

Stefan SCHACHNER

Alpine Pumpspeicherwerke im europäischen Verbundnetz

Master Arbeit

Technische Universität Graz

Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft

Betreuer: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Gerald ZENZ
Betreuer: Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Helmut KNOBLAUCH

Graz, April 2014

This document is set in Palatino, compiled with pdfL^AT_EX₂ ϵ and Biber.
The L^AT_EX template from Karl Voit is based on KOMA script and can
be found online: <https://github.com/novoid/LaTeX-KOMA-template>

Statutory Declaration

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

Graz, _____
Date

Signature

Eidesstattliche Erklärung¹

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am _____
Datum

Unterschrift

¹Beschluss der Curricula-Kommission für Bachelor-, Master- und Diplomstudien vom 10.11.2008; Genehmigung des Senates am 1.12.2008

Danksagung

Mein besonderer Dank gilt:

meiner Freundin *Julia* für ihr Verständnis und ihre stets aufmunternden Worte,

meiner *Familie* für die Ermöglichung dieses Bildungsweges und der Unterstützung in jeglicher Hinsicht,

Herrn *Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Gerald Zenz* der, durch fachliche Kompetenz, im Zuge einer Pflichtlehrveranstaltung meine Begeisterung für den Wasserbau weckte, und so die Wahl meines Masterstudiums maßgeblich beeinflusste,

Herrn *Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Helmut Knoblauch* der für mich während der Bearbeitung der vorliegenden Arbeit ein geduldiger, aber gleichzeitig stets konstruktiver Mentor war,

meinen *Freunden* und *Kollegen* im Wasserbauzeichensaal der TU Graz, mit denen ich eine lehrreiche Studienzeit und viele schöne Stunden verbringen durfte.

Kurzfassung

Ziel der Arbeit ist es, eine allgemeine Übersicht bezüglich der Konzeption, Bauausführung und des Betriebes alpiner Pumpspeicherwerke innerhalb der Rahmenbedingungen der Elektrizitätswirtschaft zu schaffen.

Die Bearbeitung der Aufgabenstellung erfolgt aufgrund des Umfanges in 2 Masterarbeiten. Die vorliegende Masterarbeit behandelt die Fachbereiche Energiewirtschaft und Konstruktiver Wasserbau. Diese bildet die Basis für die 2. Masterarbeit im Bereich Baubetrieb.

Der Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung wird mit Schwerpunkt auf das Marktgebiet Österreich – Deutschland betrachtet. Insbesondere der Handel mit elektrischer Energie, und die durch die verstärkte Einspeisung Erneuerbarer Energien auftretenden Effekte, werden besprochen. Überdies wird der zukünftige Speicherbedarf zur vollständigen Integration der volatilen Erneuerbaren Energien beschrieben.

Aus der Sicht des Konstruktiven Wasserbaus erfolgt ein Überblick über die Technologie der Pumpspeicherung. Neben der prinzipiellen Funktionsweise eines alpinen Pumpspeicherwerkes, und der zugehörigen Anlagenteile, werden die technischen Einsatzmöglichkeiten innerhalb des Elektrizitätsmarktes erläutert. Zudem werden die Entwicklung der Anforderungen an alpine Pumpspeicher, und die Konsequenzen für die Konzeption neuer Pumpspeicherwerke behandelt. Eine Übersicht über die neu errichteten Pumpspeicherwerke Kops II und Limberg II bildet den Abschluss.

Abstract

The paper provides an overview of the design, construction, and operations of alpine pumped storage plants in the context of the power industry.

To cover the breadth and complexity of the topic, the study is divided into two master thesis, the first of which deals with energy economics and hydraulic engineering. It thereby serves as a foundation for the second master thesis on construction operations.

The development of energy supply in Europe depends on various internal and external factors. Focussing on the Austrian and German electricity market, this paper discusses the implications of increased renewable energy production on trade factors. In addition, the total electrical storage capacity needed to fully cover the volatility of renewable energy sources is being analyzed.

Supplementing this market analysis with an in-depth view on pumped storage technology, the second part of the paper deals with hydraulic engineering concepts. It first provides an overview of the basis functionalities of alpine pumped storage plants and its various parts, followed by a detailed view on the development in operational requirements and the conceptual implications on new developments. Lastly, an overview of the newly developed pumped storage plants Kops II and Limberg II completes this first master thesis.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung und Abstract	vii
0 Einleitung	1
0.1 Aufgabenstellung	1
0.2 Vorgehensweise	1
0.3 Aufbau der Arbeit	2
1 Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft	5
1.1 Allgemeine Paradigmen der Energie- und Elektrizitätswirtschaft	5
1.2 Technische Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft	10
1.2.1 Fehlende Speicherbarkeit	10
1.2.2 Netz- und Leitungsgebundenheit	10
1.2.3 Gesamtsystem	11
1.2.4 Dargebotsabhängige Erzeugung	11
1.3 Wirtschaftliche Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft	12
1.3.1 Hohe Kapitalintensität	12
1.3.2 Lange Vorlaufzeiten	12
2 Energiepolitische Rahmenbedingungen	15
2.1 Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV)	17
2.1.1 Artikel 122: Außergewöhnliche Maßnahmen bei Notlagen	18
2.1.2 Artikel 191: Umweltpolitische Ziele; Vorsorge- und Verursacherprinzip; internationale Zusammenarbeit	18
2.1.3 Artikel 194: Energiepolitik	18
2.2 Drittes Energiepaket der EU	19
2.2.1 Richtlinie 2009/72/EG Elektrizitätsbinnenmarkt	19
2.2.2 Verordnung (EG) 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden	20
2.2.3 Verordnung (EG) 714/2009 über Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel	20
2.3 Verordnung (EU) 347/2013 Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur	20
2.4 Das EU-Klimapaket 20-20-20 Ziele	21
2.4.1 Richtlinie 2009/28/EG Förderung Erneuerbarer Energien	21
2.5 Richtlinie 2000/60/EG Wasserrahmenrichtlinie	25
2.6 Richtlinie 2003/87/EG - Emissionshandelsrichtlinie	27
2.7 The Ten Year Network Development Plan	27
2.8 Mitteilungen der Europäischen Kommission	29

3	Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung	31
3.1	Aufbau des Elektrizitätsversorgungsnetzes	31
3.1.1	Grundsätzlicher Aufbau der elektrischen Energieversorgung	31
3.1.2	Entwicklung des Europäischen Verbundnetzes	33
3.2	Entwicklung der öffentlichen EVU	40
3.2.1	Historische Entwicklung der EVU bis zur Liberalisierung	40
3.2.2	Entwicklung der EVU seit der Liberalisierung	46
3.2.3	Auswirkungen der Energiewende auf die EVU	53
3.3	Erneuerbare Energieträger	55
3.3.1	Wichtigste Erneuerbare Energieträger	56
3.3.2	aktuelle und zukünftige Nutzung der Erneuerbaren Energieträger	60
3.4	Preisbildung im Elektrizitätssektor	60
3.4.1	Handelsarten: OTC und Börsenhandel	64
3.4.2	Marktplätze im Stromgroßhandel	66
3.4.3	Preisbildung am Spotmarkt und dabei auftretende Effekte	67
3.5	Speicherbedarf innerhalb des Elektrizitätsversorgungsnetzes	74
3.5.1	Grundlagen der Speicherung	74
3.5.2	Prognose des zukünftigen Speicherbedarfs	79
4	Pumpspeichertechnologie	83
4.1	Funktionsweise eines PSW	83
4.1.1	Anlagenschema eines alpinen PSW	83
4.1.2	Wirkungsgrad eines PSW	85
4.2	Anlagenteile alpiner PSW	86
4.2.1	Speicherbecken	87
4.2.2	Triebwasserführung	89
4.2.3	Hydraulische Maschinen	93
4.2.4	Krafthaus	95
4.3	Einsatzmöglichkeiten von PSW	99
4.3.1	Lastausgleich -glättung (Wälzbetrieb)	99
4.3.2	Regelenergie und Blindleistungsregelung	100
4.3.3	Schwarzstartfähigkeit	100
4.4	Anforderungen an PSW	101
4.4.1	Historische Anforderungen an PSW	101
4.4.2	Aktuelle und zukünftige Anforderungen an PSW	102
4.4.3	Konsequenzen für die Errichtung moderner PSW	105
4.5	Anlagenbeispiele von Pumpspeicherwerken	106
4.5.1	PSW Kops II	110
4.5.2	PSW Limberg II	119
4.5.3	Auswahl aktuell in Bau befindlicher PSW Projekte	125
5	Synthese, Schlussfolgerungen und Potentiale	127
	Literatur	133

Abbildungsverzeichnis

1.1	Brutto Primärenergieverbrauch	6
1.2	Energieformen und Energieumwandlungsstufen	7
1.3	Gesamtenergiebilanz - energetischer Endverbrauch Österreich 1970 - 2011	8
1.4	Elektrische Energie - energetischer Endverbrauch Österreich 1970 - 2011	8
1.5	Spannungsfelder der Elektrizitätswirtschaft	9
1.6	Zeitplan Engergiespeicher Riedl	13
2.1	Beziehungsgeflecht der Energiepolitik	15
2.2	Anteil der Energieträger an der Elektrizitätserzeugung innerhalb der EU 1999-2001	16
2.3	Finanzflusskonzept der OeMAG	23
2.4	Finanzierung des EEG Umlagekontos	24
2.5	Stärken und Schwächen des EEG	25
2.6	Umsetzungsfristen der WRRL	26
2.7	Schematische Darstellung des Emissionshandels	28
3.1	Grundschemata der elektrischen Energieversorgung	32
3.2	Hierarchischer Aufbau des Elektrizitätsnetzes	32
3.3	Entwicklung der höchsten zur Drehstromübertragung eingesetzten Spannung	34
3.4	Erste Vorschläge für ein europäisches Verbundnetz	35
3.5	Erster Entwurf des europäischen Verbundnetze	36
3.6	Übersicht ETSO	39
3.7	Österreichischer Inlandsstromverbrauch	42
3.8	Mittelverwendung des ERP 1948-1955	43
3.9	Organisation der österreichischen Elektrizitätswirtschaft	44
3.10	Westdeutsche Stromerzeugung von 1950-1990	46
3.11	Marktstruktur der deutschen Stromversorgung vor der Liberalisierung	47
3.12	Varianten der Entflechtung von EVU's	48
3.13	Konzernstruktur eines EVU's im liberalisierten Markt	48
3.14	Konzernstruktur der Energie AG Oberösterreich	49
3.15	Eigentümerstruktur der Energie AG Oberösterreich	50
3.16	Deutsche Regelzonen und Übertragungsnetzbetreiber	51
3.17	Anteil der Netzgebiete in Abhängigkeit der Anzahl an Lieferanten	52
3.18	Herausforderungen großer EVU anhand der RWE	55
3.19	Direkte und indirekte Nutzungsmöglichkeiten der Solarenergie	55
3.20	Schematische Darstellung eines Laufkraftwerkes	56
3.21	Schematische Darstellung eines Speicherkraftwerkes	57
3.22	Offshore Windpark Alpha Ventus	58

Abbildungsverzeichnis

3.23	Anlagenschema einer anaeroben Biogasanlage	59
3.24	Anlagenschema solarthermische Anlage andasol-1	60
3.25	Photovoltaikanlage als Aufdachanlage ausgeführt	61
3.26	Ausbauszenario EE Deutschland bis 2050	61
3.27	Zusammensetzung des Strompreises in Österreich	62
3.28	Zusammensetzung des Strompreises in Deutschland	63
3.29	Einflussfaktoren auf den Großhandelspreis	63
3.30	Vertriebswege für elektrische Energie auf der Großhandelsstufe	64
3.31	Strombezugsstruktur eines Großkunden	65
3.32	Handelsvolumina der Marktsegmente des Stromhandels an der EEX	66
3.33	Schematischer Ablauf der Leistungs - Frequenz - Regelung	68
3.34	Tages - Lastgang in deutschen Haushalten Winter 2009 / 2010	68
3.35	historische Preisbildung am Spotmarkt	69
3.36	neue Preisbildung am Spotmarkt	70
3.37	Einfluss PV - Einspeisung auf den Spotmarkt	71
3.38	Einfluss EE - Einspeisung auf den Spotmarkt	72
3.39	Stunden mit Preisen unter 10 Euro/MWh am Day - Ahead Spotmarkt	73
3.40	Stromerzeugung, Spotmarktpreis und Kraftwerksauslastung KW 12/2013	75
3.41	Residuallast im deutschen Netz im Winter 2020	76
3.42	Installierte Leistung EE in Deutschland bis 2030	77
3.43	Maximale und minimale Residuallast	77
3.44	Speichertechnologien und deren Eignung	78
3.45	Vergleich Speicherkapazität und installierte Leistung von Stromspeichern	79
3.46	Ausbauszenarien EE im Jahr 2050 D-Ö	80
3.47	Übersicht des Speicherbedarfs 2050 in D-A	80
4.1	Prinzip PSW	84
4.2	Italienische BW eines Speicherkraftwerkes	84
4.3	Schwedische und Norwegische BW Speicherkraftwerk	85
4.4	Wirkungsgrade von Kraftwerken	86
4.5	Speicherwirkungsgrad PSW	87
4.6	Bauteile eines alpinen PSW	88
4.7	Spiegellagen Limberg 2	88
4.8	Übersicht PSW Feldsee	89
4.9	Auskleidungssysteme Triebwasserführung PSW	91
4.10	Injektionsarbeiten Druckstollen PSW Kops II	92
4.11	Turbinenschnitt Limberg 2 und Kops 2	93
4.12	Schema hydraulischer Kurzschluss	95
4.13	Kenndaten Maschinenkonzepte PSW	96
4.14	Umschaltzeiten alpiner PSW	96
4.15	Evaluierung von Maschinenkonzepten	97
4.16	Schematische Unterteilung eines Krafthauses	97
4.17	Speicherpumpe PSW Koralpe	98
4.18	Kavernenkrafthaus	99
4.19	Einteilung der Regelleistung	101
4.20	Leistungsdiagramm Werksgruppe obere Ill - Lünensee 1982	102

4.21	Wälzerlöse PSW zwischen 2006 und 2013	103
4.22	Leistungsdiagramm Werksgruppe obere III - Lünensee 2012	104
4.23	PSW-Naßfeld: Erhöhung Bockhartsee	107
4.24	PSW-Naßfeld: Übersicht	108
4.25	Kennzahlen PSW Kops II und Limberg II	109
4.26	OW Wasserschlösser Kops II und Limberg II	110
4.27	Werksgruppe Obere III - Lünensee	111
4.28	Übersicht PSW Kops II	112
4.29	Kavernenkrafthaus PSW Kops II	114
4.30	Tübbingsystem Druckstollen PSW Kops II	115
4.31	Injektionsmaßnahmen Druckstollen PSW Kops II	116
4.32	Injektions- und Verfüllarbeiten Druckstollen Kops II	116
4.33	OW Wasserschloss PSW Kops II	117
4.34	Daten OW Wasserschloss PSW Kops II	118
4.35	Längsschnitt Drossel 3	119
4.36	Übersicht PSW Limberg II	120
4.37	Querschnitt Kaverne PSW Limberg II	121
4.38	Abdichtungsmaßnahmen in der Drossenquerung	122
4.39	Injektionen Druckstollen Limberg II	123
4.40	Übersicht Wasserschloss PSW Limberg II	124
4.41	Übersicht PSW Projekte in Bau	126

0 Einleitung

Die zuverlässige, wirtschaftliche und umweltverträgliche Versorgung mit elektrischer Energie ist von essentieller Bedeutung für eine moderne Gesellschaft und Volkswirtschaft. Neben der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes führt vor allem die sogenannte *Energiewende* zu entscheidenden Veränderungen innerhalb der europäischen Elektrizitätsversorgung.

Darunter wird im deutschsprachigen Raum, neben dem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie, die Forcierung des Einsatzes Erneuerbarer Energieträger zur Versorgung mit elektrischer Energie verstanden. Bis auf wenige Ausnahmen erfolgt die Einspeisung aus Erneuerbaren Energieträgern stark fluktuierend. Einen, aus technischer Sicht erforderlichen, Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage an elektrischer Energie ermöglichen elektrische Speicher.

Die Nutzung der Wasserkraft zur Umwandlung in elektrische Energie hat in Österreich eine lange Tradition und große Bedeutung. Rund 55 % der derzeit in Österreich verbrauchten elektrischen Energie wird in Wasserkraftwerken erzeugt. Aufgrund der Topographie verfügt Österreich über eine große Zahl an Speicherkraftwerken im alpinen Raum. Eine Sonderform der Speicherkraftwerke stellen Pumpspeicherwerke dar. Diese sind die einzig verfügbare, wirtschaftliche, großtechnische und praxiserprobte Technologie zur Speicherung elektrischer Energie.

0.1 Aufgabenstellung

In dieser Arbeit soll anhand einer Literaturstudie, neben den grundlegenden Rahmenbedingungen der Elektrizitätswirtschaft, die Konzeption, Bauausführung und der Betrieb alpiner Pumpspeicherwerke, innerhalb des Spannungsfeldes der nachfolgenden Fachbereiche des Bauingenieurwesens, untersucht werden:

- Energiewirtschaft
- Konstruktiver Wasserbau
- Baubetrieb

0.2 Vorgehensweise

Die Bearbeitung der Aufgabenstellung erfolgt aufgrund des Umfangs in 2 Masterarbeiten. Unter der Betreuung von Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Gerald ZENZ und Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Helmut KNOBLAUCH behandelt die vorliegende Masterarbeit die Fachbereiche

0 Einleitung

Energiewirtschaft und Konstruktiver Wasserbau. Diese bildet die notwendige Basis für eine 2. Masterarbeit im Fachbereich Baubetrieb unter der Betreuung von Univ.-Prof. Dr.-Ing. Detlef HECK. Die 2. Masterarbeit befindet sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch in Bearbeitung. Nach deren Fertigstellung bildet diese einen eigenen Abschnitt innerhalb der vorliegenden Arbeit.

0.3 Aufbau der Arbeit

Im energiewirtschaftlichen Teil dieser Arbeit werden einige wichtige Rahmenbedingungen der Elektrizitätswirtschaft behandelt. Die daraus resultierenden Bedürfnisse der agierenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen bilden die Basis für den Betrieb bestehender, und die Konzeption neuer Anlagen.

Die Elektrizitätswirtschaft unterliegt einer Vielzahl von Paradigmen. Die wichtigsten davon werden in Kapitel 1 erläutert.

Naturgemäß spielen die energiepolitischen Rahmenbedingungen eine entscheidende Rolle für die Struktur der öffentlichen Elektrizitätsversorgung. Grundlegende Weichenstellungen dafür werden innerhalb der Europäischen Union getroffen. Die konkrete Umsetzung der Maßnahmen erfolgt in den einzelnen Mitgliedsstaaten hingegen in sehr unterschiedlicher Gestalt. Die wichtigsten Normen auf Europäischer Ebene, und teilweise deren Umsetzung in Deutschland und Österreich, werden in Kapitel 2 dieser Arbeit angeführt.

Der physikalische Austausch und Handel von elektrischer Energie, über Staatsgrenzen hinweg, wird innerhalb Europas seit nahezu 100 Jahren praktiziert. Die in Österreich und Deutschland dabei agierenden öffentlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen bestanden zwischen der Nachkriegszeit und der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes nahezu unverändert. Die Liberalisierung veränderte die Struktur dieser Unternehmen und die Preisbildung im Elektrizitätssektor gravierend. Durch die starke Subventionierung der Elektrizitätserzeugung auf Basis der Erneuerbaren Energien veränderte sich die Zusammensetzung der, in das europäische Verbundnetz, eingespeisten Elektrizitätsmenge. Neben den zuvor genannten Punkten wird im Kapitel 3 der grundlegende Bedarf an Speichern zur Integration der fluktuierenden Einspeisung aus Anlagen auf Basis der Erneuerbaren Energien im gemeinsamen Marktgebiet Österreich - Deutschland behandelt.

Die energiewirtschaftlichen Anforderungen der Elektrizitätswirtschaft bestimmen den Bedarf, den Betrieb und die Konzeption von Pumpspeicherwerken. Die bauliche Umsetzung dieser Anforderungen, unter teilweiser Berücksichtigung bestehender Anlagen, wird aus der Sicht des konstruktiven Wasserbaus im Kapitel 4 beschrieben.

Neben der prinzipiellen Funktionsweise von Pumpspeicherwerken, sowie deren Speicherwirkungsgrad, werden die wesentlichen Anlagenteile alpiner Pumpspeicherwerke beschrieben. Ein weiterer Punkt sind die Möglichkeiten des Einsatzes alpiner Pumpspeicherwerke innerhalb des europäischen Verbundnetzes. Die aus den Bedürfnissen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen resultierenden historischen und aktuellen Anforderungen, und deren Auswirkungen auf die Konzeption von alpinen Pumpspeicherwerken werden ebenso in diesem Abschnitt behandelt. Eine Übersicht über die, zwischen bestehenden

Speichern, neu errichteten alpinen PSW Kops II / Vorarlberg und Limberg II / Salzburg aus der Sicht des konstruktiven Wasserbaus schließt das Kapitel ab.

Im abschließenden Kapitel 5 werden die bei der Erstellung der Arbeit gewonnenen Ergebnisse zusammengefasst und besprochen.

1 Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft

1.1 Allgemeine Paradigmen der Energie- und Elektrizitätswirtschaft

Für die Volkswirtschaft von hoch entwickelten Industrienationen ist die ausreichende Versorgung mit Energie von entscheidender Bedeutung. Die zentralen Anforderungen an die Energiewirtschaft sind eine sichere, quantitativ ausreichende, preisgünstige und verstärkt auch umweltfreundliche Versorgung mit Energie. Die Energienachfrage eines Landes hängt vornehmlich vom Entwicklungsniveau des Landes, als auch der Struktur der drei Wirtschaftssektoren (primärer Sektor - Rohstoffgewinnung; sekundärer Sektor - Rohstoffverarbeitung; tertiärer Sektor - Dienstleistung) ab. Dabei spielen sowohl die Energieintensität als auch die Energieeffizienz eine sehr große Rolle. Die einstige synchrone Entwicklung von Energieverbrauch und Wirtschaftsleistung ist in den voll entwickelten Volkswirtschaften, im Gegensatz zu den Schwellen- und Entwicklungsländern, nicht mehr feststellbar. Durch gesteigerte Energieeffizienz und die Umwandlung in eine Dienstleistungsgesellschaft entkoppelte sich die Energienachfrage vom Wirtschaftswachstum.¹

Abbildung 1.1 stellt den weltweiten Primärenergieverbrauch in *Mega tonne of oil equivalent (Mtoe)* dar.

In Abbildung 1.2 wird der Ablauf der Bereitstellung von Energie schematisch dargestellt. Unter Primärenergie versteht man die direkt in der jeweiligen Energiequelle vorhandene Energie wie zum Beispiel den Brennwert von Kohle. Durch Umwandlungsprozesse wird aus Primärenergie Sekundärenergie gewonnen. Dies kann je nach Umwandlungsart mit zum Teil sehr hohen Verlusten behaftet sein. So kann derzeit beim Umwandlungsprozess vom Primärenergieträger Kohle zum Sekundärenergieträger Elektrizität, in einem konventionellen Kohlekraftwerk, nur circa 30-40 %, der durch die Verbrennung der Kohle entstehenden Wärmeenergie in elektrische Energie umgewandelt werden. Die Energie die dem Verbraucher tatsächlich zur Verfügung steht, wird als Endenergie bezeichnet. Der Verbraucher wandelt die Endenergie durch Nutzprozesse in Nutzenergie (mechanische Arbeit, Wärme, Licht, etc.) um.

Die Verluste der Nutzprozesse unterscheiden sich wiederum sehr stark. In einem PKW wird durchschnittlich circa 20% der im Kraftstoff enthaltenen Energie in mechanische Arbeit umgesetzt. Bei der Verbrennung des gleichen Kraftstoffes in einer modernen Heizungsanlage mit Brennwerttechnologie wird bis zu 98 % des Energiegehaltes des Kraftstoffes in

¹Karl und Team, 2011.

²European Commission, 2012, Seite 12

³Crastan, 2012b, Seite 4

1 Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft

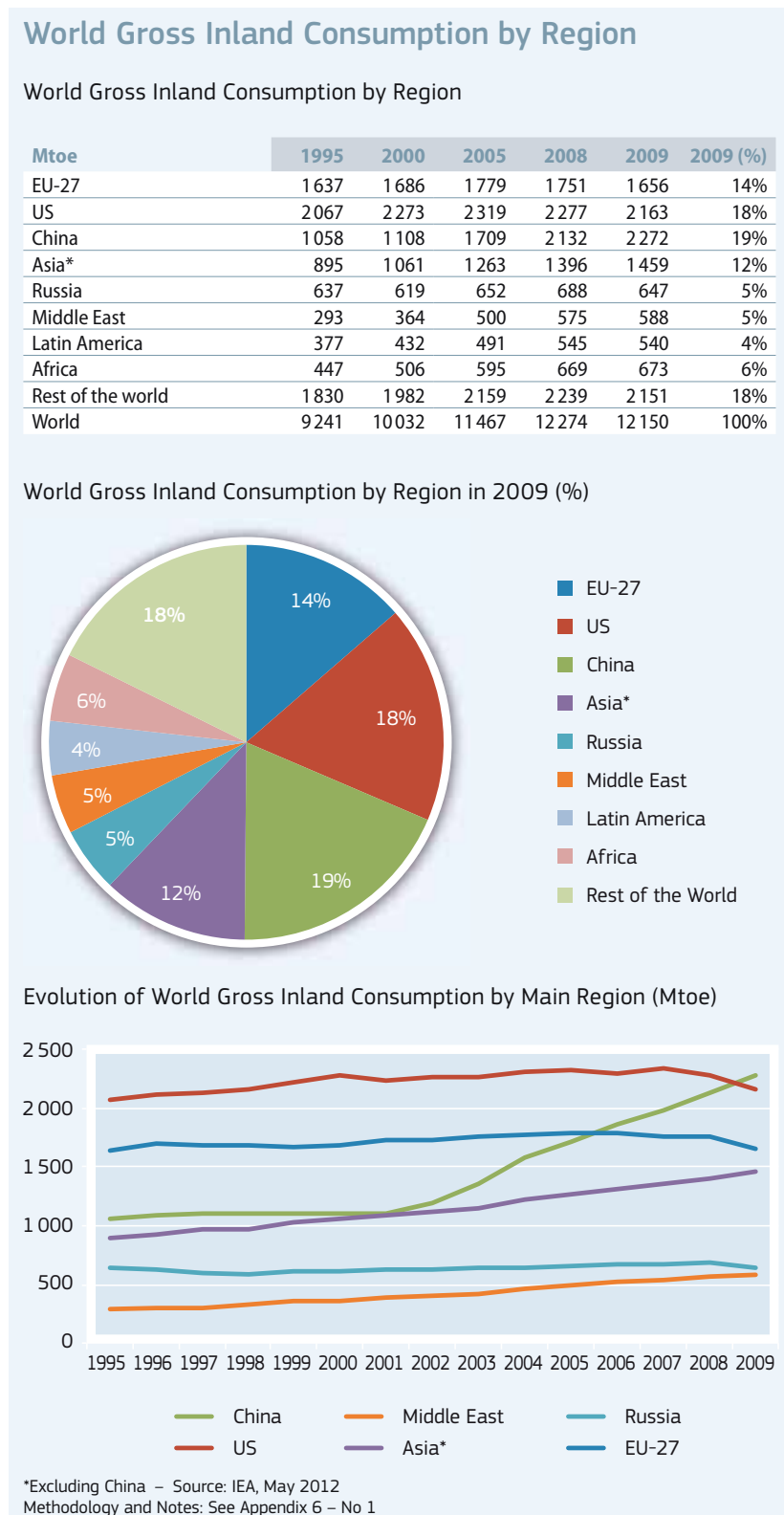


Abbildung 1.1: Brutto Primärenergieverbrauch nach Regionen (1 Mtoe $\hat{=}$ 11,63 TWh)²

1.1 Allgemeine Paradigmen der Energie- und Elektrizitätswirtschaft

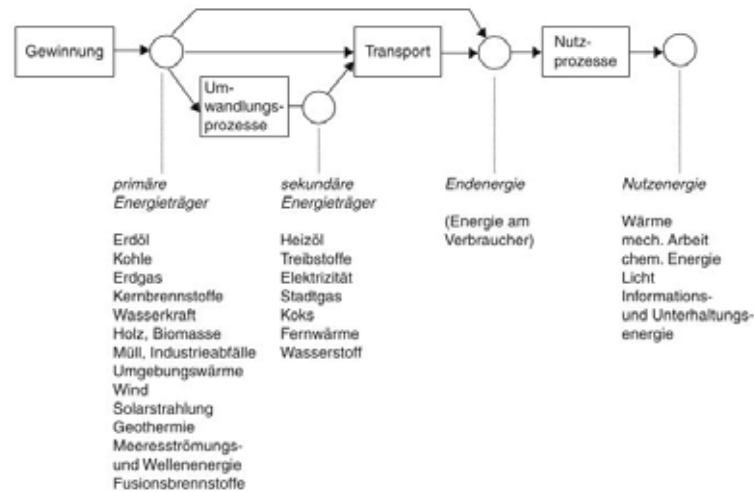


Abbildung 1.2: Energieformen und Energieumwandlungsstufen ³

nutzbare Wärme umgewandelt. Seit dem Ende des 18. Jahrhunderts hat sich die Struktur der Energiebereitstellung und -nutzung gravierend verändert. Die Elektrizität als sekundärer Energieträger vereinfachte die Energienutzung, und trug dadurch erheblich zur industriellen Revolution und Entwicklung bei.⁴

Unsere moderne Gesellschaft wäre ohne elektrische Energie nicht mehr denkbar. Während der energetische Endverbrauch aller Energieträger in Österreich von 1970 bis 2011 um 92% zunahm (siehe Abbildung 1.3), stieg im gleichen Zeitraum der energetische Endverbrauch an elektrischer Energie in Österreich um 199% (siehe Abbildung 1.4). Während der Zuwachs beim energetischen Endverbrauch aller Energieträger hauptsächlich aus dem Verkehrssektor herrührt, entstammt die Steigerung beim energetischen Endverbrauch an elektrischer Energie zum überwiegenden Teil aus den Sektoren Dienstleistung und private Haushalte.

Gemäß IAE Prognose zeichnet sich für die zukünftige weltweite Entwicklung des Verbrauches an elektrischer Energie ein ähnliches Szenario ab. Der globale Bedarf an elektrischer Energie wächst in etwa doppelt so stark als der gesamte weltweite Energieverbrauch. Ein Drittel der bis 2035 geplanten neuen Erzeugungskapazitäten an elektrischer Energie dient lediglich dem Ausgleich vom Netz gehender Kraftwerke. Etwa die Hälfte der neuen Erzeugungskapazitäten soll auf der Nutzung erneuerbarer Energieträger (EE) basieren. Kohle wird jedoch weiterhin der weltweit wichtigste Energieträger zur Erzeugung elektrischer Energie bleiben.⁷

Elektrische Energie kann in sehr vielen Fällen gar nicht, beziehungsweise oftmals nur sehr mangelhaft durch andere Energieträger substituiert werden. In Kombination mit dem forciertem Einsatz elektrischer Energie in vielen Bereichen und Sektoren wird der

⁴Crastan, 2012b, Seite 3-6.

⁵Eigene Darstellung, Datenquelle STATISTIK AUSTRIA, 2012b

⁶Eigene Darstellung, Datenquelle STATISTIK AUSTRIA, 2012a

⁷IEA, 2012, Seite 7.

1 Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft

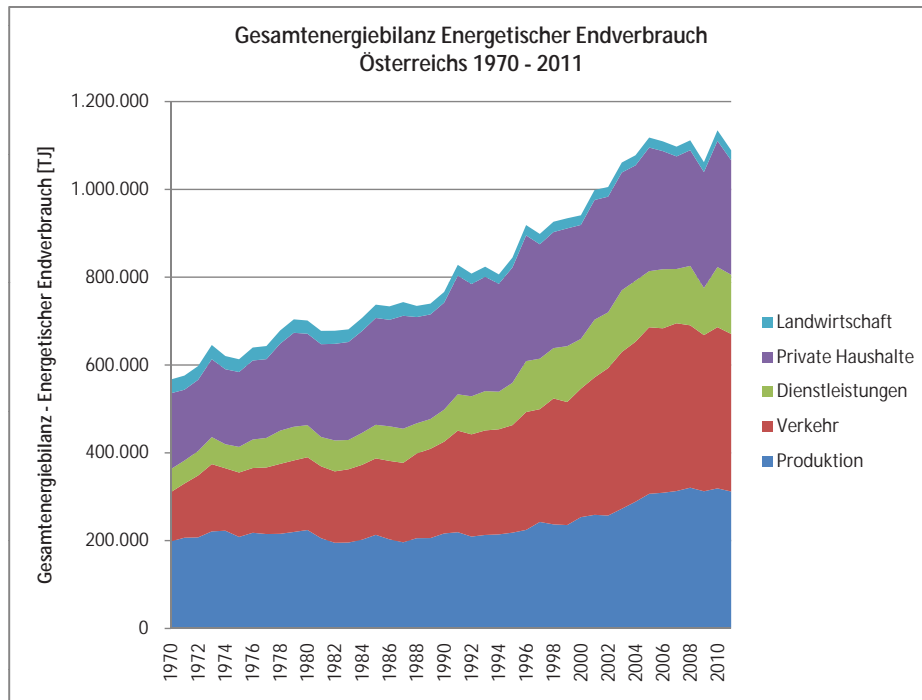


Abbildung 1.3: Gesamtenergiebilanz des energetischen Endverbrauchs in Österreich 1970 - 2011 ⁵

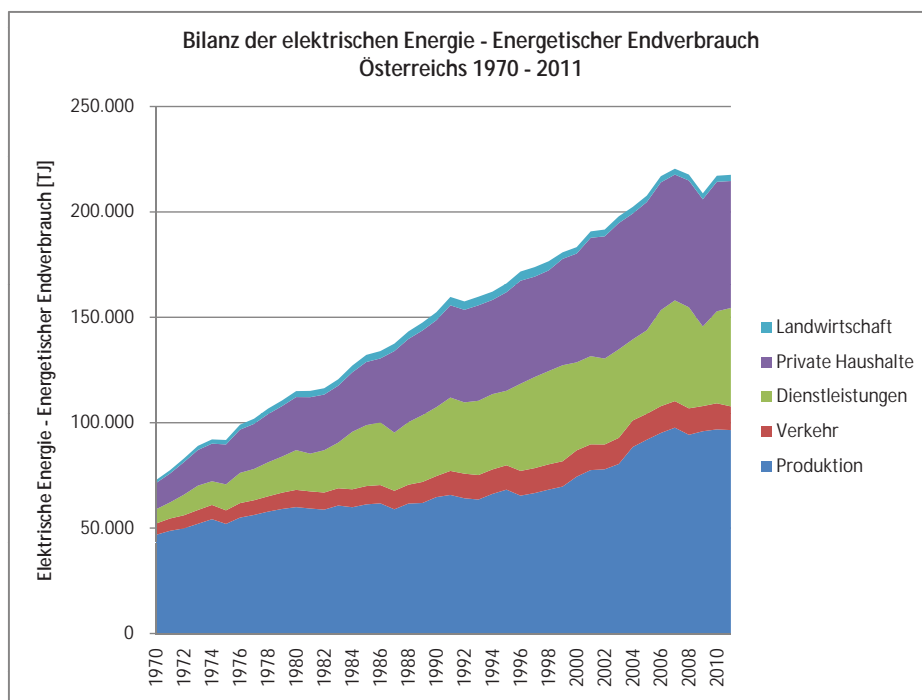


Abbildung 1.4: Elektrische Energie - energetischer Endverbrauch in Österreich 1970 - 2011 ⁶

1.1 Allgemeine Paradigmen der Energie- und Elektrizitätswirtschaft

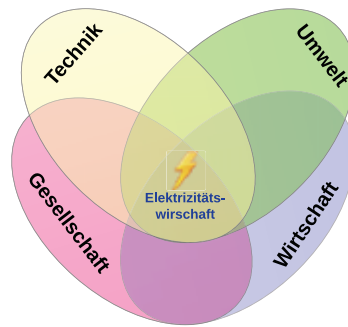


Abbildung 1.5: Spannungsfelder der Elektrizitätswirtschaft ⁸

Stellenwert der Versorgung mit elektrischer Energie weltweit, aber auch innerhalb Europas, je nach Entwicklungsszenario, zunehmen, oder zumindest weiterhin auf sehr hohem Niveau verbleiben.

Kernaufgabe der Elektrizitätswirtschaft ist die Versorgung von Verbrauchern mit elektrischer Energie. Dies beinhaltet im Allgemeinen die Stufen Erzeugung (Umwandlung des Primärenergieträgers), Handel, Transport und Verteilung hin zum Endverbraucher. Dabei bewegt sich die Elektrizitätswirtschaft innerhalb eines Spannungsfeldes welches exemplarisch in Abbildung 1.5 dargestellt wird.

Die einzelnen Anforderungen dieser Felder führen in Kombination zur besonderen Rolle der Elektrizitätswirtschaft innerhalb der Volkswirtschaft. Huber⁹ ordnete den einzelnen Feldern, basierend auf den Arbeiten von Bauer¹⁰, Stigler¹¹ und Bachhiesl¹², unter anderem die folgenden Besonderheiten zu:

- Technik
 - Fehlende Speicherbarkeit
 - Netz- und Leitungsgebundenheit
 - Gesamtsystemabhängigkeit
 - Dargebotsabhängige und bedarfsgerechte Erzeugung
- Wirtschaft
 - Hohe Kapitalintensität
 - Lange Vorlaufzeiten
 - Unvollkommener Wettbewerb
 - Peak Load Pricing
- Gesellschaft
 - Energie als essentielles Wirtschaftsgut

⁸vergleiche, Bachhiesl, 2004

⁹Huber, 2010, Seite 12ff.

¹⁰Bauer, 1965.

¹¹Stigler, 1999.

¹²Bachhiesl, 2004.

1 Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft

Bachhiesl¹³ ordnete dem Feld Umwelt folgendes zu:

- Umwelt
 - Umweltbelastungen
 - Gefahr von Unfällen mit katastrophalen Folgen

Die beiden nachfolgenden Punkte 1.2 und 1.3 basieren auf den Punkten 1.2.1. *Technologie* und 1.2.2. *Wirtschaft* der Arbeit von Huber¹⁴

1.2 Technische Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft

1.2.1 Fehlende Speicherbarkeit

Innerhalb eines elektrischen Verteilernetzes (Stromnetz) muss die eingespeiste Menge an elektrischer Energie jederzeit mit der nachgefragten Menge an elektrischer Energie übereinstimmen. Geringe Differenzen führen bereits zu Schwankungen der Netzfrequenz, größere Abweichungen können zum Zusammenbruch des Netzes führen was zu einer Unterbrechung der Elektrizitätsversorgung führt. Elektrische Energie kann im großtechnischen Umfang nur durch Umwandlung in eine andere Energieform gespeichert werden. So wird beim Pumpspeicherkraftwerk elektrische Energie aus dem Netz bezogen, um Wasser im Pumpbetrieb auf ein höheres geodätisches Niveau zu bringen und in einem Oberbecken in Form von Lageenergie zwischenspeichern. Zum gewünschten Zeitpunkt wird dieses Wasser wieder zum Betrieb einer tiefer liegenden Turbine genutzt. Der mit der Turbine gekoppelte Generator gibt die elektrische Energie wieder in das elektrische Netz ab.

1.2.2 Netz- und Leitungsgebundenheit

Die Übertragung von elektrischer Energie ist, über Entfernungen die wenige Dezimeter übersteigen, nur durch drahtgebundene elektrische Leiter möglich. Im allgemeinen erfolgt der Transport und die Übertragung elektrischer Energie mit Drehstrom, die als Hochspannungs - Drehstrom - Übertragung (HDÜ) bezeichnet wird. Für wenige Spezialanwendungen (unter anderem Seekabel) wird zwischen zwei Netzknoten auch die Hochspannungs - Gleichstrom - Übertragung (HGÜ) eingesetzt. Die Übertragung vom Erzeuger von elektrischer Energie hin zum Verbraucher erfolgt dabei meist über mehrere miteinander gekoppelte Netzebenen (Spannungsebenen).¹⁵

Praktisch ist somit die Übertragung von elektrischer Energie über sehr große Entfernungen, mit geringen Verlusten bei entsprechend hoher Spannung, möglich. Aufgrund der beschränkten Kapazität des Stromnetzes sollte die Erzeugung jedoch trotzdem möglichst nah am Verbraucher erfolgen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht, aber auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), ist es nicht sinnvoll die

¹³Bachhiesl, 2004.

¹⁴Huber, 2010, Seite 12ff.

¹⁵Schwab, 2012, Seite 435f.

1.2 Technische Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft

für den Transport, die Übertragung und Verteilung notwendige Netzinfrastruktur durch mehrere Netzanbieter parallel bereitzustellen. Das dadurch zwangsweise entstehende Angebotsmonopol bedarf daher innerhalb eines liberalisierten Elektrizitätsmarktes, wie er von der Europäischen Union gefordert wird, einer Regulierung gemäß der *Essential Facilities Doktrin*". Durch diese Regulierung soll auch Anbietern ohne eigene Netzinfrastruktur ein Zugang zum Markt ermöglicht werden.

1.2.3 Gesamtsystem

Die Versorgung des Endverbrauchers erfolgte bis zur Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes um die Jahrtausendwende, auch in den Marktwirtschaften Westeuropas, ausschließlich durch Monopolisten. Durch die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes mussten die Bereiche Erzeugung, Handel und Vertrieb der vorher vertikal integrierten EVU rechtlich voneinander getrennt werden und unterliegen seitdem dem vollständigen Wettbewerb mit einer Vielzahl an Anbietern.

Lediglich die Übertragungsnetze, und auf niedrigerer Spannungsebene die Verteilnetze, werden durch jeweils nur einen Anbieter zur Verfügung gestellt. Für Österreich ist der verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber die Austrian Power Grid AG (APG). Wie bereits im Abschnitt 1.2.1 beschrieben muss innerhalb eines Netzes die Erzeugung jederzeit deckungsgleich mit dem Verbrauch sein. Der Betreiber des Übertragungsnetzes ist meist zugleich Regelzonenführer innerhalb seines Übertragungsnetzes, und damit verantwortlich für den sicheren Betrieb des Netzes. Dies erfordert unter Umständen den Einsatz von positiver als auch negativer Regelenergie, der durch den Regelzonenführer veranlasst wird.

1.2.4 Dargebotsabhängige Erzeugung

Die Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern ist bis auf wenige Ausnahmen sehr stark vom stochastisch schwankenden Dargebot abhängig. So sind Wasserkraftwerke vom Abfluss von Niederschlägen abhängig, Windkraftanlagen von Luftdruckunterschieden die zu Wind führen, und Solaranlagen von der solaren Einstrahlung.

Während die Erzeugung elektrischer Energie in Laufwasserkraftwerken sehr gut prognostizierbar ist, ist die Erzeugung aus Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen sehr viel schwerer zu prognostizieren, und schwankt um ein vielfaches innerhalb kürzester Zeit. Zur Kompensation von Erzeugungsausfällen dargebotsabhängiger Anlagen muss deshalb innerhalb des Netzes eine entsprechende Menge an bedarfsgerechter Erzeugungskapazität vorgehalten werden.

1.3 Wirtschaftliche Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft

1.3.1 Hohe Kapitalintensität

Innerhalb eines Marktes werden Investitionen in der Regel nur dann getätigt wenn Aussicht darauf besteht, das eingesetzte Kapital mit Zinsen innerhalb einer gewissen Zeitspanne wieder erwirtschaften zu können. Die Anlagen der Elektrizitätswirtschaft für Erzeugung, Transport und Verteilung von elektrischer Energie weisen einen sehr hohen Kapitalbedarf auf. Abgesehen von Kernkraftwerken ist vor allem die Errichtung von Wasserkraftanlagen mit sehr hohen Investitionskosten verbunden. Der hohe Kapitalbedarf erfordert, in Kombination mit der vergleichsweise langen Lebensdauer und der langen Vorlauf- und Genehmigungszeit von Projekten, ein stabiles Marktumfeld mit dementsprechenden Rahmenbedingungen.

1.3.2 Lange Vorlaufzeiten

Die Anlagen der Elektrizitätswirtschaft bedürfen aufgrund ihrer hohen technischen Komplexität eines gründlichen Planungsprozesses. Für die lange Vorlaufzeit zwischen der ersten Projektidee bis hin zur Inbetriebnahme sind jedoch vor allem die äußerst anspruchsvollen und sehr zeitintensiven Genehmigungsverfahren verantwortlich. Huber gibt für die Errichtung von Kraftwerken zwischen Baubeschluss und Fertigstellung einen Zeitraum von 5 bis 10 Jahren an. Durch die Vielzahl an Projektbeteiligten und Parteien ist die Errichtung von Übertragungsleitungen als Freileitungen mit noch längeren Vorlauf- und Genehmigungszeiten verbunden.¹⁶

In Abbildung 1.6 ist schematisch der vorgesehene Zeitplan für die Errichtung des Energiespeichers Riedl dargestellt. Dabei handelt es sich um ein geplantes Pumpspeicherwerk (PSW) an der Donau, im Grenzgebiet zwischen Österreich und Deutschland, das als Unterbecken den bestehenden Stauraum eines Donaukraftwerks mitbenützen wird.

¹⁶Huber, 2010, Seite 17.

¹⁷Donaukraftwerk Jochenstein AG, 2.07.2013 15:20:31

1.3 Wirtschaftliche Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft



Abbildung 1.6: Zeitplan Energiespeicher Riedl¹⁷

2 Energiepolitische Rahmenbedingungen

Die Elektrizitätswirtschaft unterliegt als Teilgebiet der Energiewirtschaft aufgrund ihrer großen gesellschaftlichen Bedeutung einer großen Zahl von normativen Vorgaben. Abbildung 2.1 zeigt eine schematische Übersicht des Beziehungsgeflechts der verschiedenen politischen Bereiche.

Bereits die Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS, häufig als Montanunion tituliert) 1951 demonstrierte die Notwendigkeit einer Energiepolitik auf supranationaler Ebene. Aufgrund der Erfahrungen aus der Zusammenarbeit in der Montanunion bildete sich letzten Endes die moderne Europäische Union (EU), wie wir sie seit dem Vertrag von Lissabon kennen. Mit Artikel 194 des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) wurde der gemeinsamen europäischen Energiepolitik erstmals auch die entsprechende rechtliche Grundlage geschaffen. Jedoch wurde bereits zuvor innerhalb der Europäischen Gemeinschaft, unter dem Dach der Europäischen Union, Energiepolitik betrieben. Die Liberalisierung des Energiemarktes in Österreich geht zum Beispiel auf die Richtlinie 96/92/EG (Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie) zurück.² Die entsprechenden Rechtsakte beruhen dabei entweder auf dem Artikel 95 (Binnenmarkt) oder 174 (Umweltpolitik) des Vertrags zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft (EGV).³

Der in der öffentlichen Wahrnehmung sehr präsente und plakative Begriff *Energiewende* bezeichnet den Wandel des bis zum Ende des vorherigen Jahrhunderts vorherrschenden

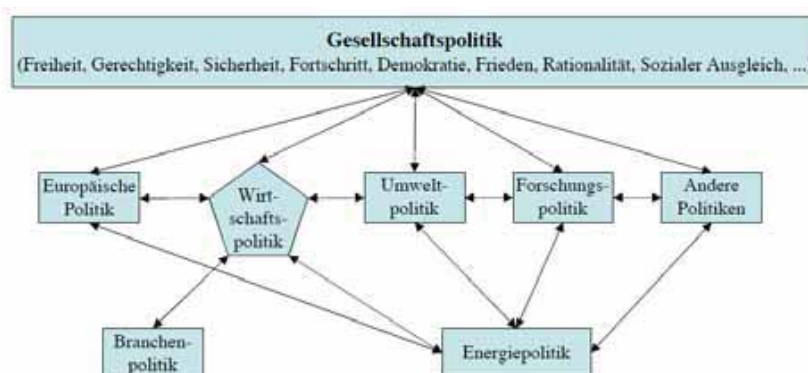


Abbildung 2.1: Beziehungsgeflecht der Energiepolitik¹

¹Huber, 2010 Seite 53; basierend auf Stigler, 2002 und Bachhiesl, 2004

²BUNDESMINISTERIUM für WIRTSCHAFT, FAMILIE und JUGEND, 2013a.

³Geden, 2013.

2 Energiepolitische Rahmenbedingungen

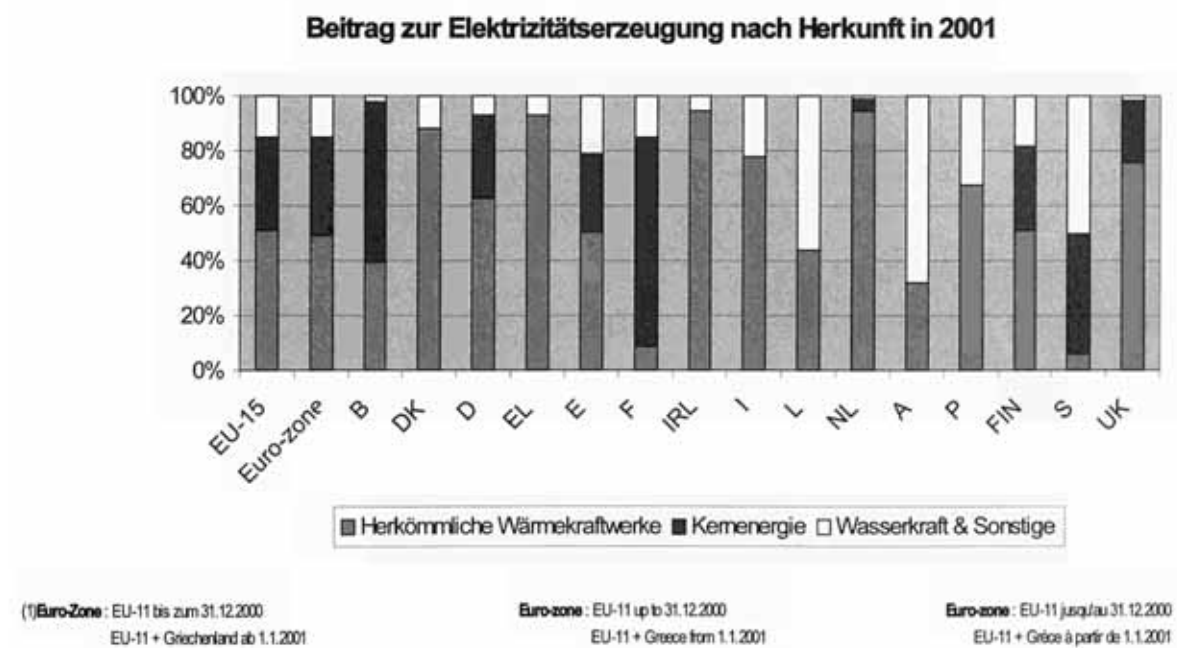


Abbildung 2.2: Anteil der Energieträger an der Elektrizitätserzeugung innerhalb der EU 1999-2001⁴

Energieversorgungssystem. Dieses basierte in Europa zum überwiegenden Teil, mit regionalen Unterschieden, im Bereich der Elektrizitätsversorgung auf der Umwandlung fossiler und nuklearer Energieträger in elektrische Energie. Die Wasserkraft war dabei der einzige erneuerbare Energieträger der, im großtechnischen Maßstab, wirtschaftlich zur Umwandlung in elektrische Energie genutzt wurde. Der Anteil der innerhalb der EU aus Wasserkraft und Sonstigen erzeugten elektrischen Energie lag 2001 bei 14,9%. Aufgrund des unterschiedlichen Wasserkraftpotentials und Ausbaugrades in den einzelnen Ländern schwankt der Anteil an der Erzeugung, wie in Abbildung 2.2 dargestellt, innerhalb der EU sehr stark.

In Österreich lag im Jahr 2000 der Anteil der aus Erneuerbaren Energieträgern umgewandelten Elektrizität bei 71,5% der österreichischen Nettoerzeugung. Dieser Anteil wurde nahezu ausschließlich in Wasserkraftwerken erzeugt. (vgl. Abbildung 3.7)

Als zentrale Anforderungen an den Wandel im elektrischen Energieversorgungssystem werden dabei im deutschsprachigen Raum die beiden nachfolgenden Punkte angesehen:

- Klimaschutz
- Verzicht / Ausstieg aus der Kernenergienutzung

Unmittelbar verbunden mit der Energiewende ist der Versuch die globale Erwärmung durch eine Reduktion des Ausstoßes des Treibhausgases Kohlendioxid (CO₂) zu stoppen bzw. zu verlangsamen. CO₂ entsteht vor allem bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe. Die Europäische Union setzte sich mit dem im Dezember 2008 verabschiedeten Klimapaket

⁴Eurostat, 31.05.2002, Seite 3

2.1 Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV)

(“20-20-20 Ziele”) ambitionierte Ziele um den CO₂ Ausstoß zu senken, den Anteil der Erneuerbaren Energien zu erhöhen und die Energieeffizienz zu verbessern (Siehe Abschnitt 2.4). Ein ebenso entscheidender Faktor für die forcierte Verwendung Erneuerbarer Energieträger ist die große Importabhängigkeit der EU bei fossilen Rohstoffen. Vor allem der Import von Gas und Öl findet in einem sehr volatilen globalen Marktumfeld statt. Die EU verfolgt mit der Umsetzung des Klimapaketes daher neben dem Klimaschutz auch geostrategische Interessen um die Abhängigkeit von Importen zu verringern.

Die Nutzung der Kernenergie zur Elektrizitätserzeugung ist in Europa seit Anfang der 1970er Jahre von Protesten begleitet. Wie im Abschnitt 3.2.1 beschrieben ging das fertiggestellte Kernkraftwerk Zwentendorf in Österreich nie in Betrieb, und auch die Planung weiterer Kernkraftwerke (KKW) wurde gestoppt. In Deutschland wurde 1982 mit dem Bau der letzten KKW begonnen, die Ende der 1980er Jahre den kommerziellen Betrieb aufnahmen. 1986 kam es im ukrainischen KKW Tschernobyl zu einem katastrophalen Unfall der die allgemeine öffentliche Wahrnehmung wesentlich beeinflusste. Mit der deutschen Wiedervereinigung wurden die laufenden KKW Bauprojekte der ehemaligen DDR eingestellt.

Im Jahr 2000 war in Deutschland der schrittweise Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie anhand von fixierten Reststrommengen für jedes KKW beschlossen worden. Ein konkreter Zeitpunkt für die Außerbetriebnahme wurde nicht fixiert. Aufgrund der vereinbarten Reststrommengen wurde dieser für die letzten KKW Anfang der 2020er Jahre erwartet.⁵ Vom Deutschen Bundestag wurde im Oktober 2010 eine Verlängerung der Restlaufzeiten um durchschnittlich 12 Jahre fixiert. Diese Verlängerung hätte einen endgültigen Ausstieg aus der Kernenergienutzung im Jahr 2036 bedeutet.⁶

Die Nuklearkatastrophe von Fukushima Daiichi in Japan, die am 11. März 2011 von einem Erdbeben ausgelöst wurde, änderte die Haltung der damaligen deutschen Bundesregierung zur zivilen Nutzung der Kernenergie entscheidend.

Am 31.07.2011 beschloss der Deutsche Bundestag, in Anbetracht der Nuklearkatastrophe von Fukushima, eine Rücknahme der 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerungen und das Ende des Leistungsbetriebes für die letzten deutschen Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022.⁷

2.1 Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV)

- Titel VIII: Wirtschafts- und Währungspolitik
 - Artikel 122 Außergewöhnliche Maßnahmen bei Notlagen
- Titel XX: Umwelt
 - Artikel 191 Umweltpolitische Ziele; Vorsorge- und Verursacherprinzip; internationale Zusammenarbeit
- Titel XXI: Energie

⁵Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit, 14.06.2000.

