reservekraftwerke im Hintergrund bereit stehen und bei Flaute oder Regen für den benötigten Ausgleich sorgen. Auf der anderen Seite entstehen bei Starkwind und schwacher Nachfrage Überkapazitäten, die entweder gespeichert oder an der Quelle gedrosselt werden müssen.

Im Folgenden sollen die verschiedenen Möglichkeiten der Energiespeicherung miteinander verglichen und beschrieben werden.

6.5.2 Vergleich der Speichertechnologien

Die verschiedenen Arten der Energiespeicherung werden bezüglich Leistungsvermögen, Wirkungsgrad, Lebensdauer, Betriebs- und Investitionskosten sowie Speichervermögen verglichen. Für den „größtechnischen“ Einsatz kommen primär nur die (Pump-) Speicherkraftwerke, die Druckluftkraftwerke sowie sekundär die Batterien und Supraleitende Energiespeicher in Frage.

Vergleich Investitionskosten zu Betriebskosten

CAES ... Druckluftkraftwerke, PHS ... Pumpspeicher KW, Flywheels ... Schwungräder

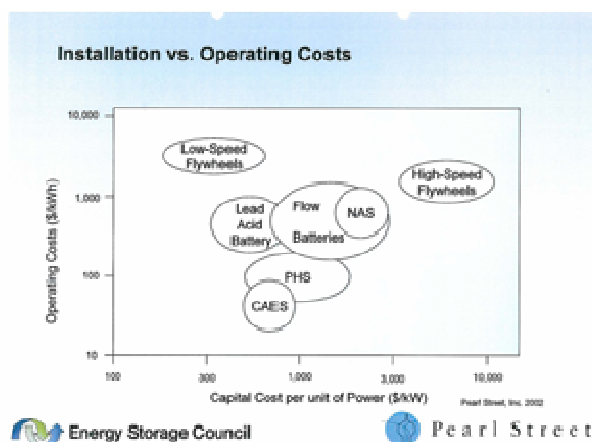


Abbildung 104: Vergleich Investitionskosten und Betriebskosten (Makansi, 2005)

Vergleich Energie zu Leistung

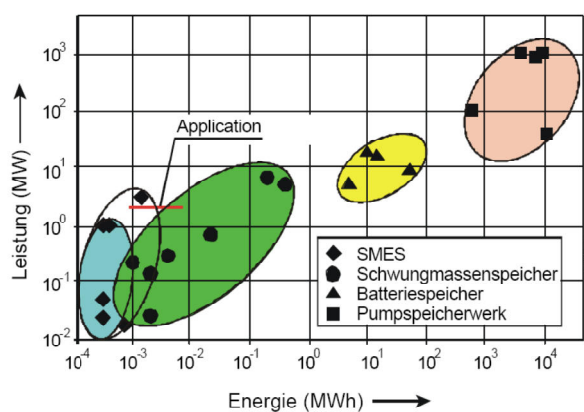


Abbildung 105: Vergleich Energie und Leistung

Vergleich Speichervermögen zu Leistung

CAES ... Druckluftkraftwerke, SMES ... Supraleitung, Supercap ... Kondensator
PHS ... Pumpspeicherkraftwerke

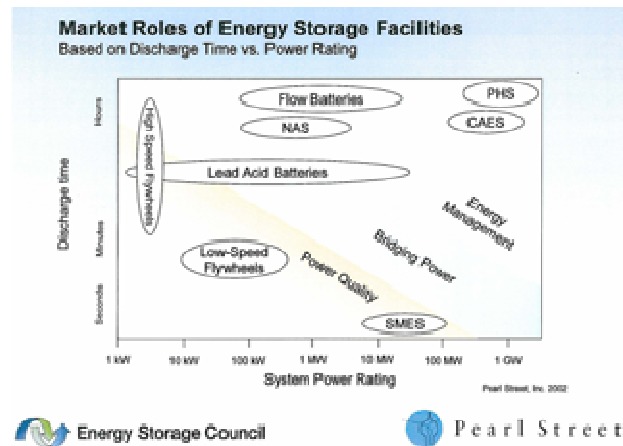


Abbildung 106: Vergleich Speichervermögen und Leistung (Makansi, 2005)

Vergleich Wirkungsgrad zu Lebensdauer

CAES ... Druckluftkraftwerke, SMES ... Supraleitung, Supercap ... Kondensator
PHS ... Pumpspeicherkraftwerke

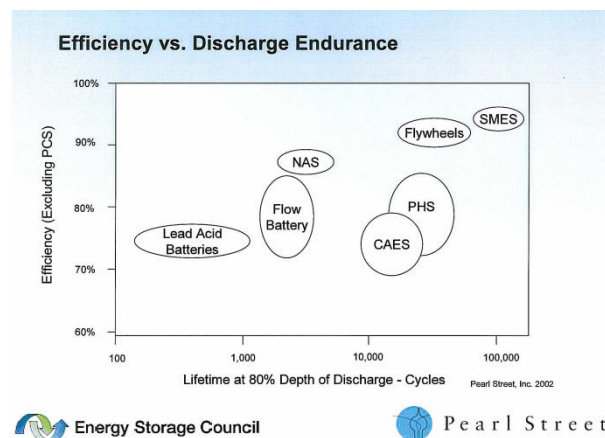


Abbildung 107: Vergleich Wirkungsgrad und Lebensdauer (Makansi, 2005)

6.5.3 Analyse der einzelnen Speichertechnologien

Pumpspeicherkraftwerke

Derzeit sind eine größere Anzahl von Pumpspeicherkraftwerksprojekten vor allem in der Schweiz, Österreich, Deutschland und Luxemburg in Bearbeitung oder in Bau.

- Die spezifischen Investitionskosten liegen zwischen ca. EUR/MW 500 - 2000. Im Schnitt betragen die spezifischen Kosten ca. EUR/MW 1000.
- Die weitaus am häufigsten realisierte Variante verwendet bestehende Ober- und Unterbecken und setzt reversible Pumpturbinen ein.
- Einige Projekte sehen die Erhöhung bestehender Speicher (auch mit Fertigteilenelementen) sowie den Neubau von Speichern vor. Zusätzliche Wassereinzüge sehen nur wenige Projekte vor.

- Die Größe der Oberbecken liegt bei den Projekten zwischen 1 und 92 Mio. m³ (Durchschnitt 32 Mio. m³). Die Größe der Unterbecken liegt bei den Projekten zwischen 0,5 und 210 Mio. m³ (Durchschnitt 39 Mio. m³).
- Drehzahlgesteuerte Maschinen mittels Umrichtertechnik (Konzept Goldisthal) werden zunehmend eingesetzt (3 Projekte mit drehzahlvariablen Pumpturbinen: Kraftwerk Nant de Drance, KW Linthal 2015, KW Kühtai II). Zur Drehzahlregelung werden doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren eingesetzt.
- Die Anfahrmethode der reversiblen Pumpturbinen ist unterschiedlich (Anfahr-umrichter, -drossel).
- Mehrere Projekte sehen eine direkte 380-kV-Anbindung des Kraftwerks vor.
- Die Mindestlast im Turbinenbetrieb bei Pumpturbinen dürfte bezogen auf die Turbinenhöchstlast prozentuell eher leicht sinken.
- Bei Projekten mit einer größeren Anzahl Maschinensätzen werden vor allem bei Schweizer Projekten teils 2 unabhängige Oberwasserführungen realisiert.
- Mehrere Schweizer Projekte sehen den Einsatz von Einphasentransformatoren vor. Ausschlaggebend sind wahrscheinlich die kleineren Abmessungen die bei den teils sehr langen Zugangsstollen zu Kosteneinsparungen führen dürften.
- Alle Projekte begründen den Bau mit der Erzeugung von Spitzen- und Regelenenergie sowie der Optimierung im Zusammenhang mit der Pumpspeicherung.

Entwicklungen und Innovationen in der Pumpspeichertechnik

Die derzeit eingesetzte Technik in Pumpspeicherkraftwerken ist generell bereits auf einem sehr hohen und ausgereiften Niveau. Einige wesentliche Weiterentwicklungen und Innovationen werden im Folgenden beschrieben.

Drehzahlregelung mit doppelt gespeister Asynchronmaschine

In einigen Pumpspeicherkraftwerksprojekten wird als Motor-Generator eine doppelt gespeiste Asynchronmaschine eingesetzt. Im PSW Goldisthal ist eine solche Konzeption bereits im Einsatz. Die doppelt gespeiste Asynchronmaschine bezeichnet ein System aus Schleifringläufer-Asynchronmaschine mit läuferseitigem Frequenzumrichter zur Regelung der Drehzahl und der Blindleistung.

Mit einer variablen Drehzahl können die Wirkungsgrade im Turbinenbetrieb optimiert werden. Im Pumpbetrieb kann mit der Drehzahlregelung die Leistung der Pumpe in einem bestimmten Bereich geregelt werden. Weiters ermöglichen einige Umrichter das Anfahren in den Pumpbetrieb. Nachteilig beim Einsatz von drehzahlvariablen Asynchronmaschinen wirken sich die Zusatzkosten des Umrichters, die Notwendigkeit von Schleifringen sowie die größere Bauform als bei einer vergleichbaren Synchronmaschine aus.

Die Wirkungsgradsteigerung durch die variable Drehzahl liegt im Turbinenbetrieb typischerweise bei > 1 %. Sie ist umso größer, je höher das Verhältnis zwischen maximaler und minimaler Fallhöhe ist. In der Praxis werden deshalb drehzahlgeregelter Maschinen erst

ab einem Verhältnis von 1,25 eingesetzt. Der Leistungsstellbereich der Pumpe liegt typisch bei ca. 20 % bei einem Drehzahlstellbereich von +/- 4 %. Mit den Weiterentwicklungen in der Umrichtertechnik sind größere Drehzahlstellbereiche zu erwarten.

2-stufige Reversible Pumpturbine

Die Fa. Alstom hat ein Konzept zum Einsatz von 2-stufigen reversiblen Pumpturbinen für große Fallhöhen entwickelt. Im Koreanischen Kraftwerk Yang Yang wurden 4 Maschinen dieses Typs mit jeweils 258 MW und einer Fallhöhe von 830 m installiert. Der Durchfluss wird mittels Leitschaufeln gesteuert, die jeweils in jeder Stufe gemeinsam über einen Ring synchronisiert werden. Die Technik soll bis zu Fallhöhen von 1200 m eingesetzt werden können. Für konventionelle einstufige reversible Pumpturbinen stellt eine Fallhöhe von ca. 800 m derzeit das Maximum dar. Als Vorteile werden angeführt:

- höherer Wirkungsgrad als einstufige Variante
- geringere Beanspruchung auf Grund der Splittung auf 2 Stufen, vibrationsarm
- Fertigungsverfahren, da die Laufraddurchmesser kleiner sind

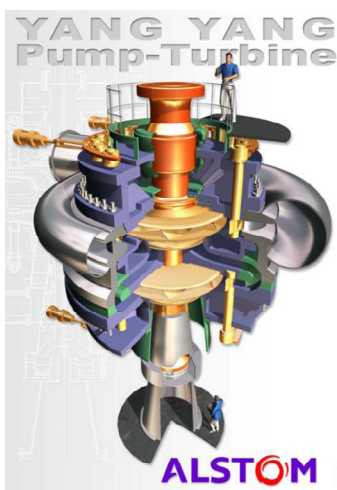


Abbildung 108: 2-stufige rev. Pumpturbine, Alstom (ALSTOM, 2005)

Staudammerhöhung mittels Betonfertigteilelementen

Beim Projekt Maschine 11 der SEO, Vianden in Luxemburg ist eine Staudammerhöhung des Oberbeckens um 1 m mittels Betonfertigteilelementen geplant. Die Elemente sollen im Wesentlichen die Funktion einer Wellenschutzwand haben und sind eine preisgünstige Variante für eine Staudammerhöhung. Voraussetzung ist, dass der bestehende Damm bezüglich Standsicherheit für die Beckenerhöhung geeignet ist.

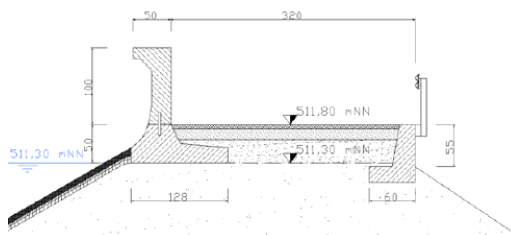


Abbildung 109: Demontierbare Wellenschutzwand aus Betonfertigelementen (SEO Vianden, 2007)

Druckluftspeicherkraftwerke

Neben den Pumpspeicherkraftwerken bieten Druckluftkraftwerke die Möglichkeit große Energiemengen zwischenzuspeichern und bei Bedarf flexibel wiedereinzuspeisen.

Funktionsweise

Ein Druckluftspeicherkraftwerk ist prinzipiell ein Gasturbinenkraftwerk, das Spitzenlastenergie bereitstellt. Es nutzt dabei die Energie, die in komprimierter Luft steckt.

