



Technische Universität Graz  
Fakultät für Bauingenieurwissenschaften  
Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft

## **Pumpspeicherkraftwerke**

Im Spannungsfeld zwischen  
der europäischen Wasserrahmenrichtlinie und  
der Liberalisierung des Strommarktes

**Masterarbeit**

**Johannes WALL**

Vorgelegt zur Erlangung des  
akademischen Grades eines Diplomingenieurs  
des Masterstudiums Bauingenieurwissenschaften  
Geotechnik und Wasserbau

Graz, im November 2010

Betreuer der Masterarbeit:  
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Gerald ZENZ

---

Mitbetreuer:  
Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Helmut KNOBLAUCH

---

## **Ehrenwörtliche Erklärung**

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

Ich versichere, dass ich dieses Masterarbeitsthema bisher weder im In- noch im Ausland (einer Beurteilerin oder einem Beurteiler) in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe.

Graz, im November 2010

.....

# Danksagung

Mein besonderer Dank gilt:

*meiner Freundin und meiner Familie*, die mich in jeder Hinsicht unterstützten,

*Herrn Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Gerald Zenz*, der im Zuge seiner Lehrveranstaltungen die einzelnen Disziplinen des Bauingenieurwesens so miteinander kombinierte, dass der Wunsch nach einer vertiefenden Beschäftigung in diesem Fachgebiet erwuchs,

*Herrn Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Helmut Knoblauch*, der mir während meiner Masterarbeit mit Rat und Tat zur Seite stand und mir die Teilnahme an Fachveranstaltungen, wie dem 11. Symposium Energieinnovation und dem 8th ICOLD European Club Symposium, einen Einblick in die faszinierende Welt des Wasserbaus ermöglichte

und den *Mitgliedern des Wasserbauzeichensaals*, in deren Mitte ich eine schöne Studienzeit erleben durfte.

## **Kurzfassung**

Der jährliche Anstieg des Stromverbrauchs in Österreich um derzeit 2,6 % bedarf Maßnahmen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Besonders die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen wird entsprechend forciert. Dies hat folglich Auswirkungen auf die Erzeugung von Spitzenstrom.

In der vorliegenden Masterarbeit wird einleitend die energiewirtschaftliche Situation der Wasserkraft in Österreich aufgegriffen und die zukünftige Energiestrategie vorgestellt. Betrachtet werden in weiterer Folge die Auswirkungen durch die Wasserrahmenrichtlinie mit denen die Wasserkraft, vor allem bestehende und geplante Pumpspeicherkraftwerke, konfrontiert ist.

Die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen durch die Liberalisierung der europäischen Strommärkte werden abgebildet und die damit verbundenen Anforderungen an Pumpspeicherkraftwerke dargestellt.

Anschließend werden internationale Pumpspeicherkraftwerksprojekte vorgestellt und die unterschiedliche Situation der Pumpspeicherung in Ländern von China über Portugal bis in die USA erörtert.

Anhand aktueller und jüngst abgeschlossener Projekte in Österreich wird auf mögliche Ausbaupotenziale hingewiesen und praktikable Wege aufgezeigt, die zur Realisierung des vorhandenen Potenzials für Pumpspeicherkraftanlagen beitragen können.

## Abstract

The annual increase of electric power consumption in Austria of 2.6% requires measures for providing the security of energy supplies. Especially generation of electricity from renewable energy sources is pushed which has effects on the demand of peak load.

Introductorily, the situation of hydropower generation in Austria will be dealt with and future energy strategies are presented. Consequences of the Water Framework Directive will be examined which effect the hydropower, in particular existing and planned pump storage plants.

The modified energy economic conditions due to the liberalisation of the European electricity market and the associated requirements for pump storage plants are described.

Furthermore international projects for pump storage plants and the varying situation of pump storage in China, Portugal and the USA are presented.

On the basis of actual and lately completed projects in Austria, possible developments and practical ways for realising the potential for pump storage plants are indicated.

# Inhaltsverzeichnis

Ehrenwörtliche Erklärung .....	i
Danksagung .....	ii
Kurzfassung .....	iii
Abstract .....	iv
Inhaltsverzeichnis .....	v
Abbildungsverzeichnis .....	vii
Tabellenverzeichnis .....	ix
1. Einleitung .....	1
1.1 Aufgabenstellung .....	1
1.2 Zielsetzung .....	1
2. Energiewirtschaftliche Ausgangssituation.....	3
2.1 Österreichische Energiestrategie.....	5
2.2 Energiesituation in der Steiermark.....	8
2.3 Wasserkraft.....	9
3. Rahmenbedingungen .....	12
3.1 Die Europäische Wasserrahmenrichtlinie (WRRL).....	12
3.1.1 Ausnahmeregelung zufolge § 104a WRG .....	16
3.1.2 Der Einfluss der WRRL auf die österreichische Wasserwirtschaft .....	18
3.1.3 Umweltschutz .....	21
3.2 Liberalisierung des Strommarktes .....	23
3.2.1 Einfluss der Windkraft.....	27
3.2.2 Anforderungen durch die Windkraft.....	34
3.2.3 Regelzonen .....	35
4. Pumpspeicherung .....	39
4.1 Einführung .....	39
4.1.1 Technische Aspekte .....	40
4.1.2 Erntefaktor / Wirkungsgrad.....	41

---

4.1.3	Regelband .....	42
4.1.4	Alternative Speichertechnologien .....	46
4.2	Internationale Projekte .....	49
4.2.1	Tianhuangping .....	49
4.2.2	Venda Nova II .....	54
4.2.3	North Eden Pump Storage .....	59
4.3	Projekte in Österreich .....	67
4.3.1	Limberg II .....	67
4.3.2	Reißbeck II .....	71
4.3.3	Kops II .....	74
4.4	Entwicklung der Pumpspeicherung in Mitteleuropa .....	78
4.5	Potenziale .....	83
4.5.1	Öffentlichkeitsbeteiligung .....	83
4.5.2	Anbinden an bestehende Infrastruktur .....	87
4.5.3	Energiespeicher Riedl .....	90
4.5.4	Unterirdische Anlagen .....	94
4.5.5	Erweiterung Pumpspeicherkraftwerk Nassfeld .....	96
4.5.6	Abtransport und Verteilung .....	104
4.5.7	Anlagengröße .....	107
5.	Zusammenfassung .....	110
	Literaturverzeichnis .....	115

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Kraftwerkspark in Österreich 31 Dezember 2009 .....	3
Abbildung 2.2: Kraftwerkspark in Österreich Prognose 2018 .....	4
Abbildung 2.3: Wasserkraftpotenziale in den Bundesländern.....	7
Abbildung 3.1: Konzernstruktur Österreichische Elektrizitätswirtschafts-AG .....	24
Abbildung 3.2: Lastprofil Stromhandel .....	26
Abbildung 3.3: Installierte Windkraft in Deutschland bis 2020 .....	27
Abbildung 3.4: Installierte Windenergieleistung in Deutschland .....	28
Abbildung 3.5: Regelleistung .....	30
Abbildung 3.6: Windkraftschwankungen (E.ON-Regelzone 17-23.11.2003) .....	30
Abbildung 3.7: Windprognose .....	31
Abbildung 3.8: Prognosefehler.....	32
Abbildung 3.9: Regelstruktur Windparkcluster .....	33
Abbildung 3.10: Europäisches Verbundnetz .....	36
Abbildung 3.11: Regelzonen und Regelzonenbetreiber in Österreich .....	37
Abbildung 4.1: Wirkungsgrade im Vergleich .....	42
Abbildung 4.2: Schematisches Tages- Leistungsdiagramm .....	43
Abbildung 4.3: Regelband.....	44
Abbildung 4.4: Regelleistung .....	45
Abbildung 4.5: Funktionsprinzip Druckspeicheranlage mit einem Windpark .....	46
Abbildung 4.6: CAES-Kraftwerk Huntorf .....	48
Abbildung 4.7: Projektstandort Tianhuangping .....	49
Abbildung 4.8: Oberbecken und Unterbecken .....	50
Abbildung 4.9: Überblick Anlage .....	51
Abbildung 4.10: Anlagenschnitt Tianhuangping.....	52
Abbildung 4.11: Projekt Übersichtslageplan .....	54
Abbildung 4.12: Projektübersicht Venda Nova II.....	55
Abbildung 4.13: Projekt Übersichtslageplan .....	56
Abbildung 4.14: Herstellung der Krafthauskaverne.....	57
Abbildung 4.15: Stromerzeugung in Utah Juni 2010.....	59
Abbildung 4.16: Haushaltsstrompreis Utah Juni 2010 .....	59
Abbildung 4.17: Projektstandort North Eden Pump Storage.....	61
Abbildung 4.18: Vorentwurf Projektgebiet.....	62
Abbildung 4.19: Anlagenübersicht North Eden Pump Storage .....	63

Abbildung 4.20: Energy Gateway.....	64
Abbildung 4.21: Visualisierung North Eden Pump Storage.....	65
Abbildung 4.22: Kraftwerksgruppe Glockner - Kaprun.....	68
Abbildung 4.23: Anlagenkonzept Limberg II .....	68
Abbildung 4.24: Maschinenkaverne Querschnitt.....	70
Abbildung 4.25: Anlagenkonzept Reißeck II .....	71
Abbildung 4.26: Hydraulisches Schema Reißeck II .....	72
Abbildung 4.27: Anlagenkonzept Kops II .....	74
Abbildung 4.28: Querschnitt Maschinenkaverne.....	75
Abbildung 4.29: Systemskizze Hydraulischer Kurzschluss.....	77
Abbildung 4.30: Pumpspeicherkraftwerke in Mitteleuropa .....	82
Abbildung 4.31: Überblick Projektphasen .....	83
Abbildung 4.32: Scoping in der Vorprojektphase .....	84
Abbildung 4.33: Projektübersicht Kops I + II .....	88
Abbildung 4.34: Geologische Übersichtskarte Limberg II .....	89
Abbildung 4.35: Überblick Energiespeicher Riedl .....	91
Abbildung 4.36: Überblick Energiespeicher Riedl .....	92
Abbildung 4.37: KW Limberg II Schnitt durch die Maschinenkaverne .....	94
Abbildung 4.38: Bauzustand Kraftkaverne Limberg II.....	95
Abbildung 4.39: Projekt Übersicht.....	97
Abbildung 4.40: Anordnung der Speicherkavernen .....	98
Abbildung 4.41: Regelquerschnitt Kaverne.....	99
Abbildung 4.42: Ausbruch der Kavernen .....	100
Abbildung 4.43: Regelquerschnitt Kaverne.....	101
Abbildung 4.44: Doppelschild-TBM.....	102
Abbildung 4.45: Druckschacht Limberg II .....	103
Abbildung 4.46: Österreichisches Verbundnetz .....	105
Abbildung 4.47: Definitionsbild Smart Grids.....	106
Abbildung 4.48: Wasserkraftwerke in Österreich .....	108

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Aktuelle und jüngst abgeschlossene Pumpspeicherkraftwerksprojekte in Österreich .....	6
Tabelle 2.2: Aktuelle und jüngst abgeschlossene Laufkraftwerksprojekte in Österreich	6
Tabelle 4.1: Erntefaktoren.....	41
Tabelle 4.2: Energetische Amortisation .....	41
Tabelle 4.3: Anfahrts- und Leistungsänderungsgeschwindigkeiten versch. Kraftwerkstypen .....	43
Tabelle 4.4: Technische Daten Tianhuangping II.....	52
Tabelle 4.5: Technische Daten Venda Nova II.....	56
Tabelle 4.6: Technische Daten Limberg II .....	69
Tabelle 4.7: Technische Daten Reißeck II .....	72
Tabelle 4.8: Technische Daten Kops II .....	75
Tabelle 4.9: Ausgewählte Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland .....	79
Tabelle 4.10: Ausgewählte Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz u. in Luxemburg	80
Tabelle 4.11: Ausgewählte Pumpspeicherkraftwerke in Österreich.....	81
Tabelle 4.12: Technische Daten Energiespeicher Riedl .....	92
Tabelle 4.13: Technische Daten Nassfeld .....	98

# 1. Einleitung

## 1.1 Aufgabenstellung

Der jährliche steigende Bedarf an Strom von derzeit 2,6 % erfordert entsprechende Maßnahmen, um weiterhin die Versorgungssicherheit aufrecht erhalten zu können. Durch entsprechende Zielsetzung der europäischen Union wird versucht, die Importabhängigkeit zu reduzieren und eine Forcierung der erneuerbaren Energiequellen voranzutreiben. Die vorliegende Masterarbeit widmet sich der Bedeutung von Pumpspeichieranlagen in diesem Zusammenhang.

## 1.2 Zielsetzung

Die für die Nutzung der Wasserkraft noch interessanten Standorte liegen meist in Schutzgebieten verschiedenster Art. Deshalb ist es notwendig, sich näher mit den Arten dieser Randbedingungen zu beschäftigen. Es wird die Situation der Energieerzeugung aus Wasserkraft im Einflussbereich der Wasserrahmenrichtlinie dargestellt und die dadurch entstehenden Beeinflussungen der Wasserwirtschaft aufgezeigt.

In weiterer Folge werden die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erörtert, die durch die Liberalisierung der Energiemärkte entstanden sind, ebenso die Bedeutung der Stromspeicherung als Anpassung des Stromverbrauchs an die fluktuierende Erzeugung der erneuerbaren Energieträger. Denn durch schwankende Verfügbarkeit der Windkraft entstehen im europäischen Verbundnetz auch geänderte Anforderungsprofile an die heimische Energiewirtschaft, die sich in einem steigenden Bedarf an Speicherkapazitäten manifestieren. Einen wichtigen Beitrag zu dieser Speicherung werden heimischen Pumpspeicherkraftwerken zu teil.

Ein weiteres Ziel dieser Masterarbeit ist, die internationale Situation von Pumpspeicherkraftwerken zu erfassen, wodurch die Bedeutung und der energiewirtschaftliche Stellenwert der Pumpspeichieranlagen in den einzelnen Ländern diskutiert werden soll.

Anhand geplanter und jüngst abgeschlossener Projekte von Pumpspeicherkraftwerken in Österreich wird mit Plänen, Abbildungen, Erläuterungen und entsprechenden technischen Daten ein Überblick über die Entwicklungen in den letzten Jahren geschaffen werden. Auf diesen Entwicklungen basierend sollen mögliche Maßnahmen zur besseren Realisierung des vorhandenen Ausbaupotenzials an Wasserkraft, besonders von Pumpspeicherkraftwerken, abgeleitet werden.

Der Ausbau und die Optimierung der bestehenden Wasserkraftanlagen einerseits sowie die Realisierung vorhandener Wasserkraftpotenziale durch Neuerrichtungen andererseits stellen einen möglichen Weg dar, weiterhin mit dieser bewährten Technologie nachhaltig die Stromversorgung auch für die nächsten Generationen zu sichern.

Durch die Anforderungen der Liberalisierung der Energiemärkte besteht besonderer Bedarf an Energiespeichern. Österreich verfügt über die entsprechenden topographischen Voraussetzungen, die für eine sinnvolle und wirtschaftliche Nutzung dieser Technologie notwendig sind. Es soll daher weiterhin dieser Weg beschritten werden, um bestehendes Potenzial zu realisieren.

## 2. Energiewirtschaftliche Ausgangssituation

Der jährliche Mehrbedarf wurde im Jahr 2007 mit ca. 2,6 % bzw. 1.700 GWh/a beziffert (E-Control, 2008). Mittlerweile wird von der E-Control anhand eines entwickelten Nachfragemodells von einem jährlichen Zuwachs mit ca. 1,4 % und mit 855 GWh/a ausgegangen (E-Control, 2010). Diese Revision beruht vor allem auf dem abgeschwächten BIP-Wachstum, andererseits auf den volkswirtschaftlichen Prognosen für die nächsten Jahre.

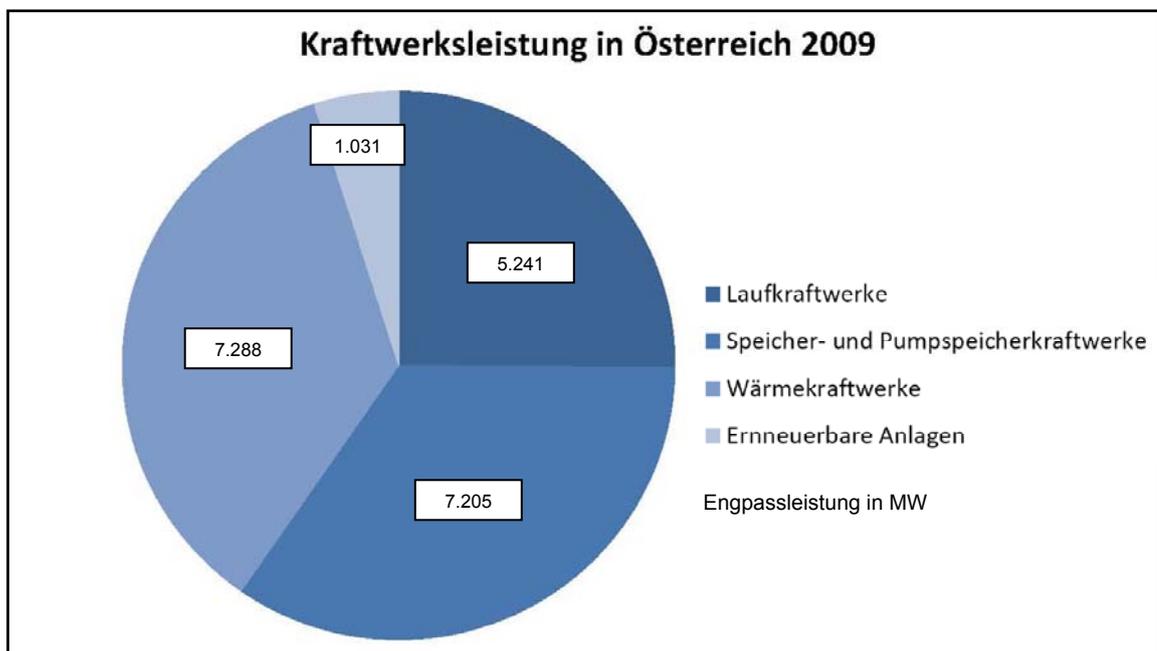
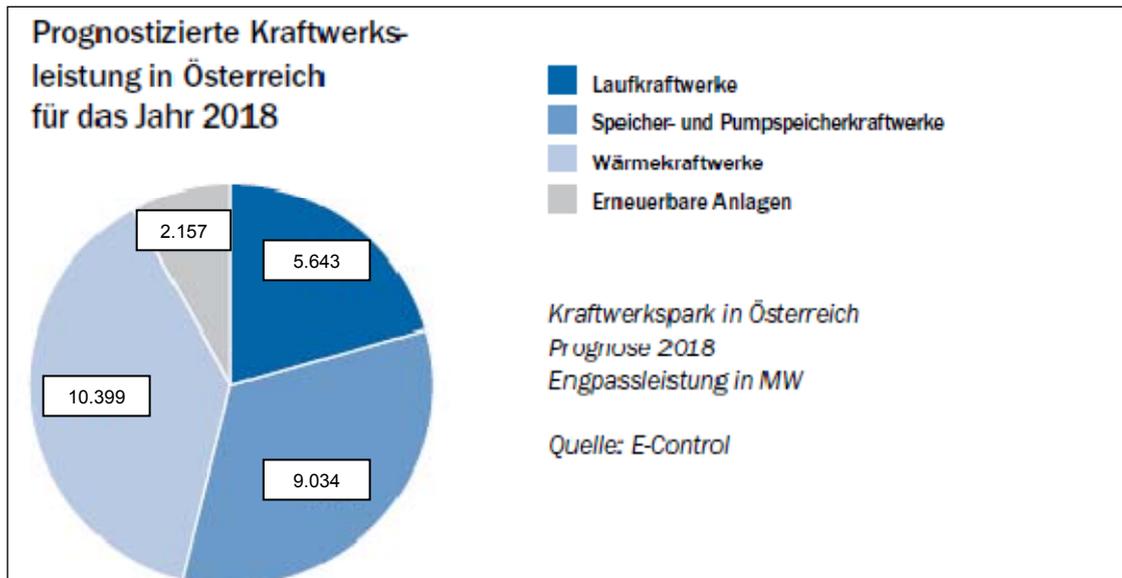


Abbildung 2.1: Kraftwerkspark in Österreich 31. Dezember 2009<sup>1</sup>

<sup>1</sup> E-Control, Jahresbericht, 2009

Abbildung 2.2: Kraftwerkspark in Österreich Prognose 2018<sup>2</sup>

Doch diese durch den kurzfristigen Einbruch geprägten Zahlen sollen nicht darüber hinweg täuschen, dass es auch weiterhin Investitionen in die Energieversorgung bedarf, um Versorgungssicherheit zu garantieren und die Importabhängigkeit zu reduzieren. So gilt es, den begonnen Weg der Investitionen in die Energiezeugung weiter zu beschreiten, die Importabhängigkeit zu reduzieren und das Potenzial der erneuerbaren Energieträger zu realisieren und durch lang bewährte Technologien zu unterstützen. Eine prognostizierte Zusammenstellung der Kraftwerksleistung ist in der Abbildung 2.2 dargestellt.

Durch die große infrastrukturelle und gesellschaftliche Bedeutung der elektrischen Energie und dem ständigen Anstieg des Bedarfes wird es notwendig werden, die Abhängigkeit von außereuropäischen Nachbarn zu reduzieren. Besonders angesichts des rasant steigenden Bedarfes durch den wirtschaftlichen Aufschwung der asiatischen Staaten, insbesondere China, scheint es ratsam die Abhängigkeit zu reduzieren, um nicht von den Auswirkungen wie Kostensteigerung durch steigende Nachfrage und möglicher Lieferengpässe betroffen zu sein. Die Ungewissheit der zwischenstaatlichen Beziehung der Transitländer mit rohstoffreichen Exportländern, wie z.B. Russland, stellt weitere Schwierigkeiten dar. Es ist daher wichtig, die Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten, am besten durch den effizienten Einsatz von Energie als auch die eigenen heimischen Potenziale sinnvoll zu verwenden und dadurch energiepolitisch

<sup>2</sup> E-Control, Jahresbericht, 2009

unabhängiger zu werden. In dieser Hinsicht gilt es bei der Bevölkerung Bewusstsein zu schaffen und dieses auch zu schärfen.

### 2.1 Österreichische Energiestrategie

Bis zum Jahr 2015 soll aus den bestehenden und neuen Wasserkraftwerken die Energieausbeute um 3,5 TWh gesteigert werden. In der Tabelle 2.1 sind aktuelle und jüngst abgeschlossene Wasserkraftprojekte dargestellt, die zur Erreichung des bis zum Jahr 2015 angestrebten Ausbaus beitragen werden. Dies geht auf den Masterplan Wasserkraft zurück, der von der Energiewirtschaft und dem Wirtschaftsministerium im Mai 2008 vorgestellt wurde. Als Basis für diesen Masterplan dient die Wasserkraftpotenzialstudie der Pöyry Energy GmbH (2008), die im Auftrag des Verbands der österreichischen Elektrizitätsunternehmen (VEÖ) durchgeführt wurde. Darin wird die Bedeutung der Speicherkraftwerke hinsichtlich der stark schwankenden Erzeugung in Verbindung mit der Forcierung der erneuerbaren Energieträger und deren Besonderheiten hingewiesen. Vor allem mit der Einspeisung der Windkraftanlagen in Deutschland und dem weiteren Windkraftanlagenausbau in Österreich werden zusätzliche Anforderungen an die Wasserkraft gestellt.

Der Zuwachs von 14,4 TWh der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 soll zu 48 % aus dem Bereich der Wasserkraft und zu 30 % aus dem Bereich der Windkraft erfolgen. Die restlichen 22 % sollten durch den Bereich Biomasse und Photovoltaik produziert werden. Diesem Bereich fällt aufgrund der teuren Erzeugung eine geringere Rolle zu (VEÖ Journal, 2010).

Tabelle 2.1: Aktuelle und jüngst abgeschlossene Pumpspeicherkraftwerksprojekte in Österreich<sup>3</sup>

<b>Kraftwerk</b>	<b>Betreiber</b>	<b>Leistung</b>	<b>RAV</b>	<b>Inbetriebnahme</b>
<b>Kops II</b>	Illwerke/VKW	450 MW	392 GWh	2008
<b>Limberg II</b>	Verbund	480 MW	207 GWh	2012
<b>Tauernmoos</b>	ÖBB	100 MW	k.A.	2013
<b>Reißeck II</b>	Verbund	430 MW	1000 GWh	2014
<b>Ötztal</b>	ÖBB	70 MW	k.A.	2016
<b>Kaunertal</b>	TIWAG	505 MW	630 GWh	< 2020
<b>Kühtai</b>	TIWAG	190 MW	323 GWh	< 2020
<b>Obervermuntwerk II</b>	Illwerke/VKW	160 MW	k.A.	< 2020

Tabelle 2.2: Aktuelle und jüngst abgeschlossene Laufkraftwerksprojekte in Österreich<sup>3</sup>

<b>Kraftwerk</b>	<b>Betreiber</b>	<b>Leistung</b>	<b>RAV</b>	<b>Inbetriebnahme</b>
<b>Werfen/Pfarrwerfen</b>	Verbund/Salzburg AG	16 MW	77 GWh	2009
<b>Gössendorf</b>	E-Stmk/Verbund	19 MW	87 GWh	2011
<b>Kalsdorf</b>	E-Stmk/Verbund	19 MW	79 GWh	2011
<b>Kapf</b>	Illwerke/VKW	22 MW	k.A.	< 2020
<b>Stadl-Paura</b>	Energie AG	2,85 MW	17 GWh	< 2020
<b>Bad Goisern</b>	Energie AG	4 MW	14 GWh	< 2020

<sup>3</sup> VEÖ Journal, Vorrang für die Wasserkraft, 2008

Um die Treibhausgasemissionen und den Energieverbrauch zu senken, ist Österreich dazu verpflichtet, den Anteil an erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch von 23,3 % auf 34 % bis 2020 zu erhöhen.

Aktuell werden in Österreich rund 40 TWh/a Strom aus Wasserkraft produziert, davon stammen knapp 14 % aus Kleinwasserkraftwerken, also Anlagen mit Kapazitäten unter 10 MW.

Zahlreiche Studien, wie zum Beispiel jene von Pöyry Energy (2008), bescheinigen ein noch vorhandenes, bisher unerschlossenes Potenzial von 13 TWh unter Berücksichtigung von Natur und Landschaftsschutz. Davon entfallen 2 TWh auf Kleinwasserkraftwerke in Verbindung mit Optimierungsmaßnahmen bestehender Anlagen. Bis zum Jahr 2020 hat sich Österreich zum Ziel gesetzt, die Hälfte dieses Potenzials zu entwickeln. Diese Strommenge entspricht der Menge, die derzeit (2009) importiert werden muss. Dieser Masterplan Wasserkraft umfasst ein Investitionsvolumen von 8 Mrd. € und soll eine CO<sub>2</sub> Einsparung von 3 Mio. Tonnen/a mit sich bringen (VEÖ Journal, 2010).

Auf die Steiermark entfällt zufolge dieser Studie ein ausbauwürdiges Restpotenzial von 2,1 TWh, wie in der Abbildung 2.3 ersichtlich ist.

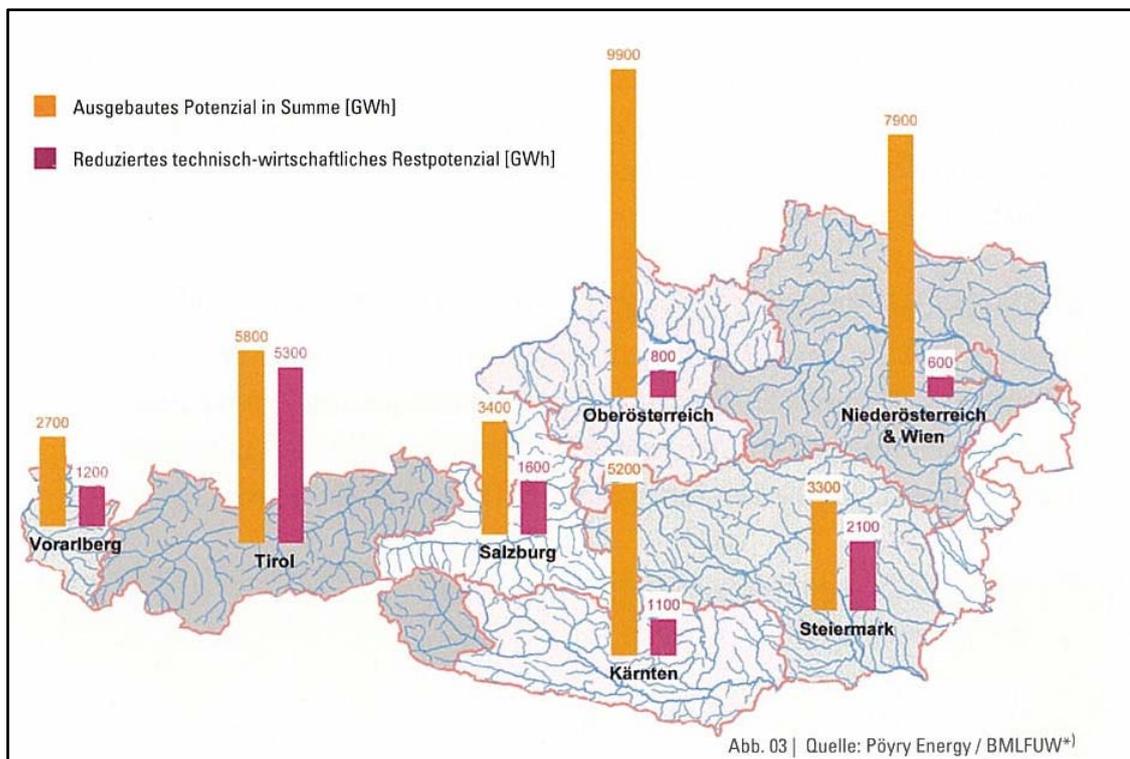


Abbildung 2.3: Wasserkraftpotenziale in den Bundesländern<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Pöyry Energy, Wasserkraftpotenzialstudie Österreich, 2008

## 2.2 Energiesituation in der Steiermark

Die Steiermark benötigt ca. 8.237 GWh/a (E-Control, 2010) an elektrischer Energie pro Jahr, das entspricht 15,3 % des gesamten österreichischen Elektrizitätsaufkommens. Einen wichtigen Beitrag zur Deckung dieser Nachfrage leistet die Wasserkraft. Der Steiermark stehen aufgrund der günstigen Lage ein breit gefächertes reichhaltiges Potenzial an erneuerbaren Energieträgern zur Verfügung, besonders in Form von Wasserkraft, Biomasse und Solarenergie. Im Laufe der Geschichte wurde die Energieerzeugung hauptsächlich durch fossile Energieträger abgedeckt. So wurde zum Beispiel in den 1980er Jahren ca. 80 % der benötigten Energie durch Importe bereitgestellt. Diese Versorgungsstruktur wurde in den darauffolgenden Jahren kritischer betrachtet, nicht nur hinsichtlich des Klimawandels, sondern auch aus Gründen der unabhängigen Versorgungssicherheit und Kombination von geopolitischen Motiven. Dieser Übergang von großteils fossiler Energieversorgung auf erneuerbare Energieträger kann jedoch nicht sprunghaft erfolgen, sondern bedarf einer möglichst geplanten Übergangsphase. In diesem Sinne stehen auch verlängerte Laufzeiten von Atomkraftanlagen zur Diskussion, wie z.B. in Deutschland. Auch Investitionen in bestehende kalorische Kraftwerke als auch der kolportierte Neubau entsprechender Anlagen stehen mit dieser Übergangsphase in Verbindung.

Die Energieerzeugung durch die Nutzung der Wasserkraft als eine wirtschaftliche Möglichkeit der Ökostromerzeugung kann nicht nur in Österreich sondern auch in der Steiermark auf eine lange Tradition zurückblicken. In der Steiermark gibt es 1.700 (Land Steiermark, 2010) wasserrechtlich bewilligte Wasserkraftanlagen (Stand Mai 2010). Den größten Anteil dieser Wasserkraftwerke bilden die Kleinwasserkraftwerke mit einer Engpassleistung von kleiner als 10 MW. Im Vergleich dazu gibt es 3 Speicherkraftwerke und 23 Ausleitungs- bzw. Laufwasserkraftwerke, die als Großwasserkraftwerke über eine Engpassleistung größer als 10 MW verfügen.

Durch die Besonderheit der Nicht-Speicherbarkeit der elektrischen Energie und dem nicht Vorhandensein großer Speicherkraftwerke, die zur Abdeckung der Spitzenlast benötigt werden, ist diese Energie zu importieren bzw. durch das Verwenden thermischer Kraftwerke zu gewährleisten. Besondere Bedeutung ist in diesem Zusammenhang auch dem Verteilungsnetz zugeordnet, da die Erzeugung zu jeder Zeit der Last im Netz angepasst werden muss. Zur Sicherstellung der Versorgungsqualität durch steigenden Strombedarf sowie mangelnder Verfügbarkeit bedarf es besserer Übertragungsmöglichkeiten. Sind Leitungen höherer Spannungsebenen vorhanden, kann die Betriebsführung in weiterer Folge vereinfacht werden, da durch dieses Netz jederzeit

ein übergeordneter Austausch an elektrischer Energie über höhere Spannungsebenen abgewickelt werden kann.

Der größte Anteil des steiermärkischen Strombedarfs wird durch Großwasserkraftwerke mit über 10 MW Engpassleistung bereitgestellt. Doch auch Kleinwasserkraftwerke leisten ihren Beitrag. Viele dieser Anlagen sind schon sehr lange in Betrieb, wobei die Hälfte älter als 40 Jahre ist. Dadurch besteht die Möglichkeit, Leistungssteigerungen durch Optimierung bestehender Anlagenteile zu erzielen. In weiterer Folge würde so neben der Stromnutzung auch eine Verbesserung der ökologischen Situation erfolgen. Der weitere Ausbau der Wasserkraft ist aufgrund der Anforderungen und Rahmenbedingungen des Natur- und Landschaftsschutzes und der Gewässerökologie eingeschränkt. Dennoch scheint ein weiterer Ausbau erforderlich, angesichts des vorhandenen Potenzials, das im Rahmen des Masterplans Wasserkraft ausgewiesen wurde. Es wurde in diesem Bericht das entsprechende Potenzial nur unter Berücksichtigung der Nationalparks und des Weltkulturerbes ermittelt. Für die Steiermark wird ein technisch-wirtschaftliches Potenzial von 2.100 GWh/a ausgewiesen. Die weitere Beurteilung dieses Restpotenzials wird im Zuge der steirischen „Road Map“ durchgeführt werden. In der Steiermark wurde vom Landesenergiebeauftragten gemeinsam mit der Wirtschaftskammer auch eine Beratungsaktion für Kleinwasserkraftanlagen initiiert, die unter der Leitung des LandesEnergieVereins über mögliche Revitalisierungsmaßnahmen an bestehenden Anlagen informiert. In der Energiestrategie 2025 des Landes Steiermark wird die Revitalisierung von 200 Kleinwasserkraftanlagen ins Auge gefasst, die mit einer Investition von 62 Mio. € verbunden sind und eine CO<sub>2</sub>-Verminderung von 42 Tonnen/a bedeuten würden. Im Energieplan des Landes Steiermark wird jedoch auch besonders darauf hingewiesen, dass nicht nur die Kleinwasserkraft berücksichtigt werden soll, sondern auch Großwasserkraftwerke an der Mur in die Überlegungen mit eingebunden werden sollen (Land Steiermark - Fachabteilung Energiewirtschaft, 2009).

### **2.3 Wasserkraft**

Weltweit werden 3.120 TWh pro Jahr an elektrischer Energie durch die Nutzung der Wasserkraft erzeugt, in Österreich sind es etwa ca. 40 TWh. Der Anteil der Wasserkraft an der weltweiten Stromerzeugung entspricht ca. 1,6 %. In Österreich beträgt dieser Anteil im Jahr 2009 62,3 % (E-Control, 2009). So verfügt Österreich, gemessen am Anteil an den länderspezifischen gesamten Stromerzeugungskapazitäten, über die größten Wasserkraftkapazitäten in Europa gemeinsam mit Norwegen 98,5 %, der Schweiz 55 % und Lettland 59 %.

Der Wasserkraftanteil an den gesamten, in der EU installierten Stromerzeugungskapazitäten beträgt derzeit zufolge Eurostat 18,4 %.

Durch die begünstigte topographische Lage in den Alpen, welche sich nicht nur durch die hohen Niederschläge auszeichnet, sondern auch ein hohes Gefälle aufweist, sind günstige Voraussetzungen für die Nutzung von Wasserkraft gegeben. Besonders durch die großen Höhenunterschiede ist die Ressourcennutzung des Wassers durch Wasserkraftwerke, die entsprechend dieser Gegebenheiten als Speicherkraftwerke ausgebildet werden können, naheliegend.

Die Besiedelung der Alpen birgt auch zahlreiche Risiken, besonders hinsichtlich der Naturgefahren, die diesen beengten Siedlungs- und Wirtschaftsraum immer wieder herausfordern. Diese Risiken sind für die jeweiligen Siedlungsgebiete allgegenwärtig und so haben in diesen Gebieten auch Maßnahmen zur Sicherung und Vermeidung dieser Gefahren lange Traditionen und stehen oft auch im Zusammenhang mit der Nutzung der alpinen Wasserkraft. So stand die Energieerzeugung aus Wasserkraft immer wieder mit Hochwasserschutzbauten und anderen Bauwerken in Verbindung, die zur Vermeidung von Naturkatastrophen errichtet wurden. Wie zum Beispiel die Lawinerverbauung und die Regulierung von Gebirgsbächen. Nicht nur durch diese Schutzmaßnahmen, sondern auch durch die Wertschöpfungen in diesen wirtschaftlich meist kargen und infrastrukturell gering entwickelten Gebieten, stand die Bevölkerung diesen Vorhaben meist wohlwollend gegenüber.

In weiteren Entwicklungsschritten wurden durch die mangelnde Speicherfähigkeit von elektrischem Strom in großen Dimensionen Speicherkraftwerke zu interessanten Projekten. Die Speicherung von Wasser erfolgt in Form von potentieller Energie in den Reservoirs in höheren Höhenlagen und bei Bedarf wird die gespeicherte Energie wieder verwendet. Die weitere Entwicklung von Pumpspeichieranlagen führte dazu, dass die für die Pumpvorgänge benötigte Energie dem Energienetz entnommen wird, wodurch ein auch kurzfristiges Überangebot an Strom abgearbeitet werden kann. In diesem Zusammenhang gewannen diese Kraftwerke als Regelkraftwerk für die Energiewirtschaft enorm an Bedeutung.

Durch die Nutzung der regenerativen Wasserkraft kann in Österreich 62,3 % des benötigten Stromes umweltfreundlich hergestellt werden. Durch die Vorgaben der Europäischen Union zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen wird ein weiterer Ausbau der Wasserkraft angestrebt. Diese Ziele umfassen europaweit eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien auf 20 % bis 2020 bezogen auf den Gesamtenergie-

verbrauch. Festgehalten sind diese Ziele in der Richtlinie zu den erneuerbaren Energien vom 23. April 2009 (2009/28/EG). Österreich hat sich hierbei verpflichtet, seinen Anteil auf 34 % bis 2020 zu erhöhen. Des Weiteren ist ein Anstieg des jährlichen Stromverbrauchs in Österreich von bis zu + 3,0 % zu berücksichtigen (Energie Steiermark, 2009). In der Steiermark ist mit einem Anstieg von + 2,0 % zu rechnen (Energie Steiermark, 2009).

Durch diesen steigenden Bedarf fehlen in der Steiermark (Stand 2009):

- *„bis 2010 min. 9.400 - max. 24.200 Mio. kWh/a  
≈ Bedarf von 2,6 - 6,7 Mio. Haushalten*
- *bis 2015 min. 26.800 - max. 38.400 Mio. kWh/a  
≈ Bedarf von 7,4 – 10,7 Mio. Haushalten<sup>5</sup>*

Diesen Entwicklungen stehen jedoch ökologische Rahmenbedingungen gegenüber, wie zum Beispiel die europäische Wasserrahmenrichtlinie. Durch deren Umsetzung, könnte eine Reduktion bei der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbarer und damit umweltfreundlicher Wasserkraft eintreten, wie nicht nur die Energieerzeugungsunternehmen befürchten, sondern auch in Studien (Stigler, et al., 2005) belegt wird. Neben der Problematik der Restwasserabgabe bei Ausleitungskraftwerke, ist besonders für Spitzlastkraftwerke der Schwall bzw. Sunk belastend für die Ökologie. Tatsächlich wird der Wasserkraft ein enges Korsett auferlegt, welches hinsichtlich der Projektierung und Realisierung von Wasserkraftanlagen die Handlungsspielräume eher einengt als eröffnet.

---

<sup>5</sup> Energie Steiermark Gössendorf/Kalsdorf – Versorgungssicherheit, 2010

## 3. Rahmenbedingungen

Der Ausbau der Wasserkraft im 21. Jahrhundert wird mit immer mehr Anforderungen und Auflagen konfrontiert, die die Projektierung und den Betrieb von Wasserkraftwerken maßgeblich beeinflussen. Einerseits sind dies Vorgaben, welche aus einem immer stärkeren Umwelt- und Naturschutzbewusstsein resultieren (z.B. Wasserrahmenrichtlinie). Andererseits betreffen dies Entwicklungen der Energiemärkte im Zusammenhang mit der Liberalisierung des europäischen Strommarktes und den Auswirkungen der Richtlinie 2009/28/EG der europäischen Union zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europäisches Parlament, 2009).

### 3.1 Die Europäische Wasserrahmenrichtlinie (WRRL)

Mit Hilfe der EU-Wasserrahmenrichtlinie soll die Wasser- und Gewässerschutzpolitik der Europäischen Union europaweit auf ein höheres Niveau gehoben werden und damit länderübergreifende Qualitäts- und Überwachungsstandards gesetzt werden. Diese Richtlinie (RL 2000/60/EG; WRRL) trat im Jahr 2000 in Kraft und beinhaltet die Umweltziele für alle europäischen Oberflächengewässer und das Grundwasser. Die Hauptziele dieser Richtlinie beinhalten folgende Schwerpunkte:

- die Ausdehnung des Gewässerschutzes auf alle Gewässer (Grundwässer - Oberflächengewässer - Küstengewässer),
- die Erreichung/Erhaltung eines "guten ökologischen Zustandes", es gilt ein „Verschlechterungsangebot“ mit Abweichungen nur unter bestimmten Voraussetzungen,<sup>6</sup>
- die Bewirtschaftung der Gewässer auf Grundlage von Flusseinzugsgebieten,
- ein kombinierter Ansatz von Emissions- und Immissionskriterien und
- eine stärkere Einbindung der Bürger/innen in Planungs- und Entscheidungsprozesse.

Diese Europäische Richtlinie wurde mit der WRG-Novelle 2003 in nationales österreichisches Recht umgesetzt. Viele dieser Punkte zur nachhaltigen Bewirtschaftung der

---

<sup>6</sup> siehe Kapitel 3.1.1 Ausnahmeregel zufolge § 104a WRG

Gewässer sind in Österreich bereits gegeben und bedürfen nur kleinerer Anpassungen. So sind dies zum Beispiel bestehende Bewilligungspflichten für Wasserentnahme und Abwasserleitungen sowie die Kontrolle von Wassermenge und Wassergüte über staatliche Monitoringnetze.