⁶Deutscher Bundestag, 28.10.2010.

⁷Deutscher Bundestag, 2013a.

2 Energiepolitische Rahmenbedingungen

– Artikel 194 Energiepolitik

2.1.1 Artikel 122: Außergewöhnliche Maßnahmen bei Notlagen

Der oben genannte Artikel räumt unter Absatz 1 dem Rat der Europäischen Union umfangreiche Kompetenz zum Beschluss von Maßnahmen ein, falls es bei der Versorgung mit bestimmten Waren zu gravierenden Schwierigkeiten kommt. Deziert wird dabei der Energiebereich aufgeführt.⁸

2.1.2 Artikel 191: Umweltpolitische Ziele; Vorsorge- und Verursacherprinzip; internationale Zusammenarbeit

Artikel 191 Absatz 1 definiert die Ziele der Umweltpolitik der Europäischen Union wie folgt:

- *Erhaltung und Schutz der Umwelt sowie Verbesserung ihrer Qualität*
- *Schutz der menschlichen Gesundheit*
- *umsichtige und rationelle Verwendung der natürlichen Ressourcen*
- *Förderung von Maßnahmen auf internationaler Ebene zur Bewältigung regionaler oder globaler Umweltprobleme und insbesondere zur Bekämpfung des Klimawandels*

Das geforderte hohe Schutzniveau soll durch Vorsorge und Vorbeugung, Bekämpfung am Ort des Entstehens und dem Verursacherprinzip erreicht werden. Dabei soll jedoch auch die wirtschaftliche und soziale Entwicklung der Europäischen Union insgesamt, als auch ihrer einzelnen Regionen berücksichtigt werden. Die Zusammenarbeit mit dritten Staaten erfolgt dabei sowohl zwischen den einzelnen Mitgliedsstaaten als auch in Form von Abkommen zwischen der Europäischen Union und dritten Staaten.⁹

2.1.3 Artikel 194: Energiepolitik

Mit dem Artikel 194 erstmals ein rechtlicher Rahmen für die gemeinsame Energiepolitik innerhalb der europäischen Union geschaffen. Darin werden die Punkte Energiebinnenmarkt, Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und -einsparung sowie der Ausbau der länderübergreifenden Energienetze als Ziele definiert. Der Mitgliedsstaat darf jedoch weiterhin allein über die Bedingungen zur Nutzung seiner Energieressourcen, die Wahl verschiedener Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung entscheiden.¹⁰

⁸VERTRAG ÜBER DIE ARBEITSWEISE DER EUROPÄISCHEN UNION (KONSOLIDIERTE FASSUNG): AEU Vertrag, Artikel 122; C 326/98f.

⁹VERTRAG ÜBER DIE ARBEITSWEISE DER EUROPÄISCHEN UNION (KONSOLIDIERTE FASSUNG): AEU Vertrag, Artikel 191; C 326/132f.

¹⁰VERTRAG ÜBER DIE ARBEITSWEISE DER EUROPÄISCHEN UNION (KONSOLIDIERTE FASSUNG): AEU Vertrag, Artikel 194 C 326/134f.

2.2 Drittes Energiepaket der EU

Zur Stärkung der Verbraucherrechte und um die Strom- und Gasmärkte innerhalb der Europäischen Union weiter zu liberalisieren wurde am 13. Juli 2009 vom Europäischen Parlament ein Paket aus 2 Richtlinien und 3 Verordnungen (3. Paket zum Energiebinnenmarkt) beschlossen.

- Richtlinie 2009/72/EG über den Elektrizitätsbinnenmarkt
- Richtlinie 2009/73/EG über den Erdgasbinnenmarkt
- Verordnung (EG) 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
- Verordnung (EG) 714/2009 über Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel
- Verordnung (EG) 715/2009 über Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen

Verordnungen der Europäischen Union bedürfen keiner weiteren nationalen Rechtsakte um innerhalb der Mitgliedsstaaten Gültigkeit zu erlangen. Die drei oben angeführten Verordnungen traten mit dem 3. März 2011 in Kraft. Richtlinien der Europäischen Union müssen innerhalb einer gewissen Frist in nationales Recht umgesetzt werden. So beruht das Österreichische Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz aus dem Jahr 2010 unter anderem auf der Richtlinie (EG) 72/2009 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

2.2.1 Richtlinie 2009/72/EG Elektrizitätsbinnenmarkt

Aufgrund des nicht vollständig funktionierenden Elektrizitätsbinnenmarktes wurde 2009 vom Europäischen Rat und dem Europäischen Parlament die oben genannte Richtlinie beschlossen. Ziel ist ein fairer Wettbewerb und angemessener Schutz der Verbraucher. Die Elektrizitätserzeugung, -übertragung, -verteilung und -versorgung, die Verpflichtung zur Grundversorgung, die Rechte der Stromverbraucher und die wettbewerbsrechtlichen Vorschriften sollen innerhalb der Europäischen Union durch gemeinsame Vorschriften geregelt werden. Die Kriterien für den Bau von Erzeugungsanlagen legt jeder Mitgliedsstaat selbst fest. Folgende Aspekte müssen dabei berücksichtigt werden:

- *der Sicherheit und der Sicherung des elektrischen Netzes*
- *dem Schutz der Gesundheit der Bevölkerung und der öffentlichen Sicherheit*
- *dem Beitrag zum Erreichen des „20-20-20“-Ziels der Kommission*

Des Weiteren muss die Entflechtung der Übertragungsnetze und der Übertragungsnetzbetreiber(ÜNB) umgesetzt werden um jegliche Diskriminierung von Netznutzern zu verhindern. Dritten ist der Zugang zu Übertragungs- und Verteilernetzen zu zuvor veröffentlichten Tarifen zu ermöglichen.^{11,12}

¹¹RICHTLINIE 2009/72/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG: Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009.

¹²Europäische Union, 2009.

2 Energiepolitische Rahmenbedingungen

2.2.2 Verordnung (EG) 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden

Mit dieser Verordnung wurde die Gründung der *European Agency for the Cooperation of Energy Regulators* kurz ACER beschlossen. Diese hat ihren Sitz in Laibach (Slowenien) und soll die nationalen Regierungsbehörden auf Gemeinschaftsebene unterstützen und gegebenenfalls koordinieren. Die Entwicklung von Netzkodizes und Entscheidungen über grenzüberschreitende Infrastrukturen gehören ebenso zu Ihren Aufgaben.^{13,14}

2.2.3 Verordnung (EG) 714/2009 über Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel

Die Verordnung verfolgt die Ziele der Erhöhung der Marktintegration, die Einbindung Erneuerbarer Energien und die Stärkung des Wettbewerbs. Diese sollen durch die Gründung des Verbandes der *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (kurz ENTSO-E) und eine harmonisierte Regelsetzung in Europa durch die Erstellung von *Network Codes* erreicht werden. Eine der zentralen Aufgaben der ENTSO-E ist die Erstellung des *Ten Year Network Development Plan* (kurz TYNDP) und die Definition von Regeln für den Betrieb des Netzes (*Network Codes*).^{15,16}

2.3 Verordnung (EU) 347/2013 Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur

Mit dieser Verordnung des Europäischen Parlamentes und Rates soll der beschleunigte Ausbau der Energieinfrastruktur ermöglicht werden. Als dringende Maßnahmen werden darin im Elektrizitätssektor der Ausbau der Stromnetze und auch der Stromspeicher genannt. Für so genau definierte *Projects of Common Interest* (kurz PCI) soll das Genehmigungsverfahren maximal 3,5 Jahre dauern dürfen. Weiters ist eine finanzielle Förderung der PCI Vorhaben durch die Europäische Union möglich. Stromspeicheranlagen sind bei der Erfüllung gewisser Voraussetzungen auch förderfähig, jedoch werden *Pumpspeicherkraftwerksvorhaben* nach Artikel 14 (2) von der finanziellen Unterstützung dezidiert ausgenommen.^{17,18}

¹³VERORDNUNG (EG) Nr. 713/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden: Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden 2009.

¹⁴Europäische Union, 2012.

¹⁵VERORDNUNG (EG) Nr. 714/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003.

¹⁶Kaendler, 2011, Folie 4.

¹⁷VERORDNUNG (EU) Nr. 347/2013 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009: Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur.

¹⁸INDUSTRIEMAGAZIN, 10.06.2013, mehrere Artikelseiten.

2.4 Das EU-Klimapaket 20-20-20 Ziele

Im Dezember 2008 beschloss die EU ein umfassendes Klimapakete (20-20-20 Ziele), dessen Ziel die folgenden Punkte sind:

- 20% Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch
- 20% mehr Energieeffizienz
- 20% Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasen

Dieses Paket besteht aus 6 Bestandteilen, wobei an dieser Stelle lediglich auf die nachfolgende Richtlinie eingegangen wird.¹⁹

2.4.1 Richtlinie 2009/28/EG Förderung Erneuerbarer Energien

Hauptbestandteil der oben genannten Richtlinie ist das ambitionierte Ziel den Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch der Europäischen Union bis 2020 auf 20% zu erhöhen. Zur Erreichung dieses Zieles wurden für jedes Mitgliedsland rechtsverbindliche Ziele zur Erreichung des Gesamtzieles fixiert. Für Österreich betrug der Ausgangswert 2005 23,3% Anteil Erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch und soll bis 2020 auf 34% steigen.

Die Mitgliedsländer mussten bis zum 30. Juni 2010 nationale Aktionspläne für Erneuerbare Energie vorlegen, wie sie ihr jeweiliges Ziel erreichen wollen. In der Richtlinie wird auch auf die Notwendigkeit der Unterstützung von Systemen zur Energiespeicherung von Energie aus diskontinuierlich zur Verfügung stehenden Erneuerbaren Quellen hingewiesen. In Artikel 5 (3) wird definiert, dass Elektrizität die aus zuvor hochgepumpten Wasser erzeugt wird, nicht den Erneuerbaren Energien zugerechnet werden kann. Artikel 16 (1) verpflichtet die Mitgliedsstaaten die Netzinfrastruktur und die Speicheranlagen des Elektrizitätssystems so auszubauen, dass ein sicherer Betrieb des Elektrizitätssystems ermöglicht wird.^{20,21}

Gemäß der nationalen Aktionspläne sind folgende Regelungen zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen im Elektrizitätssektor vorgesehen:²²

- Österreich: Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz)²³
- Deutschland: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)²⁴

Die Gesetze werden in der aktuell gültigen Fassung in den nachfolgenden Unterpunkten behandelt.

¹⁹Europäisches Parlament, 17.12.2008.

²⁰RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG: Erneuerbare Energien Richtlinie.

²¹Papapetrou u. a., June 2013, Seite 22f.

²²EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2013.

²³BUNDESMINISTERIUM für WIRTSCHAFT, FAMILIE und JUGEND, 2013b, Seite 44.

²⁴Bundesrepublik Deutschland, 2013, Seite 63.

2 Energiepolitische Rahmenbedingungen

Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012)

Das aktuell Gesetz zur Förderung der Erzeugung von Ökostrom trägt den Langtitel *Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 - ÖSG 2012)*. Dieses Gesetz basiert auf dem ÖSG aus dem Jahre 2002. Mit dem ÖSG 2002 sollte der Anteil an elektrischer Energie, die in Anlagen auf Basis der Erneuerbaren Energieträger produziert wird, erhöht werden. Das ÖSG 2002 setzte europäische Vorgaben um und vereinheitlichte die Regelungen zur Förderung Erneuerbarer Energieträger auf Bundesebene. Die Ökostromerzeuger einer Regelzone wurden zu jeweils einer Öko-Bilanzgruppe zusammengefasst.

Das ÖSG 2002 sah dabei eine Förderung von folgenden Anlagen zur Elektrizitätserzeugung vor:

- Kleinwasserkraftanlagen
- sonstige Ökostromanlagen
 - darunter: (Windkraftanlagen, Biomasse, Photovoltaik, Deponie- und Klärgas, Geothermie, etc)
- Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

2006 wurde aufgrund der stark gestiegenen Kosten für die Einspeisevergütung eine Deckelung des Fördervolumens beschlossen und das ÖSG dahingehend novelliert. Mit dieser Novelle übernahm die *OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG* die Aufgaben der drei bisherigen Öko-Bilanzgruppenverantwortlichen. Nach mehreren weiteren Novellen wurde 2011 das neue ÖSG 2012 beschlossen um die aufgetretenen Warteliste für neue Windkraft- und Photovoltaikanlagen abzubauen. Des weiteren wurde auch das Förderungskontingent von 21 Mio. auf 50 Mio. Euro erhöht. In Abbildung 2.3 wird der Mengen und Geldfluss gemäß ÖSG 2012 dargestellt.^{25,26}

Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

In Deutschland erfolgt die Förderung gemäß des *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien*, kurz *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)*. Das EEG basiert auf dem *Stromeinspeisegesetz (StromEinspG)* aus dem Jahr 1991. Mit dem StromEinspG wurde erstmals die Abnahmepflicht und Vergütung der eingespeisten Elektrizitätsmenge aus Anlagen die auf Basis der Erneuerbaren Energien betrieben werden geregelt. Auch die vorrangige Einspeisung des Stroms aus diesen Anlagen wurde im StromEinspG festgelegt. Das EEG trat im Jahr 2000 in Kraft und löste in Deutschland einen Boom bei der Neuerrichtung von Anlagen auf Basis der Erneuerbaren Energien aus.

Zentrale Bestandteile des EEG sind die folgenden Punkte:

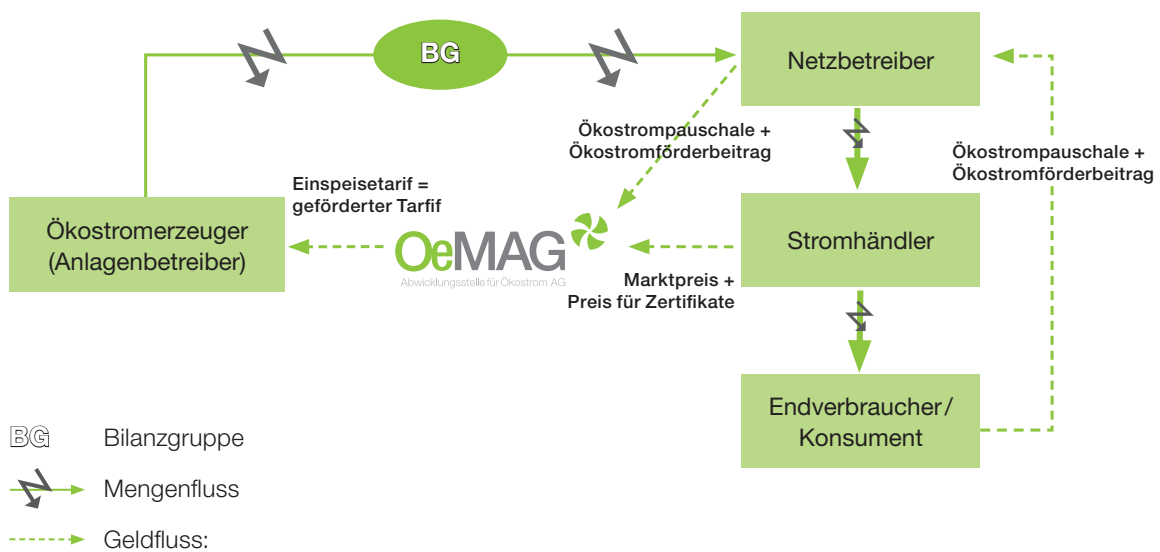
- gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung für 15-20 Jahre

²⁵Nationalrat, 2013b.

²⁶OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, Juni 2013, Seite 20.

²⁷OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, Juni 2013, Seite 8

Finanzflusskonzept der OeMAG



- Einspeisetarif = geförderter Tarif für die eingespeiste Strommenge
- Ökostromförderbeitrag = Beitrag, der in Abhängigkeit von den Netzkosten eingehoben wird
- Ökostrompauschale = Beitrag in Euro pro Zählpunkt
- Marktpreis = Preis, der von den Stromhändlern für den Ökostrom bezahlt wird

Abbildung 2.3: Finanzflusskonzept der OeMAG²⁷

2 Energiepolitische Rahmenbedingungen

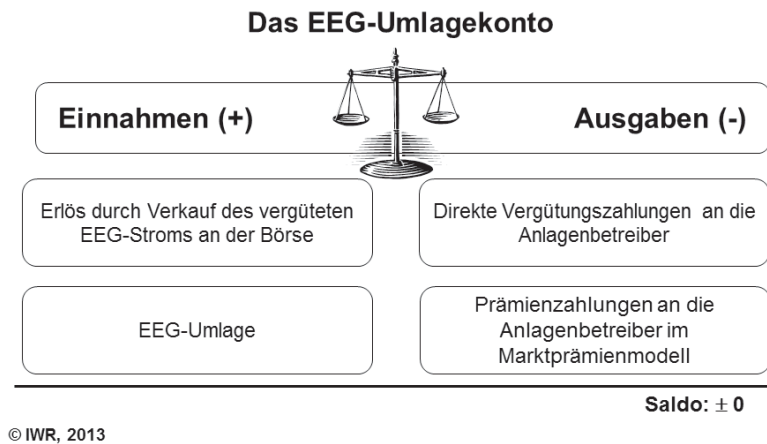


Abbildung 2.4: Finanzierung des EEG Umlagekontos²⁸

- Netzanschluss- und Abnahmepflicht durch den Netzbetreiber

Die Kosten für die Vergütung der eingespeisten Erneuerbaren Energie werden über die EEG-Umlage finanziert. Die EEG Umlage wird von den Stromendverbrauchern getragen. Die Höhe der EEG Umlage wird durch die Differenz zwischen Einnahmen und Ausgaben des EEG Umlagekontos bestimmt. Ausgaben sind zum einen die direkten Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber sowie Prämienzahlungen an die Anlagenbetreiber, sofern diese am Marktprämienmodell teilnehmen. Der an den Handelsmärkten erzielte Erlös für Strom aus Anlagen nach dem EEG bildet eine Einnahme. Die Differenz wird über die EEG-Umlage ausgeglichen. Schematisch wird dies in Abbildung 2.4 dargestellt.

Die Höhe der Einspeisevergütung hängt primär von der Anlagenart, dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme und der Anlagengröße ab. Mit der Abnahme der Vergütung, wobei die Degression je nach Anlagenart zwischen 1,0 und 7% je späterem Jahr der Inbetriebnahme liegt, soll den sinkenden Errichtungskosten begegnet werden, und die Anlagebetreiber zu einem frühen Markteinstieg animiert werden.

Mit der Novellierung 2009 wurden die Betreiber von Anlagen ab 100 kW Leistung verpflichtet, diese mit einer *Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung* zu versehen, um eine Überlastung des Elektrizitätsnetzes zu vermeiden. Für diese Ausfälle gebührt dem Anlagenbetreiber eine Entschädigung die der Netzbetreiber zu entrichten hat. Mit dieser Novelle wurde auch eine gleitende Degression für die Photovoltaik Vergütung eingeführt. Bei Ausschöpfung oder Überschreitung des Ausbauziels in einem Jahr erfolgt eine verstärkte Senkung der Einspeisevergütung für Anlagen die im Folgejahr in Betrieb genommen werden.

Weitere Änderungen erfolgten im Jahr 2011, die per 1.1.2012 in Kraft traten. Damit wurde Strom der zur Zwischenspeicherung an einen Speicher geliefert wird von der Entrichtung

²⁸Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien - IWR GmbH, 2013

2.5 Richtlinie 2000/60/EG Wasserrahmenrichtlinie

Stärken	Schwächen
+ Hohe Investitionssicherheit	- Zwischenzeitlich überhöhte Renditen durch verspätete Tarifierungen bei unvorhergesehener großer Kostendegression
+ Hohe Effektivität	- Keine exakte Mengensteuerung aufgrund unvollkommener Information
+ Niedrige Produzentenrenten durch Technologiedifferenzierung	- Bei Investitions- und Betriebsentscheidungen keine Reaktionen von (F)EE-Anlagen auf Strompreissignale im festen Einspeisetarif (und bisher auch kaum bei der gleitenden Marktprämie)
+ Hohe Technologievielfalt durch Differenzierung der Vergütung	
+ Förderung von innovativen Technologien in einem frühen Stadium	
+ Hohe Akteursvielfalt aufgrund niedriger Risiken und Transaktionskosten für Betreiber	

Abbildung 2.5: Stärken und Schwächen des EEG³²

der EEG-Umlage befreit. Auch wurde dem Anlagenbetreiber die Möglichkeit zur Direktvermarktung der erzeugten Erneuerbaren Energie mit dem sogenannten Marktprämien-Modell gegeben. Um die Steigerung der Kosten für die EEG Umlage zu verlangsamen wurde Mitte 2012 die sogenannte Photovoltaik Novelle erlassen die rückwirkend zum 01.04.2012 wirksam wurde.^{29,30}

Das EEG 2000 definierte noch keine konkrete Zielvorgabe, durch die Maßnahmen des EEG sollte der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung lediglich deutlich erhöht werden. Im EEG 2004 wurde dieser Anteil mit einer Zielvorgabe von 12,5% bis zum Jahr 2010 und 20% bis 2020. Der tatsächlich erreichte Anteil stieg von ca. 7% im Jahr 2000 auf rund 23% für das Jahr 2012. Unter dem Gesichtspunkt der Erreichung der Ausbauziele gilt das EEG als äußerst effektiv. Als problematisch stellte sich unter anderem der teilweise weit über den Erwartungen liegende Ausbau einzelner Energieträger heraus. Abbildung 2.5 zeigt die Stärken und Schwächen des EEG.³¹

2.5 Richtlinie 2000/60/EG Wasserrahmenrichtlinie

Die Richtlinie zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik, meist kurz als Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) bezeichnet, wurde vom Europäischen Parlament und dem Rat im Jahr 2000 beschlossen. Ziel ist der Schutz der Binnenoberflächengewässer, der Übergangsgewässer, der Küstengewässer und des Grundwassers, da es sich gemäß Präambel bei Wasser um keine übliche Handelsware, sondern um ein ererbtes Gut handelt, das entsprechend behandelt, geschützt und auch

²⁹Deutscher Bundestag, 2013b.

³⁰Mennel, 2012, Seite 17ff.

³¹IZES gGmbH, Bofinger und BET, 11.10.2013, Seite 61.

³²IZES gGmbH, Bofinger und BET, 11.10.2013, Seite 62

2 Energiepolitische Rahmenbedingungen

Frist		WRRL
2004	Bestandsanalyse:	Art. 5
	Typisierung der Wasserkörper, Überprüfung der Auswirkungen menschlicher Tätigkeiten, wirtschaftliche Analyse der Wassernutzung	
	Verzeichnis der Schutzgebiete	Art. 6
2006	Monitoring:	Art. 8
	Programme zur Überwachung des Zustands der Gewässer anwendungsbereit	
2009	Festlegung der Maßnahmenprogramme	Art. 11
	Veröffentlichung der Bewirtschaftungspläne	Art. 13
2010	Kostendeckung bei Wasserdienstleistungen	Art. 9
2012	Nationale Umsetzung der EU-Emissionsgrenzwerte für Oberflächengewässer	Art. 10
	Vollzug der Maßnahmenprogramme	Art. 11
2015	Erreichen der Umweltziele	Art. 4
	Erste Überprüfung und Aktualisierung der Maßnahmenprogramme	Art. 11
	Erste Überprüfung und Aktualisierung der Bewirtschaftungspläne	Art. 13
2021	Ablauf der ersten Verlängerungsfrist für die Zielerreichung	Art. 4
2027	Ablauf der letzten Verlängerungsfrist für die Zielerreichung	Art. 4

Abbildung 2.6: Umsetzungsfristen der WRRL³³

verteidigt werden muss. An oberster Stelle steht dabei die *„Vermeidung einer weiteren Verschlechterung sowie der Schutz und die Verbesserung des Zustands der aquatischen Ökosysteme und der direkt von ihnen abhängigen Landökosysteme“*. Die zu erreichenden Umweltziele werden für Oberflächengewässer im Artikel 4.1 der WRRL wie folgt definiert:

- Verhinderung der Verschlechterung des Zustands aller Oberflächenwasserkörper
- Schutz, Verbesserung und Sanierung der Oberflächenwasserkörper zur Erreichung eines guten Zustands
- Schutz und Verbesserung der künstlichen und erheblich veränderten Wasserkörper um bis 2015 ein gutes ökologisches Potential und einen guten chemischen Zustand zu erreichen
- Reduktion und Beendigung der Verschmutzung durch prioritäre Stoffe

Die Umsetzung der WRRL in nationales österreichisches Recht erfolgte mit einer Novelle des Wasserrechtsgesetzes von 1959. Diese trat am 22.12.2003 in Kraft. Abbildung 2.6 zeigt die Fristen zur Umsetzung der WRRL, wobei der exakte Termin jeweils der 22. Dezember des genannten Jahres ist.

³³Wirtschaftskammer Österreich, 13.01.2012

Der diskontinuierliche Betrieb alpiner Speicherkraftwerke, zur Abdeckung von Spitzen des Verbrauches und der Spannungsregelung im Elektrizitätsnetz, ist durch die Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie besonders betroffen. Die, im Verhältnis zur natürlichen Abflussmenge der lokalen Gewässer, sehr große Menge an plötzlich anfallenden *„abgearbeiteten“* Triebwasser der Speicherkraftwerke, führt bei ungedrosselter Einleitung zu starken *Sunk- und Schwall Erscheinungen*. Diese haben starke Auswirkungen auf den unterwasserseitigen Lebensraum innerhalb des Gewässers. Durch eine geänderte Betriebsweise oder eine Entkopplung durch Ausgleichsbecken ist eine Reduzierung der Auswirkungen möglich.

2.6 Richtlinie 2003/87/EG - Emissionshandelsrichtlinie

Um die im Kyoto Protokoll vereinbarten Ziele zu erreichen wurde im Jahr 2003 von der EU die *RICHTLINIE 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates* kurz *Emissionshandelsrichtlinie* erlassen.³⁴ Diese Richtlinie bildet das Fundament des europäischen Handels mit Emissionszertifikaten und wurde in Österreich mit dem Emissionszertifikatengesetz (EZG)³⁵ in nationales Recht umgesetzt. Aktuell gültiges Gesetz ist in Österreich das EZG 2011³⁶.

Der Handel funktioniert nach dem *Cap and Trade* Prinzip indem eine Obergrenze (Cap) für den Treibhausgasausstoß festgelegt wird. Benötigt ein Unternehmen weniger Zertifikate als ihm zugewiesen wurden, kann es diese an Unternehmen mit einem höheren Bedarf verkaufen (Trade). Die Abwicklung dieses Geschäftes kann durch Makler, Börsen oder auch durch die direkt beteiligten Unternehmen erfolgen. Die Zuteilung der Zertifikate wird schrittweise verringert um Anreize zum Klimaschutz zu setzen. Abbildung 2.7 skizziert die Funktionsweise des Cap and Trade Prinzips.³⁷

2.7 The Ten Year Network Development Plan

Der Ten-Year Network Development Plan (kurz TYNDP) wird wie in der Verordnung (EG) 714/2009 vorgesehen vom ENTSO-E alle 2 Jahre veröffentlicht, und der ACER Behörde zur Stellungnahme übergeben. Um bei Projekten den Status des PCI zu erlangen ist es erforderlich, dass diese Projekte im TYNDP vorgesehen sind. Im TYNDP vom 05.07.2012 sind 15 Projekte mit Relevanz für die Speicherung von elektrischer Energie angeführt. Bei diesen Projekten wird jedoch nur die Netzanbindung der Pumpspeicher berücksichtigt. Jedoch wird die Schlussfolgerung gezogen, dass Speicherung kein Ersatz sondern eine Ergänzung zum Netzausbau sei. Im Punkt 12.5.2. *Overview of Available or Promising Technologies Today*

³⁴Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union, 2013.

³⁵Nationalrat, 2013d.

³⁶Nationalrat, 2013c.

³⁷Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt - DEHSt, August 2013.

³⁸Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt - DEHSt, August 2013, Seite 7

2 Energiepolitische Rahmenbedingungen



Abbildung 2.7: Schematische Darstellung des Emissionshandels³⁸

wird die hohe Signifikanz von Elektrischen Speichern auf die Planung und den Betrieb von Übertragungsnetzen hingewiesen. Der nächste TYNDP soll im Juni 2014 erscheinen.^{39,40}

2.8 Mitteilungen der Europäischen Kommission

Die nachfolgenden Mitteilungen der Europäischen Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen geben ohne einen Anspruch auf Vollständigkeit die Vorschläge, allgemeinen Konzepte und Zielsetzungen der Kommission zum Thema Energie, besonders zur Speicherung elektrischer Energie, wieder.

- Energy 2020 A strategy for competitive, sustainable and secure energy / COM(2009)639
- The European Strategic Energy Technology Plan / COM(2010)510 und SEC(2009)1295
- Energy Roadmap 2050 / COM(2011)885
- Renewable Energy support after 2020 / COM(2012)271

³⁹Papapetrou u. a., [June 2013](#), Seite 21.

⁴⁰ENTSO-E, [5.07.2012](#), Seite 83f, 212f.

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

Die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes, besonders die Liberalisierung, ist untrennbar mit der der elektrischen Netze gekoppelt, da erst das Vorhandensein einer physischen Verbindung den Handel und damit auch Wettbewerb mit Elektrischer Energie ermöglichte.

3.1 Aufbau des Elektrizitätsversorgungsnetzes

3.1.1 Grundsätzlicher Aufbau der elektrischen Energieversorgung

Das Grundscheema der Versorgung von Haushalten mit elektrischer Energie besteht wie in Abbildung 3.1 dargestellt aus der Erzeugung im Kraftwerk, der Höchstspannungsübertragung (220 - 380 kV), der Hoch- und Mittelspannungsverteilung (3 - 150 kV) und der Niederspannungsverteilung (0,4 - 0,66 kV) hin zum Kleinverbraucher. Großabnehmer werden in Abhängigkeit ihres Leistungsbedarfs auch in höheren Netzebenen an das öffentliche Stromversorgungsnetz angeschlossen.

Die elektrischen Energieversorgungsnetze können noch weiter unterteilt werden in:

- öffentliche Stromversorgungsnetze (z.B. europäisches Verbundnetz)
- Industrienetze (z.B. Eigenversorgung Chemieindustrie)
- Bahnstromnetze (z.B. Eigenversorgung ÖBB)

Die Netzfrequenz innerhalb des europäischen Verbundnetzes beträgt 50 Hertz, wohingegen in Nordamerika 60 Hertz gebräuchlich sind. Das gekoppelte Bahnstromnetz von Deutschland, der Schweiz und Österreich wird aus historischen Gründen mit einer Frequenz von 16 2/3 Hertz betrieben.² Der hierarchische Aufbau des öffentlichen Stromversorgungsnetzes wird in Abbildung 3.2 skizziert. Im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010) werden die Netzebenen wie folgt definiert:⁴

- Netzebene 1: Höchstspannung (380 kV und 220 kV, einschließlich 380/220-kV-Umspannung)
- Netzebene 2: Umspannung von Höchst- zu Hochspannung
- Netzebene 3: Hochspannung (110 kV, einschließlich Anlagen mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 36 kV und 220 kV)

¹Crastan, 2012a, Seite 5

²Crastan, 2012a, Seite 4f.

³Crastan, 2012a, Seite 6

⁴Nationalrat, 2013a, § 63.

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

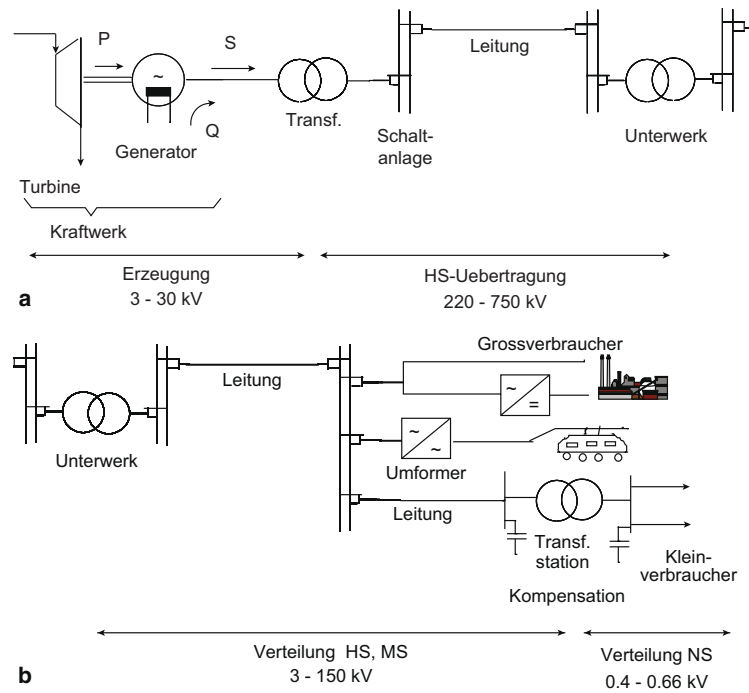


Abbildung 3.1: Grundschemata der elektrischen Energieversorgung¹

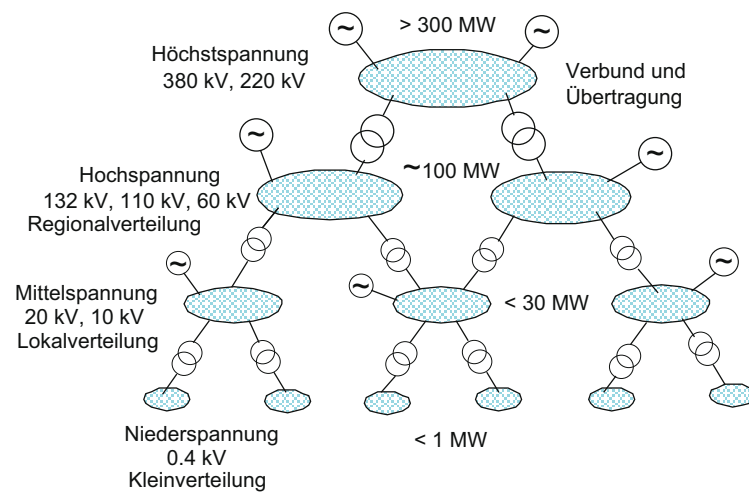


Abbildung 3.2: Hierarchischer Aufbau des Elektrizitätsnetzes³

3.1 Aufbau des Elektrizitätsversorgungsnetzes

- Netzebene 4: Umspannung von Hoch- zu Mittelspannung
- Netzebene 5: Mittelspannung (mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV sowie Zwischenumspannungen)
- Netzebene 6: Umspannung von Mittel- zu Niederspannung
- Netzebene 7: Niederspannung (1 kV und darunter)

Dabei bezeichnet die Netzebene 1 die höchste, und Netzebene 7 die niedrigste Netzebene. Der Anschluss von privaten Haushalten, kleineren Gewerbebetrieben und dergleichen erfolgt in der Regel an die Netzebene 7. Die Einspeisung der in den Kraftwerken erzeugten elektrischen Leistung erfolgt dabei nicht zwingend in das Höchstspannungsnetz (380 kV) sondern kann in Abhängigkeit der installierten Kraftwerksleistung auch auf nachgeordneten Spannungsebenen erfolgen.

So erfolgt die Netzanbindung des geplanten Murkraftwerks Gratkorn mit einer installierten Leistung von ca. 11 MW über zwei 6 km lange Erdkabel zum Umspannwerk Friesach. Die Erdkabel werden mit einer Spannung von 20 kV betrieben.⁵ Zur Ableitung der Leistung eines Kernkraftwerkblocks mit 1300 MW ist dagegen eine 380 kV Doppelleitung erforderlich.⁶

3.1.2 Entwicklung des Europäischen Verbundnetzes

In den Anfangsjahren nach der Entdeckung des elektrodynamischen Prinzips 1866 dienten hauptsächlich Gleichstromgeneratoren der Versorgung mit elektrischer Energie. Die Generatoren wurden dezentral im sogenannten Inselbetrieb betrieben, und dienten in der Regel der Eigenversorgung von Fabriken, Theatern und ähnlichen Großverbrauchern mit elektrischer Energie. Das erste Kraftwerk in Österreich wurde 1873 in der Metallwarenfabrik Berndorf in Niederösterreich in Betrieb genommen, und diente der Versilberung von Tischbesteck.

Der zunehmende Wunsch nach Versorgung mit Elektrischer Energie für die Deckung der Bedürfnisse von Kommunen (z.B. Straßenbeleuchtung), kleinerer Gewerbebetriebe (Antrieb diverser Maschinen) und auch der privaten Haushalte (Beleuchtung etc.) führte zur Gründung der ersten öffentlichen Elektrizitätswerke (New York 1882). Mit der Durchsetzung des Drehstroms wurde der verlustarme Transport von Elektrischen Energie auch über weitere Strecken möglich. Dies ermöglichte nicht nur die Versorgung ländlicher Gebiete mit den sogenannten Überlandzentralen sondern auch die Situierung der Kraftwerke an den Primärenergiequellen (Flusslauf, Kohlerevier etc.) anstelle nahe der Verbrauchszentren.⁷

Entwicklung bis 1950

Im Jahr 1891 erfolgte erstmalig die verlustarme Drehstromübertragung über große Entfernungen. Die Leitung vom Wasserkraftwerk Lauffen nach Frankfurt hatte eine Länge von 175 km und wurde mit einer Spannung von 15 kV betrieben. Die Frequenz betrug damals 40 Hz. Auf dem Gelände der Internationalen Elektrotechnischen Ausstellung in Frankfurt

⁵Amt der Steiermärkischen Landesregierung Abteilung 13, 10.08.2012, Seite 47.

⁶Beck und Bengler, 2009, Seite 1.27.

⁷Schossig und Gilson, 10.09.2012.

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

Jahr	Spannung (kV)	Ort
1891	15	Lauffen-Frankfurt / D
1907	50	Stadtwerke München / D
1911	110	Lauchhammer-Riesa / D
1929	220	RWE Rheinlandleitung / D
1932	287	Boulder Dam / USA
1952	380	Harspranget-Hallsberg / S
1959	525	UdSSR
1965	736	Manicouagan-Montreal / CA
1985	1200	Ekibastuz-Kokchetav / UdSSR

Abbildung 3.3: Entwicklung der höchsten zur Drehstromübertragung eingesetzten Spannung¹⁰

wurden ein 100 PS Drehstrommotor zur Speisung eines künstlichen Wasserfalls und eine umfangreiche Beleuchtungsanlage mit der im Wasserkraftwerk Lauffen erzeugten Energie betrieben.^{8,9}

Abbildung 3.3 zeigt die historische Entwicklung der höchsten eingesetzten Spannungsebenen zur Drehstromübertragung.

Wie bereits in Abschnitt 1.2.1 beschrieben, muss innerhalb eines elektrischen Netzes die eingespeiste Menge jederzeit gleich der nachgefragten Menge an elektrischer Energie sein. Um innerhalb des Drehstromnetz mehrere Erzeuger (Kraftwerke) gleichzeitig einsetzen zu können ist es unbedingt notwendig, dass diese absolut synchron zueinander betrieben werden.

Um die Forderung nach einer unterbrechungsfreien Versorgung mit elektrischer Energie befriedigen zu können ist es erforderlich zusätzlich zu den zur Deckung des Bedarfs erforderlichen Erzeugungskapazitäten (Kraftwerken) eine entsprechende Reserve für Ausfälle, Wartungen etc. vorzuhalten. Durch den Zusammenschluss mehrerer Kraftwerke auf überregionaler Ebene wurde bei steigender Versorgungssicherheit auch der Bedarf an Reservekapazität beträchtlich verringert.¹¹

Die Kombination von Kraftwerken mit unterschiedlicher Erzeugungscharakteristik innerhalb eines Stromversorgungsnetzes ermöglicht auch einen in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht optimierten Betrieb der Kraftwerke.

Von 1924 bis 1930 erfolgte der Bau der Nord-Süd Verbundleitung (Rheinlandleitung) zwischen dem rheinischen Braunkohlerevier bei Köln und den Wasserkraftwerken im Schwarzwald und Vorarlberg. Die Übertragung der elektrischen Energie erfolgte dabei erstmals in Europa mit einer Spannung von 220 kV. Damit konnte ein energetisch günstiger Verbundbetrieb zwischen Grundlasterzeugung aus Braunkohle und Spitzenlasterzeugung aus Wasserkraft auf europäischer Ebene realisiert werden. Ab 1931 übernahm das im Vorarlberger Montafon liegende Vermuntwerk zusammen mit den kalorischen Kraftwerken im

⁸Heuck, Dettmann und Schulz, 2010, Seite 1.

⁹Oeding und Oswald, 2011, Seite 8.

¹⁰Hinrichsen, 8.02.2010, Folie 9

¹¹Fabian, T. Hager und Muhr, 2012, Seite 2.

3.1 Aufbau des Elektrizitätsversorgungsnetzes

Architect	Size	Costs (in 1930 Swiss Fr)*	Load	Saving per year
Georges Viel	3,000 km [†]	10.4 billion Fr.	79.5 million kW [†]	7 million kW
Ernst Schönholzer	3,800 km	25 billion Fr.	6.4 million kW	24 mil, tons of coal
Oskar Oliven	9,750 km	240 billion Fr.	20 million kW	-

* Converted on basis of League of Nations Statistical Yearbook of 1930.

[†] New network necessary in France for national grid and high-capacity transmission lines into neighboring countries. Load represents the hydro-electric potential in Europe as a whole. Viel did not indulge in extensive calculations for his European scheme.

Abbildung 3.4: Erste Vorschläge für ein europäisches Verbundnetz¹⁵

Rheinland die Frequenzhaltung im damaligen Höchstspannungsnetz. Das Vermuntwerk war bei Inbetriebnahme das größte österreichische Kraftwerk mit einer installierten Leistung von 80MW. Die Steuerung des Kraftwerkseinsatzes und der Nutzung des Kraftwerkseinsatzes erfolgte zentral über die Hauptschaltleitung in Brauweiler bei Köln.^{12,13}

Lagendijk nennt Georges Viel (von den Ideen Louis Loucher's inspiriert), Ernst Schönholzer und Oskar Oliven als diejenigen die zwischen 1929 und 1930 den Gedanken des Verbundbetriebes auf europäische Ebene übertrugen.¹⁴ Abbildung 3.4 stellt diese ersten Vorschläge gegenüber. Die ermittelten Kosten beinhalten auch zusätzlich zu errichtende Kraftwerke.

In seinem Vortrag „Europas Großkraftlinien“, *Vorschlag eines europäischen Großkraftnetzes* bei der *Zweiten Weltkraftkonferenz*, die vom 16. bis zum 25. Juni 1930 in Berlin stattfand, präsentierte Oliven seine Idee eines europäischen Verbundnetzes auf Höchstspannungsniveau.

*„Das Ziel ist das eingangs erwähnte, der Weltkraft überhaupt, billiger Strom, größte Ausnützung der vorhandenen Kraftquellen (Kohle, Wasser und Oel) unter Anpassung an die Benutzungsdauer auf Grund der örtlichen Verhältnisse.“*¹⁶

Die Abbildung 3.5 zeigt die von Oliven angedachte Verbindung der unterschiedlichen Primärenergiequellen und Verbrauchsregionen Europas.

Sowohl aus wirtschaftlicher als auch politischer Sicht war die Umsetzung eines 10.000 km langen und mit einer Spannung von 400 kV betriebenen europäischen Netzes zum damaligen Zeitpunkt nicht möglich.¹⁸

In den Jahren bis 1945 erfolgte der Ausbau der Verbundleitungen zwischen den verschiedenen Regionalnetzen Deutschlands, die so genannte "Reichssammelschiene". Diese wurde mit einer Spannung von 220 kV betrieben.¹⁹ Österreich wurde 1945 von drei untereinander unabhängigen Stromnetzen versorgt:

¹²Vorarlberger Illwerke AG, 2013.

¹³RWE AG, 2013a.

¹⁴Lagendijk, 2008, Seite 80ff.

¹⁵Lagendijk, 2008, Seite 82

¹⁶Oliven, 1930b, Seite 124.

¹⁷Streeruwitz, 1931 entnommen aus Oliven, 1930a

¹⁸Döring, 2012, Seite 129.

¹⁹50Hertz Transmission GmbH, 2013.

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

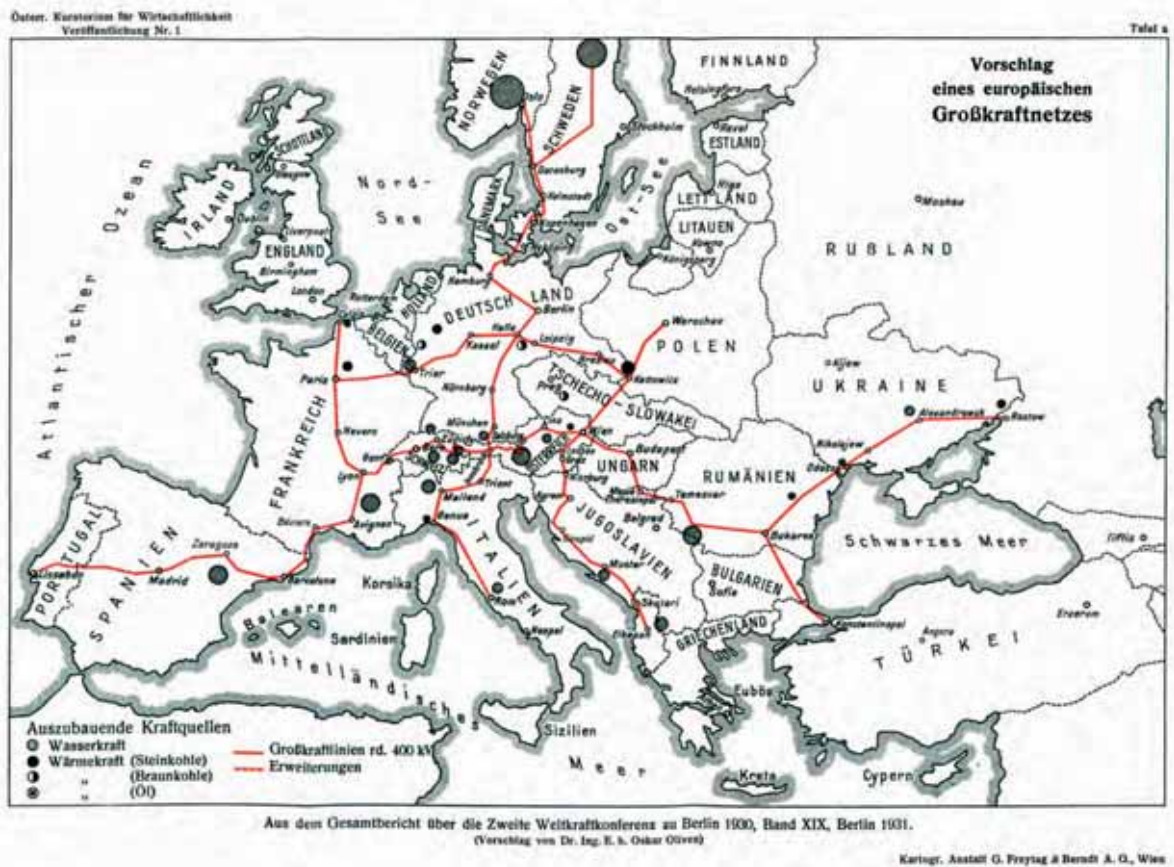


Abbildung 3.5: Erster Entwurf des europäischen Verbundnetzes¹⁷

- Vorarlberg
- Tirol
- Salzburg, Süd- und Ostösterreich

Der Anbindung dieser Netze an die "Reichsammelschiene" erfolgte über gut ausgebaute Verbundleitungen Richtung Deutschland. Innerhalb Österreichs bestand jedoch keine Verbindung der drei Stromnetze. So wurde 1945 und 1946 elektrische Energie von den Tiroler und Vorarlberger Kraftwerken ins deutsche Stromnetz abgegeben, da der Binnenverbrauch in Tirol und Vorarlberg jeweils zu gering war.

Im Rest Österreichs konnte hingegen der Eigenbedarf kaum gedeckt werden. Daher wurde der Bau von Verbindungsleitungen mit höchster Priorität vorangetrieben. Tirol wurde 1946 mit der einer Leitung über die Gerlosplatte an den Rest Österreichs angebunden, Vorarlberg mit der im Dezember 1947 in Betrieb gehenden Arlbergleitung welche mit 110kV Spannung betrieben wurde.²⁰

Entwicklung 1951 bis 1999

Am 23. Mai 1951 wurde auf Anregung der "Organisation for European Economic Co-operation (OEEC)", der Vorläuferorganisation der "Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)", die "Union for the Co-ordination of Production and Transmission of Electricity (UCPTE)" von den acht Mitgliedsländern (Belgien, Deutschland, Frankreich, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich und Schweiz) gegründet.²¹

Ziele der Gründung der UCPTE waren:²²

- *die Erzeugungs- und Übertragungsanlagen optimal zu nutzen*
- *freie Energie aus Wasserkraftwerken zu verwerten*
- *sich gegenseitig über die zur Verfügung stehende hydraulische Leistung, die Speicherreserven und die verfügbare thermische Leistung zu unterrichten und*
- *den internationalen Energieaustausch zu erweitern und zu erleichtern.*

Bereits 1958 erfolgte mit Ausnahme von den Niederlanden und Italien in den Ländern der UCPTE der Synchronbetrieb mit einer Netzfrequenz von 50 Hz.²³ Bis zum Ende des Kalten Krieges 1991 wurden alle Staaten Mittel- und Westeuropas sowie Ex-Jugoslawien und Griechenland Mitglieder der UCPTE. Russland, Ukraine, Polen, Ex-DDR, Ex-Tschechoslowakei, Ungarn, Rumänien und Bulgarien schlossen ihre Stromnetze währenddessen zur "Central Dispatching Organization of the Interconnected Power Systems (IPS/CDO)" zusammen.

Dieses Netz wurde ebenso wie das der UCPTE mit einer Frequenz von 50 Hz betrieben. Aufgrund der sehr unterschiedlichen Qualität und Auslegung der Frequenzregelung war eine direkte Kupplung der Netze nicht möglich. Ein Energieaustausch zwischen den nicht synchronen Netzen war daher nur über besondere Maßnahmen, wie zum Beispiel Gleichstromkurzkupplungen, möglich.

²⁰Garscha, 2005, Seite 3ff.

²¹Secretariat of UCTE, 2013, Seite 10f.

²²Brumshagen u. a., 1995, Seite 259.

²³Brumshagen u. a., 1995, Seite 259.

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

Die erste Gleichstromkurzkupplung wurde von 1983 bis 1997 in Dünrohr/A eingesetzt, bis die Erweiterung der UCPTe um die Länder Polen, Slowakei, Tschechien und Ungarn den vollständigen synchronen Netzbetrieb ermöglichte. Die Synchronisation der Stromnetze von Bulgarien und Rumänien erfolgte 2003, mit dem Anschluss des ukrainischen Burshtyn Inselnetzes wird erstmalig eine 750 kV Leitung im Netz der UCTE betrieben. Diese verläuft von Zahidno/Ukraine nach Albertirsa/Ungarn.²⁴

Entwicklung seit 1999

Durch die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (siehe Abschnitt 2.2.1) änderten sich die Aufgaben der UCPTe hin zu einer Organisation von Übertragungsnetzbetreibern. Damit einher ging 1999 auch eine Umbenennung in Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE).“

1999 wurde aufgrund der geänderten Aufgaben auch der Dachverband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber European Transmission System Operators (ETSO)“ gegründet. Dieser bestand aus der UCTE (Mittel- und Westeuropa), der ATSOI (Irland), der NORDEL (Nordeuropa) und dem UKTSOA (Großbritannien). Innerhalb der UCTE sollten technische Aspekte behandelt werden, während der ETSO für die rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen verantwortlich sein sollte.

“The UCTE focused on technical rules (slogan: “Keep the lights on”), while ETSO developed economic and legal procedures for the completion of international electricity transits and trade (slogan: “Let the market happen”).“²⁵

Die Mitgliedsverbände des ETSO mit dem Nachbarverband IPS/UPS werden in Abbildung 3.6 dargestellt.

Mit der Umsetzung des dritten Energiepaketes, besonders der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 (siehe Abschnitt 2.2.3), wurde von den ÜNB der ETSO der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) am 19.12.2008 gegründet. Darin wurden die dem ETSO angehörigen Organisationen verschmolzen und seit dem 1.07.2009 übernimmt der ENTSO-E ihre Aufgaben.²⁷ Die Netze der ehemaligen Verbände sind über “Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ)“ Leitungen nicht synchron miteinander verbunden. Aus technischer Sicht ist die Anbindung dieser Netze lediglich über HGÜ Leitungen möglich, da zum Beispiel zwischen Großbritannien und Kontinentaleuropa der Einsatz von langen Seekabeln erforderlich ist und diese nur im beschränkten Maßstab mit Drehstrom betrieben werden können.

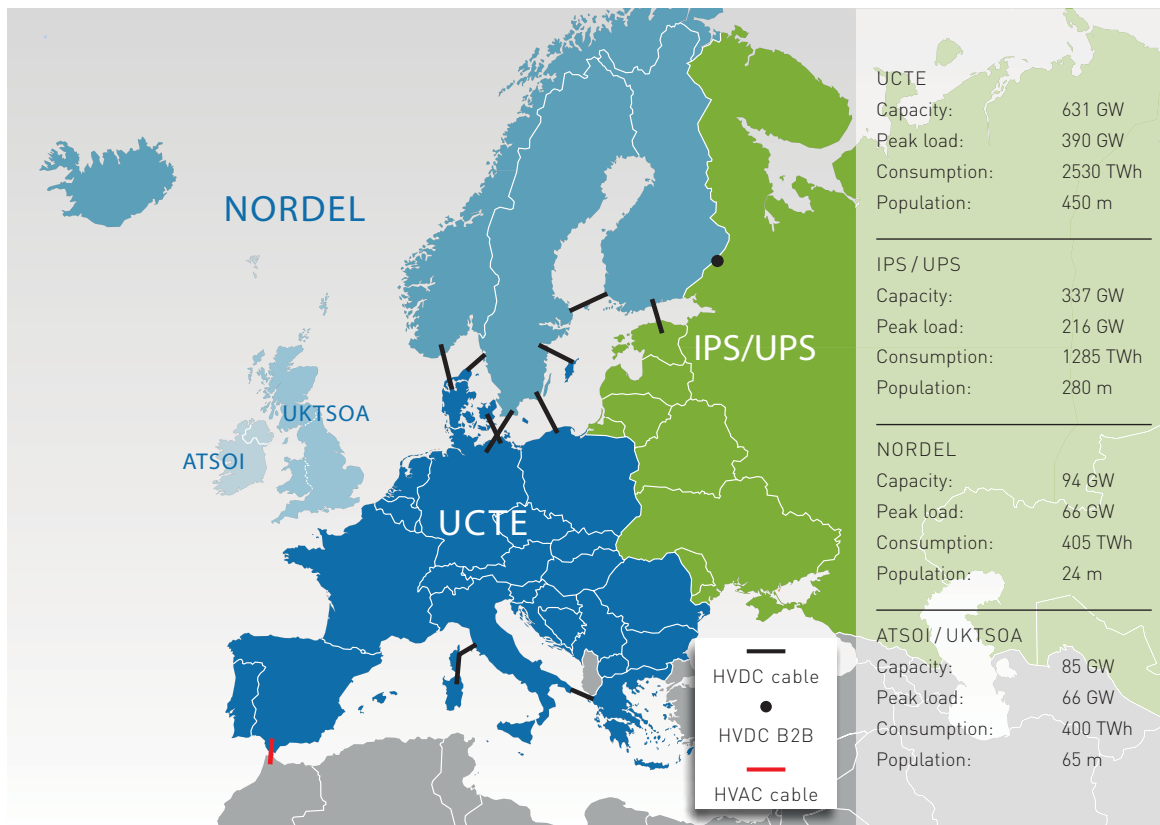
²⁴Haimbl, Singleton und Hatz, 2004, Seite 375f.