In Schwachlastzeiten wird mit einem elektrisch angetriebenen Kompressor Druckluft in einer unterirdischen Kaverne gespeichert. Wird zu Spitzenlastzeiten Elektrizität benötigt, so strömt die komprimierte Luft aus den Kavernen in die Brennkammer der Gasturbine. Gleichzeitig wird Erdgas über eine Gasleitung der Turbine zugeführt und verbrannt. Damit wird die Druckluft auf die erforderliche Arbeitstemperatur der Gasturbine erwärmt. Die dadurch angetriebene Turbine erzeugt über einen Generator dann elektrische Energie. Die bei der konventionellen Bauweise (diabates Prinzip) bei der Kompression anfallende Wärme wird zum Großteil nicht genutzt. Bei dem so genannten adiabaten Druckluftspeicherkraftwerk wird der Kompressor nicht gekühlt und die Wärme der komprimierten Druckluft in einem Wärmespeicher zwischengespeichert. Wird die Druckluft wieder benötigt, durchläuft sie vorher den Wärmespeicher und wird so wieder erhitzt und anschließend einer Expansionsturbine zugeführt. Der Vorteil liegt darin, dass kein Erdgas zur Erwärmung der Luft benötigt wird. Zur Umsetzung des adiabaten Funktionsprinzips sind noch erhebliche Forschungsanstrengungen notwendig.

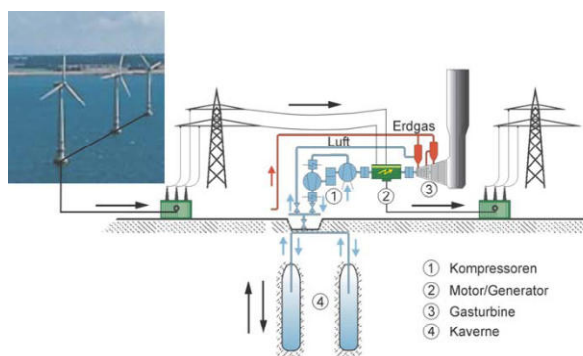


Abbildung 110: Schematische Darstellung eines Druckluftspeicherkraftwerkes (Crotogino, 2003)

Vorteile der Druckluftspeichertechnik

- Möglichkeit der Speicherung großer Energiemengen, Regelfähig.
- Hohe Wirkungsgrade von 70 % bei Umsetzung des adiabaten Konzepts.
- CO₂-freier Betrieb bei Umsetzung des adiabaten Konzepts.
- geringer sichtbarer Platzaufwand (Salzkavernen).

Schwächen von Druckluftkraftwerken

- Geringe Wirkungsgrade von max. 54 % und CO₂-Ausstoß durch die Befeuerung mit Erdgas in der konventionellen derzeitigen Bauart.
- Hohe Umweltbelastung zur Errichtung neuer Salzkavernen durch das Ausspülen von Salzen mit Wasser.
- Längere Startzeiten als bei Pumpspeicherwerken.
- Kürzere Einsatzdauer als bei Pumpspeicherkraftwerken mit alpinen Speichern.
- Die aufgenommene (Pump-)Leistung eines Druckluftspeicherkraftwerkes ist konstant (Kompressorleistung). Eine „grobe“ Regelung wäre über mehrere parallele Kompressoren vorstellbar.

Zusammenfassende Aussagen

- Eine Realisierung von Projekten in der konventionellen adiabaten Bauweise wäre mittelfristig möglich, da die nötigen technischen Komponenten vorhanden sind.
- Mit fortschreitendem Ausbau der Windkraftanlagen wird der Einsatz von Druckluftkraftwerken zunehmend wahrscheinlicher und interessanter.
- Die Weiterentwicklung des adiabaten Konzepts ist zur Erlangung der Marktreife von Druckluftkraftwerken notwendig. Dies vor allem auf Grund des höheren Wirkungsgrades und des CO₂-freien Betriebs.
- Bei Weiterführung der notwendigen Grundlagenforschung zur Entwicklung der für das adiabate Funktionsprinzip benötigten Kompressoren, Wärmespeicher und Druckluftturbinen könnte die Marktreife im Jahr 2015 gegeben sein.
- Der Focus im Einsatz von Druckluftkraftwerken liegt derzeit mehr auf der Möglichkeit erneuerbare Energie erzeugernahe zu speichern, als in der Möglichkeit Regelenergie bereitzustellen.
- Für die mögliche Bereitstellung von Regelenergie sind die Druckluftspeicherkraftwerke analog wie Gaskraftwerke zu sehen.
- Sollten leistungsfähige Netzverbindungen von den Küstenregionen zu den Verbrauchszentren errichtet werden (z.B. HGÜ), so könnte die Windenergie leichter abtransportiert werden und damit die Zwischenspeicherung mittels Druckluftspeichern weniger notwendig werden.

Wasserstoffwirtschaft

Aus Sicht vieler Experten, Politiker, Umweltorganisationen und Hersteller ist Wasserstoff der „Brennstoff“ der Zukunft. Wasserstoff kommt auf der Erde in freier Form nicht vor. Damit das

Gas zum Energieträger wird, muss man den Wasserstoff unter Einsatz von Energie aus seinen bestehenden Verbindungen herauslösen. Damit ist Wasserstoff keine Energiequelle wie Erdgas, sondern nur ein Energieträger.

Als Endanwendung kommt Wasserstoff bei Brennstoffzellen, in Verbrennungsmotoren (z.B. Auto, Transport) und zukünftig ev. in Gasturbinen für Flugzeuge in Frage.

Positiv für den Wasserstoff spricht:

- „Saubere Energie“ (z.B. ergibt der Einsatz in Brennstoffzellen Wasser als „Abfallprodukt“); CO₂-Reduktion
- Die Erzeugung von Wasserstoff kann langfristig ohne konventionelle Brennstoffe (Öl, Gas, Kohle) erfolgen. Damit ergibt sich eine Alternative zu den konventionellen Brennstoffen.
- Wasserstoff ist ein effizienter Energieträger mit guter Speichermöglichkeit.

Demgegenüber stehen kritische Punkte wie:

- Sehr hohe Erzeugungskosten
- Notwendiger Aufbau der Infrastruktur (Transport, Speicherung, Verteilung)
- Weiterentwicklung der Brennstoffzelle notwendig
- Entwicklung von Methoden zur Wasserstoffproduktion ohne Einsatz von konventionellen Brennstoffen (Öl, Gas, Kohle)
- Schlechter Wirkungsgrad

Längerfristig wird damit gerechnet, dass sowohl mit Windstrom als auch mit solarthermischen Kraftwerken Wasserstoffkosten aus Elektrolyse um 7 – 8 ct/kWh erreichbar sind.

Wirkungsgrad

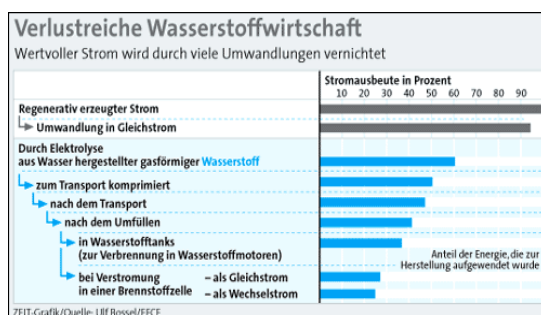


Abbildung 111: Wirkungsgrad Wasserstoffwirtschaft (Asendorpf, 2004)

Die Energieverluste bei der Herstellung, dem Transport und der Verteilung von Wasserstoff im Falle der Elektrolyse und dem Einsatz in einer Brennstoffzelle sind:

- Elektrolyse: ca. 40 % Verlust
- Komprimierung des Wasserstoffs, Verlust 13 %

- Oder Verflüssigung des Wasserstoffs, Verlust ca. 30 %
- Verlust durch Transport
- Verlust Brennstoffzelle

Insgesamt verbleiben von der ursprünglich eingesetzten Energie nur ca. 20 – 25 %.

Technologische Trends

Wasserstoffproduktion: Zurzeit gibt es zwei Haupterzeugungsarten zur Produktion von Wasserstoff: Einerseits die Produktion über die Umwandlung aus Kohlenwasserstoffen (Produktion aus Öl, Gas und Kohle) sowie die Erzeugung durch Elektrolyse von Wasser. Der Strom für die Elektrolyse stammt ebenfalls teilweise aus Kohle- oder Kernkraftwerken. Damit ist die Wasserstoffproduktion wieder CO₂ behaftet. Im Moment werden die jährlich benötigten Mengen zu 48 % aus Gas, 30 % aus Öl, 18 % aus Kohle und nur zu 4 % aus der Elektrolyse gewonnen. D.h. dass bei 96 % des erzeugten Wasserstoffs CO₂ als Nebenprodukt anfällt! Bei der Produktion von Wasserstoff mittels Erdgas wird genauso viel CO₂ frei wie bei der Verbrennung von Erdgas, aber im Wasserstoff steckt nachher weniger Energie als vorher im Erdgas. Um die CO₂-Problematik bei der Produktion von Wasserstoff zu lösen und die künftig benötigten großen Mengen sicherzustellen sind deshalb neue Verfahren zu entwickeln.

Zukünftige erfolgsversprechende Methoden zur Erzeugung von Wasserstoff sind

- Thermochemische Spaltung des Wassers
- Chemische Umwandlung aus Gas oder Biomasse unter Einsatz von Hochtemperaturverfahren
- Photolytische Verfahren (photobiologische oder photochemische Verfahren z.B. mit Grünalgen)

In den nächsten 5 Jahren werden weitere Entwicklungen im Bereich der kleinindustriellen Erzeugung und der Vor-Ort Elektrolyse in Kombination mit Brennstoffzellendemonstrationsanlagen erwartet.

Wasserstoffspeicherung: Ein Kernpunkt der weiteren Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft ist neben der Erzeugung und Verteilung auch die Speicherung von Wasserstoff. Als Möglichkeiten kommen die Komprimierung, die Verflüssigung, die Speicherung durch Adsorption (Metall-Hydride oder Nanotubes) sowie die chemische Speicherung z.B. in Hydriden in Frage. In allen Bereichen wird derzeit intensiv geforscht. Als aussichtsreich gilt vor allem die Speicherung mit Metall-Hydriden.

Die EU möchte bis 2020 den Einsatz von Fahrzeugen mit „Wasserstoff-Antrieb“ (Brennstoffzelle) fördern und sie zum Durchbruch verhelfen. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass erst 2050 mittels erneuerbaren Energien ein wesentlicher Teil des benötigten Wasserstoffs erzeugt werden kann. Insgesamt sind aber auf allen Prozessschritten noch enorme Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen notwendig.

Eine Vergleich zeigt die Dimension: Würden alle Treibstoffe für den Transport in Frankreich durch Wasserstoff aus Elektrolyse ersetzt, so würde dies den derzeitigen Stromverbrauch in Frankreich vervierfachen! Dies würde den Bau von ca. 60 zusätzlichen Atomkraftwerken oder 350.000 Windkraftwerken bedeuten! Derzeit ist die Produktion von Wasserstoff im Vergleich zu den Kosten der herkömmlichen Energieträger bei weitem nicht wettbewerbsfähig.

Batterien

Funktionsprinzip

Eine Batterie ist ein elektrochemischer Energiespeicher. Bei der Entladung wird in der Batterie gespeicherte chemische Energie durch elektrochemische Reaktionen in elektrische Energie umgewandelt. Diese wird zum vom Stromnetz unabhängigen Betrieb eines Verbrauchers verwendet.

In nicht wiederaufladbaren Primärbatterien sind die Reaktionen bei der Entladung nicht oder nur teilweise umkehrbar. Dagegen sind in wiederaufladbaren Sekundärbatterien (Akkumulatoren) die Entladereaktionen weitgehend umkehrbar, so dass eine mehrfache Umwandlung von chemischer in elektrische Energie und zurück möglich ist.

Batterietypen

Aufgrund der vielen Einsatzbereiche mit sehr unterschiedlichen Anforderungen bezüglich Spannung, Leistung und Kapazität unter verschiedenen Betriebsbedingungen gibt es Batterien in einer nahezu unüberschaubaren Vielfalt von elektrochemischen Systemen, Ausführungen, Formen und Größen.

Im Bereich der Batterien werden umfangreiche Forschungen durchgeführt. Die Forschungen sind getrieben durch das Streben nach mehr Effizienz, kostengünstigeren Einheiten sowie einer Erhöhung der Speicherkapazität.

Für eine Speicherung von größeren Energiemengen kommen vor allem 4 Typen von Batterien in Frage:

Blei-Schwefelsäure-Akku

Bei einem Bleiakkumulator handelt es sich um eine Ausführung des Akkumulators, bei der die Elektroden im geladenen Zustand aus Blei und Bleidioxid und der Elektrolyt aus verdünnter Schwefelsäure bestehen.

Bleiakkumulatoren gelten für eine Lebensdauer von einigen Jahren als zuverlässig und preisgünstig. Im Vergleich mit anderen Akkumulatortechnologien sind sie jedoch schwer und weisen nur eine geringe Energiedichte auf. Weltweit existieren mehrere sehr große Installationen mit Bleiakkus (Größenordnung bis zu 20 MW). Diese dienen vor allem zur kurzfristigen Abdeckung von Schwankungen in Inselnetzen.

Redox-Flow-Zelle

Eine neuartige Entwicklung stellen die Redox-Flow-Zellen dar.

Die Redox-Flow-Zelle speichert elektrische Energie in chemischen Verbindungen und ist damit mit den Akkumulatoren verwandt. Im Unterschied zu den klassischen Akkumulatoren fließt jedoch das Energiespeichernde Material durch die Zelle hindurch und nimmt dabei Energie auf (Ladevorgang) oder gibt Energie ab (Entladevorgang).