Vereinfacht kann gesagt werden, dass durch diese Richtlinie nicht nur der Schutz der Gewässer selbst, sondern auch eine Vermeidung einer Verschlechterung der durch die Gewässer abhängigen Landökosysteme und Feuchtgebiete, im Besonderen hinsichtlich des Wasserhaushalts, angestrebt wird. Diese Ziele sollen von der Europäischen Union in ganz Europa bis 2015 bzw. unter Berücksichtigung einer möglichen Fristenstreckung bis 2027 erreicht werden. Somit sollen alle Gewässer einen guten ökologischen Zustand aufweisen. Diese Zielsetzung gilt nicht für heavily modified water bodies, also erheblich veränderte Wasserkörper, die im Laufe der Zeit so verändert wurden, dass sie nicht mehr in einen guten ökologischen Zustand rückzuführen sind.

Im Detail müssen bis zum Jahr 2015 folgende Umweltziele der WRRL erreicht werden:

- ein guter ökologischer Zustand und ein guter chemischer Zustand für die natürlichen Oberflächengewässer,
- ein gutes ökologisches Potenzial und ein guter chemischer Zustand für künstliche und natürliche, aber erheblich veränderte Gewässer sowie
- eine Abschätzung eines guten chemischen und mengenmäßigen Zustandes des Grundwassers.

Der angestrebte „gute Zustand“ wird dadurch definiert, dass er von einem „sehr guten“ Zustand, der als weitgehend anthropogen unbeeinflusster Zustand klassifiziert wird, nur geringfügig abweicht. Der gute ökologische Zustand der Oberflächengewässer ist primär auf die Vielfalt der vorhandenen Pflanzen- und Tierarten ausgerichtet. Die Bewertung des ökologischen Zustandes erfolgt im Zuge eines fünfstufigen Klassifizierungsschemas. Darin stellt die Klasse I (sehr guter ökologischer Zustand) den Referenzzustand dar, die Klasse II (guter ökologischer Zustand) die zumindest zu erreichende Qualitätsvorgabe.

Der Schwerpunkt beim Bewertungsvorgang des ökologischen Zustandes eines Gewässers liegt auf der Untersuchung der aquatischen Lebensgemeinschaften, so zum Beispiel in fließenden Gewässern das Phytobenthos, die Makrophyten, Phytoplankton, Makrozoobenthos und Fische. Dies erfolgt auf Grundlage eines Vergleiches des aktuellen vorgefundenen Zustandes mit einem gewässertypischen Referenzzustand, der

dem weitgehend natürlichen Gewässerzustand mit höchstens geringfügigen Beeinträchtigungen entspricht.

Entsprechend dem „guten mengenmäßigen Zustand“ des Grundwassers dürfen Wasserentnahmen die Grundwasserneubildungsrate nicht überschreiten.

Der „gute chemische Zustand“ des Grundwassers ist dann gegeben, sofern die Schadstoffkonzentration die geltenden Qualitätsvorschriften nicht überschreitet und die anthropogene stoffliche Belastung nicht zur Schädigung von Oberflächengewässern oder Feuchtgebieten führt.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass durch die Richtlinie ein Ordnungsrahmen für den Schutz von Binnenoberflächengewässern, der Übergangsgewässer sowie der Küstengewässer und des Grundwassers geschaffen wird, mit folgenden Zielen:

- Vermeidung einer Verschlechterung sowie Schutz und Verbesserung des Zustandes der aquatischen Ökosysteme und der direkt von ihnen abhängigen Landökosysteme und Feuchtgebiete.
- Förderung einer nachhaltigen Wassernutzung auf der Grundlage eines langfristigen Schutzes der vorhandenen Ressourcen.
- Verstärkter Schutz und Verbesserung der aquatischen Umwelt, unter anderem durch Maßnahmen zur Reduzierung von Einleitungen, Emissionen und Verlusten von prioritären Stoffen und durch die Beendigung oder schrittweisen Einstellung von Einleitungen, Emissionen und Verlusten von prioritär gefährlichen Stoffen.
- Sicherstellung und schrittweise Reduzierung der Verschmutzung des Grundwassers und Verhinderung einer weiteren Verschmutzung.
- Beachten eines möglichen Beitrags hinsichtlich einer Minderung der Auswirkungen von Überschwemmungen und Dürren.

Die eigentlichen Umweltziele sind für Oberflächengewässer und Schutzgebiete festgelegt. Die Umsetzung der WRRL geht von den Einzugsgebieten als Bezugseinheiten aus. In Österreich besteht ein Anteil an den drei Haupteinzugsgebieten Donau, Rhein und Elbe. Dabei wird in weiterer Folge zwischen Grundwasser und Oberflächenwässern unterschieden, die sich wiederum in Flüsse, Seen, Übergangsgewässer und Küstengewässer unterteilen. Für jede Flussgebietseinheit müssen Bewirtschaftungspläne erarbeitet werden. Diese beinhalten die Sammlung und Zusammenführung verschiedener relevanter Informationen sowie die Aufstellung und Definition eines jeweiligen Zielsystems.

Die jeweiligen Maßnahmen, mit denen die Umsetzung in Angriff genommen werden soll, sind in einem Maßnahmenkatalog zusammengefasst. Darin wird zwischen „grundlegenden Maßnahmen“ (d.h. grundlegende Mindestmaßnahmen, um die Mindestanforderungen erfüllen zu können) und „ergänzenden Maßnahmen“ unterschieden. Diese können zusätzlich ergriffen werden, um die weiteren Umweltziele zu erreichen.

Eine weitere ökologische Vorgabe wird durch die Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie/Natura 2000 festgesetzt, die sich mit der Erhaltung und der Wiederherstellung der biologischen Vielfalt beschäftigt. In Österreich sind damit 12 % der Bundesfläche, also 10.244 km<sup>2</sup>, ausgewiesenes Europaschutzgebiet (lt. Umweltbundesamt, 2009). Das Ziel dieser Schutzmaßnahmen ist, einen Aufbau eines europaweiten Schutzgebietes unter dem Titel „Natura 2000“ zu forcieren.

Daraus resultiert ein unterschiedlicher Grad an Anforderungen für Feuchtgebiete aus dem Zusammenspiel von

- dem Wasserhaushalt in Feuchtgebieten und deren Anknüpfung an Oberflächenwasserkörpern,
- der Existenz der Feuchtgebiete, die an einen Grundwasserkörper gebunden ist und
- der Ausweisung als Schutzgebiet nach Gemeinschaftsrecht als Natura-2000-Gebiete.

Besondere Aufmerksamkeit kommt auch dem Verschlechterungsverbot zu. Dieses soll verhindern, dass ein durch eine Anlage bereits beeinflusstes Gewässer durch wasserbauliche Maßnahmen von einer weiteren Verschlechterung betroffen ist.

Es besteht jedoch die Möglichkeit der Ausnahmeregelung durch ein Abweichen unter bestimmten Bedingungen, die im Wasserrechtsgesetz unter § 104a festgesetzt sind.

Der geforderte Zustand ist lt. WRRL bis zum Jahr 2015 zu erreichen. Diese Frist kann auch bis 2027 verlängert werden, sofern

- die Verbesserung in technischer Hinsicht nur schrittweise möglich ist,
- die Kosten unverhältnismäßig hoch sind oder
- die natürlichen Gegebenheiten eine Zielerreichung bis 2015 nicht zulassen.

Für die angestrebte Fischdurchgängigkeit wird somit die Regelung der Restwasserabgabemenge notwendig, die es jedoch erst bis 2021 zu erreichen gilt. Davon sind in

Österreich ca. 100 bestehende Wasserkraftanlagen betroffen. Diese angeführten Schutzbestimmungen führen in weiterer Folge nicht nur dazu, dass es für die Neuerichtung von Wasserkraftanlagen immer schwieriger wird die o. a. Anforderungen lt. WRRL zu erfüllen. Die o. a. Bestimmungen lt. Wasserrahmenrichtlinie führen auch dazu, dass es bei bestehenden Kraftwerken durch neue Anforderungen an die Restwasserabgabe zu Produktionsverlusten von 9 bis 15 % kommen kann. Der diesbezügliche Durchschnittswert für alle Anlagen in Österreich wird mit 3 % beziffert (Koller-Kreimel, 2010).

### 3.1.1 Ausnahmeregelung zufolge § 104a WRG

Die Ausnahmeregelung der Wasserrahmenrichtlinie für die Errichtung von Wasserkraftanlagen beinhaltet im Wesentlichen folgende Punkte:

- *„die vorangegangene Prüfung der öffentlichen Interessen hat ergeben, dass alle praktikablen Vorkehrungen getroffen wurden um die negativen Auswirkung zu mindern und die Gründe für die Abänderung von übergeordnetem Interesse sind;*
- *dass durch den Nutzen der neuen Änderung für die menschliche Gesundheit, die Erhaltung der Sicherheit der Menschen und/oder die nachhaltige Entwicklung, die besseren Chancen vorgefunden werden;*
- *aufgrund der technischen Durchführbarkeit oder aufgrund der unverhältnismäßigen Kosten, nicht durch andere Mittel, die eine wesentlich bessere Umweltoption darstellen können, erreicht werden können<sup>7</sup>*

Ein möglicher Anwendungsbereich dieser Ausnahmeregelung könnte das Projekt eines Laufwasserkraftwerkes an der Donau sein, am Standort zwischen Wien und der Staatsgrenze bei Engelhartstetten. Diese Region würde zufolge der Dissertation von Dipl.-Ing. Thomas Karl Schuster<sup>8</sup>, einem Kraftwerk mit einer Engpassleistung von 352 MW und einem jährlichen Regelarbeitsvermögen von ca. 2.000 GWh Platz bieten. So würde dieses Kraftwerk ein Sechstel des reduzierten Technisch-Wirtschaftlichen Restpotenzials darstellen und gleichzeitig ein Dreißigstel des gesamten elektrischen Energiebedarfs Österreichs, dem eine Investition von 1 Mrd. € gegenübersteht.

---

<sup>7</sup> Bundesminister(ium) für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, WRG, 2010

<sup>8</sup> Schuster K. T., Mögliche Kraftwerksausbaupfade für Österreich bis 2050, 2005

Ein besonders sensibles Thema in diesem Zusammenhang ist die Bedeutung des 9.300 ha großen Nationalparks Donauauen, der im aktuellen Zustand aus einer Regulierungsmaßnahme aus dem Jahre 1870 resultiert und nicht eine natürlich entstandene Flusslandschaft darstellt. Erst in Folge des verhinderten Kraftwerksbaus bei Hainburg 1996 wurde dieses Gebiet zu einem Naturschutzgebiet umgewandelt. So könnte hier durch ein mögliches Kraftwerk ein elektrisches Potenzial umgesetzt werden, das durch seine Nähe zu einer wirtschaftlichen bedeutenden Region im Zentrum Europas zwischen Wien und Bratislava von großem öffentlichen Interesse ist. Auch könnten Maßnahmen getroffen werden, die auf die Renaturierung des Flusslaufes abzielen. Mit ökologischen Begleitmaßnahmen könnte auch eine vorhandene jährliche Sohlerosion von derzeit 2 bis 3,5 cm gestoppt werden und damit auch in weiterer Folge ein Absinken des Grundwasserspiegels im Bereich der March verhindert werden (Spitzl, 2010).

Auch im Nationalen Gewässerbewirtschaftungsplan wird deutlich gemacht, dass die Wasserkraft für Österreich unverzichtbar ist (Bundesminister(ium) für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, 2010). Denn die Strommenge von 24.000 GWh/a, die durch die österreichischen Flusskraftwerke erzeugt wird, kann weder durch andere erneuerbare Energien abgedeckt werden, noch durch Stromsparen ausgeglichen werden. Besonders Pumpspeicherkraftwerke nehmen eine zentrale Rolle in der Stromversorgung ein. Sie ermöglichen die Ausnutzung des Potenzials der erneuerbaren Energien und stellen derzeit die flexibelste Speicherform zur Bereitstellung von Regelenergie dar. Pumpspeicherkraftwerke werden somit auch in Zukunft einen wichtigen Platz im Kraftwerkspark einnehmen. Dieser Stellenwert wird im Nationalen Gewässerbewirtschaftungsplan besonders hervorgehoben.

*„Bei der Spitzenstromproduktion gibt es keine „erneuerbare Energiequelle“ – und somit auch keine bessere Umweltoption – außerhalb der Wasserkraft, die „peak load“ als auch Reserve- und Regelleistungen produzieren könnte.“<sup>9</sup>*

Diese Betonung kann auch als Entscheidung für die zukünftige Realisierung von vorhandenen Hochdruckanlagenpotenzialen interpretiert werden (VEÖ Journal, 2010). Der zukünftige Ausbau der Pumpspeicherkraft kann somit aufgrund der besonderen Notwendigkeit mit Hilfe der Ausnahmeregelung § 104a WRG erfolgen.

---

<sup>9</sup> Bundesminister(ium) für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan NGP, 2009

Des Weiteren sind die Beeinträchtigungen durch die Realisierung von Pumpspeicherkraftwerken in den alpinen Zonen hauptsächlich im Bauzustand am problematischsten. Durch neue Technologien im Tunnel- und Hohlraumbau werden immer mehr Anlagenteile im Inneren des Berges errichtet, wodurch die angrenzenden Lebensräume weniger belastet werden.

Auch das Vorhandensein bestehender Wasserkraftanlagen und das Miteinbeziehen bestimmter Anlagenteile könnte ein möglicher Beitrag sein, dass es zum Inkrafttreten dieser o. a. Ausnahmeregelungen kommen kann.

#### **3.1.2 Der Einfluss der WRRL auf die österreichische Wasserwirtschaft**

Zufolge einer Studie aus dem Jahr 2005 an der TU Graz am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation mit dem Titel: „Energiewirtschaftliche und ökonomische Bewertung potenzieller Auswirkungen der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft“ sind die Auswirkungen in Bezug auf den Kraftwerkstyp, auf die Größe und die Einsatzstrategie der Anlage zu differenzieren. So geht aus dieser Untersuchung hervor, dass sich bezogen auf die gesamte österreichische Wasserkraftproduktion Erzeugungsverluste zwischen 2 und 7 % ergeben (Stigler, et al., 2005). Diese Verluste haben auch Auswirkungen auf die Emission von CO<sub>2</sub>, denn durch die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen erbringen diese Anlagen im Durchschnitt eine CO<sub>2</sub>-Einsparung von ca. 440 t CO<sub>2</sub>/GWh (E-Control, 2010). So hat jede Einschränkung der Stromerzeugung aus Wasserkraft auch Auswirkungen auf den integralen Umweltschutzgedanken zufolge Ersatzerzeugung durch nichterneuerbare Energien.

Neben diesen Erzeugungsverlusten sind auch Einschränkungen in der Betriebsweise von Pumpspeicherkraftwerken hinsichtlich der Abarbeitung des Wassers zu erwarten. Dies betrifft die Schwall- und Sunk-Vorgaben. Denn so werden diese Kraftwerke nicht mehr vorrangig entsprechend den aktuellen Anforderungen der Strommärkte hinsichtlich der benötigten Regelleistung betrieben werden können, sondern entsprechend den Schwall- und Sunk-Grenzwerten, wodurch deutliche Erlösungsausfälle zu befürchten sind (Neubarth, 2009).

Weitere finanzielle Aufwendungen betreffen die Adaptierungsarbeiten für die ökologische Durchgängigkeit der Gewässer. Diese Arbeiten beziehen sich auf die Errichtung von Fischaufstiegshilfen, die verstärkte Anbindung an die Nebengewässer sowie deren Renaturierung.

Zufolge dieser Studie an der TU Graz über die Auswirkungen der Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft würden für Kleinwasserkraftwerke in diesem Zusammenhang unter der verlängerten Frist bis 2027 Investitionskosten von ca. 4,5 Mio. Euro pro Jahr erforderlich sein, um die Vorgaben der EU-Wasserrahmenrichtlinie zu erfüllen. Dieselben Anpassungen im gleichen Zeitraum würden bei Großwasserkraftwerken Kosten von bis zu 7 Mio. Euro verursachen. Einen weiteren Streitpunkt stellt in diesem Zusammenhang die Finanzierung dieser Investitionen dar. Diese würden bei den Energieerzeugungsunternehmen anfallen. Deren Bereitschaft zur Übernahme dieser Kosten bei gleichzeitigen Produktionsverlusten und teilweise gravierenden Betriebseinschränkungen ist naturgemäß eher gering.

Von besonderer Bedeutung für Pumpspeicherkraftanlagen ist die Schwall- und Sunk-Problematik. Mit dem Begriff Schwall wird in der Wasserwirtschaft die durch den Kraftwerksbetrieb bedingte kurzfristige Abflussschwankung bezeichnet. Im Schwallbetrieb wird ein durch den Kraftwerksbetrieb der Abfluss erhöht („künstliches Hochwasser“). Es folgt nach Abschalten der Turbine ein Sunk, der einen Rückgang des Abflusses darstellt. Diese Schwankung kann mehrmals täglich auftreten und stellt einen Eingriff in die natürliche Abflussdynamik eines Gewässers dar. Durch seine Intensität kann der Schwall nicht nur lokal auftreten, sondern auch über längere Fließstrecken einen Einfluss haben, wobei jedoch die Auswirkungen mit zunehmender Fließstrecke abnehmen (Moog, et al., 2008).

Zur Charakterisierung der jeweiligen Abflusssituation werden üblicherweise folgende Kennwerte herangezogen:

- *„Abflussverhältnis zwischen Sunk und Schwall (Sunk-/Schwall-Verhältnis in  $m^3/s$  oder normiert als  $1 : x$ )*
- *Wasserstandsdifferenz zwischen Sunk und Schwall (in m)*
- *maximale Geschwindigkeit (Rate) des Übergangs zwischen den beiden Abflusszuständen, d. h. des Schwall-Anstiegs und des Schwall-Rückgangs (in  $m^3/s$  pro Minute)*
- *Länge der beeinflussten Fließstrecke<sup>10</sup>*

---

<sup>10</sup> Aufzählung entsprechend dem Positionspapier des österreichischen Wasser und Abfallwirtschaftsverbandes, 2008

Das Ansteigen des Wasserspiegels durch die Betriebsführung der Kraftwerke erfolgt um ein Vielfaches schneller als durch natürliche Hochwassersituationen. Infolge der hervorgerufenen Wasserspiegelschwankungen entstehen Einwirkungen auf den aquatischen Lebensraum in den Gewässern als auch im gewässernahen Umland. Dieser rasch hervorgerufene Wechsel überfordert die Organismen in ihrer Anpassungsfähigkeit. Somit besteht die Gefahr, dass sie weggespült werden oder stranden können, wenn durch Sunkerscheinungen der Wasserspiegel wieder abfällt. Besonders Fische und Fischnährtiere sind davon betroffen, wodurch die Artenvielfalt und Biodiversität gefährdet sind. Vor allem in den Wintermonaten treten in den alpinen Zonen verstärkte Bedrohungen auf, da durch verminderten natürlichen Abfluss große Wechselwasserzonen auftreten. Diese Zone kennzeichnet den Bereich, der unter Schwallbedingungen mit Wasser gefüllt ist, jedoch infolge des Sunks wieder trocken fällt. Bereiche, die nur durch eine Änderung der Betriebsführung von Kraftwerken erreicht werden können, sollen als erheblich veränderte Wasserkörper ausgewiesen werden, bei denen nur das gute ökologische Potential zufolge der europäischen Wasserrahmenrichtlinie zu erreichen ist.

In der Qualitätszielverordnung (Ökologie Oberflächengewässer) des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft wird unter Richtwerten für den guten hydromorphologischen Zustand folgendes festgehalten:

*„§13 (3) Anthropogene Wasserführungsschwankungen sind bei großen Flüssen (Bio-regionsnummern 16, 17 und 18 gemäß Anlage A1) im Einzelfall zu beurteilen. Bei allen anderen Gewässern überschreiten sie nicht das Verhältnis von 1 zu 3 zwischen Sunk und Schwall und die Wasserbedeckung der Gewässersohle beträgt bei Sunk mindestens 80% der bei Schwall bedeckten Sohlfläche.“<sup>11</sup>*

Die ökologischen Auswirkungen der Schwall- und Sunk-Problematik bedürfen noch weiterer Untersuchungen, um die Zusammenhänge zwischen veränderten Strömungsbedingungen und den ökologischen Einflüssen zu klären. Dies ist notwendig, um die Wirksamkeit von Maßnahmen zur beurteilen und Verbesserungspotential aufzuzeigen. Technische Möglichkeiten stellen die Errichtung von Ausgleichsbecken, die Schwallausleitung bzw. eine geänderte Betriebsweise dar.

---

<sup>11</sup> Bundesminister(ium) für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, QZV, 2010

Die Energieerzeugungsunternehmen vertreten die Ansicht, dass die europäische Wasserrahmenrichtlinie einseitig die Interessen der Gewässerökologie zum Ziel hat, ohne den Beitrag zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien angemessen zu berücksichtigen. Seitens der Energieerzeuger wird auch versucht, auf den globaleren Umweltschutzgedanken hinzuweisen (Klimaschutzziele, ...) und sich nicht nur auf einen Sektor zu konzentrieren. Bei der praktischen Umsetzung der Richtlinie sind die Ziele des Klimaschutzes mit den Anforderungen des Gewässerschutzes im Spannungsfeld von Ökologie und Ökonomie in Einklang zu bringen.

### 3.1.3 Umweltschutz

Im Zuge der Projektierungsverfahren treten immer wieder die Befürchtungen der Anrainer und der Bevölkerung auf, dass durch den geplanten Kraftwerksbau nicht nur massive Eingriffe in die Natur, sondern auch durch die sich ändernden Rahmenbedingungen Gefahren für die Anwohner selbst entstehen. Wie zum Beispiel das Risiko von Überflutungen an Flusskraftwerken durch Hochwasserereignisse. Es finden sich auch Befürchtungen von Katastrophen hinsichtlich der Sicherheit von Talsperren und der Gefahr von außergewöhnlichen Hochwassern, die für die Betroffenen nur mit laienhaftem Wissen abgeschätzt werden können und oft durch Medien polemisiert werden.

So wird die Öffentlichkeit bereits in die Planungsphase von größeren Kraftwerken einbezogen, denn dadurch wächst deren Akzeptanz für das Projekt und es ist eine Abhandlung auf sachlicher Ebene möglich. Aus psychologischer Sicht ist zumindest eine erhöhte Akzeptanz zu erwarten, da die breite Öffentlichkeit nicht nur das Gefühl vermittelt bekommt „gefragt zu werden“, sondern sich tatsächlich auch aktiv in den Planungsprozess einbringen kann. So entsteht auch nicht der Eindruck, dass über die Bevölkerung hinweg entschieden wird und deren Anliegen und Interessen keine Beachtung finden. Aus dieser Sichtweise handelt es sich dann nicht nur um ein Projekt des jeweiligen Elektrizitätsversorgungsunternehmens, sondern um ein „gemeinsames“ Projekt. Dies geschieht im Zuge der Umweltverträglichkeitsprüfung.<sup>12</sup>

Im Laufe dieses Umweltverträglichkeitsverfahrens sollten folgende Punkte abgehandelt werden und die jeweilige Auswirkung bzw. der Bereich der Beeinflussungen festgestellt werden.

---

<sup>12</sup> Umweltverträglichkeitsprüfung UVP, ist ein systematisches und rechtlich geregeltes Verfahren um die Umweltauswirkungen von Projekten zu analysieren, zu beschreiben, zu bewerten und zu dokumentieren, unter Einbindung der Öffentlichkeit.

- Der bisherige Zustand des Gewässers, das für die Wasserkraft genutzt werden soll.
- Rahmenbedingungen hinsichtlich der Vorbelastung. Wird dieses Gewässer schon von anderen Nutzungen (z.B. bestehende Kraftwerke, Schifffahrt, Trinkwassergewinnung, ...) beeinflusst?
- Betrachtung der ökologischen Situation. Welche Lebewesen durchwandern dieses Gewässer bzw. gibt es bereits Planungen, entsprechende Lebewesen wieder anzusiedeln oder die Durchgängigkeit wieder herzustellen?
- Mögliche technische Lösungen zur Minimierung der Beeinträchtigungen. Welche Kompromisse können gefunden werden, hinsichtlich einer Optimierung des Standorts und bezugnehmend auf die einzelnen Anlagenkomponenten und deren Situierung? So ist es aufgrund der Entwicklungen im Tunnelbau durchaus schon möglich, die Anlagen vollständig in Kavernen zu errichten.

Um den Anforderungen hinsichtlich der Umweltverträglichkeit gerecht zu werden, investieren die Elektrizitätsunternehmen verstärkt in ökologische Maßnahmen. So ist man bestrebt, die notwendigen baulichen Maßnahmen so gering wie möglich zu halten und zusätzlich eine Vielzahl von Biotopen zu schaffen. Vor allem in die Bereitstellung von funktionsfähigen Fischeufstiegen werden beachtliche Summen investiert. So hat zum Beispiel der Verbund in diesem Bereich in den letzten 15 Jahren mehr als 1,5 Mrd. € investiert. Auch das von der Salzburg AG mit dem Verbund 2009 fertig gestellte Wasserkraftwerk Werfen – Pfarrwerfen in Salzburg gilt als ein besonders ökologisch gelungenes Projekt. Bei einer Gesamtinvestition von 63,5 Mio. € wurden 2,3 Mio. € für Umweltmaßnahmen verwendet, davon 1,1 Mio. € für die Fischeufstiegs-hilfe (VEÖ Journal, 2010).

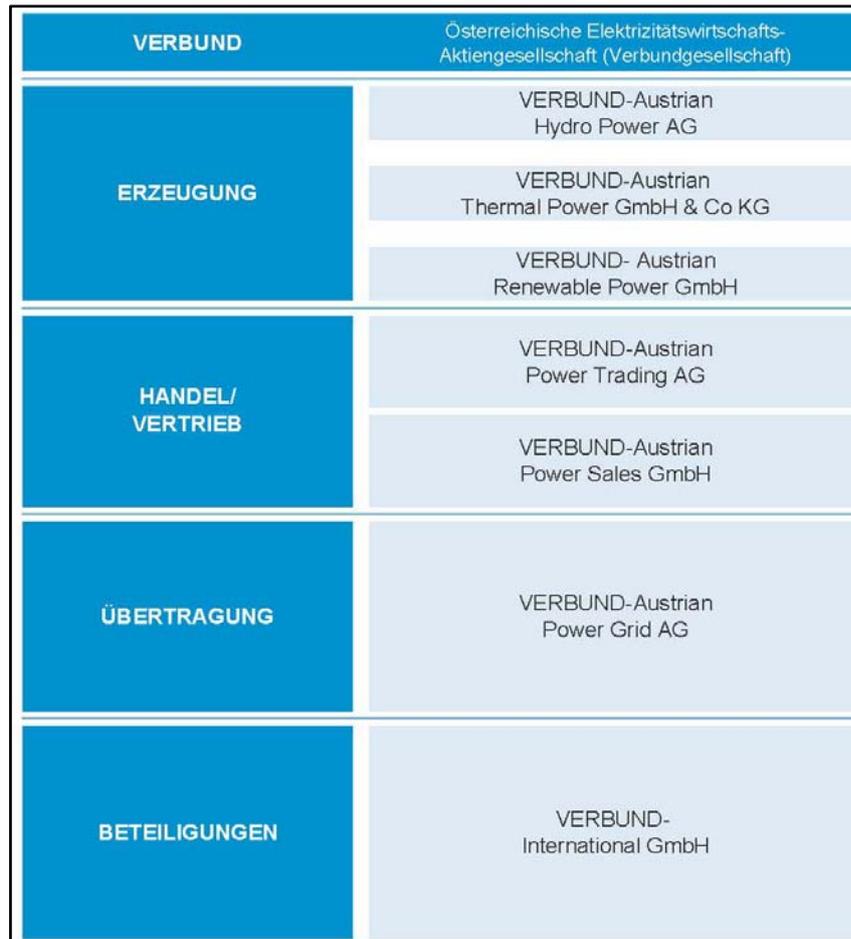
Auch bei den südlich von Graz entstehenden Wasserkraftwerken an der Mur, Gössendorf und Kalsdorf, werden von der Gesamtinvestitionssumme von 156 Mio. € mindestens 20 Mio. € für entsprechende Ausgleichsmaßnahmen verwendet und neue Planungsansätze zur Anwendung gebracht, die die negativen Auswirkungen des Projektes minimieren werden (Energie Steiermark, 2010).

Diese Beispiele zeigen, dass die ökologischen Rahmenbedingungen immer maßgebender in die Projektentwicklung mit eingebunden werden müssen, da es ansonsten nicht mehr möglich sein wird, Bewilligungen zu erlangen. Weiters macht dies auch die Bemühungen der Energieunternehmen deutlich, die diese Investitionen tätigen (VEÖ Journal, 2010).

### 3.2 Liberalisierung des Strommarktes

Der bestehende Markt mit einem vertraglich garantierten Gebietsschutz für die Energieunternehmen wurde in Österreich schrittweise geöffnet, beginnend am 19. Februar 1999 bis zur vollständigen Öffnung am 1. Oktober 2001. Diese Durchführung wurde schrittweise abgewickelt und so eine gestaffelte Öffnung vorgenommen, beginnend bei den Großverbrauchern mit mehr als 40 GWh Jahresverbrauch bis hin zur Öffnung für alle Stromkunden im Jahre 2001.

Durch diese Liberalisierungsprozesse kommt es auch zu einer betrieblichen Umstrukturierung der Energieversorgungsunternehmen, denn durch die Vorgaben der Europäischen Union muss eine Trennung struktureller Natur zwischen Erzeuger und Verteiler umgesetzt werden. Dieser Prozess wird „Unbundling“ genannt. Die österreichischen Energieunternehmen genügten den neuen gesetzlichen Anforderungen, indem sie Erzeugung, Verteilung und Vertrieb rechnerisch trennten. Wie in Deutschland gehen schon jetzt verschiedene Unternehmen über diese Mindestanforderungen hinaus, indem sie einzelne Geschäftsbereiche juristisch selbständigen Unternehmen unter dem Dach einer Holding übertragen, wie beispielsweise der Konzernstruktur der Verbund AG, die in der folgenden Abbildung 3.1 entnommen werden kann.

Abbildung 3.1: Konzernstruktur Österreichische Elektrizitätswirtschafts-AG<sup>13</sup>

Vor der Liberalisierung waren die Kleinabnehmer oder Tarifkunden tariflich an die Preise gebunden. Diese wurden vom Wirtschaftsministerium hinsichtlich der Höchstpreise festgelegt, ebenso die Dienstleistungsqualität. Dies hatte für die Kleinabnehmer den Vorteil, dass sie entsprechende Qualität zu geregelten Preisen beziehen konnten. Durch die Liberalisierung könnten nun Kleinabnehmer ihre Vertragsabschlüsse frei wählen und über die gewünschte Qualität selbst entscheiden. Somit ist jeder Kunde in der Lage, sich für das für ihn optimale Paket zu entscheiden.

Als Kontrollorgan wurde die Energie-Control eingerichtet und ist als GmbH dem Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend untergeordnet ([www.e-control.at](http://www.e-control.at)). Die E-Control ist somit als Regulierungsbehörde für die Aufstellung und Einhaltung der Regelungen zuständig und überwacht den ordnungsgemäßen Wettbewerb zwischen

<sup>13</sup> Verbund AG Konzernstruktur, 2009

den Anbietern. Der Zuständigkeitsbereich ist im Energieregulierungsgesetz<sup>14</sup> festgelegt. Die Aufgaben bestehen im Wesentlichen darin, die Rahmenbedingungen hinsichtlich Marktregeln und Netztarifen festzulegen und die Marktaufsicht auszuüben. Daraus resultiert auch, die Entwicklung des Marktes zu verfolgen und zu analysieren. Die Handhabung von Wettbewerbsverstößen erfolgt in Zusammenarbeit mit der Bundeswettbewerbsbehörde und dem Bundeskartellanwalt.

Durch die Liberalisierung der Strommärkte kam es auch zur Schaffung grenzüberschreitender wettbewerblichen Strukturen, in denen sich auch die österreichischen Wasserkraftwerke einem gesamteuropäischen Wettbewerb stellen müssen. Dies hat auch Auswirkungen bei der Investition in neue Kraftwerksprojekte. Vor der Liberalisierung wurden der Strompreis und die damit verbundene Refinanzierung der getätigten Investitionen durch die Kosten der Erzeugung, des Transports und der Verteilung gebildet. Im Gegensatz dazu wird nun der Strompreis an den Strombörsen aufgrund Angebot und Nachfrage ermittelt. Dies hat zur Folge, dass auch ein europäischer Strombinnenmarkt entstand, bei dem es andere Randbedingungen zu beachten gilt als in einem abgeschotteten, nationalen Markt.

Langfristige Lieferverträge wichen im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte den Verträgen von kurzfristiger Dauer. Dies betrifft auch die neue Preisbildung, welche sich an der Grundlage der Grenzkosten orientiert und nicht mehr auf der Grundlage der Durchschnittskosten der Erzeugung basiert. Der Stromhandel wird jetzt über die Strombörsen abgewickelt, wobei die bedeutendste die Leipziger Strombörse (European Energy Exchange) ist und in Wien die Energy Exchange Austria die entsprechende Plattform bildet. An diesen Börsen werden neben Strom auch noch Kohle, Erdgas und CO<sub>2</sub>-Zertifikate gehandelt. Ein besonderes Kriterium beim Energiehandel stellt die Verfügbarkeit da. Durch den Mix der verschiedensten Energieerzeugungsformen kommt den Wetterprognosen große Aufmerksamkeit zuteil. Dadurch entstehen Schwankungen des Strompreises, sogenannte Volatilitäten.

Der Handel an der Strombörse basiert im Wesentlichen auf einem zeitlich differenzierten Verbraucherverhalten, dem Lastprofil. Nach diesen Anforderungen orientieren sich die angebotenen Produkte gemäß der zeitlichen Länge ihrer Lieferzeit. Die Unterteilung erfolgt in den Terminmarkt, der sich der Grundversorgung widmet und somit längere Vorlaufzeiten hat, und den Spotmarkt. Dieser wird für die Sicherung der Lastverläufe eines Tages verwendet, die Lieferung der gehandelten Leistung erfolgt am selben

---

<sup>14</sup> Energie-Regulierungsbehördengesetz (Energie liberalisierungsgesetz), 2002

oder am folgenden Tag. Somit ist es möglich, auf kurzfristige Änderungen der Verbraucherprognosen zu reagieren.

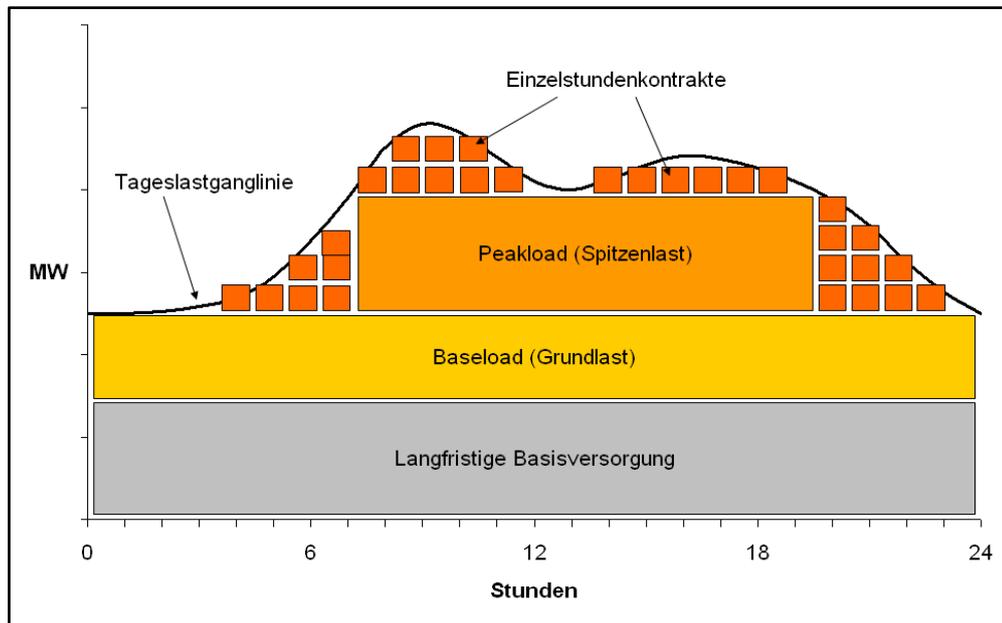
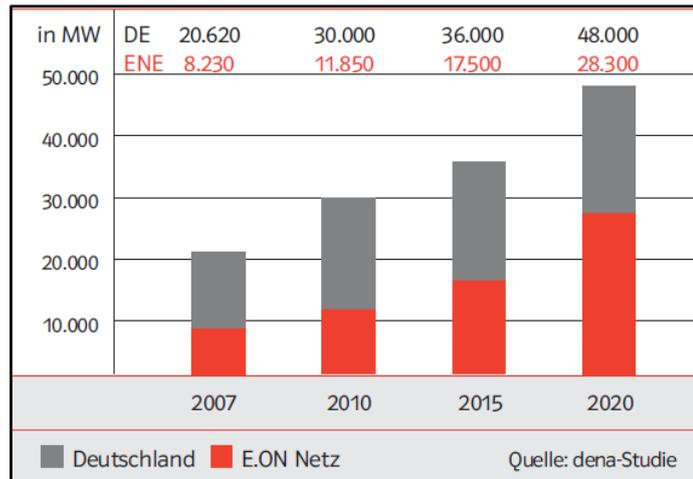


Abbildung 3.2: Lastprofil Stromhandel<sup>15</sup>

Durch diesen so entstandenen Wettbewerb verlieren die ursprünglichen nationalen Tätigkeitsbereiche an Bedeutung, da die Energieerzeuger nicht mehr auf den Bedarf ihres Gebietes reagieren müssen, sondern sich als Teil eines europäischen Regionalmarktes betrachten und auf die Anforderungen in diesem Markt ihre Betriebsführung ausrichten müssen. Für Österreich ist dies der Regionalmarkt West mit den Ländern Deutschland, Frankreich, Slowenien und den Beneluxländern.

Durch diese globaleren Anforderungen und den speziellen Betriebsbedürfnissen der anderen erneuerbaren Energien bedeutet dies auch eine Änderung der Bewirtschaftung der alpinen Großspeicher. Denn aufgrund dieser stochastischen Preisspitzen treten Veränderungen hinsichtlich der herkömmlichen Sommer-Winter-Verlagerung mit dem Monats- und Jahrespeicherbetrieb auf. Deshalb werden Pumpspeicherkraftwerke fortan verstärkt zur Produktion der besonders benötigten Regelleistung benutzt und als Stunden- und Tagesspeicher betrieben.

<sup>15</sup> Gerstbach P, Lastprofil, 2004

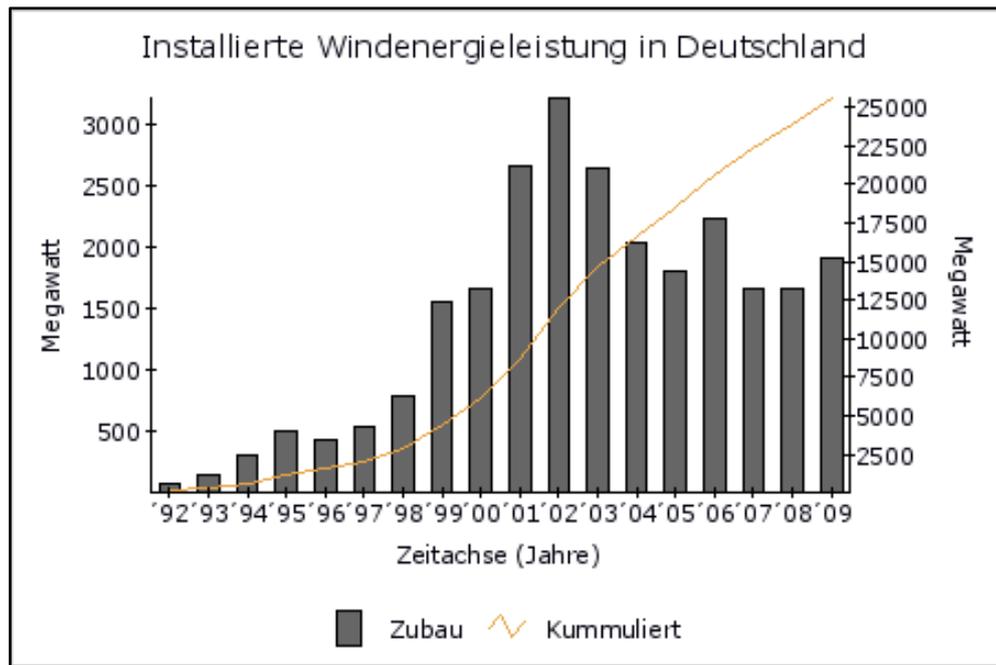
Abbildung 3.3: Installierte Windkraft in Deutschland bis 2020<sup>16</sup>

Aufgrund der verstärkten Forcierung der Einspeisung von erneuerbaren Energieträgern wie der Windenergie und der Sonnenenergie kommt es verstärkt zu Schwankungen im Angebot der verfügbaren Kraftwerksleistungen, sogenannte Volatilitäten, die sich auch in den Strompreisen widerspiegeln. Diese Schwankungen sind auch für zukünftige Wasserkraftprojekte zu berücksichtigen, speziell für Pumpspeicheranlagen bietet diese Situation lukrative Einsatzmöglichkeiten (Neubarth, 2009).

### 3.2.1 Einfluss der Windkraft

Durch den weltweit steigenden Strombedarf wurde auch die Energieerzeugung durch Windkraftanlagen in besonders geeigneten Gebieten sehr stark vorangetrieben. Vor allem der norddeutsche Küstenbereich ist durch seine topographische Beschaffenheit prädestiniert für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen. In der folgenden Abbildung 3.4 ist der rasante Zuwachs an installierter Windenergieleistung in Deutschland dargestellt.

<sup>16</sup> E.ON Netz, Daten und Fakten zur Integration der Windkraft, 2006/2007

Abbildung 3.4: Installierte Windenergieleistung in Deutschland<sup>17</sup>

Durch den enormen Ausbau der Windenergie wurde nicht nur die Größe der Anlagen ständig erhöht, hinsichtlich der Höhe der Türme und der Größe der Rotorblätter und damit der Ertrag gesteigert, sondern auch die Anströmungsbedingungen verbessert. Denn durch eine höhere Lage der Nabe<sup>18</sup> kann die turbulente Strömung in Bodennähe gemieden werden. Ausschlaggebend ist die Bodenrauigkeit (Landschaftsform, Wald und Besiedlung), durch die der Wind gebremst wird. Auf dem Meer ist dieser Widerstand geringer und dies ist auch ein entscheidender Grund, warum durch Offshore-Windenergieanlagen eine noch größere Ausbeute zu erzielen ist. So wird vom deutschen Bundesverband für Windenergie eine 40 % höhere Windenergieausbeute für Anlagen am Meer prognostiziert als für Windenergieanlagen am Festland. Durch entsprechend hohe Investitionskosten aufgrund der Anforderungen im Offshore-Bereich (Verankerung, Netzanbindung) sind nur Windparks mit einer installierten Leistung von über 100 MW rentabel. Im Jahr 2009 stehen in Deutschland 21.164 Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von 25.777 MW, die einen Anteil von 7,58 % am Bruttostromverbrauch in Deutschland abdecken (Bundesverband WindEnergie, 2009).