²⁵Secretariat of UCTE, 2013, Seite 35.

²⁶Secretariat of UCTE, 2013, Seite 36

²⁷Secretariat of UCTE, 2013, Seite 44ff.

3.1 Aufbau des Elektrizitätsversorgungsnetzes



IPS / UPS: Armenia, Azerbaijan, Belarus, Estonia, Georgia, Kazakhstan, Kyrgyzstan, Latvia, Lithuania, Moldova, Tajikistan, Turkmenistan, Ukraine, Uzbekistan

ATSOI / UKTSOA: Great Britain, Northern Ireland, Republic of Ireland

NORDEL: Denmark, Finland, Island, Norway, Sweden

HVDC = High Voltage Direct Current

HVAC = High Voltage Alternating Current.

Abbildung 3.6: Übersicht der ETSO Verbände und Nachbarverband IPS/UPS²⁶

3.2 Entwicklung der öffentlichen EVU

Die Struktur und Art der öffentlichen Elektrizitätsversorgung unterliegt aufgrund der zentralen volkswirtschaftlichen Bedeutung seit jeher einer umfassenden staatlichen Regulierung, die erheblichen Einfluss auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) hat.

3.2.1 Historische Entwicklung der EVU bis zur Liberalisierung

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist der parallele Aufbau mehrerer Elektrizitätsnetze zur öffentlichen Versorgung nicht zielführend und wurde daher meist durch Konzessionen geregelt. Dadurch entstanden für die jeweiligen EVU's innerhalb definierter Gebiete natürliche Monopole. Die öffentliche Elektrizitätsversorgung erfolgte dabei meist durch vertikal integrierte EVU's. Diese entstanden häufig aufgrund staatlicher Initiative mit erheblicher oder teilweise sogar ausschließlicher Beteiligung der öffentlichen Hand am jeweiligen Unternehmen.

So wurden in Deutschland und Österreich ab 1920 die ersten *Landesversorgungs-Unternehmen* gegründet. Beispielsweise wurde 1920 die *Oberösterreichische Wasserkraft- und Elektrizitäts AG*, 1921 die *Badische Landeselektrizitätsversorgung AG* im heutigen Baden-Württemberg (D) und 1923 die *Kärntner Wasserkraftwerke-AG* gegründet. Die Preisbildung für die Stromtarife der Endverbraucher erfolgte unter staatlicher Aufsicht um einen Missbrauch durch das entstandene Versorgungsmonopol zu unterbinden.^{28,29}

Entwicklung in Österreich

In Österreich wurde die Struktur der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in der Zeit nach dem Zweiten Weltkrieg bis hin zur Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes 1999 maßgeblich durch das zweite Verstaatlichungsgesetz von 1947 bestimmt. Mit diesem Gesetz sollte der Zugriff der sowjetischen Besatzungsmacht auf den Elektrizitätssektor zur Reparation verhindert werden.

Die gesamte öffentliche Elektrizitätsversorgung wurde bis auf wenige Ausnahmen an die öffentliche Hand übertragen. Die Ausnahmen galten lediglich für Kleinanlagen bis zu einer Nennleistung von 200 KW und für Eigenversorgungsanlagen mit einer maximalen Stromabgabe von 100.000 kWh an betriebsfremde Verbraucher. Mit dem Gesetz wurden folgende Elektrizitätsgesellschaften als Rechtsträger festgeschrieben die zum Teil, wie einzelne Landesgesellschaften, schon seit den 20er Jahren bestanden.

- Landesgesellschaften
 - Kärntner Elektrizitäts Aktiengesellschaft
 - Niederösterreichische Elektrizitätswerke Aktiengesellschaft
 - Österreichische Kraftwerke Aktiengesellschaft

²⁸Schwab, 2012, Seite 11f.

²⁹Schossig, 10.09.2012.

- Salzburger Aktiengesellschaft für Elektrizitätswirtschaft
- Steirische Wasserkraft- und Elektrizitäts-Aktiengesellschaft
- Tiroler Wasserkraftwerke Aktiengesellschaft
- Vorarlberger Kraftwerke Aktiengesellschaft
- Wiener Elektrizitätswerke
- Sondergesellschaften
 - Vorarlberger Illwerke Aktiengesellschaft
 - Westtiroler Kraftwerke Aktiengesellschaft
 - Sondergesellschaften für Großkraftwerke
- Verbundgesellschaft
- Städtische Unternehmungen
 - Graz
 - Innsbruck
 - Klagenfurt
 - Linz
 - Salzburg

Den Landesgesellschaften oblag im jeweiligen Bundesland die Allgemeinversorgung mit elektrischer Energie, der Verbundbetrieb innerhalb des Bundeslandes und auch der Energieaustausch mit benachbarten Gesellschaften.

Bestehende, im Bau befindliche und projektierte Großkraftwerke samt der zugehörigen Umspannwerke und Leitungen wurden an entsprechende Sondergesellschaften übertragen, die zumindest zu 50% in Besitz des Bundes sein mussten. Auf Antrag konnten die Landesgesellschaften an diesen Sondergesellschaften zu maximal 50% beteiligt werden. Der Verbundgesellschaft oblagen neben der Verwaltung der Bundesbeteiligungen an den Sondergesellschaften folgende Aufgaben:

- Ermittlung des gegenwärtigen und künftigen österreichischen Strombedarfs und der gesamten österreichischen Stromerzeugung
- Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf im österreichischen Verbundnetz
- Übernahme, Errichtung und Betrieb von Verbundleitungen
- Sondergesellschaften zu gründen
- Sondergesellschaften zum Bau und Betrieb von Großkraftwerken veranlassen
- Überprüfung von Stromlieferverträgen über 1.000.000 kWh/Monat

Den damaligen Landeshauptstädten wurde das Recht eingeräumt auf Wunsch eigene städtische Energieversorgungsunternehmen zu gründen um ihr Stadtgebiet und unmittelbar angrenzende Gemeinden selbst, anstelle der jeweiligen Landesgesellschaft, zu versorgen.^{30,31}

Das 2. Verstaatlichungsgesetz diente weniger der Enteignung privater Unternehmen sondern war eher eine Neuorganisation der österreichischen Elektrizitätswirtschaft, da sich der

³⁰Österreichs E-Wirtschaft, 2013.

³¹Nationalrat, 2013e.

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

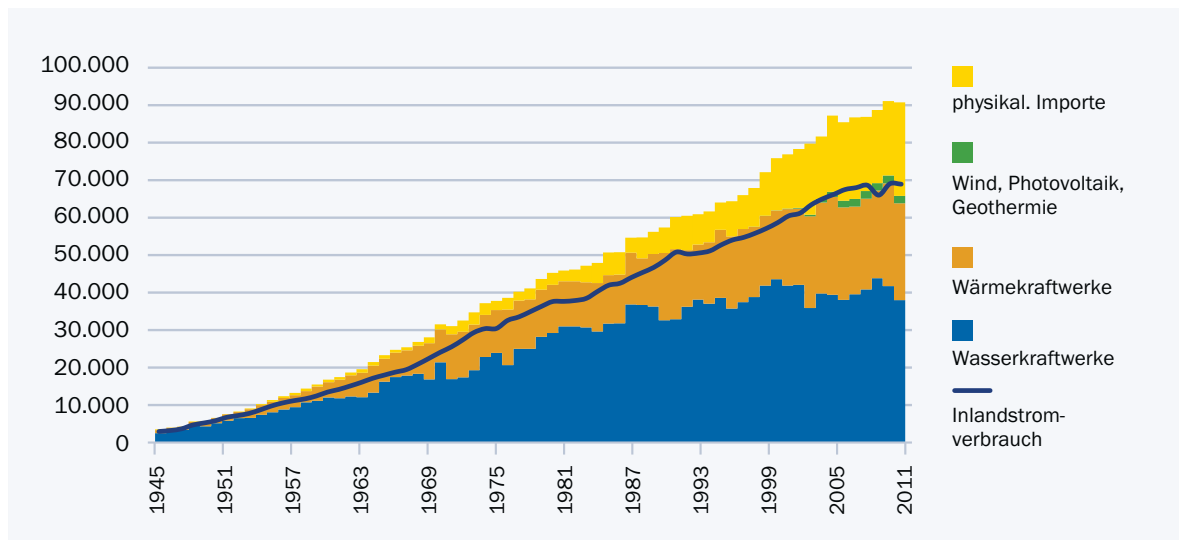


Abbildung 3.7: Österreichischer Inlandsstromverbrauch und dessen Deckung³³

überwiegende Teil der öffentlichen Elektrizitätsversorgung bereits in öffentlicher Hand befand.³²

Wie aus Abbildung 3.7 ersichtlich wurde in der Nachkriegszeit vor allem der Ausbau des in Österreich vorhandenen Wasserkraftpotentials forciert. Dies geschah zum einen durch die Fertigstellung von Großprojekten, mit deren Bau in den Kriegsjahren begonnen wurde, als auch durch die Umsetzung eigenständiger Projekte. Zum Ausgleich saisonaler Schwankungen wurden jedoch auch thermische Kraftwerke errichtet, teilweise forciert durch die damals sehr niedrigen Preise für fossile Primärenergieträger.

Die Finanzierung des Aufbaus der österreichischen Elektrizitätswirtschaft erfolgte zum Teil, bei einigen Projekten fast ausschließlich, aus Mitteln des *European Recovery Program* (ERP). Aus diesem Programm, umgangssprachlich als *Marshallplan* bezeichnet, flossen allein zwischen 1948 und 1954 ca. 3 Milliarden Schilling (ca. 220 Mio Euro) in die Elektrizitätswirtschaft.³⁴ Abbildung 3.8 zeigt die Mittelverwendung des ERP in der österreichischen Industrie im Zeitraum von 1948 bis 1955. Die Kraftwerksgruppe Glockner Kaprun wurde beispielsweise zu rund 2/3 aus dem ERP finanziert.³⁵

Im koordinierten Ausbauprogramm zwischen Verbund und den Landesgesellschaften wurde von 1970 bis in die 1990er Jahre geregelt, wer wann und wo welches Kraftwerk errichten sollte. Weiters wurde in diesem Programm auch Gemeinschaftsprojekte und die Beteiligungsverhältnisse beziehungsweise Strombezugsrechte an Großprojekten und Sondergesellschaften vereinbart. Bedingt durch Ölschocks wurde, wie in anderen Ländern Europas

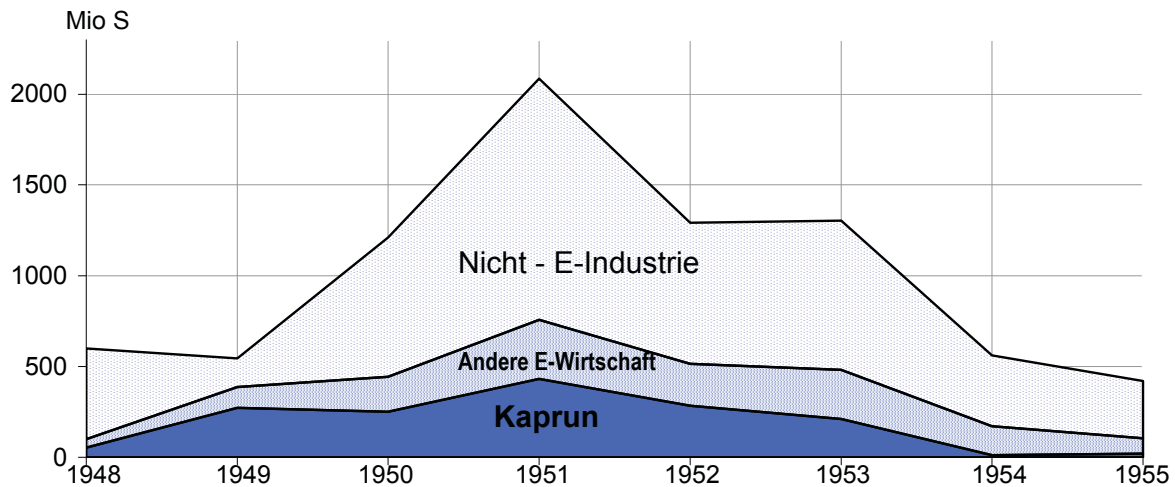
³²Weber, Koren und Socher, 1964, Seite 268.

³³e-control, 2012, Seite 23

³⁴Österreichs E-Wirtschaft, 2013.

³⁵Verbund Hydro Power AG, 2011, Seite 25.

³⁶K. Albrecht, 2012, Seite 33 basierend auf Daten von Weskamp, 1955, Seite 29

Abbildung 3.8: Mittelverwendung des ERP 1948-1955³⁶

bereits im Betrieb, auch für Österreich die Errichtung und der Betrieb von Kernkraftwerken (KKW) geplant und auch steuerlich begünstigt.

Das fertiggestellte KKW Zwentendorf ging aufgrund einer Volksabstimmung nicht in Betrieb, und der Nationalrat beschloss das Verbot von KKW's in Österreich. Als Ersatz für das KKW Zwentendorf wurden die mit Kohle befeuerten Kraftwerke Voitsberg III und Dürnrohr gebaut. Ende der 1970er Jahre änderte sich auch in Österreich die öffentliche Wahrnehmung von Projekten der Infrastruktur, so wurde 1984 der Bau des Donaukraftwerkes Hainburg aufgrund von Protesten der Umweltbewegung gestoppt.³⁷

1987 wurde das 2. Verstaatlichungsgesetz dahingehend novelliert dass der Anteil Anteil der öffentlichen Hand an den im Gesetz geregelten Unternehmen nur mehr 51% betragen musste. Im selben Jahr übernahm die Verbundgesellschaft (VERBUND AG) die bereits von ihr verwalteten Anteile der Republik Österreich an den Sondergesellschaften in ihr Eigentum. Davon betroffen waren folgende Sondergesellschaften:

- Österreichische Donaukraftwerke AG
- Österreichische Draukraftwerke AG
- Tauernkraftwerke AG
- Verbundkraft Elektrizitätswerke GmbH
- Ennskraftwerke AG
- Donaukraftwerk Jochenstein AG
- Österreichisch-Bayerische Kraftwerke AG

Die Teilprivatisierung der VERBUND AG erfolgte mit dem Börsengang 1988 an der Wiener Börse bei dem 49% der Aktien an Anleger ausgegeben wurden.³⁸

³⁷Österreichs E-Wirtschaft, 2013.

³⁸VERBUND AG, 2013.

³⁹Elke Wöß, 2000

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

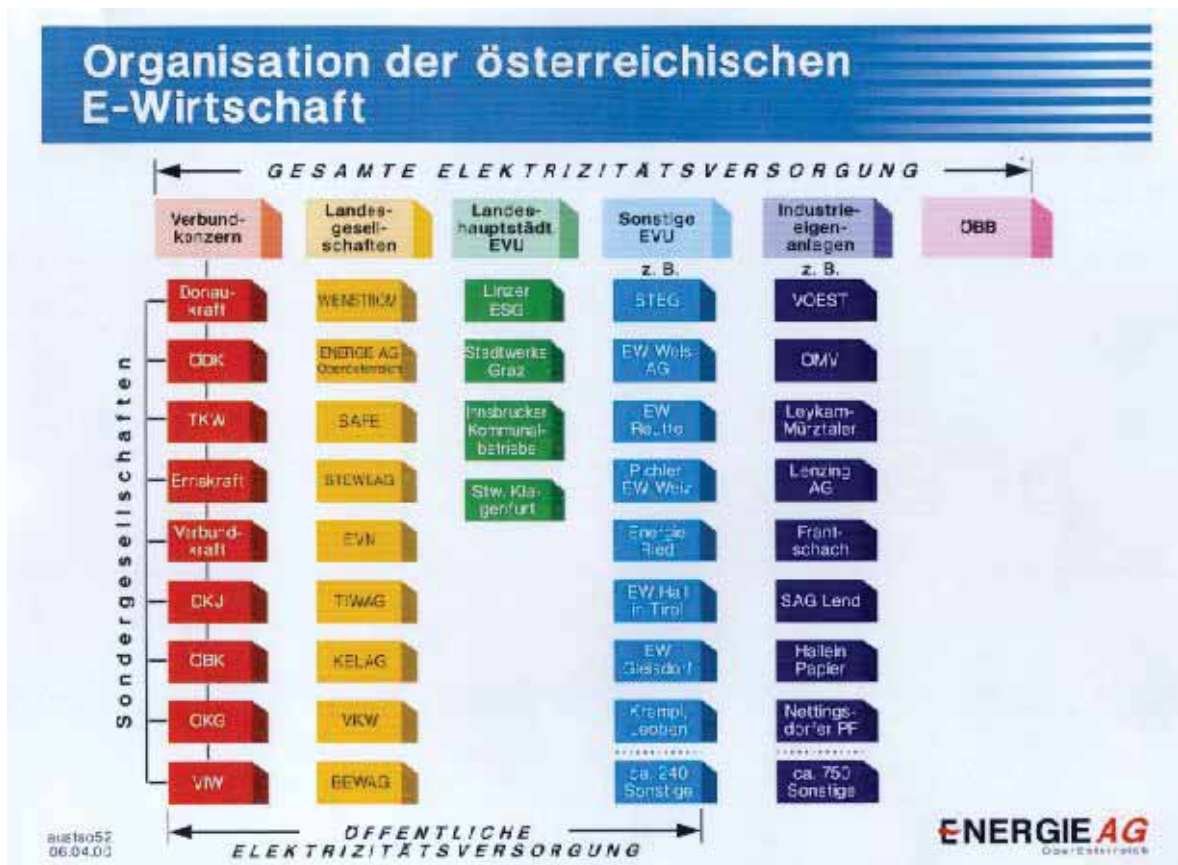


Abbildung 3.9: Organisation der österreichischen Elektrizitätswirtschaft³⁹

Die Struktur der österreichischen Elektrizitätsversorgung zum Zeitpunkt der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes wird in Abbildung 3.9 dargestellt.

Entwicklung in Deutschland

Die Struktur der deutschen Elektrizitätsversorgung wurde in wesentlichen Punkten, bis zur Liberalisierung 1998, durch das Energiewirtschaftsgesetz von 1935 (EnWG) geregelt. Im Gegensatz zu Österreich fand nach 1945 keine Verstaatlichung der öffentlichen Elektrizitätsversorgung statt. Die öffentliche Hand verfügte jedoch auch in Deutschland über teilweise erhebliche Unternehmensanteile an den jeweiligen EVU's.

Zentraler Bestandteil des EnWG waren Demarkationsverträge über das Versorgungsmonopol innerhalb eines bestimmten Gebietes zugunsten eines EVU. Dies konnte auf kommunaler, regionaler und überregionaler Ebene erfolgen. Die EVU übernahmen, für das ihnen zugestandene Recht der Anschlusspflicht der Abnehmer an ihre Netze, ihrerseits die Versorgungspflicht innerhalb ihres Versorgungsbereiches. Die Preisbildung erfolgte auf Kostenbasis und bedurfte staatlicher Genehmigung. Dadurch konnte eine sicher Rendite, auf das für Investitionen eingesetzte Kapital, erzielt werden.^{40,41}

Durch das im Verhältnis zum Elektrizitätsbedarf sehr geringe Wasserkraftpotential, und im eigenen Land vorhandene fossile Brennstoffe (Stein- und Braunkohle), erfolgte in Deutschland bereits in der Zwischenkriegszeit der forcierte Ausbau von thermischen Kraftwerken zur Elektrizitätsversorgung. Mit Beginn der 1960er Jahre wurde in Deutschland der Bau von KKW begonnen die, wie in Abbildung 3.10 zu sehen, in den 1980er Jahren zu einer tragenden Säule der deutschen Elektrizitätserzeugung wurden.

Die Elektrizitätswirtschaft kann in Deutschland bis zur Liberalisierung 1998 als pluralistischer, gemischtwirtschaftlicher Sektor innerhalb der Wirtschaft angesehen werden. Pluralistisch bedeutet das mehrere Unternehmen die öffentliche Elektrizitätsversorgung übernehmen, diese jedoch zueinander nicht im Wettbewerb stehen müssen. Die Unternehmen können sowohl in öffentlicher als auch privater Hand sein, unterliegen jedoch, da die öffentliche Elektrizitätsversorgung eine *Aufgabe für die Allgemeinheit* ist, einer starken Regulierung.⁴³

Während der Bund seine Anteil an den EVU's seit den 1960er Jahren beständig verringerte, hielten einzelne Bundesländer, kommunale Verbände und Kommunen ihre Unternehmensanteile.⁴⁴ Auf Anregung der RWE entstand ab 1948 die *Deutsche Verbundgesellschaft (DVG)* in der die folgenden neun Verbundunternehmen Deutschlands organisiert waren:

- Badenwerk AG
- Bayernwerk AG
- Berlinger Kraft- und Licht AG (BEWAG)

⁴⁰Zahoransky u. a., 2013, Seite 446f.

⁴¹Schwab, 2012, Seite 906f.

⁴²eigene Darstellung basierend auf Daten aus AG Energiebilanzen e.V. 31.07.2013

⁴³Eising, 2000, Seite 51.

⁴⁴Eising, 2000, Seite 101f.

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

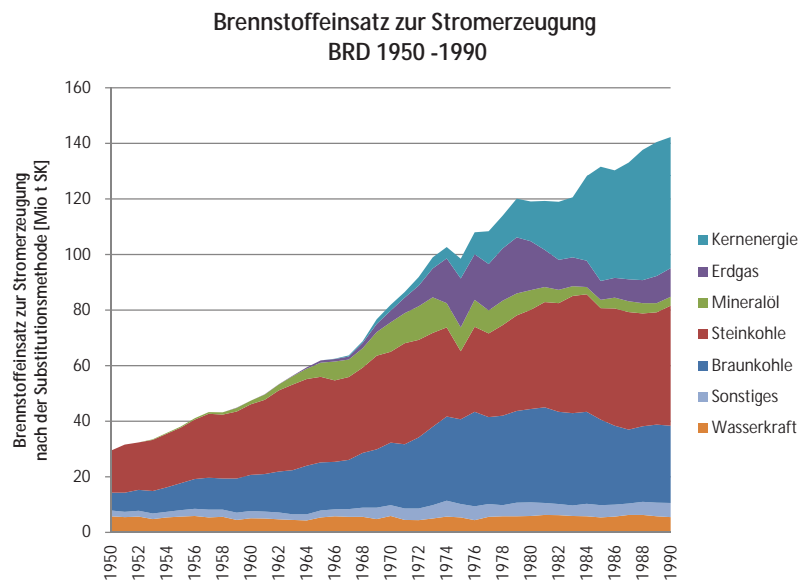


Abbildung 3.10: Westdeutsche Stromerzeugung nach eingesetztem Brennstoff (Substitutionsmethode) zwischen 1950-1990⁴²

- Energieversorgung Schwaben AG
- Hamburgische Electricitäts-Werke AG (HEW)
- Preußen-Elektra AG (PREAG)
- Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG (RWE)
- Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW)
- Vereinigte Energiewerke AG (VEAG)

Die Verbundunternehmen erzeugten Anfang der 1990er Jahre rund 80% der gesamten Elektrizitätserzeugung innerhalb des wiedervereinigten Deutschlands. Im Gegensatz zu Österreich waren die Verbundunternehmen in Deutschland auch im Endkundengeschäft auf kommunaler Ebene tätig.⁴⁵

In Abbildung 3.11 wird die Marktstruktur bis zur Liberalisierung des deutschen Elektrizitätsmarktes dargestellt.

3.2.2 Entwicklung der EVU seit der Liberalisierung

Mit der Liberalisierung des Energiemarktes sollte in erster Linie die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie im internationalen Vergleich erhöht werden. Der Grundgedanke war, dass man innerhalb eines liberalisierten Marktes von sinkenden Energiepreisen ausgehen könnte.

⁴⁵Bork, 1995, Seite 16f.

⁴⁶Ridder, 2003, Seite 21

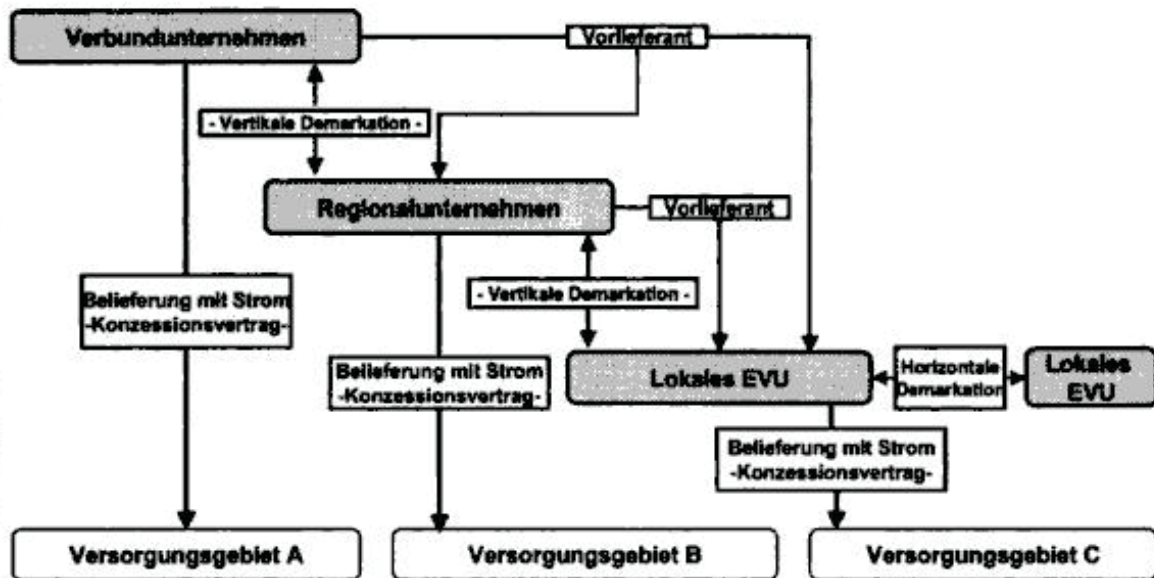


Abbildung 3.11: Marktstruktur der deutschen öffentlichen Stromversorgung vor der Liberalisierung⁴⁶

Die Binnenmarktrichtlinie 96/92/EG⁴⁷ schuf die Grundlage für Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes, und führte zur einer vollständigen Öffnung des österreichischen Elektrizitätsmarktes zum 1. Oktober 2001. Seit diesem Zeitpunkt kann jeder Stromkunde seinen Lieferanten frei wählen. Die vier Grundelemente der Liberalisierung der Energiemärkte sind:⁴⁸

- **Entflechtung:** Wie bereits erwähnt besitzt das Unternehmen in dessen Besitz sich das Versorgungsnetz befindet ein natürliches Monopol. Um einen Missbrauch dieser Stellung zu verhindern ist es erforderlich die vertikale Integration des Unternehmens über die Bereiche Erzeugung, Transport, Handel, Verteilung und Vertrieb zu regulieren.
- **Diskriminierungsfreier Netzzugang:** Seit der Umsetzung des 3. Binnenmarktpaketes ist nur mehr der *geregelte Netzzugang* möglich, der auf veröffentlichten Tarifen für die Nutzung der Übertragungs- und Verteilernetze beruht.
- **Grenzüberschreitender Energiehandel:** Erwünschtes Ziel ist die Schaffung eines einheitlichen europäischen Energiebinnenmarktes.
- **Institutionelles Netzwerk:** Den Regulierungsbehörden der einzelnen Mitgliedsstaaten obliegt eine Vielzahl von Aufgaben bei der Kontrolle und Aufsicht des Marktes. Um die Arbeit zu vereinheitlichen wurde neben der ENTSO-E auch die ACER Behörde mit Sitz in Laibach gegründet.

In der Abbildung 3.12 werden mögliche Varianten der Entflechtung abgebildet.

⁴⁷Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt: Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie.

⁴⁸Boltz und Graf, 2011, Seite 17f.

⁴⁹Lopes Ferreira u. a., 2011, Seite 5563

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

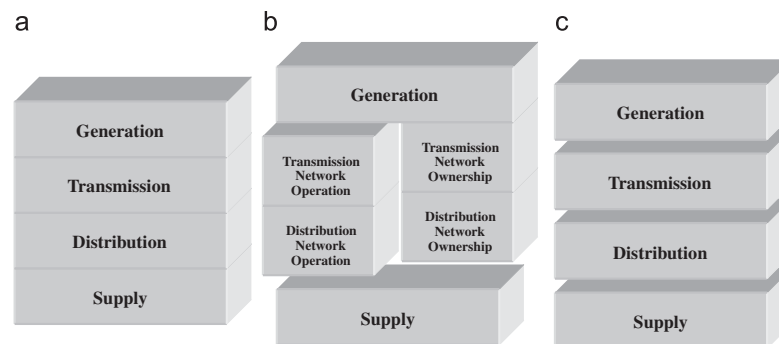


Fig. 4. Comparison between different forms of unbundling: (a) Vertical integrated undertaking; (b) Network operation unbundling; and (c) Ownership unbundling.

Abbildung 3.12: Unterschiedliche Möglichkeiten der Entflechtung eines vertikal integrierten EVU's⁴⁹

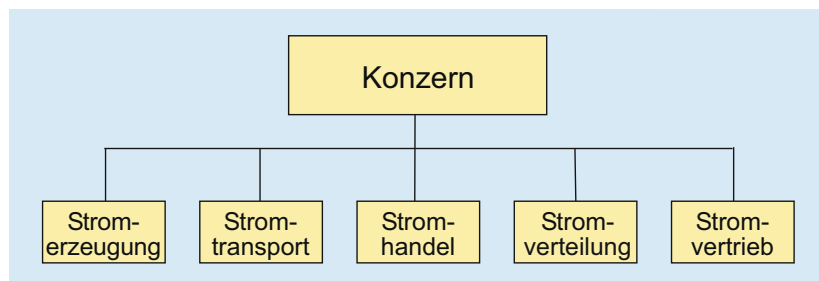


Abbildung 3.13: Konzernstruktur eines EVU's nach der Liberalisierung mit getrennt agierenden Tochtergesellschaften⁵⁰

Die vertikal integrierten EVU wandelten sich aufgrund der Anforderungen aus der Liberalisierung meist in eine horizontale Organisationsform mit mehreren operativen Tochtergesellschaften unter einem Holding Dach um. Diese Organisationsform wird schematisch in Abbildung 3.13 dargestellt.

Die Aufgaben der einzelnen Tochtergesellschaften sind innerhalb der Holding nach Schwab beispielsweise folgendermaßen verteilt:⁵¹

- **Stromerzeugung:** Die Kraftwerke des EVU's werden von der Stromerzeugung betrieben.
- **Stromübertragung:** Der Betrieb der 220 kV und 380 kV Transportnetze innerhalb der jeweiligen Regelzone erfolgt durch die Tochtergesellschaft Stromübertragung. Diese hat auch die Durch- oder Einleitung von außerhalb der Regelzone erzeugter Energie diskriminierungsfrei für andere Marktteilnehmer zu ermöglichen. Die korrekte Bezeichnung lautet Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) meist jedoch englisch Transmission System Operator (TSO).

⁵⁰Schwab, 2012, Seite 15

⁵¹Schwab, 2012, Seite 15f.



Abbildung 3.14: Konzernstruktur der Energie AG Oberösterreich⁵²

- **Stromhandel:** Zentrale Aufgabe des Stromhandels ist der An- und Verkauf elektrischer Energie sowie der Handel mit CO₂ Zertifikaten.
- **Stromverteilung:** Die Stromverteilung betreibt die Verteilernetze an die die Endabnehmer von elektrischer Energie angeschlossen sind.
- **Stromvertrieb:** Über den Stromvertrieb erfolgt die Distribution der in eigenen Kraftwerken erzeugten, oder von Dritten zugekauften, elektrischen Energie an die Endverbraucher. Dies beinhaltet neben der Vertragsabwicklung, der Erfassung des Stromverbrauches auch das Inkasso.

Ein Beispiel für die konkrete Umsetzung innerhalb eines EVU ist die in Abbildung 3.14 gezeigte Konzernstruktur der Energie AG Oberösterreich.

Der Einfluss der öffentlichen Hand auf die maßgeblichen Unternehmen im Elektrizitätsmarkt ist auch nach der Liberalisierung ungebrochen. Die Körperschaften öffentlichen Rechtes halten nach wie vor die überwiegenden Anteile an den jeweiligen EVU. Charakteristisch ist auch die starke vertikale und horizontale Verflechtung der Unternehmen untereinander.⁵³

Abbildung 3.15 zeigt die Eigentümerstruktur der zuvor angeführten Energie AG. Daraus

⁵²Energie AG Oberösterreich, 2013b

⁵³Boltz und Graf, 2011, Seite 6.

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

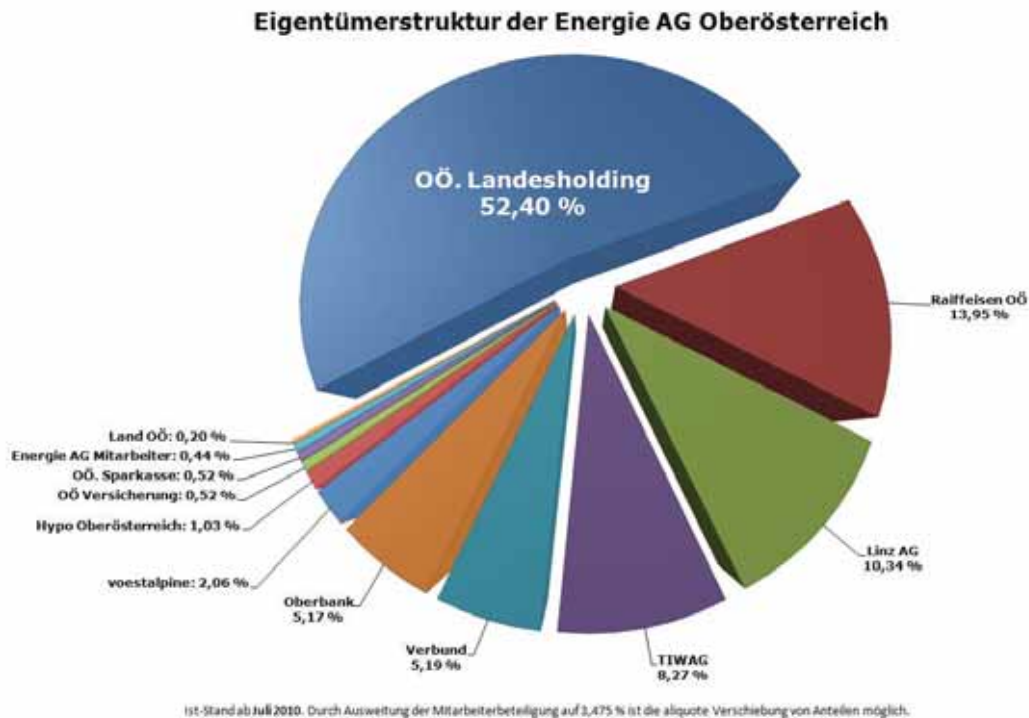


Abbildung 3.15: Eigentümerstruktur der Energie AG Oberösterreich⁵⁴

ist sowohl die horizontale Verflechtung mit anderen EVU (Verbund AG, TIWAG und Linz AG), als auch der dominierende Einfluss der öffentlichen Hand erkennbar. Dieser Einfluss erfolgt zum einen über die Oberösterreichische Landesholding die zu 100% im Eigentum des Landes Oberösterreich steht, als auch beispielsweise über die Verbund AG bei der wiederum die Republik Österreich die Aktienmehrheit hält.

Mit den ehemaligen Monopolisten sind mit Stand Juni 2011 über 140 Anbieter von elektrischer Energie im österreichischen Endkundenmarkt aktiv. Im Durchschnitt sind jedoch je Netzgebiet lediglich 12-15 Anbieter tätig um die Endkunden mit elektrischer Energie zu versorgen.⁵⁵

Das österreichische Übertragungsnetz wurde bis 2010 in 3 Regelzonen unterteilt. Betrieben wurden diese Übertragungsnetze in Vorarlberg von der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, in Tirol von der TIWAG-Netz AG und im Rest Österreichs von der APG. Die hohen Anforderungen an die Entflechtung führten zur Übernahme des Betriebes des Übertragungsnetzes in Tirol ab 2011 und in Vorarlberg ab 2012 durch die APG. Die Übertragungsnetze in Tirol und Vorarlberg verblieben jedoch weiterhin im Eigentum der jeweiligen Tochtergesellschaft des ehemaligen Landes-EVU's. Das Übertragungsnetz Vorarlbergs, das bis 2011 historisch zum deutschen Regelblock gehörte, ist seit 2012 Bestandteil

⁵⁴Energie AG Oberösterreich, 2013a

⁵⁵Boltz und Graf, 2011, Seite 77.

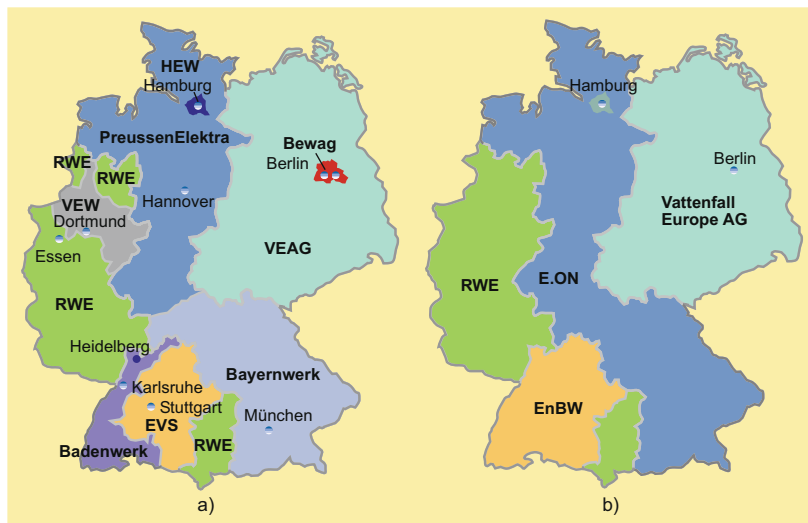


Abbildung 3.16: Regelzonen und Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland a) vor der Liberalisierung des Strommarktes; b) nach der Liberalisierung des Strommarktes⁶⁰

des österreichischen Regelblocks.^{56,57}

Die APG ist eine 100% Tochtergesellschaft der VERBUND AG, die von dieser jedoch vollständig entflochten wurde um die Anforderungen des *Dritten Energiepaket der EU* (siehe Abschnitt 2.2) zu erfüllen. Dabei agiert die APG als sogenannter Independent-Transmission-Operator (ITO-Modell).⁵⁸

In Deutschland führte die Liberalisierung zu einer Fusionswelle der in der DVG organisierten 9 Verbundunternehmen die das deutsche Übertragungsnetz betrieben. Daraus entstanden folgende 4 Verbundunternehmen mit den zugehörigen Regelzonen, die auch in Abbildung 3.16 dargestellt werden:⁵⁹

- RWE AG
- E.ON SE
- EnBW AG
- Vattenfall Europe GmbH

Das ehemalige Übertragungsnetz der RWE AG wird von der Amprion GmbH betrieben, an der Finanzinvestoren die überwiegende Anteilsmehrheit halten.⁶¹ Aus Wettbewerbsgründen musste die E.ON SE ihre Anteile am, und den Betrieb des Übertragungsnetzes abgeben. Dazu wurde 2009 die transpower stromübertragungs GmbH gegründet deren zuvor von der E.ON SE gehaltene Anteile, per 31.12.2009, an den niederländischen Netz- und

⁵⁶ Austrian Power Grid AG, 18.10.2010.

⁵⁷ Vorarlberger Energienetze GmbH, 2013.

⁵⁸ Austrian Power Grid AG, 2.02.2011.

⁵⁹ Schwab, 2012, Seite 12f.

⁶⁰ Schwab, 2012, Seite 12

⁶¹ RWE AG, 6.09.2011.

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

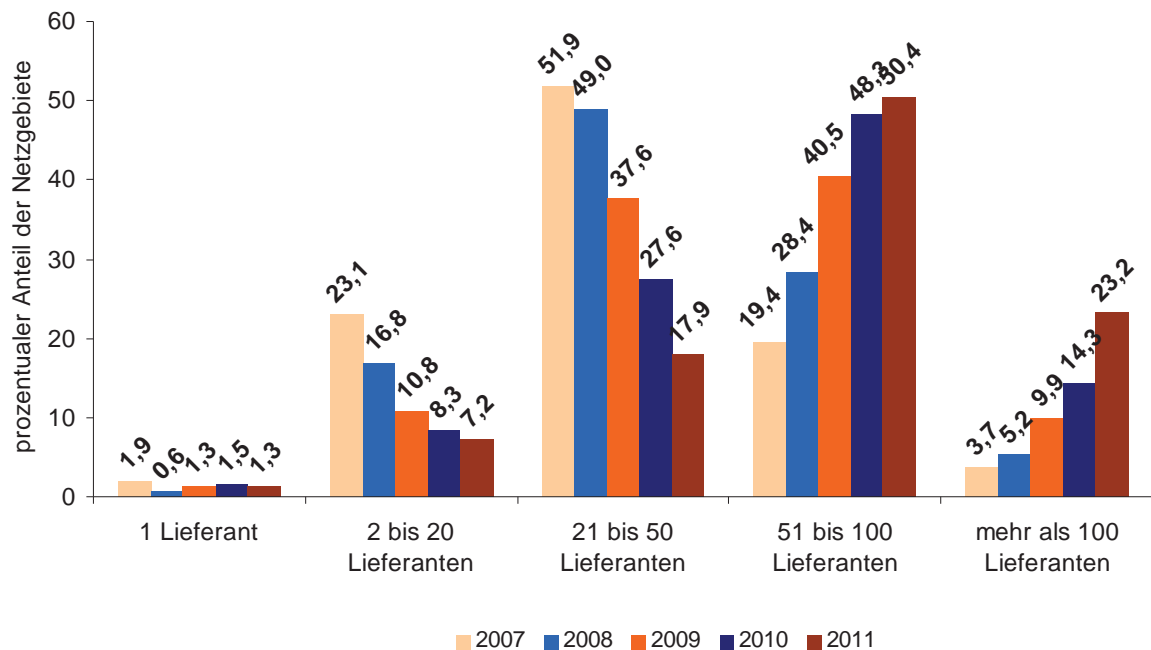


Abbildung 3.17: Prozentualer Anteil der Netzgebiete innerhalb Deutschlands, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist⁶⁶

Übertragungsnetzbetreiber TenneT Transmission System Operator B.V. übertragen wurden. Seit 2010 erfolgt die Firmierung unter TenneT TSO GmbH.⁶²

Das Übertragungsnetz (380kV und 220kV) in Baden-Württemberg steht nach wie vor im 100% Konzerneigentum der EnBW Energie Baden-Württemberg AG. Der Netzbetrieb erfolgt durch die Konzerntochter TransnetBW GmbH.⁶³ Das historisch bedingt sehr heterogene Übertragungsnetz der Vattenfall Europe GmbH befand sich ab 2006 im Eigentum der VE Transmission GmbH und wurde auch von ihr betrieben. Nach der Umbenennung in 50Hertz Transmission GmbH wurden die Anteile 2010 zu 60% an den belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia System Operator NV und zu 40% an australischen Infrastrukturfonds IFM Investors Pty Ltd verkauft.⁶⁴

Durch die Liberalisierung kann der Endverbraucher, ebenso wie in Österreich, seinen Lieferanten von elektrischer Energie frei wählen. Im Durchschnitt können Haushaltskunden dabei zwischen 65 verschiedenen Anbietern innerhalb ihres jeweiligen Netzgebietes wählen. In den Netzgebieten der Ballungsräume sind dabei, wie in Abbildung 3.17 ersichtlich, teilweise mehr als 100 verschiedene Anbieter am Markt.⁶⁵

⁶²TenneT TSO GmbH, 5.12.2013.

⁶³EnBW Energie Baden-Württemberg AG, 2013.

⁶⁴50Hertz Transmission GmbH, 2013.

⁶⁵Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 5.02.2013, Seite 117.

⁶⁶Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 5.02.2013, Seite 117

3.2.3 Auswirkungen der Energiewende auf die EVU

Während die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes in erster Linie Auswirkungen auf die Unternehmensstruktur der EVU's und die Preisbildung im Elektrizitätssektor hatte, erfährt der Sektor durch, radikal geänderte gesellschaftliche, umweltpolitische aber nicht zuletzt auch wirtschaftliche Randbedingungen, zur Zeit einen tiefgreifenden Wandel.

Die Auswirkungen der Energiewende treffen vor allem die großen deutschen EVU. In Österreich ist aufgrund des historischen Verzichtes auf die Nutzung der Kernenergie und die frühzeitige Deckelung der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energieträgern eine wesentlich geringere Dynamik festzustellen als in Deutschland.⁶⁷

Aufgrund der gut ausgebauten Verbundleitungen wird von der deutschen Bundesnetzagentur Deutschland und Österreich als ein Marktgebiet für den Bereich der Erzeugung angesehen. Ca. 73% der im Wettbewerb stehenden konventionellen Erzeugungskapazitäten von gesamt 108 GW in Deutschland sind im Jahr 2011 den vier großen deutschen EVU's (RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall) zuzurechnen. Im gemeinsamen Marktgebiet D-A lag dieser Anteil bei ca. 63%. Die in konventionellen Anlagen Erzeugte Menge an elektrischer Energie geht durch den Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien zurück. Die Erzeugungskapazitäten der Erneuerbaren Energien lagen 2011 bei 68 GW.⁶⁸ Durch das gemeinsame Marktgebiet beeinflusst die Entwicklung in Deutschland auch den österreichischen Markt und die österreichischen EVU's.

Die Ereignisse von Fukushima führten 2011 zur sofortigen Außerbetriebnahme von 8 Reaktorblöcken in 7 deutschen KKW. Im Winter 2011/12 wurden zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit konventionelle Kraftwerke der Kaltreserve in Österreich und Deutschland reaktiviert und als Reservekraftwerke wieder in Betrieb genommen. Die Netzstabilität im deutschen Netz erforderte in mehreren Fällen den Einsatz dieser Reservekraftwerke durch die zuständigen ÜNB.⁶⁹ Auch im Winter 2012/13 mussten wieder Kraftwerke der Kaltreserve vorbeugend reaktiviert und zur Sicherung der Netzstabilität eingesetzt werden.

Der Fokus der großen EVU lag in Deutschland in der Vergangenheit im wesentlichen beim Bau und Betrieb von kapitalintensiven Großkraftwerken nahe der Verbrauchsschwerpunkte. Die Großkraftwerke werden in der Regel mit konventionellen Energieträgern betrieben. Eine Ausnahme bilden dabei Wasserkraftwerke. Für die bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern entstehende Emission von Treibhausgasen müssen die Verursacher entsprechende Zertifikate erwerben. Die Kosten für diese CO₂ Zertifikate nehmen direkten Einfluss auf die Erzeugungskosten der Elektrischen Energie aus fossil befeuerten Kraftwerken. Neben den KKW dienen vor allem Braunkohlekraftwerke der Erzeugung der sogenannten Grundlast. Die Auslastung von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken, die mit Steinkohle oder Gas befeuert werden, nimmt durch die Abflachung der Residuallast in der Mittagszeit ebenso gravierend ab. Die Verringerung der Residuallast in der Mittagszeit führt zu einem

⁶⁷Seiser, 2013-07-05.

⁶⁸Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 5.02.2013, Seite 17.

⁶⁹Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, 5.02.2013, Seite 13.

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

Verfall der Börsenpreise in diesem Zeitraum. Dieser Effekt wird auch als sogenannte *Sollardelle* bezeichnet (siehe Abschnitt 3.4.3), da er auf der vorrangigen Einspeisung von in Photovoltaikanlagen erzeugter Energie beruht.⁷⁰

Zur sicheren Versorgung der Gaskraftwerke mit Gas schlossen viele EVU langfristige *Take or Pay (ToP)* Lieferverträge mit Gaslieferanten ab. Dabei verpflichtet sich ein Gaslieferant zur langfristigen Lieferung einer bestimmten Gasmenge. Der Käufer erhält so eine gesicherte Versorgung mit Gas und bezahlt dafür dem Lieferanten diese Gasmenge unabhängig von der tatsächlich benötigten und verbrauchten Gasmenge. Aufgrund der langen Vertragslaufzeit von meist 20-25 Jahren erfolgt eine laufende Preisanpassung. Diese basiert meist auf einem Referenzenergieträger, bei Gas ist dies häufig die Entwicklung des Ölpreises.

Für neu errichtete Gaskraftwerke schlossen viele EVU ToP Verträge zu, durch die Wirtschaftskrise 2009 bedingt, sehr günstigen Konditionen. Durch den Anstieg des Ölpreises auf ein konstant höheres Niveau, als vor der Wirtschaftskrise, hat sich auch der Preis für Gas aus ToP Verträgen entsprechend verteuert. Der aktuelle Marktpreis für Gas ist, durch die vermehrte Förderung von Gas aus unkonventionellen Lagerstätten (*shale gas - hydraulic fracturing*), dagegen deutlich gesunken.^{71,72} Das führte zu Überlegungen von EVU Gaskraftwerke, die zum Teil erst vor wenigen Jahren neu errichtet wurden, aufgrund des unwirtschaftlichen Betriebes stillzulegen.^{73,74}

Einige im Handel auftretenden Effekte und Preisbildungsmechanismen, die teilweise durch die Erneuerbaren Energien ausgelöst werden, werden gesondert in Abschnitt 3.4.3 beschrieben.

Abbildung 3.18 zeigt anhand einer Darstellung der RWE die großen Herausforderungen die sich aktuell den klassischen großen EVU's stellen. Die RWE will zukünftig verstärkt in die Bereiche Erneuerbare Energie und Netzinfrasturktur investieren. Weiters soll der Dienstleistungsbereich und die innovativen Produkte ausgebaut werden.⁷⁶

E.ON will ebenfalls seine Erzeugungskapazitäten auf Basis der Erneuerbaren Energien ausbauen. Den Markt dazu sieht das Unternehmen allerdings weniger in Deutschland sondern eher im Ausland. So vereinbarten die VERBUND AG und E.ON SE den Tausch des von VERBUND gehaltenen 50% Anteiles an der türkischen Enerjisa für die bei E.ON verbliebenen Beteiligungen an den deutschen Innkraftwerken. Auch die weitere Entwicklung des gesamten E.ON Konzernes soll wesentlich durch einen Ausbau der Geschäftstätigkeit außerhalb der bestehenden europäischen Kernmärkte erfolgen. Dabei soll vom Unternehmens know-how, das neben anderen die Planung, Errichtung und Betrieb von konventionellen Kraftwerken umfasst, profitiert werden.⁷⁷

⁷⁰Berkel, 2013.

⁷¹Wegerich, 28.03.2012, Seite 16ff.

⁷²Genté und Greiß, 2013-09-13, Seite 17.

⁷³TenneT TSO GmbH, 2013.

⁷⁴WirtschaftsBlatt Medien GmbH, 2013.

⁷⁵RWE AG, 2013d

⁷⁶RWE AG, 2013c.

⁷⁷Reutersberg, 2012.



Abbildung 3.18: Herausforderungen großer EVU anhand der RWE⁷⁵

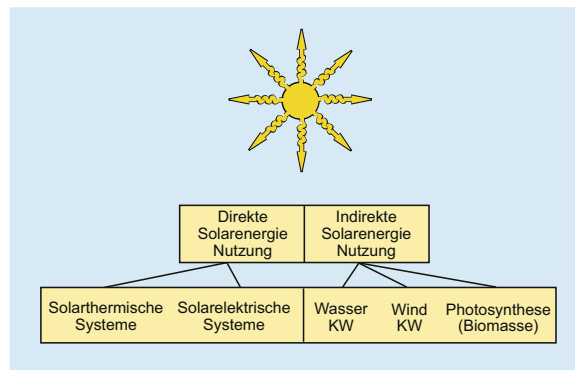


Abbildung 3.19: Direkte und indirekte Nutzungsmöglichkeiten der Solarenergie⁷⁹

3.3 Erneuerbare Energieträger

Kennzeichen der Erneuerbaren Energieträger (EE) ist die nach menschlichen Ermessen unbegrenzte Verfügbarkeit. Der überwiegende Teil der zur Zeit zum Zweck der Elektrizitätsumwandlung genutzten EE sind, wie aus Abbildung 3.19 ersichtlich, ursprünglich auf die Sonnenenergie zurückzuführen. Eine Ausnahme stellt die Geothermie dar die zum einen auf der Akkretion bei der Entstehung der Erde und zum anderen auf radioaktiven Zerfallsprozessen im Erdinneren beruht. Auch die Wellenenergie beruht nicht auf der Sonnenenergie sondern auf der Gravitation der Planeten. Die verstärkte Nutzung der Erneuerbaren Energieträger soll neben wirtschaftlichen Zielen auch den Verbrauch fossiler Brennstoffe und den Ausstoß von Treibhausgasen reduzieren.⁷⁸

⁷⁸Heuck, Dettmann und Schulz, 2010, Seite 29f.

⁷⁹Schwab, 2012, Seite 218

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

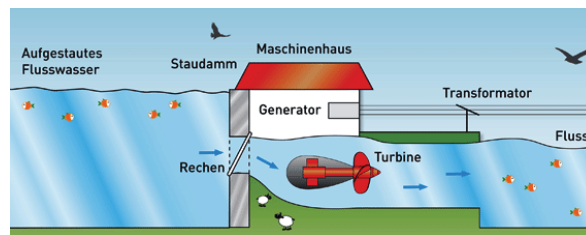


Abbildung 3.20: Schematische Darstellung eines Laufkraftwerkes⁸¹

3.3.1 Wichtigste Erneuerbare Energieträger

Im nachfolgenden Abschnitt werden die wichtigsten Formen und Anlagen zur Umwandlung der Erneuerbaren Energieträger in Elektrischen Strom dargestellt. Die Nutzung der EE zur öffentlichen Elektrizitätsversorgung erfolgt, mit Ausnahme der Wasserkraft, zunehmend seit den 1990er Jahren. Ein Boom dieser Nutzung ist seit der letzten Jahrtausendwende feststellbar. (siehe Abschnitt 2.4.1)

Wasserkraft

Weltweit gesehen handelt es sich bei der Wasserkraft um den bedeutendsten momentan zur Umwandlung in elektrische Energie genutzten Erneuerbaren Energieträger. Mit Wasserrädern wurde bereits in der Antike die Wasserkraft zur Umwandlung in mechanische Energie genutzt. Bei Wasserkraftwerken wird die potentielle Energie des Wassers genutzt und letztendlich in elektrische Energie umgewandelt. Die Wasserkraft wird seit dem Beginn der Elektrifizierung zur Erzeugung von elektrischer Energie eingesetzt.⁸⁰ Dabei werden aufgrund der Anlagencharakteristik die nachfolgende Arten unterschieden:

- Laufwasserkraftwerke (Siehe Abbildung 3.20)
- Speicherkraftwerke (Siehe Abbildung 3.21)

Ein hoher Anteil an Wasserkraft unter den genutzten Erneuerbaren Energieträgern wirkt sich dabei äußerst positiv auf die Netzstabilität aus. So ist Wasser zwar auch ein dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energieträger jedoch wesentlich weniger volatil als zum Beispiel Wind oder Photovoltaik.

Je nach Anlagenkonzept ist auch ein zeitlicher Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage herstellbar. Die Zeitspanne reicht dabei beispielsweise von wenigen Stunden im Schwellbetrieb bei Laufkraftwerken, bis zu mehreren Monaten bei der saisonalen Verlagerung in alpinen Speicherkraftwerken. Mit der Nutzung künstlicher Zuflüsse (Pumpspeicherung) ist die Wasserkraft auch geeignet überschüssige Energie aus dem Netz aufzunehmen und bei Bedarf wieder, lediglich mit geringen Verlusten behaftet, in das Netz einzuspeisen.

⁸⁰Zahoransky u. a., 2013, Seite 264.