Das Energiespeichernde Material wird außerhalb der Zelle in Tanks gelagert, wodurch die gespeicherte Energiemenge nicht mehr von der Größe der Zelle abhängt. Die Tanks können einfach und manuell befüllt und die Batterie somit geladen werden.

Die Grundlagen wurden in den 1970er Jahren geschaffen. Die Technologie gilt als noch nicht ausgereift, es werden aber derzeit Demonstrationsanlagen installiert. Als aussichtsreich gilt eine Redox-Flow-Zelle mit einem Vanadium-Elektrolyt.

Vorteile der Redox-Flow-Technik:

- Speichervermögen nur von Größe des Lagertank für den Elektrolyten abhängig
- Verschleißfrei
- Lange Lebensdauer (15 Jahre)
- Hoher Wirkungsgrad

Nickel-Cadmium – Akku

Die Elektroden des NiCd - Akkumulators bestehen in geladenem Zustand aus Platten, die am Minuspol mit fein verteiltem Cadmium und am Pluspol mit Nickel(III)-oxidhydroxid beladen sind. Als Elektrolyt wird 20%ige Kaliumhydroxid-Lösung verwendet. Diese Kombination liefert eine Spannung von 1,3 V. Nickel-Cadmium-Zellen werden auch im Bereich von USV-Anlagen und Notstromanlagen eingesetzt.

Als Beispiel wurde in Fairbanks, Kanada das bisher weltgrößte batteriegestützte Energiespeichersystem in Betrieb genommen. Es besteht aus 14.000 Nickel-Cadmium-Hochleistungszellen und liefert über 15 Minuten eine Leistung von 27 MW. Das System dient als Überbrückung bei Stromausfällen (Zeit bis Gaskraftwerke anlaufen), zur Spannungsregulierung und zur Spitzenregulierung. Die gesamte Anlage hat ein Gewicht von 1300 t und füllt die Größe eines Fußballfeldes.

In Europa dürften Nickel-Cadmium-Zellen auf Grund eines Cadmium-Verbotes der EU in Zukunft nicht mehr zur Anwendung gelangen.

Natrium-Schwefel– Akku

Die Natrium-Schwefel-Batterie ist eine Hochenergiebatterie, die bei einer Temperatur von 300°C arbeitet. Die thermischen Verluste sind auf Grund der hohen Temperatur und der

überwiegend volumen- und gewichtsoptimierten Auslegung relativ groß. Wesentlicher Vorteil des Systems ist, dass keine elektrochemische Selbstentladung stattfindet und somit die elektrische Energie auch über größere Zeiträume gespeichert werden kann. Da auch längere Verweilzeiten im entladenen Zustand keinen Schaden verursachen, könnte das System als Langzeitspeicher eingesetzt werden. Die Investitionskosten eines solchen Batteriesystems werden mit ca. EUR 2.200/kW abgeschätzt. Der Wirkungsgrad liegt bei ca. 90 % und es wird eine Lebensdauer von ca. 15 Jahren angegeben.

Brennstoffzellen

Um aus (regenerativ gewonnenem) Wasserstoff Strom zu erzeugen, verwendet man Brennstoffzellen. Bei einer Brennstoffzelle handelt es sich um eine besondere Art eines galvanischen Elements.

Vom Prinzip sind alle Zellen gleich aufgebaut. Zwischen zwei Elektroden (der Anode und der Kathode) befindet sich ein Elektrolyt der den Ionen- (meist Protonen-) Austausch ermöglicht. Die Elektroden sind über einen äußeren Stromkreis verbunden.

Das Bestechende an der Brennstoffzelle ist, dass sie sehr vielseitig nutzbar ist. Brennstoffzellen können annähernd überall da eingesetzt werden, wo Energie umgesetzt wird. Die Palette reicht von großen Kraftwerken und stationären Heizgeräten für die Hausenergieversorgung über Antriebe für Autos und Schiffe bis hin zur Stromversorgung von Laptops und Camcordern.

Zusammenfassung

Die Gewinnung von elektrischer Energie aus chemischen Energieträgern erfolgt heute zumeist durch Verbrennung in einer Wärmekraftmaschine in Verbindung mit einem Generator über den Umweg der thermischen und der Bewegungsenergie. Die Brennstoffzelle ist geeignet, die Umformung ohne Umweg zu erreichen und damit potenziell effizienter zu sein.

Da die Brennstoffzelle neben Strom auch Wärme erzeugt, eignet sie sich als universelles "Kraftpaket" in Wohnhäusern. Kleine, kompakte Anlagen können effizient und umweltschonend Strom und Wärme dort erzeugen, wo sie gebraucht werden: direkt beim Verbraucher. Der nötige Wasserstoff lässt sich aus Erdgas gewinnen. Derzeitige Brennstoffzellen-Heizgeräte sind so konzipiert, dass sie den Grundbedarf an Strom und Wärme im Haushalt decken können. Die kommerzielle Anwendung der Brennstoffzelle ist noch nicht erreicht.

Funktionsprinzip

Eine Brennstoffzelle besteht aus zwei Elektroden, die durch eine Membran oder Elektrolyt (Ionenleiter) voneinander getrennt sind. Die Anode ist mit dem Brennstoff umspült (also Wasserstoff, Methan, Methanol oder Glukoselösung), der dort oxidiert wird. Die Kathode ist

mit dem Oxidationsmittel umspült (zum Beispiel Sauerstoff, Wasserstoffperoxid oder Kaliumthiocyanat), das dort reduziert wird.

Die verwendeten Materialien sind je nach Brennstoffzellentyp unterschiedlich. Die Elektrodenplatten/Bipolarplatten bestehen meist aus Metall oder Nano-Carbon-Röhrchen. Zur besseren Katalyse sind sie mit einem Katalysator beschichtet, zum Beispiel Platin oder Palladium. Als Elektrolyten können beispielsweise gelöste Laugen oder Säuren, Alkalicarbonatschmelzen, Keramiken oder Membrane dienen.

Die gelieferte Spannung liegt theoretisch bei 1,23 Volt für die Wasserstoff-Sauerstoff-Zelle bei einer Temperatur von 25 °C. In der Praxis werden jedoch nur Spannungen von 0,5 bis 1V (experimentell auch darüber) erreicht. Die Spannung ist vom Brennstoff, von der Qualität der Zelle und von der Temperatur abhängig. Um eine höhere Spannung zu erhalten, werden mehrere Zellen zu einem Stack (engl. für 'Stapel') in Reihe geschaltet.

Brennstoffzellentypen

Die Wasserstoff-Sauerstoff-Brennstoffzelle erscheint vielen Experten ökologisch besonders interessant: Wasserstoff kann durch Einsatz erneuerbarer Energien gewonnen werden, während der Sauerstoff aus der Erdatmosphäre zugeführt werden kann. So kann zum Beispiel Solartechnik genutzt werden, um den Wasserstoff mittels Elektrolyse aus Wasser zu gewinnen. Kostengünstiger ist allerdings die direkte chemische Umwandlung von Biomasse in Wasserstoff mittels Steam-Reforming, was neue Aussichten für eine nachhaltige Energieerzeugung bietet.

Die Umwandlung von Primärenergie in Wasserstoff ist effizienter als die Umwandlung von Primärenergie zu Strom. Das ist einer der Gründe, weshalb eine solare Wasserstoffwirtschaft der heutigen Energiewirtschaft ökonomisch überlegen wäre. In der Praxis hat etwa die Kette Solarstrom → Wasserstoff → Brennstoffzellen-PKW einen besseren Wirkungsgrad als die Kette Solarstrom → Stromnetz → Batterie → Elektro-PKW. Eine solare Wasserstoffwirtschaft wäre überdies emissionsfrei und klimaneutral.

Mobiler Einsatz

Mehrere Automobilfirmen (unter anderem BMW, Volkswagen, Toyota, DaimlerChrysler, Ford, Honda, General Motors/Opel) forschen seit zum Teil 20 Jahren an Automobilen, deren Treibstoff Wasserstoff ist, und die zur Energieumwandlung Brennstoffzellen sowie einen Elektromotor zum Antrieb nutzen. Ein Beispiel sind die Fahrzeuge NECAR 1 bis NECAR 5 sowie Mercedes-Benz F-Cell von DaimlerChrysler. Bei BMW ist die Brennstoffzelle nicht originär zur Erzeugung elektrischer Antriebsenergie gedacht. Das Konzept sieht hier vor, im von einem Verbrennungsmotor angetriebenen Wasserstoff-Fahrzeug (z. B. 7er Baureihe, Typ E68) das permanent aus dem Wasserstofftank abdampfende Gas in einer Brennstoffzelle zur Stromversorgung des Fahrzeuges zu nutzen, anstatt den Wasserstoff ins Freie entweichen zu lassen.

Durch den verstärkten Einsatz von emissionsfreien Fahrzeugen in Ballungszentren und Großstädten wird eine Verbesserung der dortigen Luftqualität erwartet. Ein Nebeneffekt wäre allerdings, dass die Emissionen vom Ort der Fahrzeugnutzung dorthin verlagert werden, wo der Wasserstoff hergestellt wird, soweit dies nicht aufgrund regenerativer Verfahren erfolgt.

Für den breiten Einsatz der mobilen Wasserstoff-Anwendungen ist der gleichzeitige Aufbau von Wasserstofftankstellen erforderlich. Am sinnvollsten geschieht das durch den Umbau der Energiewirtschaft zu einer Wasserstoffwirtschaft. Für die Mitnahme von Wasserstoff in Fahrzeugen kommen neben Druckbehältern auch andere Formen der Wasserstoffspeicherung in Frage, beispielsweise in Metallhydriden oder unter hohem Druck und niedriger Temperatur als flüssiger Wasserstoff.

Trotz des hohen Wirkungsgrads der Brennstoffzelle gestaltet sich die Abfuhr der Abwärme auf dem vergleichsweise niedrigen Temperaturniveau der PEM-Brennstoffzelle von etwa 80°C als problematisch, denn im Gegensatz zum verbrennungsmotorischen Antrieb beinhaltet das relativ kalte Abgas (Wasserdampf) nur eine vergleichsweise geringe Wärmemenge. Demzufolge ist man bestrebt, die Betriebstemperatur der PEM-Brennstoffzelle auf über 100°C anzuheben, um leistungsstärkere Brennstoffzellen-Automobile mit mehr als 100 kW realisieren zu können.

Bei Temperaturen unterhalb des Gefrierpunktes kann die Startfähigkeit der Brennstoffzelle aufgrund gefrierenden Wassers beeinträchtigt sein. Es muss sichergestellt sein, dass die elektrochemische Reaktion, insbesondere die Diffusion der Brenngase, durch Eisbildung nicht behindert wird. Dies kann beispielsweise durch eine geeignete Elektrodenstruktur erzielt werden. Verschiedene Hersteller haben 2003 und 2004 bereits nachgewiesen, dass der Gefrierstart von PEM-Brennstoffzellen bei Temperaturen von bis zu -20°C möglich ist; die Startzeiten seien mit denen von Verbrennungsmotoren vergleichbar.

Die schon seriennah verfügbaren Prototypen kleinerer Fahrzeuge haben zum Ziel, die Größe, das Gewicht und die Kosten der Brennstoffzelle und eine geeignete Speicherung des Wasserstoffes zu erproben. So hat DaimlerChrysler Fahrzeuge der A-Klasse mit Brennstoffzellen vorgestellt. In Hamburg und Stuttgart werden Busse mit Wasserstoffantrieb im normalen Linienbetrieb getestet. Seit 2007 fahren im Fuhrpark des Bundesverkehrsministeriums die ersten Autos mit Brennstoffzellen-Antrieb.

Mögliche Alternativen zur direkten Wasserstoffspeicherung sind Treibstoffe wie Ethanol, Methanol oder andere Kohlenwasserstoffe, von denen kurz vor Gebrauch der Wasserstoff durch katalytische Verfahren gewonnen wird. Diese Verfahren tragen jedoch in nicht unerheblichem Maße durch CO₂-Ausstoß zur Umweltbelastung bei, was die ansonsten perfekte Umweltverträglichkeit der Brennstoffzelle einschränkt. Dies ist jedoch dann nicht der Fall, wenn die Treibstoffe aus regenerativ erzeugter Biomasse stammen. Die Wirtschaftlichkeit dieser Verfahren krankt heute zudem am Katalysator, deren beste Varianten das teure Platin enthalten.

Seit Mitte 2005 sind Brennstoffzellen auch in der Luftfahrt anzutreffen. Eine erste Drohne, deren Elektromotoren von einer Brennstoffzelle angetrieben werden, startete in Yuma, Arizona. Das DLR arbeitet zur Zeit an der Integration der Brennstoffzellentechnik in das unbemannte Forschungsflugzeug „Hyfish“, welches im März 2007 in der Nähe von Bern erfolgreichen seinen Erstflug absolvierte.

Ende Oktober 2006 erklärte VW den endgültigen Durchbruch bei der Herstellung von kostengünstigen, leistungsfähigen Brennstoffzellen im Hochtemperaturbereich. Probleme werden weniger beim Durchbruch der Brennstoffzellentechnik auf der Fahrzeugseite, sondern mehr in der kostengünstigen, umweltschonenden Gewinnung von Wasserstoff gesehen.