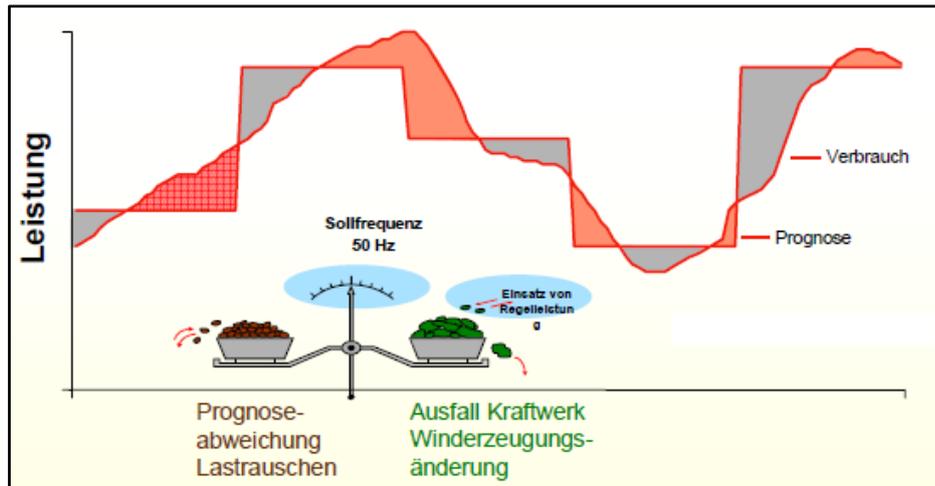
<sup>17</sup> Bundesverband WindEnergie, Die Entwicklung der Windenergie in Deutschland, 2009

<sup>18</sup> Nabe: ist die Verbindung der Rotorblätter mit der Rotorwelle zur Leistungsübertragung

Hinsichtlich der notwendigen Ableitung und Verteilung dieser Strommengen haben diese Entwicklungen im Bereich der Windkraft auch erheblichen Einfluss auf andere Energieträger, im Besonderen auch auf die Wasserkraft.

Die witterungsabhängigen Leistungsänderungen in Form von Stark- und Schwachlastzeiten verursachen Situationen von schnellen Lastschwankungen, die in der Betriebsführung der elektrischen Netze berücksichtigt werden müssen. Es wird versucht, die Windenergie anhand von Prognosen in das Betriebssystem berücksichtigen und in dieser Hinsicht eine Regelung anzustreben, doch die Qualität der meteorologischen Prognosen kann das fluktuierende Dargebot an Windenergie noch nicht hinreichend detailliert genug voraussagen. In diesem Zusammenhang ist auch zu bedenken, dass Windkraftanlagen auch nur bis zu gewissen Windstärken eingesetzt werden können, da es bei höheren Geschwindigkeiten zur Möglichkeit von Beschädigungen kommen kann. Dadurch können in weiterer Folge gegenüber dem angestrebten Regelband Über- und Unterdeckungen auftreten, auf die aufgrund der mangelnden Planbarkeit kurzfristig reagiert werden muss (Ruprecht, et al., 2007).

Zur Regulierung und Steuerung der Kapazitäten im Stromnetz sind die Übertragungsnetzbetreiber damit beauftragt, die Differenz zwischen Einspeisung und Ausspeisung aus dem Netz jederzeit auszugleichen. Die Netzlast, als Summe aller Ausspeisungen, lässt sich mittlerweile durch ähnliche Tagesganglinien sowie gesammelte Daten der unterschiedlichen Verbrauchersituation mit hoher Genauigkeit prognostizieren. Aufgrund dieser Daten werden die Betriebspläne für die Kraftwerke festgelegt. Für die Einspeisung liegen für die konventionellen Kraftwerke Kraftwerksfahrpläne vor, die von den jeweiligen Kraftwerken abgefahren werden. Diese beinhalten auch die jeweiligen Anlaufzeiten, die benötigt werden, bis die benötigte Menge zur Verfügung gestellt werden kann.

Abbildung 3.5: Regelleistung<sup>19</sup>

Die benötigte Regelleistung ergibt sich dann anschließend aus der Differenz der prognostizierten Einspeisung und den tatsächlichen Einspeisewerten. Denn durch das Miteinbeziehen von Windenergieanlagen sind die damit verbundenen Schwankungen des tatsächlichen Windaufkommens ausschlaggebend für den Bedarf von kurzfristig verfügbarer Regelleistung.

Abbildung 3.6: Windkraftschwankungen (E.ON-Regelzone 17-23.11.2003)<sup>20</sup>

<sup>19</sup> Hoffmann P, Auswirkungen der Liberalisierung auf Übertragungsnetzbetreiber, 2008

<sup>20</sup> E.ON Netz, Windreport, 2004

Durch die monetäre Bewertung hat die Güte der Windleistungsprognose direkten Einfluss auf die Menge der zu beschaffenden Regelleistung und den jeweiligen Konditionen, die kurzfristig dem Netz zugeführt werden muss. Auch im Fall von Überangebot an Wind muss die Netzstabilität gewährleistet sein und dadurch ist es notwendig, überschüssige Energie aus dem Netz abzuleiten.

So ist es kostengünstiger für die Energieunternehmer der jeweiligen hauptsächlich von Wind gespeisten Zone, eine verlässliche Prognose über das Windaufkommen zur Verfügung zu haben als kurzfristig handeln zu müssen und so teure Regelleistung beschaffen zu müssen. Diese Prognosen sind auch für eine Verbesserung und Stabilität der Netzführung der Übertragungsnetzbetreiber notwendig, denn dadurch sind die Kraftwerksfahrpläne präziser zu planen und die nötigen Regelungsmaßnahmen können im erforderlichen Umfang vorbereitet werden.

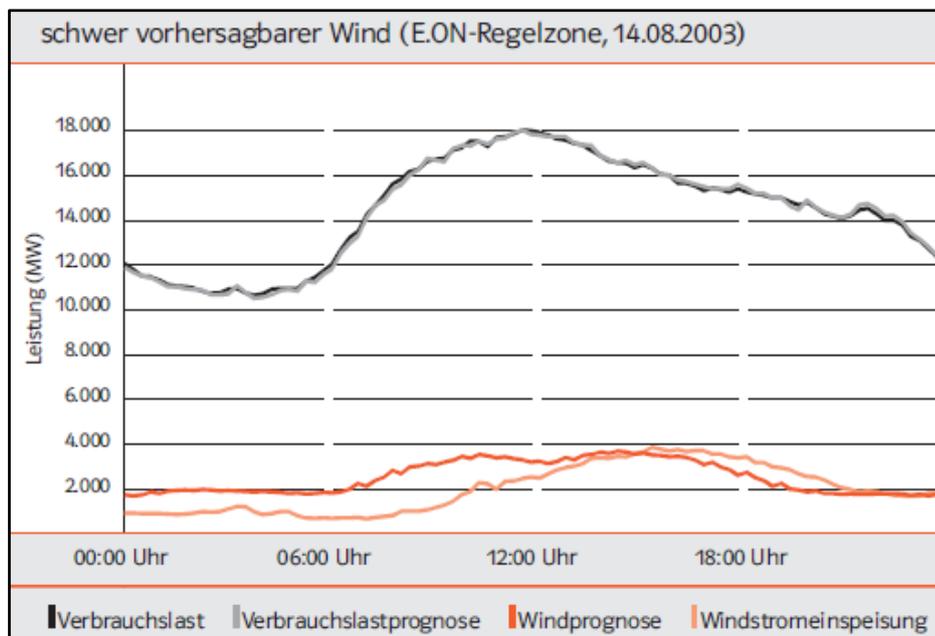


Abbildung 3.7: Windprognose<sup>21</sup>

Die in Deutschland eingesetzten Prognosemodelle geben bereits Auskunft über die zu erwartende Windleistung für spezielle Gebiete für bis zu 48 h im Vorhinein. Die jeweiligen Windparks werden in repräsentativen Gruppen zusammengefasst und unter Anwendung der messtechnischen Gerätschaften in Verbindung mit den meteorologischen Daten des deutschen Wetterdienstes werden die entsprechenden Modelle entwickelt und so deren zugehörige Leistung mit künstlichen neuronalen Netzen berechnet. Diese

<sup>21</sup> E.ON Netz, Windreport, 2004

Modelle werden mit den gemessenen Werten von Wind und erzeugter Leistung aus vorangegangenen Perioden abgestimmt und so die mittlere Abweichung zwischen Vorhersage und tatsächlich eingetretener Leistung auf unter 10 % herabgesetzt.

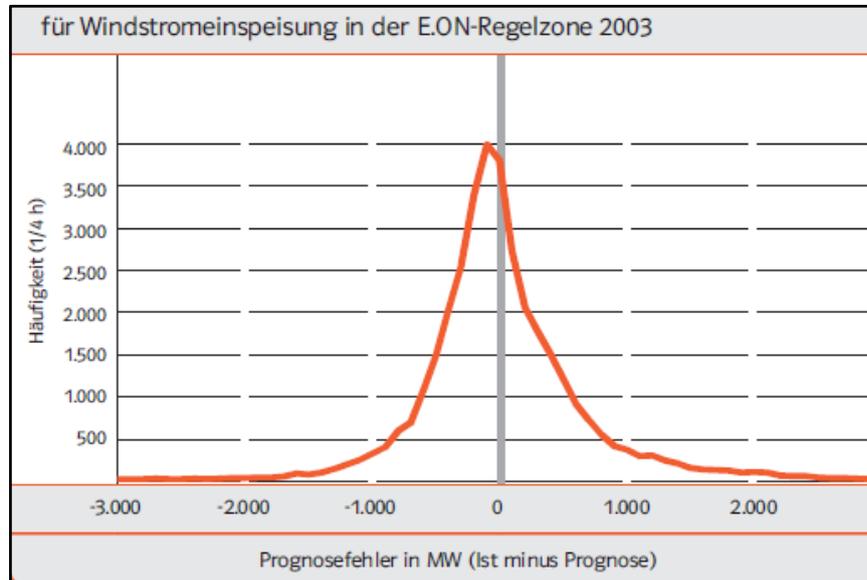


Abbildung 3.8: Prognosefehler<sup>22</sup>

Diese Schwankungen stellen auch an die Betriebsführung von Windkraftanlagen neue Anforderungen. Durch die Fortschritte und dem Bewusstwerden der mangelnden Regelbarkeit erlauben die Windenergieanlagen der neueren Generation schon zahlreiche Eingriffe in die Betriebs- und Regelführung. Wichtig in diesem Zusammenhang sind Anlagen mit verstellbaren Rotorblättern, die dadurch eine Drehzahlvariabilität erlauben. Diese Entwicklungen sind auch notwendig, denn durch die starke Konzentrierung von Windenergieanlagen in bestimmten Netzgebieten, die auch eigene Regelzonen bilden, werden entsprechende Größenordnungen erreicht, wodurch bei Leistungsschwankungen Probleme auftreten können, die sich in Netzregelung und Betriebsstabilität manifestieren. So wird zum Beispiel die gesamte Regelzone des Energieunternehmens Vattenfall mit Windenergie versorgt und nur durch das Zusammenspiel mit den anderen anliegenden Betreibern ist es möglich, die Netzstabilität zu gewährleisten. Diese Problematik ist besonders im Zusammenhang mit der Errichtung von großen Offshore-Windparks von Bedeutung, denn die auf dem Meer erzeugte Energie muss am Festland über einen Anschlusspunkt in das Netz eingespeist werden. Dieser Anschlusspunkt ist durch eine hohe Leistungsbelastung gekennzeichnet. Durch diese hohen Be-

<sup>22</sup> E.ON Netz, Windreport, 2004

lastungen hat dieser Punkt eine wesentliche Bedeutung für die notwendige Stabilität des Netzes.

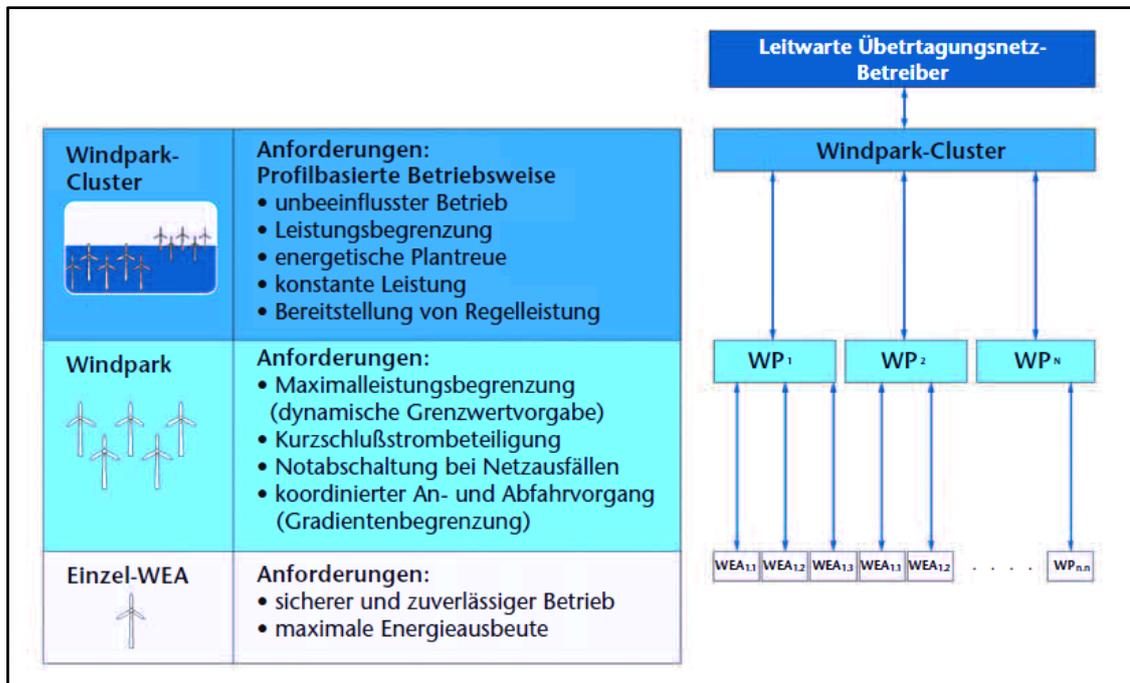


Abbildung 3.9: Regelstruktur Windparkcluster<sup>23</sup>

Für diese zukünftigen Regelungen ist es notwendig, dass die Windenergieanlagen in die Betriebsführung aktiv mit eingebunden werden und auch Aufgaben betreffend der Betriebssicherheit übernehmen. Die Situation der Netzanschlussbedingungen und des maximalen Energieeintrags wird nicht mehr allein gelöst, sondern durch übergeordnete Betriebsführung mit den entsprechenden Rahmenbedingungen und Sollvorgaben abgeglichen werden.

An dieser Stelle sei noch darauf hingewiesen, dass es dafür auch entsprechende Regelungen der verantwortlichen Netzbetreiber untereinander geben muss, um die Anforderungen an die jeweiligen Lieferverträge der Stromhändler zu erfüllen.

So werden diese zukünftigen Offshore-Windparks über eigene Betriebsführungseinheiten verfügen müssen, damit die Erzeugung entsprechend der jeweiligen Situation im Netz gesteuert werden kann und so der Betrieb durch den Windparkbetreiber zentral für den Park geregelt werden kann. Die Sollwertvorgaben für Wirk- und Blindleistung werden vom regelverantwortlichen Netzbetreiber oder dem Kunden vorgegeben. Die

<sup>23</sup> Hoppe-Kilpper M. Bitsch R., Integration großer Offshore-Windleistungen in die Energieversorgung, 2002

aktuellen Betriebsdaten des Netzbetreibers, der u. U. mehrere Windparks in sein Netz einbindet, bilden eine Art Leitwarte für großräumig verteilte Windparks, die sich so in ihrer Betriebsführung den konventionellen Kraftwerken annähern. Dabei gilt es, auf die Anforderungen der entsprechenden Akteure einfach und flexibel reagieren zu können, um sich mehr und mehr dem Charakter der konventionellen Kraftwerke hinsichtlich der Betriebsführungsweise anzunähern.

Diese Betriebsweise würde zu einer reduzierten Regelleistungsvorhaltung in den thermischen Kraftwerken führen. Hierbei muss jedoch ein Paradigmenwechsel vollzogen werden, der durch einen Verzicht auf Produktionsmaximierung im Stande ist, Regelleistung für den Netzbetreiber vorzuhalten. Dafür wäre eine Reduktion des gewünschten Energiebetrags auf die gewünschte Leistung entsprechend des Regelbandes notwendig. Dies kann durch die Zusammenfassung mehrerer größerer Anlagen im Gigawatt-Bereich ermöglicht werden. So würden die für die Regelzonen übergeordneten Betriebsführungseinheiten die Betriebsoptimierung vornehmen und eine energiewirtschaftliche Einbindung in eine zentrale Kraftwerkseinsatzplanung regeln (Hoppe-Kilpper, et al., 2002).

#### **3.2.2 Anforderungen durch die Windkraft**

Hinsichtlich des rasant fortschreitenden Ausbaus der Windkraft in Europa wird sich das Problem der Regelbarkeit der elektrischen Netze deutlich verschärfen und die Notwendigkeit eines Kraftwerkstyps immer deutlicher aufgezeigt werden, der diesen Situationen und ihren unterschiedlichen Regelungen Folge leisten kann, um die Netzstabilität auch weiterhin gewährleisten zu können.

Diese Anforderungen richten sich in weiterer Folge an die Wasserkraft, und von dieser werden folgende Randbedingungen gefordert:

- Bereitstellung von schnelleren Leistungsreserven,
- Verfügbarkeit von kurzfristiger positiver und negativer Regelleistung und
- „Speicherung“ von Energie.

Diese Anforderungen können nur Wasserkraftanlagen mit Speichern, in der Regel eigentlich nur Pumpspeichieranlagen, erfüllen.

Die modernen Anlagen können in einem großen Betriebsbereich mit einem hohen Wirkungsgrad betrieben werden. Als einziger Kraftwerkstyp können sie einen Leistungsüberschuss relativ schnell aus dem Netz aufnehmen. So sind Pumpspeicherkraftwerke

für die Stromproduktion von großer Bedeutung, indem sie auch Regelleistung zur Verfügung stellen können. Je schneller auf Laständerungen im Netz reagiert werden kann, umso kleiner sind die Abweichungen in der Netzfrequenz.

Besonders hinsichtlich der Speicherfähigkeit sind Pumpspeicherkraftwerke die einzige preiswerte Möglichkeit, große Mengen an Energie zu speichern. Als Alternativen stehen CAES-Kraftwerke (Compressed Air Energy Storage) zur Verfügung. Doch mit ihrem Umwälzwirkungsgrad stehen sie deutlich hinter den modernen Pumpspeicheranlagen, die einen doppelt so hohen Wirkungsgrad aufweisen (80 - 86 %).

Auch die Möglichkeit des Wiederaufbaus eines Stromnetzes durch einen großflächigen Ausfall, einem Black-out, kann durch Pumpspeicherkraftwerke erfolgen. Diese sind „Schwarzstart-fähig“, das bedeutet, es wird kein funktionierendes Stromnetz benötigt um das Kraftwerk hochzufahren. So sind diese Anlagen der Kristallisationskern für den Versorgungswiederaufbau.

Als entscheidende Forderung aus dieser Entwicklung hinsichtlich einer Forcierung von erneuerbaren Energien werden von diesen Anlagen andere Betriebsweisen gefordert als noch vor einigen Jahren, als die Wasserkraft nur als eine alternative Energiequelle unter anderen betrachtet wurde. So ist mit entsprechenden technischen Konsequenzen in weiterer Folge zu rechnen. Dies zeigt sich in einer Anhebung des Ausbaugrades und im Einbau bereits zusätzlicher Maschinensätze. Die zentrale Forderung geht in Richtung einer „freien“ Betriebsführung (Ruprecht, et al., 2007).

#### **3.2.3 Regelzonen**

Im Zuge der Strommarktliberalisierung und der Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes hat sich auch ein europäisches Verbundnetz gebildet, welches aus dem Zusammenschluss von 24 Ländern entstand und die Versorgung für insgesamt 450 Mio. Menschen gewährleisten soll. Besonders wichtig für diese überregionale Netzbildung ist die höhere Versorgungssicherheit, wodurch bei auftretenden Erzeugungslücken oder im Falle eines Black-outs des Stromnetzes durch die Gesamtheit der Kraftwerke die Folgen abgedeckt werden können. Auch hinsichtlich der unterschiedlichen Erzeugung und Nachfrage in den verschiedensten Ländern tritt dieses überregionale Netz als Ausgleichsfunktion ein. Die Führung dieses Netzes erfolgt durch die UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity), die die Zusammenarbeit durch gemeinsame Normen und Regeln festlegt. Durch die Marktöffnung wurde die ETSO (European Transmission System Operators) als Zusammenschluss der vier be-

reits bestehenden Netzbetreiber-Organisationen (UCTE, NORDEL, ATSOI und UKT-SOA) in Europa gegründet und diese 2009 in die neue Dachorganisation ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) eingegliedert (Verbund Austrian Power Grid AG, 2010).

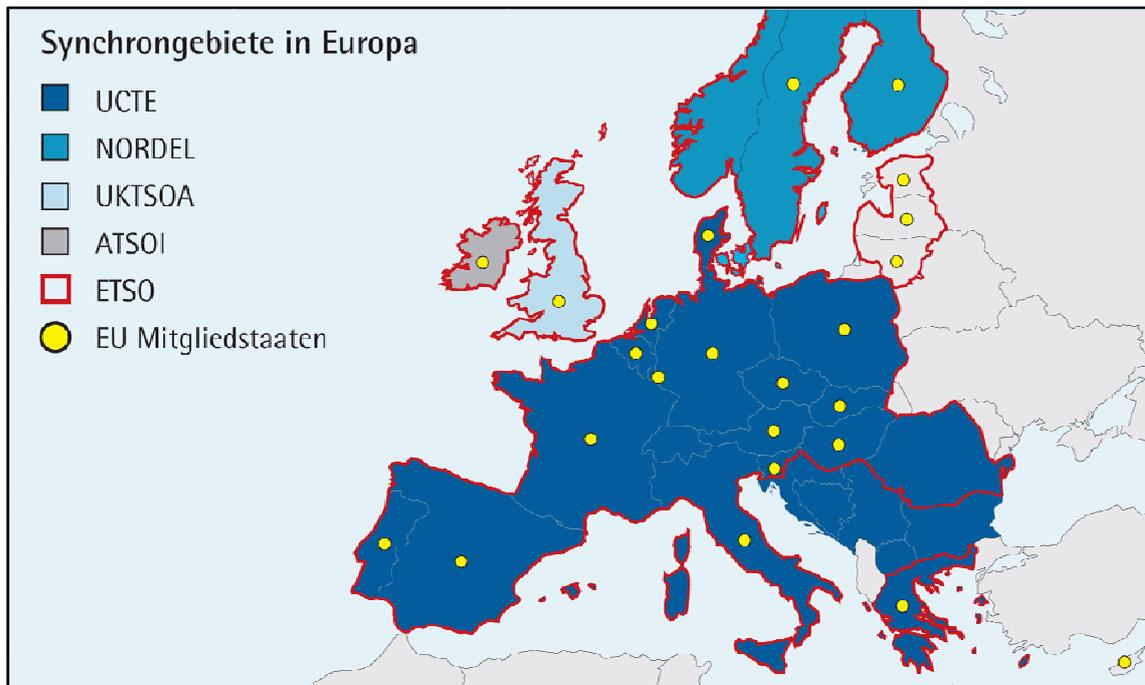
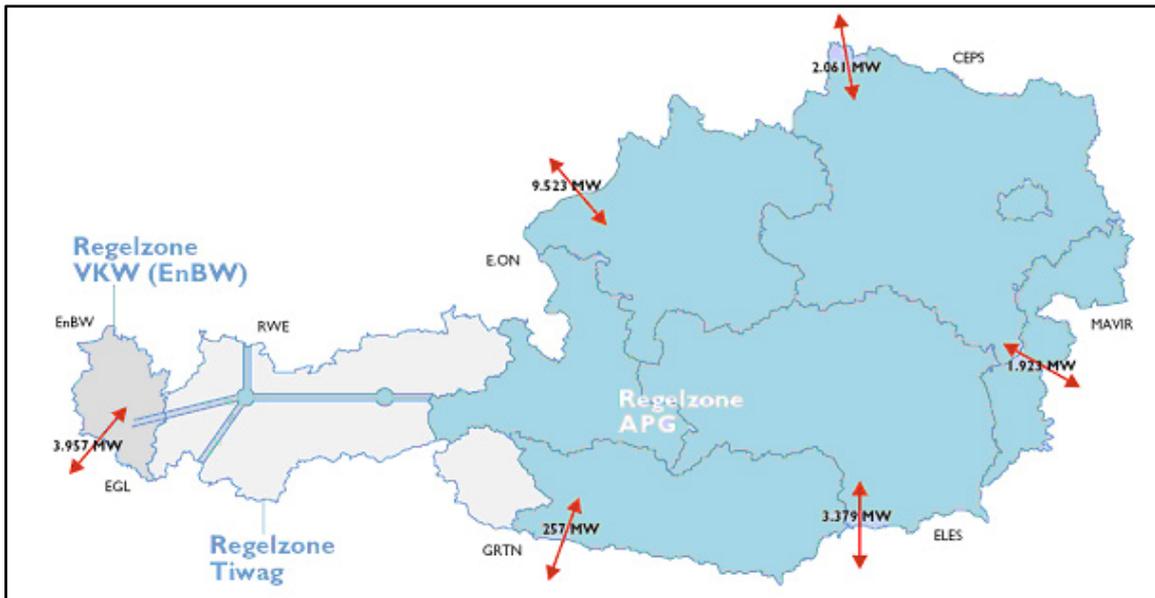


Abbildung 3.10: Europäisches Verbundnetz<sup>24</sup>

Auch die österreichische Regelzonenlandschaft wurde durch die Regulierung des österreichischen Strommarktes in drei Regelzonen aufgeteilt. Dies sind die Bereiche der Bundesländer Tirol, Vorarlberg sowie die übrigen sieben Bundesländer, die gemeinsam die Regelzone Ostösterreich bilden. Die drei dazugehörigen Regelzonenführer sind die VKW-Übertragungsnetz AG in Vorarlberg, die TIWAG-Netz AG in Tirol sowie die VERBUND-Austrian Power Grid AG für Österreich.

<sup>24</sup> Verbund Austrian Power Grid AG, Das europäische Verbundnetz, 2010

Abbildung 3.11: Regelzonen und Regelzonenbetreiber in Österreich<sup>25</sup>

Diese drei Regelzonenführer sind mit der überregionalen Sicherstellung der Versorgung mit Strom und Gas betraut und gesetzlich verpflichtet mit folgenden Aufgaben betraut:

- Operational Planning:

Dieser Bereich umfasst die Koordination und notwendigen Abschaltungen von Leitungen oder Transformatoren in Abstimmung mit den jeweiligen Betreibern des Verteilnetzes. Weiters wird in diesem Bereich auch die Netzsicherheit für den operativen Betrieb sowie die Schnittstellenkoordination des Stromaustausches (Import und Export) mit den angrenzenden Übertragungsnetzen sowohl im Inland als auch im angrenzenden Ausland gewährleistet.

- Fahrplanmanagement:

Hier erfolgt die Koordinierung der Marktteilnehmer hinsichtlich Import- und Exportprogramme unter Berücksichtigung der jeweiligen erworbenen Kapazitäten. Des Weiteren wird die Steuerung des gesamten Netzbetriebs bzw. Stromtransports abgewickelt. Dabei wird auch der Ausgleich zwischen Verbrauch und Erzeugung in der Regelzone vorgenommen.

<sup>25</sup> Illwerke-VKW, Kopswerk II Randbedingungen und Realisierung, 2006

- Steuerung und Überwachung des Netzes:

Für die Stabilität des Übertragungsnetzes sind Netzflusskontrollen, Frequenz und Spannungshaltung zu überprüfen und mit angrenzenden nationalen und europäischen Netzpartnern, Erzeugern und Händlern abzugleichen. Hier wird auf die Differenzen im Regelband zwischen Soll und Ist umgehend reagiert, um das Regelband aufrechterhalten zu können und so zum Beispiel bei Engpässen zusätzliche Erzeuger ans Netz zu bringen.

Auch die Abhandlung eines Netzwiederaufbaus nach Stromausfällen und unterstützende Mitarbeit bei Katastrophenfällen wird diesem Aufgabenbereich zugeordnet (Verbund Austrian Power Grid AG, 2009).

## 4. Pumpspeicherung

### 4.1 Einführung

Entsprechend der gängigen Klassifizierung nach Giesecke und Mosonyi (2009) werden Wasserkraftwerke nach technischen (flussbaulichen und bautechnischen) Gesichtspunkten in folgende gängige Typen unterschieden:

- Laufwasserkraftwerke
- Speicherkraftwerk: mit natürlichem Zufluss
- Pumpspeicherkraftwerke: mit oder ohne natürlichen Zufluss
- Gezeitenkraftwerke
- Wellenkraftwerke

Zufolge ihrer Nutzhöhe:

- Niederdruckanlage: Fallhöhe  $< 15$  m. Hierbei handelt es sich um Grundlastkraftwerke, im Verbundbetrieb;
- Mitteldruckanlage: Fallhöhe  $15 - 50$  m: Verwendung für Grundlast als Grundlastkraftwerke, im Verbundbetrieb;
- Hochdruckanlage: Fallhöhe über  $50$  m für Spitzenlast, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke.

Von diesen Arten der Stromerzeugung aus Wasserkraft bieten Pumpspeicherkraftwerke die einzige großtechnisch nutzbare Speichermöglichkeit für Energie in regionalen und überregionalen Stromversorgungsnetzen.

Die Wasserkraft liefert zurzeit den größten Anteil der erneuerbaren Energien und besitzt auch ein bedeutendes Ausbaupotenzial. Jedoch haben in den letzten Jahren andere alternative Energiequellen massiv an Bedeutung gewonnen, so zum Beispiel in Deutschland die Windenergie und Sonnenenergie, die dementsprechend von der Politik gefördert werden. Diesen Energieformen ist vor allem ihre unregelmäßige Verfügbarkeit gemeinsam, was zu einem erheblichen Regelaufwand im elektrischen Netz führt. In Verbindung mit dem schwankenden Angebot sind in diesem Zusammenhang auch die äußerst schnellen Lastschwankungen zu berücksichtigen. Um diese Schwan-

kungen aufzufangen und abzdämpfen sind entsprechende Regelungseinrichtungen notwendig, die häufig von Pumpspeicherkraftwerken übernommen werden.

Diese Anlagen ermöglichen, in Zeiten von Ausfällen von Windkraftanlagen den notwendigen Bedarf zur Verfügung zu stellen. Zusätzlich kann bei einem Energieüberschuss zur Stabilität der Transportleitungen, Energie aus dem Stromnetz entzogen werden und dadurch dem Netz die notwendige Stabilität verliehen werden. Durch entsprechende Konzeption dieser Anlagen ist ein rasches Umschalten vom Pumpbetrieb in den Turbinenbetrieb möglich und umgekehrt. Womit auf die unterschiedlichen Lastsituationen sehr rasch reagiert werden kann.

Weiterentwicklungen wie das Pumpspeicherkraftwerk Kops II können sogar fast stufenlos vom Turbinenbetrieb in den Pumpbetrieb umschalten. Diese äußerst kurzen Regelzeiten von wenigen Sekunden können nur von Pumpspeicherkraftwerken ausgeführt werden, die somit die Spitzenlast abdecken und überschüssige Energie aus dem Netz nehmen können. Zu einem gewünschten Zeitpunkt kann diese gespeicherte Energie wieder umgewandelt werden, d.h. der Vorgang der Umwandlung kinetischer Energie in potentielle Energie ist auch reversibel möglich.

#### 4.1.1 Technische Aspekte

Die Leistung  $P$  eines Wasserkraftwerkes ist abhängig:

- vom Wasserdurchfluss  $Q$
- der Fallhöhe  $h$
- den Wirkungsgraden  $\eta$  der Strömungsführung, der Turbine und des Generators

$$P = Q * h * \eta * g * \rho$$

mit  $g$  als die Erdbeschleunigung und  $\rho$  als die Dichte des Wassers

unter Berücksichtigung der jeweiligen Einheiten

$$[W] = \left[ \frac{m^3}{s} \right] * [m] * [-] * \left[ \frac{m}{s^2} \right] * \left[ \frac{kg}{m^3} \right]$$

Der Wirkungsgrad  $\eta$  der Strömungsführung (Rohrleitungen, Ventile) beträgt 0.9 – 0.99, der Turbinen je nach Typ und Auslastung 0.85 - 0.95 und des Generators und Trans-

formators 0.95 – 0.99. Das ergibt einen technischen Gesamtwirkungsgrad  $\eta$  der Anlage zwischen 0.75 – 0.93 (Zahoransky, 2009).

#### 4.1.2 Erntefaktor / Wirkungsgrad

Als Erntefaktor bezeichnet man das Verhältnis der gewonnenen Energie (Nutzenergie) zur Energie, die für den Bau und Betrieb einer Anlage, also im Anlagenzyklus, eingesetzt worden ist. Dieser Wert gibt Antwort auf die Frage, wie oft die investierte Energie im Laufe des Anlagenzykluses wieder erzeugt werden kann. Je höher dieser Wert, desto besser die Gesamtenergiebilanz.

Die Wasserkraft weist einen hohen energetischen Erntefaktor auf. Bei der Wasserkraft liegen im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energien hohe Erntefaktoren vor, die bei Pumpspeicheranlagen noch höher sind, da durch die besondere Betriebsweise noch bessere Gesamtenergiebilanzen zu erzielen sind (Tab. 4.1).

Tabelle 4.1: Erntefaktoren<sup>26</sup>

Wasserkraftanlagen	150 - 250
Pumpspeicheranlagen	400
Windenergieanlagen	30 - 70
Photovoltaikanlagen	5 - 20

Die energetische Amortisation gibt an, wie lange ein energieerzeugendes System benötigt, bis es die Energie, die zu seiner Herstellung benötigt wird, wieder produziert hat. Je geringer die Amortisationszeit, desto größer ist der jeweilige Erntefaktor (Tab. 4.2).

Tabelle 4.2: Energetische Amortisation<sup>27</sup>

Wasserkraftanlagen	2 - 11 Monate
Pumpspeicheranlagen	< 2 Monate
Windenergieanlagen	7 - 70 Monate
Photovoltaikanlagen	50 - 250 Monate

<sup>26</sup> Knoblauch H., Skriptum Energiewirtschaft, 2009/2010

Weitere messbare Vorteile der Wasserkraft lassen sich durch den Wirkungsgrad angeben. Dies ist im Allgemeinen das Verhältnis von abgegebener Leistung ( $P_{ab}$  = Nutzleistung) zu zugeführter Leistung ( $P_{zu}$ ).

$$\eta = \frac{P_{ab}}{P_{zu}}$$

Der Wirkungsgrad  $\eta$  ist dimensionslos und hat einen Wert zwischen 0 und 1 oder wird in Prozent zwischen 0 und 100 % ausgedrückt.

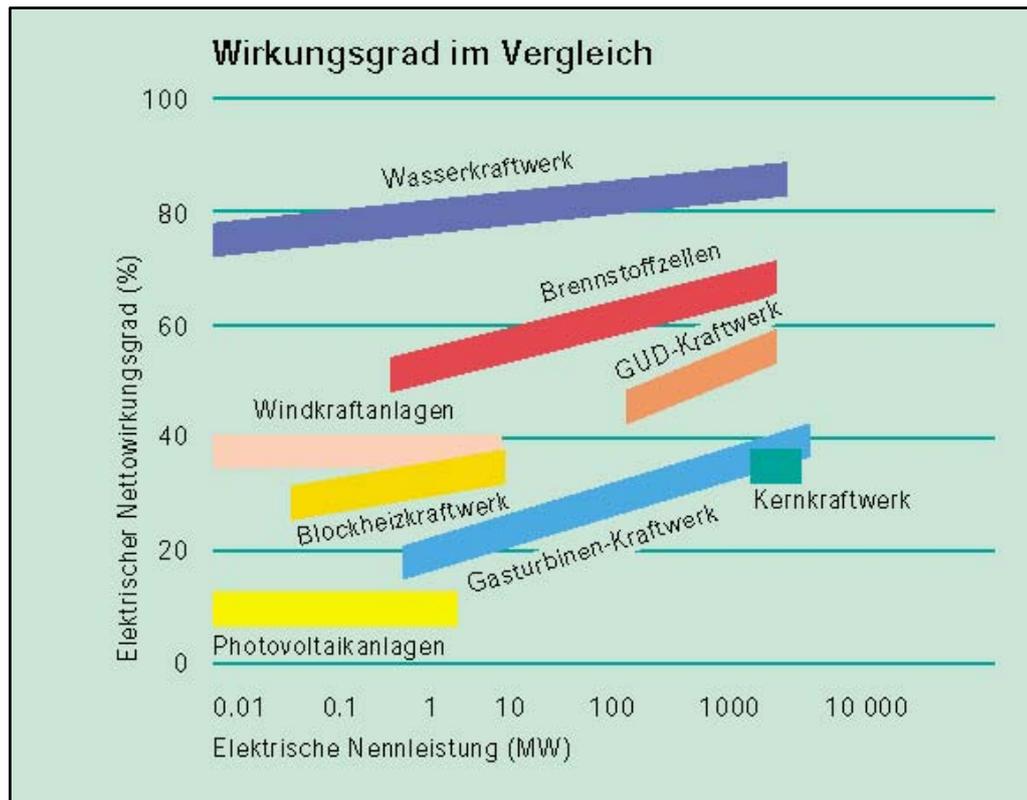
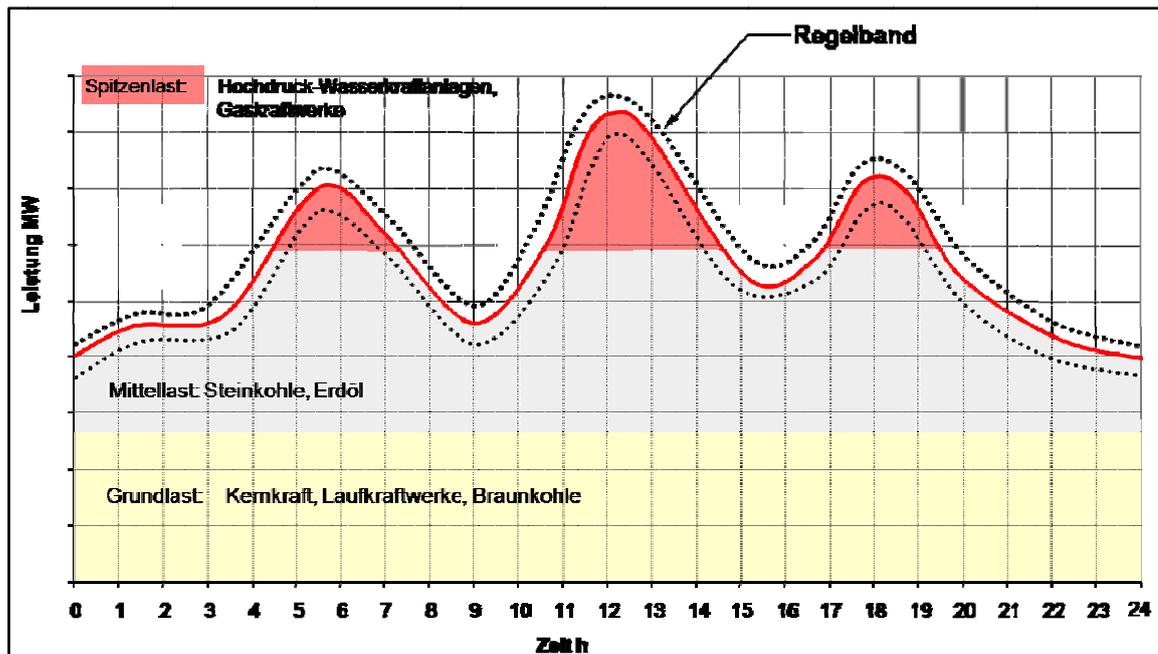


Abbildung 4.1: Wirkungsgrade im Vergleich<sup>27</sup>

### 4.1.3 Regelband

Entsprechend des schwankenden Bedarfs an Energie über den Tag kann ein Leistungsdiagramm dargestellt werden, aus dem ersichtlich wird, welche Kraftwerkstypen für die Bereitstellung der benötigten Energie eingesetzt werden können.

<sup>27</sup> <http://www.alpine-wasserkraft.com/Tabelle.htm>, 2010

Abbildung 4.2: Schematisches Tages- Leistungsdigramm<sup>28</sup>

Zur Abdeckung der Grundlast werden Kernkraftwerke, Laufwasserkraftwerke und Braunkohlekraftwerke eingesetzt, da diese Kraftwerkstypen längere Anfahrtszeiten aufweisen, jedoch aufgrund ihrer Beschaffenheit dafür geeignet sind, über längere Zeiträume konstante Leistung zu erbringen. Diese sogenannte Primärenergie ist aufgrund des Grundbedarfes für längere Zeiträume planbar. Ähnliches gilt für die Kraftwerkstypen der Mittellast, wie zum Beispiel Energie aus Steinkohle und Erdöl. Dieser Bedarf wird auch für 6 Monate am Markt ausgeschrieben.

Tabelle 4.3: Anfahrts- und Leistungsänderungsgeschwindigkeiten versch. Kraftwerkstypen<sup>29</sup>

Kraftwerkstyp	Anfahrtszeit	Leistungsänderungs-Geschwindigkeit
Speicherkraftwerk	1 – 4 min	>100 MW/min
Gasturbine	8 – 10 min	1 - 11 MW/min
Gas-Kombianlage	10 – 180 min	10 MW/min
Ölthermische Anlage	75 – 300 min	10 MW/min

<sup>28</sup> Illwerke-VKW, Kopswerk II Randbedingungen und Realisierung, 2006

<sup>29</sup> Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft, Vorteile der Wasserkraft, 2008

Im Gegensatz dazu kann die Spitzenlast nur durch Gaskraftwerke oder Hochdruckwasserkraftanlagen abgedeckt werden. Ausschlaggebend sind in diesem Zusammenhang wieder die Anfahrtszeiten und die Leistungsänderungsgeschwindigkeit.