⁸¹Verein Kleinwasserkraft Österreich, 2013b

⁸²Verein Kleinwasserkraft Österreich, 2013b

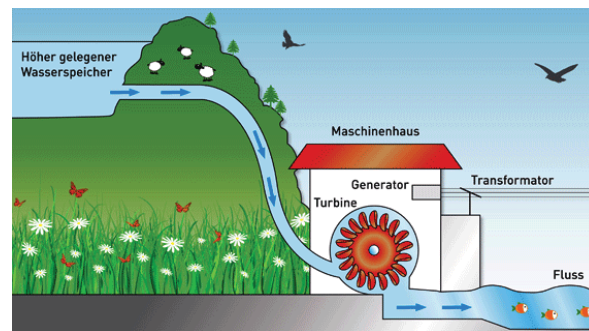


Abbildung 3.21: Schematische Darstellung eines Speicherkraftwerkes⁸²

Windkraft

Die Nutzung der Windenergie zur Umwandlung in mechanische Energie hat eine ähnlich lange Tradition wie die Nutzung der Wasserkraft. Neben der Fortbewegung bei Segelschiffen wurden vor allem Windmühlen zum Betrieb von Pumpen, Mühlen etc. eingesetzt. Die Nutzung zur Umwandlung der kinetischen Energie des Windes in elektrische Energie blieb im wesentlichen auf Inselnetze beschränkt. Moderne Windenergieanlagen (WEA) zur Einspeisung von elektrischer Energie in das Netz der öffentlichen Elektrizitätsversorgung erreichen heute Nennleistungen von bis zu 7,5MW.⁸³

Mehrere WEA werden dabei häufig zu sogenannten Windparks gruppiert. WEA können sowohl an Land (onshore) als auch auf dem Wasser (offshore) errichtet werden. Aufgrund des beständigeren Windes auf dem Meer und Konflikten der Raumordnung wurden in die Errichtung von Offshore - Windparks große Hoffnungen gesteckt. Neben der Gründung der WEA stellt auch der Anschluss an das öffentliche Elektrizitätsnetz bei Offshore Anlagen die beteiligten Unternehmen vor große Herausforderungen. Dadurch blieb bis dato der Ausbau von offshore WEA weit unter den Erwartungen. Die Errichtung und der Betrieb von WEA an Land übertraf dagegen die Erwartungen. Die Abbildung 3.22 zeigt den deutschen Offshore - Windpark *Alpha Ventus* der bei einer Wassertiefe von ca. 30m errichtet wurde.

Biomasse

Die Stromerzeugung aus Biomasse erfolgt über unterschiedliche Technologien in Abhängigkeit der eingesetzten Biomasse:

- feste Biomasse
- flüssige Biomasse
- gasförmige Biomasse

⁸³ENERCON GmbH, 2013.

⁸⁴Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH und Co. KG, 2013

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung



Abbildung 3.22: Offshore Windpark Alpha Ventus⁸⁴

Feste Biomasse (z.B. Holz) wird meist konventionell oder mit Vergasungstechnik verbrannt und dient dabei als alleiniger Brennstoff oder ersetzt einen Teil des fossilen Brennstoffes.

Flüssige Biokraftstoffe können neben dem Einsatz im Verkehrsbereich auch als Brennstoff in der Elektrizitätserzeugung dienen, wobei aus politischen Gründen der Einsatz im Verkehrssektor forciert wird.

Die Nutzung von gasförmiger Biomasse stellt für den Elektrizitätsbereich den wichtigsten Einsatz von Biomasse dar. Die gasförmige Biomasse entsteht dabei durch den anaeroben, mikrobiellen Abbau von organischen Substanzen. Als Ausgangsstoffe können dabei Energiepflanzen, landwirtschaftliche Reststoffe (Gülle), Speisereste (Biotonne) etc. eingesetzt werden. Das anfallende Gasmisch besteht hauptsächlich aus Methan (CH_4) und Kohlendioxid (CO_2) und wird in angeschlossenen Blockheizkraftwerken (BHKW) in elektrische Energie umgewandelt.

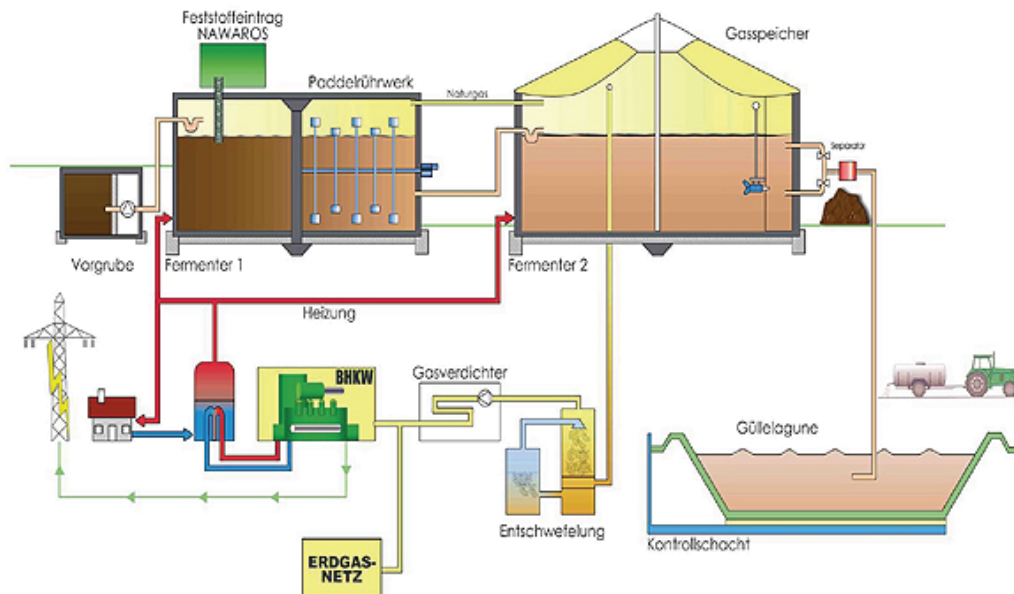
Dabei dient ein mit dem Gasmisch betriebener Gasmotor zum Antrieb eines Generators. Energetisch optimal ist ein Betrieb in Form einer Kraft - Wärme - Kopplung (KWK). Die entstehende Wärme wird dabei neben der Beheizung des Fermenters auch für allgemeine Heizzwecke von Gebäuden u.ä. verwendet.⁸⁵ Das Anlagenschema einer derartigen Anlage wird in Abbildung 3.23 dargestellt.

Sonne

Die Nutzung der solaren Strahlungsenergie als direkter Erneuerbarer Energieträger kann wie aus Abbildung 3.19 ersichtlich in unterschiedlichen System zur Erzeugung von elektrischer

⁸⁵e-control, 2009b.

⁸⁶GÜSSING RENEWABLE ENERGY GmbH, 2013

Abbildung 3.23: Anlagenschema einer anaeroben Biogasanlage⁸⁶

Energie erfolgen. Dabei wird in folgende Systeme unterschieden:

- solarthermische Systeme (siehe Abbildung 3.24)
- solarelektrische Systeme (siehe Abbildung 3.25)

Die elektromagnetische Solarstrahlung wird bei den solarthermischen Systemen zur Elektrizitätserzeugung zuerst in Wärme umgewandelt. Mit dieser Wärme wird in der Regel Wasser verdampft um eine Dampfturbine mit Generator anzutreiben. Über Spiegel wird die Strahlung auf einen zentral angeordneten Wärmetauscher (Turmkonzept) fokussiert.

Eine Alternative stellen sogenannte Parabolrinnen rinnen mit einer Absorberröhre in deren Brennlinie (Farmkonzept). Überschüssige Wärme kann in technisch leicht realisierbaren Wärmespeichern zwischengespeichert werden und in beispielsweise nachts in Elektrische Leistung umgewandelt werden. Kraftwerke im kommerziellen Betrieb befinden sich in Spanien und den USA.

Wesentlich häufiger werden solarelektrische Systeme eingesetzt. Bei diesen wird die elektromagnetische Solarstrahlung mit Photodioden direkt in Gleichstrom umgewandelt und als Photovoltaik bezeichnet. Der Effekt der Photovoltaik ist seit mehr als 100 Jahren bekannt. Vereinzelt Anwendungen von Solarzellen gab es ab den 1960er Jahren in der Raumfahrt zur Versorgung von Satelliten. Weitere Anwendungen waren ab den 1980er Jahren zunächst die Versorgung von autarken Kleinverbrauchern an schwer zugänglichen Orten.

Hoch dotierte Subventionsprogramme (siehe Abschnitt 2.4.1) ermöglichten ab den 1990er Jahren den Einsatz in der öffentlichen Elektrizitätsversorgung. Die Photodioden werden als

⁸⁷European Solar Thermal Electricity Association, 2013

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

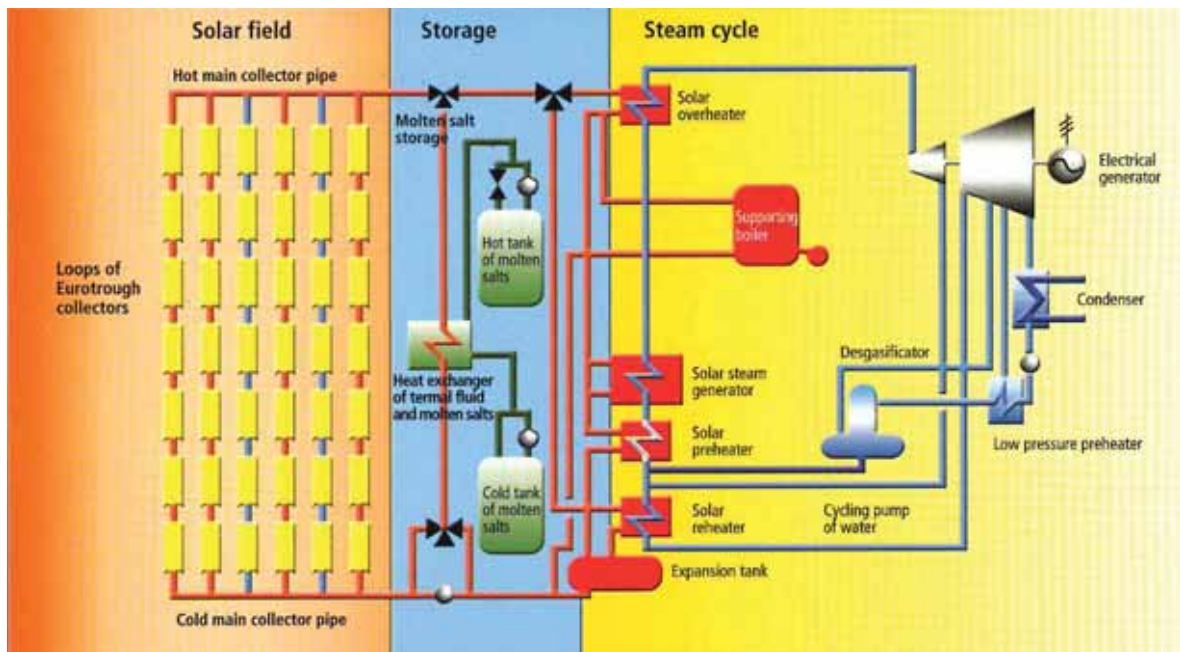


Abbildung 3.24: Anlagenschema solarthermische Anlage andasol-1⁸⁷

Solarzellen bezeichnet wobei 40-60 Solarzellen in einem Photovoltaik - Modul (PV-Modul) mit einer Größe von ca. 0,6 - 0,8 m² zusammengeschlossen sind. Die PV-Module können auf Gebäuden, oder mit entsprechenden Unterkonstruktionen auch auf Freiflächen, montiert werden. Die Anlagengröße kann dabei zwischen einer Nennleistungen von 1kW_{peak} bei Kleinanlagen auf Einfamilienhäusern und über 50.000kW_{peak} bei großen Solarparks liegen.⁸⁸

3.3.2 aktuelle und zukünftige Nutzung der Erneuerbaren Energieträger

Der aktuelle Anteil der Erneuerbaren Energieträger an der Elektrizitätsversorgung hat die kühnsten Prognosen in Österreich, aber vor allem in Deutschland übertroffen. In Zukunft ist mit einem weiter stark steigenden Anteil an volatiler Einspeisung zu rechnen. Ein mögliches Ausbauszenario für den deutschen Markt wird in Abbildung 3.26 gezeigt.

3.4 Preisbildung im Elektrizitätssektor

In einem vollkommenen Markt werden die Preise durch die Gesetze von Angebot und Nachfrage bestimmt. Im liberalisierten Elektrizitätsmarkt kann jeder Kunde seinen Lieferanten

⁸⁸BINE Informationsdienst und Milles, 2007.

⁸⁹Agénios GmbH, 2013

⁹⁰Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt DLR u. a., 2012, Seite 128

3.4 Preisbildung im Elektrizitätssektor



Abbildung 3.25: Photovoltaikanlage als Aufdachanlage ausgeführt⁸⁹

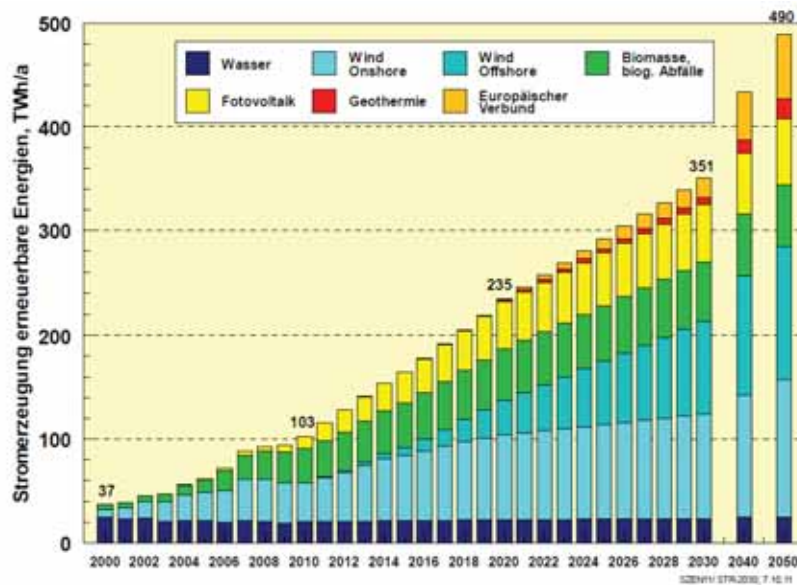


Abbildung 3.26: Ausbauszenario für Erneuerbare Energien in Deutschland mit Stand 10/2011 bis 2050⁹⁰

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung



Abbildung 3.27: Zusammensetzung des Strompreises in Österreich am Endkundenmarkt⁹¹

von elektrischer Energie frei wählen. Die Endkundenpreise für elektrische Energie setzen sich aus folgenden Gruppen von Bestandteilen zusammen:

- Energiepreis
- Netznutzungsentgelt
- Steuern und Abgaben

Abbildung 3.27 zeigt dieses Verhältnis für den österreichischen und Abbildung 3.28 für den deutschen Markt. Die Gesteungskosten für die Erzeugung von elektrischer Energie haben im deutsch - österreichischen Marktgebiet somit lediglich einen Einfluss auf etwa 30 - 40% des Preises für Elektrizität am Endkundenmarkt.

In Abbildung 3.29 werden die verschiedenen Einflussfaktoren auf die Großhandelspreise von elektrischer Energie dargestellt.

Der Stromhandel eines EVU hat die Aufgabe die in konzerneigenen Kraftwerken erzeugte Energie zu vermarkten und die benötigte Menge für den Vertrieb auf diesen Märkten zu beschaffen. Dabei ist es nicht zwingend erforderlich dass das EVU über eigene Erzeugungsanlagen verfügt bzw. selbst im Endkundengeschäft tätig ist. Dies geschieht jedoch immer unter dem Paradigma, dass elektrische Energie im klassischen Sinne nicht speicherbar ist. (Siehe Abschnitt 1.2.1)

Die Vermarktung der erzeugten elektrischen Energie erfolgt entweder über eine Stromhandelsbörse oder über individuelle Lieferverträge. In Abbildung 3.30 werden die Vertriebswege und Handelsmöglichkeiten auf der Großhandelsstufe dargestellt. Die schematische Strom-

⁹¹e-control, 2013

⁹²zusammengefügte Darstellung aus Grafiken von BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 27.05.2013, Seite 9 und 10

⁹³RWE AG, 2013b

3.4 Preisbildung im Elektrizitätssektor



Abbildung 3.28: Zusammensetzung des Strompreises in Deutschland am Endkundenmarkt⁹²

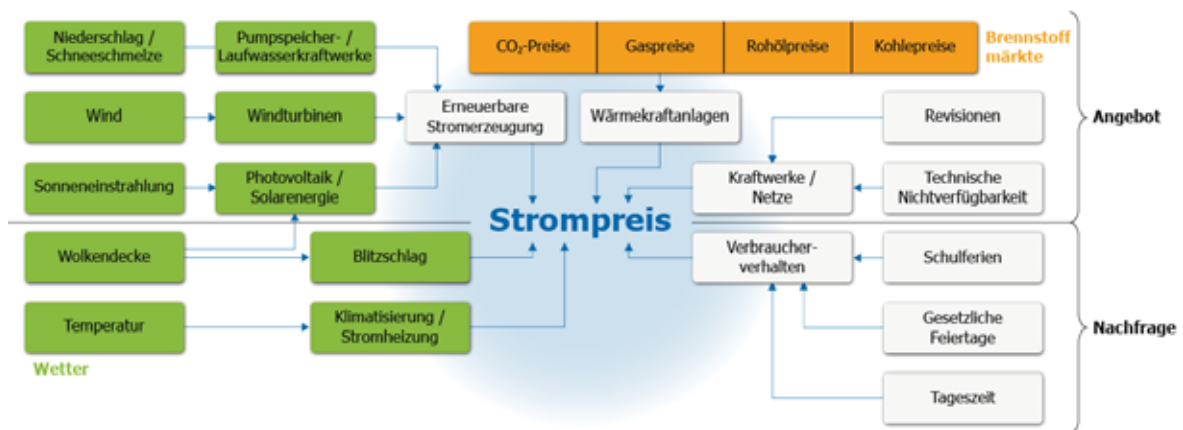


Abbildung 3.29: Einflussfaktoren auf den Großhandelspreis⁹³

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

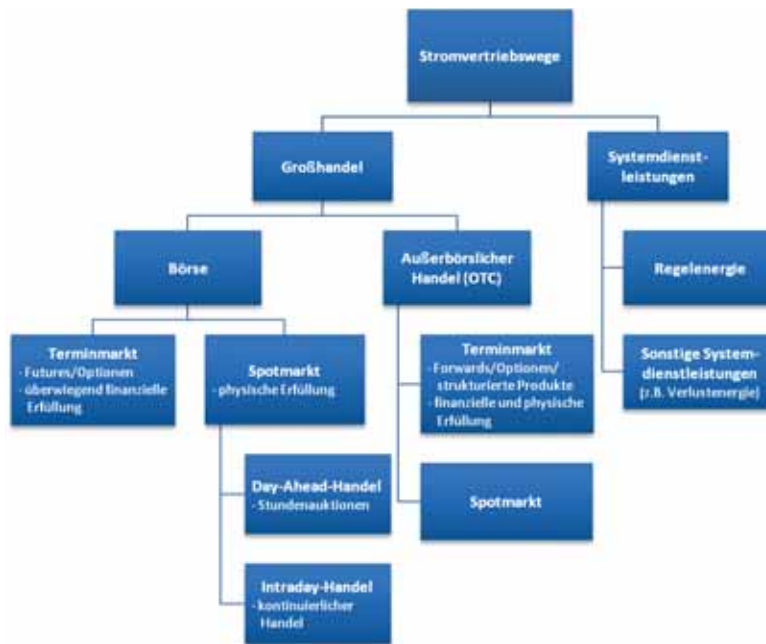


Abbildung 3.30: Vertriebswege für elektrische Energie auf der Großhandelsstufe⁹⁴

bezugsstruktur eines Großkunden ist in Abbildung 3.31 skizziert.

Der Handel mit elektrischer Energie erfolgt dabei auf internationalen Märkten zwischen mehreren Ländern. Österreich ist ein Teil des Westeuropäischen Marktes der aus Frankreich, Niederlanden, Belgien, Luxemburg, Deutschland und der Schweiz besteht. Die Länder Polen, Tschechien und die Slowakei sind mittlerweile auch in diesen Markt integriert. Ein europaweiter Handel mit Elektrischer Energie ist dabei aus technischer Sicht durch die begrenzten Übertragungskapazitäten zwischen einzelnen Ländern noch nicht realisiert.⁹⁶

3.4.1 Handelsarten: OTC und Börsenhandel

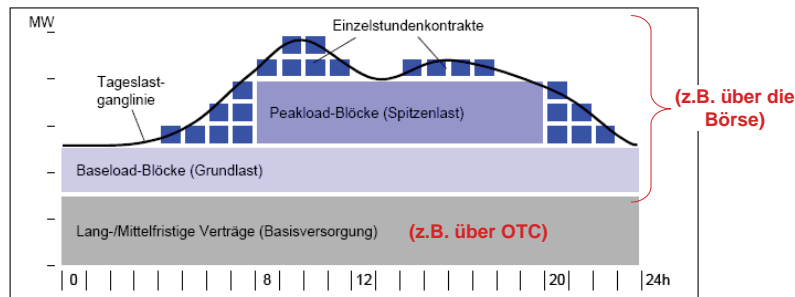
OTC Handel

Der außerbörsliche Handel wird im allgemeinen als *Over the Counter (OTC) Handel* bezeichnet. Dabei können auch individuelle, an der Börse nicht handelbare, Stromprodukte gehandelt werden. So sind individuelle Lieferungen nach den speziellen Bedürfnissen der Vertragspartner möglich. Die Geschäfte werden direkt zwischen den Parteien oder über einen entsprechenden Broker abgeschlossen (bilateral). Zu Abwicklung kann dabei auch auf die Clearingstellen des klassischen Börsenhandels zurückgegriffen werden.

⁹⁴Bundeskartellamt, [Januar 2011](#), Seite 4

⁹⁵Rentz und Schultz, [Wintersemester 2012/13](#), Seite 17

⁹⁶Haas und Loew, [Oktober 2012](#), Seite 7.



Quelle: EEI, 2000

Abbildung 3.31: Strombezugsstruktur eines Großkunden⁹⁵

Börsenhandel

Soll der Handel von leicht austauschbaren (fungiblen) Gütern unter beaufsichtigter Preisbildung erfolgen soll, bieten sich dafür Börsen an. Diese sind im allgemeinen eine zeitlich und örtliche konzentrierte Marktveranstaltung. Dabei tritt als Vertragspartner nicht der Kontrahent sondern die Börse auf.⁹⁷

Der Börsenhandel unterscheidet sich durch folgende Punkte wesentlich vom OTC Handel:

- Handel von standardisierten Produkten
- anonymer Handel
- niedrige Transaktionskosten
- Wegfall des Gegenparteirisikos (Herstatt - Risiko)

Diese, die Liquidität erhöhenden Rahmenbedingungen, machen den Börsenhandel auch für kleinere Marktteilnehmer interessant. In der Regel können die Marktteilnehmer davon ausgehen ihre benötigten Produkte im Börsenhandel auch zu erhalten. Der dafür zu zahlende Preis hängt von Angebot und Nachfrage ab. Die im Börsenhandel auftretenden Marktpreise bilden in der Regel auch eine Referenz für den OTC - Handel.⁹⁸ Folgende Energiebörsen liegen innerhalb des westeuropäischen Strommarktes:⁹⁹

- EXAA - Energy Exchange Austria Österreich
- EEX - European Energy Exchange Deutschland
- Powernext Frankreich
- EPEX SPOT Spotmarkt für: D, F, A und CH
- PolPX Polen
- OTE Tschechien
- APX Niederlande und Belgien

⁹⁷Berschadsky, 2010, Seite 15.

⁹⁸Crastan, 2012b, Seite 162ff.

⁹⁹Haas und Loew, Oktober 2012, Seite 8.

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

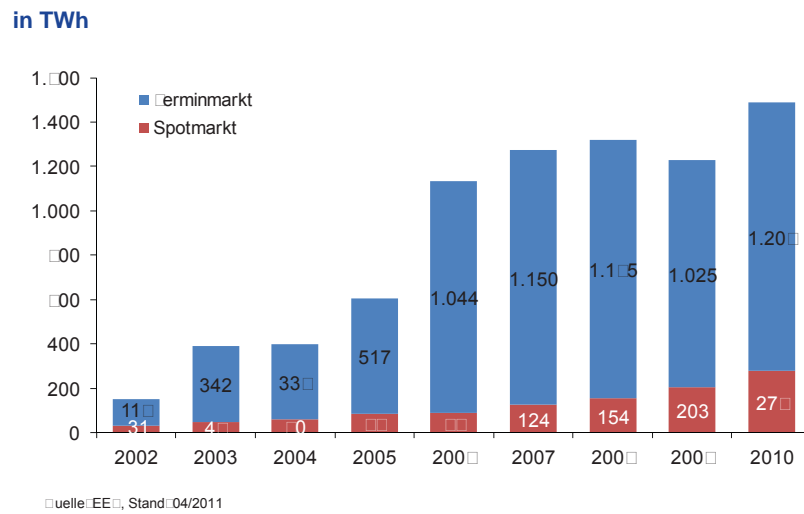


Abbildung 3.32: Handelsvolumina der Marktsegmente des Stromhandels an der EEX¹⁰⁰

3.4.2 Marktplätze im Stromgroßhandel

Im klassischen Stromgroßhandel werden die folgenden Strommarktsegmente unterschieden.

- Terminmarkt
- Spotmarkt
 - *Day - Ahead - Markt* (Lieferung am Folgetag)
 - *Intra - Day - Markt* (Lieferung am selben Tag)
- Ausgleichs-/ und Regenergiemarkt

Die Marktzuzuordnung richtet sich dabei nach dem Abstand (sg. Fristigkeit) zwischen Handelsabschluss und Erfüllung. Einen Überblick über die mengenmäßige Gewichtung des Termin- und Spotmarktes bietet Abbildung 3.32.

Terminmarkt

Um ein langfristiges Risikomanagement betreiben zu können ist es für die Marktakteure sehr wichtig sich möglichst frühzeitig gegen Marktschwankungen abzusichern. Beim Handel am Terminmarkt werden die Vertragsspezifikationen wie Menge, Preis, Zeitpunkt der Erfüllung etc. bereits bei Vertragsabschluss festgelegt. Dabei können zwischen dem Vertragsabschluss und dem tatsächlichen Beginn der Lieferung Jahre liegen.¹⁰¹ Die Bezahlung erfolgt dabei erst bei Erfüllung.

¹⁰⁰Rentz und Schultz, *Wintersemester 2012/13*, Seite 7

¹⁰¹Verein Kleinwasserkraft Österreich, 2013a.

Spotmarkt

Der Spotmarkt dient dem kurzfristigen, physischen Handel mit Elektrischer Energie. Dabei erfolgen sowohl Lieferung als auch Zahlung unmittelbar. Der Handel erfolgt dabei mit den folgenden Stromstandardprodukten:¹⁰²

- *Baseload*, für Lieferungen an 24h eines Tages
- *Peakload*, für Lieferungen an 12h eines Werktages
- *Stunden- Blockkontrakte*, für Lieferungen zu bestimmten Stunden eines Tages

Ausgleichs- und Regelergergiemarkt

Während der allgemeine Handel mit elektrischer Energie innerhalb des westeuropäischen Marktgebietes erfolgt wird der Regelergergiemarkt innerhalb der Länder organisiert. Der Regelzonenführer ist für die Beschaffung und Aktivierung der benötigten Regelleistung verantwortlich. Der Regelleistungsbedarf kann dabei sowohl positiv als auch negative Werte annehmen und muss durch dazu geeignete Kraftwerksleistung kompensiert werden. Über regelmäßige Ausschreibungen kauft der österreichische ÜNB APG die vorzuhaltende Regelleistung ein. In Österreich sind aktuell 11 Anbieter qualifiziert um an diesen Ausschreibungen teilzunehmen. Dabei werden 3 Regelergergiarten, und deren durchschnittlicher Bedarf innerhalb der österreichischen Regelzone, unterschieden:¹⁰³

- *Primärregelung* ca. ± 70 MW
- *Sekundärregelung* ca. ± 200 MW
- *Tertiärregelung (Minutenreserve)* ca. $+280$ MW; -125 MW

In Abbildung 3.33 wird der schematische Ablauf der *Leistungs-Frequenz-Regelung* dargestellt.

3.4.3 Preisbildung am Spotmarkt und dabei auftretende Effekte

Die Nachfrage nach elektrischer Energie ist über die Zeit nicht konstant (siehe Abbildung 3.34). Dabei folgt die Nachfrage bestimmten, sich wiederholenden, Mustern. In der Regel ist die Nachfrage in den Nachtstunden eher gering und erreicht gegen Mittag einen Höhepunkt, die sogenannte Mittagsspitze.

¹⁰²Berschadsky, 2010, Seite 21.

¹⁰³Austrian Power Grid AG, 2013.

¹⁰⁴e-control, 2009a

¹⁰⁵Wenning und Querschfeld, 2010

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

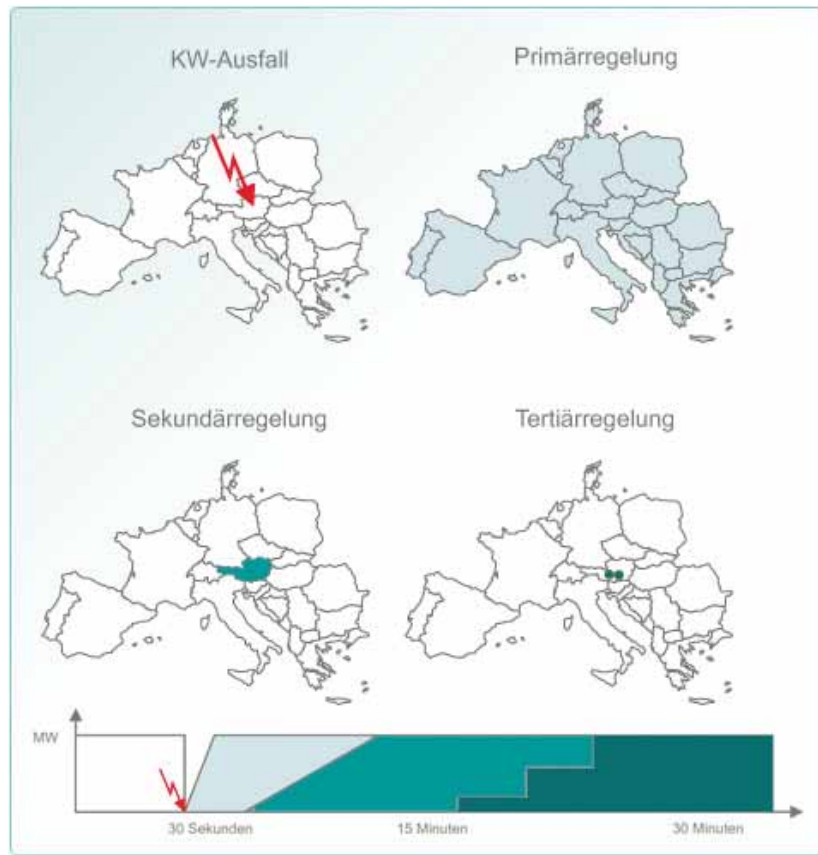


Abbildung 3.33: Schematischer Ablauf der Leistungs - Frequenz - Regelung¹⁰⁴

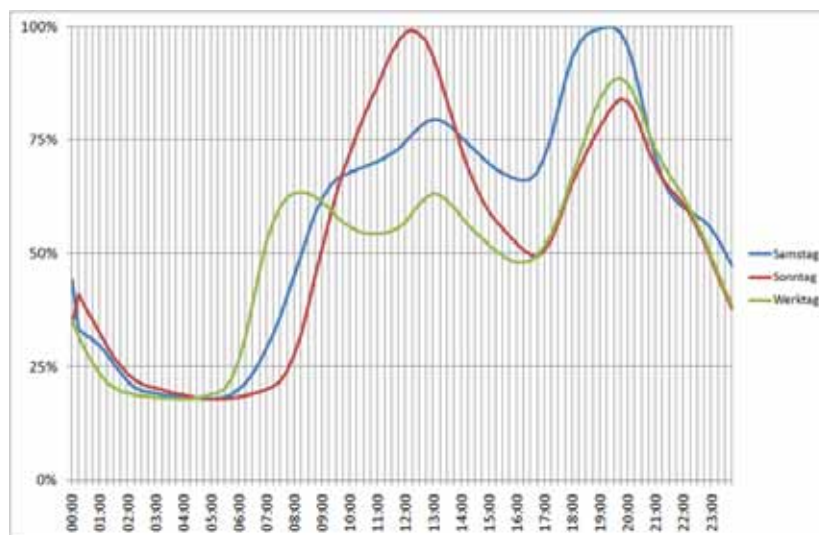


Abbildung 3.34: Tages - Lastgang in deutschen Haushalten Winter 2009 / 2010¹⁰⁵

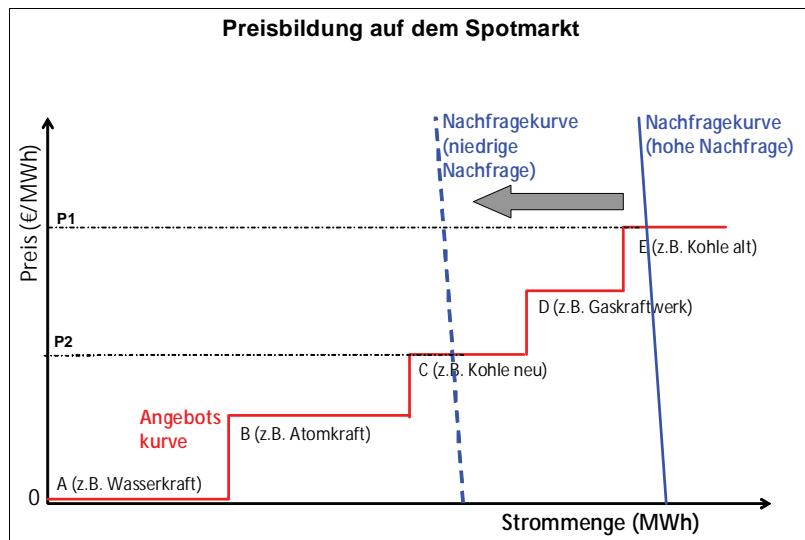


Abbildung 3.35: historische Preisbildung am Spotmarkt bei hoher und niedriger Nachfrage, ohne den Einfluss von Wind und Photovoltaik¹⁰⁷

Verschiebung der Merit Order Kurve

Die Preisbildung an den Spotmärkten erfolgt nach dem Prinzip von Angebot und Nachfrage. Wie bereits im Abschnitt zuvor beschrieben (siehe Abbildung 3.32) erfolgt der mengenmäßig größere Teil des Handels an den Terminmärkten. Durch die kurze Lieferdauer sind für die Betreiber von Kraftwerken die variablen Kosten ausschlaggebend.

Die Höhe der variablen Kosten eines thermischen Kraftwerks ist im wesentlichen durch die Brennstoffkosten und die Preise für allfällige Emissionszertifikate bestimmt. Ein über den variablen Kosten liegender Preis am Spotmarkt liefert so einen Deckungsbeitrag zur Finanzierung der Fixkosten. Die *Merit - Order Angebotskurve* bildet die Kostenstruktur der variablen Kosten der Kraftwerke innerhalb eines Marktgebietes ab. Die variablen Kosten nehmen dabei entsprechend der unterschiedlichen Kraftwerkstypen zu.

Die Nachfrage richtet sich dabei weniger nach dem Preis sondern meistens lediglich nach äußeren Rahmenbedingungen (sogenannten *Standardlastprofile*) der Verbraucher. Dabei spricht man von einem unelastischen Marktverhalten, das durch eine steil abfallende Nachfragekurve gekennzeichnet ist.

Der Schnittpunkt zwischen der Angebots- und der Nachfragekurve ergibt das *markträumende Gleichgewicht - Market Clearing Price (MCP)* (Punkt P1 in Abbildung 3.35). Dieser MCP ist für alle Börsenteilnehmer gültig d.h. Kraftwerke mit geringeren variablen Kosten erzielen einen höheren Deckungsbeitrag. Bei sinkender Nachfrage verschiebt sich die Nachfragekurve nach links und somit fällt auch der MCP (Punkt P2).¹⁰⁶ Dieser Preisbildungsmechanismus wird in Abbildung 3.35 skizziert.

¹⁰⁶Haas und Loew, Oktober 2012, Seite 9f.

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

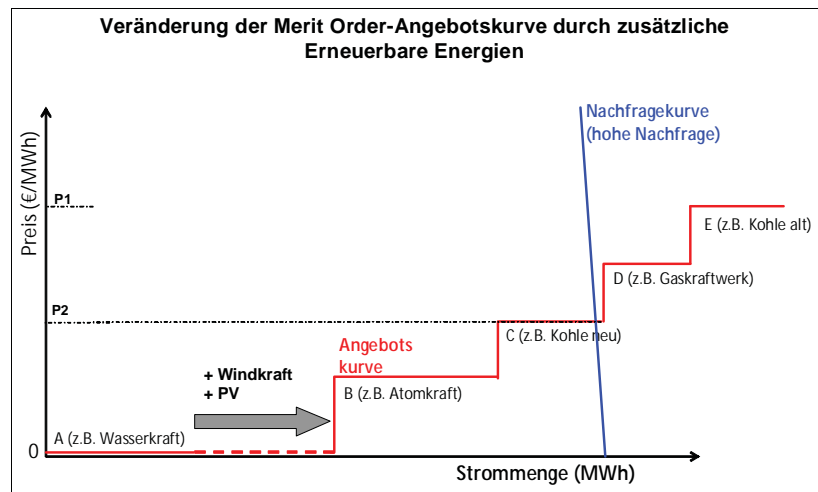


Abbildung 3.36: neue Preisbildung am Spotmarkt bei hoher Nachfrage, mit Einfluss von Wind und Photovoltaik¹⁰⁹

Die elektrische Energie aus Erneuerbaren Energieträgern weist, im klassischen Sinne, keine variablen Kosten auf. Die vorrangige Abnahme und Einspeisung der elektrischen Energie aus Erneuerbaren Energieträgern sichert, in Kombination mit den fixierten Einspeisevergütungen, einen gleichbleibenden Deckungsbeitrag zur Refinanzierung der Fixkosten. (siehe Abschnitt 2.4.1)

Dabei erfolgt die Einspeisung von elektrischer Energie aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit der Wetterlage und unabhängig vom tatsächlichen Bedarf. Dadurch verschiebt sich, wie in Abbildung 3.36 ersichtlich, die Angebotskurve um die aus den Erneuerbaren erzeugte Energie. Daraus resultiert ein sinkender MCP (P2 in Abbildung 3.36) auch bei hoher Nachfrage.¹⁰⁸

Solardelle

Der massive Ausbau der Photovoltaik hat, entgegen früherer Erwartungen, gravierenden Einfluss auf den Spotmarkt. Mit Stichtag 31.10.2013 beträgt die gesamte im deutschen Netz installierte Photovoltaikleistung 35.308 MW.¹¹⁰

Photovoltaikanlagen liefern ihre Nennleistung nur bei voller Einstrahlung und optimalen Einfallswinkel der Sonnenstrahlen. Diese Voraussetzungen sind naturgemäß häufig um die Mittagszeit erfüllt. Da die Photovoltaik Einspeisung Vorrang gegenüber der konventionellen Erzeugung genießt, verschiebt sich die Merit - Order Angebotskurve deutlich. Die MCP fallen, obwohl sich die Nachfrage (siehe Abbildung 3.34) auf einem Maximum befindet.

¹⁰⁷Haas und Loew, Oktober 2012, Seite 10

¹⁰⁸Haas und Loew, Oktober 2012, Seite 11.

¹⁰⁹Haas und Loew, Oktober 2012, Seite 11

¹¹⁰Bundesnetzagentur, 30.11.2013.

Einfluss der Photovoltaik auf den Strompreis am 16. Juli 2011 *Photon*

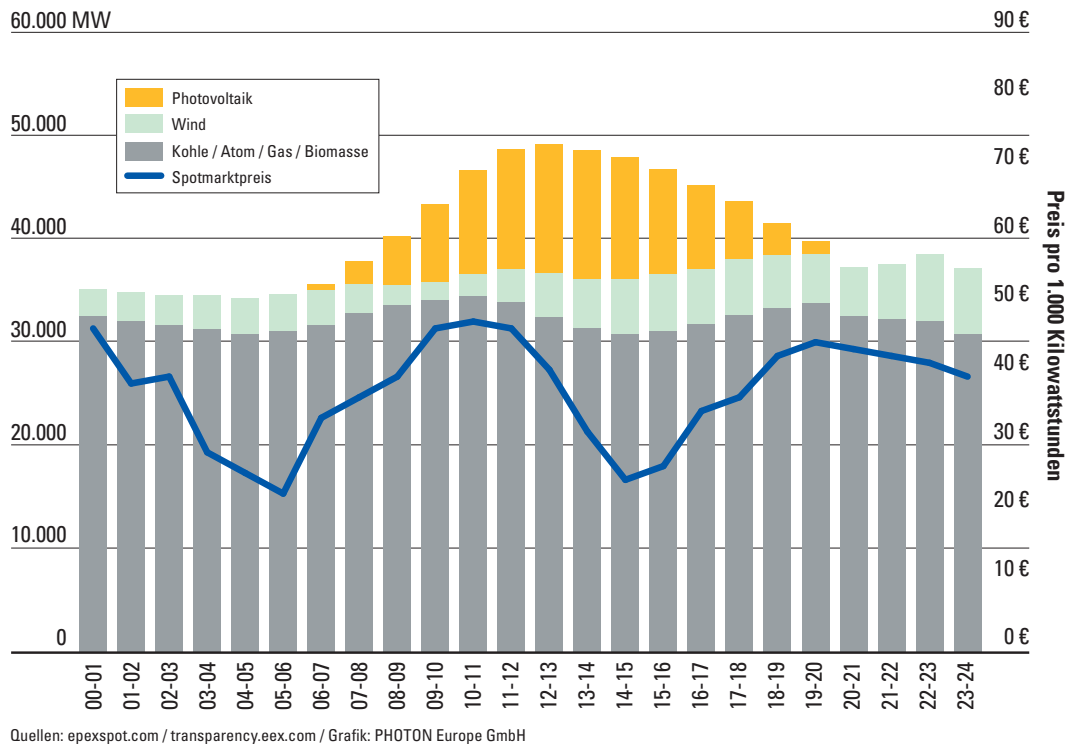


Abbildung 3.37: Einfluss der Photovoltaik Einspeisung auf die Preisentwicklung im deutschen Spotmarkt am 16.07.2011¹¹²

Dieser Effekt ist in der Abbildung 3.37 ersichtlich und wird als sogenannte *Solardelle* bezeichnet.¹¹¹

Die ins Netz eingespeiste Windenergie wirkt sich ähnlich auf den Spotmarkt aus. Im Jahr 2013 waren in Deutschland WEA mit einer Nennleistung von insgesamt 32.350 MW installiert.¹¹³ Während die eingespeiste Menge an elektrischer Energie bei der Photovoltaik zwischen 10 und 16 Uhr am höchsten ist, und in der Nacht bei null liegt, weist die Einspeisung der WEA keine solche Charakteristik auf. Stark- und Schwach Windzeiten können rund um die Uhr auftreten.

Überschneiden sich dabei Zeiten mit geringem Verbrauch und starkem Windaufkommen, so fallen die Preise am Spotmarkt stark ab, und können, die Zulässigkeit im Börsenhandel vorausgesetzt, auch negative Werte annehmen. In der Abbildung 3.38 werden diese Zusammenhänge anhand einer Woche im Sommer aufgezeigt.

¹¹¹Haas und Loew, *Oktober 2012*, Seite 12.

¹¹²Photon Europe GmbH, *2011*

¹¹³IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, *2013*.

¹¹⁴Haas, Lettner u. a., *1.-7.07.2012*, Seite 9

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

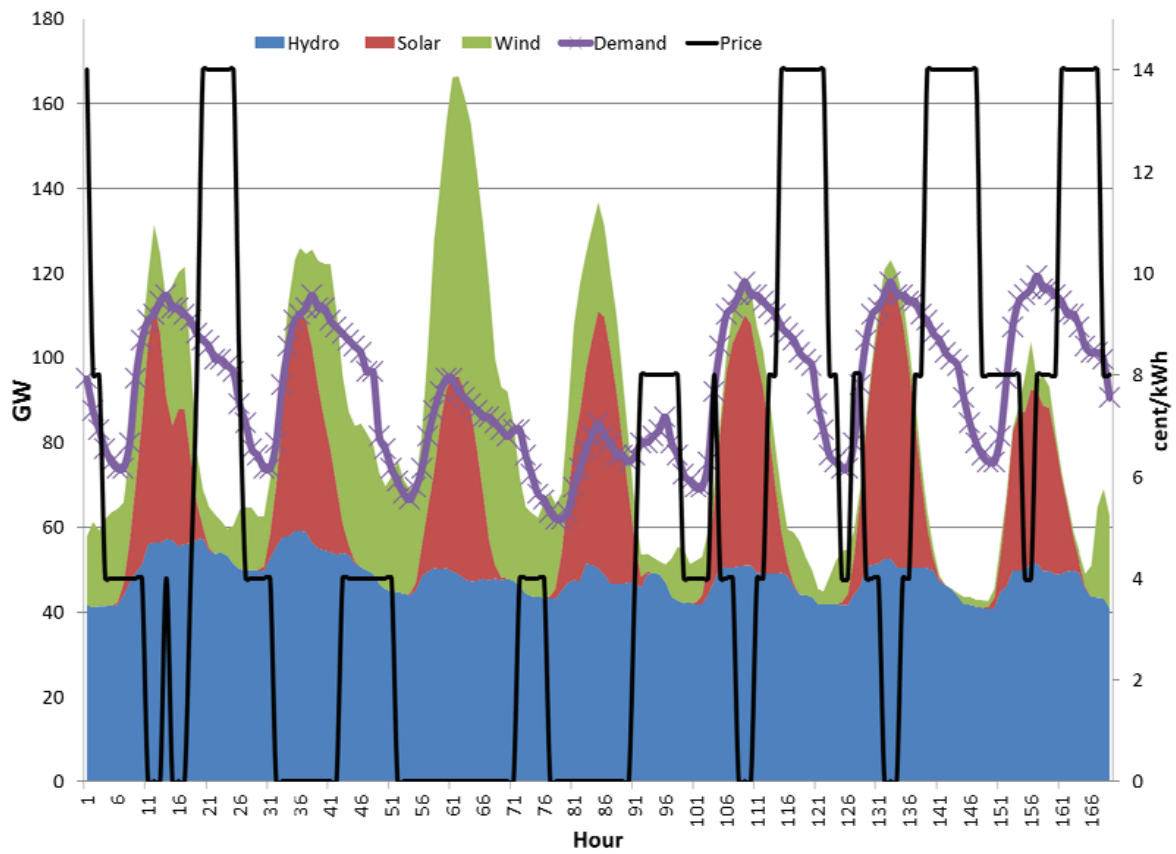


Abbildung 3.38: Entwicklung der Stromerzeugung Erneuerbarer Energieträger in einer Sommerwoche im Vergleich zur Nachfrage und daraus resultierenden Strompreis am Spotmarkt¹¹⁴

3.4 Preisbildung im Elektrizitätssektor

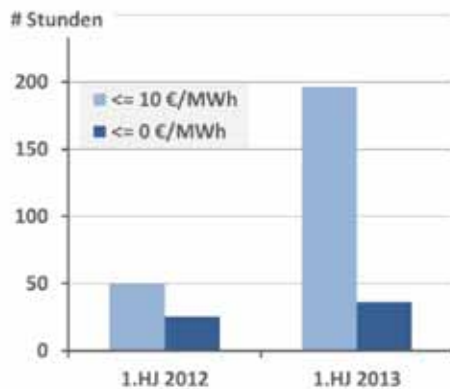


Abbildung 1: Anzahl der Niedrigpreisstunden (<= 10 €/MWh und <= 0 €/MWh), 1. Halbjahr



Abbildung 2: Anzahl der Niedrigpreisstunden (<= 10 €/MWh) aufgelöst nach Monaten

Abbildung 3.39: Anzahl der Stunden mit Preisen unter 10 Euro/MWh am Day - Ahead Spotmarkt in den ersten Halbjahren 2012 und 2013 ¹¹⁶

negative Preise Spotmarkt

Die zuvor beschriebenen Mechanismen führten dazu, dass es bei bestimmten Marktsituationen, und einem Spotmarktpreis von 0 Euro/MWh, nicht mehr möglich war 100% aller Verkäufe umzusetzen. Beim Eintreten einer solchen Situation mussten sogenannte Teilzuweisungen vorgenommen werden. Der Anteil der nicht erfüllten Verkäufe wurde in den Intraday- oder Ausgleichsenergiemarkt transferiert. Diese wurden durch das entstehende Überangebot erheblich belastet.

Am 1. September 2008 wurde die untere Preisgrenze für Stundenauktionen auf -3.000 Euro/MWh verschoben. Seit diesem Zeitpunkt sind negative Preise im Spotmarkt zulässig. Damit sollen Anreize für die Aufnahme und Nutzung überschüssiger Erneuerbarer Energie gesetzt werden.¹¹⁵ Negative Preise bedeuten, dass der Käufer des Handelsproduktes eine Vergütung für die bezogene elektrische Energie erhält.

Einen Überblick über die Anzahl der im ersten Halbjahr 2012 und 2013 am Day - Ahead Spotmarkt aufgetretenen Stundenpreise unter 10 Euro/MWh liefert Abbildung 3.39, linker Teil. Im rechten Teil der Abbildung 3.39 ist die Verteilung der Preise unter 10 Euro/MWh über die Monate der ersten Halbjahre 2012 und 2013 aufgetragen.

Die oben stehende Grafik in Abbildung 3.40 zeigt den beispielhaften Wochenverlauf der 12. Kalenderwoche im März 2013. Bedingt durch die geringere Nachfrage am Wochenende, und die gleichzeitig starke Einspeisung von Wind und Solar, kam es zu negativen Preisen am Spotmarkt. Die tatsächliche Erzeugung von elektrischer Energie in den deutschen Erzeugungsanlagen ist in der mittleren Grafik zu sehen. Etwa 1/3 der in Deutschland

¹¹⁵e&t ENERGIE HANDELSGESELLSCHAFT m.b.H. 2013.

¹¹⁶Zusammengefügte Grafik aus: Mayer, Kreifels und Burger, August 2013, Seite 9

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

erzeugten Energie wird in diesem Beispiel ins Ausland exportiert da die Binnennachfrage nicht gegeben ist. Die in Abbildung 3.40 untenstehende Tabelle zeigt die Auslastung der Erzeugungsanlagen zur Stunde des geringsten Preises am Sonntagnachmittag.

3.5 Speicherbedarf innerhalb des Elektrizitätsversorgungsnetzes

Wie bereits in Abschnitt 1.2.1 beschrieben, kann innerhalb eines elektrischen Netzes keine elektrische Energie gespeichert werden. Somit muss die erzeugte Menge an elektrischer Energie jederzeit mit der verbrauchten Menge übereinstimmen. Durch die entsprechende Verbindung einer großen Anzahl von Erzeugungseinrichtungen und Verbrauchern kann eine räumliche Entkoppelung von Angebot und Nachfrage hergestellt werden, der Grundgedanken des Verbundnetzes. Die übertragbare Leistung ist dabei durch die Übertragungskapazität der eingesetzten Leitungssysteme begrenzt.

Eine zeitliche Entkoppelung von Angebot und Nachfrage ist jedoch nur durch den Einsatz von Speichern möglich.

3.5.1 Grundlagen der Speicherung

Der Bedarf und Verbrauch an elektrischer Energie schwankt wie in Abschnitt 3.4.3 beschrieben über die Zeit sehr stark. Die Prognose des Verbrauches erfolgt für Kleinkunden mit jeweils zugeordneten Standardlastprofilen für unterschiedliche Zeitpunkte. Die Leistungsaufnahme von Großverbrauchern wird mittels durchgängiger Lastgangmessung in 15 minütiger Auflösung gemessen. Die Daten dieser registrierenden Lastgangmessung werden in der Regel einmal am Tag an den Netzbetreiber weitergeleitet und ermöglichen eine genauere Prognose des zukünftigen Verbrauchs.

Die Erzeugung von elektrischer Energie aus EE ist, wie in Abschnitt 1.2.4 beschrieben, zum Teil von einem sehr stark schwankenden Dargebot abhängig. Die von bedarfsgerecht erzeugenden Kraftwerken abzudeckende Last wird als *Residuallast* bezeichnet. Diese ergibt sich aus der im Netz nachgefragten Last abzüglich der Einspeisung aus nicht regelbarer Erzeugung. Die Größe der Residuallast schwankt in Systemen mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energieträgern innerhalb kurzer Zeitspannen sehr stark. Die im deutschen Netz auftretende Residuallast bei gleichzeitiger hoher Einspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen, für einen fiktiven Sonntag im Winter 2020, wird in Abbildung 3.41 abgebildet.

Zur Deckung der Residuallast eignen sich prinzipiell alle regelbaren Kraftwerke. Dies können thermische Kraftwerke, die mit nuklearem, fossilem oder mit biogenem Brennstoff betrieben werden, aber beispielsweise auch Wasserkraftwerke mit entsprechenden Speichermöglichkeiten sein. Dabei muss zwischen einem technisch notwendigen Betrieb der

¹¹⁷ Mayer, Kreifels und Burger, [August 2013](#), Seite 10; dort aus [6]: Mayer, [12.12.2013](#) und [7]: Burger, [9.12.2013](#); Anmerkung: bei den Primärquellen handelt es sich um fortlaufend aktualisierte Datenreihen des Jahres 2013

¹¹⁸Krzikalla, Achner und Brühl, [April 2013](#), Seite 27

3.5 Speicherbedarf innerhalb des Elektrizitätsversorgungsnetzes

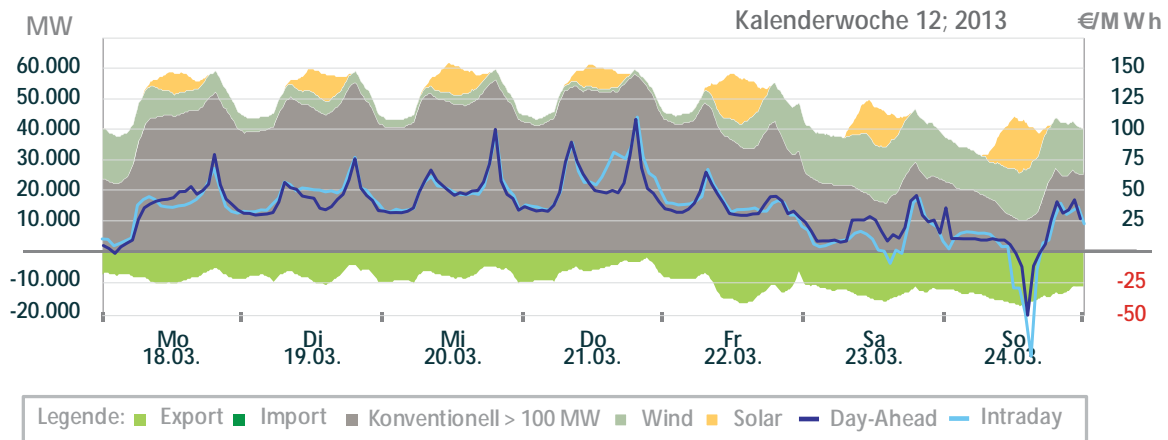


Abbildung 3: Beispiel für Wochenverlauf von Börsenstrompreisen, konventioneller und regenerativer Stromerzeugung im März 2013. Negative Strompreise am Sonntag [6].