Portabler Einsatz

Geplant ist auch die Anwendung von portablen Brennstoffzellen als Ersatz von Batterien und Akkus in kleineren Geräten wie Laptops. Dies verspricht längere Einsatzzeiten, daneben ist ein Nachfüllen abseits vom Stromnetz durch Methanol möglich. Unter den Anbietern finden sich auch deutsche Unternehmen. Typische Einsatzgebiete sind Observation, Umweltmesstechnik und Telekommunikation, Filmkameras, Notebooks, Reisemobile und Segelboote. Haupthemmnis für eine breite Einführung ist die unbefriedigende Situation bei den Technologien zur Speicherung von Wasserstoff in kleinen Mengen.

Stationärer Einsatz

Weil Wasserstoff in Wasserstoffnetzen noch nicht verfügbar ist, sind derzeit die Erdgas-Brennstoffzellen dabei, die bisherigen Generatoren in der Kraft-Wärme-Kopplung zu verdrängen. Ein solches Blockheizkraftwerk kann für ein größeres Einzugsgebiet oder in kleinerer Ausführung auch zur Versorgung eines Gebäudes dienen.

Ähnlich wie bei Heizkraftwerken mit Gasturbinen wird Erdgas als Energieträger zugeführt, der jedoch nicht direkt verbrannt wird: In einem Reformer wird bei hohen Temperaturen der Wasserstoff von den Kohlenwasserstoffen abgelöst und der Brennstoffzelle zur Energieerzeugung zugeführt. So entsteht zum einen Strom, zum anderen Wärme, die für die Brauch- und Heizwassererwärmung eingesetzt wird. Auf Seiten der Stromversorgung liegt der Vorteil der dezentralen Erzeugung in der Vermeidung von Umspann- und Leitungsverlusten im Netz der Energieversorger in Höhe von bis zu sechs Prozent. Auf der Wärmeseite wiederum entfallen die Transportverluste, die selbst bei vollständiger Nutzung der Abwärme eines Elektrizitätswerkes unvermeidlich sind. Allerdings sind mit dieser Anwendungsform gewisse CO₂-Emissionen verbunden, die zwar im Vergleich zu den bisherigen Schadstoffeinträgen geringer sind. Beim Brennstoffzellenbetrieb mit Bio-Wasserstoff und zentraler CO₂-Endlagerung wird die Atmosphäre jedoch effektiv von Kohlendioxid entlastet, so dass die Verwendung von Bio-Wasserstoff als Energieträger für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen nicht nur als klimaneutral, sondern sogar als klimafreundlich gelten kann.

MTU Brennstoffzellen

Das MTU Brennstoffzelle HotModule ist ein hochintegriertes und zuverlässiges Karbonat-Brennstoffzellen-System für die kombinierte Strom- und Wärmeproduktion in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie in Kombination mit entsprechenden thermisch betriebenen Kälteanlagen für die Bereitstellung der Verbrauchsenergieformen Strom, Wärme und Kälte. Es kann mit vielen verschiedenen Brenngasen oder vergasten Brennstoffen betrieben werden und ist durch einen excellenten elektrischen Wirkungsgrad bei extrem niedrigen Schadstoffemissionen charakterisiert. Dazu ist im Gegensatz zu motorischen Blockheizkraftwerken und solchen auf Gasturbinenbasis die Stromkennzahl (das

Verhältnis von Stromproduktion zu Wärmeproduktion) in weiten Bereichen regelbar.

Infolge des elektrochemischen Arbeitsprinzips unter Einbeziehung von Kohlendioxid als Reaktant ist die Karbonatbrennstoffzelle nicht nur besonders geeignet für die direkte Umsetzung von gasförmigen oder vergastem Kohlenwasserstoffen (Erdgas, Synthesegase), sondern der bevorzugte „Prime Mover“ für niederkalorische Gase, insbesondere solche mit Beimengungen von Kohlenmonoxid und Kohlendioxid („Schwachgase“ wie Biogas, Klärgas, Deponiegas, Grubengas, etc.). Diese Charakteristika empfehlen das MTU Brennstoffzellen HotModule ganz besonders zur Nutzung von Sekundär-Brennstoffen aus regenerativen Quellen, insbesondere von biogenen Gasen aus Biomasse und Abfall.

Die Arbeitstemperatur der Karbonat-Brennstoffzelle liegt bei 650 °C, d. h. die bei den Brennstoffzellen-Reaktionen zwangsläufig ebenfalls freiwerdende thermische Energie wird nach Abdeckung der thermischen Aufwendungen für die Brenngasaufbereitung immer noch bei etwa 400 °C bis 450 °C abgegeben. Diese hochexergetische Abwärme in Form von heißer Abluft erlaubt eine Vielzahl thermisch wertvoller Nutzungen und erschöpft sich nicht in Heizanwendungen. Prozesswärme, Prozessdampferzeugung oder nachgeschaltete Dampfturbinenkreise sind Stand der Technik. Eine der interessantesten Anwendungen des HotModules liegt in seiner Kombination mit Hochtemperatur-Absorptionskälteanlagen oder Dampfstrahl-Kühlmaschinen. Die hohe Temperatur der verwendeten Abwärme bewirkt dort eine Erhöhung der für Kältemaschinen charakterisierenden Kältezah; zusätzlich sind die Erträge für Kälte höher als für Wärme.

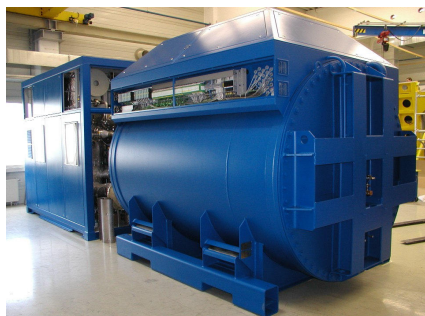


Abbildung 112: Brennstoffzelle HotModule

Superkondensatoren

Superkondensatoren (Supercaps)) auch Doppelschichtkondensatoren kurz DSK genannt, sind effiziente Energiespeicher die elektrische Energie entsprechend ihres Wirkungsprinzip direkt im elektrischen Feld sehr schnell speichern und auch wieder abgeben können. Für größere Leistungen sind diese Bauelemente seit etwa 6 Jahren kommerziell verfügbar, bis dahin waren sie lediglich im Bereich der Informationstechnologie als so genannte GoldCaps zu finden.

Durch das Angebot von großen Kapazitäten (Bsp. 5000 F, bei 2,5 V, I max. 500 A) rückt der Einsatz als Energiespeicherndes Bauelement bei verschiedenen Einsatzfällen, so auch in der Leistungselektronik, in den Blickpunkt vieler industrieller Anwender.

Technik

Der technische Aufbau eines Doppelschichtkondensators kann vereinfacht als Plattenkondensator verstanden werden, bei dem es darauf ankommt, die Elektroden mit größter Oberfläche auszulegen.

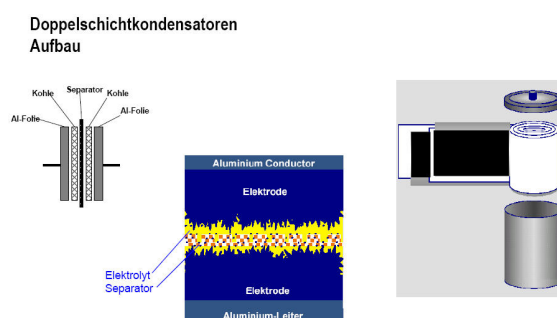


Abbildung 113: Prinzipieller Aufbau Supercaps (Gru)

Als Elektrolyt, das sich als leitende Flüssigkeit zwischen den Elektroden befindetet, wird gelöstes Leitsalz eingesetzt.



Abbildung 114: : Bauformen Supercaps (Gru)

Der Superkondensator dient als Bindeglied zwischen dem herkömmlichen Kondensator und der Batterie, er vereint den Vorteil des Kondensators als schnellen Stromlieferanten mit dem

der Batterie als nennenswerten Energiespeichers. Seine Energiedichte ist zurzeit noch auf etwa 1/10 des Batteriewertes begrenzt.

Doppelschichtkondensatoren Eigenschaften im Vergleich zur Pb-Batterie

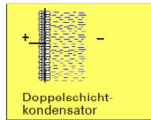
		
	Akkumulator	Doppelschichtkondensator
Speicherprinzip:	elektrochemisch	elektrostatisch
Energiedichte [Wh/kg] :	25 - 40	3 - 5
Leistungsdichte [kW/kg] :	0.1 - 0.15	2 - 10
Zykluslebensdauer:	< 10 ³	> 10 ⁵

Abbildung 115: Vergleich Supercaps mit Batterie (Gru)

Doppelschichtkondensatoren können in verschiedenen Anwendungen Batterien oder konventionelle Kondensatoren ersetzen oder in Kombination mit diesen den entsprechenden Leistungs- oder Energieverbrauch erweitern.

Vor/Nachteile, Anwendung

Im Allgemeinen werden Supercaps zur Spannungsstützung, zur schnellen Bereitstellung elektrischer Energie, z.B. zur Deckung von kleineren Leistungsspitzen oder zur Schonung von Batterien eingesetzt, die dann kleiner entworfen werden können, da der Kondensator die Stromspitzen abfedert. Im Bereich von Notstromanlagen versorgt er den Dieselgenerator mit der notwendigen Startenergie, weitere Bereiche sind Telekommunikation, Photovoltaik und Windenergie.

Vorteile

Die Vorteile liegen in der kompakten kleinen Bauweise, der hohen Zyklusfestigkeit, (> 100000) der hohen Leistungsdichte, hohen Kapazität (bis 5000 F), unkritische vollständige Entladung, Schnellladefähigkeit, wartungsfrei und dem hohen Wirkungsgrad (>90%).

Nachteile

Die Nachteile liegen in den zu hohen Kosten, geringer Energiedichte, hoher Selbstentladung, starker Abfall der Kapazität bei höherer Frequenz und der Nennspannung, die zurzeit nur bei 2,5V liegt.

Supraleitende magnetische Energiespeicher

Supraleiter sind Materialien, die beim Unterschreiten einer kritischen Temperatur sprunghaft ihren elektrischen Widerstand vollständig verlieren. Auf Grund dieser Eigenschaft kann ein einmal eingespeister Strom, der in einem Supraleiter fließt, sehr lange unter Kühlung aufrechterhalten werden. Supraleitung tritt bei den meisten Metallen bei Temperaturen kleiner als – 260 °C auf. Bei den so genannten Hochtemperatursupraleitern aus einem

keramikähnlichen Material tritt der Effekt der Supraleitung bereits bei Temperaturen um – 200 °C auf. Damit können diese Supraleiter relativ kostengünstig mit flüssigem Stickstoff gekühlt werden.

Zusammenfassung

- Die vorliegenden Forschungsergebnisse zeigen, dass die Leerlaufverluste auf Grund des Wärmeeintrages über die Stromzuführungen zu unwirtschaftlichen Ergebnissen führen.
- Nach dem Stand von 2003 liegt die Energiedichte bei SMES-Systemen über 5 kW/kg Speichermasse, die Leistung beträgt etwa 7 MW, die Lebensdauer-Zyklenzahl ca. 1 Million und die Energieeffizienz etwa 90 %. Stand-by-Verluste entstehen durch die benötigte Kühlleistung, die Kosten belaufen sich auf 30 bis 200 T€/kWh Speicherkapazität.
- Studien zu Großspeichern zum Ausgleich von Lastschwankungen (z. B. zwischen Tages- und Nachtbedarf), die teure Spitzenleistungen von Kraftwerken einsparen oder als Speicher regenerativer Energiequellen dienen können, haben gezeigt, dass derartige Speicher derzeit nicht wirtschaftlich sind

Technik, Funktionsprinzip

Ein typischer SMES besteht aus einer supraleitenden Spule, einer Kühlung und einem Energieaufbereitungssystem. Wenn die supraleitende Spule einmal geladen ist, fällt die Spannung nicht ab und die magnetische Energie kann über längere Zeit gespeichert werden. Die gespeicherte Energie kann wieder ins Netzwerk gespeist werden, indem die Spule entladen wird. Das Energieaufbereitungssystem benutzt einen Wechselrichter/Gleichrichter, um den Wechselstrom in Gleichstrom, welcher im SMES gespeichert werden kann, und zurück in Wechselstrom umzuwandeln. Dabei geht je etwa 2-3% der Energie verloren. SMES sind sehr effizient; beim Speichern selbst geht kaum Energie verloren. Aufgrund des hohen Energieaufwandes für die Kühlung und die hohen Kosten von Supraleitern werden SMES zurzeit vor allem zur kurzzeitigen Speicherung von Energie verwendet.

Der wohl wichtigste Vorteil von SMES ist die kurze Verzögerung beim Laden und Entladen. Die Energie ist sofort verfügbar und es kann eine hohe Leistung in einer kurzen Zeit bereitgestellt werden. Weitere Vorteile sind, dass der Energieverlust extrem klein ist und dass sie sehr zuverlässig sind, da die wesentlichen Teile des SMES unbeweglich sind.