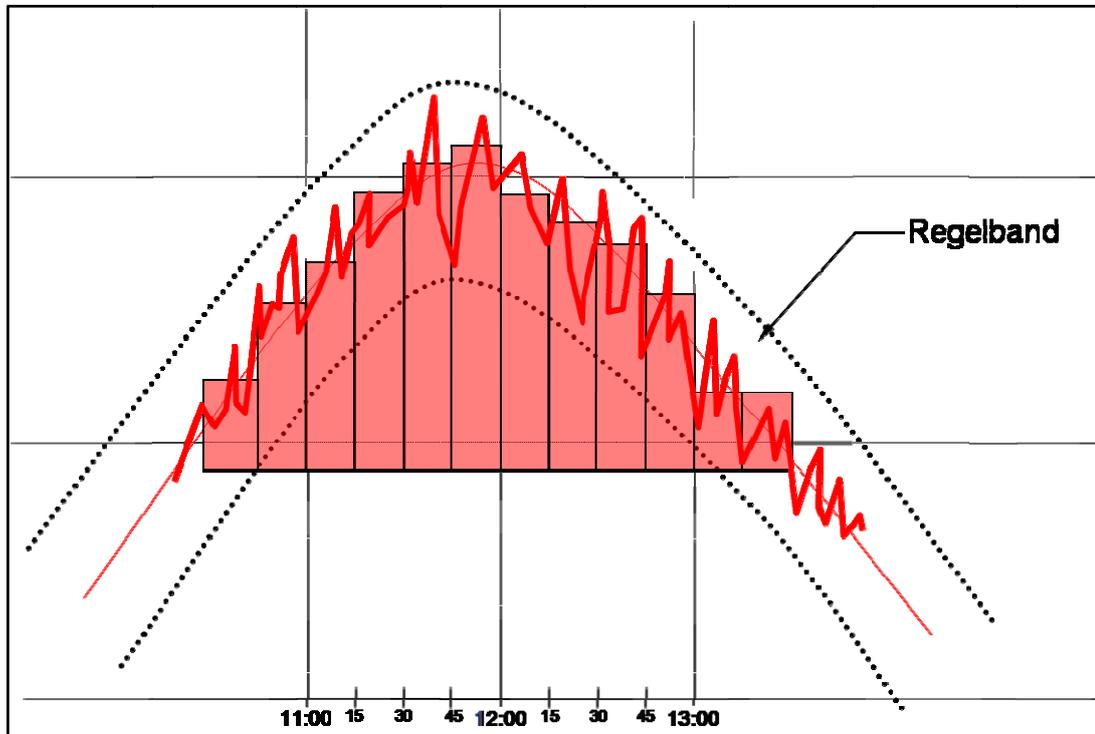


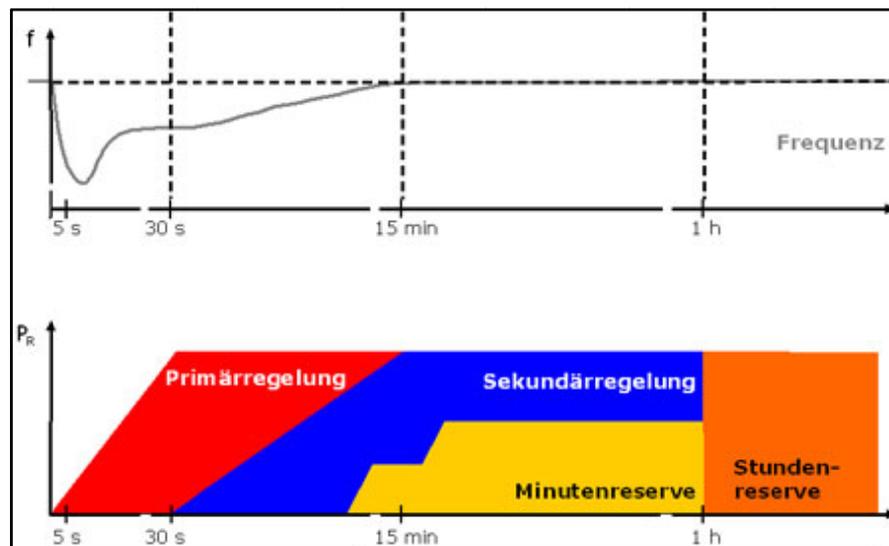
Abbildung 4.3: Regelband<sup>30</sup>

Die Umhüllende des Leistungsdiagramms wird als Regelband bezeichnet. Dieser Korridor definiert auch die Frequenz des Leitungsnetzes und dadurch die Stabilität und die Versorgungssicherheit. Zu deren Gewährleistung gibt es zufolge der UCTE drei Regelstufen:

- Primärregelung: jeder Netzbetreiber im gemeinsamen Verbundnetz muss innerhalb von 30 Sekunden 2% seiner momentanen Erzeugung für Ausgleichsmaßnahmen bereithalten. Der abzudeckende Zeitraum erstreckt sich von 0 – 30 Sekunden.
- Sekundärregelung: hier wird die jeweilige Regelzonen bzw. der Austausch mit angrenzenden Regelzonen betrachtet. Gemäß der UCTE-Vorgaben soll dieser Bereich nach spätestens 15 Minuten geregelt sein.

<sup>30</sup> Illwerke-VKW, Kopswerk II Randbedingungen und Realisierung, 2006

- Tertiärregelung Minutenreserve: der Übertragungsnetzbetreiber fordert telefonisch beim Lieferanten den notwendigen Ausgleich an, häufig sind dies Pumpspeicheranlagen, die diese Reserven bereit stellen können, sowohl in Form von Einspeisung als auch Konsum vom Netz. Der abzudeckende Zeitraum ist meist größer als 15 Minuten und erstreckt sich im Viertelstundentakt teilweise über mehrere Stunden (regelleistung.net, 2010).

Abbildung 4.4: Regelleistung<sup>31</sup>

Die Funktionsweise dieser o. a. Regelung lässt sich vereinfacht derart darstellen: wenn zu viel Energie im Netz vorhanden ist, werden die Pumpspeicherkraftwerke im Pumpbetrieb verwendet und wenn zu wenig Energie zur Verfügung steht, werden die Anlagen im Turbinenbetrieb betrieben. Als Neuerung gibt es den Hydraulischen Kurzschluss in Form einer kombinierten Betriebsweise.

Mittlerweile sind in Deutschland ungefähr 25.000 MW Windenergiekapazitäten installiert (Global Wind Energy Council). Durch das fluktuierende Dargebot von Leistung und Erzeugung, unabhängig vom Bedarf im Netz, werden Ausgleichskraftwerke benötigt, um die Stabilität im Regelnetz gewährleisten zu können. Bevorzugt werden dafür Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt, die durch ihre hohe Regelfähigkeit besonders wirkungsvoll sind.

<sup>31</sup> Bund der Energieverbraucher, Regelleistung, 2009

Die Bereitstellung eines Regelbandes zur Deckung der Abweichung des tatsächlichen Stromverbrauches vom prognostizierten erfordert eine Regelfähigkeit zwischen 0 % und 100 % sowohl im Turbinen- als auch im Pumpbetrieb. Dies war auch eine der Anforderungen beim Kraftwerksprojekt Kops II. Um bei Teilleistungen oder sehr geringen Leistungen einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erzielen, wurden Peltonturbinen eingebaut, welche diese Forderung optimal erfüllen. Daraus folgt die Notwendigkeit der Trennung der Pumpe und der Turbine sowie der Anordnung eines Wandlers (Kupplung) auf einer Maschinenachse gemeinsam mit dem Motorgenerator.

#### 4.1.4 Alternative Speichertechnologien

Als einzige zentrale Speichermöglichkeit stellen Druckspeicherkraftwerke eine alternative Technologie zu den Pumpspeicherkraftwerken dar.

Ein Druckluftspeicherkraftwerk, oder nach der englischen Bezeichnung Compressed Air Energy Storage (CAES), hat die Funktion eines Speicherkraftwerkes. Sie können ähnlich wie Pumpspeicherkraftwerke bei Stromüberangebot und geringer Nachfrage zu relativ günstigen Strompreisen Druckluft erzeugen. Diese Druckluft wird in Kavernen gespeichert und kann zur Abdeckung der Spitzenlast wieder abgegeben werden. Die Druckluft wird in einer Brennkammer erhitzt und treibt in weiterer Folge eine Gasturbine an, durch die Strom erzeugt wird. Im Unterschied zu einem Pumpspeicherkraftwerk handelt es sich bei einer CAES-Anlage nicht um einen reinen Energiespeicher, sondern um ein Gasturbinenkraftwerk mit angeschlossenem Druckluftspeicher.

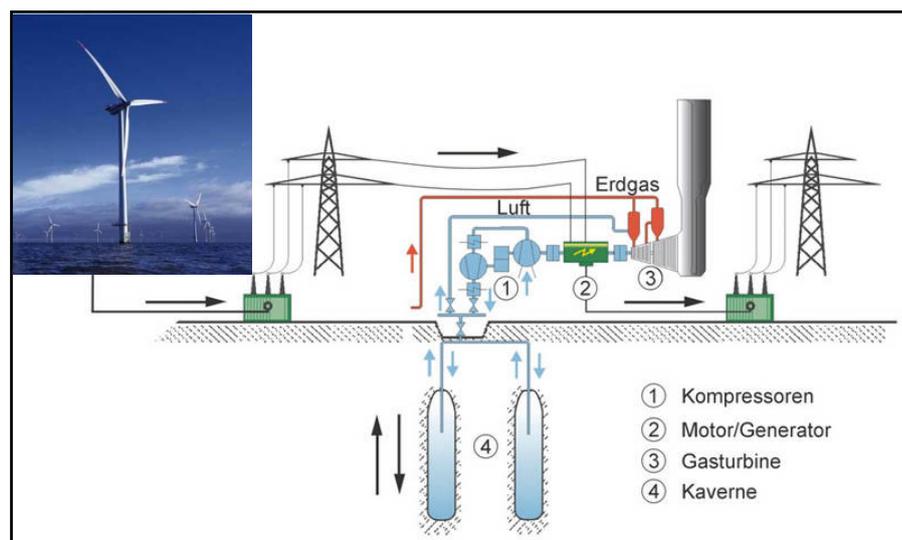


Abbildung 4.5: Funktionsprinzip Druckspeicheranlage mit einem Windpark<sup>32</sup>

<sup>32</sup> Cortogine F. Großtechnische Speicher - Erfahrungen mit CAES-GT-Kraftwerken, 2005

Der Generator (2) bezieht aus dem Netz Strom und betreibt den Kompressor (1), mit dem die Luft verdichtet wird und in den Kavernen (4) mit einem durchschnittlichen Druck von ca. 65 bar gelagert wird. Bei hohem Strombedarf wird die verdichtete Luft aus dem Speicher mit Erdgas verbrannt, wodurch ein bis zu 1.500°C heißes Gas entsteht, mit dem die Turbinen (3) betrieben werden und durch die Kupplung an den Generator Strom erzeugt wird, der über einen Transformator ans Netz abgegeben wird. Durch den gesonderten Luftdruckspeicher sind Verdichtungsgruppe, Generator und Turbine durch Kupplungen getrennt, die einen voneinander unabhängigen Betrieb im Vergleich zu den herkömmlichen Gaskraftwerken ermöglichen. Bei diesen wird 2/3 der Gesamtenergie für die benötigte Verdichtung aufgewendet.

Mit entsprechender Luftvorwärmung kann der Wirkungsgrad der CAES-Anlagen auf 54 % angehoben werden. Pumpspeichieranlagen haben im Vergleich dazu einen Wirkungsgrad von 80 %. Hinsichtlich ihrer Regelbarkeit können diese Druckluftspeicherkraftwerke nach ca. 10 min die volle Leistung liefern. Deshalb sind diese Anlagen auch dazu geeignet, Netzregelungsaufgaben zu übernehmen.

Für diese Speichertechnologie bestehen auch entsprechende Anforderungen. Speziell für die Aufgabe der Bereitstellung von Regelenergie bedarf es günstiger Entfernungen zum Netz, welches unterstützt werden soll. Auch die Nähe zu den fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern, besonders Windkraftanlagen, deren Einspeisung dadurch harmonisiert und reguliert werden kann, ist von Bedeutung. Um eine entsprechende Lagerung in Kavernen ermöglichen zu können, muss eine geeignete Geologie mit angemessener Mächtigkeit und Dichtheit vorhanden sein, ähnlich der Speicherung von Erdgas. So könnten auch neben Salzkavernen, Kavernen im Fels als auch Porenspeicher und aufgelassene Bergwerke verwendet werden.

Der Vorteil dieser Technologie besteht darin, dass diese Anlagen auch zu Regelaufgaben besonders zur Netzintegration der Windkraft herangezogen werden können. Durch die Anforderungen an die Speicherkaverne können diese Kraftwerke bei entsprechenden geologischen Verhältnissen sehr nahe an den Küsten errichtet werden, wodurch eine unmittelbare Regelung des Stromnetzes am Übergabepunkt stattfinden kann. Diese Anbindung stellt auch den kritischen Punkt im Netz dar, an dem die Off-Shore Windparks einspeisen.

Bisher werden weltweit nur zwei Druckluftspeicherkraftwerke betrieben. Das Kraftwerk Huntorf in Deutschland in Niedersachsen wurde 1978 errichtet und verfügt über 290 MW Leistung und wird von der E.ON betrieben.

Das Kraftwerk kann seine volle Leistung 2 h ins Netz abgeben und im Kompressor-Betrieb 8 h Druckluft speichern. Die Speicherung erfolgt in zwei Salzstockkavernen mit je 150.000 m<sup>3</sup> Volumen in einer Teufe von 700 m. Die Luft wird dort mit Drücken zwischen 50 und 70 bar gespeichert.

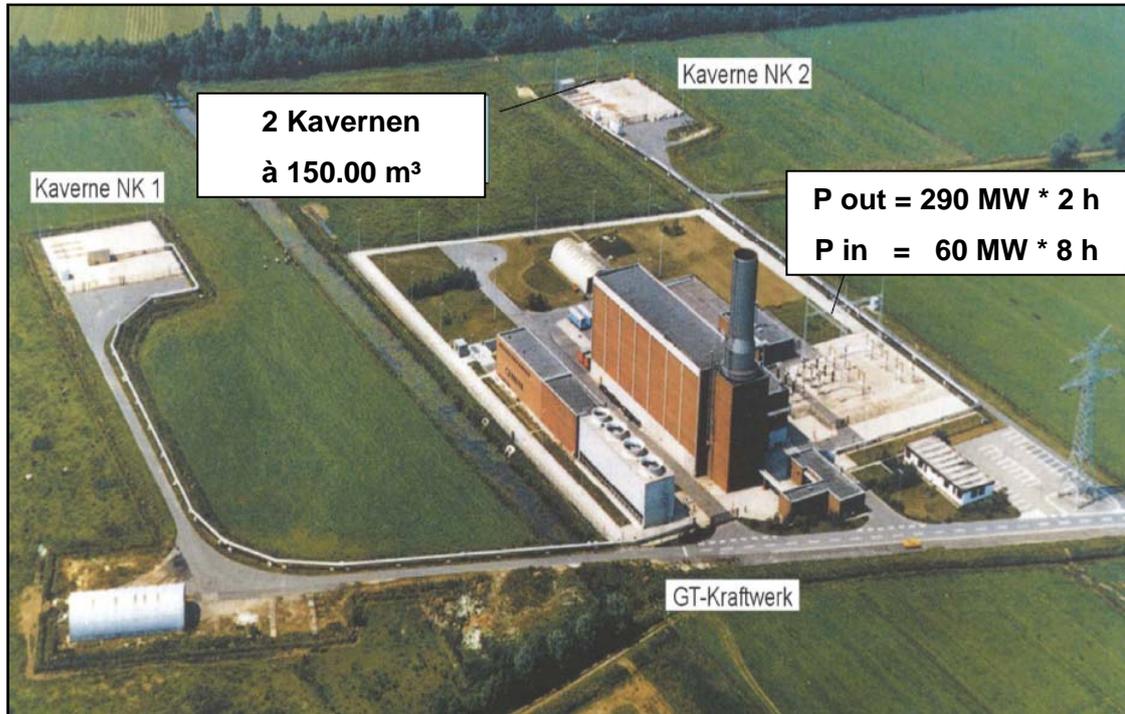


Abbildung 4.6: CAES-Kraftwerk Huntorf<sup>33</sup>

Seit 1991 wird in Alabama in den Vereinigten Staaten das 110 MW-Kraftwerk McIntosh betrieben. Der Speicher hat ein Volumen von 540.000 m<sup>3</sup> und kann im Kompressor-Betrieb mit 600 MW 45 h Druckluft speichern, die dann mit 110 MW wieder in 26 h abgegeben werden kann.

Durch die verstärkte Forcierung der erneuerbaren Energieträger steigt auch der Bedarf an Regelleistung. Für diese Anforderungen sind einige Projekte in Planung. Das größte Kraftwerk dieser Art soll in den USA in Norton (Ohio) mit 2.700 MW entstehen, das über 8 Tage diese Leistung abgeben kann. Als Speicher soll ein Kalksteinbergwerk in 700 m Tiefe mit einem Volumen von 10 Mio. m<sup>3</sup> dienen.

<sup>33</sup> Cortogine F. Großtechnische Speicher - Erfahrungen mit CAES-GT-Kraftwerken, 2005

## 4.2 Internationale Projekte

Im folgenden Kapitel soll ein Überblick über ausgewählte internationale Projekte der Pumpspeicherung aus China, Portugal und den USA gegeben werden die derzeit realisiert werden oder vor kurzem fertig gestellt und bereits in Betrieb genommen wurden.

### 4.2.1 Tianhuangping

Das Pumpspeicherkraftwerk Tianhuangping in der Ostchinesischen Provinz Zhejiang besteht aus sechs 306 MW Einheiten die zusammen 1.836 MW Nennleistung für das Stromnetz im Osten Chinas zur Verfügung stellen. Ebenso wird die entsprechende Stabilität des Stromnetzes durch Regel und Ausgleichsenergie gewährleistet.

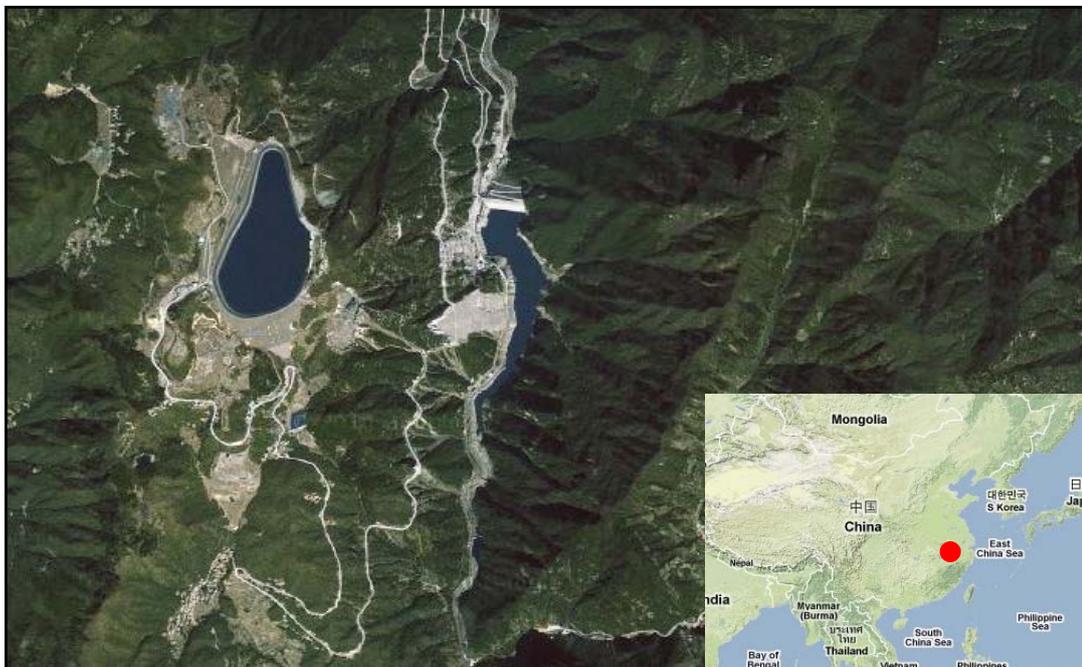


Abbildung 4.7: Projektstandort Tianhuangping<sup>34</sup>

Durch seine zentrale Lage 175 km von Shanghai entfernt und 34 km von der 500 kV Verteilungsstation werden die Regionen Zhejiang Jiangsu, Anhui und Shanghai versorgt. Durch das Pumpspeicherkraftwerk wird nicht nur der Bedarf an Spitzen- und Regelenergie abgedeckt, sondern auch die notwendige Reserve für den Ausfall und Wiederaufbau des Stromnetzes bereit gestellt. Der chinesische Strombedarf stieg in den letzten Jahren beinahe um 10 % pro Jahr und einen wichtigen Beitrag zu Befriedi-

---

<sup>34</sup> GoogleMaps, 2010

gung der Nachfrage leistet die Wasserkraft mit einem Anteil von 14,1 % (430 Mrd. kWh) an der gesamten Stromerzeugung (US Information Administration, 2009).

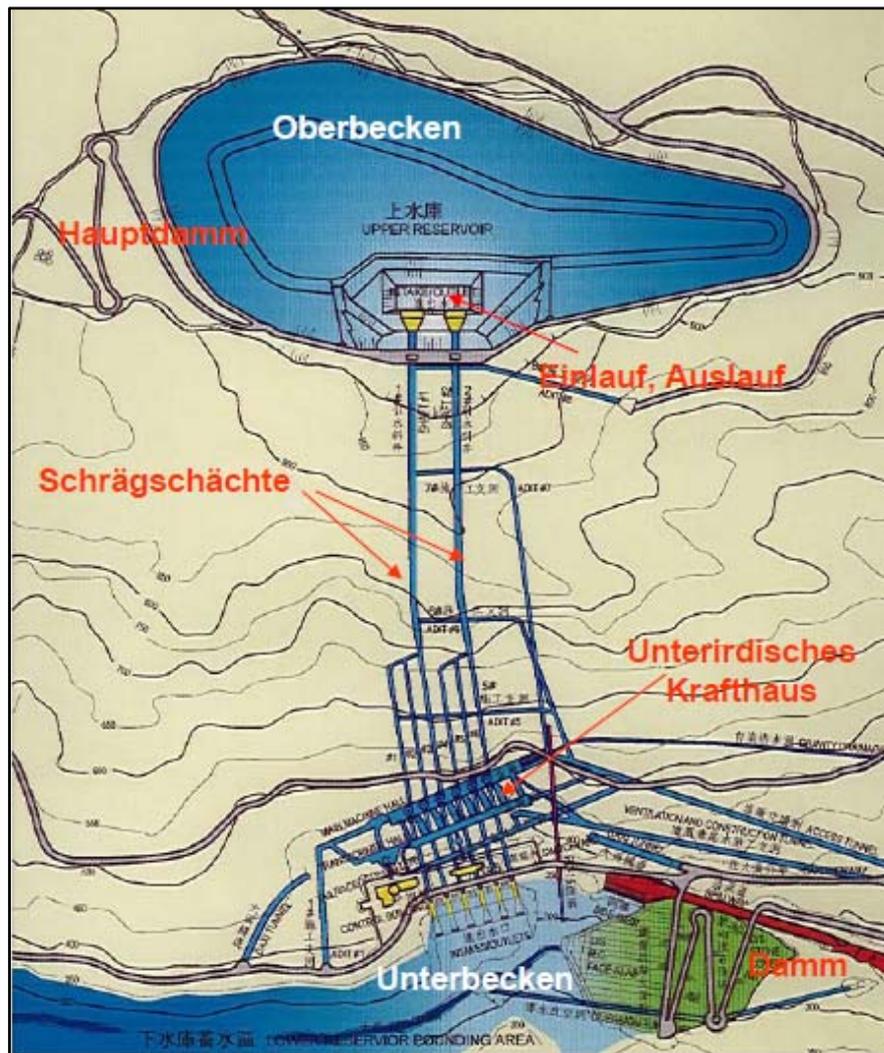


Abbildung 4.8: Oberbecken und Unterbecken<sup>35</sup>

Das Oberwasserbecken befindet sich in einer Senke eines 700 m hohen Bergrückens auf der linken Seite des Daxi-Creek. Die Höhendifferenz zum Unterbecken beträgt 590 m. Besonders die kurze Distanz zwischen den beiden Speicherbecken beträgt nur 1 km. Das Oberbecken weist ein Einzugsgebiet von 0,327 km<sup>2</sup> auf, jedoch ohne natürlichen Zufluss. Der Speicher wird von einem Hauptschüttdamm mit einer Höhe von 72 m und vier Nebendämmen begrenzt. Der maximale Speicherinhalt beträgt 9,192 Mio. m<sup>3</sup>. Durch die Lage des Speichers auf einem besonders verwitterten Bergmassiv waren besondere Maßnahmen notwendig, um die entsprechende Dichtheit des Beckens zu erlangen. Dies wurde durch die Herstellung einer dreischichtigen Asphalt-oberflächendichtung mit einer Oberfläche von 275.000 m<sup>2</sup> ermöglicht, um auf eventuelle Setzungen auch mit einer entsprechenden nachgiebigen Auskleidung reagieren zu können.

---

<sup>35</sup> International Waterpower and Dam Construction, Mass Storage at Tianhuangping, 2006

Abbildung 4.9: Überblick Anlage<sup>36</sup>

Der Kraftabstieg erfolgt über zwei Einlaufbauwerke im Oberbecken und führt über zwei ausgekleidete Druckstollen mit 7 m Durchmesser zur Krafthauskaverne, auf deren Höhe eine weitere Aufteilung in Form von sechs horizontalen Verteilstollen mit 3,2 m Innendurchmesser zu den jeweiligen Maschinensätzen führt. Die Bereiche vor und nach den Maschinensätzen sind mit einer zusätzlichen Stahlpanzerung versehen, die auf einen maximalen Wasserdruck von 680 m ausgelegt sind. Das Krafthaus ist in Form einer Kaverne im Inneren des Bergrückens angeordnet. Die Kaverne ist 198,7 m lang, 22,4 m breit und 47,7 m hoch und beherbergt alle sechs Maschinensätze mit entsprechender Verbindung nach außen als Zutrittsstollen und Belüftungsschacht. Weiters wurde auch eine eigene Transformatorkaverne mit entsprechender Einrichtung für den Energieabtransport über eine 500 kV Leitung errichtet. Das Unterbecken hat einen

<sup>36</sup> Tschernutter P. Tianhuangping, 2009

Einzugsbereich von 24,2 km<sup>2</sup> und ist im Mittellauf des Xitiao-Flusses im Daxi-Creek angeordnet. Der Aufstau wird durch einen Steinschüttdamm mit einer Betonoberflächenabdichtung und einer maximalen Höhe von 92 m gebildet. Die Länge des Reservoirs beträgt ca. 2 km und bietet ein Volumen von 8,6 Mio. m<sup>3</sup>.

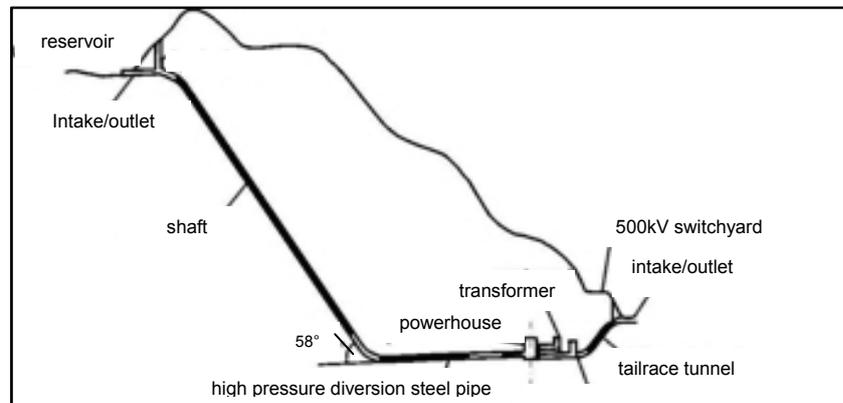


Abbildung 4.10: Anlagenschnitt Tianhuangping<sup>37</sup>

Tabelle 4.4: Technische Daten Tianhuangping II<sup>37</sup>

Nennleistung	1.836 MW
Ausbaudurchfluss – Turbinenbetrieb	6x65 m <sup>3</sup> /s
Rohfallhöhe	526 m
Ausbaudurchfluss – Pumpbetrieb	6x65 m <sup>3</sup> /s
6 Maschinensätze mit je	
einer Pumpturbine (vertikale Francis Turbine)	à 306 MW
ein Motorgenerator	à 333 MVA

Die Vorarbeiten zum Kraftwerksprojekt begannen 1992, die Hauptbauarbeiten wurden 1994 gestartet und 1998 wurde die erste Maschineneinheit in Betrieb genommen. Mit Ende des Jahres 2000 ging der letzte Maschinensatz ans Netz. Die Investitionssumme

<sup>37</sup> International Waterpower and Dam Construction, Mass Storage at Tianhuangping, 2006

beträgt 4,34 Mrd. Yuan (404,6 Mio. €) und wurde von der East China Electric Power group Corporation, der staatlichen Entwicklungsbank und der Weltbank getätigt.

Seitdem betreibt die East China Electric Power Group Corporation die Anlage mit einer Jahreeserzeugung im Turbinenbetrieb von 3.014 GWh und im Pumpbetrieb von 4.104 GWh. Das Pumpspeicherkraftwerk Tianhuangping setzt somit neue Maßstäbe, denn es zählt aufgrund der größten Kapazität der einzelnen Maschinensätze und entsprechenden Fallhöhe zu den größten Pumpspeicherkraftwerken in China und ganz Asiens.

### 4.2.2 Venda Nova II

Im Distrikt Braga im Norden Portugals befindet sich das Pumpspeicherkraftwerk Venda Nova II, welches 40 km Nord-östlich von Braga, der Hauptstadt des gleichnamigen Distrikts in der Gemeinde Vieira do Minho, liegt. Trotz seiner exponierten Lage im Westen der Iberischen Halbinsel wird der Großteil der portugiesischen Stromerzeugung durch die Verwendung fossiler Brennstoffe abgewickelt. Etwa 7.296 GWh/a das entspricht ca. 15 % (Stand 2008) werden aus der Nutzung der Wasserkraft gewonnen (Eurostat Energie 2009). In Österreich betrug die Stromproduktion aus Wasserkraft im Vergleichszeitraum 40.678 GWh/a, das entspricht 60,9 % (Stand 2008) der Jahresgesamtstromerzeugung (Eurostat Energie 2009).

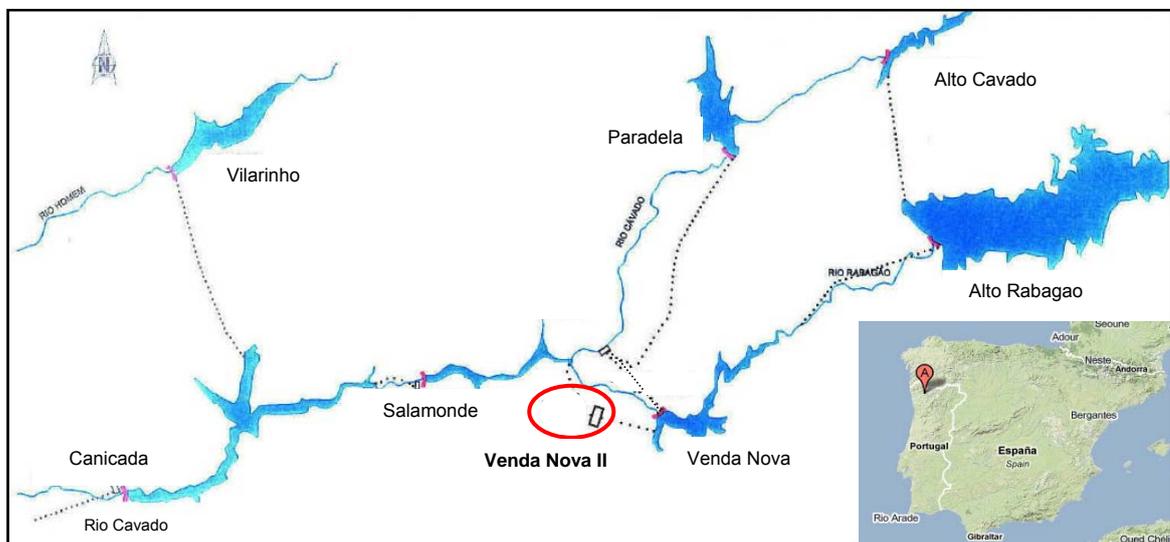


Abbildung 4.11: Projekt Übersichtslageplan<sup>38</sup>

Das gebirgige Hinterland des Distriks Braga ist von einem regenreichen Klima geprägt. So beträgt der durchschnittliche Niederschlag in dieser Region pro Jahr 2200 l/m<sup>2</sup>. Durch ein Höhengefälle von ca. 1000 m sind entsprechend günstige Bedingungen für die Nutzung der Wasserkraft geschaffen. Die bestehenden Anlagen wurden schon in den 1950er Jahren errichtet, und so werden durch das Vorhaben Venda Nova II die beiden vorhandenen Speicher Salamonde und Venda Nova verwendet. Das Kraftwerk ist vollständig unterirdisch im Granitmassiv des Cabreira errichtet und stellt eine Ergänzung zu den bestehenden acht Kraftwerken an den Flüssen Rabagão Cávado und

<sup>38</sup> Hydropower and Dams, The Venda Nova II pumped storage scheme 2004; eigene Überarbeitung, 2010

Homem dar. Die beiden bestehenden Speicher werden entsprechend ihrer Lage als Ober- und Unterbecken verwendet. Die Höhendifferenz beträgt 420 m.

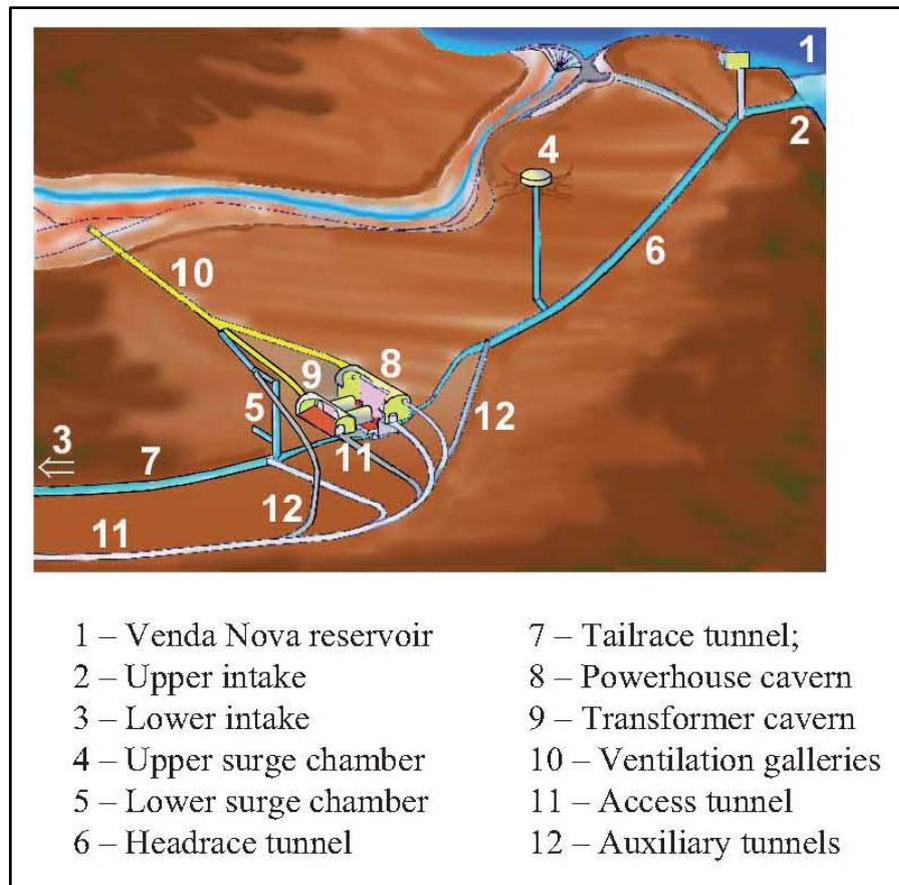


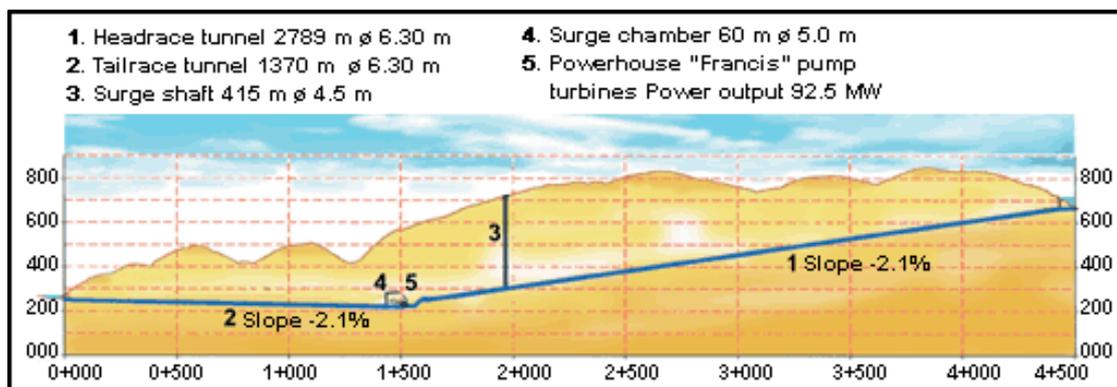
Abbildung 4.12: Projektübersicht Venda Nova II<sup>39</sup>

Das Pumpspeicherkraftwerk Venda Nova II besitzt zwei Francis-Pumpturbinen mit je 97,1 MW und sollte eine Jahresproduktion von 220 GWh/a aufweisen, was in etwa dem halben Strombedarf der Stadt Braga entspricht. Das Krafthaus befindet sich in der Mitte der 4500 m voneinander getrennten Speichern in einer Tiefe von 350 m. Die Krafthaus- und die Transformatorkaverne können über einen 1,5 km langen und im Querschnitt 8 m großen Tunnel erreicht werden. Über diesen Tunnel verlaufen auch ein Belüftungssystem und einen Sicherheitslaufsteg. Die Energieableitung aus dem Kraftwerk Venda Nova II erfolgt in ein bestehendes 150 kV Netz (Voith Hydro, 2004).

<sup>39</sup> Lima et al, Numerical analysis of the Venda Nova II powerhouse complex, 2002

Tabelle 4.5: Technische Daten Venda Nova II<sup>40</sup>

Nennleistung	191,6 MW
Ausbaudurchfluss – Turbinenbetrieb	2x50 m <sup>3</sup> /s
Mittlere Rohfallhöhe	410 m
Ausbaudurchfluss – Pumpbetrieb	2x50 m <sup>3</sup> /s
2 Maschinensätze mit je	
einer Pumpturbine (vertikale Francis Turbine)	à 97,1 MW

Abbildung 4.13: Projekt Übersichtslageplan<sup>41</sup>

Der Triebwasserstollen wurde entsprechend der hohen Gebirgsqualität ohne Auskleidung hergestellt, hat einen Durchmesser von 6,3 m und eine Länge von 2,8 km mit einem Gefälle von 15 % zwischen dem Oberbecken Venda Nova und dem Krafthaus. Auch der Unterwasserstollen wurde über eine Länge von 1,4 km ohne Auskleidung zwischen dem Krafthaus und dem Unterbecken Salamonde mit einem Durchmesser von 6,3 m hergestellt. Beide Tunnel wurden im konventionellen Sprengvortrieb hergestellt. Durch die entsprechende Länge der Tunnel und der instabilen Strömungsbedingungen mit unterschiedlichen Wasserdrücken bestand die Gefahr von Druckstößen. Die dafür benötigten Wasserschlosser wurden unverkleidet hergestellt, wobei das oberwasserseitige Wasserschloss ein 415 m hoher Schacht mit einem Durchmesser von 4,5 m ist

<sup>40</sup> Hydropower and Dams, The Venda Nova II pumped storage scheme, 2004

<sup>41</sup> Mining & Construction, Venda Nova II, 2004

und ein aufgesetztes Ausgleichsbecken aufweist. Das unterwasserseitige Wasserschloss wurde in Form eines ausgekleideten Schachtes hergestellt, misst 58 m in der Höhe und hat einen Durchmesser von 5 m mit zwei Ausgleichskammern.

Die Schächte wurden durch die Anwendung der Raise-Boring-Technik hergestellt. Durch die Herstellung eines Pilotbohrloches entsprechend der modernsten Methoden der Erdölaufschließung wurde die Abweichung auf 13,9 cm beschränkt und das so entstandene Loch von unten nach oben fortschreitend auf den entgültigen Schachtdurchmesser von 4,5 m aufgeweitet.



Abbildung 4.14: Herstellung der Krafthauskaverne<sup>42</sup>

Die Herausforderungen beim Bau dieser Anlage bezogen sich hauptsächlich auf die Errichtung der Untertagebauwerke. Entgegen der üblichen Bauweise von Triebwasserstollen in Portugal durch Auskleidung der Stollen mit Stahlbeton wurde der in Norwegen verbreitete Ansatz der unausgekleideten Tunnel („unlined“ tunnels) gewählt. Zur Handhabung der Gebirgswassersituation und der Gefahr des Herausfallens von Blöcken wurden die entsprechend gefährdeten Bereiche mit Spritzbeton und Ankerungen gesichert. Besonders Bereiche von Störungszonen und im Bereich des Anschlusses an die Kraftkaverne wurde der Triebwasserstollen teilweise mit einer Stahlpanzerung versehen, um Ein- und Austritte des Wassers zu vermeiden, da es in diesen Bereichen zu sehr hohen Wasserdrücken kommen kann. Der Grundsatz entsprach jedoch der neuen österreichischen Tunnelbauweise, wobei die mittragende Funktion des Gebirges be-

---

<sup>42</sup> Laboratório Nacional de Engenharia Civil, Central da Venda Nova II, 2004

rücksichtigt wurde. Durch die entsprechend höhere Rauigkeit der Stollen wurde der Durchmesser vergrößert. Zuzufolge dieser Ansätze wurden somit nicht nur die Bauzeit reduziert, sondern auch die dazugehörigen Kosten.

Beginnend mit den Erschließungsmaßnahmen 1997 wurde im April 2000 mit den Hauptbauarbeiten begonnen. Die Fertigstellung und Inbetriebnahme erfolgte im Jahr 2004.

Durch die Realisierung des Projektes wird eine bessere Verwendung der thermisch erzeugten Energie ermöglicht, die durch den Pumpbetrieb bei niedrigem Bedarf im Stromnetz aufgenommen werden kann und entsprechend zu Spitzenlastzeiten wieder dem Netz zur Verfügung gestellt werden kann. In weiterer Folge übernimmt das Kraftwerk auch Regelaufgaben, die hinsichtlich des Ausbaus der Windkraft an der Atlantikküste Portugals notwendig werden.

Entsprechend der positiven Erfahrungen im Bau und Betrieb der Pumpspeichieranlage Venda Nova II wird ein weiterer Ausbau Venda Nova III vom betreibenden Energieerzeugungsunternehmen Companhia Portuguesa de Producao de Electricidade (CPPE) angestrebt.

### 4.2.3 North Eden Pump Storage

Mittlerweile sind in den Vereinigten Staaten von Amerika seit circa 20 Jahren keine Pumpspeicherkraftwerke errichtet worden. Die letzte Neuerrichtung was das Pumpspeicherkraftwerk Helms in Kalifornien mit 1212 MW. Seitdem wurden nur bestehende Anlagen entsprechend instand gehalten bzw. durch Schadensfälle zerstörte Anlagen wieder errichtet, wie das Pumpspeicherkraftwerk Taum Sauk<sup>43</sup> in Missouri.

Das geplante Vorhaben North Eden Pump Storage befindet sich im US-Bundesstaat Utah. Der Strombedarf in diesem Bundesstaat wird hauptsächlich durch Kohlekraftwerke abgedeckt, da dieser fossile Rohstoff in den Rocky Mountains ausreichend verfügbar und entsprechend günstig zu gewinnen ist. Hinsichtlich der großen Vorkommen stellt Kohle und der daraus erzeugte Strom ein wichtiges Exportgut dar. So wurden im Jahr 2006 90 % des Strombedarfes durch Kohlekraftwerke abgedeckt (Wright, 2009). Der jährliche steigende Bedarf an Grundlast beträgt 2,6 % und der notwendige Spitzenenergiebedarf 5,4 %. Zur Abdeckung der Spitzenenergie wurden in den letzten Jahren Gaskraftwerke errichtet.

Net Electricity Generation	Utah	Share of U.S.	Period
Total Net Electricity Generation	3,528 thousand MWh	0.9%	Jun-10
Petroleum-Fired	4 thousand MWh	0.2%	Jun-10
Natural Gas-Fired	401 thousand MWh	0.4%	Jun-10
Coal-Fired	2,951 thousand MWh	1.8%	Jun-10
Nuclear	—	—	Jun-10
Hydroelectric	87 thousand MWh	0.3%	Jun-10
Other Renewables	63 thousand MWh	0.5%	Jun-10

Abbildung 4.15: Stromerzeugung in Utah Juni 2010<sup>44</sup>

Die Kohlevorkommen ermöglichen es auch, dass der Strompreis in diesem Bundesstaat auch zu den niedrigsten in den Vereinigten Staaten zählt.