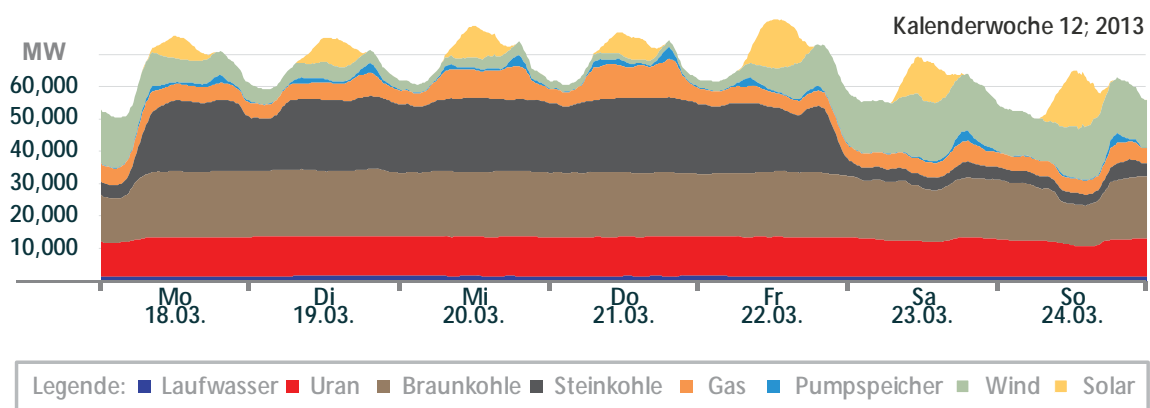


Abbildung 4: Tatsächliche Produktion nach Energieträger für die Beispielwoche im März 2013 [7].

Tabelle 1: Auslastung und Erzeugung nach Energieträger 24.03.2013 14:00–15:00 Uhr [6]

14:00-15:00	LW	Uran	BK	SK	Gas	Pu Sp	Wind	Solar
Erzeugung (GW)	1,2	9,3	12,0	3,1	4,7	0,3	16,6	14,1
Auslastung	32,4%	77,3%	56,6%	12,3%	19,2%	2,8%	54,9%	42,4%

Abbildung 3.40: Wochenverlauf der Stromerzeugung und des Spotmarktpreises und der aus dem negativen Spotpreis resultierenden Kraftwerksauslastung in der Kalenderwoche 12/2013 ¹¹⁷

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

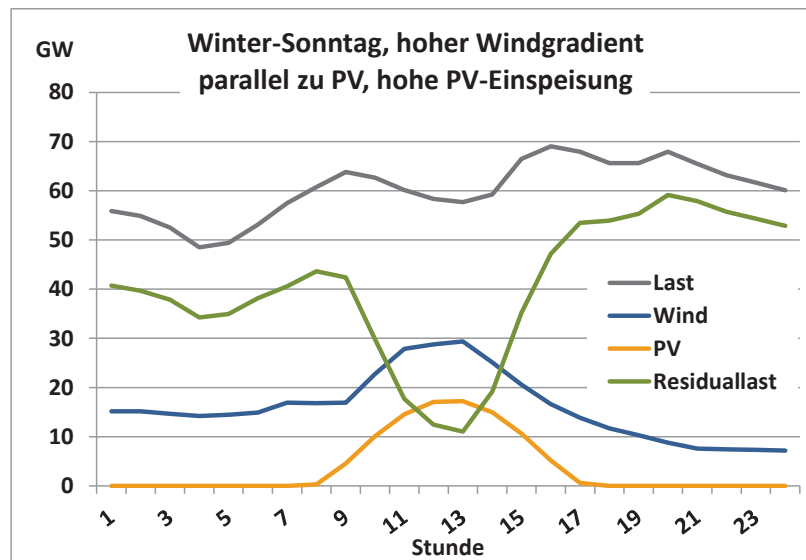


Abbildung 3.41: Residuallast im deutschen Netz an einem fiktivem Sonntag im Winter 2020 bei gleichzeitig hoher Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen¹¹⁸

Kraftwerke und einer betriebswirtschaftlich sinnvollen Fahrweise der Kraftwerke unterschieden werden. Dies betrifft zum einen den teilweise geringen Wirkungsgrad im Teillastbereich als auch die möglichen Laständerungsgeschwindigkeiten (Gradienten) zur Anpassung an die aktuell benötigte Leistung.

In einer vom *Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE)* in Auftrag gegebenen Studie mit dem Titel "Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien"¹¹⁹ wurde die auftretende maximale und minimale Residuallast für das deutsche Netz bis zum Jahr 2030 untersucht. Dies geschah auf der Grundlage des vom BEE prognostizierten Ausbauszenarios der Nutzung der EE, das in Abbildung 3.42 dargestellt wird.

Wie aus Abbildung 3.43 ersichtlich verringert sich, trotz des erheblichen Ausbaus der EE, die maximale auftretende Residuallast nur geringfügig. Die minimale Residuallast sinkt jedoch sehr stark. Bei einer vollständigen Einspeisung der in EE Anlagen erzeugten elektrischen Energie treten Situationen mit negativer Residuallast auf. Wenn entsprechende Speichermöglichkeiten für diesen Energieüberschuss nicht vorhanden sind, führt dies zur zwangsweisen Abregelung von Anlagen auf Basis der EE.

In Abbildung 3.44 wird die Eignung unterschiedlicher Technologien und Maßnahmen zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage, in Abhängigkeit der Reaktionszeit (Gradienten) und der Speicherdauer, abgebildet. Einen Vergleich verschiedener Speichertechnologien in Bezug auf die Speicherkapazität, die installierte Leistung, und die Betriebsdauer bei maximaler

¹¹⁹Krzikalla, Achner und Brühl, April 2013.

¹²⁰Krzikalla, Achner und Brühl, April 2013, Seite 14

¹²¹Krzikalla, Achner und Brühl, April 2013, Seite 18

3.5 Speicherbedarf innerhalb des Elektrizitätsversorgungsnetzes

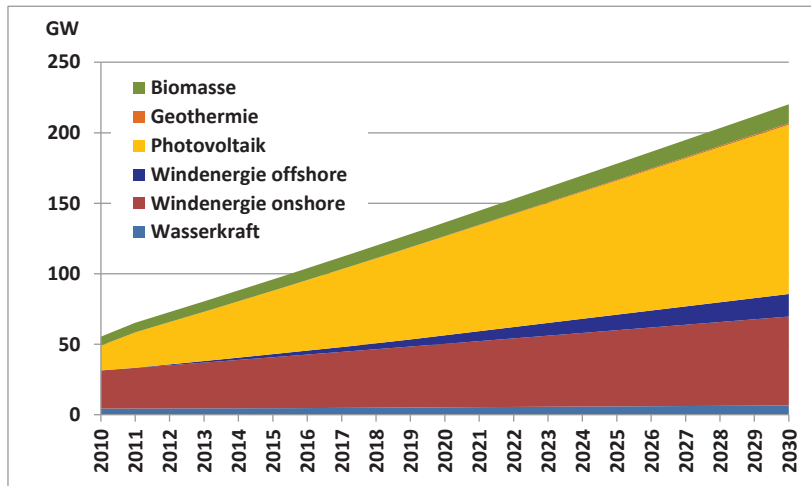


Abbildung 3.42: Installierte Elektrische Leistung auf Basis der EE in Deutschland bis 2030 gemäß BEE¹²⁰

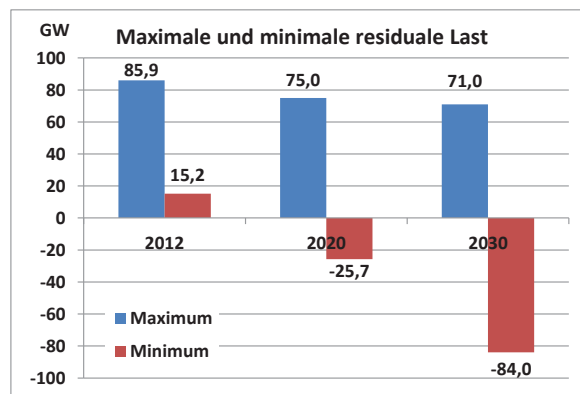
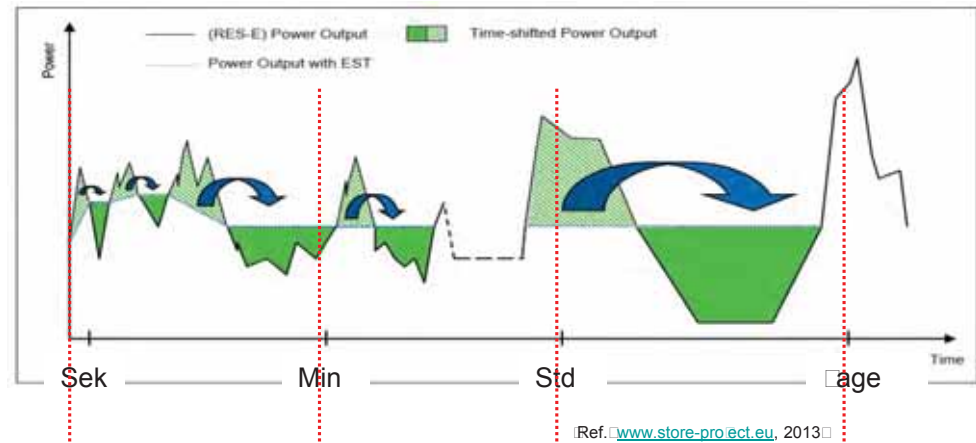


Abbildung 3.43: Maximale und minimale Residuallast im deutschen Elektrizitätsnetz zufolge des Ausbauszenarios nach BEE¹²¹

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung



	Sek – Min	Min – Std	Std - Tage
Pumpspeicher	■	■	■
power to gas		■	■
Druckluftspeicher		■	■
Batterien	■		
Schwungräder	■		
Verbrauchsmgt.	■	■	■
Einspeisemgt.			

Abbildung 3.44: Unterschiedliche Technologien zum Ausgleich von Elektrizitätsangebot und -nachfrage¹²²

Leistung, bietet die Abbildung 3.45. Dabei handelt es sich nur um Anlagen die sich bereits in Betrieb beziehungsweise Bau befinden.

Bei der quantitativen Erfassung von Pumpspeicheranlagen muss zwischen der installierten Turbinen- und Pumpleistung unterschieden werden. Häufig wird jedoch nur von der installierten Turbinenleistung ausgegangen. Diese beträgt bei älteren alpinen Pumpspeicherwerken häufig ein vielfaches der installierten Pumpleistung. Bei der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz der TIWAG lag 2010 die installierte Turbinenleistung bei ca. 780 MW. Die installierte Pumpleistung liegt jedoch nur bei 250 MW elektrischer Leistung.¹²⁴

Die installierte Pumpleistung lag im März 2012 in Österreich bei ca. 2700 MW. Bis 2020 soll ein Ausbau um rund 3000 MW, und danach um weitere 1780 MW auf insgesamt 7480 MW installierte Pumpleistung erfolgen.¹²⁵

¹²²Herdina, 24.10.2013, Folie 9, teilweise basierend auf: Zach, Auer, Körbler u. a., September 2012, Seite 13

¹²³Leitl, 2010, Folie 7

¹²⁴Neubarth, 2012, Seite 10.

¹²⁵Oesterreichs Energie, 2012, Seite 11.

3.5 Speicherbedarf innerhalb des Elektrizitätsversorgungsnetzes

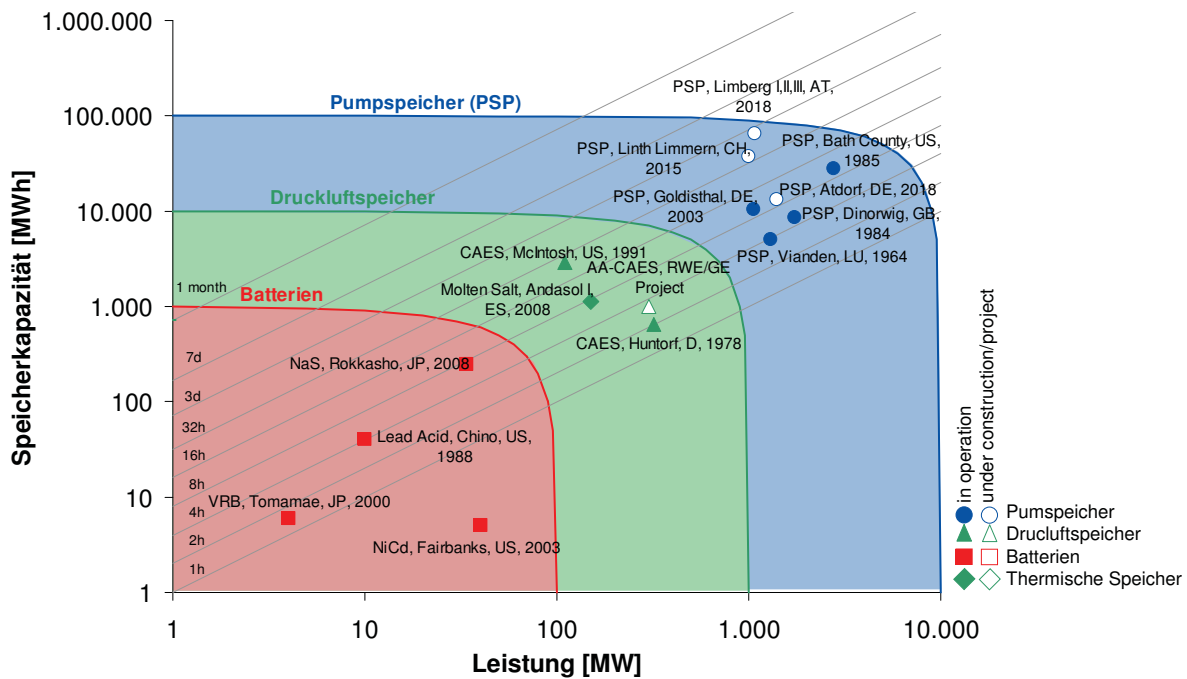


Abbildung 3.45: Vergleich der Speicherkapazität und installierten elektrischen Leistung von in Betrieb, und in Bau (2010) befindlichen elektrischen Speichern (Achtung, logarithmische Achsenskalierung!)¹²³

3.5.2 Prognose des zukünftigen Speicherbedarfs

Der zukünftige Bedarf an Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie wird in Europa aktuell vor allem durch den Ausbau der Nutzung von fluktuierenden Erneuerbaren Energieträger bestimmt. Von der Europäischen Kommission wird daher das *store* Projekt unter dem Titel *Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy* finanziert.

Im Rahmen dieses Projektes wurde der Bericht *Assessment of the Future Energy Storage Needs of Austria for Integration of Variable RES-E Generation*¹²⁶ erstellt. Unter Berücksichtigung der existierenden Erzeugungsstruktur und Netzinfrastruktur wurde in Simulationsmodellen der künftige Bedarf an Speichern zur Integration der elektrischen Energie aus fluktuierenden EE ermittelt. Dabei wurde auch das kombinierte Elektrizitätsversorgungssystem Deutschland - Österreich im Jahr 2050 mit einer installierten Pumpleistung von 17200 MW untersucht. Der Modellierung wurden folgende Szenarien zugrunde gelegt:

- Szenario AC: favorisierter Ausbau der Windkraft in Deutschland, kombiniert mit einem Ausbau der EE in Österreich gemäß NREAP
- Szenario BC: favorisierter Ausbau der Photovoltaik in Deutschland, kombiniert mit einem Ausbau der EE in Österreich gemäß NREAP

Die Annahmen für diese Simulation werden in Abbildung 3.46 dargestellt.

¹²⁶Zach, Auer, Lettner u. a., April 2013.

3 Aufbau der europäischen Elektrizitätsversorgung

[MW]	Germany		Austria	Total AT-DE	
	A	B	C	AC	BC
Wind (onshore)	63,000	55,000	4,710	67,710	59,710
Wind (offshore)	30,000	21,000	0	30,000	21,000
PV	45,000	100,000	26,960	71,960	126,960
Hydropower					
Run-of-River		5,700	7,200		12,900
HES		0	3,600		3,600
PHES		8,000	9,200		17,200
Small Hydropower			250		250
Other RES-E		5,000	2,000	7,000	7,000
Yearly Peak Load		79.1	13.6	92.5	92.5
Energy Consumption [TWh]		~500	83	~583	~583
RES-E Generation [TWh]		~400	94	~494	~494

Abbildung 3.46: Ausbauszenarien der EE im Jahr 2050 im Versorgungsgebiet Deutschland - Österreich¹²⁷

2050 Scenario	Country	Stored Energy [GWh]	Provided Energy [GWh]	Max. used power [GW]	
				Charge	Discharge
BC	DE	20,228.96	16,365.63	8.0	8.0
	AT	20,859.28	16,762.69	9.2	9.2
BC _{full}	DE	20,174.01	16,321.21	8.0	8.0
	AT	44,102.49	35,671.96	59.2	37.7
AC	DE	17,161.74	13,878.71	8.0	8.0
	AT	20,326.55	16,020.09	9.2	9.2
AC _{full}	DE	17,111.39	13,837.93	8.0	8.0
	AT	27,005.47	21,398.66	36.4	37.2

Abbildung 3.47: Übersicht des Speicherbedarfs für das Jahr 2050 im Versorgungsgebiet D-A¹²⁸

Die für eine vollständige Integration der EE notwendige Pump- und Turbinenleistung sowie die erforderliche Speicherkapazität in Österreich wurde in den Szenarien AC_{full} und BC_{full} untersucht. Bei dieser Simulation wurden Exporte in die Nachbarländer des Versorgungsgebietes D-A, Abschaltungen von EE Anlagen und Netzengpässe innerhalb D-A nicht berücksichtigt. Um eine vollständige Integration der Energie aus EE zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten, reichen die vorhandenen und bis 2050 projektierten Pumpspeichieranlagen im Gebiet D-A nicht aus. Wie in Abbildung 3.47 ersichtlich, müsste zur vollständigen Integration der prognostizierten Erzeugung aus EE die Pumpleistung der österreichischen PSW um den Faktor 4-6 erhöht werden. Hingegen ist die Speicherkapazität der vorhandenen und projektierten PSW gemäß dieses Berichtes ausreichend.¹²⁹

Gemäß eines Tagungsbeitrages der RWE wird im Jahr 2030 der kurzfristige Ausgleich der volatilen Einspeisung der EE durch physikalische Stromspeicher (Pump- und Druckluftspeicher) erfolgen. Diese dienen der Spannungsregelung des Elektrizitätsnetzes und der Speicherung für die Dauer von wenigen Stunden bis maximal einigen Tagen (Vergleiche Abbildung 3.45). Längere Phasen mit geringer Einspeisung aus EE können durch Aktivierung

¹²⁷Zach, Auer, Lettner u. a., April 2013, Seite 9

¹²⁸Zach, Auer, Lettner u. a., April 2013, Seite 50

¹²⁹Zach, Auer, Lettner u. a., April 2013, Seite 50.

3.5 Speicherbedarf innerhalb des Elektrizitätsversorgungsnetzes

von Kraftwerken der Kaltreserve, oder den Einsatz von chemischen Stromspeichern (Power to Gas) ausgeglichen werden.¹³⁰

¹³⁰Leitl, 2010.

4 Pumpspeichertechnologie

Für die Speicherung von elektrischer Energie stellen, zum gegenwärtigen Zeitpunkt, Pumpspeicherwerke (PSW) die einzig verfügbare, wirtschaftliche, großtechnische und praxiserprobte Technologie dar.

Neben ihrem Beitrag zum störungsfreien Betrieb des Elektrizitätsnetzes spielen sie für die Integration fluktuierender EE in das öffentliche Elektrizitätsnetz eine wichtige Rolle.¹

4.1 Funktionsweise eines PSW

Bei einem Überangebot an elektrischer Energie wird Wasser mit einer Pumpe aus dem Unterbecken in das Oberbecken gepumpt und dort gespeichert. Bei Bedarf an Energie wird die Turbine mit dem gespeicherten Wasser aus dem Oberbecken beaufschlagt und die erzeugte Energie wieder in das Elektrizitätsnetz abgegeben. Dies prinzipielle Funktionsweise eines Pumpspeicherwerkes ist in Abbildung 4.1 ersichtlich.

Verfügt das Oberbecken zusätzlich über einen nennenswerten natürlichen Zufluss so spricht man von einem Pumpspeicherkraftwerk (PSKW), ansonsten von einem Pumpspeicherwerk (PSW). Zur Vereinheitlichung wird in dieser Arbeit für beide Varianten die Bezeichnung PSW verwendet.

4.1.1 Anlagenschema eines alpinen PSW

Aufgrund der großen Höhenunterschiede zwischen Ober- und Unterbecken werden PSW im allgemeinen als Hochdruckanlagen konzipiert. Diese sind durch eine Fallhöhe von teilweise weit über 50m und einen, im Vergleich zu Nieder- und Mitteldruckanlagen, niedrigen Durchfluss gekennzeichnet. Bei den im Alpenraum situierten sogenannten *alpinen PSW* handelt es sich um eine Sonderform von Speicherkraftwerken. Die Triebwasserführung erfolgt aufgrund der Topographie, in der Regel zumindest teilweise, unterirdisch in Stollen. In Abhängigkeit der Situierung von Ober- und Unterwasserführung sowie des Krafthauses können folgende Bauweisen unterschieden werden, wobei auch Mischformen auftreten:³

- Italienische Bauweise (Abbildung 4.2)
- Schwedische Bauweise (Abbildung 4.3, links)
- Norwegische Bauweise (Abbildung 4.3, rechts)

4 Pumpspeichertechnologie

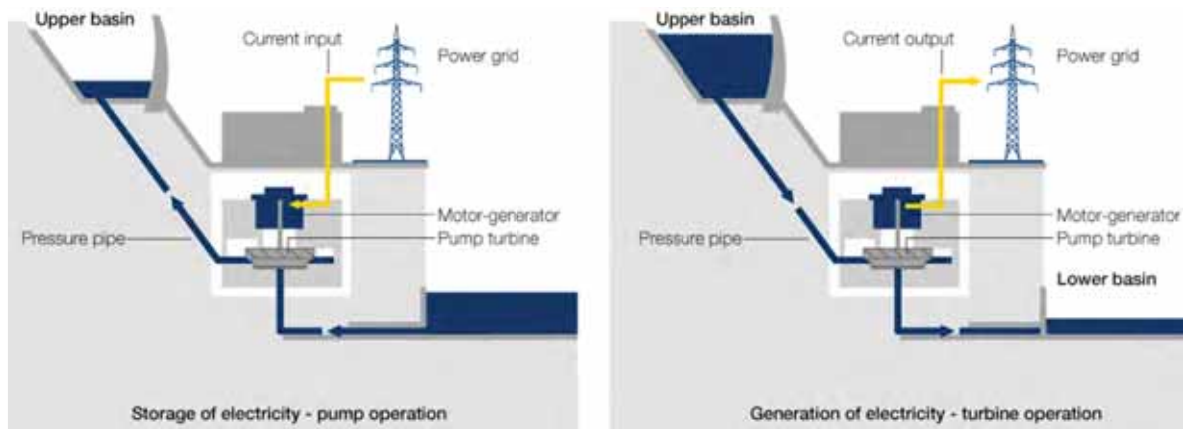


Abbildung 4.1: Prinzipielle Funktionsweise eines PSW: linke Grafik - Pumpbetrieb (Einspeicherung); rechte Grafik - Turbinenbetrieb (Ausspeicherung)²

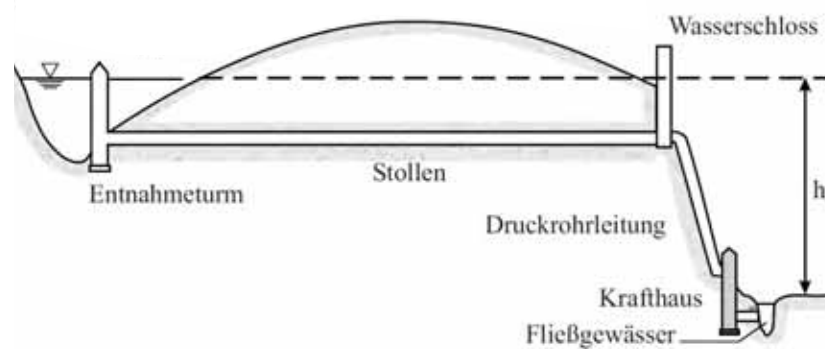
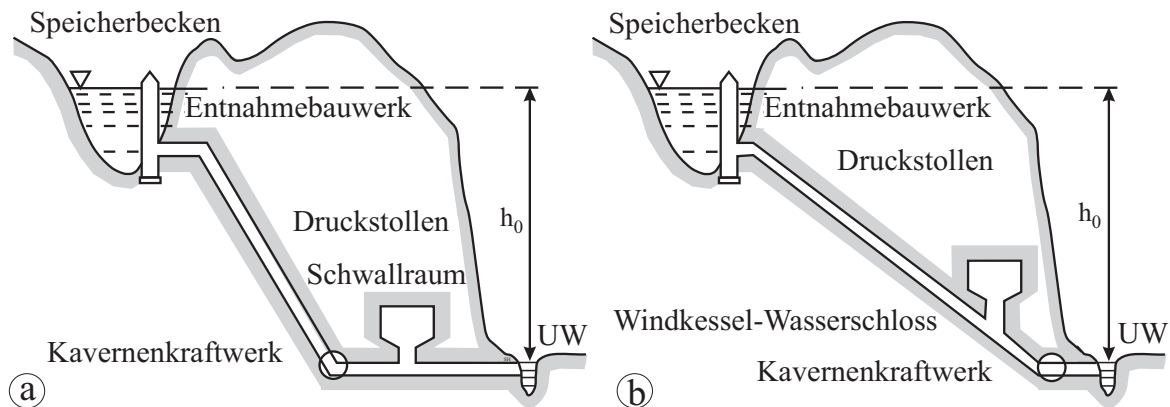


Abbildung 4.2: Italienische Bauweise eines Speicherkraftwerkes⁴

Abbildung 4.3: links (a) schwedische und rechts (b) norwegische Bauweise eines Speicherkraftwerkes⁵

4.1.2 Wirkungsgrad eines PSW

Die elektrische Leistung P einer Wasserkraftanlage ergibt sich gemäß nachfolgender Gleichung zu:

$$P = Q * h * \eta_{ges} * g * \rho \quad [Watt]$$

Die nachfolgenden Eingangsgrößen beeinflussen die Leistung einer Wasserkraftanlage:

- Brutto Fallhöhe h [m]
- Wasserdurchfluss Q $\left[\frac{m^3}{s}\right]$
- Wirkungsgrade (Triebwasserführung, Turbine und Generator) η_{ges} [-]
- Erdbeschleunigung g $\left[\frac{m}{s^2}\right]$
- Dichte des Wassers ρ $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$

Der gesamte Wirkungsgrad einer Wasserkraftanlage liegt im Bereich von:⁶

$$\eta_{ges} = 0,75 - 0,93 \quad [-]$$

Eine Übersicht über die Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerksarten bietet Abbildung 4.4.

Wie in Abschnitt 1.2.1 beschrieben, ist elektrische Energie innerhalb des Elektrizitätsnetzes im eigentlichen Sinne nicht speicherbar. Eine Speicherung ist häufig nur durch die Umwandlung in eine andere Energieform möglich. Im PSW erfolgen die Umwandlungsschritte von

¹Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2014.

²Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG, 2014

³Giesecke, Mosonyi und Heimerl, 2009, Seite 111ff.

⁴Giesecke, Mosonyi und Heimerl, 2009, Seite 28

⁵Giesecke, Mosonyi und Heimerl, 2009, Seite 113

⁶Zahoransky u. a., 2013, Seite 267.

⁷Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft, 2014

4 Pumpspeichertechnologie

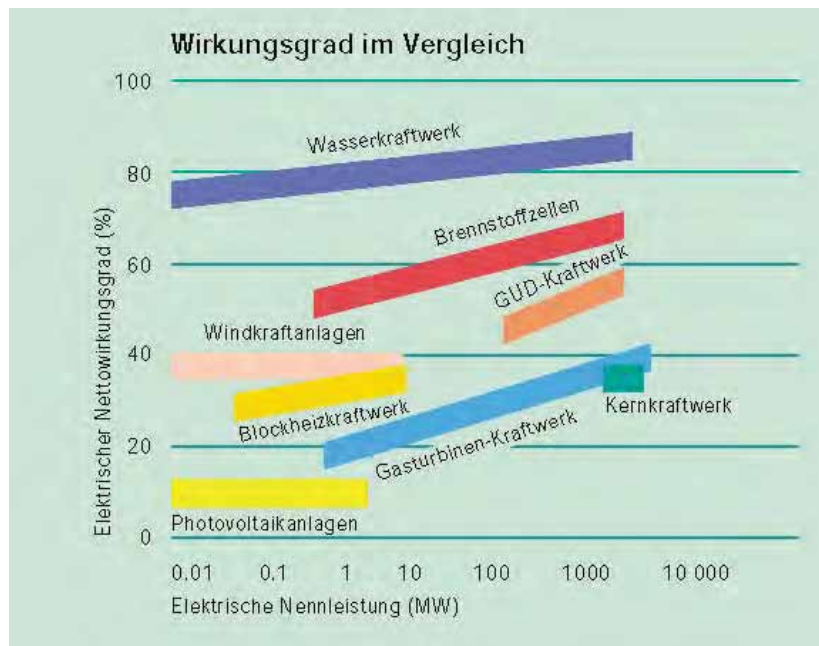


Abbildung 4.4: Übersicht der Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerksarten⁷

elektrischer (Netz), zu mechanischer (Pumpe), zu potentieller (oberes Speicherbecken - eigentliche Speicherung), zu mechanischer (Turbine), wieder hin zu elektrischer Energie (Netz).

Dabei entstehen zwischen der Ein- und Ausspeicherung Verluste, die zum Einen durch die Umwandlung als auch durch die Dauer der Speicherung bedingt sein können. Das Verhältnis zwischen aufgenommener und nach der Speicherdauer wieder abgegebener elektrischer Energie wird dabei als *Speicherwirkungsgrad* bezeichnet. Eine weitere gebräuchliche Bezeichnung ist *Zykluswirkungsgrad*. In Abbildung 4.5 wird schematisch der Speicherwirkungsgrad und die auftretenden Verluste beim Betrieb eines PSW dargestellt. Bei neueren PSW kann der Speicherwirkungsgrad bei bis zu 85 % liegen.^{8,9}

4.2 Anlagenteile alpiner PSW

Alpine PSW bestehen üblicherweise aus den nachfolgenden, teilweise auch in Abbildung 4.6 dargestellten, Bauteilen:

- oberes Speicherbecken (Oberbecken)
- Ein- Auslaufbauwerk im Oberbecken

⁸Pöyry Energy AG, März 2008, Seite 41.

⁹Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG, 2014.

¹⁰Deutsche Energie-Agentur GmbH und Technische Universität München, 24.11.2008, Seite 21, basierend auf Giesecke, Mosonyi und Heimerl, 2009, Seite 686

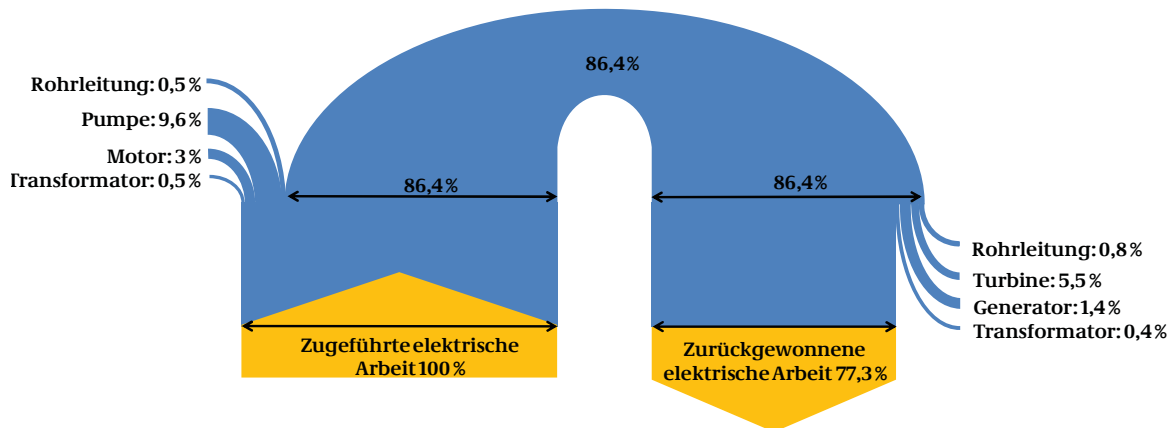


Abbildung 4.5: Überschlägige Darstellung des Speicherwirkungsgrades und der auftretenden Verluste eines PSW¹⁰

- Schieberkammer
- Triebwasserführung
 - Druckstollen - Flachstrecke
 - Wasserschloss
 - Druckabstieg (Druckschacht) - vertikal oder geneigt
- Kraftstation
- untere Flachstrecke (Unterwasserführung)
 - ev. Unterwasserschloss
 - Unterwasserstollen
- Ein- Auslaufbauwerk im Unterbecken
- unteres Speicherbecken (Unterbecken)

4.2.1 Speicherbecken

Innerhalb eines PSW stellt das Oberbecken den eigentlichen Energiespeicher dar. Bei PSW im alpinen Raum wird das Oberbecken zumeist von einem Jahresspeicher, der der Verlagerung der saisonal stark unterschiedlichen Abflüsse dient, gebildet. Diese Jahresspeicher zeichnen sich durch einen, im Verhältnis zum Ausbaudurchfluss des PSW, sehr großen nutzbaren Speicherinhalt aus. Abbildung 4.7 zeigt den Einfluss des, zur damaligen Zeit projektierten, PSW Limberg 2 auf die Spiegellagen der vorhandenen Speicher Mooser- und Wasserfallboden in der Kraftwerksgruppe Glockner Kaprun.

Die Größe und Ausbildung der Unterbecken alpiner PSW variiert dabei in stärkerem Maße. Aus der Höhendifferenz zwischen dem Wasserspiegel im Ober- und Unterbecken ergibt sich

¹¹Kraftwerke Linth-Limmern AG, August 2006, Seite 10

¹²Ottendörfer, 2011, Seite 51

4 Pumpspeichertechnologie

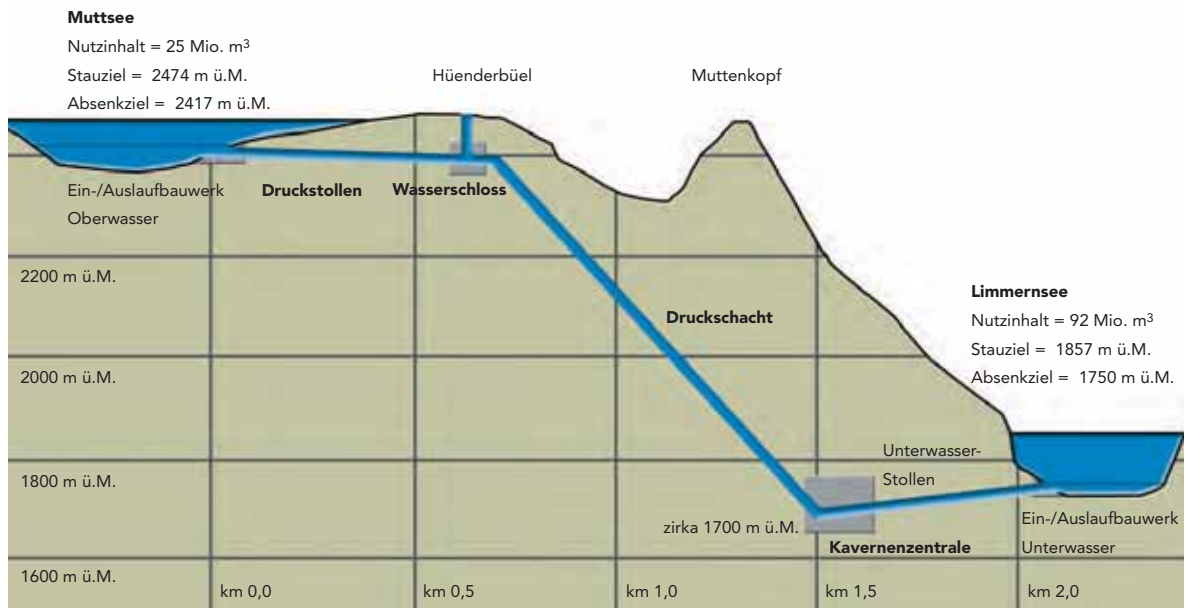


Abbildung 4.6: Typische Bauteile eines alpinen PSW am Beispiel des PSW Linthal 2015¹¹

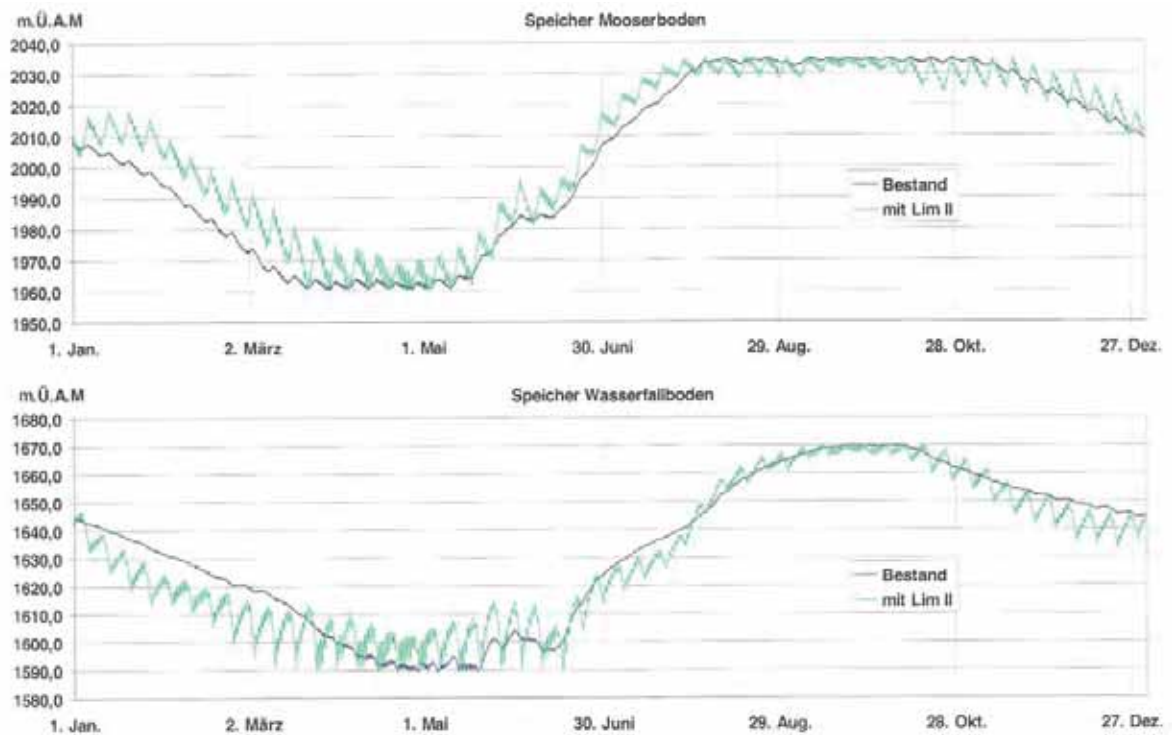


Abbildung 4.7: Simulierte Spiegellagen der vorhandenen Speicher Mooser- und Wasserfallboden bei Betrieb des PSW Limberg 2¹²



Abbildung 4.8: Übersicht des PSW Feldsee in der 1. Ausbaustufe mit Nutzung der vorhandenen Speicher Feld- und Wurtensee¹³

die Brutto Fallhöhe. Durch die Nutzung vorhandener Speicher als Ober- und Unterbecken lassen sich bei der Errichtung von neuen PSW vielfältige Synergieeffekte erzielen. Durch die vorgegebene Bruttofallhöhe zwischen zwei bestehenden Speichern kann eine Anpassung der Leistung des projektierten PSW nur durch eine entsprechende Auslegung des Durchflusses erfolgen. (vgl. Abschnitt 4.1.2)

Ein Beispiel für die Nutzung bestehender Speicher für die Errichtung eines PSW ist das in Abbildung 4.8 abgebildete PSW Feldsee. Die in der Abbildung angegebene Leistung bezieht sich auf die 1. Ausbaustufe mit einem Maschinensatz. Nach Abschluss der 2. Ausbaustufe im Jahr 2011 verfügt das PSW Feldsee über 2 Pumpturbinen mit einer installierte Turbinenleistung von insgesamt 140MW.

4.2.2 Triebwasserführung

Die Triebwasserführung verbindet das Ober- und Unterbecken eines PSW auf möglichst kurzem Weg mit dem Maschinensatz im Krafthaus. Längere Triebwasserführungen werden aus bautechnischen, hydraulischen und ökonomischen Gründen sehr oft in einen Niederdruckteil (Druckstollen) und einen Hochdruckteil (Druckschacht) unterteilt. (siehe Abbildung 4.2)

¹³Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft, Oktober 2006

4 Pumpspeichertechnologie

Bei Änderungen des Durchflusses entstehen aufgrund der Inkompressibilität von Wasser Druckschwankungen. Bei Schließvorgängen entstehen Druckstöße die Schwingungen mit hoher Frequenz auslösen. Um den durch diese dynamischen Belastung beanspruchten Bereich möglichst kurz zu halten, wird am Übergang zwischen dem flach geneigten Druckstollen und dem Druckschacht, bei alpinen PSW in der Regel ein Wasserschloss ausgeführt.

Durch das Wasserschloss wird der Triebwasserweg in einen hochfrequenten Schwingungsbereich und einen niederfrequenten Schwingungsbereich geteilt (siehe Abbildung 4.9). Die dynamische Beanspruchung im Druckschacht bildet der sogenannte Druckstoß, der sich im wesentlichen von der Stelle der Durchflussänderung (Schieber) bis zur nächsten freien Oberfläche des Wasserspiegels (Wasserschloss) ausbreitet, und von dieser wieder reflektiert wird. Im Druckstollen überwiegt eine niederfrequente Massenbewegung durch das Auf- und Abschwingen des Wasserspiegels im Wasserschloss. In der Regel werden bei alpinen Hochdruckanlagen nur Wasserschlösser auf der Oberwasser Seite der Triebwasserführung angeordnet. Bei Pumpspeicherkraftwerken kann aber auch eine zusätzliche Anordnung auf der Unterwasser Seite sinnvoll sein.¹⁴

Der nachfolgende Abschnitt basiert, sofern nicht anders angegeben, auf dem Artikel: *„Druckstollen Limberg - Bemessung, Ausführung und Erfahrung im Bau“*¹⁵

Die Lage der Triebwasserführung wird, in Abhängigkeit der topographischen und geologischen Verhältnisse, unter Berücksichtigung der anfallenden Bau- und Betriebskosten, festgelegt. Die Topographie, Geologie, Ausbruchsmethode und betrieblichen Anforderungen bestimmen das angewandte Ausbaukonzept. In Abbildung 4.9 werden schematische mögliche Auskleidungssysteme der Triebwasserführung eines alpinen PSW dargestellt. Wirtschaftliche Gesichtspunkte bestimmen die Dimensionierung und Wahl des Auskleidungskonzeptes. Dabei sollten jedoch stets die aktuellen und zukünftigen Erfordernisse aus dem Betrieb der Anlage mit berücksichtigt werden, um künftige Einschränkungen in der Betriebsführung zu vermeiden.

Der Bergwasserspiegel und die Druckhöhe im Inneren des Triebwasserweges haben maßgeblichen Einfluss auf die Konzeption der Auskleidung. Wenn der Bergwasserspiegel über der Drucklinie im Triebwasserweg liegt ist in der Regel keine dichte Auskleidung erforderlich (siehe Abbildung 4.9). Die Bemessung einer dichten Auskleidung erfolgt einerseits auf den maßgebenden höchsten Innendruck, aber gleichzeitig auch für den Fall des entleerten Triebwasserweges auf Druck von außen. Dieser Druck kann zum einen aus dem sich einstellenden Bergwasserspiegel oder aus dem Druck während der Injektionsarbeiten der Bauphase herrühren.

Das anstehende Gebirge wird nach der Einbringung der Auskleidung zumeist in mehreren Arbeitsschritten mit Injektionen beaufschlagt. Die Injektionen stellen den Kontakt zwischen Auskleidung und Gebirge her, verringern die Wasserdurchlässigkeit des Gebirges, konsolidieren das anstehende Gebirge und können, bei entsprechender Ausführung, die Mitwirkung des Gebirges im Gesamttragverhalten entscheidend erhöhen. Diese Vorspannung der Innenschale führt wiederum zu einer wirtschaftlicheren Dimensionierung der

¹⁴Giesecke, Mosonyi und Heimerl, 2009, Seite 363ff.

¹⁵Zenz u. a., 2008, Seite 390-397.

¹⁶Zenz u. a., 2008, Seite 391

4.2 Anlagenteile alpiner PSW

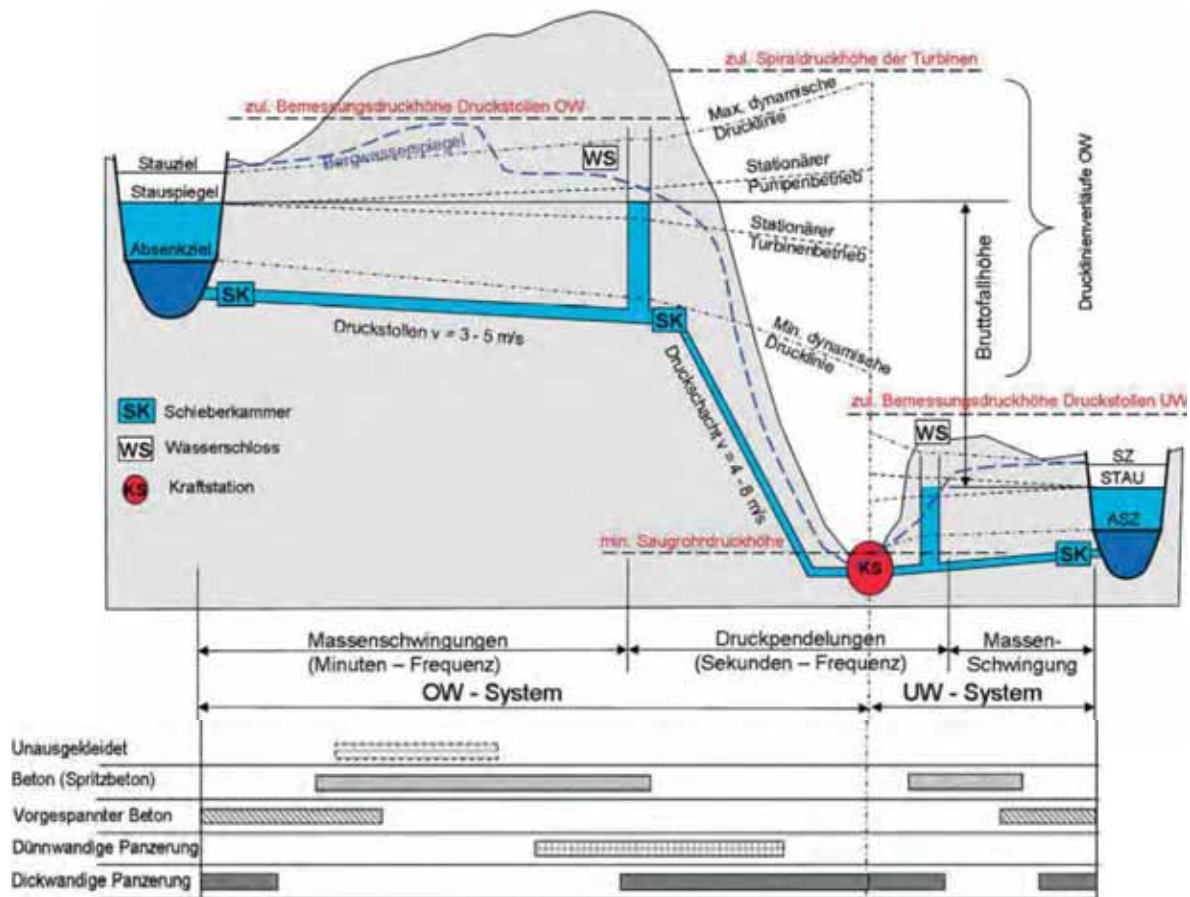


Abbildung 4.9: Hydraulisches Schema der Triebwasserführung eines alpiner PSW und mögliche Auskleidungsvarianten¹⁶

4 Pumpspeichertechnologie



Abbildung 4.10: Ausführung der Injektionsarbeiten im Druckstollen des PSW Kops II¹⁷

Auskleidung. Die Durchführung von Injektionsarbeiten im Druckstollen des PSW Kops II ist in Abbildung 4.10 ersichtlich.

Bei alpinen PSW besteht die Auskleidung des Druckstollen im Regelfall aus einer unbewehrten und vorgespannten Betoninnenschale ohne Abdichtung. Die Betoninnenschale kann dabei mit Ortbeton- oder mit Fertigteilen (Tübbing) hergestellt werden. Für mit Beton ausgekleidete flache Triebwasserführungen soll die Fließgeschwindigkeit $4 - 5 \text{ m/s}$ nicht überschreiten. Bei mit Stahl ausgekleideten Druckschächten stellt eine Fließgeschwindigkeit von $4 - 8 \text{ m/s}$ eine wirtschaftlich optimale Betriebsweise dar. (siehe Abbildung ??)

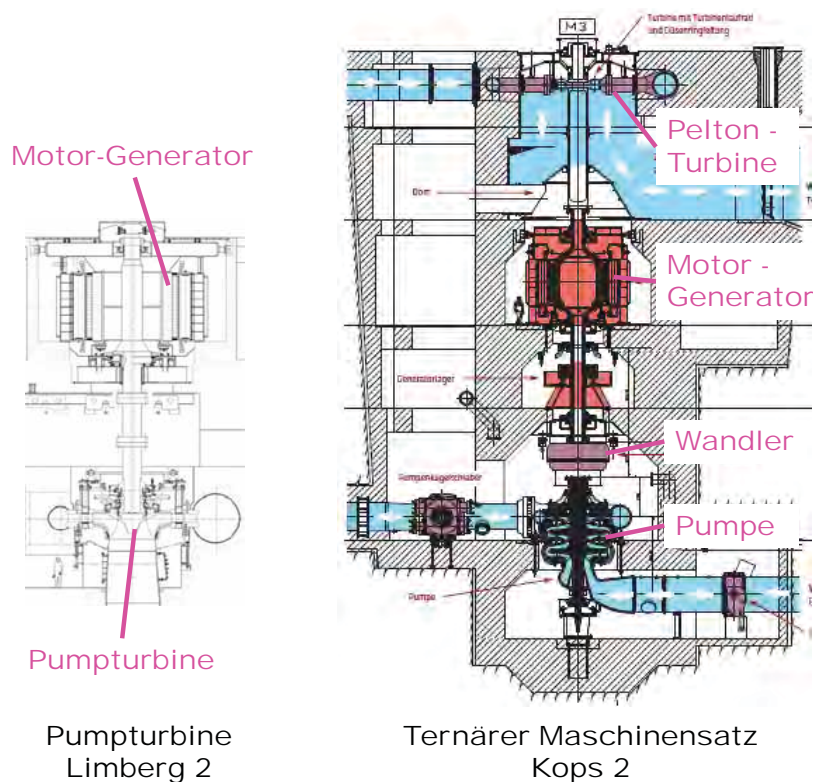
Die Druckschächte von alpinen PSW werden aufgrund der hohen Beanspruchungen meist mit einer innen liegenden Stahlpanzerung ausgeführt. Der Hohlraum zwischen Ausbruchslaubung und Stahlrohr wird mit *Rinnenbeton*, der häufig selbstverdichtend ist, ausgefüllt. Über Injektionen wird der Kontakt Fels - Beton, Beton - Stahl hergestellt. Durch weitere Injektionen wird die mittragende Wirkung des Gebirges erhöht.

Der Abschnitt zwischen Kraftstation und Wasserschloss (Druckschacht) wird bei einem PSW von hochfrequenten Druckpendelungen (Sekunden Frequenz) beansprucht. Zwischen dem Wasserschloss und dem Speicher (Druckstollen) herrschen träge Massenschwingungen (Minuten Frequenz). Durch die Reflexion der Druckschwankungen an der freien Wasseroberfläche im Wasserschloss werden diese begrenzt.

Bei großen Wasserkraftanlagen haben sich sogenannte *gedämpfte Mehrkammersysteme* als Ausführung für das oberwasserseitige Wasserschloss durchgesetzt haben. Durch die eingebaute Drossel ergeben sich Vorteile was das Dauer- und Dämpfungsverhalten und die Stabilität im Regelungsfall anbelangt.¹⁸

¹⁷Vorarlberger Illwerke AG, Juli 2007, Seite 13

¹⁸Larcher, 2011, Seite 179.



Pumpturbine
Limberg 2

Ternärer Maschinensatz
Kops 2

Abbildung 4.11: Turbinenschnitt der alpinen PSW Limberg 2 (Pumpturbine) und Kops 2 (ternärer Maschinensatz)²⁰

4.2.3 Hydraulische Maschinen

Dem Triebwasser wird durch mechanisch wirkende maschinentechnische Einrichtungen (Turbinen) die vorhandene Bewegungsenergie entzogen und in Rotationsenergie umgewandelt. Mit dieser Rotationsenergie wird ein Generator betrieben, der die mechanische Energie in elektrische Energie umwandelt.

Bei der Speicherung von elektrischer Energie in einem PSW verläuft der Prozess umgekehrt, dabei wirkt der Generator als Motor, um eine (Pump-)Turbine zu betreiben. In alpinen PSW werden dabei die folgenden Konzepte hydraulischer Maschinen eingesetzt:¹⁹

- Ternäre Maschinensätze (Turbine, Motor - Generator und Pumpe)
- Reversible Pumpenturbinen (Pumpturbine und Motor - Generator)
 - Pumpturbine mit fester Drehzahl (synchroner Motor - Generator)
 - Pumpturbine mit variabler Drehzahl (asynchroner Motor - Generator)

Eine schematische Darstellung der Maschinensätze der alpinen PSW Limberg 2 (Pumpturbine) und Kops 2 (ternärer Maschinensatz) erfolgt in Abbildung 4.11.

¹⁹Jansen und Schöner, 2011.

4 Pumpspeichertechnologie

Ternäre Maschinensätze bestehen aus einer Turbine, einer Kupplung oder einem hydraulischen Wandler, einem Motor - Generator und einer Speicherpumpe. Die drei Grundeinheiten Turbine, Motor - Generator und Pumpe sind dabei durch eine Welle verbunden, und werden in der selben Drehrichtung betrieben. In Abhängigkeit der individuellen Rahmenbedingungen werden bei alpinen PSW sowohl Francis- als auch Peltonturbinen eingesetzt.

Bei reversiblen Pumpturbinen handelt es sich per Definition Überdruckturbinen. Bei Beaufschlagung des Laufrades der Turbine mit Wasser wird im Generator elektrische Energie umgewandelt. Im Pumpbetrieb fungiert der Generator als Motor und das Laufrad der Turbine als Pumpe, wobei dafür die Drehrichtung des Maschinensatzes (Pumpturbine und Motor - Generator) geändert werden muss. Als reversible Pumpturbinen kommen dabei meist Francis Pumpturbinen zum Einsatz. Lediglich für sehr geringe Fallhöhen kann auch eine Deriaz Pumpturbine mit beweglichen Laufschaufeln eingesetzt werden.