Eine mögliche Anwendung in der Energietechnik sind die so genannten SMES-Speicher (Superconducting Magnetic Energy Storage). Dabei wird Energie in großen supraleitenden Ringen gespeichert. Da der elektrische Strom direkt gespeichert wird, kann man die sonst unvermeidlichen Verluste bei der Umwandlung elektrischer Energie in andere Energieformen umgehen und einen hohen Wirkungsgrad erreichen.

Da sich die elektrische Energie aufgrund der direkten Speicherung in Sekundenbruchteilen abrufen lässt, verbessert ein SMES auch die Stabilitätseigenschaften und die Qualität des

Stromnetzes. Daher zielen die gegenwärtigen Forschungsaktivitäten auf die Realisierung kleiner und mittlerer SMES-Speicher zum Ausgleich kurzzeitiger Netzstörungen und -schwankungen im Sekundenbereich, wie sie beispielsweise durch An- oder Abschalten großer elektrischer Leistungen auftreten.

Damit ist der Anwendungsbereich für diese Technologie ähnlich der von Schwungmassenspeichern.

Aufbau und Funktion

Herz einer SMES-Anlage ist die supraleitende Induktivität, deren Energiespeicherkapazität $W = 1/2 L I^2$ beträgt. Neben der supraleitenden Spule gehören zum kompletten SMES-System weitere Komponenten, vor allem Kühl-, Meß- und Regeleinrichtungen sowie ein Leistungselektronik-Umrichter.

Zum Aufladen wird an die Spule positive Spannung angelegt, zum Entladen negative. Die gespeicherte Energie hängt von der Spulengeometrie und dem Strom ab. Da die je Volumeneinheit speicherbare Energie gleich $B^2/(2\mu_0)$ ist, wird ein möglichst hohes B , mehrere Tesla, angestrebt. Die verwendeten Supraleiter müssen dafür geeignet sein, d.h. ein hohes kritisches B haben. Nach heutigem Stand sind deshalb Tieftemperatur-Supraleiter besser geeignet, welche jedoch die wesentlich aufwendigere Flüssig-Helium-Kühltechnik erfordern. Ein weiterer limitierender Faktor für SMES resultiert aus der starken mechanischen Belastung, die sich aufgrund der hohen Magnetfelder und Ströme ergibt: Heutzutage werden Multifilamentleiter verwendet. Die Matrix stabilisiert den Leiter bei einem Quench. Die auf die Leiter wirkenden Zugkräfte werden vor allem durch die Metallmatrix aufgenommen. Bei großen Energiespeichern müssen zusätzliche strukturstärkende Maßnahmen ergriffen werden. SMES-Spulen können als Zylinderspulen oder als Toroidalspulen ausgeführt werden. Erstere sind einfacher in der Herstellung, letztere weisen ein viel geringeres Streufeld auf. Die Lade- und Entladevorgänge werden durch die Leistung der Leistungselektronik und die maximal zulässige Spannung begrenzt. Der Übergang von vollem Lade- auf Entladebetrieb kann bei geeigneter Regelung in Millisekunden geschehen. Damit können SMES einen Beitrag zur Netzstabilität liefern. Im stationären aufgeladenen Zustand muss die Spannung an der Spule null sein, die Spule also kurzgeschlossen sein. Die dabei noch auftretenden Verluste bestehen hauptsächlich aus der Kühlleistung sowie den Halbleiterverlusten. Zu deren Vermeidung kommen HTSL-Überbrückungsschalter in Frage, welche die Spule im aufgeladenen Zustand kurzschließen. Wenn der Speicher wieder geladen oder entladen werden soll, muss dieser Schalter wieder öffnen, bzw. deren HTSL in die Normalleitung getrieben und damit hochohmig werden. Dies kann grundsätzlich durch zusätzliche Strompulse, induktiv eingekoppelte Hochfrequenzpulse oder zugeführte Heizleistung an den Supraleiter geschehen.

Einsatz

Anwendungen der Supraleitung sind die Erzeugung hoher Magnetfelder (Kernspintomograph, Kernfusion, Teilchenbeschleuniger, Festmagnet bei Generatoren etc.),

die Energiespeicherung (Kompensation schneller Lastschwankungen, Pulsgenerator, Frequenzregelung im Sekundenbereich, Leistungsstabilisierung) und bei mechanischen Lagern. Weitere Anwendungen sind Generatoren und Transformatoren mit hohem Wirkungsgrad und deutlicher Volumens- und Gewichtsersparnis.

Beispiele

Die eon plant den Bau des 1. supraleitenden Generators für ein Kleinwasserkraftwerk in Hirschaid in Bamberg (Leistung 1,25 MW; Materialeinsparung 65%, Stromerzeugungskosten ca. 15-20 % reduziert, Kosten EUR 3,5 Mio. teilfinanziert von der EU).

Innerhalb eines Messlabors der Dortmunder Energie- und Wasserwerke (DEW) werden Langzeitmessungen zur Bestimmung der Wasserqualität auf Grund lokaler Probleme bei der Spannungsstabilität erheblich gefährdet. Um eine deutlich höhere Spannungsstabilität trotz lokaler Spannungsschwankungen zu gewährleisten und somit diese empfindlichen Messreihen zu schützen, wird zurzeit ein SMES mittlerer Speicherkapazität (2 MJ) vor Ort installiert.

Im Jahr 2001 wurde ein SMES geringer Speicherkapazität (150 kJ) zur Gewährleistung der Spannungsqualität bei einem mittelständischen Chemiewerk in Bayern vom ansässigen Energieversorger Oberfranken (EVO) installiert.

Bei den genannten Beispielen handelt es sich immer noch um Forschungsprojekte mit Supraleitern der Tieftemperaturtechnik (4 K). In den kommenden Jahren geht es darum, die Speicherkapazität der SMES auf etwa 10 MJ zu erhöhen und die Drähte für die Spulen aus Material der Hochtemperatur-Supraleitung (77 K) zu fertigen. Hierzu besteht noch erheblicher Forschungsbedarf.

Schwungrad

Technik, Funktionsprinzip

Ein Schwungrad ist ein Maschinenelement das unter anderem zur Speicherung kinetischer Energie genutzt wird. Außerdem werden Schwungräder zur Stabilisierung eingesetzt.

Im Bereich der elektrischen Energiespeicherung bestehen die Schwungräder aus einem schnell rotierenden Rad, das über einen Motorgenerator die elektrische Energie in seine Drehbewegung umsetzt oder wieder abgibt. Die Systeme sind in der Lage sehr schnell hohe Energiemengen aufzunehmen oder bereitzustellen.

Die Vorteile der kinetischen Speichertechnologie liegen in der Bereitstellung von hohen Leistungen und einer großen Anzahl Lastzyklen bei vergleichsweise kleiner umgesetzter Energie. Der Schwungrad-Speicher liegt in seiner Charakteristik zwischen dem Kondensator und der Batterie und damit etwa in derselben Region wie die Supraleitenden Speicher.

Einsatz

Eingesetzt werden die Schwungradspeicher

- Kurzzeit bzw. Stand-by-Speicher bei Netzschwankungen und kurzen Netzunterbrüchen (z.B. USV-Anlagen)
- „Power-Quality“-Anwendungen, Netzfilterung, Frequenz- und Spannungsregelung
- Für Kurzzeitspeicher für Beschleunigungs- und Bremsenergie bei Fahrzeugen
- Kurzzeitspeicher zum Lastausgleich schwacher bzw. lokaler Netze
- Bereitstellung von Energiereserven für kurze Leistungsspitzen

Da die gespeicherte Energie mit dem Quadrat der Rotationsgeschwindigkeit und mit der Masse des Rotors steigt, geht die Entwicklung hin zu Schnelldrehenden aber leichteren Rotoren. Vor allem kohlenfaserverstärkte Kunststoffe werden als Rotoren eingesetzt. Damit können Drehzahlen bis zu 100.000 U/min erreicht werden (Lagerung im Vakuum).

In einem geförderten Projekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit in Deutschland (Projekt Dynastore) arbeitet ein Konsortium an einem Schwungmassenspeicher mit einer Leistung von 2 MW über 20 sec. (Gesamtenergiespeicherung 11 kWh). Weltweit laufen Forschungsvorhaben zur Weiterentwicklung der Schwungradtechnik. Die amerikanische Fa. Beacon Power möchte mit dem Konzept „Smart Energy Matrix“ ein 20 MW-Kraftwerk errichten. Dabei sollen 200 Schwungradeinheiten mit einer Leistung von jeweils 100 kW miteinander gekoppelt werden. Das System soll in der Lage sein mit einer Zykluszeit von bis zu 15 Minuten Energie zu speichern und im Bedarfsfall als Regelenergie wieder zur Verfügung stellen zu können (May, 06).



Abbildung 116: Schwungmassenspeicher mit einer Speicherkapazität von 5 kWh und 200 kW Spitzenleistung über 90 Sekunden. Er dient in Inselanlagen zum Ausgleich der schwankenden Windenergie

6.6 Leistungsverläufe von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken

Leistungsverlauf Speicherkraftwerk

Für Speicherkraftwerke ohne Pumpbetrieb wird als Ausgangszustand angenommen, dass alle Speicherbecken bis zum oberen Stauziel gefüllt sind. Das entspricht dem maximal möglichen Energieinhalt.

Bei Speicherkraftwerken werden folgende Fallunterscheidungen anhand des Standardfalls getroffen:

Fall:	OB>UB	OB<UB
$Q_1 < Q_2$	1	2
$Q_1 > Q_2$	3	4

Fall 1: Speichereinheit Oberbecken größer als Speichereinheit Unterbecken ($OB > UB$) und Ausbaudurchfluss Unterbecken höher als Ausbaudurchfluss Oberbecken ($Q_1 < Q_2$)

Zeitpunkt t_0 : beide Becken voll

KW1 und KW2 können mit voller Leistung P_1 bzw. P_2 ablassen bis entweder Oberbecken oder Unterbecken leer ist

Zeitpunkt t_{1a} : Unterbecken leer, Oberbecken teilentleert

KW1 kann mit voller Leistung P_1 betrieben werden, KW2 muss mit reduzierter Leistung $P_2 \frac{Q_1}{Q_2}$ fahren bis Oberbecken geleert ist

Zeitpunkt t_{1b} : Oberbecken leer, Unterbecken teilentleert

KW1 nicht mehr in Betrieb, KW2 mit voller Leistung P_2 bist

Unterbecken leer

Zeitpunkt t_2 : Unterbecken und Oberbecken leer

KW1 und KW2 nicht mehr in Betrieb

Fall 2: Speichereinheit Oberbecken kleiner als Speichereinheit Unterbecken ($OB < UB$) und Ausbaudurchfluss Unterbecken höher als Ausbaudurchfluss Oberbecken ($Q_1 < Q_2$)

Zeitpunkt t_0 : beide Seen voll

KW1 mit P_1 , KW2 mit P_2 bis entweder Oberbecken oder Unterbecken leer ist

Zeitpunkt t_{1a} : Oberbecken leer und Unterbecken teilentleert

KW1 nicht mehr in Betrieb, KW2 mit P2 bis Unterbecken leer

Zeitpunkt t1b: Oberbecken teilentleert und Unterbecken leer

KW1 kann mit voller Leistung P1 betrieben werden, KW2 muss mit reduzierter Leistung $P2 \frac{Q1}{Q2}$ fahren bis Oberbecken geleert ist

Zeitpunkt t2: Unterbecken und Oberbecken leer

KW1 und KW2 nicht mehr in Betrieb

Fall 3: Speichereinhalt Oberbecken größer als Speichereinhalt Unterbecken ($OB > UB$) und Ausbaudurchfluss Unterbecken niedriger als Ausbaudurchfluss Oberbecken ($Q1 > Q2$)

Zeitpunkt t0: beide Becken voll

KW1 mit reduzierter Leistung $P1 \frac{Q2}{Q1}$, KW2 mit P2 bis Oberbecken leer (Unterbecken nicht entleert)

Zeitpunkt t1: Oberbecken leer, Unterbecken voll

KW1 nicht mehr in Betrieb, KW2 mit voller Leistung P2 bis Unterbecken leer

Zeitpunkt t2: Unterbecken und Oberbecken leer

KW1 und KW2 nicht mehr in Betrieb

Fall 4: Speichereinhalt Oberbecken kleiner als Speichereinhalt Unterbecken ($OB < UB$) und Ausbaudurchfluss Unterbecken niedriger als Ausbaudurchfluss Oberbecken ($Q1 > Q2$)

Zeitpunkt t0: beide Becken voll

KW1 mit reduzierter Leistung $P1 \frac{Q2}{Q1}$, KW2 mit P2 bis Oberbecken leer (Unterbecken nicht entleert)

Zeitpunkt t1: Oberbecken leer, Unterbecken voll

KW1 nicht mehr in Betrieb, KW2 mit voller Leistung P2 bis Unterbecken leer

Zeitpunkt t2: Unterbecken und Oberbecken leer

KW1 und KW2 nicht mehr in Betrieb

Leistungsverlauf Pumpspeicherkraftwerk

Bei Pumpspeicherkraftwerken werden folgende Fallunterscheidungen anhand des Standardfalls getroffen:

Fall:	OB>UB	OB<UB
$Q1 < Q2$	1	2
$Q1 > Q2$	3	4

Fall 1: Speichereinhalt Oberbecken größer als Speichereinhalt Unterbecken ($OB > UB$) und Ausbaudurchfluss Unterbecken höher als Ausbaudurchfluss Oberbecken ($Q1 < Q2$)