Electricity	Utah	U.S. Avg.	Period
Residential	9.16 cents/kWh	11.92 cents/kWh	Jun-10
Commercial	7.98 cents/kWh	10.46 cents/kWh	Jun-10
Industrial	5.63 cents/kWh	7.01 cents/kWh	Jun-10

Abbildung 4.16: Haushaltsstrompreis Utah Juni 2010<sup>44</sup>

<sup>43</sup> Taum Sauk: durch Überpumpen des Oberbeckens kam es in weiterer Folge zum Dambruch desselben

<sup>44</sup> US Energy Administration Information, State Energy Profiles Utah, 2010

Der Preis für Haushaltsstrom betrug in Juni 2010 9,16 \$-cents/kWh. Umgerechnet ergibt dies 7,44 €-cents/kWh<sup>45</sup> mit dem Wechselkurs von Juni 2010 mit 1 € = 1,23 \$. Im Vergleichszeitraum betrug der Haushaltsstrompreis in Österreich 19,47 €-cents/kWh.<sup>46</sup>

Dieses Strompreisniveau macht deutlich, dass es aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen nicht lukrativ erscheint, in Wasserkraftwerke zu investieren. Denn durch die Besonderheit der Investition in Wasserkraftanlagen sind die finanziellen Belastungen anfangs sehr hoch, aber haben in weiterer Folge die geringsten Betriebskosten im Vergleich zu fossilen Energieträgern. Auch die langen Lebensdauern werden in den kurzfristigen Investitionsentscheidungen nicht angemessen berücksichtigt. Durch die Beschreibung der Energiesituation im Bundesstaat Utah sollen die Rahmenbedingungen des Projektes zum Ausdruck gebracht werden.

Das North Eden Pumpspeicherkraftwerk soll sich in Rich County an der Ostseite des Bear Lake im Nordosten des Bundesstaates Utah befinden.

---

<sup>45</sup> <http://www.x-rates.com>: durchschnittlicher Wechselkurs Juni 2010 1,23\$ = 1€

<sup>46</sup> E-Control, Haushaltspreis für Strom, 2010

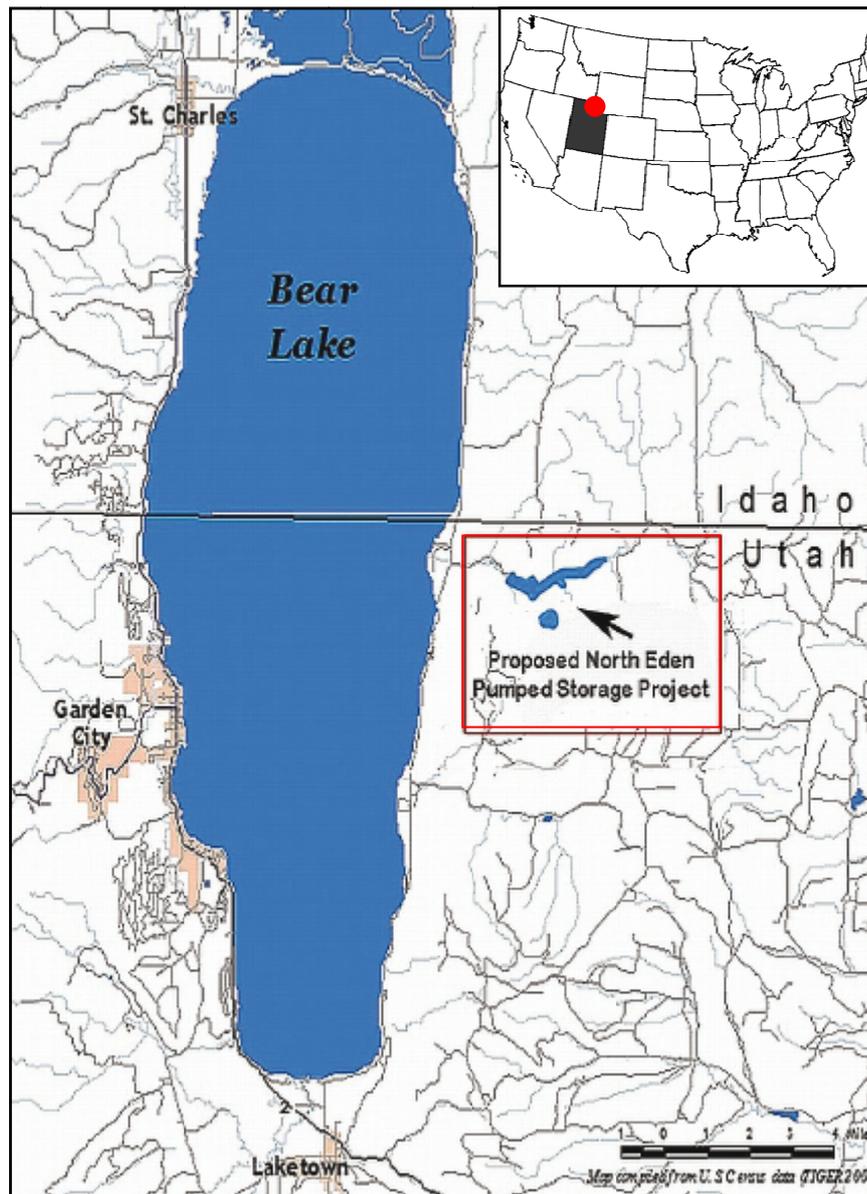
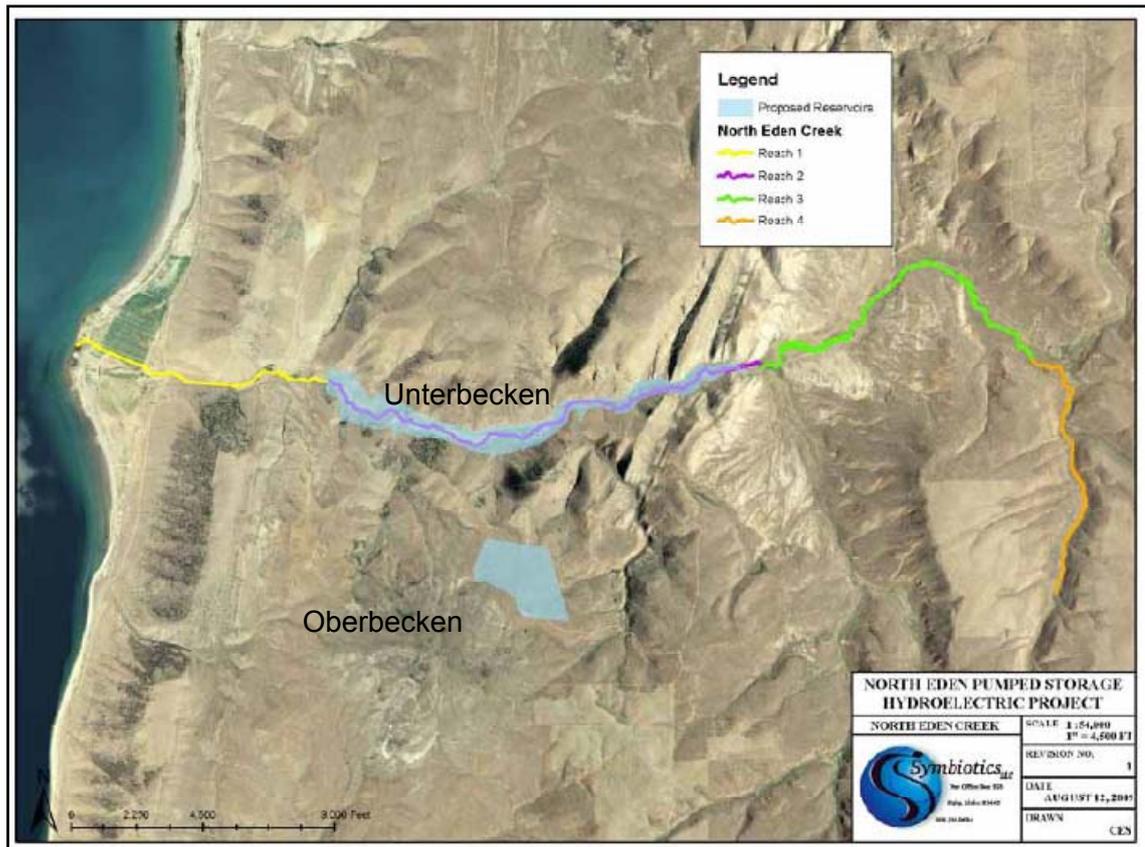


Abbildung 4.17: Projektstandort North Eden Pump Storage<sup>47</sup>

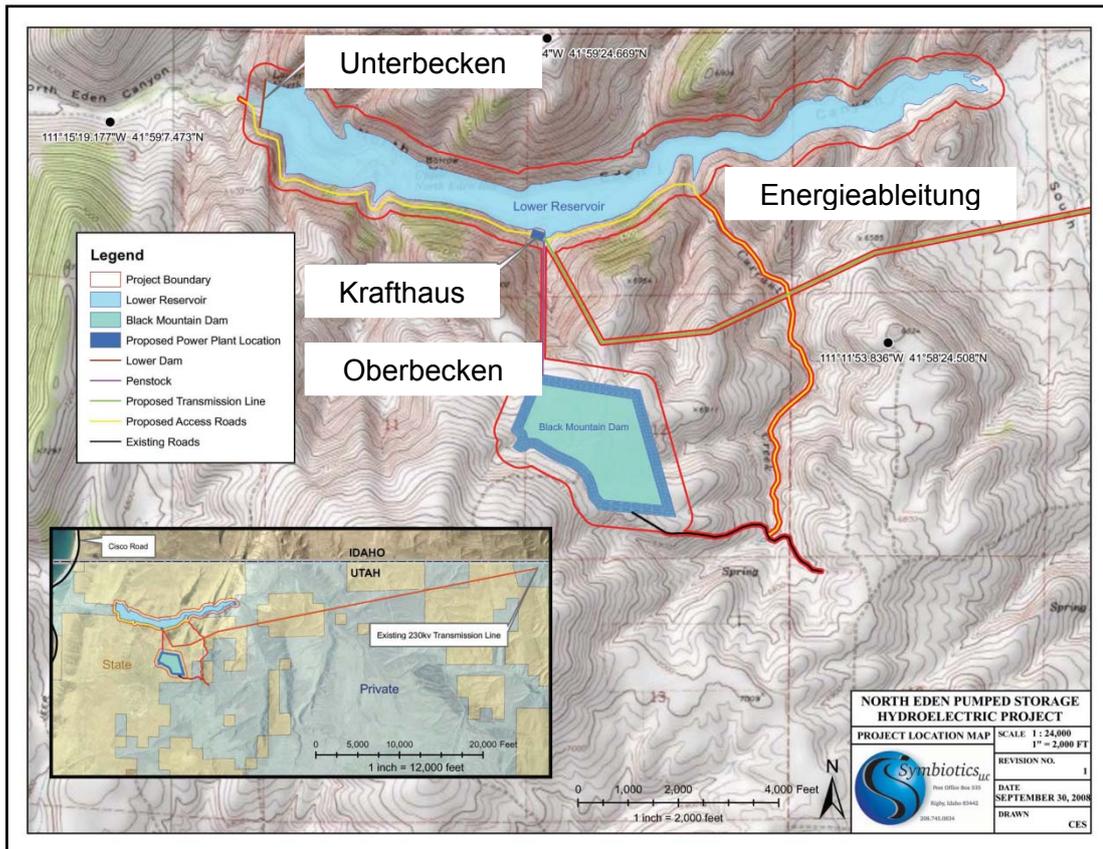
Das Oberbecken soll sich auf der östlichen Flanke der Black Mountains befinden und aus einem 31 m hohen Schüttdamm mit einer Kerndichtung begrenzt werden. Durch diese geplante Konstruktion soll das notwendige Material aus dem zukünftigen Speicherbereich verwendet werden und somit gleichzeitig das Speichervolumen vergrößert werden. Der maximale Aufstau soll sich bei 2148 m über dem Meeresspiegel befinden und so eine Rohfallhöhe von maximal 283 m und minimal 227 m aufweisen. Das Reservoir soll eine Oberfläche von 53 ha mit einem Speichervolumen von 13,5 Mio. m<sup>3</sup> und einen nutzbaren Speichervolumen von 13 Mio. m<sup>3</sup> aufweisen.

<sup>47</sup> Waterpower and Dam Construction, Making the most of pumped storage, 2009

Abbildung 4.18: Vorentwurf Projektgebiet<sup>48</sup>

Das Unterbecken wird ca. 1,6 km entfernt vom Bear Lake in der North Eden Schlucht angeordnet sein und durch einen 52 m hohen Schüttdamm mit Kerndichtung gebildet werden. Die entsprechende Hochwasserentlastung fasst 283 m<sup>3</sup>/s. Dieses untere Reservoir soll eine Oberfläche von 101 ha mit einem Speichervolumen von 17 Mio. m<sup>3</sup> aufweisen, wovon 14,7 Mio. m<sup>3</sup> genutzt werden. Die beiden Speicher sollen durch einen 792 m langen Tunnel miteinander verbunden werden, der einen Durchmesser von 9 m aufweist und mit 32 % Steigung an das Oberbecken anschließen soll. Im Krafthaus sollen 7 Pumpturbinen angeordnet sein, die durch den maximalen Durchfluss von 373 m<sup>3</sup>/s im Umwälzbetrieb Strom erzeugen sollen. Das Befüllen der Anlage soll durch den North Eden Creek erfolgen, der in weiterer Folge nur mehr für die entsprechenden Ausgleichsmengen herangezogen wird, die durch Verdunstung entweichen.

<sup>48</sup> Symbiotics LLC, North Eden Pump Storage, 2009

Abbildung 4.19: Anlagenübersicht North Eden Pump Storage<sup>49</sup>

Für den Energieabtransport befindet sich in östlicher Richtung des Projektgebietes eine 230 kV Leitung die durch eine Stickleitung von 14 km erschlossen werden kann. Diese Transportleitung der ParcifiCorp stellt die Verbindung der Bundesstaaten Utah, Wyoming und Idaho zu den Staaten an der Pazifikküste Washington Oregon und Kalifornien dar. Somit ist nicht nur der Energieabtransport sondern auch die Stabilität dieses Netzes gewährleistet. In Vorentwurf des gegenständlichen Projektes wurde auch ein Umspannwerk eingeplant, welches auf der östlichen Seite des Oberbeckens situiert werden soll, um die optischen Beeinträchtigungen zu minimieren. Aufgrund dieser besonders günstige Lage zu einem hochrangigen Leitungsnetz kommt es durch das mögliche Pumpspeicherkraftwerk zu einer Netzstabilisierung. Weiters besteht die Möglichkeit der Spitzenenergieabdeckung und der Bereitstellung von Regelenergie. Dies ist besonders hinsichtlich der überregionalen Bedeutung dieser Verbindung von Vorteil, die den Strombedarf der Metropolen am Pazifik sichern soll. Dies soll vor allem durch die Realisierung von Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ermöglicht werden, die auf der östlichen Seite der Rocky Mountains besonders günstige Bedin-

<sup>49</sup> Symbiotics LLC, North Eden Pump Storage, 2009

gungen vorfinden. Besonders in Wyoming besteht großes Windkraftpotenzial. Spätestens 2016 will das Energieversorgungsunternehmen PacifiCorp diese Verbindungen mit einer Gesamtinvestition von 6 Mrd. \$ in Betrieb nehmen (PacifiCorp, 2010).

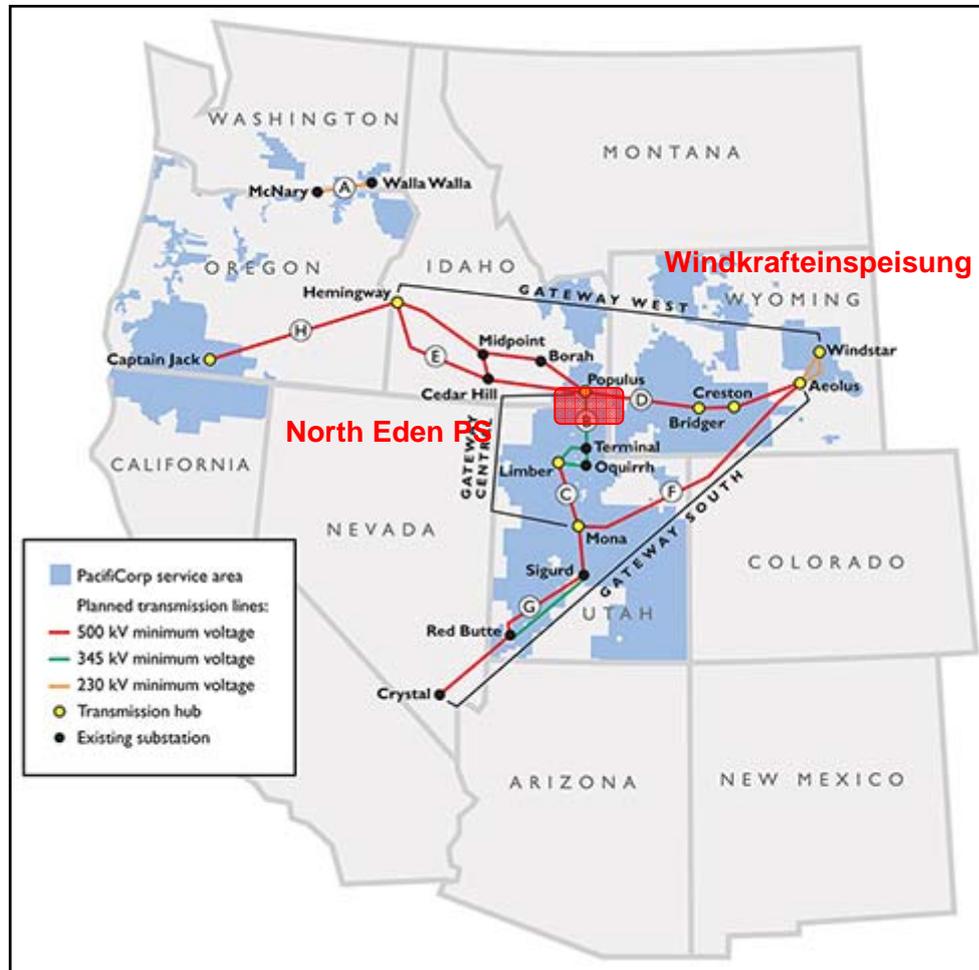


Abbildung 4.20: Energy Gateway<sup>50</sup>

Durch die günstige Lage könnte das North Eden Pumpspeicherkraftwerk für das Stromnetz entsprechende Regelaufgaben übernehmen.

Von besonderer Bedeutung für die Realisierbarkeit des Projektes sind die Wasserschutzgebiete, die sich im Projektgebiet des North Eden Creek befinden. Somit kann das Projekt nicht nur als geschlossenes Umwälzwerk betrachtet werden. Denn durch die Errichtung kommt es zu entsprechenden Eingriffen in das Ökosystem, durch die besonders die Bonneville Cutthroat Forelle gefährdet ist. In diesem Zusammenhang

<sup>50</sup> PacifiCorp, Energy Gateway, 2010

bedarf es noch genaueren ökologischen Untersuchungen und Maßnahmen, wobei auch Fischaufstiege geplant sind. Durch diese sensible Rahmenbedingungen bezogen auf die Flora und Fauna bedarf das North Eden Pump Storage Projekt zahlreiche Vorkehrungsmaßnahmen. So zum Beispiel auch während der Bauzeit, damit durch die umfassenden Erdarbeiten keine Sedimente in das Wasserschutzgebiet eingetragen werden.

Zurzeit befindet sich das North Eden Pump Storage Projekt in der Lizenzierungsphase durch die Federal Energy Regulatory Commission (FERC), die zuständige Bundesbehörde für Lizenzierungen von Wasserkraftprojekten. Besondere Bedeutung in diesem Zusammenhang kommt dem Lizenzierungsverfahren zu. Denn deren Ablauf ist von entsprechender Dauer geprägt, da in diesem Verfahren ähnlich wie der österreichischen Umweltverträglichkeitsprüfung die Auswirkungen auf die Umwelt untersucht werden und bei deren Durchführung Bundesanstalten beteiligt sind, dass eine Zuerteilung der Lizenz erst nach drei bis sieben Jahren erlassen wird. Die entsprechenden Unterlagen wurden im Jänner 2009 eingereicht. Nun wartet der Projektentwickler Symbiotics LLC auf einen positiven Bescheid, der frühestens Ende 2010 erwartet wird. Die Bauarbeiten des ca. 700 Mio. \$ Projektes würden dann im Jahr 2013 starten. Durch das Umwälzkraftwerk sollen 14 h pro Tag gepumpt werden und 10 h turbiniert. Die Leistung von 700 MW soll für 10 h täglich verfügbar sein.

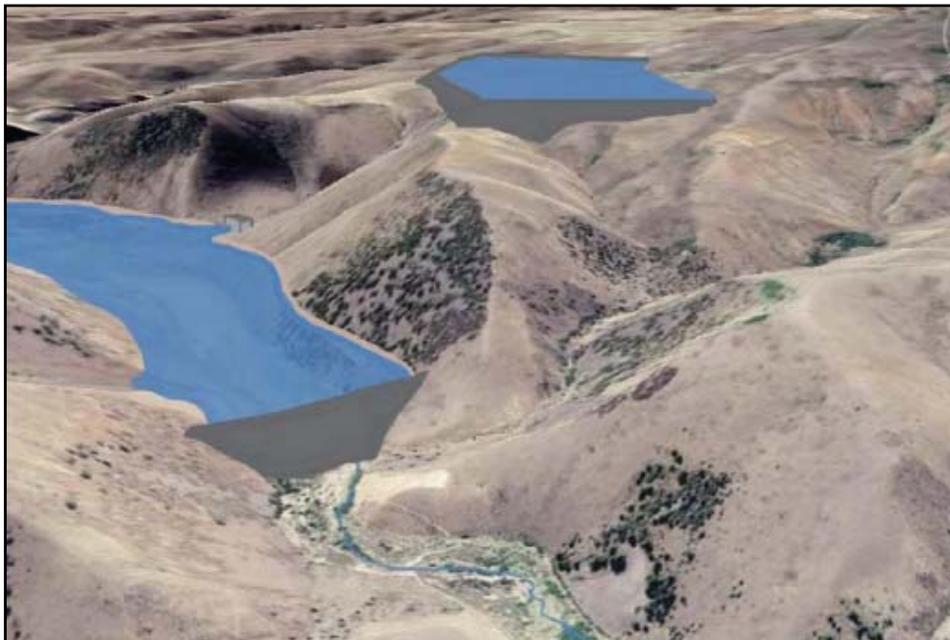


Abbildung 4.21: Visualisierung North Eden Pump Storage<sup>51</sup>

<sup>51</sup> Symbiotics LLC, North Eden Pump Storage, 2009

Ein ähnliches Vorhaben, das Hook Canyon Pump Storage Projekt mit 1120 MW auch in der Nähe des Bear Lake, wurde durch den besonders starken Widerstand der Bürgerinitiative Bear Lake Watch verhindert.

Besonders paradox erscheint die Situation, wenn es erheblichen Widerstand der Bevölkerung gegen die Errichtung eines Pumpspeicherkraftwerks gibt, da es als erheblicher Eingriff in die Umwelt wahrgenommen wird. Dabei wird scheinbar über die aktuelle Situation hinweggesehen, wo in Utah der Großteil der Stromproduktion auf der Nutzung fossiler Energieträger mit den entsprechenden Belastungen durch die Verbrennungsprozesse beruht.

Das gegenständliche Projekt repräsentiert die Situation der Pumpspeicherung in Amerika besonders deutlich und spiegelt auch die energiepolitische Situation in den Vereinigten Staaten wider. Durch den Reichtum an fossilen Energieträgern und deren Verfügbarkeit kann Strom dadurch sehr kostengünstig produziert werden. Für die Errichtung dieser Anlagen zur Stromerzeugung mittels fossiler Energieträger sind nicht so hohe Investitionen notwendig wie vergleichsweise zu Wasserkraftanlagen. Somit ist es verständlich, dass die USA aufgrund der günstigen lokalen Gegebenheiten ihre Stromerzeugung nicht mit allen Mitteln ändern möchten. Aus diesem Grund ist es auch nachvollziehbar, dass bei den Klimakonferenzen in den letzten Jahren keine eindeutigen Schritte zur Reduktion von Treibhausgasen seitens der Vereinigten Staaten unternommen wurden, da andererseits befürchtet wird, dass durch die Kosten einer möglichen Energiewende die labile wirtschaftliche Situation noch zusätzlich gefährdet werde und die Wettbewerbsverluste zu den aufstrebenden Staaten wie China und Indien noch deutlicher ausfallen könnten.

Das bedeutendere Motiv zur Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken sind die zukünftigen Maßnahmen die notwendig werden, wenn erneuerbare Energieträger massiv in bestehende Netze einspeisen werden, um ihren Beitrag zur Deckung des steigenden Strombedarfes zu leisten. Durch die fluktuierende Stromerzeugung der erneuerbaren Energieträger bedarf es entsprechender Regelleistung, um die Stabilität der Netze zu gewährleisten. Diese Aufgabe kann am besten durch Pumpspeicherkraftwerke erbracht werden. Im Vergleich zu den bisher verwendeten Gaskraftwerken besitzen Pumpspeicherkraftanlagen eine bessere Regelfähigkeit.

Doch ist ein bestimmter Trend zu einem Revival von Pumpspeichieranlagen zu bemerken, denn die zuständige Behörde FERC hat in den letzten Jahren 25 Ansuchen mit einer Gesamtleistung von 29.444 MW die Bewilligung für eine genauere Untersuchung erteilt (Gordon, 2009).

### 4.3 Projekte in Österreich

Im folgenden Abschnitt soll ein Überblick über die aktuelle Pumpspeicherkraftwerke gegeben werden, die zurzeit in Österreich realisiert werden oder vor kurzem fertig gestellt und bereits in Betrieb genommen wurden.

#### 4.3.1 Limberg II

Der ständig steigende Bedarf an Ausgleichs- und Regelenergie war ein entscheidender Beweggrund für die Verbund Austrian Hydro Power, die vorhandenen Kraftwerkskapazitäten zu beurteilen und über Ausbaumöglichkeiten nachzudenken. Besonders die im Salzburger Pinzgau gelegene Kaprun Kraftwerksgruppe, gespeist von den beiden annähernd gleich großen Speichern Mooserboden (84,9 Mio. m<sup>3</sup>) und Wasserfallboden (81,2 Mio. m<sup>3</sup>), war im Zentrum weiterer Ausbautvorhaben. Das gesamte Wassereinzugsgebiet beträgt 170,2 km<sup>2</sup>, wobei 44 km<sup>2</sup> vergletschert sind. Das Wasser, welches in den Stauseen Magaritze, Mooserboden und Wasserfallboden gespeichert wird stammt zu 50 % aus dem Süden der Alpen (Osttirol, Kärnten) und zu den restlichen 50 % aus dem Nordenseite der Alpen, dem Bundesland Salzburg. Schon vor 30 Jahren wurde das zusätzliche Potenzial der beiden durch 365 Höhenmeter voneinander getrennten Speichern deutlich. Die bestehenden Anlagen wurden in den Jahren 1933 - 1955 errichtet und bereits zweimal 1973 und 1986 erweitert.

Aus den bestehenden Jahresspeichern werden die Kaprun-Oberstufe und die Kaprun-Hauptstufe bedient und verfügen über eine gemeinsame Turbinenleitung von 353 MW und eine gemeinsame Pumpleistung von 130 MW. Die bisherige Stromerzeugung beträgt in einem Regeljahr ca. 7 Mio. kWh (Verbund AHP, 2006).

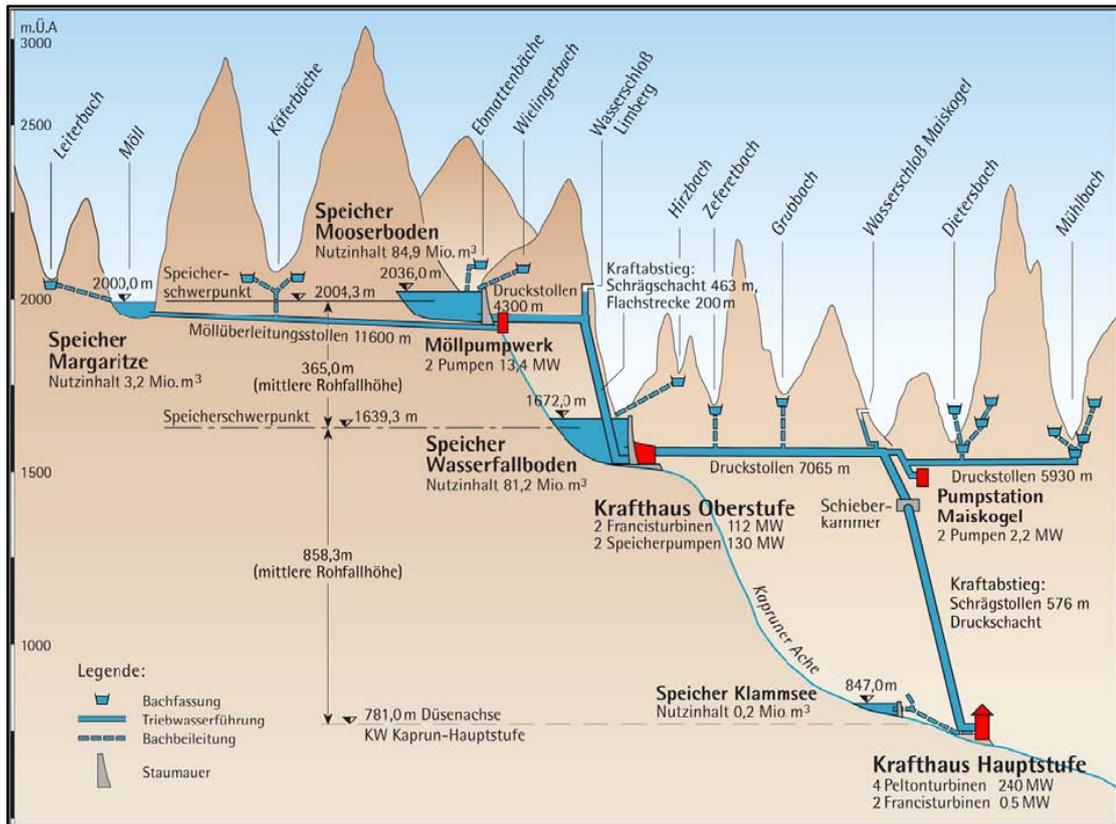


Abbildung 4.22: Kraftwerksgruppe Glockner - Kaprun<sup>52</sup>

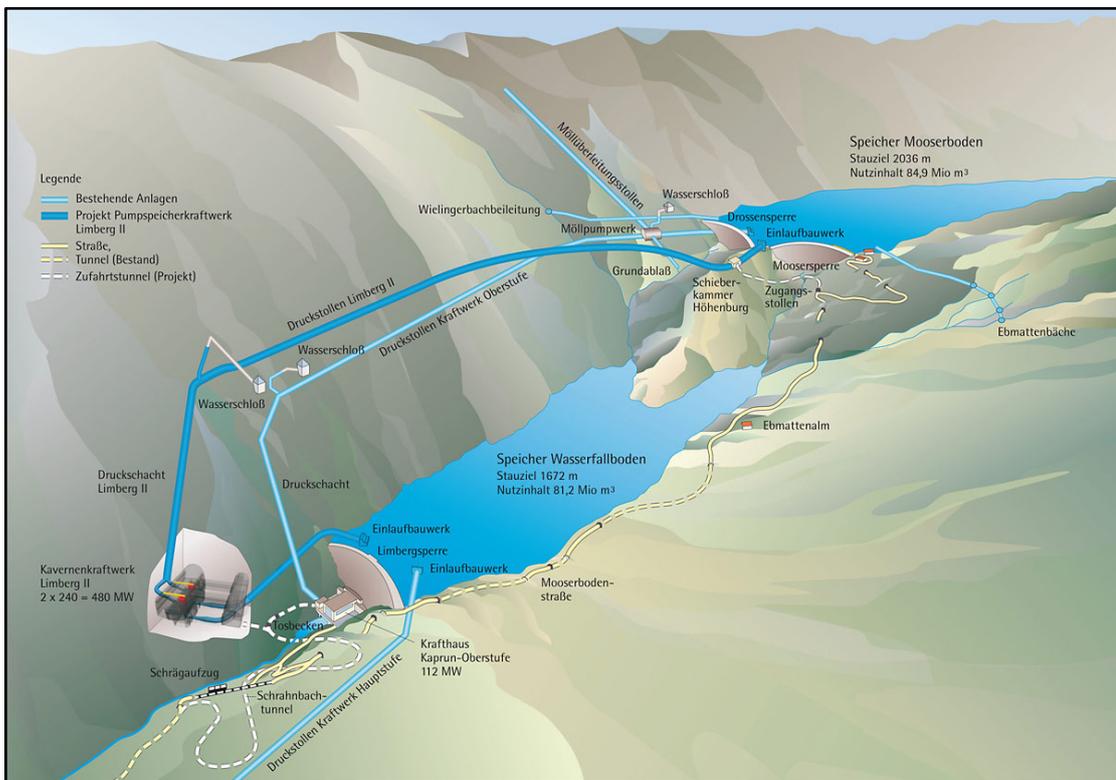


Abbildung 4.23: Anlagenkonzept Limberg II<sup>52</sup>

<sup>52</sup> Verbund AHP vereinfachte Umwelterklärung, 2005

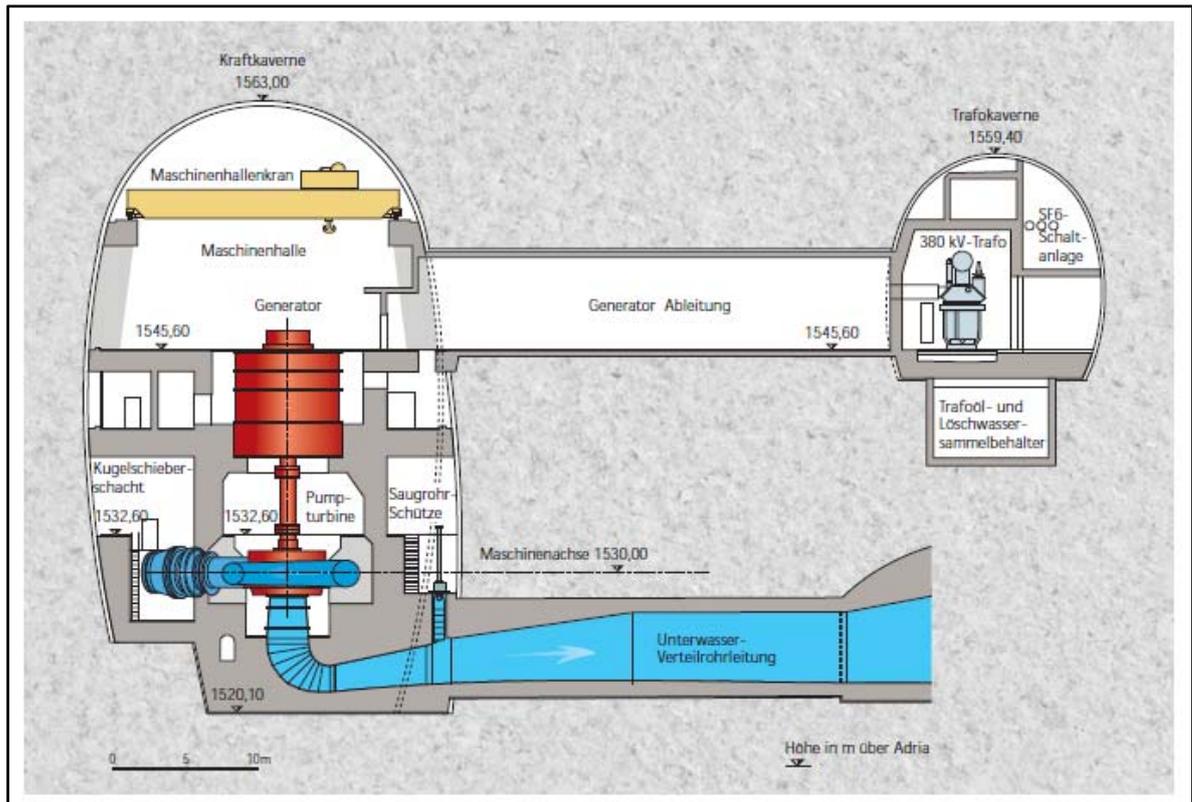
Tabelle 4.6: Technische Daten Limberg II<sup>53</sup>

Nennleistung	480 MW
Ausbaudurchfluss – Turbinenbetrieb	2x72 m <sup>3</sup> /s
Mittlere Rohfallhöhe	365 m
Ausbaudurchfluss – Pumpbetrieb	2x72 m <sup>3</sup> /s
2 Maschinensätze mit je	
einer Pumpturbine (vertikale Francis Turbine)	à 240 MW

Die bestehenden Speicher der Kraftwerksgruppe Kaprun verfügen über diese notwendigen Reserven, wodurch die Projektierung eines neuen Pumpspeicherkraftwerkes möglich wurde. Das Vorhaben umfasst eine Kapazität von 480 MW, wodurch die vorhandene Leistung der Kaprungruppe von 353 MW im Turbinenbetrieb auf 833 MW und von 130 MW im Pumpbetrieb auf 610 MW gesteigert werden wird. Das 2012 in Betrieb gehende Kraftwerk bedarf einer Investitionssumme von 365 Mio. €. Hauptsächlich von den entsprechenden vorhandenen Kapazitäten des Speichers Mooserbodens wurde dieses Projekt realisierbar, denn so wurde in weiterer Folge nur ein Kavernenkraftwerk mit den entsprechenden Anbindungen an das Ober- und Unterbecken notwendig. Der 5,4 km lange Triebwasserstollen wurde mit einer Tunnelbohrmaschine (TBM) hergestellt und weist einen Durchmesser von 6,20 m auf. Ebenso der Kraftabstieg der auch mit einer TBM unter 45° Neigung aufgefahren wurde, hat einen Innendurchmesser von 4,80 m und eine hinterfüllte Stahlpanzerung. Des Weiteren wurde das gesamte Kraftwerk unterirdisch errichtet, um so einen möglichst schonenden Eingriff vorzunehmen. Ebenso die 6 km lange Zufahrt zur Baustelle, die nicht nur aus baubetrieblichen Überlegungen auf einer Strecke von 5 km als Zufahrtstunnel errichtet wurde.

---

<sup>53</sup> Verbund AHP, Limberg II, 2006

Abbildung 4.24: Maschinenkaverne Querschnitt<sup>54</sup>

Wie bei dem Großteil der Pumpspeicherkraftanlagen, die in jüngster Vergangenheit errichtet wurden, sind auch beim Projekt Limberg II die Maschinenräume in Kavernen angeordnet. Mit insgesamt 69.400 m<sup>3</sup> Felsausbruch wurde der notwendige Raum geschaffen.

Die Energieableitung erfolgt über einen Anschluss an die 380 kV Leitung, die Salzburgleitung. Die Errichtung der Salzburgleitung stellt ein wichtiges Element in der heimischen Stromversorgung dar und war für das Projekt Limberg II zur Energieübertragung unabdingbar.

Nach dem Start der Bauarbeiten 2006 wird das Kraftwerk im Jahr 2012 mit beiden Maschinensätzen in Betrieb gehen und eine durchschnittliche Jahresproduktion von 1,3 GWh aufweisen.

<sup>54</sup> Verbund AHP, Limberg II, 2006

### 4.3.2 Reißeck II

Die bestehende Kraftwerksgruppe Reißeck/Kreuzeck und Malta in Oberkärnten umfasst in der bestehenden Ausbaustufe sieben Kraftwerke mit einer installierten Gesamtleistung von 1.029 MW (Verbund AHP, 2008). Durch die Realisierung des Projektes Reißeck II sollen die bestehenden bisher hydraulisch getrennten Systeme miteinander verbunden werden und dadurch die vorhandenen Ressourcen besser genutzt werden. Das Kraftwerk bindet den bestehenden Speicher Großer Mühldorfer See als Oberbecken mit einem Speichervolumen von 7,8 Mio. m<sup>3</sup> an und nutzt die bestehenden Speicher der Maltagruppe Gößkar und Galgenbichl als Unterbecken. Diese weisen ein Volumen von 6,2 Mio. m<sup>3</sup> auf.

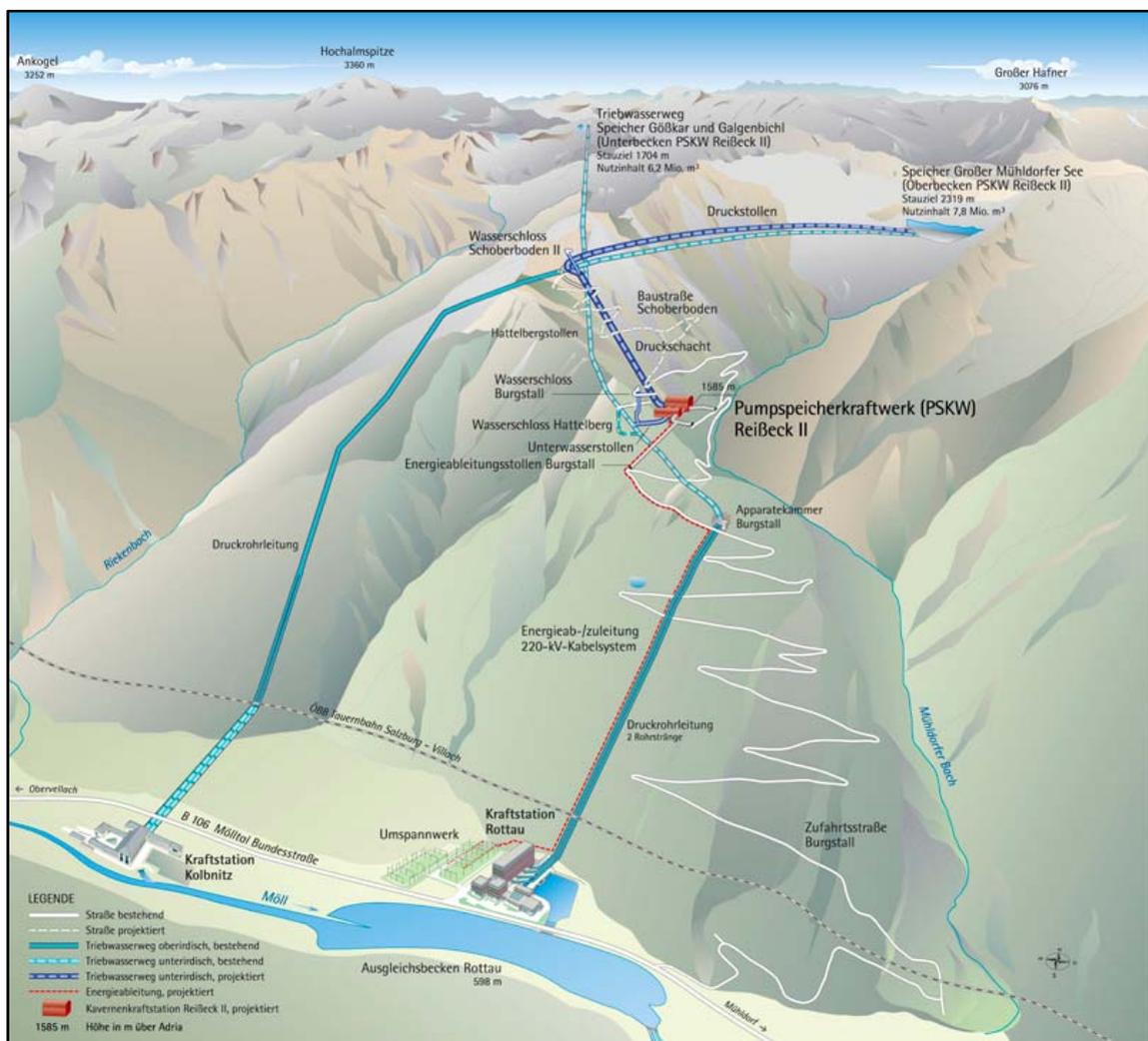


Abbildung 4.25: Anlagenkonzept Reißeck II<sup>55</sup>

<sup>55</sup> Verbund AHP, Pumpspeicherkraftwerk Reißeck II, 2008

In der folgenden Abbildung 4.26 ist das hydraulische Schema des gegenständlichen Projektes dargestellt.

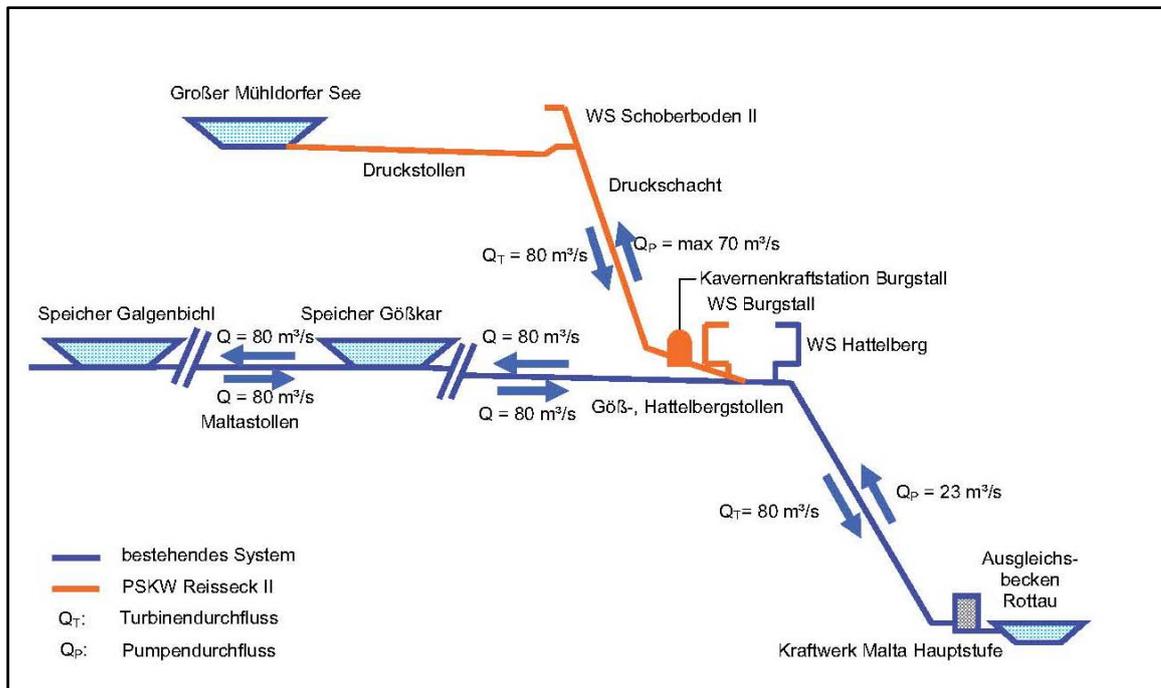


Abbildung 4.26: Hydraulisches Schema Reißeck II<sup>56</sup>

Tabelle 4.7: Technische Daten Reißeck II<sup>57</sup>

Nennleistung	430 MW
Ausbaudurchfluss – Turbinenbetrieb	2x40 m <sup>3</sup> /s
Mittlere Rohfallhöhe	595 m
Ausbaudurchfluss – Pumpbetrieb	2x35 m <sup>3</sup> /s
2 Maschinensätze mit je	
einer Pumpturbine (vertikale Francis Turbine)	à 215 MW

<sup>56</sup> Landesregierung Kärnten, Gesamtgutachten der Umweltauswirkungen zum Pumpspeicherkraftwerk Reißeck II, 2009

<sup>57</sup> Verbund AHP, Pumpspeicherkraftwerk Reißeck II, 2008

Das Kraftwerk wird mit seiner projektierten Leistung von 430 MW sowohl im Turbinen- als auch im Pumpbetrieb eine Leistungssteigerung der Kraftwerksgruppe Malta und Reißeck/Kreuzeck von 40 % bewirken. Diese Steigerung wird nur durch die Nutzung bereits bestehender Anlagenteile erzielt. Diese Nutzungsoptimierung wird durch das Verbinden der bisher getrennten hydraulischen Systeme möglich. Besonders die Leistung im Pumpbetrieb wird durch die Errichtung der Anlage von 425 MW auf 855 MW gesteigert.

Die für das Projekt Reißeck II benötigten Anlagenteile werden unterirdisch hergestellt, dies ist ein 5,3 km langer Druckstollen mit entsprechenden Anschlussbauwerk an den Großen Mühdorfer See sowie an die Kavernenkraftstation Burgstall. Weiters wird ein unterwasserseitiger Triebwasserweg mit 300 m Länge zur bestehenden Triebwasserführung des Kraftwerks Malta Hauptstufe benötigt. Für die Maschinenräumlichkeiten werden 62.600 m<sup>3</sup> Fels aus dem Berg herausgebrochen.

Die Energieübertragung wurde auch hinsichtlich einer zukünftigen 380 kV Leitung geplant, aber für das gegenständliche Projekt wird der Betrieb noch auf der 220 kV Spannungsebene stattfinden, das dem vorhandenen Übertragungsnetz entspricht.

Die energiewirtschaftliche Bedeutung dieses Vorhabens lässt sich auch anhand der folgenden Erklärung der Gutachter im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung erkennen:

*„Pumpspeicherkraftwerke stellen zurzeit das einzige großtechnische Verfahren dar, den prinzipiell nicht speicherbaren elektrischen Strom bei Schwankungen der Nachfrage und des Angebotes ‚zwischenzulagern‘. Die Leistung steht bei Bedarf innerhalb von Minuten zur Verfügung und kann in einem weiten Bereich flexibel geregelt werden. Diese Regelenergie wird sowohl zum Abfangen von Bedarfsspitzen als auch zum Abfangen plötzlicher Erzeugungseinbrüche z. B. bei Windkraftanlagen, welche zukünftig größeren Anteil an der Stromproduktion erlangen werden, eingesetzt. Der Verzicht der Errichtung des Pumpspeicherkraftwerkes (Nullvariante) widerspräche ökonomischen wie ökologischen Grundsätzen und Notwendigkeiten.*

*Zusammenfassend kann somit ausgeführt werden, dass durch das vorliegende Projekt bei Einhaltung aller einschlägigen Auflagen eine dauerhafte und nachhaltige Beeinträchtigung der Umwelt nicht gegeben ist. Das vorliegende Vorhaben kann somit als umweltverträglich angesehen werden.<sup>58</sup>*

---

<sup>58</sup> Landesregierung Kärnten, Gesamtgutachten der Umweltauswirkungen zum Pumpspeicherkraftwerk Reißeck II, 2009

Das Pumpspeicherkraftwerk Reißeck II wird voraussichtlich 2014 in den Vollbetrieb gehen, mit einer Investitionssumme von ca. 335 Mio. €.

### 4.3.3 Kops II

Im Jahr 2008 haben die Vorarlberger Illwerke VKW das Pumpspeicherkraftwerk Kops II in Betrieb genommen. Neben der Erzeugung von Spitzenenergie ist die Bereitstellung von Regelleistung ein wesentliches Merkmal dieser Anlage. Aufgrund der neuen Anforderungen durch die Liberalisierung des Europäischen Strommarktes und der stärkeren Forcierung der erneuerbaren Energien, im Speziellen der massive Ausbau der Windenergie vor allem im benachbarten Deutschland, gewinnt die Regelfähigkeit zum Ausgleich der Stromnachfrage und des Stromangebots immer mehr an Bedeutung. Diese Regelfähigkeit wird durch die Anwendung des Prinzips des „hydraulischen Kurzschlusses“ erreicht.

Der größte Stromabnehmer ist die Energie Baden-Württemberg, die als eine der vier deutschen Regelzonenführer als Einsatzleiter für das Kraftwerk Kops fungiert.

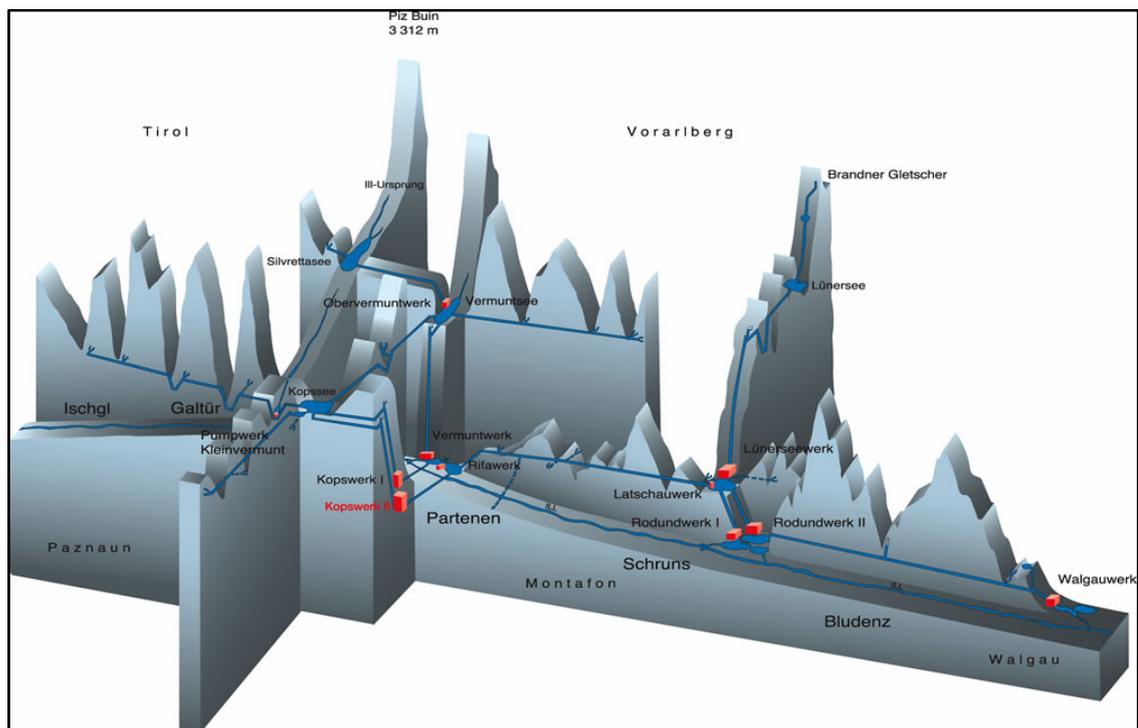


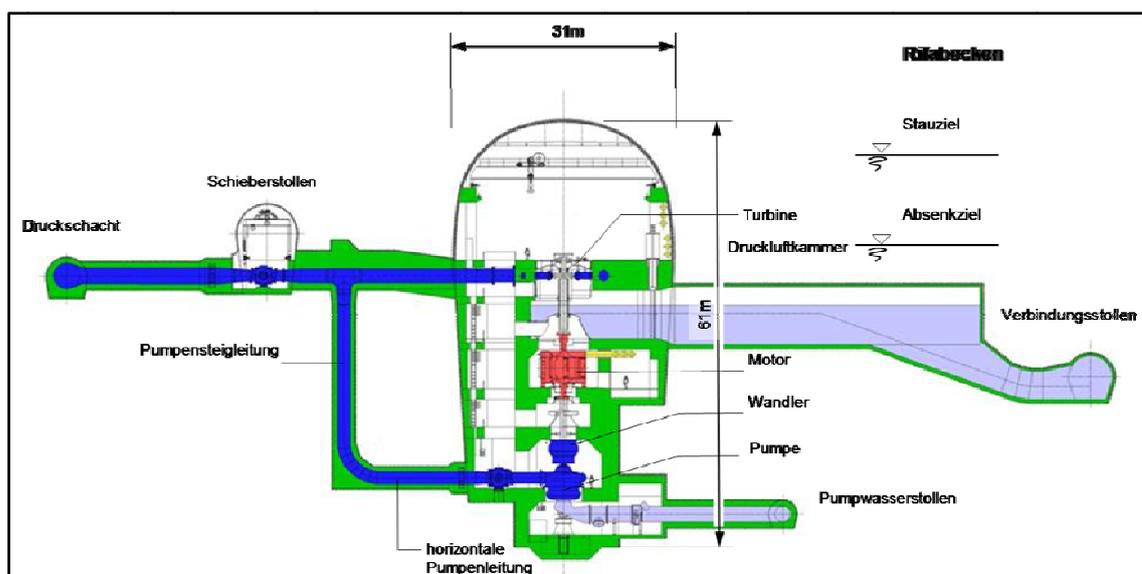
Abbildung 4.27: Anlagenkonzept Kops II<sup>59</sup>

<sup>59</sup> Illwerke-VKW, Kopswerk II Randbedingungen und Realisierung, 2006

Tabelle 4.8: Technische Daten Kops II<sup>60</sup>

Nennleistung	450 MW bei Absenziel 510 MW bei Stauziel
Ausbaudurchfluss – Turbinenbetrieb	80 m <sup>3</sup> /s
Rohfallhöhe	798 m
Ausbaudurchfluss – Pumpbetrieb	56 m <sup>3</sup> /s
3 Maschinensätze mit je	
einer Pelton-Freistrahlturbine	à 150 MW
einer Speicherpumpe	à 150 MW
ein Motorgenerator	à 200 MVA
drei Transformatoren	à 200 MVA

Das Krafthaus wurde im Berginneren errichtet. Die Krafthauskaverne mit 61 m Höhe, 31 m Breite und 88 m Länge beherbergt die drei Maschinensätze, bestehend aus Motorgenerator, Pelton-turbine, Synchronisier-Wandler (Kupplung) und Speicherpumpe (Abb. 4.28).

Abbildung 4.28: Querschnitt Maschinenkaverne<sup>60</sup>

<sup>60</sup> Illwerke-VKW, Kopswerk II Randbedingungen und Realisierung, 2006

Eine weitere Besonderheit stellt die Unterwasserführung dar. Denn eine notwendige Voraussetzung für den Pumpbetrieb ist ein luftblasenfreier Zufluss zur Pumpe, um dadurch Kavitation und Wirkungsgradverluste zu vermeiden. Durch diese besondere Konstellation und den an sich konträren Forderungen nach Fallhöhenminimierung einerseits und der hinreichenden Ausgasung des Wassers andererseits wurde beim Projekt Kopswerk II auch ein spezielles Druckwasserschloss auf der Unterwasserseite entwickelt. Dabei wurde die Aufmerksamkeit auf die Ausbildung der Kammern gelegt, damit diese ausreichend dicht sind, um hohe Luftverluste zu vermeiden. So sind die Dimensionierung dieser Druckluftwasserschlosskammern und deren Auskleidung von besonderer Bedeutung.

Die Realisierung der Anlage beruhte hauptsächlich auf der ausreichenden Kapazität des Kopssees, der diese Erweiterung ermöglichte. Durch die unterirdische Anordnung aller Anlagenteile konnten die Behördenverfahren entsprechend schnell abgewickelt werden. Die exponierte Lage im Hochgebirge erforderte eine möglichst schonende Abwicklung der Bauarbeiten, verbunden mit umfassenden ökologischen Ausgleichsmaßnahmen hinsichtlich der Verwertung des Ausbruchmaterials von circa 850.000 m<sup>3</sup> Gestein aus den Stollen und den Kavernen. Dieses Material wurde so für Geländemodellierungen in Form von Lawinenschutzdämmen und Auffüllungen verwendet und entsprechend der ökologischen Bedingungen auf 2.000 m Seehöhe renaturiert.

Nach vier Jahren Bauzeit und einer Investition von 400 Mio. € ist das Kraftwerk Kops II seit November 2008 mit allen drei Maschinensätzen in Betrieb und liefert Spitzenstrom an das europäische Stromnetz.

### **Hydraulischer Kurzschluss**

Zur Umsetzung des Hydraulischen Kurzschlusses ist es erforderlich, dass eine Trennung von Pumpe und Turbine durchgeführt wird. Die Maschinenteile befinden sich weiterhin auf einer Achse, jedoch werden diese Betriebseinrichtungen getrennt betrieben. So wird es möglich, eine regelfähige Pumpe zu konzipieren, mit der eine hohe Regelfähigkeit erzielt werden kann. Dadurch erfolgt die Anpassung an Leistungsschwankungen im Netz. Es kann dadurch schnell auf die jeweilige Bedarfssituation reagiert werden, die Regelgüte wird durch die Möglichkeit, Leistung aufzunehmen und/oder abzugeben, verbessert.

Um diese Anforderung der Regelfähigkeit im Pumpbetrieb optimal, d.h. ohne nennenswerte Wirkungsgradverluste zu erreichen, kommt beim Kopswerk II der "Hydrauli-

sche Kurzschluss" zum Einsatz. Dabei wird die Differenz zwischen der immer gleich bleibenden Leistungsaufnahme der Pumpe und der vom Netz zur Verfügung stehenden Pumpleistung durch den gleichzeitigen Betrieb der Turbinen im erforderlichen Umfang kompensiert. Durch die gute Regelfähigkeit der Turbine im gesamten Leistungsband ergibt sich so auch eine gute Regelfähigkeit im Pumpbetrieb.

In idealer Anpassung an die Markterfordernisse ist so mit dem Kopswerk II eine Wälzpumpspeicherung mit einer Regelfähigkeit im Turbinen- und im Pumpbetrieb von +/- 100 % der Leistung möglich.

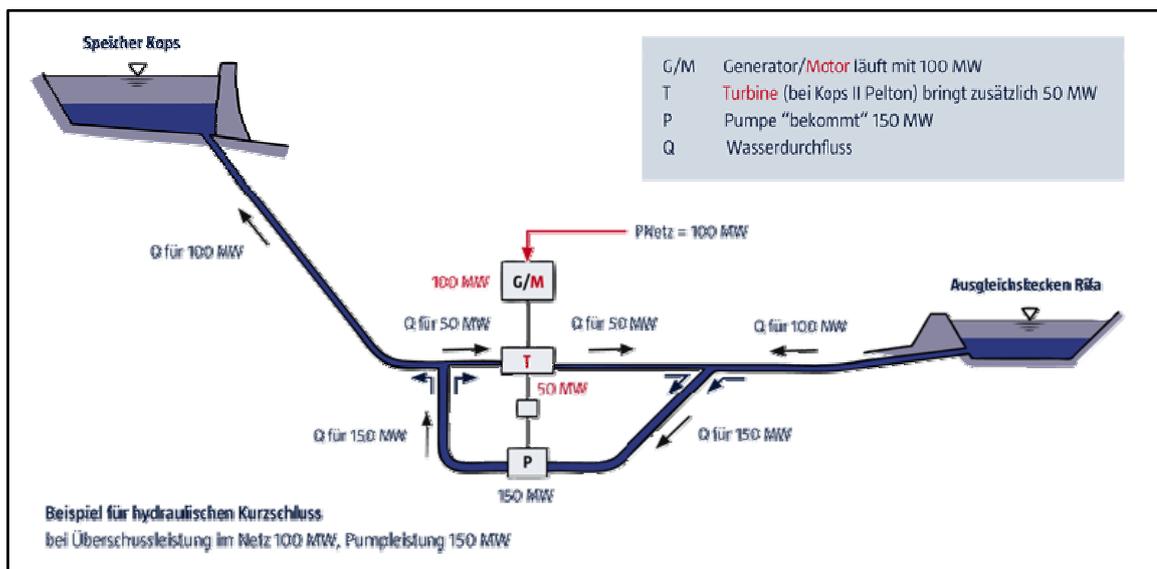


Abbildung 4.29: Systemskizze Hydraulischer Kurzschluss<sup>61</sup>

<sup>61</sup> Illwerke-VKW, Kopswerk II Randbedingungen und Realisierung, 2006

#### 4.4 Entwicklung der Pumpspeicherung in Mitteleuropa

Durch die fortschreitende Elektrifizierung und die beginnende Vernetzung mit den Nachbarstaaten sowie dem Bau von Atomkraftwerken kam es auch zu einem Bedarf an Pumpspeicherkraftwerken. Diese waren hauptsächlich dafür zuständig, das durch den Dauerbetrieb dieser Anlagen entstehende Produktionsüberangebot zu nutzen. So wurden in diesen Zeitenräumen auch Heizungen mit elektrischer Energie stark forciert, um die Differenz zwischen Angebot und Verbrauch zu verkleinern. Ein weiteres Problem in diesem Zusammenhang wurde durch die Schwankungen der Verbraucherstrukturen zwischen Sommer und Winter deutlich. Dies hatte auch Auswirkung auf die Preisbildung und somit wurde die Errichtung von Pumpspeicherkraftanlagen wieder lukrativ. Denn der verhältnismäßig günstige Strompreis im Sommer wurde für die Befüllung der Speicher verwendet, die als Jahresspeicher betrieben wurden. Seit der Liberalisierung des europäischen Strommarktes und dem damit verbundenen Bedarf an Regelleistung spielt die Tages- und Wochenspeicherung die zentrale Rolle (Glauser, 2004).

Mit der Inbetriebnahme des Pumpspeicherkraftwerkes Goldisthal in Thüringen wurde 2003 die Renaissance der Pumpspeicherung eingeleitet, genau zu jenem Zeitpunkt, an dem sich die Liberalisierung des europäischen Strommarktes wieder mit einem steigenden Bedarf an Regelleistung manifestierte. Die Idee für dieses Kraftwerk stammte noch aus der DDR-Zeit. Es wurden 1972 auch schon Erkundungsmaßnahmen vorgenommen, wobei erst nach der Wiedervereinigung Deutschlands die notwendige finanzielle Lage geschaffen war, das Kraftwerk zu errichten. Mit den Bauarbeiten wurde 1997 begonnen und seit 2004 laufen alle vier Maschinensätze des 1060 MW-Kraftwerks im Netz von Vattenfall Europe. In Verbindung mit Forcierung von erneuerbaren Energieträgern und der damit verbundenen schwankenden Darbietung sind Pumpspeicherkraftwerke die bevorzugte großtechnische Variante, um für einen entsprechenden Ausgleich zu sorgen. Somit werden in Ländern mit günstigen topographischen Gegebenheiten Neuerrichtungen und Optimierung bestehender Anlagen durchgeführt.

Tabelle 4.9: Ausgewählte Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland<sup>62</sup>

<b>Kraftwerk</b>	<b>Bundesland</b>	<b>Betreiber</b>	<b>MW</b>	<b>€</b>	<b>Betrieb</b>
<b>Koepchenwerk</b>	Nordrhein-Westfalen	RWE	132	k.A.	1930
<b>Niederwarta</b>	Sachsen	Vattenfall	120	k.A.	1930
<b>Waldeck I</b>	Hessen	E.ON	140	k.A.	1932
<b>Mittelstufe Witznau</b>	Baden-Württemberg	Schluchsee- werk	220	k.A.	1943
<b>Unterstufe Waldshut</b>	Baden-Württemberg	Schluchsee- werk	150	k.A.	1951
<b>Happurg</b>	Bayern	E.ON	160	k.A.	1958
<b>Geesthacht</b>	Schleswig-Holstein	Vattenfall	120	k.A.	1958
<b>Jansen</b>	Bayern	GDF Suez Energie	135	k.A.	1961
<b>Erzhausen</b>	Niedersachsen	Harz Energie	220	k.A.	1964
<b>Hohenwarte II</b>	Thüringen	Vattenfall	320	k.A.	1966
<b>Unterstufe Säckingen</b>	Baden-Württemberg	Schluchsee- werk	360	k.A.	1967
<b>Rönkhausen</b>	Nordrhein-Westfalen	Mark-E	140	k.A.	1969
<b>Waldeck II</b>	Hessen	E.ON	440	k.A.	1974
<b>Hornbergstufe</b>	Baden-Württemberg	Schluchsee- werk	980	k.A.	1976
<b>Langenprozel- ten</b>	Bayern	E.ON	160	k.A.	1976
<b>Markersbach</b>	Sachsen	Vattenfall	1050	k.A.	1981
<b>Koepchenwerk neu</b>	Nordrhein-Westfalen	RWE	150	k.A.	1989
<b>Goldisthal</b>	Thüringen	Vattenfall	1060	620 Mio.	2003
<b>Atdorf</b>	Baden-Württemberg	Schluchsee- werk	1400	1 Mrd.	2018
<b>Energie- speicher Riedl</b>	Bayern	DonauKW Jochenstein	300	350 Mio.	2018

<sup>62</sup> Daten von den jeweiligen Kraftwerksbetreibern, 2010

In Deutschland befinden sich zwei Projekte in Planung (2010), wobei mit dem Pumpspeicherkraftwerk Atdorf der Schluchseewerk AG zurzeit die geotechnischen Planungen laufen, parallel dazu die Genehmigungsverfahren. Die Inbetriebnahme wird mit dem Jahr 2018 angestrebt. Der Energiespeicher Riedl befindet sich in der Vorphase des Genehmigungsverfahrens für Deutschland und Österreich.

Tabelle 4.10: Ausgewählte Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz und in Luxemburg<sup>63</sup>

<b>Kraftwerk</b>	<b>Kanton</b>	<b>Betreiber</b>	<b>MW</b>	<b>€</b>	<b>Betrieb</b>
<b>Altendorf</b>	Schwyz	Etzelwerk AG SBB	132	k.A.	1937
<b>Ferrera I</b>	Graubünden	Hinterrhein AG	185	k.A.	1962
<b>Linth-Limmeren</b>	Glarus	Axpo	340	k.A.	1964
<b>Robièi</b>	Tessin	Maggia Kraftwerke AG	160	k.A.	1968
<b>Veytaux-Hongrin</b>	Waadt	Alpiq	255	k.A.	1972
<b>Mapragg</b>	St. Gallen	KSL	274	k.A.	1977
<b>Guttannen/ Grimsel</b>	Bern	KWO	363	k.A.	1980
<b>Nant de Drance</b>	Wallis	Alpiq/SBB	600	730 Mio.	2016
<b>Linth-Limmeren</b>	Glarus	Axpo	1140	1,5 Mrd.	2016
<b>Puschlav/ Lago Bianco</b>	Graubünden	Rätia Energie	1000	1,1 Mrd.	2018
<b>Val d'Ambra</b>	Tessin	AET	70	60 Mio.	k.A.
<b>Vaerzasca II</b>	Tessin	Verzasca SA	300	k.A.	k.A.
<b>KWO Plus</b>	Bern	KWO/BKW	1000	k.A.	k.A.
<b>Argessa</b>	Wallis	Gem.Ergisch/ Axpo	120	140 Mio.	k.A.
<b>Luxemburg</b>					
<b>Vianden</b>	Vianden	SEO	1096	k.A.	1964

<sup>63</sup> Daten von den jeweiligen Kraftwerksbetreibern, 2010

In der Schweiz befinden sich 40 Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von 1.700 MW. Durch den Ausbauplan der Schweizer Stromwirtschaft soll die Leistung der Pumpspeicherkraftwerke um 4.600 MW auf 6.300 MW angehoben werden (Schweizerische Energie-Stiftung, 2009).

Tabelle 4.11: Ausgewählte Pumpspeicherkraftwerke in Österreich<sup>64</sup>

<b>Kraftwerk</b>	<b>Bundesland</b>	<b>Betreiber</b>	<b>MW</b>	<b>€</b>	<b>Betrieb</b>
<b>Rondundwerk I</b>	Vorarlberg	Illwerke	198	k.A.	1952
<b>Lünerseewerk</b>	Vorarlberg	Illwerke	232	k.A.	1958
<b>Roßhag</b>	Tirol	Verbund	231	k.A.	1972
<b>Rodundwerk II</b>	Vorarlberg	Illwerke	276	k.A.	1976
<b>Malta</b>	Kärnten	Verbund	986	k.A.	1977
<b>Silz</b>	Tirol	TIWAG	781	k.A.	1981
<b>Häusling</b>	Tirol	Verbund	360	k.A.	1988
<b>Kops II</b>	Vorarlberg	Illwerke	450	360 Mio.	2008
<b>Feldsee</b>	Kärnten	KELAG	70	48,5 Mio.	2011
<b>Limberg II</b>	Salzburg	Verbund	480	365 Mio.	2012
<b>Reißeck II</b>	Kärnten	Verbund	430	335 Mio.	2014
<b>Tauernmoos</b>	Salzburg	ÖBB	130	170 Mio.	2015
<b>Limberg III</b>	Salzburg	Verbund	480	365 Mio.	2017
<b>Kühtai II</b>	Tirol	TIWAG	130	470 Mio.	2017
<b>Obervermuntwerk II</b>	Vorarlberg	Illwerke	340	k.A.	2019
<b>Kaunertal Ausbau</b>	Tirol	TIWAG	635	917 Mio.	2020

Viele dieser Projekte finden sich im Masterplan Wasserkraft wieder (VEÖ Journal, 2008).

<sup>64</sup> Daten von den jeweiligen Kraftwerksbetreibern, 2010

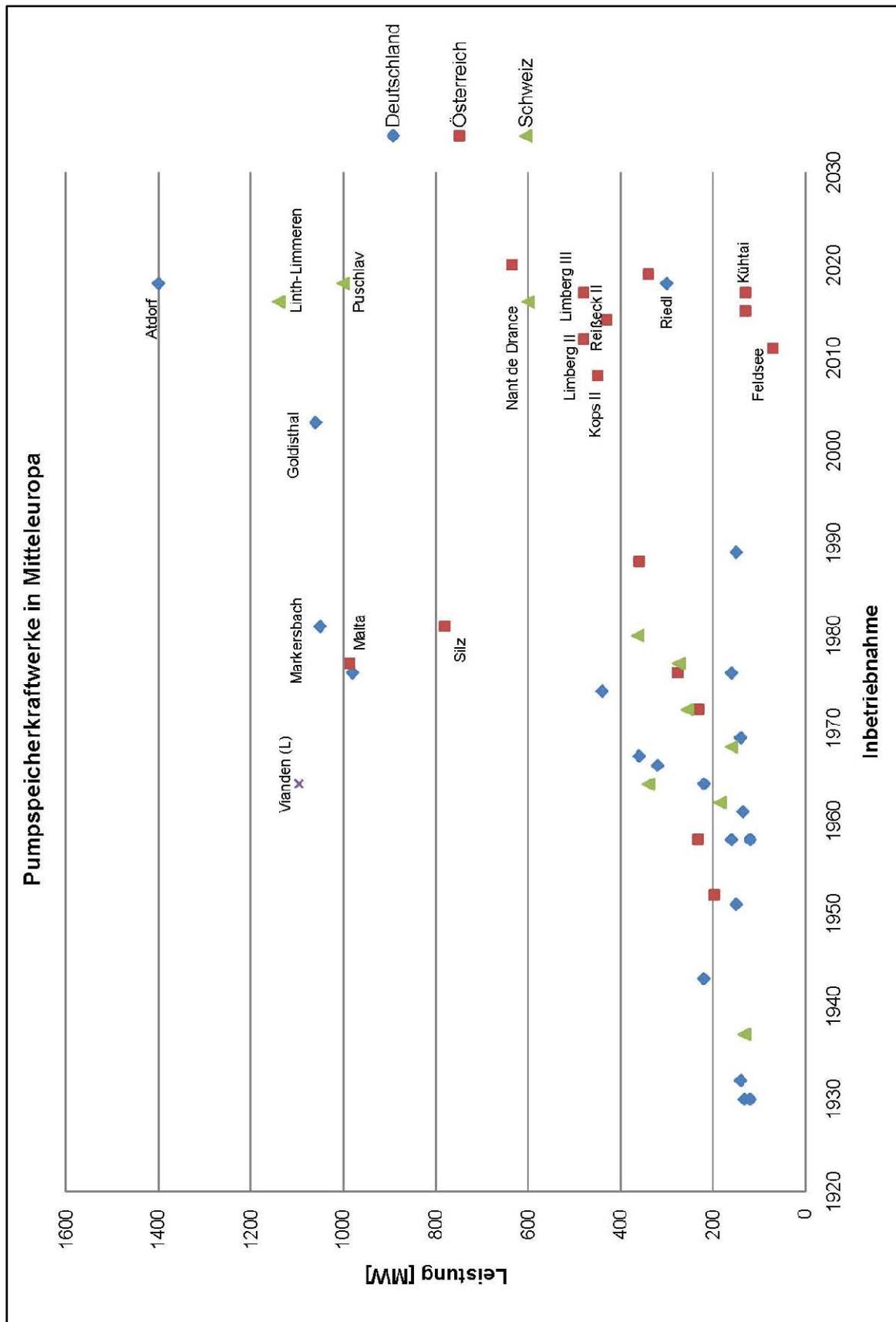


Abbildung 4.30: Pumpspeicherkraftwerke in Mitteleuropa

## 4.5 Potenziale

In diesem Kapitel wird auf mögliche Potenziale hingewiesen, welche die Projektierung und Realisierung von Wasserkraftwerken, im Besonderen Pumpspeicherkraftwerke, erleichtern sollen. Weiters werden mögliche neue Wege aufgezeigt, die zur Realisierung des vorhandenen Potenzials beitragen können.

### 4.5.1 Öffentlichkeitsbeteiligung

Entsprechend der gängigen Herangehensweise an ein Wasserkraftvorhaben, beginnend bei der Machbarkeitsstudie und der Voruntersuchung des Vorhabens, ist es üblich, bereits in dieser frühen Phase des Projektes die umweltrelevanten Gegebenheiten zu berücksichtigen, wie zum Beispiel Schutzgebiete, betroffene Schutzgüter und besondere örtliche Gegebenheiten. Durch dieses Miteinbeziehen können hinsichtlich der Umweltverträglichkeitsprüfung auch angemessene alternative Szenarien erarbeitet werden. In der folgenden Abbildung 4.31 ist ein für ein Wasserkraftprojekt repräsentativer Projekttablauf dargestellt.

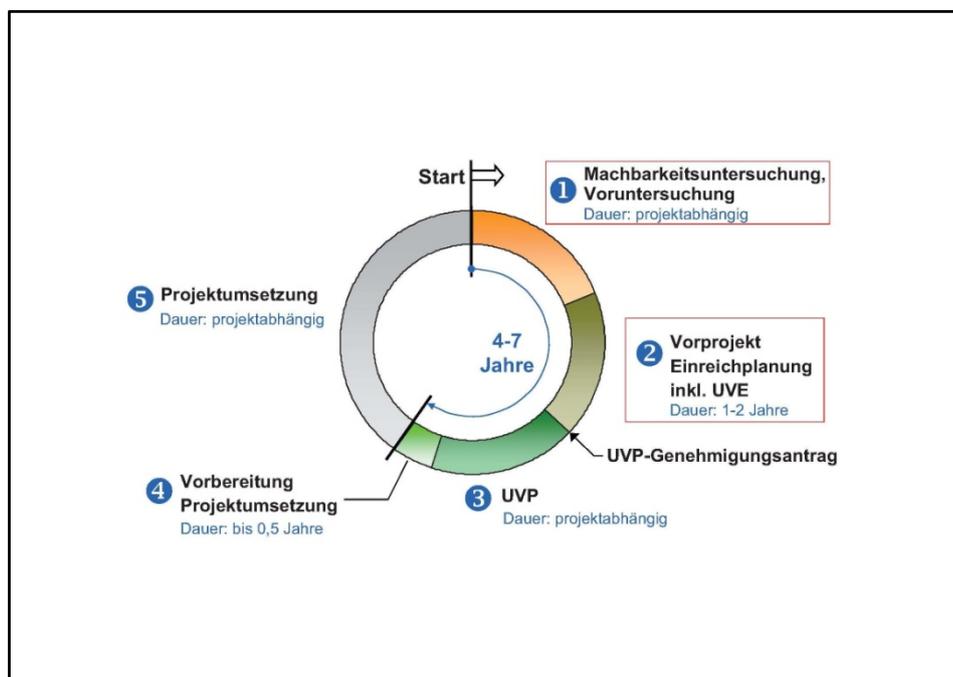


Abbildung 4.31: Überblick Projektphasen<sup>65</sup>

<sup>65</sup> Kogler A., Kraftwerksneubau, 2009



In diesem Genehmigungsverfahren werden durch die Behörde (in der Regel die jeweilige Landesregierung) alle Gesetze zur Anwendung gebracht, die für das zu beurteilende Projekt relevant sind.

Die eingereichten Unterlagen des jeweiligen Projektes sind für die Dauer von mindestens sechs Wochen in der Standortgemeinde und der zuständigen Behörde öffentlich aufzulegen und die Möglichkeit der Einsichtnahme ist der Bevölkerung bekannt zu geben. So kann jeder die Gelegenheit wahrnehmen, eine Stellungnahme zum gegenständlichen Vorhaben abgeben. In weiterer Folge werden von der UVP-Behörde Sachverständige bestellt, die entsprechend ihrer jeweiligen Fachbereiche die eingereichten Unterlagen der Umweltverträglichkeitserklärung und die getätigten Stellungnahmen bewertet. Es können dadurch auch zusätzliche Genehmigungskriterien festgelegt werden, falls die angewendeten Materiengesetze keine umfassende Deckung anbieten. Ein umfassendes Umweltverträglichkeitsgutachten und eine zusammenfassende Bewertung werden von den Sachverständigen erstellt. In weiterer Folge kommt es zu einer mündlichen Verhandlung, in der alle anzuwendenden Verwaltungsvorschriften unter Rücksichtnahme auf die Interessensbekundungen der Beteiligten abgehandelt werden. So haben nicht nur die Nachbarn und die Standortgemeinden Parteistellung, sondern auch Bürgerinitiativen mit mindestens 200 wahlberechtigten Bürgern. Darüber hinaus besteht auch die Möglichkeit, den Verfassungsgerichtshof in nächster Instanz einzuschalten. Auch den vom Lebensministerium anerkannten Umweltorganisationen wird seit 2005 Parteistellung zu teil. Die getroffenen Entscheidungen sind in Form des Genehmigungsbescheides öffentlich aufzulegen. Nach Fertigstellung des Projektes finden eine Abnahmeprüfung statt und drei bis fünf Jahre nach Vollendung eine Nachkontrolle. Als zuständiger Berufungsinstant ist der weisungsfreie und unabhängige Umweltsenat anzurufen (Lebensministerium, 2007).

Für eine erfolgreiche Realisierung eines Kraftwerkprojektes ist auch ein entsprechend rascher, geordneter Ablauf der einzelnen Projektphasen notwendig. So ist es von besonderer Bedeutung, dass vor allem Behördenverfahren zügig abgewickelt werden können. Es empfiehlt sich, bereits im Vorfeld entsprechende Alternativen zu erarbeiten und nachvollziehbar zu dokumentieren. Öfters sind auch Möglichkeiten vorhanden, sodass durch das geplante Vorhaben unter Berücksichtigung der speziellen lokalen Gegebenheiten und Bedürfnisse zum Beispiel hinsichtlich des Hochwasserschutzes und des alpinen Schutzbaus Synergieeffekte entstehen können. Durch spätere im Umweltverträglichkeitsverfahren angeordnete zusätzliche Untersuchungen von Alternativen und Änderungen hinsichtlich der inhaltlichen und räumlichen Ausarbeitungstiefe kommt es zu einem Planungsmehraufwand. Dieser Aufwand resultiert nicht selten

auch in entsprechenden Mehrkosten und einer Verzögerung der Bewilligung und somit der Bauarbeiten. Dies bedeutet auch einen Aufschub der Inbetriebnahme und somit können die ersten Erlöse aus der Stromproduktion erst zu einem späteren Zeitpunkt lukriert werden. Da Projekte von Wasserkraftanlagen besonderer kapitalintensiv sind, kann sich der Finanzierungsaufwand erheblich erhöhen.

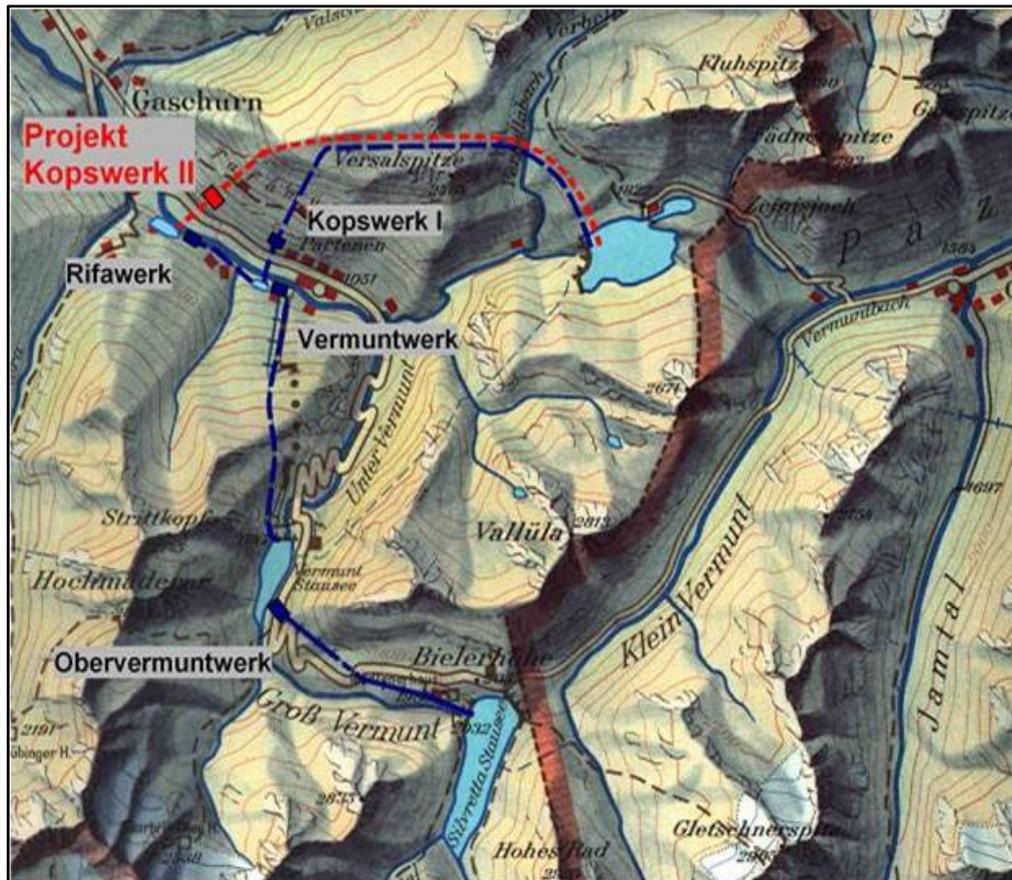
Die Öffentlichkeit bekommt im Rahmen des Umweltverträglichkeitsverfahrens eine besonders gewichtige Rolle. So ist es von außerordentlicher Wichtigkeit, eine entsprechend gute Gesprächsbasis vorzubereiten. Denn durch die baulichen Eingriffe in ökologisch sensible Gebiete im Zuge der Projektrealisierung, werden die Notwendigkeiten des Bedarfs an Wasserkraftanlagen, besonders an Pumpspeicherkraftanlagen, nicht immer erkannt. Oft ist ein pauschaler Umweltschutzgedanke anzutreffen, der medienwirksam vermittelt wird und mitunter der Instrumentalisierung der Politik dient. Ist diese Konstellation erst einmal geschaffen und weitgehend gefestigt, ist somit keine sachlich differenzierte Abhandlung mehr möglich, weil die Diskussionen mit vielen Emotionen künstlich aufgebauscht wurden. Meist fehlt es auch an entsprechendem Bewusstsein hinsichtlich des Verbrauchs und der Erzeugung des täglich benötigten Stroms. Es wäre daher ein wichtiger Schritt, die Bevölkerung im Bezug auf diese Thematik mehr zu schulen und durchaus stärkeres Lobbying zu betreiben, besonders hinsichtlich der entsprechenden Nullvarianten, also den Verzicht auf die Errichtung der Pumpspeicherkraftanlagen. Denn die Wasserkraft ist in Österreich die einzige erneuerbare Energiequelle, die für die Spitzenstromproduktion eingesetzt werden kann. Es steht keine bessere Umweltoption für die Produktion von Regel- und Reserveleistung zur Verfügung.

Eine weitere Möglichkeit der Einbindung der Öffentlichkeit könnte eine bestimmte Beteiligung an den Erlösen aus der Energieproduktion sein. So wäre es auch möglich, die Anrainer von der Sinnhaftigkeit des Projektes zu überzeugen, wenn diese in weiterer Folge auch von der Realisierung profitieren, zum Beispiel durch Beteiligung an den erwirtschafteten Einkünften.

### 4.5.2 Anbinden an bestehende Infrastruktur

Die wichtigste Voraussetzung für die Errichtung eines Wasserkraftwerkes, im Besonderen eines Pumpspeicherkraftwerkes, stellt die Möglichkeit der Wasserspeicherung dar. Da im Laufe des letzten Jahrhunderts der Großteil der bekannten Möglichkeiten für die Situierung von Speichern bereits realisiert wurde, stellt es eine besondere Herausforderung dar, brauchbare Standorte zu finden, die über die notwendigen natürlichen Zuflüsse verfügen und eine geeignete Topographische aufweisen, damit die Niederschlagsmengen gespeichert werden können. Darüber hinaus wird es immer schwieriger, die notwendigen Auflagen für Kraftwerksprojekte in bisher unberührten Gebieten zu erlangen und diese Projekte zu entwickeln. Somit ist es einfacher, die Kapazitäten bestehender Speicher zu untersuchen und gegebenenfalls diese durch Erweiterungen mit zu benutzen. Denn somit handelt es sich primär nicht mehr um einen Neubau sondern um eine Ergänzung, den Ausbau einer bereits bestehenden Wasserkraftwerksanlage. Sofern die bereits bestehenden Speicher die notwendigen Kapazitäten verfügen, so dass weitere Maschinensätze hinzugefügt werden können, ist dies ein möglicher Weg, weitere Potenziale zu erschließen. Es muss jedoch besonderes Augenmerk darauf gelegt werden, dass die bereits bestehende Energieproduktion zwar in geänderter Betriebsweise weitergeführt werden kann, aber es zu keinem Produktionsverlust an bestehenden Anlagen kommt. In diesem Zusammenhang müssen auch die Speicherbewirtschaftungspläne mit eingebunden werden oder im Sonderfall deren Einzugsgebiet vergrößert werden und durch das Zusammenführen und Beileiten anderer Gewässer die vorhandenen Kapazitäten vergrößert werden.

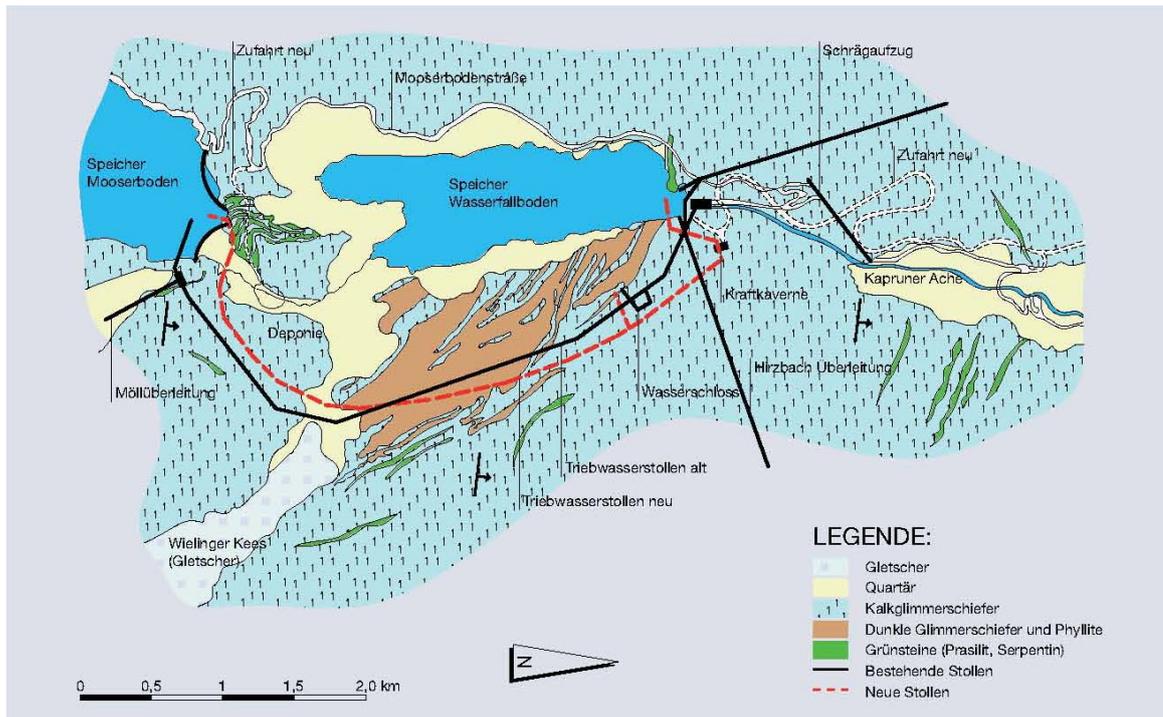
So manifestieren die in den letzten Jahren realisierten Ausbauten wie Kops II in Vorarlberg, Reißeck II in Kärnten und Limberg II in Salzburg als auch die angedachten und sich in Planung befindlichen Projekte wie Limberg III diesen Denkansatz.

Abbildung 4.33: Projektübersicht Kops I + II<sup>67</sup>

Für die Errichtung des Kopswerkes II war die Kapazität des Kopssees entscheidend. So verfügt der Speicher über einen Nutzinhalt von 42,0 Mio. m<sup>3</sup> und wird durch mehrere Bächen aus Tirol bzw. den Verbella-, den Zeinis- und den Kopsbach gefüllt. Besonders hinsichtlich der Jahresspeicherung ist der Kopssee von Bedeutung. Zwischen 1962 und 1969 wurde das Kopswerk I mit einer Engpassleistung von 247 MW gebaut. Als dazugehöriges Oberbecken wurde der Kopssee durch die Errichtung einer doppelt gekrümmten Bogenstaumauer aufgestaut. Aufgrund der vorhandenen Kapazitäten und des Einzugsgebietes von 170 km<sup>2</sup>, wovon 13,8 km<sup>2</sup> vergletschert sind, wurde von der Vorarlberger Illwerke AG 2003 der Grundsatzbeschluss verfasst, das Kopswerk II zu errichten.

Eine ähnliche Ausgangssituation war auch für den Bau des Kraftwerkes Limberg II in Kaprun ausschlaggebend. So verfügen die beiden annähernd gleich großen Speicher Mooserboden (84,9 Mio. m<sup>3</sup>) und Wasserfallboden (81,2 Mio. m<sup>3</sup>) die entsprechenden Nutzinhalte, um ein weiteres Kraftwerk betreiben zu können.

<sup>67</sup> Illwerke AG, Kopswerk II, 2008

Abbildung 4.34: Geologische Übersichtskarte Limberg II<sup>68</sup>

Deshalb wurde vom Betreiber der Verbund AHP angedacht, ein weiteres Pumpspeicherkraftwerk Limberg III zu realisieren. Dieses Kraftwerk soll weitgehend baulich ident mit dem gerade gebauten Kraftwerk Limberg II sein, d.h. es wird auch über die Nennleistung von 480 MW verfügen und in unmittelbarer Nachbarschaft an die entstehende Anlage gebaut werden. Zurzeit befindet sich das Projekt in der Erstellung der Umweltverträglichkeitserklärung. Jedoch ist die wichtigste Voraussetzung die entsprechende Energieableitung durch den Bau der 380 kV-Leitungen zwischen St. Peter am Hart in Oberösterreich und dem Umspannwerk Tauern bei Kaprun.

### Auswirkungen der Kraftwerkserweiterungen

Durch die vorhandenen Kapazitäten der Speicher wurde es in jüngerer Vergangenheit möglich, zusätzliche Energieerzeugungspotenziale zu erzielen, wobei dies in weiterer Folge einen Eingriff in die Betriebsführung der bestehenden Kraftwerke bedeutet. Durch die Größe des Speichers und der damit verbundenen Möglichkeit, mehrere Kraftwerke bedienen zu können, ändert sich die Betriebsweise des Speichers. So wird aus Jahresspeichern ein Wochenspeicher. Damit ist eine Änderung der Wasserspiegelschwankungen in den Speichern verbunden, wobei für die bestehenden Sperrbauwerken eine höhere Anzahl von Lastwechsel möglich sein kann. Besonders der

<sup>68</sup> Schorn R., Pumpspeicherkraftwerk Limberg II, 2009

steigende Pumpbetrieb führt zu einer veränderten Beanspruchung der Sperren. Durch ein Mitbenutzen bzw. durch die Anbindung an einen bestehenden Speicher sind die Auswirkungen des zukünftigen (verstärkten) Pumpbetriebes zu untersuchen und gegebenenfalls eine Ertüchtigungsmaßnahme an den bestehenden Sperrenbauwerken durchzuführen.

Das Augenmerk ist bei diesen Untersuchungen auch auf die angrenzenden Speicherhänge und Begrenzungsbereiche zu legen, da diese auch einer Untersuchung hinsichtlich rascher Absenkungs- und Auffüllungsvorgängen bedürfen. Je nach vorhandener Geologie kann es dadurch von Nöten sein, die Seitenhänge zu sichern, um eventuelle Problembereiche frühzeitig zu erkennen und Sicherungsmaßnahmen zur Standsicherheit der Böschungen infolge der geänderten Speicherbewirtschaftung zu treffen.

### **4.5.3 Energiespeicher Riedl**

Durch das Angebot an begrenzten Speicherstandorten rücken auch größere Fließgewässer ins Blickfeld der ausbaufähigen Wasserkraftpotenziale. So bietet die Ortschaft Riedl in der Gemeinde Untergriesbach an der Donau im Landkreis Passau eine entsprechende Topographie. Eine Senke auf einer Anhöhe neben der Donau steht zur Verfügung, in welcher ein Speicher mit 4,3 Mio. m<sup>3</sup> entstehen könnte. Die Oberfläche dieses künstlichen Sees soll 24 ha betragen. Als Unterbecken für dieses Pumpspeicherkraftwerk würde der Unterwasserbereich des Donaukraftwerks Jochenstein dienen. Dieser Standort wurde schon in den 1970er Jahren unter dem Namen Pumpspeicherkraftwerk Riedl auf seine Realisierung untersucht, jedoch wurde das Projekt aufgrund des großen Widerstandes der Öffentlichkeit wieder eingestellt.

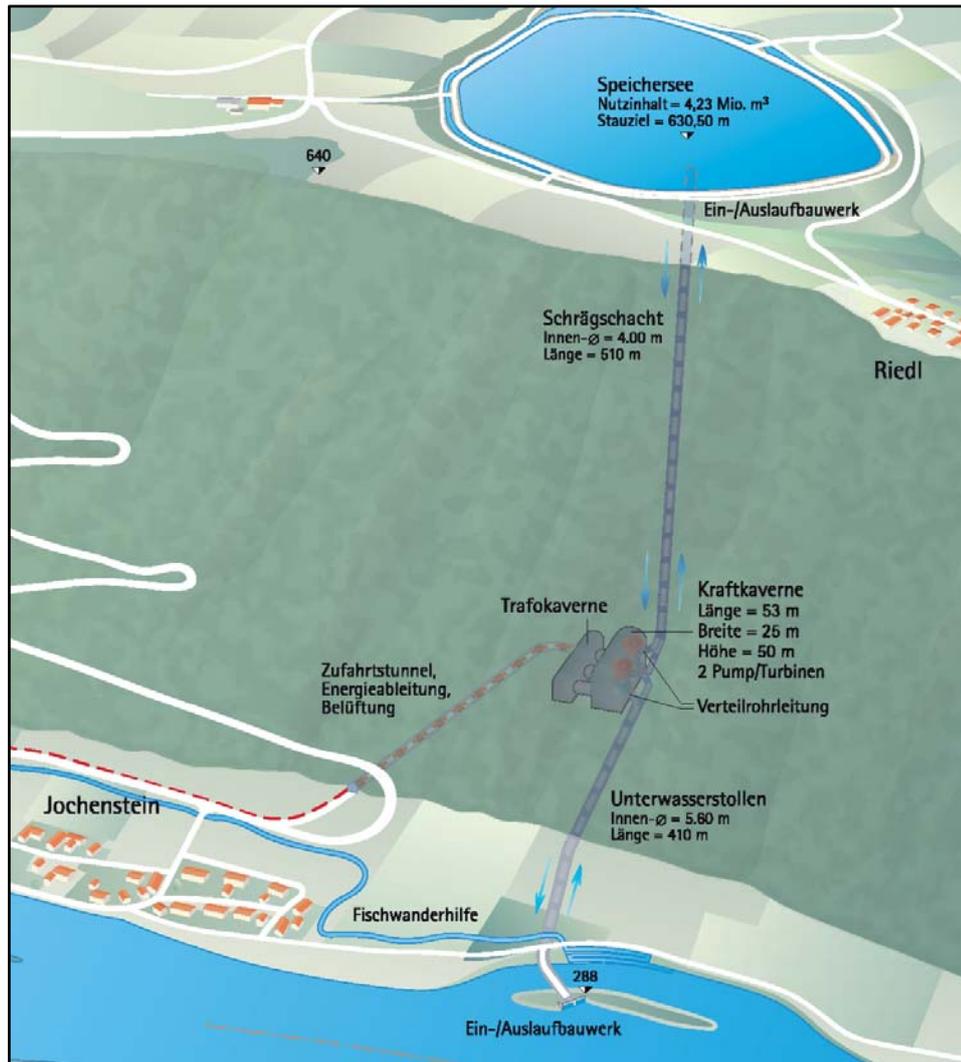
Abbildung 4.35: Überblick Energiespeicher Riedl<sup>69</sup>

Von besonderer Bedeutung für das Kraftwerksprojekt ist nicht nur die vorhandene Infrastruktur des Donaukraftwerkes Jochenstein, sondern auch die entsprechende Geologie des Bergmassivs, das aus hartem Gestein (Gneis) besteht. Durch die topographische Lage steht eine entsprechende Höhendifferenz von 350 m zur Verfügung. Das benötigte Wasser kann aus dem 114 Mio. m<sup>3</sup> großen Stauvolumen des Donaukraftwerkes Aschach entnommen und zu Zeiten eines Stromüberangebotes in den höher gelegenen Speichersee gepumpt werden. Bei Bedarf von Spitzenenergie wird dieses Wasser dann abgearbeitet, ebenso wird Regel- und Ausgleichsenergie bereitgestellt werden.

Auch die baubetrieblichen Möglichkeiten, die Donau für die logistischen Herausforderungen während des Baus zu verwenden um den Materialtransport per Schiff abzuwickeln, bieten günstige Rahmenbedingungen.

---

<sup>69</sup> Jochenstein AG, Energiespeicher Riedl, 2010

Abbildung 4.36: Überblick Energiespeicher Riedl<sup>70</sup>Tabelle 4.12: Technische Daten Energiespeicher Riedl<sup>70</sup>

Nennleistung	350 MW
Ausbaudurchfluss – Turbinenbetrieb	100 m <sup>3</sup> /s
Fallhöhe	350 m
Ausbaudurchfluss – Pumpbetrieb	80 m <sup>3</sup> /s
2 Maschinensätze mit je	
einer Pumpturbine	à 150 MW

<sup>70</sup> Jochenstein AG, Energiespeicher Riedl, 2010

Zurzeit werden alle erforderlichen Unterlagen aufbereitet, um in der nächsten Projektphase diese in Bayern und Oberösterreich im Zuge des UVP-Verfahrens einzureichen. Als Projektträger fungiert die Donaukraftwerk Jochenstein AG an der Verbund, Rhein-Main-Donau AG und E.ON-Energie beteiligt sind. Das Investitionsvolumen beläuft sich auf 350 Mio. € und ein möglicher Baubeginn ist für 2014 geplant. Mit der Fertigstellung 2018 soll das 300 MW leistungsstarke Pumpspeicherkraftwerk seinen Betrieb aufnehmen.

Für zukünftige Projekte zur Erschließung und Realisierung vorhandener Wasserkraftpotenziale ist es von besonderer Bedeutung, Anlagenkomponenten bestehender Wasserkraftanlagen mitbenutzen zu können. Zumindest das Vorhandensein eines Speicherbeckens ober- oder unterwasserseitig kristallisiert sich in den letzten Jahren als eine obligatorische Bedingung heraus, um überhaupt das Vorhaben weiter verfolgen zu können. So handelt es sich bei allen aktuellen und jüngst abgeschlossenen Wasserkraftprojekten jeweils um Erweiterungen bestehender Anlagen.

#### 4.5.4 Unterirdische Anlagen

Werden die aktuellen und jüngst abgeschlossenen Projekte von Pumpspeichieranlagen miteinander verglichen, tritt eine Gemeinsamkeit besonders deutlich zum Vorschein, denn fast all diesen Projekten ist gemeinsam, dass sie über Krafthäuser verfügen, die im Berginneren errichtet wurden. Beispiele dafür sind die bereits im vorangegangenen Kapitel vorgestellten Kraftwerke Limberg II, Reißeck II und Kops II in Österreich.

Diese Entwicklung lässt sich auch auf die Fortschritte auf dem Gebiet der Planung und Errichtung von Hohlrumbauten zurückführen. So wurde durch den Paradigmenwechsel die Möglichkeit geschaffen, entsprechend große Kavernen zu errichten, unter der Berücksichtigung der mittragenden Wirkung des Gebirges. Dieser Ansatz findet sich auch in der von Ladislaus von Rabcewicz 1962 eingeführten Bezeichnung der Neuen Österreichischen Tunnelbauweise. Durch eine entsprechende Stärkung des Gebirges mithilfe von Spritzbeton sowie anderen Ausbaumitteln wurde es möglich, die Ausbaustärke zu reduzieren. Es werden Verformungen des Gebirges zugelassen und durch den Verbau eine entsprechende Gewölbebildung ermöglicht. Das den Ausbruch umgebende Gebirge wird so zur Aufnahme der Spannungsumlagerung herangezogen. Somit ist es auch möglich, entsprechende Kavernen zu errichten, die wie am Beispiel der Kraftkaverne des Pumpspeicherkraftwerkes Limberg II Abmessungen von 62 m Länge, 25 m Breite und 43 m Höhe aufweisen.

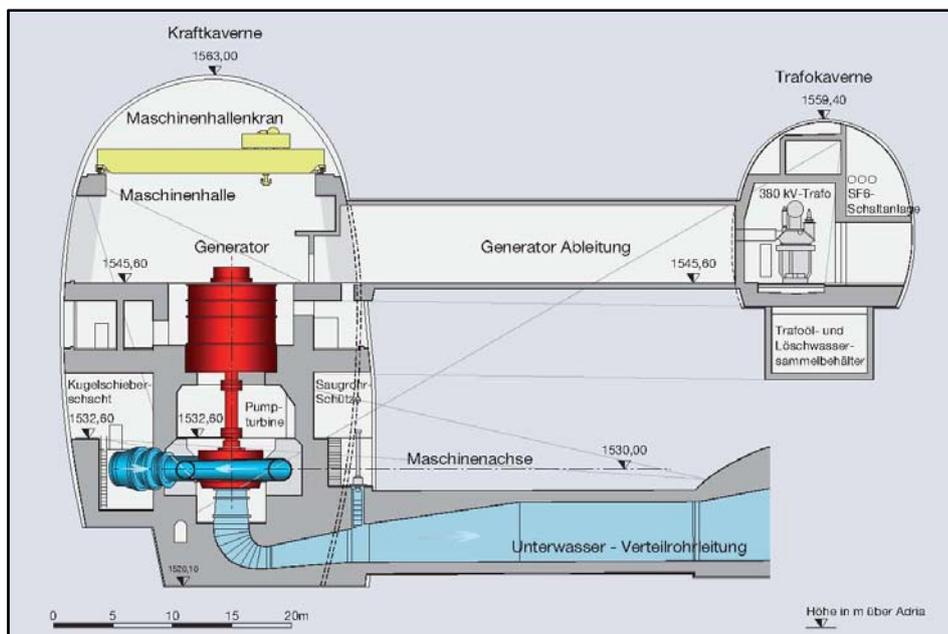


Abbildung 4.37: KW Limberg II Schnitt durch die Maschinenkaverne<sup>71</sup>

<sup>71</sup> Schorn R., Pumpspeicherkraftwerk Limberg II, 2009



Abbildung 4.38: Bauzustand Kraftkaverne Limberg II<sup>72</sup>

---

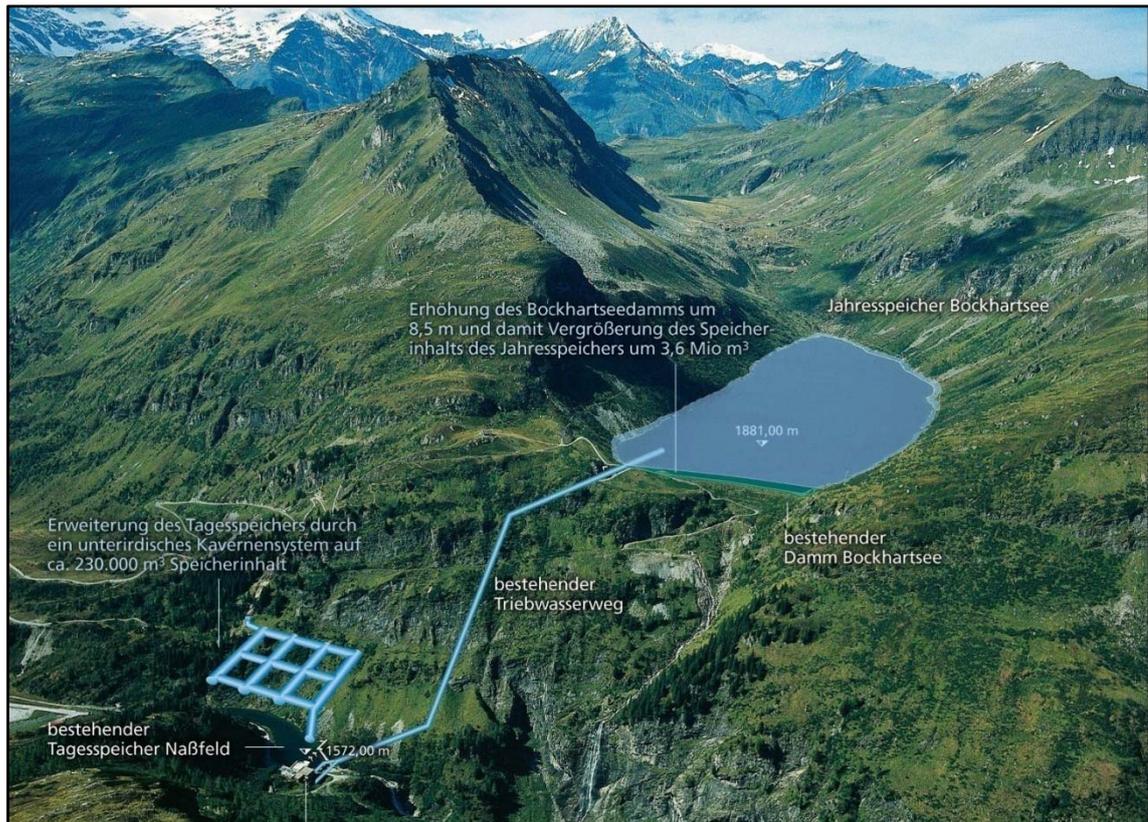
<sup>72</sup> Meins.salzburg.com, 2008

Diese Bauweise bringt auch den Vorteil mit sich, dass die Kraftwerke im landschaftlichen Erscheinungsbild nicht mehr zu erkennen sind, bis auf die Tunnelportale, die als Zufahrten zum eigentlichen Kraftwerk weiterhin erkenntlich bleiben. Vor allem bei zusätzlichen Ergänzungen von Kraftwerken zu effizienteren Nutzung bestehender Kapazitäten wird das gesamte Bauvorhaben im Berginneren versteckt und es ist keine optische Beeinträchtigung des Landschaftsbildes im Endzustand gegeben, was nicht zuletzt ein Grund dafür ist, dass besonders ökologisch sensible Regionen in höheren Lagen durch die Errichtung der Maschinenräume in Kavernen nicht zusätzlich belastet werden. Diese Anordnung von Kavernen kann im Umweltverträglichkeitsverfahren vorteilhaft sein. Dennoch sind entsprechende ökologische Anforderungen während des Baus einzuhalten, etwa die Grenzwerte bei Luft, Schall und Wasser im Baustellenumfeld.

Ein weiterer folgenreicher Schritt der Errichtung von unterirdischen Kraftwerkskomponenten wurde am Beispiel der Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerkes Nassfeld in Salzburg verdeutlicht.

### **4.5.5 Erweiterung Pumpspeicherkraftwerk Nassfeld**

Das Pumpspeicherkraftwerk Nassfeld im Gasteiner Tal wurde in den Jahren 1980 – 1982 errichtet und stellt die Oberstufe der aus drei Kraftwerken bestehenden Kraftwerksgruppe im Gasteiner Tal dar. Gemeinsam mit den anderen Kraftwerken wird der Bockhartsee als Jahresspeicher genutzt, mit einem Speicherinhalt von 14,9 Mio. m<sup>3</sup>. Das Gesamteinzugsgebiet des Jahresspeichers beträgt 5 km<sup>2</sup>. Dadurch wurde eine jährliche Mehrerzeugung von 38 GWh ermöglicht. In der folgenden Übersichtsgrafik ist das gesamte Erweiterungsvorhaben ersichtlich.

Abbildung 4.39: Projekt Übersicht<sup>73</sup>

Durch die entsprechende Kapazität des bestehenden Jahresspeichers Bockhartsees wurde die Möglichkeit der ausbaufähigen Betriebsführung des bestehenden Kraftwerks Nassfeld erkannt. Doch zur Vergrößerung des bestehenden Unterbeckens boten die herkömmlichen Erweiterungsmaßnahmen in den verschiedensten Varianten keine befriedigende Lösung, da die entsprechend freien Flächen für eine angemessene Vergrößerung durch bestehende Infrastrukture Objekte wie die Talstation einer Liftanlage sowie dazugehörige Parkplätze begrenzt waren. Die gewählte Lösung bestand darin, den bestehenden Tagesspeichers im angrenzenden Bergmassiv unterirdisch zu erweitern. In Form von fächerartigen Stollen sollte die Speicherkaverne entstehen, um das nötige Volumen des Tagesspeichers bereitzustellen.

Mit der Erweiterung des Speichers können die Strombedarfsschwankungen im Netz der Salzburg AG besser gehandhabt werden. Das zur Abdeckung von Verbrauchsspitzen abgearbeitete Wasser aus dem Bockhartsee wird so im erweiterten Unterbecken zwischengelagert und zu Zeiten erhöhten Energieangebots wieder in das Oberbecken zurückgepumpt. Durch die Erweiterung kann nun wieder mehr Wasser umgewälzt werden.

<sup>73</sup> Seiwald S., Erweiterung KW Nassfeld, 2009



Die Ausbruchsfläche betrug zwischen 76-92 m<sup>2</sup> und wurde abschnittsweise im Kalotenvortrieb mit nachlaufendem Ausbruch der Strosse und Sohle hergestellt. Durch die entsprechend gute Qualität des Gebirges bedurfte es für die im Gneisgestein errichteten Kavernen keiner Auskleidung, wodurch nicht nur Material eingespart werden konnte, sondern auch die Bauzeit dementsprechend reduziert wurde.

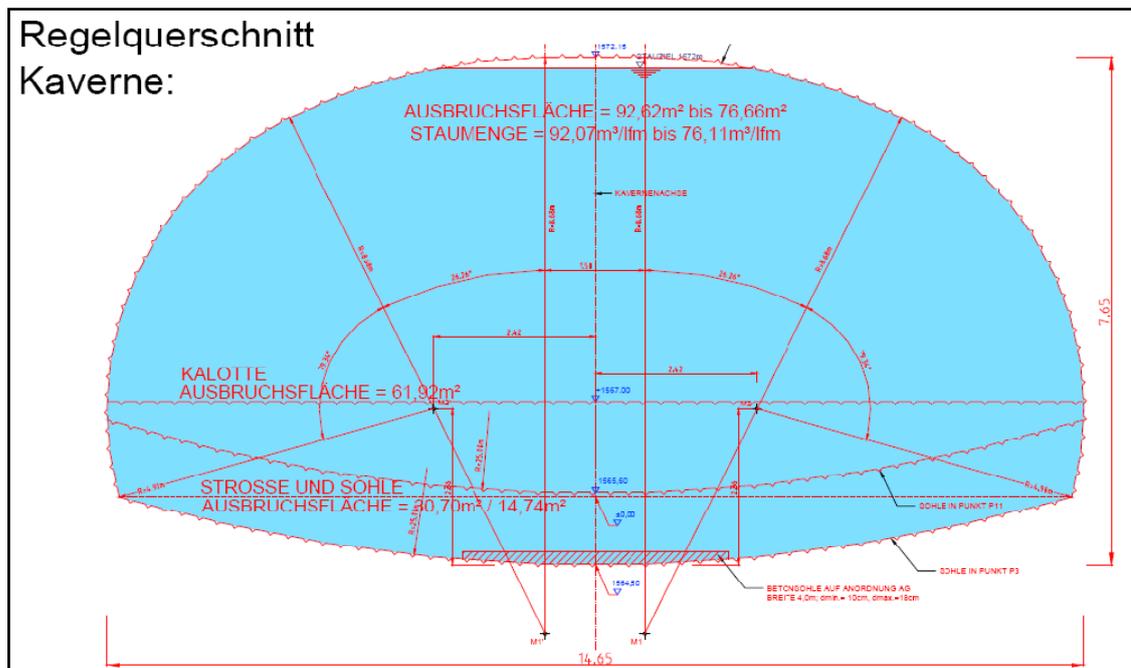


Abbildung 4.41: Regelquerschnitt Kaverne<sup>75</sup>

Die sieben bergmännisch errichteten Speicherkavernen wurden in einem Zeitraum von sechs Monaten fertiggestellt.

<sup>75</sup> Seiwald S., Erweiterung KW Nassfeld, 2009

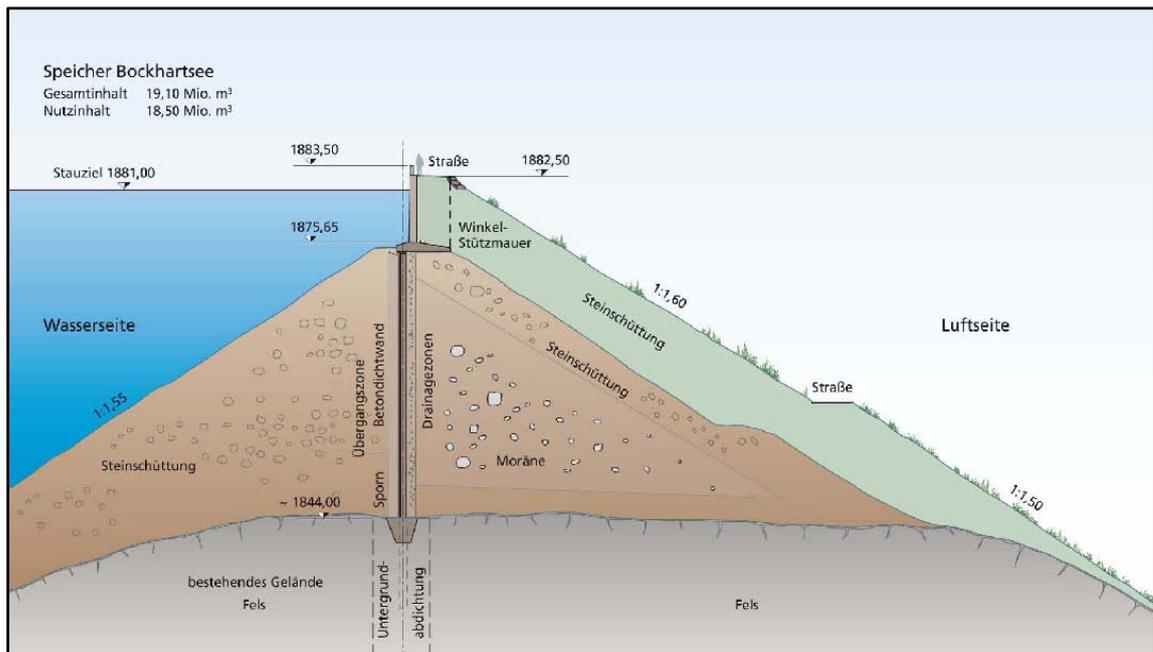


Abbildung 4.42: Ausbruch der Kavernen<sup>76</sup>

Das ausgebrochene Material aus der Erweiterung des Tagesspeichers wurde für eine 8,5 m Erhöhung des Bockhartsees verwendet. Dadurch wurde der Nutzinhalt des Speichers um 3,6 Mio. m<sup>3</sup> auf 18,5 Mio. m<sup>3</sup> vergrößert. Die Erhöhung erfolgte mithilfe einer Winkelstützmauer auf der Dammkrone des bestehenden Dammes sowie der Aufbringung des Ausbruchsmaterials der unterirdischen Erweiterung auf die Luftseite des Dammes als zusätzlich stabilisierende Maßnahme.

---

<sup>76</sup> Seiwald S., Erweiterung KW Nassfeld, 2009

Abbildung 4.43: Regelquerschnitt Kaverne<sup>77</sup>

Das gesamte Ausbauprojekt bedurfte einer Gesamtinvestition von 12,6 Mio. €, wobei auf die Erweiterung des unterirdischen Speichers 7,4 Mio. € entfielen.

Durch dieses Projekt wurde auch ein Schritt aufgezeigt, in welche Richtung die Entwicklung mit diesen Errungenschaften auf dem Gebiet der Hohlraumbauten gegangen werden kann. So gibt es auch schon Überlegungen, dass Pumpspeicherkraftwerke in weniger topographisch begünstigten Gebieten unter Modifizierung vorhandener stillgelegter Bergwerke errichtet werden können. Besonders geeignet sind ehemalige Bergwerke, die über eine entsprechende Tiefe verfügen, sodass eine entsprechende Nutzhöhe zur Verfügung steht, um ein Pumpspeicherkraftwerk betreiben zu können. Diese Ideen werden zurzeit besonders in Deutschland weiter verfolgt.

Durch konsequente Weiterentwicklung bergen diese Überlegungen auch weitere Möglichkeiten, wie zum Beispiel eine freiere Standortwahl für Pumpspeicherkraftwerke sowie leichter beeinflussbare Fallhöhen, da die Unterbecken als Untergrundspeicher in der Tiefe leichter variierbar werden. Nicht zuletzt kann auch von einer geringeren Beeinflussung der Umwelt ausgegangen werden, da diese Speicherformen von den an der Oberfläche befindlichen ökologischen Rahmenbedingungen getrennt sein werden.

<sup>77</sup> Seiwald S., Erweiterung KW Nassfeld, 2009

Es wird durch diese Fortschritte auch die Möglichkeit geschaffen, bereits bestehende Anlagen zu ergänzen und durch Nachrüsten bzw. Hinzufügen von zusätzlichen Maschinensätzen vorhandene Überschusskapazitäten von Speichern zu nutzen und dadurch Anlagen hinsichtlich der Energieerzeugung zu optimieren.

Für die Errichtung der langen Triebwasserwege haben sich Tunnelbohrmaschinen als entsprechend geeignete Alternativen zu konventionellen Sprengvortrieb etabliert. Von besonderem Vorteil ist die kontinuierliche Vortriebsweise, da ungehindert vom Ausbruch gleich mit der Auskleidung des Stollens begonnen werden kann und dadurch wieder ein zeitsparendes Potenzial entsteht. Die Auskleidung erfolgt in Abhängigkeit des Gebirges. Meist werden Betonfertigteile (Tübbinge; Nummer 5), zu sehen in der folgenden Abbildung 4.44, eingesetzt, die in Fertigteilbauweise bereits vorgefertigt auf die Baustelle geliefert werden können und in weitere Folge nur mehr entsprechend versetzt werden müssen.

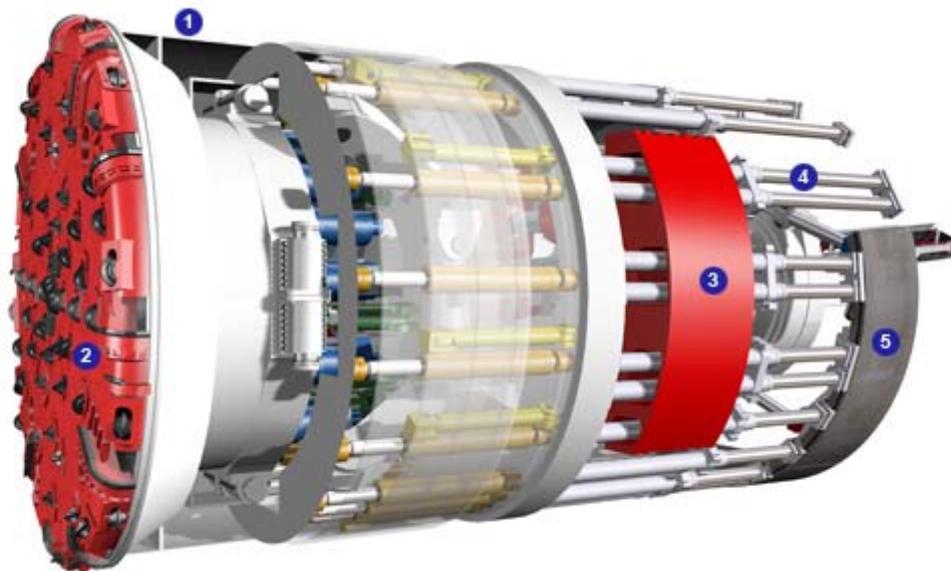


Abbildung 4.44: Doppelschild-TBM<sup>78</sup>

Die dargestellte Doppelschild-TBM ermöglicht durch ihren vorpressbaren Frontschild (1) ein Vorfahren des Bohrkopfes, ohne den hinteren Teil zu bewegen. Die im Zuge des Vortriebs durch den Bohrkopf (2) verursachten Drehmomente und Längskräfte werden über die Gripperschuhe (3) in das Gebirge abgeleitet. Nachlaufend können

---

<sup>78</sup> Herrenknecht AG Doppelschild TBM, 2010

auch Tübbingsegmente versetzt werden. Diese dienen dann als Wiederlager für die Hilfspressen (4) in der Umsetzphase der Gripperschuhe.

Bei entsprechender Festigkeit des Gebirges können auch Druckschächte mittels Tunnelbohrmaschinen hergestellt werden. So wurde beim Kraftwerk Limberg II der Kraftabstieg mit einer Länge von 770 m und einem Durchmesser von 5,8 m unter einer Neigung von  $45^\circ$  von der Krafthauskaverne ausgehend aufgeföhren. Entscheidend für diese Vorgehensweise ist die Festigkeit des Gebirges, um durch die Gripperschuhe (in der vorangegangenen Abbildung 4.44 Nummer 3) den nötigen Anpressdruck an die Ortsbrust aufzubringen.

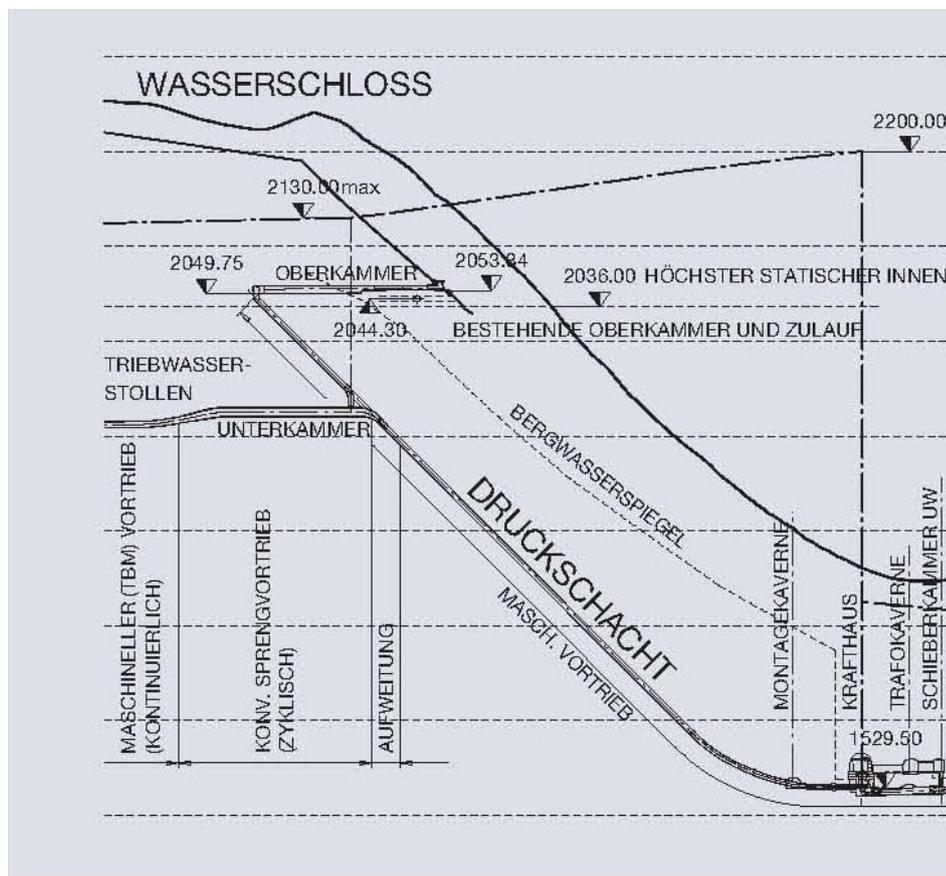


Abbildung 4.45: Druckschacht Limberg II<sup>79</sup>

Durch die baubetrieblichen Änderungen hinsichtlich der Möglichkeit Druckschächte mithilfe eines maschinellen Vortriebes aufzuföhren zu können, entstehen auch Auswirkungen auf angrenzende Bauteile, so zum Beispiel für Wasserschlösser, die teilweise

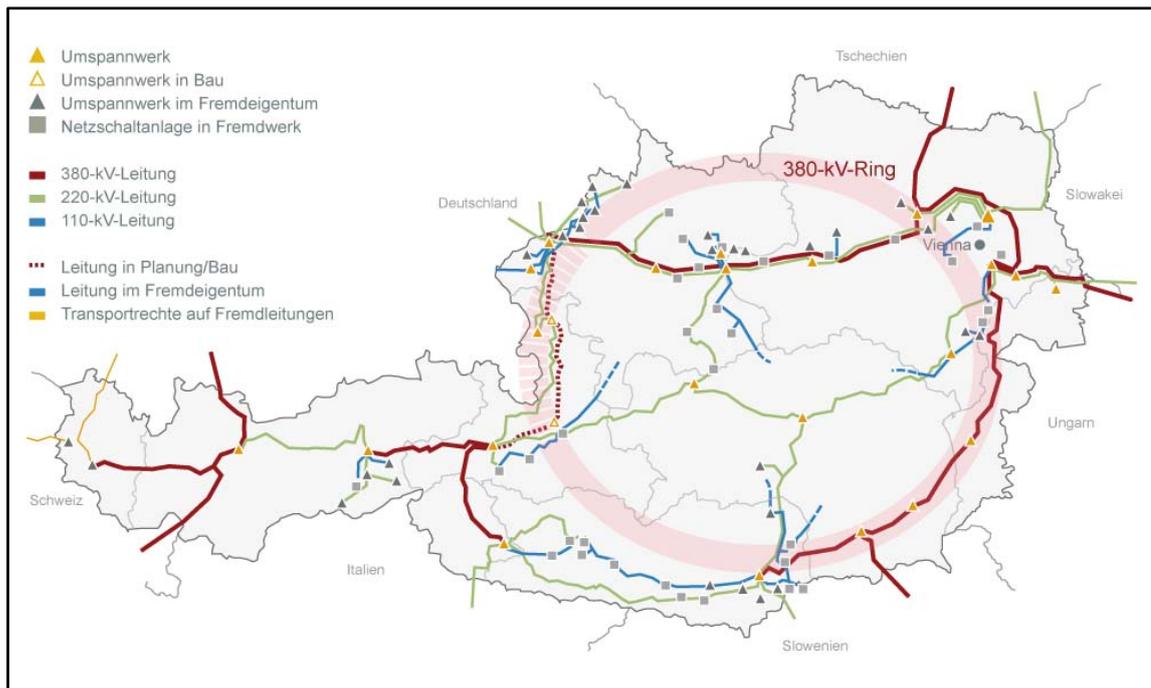
<sup>79</sup> Schorn R., Pumpspeicherkraftwerk Limberg II, 2009

in gewissen Abschnitten auch mit dieser Technologie erstellt werden. Beim gegenständlichen Beispiel des Wasserschlosses des Pumpspeicherkraftwerkes Limberg II wurden folgende Fragen betreffend der einzelnen Übergänge aufgeworfen. Das Wasserschloss besteht aus zwei Kammern, die durch die Verlängerung des Druckschachtes miteinander verbunden sind. Für die Detailuntersuchungen bedurfte es eines hydraulischen Modellversuches, um die Schwingungsvorgänge darzustellen und die daraus abgeleiteten Auswirkungen auf die ursprüngliche Dimensionierung des Wasserschlosses darzustellen. Um die Funktionstüchtigkeit auch unter den geänderten Bedingungen, der Verlängerung des Druckschachts, entsprechend gewährleisten zu können, waren entsprechende Modifikationen umzusetzen.

Dies verdeutlicht wieder, dass durch scheinbare baubetriebliche Vereinfachungen entsprechende Schnittstellen genau beobachtet und gegeben falls optimiert werden müssen, um einen problemlosen Betrieb gewährleisten zu können.

#### **4.5.6 Abtransport und Verteilung**

Der Themenbereich, der sich mit der Mitbenutzung bestehender Infrastruktur beschäftigt, betrifft auch die bereits bestehenden Transportkapazitäten, die für die Abführung und Verteilung der erzeugten Energie benötigt werden. Durch entsprechende Konzentration von erzeugter Energie an einem Standort und der fehlenden Kapazität der Transportleitung kann es zur Verhinderung von Kraftwerksprojekten kommen, da dieses Fehlen an entsprechendem Fassungsvermögen einen Ausschließungsgrund darstellt. Dieses Problem betrifft auch österreichische Projekte, zum Beispiel der vom Verbund AHP geplante Ausbau der Kraftwerke in Kaprun durch Limberg III. In energiewirtschaftlicher Hinsicht erweist sich dieses Vorhaben nur dann als sinnvoll, wenn für die erzeugte Energie entsprechende Leitungen mit den notwendigen Spannungsebenen zur Verfügung stehen, die einen entsprechenden Abtransport des Stromes auch bewerkstelligen können. Dies soll durch die Errichtung der Salzburgleitung möglich gemacht werden. Diese Leitung stellt eine Verbindung auf einer 380 kV-Spannungsebene dar, welche zwischen St. Peter am Hart in Oberösterreich und der Umspannstation Kaprun in Salzburg den Lückenschluss in der 380 kV-Ringleitung darstellen würde. Dadurch können Engpässe im bestehenden Leitungsnetz überwunden und gleichzeitig die Stabilität der Netzführung erleichtert und weiterhin gewährleistet werden.

Abbildung 4.46: Österreichisches Verbundnetz<sup>80</sup>

In den bisherigen Produktionsprozessen wurde der Strom durch vergleichsweise große Kraftwerke erzeugt und dann zu den Verbrauchern über mehrere Spannungsebenen transportiert, beginnend bei der 380 kV Leitung bis hin zur Verteilnetzleitung von 110 kV. So speisen in jüngerer Vergangenheit immer mehr Kleinanlagen durch die Energieerzeugung von Biomasse und Windkraftanlagen in die bestehenden Netze ein. Die Einspeisung erfolgt meist auf Verbraucherebenen. Durch die Entwicklung der verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energieträgern und der geänderten Einspeisung entsteht auch eine Veränderung hin zu einer immer dezentraleren Stromversorgung. Diese Technologie der Smart Grids könnte hier einen Beitrag für ein effizienteres Gesamtenergiesystem mit einer optimalen Balance zwischen der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs leisten. Dieses Gleichgewicht soll durch ein optimales Management von Energieproduktion, Energieverbrauch und Energiespeicherung unter Verwendung des Stromnetzes, welches als zuständiges Informationsmedium fungieren soll, entstehen. Durch diese Fülle an Informationen über alle Akteure in diesem Netz soll es möglich werden, nur soviel Energie zu erzeugen, wie auf dem Strommarkt benötigt wird. Diese Steuerungsmechanismen wären dann nicht mehr nur auf die höheren Spannungsebenen sondern auch auf die niederen Spannungsebenen mit den ent-

<sup>80</sup> Verbund Steiermarkleitung, 2010

sprechend dezentraleren Versorgungsstrukturen durch regionale Energieproduzenten anzuwenden.

Der Hauptbestandteil dieser Technologie der Smart Grids setzt sich aus der entsprechenden Information zusammen, je genauer die aktuellen Verbraucherdaten bekannt sind, desto präziser kann auf deren Anforderungen mit der Energieerzeugung und anderen Steuerungs- und Regemaßnahmen reagiert werden. Notwendig ist somit ein Informationsaustausch zwischen Erzeuger und Konsumenten. Durch die sich ändernden Strukturen wird auch von einem virtuellen Kraftwerk gesprochen. Das bedeutet, dass mehrere kleine Kraftwerke zu einem virtuellen Kraftwerk gebündelt und diese mit den Verbrauchern und Speichern (Virtual-Power-Systems) betrieben werden. Eine entsprechende Systemskizze stellt in der folgenden Abbildung 4.47 die Funktion von Smart Grids dar.

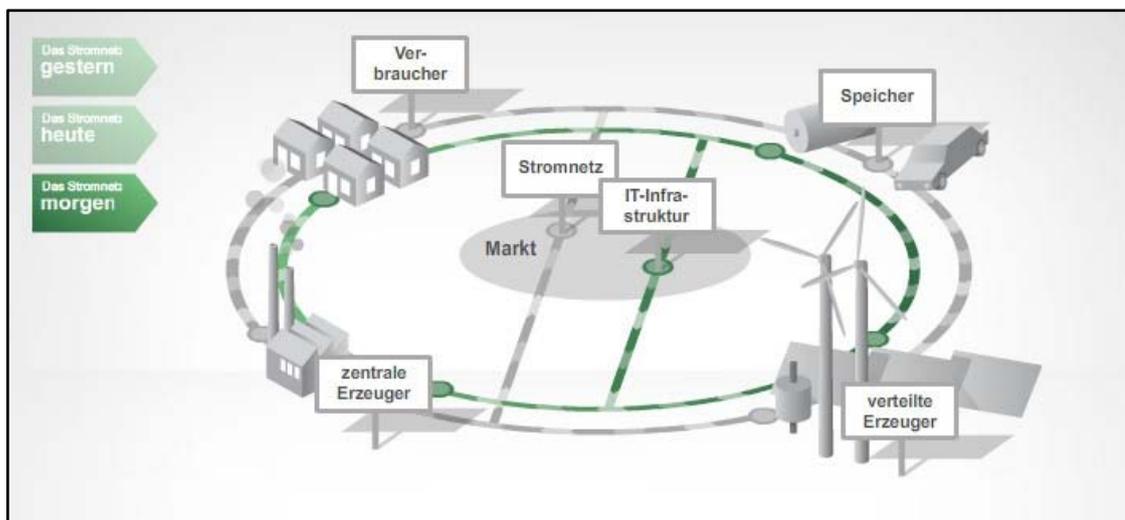


Abbildung 4.47: Definitionsbild Smart Grids<sup>81</sup>

Auf der Verbraucherseite werden intelligente Stromzähler (Smart Meters) installiert. Diese können in weiterer Folge auch Managementfunktionen für entsprechende Haushalts- und Elektrogeräte übernehmen und somit die Verbrauchssteuerung und die Energieeffizienz erheblich beeinflussen. In Verbindung mit der möglichen bevorstehenden Elektromobilität ist dieser Entwicklung der Smart Grids Aufmerksamkeit zuzuteilen. Dadurch wird ein verstärktes Interesse an Ausgleichsmaßnahmen geweckt, die vorhandene Produktions- und Verbrauchsspitzen ausgleichen, und dadurch wird die Weiterentwicklung der Stromversorgung auf steuerbare Netze hinauslaufen. Mögliche

<sup>81</sup> Smart Grids Austria., Definitionsbild, 2009

Komponenten der Zwischenspeicherung von Energie können Elektroautos übernehmen, von denen zufolge statistischer Verteilung immer ein bestimmter Teil zum Aufladen mit dem Stromnetz verbunden ist. Die Anzahl der Autos kann somit die Funktion von Batterien übernehmen, dass besonders bei der dezentralen Stromerzeugung eine leichtere Kombinierbarkeit und Handhabung zur Folge haben würde. In diesem Zusammenhang kommt es auch zu einem Paradigmenwechsel, denn der Kunde ist nicht nur mehr allein Konsument. Aufgrund der neuen Struktur des Netzes durch Beziehen von Energie sowie durch Abgabe von Energie zurück in das öffentliche Netz wird so vom „Prosumer“ gesprochen.

Doch für die genaueren Abläufe und den damit verbundenen Modellregionen bis zur späteren flächendeckenden Einführung steht den Energieversorgungsunternehmen noch ein Investitionsbedarf in Forschungsprojekte bevor, der mit bis zu 10 Mio. € bis 2015 jährlich beziffert wird. Knackpunkte in diesem Zusammenhang sind die Lebensdauern, die Verwaltung der gewonnenen Daten und deren Sicherheit sowie die anfallenden Netzkosten, für deren Aufteilung ähnliche Modelle aus der Verkehrswirtschaft in Erscheinung treten können, wie z.B. Infrastrukturbenutzungsentgelte (IBE). So will die österreichische Energie-Wirtschaft bis 2020 6 Mrd. € in die Ertüchtigung des Stromnetzes investieren (VEÖ Journal, 2010).

#### 4.5.7 Anlagengröße

Anhand der Tabelle aus der E-Control Betriebsstatistik 2009 lässt sich das Verhältnis der Energieerzeugung zur Kraftwerksgröße erkennen. So wird ersichtlich, dass die Anzahl der Kraftwerke mit einer Leistung weniger als 10 MW 80 % beträgt, mit einem Anteil an der Energieerzeugung von 11,9 %, unter Vernachlässigung sonstiger Kleinwasserkraftwerken mit einer Leistung kleiner als 1 MW. Im Gegensatz dazu beläuft sich die Anzahl der Kraftwerke mit einer Leistung größer als 10 MW auf 20 % und diese tragen durch ihre Anlagengröße 88,14 % zur Energieerzeugung bei.

Bezogen auf die Speicherkraftwerke werden 3,3 % an Jahresleistung aller Speicherkraftwerke von den 42 Anlagen mit einer Leistung von weniger als 10 MW erbracht. Die 65 Speicherkraftwerke mit einer Leistung von mehr als 10 MW tragen 96,7 % zur Jahresleistung aller Speicherkraftwerke bei.

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

Abbildung 4.48: Wasserkraftwerke in Österreich<sup>82</sup>

Hinsichtlich der Zusammenhänge zwischen Anlagengröße und Energieerzeugung ist es entsprechend effizienter, die Errichtung größerer Kraftwerke anzustreben, denn durch die umfassenden Vorarbeiten im Projektierungsprozess und der verpflichtenden Behördenverfahren im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung steht der Investition ein entsprechend höherer Erlös gegenüber. Auch die Erzeugung von Regel- und Ausgleichsenergie durch Pumpspeicherkraftwerke findet aufgrund der stochastischen Energiebereitstellung der stark forcierten erneuerbaren Energieträger entsprechende Abnehmer. Denn für die Bedarfsdeckung im Netz sind nicht alle Energieformen gleich geeignet.

Dies ist ein weiteres Argument für den Bau von größeren Pumpspeicherkraftanlagen, obwohl größere Anlagen in ihrer Funktion auch größerer Einzugsbereiche bedingen und diese Bedarfsflächen oftmals durch Naturschutzgebiete und andere Schongebiete beeinflusst werden. Doch der Zusammenhang der größeren Kraftwerke mit dem günstigeren Verhältnis zur Energieerzeugung wird auch vom Lebensministerium wahrgenommen.

*„In diesem Zusammenhang haben große Kraftwerke in der Regel das deutlich bessere Verhältnis zwischen Energieerzeugung und der räumlichen Ausdehnung bzw. der Intensität des Eingriffs (,Gewässerverbrauch‘) als Klein- und Kleinstkraftwerke. Bei Speicherkraftwerken kommt hinzu, dass Spitzenstrom erzeugt wird, und damit Regel- und Reserveleistung bereitgestellt werden kann. Je kleiner die Leistung eines Kraftwerks und je naturnäher das Fließgewässer ist, desto ungünstiger wird in der Regel das Verhältnis zwischen Energieerzeugung und der räumlichen Ausdehnung bzw. der Intensität des Eingriffs sein.“<sup>83</sup>*

<sup>82</sup> E-Control, Betriebsstatistik, 2009

<sup>83</sup> Bundesminister(ium) für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, 2010

Durch diese Feststellung wird auch die Herangehensweise deutlicher, dass es sinnvoller erscheint, größere Kraftwerke zu errichten, anstatt mit mehreren kleinen Kraftwerken dieselbe Erzeugung zu erreichen.

## 5. Zusammenfassung

Bezugnehmend auf die einleitende Fragestellung wie der jährlich steigende Stromverbrauch in Zukunft zu handhaben sein wird, ist festzustellen, dass unter der Miteinbeziehung aller Stromerzeugungsmöglichkeiten eine Lösung gefunden werden muss. Für Österreich stellen Stromimporte aus dem Ausland weiterhin eine Möglichkeit dar, vor allem hinsichtlich der Bereitstellung von Grundlaststrom. In Ergänzung dazu wird Regelenergie und Spitzenstrom aus Österreich im Ausland weiterhin benötigt werden. Aufgrund der Preisdifferenz zwischen Grundlast und Spitzenlast wird in den anderen Ländern schon intensiv an Lösungen der Speicherproblematik gearbeitet. Um den Strombedarf auch in Zukunft sichern zu können, bedarf es nicht nur der Errichtung neuer Kraftwerke. Ein weitaus größerer Beitrag kann durch einen bewussteren Umgang mit Strom geleistet werden. Diese Entwicklung könnte auch durch den Beitrag der Smart Grid Technologie wesentlich unterstützt werden. Die umweltpolitischen Aspekte werden auch verstärkt in der Stromproduktion in Form einer Forcierung der erneuerbaren Energieträger ihren Einzug finden. Die Wasserkraft nimmt in diesem Zusammenhang die Rolle eines Schlüsselinstrumentes für nachhaltige Entwicklung ein. Speziell durch Pumpspeicherkraftwerke kann so für eine wirtschaftliche Integration in den bestehenden Markt gesorgt werden.

### Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen für den Schutz der Gewässer werden in Europa durch die Wasserrahmenrichtlinie WRRL definiert. Das Verschlechterungsverbot und das Verbesserungsgebot bilden den Kern eines nachhaltigen Umgangs mit den Gewässern. Die dafür erforderlichen Maßnahmen sind im nationalen Gewässerbewirtschaftungsplan geregelt. Von wesentlicher Bedeutung für die Wasserwirtschaft sind die Verbesserung der Abflussverhältnisse sowie die Durchgängigkeit der Fließgewässer. Diese Maßnahmen sind mit Investitionen in die ökologische Durchgängigkeit sowie teilweise mit erheblichen Betriebseinschränkungen behaftet.

Die Anforderungen der Europäischen Wasserrahmenrichtlinie stehen teilweise im Widerspruch zu den Vorgaben der Europäischen Union, den Anteil der erneuerbaren Energien mit Hilfe der Wasserkraft zu forcieren. So soll bis 2020 der Anteil der erneuerbaren Energien von 23 % auf 34 % des Gesamtenergieverbrauchs in Österreich

gesteigert werden. Es entwickelt sich der Eindruck, dass in diesem Zusammenhang die gegenseitigen Wechselwirkungen zwischen der Wasserrahmenrichtlinie und der Forcierung der erneuerbaren Energien nicht ausreichend thematisiert und berücksichtigt wurden. Die Herausforderung für die Energieversorgungsunternehmen besteht nun darin, den hohen technischen Anforderungen bei gleichzeitiger Erreichung höchster ökologischer Ziele gerecht zu werden. Dafür ist ein politischer Konsens in Europa zu erzielen.

Durch die Liberalisierung des europäischen Strommarktes wurde nicht nur die Trennung zwischen Erzeuger und Verteiler festgesetzt, sondern auch grenzüberschreitende wettbewerbliche Strukturen geschaffen. Der Stromhandel wird über Strombörsen abgewickelt, die bedeutendste ist dabei die Leipziger Strombörse. Das Handelsvolumen am Spotmarkt für Strom betrug 2009 für die Marktgebiete Deutschland, Österreich, Frankreich und die Schweiz 203 TWh (European Energy Exchange AG, 2010). In weiterer Folge wird der Betrieb der Kraftwerke nicht mehr vordergründig durch den Strombedarf geplant und durchgeführt, stattdessen hauptsächlich auf Basis der Strompreise auf den Börsen. Dabei treten verstärkt Schwankungen im Netz auf. Auch die Forcierung der erneuerbaren Energieträger, vor allem der Windkraft, tragen zu verstärktem Ausgleichsbedarf bei. Die Speicherung von elektrischer Energie hat somit große Bedeutung für den Ausgleich zwischen Stromnachfrage und Stromproduktion, besonders zur Gewährleistung der Stabilität der Übertragungsnetze. Entscheidend dabei ist die kurzfristige Bereitstellung dieser Regelleistung. Die einzige Technologie, die diesen Anforderungen im großen Maßstab installiert am besten gerecht wird, ist die Pumpspeicherung.

### **Pumpspeicherkraftprojekte**

Die Pumpspeicherkraftprojekte in den unterschiedlichen Ländern verdeutlichen auch die energiepolitische Situation und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Das Kraftwerk Tianhuanping in China repräsentiert das enorme wirtschaftliche Wachstum, das besonders auf der Bereitstellung von günstiger Energie basiert. Vor allem die Wasserkraft verfügt über enormes Potential, das auch unter Inkaufnahme von massiven Eingriffen in die Umwelt entwickelt wird, ein Beispiel dafür ist der Drei-Schluchten-Damm. Zur Bereitstellung entsprechender Stabilitätsmaßnahmen für die bestehenden Verteilernetze und zur Unterstützung der Einspeisung durch andere Energieträger wurde das Pumpspeicherkraftwerk Tianhuanping im südöstlichen Bereich des Landes errichtet und zählt zu den größten Anlagen dieser Art in Asien.

Das in Portugal realisierte Projekt Venda Nova II verdeutlicht eine ähnliche Situation wie in Österreich, wo es aufgrund der Strommarktliberalisierung wieder zum verstärkten Bau von Pumpspeicherkraftwerken kommt. Auch das vorhandene Potenzial in Verbindung mit bestehenden Anlagen stellt einen nicht unwesentlichen Grund dar, solche Projekte umzusetzen. Des Weiteren wird den Zielen der europäischen Union zur Erreichung eines höheren Anteils erneuerbare Energien genüge getan. In Portugal sollen bis zum Jahr 2020 31 % des Stromverbrauchs durch erneuerbaren Energieträger abgedeckt werden und dadurch auch die bestehende Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen reduziert werden.

Um gegenüber den aufstrebenden asiatischen Staaten wie China oder Indien nicht den wirtschaftlichen Anschluss zu verlieren, setzten die Amerikaner weiterhin auf fossile Energieträger. Im Bundesstaat Utah wird die Stromproduktion von Kohle und Gas dominiert, da diese in entsprechend großen Lagerstätten vorhanden und leicht abbaubar sind. Doch durch die Amtseinführung Obamas setzt vermehrt auch eine Bewusstwerden des Klimawandels und damit auch eine Diskussionen über eine mögliche Energiewende ein.

Besonders die Schaffung und Sicherung von Arbeitsplätzen erhöhen die Bedeutung von „Green Power Projects“. Entsprechend seiner Lage an einer bedeutenden überregionalen Transportleitung bestehen für das geplante Projekt North Eden Pump Storage gute Chancen auf eine Realisierung. Dadurch würde ein Beitrag in Form von Netzregulierung geleistet werden, um die Einspeisung der anderen erneuerbaren Energieträger zu unterstützen.

Durch die geänderten Rahmenbedingungen der Strommarktliberalisierung kam es auch in Österreich wieder zu einem vermehrten Neubau von Pumpspeicherkraftanlagen. Durch die günstige topographische Situation und schon vorhandenen Speichern kann somit entsprechende Regel- und Ausgleichleistung zur Verfügung gestellt werden, die vor allem in Deutschland besonders nachgefragt ist. Durch Windkrafteinspeisung, die besonders in Norddeutschland forciert wird, entsteht aufgrund der schwankenden Darbietung, ein erhöhter Bedarf an Regelenergie. Diese Entwicklung ist auch in der Konzeption von Pumpspeicherkraftwerken bemerkbar. So wurde beim Kraftwerk Kops II die erste über den gesamten Leistungsbereich regelbare Pumpe durch die Anwendung des hydraulischen Kurzschlusses verwirklicht.

## **Potenziale**

Für die Realisierung vorhandener Pumpspeicherpotenziale ist es für die weitere Vorgehensweise von entscheidender Bedeutung, ob bestehenden Anlagenteile verwendet werden können. Durch die aufgezeigten Beispiele und die Errichtung von unterirdischen Speichern sowie die Anbindung an bestehende Speicherbecken könnte auch in der Steiermark die Errichtung neuer Pumpspeicherkraftwerke möglich gemacht werden.

Die heimische Wasserkraft wird auch zukünftig das Rückgrat der österreichischen Energieversorgung darstellen und so wird die Versorgungssicherheit auch weiterhin durch diese regenerative Energieerzeugung für die Konsumenten gewährleistet. Gleichzeitig wird die Einspeisung anderer erneuerbarer Energieträger durch die notwendige Bereitstellung von Regelleistung, die für deren Netzintegration aufgebracht werden muss, erheblich erleichtert. Auch die Aufnahme der überschüssigen Energie in Zeiten hohen Energieaufkommens und geringer Lastprofile zeigen die Notwendigkeit der Pumpspeicherkraftwerke. In dieser Hinsicht besitzen Pumpspeicherkraftanlagen nicht nur die besten Voraussetzungen, sondern tragen auch zur CO<sub>2</sub>-Reduktion bei, da kalorische Anlagen für die Aufgaben der Netzregelung weniger benötigt werden.

Nicht zuletzt tragen diese Anlagen auch zu einer Belebung der Wirtschaft bei, indem durch die Errichtung von Pumpspeicheranlagen nicht nur zahlreiche Arbeitsplätze gesichert werden, sondern auch etliche neue geschaffen werden. Besonders die Bereiche Forschung und Entwicklung sind in diesem Zusammenhang maßgebend, für die internationale Wettbewerbsfähigkeit.

## **Ausblick**

Die vorliegende Masterarbeit stellt die Anforderungen an die Pumpspeicherkraftwerke dar, besonders hinsichtlich der Netzintegration von erneuerbaren Energieträgern. In diesem Zusammenhang wird an der Universität Innsbruck ein Forschungsprojekt („Power Tower“) durchgeführt. Dabei wird die technische Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit von hydraulischen Großenergiespeichern, deren Konzept auf einem Pumpspeicherkraftwerk beruht, untersucht. Im Detail befasst sich dieses Projekt mit der Aufbringung einer zusätzlichen Auflast auf das mit Wasser gefüllte „obere“ Reservoir, wodurch eine deutliche Erhöhung der Energiedichte ermöglicht wird. Im Vergleich zu normalen Pumpspeicherkraftwerken wird dadurch ein kleineres Volumen für die Speicherung benötigt.

In weiterer Folge soll durch die gegenständliche Arbeit dazu angeregt werden, sich mit den Auswirkungen der Rahmenbedingungen an die Pumpspeicherung differenzierter zu beschäftigen. In Verbindung mit diesem Themengebiet wird eine Masterarbeit am Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft durchgeführt. Im Zuge dessen sollen die Auswirkungen der geänderten Betriebsweise, die durch die Errichtung eines zusätzlichen Kraftwerks auftreten, erfasst werden.

## Literaturverzeichnis

- [1] **Arbeitsgemeinschaft Alpine Wasserkraft** Vorteile der Wasserkraft [Online]. - 6. 7 2010. - <http://www.alpine-wasserkraft.com>.
- [2] **Bund der Energieverbraucher** Regelenergie [Online] // Bund der Energieverbraucher. - 2009. - 30. Juli 2010. - [http://www.energieverbraucher.de/de/Energiebezug/Strom/Stromwirtschaft/Regelenergie\\_\\_1096/#item\\_10105](http://www.energieverbraucher.de/de/Energiebezug/Strom/Stromwirtschaft/Regelenergie__1096/#item_10105).
- [3] **Bundeskanzleramt** Energie-Regulierungsbehördengesetz (Energie liberalisierungsgesetz) [Bundesrecht]. - Wien : Bundeskanzleramt Rechtsinformationssystem, 2002.
- [4] **Bundesminister(ium) für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft** (BMLFUW-UW.4.1.2/0011-1/4/2010) // Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan. - Wien : Lebensministerium, 2010.
- [5] **Bundesminister(ium) für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft** § 104a. WRG Vorhaben mit Auswirkungen auf den Gewässerzustand [Online] // Wasserrechtsgesetz (WRG). - Jusline GmbH, 1. Juli 2010. - 22. Juli 2010. - <http://www.jusline.at/index.php?cpid=ba688068a8c8a95352ed951ddb88783e&awid=208&paid=104a#>.
- [6] **Bundesminister(ium) für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft** Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan NPG 2009. - Wien : Bundesminister(ium) für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, 2009.
- [7] **Bundesminister(ium) für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft** Richtwerte für den guten hydromorphologischen Zustand // Qualitätszielverordnung Ökologie Oberflächengewässer - QZV Ökologie OG. - Wien : Bundesminister(ium) für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, 2010.

- [8] **Bundesverband WindEnergie** Die Entwicklung der Windenergie in Deutschland 2009 [Online] // Bundesverband WindEnergie e.V.. - 2009. - 13. September 2010. - <http://wind-energie.de/de/statistiken>.
- [9] **Crotogino Fritz und Kleinfeld Bärbel** Großtechnische Speicher - Erfahrungen mit CAES-GT-Kraftwerken [Konferenz] // Energieforum „Druckluftspeicher-Kraftwerke“. - Berlin : Deutsche Energie Agentur, 2005.
- [10] **Donaukraftwerk Jochenstein AG** Das Projekt [Online] // Energiespeicher Riedl. - 2010. - 18. September 2010. - <http://www.energiespeicher-riedl.com/projekt.html>.
- [11] **E.ON Netz GmbH** Daten und Fakten zur Integration der Windkraft 2006/2007 [Online] // E.ON Netz. - 2007. - 29. Juli 2010. - [http://www.eon-netz.com/pages/ehn\\_de/EEG\\_\\_KWK-G/Erneuerbare-\\_Energien-Gesetz/Informationen\\_Daten\\_und\\_Fakten/Daten\\_und\\_Fakten\\_zur\\_Windkraft/index.htm](http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/EEG__KWK-G/Erneuerbare-_Energien-Gesetz/Informationen_Daten_und_Fakten/Daten_und_Fakten_zur_Windkraft/index.htm).
- [12] **E-Control** Grenzüberschreitende Lieferungen [Online] // Strommarkt . - 2009. - 26. Juli 2010. - <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/bilder/jpgs/regelzonen-oesterreich.jpg>.
- [13] **E-Control** Jahresbericht 2007 [Bericht]. - Wien : Energie-Control GmbH, 2008.
- [14] **E-Control** Jahresbericht 2009 [Bericht]. - Wien : Energie-Control GmbH, 2010.
- [15] **E-Control** Jahrerzeugung nach Komponenten [Online] // Betriebsstatistik 2009. - 2010. - 6. September 2010. - <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/berichtsjahr-2009>.
- [16] **E-Control** Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt [Bericht]. - Wien : Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, 2010.
- [17] **E-Control** Statistikbroschüre 2009 [Bericht]. - Wien : Energie-Control GmbH, 2010.

- [18] **E-Control** Wasserkraft [Online] // Basiswissen Ökostrom. - 2009. - 22. Juli 2010. - <http://www.e-control.at/de/konsumenten/oeko-energie/basiswissen/oekostrom-arten/wasserkraft>.
- [19] **Energie Steiermark** Umwelt [Online] // Gössendorf Kalsdorf. - 2010. - 21. Juli 2010. - <http://www.e-steiermark.com/kraftwerke/umwelt/index.htm>.
- [20] **Energie Steiermark** Versorgungssicherheit [Online] // Gössendorf Kalsdorf. - 2009. - 14. Juli 2010. - <http://www.e-steiermark.com/kraftwerke/technik/versorgungssicherheit.htm>.
- [21] **Europäisches Parlament Rat** 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 [Richtlinie]. - 2009.
- [22] **European Energy Exchange AG** Geschäftsbericht 2009 [Geschäftsbericht]. - Leipzig : European Energy Exchange AG, 2010.
- [23] **Giesecke Jürgen und Mosonyi Emil** Wasserkraftanlagen [Buch]. - Heidelberg : Springer Verlag, 2009. - Bd. 5.
- [24] **Glauser Heini** Pumpspeicherung, CO<sub>2</sub> und Wirtschaftlichkeit. - Zürich : zufi, 2004.
- [25] **Global Wind Energy Council** Global installed wind power capacity 2008/2009 (MW) [Online] // <http://www.gwec.net/>. - 24. Juli 2010. - [http://www.gwec.net/fileadmin/documents/PressReleases/PR\\_2010/Annex%20stats%20PR%202009.pdf](http://www.gwec.net/fileadmin/documents/PressReleases/PR_2010/Annex%20stats%20PR%202009.pdf).
- [26] **Gordon Jim** Parametric analysis of pump-turbine sites [Journal]. - Montreal : Electrical Power & Energy Conference (EPEC), 2009.
- [27] **Herrenknecht AG** Doppelschild TBM [Online] // Herrenknecht AG. - 2010. - 17. September 2010. - <http://www.herrenknecht.de/verfahren-technologie/maschinentechnik/doppelschild-tbm.html>.
- [28] **Hoffmann Peter** Auswirkungen der Liberalisierung auf Übertragungsnetzbetreiber [Online] // Institut für Hochspannungstechnik und

- Elektrische Anlagen, TU Braunschweig. - 2008. - 29. Juli 2010. -  
[http://www.htee.tu-bs.de/studium/vorlesung/liberalisierung/06\\_Hoffmann.pdf](http://www.htee.tu-bs.de/studium/vorlesung/liberalisierung/06_Hoffmann.pdf).
- [29] **Hoppe-Kilpper Martin und Bitsch Rainer** Integration großer Offshore-Windleistungen in die Energieversorgung [Online] // Forschungsverbund Erneuerbare Energien. - 2002. - 27. Juli 2010. -  
[http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2002/th2002\\_05\\_02.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2002/th2002_05_02.pdf).
- [30] **Hydropower & Dams** The Venda Nova II pumped storage scheme [Journal]. - Portugal : Aqua-Media International Ltd, 2004. - 5.
- [31] **Illwerke - VKW** Kopswerk II Rahmenbedingungen und Realisierung [Dokument]. - 2006.
- [32] **Illwerke - VKW** Neue Aspekte der Alpinen Wasserkraft bei den Illwerken [Dokument]. - 2006.
- [33] **Knoblauch Helmut** Skriptum Energiewirtschaft. - TU Graz : Institut für Wasserbau und Wassewirtschaft, WS 2009/2010.
- [34] **Kogler Anton** Kraftwerksneubau - Planungsablauf im genehmigungsrechtlichen Umfeld [Präsentation]. - Graz : ÖWAV-Seminar Pumpspeicherung, 2009.
- [35] **Koller-Kreimel Veronika** Wasserrahmenrichtlinie und Wasserkraft [Präsentation]. - Graz : 11. Symposium Energieinnovation, 2010.
- [36] **Land Steiermark - Fachabteilung Energiewirtschaft** Energiestrategie Steiermark 2025 [Energiestrategie]. - Graz : Fachabteilung 17A Energiewirtschaft und allgemeine technische Angelegenheiten, 2009.
- [37] **Land Steiermark** Energieplan 2005 - 2015 [energiepolitische Leitlinie]. - Graz : Fachabteilung 13B Bau- und Raumordnung Energieberatung; Fachstelle Energie, 2005.
- [38] **Land Steiermark** Wasserwirtschaftliche Interessen bei Kraftwerken [Online] // Wasserwirtschaft Land Steiermark. - 2010. - 12. September 2010. -  
<http://www.wasserwirtschaft.steiermark.at/cms/beitrag/10177661/4748031>.

- [39] **Lebensministerium** Umweltverträglichkeitsprüfung [Online] // Umwelt-net. - 2007. - 7. September 2010. - <http://www.umwelt.net.at/article/articleview/27822/1/7237>.
- [40] **Moog Otto und Pirker Otto** Schwall und Sunk an österreichischen Fließgewässern [Bericht]. - Wien : Österreichischer Wasser- und Abfallwirtschaftsverband, 2008.
- [41] **Neubarth Jürgen [et al.]** Daten und Fakten zur Windkraft [Online] // E.ON Netz. - 2004. - 29. Juli 2010. - [http://www.eon-netz.com/pages/ehn\\_de/EEG\\_\\_KWK-G/Erneuerbare-\\_Energien-Gesetz/Informationen\\_Daten\\_und\\_Fakten/Daten\\_und\\_Fakten\\_zur\\_Windkraft/index.htm](http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/EEG__KWK-G/Erneuerbare-_Energien-Gesetz/Informationen_Daten_und_Fakten/Daten_und_Fakten_zur_Windkraft/index.htm).
- [42] **Neubarth Jürgen** Die Nutzung der alpinen Wasserkraft im Spannungsfeld zwischen Klimawandel und Liberalisierung der Strommärkte [Online] // e3consult. - 2009. - 27. Juli 2010. - [http://www.e3consult.at/kompetenz/veroeffentlichungen/wasserkraft\\_klimawandel\\_pinkafeld2010.php](http://www.e3consult.at/kompetenz/veroeffentlichungen/wasserkraft_klimawandel_pinkafeld2010.php).
- [43] **PacifiCorp** Energy Gateway [Online] // PacifiCorp Transmission. - 19. Februar 2010. - 28. September 2010. - <http://www.pacificorp.com/tran/tp/eg.html>.
- [44] **Pöyry Energy** Wasserkraftpotentialstudie Österreich [Endbericht]. - Wien : Pöyry Energy GmbH im Auftrag des VEÖ, 2008.
- [45] **regelleistung.net** Allgemeines zur Regelleistung - Technische Aspekte [Online] // regelleistung.net. - 2010. - 30. Juli 2010. - [https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/technische\\_aspekte.jsp](https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/technische_aspekte.jsp).
- [46] **Ruprecht Albert und Göde Eberhard** Die Rolle der Wasserkraft im künftigen Strommarkt - Aufgaben und technische Konsequenzen [Konferenz] // 5. Internationale Energiewirtschaftstagung . - TU Wien : Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen, Universität Stuttgart, 2007.
- [47] **Schorn Roland** Pumpspeicherkraftwerk Limberg II [Porr-Nachrichten]. - Wien : Allgemeine Baugesellschaft – A. Porr Aktiengesellschaft, 2009. - Bd. 155.

- [48] **Schuster Thomas Karl** Mögliche Kraftwerksausbaupfade für Österreich bis 2050 – ein Optimierungsmodell. - TU Wien : Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, 2005.
- [49] **Schweizerische Energie-Stiftung** Pumpspeicherung - Die Fakten [Online] // Schweizerische Energie-Stiftung. - 6. Juni 2009. - 26. Oktober 2010. - <http://www.energiestiftung.ch/aktuell/archive/2009/06/18/pumpspeicherung-die-fakten.html>.
- [50] **Seiwald Stephan und Tschernutter Peter** Erweiterung Tagesspeicher Nassfeld [Präsentation]. - Graz : ÖWAV-Seminar Pumpspeicherung, 2009.
- [51] **Smart Grids Austria** Smart Grids [Online] // Smart Grids Austria. - 2009. - 15. September 2010. - <http://www.smartgrids.at/smart-grids>.
- [52] **Spitzl Werner** 500.000 : 1 - Eine halbe Million Fotovoltaikanlagen gegen ein Wasserkraftwerk [Präsentation]. - Graz : 11. Symposium Energieinnovation, 2010.
- [53] **Stigler Heinz [et al.]** // Energiewirtschaftliche und ökonomische Bewertung potenzieller Auswirkungen der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft. - TU Graz : Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 2005.
- [54] **Tschernutter Peter** Grundsätze zur Auslegung, Bemessung und Planung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken [Präsentation]. - Graz : ÖWAV-Seminar Pumpspeicherung, 2009.
- [55] **US Information Administration** China Electricity [Online] // Independent Statistics and Analysis. - 2009. - 27. September 2010. - <http://www.eia.doe.gov/cabs/China/Electricity.html>.
- [56] **US Information Administration** State Energy Profiles Utah [Online] // Independent Statistics and Analysis. - 23. September 2010. - 28. September 2010. - [http://www.eia.doe.gov/state/state\\_energy\\_profiles.cfm?sid=UT](http://www.eia.doe.gov/state/state_energy_profiles.cfm?sid=UT).
- [57] **VEÖ Journal** Enger Rahmen für die Wasserkraft [Artikel] // Die Energie der Zukunft. - Wien : Österreichischer Wirtschaftsverlag, 2010. - April.

- [58] **VEÖ Journal** E-Wirtschaft ist bereit für Smart Grids [Artikel] // Die Energie der Zukunft. - Wien : Österreichischer Wirtschaftsverlag, 2010. - April.
- [59] **VEÖ Journal** H<sub>2</sub>O statt CO<sub>2</sub> [Artikel] // Die Energie der Zukunft. - Wien : Österreichischer Wirtschaftsverlag, 2010. - April.
- [60] **VEÖ Journal** Österreichische Energiestrategie | Ein brauchbarer Entwurf [Artikel] // Die Energie der Zukunft. - Wien : Österreichischer Wirtschaftsverlag, 2010. - April. - 4.
- [61] **VEÖ Journal** Vorrang für die Wasserkraft [Artikel] // Masterplan Wasserkraft. - Wien : Österreichischer Wirtschaftsverlag, 2008. - Mai.
- [62] **VEÖ Journal** Wasserkraftpotenzial-Studie zeigt zukünftige Wege der Energieversorgung [Artikel] // Masterplan Wasserkraft. - Wien : Österreichischer Wirtschaftsverlag, 2008. - Mai.
- [63] **Verbund AG** Konzerstruktur [Online] // Geschäftsbericht 2009. - 2009. - 8. September 2010. -  
<http://reports.verbund.at/2009/gb/2009imueberblick/konzernstruktur.html?cat=m>  
.
- [64] **Verbund AHP** Kraftwerksgruppe Glockner - Kaprun, vereinfachte Umwelterklärung 2005 [Online] // Umwelterklärungen der EMAS-zertifizierten Anlagen. - Verbund AHP Werksgruppe Glockner-Kaprun, August 2005. - 6. November 2010. - [http://www.verbund.at/cps/rde/xbc/SID-27E53D17-7F044F70/internet/ue\\_Glockner-Kaprun\\_\\_2005\\_einfach.pdf](http://www.verbund.at/cps/rde/xbc/SID-27E53D17-7F044F70/internet/ue_Glockner-Kaprun__2005_einfach.pdf).
- [65] **Verbund AHP** Pumpspeicherkraftwerk Limberg II [Info-Broschüre]. - Wien : Verbund AHP, 2006.
- [66] **Verbund AHP** Pumpspeicherkraftwerk Reißeck II [Info-Broschüre]. - Wien : Verbund AHP, 2008.
- [67] **Verbund Austrian Power Grid AG** 380 kV Steiermarkleitung [Online] // Netz. - 2010. - 26. Juli 2010. -  
[http://verbund.com/cps/rde/xchg/internet/hs.xsl/197\\_1413.htm?lev=4](http://verbund.com/cps/rde/xchg/internet/hs.xsl/197_1413.htm?lev=4).

- [68] **Verbund Austrian Power Grid AG** Das europäische Verbundnetz [Online] // Netz. - 2010. - 27. Juli 2010. - [http://www.verbund.at/cps/rde/xchg/SID-606468FE-60384837/internet/hs.xsl/197\\_1399.htm?lev=5](http://www.verbund.at/cps/rde/xchg/SID-606468FE-60384837/internet/hs.xsl/197_1399.htm?lev=5).
- [69] **Verbund Austrian Power Grid AG** Zentrale Steuerstelle der Stromversorgung. - Wien : emobrain GmbH, 2009.
- [70] **Voith Hydro** Venda Nova Portugal [Online] // ReferenzenEuropa. - 2004. - 11. Oktober 2010. - [http://www.voithhydro.com/vh\\_de\\_referenzen\\_europa\\_venda.htm](http://www.voithhydro.com/vh_de_referenzen_europa_venda.htm).
- [71] **Wagner Ernst** Gesamtgutachten der Umweltauswirkungen zum Pumpspeicherkraftwerk Reißeck II. - Klagenfurt : Landesregierung Kärnten Abteilung 18 - Wasserwirtschaft, 2009.
- [72] **Wright Rachel** Making the most of pumped storage [Online] // Waterpower and Dam Construction. - Global Trade Media, 2009. - 28. September 2010. - <http://www.waterpowermagazine.com/story.asp?storyCode=2052896>.
- [73] **Zahoransky Richard A.** Energietechnik [Buch]. - Wiesbaden : Vieweg, 2009. - Bd. 4.
- [74] **Zhang, Weimin; Zhang, Chunsheng** Mass Storage at Tianhunagping [Online] // Waterpower and Dam Construction. - Global Trade Media, 2006. - 27. September 2010. - <http://www.waterpowermagazine.com/story.asp?storyCode=2039118>.