Die Leistungsabgabe der Turbinen wird durch entsprechende Regeleinrichtungen, Düsenregelung bei Pelton- und Leitradregelung bei Francis Turbinen, reguliert. Diese regeln den Durchfluss und damit die über den Motor - Generator abgegebene elektrische Leistung. Im Pumpbetrieb ist, bei fester Drehzahl der Pumpe, keine Regelung der durch den Motor - Generator aufgenommenen elektrischen Leistung möglich. Um eine Pumpe mit fester Drehzahl betreiben zu können, muss die im Netz verfügbare elektrische Leistung gleich oder größer der installierten Leistung des Maschinensatzes sein. Andernfalls kann der Maschinensatz nicht zur Speicherung von elektrischer Energie im Pumpbetrieb herangezogen werden.

Pumpturbinen mit variabler Drehzahl können, innerhalb eines bestimmten Bereiches durch entsprechende elektrotechnische Einrichtungen, ihre Drehzahl und damit die aus dem Netz aufgenommene elektrische Leistung regulieren. Das PSW Goldisthal besteht aus vier Pumpturbinen à 265 MW, wovon 2 Maschinensätze drehzahlvariabel ausgeführt sind. Die Drehzahl kann im Pumpbetrieb in einem Bereich von 300 - 345 min⁻¹ reguliert werden. Dadurch kann die aus dem elektrischen Netz aufgenommene Leistung im Pumpbetrieb innerhalb eines Bereiches von 80MW je drehzahlvariablem Maschinensatz reguliert werden.²¹

Bei entsprechenden baulichen Voraussetzungen besteht die Möglichkeit des sogenannten *hydraulischen Kurzschlusses*. Dabei wird durch gleichzeitigen Betrieb der Turbine und der Pumpe die Differenz zwischen der aktuell aus dem Netz verfügbaren Leistung und der konstanten Leistungsaufnahme der Pumpe erzeugt. Durch diese Betriebsweise kann sowohl die Turbinen- als auch die Pumpleistung um $\pm 100\%$ reguliert werden.²²

In Abbildung 4.12 wird die schematisch die Betriebsweise eines ternären Maschinensatzes des PSW Kops 2 im hydraulischen Kurzschluss dargestellt. Ternäre Maschinensätze erlauben den hydraulischen Kurzschluss innerhalb eines Maschinensatzes während dafür bei Pumpturbinen 2 Maschinensätze erforderlich sind.

Die Kenndaten für unterschiedliche Maschinenkonzepte eines fiktiven PSW werden in Abbildung 4.13 zusammengefasst. Dabei wurden folgende Varianten verglichen:

²⁰eigene Darstellung; Rohgrafik links:Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG, 2013, Seite 5; rechts:Vorarlberger Illwerke AG, Juli 2007, Seite 4

²¹Giesecke, Mosonyi und Heimerl, 2009, Seite 701.

²²Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG, 2013, Seite 9.

²³Vorarlberger Illwerke AG, 5.05.2009, Seite 5

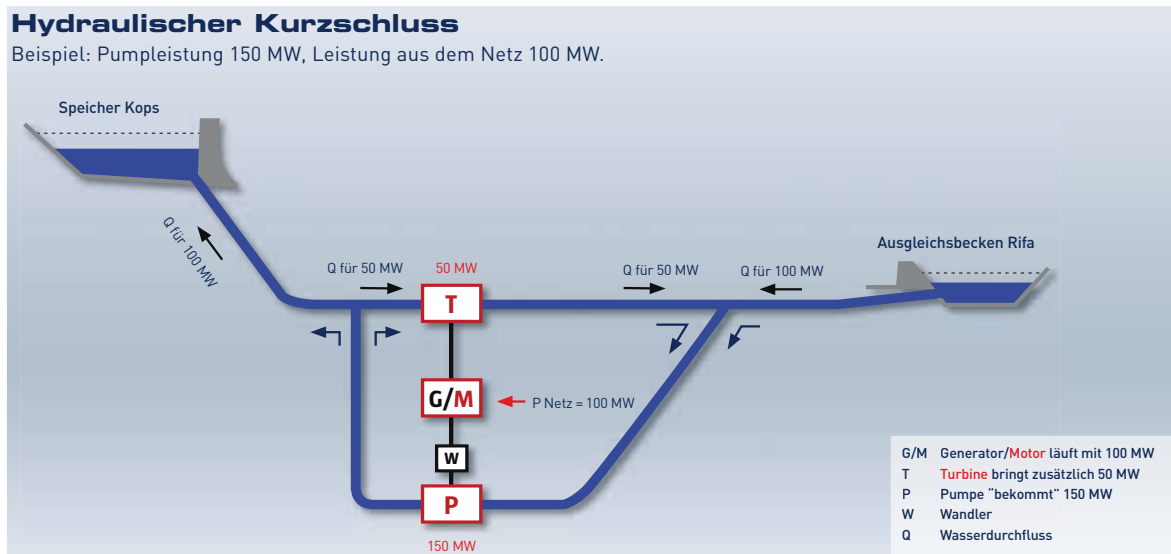


Abbildung 4.12: Schematische Darstellung eines ternären Maschinensatzes im PSW Kops 2 mit Betrieb im hydraulischen Kurzschluss²³

- 2 Pumpturbinensätze mit fester Drehzahl und hydraulischem Kurzschluss
- 2 Pumpturbinensätze mit variabler Drehzahl
- 2 Ternäre Maschinensätze mit hydraulischem Kurzschluss

Für die Einsatzmöglichkeit und den Betrieb von PSW spielen die Umschaltzeiten zwischen den Betriebsarten Stillstand, Turbinieren und Pumpen eine entscheidende Rolle. Die Bandbreite der Umschaltzeiten ausgewählter alpiner PSW ist aus Abbildung 4.14 ersichtlich.

Eine Zusammenfassung der Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Maschinenkonzeptes ist in der Abbildung 4.15 aufgelistet.

4.2.4 Krafthaus

Die zur Energieumwandlung, dem Betrieb der Anlage und dergleichen notwendigen Maschinen und Anlagenteile sind innerhalb eines Krafthauses situiert. Diese können im wesentlichen in die nachfolgenden Bereiche unterteilt werden:

- Mechanik
- elektrotechnische Ausrüstung
- Regelungs- und Leittechnik

In Abbildung 4.16 werden schematisch die verschiedenen Bereiche und die zugehörigen Bauteile innerhalb des Krafthauses einer Wasserkraftanlage dargestellt.

²⁴Oberleitner, 2012, Folie 15

²⁵Oberleitner, 2012, Folie 16

²⁶J.-P. Albrecht, 2011, Folie 12

²⁷Giasecke, Mosonyi und Heimerl, 2009, Seite 469

4 Pumpspeichertechnologie

	Pumpturbine Synchron + HKS	Pumpturbine Asynchron	KMS Synchron + HKS
Kosten Maschinensatz	100 %	105 -115%	140 -150%
Leistung Turbinenbetrieb	70 - 320 MW od. 0-160 MW*	70 - 320 MW	0 - 320 MW
Leistung Pumpbetrieb	320 MW fix 0-160 MW*	130 - 160 MW 260 - 320 MW	0 - 320 MW
Umschaltzeiten	langsam	langsam	schnell
Drehzahl	konstant	variabel	konstant

*HKS.... Hydraulischer Kurzschluss
KMS.... Konventioneller Maschinensatz

Abbildung 4.13: Vergleich der Kenndaten verschiedener Maschinenkonzepte für ein fiktives PSW²⁴


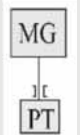
Kraftwerk	Konfiguration	0→TU [s]	0→PU [s]	TU→PU [s]	PU→TU [s]
Konventioneller Pumpspeichersatz <i>Rosshag 4x60 MW</i> <i>Häusling 2x180 MW</i> <i>Kops II 3x150 MW</i>		60-90	80-110	80-110	40-120
Reversible Pumpturbine <i>Limberg II 2x240 MW</i> <i>Reisseck II 2x215 MW</i>		100-150	250-400	450-700	75-100

Abbildung 4.14: Umschaltzeiten ausgewählter alpiner PSW ²⁵

4.2 Anlagenteile alpiner PSW


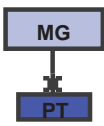
Maschinentyp:		
Investitionen	—	+
Maschinenmaße	—	+
Wirkungsgrad	+	—
Einbautiefe	+	—
Umschaltzeit: P ⇒ T / T ⇒ P	+	—
Hydraulischer Kurzschluss	+	n.a.
Hohe Fallhöhe > 800m	+	n.a.
Betriebskosten	—	+
Instandhaltungsaufwand	—	+

Abbildung 4.15: Tendenzielle Evaluierung von Maschinenkonzepten für alpine PSW²⁶

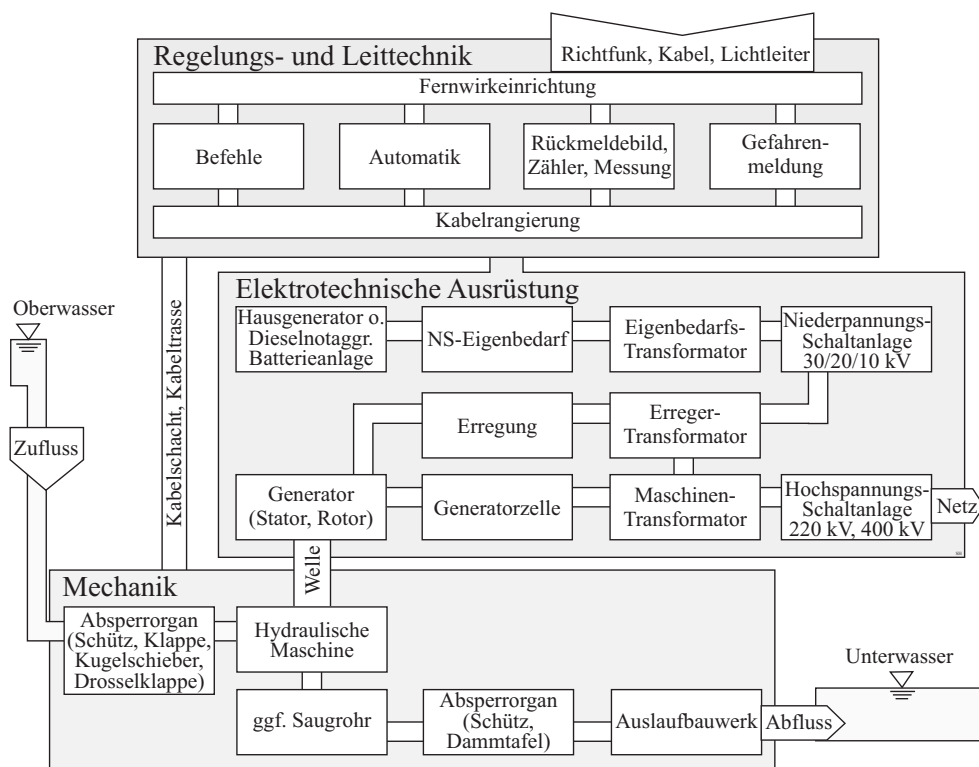


Abbildung 4.16: Schematische Unterteilung eines Krafthauses²⁷

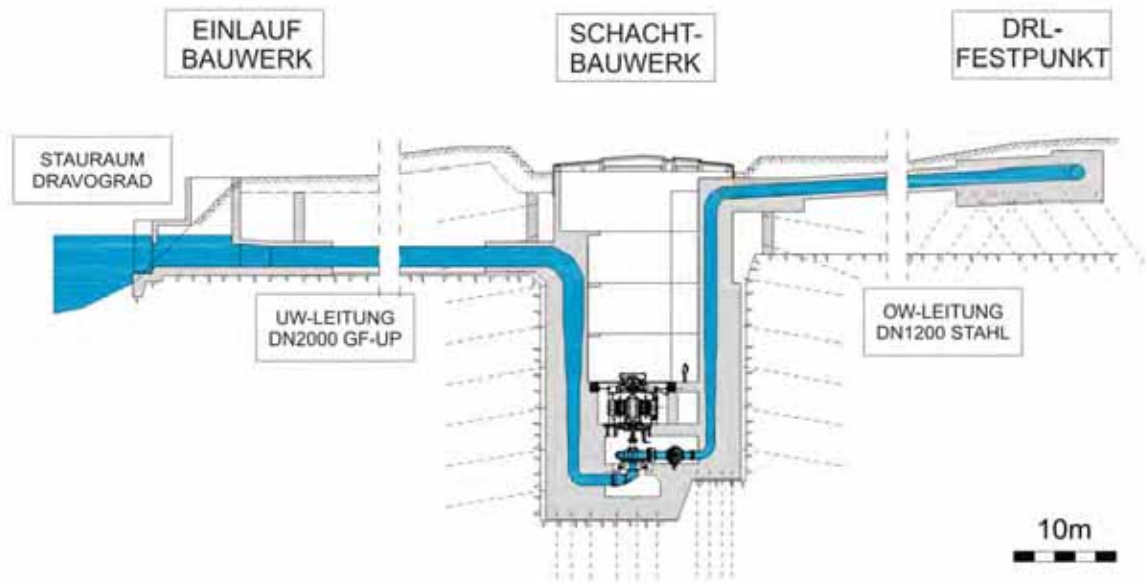


Abbildung 4.17: Schnitt durch die in einem Schachtbauwerk situierte Speicherpumpe des PSW Koralpe²⁸

Zur Vermeidung von Kavitation ist es erforderlich die Pump bzw. Pumpturbine eines PSW unterhalb des tiefsten Unterwasserspiegels anzuordnen. Die Höhe des erforderlichen Zulaufdruckes, und damit der Einbautiefe, hängt von der Drehzahl der Pumpe und der Förderhöhe ab. Bei freistehenden Krafthäusern erfordert das in der Regel die Situierung der Pumpe / Pumpturbine innerhalb eines tiefen Schachtes (Schachtkraftwerk). In Abbildung 4.17 ist ein Längenschnitt durch die in einem Schacht situierte Speicherpumpe des PSW Koralpe abgebildet.

Alternativ ist die Situierung in einer Kaverne möglich. Neben dem geringeren oberirdischen Flächenverbrauch, dem Schutz des Krafthauses vor alpinen Gefahren, etc. ermöglicht die Kavernenbauweise eine Optimierung der Triebwasserführung. Die Abmessungen der Kaverne werden durch das Maschinenkonzept (siehe Abbildung 4.11) und die Lage der Absperrorgane beeinflusst. Die großen Abmessungen der Kaverne(n) und die damit verbundenen felsmechanischen Anforderungen erfordern eine umfangreiche geologische Vorerkundung zur genauen Situierung der Kaverne und damit der Triebwasserführung. Das Krafthaus eines PSW mit 2 Pumpturbinen und getrennter Maschinen- und Transformatorkaverne ist in der Abbildung 4.18 skizziert.

²⁸Nackler, 2011, Seite 4

²⁹Oberleitner, 2012, Folie 24

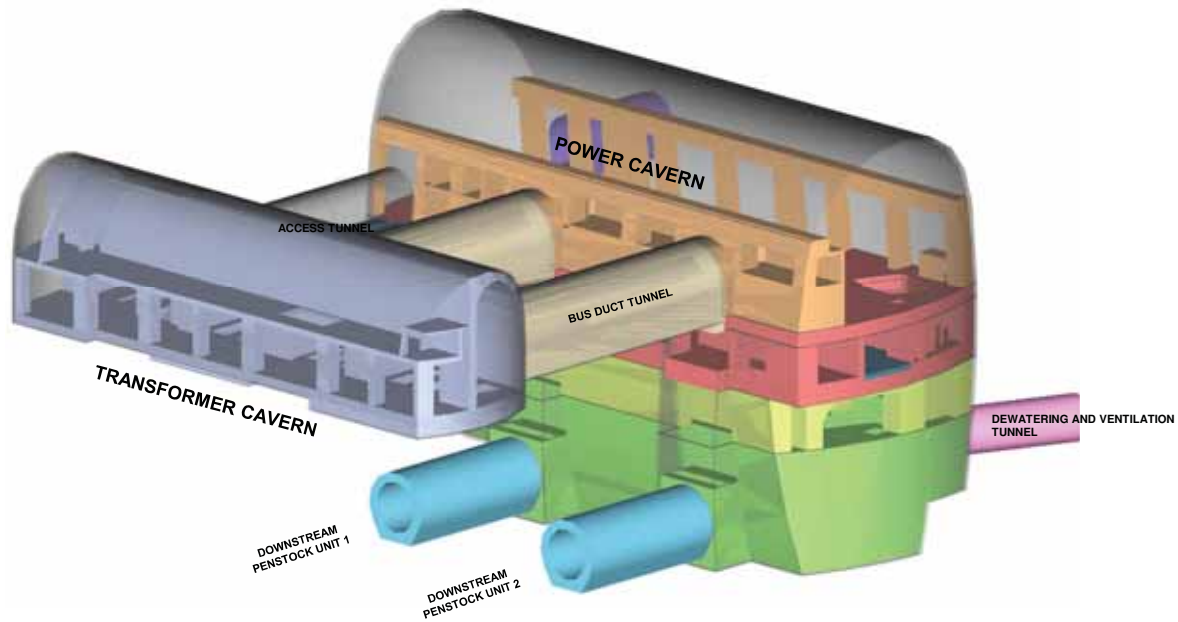


Abbildung 4.18: Krafthaus eines PSW mit separater Maschinen- und Transformator-kaverne²⁹

4.3 Einsatzmöglichkeiten von PSW

PSW können auf unterschiedliche Weise innerhalb eines Elektrizitätsversorgungssystems betrieben werden. Im folgenden Abschnitt werden die typischen Einsatzmöglichkeiten von PSW gemäß der von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) erstellten Studie mit dem Titel *Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien* (PSW - Integration EE)³⁰ behandelt.

4.3.1 Lastausgleich -glättung (Wälzbetrieb)

Wie in Abschnitt 3.4.3 beschrieben, schwankt die Last innerhalb eines Elektrizitätsversorgungsnetzes sehr stark über die Zeit. Durch eine Leistungsaufnahme zu Zeiten mit minimaler Last ist es zum Beispiel möglich, Kraftwerke länger innerhalb des optimalen Wirkungsbereiches zu betreiben. Bei einer Leistungsabgabe zu Zeiten mit maximaler Last kann der Einsatz fossil befeuerter Spitzenlastkraftwerke verringert werden.

Durch diese Betriebsweise, die als *thermo - hydraulischer Verbundbetrieb* bezeichnet wird, sinken die volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung. Auch die unabhängig von der tatsächlichen Nachfrage stark fluktuierende Einspeisung der EE kann durch den Einsatz von PSW wesentlich einfacher in das Elektrizitätsversorgungssystem integriert werden.

³⁰Deutsche Energie-Agentur GmbH, Technische Universität München und Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der, 5.02.2010, Seiten 73-76; sowie 103-104.

4 Pumpspeichertechnologie

Die wirtschaftliche Basis für diese Betriebsweise bildet die sogenannte Arbitrage. Dabei wird in Zeiten niedriger Marktpreise elektrische Energie im Pumpbetrieb gespeichert, und zu Zeiten höherer Preise wieder durch Betrieb der Turbinen in das Netz abgegeben. Wie in Abschnitt 3.4.1 besprochen kann dieser Handel prinzipiell außerbörslich oder an einer Börse abgewickelt werden. Die Differenz zwischen den Ausgaben für den Bezug der elektrischen Energie im Pumpbetrieb und dem erzielten Vermarktungserlös muss zumindest die auftretenden Umwandlungs- und Speicherverluste übersteigen. (vgl. Abbildung 4.5) Eine Optimierung des Speicherwirkungsgrades ist damit für einen wirtschaftlichen Betrieb des PSW unabdingbar. (siehe Abbildung 4.21)

4.3.2 Regelleistung und Blindleistungsregelung

Um die Stabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes zu gewährleisten ist der Einsatz von Systemdienstleistungen erforderlich. Diese werden unterteilt in:

- Regelleistung
 - Primärregelung
 - Sekundärregelung
 - Tertiärregelung
- Blindleistungsregelung

Die zu erbringenden Regelleistung wird dabei wie in Abbildung 4.19 ersichtlich nach ihrer Dauer unterteilt. Der für das österreichische Übertragungsnetz verantwortliche Regelzonenführer ist die APG.

PSW sind in als einzige Speichertechnologie technisch und wirtschaftlich in der Lage Systemdienstleistungen im vollen Umfang zu erbringen. Eine ausführlichere Beschreibung des Marktes für Ausgleichs- und Regelleistung erfolgt im Abschnitt 3.4.2.

4.3.3 Schwarzstartfähigkeit

Der zum Betrieb erforderliche elektrische Eigenbedarf eines Kraftwerkes hängt sehr stark vom Kraftwerkstyp ab. Wasser-, Gas- und Druckluftkraftwerke benötigen lediglich eine sehr geringe Menge an elektrischer Energie zur Aufnahme und Aufrechterhaltung des Betriebes. Beim Anfahren des Kraftwerkes wird der elektrische Eigenbedarf in der Regel aus dem vorhandenen Netz bezogen.

Kann die vorübergehende Deckung dieses Eigenbedarfs durch entsprechende Notstromgeneratoren, Akkumulatoren etc. erfolgen so spricht man von *Schwarzstartfähigkeit*. Durch die Schwarzstartfähigkeit wird ein Wiederaufbau der Elektrizitätsversorgung nach einem Zusammenbruch des Elektrizitätsnetzes ermöglicht.

Bei entsprechender Ausführung können Wasserkraftwerke auch ohne Notstromeinrichtungen, durch einen mechanisch zu startenden Maschinensatz, wieder in Betrieb genommen

³¹Boltz und Graf, 2011, Seite 54

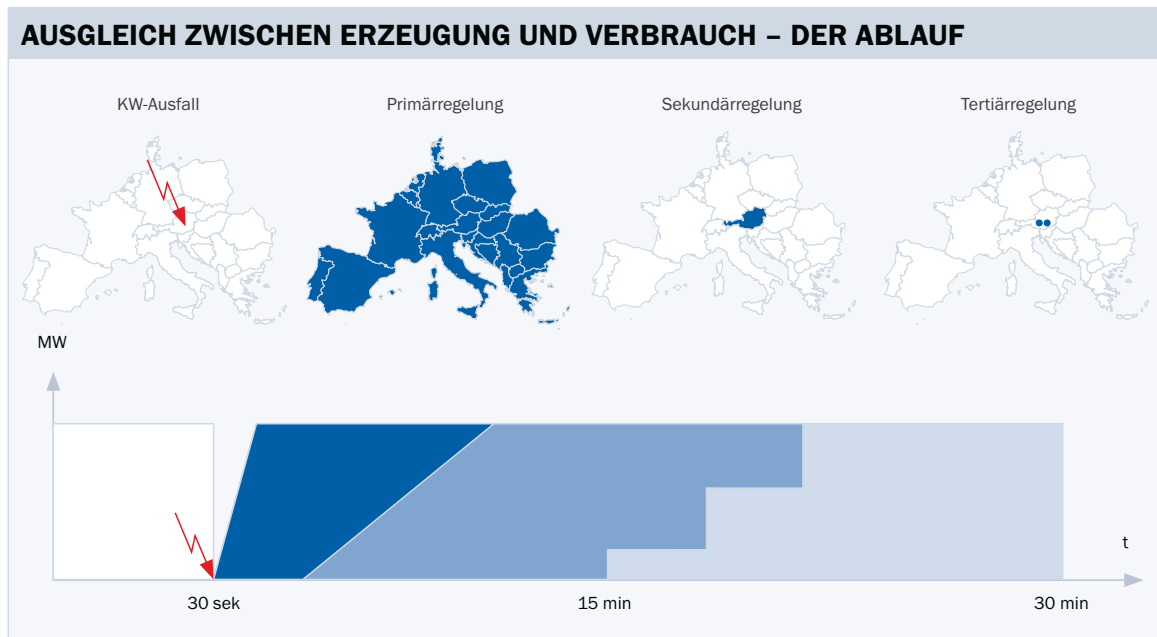


Abbildung 4.19: Einteilung und Ablauf der Bereitstellung von Regelleistung³¹

werden. Durch den geringen Eigenbedarf, die Unabhängigkeit von Brennstoffen und die flexible Regelbarkeit eignen sich besonders Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sehr gut zum Netzwiederaufbau.

4.4 Anforderungen an PSW

Die Anforderungen an PSW resultieren aus den Bedürfnissen der Elektrizitätsversorgung. Diese sind naturgemäß sehr eng mit der Struktur des Elektrizitätsversorgungssystems verzahnt. Änderungen in der Zusammensetzung der Erzeugungseinrichtungen eines Netz- und/oder Marktgebietes beeinflussen den Betrieb bestehender und die Konzeption von geplanten PSW unmittelbar.

4.4.1 Historische Anforderungen an PSW

Vor der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes wurden die Elektrizitätspreise für Endkunden in der Regel in Hoch- und Niedertarife unterteilt. Die Zeiten für die Nutzung des jeweiligen Tarifes orientierten sich dabei an der Nachfrage. Ökonomische Vorteile für das monopolistische EVU ergaben sich vor allem aus der sogenannten "Veredelung" von Strom aus Grundlastkraftwerken.

Darunter versteht man die Speicherung von Elektrizität in Zeiten niedriger Nachfrage und die Wiedereinspeisung zur Deckung von Bedarfsspitzen. Der Betrieb von PSW ermöglicht

4 Pumpspeichertechnologie

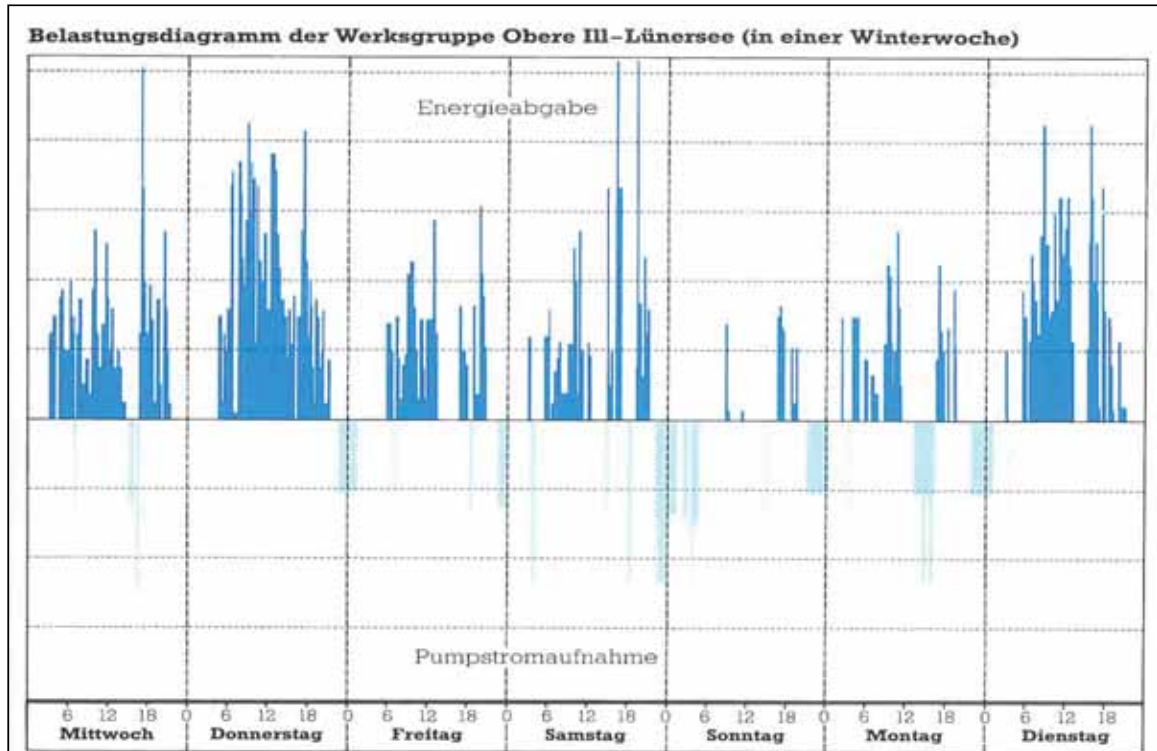


Abbildung 4.20: Leistungsdiagramm Werksgruppe obere Ill - Lünersee der Vorarlberger Illwerke in einer Winterwoche des Jahres 1982³²

dabei eine kontinuierliche Auslastung der Grundlastkraftwerke des jeweiligen EVU und eine ressourcenschonende Deckung des Spitzenlastbedarfs. Die Einspeicherung durch den Pumpbetrieb erfolgte i.d.R. während der Nachtstunden und die Energieabgabe durch die Beaufschlagung der Turbinen während der täglichen Verbrauchsspitzen.

Das in Abbildung 4.20 dargestellte Leistungsdiagramm der Werksgruppe obere Ill - Lünersee der Vorarlberger Illwerke AG zeigt diese Betriebsweise. Darin wird der Betrieb der Pumpen und Turbinen während einer Winterwoche des Jahres 1982 abgebildet. Die technische und wirtschaftliche Auslegung von PSW mit Jahresspeichern erfolgte dabei auf eine Bandbreite von 700 - 1000 Volllaststunden im Turbinenbetrieb.³³

4.4.2 Aktuelle und zukünftige Anforderungen an PSW

Wie in Abschnitt 2.4.1 und 3.2.3 beschrieben, änderte sich das Marktumfeld in der Elektrizitätsversorgung innerhalb der vergangenen 2 Jahrzehnte gravierend. Die Investitionsentscheidung für die Errichtung und den Betrieb neuer Kraftwerke erfolgen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt auf Basis wirtschaftlicher Rahmenbedingungen des jeweiligen EVU.

³²Matt, 24.10.2013, Folie 7

³³Tschernutter, 2010.

4.4 Anforderungen an PSW

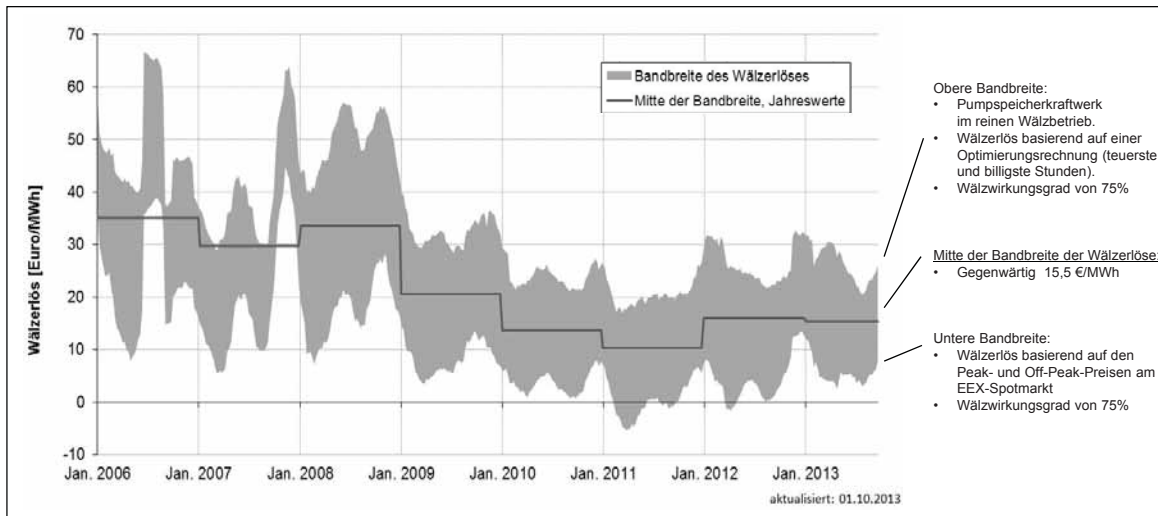


Abbildung 4.21: Wälzerlöse bei einem Wälzwirkungsgrad der PSW von 75 % zwischen 2006 und 2013³⁵

Aus der neuen Marktsituation, und den sich daraus ergebenden Geschäftsmodellen, resultieren veränderte Anforderungen an den Betrieb und die zukünftige Auslegung von PSW (siehe Abschnitt 3.4.3). Gleichzeitig veränderte sich die Erzeugungsstruktur innerhalb der Elektrizitätsversorgung durch den rasanten Ausbau der volatilen EE.

Im Liberalisierten Elektrizitätsmarkt erfolgt die Preisbildung an den Elektrizitätsbörsen. Auch der außerbörsliche Handel (OTC) beruht dabei auf den aktuellen Börsenpreisen als Referenz. Die Spotmarktpreise, als auch die Preise für Base- und Peakprodukte, wurden zu dem aus wirtschaftlicher Sicht entscheidenden Kriterium. Die Differenz zwischen den Kosten für den Strom zum Betrieb der Speicherpumpen und dem Erlös der im Turbinenbetrieb erzeugten Energie bilden die wirtschaftliche Basis für den Betrieb der PSW.³⁴ Diese Differenz wird als sogenannter Wälzerlös bezeichnet.

Abbildung 4.21 zeigt die Entwicklung der Wälzerlöse (Spread) zwischen Peak (Turbineneinsatz) und Off-Peak (Pumpeneinsatz) der Jahre 2006 bis 2013. Dessen wurde ein Speicherwirkungsgrad zwischen Einspeicherung und Ausspeicherung von 75% bei PSW zugrunde gelegt. Seit dem Jahr 2008 sinkt der Spread zwischen Peak und Off-Peak und schmälert dadurch die Erlösmöglichkeiten für Pumpspeicher im reinen Wälzbetrieb.

Die geänderten Anforderungen beeinflussen auch die Betriebsweise von bereits existierenden PSW innerhalb ihrer technischen Möglichkeiten. Beispielsweise wird in Abbildung 4.22 ein Leistungsdiagramm der Werksgruppe obere Ill - Lünensee von Ende Februar 2012 dargestellt. Der Betrieb der Pumpen und Turbinen folgt im Gegensatz zum Jahr 1982 (vgl. Abbildung 4.20) keinen tageszeitlichen Mustern mehr. Aufgrund besonderer Erfordernisse werden Pumpen und Turbinen teilweise sogar parallel betrieben.

³⁴Tschernutter, 2010.

³⁵Gruber, 24.10.2013, Folie 24

³⁶Matt, 24.10.2013, Folie 8

4 Pumpspeichertechnologie

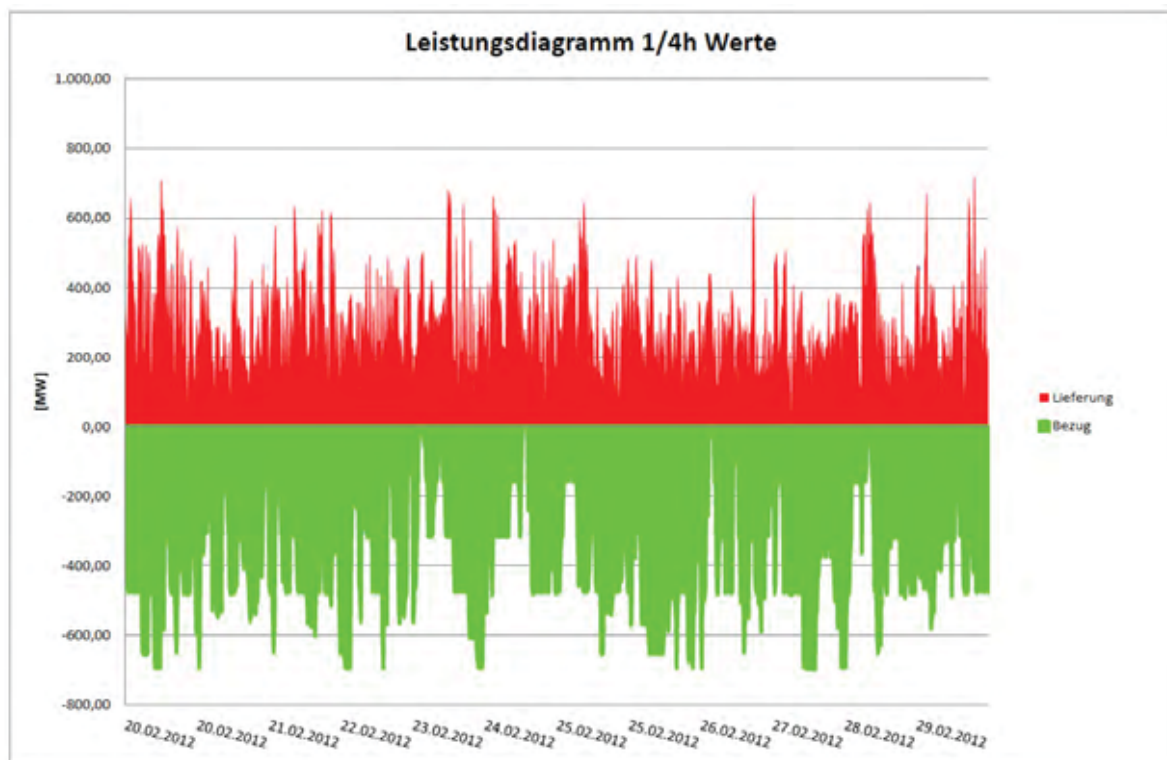


Abbildung 4.22: Leistungsdiagramm Werksgruppe obere Ill - Lünensee der Vorarlberger Illwerke Ende Februar 2012³⁶

Gemäß des größten Betreibers von PSW in Österreich, der VERBUND AG, erfordern die neuen Geschäftsmodelle sehr flexible und zuverlässige PSW, die durch die nachfolgenden Anforderungen definiert werden:³⁷

- hoher Speicherwirkungsgrad
- steile Lastgradienten
- kurze Start - Umschaltzeiten
- flexible Pumpenleistung
- kleine Minimallasten im Turbinen- und Pumpbetrieb
- stabile Performance über den gesamten Leistungsbereich
- hohe Zuverlässigkeit beim Start

„In Zukunft sind zuverlässige Allrounder mit hoher Effizienz, Flexibilität und Stabilität gefragt“³⁸

4.4.3 Konsequenzen für die Errichtung moderner PSW

Die technischen Anforderungen der EVU, aber auch wirtschaftliche Überlegungen führten und führen zu Überlegungen neue PSW zu errichten. Der große Flächenbedarf für die Errichtung von Speicherbecken, sowie die hohen Baukosten für deren Errichtung, sind aus gesellschaftlicher und wirtschaftlicher Sicht schwer darstellbar.

Österreich verfügt aufgrund der Topographie und der langen Tradition der Wasserkraftnutzung über eine große Zahl von Speicherkraftwerken in teilweise hochalpinen Regionen mit großen bis sehr großen Fallhöhen. Die zuvor angeführten Gründe des Umweltschutzes und der Wirtschaftlichkeit lassen die Nutzung bereits vorhandener Speicherseen für neu zu errichtende PSW als vorteilhafte Lösung erscheinen. Optimal ist dies möglich wo vom Speichervolumen her ähnliche Ober- und Unterbecken, mit entsprechenden Höhenunterschied, in relativ kurzer horizontaler Distanz zueinander vorhanden sind.

Der nachfolgende Abschnitt basiert auf einem Tagungsbeitrag mit dem Titel *„SSTRUCTURAL ENGINEERING ASPECTS AND DEVELOPMENTS OF PUMPED STORAGE PLANTS“*.³⁹

Eine Erhöhung der Leistungsfähigkeit von existierenden PSW ist teilweise nur sehr eingeschränkt möglich. Eine Erneuerung der Elektro- und Maschinentechnischen Ausrüstung (EMT) mit einer Erhöhung der Pump- und Turbinenleistung, aber auch gesteigerte betriebliche Erfordernisse, bedingen höhere Anforderungen an die bestehende Triebwasserführung. Eine Erhöhung der Leistungsfähigkeit bestehender Triebwasserführungen in größerem Maßstab ist, aufgrund des Anlagentalers der Triebwasserführung, in den seltensten Fällen möglich.

Ein weiterer wirtschaftlicher Grund ist der Ausfall der Anlage für die Dauer der Bauzeit. Eine häufig ausgeführte Methode ist die Errichtung einer parallelen wesentlich leistungsfähigeren Triebwasserführung und eines neuen Krafthauses, mit neuer EMT, innerhalb einer Kaverne. Dieses PSW nutzt die vorhandenen Speicherbecken, kann jedoch im wesentlichen unabhängig vom bestehenden PSW oder Speicherkraftwerk betrieben werden.

³⁷Gruber, 24.10.2013, Seite 31.

³⁸Gruber, 24.10.2013, Seite 31.

³⁹Tschernutter, 2010.

4 Pumpspeichertechnologie

Sollte der nutzbare Speicherinhalt den Anforderungen nicht genügen, so besteht, im Rahmen der Standfestigkeit der Abschlussbauwerke, die Möglichkeit diese zu erhöhen. Eine weitere Möglichkeit ist die unterirdische Anordnung des Unterbeckens. Bei der Adaptierung des PSW Nassfeld der Salzburg AG wurden beide Maßnahmen umgesetzt.

Das Anfang der 1980er Jahre errichtete PSW Naßfeld nutzte als Unterbecken den Tagesspeicher Naßfeld mit einem nutzbaren Speicherinhalt von ca. 60.000m^3 und als Oberbecken den Jahresspeicher Bockhartsee mit einem Nutzinhalt von ca. $14.900.000\text{m}^3$. Der Jahresspeicher Bockhartsee verfügt lediglich über ein, im Verhältnis zum Nutzinhalt, kleines Einzugsgebiet. Der größte Teil des Wasserdargebotes entstammt dem Tagesspeicher Naßfeld und wurde in Schwachlastzeiten in das Oberbecken gepumpt.

Geänderte Rahmenbedingungen führten zu Plänen, das Unterbecken um 160.000m^3 auf 220.000m^3 zu vergrößern. Aus mehreren Gründen war eine Vergrößerung nur als unterirdische Kavernenlösung möglich. Eine Deponierung des anfallenden Ausbruchsmaterial im Nahbereich des Unterbeckens wurde seitens der Behörden nicht genehmigt. Dies führte zur gleichzeitigen Erhöhung des Steinschüttdammes des Jahresspeichers Bockhartsee mit einer aufgesetzten Winkelstützmauer um rund 9m. Wie in Abbildung 4.23 ersichtlich, wurde diese auf der Luftseite mit dem Felsausbruchsmaterial aus dem Bau der unterirdischen Speicherkavernen eingeschüttet. Der Nutzinhalt des Jahresspeicher Naßfeld vergrößerte sich damit um ca. $3.600.000\text{m}^3$ auf ca. $18.500.000\text{m}^3$. Eine Übersicht des gesamten Projektes wird in Abbildung 4.24 dargestellt.⁴⁰

Wie aus dem Vergleich der Abbildungen 4.20 und 4.22 ersichtlich wird hat sich der Betrieb von PSW durch veränderte Rahmenbedingungen gravierend verändert. In der Vergangenheit wurden PSW auf einen Betrieb zwischen 700 bis 1000 Volllaststunden dimensioniert. Aktuell (2010) werden 2200 bis 2800 im Turbinen- und 2800 bis 3300 Volllaststunden im Pumpbetrieb für die Dimensionierung von modernen PSW herangezogen.

Die Umschaltzeiten zwischen den Betriebszuständen Pumpen, Stillstand und Turbinieren, lagen in der Vergangenheit im Mittel bei 3 bis 4 Minuten. Die in Abschnitt 4.4.2 geforderten flexiblen PSW bedingen Umschaltzeiten von weniger als 1 Minute, in Sonderfällen sind auch 30 bis 40 Sekunden möglich. Neben der EMT wird durch diese geänderte Betriebsweise vor allem die Triebwasserführung extrem beansprucht. Besonders die Konzeption, Dimensionierung und Ausbildung der Wasserschlösser erfordert dabei immer anspruchsvollere Lösungen.

4.5 Anlagenbeispiele von Pumpspeicherwerken

Die, durch die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes, geänderten Rahmenbedingungen führten in Österreich zu einer Evaluierung bestehender Speicher hinsichtlich ihrer Eignung für die Errichtung neuer PSW. Teilweise lagen den EVU bereits Konzepte, bis hin zu genehmigten Projekten, neuer PSW vor. Der prognostizierte Bedarfs- und Erlösschwerpunkt der

⁴⁰Seiwald, 2007.

⁴¹Seiwald, 2007, Seite 93

⁴²Seiwald, 2007, Seite 92

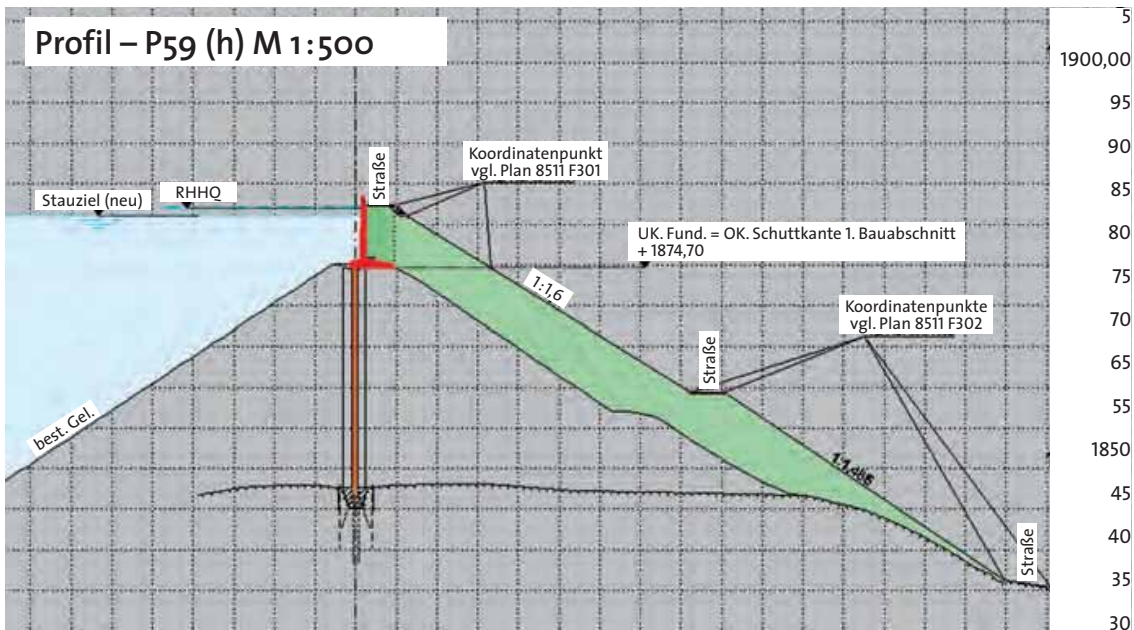


Abbildung 4.23: PSW-Naßfeld: Erhöhung des Jahresspeicher Bockhartsee durch eine Winkelstützmauer (rot) und Einschüttung durch Felsausbruchsmaterial (grün)⁴¹

projektierten PSW beeinflusst die Betriebsweise und dadurch den benötigten Speicherinhalt sowie das Maschinenkonzept.⁴³

Die beiden alpinen PSW Kops II und Limberg II stellen kürzlich realisierte Großprojekte der Elektrizitätswirtschaft dar. Sowohl das PSW Kops II, als auch das PSW Limberg II wurden als Kavernenkraftwerk in unmittelbarer Nähe von Bestandsanlagen zur Verbindung bereits bestehender Speicher errichtet. In der Abbildung 4.25 sind die Hauptkennzahlen der beiden PSW abgebildet.

Trotz der zuvor beschriebenen Gemeinsamkeiten der alpinen PSW Kops II und Limberg II, die Nutzung vorhandener Speicher und die Nähe zu bestehenden Kraftwerken, unterscheiden sich die beiden PSW doch in wesentlichen Punkten. Neben den gegebenen Unterschieden in der Größe und Höhendifferenz zwischen den Speicherbecken hat vor allem die unterschiedliche Konzipierung des Einsatzes gravierenden Einfluss auf die differente Ausführung der beiden alpinen PSW.

Einen Vergleich der auf der Oberwasserseite ausgeführten Wasserschlässer der beiden PSW Kops II und Limberg II, bietet die Abbildung 4.26.

⁴³Nackler und Heigerth, 2007, Seite 55f.

⁴⁴Daten Kops II: Vorarlberger Illwerke AG, 5.05.2009; Daten Limberg II: Verbund Hydro Power AG, 2011

⁴⁵Daten Kops II: Vorarlberger Illwerke AG, 5.05.2009; Daten Limberg II: Verbund Hydro Power AG, 2011

4 Pumpspeichertechnologie



Abbildung 4.24: PSW-Naßfeld: Luftbild des Anlagenbestandes und der durchgeführten Baumaßnahmen⁴²

4.5 Anlagenbeispiele von Pumpspeicherwerken

	Kops II	Limberg II
Oberbecken:	Kopssee	Mooserboden
Stauziel:	1.809 m.ü.A.	2.036 m.ü.A.
Absenkziel:	1.730 m.ü.A.	1.960 m.ü.A.
Nutzinhalt:	42,9 Mio m ³	84,9 Mio m ³
Unterbecken:	AB Rifa	Wasserfallboden
Stauziel:	1.007 m.ü.A.	1.672 m.ü.A.
Nutzinhalt:	1,2 Mio m ³	81,2 Mio m ³
Fallhöhe:		
min. Fallhöhe:	723 m	273 m
max. Fallhöhe:	818 m	432 m
Ausbauwassermenge:		
Turbinenbetrieb:	80,0 m ³ /s	144,0 m ³ /s
Pumpbetrieb:	57,9 m ³ /s	135,0 m ³ /s *
Wälzbarer Energieinhalt aus dem Unterbecken:		
max. Dauer Pumpbetrieb:	ca. 6 Stunden	ca. 167 Stunden**
verlagerbarer Energieinhalt:	ca. 2,6 Mio.kWh	ca. 75,2 Mio.kWh**
Druckstollen:		
Innendurchmesser:	4,90 m	6,20 m
Fliessgeschwindigkeit:	4,24 m/s	4,77 m/s
Druckschacht:		
Innendurchmesser:	3,80 m	4,80 m
Fliessgeschwindigkeit:	7,05 m/s	7,96 m/s
Maschinensatz:	ternärer Maschinensatz	reversible Pumpturbine
Turbinenleistung:	3 x 175 MW	2 x 240 MW
Pumpleistung:	3 x 150 MW	2 x 240 MW

* Durchfluss Pumpbetrieb Limberg II mit $Q_{\text{pump}} = 135 \text{ m}^3/\text{s}$ angenommen

** Auf Basis von $Q_{\text{pump}} = 135 \text{ m}^3/\text{s}$ ermittelt

Abbildung 4.25: Hauptkennzahlen der alpinen PSW Kops II und Limberg II⁴⁴

4 Pumpspeichertechnologie

	Kops II	Limberg II
Oberbecken:	Kopssee	Mooserboden
Stauziel:	1.809 m.ü.A.	2.036 m.ü.A.
Absenkziel:	1.730 m.ü.A.	1.960 m.ü.A.
Oberkammer:		
Querschnittsform:	Kreis	Hufeisen
Höhe Achse:	1.849 m.ü.A.	2.055 m.ü.A.
Volumen:	7.100 m ³	6.800 m ³
Steigschacht		
Querschnittsform:	Kreis	Kreis
Durchmesser:	5,10 m	5,20 m
Volumen:	3.800 m ³	ca 3.200 m ^{3*}
Neigung:	49 °	45 °
Unterkammer:		
Querschnittsform:	Kreis	Kreis
Höhe Achse:	1.709 m.ü.A.	1.925 m.ü.A.
Volumen:	10.300 m ³	10.600 m ^{3**}

* Eigene Ermittlung aufgrund von Planunterlagen

** durchflossene Unterkammer

Abbildung 4.26: Vergleich der oberwasserseitigen Wasserschläsler der PSW Kops II und Limberg II⁴⁵

4.5.1 PSW Kops II

Das PSW Kops II wurde bei Gaschurn / Vorarlberg in den Jahren 2004 bis 2008 von der Vorarlberger Illwerke AG errichtet.

Geschichte und Konzeption PSW Kops II

Die Vorarlberger Illwerke AG sind seit ihrer Gründung sehr stark an den deutschen Markt angebunden. Die deutsche EnBW ist der größte und wichtigste Abnehmer für Spitzen- und Regelenergie, und übernimmt auch die Einsatzleitung für die gesamte Kraftwerksgruppe der Vorarlberger Illwerke AG. Im März 2003 wurde vom Aufsichtsrat der Illwerke AG, der EnBW und dem Land Vorarlberg der Grundsatzbeschluss zur Planung des PSW Kops II gefasst. Im Juli 2004 erfolgte der Baubeschluss durch den Aufsichtsrat der Illwerke AG.⁴⁶

Die Bereitstellung von Reserve- und Regelenergie bildet den betrieblichen Schwerpunkt des PSW Kops II.⁴⁷

Die Situierung des PSW Kops II innerhalb der Kraftwerksgruppe Obere Ill - Lünensee der Illwerke ist in der Abbildung 4.27 ersichtlich. Eine Übersicht über das PSW Kops II bietet die Abbildung 4.28.

⁴⁶Vorarlberger Illwerke AG, 6.02.2014.

⁴⁷Nackler und Heigerth, 2007, Seite 56.

⁴⁸Vorarlberger Illwerke AG, 5.05.2009, Seite 15

⁴⁹Vorarlberger Illwerke AG, 5.05.2009, Seite 6

4.5 Anlagenbeispiele von Pumpspeicherwerken

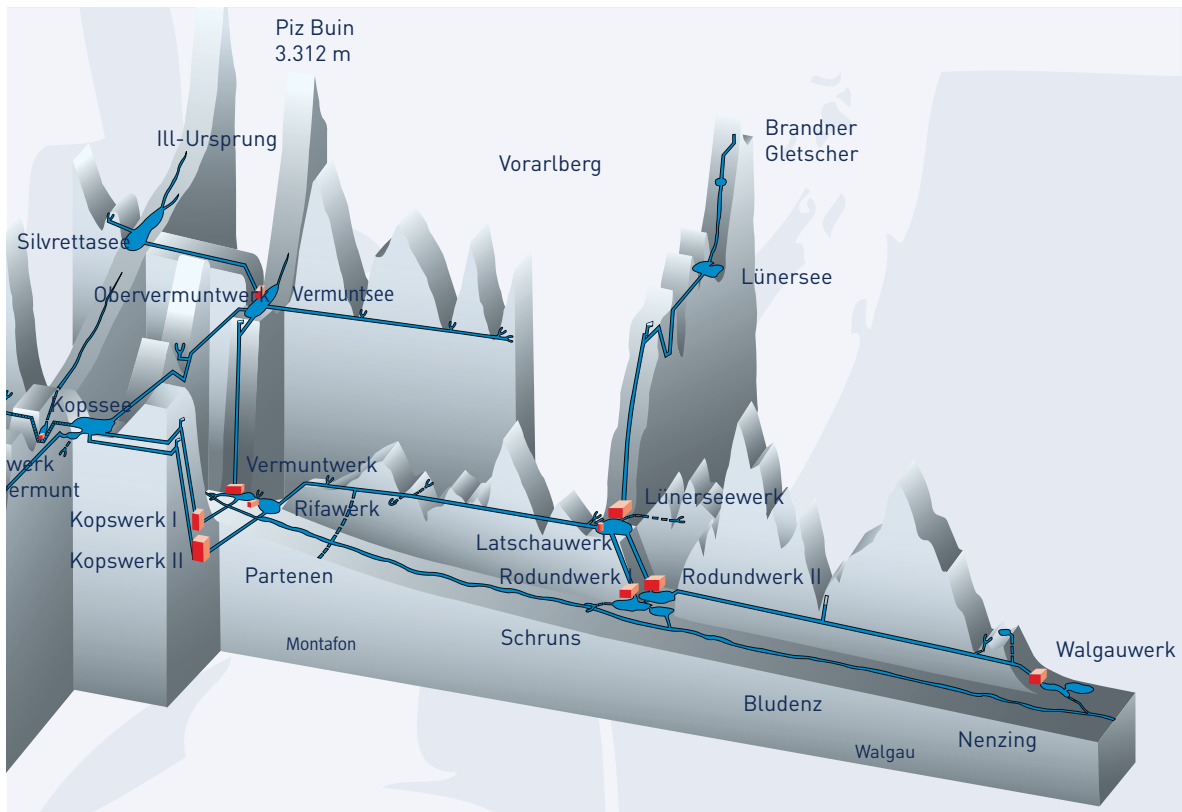


Abbildung 4.27: Kraftwerksgruppe Obere Ill - Lünensee der Vorarlberger Illwerke AG⁴⁸

4 Pumpspeichertechnologie

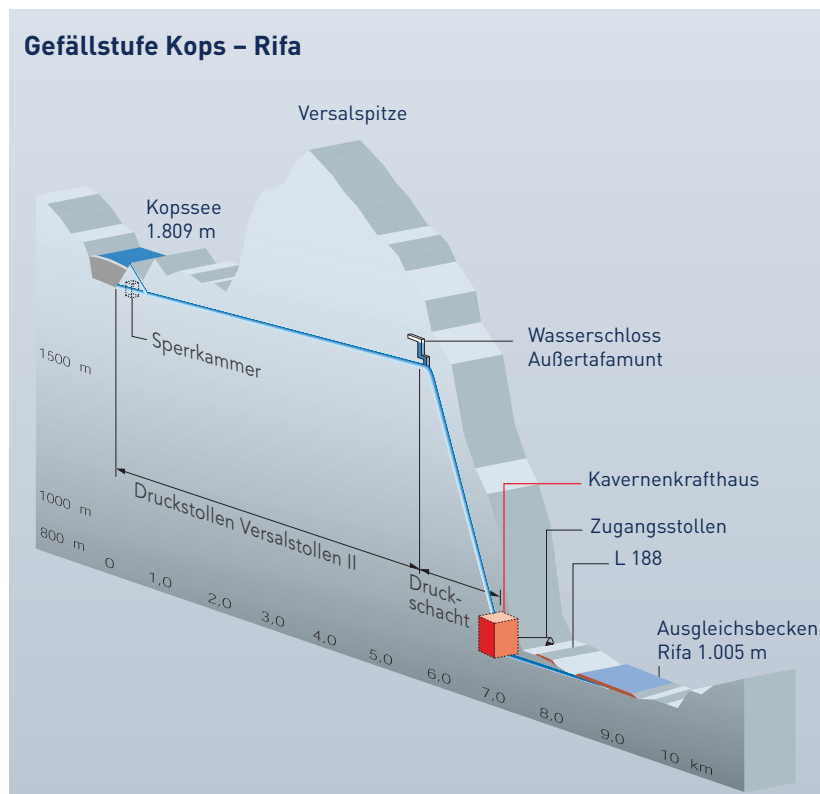


Abbildung 4.28: Übersicht des PSW Kops II⁴⁹

4.5 Anlagenbeispiele von Pumpspeicherwerken

Die Triebwasserführung ist auf eine Ausbauwassermenge von $80 \text{ m}^3/\text{s}$, bei einer maximalen Fallhöhe von 818m, ausgelegt. Drei ternäre Maschinensätze mit vertikaler Achse dienen der Energieumwandlung im Kavernenkrafthaus und können sowohl im Turbinen- als auch im Pumpbetrieb um $\pm 100\%$ reguliert werden. Das Pelton Laufrad der Turbine wird durch 6 Düsen beaufschlagt.

Zum ersten Mal wurde dabei das Laufrad der Pelton Turbine unterhalb des tiefsten Wasserspiegels des Unterbeckens angeordnet. Der dadurch erforderliche Betrieb der Pelton Turbine unter Überdruck (Druckluft) erforderte auch die Anordnung von Druckluftkammern im Anschluss an den Maschinensatz. Auf der vertikalen Welle sind die Pelton Turbine, der Motor-Generator und, über einen hydraulischen Synchronisierwandler mit Zahnkupplung, auch die dreistufige Speicherpumpe miteinander verbunden.

Eine weitere Besonderheit stellt die Möglichkeit des Betriebes im hydraulischen Kurzschluss dar. (vgl. Abschnitt 4.2.3) Zur Dämpfung und Begrenzung des Wasserdrucks in der Unterwasserführung wurde ein Schachtwasserschloss (Wasserschloss Gufel) ausgeführt.⁵⁰

Ein Querschnitt durch das Kavernenkrafthaus, in der Achse eines ternären Maschinensatzes, ist in Abbildung 4.29 abgebildet. Die Abmessungen der Maschinenkaverne betragen: Länge 88m, Breite 30,5m und Höhe 60,5m.

Druckstollen Kops II

Das Hauptstück des Versalstollen II besteht aus einem, mit einer Doppel - Schild TBM aufgefahrenen, Tunnel mit einer Länge von 4.780m, einem Ausbruchsdurchmesser $d_a=5,54\text{m}$ und einem Innendurchmesser $d_i=4,90\text{m}$. Die Auskleidung erfolgte mit einer 23cm starken einschaligen Tübbingauskleidung. Der Ringraum zwischen Tübbing und Ausbruchslaubung wurde mit eingblasenem Perlkies verfüllt. In der Abbildung 4.30 wird das eingesetzte Tübbingsystem dargestellt.

Nach dem Ende der Vortriebsarbeiten erfolgte die sogenannte *Ringspaltinjektion* um die im Perlkies vorhandenen Hohlräume zu verfüllen und dadurch die Bettung zu verbessern. Aufgrund großer Wasserzutritte bei der Ringspaltinjektion wurde das ursprüngliche Injektionsschema auf das, in Abbildung 4.31 dargestellte, 3 phasige Injektionsschema umgestellt. Der maximale Injektionsdruck lag dabei bei 15bar.⁵³

Die Abbildung 4.32 bietet eine Übersicht der gesamten Injektions- und Verfüllarbeiten im Druckstollen.

⁵⁰Vorarlberger Illwerke AG, 5.05.2009.

⁵¹Vorarlberger Illwerke AG, 5.05.2009, Seite 7

⁵²Vorarlberger Illwerke AG, August 2005, Seite 11

⁵³Vigl und Barwart, 2011, Seite 87ff.

⁵⁴Vigl und Barwart, 2011, Seite 97

⁵⁵Schnetzler und Gerstner, 2011, Seite 115

4 Pumpspeichertechnologie

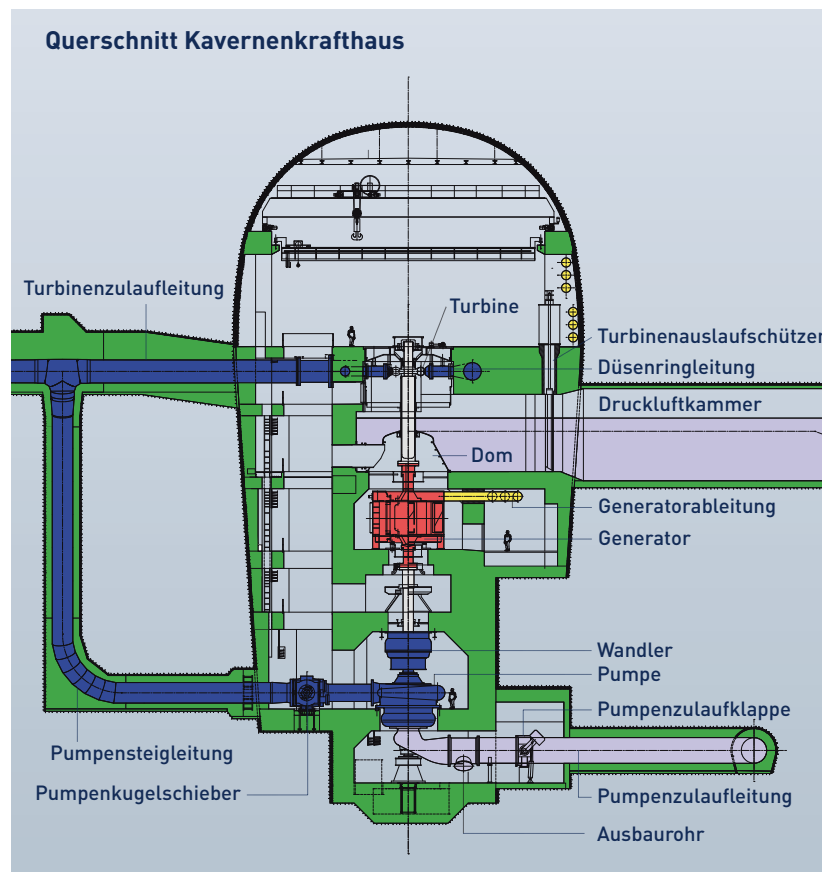


Abbildung 4.29: Schnitt ternärer Maschinensatz Kavernenkrafthaus PSW Kops II⁵¹

4.5 Anlagenbeispiele von Pumpspeicherwerken

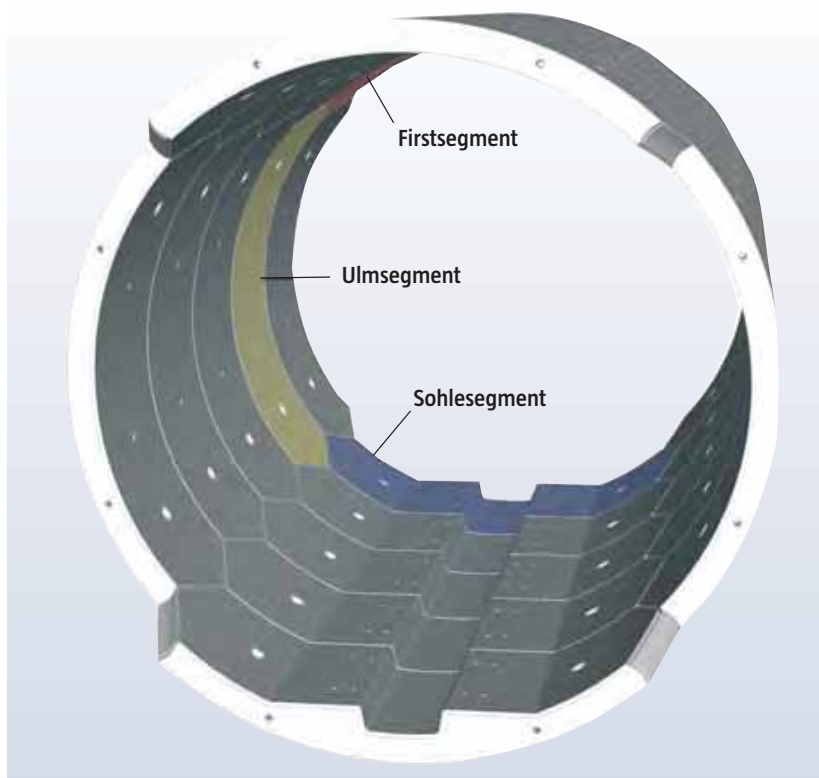


Abbildung 4.30: Auskleidung des Druckstollen PSW Kops II mit einem hexagonales Tübbingsystem⁵²

4 Pumpspeichertechnologie

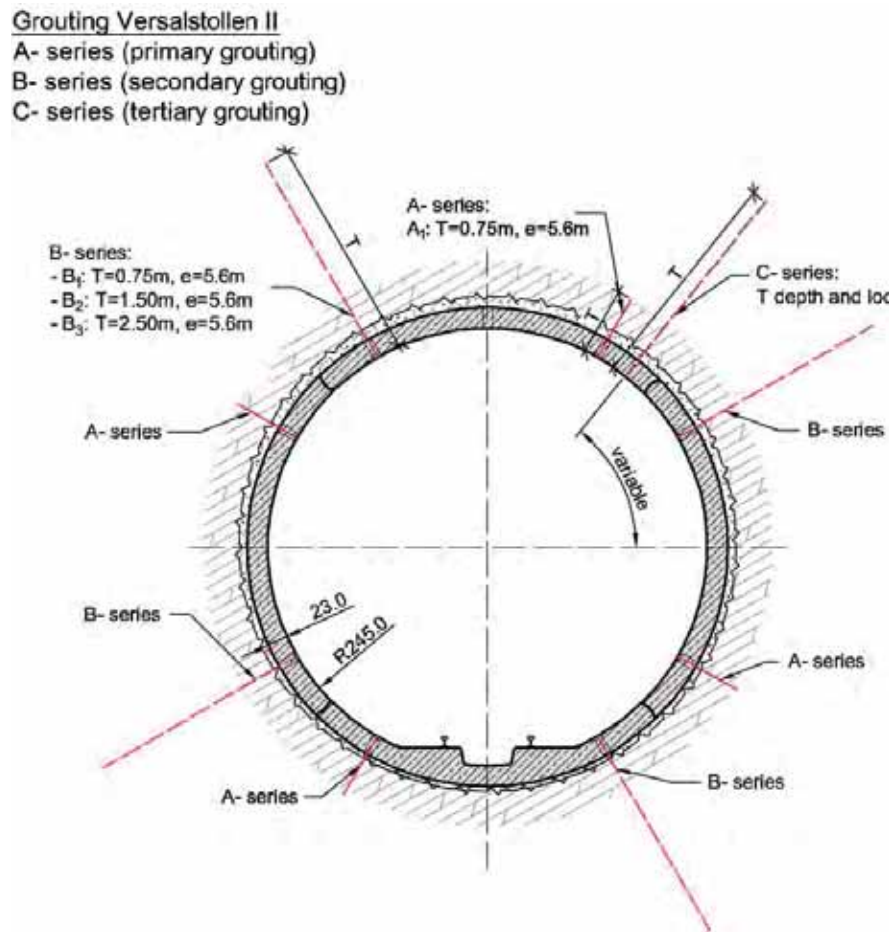


Abbildung 4.31: Injektionsmaßnahmen Tübbingausbau im Druckstollen des PSW Kops II⁵⁴

Description <i>Bezeichnung</i>	Pressure range <i>Druck-Bereich</i>	Type of measure <i>Art der Maßnahme</i>
Crown gap grouting (inner lining concrete) <i>Firstspaltverpressung (Innenschalenbeton)</i>	3 – 5 bar	low pressure grouting <i>Niederdruckinjektion</i>
Tube-à-manchette (TAM) grouting <i>Manschettenrohrinjektionen</i>	10 – 15 (20) bar	high pressure grouting <i>Hochdruckinjektion</i>
Grouting below the invert segment <i>Sohltübbing-Unterpressung</i>	0 – 0.5 bar (no pressure)	filling <i>Verfüllung</i>
Annular gap filling (pea gravel) <i>Ringspaltverfüllung (Perlkies)</i>	no pressure <i>drucklos</i>	filling <i>Verfüllung</i>
Contact grouting of the annular gap filling <i>Kontaktinjektion der Ringspaltverfüllung</i>	1 – 3 (5) bar	low pressure grouting <i>Niederdruckinjektion</i>
Consolidation and waterproofing grouting <i>Konsolidierungs- und Abdichtungsinjektionen</i>	10 – 15 (20) bar	high pressure grouting <i>Hochdruckinjektion</i>

Abbildung 4.32: Übersicht der Injektions- und Verfüllarbeiten im Druckstollen des PSW Kops II⁵⁵

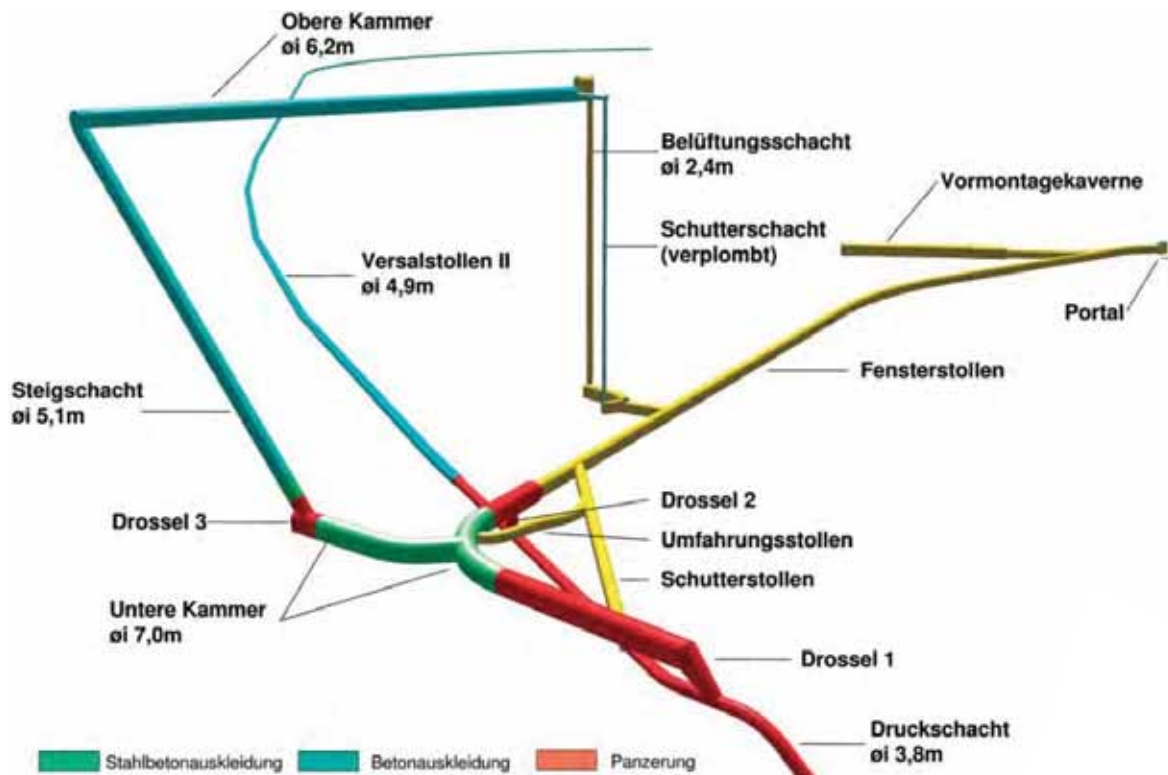


Abbildung 4.33: Schema des Oberwasser Wasserschlosses *Außertafamunt* des PSW Kops II⁵⁶

OW Wasserschloss Kops II

Beim PSW Kops II wurde auf der Oberwasserseite ein *gedrosseltes zwei Kammer Wasserschloss* mit schrägem Steigschacht ausgeführt. Schematisch wird das Wasserschloss *Außertafamunt* in der Abbildung 4.33 dreidimensional dargestellt. Die untere Kammer ist im Grundriss Y-förmig gekrümmt, und über den 49° steilen Wasserschlosssteigschacht mit der oberen Kammer verbunden. Die Belüftung der oberen Kammer erfolgt über einen Belüftungsschacht der in den Zugangsstollen einbindet.

An den Druckstollen ist die Unterkammer über die Drossel 1 und Drossel 2 angebunden. Um eine differentielle Wirkung zu erzielen musste am Beginn des Steigschachtes die Drossel 3 angeordnet werden. Die Hauptkenn Daten des Wasserschlosses *Außertafamunt* werden in der Abbildung 4.34 abgebildet.

Die Auskleidung erfolgte, wie aus den Abbildungen 4.33 und 4.35 ersichtlich in Abhängigkeit der Beanspruchung, mit Beton-, Stahlbeton oder einer Stahlpanzerung. Alle Bereiche der Auskleidung wurden mit Injektionen beaufschlagt, wobei die maximalen Injektionsdrücke bei 31 bar lagen.⁵⁸

⁵⁶Wegeler und Gerstner, 2008, Seite 408

⁵⁷Wegeler und Gerstner, 2008, Seite 409

⁵⁸Wegeler und Gerstner, 2008, Seite 407ff.

Untere Wasserschlosskammer:	
Ausbruchsquerschnittsform:	Hufeisen
Auskleidungsquerschnittsform:	Kreis
Auskleidungsart:	Stahl- u. Betonauskleidung
Durchmesser innen:	7 m
Auskleidungswandstärke:	mindestens 45 cm
Volumen:	= 10.300 m ³
Länge gesamt:	= 270 m
Steigschacht:	
Ausbruchsquerschnittsform:	Kreis mit Sohlgraben für die Belüftungsleitung der DR 3
Auskleidungsquerschnittsform:	Kreis
Auskleidungsart:	Betonauskleidung
Durchmesser innen:	5,1 m
Auskleidungswandstärke:	mindestens 40 cm
Neigung zur Horizontalen:	49°
Volumen:	= 3.800 m ³
Länge gesamt:	= 185 m
Obere Kammer:	
Ausbruchsquerschnittsform:	Hufeisen
Auskleidungsquerschnittsform:	Kreis
Auskleidungsart:	Betonauskleidung
Durchmesser innen:	6,2 m
Auskleidungswandstärke:	mindestens 30 cm
Volumen:	= 7.100 m ³
Länge gesamt:	= 236 m

Abbildung 4.34: Kenndaten des Oberwasser Wasserschlosses *Außertafamunt* des PSW Kops II⁵⁷

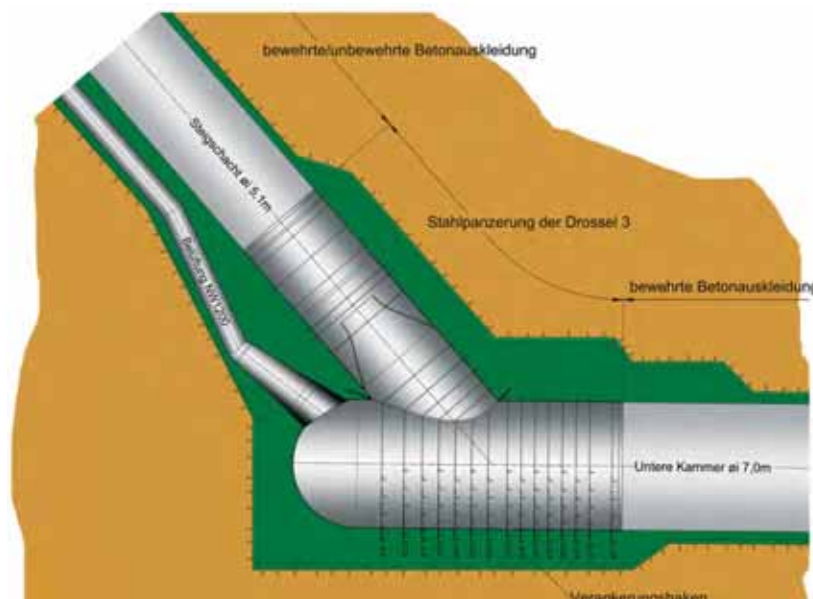


Abbildung 4.35: Schematischer Längsschnitt Wasserschloss, Übergang untere Kammer - Drossel 3 - Steigschacht, mit Belüftung der UK (Position Drossel 3 siehe Abbildung 4.33)⁵⁹

4.5.2 PSW Limberg II

Im Zeitraum von 2006 bis 2011 errichtete die VERBUND Hydro Power AG das PSW Limberg II in Kaprun / Salzburg.

Geschichte und Konzeption PSW Limberg II

Die Kraftwerksgruppe Glockner Kaprun ist eine der bekanntesten Wasserkraftanlagen Österreichs. Eigentümer und Betreiber ist die VERBUND Hydro Power AG. Seit den 1950er Jahren erfolgt die Wasserkraftnutzung in der Oberstufe zwischen den Speichern Mooser- und Wasserfallboden. Erste Planungen zur Erweiterung der Oberstufe durch ein PSW wurden bereits Ende der 1950er Jahre angestellt.

Ein 1973 bereits genehmigtes Projekt (PSW Wielinger) wurde durch das Verbot der Nutzung von Kernenergie in Österreich nicht umgesetzt. Anfang der 1990er Jahre wurde das Projekt in der Lage, und auf eine Ausbauwassermenge von $144 \text{ m}^3/\text{s}$ adaptiert. Bei der durch die vorhandenen Speicher gegebenen Rohfallhöhe von 365m wurde ein Maschinenkonzept mit 2 reversiblen Pumpturbinensätzen à 240 MW installierter Leistung im Turbinen- und Pumpbetrieb gewählt. Für dieses Projekt (Limberg II) wurde im Jahr 1994 die wasserrechtliche Genehmigung erteilt. Eine ungewisse Entwicklung des Marktumfeldes und damit der Refinanzierung der Investitionskosten verhinderten die Umsetzungen.

⁵⁹Wegeler und Gerstner, 2008, Seite 412

4 Pumpspeichertechnologie

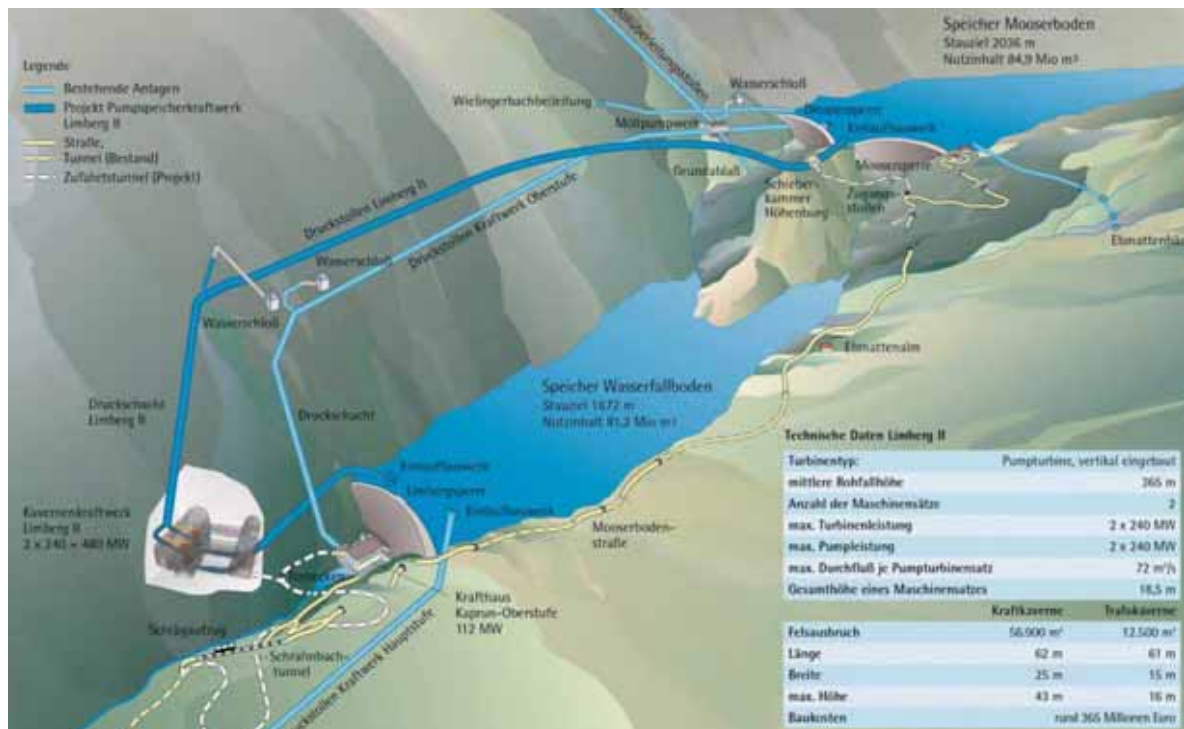


Abbildung 4.36: Übersicht des PSW Limberg II⁶¹

Die Liberalisierung, verbunden mit dem großen Angebot an EE, führten zu einer Adaptierung der Pläne im Jahr 2004. Durch Optimierungen und Vereinfachungen konnten Einsparungen realisiert werden. Dies, und vor allem die verbesserten Marktaussichten, führten im Februar 2006 zum Baubeschluss des Projektes, auf Basis der 1994 erteilten Genehmigung.⁶⁰

Eine Übersicht über das PSW Limberg II bietet die Abbildung 4.36.

Der Anlagenpark der VERBUND Hydro Power beinhaltet bereits sehr viele regelbare Maschinensätze. So verfügt beispielsweise die Oberstufe über 2 ternäre Maschinensätze mit 130 MW Pumpleistung, die auch im hydraulischen Kurzschluss betrieben werden können. Daher erfolgte die Konzeption des PSW Limberg II auf einen, in Hinblick auf die Investitionskosten, optimierten Wälzbetrieb.

Neben den erheblichen Mehrkosten eines ternären Maschinensatzes erfordert dieses Maschinenkonzept eine höhere Kaverne, die durch die größere Ausbruchskubatur, zu höheren Baukosten führt. Das PSW Limberg II wurde daher, wie bereits im Einreichprojekt von 1994 vorgesehen, mit 2 reversiblen Pumpenturbinen ausgerüstet. Diese sitzen auf einer vertikalen Achse, verfügen über eine installierte Turbinen- und Pumpleistung von jeweils 240 MW und werden mit fixer Drehzahl betrieben.⁶²

⁶⁰Steyrer und Stering, 2011, Seite 34ff.

⁶¹A. Hager und Wagner, 2009, Seite 95

⁶²Penninger, Stering und Mayrhuber, 2011, Seite 123ff.

4.5 Anlagenbeispiele von Pumpspeicherwerken

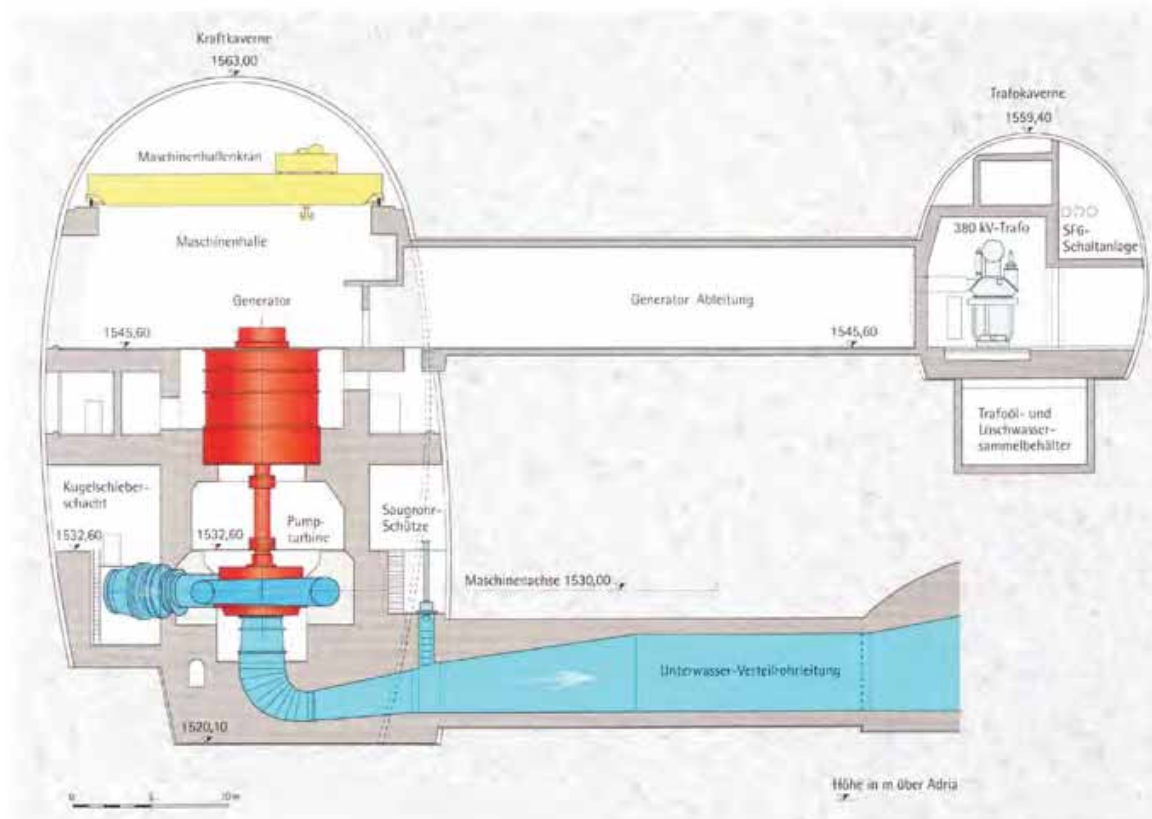


Abbildung 4.37: Querschnitt Maschinen- und Transformatorkaverne PSW Limberg II⁶³

In Abbildung 4.37 ist ein Querschnitt durch die Maschinen- und Transformatorkaverne des PSW Limberg 2 dargestellt. Die Maschinenkaverne erstreckt sich über die folgenden Abmessungen: Länge 62m, Breite 24,4m und Höhe 42,6m.

Druckstollen Limberg II

Der Druckstollen des PSW Limberg II reicht von der Schieberkammer Höhenburg beim Speicher Mooserboden bis zur Unterkammer des Wasserschlosses. Aufgrund der geringen Überdeckung im Bereich der Querung der Drossenschlucht wurden die ersten 300m im Sprengvortrieb aufgeföhren. Die restlichen rund. 3.650m wurden mit einer offenen TBM, die einen Ausbruchsdurchmesser von $d_a=7,03\text{m}$ aufwies, aufgeföhren.

Bei den Vortriebsarbeiten wurde ein 2,05m breiter Sohlübbing zur Aufnahme des Betriebsgleises eingebaut. Die Auskleidung erfolgte durch eine 40cm starke, unbewehrte Ortbetoninnenschale. Der Innendurchmesser beträgt dabei $d_i=6,20\text{m}$.⁶⁴

⁶³Wagner, 2011, Seite 45

⁶⁴Schorn, 2011, Seite 226ff.

4 Pumpspeichertechnologie



Abbildung 4.38: linkes Bild: Stahlpanzerung in der Drossenquerung; rechtes Bild: Folienabdichtung des Übergangsbereiches⁶⁵

Im Bereich der Drossenquerung erfolgte eine Stahlpanzerung $d_i=5,00\text{m}$. Der Übergang zu den unbewehrten Bereichen erhielt eine außenliegende Folienabdichtung mit innenliegender Ringbetonauskleidung. In Abbildung 4.38 ist im linken Bild die Stahlpanzerung im Bereich der Drossenquerung, und im rechten Bild die Folienabdichtung des Übergangsbereiches zu sehen.

Der Kraftschluss zwischen Gebirge und Ortbetonauskleidung wurde durch eine *Firstkontaktinjektion* erreicht. Diese wurde im gepanzerten Bereich durch eine Injektion über Manschettenschläuche, und in den ungepanzerten über 20cm tiefe Bohrlochinjektionen mit einem Druck von 2-3bar ausgeführt. Das Injektionsschema für den Druckstollen ist in Abbildung 4.39 ersichtlich. Die Gebirgsinjektion zur Vorspannung der Innenschale erfolgte über 6 radiale, 7m tiefe Bohrungen mit einem Längsabstand von 2,5m, bei einem Injektionsdruck von bis zu 20bar.⁶⁶

Der maximale, im Druckstollen auftretende, statische Innendruck beträgt 141mWS. Beim Aufschwingen des Wasserschlosses wirkt ein dynamischer Innendruck von ca. 218mWS. Der auf die Auskleidung wirkende Bergwasserspiegel übt einen Druck von ca. 140mWS aus.⁶⁸

OW Wasserschloss Limberg II

Das Oberwasser Wasserschloss des PSW Limberg II wurde als *gedrosseltes Zweikammer Wasserschloss mit durchflossener Unterkammer* errichtet (siehe Abbildung 4.40). Die durchflossene Unterkammer ($d_i=9,00\text{m}$) ist in den Triebwasserweg integriert und im Vergleich zum Absenkziel tief situiert, wodurch sich das erforderliche Volumen der Unterkammer verringert. Die Auskleidung erfolgte als Ringbeton mit Ortbeton. Der Schrägschacht wurde unter 45° in der Verlängerung des Druckschachtes aufgeföhren.

⁶⁵Schorn, 2011, Seite 228f

⁶⁶Steyrer, Blauhut und Kurzthaler, 2011, Seite 94f.

⁶⁷Zenz u. a., 2008, Seite 393

⁶⁸Steyrer, Blauhut und Kurzthaler, 2011, Seite 91.

4.5 Anlagenbeispiele von Pumpspeicherwerken

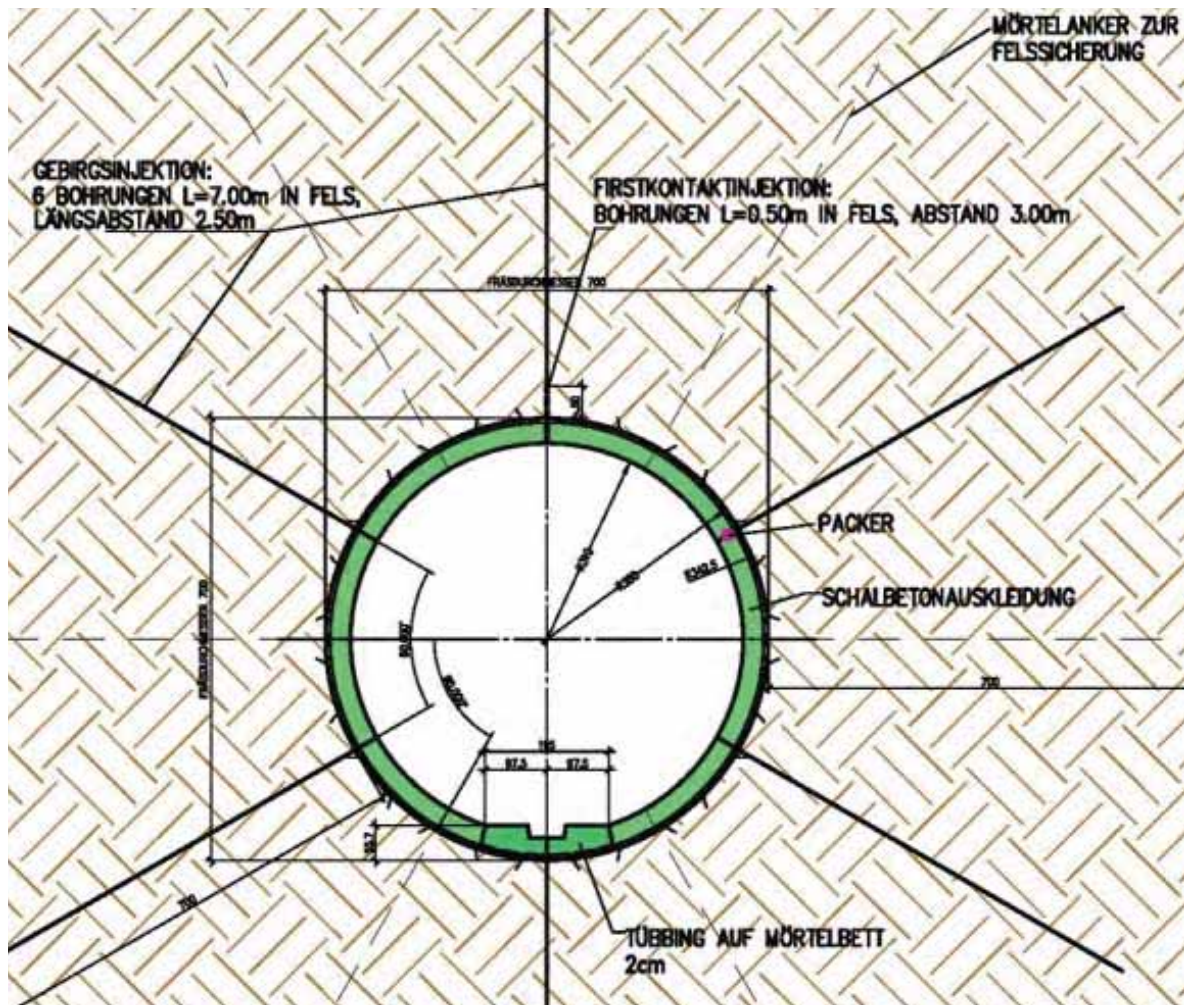


Abbildung 4.39: Injektionsschema im Druckstollen PSW Limberg II⁶⁷

4 Pumpspeichertechnologie

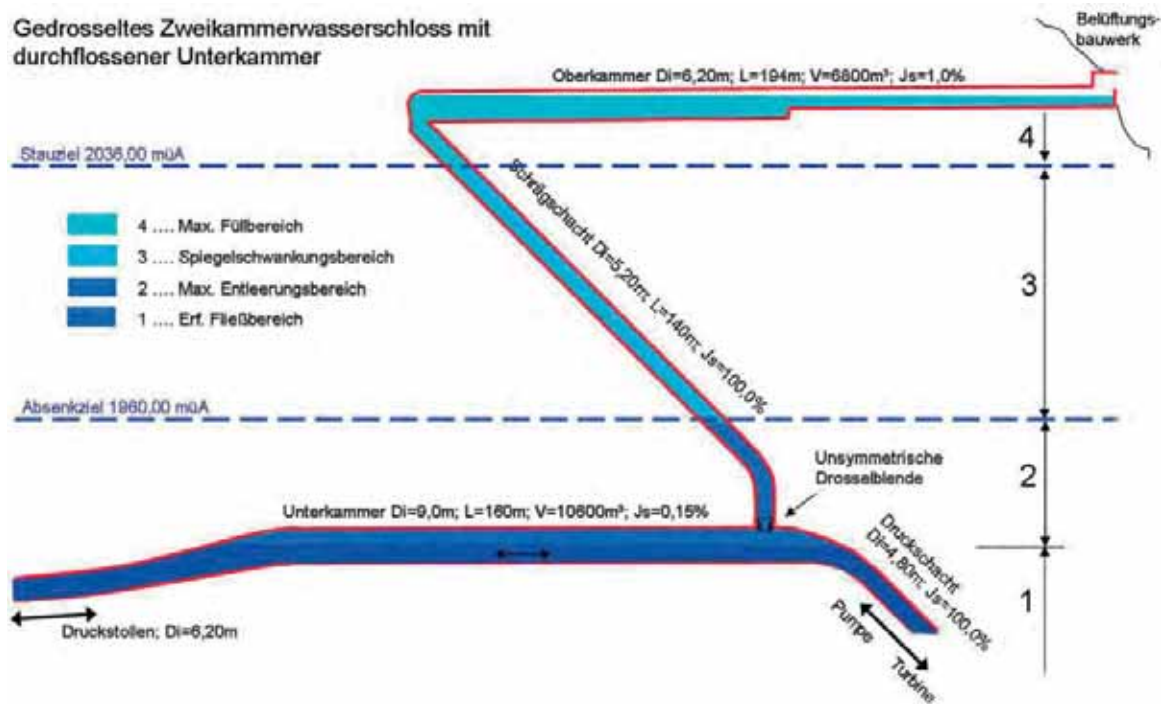


Abbildung 4.40: Schematische Übersicht Wasserschloss PSW Limberg II⁶⁹

Der Schrägschacht wurde unter 45° in der Verlängerung des Druckschachtes mit einer Länge von 184m aufgeföhren. Auf einer Länge von 135m erfolgte die Auskleidung mit Ortbeton $d_i=5,20\text{m}$. Am Übergang zwischen Unterkammer und Schrägschacht wurde ein gepanzerter *Konuskrümmer* mit unsymmetrischer Drosselblende ausgeführt. Die Oberkammer liegt 125m über der Unterkammer und hat eine Länge von 196m. Der Ausbau erfolgte mit Spritzbeton und einer Ortbetonsohle. Die Belüftung des Wasserschlosses erfolgt über eine direkte Verbindung der Oberkammer mit der Geländeoberfläche.

4.5.3 Auswahl aktuell in Bau befindlicher PSW Projekte

Die in der Abbildung 4.41 gezeigten Projekte bilden eine Auswahl von aktuell im Bau befindlichen und teilweise kurz vor der Inbetriebnahme stehenden PSW. Dabei handelt es sich um die folgenden Projekte:

- PSW Reisseck II, Österreich⁷⁰
- PSW Linthal 2015, Schweiz^{71,72}
- Tehri Pumped Storage Plant, Indien^{73,74}
- Ingula Pumped Storage Scheme, Südafrika⁷⁵

Die in der Abbildung 4.41 abgebildeten Daten entstammen den in der obenstehenden Aufzählung genannten Quellen.

⁶⁹Zenz u. a., 2008, Seite 394

⁷⁰VERBUND AG, 2012.

⁷¹Kraftwerke Linth-Limmern AG, August 2006.

⁷²ALSTOM Holdings, 2013a.

⁷³Tehri Hydro Development Corporation Limited, 2014.

⁷⁴ALSTOM Holdings, 2013b.

⁷⁵Eskom Holdings SOC Limited, 2010.

⁷⁶siehe Aufzählung in Abschnitt 4.5.3

4 Pumpspeichertechnologie

Projekt:		Reisseck II	Linthal 2015	Tehri	Ingula
Land:		Österreich	Schweiz	Indien	Südafrika
Installierte Leistung	Pumpleistung:	2 x 215 MW	4 x 250 MW	4 x 250 MW	4 x 333 MW
	Turbinenleistung:	2 x 215 MW	4 x 250 MW	4 x 250 MW	4 x 360 MW
Maschinenkonzept	Einbau:	vertikal	vertikal	vertikal	vertikal
	Maschine:	reversible Pumpтурbine	reversible Pumpтурbine	reversible Pumpтурbine	reversible Pumpтурbine
	Motor - Generator:	variable Drehzahl	variable Drehzahl	variable Drehzahl	fixe Drehzahl
Bandbreite Rohfallhöhe	min:	k.A.	560 m	120 m	433 m
	Mittelwert:	595 m	623 m	188 m	k.A.
	max:	k.A.	724 m	219 m	490 m
Ausbau-durchfluss	Pumpbetrieb:	2 x 40 m ³ /s	k.A.	k.A.	k.A.
	Turbinenbetrieb:	2 x 35 m ³ /s	4 x 47,5 m ³ /s	k.A.	4 x 84,9 m ³ /s
nutzbarer Speicherinhalt	Oberbecken:	k.A.	25 Mio m ³	2.900 Mio m ³	19 Mio m ³
	Unterbecken:	k.A.	92 Mio m ³	k.A.	19 Mio m ³

Abbildung 4.41: Übersicht einer Auswahl aktuell in Bau befindlicher PSW Projekte⁷⁶

5 Synthese, Schlussfolgerungen und Potentiale

Zusammenfassung der Ergebnisse

Unsere moderne Gesellschaft ist in hohem Maße von einer sicheren, quantitativ ausreichenden und wirtschaftlichen Versorgung mit elektrischer Energie abhängig. Die Elektrizitätswirtschaft bewegt sich dabei in einem Spannungsfeld zwischen Technik, Gesellschaft, Wirtschaft und Umwelt. Die Belange der Umwelt nehmen dabei eine verstärkte Rolle ein. Konkurrenzfähige Kosten für die Erzeugung von elektrischer Energie spielen für Wirtschaft, aber auch die privaten Haushalte, eine entscheidende Rolle. Die Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft, besonders die dargebotsabhängige Erzeugung in Kombination mit der fehlenden Speicherbarkeit, beeinflussen von technischer Seite die Entwicklung der Elektrizitätsversorgung.

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen veränderten sich in den letzten beiden Jahrzehnten gravierend. Neben den Auswirkungen der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes führten vor allem der europaweit uneinheitliche Umgang bei der Nutzung von Kernenergie und die massive Förderung von Anlagen auf Basis der Erneuerbaren Energieträger zu dramatischen Umbrüchen innerhalb der europäischen Elektrizitätsversorgung.

Der Austausch von elektrischer Energie erfolgte schon weit vor der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes auf europäischer Ebene. Der Handel fand allerdings nicht an Börsen, sondern nur bilateral zwischen den damaligen Verbundunternehmen statt. Die Liberalisierung hatte gravierenden Einfluss auf die Unternehmensstruktur der Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Die einstigen vertikal integrierten Unternehmen agieren heute meist mit mehreren, formal unabhängigen, Tochtergesellschaften unter einem Holding Dach. Der Endkunde kann aus einer Vielzahl von Unternehmen seinen Lieferanten für elektrische Energie frei wählen. Der Bereich der Elektrizitätsnetze stellt nach wie vor ein natürliches Monopol dar. Um einen Missbrauch der Marktmacht zu verhindern, werden diese gemäß der *Essential-Facilities-Doktrin* reguliert.

Die sogenannte Energiewende in Deutschland wurde in ihren Auswirkungen auf die Elektrizitätsversorgung unterschätzt. Durch die fluktuierende Einspeisung von stark subventionierter elektrischer Energie aus Anlagen auf Basis der Erneuerbaren Energien veränderte sich das Marktgleichgewicht. Neben der Verschiebung der *Merrit - Order Kurve* entstehen dabei Effekte wie die sogenannte *Solardelle*, oder das Auftreten von negativen Preisen am Spotmarkt. Der durch den Handel mit Emissionszertifikaten gewünschte Lenkungseffekt, hinsichtlich einer Reduktion des Einsatzes fossiler Kraftwerke, trat hingegen nicht ein.

5 Synthese, Schlussfolgerungen und Potentiale

Der technische Bedarf an Speichermöglichkeiten, zum Ausgleich und der Integration volatiler Erneuerbarer Energien, ist in hohem Maß gegeben. Dieser wird, bei fortschreitendem Ausbau der Nutzung elektrischer Energie auf Basis der Erneuerbaren Energieträger, zukünftig noch weiter stark zunehmen. Gemäß der, in dieser Arbeit vorgestellten Studie, wäre zur vollen Integration der Erneuerbaren Energien im Marktgebiet Österreich - Deutschland bis zum Jahr 2050, eine vielfache Erhöhung der installierten Pump- und Turbinenleistung erforderlich.

Das Prinzip der Pumpspeicherung wird seit über 100 Jahren erfolgreich angewandt. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt stellt die Pumpspeicherung nach wie vor die einzige Möglichkeit dar, elektrische Energie wirtschaftlich und im großen Umfang zu speichern.

Die Stabilität eines Elektrizitätsnetzes sinkt bei steigender Anzahl von stark fluktuierenden Erzeugungseinrichtungen. Der Ausgleich von Abweichungen und Prognosefehlern erfordert die Vorhaltung von gut steuerbaren Kraftwerken mit steilen Gradienten und hoher Leistung. Für den Fall des Zusammenbruchs des Elektrizitätsnetzes werden Kraftwerke mit Schwarzstartfähigkeit zum Wiederaufbau benötigt. Alpine Pumpspeicherwerke eignen sich durch die schnellen Laständerungsgeschwindigkeiten, die große installierte Leistung und die Möglichkeit zur Leistungsaufnahme im Pumpbetrieb hervorragend zur Erbringung von Systemdienstleistungen und dem Wiederaufbau des Elektrizitätsnetzes nach einer Störung.

Die Errichtung von Pumpspeicherwerken ist mit einem hohen Investitionsbedarf verbunden. Die lange Bindung des Kapitals erfordert für fundierte Investitionsentscheidungen stabile Energiepolitische Rahmenbedingungen. Momentan befindet sich der Markt in einer Phase des Umbruchs. Am Spotmarkt sinkt die Differenz zwischen den Base- und Peakload Produkten. Der für einen wirtschaftlichen Wälzbetrieb eines Pumpspeicherwerkes notwendige Spread verringert sich dadurch, und erfordert Pumpspeicherwerke mit optimalen Speicherwirkungsgraden. Der maximale Speicherwirkungsgrad für Pumpspeicherwerke liegt derzeit bei 85%.

Der Markt für die Vorhaltung und Bereitstellung von Systemdienstleistungen bietet für Pumpspeicherwerke ein alternatives Erlöspotential. Die Teilnahme an diesem Markt erfordert neben formalen Voraussetzungen hoch flexible und regulierbare Anlagen.

Die Nutzung bestehender Anlagenteile (Speicher) bietet neben wirtschaftlichen Vorteilen, durch die wesentlich geringeren Auswirkungen auf die Umwelt, auch eine höhere Chance bezüglich der Erlangung der notwendigen behördlichen Genehmigungen.

Die Konzeption alpiner Pumpspeicherwerke erfolgt in Abhängigkeit der sehr unterschiedlichen Bedürfnisse und Vermarktungsstrategien der errichtenden / betreibenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Zukünftige Projekte sollen, unter optimaler Einbeziehung bestehender Anlagenteile, auf höchste Speicherwirkungsgrade bei maximaler Flexibilität in der Betriebsführung ausgerichtet werden. Diese Anforderungen der EVU bedeuten für die Gestaltung und Dimensionierung der baulichen Anlagen von PSW eine in technischer und wirtschaftlicher Sicht optimierte Konzeption und Planung. Dabei sollten trotzdem ausreichende Reserven in der Auslegung berücksichtigt werden, um einerseits eine dauerhafte, weitestgehend wartungsfreie Nutzung, und gleichzeitig auch entsprechende Freiheiten für zukünftige Betriebsführungen zu ermöglichen.

Die beiden behandelten alpinen PSW Kops II und Limberg II unterscheiden sich trotz vieler Gemeinsamkeiten grundlegend in Ihrer Konzeption. Diese erfolgte zum Einen aufgrund des Volumens und der Fallhöhe zwischen den vorhandenen Speicherbecken, und zum Anderen aufgrund des betrieblichen Bedarfs des jeweiligen Betreibers. Den betrieblichen Schwerpunkt des PSW Kops II bildet die Bereitstellung von Ausgleichs- und Regelenergie. Beim PSW Limberg II liegt der Fokus auf einem optimierten Wälzbetrieb bei minimalen Investitionskosten.

Schlussfolgerungen

Die Integration der fluktuierend einspeisenden Anlagen auf Basis der Erneuerbaren Energieträger erfordert den Ausbau von elektrischen Speichern. Die Pumpspeicherung stellt gegenwärtig die einzige, im großen Maßstab eingesetzte, Technologie zur Speicherung von elektrischer Energie dar. Bestehende alpine Pumpspeicherwerke können, innerhalb des gegenwärtigen Designs des Elektrizitätsmarktes, im Wälzbetrieb, und zur Erbringung von Systemdienstleistungen wirtschaftlich betrieben werden. Die hohen Investitionskosten bedingen eine, aus technischer Sicht auch mögliche, lange und möglichst wartungsarme Lebensdauer der Anlagen.

Ein erhebliches Einsparungspotential bei der Errichtung neuer Anlagen bietet die Nutzung bestehender Speicher. Der große Speicherinhalt beim PSW Limberg II ermöglicht beispielsweise eine Überbrückung selbst tagelanger Phasen mit hoher Residuallast. Bei entsprechender maschineller und baulicher Konzeption der Anlage (PSW Kops II) kann zudem sehr flexibel hochwertige Regel- und Ausgleichsenergie für das Elektrizitätsnetz bereitgestellt werden. Die Errichtung alpiner Pumpspeicherwerke erfordert stabile wirtschaftliche Rahmenbedingungen, um neben der technischen Notwendigkeit, auch betriebswirtschaftlich fundierte Investitionsentscheidungen treffen zu können.

Potentiale

Österreich verfügt neben den topographischen Gegebenheiten über eine hohe Zahl an Jahresspeichern mit großem Speicherinhalt im Alpenraum. Deren Einbindung in Pumpspeicherwerke bietet, bei den geringsten möglichen Auswirkungen für die Umwelt, ein erhebliches Potential. Die langjährige, auch aus technischer und wirtschaftlicher Sicht, erfolgreiche Nutzung der Wasserkraft wird auch weiterhin eine zentrale Rolle in der Elektrizitätsversorgung Österreichs spielen. Der Einsatz alpiner Pumpspeicher erfüllt aber auch über die österreichischen Grenzen hinaus, innerhalb des europäischen Verbundnetzes, qualitativ wichtige Aufgaben.

Die Konzeption, Errichtung und der Betrieb von alpinen Pumpspeichern beleben die österreichische Wirtschaft und den Arbeitsmarkt. Intensive Forschung und Entwicklung in diesem Bereich sichern die weitere internationale Wettbewerbsfähigkeit Österreichs, als eine der international führenden Nationen bei der Projektierung, Errichtung und dem Betrieb von Wasserkraftanlagen.

Appendix

Literatur

- 50Hertz Transmission GmbH. *Historischer Hintergrund: Die Entstehung des deutschen und europäischen Verbundnetzes*. URL: <http://www.50hertz.com/de/1863.htm> (besucht am 27.09.2013) (siehe S. 35, 52).
- AG Energiebilanzen e.V. (31.07.2013). *Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung - alte Bundesländer 1950-1990*. URL: http://ag-energiebilanzen.de/index.php?article%5C_id=29%5C&fileName=be%5C_strom.xlsx (besucht am 21.10.2013) (siehe S. 45).
- Agenios GmbH. *Photovoltaikanlage*. URL: <http://www.photovoltaik.org/photovoltaikanlagen> (besucht am 15.12.2013) (siehe S. 60).
- Albrecht, Jörg-Peter (2011). »Pumpspeichertechnologien im Vergleich Markt und Umfeld, Konzepte, Ausrüstung«. In: *AGAW Symposium Wasserkraft für Europa*. Hrsg. von Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft. URL: http://www.linhart.ch/AGAW/Trier2011/S33%5C_Pumpspeichertechnologien%5C_im%5C_Vergleich%5C_AGAW20110915.pdf (besucht am 28.02.2014) (siehe S. 95).
- Albrecht, Klaus (2012). »Energiepolitik in Österreich nach dem 2. Weltkrieg«. Diss. Wien: Universität Wien. URL: http://othes.univie.ac.at/18121/1/2012-01-11%5C_5000013.pdf (besucht am 16.09.2013) (siehe S. 42).
- ALSTOM Holdings (2013a). *Linthal 2015 Variable Speed Pumped Storage Plant: Case Study Hydro-power Solutions*. URL: <http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/linthal-hydro-product-datasheet.pdf> (besucht am 14.03.2014) (siehe S. 125).
- ALSTOM Holdings (2013b). *Tehri Variable Speed Pumped Storage Plant: Case Study Hydro-power Solutions*. URL: <http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/tehri-india-hydro-variable-speed-pumped-storage-plant.pdf> (besucht am 14.03.2014) (siehe S. 125).
- Amt der Steiermärkischen Landesregierung Abteilung 13 (10.08.2012). *Wasserkraftanlage Kraftwerk Gratkorn Umweltverträglichkeitsprüfung Genehmigungsbescheid*. URL: http://www.umwelt.steiermark.at/cms/dokumente/11262212%5C_9176022/92bbbf18/11.10-123-2009-178%20UVPGenehmigung%20KW%20Gratkorn%2010.08.2012%5C_sig.pdf (besucht am 17.09.2013) (siehe S. 33).
- Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft. *Wirkungsgrad im Vergleich*. URL: <http://www.alpine-wasserkraft.com/Tabelle.htm> (besucht am 13.02.2014) (siehe S. 85).
- Austrian Power Grid AG (2.02.2011). *Umsetzung 3rd Package auf der Zielgeraden*. URL: <http://www.apg.at/de/news/aktuelles/2011/02/02/umsetzung%20auf%20der%20zielgeraden> (besucht am 09.12.2013) (siehe S. 51).
- Austrian Power Grid AG (18.10.2010). *Ab 2011 Verantwortung für 95% des Übertragungsnetzes*. URL: <http://www.apg.at/de/news/aktuelles/2010/10/18/TIWAG> (besucht am 08.12.2013) (siehe S. 51).

Literatur

- Austrian Power Grid AG (2013). *Netzregelung*. URL: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung> (besucht am 16. 12. 2013) (siehe S. 67).
- Bachhiesl, Udo (2004). »Erfolgreiche Energieinnovationsprozesse: Rahmen und Methodik auf Basis einer umfassenden Analyse von Hemmnissen und Erfolgsfaktoren«. Diss. Graz: TU Graz (siehe S. 9, 10, 15).
- Bauer, Leopold (1965). »Risiken der Elektrizitätswirtschaft«. Diss. Wien (siehe S. 9).
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (27.05.2013). *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2013: Haushalte und Industrie*. Berlin. URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/%5C\\$file/13%2005%2027%20BDEW%5C_Strompreisanalyse%5C_Mai%202013.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/%5C$file/13%2005%2027%20BDEW%5C_Strompreisanalyse%5C_Mai%202013.pdf) (besucht am 16. 12. 2013) (siehe S. 62).
- Beck, H.-P. und Ralf Bengler (2009). *Manuskript zur Vorlesung W 8804 Energiesysteme: Elektrische Energieversorgungssysteme*. URL: http://www.iee.tu-clausthal.de/fileadmin/downloads/Scripte/Skript%5C_Energiesysteme%5C_09%5C_10%5C_komplett.pdf (besucht am 17.09.2013) (siehe S. 33).
- Berkel, Manuel (2013). *Dossier Energiepolitik - Die Großen Vier*. Hrsg. von Bundeszentrale für politische Bildung. URL: <http://www.bpb.de/politik/wirtschaft/energiepolitik/152780/die-grossen-vier> (besucht am 13. 12. 2012) (siehe S. 54).
- Berschadsky, A. (2010). *Portfolio- und Risikomanagement im europäischen Stromgroßhandel: Märkte, Produkte, Preisbildungsfaktoren, Risiken, Handels- und Risikostrategien*. Bod Third Party Titles. ISBN: 9783640566464. URL: <http://books.google.de/books?id=So3F2on94MYC> (siehe S. 65, 67).
- BINE Informationsdienst und Uwe Milles (2007). *basis Energie 3 - Photovoltaik*. Hrsg. von Fachinformationszentrum (FIZ) Karlsruhe. URL: http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Basis%5C_Energie/Basis%5C_Energie%5C_Nr.%5C_03/Basis%5C_03%5C_internetx.pdf (besucht am 15. 12. 2013) (siehe S. 60).
- Boltz, Walter und Martin Graf (2011). *10 JAHRE ENERGIEMARKT-LIBERALISIERUNG: Ein Geburtstag, von dem alle profitieren*. Hrsg. von Energie-Control-Austria. Wien. URL: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/bericht-10-jahre-energiemarktliberalisierung.pdf> (besucht am 20. 10. 2013) (siehe S. 47, 49, 50, 100).
- Bork, Christhart (1995). *Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland: das Tarifpreisgenehmigungsverfahren und seine Auswirkungen auf eine potentielle Netzübernahme nach Ablauf von Konzessionsverträgen*. URL: <http://hdl.handle.net/10419/30760> (besucht am 21. 10. 2013) (siehe S. 46).
- Brumshagen, Harald u. a. (1995). »Entwicklungen zum gesamteuropäischen Stromverbund«. In: *Jahrbuch 95*. Hrsg. von VDI-Gesellschaft Energietechnik. Düsseldorf: VDI Verlag, S. 257–278. URL: http://www.ucteipsups.org/Pdf/Download/deutsch/EU%5C_Stromverbund%5C_Haubrich%5C_DrBru.pdf (besucht am 01. 10. 2013) (siehe S. 37).
- Bundeskartellamt (Januar 2011). *Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel: Abschlussbericht gemäß § 32e GWB – Januar 2011 - Zusammenfassung*. URL: http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Stromerzeugung%20Stromgrosshandel%20-%20Zusammenfassung.pdf?%5C_%5C_blob=publicationFile%5C&v=4 (besucht am 16. 12. 2013) (siehe S. 64).
- Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (14.06.2000). *Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni*

- 2000: *Atomkonsens*. URL: <http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/atomkonsens.pdf> (besucht am 09. 12. 2013) (siehe S. 17).
- BUNDESMINISTERIUM für WIRTSCHAFT, FAMILIE und JUGEND. *Energiepolitik der EU*. URL: <https://www.bmwfj.gv.at/EnergieUndBergbau/internationaleenergiepolitik/Seiten/EnergiepolitikderEU.aspx> (besucht am 03. 07. 2013) (siehe S. 15).
- BUNDESMINISTERIUM für WIRTSCHAFT, FAMILIE und JUGEND. »Nationaler Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich (NREAP-AT)«. In: *Erneuerbare Energie - Aktionspläne und Vorausschätzungen*. Brüssel. URL: http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency%5C_platform/doc/dir%5C_2009%5C_0028%5C_action%5C_plan%5C_austria.zip (besucht am 11. 12. 2013) (siehe S. 21).
- Bundesnetzagentur (30.11.2013). *Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze*. Bonn. URL: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen%5C_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn%5C_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn%5C_EEG-VergSaetze%5C_node.html (besucht am 16. 12. 2013) (siehe S. 70).
- Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (5.02.2013). *Monitoringbericht 2012*. Bonn. URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/Jahresbericht2012.pdf?%5C_%5C_blob=publicationFile%5C&v=4 (besucht am 03. 12. 2013) (siehe S. 52, 53).
- Bundesrepublik Deutschland. »Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen«. In: *Erneuerbare Energie - Aktionspläne und Vorausschätzungen*. Brüssel. URL: http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency%5C_platform/doc/dir%5C_2009%5C_0028%5C_action%5C_plan%5C_germany.zip (besucht am 11. 12. 2013) (siehe S. 21).
- Burger, Bruno (9.12.2013). *Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2013*. Hrsg. von FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME -ISE. URL: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/stromproduktion-aus-solar-und-windenergie-2013.pdf> (besucht am 17. 12. 2013) (siehe S. 74).
- Crastan, Valentin (2012a). *Elektrische Energieversorgung 1*. Berlin und Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. ISBN: 978-3-642-22345-7. DOI: 10.1007/978-3-642-22346-4 (siehe S. 31).
- Crastan, Valentin (2012b). *Elektrische Energieversorgung 2*. Berlin und Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. ISBN: 978-3-642-19855-7. DOI: 10.1007/978-3-642-19856-4 (siehe S. 5, 7, 65).
- Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt - DEHSt (August 2013). *EMISSIONSHANDEL: FRAGEN UND ANTWORTEN ZUM EUROPÄISCHEN EMISSIONSHANDEL*. Berlin. URL: http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/Fragen%5C_Antworten%5C_EH.pdf?%5C_%5C_blob=publicationFile (besucht am 13. 12. 2013) (siehe S. 27).
- Deutsche Energie-Agentur GmbH. *dena-Pumpspeicherwerke-Plattform*. URL: <http://www.dena.de/projekte/energiesysteme/dena-pumpspeicherwerke-plattform.html> (besucht am 13. 02. 2014) (siehe S. 85).
- Deutsche Energie-Agentur GmbH und Technische Universität München (24.11.2008). *Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken: NNE-*

Literatur

- Pumpspeicher*. Berlin. URL: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiedienstleistungen/Dokumente/Pumpspeicherstudie.pdf (besucht am 12.02.2014) (siehe S. 86).
- Deutsche Energie-Agentur GmbH, Technische Universität München und Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der (5.02.2010). *Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien: PSW - Integration EE*. Berlin. URL: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiesysteme/Dokumente/Endbericht%5C_PSW%5C_%5C_Integration%5C_EE%5C_dena.pdf (besucht am 02.02.2014) (siehe S. 99).
- Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH und Co. KG. URL: <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=118> (besucht am 15.12.2013) (siehe S. 57).
- Deutscher Bundestag. *Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes*. URL: [http://www.bgbl.de/Xaver/text.xav?start=//*\[@attr%5C_id='bgbl111s1704.pdf'\]%5C&skin=pdf%5C&bk=Bundesanzeiger%5C_BGBL%5C&tf=xaver.component.Text%5C_0%5C&hlf=xaver.component.Hitlist%5C_0](http://www.bgbl.de/Xaver/text.xav?start=//*[@attr%5C_id='bgbl111s1704.pdf']%5C&skin=pdf%5C&bk=Bundesanzeiger%5C_BGBL%5C&tf=xaver.component.Text%5C_0%5C&hlf=xaver.component.Hitlist%5C_0) (besucht am 09.12.2013) (siehe S. 17).
- Deutscher Bundestag. *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)*. URL: <http://www.juris.de/jportal/portal/t/15kj/page/jurisw.psm1/screen/JWPDFScreen/filename/BJNR207410008.pdf> (besucht am 12.12.2013) (siehe S. 25).
- Deutscher Bundestag (28.10.2010). *Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken zugestimmt*. URL: http://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2010/32009392%5C_kw43%5C_de%5C_atompolitik/index.html (besucht am 09.12.2013) (siehe S. 17).
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt DLR u. a. (2012). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: BMU - Leitstudie 2011: Schlussbericht BMU - FKZ 03MAP146*. Stuttgart, Kassel und Teltow. URL: http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische%5C_Papiere%5C_anderer/12.03.29.BMU%5C_Leitstudie2011/BMU%5C_Leitstudie2011.pdf (besucht am 17.12.2013) (siehe S. 60).
- Donaukraftwerk Jochenstein AG (2.07.2013 15:20:31). *Energiespeicher Riedl - Planung, Realisierung und Zeitplan*. URL: http://www.energiespeicher-riedl.com/projekt%5C_planung.html (siehe S. 12).
- Döring, Peter (2012). »Dezentralisierung versus Verbundwirtschaft: Die Diskussion um die Regulierung der Elektrizitätswirtschaft im Vorfeld des Energiewirtschaftsgesetzes von 1935«. In: *Energie in der modernen Gesellschaft*. Hrsg. von Hendrik Erhardt und Thomas Kroll. [S.l.]: Vandenhoeck & Ruprecht, S. 119–148. ISBN: 9783525300305 (siehe S. 35).
- e-control. *Strompreiszusammensetzung*. URL: <http://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung> (besucht am 15.12.2013) (siehe S. 62).
- e-control (2009a). *Ausgleichsenergie*. URL: <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strommarkt/ausgleichsenergie> (besucht am 16.12.2013) (siehe S. 67).
- e-control (2009b). *Strom aus Biomasse*. URL: <http://www.e-control.at/de/konsumenten/oeko-energie/basiswissen/oekostrom-arten/biomasse> (besucht am 15.12.2013) (siehe S. 58).
- e-control (2012). *Statistikbroschüre 2012*. Hrsg. von Energie-Control-Austria. Wien. URL: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/pdfs/Statistikb12%5C_D%5C_Einzelseiten%5C_FINAL.pdf (besucht am 10.06.2013) (siehe S. 42).

- Eising, Rainer (2000). *Liberalisierung und Europäisierung: Die regulative Reform der Elektrizitätsversorgung in Grossbritannien, der Europäischen Gemeinschaft und der Bundesrepublik Deutschland*. Bd. 20. Gesellschaftspolitik und Staatstätigkeit. Opladen: Leske + Budrich. ISBN: 9783810026804 (siehe S. 45).
- Elke Wöß (2000). *Liberalisierung am Strommarkt*. Hrsg. von Pädagogischen Akademie der Diözese Linz. Linz. URL: <http://gw.eduhi.at/thema/energie/liberal/liberal.htm> (besucht am 21. 10. 2013) (siehe S. 43).
- EnBW Energie Baden-Württemberg AG. *TransnetBW GmbH*. URL: <http://www.enbw.com/unternehmen/konzern/geschaeftsfelder/transport-verteilung/transnetbw-gmbh/index-3.html> (besucht am 09. 12. 2013) (siehe S. 52).
- ENERCON GmbH (2013). *Windenergieanlagen - E126 Spitzenperfektion*. URL: <http://www.enercon.de/de-de/66.htm> (besucht am 15. 12. 2013) (siehe S. 57).
- Energie AG Oberösterreich. *Die Eigentümerstruktur der Energie AG*. URL: http://www.energieag.at/eag%5C_at/images/257501226587649392%5C_668215983201216529%5C_nyLqrUY3.jpg (besucht am 01. 12. 2013) (siehe S. 50).
- Energie AG Oberösterreich. *Die Konzernstruktur der Energie AG*. URL: [http://www.energieag.at/eag%5C_at/images/257501226587649392%5C_835672643058829013%5C_MFMtVUg%5C\\$.png](http://www.energieag.at/eag%5C_at/images/257501226587649392%5C_835672643058829013%5C_MFMtVUg%5C$.png) (besucht am 03. 11. 2013) (siehe S. 49).
- ENTSO-E (5.07.2012). *10-Year Network Development Plan 2012*. Brüssel. URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user%5C_upload/%5C_library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP%5C_2012%5C_report.pdf (besucht am 16. 07. 2013) (siehe S. 29).
- Eskom Holdings SOC Limited (2010). *Ingula Pumped Storage Scheme Technical Fact Sheet*. URL: <http://www.eskom.co.za/Whatweredoing/NewBuild/IngulaPumpedStorage/Documents/Ingulatechnicalfactsheet.pdf> (besucht am 14. 03. 2014) (siehe S. 125).
- e&t ENERGIE HANDELSGESELLSCHAFT m.b.H. (2013). *Infocenter - Negative Strompreise*. URL: <http://www.eundt.at/infocenter/themadesmonats/negative-strompreise> (besucht am 17. 12. 2013) (siehe S. 73).
- EUROPÄISCHE KOMMISSION. *Erneuerbare Energie - Aktionspläne und Vorausschätzungen*. Brüssel. URL: http://ec.europa.eu/energy/renewables/action%5C_plan%5C_de.htm (besucht am 11. 12. 2013) (siehe S. 21).
- Europäische Union. *VERTRAG ÜBER DIE ARBEITSWEISE DER EUROPÄISCHEN UNION (KONSOLIDIERTE FASSUNG): AEU Vertrag*. Hrsg. von Europäische Union (siehe S. 18).
- Europäische Union (2009). *EUROPA ¿ Zusammenfassungen der EU-Gesetzgebung ¿ Energie ¿ Energiebinnenmarkt ¿ Elektrizitätsbinnenmarkt (ab 2011)*. URL: http://europa.eu/legislation%5C_summaries/energy/internal%5C_energy%5C_market/en0016%5C_de.htm (besucht am 14. 07. 2013) (siehe S. 19).
- Europäische Union (2012). *EUROPA ¿ Zusammenfassungen der EU-Gesetzgebung ¿ Energie ¿ Energiebinnenmarkt ¿ Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden*. URL: http://europa.eu/legislation%5C_summaries/energy/internal%5C_energy%5C_market/en0013%5C_de.htm (besucht am 14. 07. 2013) (siehe S. 20).
- Europäisches Parlament (17.12.2008). *Das EU-Klimapaket*. URL: <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//NONSGML+IM-PRESS+20081208BKG44004+0+DOC+PDF+V0//DE%5C&language=DE> (besucht am 09. 12. 2013) (siehe S. 21).
- Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union. *RICHTLINIE 2003/87/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung*

Literatur

- der Richtlinie 96/61/EG des Rates: Emissionshandelsrichtlinie. Hrsg. von Europäische Union. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:275:0032:0046:de:PDF> (besucht am 13. 12. 2013) (siehe S. 27).
- Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union. RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG: Erneuerbare Energien Richtlinie. Hrsg. von Europäische Union (siehe S. 21).
- Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union. RICHTLINIE 2009/72/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG: Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009. Hrsg. von Europäische Union (siehe S. 19).
- Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union. Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt: Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie. Hrsg. von Europäische Union. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:1997:027:0020:0029:DE:PDF> (siehe S. 47).
- Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union. VERORDNUNG (EG) Nr. 713/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden: Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden 2009. Hrsg. von Europäische Union. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0001:0014:DE:PDF> (siehe S. 20).
- Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union. VERORDNUNG (EG) Nr. 714/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003. Hrsg. von Europäische Union (siehe S. 20).
- Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union. VERORDNUNG (EU) Nr. 347/2013 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009: Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur. Hrsg. von Europäische Union (siehe S. 20).
- European Commission (2012). *EU energy in figures 2012*. Statistical pocketbook. Luxembourg: Publications office of the European Union. ISBN: 978-92-79-22556-7 (siehe S. 5).
- European Solar Thermal Electricity Association. *andasol-1: Thermo Solar Power Station Located in Aldeire, Granada (Spain)*. URL: <http://www.estelasolar.eu/fileadmin/ESTELAdocs/documents/powerplants/Andasol.pdf> (besucht am 15. 12. 2013) (siehe S. 59).
- Eurostat (31.05.2002). *Elektrizitätsstatistik: 1999 - 2001*. Luxembourg. URL: http://bookshop.europa.eu/en/electricity-statistics-pbKSNQ02003/downloads/KS-NQ-02-003-EN-C/KSNQ02003ENC%5C_001.pdf?FileName=KSNQ02003ENC%5C_001.pdf%5C&SKU=KSNQ02003ENC%5C_PDF%5C&CatalogueNumber=KS-NQ-02-003-EN-C (besucht am 09. 12. 2013) (siehe S. 16).
- Fabian, Jürgen, Thomas Hager und Michael Muhr (2012). »Technologie- Visionen zur elektrischen Energieübertragung zukünftiger europäischer Netze«. In: 12. *Symposium Energieinnovation*. Hrsg. von IEE TU Graz. URL: <http://portal.tugraz.at/portal/>

- [page/portal/Files/i4340/eninnov2012/files/lf/LF%5C_Fabian.pdf](http://portal/Files/i4340/eninnov2012/files/lf/LF%5C_Fabian.pdf) (besucht am 16.09.2013) (siehe S. 34).
- Garscha, Winfried R (2005). »Die KPÖ in der Konzentrationsregierung 1945-1947: Energieminister Karl Altmann«. In: *Mitteilungen der ALFRED KLAHR GESELLSCHAFT* 12.3, S. 1–6. URL: http://www.klahrgesellschaft.at/Mitteilungen/AKG%5C_3%5C_05.pdf (besucht am 17.09.2013) (siehe S. 37).
- Geden, Oliver. »Energie- und Klimapolitik«. In: *Der Vertrag von Lissabon: 3. aktualisierte und erweiterte Auflage*. Hrsg. von Julia Lieb und Andreas Maurer. Diskussionspapier der FG 1 und FG 2. Berlin. URL: http://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/arbeitspapiere/Vertrag%5C_Lissabon%5C_Kurzkommentar%5C_3rd%5C_edition%5C_090421%5C_KS.pdf (besucht am 04.07.2013) (siehe S. 15).
- Genté, Régis und Übersetzung: Markus Greiß (2013-09-13). »Mit Schiefergas wird alles anders«. In: *Le Monde diplomatique* 10208, S. 17. URL: <http://www.monde-diplomatique.de/pm/2013/09/13/a0050.text> (besucht am 14.12.2013) (siehe S. 54).
- Giesecke, Jürgen, Emil Mosonyi und Stephan Heimerl (2009). »Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb«. In: *Wasserkraftanlagen* (siehe S. 85, 86, 90, 94, 95).
- Gruber, Karl Heinz (24.10.2013). »Rahmenbedingungen für den Bau und Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken«. In: *Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke*. Hrsg. von Österreichischer Wasser- und Abfallwirtschaftsverband. Wien. ISBN: 978-3-902810-91-5 (siehe S. 103, 105).
- GÜSSING RENEWABLE ENERGY GmbH. *Biologische Vergasung/Fermentation*. URL: http://www.gussingrenewable.com/index.php5?lang=de%5C&show%5C_nav=biologische-vergasungfermentation (besucht am 15.12.2013) (siehe S. 58).
- Haas, Reinhard, Georg Lettner u. a. (1.-7.07.2012). *THE LOOMING REVOLUTION: HOW PHOTOVOLTAICS WILL CHANGE ELECTRICITY MARKETS IN EUROPE FUNDAMENTALLY: held at: 7 th CONFERENCE ON SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF ENERGY, WATER AND ENVIRONMENT SYSTEMS; July 1 – 7 2012, Ohrid, Republic of Macedonia*. Ohrid. URL: http://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat%5C_214872.pdf (besucht am 17.12.2013) (siehe S. 71).
- Haas, Reinhard und Thomas Loew (Oktober 2012). *Die Auswirkung der Energiewende auf die Strommärkte und die Rentabilität von konventionellen Kraftwerken: Diskussionspapier*. Hrsg. von Energy Economics Group TU Wien und Institute for Sustainability Berlin. Wien. URL: http://www.nachhaltigkeit.wienerstadtwerke.at/fileadmin/user%5C_upload/Downloadbereich/Haas-Loew-Auswirkungen-Energiewende-auf-Energieemaerkte2012.pdf (besucht am 16.12.2013) (siehe S. 64, 65, 69–71).
- Hager, Andreas und Erich Wagner (2009). »Power station construction then and now through the example of the Glockner/Kaprun power station group and the PSW Limberg II in Kaprun«. In: *Geomechanik und Tunnelbau* 2.1, S. 94–104. ISSN: 18657362. DOI: [10.1002/geot.200900008](https://doi.org/10.1002/geot.200900008) (siehe S. 120).
- Haimbl, Wolfgang, Brigitte Singleton und Hans Hatz (2004). »Die UCTE - Garant eines zuverlässigen Verbundbetriebs in Europa«. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 121.10, S. 375–377. ISSN: 0932-383X. URL: <http://link.springer.com/content/pdf/10.1007/BF03055483.pdf> (besucht am 17.09.2013) (siehe S. 38).
- Herdina, Johann (24.10.2013). »Speicher- und Pumpspeicherressourcen im Fokus Österreich«. In: *Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke*. Hrsg. von Österreichischer Wasser- und Abfallwirtschaftsverband. Wien. ISBN: 978-3-902810-91-5 (siehe S. 78).

Literatur

- Heuck, Klaus, Klaus-Dieter Dettmann und Detlef Schulz (2010). *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. 8. Aufl. Studium. Wiesbaden: Vieweg + Teubner. ISBN: 3834825271 (siehe S. 34, 55).
- Hinrichsen, Volker (8.02.2010). *Elektrische Energieversorgungsnetze – von Smart Grids, Verbundsystemen und Fernübertragungen*. Darmstadt. URL: http://www.energycenter.tu-darmstadt.de/media/energycenter/bereiche/energykolloquium/materialien%5C_7/2010%5C_2/elektrische%5C_energieversorgungsnetze%5C_2010%5C_02%5C_08%5C_v1%5C_printversion.pdf (siehe S. 34).
- Huber, Christoph (2010). »Zukünftige Rahmenbedingungen der europäischen Wasserwirtschaft«. Diss. Graz: Technische Universität Graz (siehe S. 9, 10, 12, 15).
- IEA (2012). *WORLD ENERGY OUTLOOK 2012 - Zusammenfassung: German Translation*. Hrsg. von International Energy Agency. Paris. URL: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/German.pdf> (besucht am 20.06.2013) (siehe S. 7).
- INDUSTRIEMAGAZIN (10.06.2013). *Energieprojekte: PCI: Die große Prüfung - Maximaldauer: Dreieinhalb Jahre - One-Stop-Shop*. Hrsg. von INDUSTRIEMAGAZIN Verlag GmbH. Wien. URL: http://www.industriemagazin.net/home/artikel/Energieprojekte/PCI%5C_Die%5C_grosse%5C_Pruefung/aid/19196/p/1?analytics%5C_from=pages (besucht am 15.07.2013) (siehe S. 20).
- Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien - IWR GmbH (2013). *Erneuerbare Energien werden subventioniert - Staat zahlt keinen Cent*. URL: <http://www.iwr-institut.de/de/presse/presseinfos-energie/wende/erneuerbare-energien-werden-subventioniert-staat-zahlt-keinen-cent> (besucht am 13.12.2013) (siehe S. 24).
- IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (2013). *Windmonitor - Installierte Nennleistung [MW] aller WEA in Deutschland*. Kassel. URL: http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www%5C_reisi%5C_page%5C_new.show%5C_page?page%5C_nr=329%5C&lang=ger (besucht am 17.12.2013) (siehe S. 71).
- IZES gGmbH, Peter Bofinger und BET (11.10.2013). *Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes: Endbericht*. Saarbrücken, Würzburg und Aachen. URL: http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/110541/20131011%5C_0926%5C_Endbericht%20EEG2%5C_0%5C_IZESBofingerBET.PDF (besucht am 13.12.2013) (siehe S. 25).
- Jansen, Oliver und Tobias Schöner (2011). »Pumpspeicherkraftwerke - Vergleich unterschiedlicher Konzepte den Regelbedarf der Zukunft zu sichern«. In: *Wasserkraft*. Hrsg. von Jürgen Stamm. Bd. 45. Dresdner wasserbauliche Mitteilungen. Dresden: IWD, S. 41–54. ISBN: 3867801983. URL: http://vzb.baw.de/publikationen/dresdner-wasserbauliche-mitteilungen/0/Jansen%5C_Pumpspeicherkraftwerke%20-%20Vergleich.pdf (besucht am 25.02.2014) (siehe S. 93).
- Kaendler, Gerald (2011). »„Network Codes“ im europäischen Kontext«. In: 9. *CIGRE/CIREDE Informationsveranstaltung Systemkonzepte von morgen*. Hrsg. von Deutsches Komitee der CIGRE und Deutsches Komitee der CIREDE. Regensburg. URL: <http://www.vde.com/de/Verband/Partnerorganisationen/DK-CIGRE/Veranstaltungen/Seiten/VeranstaltungsDetails.aspx?vdeEventID=4f93e31c-2635-47bb-b097-0d01ad3f1bee%5C&guidDownload=8472ed2f-d4b2-4e22-b722-489c95a972c8> (besucht am 15.07.2013) (siehe S. 20).

- Karl, Hans-Dieter und Team (2011). *Die volkswirtschaftliche Bedeutung der Energiewirtschaft*. Hrsg. von Ifo Institute - Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich. URL: http://www.cesifo-group.de/DocDL/ifosd%5C_2011%5C_7%5C_2.pdf (siehe S. 5).
- Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft (Oktober 2006). *Pumpspeicherwerk Feldsee - Grafik des Projektes - 1. Ausbaustufe: KELAG Bildarchiv*. URL: http://konzern.kelag.at/bilder/11%5C_Grafik%5C_Feldsee.jpg (besucht am 24.02.2014) (siehe S. 89).
- Kraftwerke Linth-Limmern AG (August 2006). *Zukunft Wasserkraft – Linthal 2015 Kraftwerke Linth-Limmern*. URL: http://www.argekw1.ch/data/presse/files/Linthal2015%5C_Prospekt%5C_AXP0.pdf (besucht am 24.02.2014) (siehe S. 87, 125).
- Krzikalla, Norbert, Sigggi Achner und Stefan Brühl (April 2013). *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien: Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie*. Bochum: Ponte Press Verl. ISBN: 9783920328645 (siehe S. 74, 76).
- Lagendijk, Vincent (2008). *Electrifying Europe: The power of Europe in the construction of electricity networks*. Bd. 2. Technology and European history series. Amsterdam: Aksant. ISBN: 9789052603094 (siehe S. 35).
- Larcher, Markus (2011). »Das Wasserschloss«. In: *Das Kraftwerk im Berg*. Hrsg. von Verbund Hydro Power AG. St. Pölten: Residenz, S. 179–184. ISBN: 978-3-7017-3240-1 (siehe S. 92).
- Leitl, Thomas (2010). »Energiespeicher im europäischen Stromverbund«. In: *Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke*. Hrsg. von Österreichischer Wasser- und Abfallwirtschaftsverband. Wien (siehe S. 78, 81).
- Lopes Ferreira, H. u. a. (2011). »Distributed generation and distribution market diversity in Europe«. In: *Energy Policy* 39.9, S. 5561–5571. ISSN: 03014215. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.04.064. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421511003478> (siehe S. 47).
- Matt, Peter (24.10.2013). »Pumpspeicherkraftwerke: Schlüssel für die Energiewende?«. In: *Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke*. Hrsg. von Österreichischer Wasser- und Abfallwirtschaftsverband. Wien. ISBN: 978-3-902810-91-5 (siehe S. 102, 103).
- Mayer, Johannes Nikolaus (12.12.2013). *Electricity Spot-Prices and Production Data in Germany*. Hrsg. von FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME -ISE. URL: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/boersenstrompreise-und-stromproduktion-2013.pdf> (besucht am 17.12.2013) (siehe S. 74).
- Mayer, Johannes Nikolaus, Niklas Kreifels und Bruno Burger (August 2013). *KOHLEVERSTROMUNG ZU ZEITEN NIEDRIGER BÖRSENSTROMPREISE: Auftraggeber: Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen*. Hrsg. von FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME -ISE. URL: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/kohleverstromung-zu-zeiten-niedriger-boersenstrompreise.pdf> (besucht am 17.12.2013) (siehe S. 73, 74).
- Mennel, Tim (2012). »Das Erneuerbare-Energien-Gesetz — Erfolgsgeschichte oder Kostenfalle?«. In: *Wirtschaftsdienst* 92.S1, S. 17–22. ISSN: 0043-6275. DOI: 10.1007/s10273-012-1345-8 (siehe S. 25).
- Nackler, Karl (2011). »KW Koralpe: Upgrading zum Pumpspeicherkraftwerk«. In: *AGAW Symposium Wasserkraft für Europa*. Hrsg. von Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft.

Literatur

- URL: http://www.linhart.ch/AGAW/Trier2011/S36%5C_Aufsatz%5C_mBilder%5C_AGAW%5C_Trier2011.pdf (besucht am 28.02.2014) (siehe S. 98).
- Nackler, Karl und Günther Heigerth (2007). »Optimierung von Wasserkraftwerken – die Einbindung einer neuen Pumpspeicheranlage in eine bestehende Kraftwerksgruppe mittels innovativer Ausbautechnik – "Das Projekt Feldsee"«. In: *Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft* 59.5-6, S. 55–60. ISSN: 0945-358X. DOI: 10.1007/s00506-007-0104-3 (siehe S. 107, 110).
- Nationalrat. *Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird: (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 - ElWOG 2010)*. URL: <http://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung/Bundesnormen/20007045/ElWOG%202010,%20Fassung%20vom%2018.09.2013.pdf> (besucht am 18.09.2013) (siehe S. 31).
- Nationalrat. *Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern: (Ökostromgesetz 2012 - ÖSG 2012)*. URL: <http://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung/Bundesnormen/20007386/%C3%83%C2%96SG%C3%82%C2%A02012,%20Fassung%20vom%2011.12.2013.pdf> (besucht am 11.12.2013) (siehe S. 22).
- Nationalrat. *Bundesgesetz über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten: (Emissionszertifikatengesetz 2011 - EZG 2011)*. URL: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung/Bundesnormen/20007503/EZG%202011,%20Fassung%20vom%2013.12.2013.pdf> (besucht am 13.12.2013) (siehe S. 27).
- Nationalrat. *Bundesgesetz über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten: (Emissionszertifikatengesetz - EZG)*. URL: https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA%5C_2004%5C_I%5C_46/BGBLA%5C_2004%5C_I%5C_46.pdf (besucht am 13.12.2013) (siehe S. 27).
- Nationalrat. *Bundesgesetz vom 26. März 1947 über die Verstaatlichung der Elektrizitätswirtschaft: (2. Verstaatlichungsgesetz)*. URL: http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblPdf/1947%5C_81%5C_0/1947%5C_81%5C_0.pdf (besucht am 18.09.2013) (siehe S. 41).
- Neubarth, Jürgen (2012). »Integration erneuerbarer Energien in das europäische Stromversorgungssystem«. In: *Forum Economy 2011*. Hrsg. von Friedrich Schneider und Horst Steinmüller. Bd. 22. Schriftenreihe des Energieinstitutes an der Johannes-Kepler-Universität Linz. Linz: Trauner. ISBN: 3990330381. URL: http://www.energieinstitut-linz.at/dokumente/upload/02%5C_03%5C_Langfassung%20Neubarth%5C_50d1c.pdf (besucht am 16.03.2014) (siehe S. 78).
- Oberleitner, Paul (2012). »Entwicklung technischer Möglichkeiten für die Energiespeicherung und Netzregelung mit Pumpspeicherwerken in Europa«. In: *12. Symposium Energieinnovation*. Hrsg. von IEE TU Graz. URL: http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2012/files/pr/PR%5C_Oberleitner.pdf (besucht am 25.02.2013) (siehe S. 95, 98).
- Oeding, Dietrich und Bernd Rüdiger Oswald (2011). *Elektrische Kraftwerke und Netze*. 7. Aufl. Heidelberg: Springer. ISBN: 3642192467 (siehe S. 34).
- OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (Juni 2013). *Bericht zum Geschäftsjahr 2012*. Wien. URL: http://www.oem-ag.at/fileadmin/user%5C_upload/Dokumente/geschaeftsberichte/oemag%5C_gb%5C_12%5C_online.pdf (besucht am 12.12.2013) (siehe S. 22).
- Oesterreichs Energie (2012). *Zeit zum Handeln: Der Aktionsplan von Oesterreichs Energie*. Wien. URL: <http://oesterreichsenergie.at/ueber-uns/oesterreichs-energie/der-aktionsplan-von-oesterreichs-energie.html?file=files/oesterreichsenergie>.

- [at/Downloads%20Publikationen/Aktionsplan%5C_kl.pdf](#) (besucht am 16.03.2014) (siehe S. 78).
- Oliven, Oskar (1930a). »Europas Großkraftlinien, Vorschlag eines europäischen Großkraftnetzes«. In: *Gesamtbericht: Zweite Weltkraftkonferenz*. Hrsg. von Weltenergieerat. Berlin: VDI Verlag (siehe S. 35).
- Oliven, Oskar (1930b). »Europas Großkraftlinien, Vorschlag eines europäischen Großkraftnetzes«. In: *Zweite Weltkraftkonferenz Berlin 1930*. Hrsg. von Dingers polytechnisches Journal. Bd. Jg 111 347-7. Berlin: Richard Dietze, S. 121–132 (siehe S. 35).
- Österreichs E-Wirtschaft (2013). *Ein kurzer Blick zurück auf den Strom der Zeit – Stolz auf Oesterreichs Energie*. URL: <http://www.oesterreichsenergie.info/news/ein-kurzer-blick-zurueck-auf-den-strom-der-zeit-stolz-auf-oesterreichs-energie.html?pdf=7> (besucht am 16.10.2013) (siehe S. 41–43).
- Ottendorfer, Wilhelm (2011). »Speicherbewirtschaftung«. In: *Das Kraftwerk im Berg*. Hrsg. von Verbund Hydro Power AG. St. Pölten: Residenz, S. 50–52. ISBN: 978-3-7017-3240-1 (siehe S. 87).
- Papapetrou, Michael u. a. (June 2013). *European Regulatory and Market Framework for Electricity Storage Infrastructure: Analysis and recommendations for improvements based on a*. Hrsg. von Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent Renewable Energies. URL: http://www.store-project.eu/documents/results/en%5C_GB/european-regulatory-and-market-framework-for-electricity-storage-infrastructure (besucht am 02.07.2013) (siehe S. 21, 29).
- Penninger, Gerhart, Paul Stering und Josef Mayrhuber (2011). »Maschinelle Auslegung«. In: *Das Kraftwerk im Berg*. Hrsg. von Verbund Hydro Power AG. St. Pölten: Residenz, S. 123–131. ISBN: 978-3-7017-3240-1 (siehe S. 120).
- Photon Europe GmbH (20. Juli 2011). *Photovoltaik verursacht Preiseinbruch an Strombörse: Am 16. Juli sank der Strompreis an der EEX zur Mittagszeit auf Nachtstrom-Niveau*. Aachen. URL: http://www.photon.de/presse/mitteilungen/pm%5C_2011-07-20%5C_eex%5C_grafik.pdf (besucht am 16.12.2013) (siehe S. 71).
- Pöyry Energy AG (März 2008). *Bestimmung von Wirkungsgraden bei Pumpspeicherung in Wasserkraftanlagen: Auftraggeber: Bundesam für Energie Bern*. URL: www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de%5C&name=de%5C_415219931.pdf%5C&endung=Bestimmung%20von%20Wirkungsgraden%20bei%20Pumpspeicherung%20in%20Wasserkraftanlagen (besucht am 04.03.2014) (siehe S. 86).
- Rentz, Henning und Daniel Schultz (Wintersemester 2012/13). *03e - Strommarkt und -handel: Vorlesungsunterlagen im Rahmen der Lehrveranstaltung: Ausgewählte Kapitel der Energiewirtschaft*. Hrsg. von Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie. Münster. URL: https://www.wiwi.uni-muenster.de/vwt/Veranstaltungen/Ausgewaehlte%5C_Kapitel%5C_der%5C_Energiewirtschaft/WS1112/03c%5C_handel.pdf (besucht am 16.12.2013) (siehe S. 64, 66).
- Reutersberg, Bernhard (4. Dez. 2012). *E.ON baut Marktposition in der Türkei auf: Ausführungen Dr. Bernhard Reutersberg, Mitglied des Vorstands, E.ON SE*. Wien. URL: <http://www.eon.com/content/dam/eon-com/Presse/Rede-d-Reutersberg-121204-final.pdf> (besucht am 14.12.2013) (siehe S. 54).
- Ridder, Niels (2003). *Öffentliche Energieversorgungsunternehmen im Wandel: Wettbewerbsstrategien im liberalisierten deutschen Strommarkt*. 1. Aufl. Marburg: Tectum Verlag. ISBN: 9783828885271 (siehe S. 46).

Literatur

- RWE AG. *Chronik 1921-1939*. URL: <http://www.rwe.com/web/cms/de/8488/rwe/ueber-rwe/profil/geschichte/chronik/1921-1930/> (besucht am 12.09.2013) (siehe S. 35).
- RWE AG. *So entsteht der Strompreis: Viele Faktoren beeinflussen den Strompreis*. URL: <http://www.rwe.com/web/cms/de/403722/rwe/presse-news/specials/energiehandel/so-entsteht-der-strompreis/> (besucht am 16.12.2013) (siehe S. 62).
- RWE AG. *Über RWE - Strategie - Konzernstrategie*. URL: <http://www.rwe.com/web/cms/de/639604/rwe/ueber-rwe/> (besucht am 13.12.2013) (siehe S. 54).
- RWE AG. *Über RWE - Strategie - Unsere Kernherausforderungen*. URL: <http://www.rwe.com/web/cms/de/2091858/rwe/ueber-rwe/unsere-kernherausforderungen/> (besucht am 13.12.2013) (siehe S. 54).
- RWE AG (6.09.2011). *RWE schließt Verkauf des Mehrheitsanteils an Amprion ab*. URL: <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4006769> (besucht am 09.12.2013) (siehe S. 51).
- Schnetzler, Herbert und Reinhold Gerstner (2011). »Kopswerk II headrace tunnel - construction of the pressure tunnel and associated works / Triebwasserstollen Kopswerk II - Bauarbeiten Druckstollen und Nebenanlagen«. In: *Geomechanics and Tunneling* 4.2, S. 103–118. ISSN: 18657362. DOI: 10.1002/geot.201100009 (siehe S. 113).
- Schorn, Roland (2011). »Der Triebwasserweg«. In: *Das Kraftwerk im Berg*. Hrsg. von Verbund Hydro Power AG. St. Pölten: Residenz, S. 226–229. ISBN: 978-3-7017-3240-1 (siehe S. 121, 122).
- Schossig, Walter (10.09.2012). *Chronik der Elektrotechnik - Stromerzeugung, Stromübertragung und Stromverteilung*. Hrsg. von VDE. URL: http://www.vde.com/wiki/chronik%5C_neu/Wiki-Seiten/Stromerzeugung%5C_Strom%C3%83%C2%BCbertragung%5C_und%5C_Stromverteilung.aspx (besucht am 16.10.2013) (siehe S. 40).
- Schossig, Walter und Norbert Gilson (10.09.2012). *Chronik der Elektrotechnik - Kraftwerke*. Hrsg. von VDE. URL: http://www.vde.com/wiki/chronik%5C_neu/Wiki-Seiten/Kraftwerke.aspx (besucht am 16.09.2013) (siehe S. 33).
- Schwab, Adolf J. (2012). *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. 3. Aufl. Berlin: Springer. ISBN: 3642219586 (siehe S. 10, 40, 45, 48, 51, 55).
- Secretariat of UCTE. *The 50 Year Success Story - Evolution of a European Interconnected Grid*. Hrsg. von Monika Walser und Fritz Wagner. Brüssel. URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user%5C_upload/%5C_library/publications/ce/110422%5C_UCPTE-UCTE%5C_The50yearSuccessStory.pdf (besucht am 01.10.2013) (siehe S. 37, 38).
- Seiser, Michaela (2013-07-05). »Vorreiter der Energiewende«. In: *Frankfurter Allgemeine Zeitung* 2013.Nr. 153, S. 14. URL: <http://www.seiten.faz-archiv.de/FAZ/20130705/fd2201307053935532.html> (besucht am 13.12.2013) (siehe S. 53).
- Seiwald, Stephan (2007). »Erweiterung Kraftwerk Naßfeld – Erhöhung Bockhartseedamm«. In: *Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft* 59.7-8, S. 91–97. DOI: 10.1007/s00506-007-0105-2 (siehe S. 106).
- STATISTIK AUSTRIA (2012a). *Bilanz der Elektrischen Energie*. URL: http://www.statistik.at/web%5C_de/static/bilanz%5C_der%5C_elektrischen%5C_energie%5C_022711.pdf (besucht am 14.06.2013) (siehe S. 7).
- STATISTIK AUSTRIA (2012b). *Gesamtenergiebilanz Österreich (1970 bis 2011)*. URL: http://www.statistik.at/web%5C_de/static/gesamtenergiebilanz%5C_oesterreich%5C_1970%5C_bis%5C_2011%5C_022710.pdf (besucht am 14.06.2013) (siehe S. 7).

- Steyrer, Peter, Andreas Blauhut und Christian Kurzthaler (2011). »Der Triebwasserweg«. In: *Das Kraftwerk im Berg*. Hrsg. von Verbund Hydro Power AG. St. Pölten: Residenz, S. 88–95. ISBN: 978-3-7017-3240-1 (siehe S. 122).
- Steyrer, Peter und Paul Stering (2011). »Von den Planungen zum Bauprojekt«. In: *Das Kraftwerk im Berg*. Hrsg. von Verbund Hydro Power AG. St. Pölten: Residenz, S. 34–38. ISBN: 978-3-7017-3240-1 (siehe S. 120).
- Stigler, Heinz (1999). »Rahmen, Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsorganisation der Elektrizitätswirtschaft«. Diss. Graz: TU Graz (siehe S. 9).
- Stigler, Heinz (2002). *Anforderungen an die Energieinnovation II*. Graz (siehe S. 15).
- Streeruwitz, Ernst (1931). »Rationalisierung und Weltwirtschaft : Grundzüge der Rationalisierung vom Standpunkt künftiger Weltgemeinschaft«. In: *Veröffentlichung Nr. 1*. Hrsg. von Österreichisches Kuratorium für Wirtschaftlichkeit. Wien: Springer. URL: http://extras.springer.com/1931/978-3-7091-5155-6/978-3-7091-5155-6%5C_OSF01.pdf (besucht am 30.09.2013) (siehe S. 35).
- Tehri Hydro Development Corporation Limited. *TEHRI PUMPED STORAGE PLANT Features*. URL: http://www.thdc.gov.in/Projects/English/Scripts/Prj%5C_Features.aspx?Vid=145 (besucht am 14.03.2014) (siehe S. 125).
- TenneT TSO GmbH (5.12.2013). *Mehr als hundert Jahre Stromübertragung*. URL: <http://www.tennet.eu/de/ueber-tennet/organisation/geschichte.html> (besucht am 09.12.2013) (siehe S. 52).
- TenneT TSO GmbH (2013). *TenneT reserviert Irsching 4 und 5 für Redispatch*. URL: <http://www.tennet.eu/de/news-presse/article/tennet-reserviert-irsching-4-und-5-fuer-redispatch.html> (besucht am 14.12.2013) (siehe S. 54).
- Tschernutter, Peter (2010). »STRUCTURAL ENGINEERING ASPECTS AND DEVELOPMENTS OF PUMPED STORAGE PLANTS«. In: *16 th INTERNATIONAL SEMINAR ON HYDROPOWER PLANTS*. Hrsg. von Eduard Doujak. Wien, S. 367–370. URL: http://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat%5C_195022.pdf (besucht am 05.02.2014) (siehe S. 102, 103, 105).
- VERBUND AG (2012). *Das Pumpspeicherkraftwerk Reifseck II: Strom aus Wasserkraft*. URL: <http://www.verbund.com/pp/%5Ctestasciitilde%20/media/E363AB4CAFC14616826FDCBC7B13B199.pdf> (besucht am 14.03.2013) (siehe S. 125).
- VERBUND AG (2013). *Über Uns - Unternehmensgeschichte: 1980 bis 1989: Ausbau von Kohle- und Wasserkraft*. URL: <http://www.verbund.com/cc/de/ueber-uns/unternehmensgeschichte/1980-1989-ausbau-kohle-wasserkraft> (besucht am 20.10.2013) (siehe S. 43).
- Verbund Hydro Power AG, Hrsg. (2011). *Das Kraftwerk im Berg: Die Baugeschichte des Pumpspeicherkraftwerks Limberg II*. 1. Aufl. St. Pölten: Residenz. ISBN: 978-3-7017-3240-1 (siehe S. 42, 107).
- Verein Kleinwasserkraft Österreich. *Begriffe aus dem Stromhandel und der Stromhandelsbörse*. URL: <http://www.kleinwasserkraft.at/faq/stromhandel-stromhandelboerse> (besucht am 16.12.2013) (siehe S. 66).
- Verein Kleinwasserkraft Österreich. *Turbinchens Schulstunde: Wie kommt der Strom aus der Steckdose und was hat das mit Wasser zu tun*. URL: <http://kleinwasserkraft.schule.at/kleinwasserkraft/stromerzeugung/> (besucht am 15.12.2013) (siehe S. 56).
- Vigl, Alois und Christian Barwart (2011). »Kopswerk II headrace tunnel - geomechanical and construction design / Triebwasserstollen Kopswerk II - geomechanische und bau-

Literatur

- technische Planung«. In: *Geomechanics and Tunnelling* 4.2, S. 87–102. ISSN: 18657362. DOI: 10.1002/geot.201100008 (siehe S. 113).
- Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG. *Pumped storage plants: Hydropower plant plus energy storage*. Heidenheim. URL: <http://www.voith.com/en/markets-industries/industries/hydro-power/pumped-storage-plants-541.html> (besucht am 14. 03. 2014) (siehe S. 85, 86).
- Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG (2013). *Pumped storage machines: Reversible pump turbines, Ternary sets and Motor-generators*. Heidenheim. URL: http://voith.com/de/11%5C_06%5C_Broschuere-Pumped-storage%5C_einzeln.pdf (besucht am 27. 02. 2014) (siehe S. 94).
- Vorarlberger Energienetze GmbH. *Kooperation zur Regelzonenzusammenfassung*. URL: <http://www.vorarlbergnetz.at/inhalt/at/750.htm> (besucht am 08. 12. 2013) (siehe S. 51).
- Vorarlberger Illwerke AG. *Unternehmensgeschichte 1924-1938*. URL: <http://www.illwerke.at/inhalt/at/722.htm> (besucht am 12. 09. 2013) (siehe S. 35).
- Vorarlberger Illwerke AG (5.05.2009). *Kopswerk II: Das größte Pumpspeicherkraftwerk der Vorarlberger Illwerke AG*. Bregenz. URL: http://www.kopswerk2.at/downloads/090505%5C_Vorstand%5C_0K%5C_KOWII%5C_Prospekt.pdf (besucht am 27. 02. 2014) (siehe S. 94, 107, 110, 113).
- Vorarlberger Illwerke AG (6.02.2014). *Unternehmensgeschichte 1988-heute*. URL: <http://www.illwerke.at/inhalt/at/724.htm> (besucht am 02. 03. 2014) (siehe S. 110).
- Vorarlberger Illwerke AG (August 2005). *Kopswerk II dabei August 2005: Information der Vorarlberger Illwerke AG zum Bau des Pumpspeicherkraftwerks Kopswerk II in Gaschurn/Partenen: Ausgabe 4*. Bregenz. URL: http://www.kopswerk2.at/downloads/Bauzeitung%5C_20050822.pdf (besucht am 02. 03. 2014) (siehe S. 113).
- Vorarlberger Illwerke AG (Juli 2007). *Kopswerk II dabei Juli 2007: Information der Vorarlberger Illwerke AG zum Bau des Pumpspeicherkraftwerks Kopswerk II in Gaschurn/Partenen: Ausgabe 8*. Bregenz. URL: http://www.kopswerk2.at/downloads/Bauzeitung%5C_20070703.pdf (besucht am 02. 03. 2014) (siehe S. 92, 94).
- Wagner, Erich (2011). »Das Pumpspeicherwerk Limberg II«. In: *Das Kraftwerk im Berg*. Hrsg. von Verbund Hydro Power AG. St. Pölten: Residenz, S. 43–46. ISBN: 978-3-7017-3240-1 (siehe S. 121).
- Weber, Wilhelm, S. Koren und K. Socher (1964). *Die Verstaatlichung in Österreich*. Duncker & Humblot. ISBN: 9783428015771. URL: http://books.google.de/books?id=zU%5C_nrgp7YJwC (siehe S. 42).
- Wegeler, Gerd und Reinhold Gerstner (2008). »Das hochdruckseitige Wasserschloss des Kopswerks II - bauliche Planung, Konzeption und technische Ausführung«. In: *Geomechanik und Tunnelbau* 1.5, S. 407–416. ISSN: 18657362. DOI: 10.1002/geot.200800044 (siehe S. 117, 119).
- Wegerich, Christine (28.03.2012). *Energierrecht – Ist der Grundstein für die Energiewende gelegt ? 6. Dow Jones Konferenz – Gasmarkt 2012 am 28.03.2012 in Frankfurt*. Hrsg. von Boos Hummel und Wegerich. URL: http://www.bhw-energie.de/wp-content/uploads/2013/06/2012-03-13%5C_vortrag%5C_final1.pdf (besucht am 14. 12. 2013) (siehe S. 54).
- Wenning, Michael und Kai Querchfeld (2010). *Einflussfaktoren für die Akzeptanz des Smart-Metering bei den Endverbrauchern*. Hrsg. von Uwe Kern. Düsseldorf. URL: [http://winfwiki.wi-fom.de/index.php/Einflussfaktoren%5C_f%C3%83%C2%BCr%5C_die%](http://winfwiki.wi-fom.de/index.php/Einflussfaktoren%5C_f%C3%83%C2%BCr%5C_die%5C_)

- 5C_Akzeptanz%5C_des%5C_SmartMetering%5C_bei%5C_den%5C_Endverbrauchern (besucht am 16. 12. 2013) (siehe S. 67).
- Weskamp, Alfred (1955). »GLOCKNER-KAPRUN im kommerziellen Aspekt«. In: *Festschrift: die Oberstufe des Tauernkraftwerkes Glockner-Kaprun*. Hrsg. von Johann Götz und Emanovsky. Zell am See: Tauernkraftwerke A.G. (siehe S. 42).
- WirtschaftsBlatt Medien GmbH (2013). *Verbund-Gaskraftwerke am Prüfstand*. Wien. URL: <http://wirtschaftsblatt.at/home/nachrichten/oesterreich/1418782/VerbundGaskraftwerke-am-Prufstand> (besucht am 14. 12. 2013) (siehe S. 54).
- Wirtschaftskammer Österreich (13.01.2012). *Wasserrahmenrichtlinie: Ziele, Grundsätze und Fristen*. URL: http://portal.wko.at/wk/format%5C_detail.wk?angid=1%5C&stid=224019%5C&dstid=678%5C&titel=Wasserrahmenrichtlinie (besucht am 12. 09. 2013) (siehe S. 26).
- Zach, Karl, Hans Auer, Günther Körbler u. a. (September 2012). *The Role of Bulk Energy Storage in Facilitating Renewable Energy Expansion*. Hrsg. von Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent Renewable Energies. URL: http://www.store-project.eu/documents/results/en%5C_GB/the-role-of-bulk-energy-storage-in-facilitating-renewable-energy-expansion (besucht am 28. 05. 2013) (siehe S. 78).
- Zach, Karl, Hans Auer, Georg Lettner u. a. (April 2013). *Assessment of the Future Energy Storage Needs of Austria for Integration of Variable RES-E Generation: Deliverable 5.1 – Austria*. Hrsg. von Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent Renewable Energies. URL: www.store-project.eu/documents/target-country-results/en%5C_GB/energy-storage-needs-in-austria (besucht am 20. 01. 2014) (siehe S. 79, 80).
- Zahoransky, Richard u. a. (2013). *Energietechnik: Systeme zur Energieumwandlung ; Kompaktwissen für Studium und Beruf ; mit 46 Tabellen*. 6. Aufl. Studium. Wiesbaden: Springer Vieweg. ISBN: 3834818690 (siehe S. 45, 56, 85).
- Zenz, Gerald u. a. (2008). »Druckstollen Limberg - Bemessung, Ausführung und Erfahrung im Bau«. In: *Geomechanik und Tunnelbau* 1,5, S. 390–397. ISSN: 18657362. DOI: [10.1002/geot.200800057](https://doi.org/10.1002/geot.200800057) (siehe S. 90, 122, 125).