Zeitpunkt t0: Oberbecken voll, Unterbecken leer

KW1 mit voller Leistung, KW2 mit reduzierter Leistung $P2 \frac{Q1}{Q2}$ bis Oberbecken entleert ist

Zeitpunkt t1: Oberbecken und Unterbecken leer

KW1 und KW2 nicht mehr in Betrieb

Fall 2: Speichereinhalt Oberbecken kleiner als Speichereinhalt Unterbecken ($OB < UB$) und Ausbaudurchfluss Unterbecken höher als Ausbaudurchfluss Oberbecken ($Q1 < Q2$)

Zeitpunkt t0: Oberbecken voll, Unterbecken teilweise gefüllt (Speichereinhalt Unterbecken = max. Speichereinhalt Unterbecken – max. Speichereinhalt Oberbecken)

KW1 mit voller Leistung, KW2 mit voller Leistung, bis entweder Oberbecken oder Unterbecken leer sind

Zeitpunkt t1a: Oberbecken leer, Unterbecken teilentleert

KW1 nicht mehr in Betrieb, KW2 mit voller Leistung bis Unterbecken entleert ist

Zeitpunkt t1b: Oberbecken teilentleert, Unterbecken leer

KW1 mit voller Leistung, KW2 mit reduzierter Leistung $P2 \frac{Q1}{Q2}$ bis Oberbecken entleert ist

Zeitpunkt t2: Oberbecken und Unterbecken leer

KW1 und KW2 nicht mehr in Betrieb

Fall 3: Speichereinhalt Oberbecken größer als Speichereinhalt Unterbecken ($OB > UB$) und Ausbaudurchfluss Unterbecken niedriger als Ausbaudurchfluss Oberbecken ($Q1 > Q2$)

Zeitpunkt t0: Oberbecken voll, Unterbecken leer

KW1, KW2 mit voller Leistung bis entweder Oberbecken leer ist oder Unterbecken vollgefüllt ist.

Zeitpunkt t1a: Oberbecken leer, Unterbecken teilgefüllt

KW1 nicht mehr in Betrieb, KW2 mit voller Leistung P2 bis Unterbecken leer

Zeitpunkt t2a: Oberbecken leer und Unterbecken leer

KW1 und KW2 nicht mehr in Betrieb

Zeitpunkt t1b: Oberbecken teilentleert, Unterbecken vollgefüllt

KW1 mit reduzierter Leistung $P1 \frac{Q2}{Q1}$, KW2 mit voller Leistung bis Oberbecken entleert ist

Zeitpunkt t2b: Oberbecken leer und Unterbecken vollgefüllt

KW1 nicht mehr in Betrieb und KW2 mit voller Leistung bis Unterbecken entleert ist

Zeitpunkt t3b: Oberbecken und Unterbecken leer

KW1 und KW2 nicht mehr in Betrieb

Fall 4: Speichereinhalt Oberbecken kleiner als Speichereinhalt Unterbecken ($OB < UB$) und Ausbaudurchfluss Unterbecken niedriger als Ausbaudurchfluss Oberbecken ($Q1 > Q2$)

Zeitpunkt t0: Oberbecken voll, Unterbecken teilweise gefüllt (Speichereinhalt Unterbecken = max. Speichereinhalt Unterbecken – max. Speichereinhalt Oberbecken)

KW1 und KW2 mit voller Leistung bis Oberbecken leer

Zeitpunkt t1: Oberbecken leer, Unterbecken teilweise gefüllt

KW1 nicht mehr in Betrieb, KW2 mit voller Leistung bis Unterbecken leer

Zeitpunkt t2: Oberbecken und Unterbecken leer

KW1 und KW2 nicht mehr in Betrieb

6.7 Leistungs-Histogramme

6.7.1 Gesamtjahr

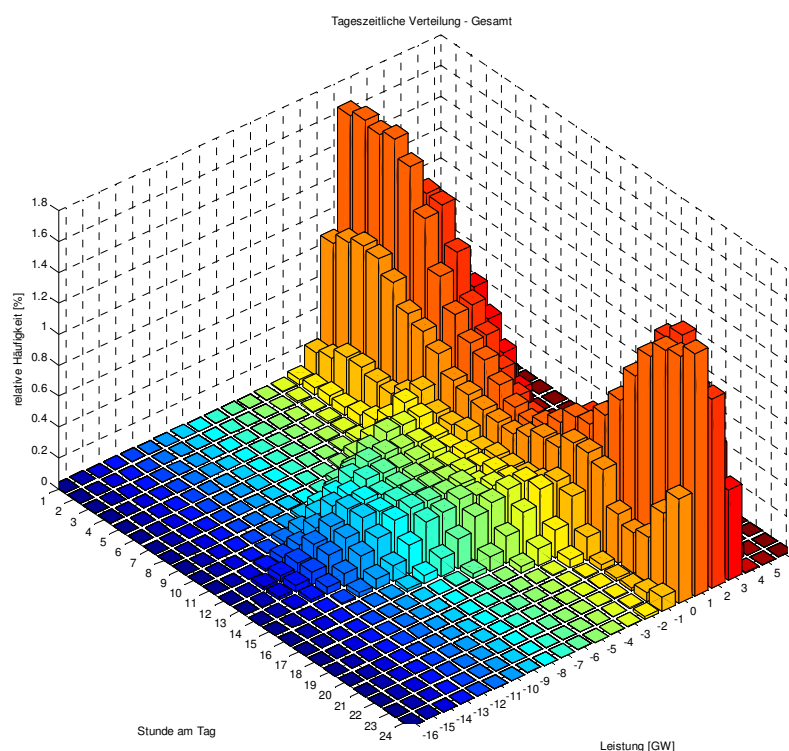


Abbildung 117: Histogramm - Rel. Häufigkeit des Auftretens bestimmter Leistungswerte zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Tages - Gesamtjahr; Vorderansicht

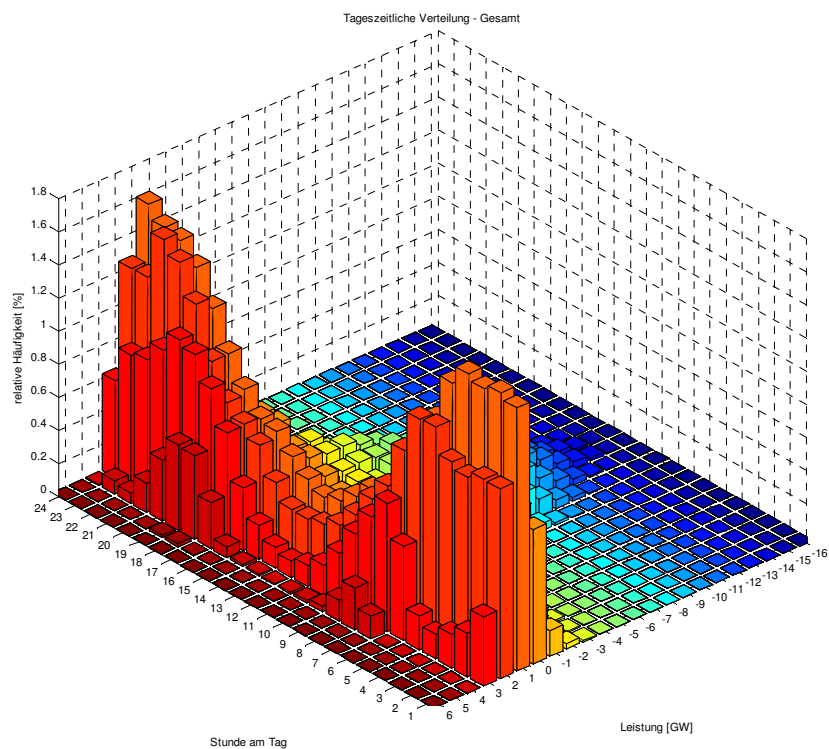


Abbildung 118: Histogramm - Rel. Häufigkeit des Auftretens bestimmter Leistungswerte zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Tages - Gesamtjahr; Rückansicht

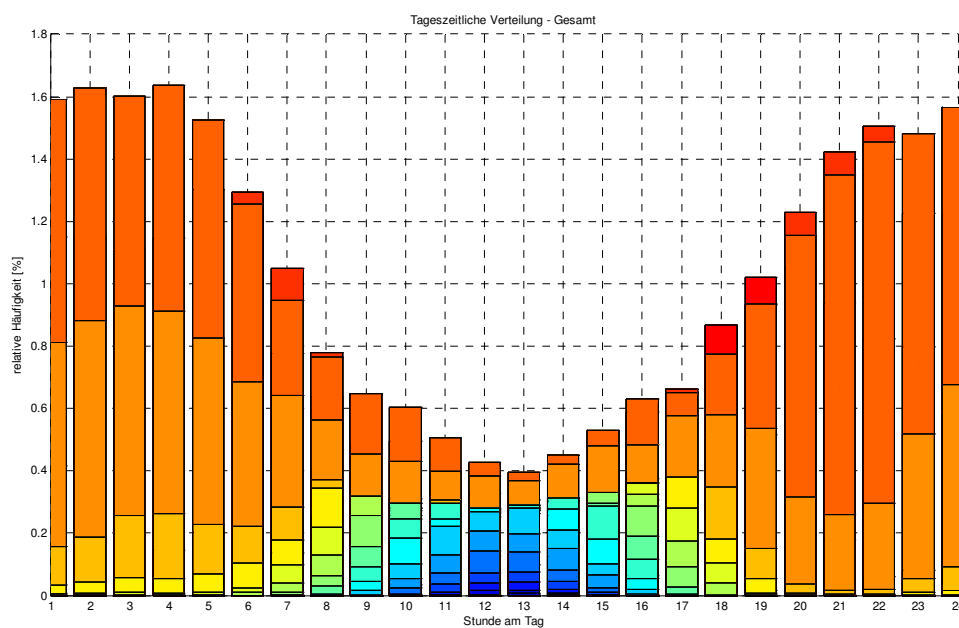


Abbildung 119: Histogramm-Projektion - Rel. Häufigkeit des Auftretens bestimmter Leistungswerte zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Tages - Gesamtjahr; Vorderansicht

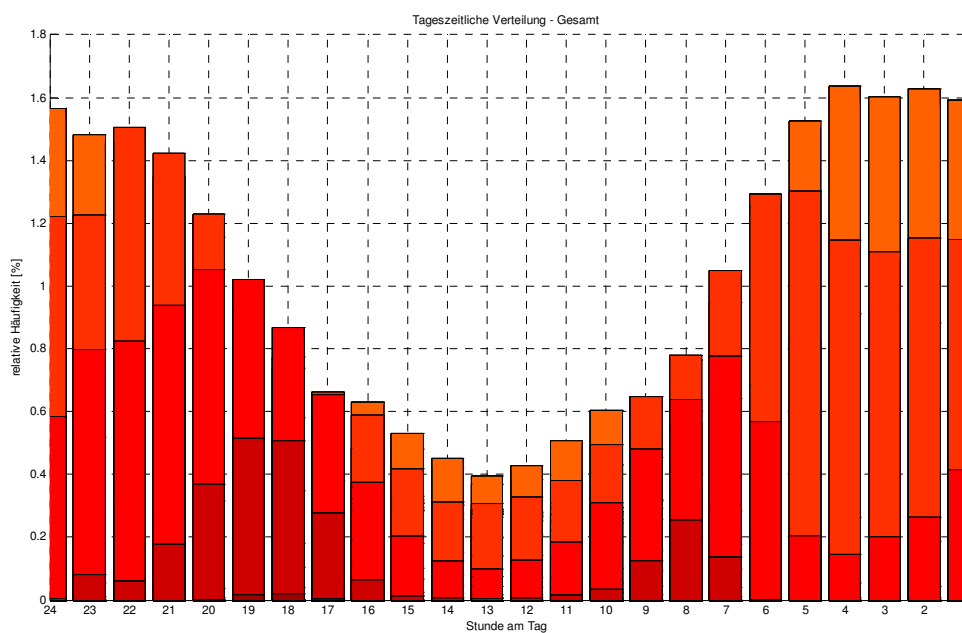


Abbildung 120: Histogramm-Projektion - Rel. Häufigkeit des Auftretens bestimmter Leistungswerte zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Tages - Gesamtjahr; Rückansicht

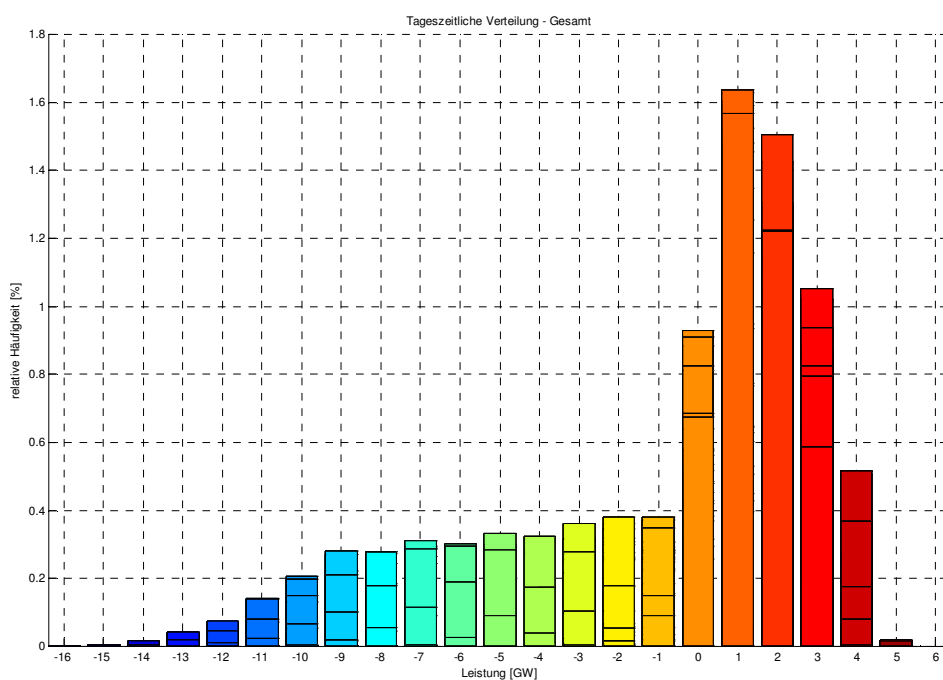


Abbildung 121: Histogramm-Projektion - Rel. Häufigkeit des Auftretens bestimmter Leistungswerte zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Tages - Gesamtjahr; Seitenansicht

6.7.2 Winter

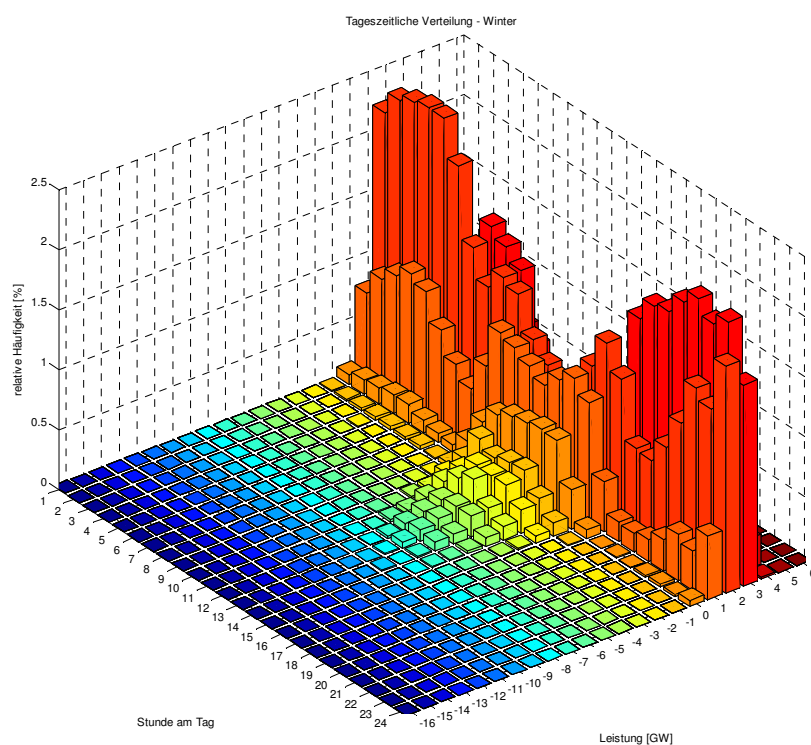


Abbildung 122: Histogramm - Rel. Häufigkeit des Auftretens bestimmter Leistungswerte zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Tages - Winter; Vorderansicht

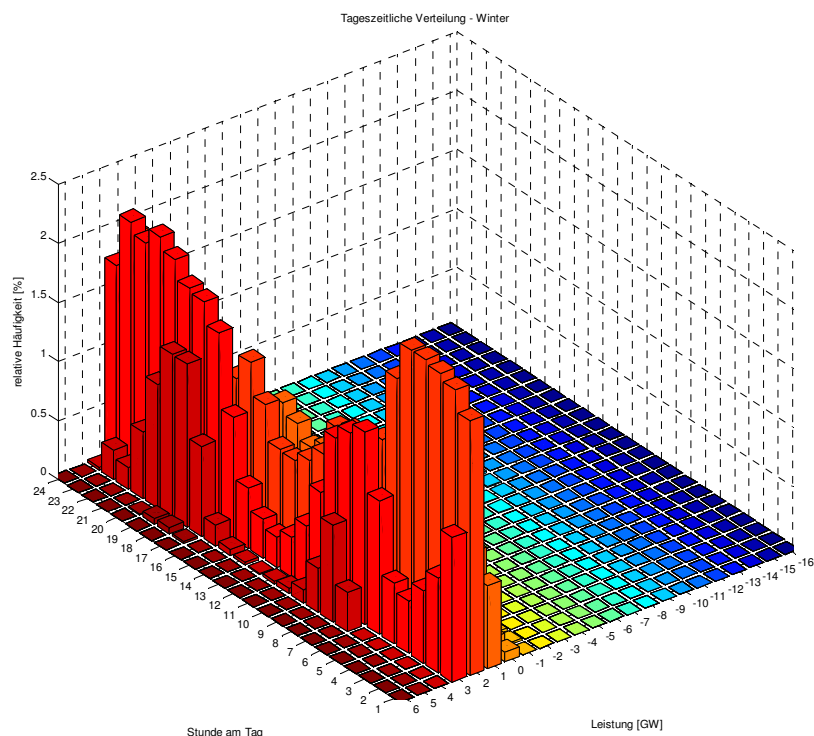


Abbildung 123: Histogramm - Rel. Häufigkeit des Auftretens bestimmter Leistungswerte zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Tages - Winter; Rückansicht

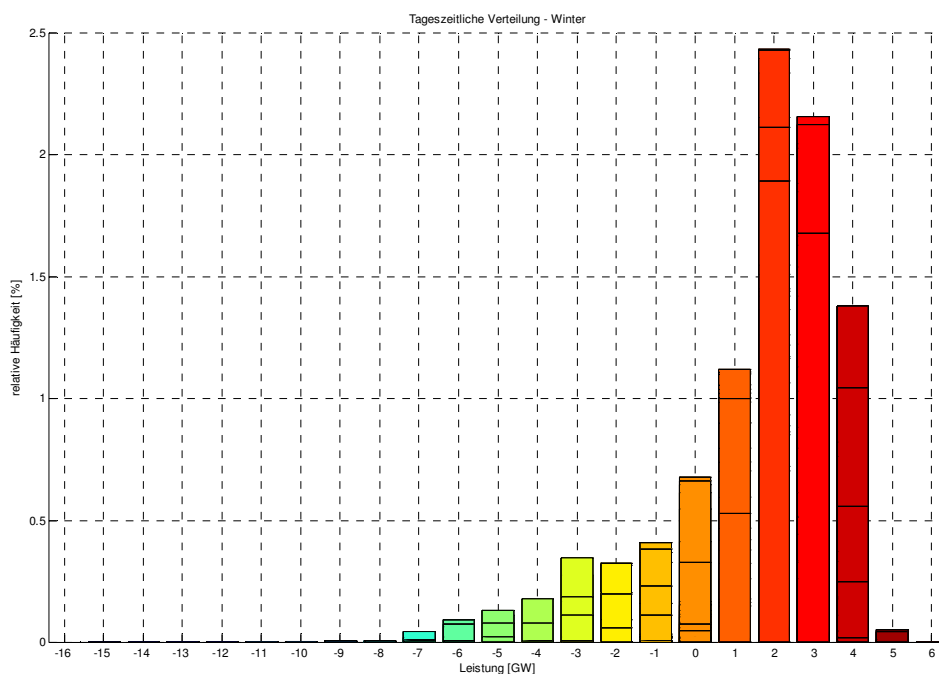


Abbildung 124: Histogramm-Projektion - Rel. Häufigkeit des Auftretens bestimmter Leistungswerte zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Tages - Winter; Seitenansicht

6.7.3 Sommer

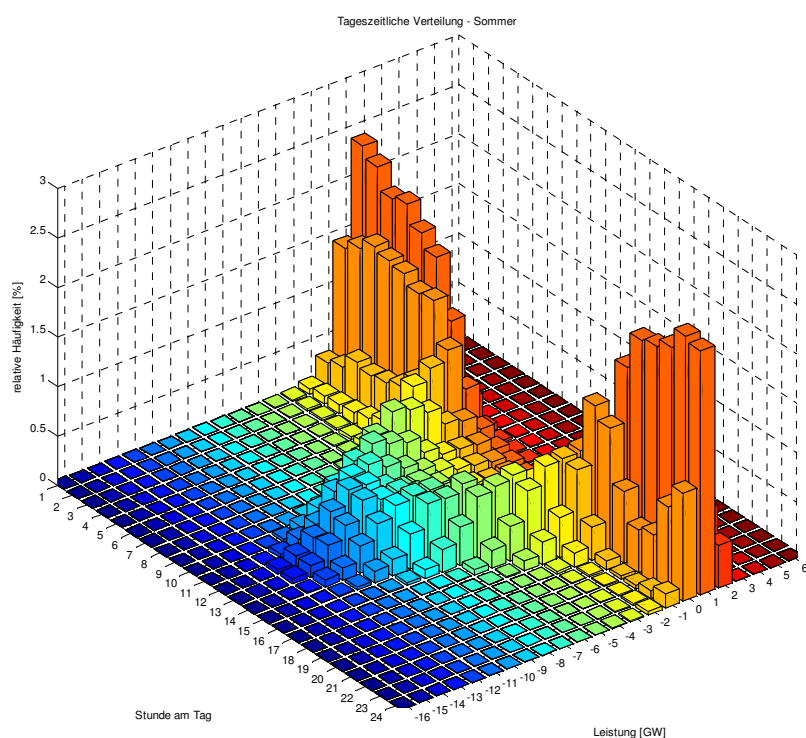


Abbildung 125: Histogramm - Rel. Häufigkeit des Auftretens bestimmter Leistungswerte zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Tages - Sommer; Vorderansicht

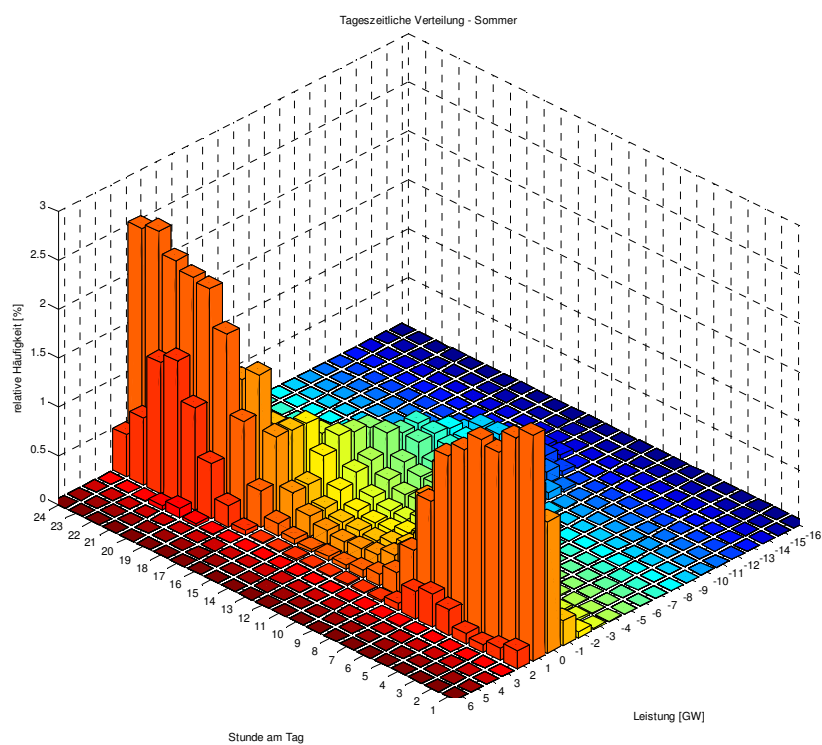


Abbildung 126: Histogramm - Rel. Häufigkeit des Auftretens bestimmter Leistungswerte zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Tages - Sommer; Rückansicht

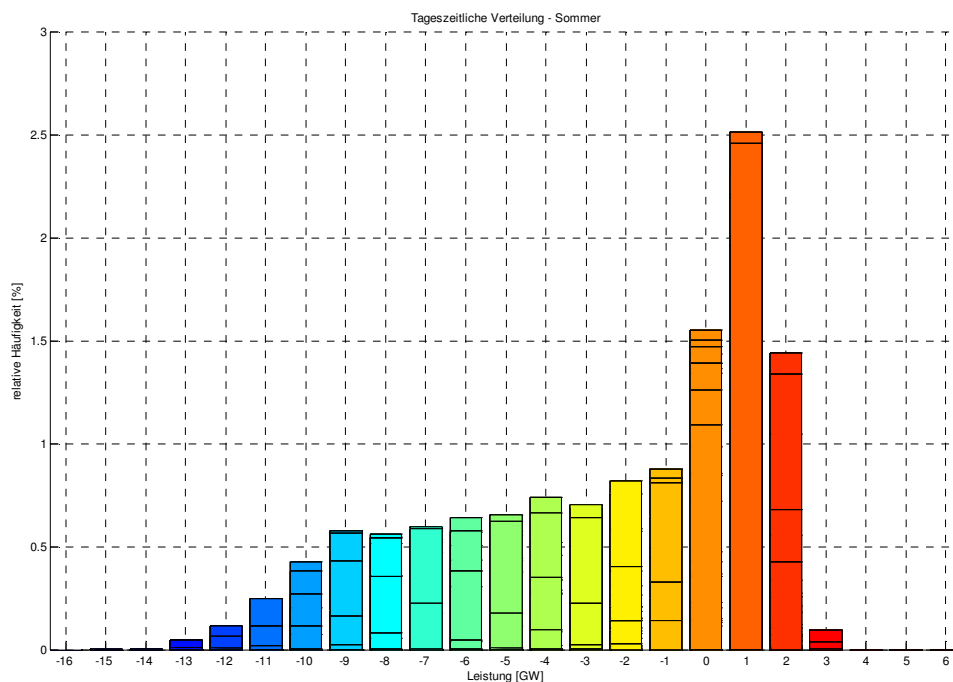


Abbildung 127: Histogramm-Projektion - Rel. Häufigkeit des Auftretens bestimmter Leistungswerte zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Tages - Sommer; Seitenansicht

6.7.4 Übergangszeit

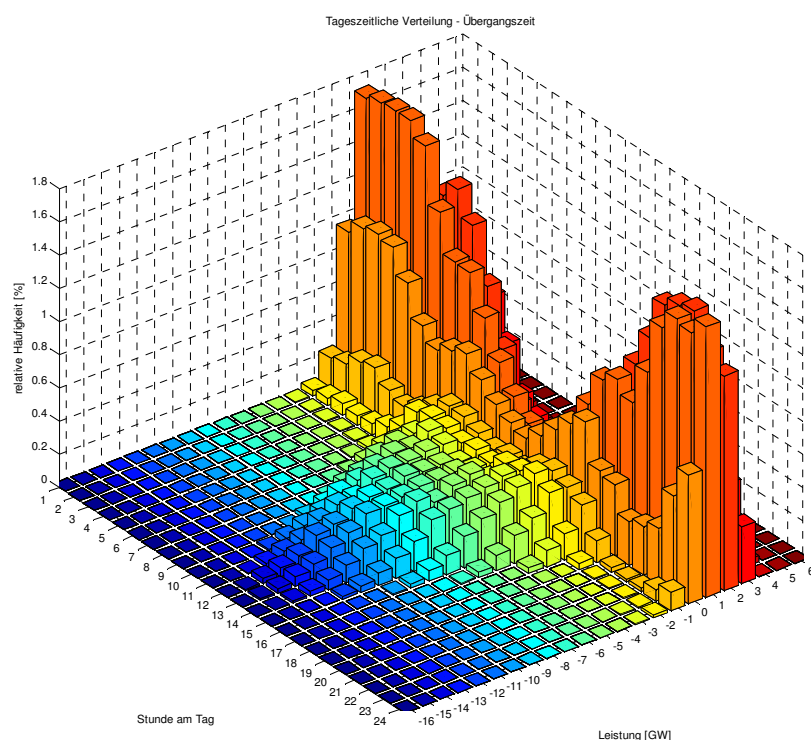


Abbildung 128: Histogramm - Rel. Häufigkeit des Auftretens bestimmter Leistungswerte zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Tages - Übergangszeit; Vorderansicht

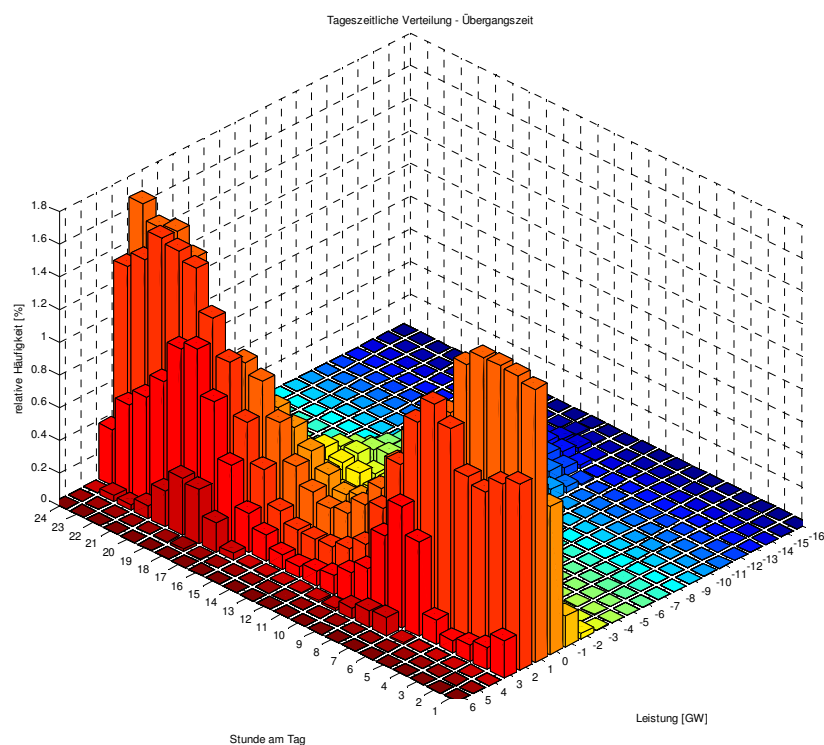


Abbildung 129: Histogramm - Rel. Häufigkeit des Auftretens bestimmter Leistungswerte zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Tages - Übergangszeit; Rückansicht

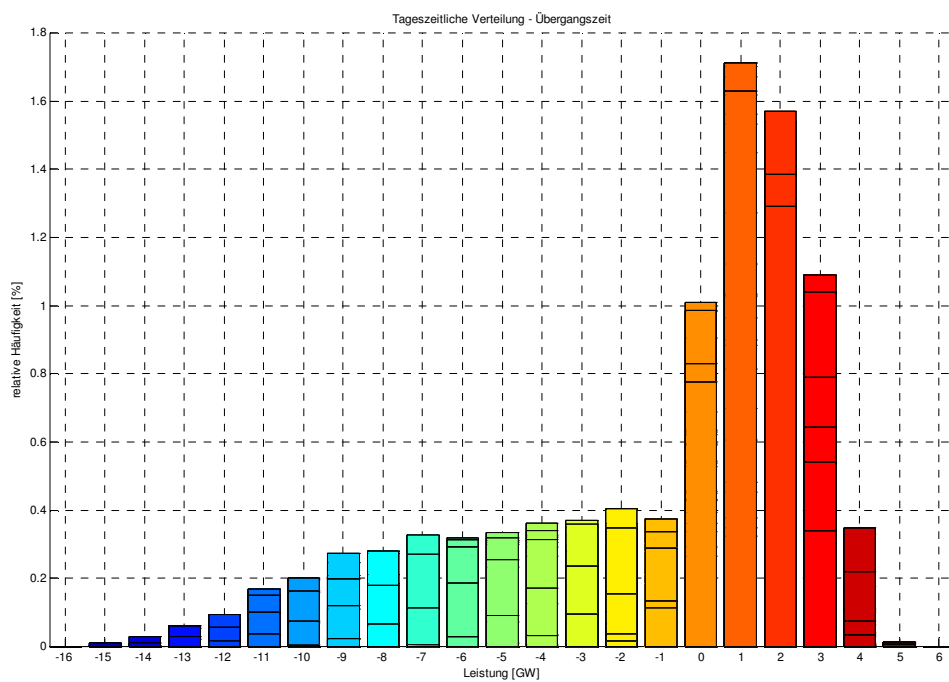


Abbildung 130: Histogramm-Projektion - Rel. Häufigkeit des Auftretens bestimmter Leistungswerte zu bestimmten Zeitpunkten innerhalb des Tages - Übergangszeit; Seitenansicht

[illegible]

	5	1wk_6	1wk_7	1wk_8	pv_1	pv_2	pv_3	pv_4	pv_5	pv_6	pv_7	pv_8	wind_1	wind_2	wind_3	wind_4	wind_5
01	5,21	1,02	5,18	1,35	4,67	2,15	7,00	40,19	4,67	12,87	28,56	0,02	0,25	0,02	0,15	3,00	11,4
01	5,21	1,02	5,18	1,29	4,67	2,15	7,00	40,19	4,67	12,87	28,56	0,02	0,25	0,02	0,15	3,00	11,4
01	5,21	1,02	5,18	1,35	4,67	2,15	7,00	40,19	4,67	12,87	28,56	0,02	0,25	0,02	0,15	3,00	11,4
01	5,21	1,02	5,18	1,35	4,39	2,04	7,00	32,40	4,44	12,87	28,27	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	11,4
01	5,21	1,02	5,18	1,35	4,67	2,15	7,00	40,19	4,67	12,87	28,56	0,02	0,25	0,02	0,15	3,00	11,4
15	7,73	1,68	5,25	1,35	4,67	2,15	7,00	40,19	4,67	12,87	28,56	0,02	0,25	0,02	0,15	3,00	7,5
15	7,73	1,68	5,25	1,35	4,67	2,15	7,00	40,19	4,67	12,87	22,69	0,02	0,25	0,02	0,00	2,00	7,5
15	7,73	1,68	5,25	1,35	4,67	2,15	7,00	40,19	4,67	12,87	20,64	0,02	0,25	0,00	0,00	2,00	7,5
15	7,73	1,68	5,25	1,35	3,69	2,04	7,00	20,81	4,44	12,87	28,27	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	7,5
15	7,73	1,68	5,25	1,35	3,83	2,04	7,00	29,18	4,44	12,87	28,27	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	7,5
01	5,21	1,02	5,18	1,03	2,51	1,30	3,53	14,89	2,44	5,94	12,80	0,00	0,06	0,00	0,03	1,00	11,4
01	5,21	1,02	5,18	1,03	2,51	1,30	3,53	14,89	2,44	5,94	0,07	0,00	0,06	0,00	0,00	1,00	11,4
01	5,21	1,02	5,18	1,03	2,51	1,30	3,53	10,57	2,44	5,94	4,48	0,00	0,04	0,00	0,00	1,00	11,4
01	5,21	1,02	5,18	0,34	0,80	1,17	3,53	4,91	2,00	5,64	12,39	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	11,4
01	5,21	1,02	5,18	1,03	1,53	1,24	3,53	7,03	2,12	5,64	12,67	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	11,4
15	7,73	1,68	5,25	1,03	2,51	1,30	3,53	14,89	2,44	5,94	12,80	0,00	0,06	0,00	0,03	1,00	11,4
15	7,73	1,68	5,25	0,00	2,51	1,30	0,00	12,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	1,00	11,4
15	7,73	1,68	5,25	1,03	2,51	0,00	2,25	7,30	2,44	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	1,00	11,4
15	7,73	1,68	5,25	0,00	0,65	0,75	2,65	0,89	0,83	3,62	5,61	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	11,4
15	7,73	1,68	5,25	0,00	0,80	1,17	3,46	0,89	1,51	4,99	6,18	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	11,4
01	5,21	1,02	5,18	1,08	2,84	1,43	4,06	18,76	2,78	7,00	15,20	0,01	0,09	0,01	0,05	1,00	11,4
01	5,21	1,02	5,18	1,08	2,84	1,43	4,06	18,76	2,78	7,00	15,19	0,01	0,09	0,01	0,00	1,00	11,4
01	5,21	1,02	5,18	1,08	2,84	1,43	4,06	18,76	2,78	7,00	15,14	0,01	0,09	0,01	0,05	1,00	11,4
01	5,21	1,02	5,18	1,08	2,66	1,35	4,04	15,17	2,63	6,96	14,96	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	11,4
01	5,21	1,02	5,18	1,08	2,84	1,43	4,06	18,76	2,78	7,00	15,20	0,01	0,09	0,01	0,05	1,00	11,4
15	7,73	1,68	5,25	1,03	2,51	1,30	3,53	14,89	2,44	5,94	12,80	0,00	0,06	0,00	0,03	1,00	7,5
15	7,73	1,68	5,25	1,03	2,51	1,30	3,53	14,89	2,44	5,94	10,74	0,00	0,06	0,00	0,00	1,00	7,5
15	7,73	1,68	5,25	1,03	2,51	1,30	3,53	12,80	2,44	5,94	12,80	0,00	0,06	0,00	0,03	1,00	7,5
15	7,73	1,68	5,25	1,03	2,06	1,24	3,53	9,63	2,32	5,94	12,67	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	7,5
15	7,73	1,68	5,25	1,03	2,36	1,24	3,53	14,12	2,32	5,94	12,67	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	7,5

IMPRESSUM

Verfasser

TU Wien, Institut für Energiesysteme und
Elektrische Antriebe

Martin Boxleitner

Christoph Groß

Michael Chochole

Günther Brauner

Zentralanstalt für Meteorologie und
Geodynamik

Johann Hiebl

Claudia Springer

TU Wien, Institut für Wasserbau und
Ingenieurhydrologie

Günter Blöschl

TIWAG – Tiroler Wasserkraft AG

Christoph Maier

Vorarlberger Illwerke AG

Hagen Schmöllner

VERBUND Hydro Power AG

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22

1060 Wien

office@klimafonds.gv.at

www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige
Verantwortung für den Inhalt dieses
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise
die Meinung des Klima- und Energiefonds
wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die
Weiternutzung der hier enthaltenen
Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH