



*Abbildung 1: Speichersee St. Johann in Tirol (Foto Mimm)*

# KUNSTSCHNEEANLAGEN ALS STROMSPEICHER

Sekundärnutzung von Beschneiungsseen als  
hydraulische Energiespeicher in Österreich

Betreuer

Knoblauch, Helmut, Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.

Mimm, Günther Matthäus

## Eid (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 Diplomarbeitsthema bisher weder im In- noch im Ausland (einer Beurteilerin oder einem Beurteiler) in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe.

Graz, im Juni 2018

## Danksagung

In diesen Zeilen, will ich jenen Menschen danken, die mich im Studium und bei meiner Masterarbeit unterstützt haben. Vor allem danke ich meiner Mutter, Gisela Mimm, sie hat es nicht nur finanziell für mich ermöglicht einen akademischen Titel zu erlangen, sondern stand mir bei jeder Herausforderung bei. Meinem Vater, Günther Mimm, will ich für die geistreichen Gespräche mit ihm danken. Seine Sichtweise auf die Welt inspiriert mich immer wieder und erlaubt mir den Blick über den Tellerrand. Meinem Betreuer Helmuth Knoblauch will ich dafür danken, dass er meine Idee von erster Sekunde an unterstützt hat und sich für jede Kleinigkeit im Zuge der Arbeit stets Zeit genommen hat. Mit meinem guten Freund Thomas Wieser habe ich mich immer wieder über die Arbeit austauschen können, dadurch kam eine frische Perspektive auf die verschiedenen Kapitel. Ebenfalls möchte ich einen anderen guten Freund, Markus Mariacher, danken für die finale Korrektur. Stellvertretend für alle meine Freunde und Kollegen im Studium die meinen Universitätsalltag bereichert haben danke ich Paul Baumgartner und seiner Band PTG.

## Zusammenfassung

Das Ziel einer regenerativen Stromvollversorgung Österreichs bedarf Speicherkapazitäten in der Höhe von 17 bis 23,4 Terrawattstunden<sup>1</sup>. In den Speicherseen der Kunstschneeerzeugung in Österreich können mit zwischen 49 und 85 Gigawattstunden gespeichert werden. Dieses Ergebnis wurde im Zuge einer Potentialstudie für den Raum Tirol und Salzburg berechnet. Für Studie wurden insgesamt 116 Speicherseen in Tirol genauer untersucht, davon eignen sich 25 Speicherseen für eine sofortige Sekundärnutzung. Bei einer Sekundärnutzung der Beschneiungsanlagen als Pumpspeichieranlagen werden maximal 10% des Speichervolumens für die Pumpspeicherung verwendet. Die vorhandenen Anlagenkomponenten bestimmen das Nutzvolumen, besonders die geringen Rohrdurchmesser der Versorgungsleitungen begrenzen die Ausbeute. Durch das Arbitragegeschäft werden die benötigten Umbaumaßnahmen finanziert. Der Handel mit dem gespeicherten Strom am Spotmarkt erzielt ein Erlös zwischen 26,86€ und 29,38€ pro Kilowatt installierter Turbinenleistung.

## Abstract

17 to 23,4 terawatt hours storage capacities are necessary to reach the goal of a regenerative full-scale electricity supply in Austria<sup>1</sup>. The national reservoirs of artificial snow production can store between 49 to 85 gigawatt hours of energy. This result was calculated as part of a potential study for the area Tyrol and Salzburg. For the study, a total of 116 lakes in Tyrol were examined. 25 of them are suitable for immediate adaptation as an energy storage. In a secondary use of the snowmaking systems as energy storage systems, a maximum of 10% of the storage volume used for pumped storage. The existing components of the snowmaking systems determine the volume, which can store energy. Especially the small pipe diameter of the supply lines limits the yield. The arbitrage business will finance the necessary investments. The trade in stored electricity on the spot market generates revenues between € 26.86 and € 29.38 per kilowatt installed turbine capacity.

# Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	1
2	Theorie .....	3
2.1	Stromwirtschaft .....	3
2.1.1	Situation in Österreich .....	3
2.1.2	Strommarkt .....	5
2.1.3	Strombörsen .....	8
2.1.4	Umstieg auf regenerative Energien .....	10
2.1.5	Fazit Stromwirtschaft .....	11
2.2	Speicherbedarf in Österreich .....	12
2.2.1	Definitionen und Klassifizierung von Speichern.....	12
2.2.2	Politische Bedeutung von Energiespeichern .....	15
2.2.3	Hydraulische Energiespeicher .....	15
2.2.4	Wasserkraftpotential Österreich .....	17
2.2.5	Berechnung des Speicherbedarfs .....	18
2.2.6	Fazit Speicherbedarf.....	21
2.3	Pumpspeicheranlagen .....	22
2.3.1	Allgemeines und Formeln .....	22
2.3.2	Ober- und Unterbecken .....	29
2.3.3	Wasserentnahme.....	30
2.3.4	Druckrohrleitung .....	31
2.3.5	Krafthaus .....	35
2.3.6	Fazit Pumpspeicheranlagen .....	40
2.4	Beschneigungsanlagen.....	41
2.4.1	Allgemeines .....	41
2.4.2	Wasserverbrauch und -speicherung für die Kunstschneeerzeugung .....	44
2.4.3	Wasserpumpen bei Beschneigungsanlagen .....	47
2.4.4	Rohrleitungen bei Beschneigungsanlagen .....	48
2.4.5	Fazit Beschneigungsanlagen.....	48
3	Stromspeicherpotential österreichischer Beschneigungsanlagen.....	49
3.1	Potential Tirol .....	50
3.2	Potential Salzburg.....	53
3.3	Ergebnisse .....	55
3.4	Fazit Potentialanalyse.....	55
4	Konzept - Kombinierte Beschneigung und Stromspeicherung.....	56
4.1	Betrieb mit idealer Turbine .....	56
4.1.1	Beispiel Wedelhütte .....	57
4.1.2	Beispiel Ehrenbachhöhe.....	60

4.1.3	Beispiel Stubai .....	62
4.2	Beispiel mit Pumpturbine .....	64
4.3	Kosten Nutzen .....	67
4.3.1	Kosten.....	67
4.3.2	Erlös.....	67
4.4	Herausforderungen an die Beschneigungsanlage bei einer adaptierten Pumpspeicherung.....	69
4.4.1	Druckstoß .....	69
4.4.2	Turbinen mit geringem Durchfluss.....	71
4.4.3	Kein Gegenspeicher vorhanden .....	71
4.4.4	Geringe Volumen im Oberbecken .....	71
4.4.5	Energieverluste durch geringe Rohrdurchmesser .....	72
4.4.6	Wassertemperatur für die Beschneigung .....	73
5	Fazit .....	74
	Formelzeichen.....	77
	Literaturverzeichnis .....	79
	Anhang.....	81

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Speichersee St. Johann in Tirol (Foto Mimm) .....	.....
Abbildung 2: Stromproduktion nach Energieträgern .....	4
Abbildung 3: Segmente von Strommärkten.....	5
Abbildung 4: Typische historische Merit Order.....	6
Abbildung 5: Preisbildung auf dem Spotmarkt bei hoher und niedriger Nachfrage.....	7
Abbildung 6: Merit Order-Angebotskurve auf einem Strommarkt.....	7
Abbildung 7: Teilmärkte für Strom in Europa .....	8
Abbildung 8: Stromverbrauch in Österreich seit 1990.....	9
Abbildung 9: Stromproduktion nach Energieträgern .....	11
Abbildung 10: Definition eines Energiespeichers als Dreiklang aus Einspeicherung (Laden), Speicherung und Ausspeicherung (Entladen).....	13
Abbildung 11: Engpassleistung bestehender Wasserkraftwerke Österreich.....	17
Abbildung 12: Wasserkraftpotential Österreichs .....	18
Abbildung 13: Schema der mehrstufigen Optimierung.....	19
Abbildung 14: Jahresdauerlinie der Speicherleistung für die sechs Szenarien.....	20
Abbildung 15: Beziehung Ober- und Unterbecken.....	22
Abbildung 16: Verluste PSKW.....	25
Abbildung 17: Investitionskosten verschiedener Speichertechnologien.....	26
Abbildung 18: Kostenverteilung für Anlagenkomponenten einer Pumpspeichieranlage.....	27
Abbildung 19: Hauptelemente einer Pumpspeichieranlage mit Krafthauskaverne .....	29
Abbildung 20: Feststoffarten und deren Auftreten in natürlichen Gewässern .....	31
Abbildung 21: Rohrverlusthöhen in Abhängigkeit zum Durchfluss.....	33
Abbildung 22: Zeitlicher Verlauf eines Joukowsky-Stoßes.....	35
Abbildung 23: Turbinenwahl über die Fallhöhe und Durchflussmenge .....	36
Abbildung 24: Francis Turbine .....	36
Abbildung 25: Schema einer Pumptanlage incl. Kennlinie.....	38
Abbildung 26: Pumpenwirkungsgrad in Abhängigkeit der spezifischen Drehzahl.....	39
Abbildung 27: Bauformen Kreiselpumpe.....	39
Abbildung 28: 4-Quadranten-Kennfeld (schematisch) .....	40
Abbildung 29: links Kunstschnee, rechts Naturschnee .....	41
Abbildung 30: Sperrenhöhe.....	44
Abbildung 31: Wasserverbrauch Beschneigung Tirol und Südtirol .....	45
Abbildung 32: Damm mit Asphaltbetondichtung .....	46
Abbildung 33: Damm mit dünner Innendichtung .....	47
Abbildung 34: Dichte Basisschnee.....	47
Abbildung 35: Auszug Exceltabelle Potentialanalyse Tirol.....	50
Abbildung 36: Jahresarbeitsvermögen, 25 Speicherseen Tirol.....	52
Abbildung 37: Nutzinhalt nach Kraml .....	53
Abbildung 38: Kostendiagramm Stahlrohre laut Kraml .....	54
Abbildung 39: Gebiet Wedelhütte.....	57
Abbildung 40: Turbinenbemessung SKI-optimal .....	59
Abbildung 41: Gebiet Ehrenbachhöhe .....	60
Abbildung 42: Gebiet Stubai.....	62
Abbildung 43: Auszug Übersichtsschema Gesamtanlage Kaprun .....	66
Abbildung 44: Diagramm Erlösunterschied Wirkungsgrad.....	68
Abbildung 45: hydraulisches Beispiel Wanda .....	69
Abbildung 46: Druckstoß Durchfluss und Ventilposition.....	70
Abbildung 47: Druckstoßberechnung Wanda.....	70
Abbildung 48: Verlauf Speicherinhalt bei Sekundärnutzung .....	72
Abbildung 49: Übersicht Durchfluss bei verschiedenen Rohrdimensionen.....	73

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Erzeugungspotentiale in der Übersicht.....	10
Tabelle 2: Energiedichten verschiedener Stoffe.....	16
Tabelle 3: Szenarien Übersicht .....	19
Tabelle 4: Gegenüberstellung der nationalen Potentiale und ausgewählten Szenarien- Ergebnisse .....	20
Tabelle 5: Möglicher Entnahmeabfluss und Vor- und Nachteile der Entnahmearten.....	30
Tabelle 6: Systemdrücke Druckrohrleitungen aus Gusseisen.....	32
Tabelle 7: Bauformen Kreiselpumpe .....	39
Tabelle 8: Zusammenfassung Parameter verschiedener Schneeerzeugungssysteme .....	43
Tabelle 9: Potentielle Energie Tirol .....	51
Tabelle 10: Jahresarbeitsvermögen Tirol .....	51
Tabelle 11: Übersicht Bestand Beschneigungsseen im Land Salzburg .....	53
Tabelle 12: Ergebnis Potentialstudie Salzburg nach Kraml .....	54
Tabelle 13: Gegenüberstellung Potentialstudien Kraml und Mimm .....	55
Tabelle 14: Übersicht Idealer Pumpbetrieb .....	56
Tabelle 15: Übersicht Erträge Strombörse .....	68
Tabelle 16: Vergleich Erträge Strombörse, Wirkungsgrade .....	68

## Formelverzeichnis

Formel 1: Energiedichte .....	15
Formel 2: Potentielle Energie allgemein.....	22
Formel 3: Potentielle Energie Pumpspeicher .....	23
Formel 4: Gespeicherte Energie Zyklusstart .....	23
Formel 5: Gespeicherte Energie Zyklusende .....	23
Formel 6: Gesamtwirkungsgrad Pumpspeicher .....	24
Formel 7: Energiedichte Pumpspeicher .....	25
<i>Formel 8: Energieerzeugungskosten .....</i>	<i>28</i>
<i>Formel 9: Kraftwerksjahreskosten .....</i>	<i>28</i>
Formel 10: Kontinuitätsgleichung .....	32
Formel 11: Erforderlicher Rohrippendurchmesser .....	33
Formel 12: Joukowsky-Stoß.....	34
Formel 13: Abschätzung Druckstoßhöhe .....	34
Formel 14: Überschlagsformel abgegebene elektrische Leistung .....	37
Formel 15: Pumpförderhöhe .....	37
Formel 16: Leistung Pumpe .....	38



# 1 Einleitung

Durch die Energiewende wird sich Europa weg von den fossilen Energieträgern und hin zu einer CO<sub>2</sub>-neutralen Energieproduktion entwickeln. Neben dem Entgegenwirken des Klimawandels wird dadurch eine Unabhängigkeit von Erdöl und Erdgas produzierenden Ländern gewährleistet. Das Ersetzen aller fossilen Kraftwerke durch Photovoltaik und Windenergie allein kann die Energieaufgaben des 21. Jahrhunderts nicht lösen. Produktions- und Lastspitzen der Stromerzeugung müssen ausgeglichen werden und die Versorgungssicherheit bei Schlechtwetterperioden muss bestehen bleiben. Die Energiewende kann nur mit ausreichend Speicherkapazitäten vollzogen werden, die Speicherung von regenerativen Strom in den Speicherseen der Beschneiungsanlagen kann zur Lösung des Speicherproblems beitragen.

Um ein Stromnetz nur mit regenerativen Kraftwerken zu versorgen, müssen ausreichend Speicherkapazitäten vorhanden sein um die oben genannten Aufgaben zu erfüllen. Bis jetzt können nur Pumpspeichieranlagen wirtschaftlich genug gebaut und betrieben werden um die geforderten Kapazitäten zu leisten. Kleine Pumpspeicher in einem dezentralen System werden aber bis dato bei der Lösung des Speicherproblems völlig außer Acht gelassen, dabei bieten kleine Anlagen viele Vorteile. Zum Beispiel müssen keine großflächigen Speicherseen errichtet werden und der Produzent liegt näher dem Verbraucher, was wiederum die Transportverluste abmindert.

Für eine regenerative Stromvollversorgung Österreichs werden zusätzliche 17 bis 23 Terrawattstunden Speicherkapazität benötigt, auf dieses Ergebnis kam die Super-4-Micro-Grid Studie des Klima- und Energiefonds. Damit wäre bei einem Ausbau des regenerativen Kraftwerkparks in Österreich eine Stromautarkie gewährleistet. Mit dem heutigen Stand der Technik können nur hydraulische Pumpspeichieranlagen diese Kapazitäten wirtschaftlich erreichen, allerdings stößt der Bau riesiger Talsperren im Alpenraum selten auf Zuspruch seitens der Bevölkerung. Somit bleibt die Frage offen wo der Strom von Photovoltaik und Windenergie gespeichert werden könnte.

Die Alpen sind schon seit Jahrzehnten eine beliebte Urlaubsdestination, im Sommer um beim Wandern die Natur zu genießen oder im Winter zum Skifahren. Die Lage Österreichs in den Alpen schafft viele Möglichkeiten für die Wirtschaft und die Bevölkerung. Zusammen mit den Touristen aus dem Aus-/ und Inland kamen Arbeitsplätze, Infrastrukturprojekte und Geld in die Alpen. Gerade der Wintertourismus stellt einen äußerst lukrativen Wirtschaftszweig dar, immerhin gilt ein Skiurlaub nach wie vor als Luxus. Der Wintertourismus in Österreich funktioniert nur wenn das Wetter auch mitspielt, ohne Schnee kein Wintersport. Diese Annahme klingt logisch und war bis in die späten 80er unumstritten, seit den 90ern allerdings haben Bergbahnbetreiber begonnen ihren eigenen Schnee zu erzeugen. Der Kunstschnee war geboren und von dieser Zeit an konnten Skigebiete ihre Wintersaisonen künstlich verlängern und Schneesicherheit garantieren, aber zu welchem Preis?

Für die Kunstschneeproduktion wird Wasser bei niedrigen Außentemperaturen in einer Schneekanone zerstäubt und auf die Piste geschleudert. Eine Schneekanone verbraucht dabei 20 bis 25 Kilowatt Leistung<sup>1</sup> und wird im Jahr über drei bis vierhundert Stunden betrieben. Somit ergibt sich ein Energieverbrauch von 6 bis 10 Megawattstunden pro Kanone. In Österreich werden über 15.000 Hektar Fläche künstlich beschneit<sup>2</sup>, eine Kanone deckt nur 0,8 Hektar ab, somit ergibt sich ein ungefährender Energieverbrauch von 150 Gigawattstunden im Jahr. Diese Schätzung berücksichtigt weder die Pumpen noch die restlichen elektrischen

---

<sup>1</sup> Vgl.: (Demacenko Italien, 2018)

<sup>2</sup> Vgl.: (Alpenverein Österreich, 2018)

Installationen einer Beschneiungsanlage, ebenso werden weder Liftbetrieb noch die hohen Energiekosten der touristischen Infrastruktur miteingerechnet. Man kann also nicht mit reinem Gewissen behaupten, dass der Wintertourismus unschuldig am Klimawandel und der derzeitigen Schneelage ist. Allein in Tirol liegen über 5 Millionen Kubikmeter Wasser in Höhenlagen bei denen sich eine energetische Nutzung wirtschaftlich auch rentieren würde. Diese 5 Millionen Kubikmeter sind in Form von 71 Speicherbecken der Bergbahnen für die künstliche Schneeerzeugung im Winter gespeichert, und haben eine theoretische potentielle Energie von 6,52 Gigawattstunden. Wie bereits erwähnt werden Schneekanonen nur 2 Wochen im Jahr betrieben, die restliche Zeit sind die Speicherbecken entweder leer oder speichern die für die Beschneiung benötigten Wassermengen. Im Zuge dieser Arbeit wurde eine Potentialstudie für den Raum Tirol und Salzburg erstellt. Die Ergebnisse werden im Kapitel „Stromspeicherpotential österreichischer Beschneiungsanlagen“ vorgestellt.

Die logische Schlussfolgerung der vorher beschriebenen Punkte wäre es die Speicherseen der Kunstschneeerzeugung zu nutzen um in der Energiewende die benötigten Speicherkapazitäten zu gewährleisten und das ohne zusätzliche Eingriffe in die empfindliche Natur des Alpenraumes. Die Nutzung der Kunstschneeanlagen als Pumpspeicheranlagen wird in dieser Arbeit untersucht.

Die Idee einer Sekundärnutzung von Schneispeichern zur Stromspeicherung wird in dieser Masterarbeit auf ihre Umsetzbarkeit überprüft. Die Nullhypothese am Anfang der Arbeit war:

Kann eine Sekundärnutzung von Beschneiungsanlagen zur Stromspeicherung das Energiespeicherproblem der Energiewende lösen?

Um diese Frage zu beantworten wird im Theorie-Teil der Arbeit zuerst der Strommarkt und die aktuelle Situation in Österreich beleuchtet. Mit den gewonnenen Informationen über den IST-Zustand kann der aktuelle und zukünftige Speicherbedarf ermittelt werden. Für diese Ermittlung wurden verschiedene Studien der letzten Jahre herangezogen. Besonderes Augenmerk wurde dabei auf den Speicherbedarf bei einer regenerativen Stromvollversorgung gelegt.

Nachdem festgestellt wird ob zusätzliche Kapazitäten benötigt werden, werden die technischen Komponenten erklärt. Neben einer Übersicht über den momentanen Stand der Technik von Pumpspeicheranlagen werden die Grundlagen der technischen Beschneiung betrachtet. Der Vergleich beider Anlagentypen ergibt ein Gesamtbild über deren Kompatibilität.

Kann eine Beschneiungsanlage die Aufgaben einer Pumpspeicheranlage übernehmen?

Nachdem die Fragen über Bedarf und Technik geklärt sind, wird das Potential in den österreichischen Alpen betrachtet. Für diese Einschätzung wurden die Skigebiete in Tirol und Salzburg genauer untersucht. Zwei Potentialstudien sollen Aufschluss über das mögliche und realistische Stromspeicherpotential liefern.

Als Abschluss der Arbeit wird aus allen gewonnenen Informationen ein Konzept für die mögliche Sekundärnutzung der Beschneiungsanlagen erstellt. In diesem letzten Kapitel der Arbeit kristallisieren sich die Herausforderungen an die vorhandenen Anlagen heraus und werden in einem abschließenden Fazit beschrieben.

## 2 Theorie

In diesem Kapitel und den dazugehörigen Unterkapiteln werden die theoretischen Grundlagen der gesamten Arbeit dargelegt. Um die Sekundärnutzung von Beschneiungsanlagen zur Stromspeicherung zu überprüfen, müssen zunächst die Grundlagen der Stromwirtschaft und des Speicherbedarfs in Österreich beschrieben werden. Erst wenn definiert wird, ob es einen Bedarf an Stromspeicherkapazitäten gibt, kann der Frage nach der Kompatibilität von Beschneiungsanlagen und Pumpspeichieranlagen nachgegangen werden. Dafür werden die zwei Anlagentypen in ihre Komponenten zerlegt und die physikalischen und wirtschaftlichen Prozesse anhand von Beispielen erklärt.

Ebenso wichtig wie die Technik hinter den Anlagen sind die Aspekte der Wirtschaftlichkeit und des politischen Bedarfs. Die Energiewende spielt in diesem Kapitel eine große Rolle. Die neuen Aufgaben durch die Ziele der EU sollen umgesetzt werden.

### 2.1 Stromwirtschaft

Wie wirkt sich der Ausbau von regenerativen Kraftwerken auf die österreichische Stromwirtschaft aus?

Bevor auf den Speicherbedarf eingegangen werden kann, wird zunächst die österreichische Stromwirtschaft beleuchtet. Im ersten Kapitel wird ein kurzer Überblick über die IST-Situation in Österreich gegeben. Wie hoch ist der Anteil an erneuerbaren Energien im Strommix? Wie gut ist Österreich im Europäischen Strommarkt integriert? Diese zwei fundamentalen Fragen werden zuerst beantwortet.

Ebenfalls wird der Strommarkt beschrieben und welchen Einfluss die Strombörse auf diesen hat. Dazu werden auch die Strategien der EU erklärt und das Potential eines EU-weiten Strommarktes nähergebracht.

#### 2.1.1 Situation in Österreich

Die EU-Mitgliedstaaten haben 2008 beschlossen den europaweiten Treibhausgasausstoß bis 2020 um 20% gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren, gleichzeitig soll die Energieeffizienz um 20% steigen und die erneuerbaren Energien auf 20% des Bruttoenergieverbrauchs ausgebaut werden.<sup>3</sup> Österreich weist bereits jetzt (Stand: 2018) bezogen auf diesen Beschluss eine vorbildliche CO<sub>2</sub>-Bilanz im Bereich der Stromerzeugung auf, da ein hoher Anteil an Wasserkraft emissionsfreien Strom produziert wird (siehe Abbildung 2). Österreich importiert allerdings auch sehr viel Strom. Die Emissionen des importierten Stroms werden dem Stromerzeugungsland zugeschrieben, dadurch wird die gesamte Bilanz nochmals verbessert.<sup>4</sup>

---

<sup>3</sup> Vgl.: (Maurer, et al., 2016, S. 2)

<sup>4</sup> Vgl.: (Maurer, et al., 2016, S. 10)

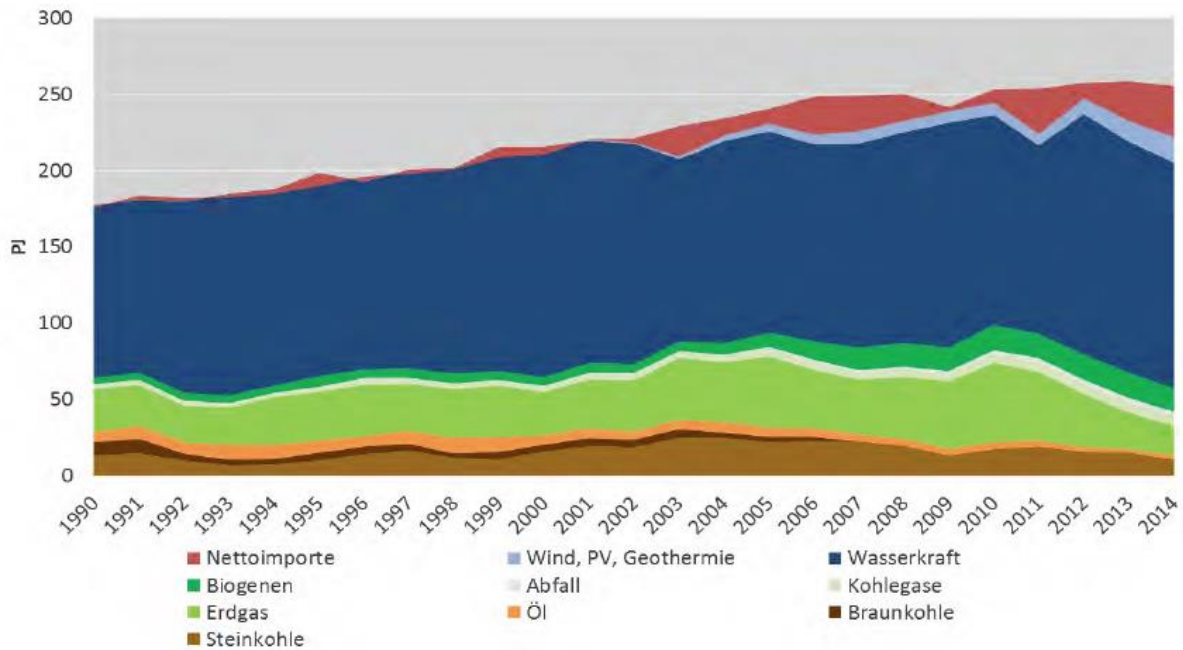


Abbildung 2: Stromproduktion nach Energieträgern<sup>5</sup>

Der hohe Anteil an importiertem Strom erklärt sich durch die Speichermöglichkeiten der Alpenrepublik. Durch die geographische Lage und den Wasserreichtum bieten sich Pumpspeicherkraftwerke an, um bei einer Stromüberproduktion der Nachbarländer den Strom zu veredeln.

Die primäre, physikalische Aufgabe von Speichern ist der zeitliche Ausgleich von Differenzen zwischen Last und Erzeugung von Energie. Diese Aufgabe wird durch das sogenannte Arbitragegeschäft finanziert. Bei Erzeugungsspitzen wird Strom billig eingekauft und gespeichert, um bei Lastspitzen ertragreich wieder verkauft zu werden – desto höher die Differenz und desto häufiger die Schwankung, umso besser das Geschäft.<sup>6</sup>

Österreich ist bereits heute sehr gut in den mitteleuropäischen Strommarkt integriert. Durch die hohe Anzahl an Kuppelleitungen mit den Nachbarländern kann Strom reibungsfrei transportiert werden. Die Einbindung in einen gemeinsamen Markt führt zu Synergieeffekten der unterschiedlichen Kraftwerksparks. So kann zum Beispiel deutscher Strom aus Windparks bei Stunden mit Überstromproduktion in den österreichischen, hydraulischen Kraftwerkspark gespeichert werden. Dieser Umstand dient neben den monetären Gründen vor allem der Versorgungssicherheit aller beteiligten Länder.<sup>7</sup>

Die österreichische Stromwirtschaft nutzt die natürlichen Gegebenheiten der Alpen und den Wasserreichtum um importierten Strom zu veredeln und damit Profit zu generieren. Als positiver Nebeneffekt kann regenerative Energie aus Deutschland in Österreich gespeichert werden.

Im Bereich der Regelenergie gibt es eigene Kapazitätsmärkte. In diesen Märkten können gewisse Kapazitäten zum Ausgleich von Netzschwankungen im Sekunden-, Minuten- oder Stundentakt gekauft werden. Beim Handeln von Strom wird allerdings nicht auf das System der Kapazitäten zurückgegriffen, außer beim Regelbedarf, da hier strategische Reserven als

<sup>5</sup> Abb.: (Maurer, et al., 2016, S. 25)

<sup>6</sup> Vgl.: (Sterner, Stadler, Eckert, & Thema, 2017, S. 687)

<sup>7</sup> Vgl.: (Maurer, et al., 2016, S. 40)

Werkzeug dienen, um die Nachfrage bei längeren Ausfällen (zum Beispiel kein Gas aus Russland) stillen zu können.<sup>8</sup>

Die Versorgungssicherheit spielt eine große Rolle bei der Energiewende. Auch die erneuerbaren Energieträger sollen eine ständige Nachfragedeckung sicherstellen.<sup>9</sup> Der Energieversorger sorgt neben dem Angebot an Strom auch für die Versorgungssicherheit. Diese kann bei einem rein regenerativen Kraftwerkpark nur mit ausreichend Speicherkapazitäten sichergestellt werden.

## 2.1.2 Strommarkt

Vor der Einführung in Österreich von Strombörsen im Jahr 2001 (Einführung EXAA) erzeugten Energieversorgungsunternehmen ihren Strom vorwiegend selber. Die Strombörsen dienen neben einer transparenten Preisgestaltung auch einem Mehr an Gerechtigkeit am Markt. Strommengen werden an der Börse mit unterschiedlichen Laufzeiten gehandelt, es gibt langfristige, kurzfristige und sehr kurzfristige Marktsegmente. Bei den langfristigen Verträgen wird Strom über Monate oder Jahre im Voraus gekauft und mit dem Strompreis der fernen Zukunft spekuliert. Der kurzfristige Markt, auch Spotmarkt genannt, bedient Anbieter mit Fristigkeiten von Tagen oder Wochen, hierbei kann direkt benötigter Strom gekauft werden. Beim Spotmarkt wird der Vertrag mit der Lieferung des Stroms erfüllt, im Gegensatz zum langfristigen Vertrag, wo der Strom noch nicht produziert wurde. Für die Regelenergie gibt es noch den sehr kurzfristigen Markt, der im Takt einer viertel Stunde funktioniert.<sup>10</sup>

80% bis 85% des Stroms wird langfristig, 15% bis 20% kurzfristig und nur circa 5% sehr kurzfristig gehandelt. Somit setzt sich der angebotene Strom des Energieversorgers aus Strom zusammen, der zu unterschiedlichen Zeitpunkten gekauft wurde oder selber produziert wird (siehe Abbildung 3).<sup>11</sup>

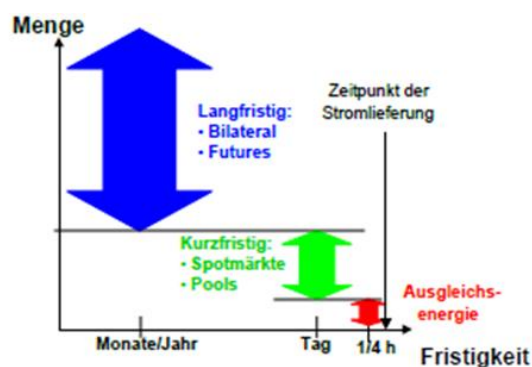


Abbildung 3: Segmente von Strommärkten<sup>12</sup>

Um den Handel von regenerativen Strom für den langfristigen Markt attraktiver zu gestalten, muss ein Mix aus Produktion und Speicherung angeboten werden. Dieser Mix bietet dem Konsumenten die gewünschte Versorgungssicherheit.

<sup>8</sup> Vgl.: (Haas & Loew, 2012, S. 17)

<sup>9</sup> Vgl.: (Maurer, et al., 2016, S. 36)

<sup>10</sup> Vgl.: (Haas & Loew, 2012, S. 5)

<sup>11</sup> Vgl.: (Haas & Loew, 2012, S. 6,7)

<sup>12</sup> Abb.: (Haas & Loew, 2012, S. 6)

Die Preisbildung am Spotmarkt unterliegt dem Prinzip von Angebot und Nachfrage. Ein hoher Stromverbrauch erzeugt somit einen hohen Preis. Die variablen Kosten sind hierbei ausschlaggebend, da die Leistung in kurzer Zeit erbracht werden muss. Sobald der Preis unter die variablen Kosten (die Brennstoffkosten bei einem konventionellen Kraftwerk) fallen, rentiert sich der Betrieb für den Erzeuger nicht mehr. Die verschiedenen Kraftwerkstypen haben unterschiedliche Fixkosten und variable Kosten. Die Kostenkurven ähneln sich allerdings, daraus entsteht die sogenannte *Merit Order* (siehe Abbildung 4).<sup>13</sup>

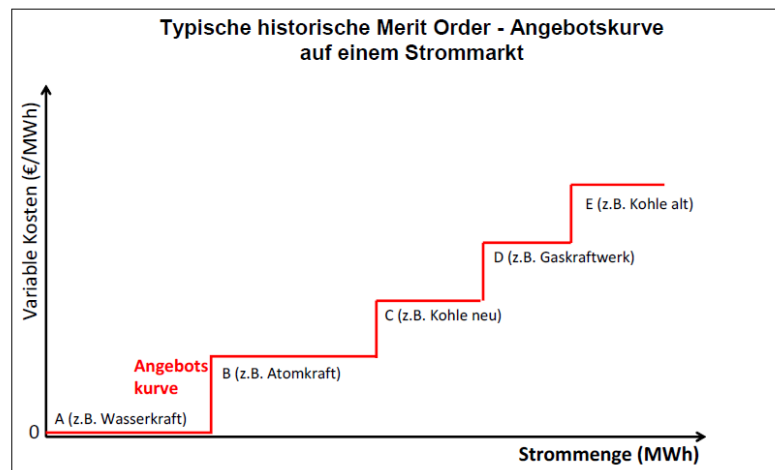


Abbildung 4: Typische historische Merit Order<sup>14</sup>

Die variablen Kosten sind bei PV-Anlagen, Windkraft und Wasserkraft am günstigsten, denn diese Kraftwerkstypen benötigen keine Brennstoffe für die Stromproduktion. Den erneuerbaren Kraftwerkstypen folgt die Atomkraft mit relativ geringen Brennstoffkosten. Deutlich höher sind die variablen Kosten bei Kohle- und Gaskraftwerken. Es ist hier nochmals anzumerken, dass auf den Spotmärkten nur 15-20% der Strommenge gehandelt wird, die Grundlast wird lange im Voraus beschafft.<sup>15</sup>

Gewerbliche Kunden richten ihren Stromverbrauch nur selten nach dem aktuellen Preis. Aus diesem Grund ist die Nachfragekurve am Spotmarkt nahezu senkrecht; desto höher der Verbrauch, desto weiter rechts liegt die Nachfragekurve. Der Preis richtet sich folglich nach demjenigen Erzeuger, auf welchen die Nachfragekurve zu liegen bleibt. Im folgenden Beispiel bekommt jeder bei einer hohen Nachfrage den Preis, der sich aus der variablen Kostenkurve des „Kohlekraftwerksbetreibers alt“ bildet (siehe Abbildung 6).<sup>16</sup>

<sup>13</sup> Vgl.: (Haas & Loew, 2012, S. 9)

<sup>14</sup> Abb.: (Haas & Loew, 2012, S. 10)

<sup>15</sup> Vgl.: (Haas & Loew, 2012, S. 9)

<sup>16</sup> Vgl.: (Haas & Loew, 2012, S. 10)

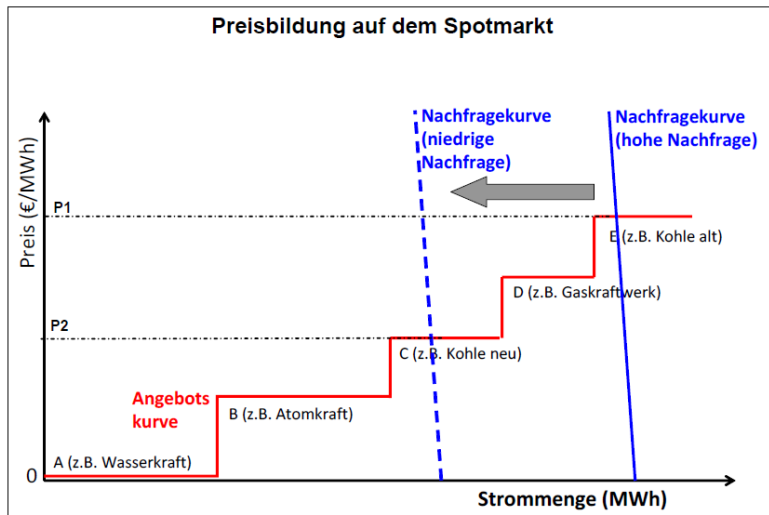


Abbildung 5: Preisbildung auf dem Spotmarkt bei hoher und niedriger Nachfrage<sup>17</sup>

Man könnte daher davon ausgehen, dass es sich für einen Betreiber eines Kraftwerkparks aus regenerativen Energien immer rentiert, da stets die besten Gewinne erzielt werden. Dem ist aber nicht so. Wenn das Stromangebot steigt, also zum Beispiel zur Mittagszeit bei PV-Anlagen, dann verlängert sich auch der Abschnitt mit den erneuerbaren Energien, auf der Merit Kurve betrachtet nach rechts, womit der Preis wieder fällt (siehe Abbildung 6).<sup>18</sup>

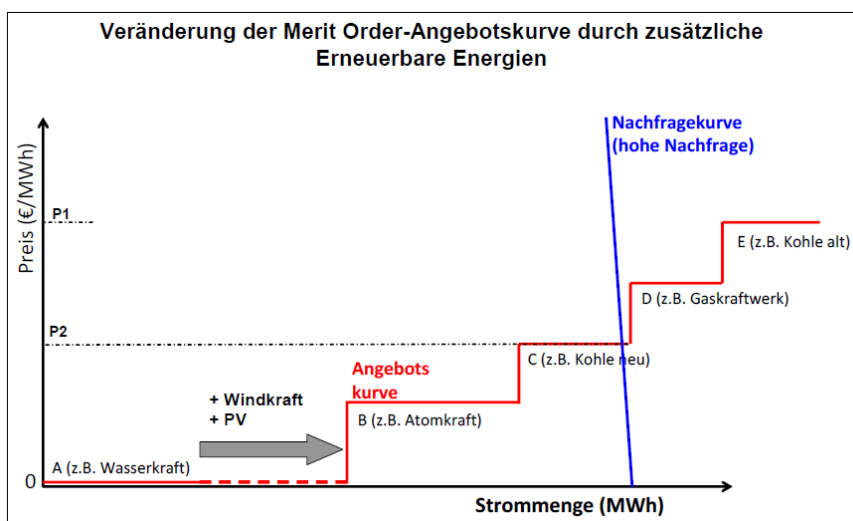


Abbildung 6: Merit Order-Angebotskurve auf einem Strommarkt<sup>19</sup>

<sup>17</sup> Abb.: (Haas & Loew, 2012, S. 10)

<sup>18</sup> Vgl.: (Haas & Loew, 2012, S. 11,12)

<sup>19</sup> Abb.: (Haas & Loew, 2012, S. 11)

### 2.1.3 Strombörsen

Die Preise an den unterschiedlichen Börsen unterscheiden sich innerhalb einer Region kaum, wodurch Strom an der deutschen Strombörse EEX (European Energy Exchange) in Leipzig zum gleichen Preis eingekauft werden kann wie in Wien an der EXAA (Energy Exchange Austria). Der österreichische Strompreis wird demnach vom deutschen Atomausstieg und der Energiewende beeinflusst, umgekehrt schlägt sich der Ausbau österreichischer Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien auch auf den Gesamtpreis in der Region nieder.<sup>20</sup>

Der Stromhandel erstreckt sich in Europa auf mehrere Staaten und teilt sich in verschiedene Regionen auf, beschränkt wird der Handel nur durch die physikalischen Übertragungskapazitäten des Stromnetzes. Österreich bildet zusammen mit Deutschland, Schweiz, Frankreich und den Benelux-Staaten (siehe Abbildung 7) den westeuropäischen Markt; Polen, Tschechien und die Slowakei integrieren sich immer mehr in diesen Markt.<sup>21</sup>

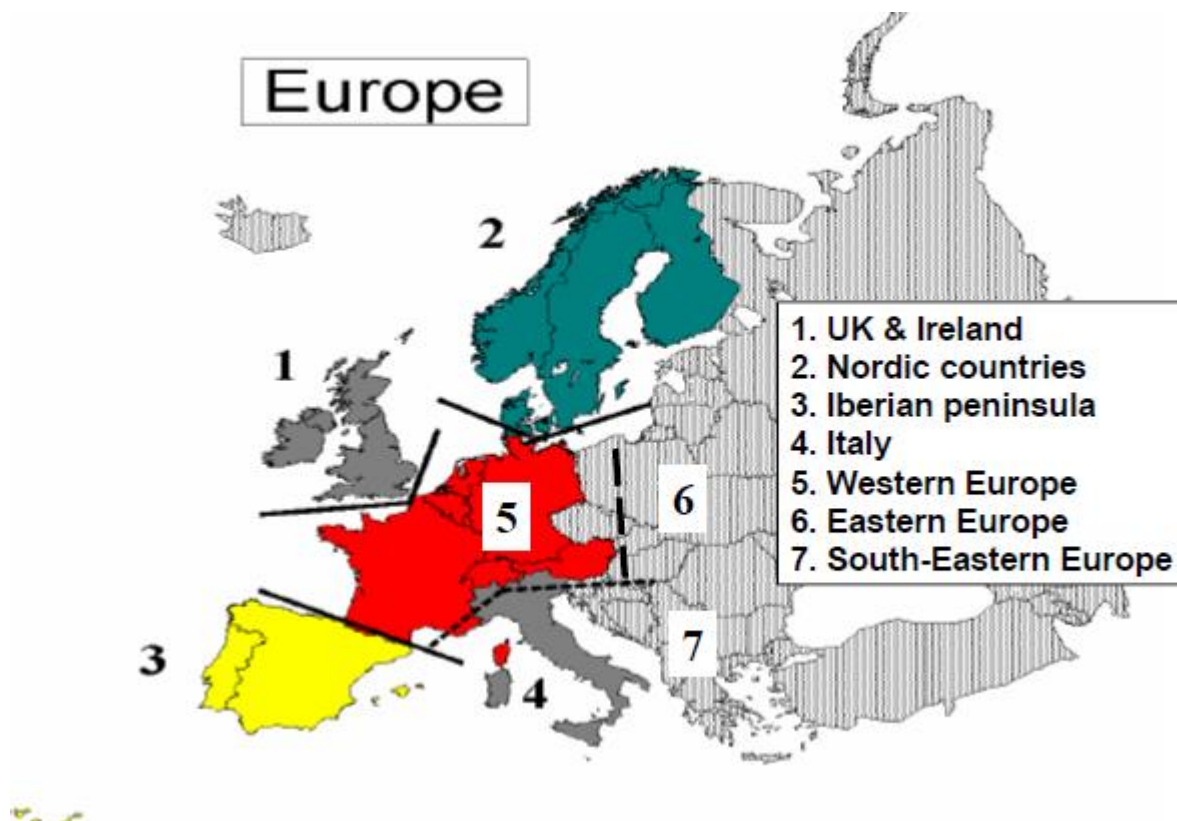


Abbildung 7: Teilmärkte für Strom in Europa<sup>22</sup>

Die EU-Kommission strebt einen EU-weiten Energiemarkt an. Dieses Vorhaben scheitert derzeit an den physikalischen Kapazitäten des Stromnetzes, soll aber mittelfristig behoben werden.<sup>23</sup>

Die bereits gut ausgebauten Netze sorgen dafür, dass gleich mehrere Staaten von einer guten Infrastruktur an Leitungen und Kraftwerken profitieren können. Österreich verbraucht heute

<sup>20</sup> Vgl.: (Haas & Loew, 2012, S. 8)

<sup>21</sup> Vgl.: (Haas & Loew, 2012, S. 7)

<sup>22</sup> Abb.: (Haas & Loew, 2012, S. 7)

<sup>23</sup> Vgl.: (Haas & Loew, 2012, S. 9)



45% mehr Strom als vor 25 Jahren, in absoluten Zahlen betrachtet werden 255 PJ verglichen zu den 175 PJ von 1990 verbraucht.<sup>24</sup>

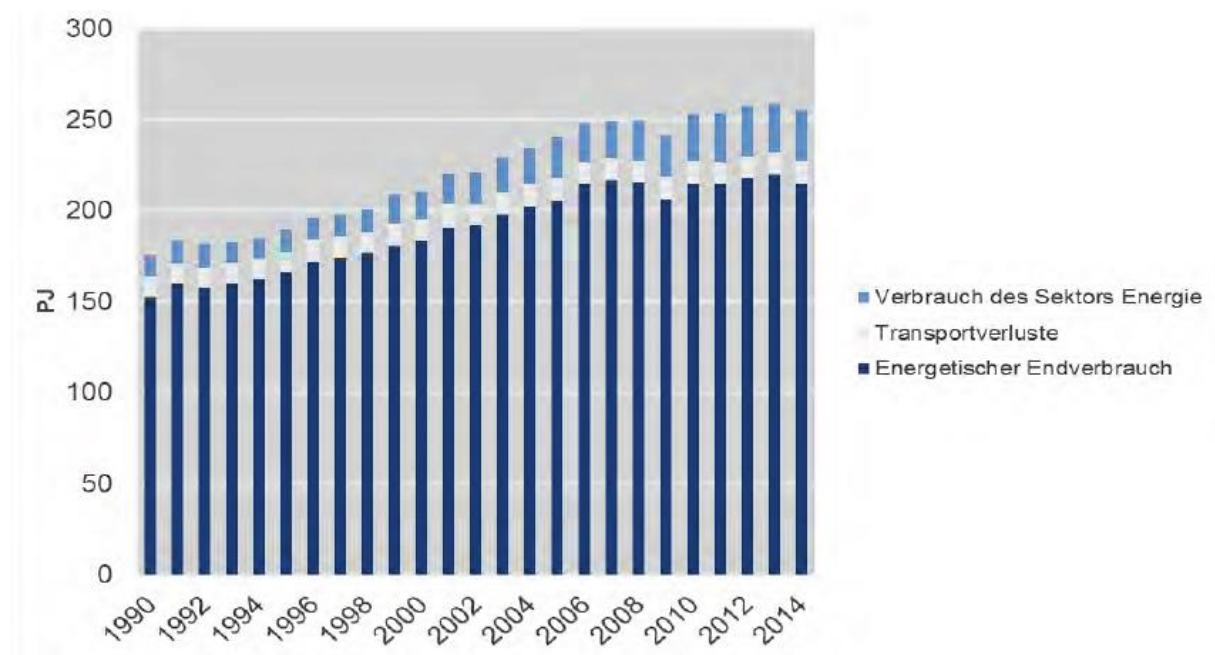


Abbildung 8: Stromverbrauch in Österreich seit 1990<sup>25</sup>

Der Saldo aus Import und Export betrug in den letzten Jahren zwischen 0,7 und 33PJ. Seit 2011 ist ein konstanter Anstieg zu verzeichnen. 13% werden importiert.<sup>26</sup>

Die höheren Stromimporte in Österreich seit 2001 erklären sich mit den niedrigen Preisen der erneuerbaren Stromproduktion. In Deutschland wurde in den letzten Jahren massiv in erneuerbare Energien investiert. Dieser Strom ist auf der Strombörse günstiger. Die günstigen Importe aus den Nachbarländern sind lukrativ für die österreichischen Pumpspeicherwerke, diese fungieren als Zwischenspeicher und können den Strom wieder mit Profit ins In- und Ausland verkaufen.<sup>27</sup>

Die Preise auf dem westeuropäischen Spotmarkt waren in den letzten Jahren rückläufig, diese Entwicklung schlug sich auch auf den Terminmarkt nieder.<sup>28</sup> Als Begründungen können die wirtschaftliche Situation der letzten Jahre, aber auch die bessere Planung des Stromverbrauchs angegeben werden.

Niedrigere Strompreise machen den Ausbau von konventionellen Kraftwerken unattraktiv, da sie immer seltener eingeschaltet werden und somit geringere Vollaststunden haben.

<sup>24</sup> Vgl.: (Maurer, et al., 2016, S. 39)

<sup>25</sup> Abb.: (Maurer, et al., 2016, S. 39)

<sup>26</sup> Vgl.: (Maurer, et al., 2016, S. 25)

<sup>27</sup> Vgl.: (Maurer, et al., 2016, S. 25)

<sup>28</sup> Vgl.: (Haas & Loew, 2012, S. 14,15)[16] S. 14,15

## 2.1.4 Umstieg auf regenerative Energien

Diverse Studien belegen, dass das nationale Potential an hydraulischen Speichern nicht ausreicht, um eine regenerative Stromvollversorgung zu sichern.<sup>29</sup> Der Energiegehalt aller österreichischen Speicher beträgt laut e-Control momentan 3,2 TWh. Für eine regenerative Vollversorgung werden allerdings Speicher mit einer Kapazität von 10 bis 14 TWh nötig sein.<sup>30</sup>

Laut der Studie Super-4-Micro-Grid beträgt das regenerative Strompotential in Österreich 91 TWh, sprich eine Versorgung mit Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft. (Siehe Tabelle 1).<sup>31</sup>

*Tabelle 1: Erzeugungspotentiale in der Übersicht<sup>32</sup>*

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

Um die gesteckten Ziele der Energiewende zu erfüllen, werden zusätzliche Kapazitäten genutzt. So werden neben anderen Technologien zur Stromspeicherung zusätzliche hydraulische Potentiale ausgeschöpft.

In Österreich wurden 2016 laut E-Control Austria insgesamt 70,7 TWh Strom verbraucht, exklusive Stromverbrauch der Pumpspeichieranlagen.<sup>33</sup> Wenn man den Verbrauch von 70,7 TWh dem theoretische Potential von 91 TWh gegenüberstellt wird klar, dass eine Stromautarkie rein rechnerisch möglich wäre. Der Ausbau von Wind- und Solarenergie stehen somit im Mittelpunkt der Energiewende. Diese Technologien bieten das technische und wirtschaftliche Potential für diese Aufgabe.<sup>34</sup>

Die Stromversorgungssicherheit in Österreich ist durch den hohen Anteil an Gaskraftwerken direkt an die Gasimporte gekoppelt. Diese Abhängigkeit kann nur durch einen Umstieg auf erneuerbare Stromproduktion verringert werden.<sup>35</sup> Dieser Umstand verdeutlicht die positiven Aspekte der Energiewende, neben einem nachhaltigeren Umgang mit den Ressourcen kann auch Unabhängigkeit geschaffen werden.

Aktuelle Studien zeigen alle ein Bild der Stromproduktion der nächsten Jahrzehnte ohne Kohle und mit geringeren Anteilen an Erdgas (siehe Abbildung 9).<sup>36</sup>

<sup>29</sup> Vgl.: (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 16)

<sup>30</sup> Vgl.: (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 17)

<sup>31</sup> Vgl.: (Boxleitner, et al., Super-4-Micro-Grid, 2011, S. 134)

<sup>32</sup> Vgl.: (Boxleitner, et al., Super-4-Micro-Grid, 2011, S. 134)

<sup>33</sup> Vgl.: (Energie-Control Austria, 2017)

<sup>34</sup> Vgl.: (Stern & Thema, Vergleich der Speichersysteme, 2017, S. 674)

<sup>35</sup> Vgl.: (Maurer, et al., 2016, S. 40)

<sup>36</sup> Vgl.: (Maurer, et al., 2016, S. 74)

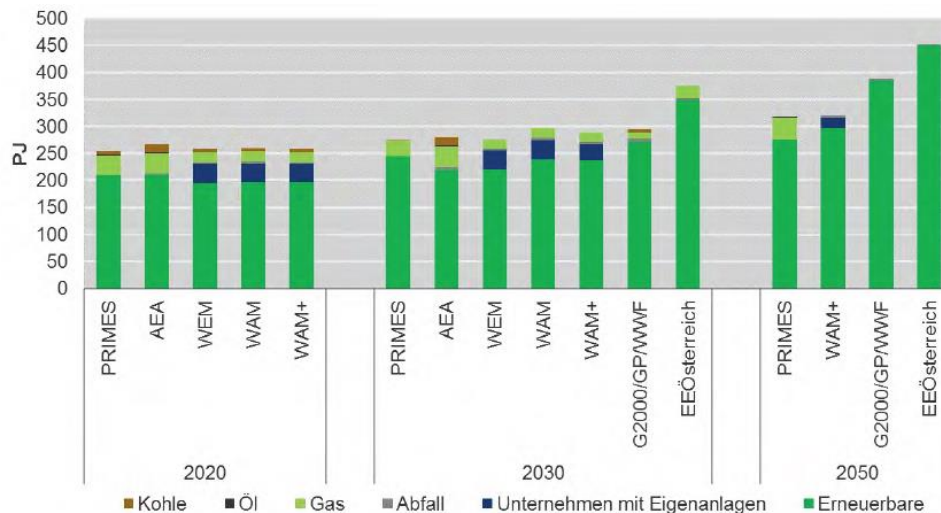


Abbildung 9: Stromproduktion nach Energieträgern<sup>37</sup>

Die Volllaststunden von konventionellen Kraftwerken ging bereits in den letzten Jahren durch den Ausbau regenerativer Kraftwerke stark zurück, früher waren 4.000 bis 6.000 Volllaststunden pro Jahr üblich. Bei einem weiteren Rückgang der Auslastung könnten Gaskraftwerke bald nicht mehr rentabel werden, sollte der Gaspreis nicht drastisch sinken.<sup>38</sup>

Das Projekt Super-4-Micro-Grid beschäftigt sich mit der Frage, ob es überhaupt möglich wäre Österreich vollkommen regenerativ mit Strom zu versorgen.<sup>39</sup> Um eine Unabhängigkeit von Importen fossiler Energieträger aus dem Ausland zu schaffen, soll laut den Ergebnissen der Studie auf regenerative Quellen zurückgegriffen werden.<sup>40</sup>

## 2.1.5 Fazit Stromwirtschaft

Österreich befindet sich bereits mitten in der Energiewende. Diesen Umstand verdanken wir allerdings eher dem natürlichen Wasserreichtum als der Politik. Um den Fortschritt weiter anzukurbeln, sollten die vorhandenen technologischen Möglichkeiten ausgeschöpft und eine Effizienzsteigerung gefördert werden. Diese Aufgaben unterliegen der Politik und sollten trotz momentan guter Zahlen auch ernst genommen werden.

Der Strommarkt unterstützt den Ausbau von regenerativen Kraftwerken, hier sind hohe Renditen möglich, was wiederum Investoren anlockt. Wie beschrieben, ist eine der Hauptaufgaben eines Energieversorgers die Versorgungssicherheit. Die Versorgung kann bei einem Vollausbau von regenerativen Kraftwerken nur mit dementsprechenden Speichermöglichkeiten sichergestellt werden.

<sup>37</sup> Abb.: (Maurer, et al., 2016, S. 75)

<sup>38</sup> Vgl.: (Haas & Loew, 2012, S. 16)

<sup>39</sup> Vgl.: (Boxleitner, et al., Super-4-Micro-Grid, 2011, S. 3)

<sup>40</sup> Vgl.: (Boxleitner, Groiß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 16)

## 2.2 Speicherbedarf in Österreich

Wie hoch ist der Speicherbedarf bei einer regenerativen Strom-Vollversorgung in Österreich?

Um diese Frage zu beantworten, werden zunächst die Grundlagen der Energiespeicherung dargelegt und anhand der konventionellen Pumpspeicherung erklärt. Dabei werden physikalische Begriffe erklärt und die Einteilung der Prozesse definiert.

Projekte für die Energiespeicherung sind stets auch von politischem Interesse. Neben den strategischen Öl- oder Gasreserven werden große Anlagen für die Stromspeicherung benötigt, um die nationalen Interessen der Energiewirtschaft zu stillen. Diese Großprojekte bedeuten stets einen regen Austausch zwischen Vertretern der Energiekonzerne, den politischen Entscheidungsträgern und der Bevölkerung. Ebenfalls gibt die Energiepolitik eines Landes an, wie sich der Strommix zusammensetzt. Bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien sollen entsprechende Kapazitäten für die Speicherung zur Verfügung stehen.

Den tatsächlichen Speicherbedarf einer Nation in Europa zu bestimmen, stellt eine Herausforderung dar, da alle europäischen Länder über ein gemeinsames Netz miteinander verbunden sind. Abschließend wird der Bedarf bei einer regenerativen Vollversorgung beschrieben.

### 2.2.1 Definitionen und Klassifizierung von Speichern

Ein Energiespeicher dient dem zeitlichen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage, das Stromnetz schafft den räumlichen Ausgleich.<sup>41</sup> Um das Thema der Energiespeicherung zu verstehen, muss zuerst definiert werden, was eine Speichereinheit, ein Energiespeicher und ein Energieträger sind:

"Eine Speichereinheit ist eine Einrichtung oder Behältnis zur Bevorratung, Lagerung und Aufbewahrung von Gütern oder Energieträgern."<sup>42</sup>

"Ein Energiespeicher ist eine energietechnische Anlage zur Speicherung von Energie in Form von innerer, potentieller oder kinetischer Energie. Ein Energiespeicher umfasst die drei Prozesse Einspeichern (Laden), Speichern (Halten) und Ausspeichern (Entladen) in einem Zyklus. Diese werden physikalisch in Form von Energiewandlern (Ein- und Ausspeichern), einer Speichereinheit (Halten) und Hilfsaggregaten realisiert, weshalb die gesamte Anlage auch als Energiespeichersystem bezeichnet wird."<sup>43</sup>

"Ein Energieträger ist ein Stoff, der Energie gespeichert hat. Er befindet sich in der Speichereinheit eines Energiespeichers."<sup>44</sup>

Am Beispiel eines Pumpspeicherkraftwerkes soll diese Definition erklärt werden:

---

<sup>41</sup> Vgl.: (Sterner & Bauer Franz, Definition und Klassifizierung von Energiespeichern, 2017, S. 31)

<sup>42</sup> (Sterner & Bauer Franz, Definition und Klassifizierung von Energiespeichern, 2017, S. 26)

<sup>43</sup> (Sterner & Bauer Franz, Definition und Klassifizierung von Energiespeichern, 2017, S. 26)

<sup>44</sup> (Sterner & Bauer Franz, Definition und Klassifizierung von Energiespeichern, 2017, S. 26)

Als Speichereinheit würde das Oberbecken der Anlage zählen, da hier die potentielle Energie in Form von Wasser gelagert wird.

Bei einem Pumpspeicherkraftwerk wäre die gesamte Anlage der Energiespeicher. Das bedeutet von der Wasserentnahme bis hin zu den Transformatoren gehören alle Anlagenteile zum Energiespeicher. Der Energiespeicher wird geladen, indem Wasser vom Unterbecken in das Oberbecken gepumpt wird; dort wird es gehalten. Entladen wird der Speicher indem das Wasser durch eine Turbine ins Tal fließt.

Wasser als Energieträger zu bezeichnen, wäre nicht ganz richtig, da nicht das Wasser selbst die gespeicherte Energie darstellt, sondern die potentielle Energie, also die Lage des Wassers. Als Energieträger könnte man Benzin oder Brennholz anführen.

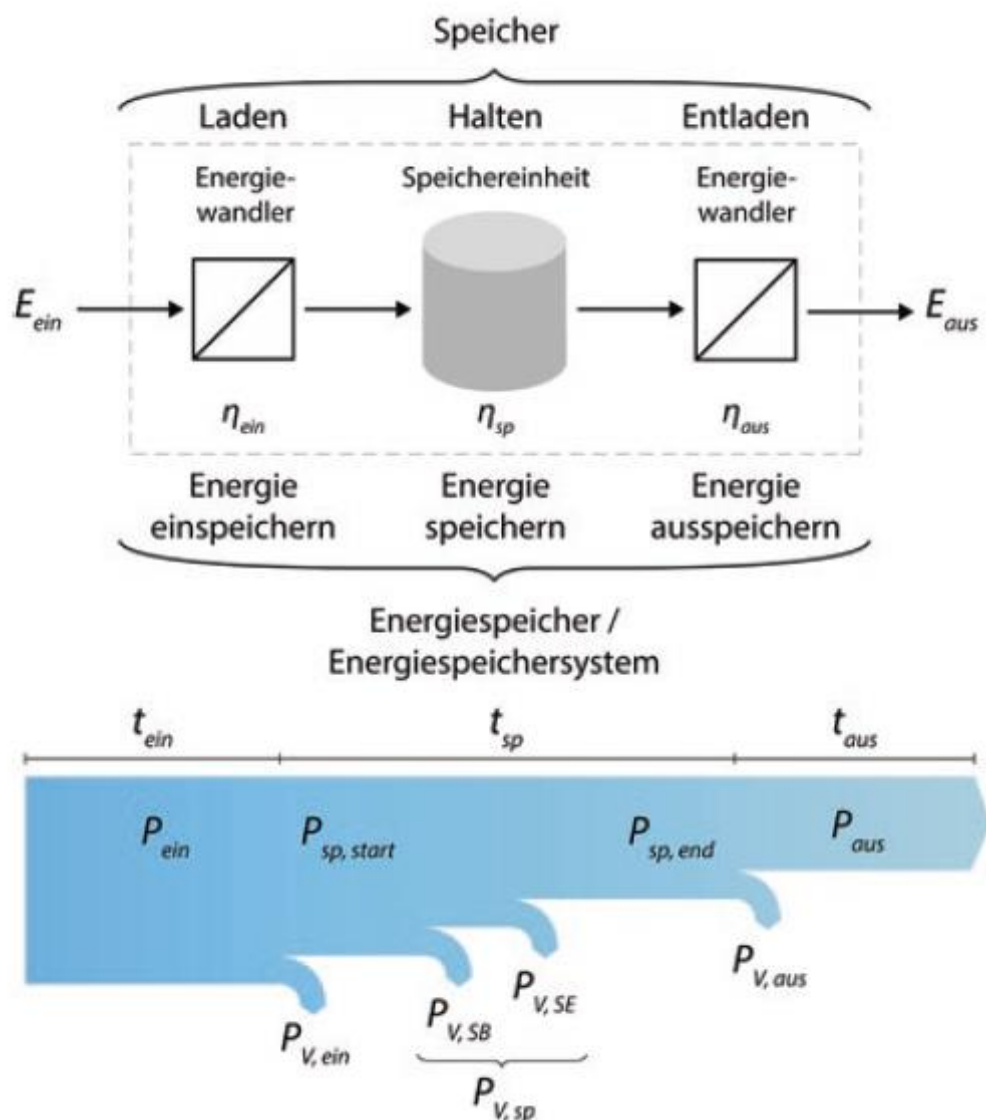


Abbildung 10: Definition eines Energiespeichers als Dreiklang aus Einspeicherung (Laden), Speicherung und Ausspeicherung (Entladen)<sup>45</sup>

<sup>45</sup> Abb.: (Sternner & Bauer Franz, Definition und Klassifizierung von Energiespeichern, 2017, S. 27)

Durch diese Definition wird klar, wie viele Prozesse und technische Anlagenteile nötig sind, um Energie zu speichern.

Speicher teilen sich in verschiedenen Kategorien auf, je nach Dauer, Wiederholungen des Speicherzyklus oder der räumlichen Klassifizierung. Energiespeicher kann man unterteilen in primäre und sekundäre Energiespeicher. Sekundäre Energiespeicher können, im Gegensatz zu den Primären, mehrfach geladen und entladen werden. Kohle, Erdgas und Erdöl zählen zu den primären Energiespeichern, eine Pumpspeichieranlage ist ein sekundärer Energiespeicher.<sup>46</sup>

Speicher können auch zeitlich unterschieden werden, in Kurzzeitspeicher und Langzeitspeicher. Dabei sind Speicher mit einer Zyklusdauer von unter 24 Stunden Kurzzeitspeicher und Speicher mit einer längeren Zyklusdauer Langzeitspeicher. Pumpspeicher gelten sowohl als Kurzzeitspeicher als auch als Langzeitspeicher. Je nach Verwendungsart dauert ein Zyklus zwischen Stunden und Wochen.<sup>47</sup>

Die Räumliche Klassifizierung gibt eine andere Möglichkeit zur Unterscheidung der verschiedenen Speicher. Die wird wie folgend dargestellt aufgelistet in:

- *„Zentrale Speicher*  
*Sind gebunden an geologische und topologische Voraussetzungen*  
*(z.B.: Pumpspeicher)*
- *Dezentrale Speicher*  
*Sind verteilte kleine Speicher (z.B.: Hausbatteriespeicher einer PV-Anlage). Sie können aber im Verbund als große Speicher mitwirken*  
*z.B.: virtuelles Kraftwerk*
- *Ortsfeste Speicher*  
*Sind an einen bestimmten Ort gebunden und können nicht transportiert werden (z.B.: Pumpspeicher)*
- *Mobile Speicher*  
*Können transportiert werden (z.B.: Kraftstoffe)<sup>48</sup>*

Eine Pumpspeichieranlage gehört somit zu den ortsfesten, sekundären Energiespeichern. Sie kann sowohl als Kurzzeit-, als auch als Langzeitspeicher klassifiziert werden.

---

<sup>46</sup> Vgl.: (Sterner & Bauer Franz, Definition und Klassifizierung von Energiespeichern, 2017, S. 27)

<sup>47</sup> Vgl.: (Sterner & Bauer Franz, Definition und Klassifizierung von Energiespeichern, 2017, S. 27)

<sup>48</sup> (Sterner & Bauer Franz, Definition und Klassifizierung von Energiespeichern, 2017, S. 46)

## 2.2.2 Politische Bedeutung von Energiespeichern

Österreich verfügt über nur geringe Mengen an fossilen Brennstoffen, trotzdem werden 16% des Stromes aus Öl, Gas und Kohle erzeugt.<sup>49</sup> Diese werden auch für die Heizenergie benutzt. Hier wird die Abhängigkeit von Importen fossiler Brennstoffe deutlich.

Ein Energiespeicher gewährleistet die Versorgungssicherheit und hat daher auch einen geopolitischen Zweck, deswegen hat ein Staat zum Beispiel strategische Öl- und Gasreserven. Diese Reserven entkoppeln die mitteleuropäischen Lieferströme vorwiegend aus Norwegen, Russland oder der arabischen Halbinsel.<sup>50</sup> Österreich importierte 2017 beispielsweise 8,25 Milliarden Kubikmeter Gas allein aus Russland.<sup>51</sup> Nur der Ausbau von regenerativen Energiequellen in Kombination mit der Erhöhung der Speicherkapazitäten kann eine Unabhängigkeit von Primärenergie-Lieferanten gewährleisten.

Um die von Österreich angestrebte klimaneutrale Energiepolitik erreichen zu können, sollten die erneuerbaren Energiequellen ausgebaut werden. Photovoltaik und Windkraft produzieren keinen konstanten Strom, sie sind abhängig von Wetter, Tages- und Jahreszeit, weswegen diese Technologien Möglichkeiten zur Speicherung benötigen. Österreich verfügt momentan nicht über die geforderten Speicherkapazitäten für eine regenerative Vollversorgung. Die regenerative Vollversorgung Österreichs würde eine Abkopplung der primären Stromträger, wie Kohle und Gas, aus dem Ausland mit sich ziehen.<sup>52</sup>

Laut E-Control liegt der momentane Energiegehalt aller österreichischen Speicher bei rund 3,2 TWh, dies wäre für einen Vollausbau der regenerativen Kraftwerke viel zu wenig.<sup>53</sup>

## 2.2.3 Hydraulische Energiespeicher

Pumpspeicherkraftwerke bilden zurzeit die wirtschaftlichste Methode, um Strom zu speichern. Trotz der geringen Energiedichte sind die Kosten eines Pumpspeicherkraftwerkes am geringsten.

Die Energiedichte beschreibt die speicherbare Energie pro Masse ( $e_m$ ), bzw. Volumen ( $e_v$ ), es handelt sich hierbei um eine relative Größe und kann wie folgt berechnet werden:<sup>54</sup>

*Formel 1: Energiedichte*

$$e_m = \frac{E_{sp}}{m} \text{ bzw. } e_v = \frac{E_{sp}}{V}$$

Anhand folgender Beispiele werden verschiedene Energiedichten veranschaulicht:

---

<sup>49</sup> Vgl.: (Maurer, et al., 2016, S. 24)

<sup>50</sup> Vgl.: (Sterner, Stadler, Eckert, & Thema, 2017, S. 34)

<sup>51</sup> Vgl.: (der Standard, 2017)

<sup>52</sup> Vgl.: (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 16)

<sup>53</sup> Vgl.: (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 20)

<sup>54</sup> Vgl.: (Bauer, 2017, S. 41)

Tabelle 2: Energiedichten verschiedener Stoffe<sup>55</sup>

Lithium-Ionen-Batterie	300 kWh/m <sup>3</sup>
Bleibatterie	70 kWh/m <sup>3</sup>
Wasserstoff	400 kWh/m <sup>3</sup> bei 300°K und 200bar
Benzin	10.000 kWh/m <sup>3</sup>
Potentielle Energie Pumpspeicher	1,5 kWh/m <sup>3</sup> bei 540 m Fallhöhe

Man kann aus den oben angeführten Beispielen erkennen, dass eine Pumpspeichieranlage nur dann kostengünstig arbeiten kann, wenn ein ausreichend großes Volumen gespeichert wird.

Bedenkt man die momentanen Richtlinien und Konventionen, so soll festgehalten werden, dass hydraulische Speicher in Österreich bereits bis knapp vor dem Maximum ausgebaut sind.

Das momentane Regelarbeitsvermögen der österreichischen Pumpspeicherkraftwerke liegt bei 10 TWh und kann voraussichtlich in den nächsten Jahrzehnten bei den momentanen Wasserrahmenrichtlinien nicht ausgebaut werden.<sup>56</sup>

Am Ende des Winters (März, April) sind die Energiespeicher leer und über den verbrauchsschwachen Sommer werden sie befüllt. Die maximal benötigten Speicherfüllstände betragen zwischen 10 TWh und 14 TWh, wenn die Wasserkraft nicht ausgebaut wird und der Strombedarf um 25% steigt.<sup>57</sup>

Mögliche Abhilfe liefern hier kleine Pumpspeicher. Durch den Einsatz vieler kleiner Pumpspeicher in den Alpen ergibt sich ein dezentrales ortsfestes System und die Kraftwerke können über ein virtuelles Kraftwerk zu einem großen Speicherverbund zusammengeschaltet werden. Dadurch vermeidet man den Ausbau großer Pumpspeichieranlagen, bei denen ganze Täler geflutet werden müssen.

<sup>55</sup> Vgl.: (Bauer, 2017, S. 42)

<sup>56</sup> Vgl.: (Boxleitner, et al., Super-4-Micro-Grid, 2011, S. 60)

<sup>57</sup> Vgl.: (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 20)



## 2.2.4 Wasserkraftpotential Österreich

Theoretisch besitzt Österreich ein Wasserkraftpotential von 75 TWh/a, davon sind 33,2 TWh/a ausgebaut. Technisch und wirtschaftlich sinnvoll könnten zusätzliche 18 TWh/a erschlossen werden, davon sind allerdings 5 TWh/a in hochsensiblen Gebieten, wie Nationalparks und Welterbstätten. Die ausgebauten 33,2 TWh/a Wasserkraft teilen sich in 56% Laufkraftwerke und 44% Speicherkraftwerke auf (siehe Abbildung 11).<sup>58</sup>

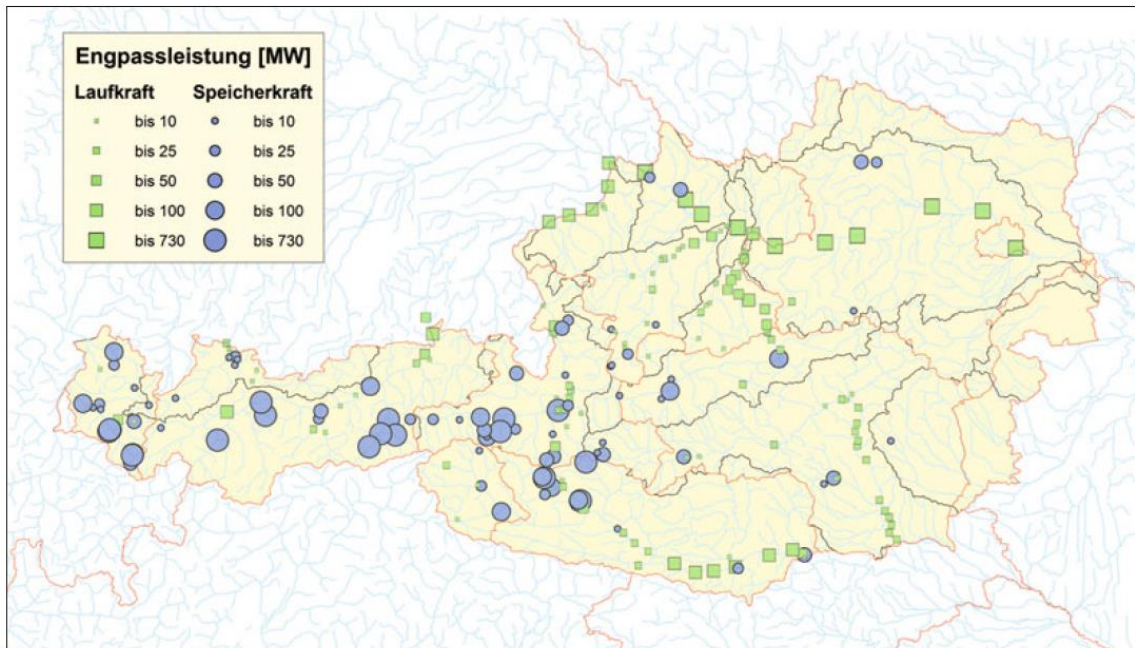


Abbildung 11: Engpassleistung bestehender Wasserkraftwerke Österreich<sup>59</sup>

Die Optimierung der vorhandenen Kraftwerke ergibt nur ein geringes Potential, da die meisten großen Anlagen bereits mit Wirkungsgraden von 80 bis 90% arbeiten, es wird von 1,4 TWh/a ausgegangen. Kleinwasserkraftwerke sind momentan auf 5 TWh/a ausgebaut. Dadurch ergibt sich ein Neuerschließungspotential von 16,5 TWh/a (siehe Abbildung 12). 5,1 TWh/a des Neuerschließungspotentials liegen in hochsensiblen Gebieten, wodurch sich der Wert auf 11,4 TWh/a vermindert.<sup>60</sup>

Im Zuge der Umsetzung der europäischen Wasserrahmenrichtlinie in nationales Recht, wird der Schutz und die Verbesserung des Zustandes der aquatischen Ökosysteme festgelegt. Dadurch ergeben sich Konflikte für eine mögliche Wasserkraftnutzung, da der ökologische Zustand der Gewässer durch den Bau und Betrieb eines Wasserkraftwerkes möglicherweise verschlechtert werden.<sup>61</sup>

<sup>58</sup> Vgl.: (Fuchs, Zeller, Joeppen, Weilguni, & Kling, 2013, S. 98)

<sup>59</sup> Abb.: (Fuchs, Zeller, Joeppen, Weilguni, & Kling, 2013)

<sup>60</sup> Vgl.: (Fuchs, Zeller, Joeppen, Weilguni, & Kling, 2013, S. 100,101)

<sup>61</sup> Vgl.: (Fuchs, Zeller, Joeppen, Weilguni, & Kling, 2013, S. 102,103)

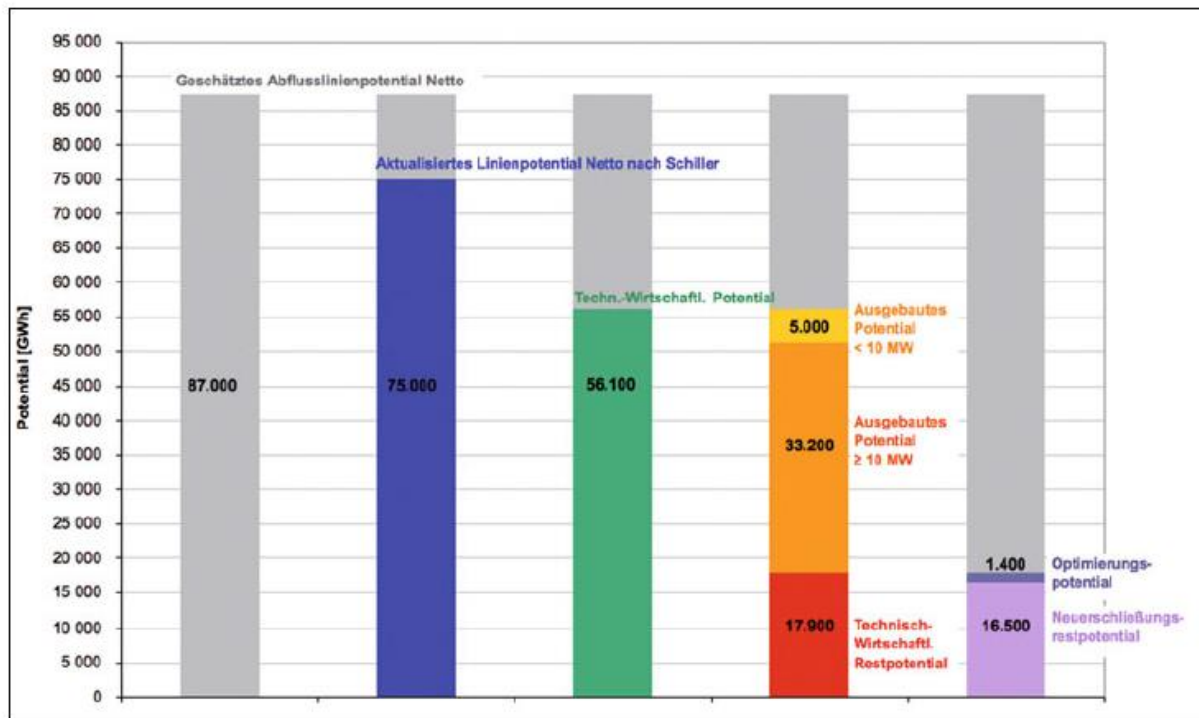


Abbildung 12: Wasserkraftpotential Österreichs<sup>62</sup>

## 2.2.5 Berechnung des Speicherbedarfs

Zur Berechnung des Speicherbedarfs muss angenommen werden, dass es sich beim elektrischen System Österreichs um ein Inselsystem handelt. Das bedeutet, dass es weder Stromimporte noch Stromexporte gibt.<sup>63</sup>

Um den Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung ermitteln zu können, werden zunächst 6 Szenarien aufgestellt. Als Variablen werden der Stromverbrauch sowie die jährliche Stromerzeugung aus Wasserkraft betrachtet (Siehe Tabelle 3). Die 41 TWh aus Wasserkraft sind der momentane Bestand und die 51 TWh das Potential unter Berücksichtigung der Wasserrahmenrichtlinien. Die 69 TWh Verbrauch beziehen sich auf das Jahr 2008 und wurden mit einer Steigerung von 25% auf 86 TWh bzw. 100% auf 137 TWh für die anderen Szenarien aufgerechnet.<sup>64</sup>

<sup>62</sup> Abb.: (Fuchs, Zeller, Joeppen, Weilguni, & Kling, 2013, S. 101)

<sup>63</sup> Vgl.: (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 16)

<sup>64</sup> Vgl.: (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 16, 17)[12] S.16, 17

Tabelle 3: Szenarien Übersicht<sup>65</sup>

		Jährlicher Stromverbrauch		
		69 TWh (Low)	86 TWh (Medium)	137 TWh (High)
Jährliche Stromerzeugung aus Wasserkraft	41 TWh (Bestand) 51 TWh (Zubau)	Szenario LB Szenario LZ	Szenario MB Szenario MZ	Szenario HB Szenario HZ

Aus diesen Eingangsvariablen wurden die Berechnungen für den Speicherbedarf in Österreich angestellt. Die Abbildung 13 stellt das Schema der mehrstufigen Optimierung dar.

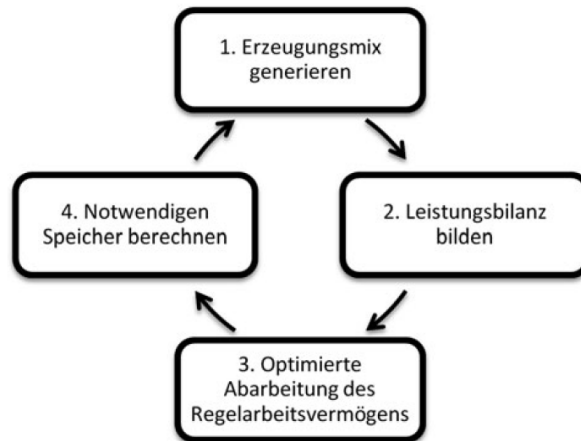


Abbildung 13: Schema der mehrstufigen Optimierung<sup>66</sup>

Für die Schätzung des Speicherbedarfs in Österreich gibt es zwei Varianten: minimale Speicherkapazität oder minimale Pumpleistung. Eine regenerative Überdimensionierung wird in diesem Modell nicht vorgesehen, das heißt ein Abregeln der nachhaltigen Stromerzeugungsanlagen wird nicht betrachtet.<sup>67</sup>

Die geringste, benötigte Pumpleistung von 12 GW für den Speicherbedarf bekommt man bei einem Ausbau der Stromerzeugung aus Wasserkraft auf 51 TWh. Ohne das Potential aus Wasserkraft steigt die benötigte Pumpleistung der Speicher auf 56 GW an, insofern auch der Verbrauch auf 137 TWh ansteigt.<sup>68</sup>

Der **maximale Speicherbedarf liegt bei 23,4 TWh**. Hierbei werden alle sechs Szenarien betrachtet sowie der stündliche Speicherfüllstand (Tabelle 2).<sup>69</sup>

<sup>65</sup> Abb.: (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 15)

<sup>66</sup> Abb.: (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 18)

<sup>67</sup> Vgl.: (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 17)

<sup>68</sup> Vgl.: (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 18)

<sup>69</sup> Vgl.: (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 20, 21)

Tabelle 4: Gegenüberstellung der nationalen Potentiale und ausgewählten Szenarien-Ergebnisse<sup>70</sup>

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

Die Pumpleistung wird nur in wenigen Stunden des Jahres benötigt, es handelt sich um jene Stunden, bei denen eine geringe Last und ein hohes Angebot aus der regenerativen Stromerzeugung besteht (siehe Abbildung 14).<sup>71</sup>

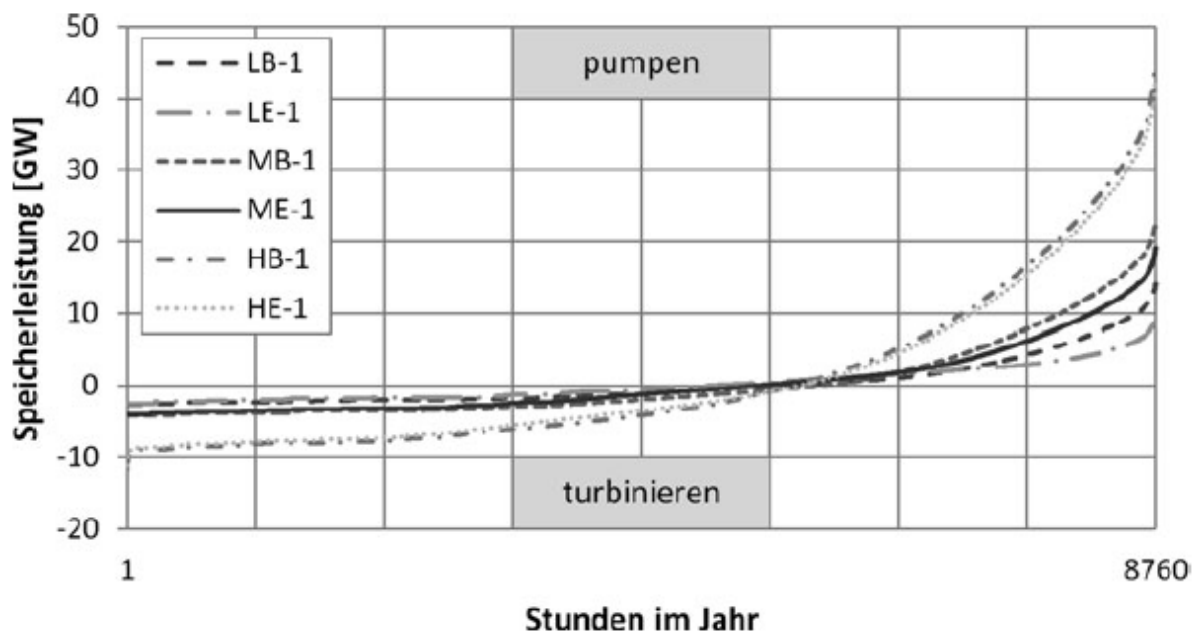


Abbildung 14: Jahresdauerlinie der Speicherleistung für die sechs Szenarien<sup>72</sup>

Der Ausbau der Laufwasserkraftwerke sorgt für eine Reduktion der benötigten Pumpleistung. Ebenfalls sollte ein Lastzuwachs vermieden werden, da der Pumpleistungsbedarf sonst überproportional steigt.<sup>73</sup>

<sup>70</sup> (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 22)

<sup>71</sup> Vgl.: (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 18, 19)

<sup>72</sup> Abb.: (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 19)

<sup>73</sup> (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 18)

Der klare Zusammenhang zwischen allen hydraulischen Kraftwerkstypen innerhalb des Systems wurde dargestellt. Nur der perfekte Mix kann die wirtschaftlich günstigste Maßnahme ergeben.

## 2.2.6 Fazit Speicherbedarf

Österreich befindet sich bereits auf dem Weg zu einer regenerativen Stromvollversorgung. Durch den hohen Anteil an Wasserkraft sollte der restliche Kraftwerkspark nur noch auf regenerative Kraftwerkstypen umgestellt werden. Um dieses Ziel zu erreichen, bedarf es Bemühungen im Bereich der Speicherkapazitäten. Nur so können die unbeständigen, regenerativen Wind- und Photovoltaikanlagen effektiv betrieben werden.

Neben den Umweltvorteilen einer regenerativen Stromvollversorgung in Österreich schafft ein rein grüner Kraftwerkspark auch eine geopolitische Unabhängigkeit. Der Staat wäre nicht mehr von schwankenden Primärenergieträgerpreisen und politisch instabilen Lagen abhängig, wodurch auch der Export/Import-Saldo wieder zu Gunsten Österreichs sein könnte.

Es kann festgehalten werden, dass eine regenerative Stromvollversorgung nicht sichergestellt werden kann, ohne zeitgleich die Speicherkapazitäten auszubauen. Dieser Ausbau soll zusammen mit der Erweiterung des regenerativen Kraftwerksparks geschehen. Eine einseitige Entwicklung wird nicht dazu führen, dass die andere Entwicklung nachzieht, da es keinerlei finanzielle Anreize dafür gibt.

Wie die Berechnungen zeigen, werden mindestens 17 TWh Speicherkapazität und maximal 23,4 TWh benötigt. Diese Werte können allerdings bei der momentanen wasserrechtlichen Lage nicht erreicht werden. Im gesamten Alpenraum gibt es durchaus auch alternative Kapazitäten welche genutzt werden können. Eine Studie für das Land Salzburg beispielsweise ergab, dass von 102 untersuchten Beschneiungsseen, 47 geeignete Anlagen eine Gesamtkapazität von 1,432TWh leisten könnten.<sup>74</sup>

---

<sup>74</sup> Vgl.: (Kraml, 2010, S. 47)

## 2.3 Pumpspeicheranlagen

Wie kann Strom mittels hydraulischer Pumpspeicherung gespeichert werden?

Nachdem die Frage des Speicherbedarfs geklärt wurde, beschäftigt sich dieses Kapitel mit der Funktionsweise einer Pumpspeicheranlage. Zuerst werden die physikalischen Grundlagen erläutert und anschließend die benötigten Anlagenteile.

Die hier beschriebenen Formeln sind nötig, um eine Anlage zu dimensionieren, und den potentiellen Ertrag zu berechnen. Die Beispiele beziehen sich auf kleine Anlagen, da im späteren Verlauf der Arbeit genau diese Größenordnung betrachtet wird.

Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Rohrleitungen und den Betrieb mit einer Pumpturbine gelegt. Die Rohrleitungen weisen die höchsten Energieverluste einer Anlage auf. Das Krafthaus stellt den wichtigsten Teil bei einem Umbau einer Beschneidungsanlage zur Pumpspeicherung dar.

### 2.3.1 Allgemeines und Formeln

Pumpspeicherwerke bestehen aus einem Ober- und einem Unterbecken. Zwischen den Becken wird das Wasser bewegt, um Energie zu erzeugen (entladen) oder einzuspeichern (laden und speichern).<sup>75</sup> Das Oberbecken ist ein separates Becken, welches aus dem Unterbecken befüllt wird. Wenn es keinen natürlichen Zulauf zum Oberbecken gibt, zählt ein Pumpspeicher nicht zu den erneuerbaren Energiequellen. Das Unterbecken kann entweder ein abgeschlossenes Becken sein oder ein Fließgewässer.<sup>76</sup>

Ein Pumpspeicherwerk erzeugt aus potentieller Energie Elektrische. Die potentielle Energie berechnet sich wie folgt:

*Formel 2: Potentielle Energie allgemein<sup>77</sup>*

$$E = V * \rho * g * \Delta h * \eta_{Ges} [Ws]$$

$$\Delta h = (h_1 + h_2)/2 - h_0$$

$\Delta h$  ... effektive Fallhöhe.

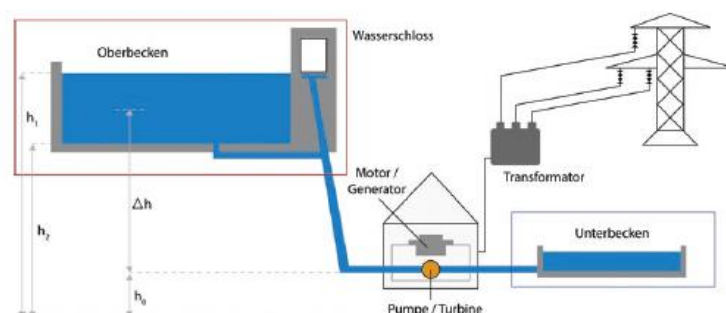


Abbildung 15: Beziehung Ober- und Unterbecken<sup>78</sup>

<sup>75</sup> Vgl.: (Sterner & Stadler, Mechanische Energiespeicher, 2017, S. 521)

<sup>76</sup> Vgl.: (Sterner & Stadler, Mechanische Energiespeicher, 2017, S. 521)

<sup>77</sup> Vgl.: (Sterner & Stadler, Mechanische Energiespeicher, 2017, S. 521,522)

<sup>78</sup> Abb.: (Sterner & Stadler, Mechanische Energiespeicher, 2017, S. 522)

## Potentielle Energie

Ruhendes Wasser hat eine potentielle Energie ( $E_p$ ), welche freigegeben wird, wenn das Wasser über die die Fallhöhe ( $h_p$ ) abfließt. Durch eine Turbine wird diese Energie in Leistung ( $P_{\text{aus}}$ ) in Form von elektrischen Strom umgewandelt, umgekehrt wandelt eine Pumpe die elektrische Leistung ( $P_{\text{ein}}$ ) in potentielle Energie um.<sup>79</sup>

*Formel 3: Potentielle Energie Pumpspeicher*

$$E_p = \frac{1}{3,6 * 10^6} * g * m * h_p \text{ [kWh]}$$

$E_p$  ... potentielle Energie

$\frac{1}{3,6 * 10^6}$  ... Umrechnung von [s] und [W] auf [h] und [kW]

$g$  ... Erdbeschleunigung ( $g = 9,81 \frac{m}{s^2}$ )

$m$  ... Masse ( $m = V * \rho_w$ )

$\rho_w$  ... Dichte Wasser ( $999,73 \frac{kg}{m^3}$  bei  $T = 10^\circ C$ )

$V$  ... Volumen

$T$  ... Temperatur

$h_p$  ... potentielle Energiehöhe (Höhendifferenz minus Verlusthöhen)

## Speicherkapazität

Die Speicherkapazität  $E_{sp}$  ist jene Energiemenge, welche aufgenommen ( $E_{sp,start}$ ), abgegeben ( $E_{sp,end}$ ) oder insgesamt gefasst ( $E_{sp,max}$ ) wird. Die Speicherkapazität, am Beginn des Zyklus ergibt sich aus der einzuspeichernden Energie ( $E_{ein}$ ), multipliziert mit dem Einspeicherwirkungsgrad ( $\eta_{ein}$ ).<sup>80</sup>

*Formel 4: Gespeicherte Energie Zyklusstart*

$$E_{sp,start} = E_{ein} * \eta_{ein}$$

Der Speicher verliert über die Zeit von selbst heraus an Energie ( $E_{V,sp}$ ). Bei einem Pumpspeicher geschieht dies über die Verdunstung des Wassers im Oberbecken. Am Ende des Speicherzyklus wird die gespeicherte Energie ( $E_{sp,end}$ ) wie folgt berechnet:<sup>81</sup>

*Formel 5: Gespeicherte Energie Zyklusende*

$$E_{sp,end} = E_{sp,start} - E_{V,sp}$$

---

<sup>79</sup> Vgl.: (Giesecke & Mosonyi, Wasserkraftanlagen, 1997, S. 19)

<sup>80</sup> Vgl.: (Bauer, 2017, S. 40, 41)

<sup>81</sup> Vgl.: (Bauer, 2017, S. 41)

Die ausgespeicherte Energie ( $E_{aus}$ ) unterliegt ebenfalls Verlusten:<sup>82</sup>

$$E_{aus} = E_{sp,end} * \eta_{aus} = \int_{t=0}^{t_{aus}} P_{aus} * (t) * dt$$

Ein Generator wird über die durchströmte Turbine angetrieben und erzeugt Strom, welcher über einen Transformator ins Netz eingespeist wird. Die Energie wird im Netz für folgende Aufgaben benötigt:<sup>83</sup>

- Spitzenlastabdeckung
- Stromerzeugung für die Regellast
- Sicherstellung der Netzspannung
- Frequenzhaltung

Grundsätzlich wird bei einem Pumpspeicherkraftwerk nur Energie zeitlich umgewälzt und der Preisunterschied am Strommarkt ausgenützt, um Gewinne zu erzielen. Besonders die technischen Entwicklungen der letzten Jahrzehnte ermöglichen kurze Anlaufzeiten und somit die gute Regelfähigkeit dieser Kraftwerkstypen.<sup>84</sup>

Folgende Kennwerte sind für die Betrachtung von Pumpspeicherwerken wichtig:<sup>85</sup>

- Wirkungsgrad
- Verluste
- Energiedichte
- Leistungsdichte
- Volllaststunden

Die zugeführte Energie bei Pumpspeichern ist immer höher als die durch Ausspeicherung erzeugte Energie. Die Verluste von Transformatoren, Generatoren, Pumpen sowie Rohrleitungen bestimmen den Gesamtwirkungsgrad,  $\eta_{Ges}$ .

*Formel 6: Gesamtwirkungsgrad Pumpspeicher*

$$\eta_{Ges} = \eta_R * \eta_{T,P} * \eta_{G,M} * \eta_{Trans}$$

$\eta_R$  ...Rohrleitungswirkungsgrad,

$\eta_{T,P}$  ...Turbinen-/Pumpwirkungsgrad,

$\eta_{G,M}$  ... Generator-/Motorwirkungsgrad,

$\eta_{Trans}$  ...Transformationswirkungsgrad<sup>86</sup>

---

<sup>82</sup> Vgl.: (Bauer, 2017, S. 41)

<sup>83</sup> Vgl.: (Sterner & Stadler, Mechanische Energiespeicher, 2017, S. 521)

<sup>84</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 125)

<sup>85</sup> Vgl.: (Sterner & Stadler, Mechanische Energiespeicher, 2017, S. 522)

<sup>86</sup> Vgl.: (Sterner & Stadler, Mechanische Energiespeicher, 2017, S. 522)



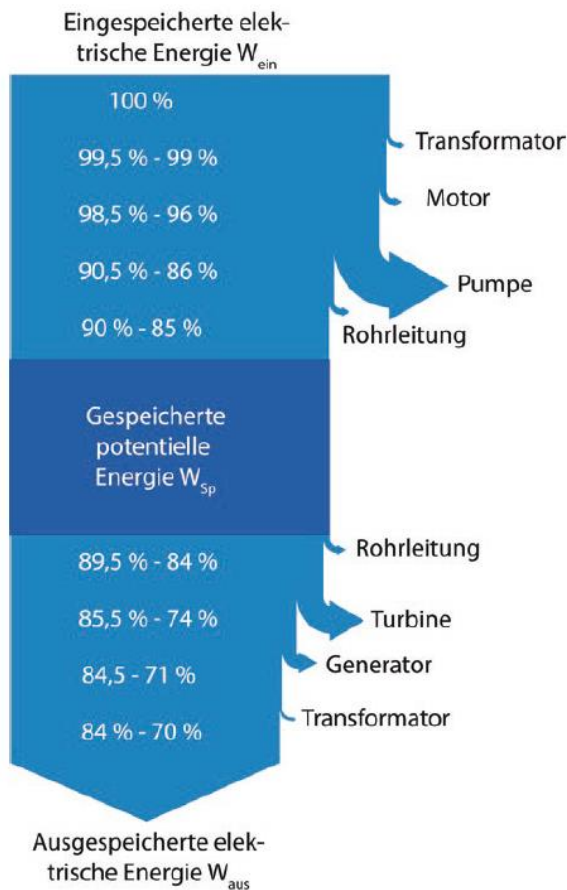


Abbildung 16: Verluste PSKW<sup>87</sup>

Trotz der hohen erreichbaren Wirkungsgrade bis zu 83% ist die Energiedichte eines Pumpspeichers relativ gering; dies lässt sich mit folgender Formel errechnen:

Formel 7: Energiedichte Pumpspeicher<sup>88</sup>

$$e_V = m * g * \Delta h / V = \rho * g * \Delta h [W/m^3]$$

Die geringe Dichte des Mediums Wasser ist für das schlechte Verhältnis verantwortlich. Ein Vergleich zu anderen Speichertechnologien bietet Abbildung 14.<sup>89</sup>

<sup>87</sup> Abb.: (Sterner & Stadler, Mechanische Energiespeicher, 2017, S. 523)

<sup>88</sup> Vgl.: (Sterner & Stadler, Mechanische Energiespeicher, 2017, S. 523)

<sup>89</sup> Vgl.: (Sterner & Stadler, Mechanische Energiespeicher, 2017, S. 523)

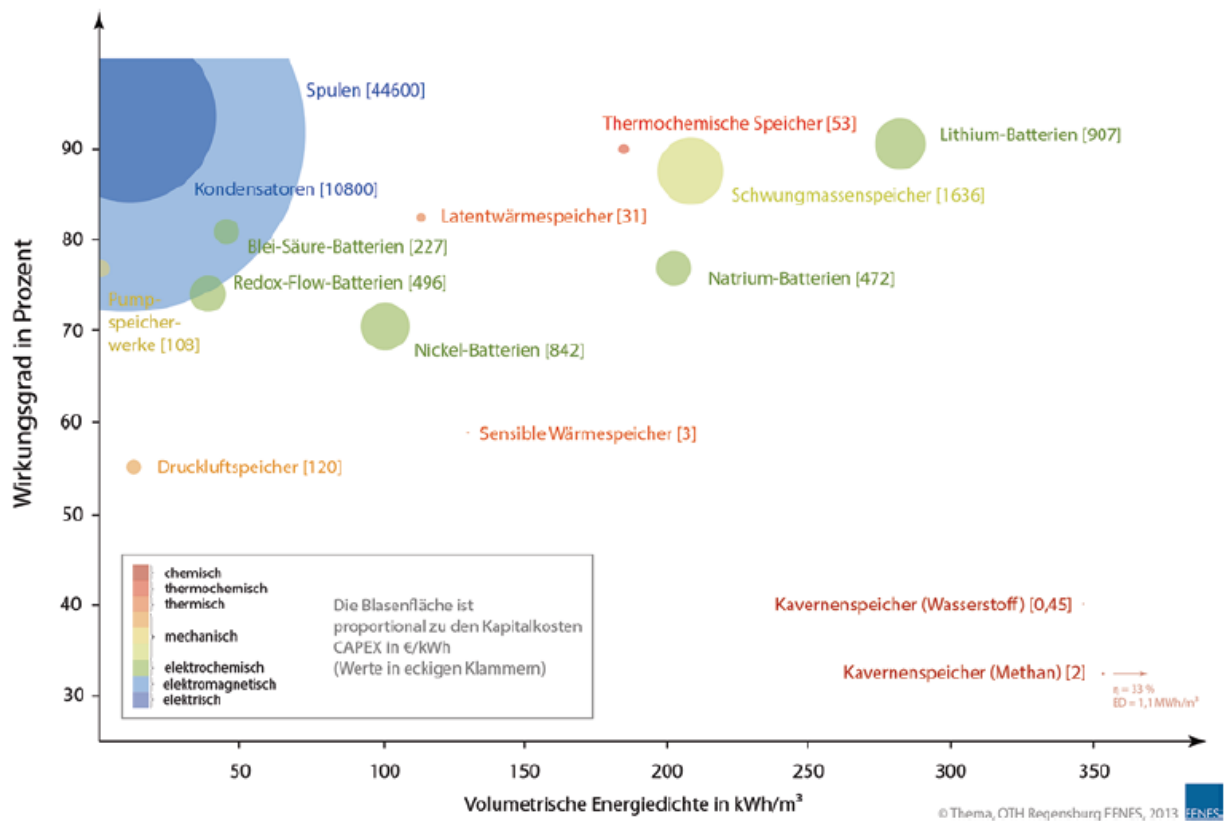


Abbildung 17: Investitionskosten verschiedener Speichertechnologien<sup>90</sup>

In Abbildung 17 wird veranschaulicht, dass zwar die Energiedichte gering ist, allerdings ein Pumpspeicher sich durch seinen hohen Wirkungsgrad und die geringen Kosten auszeichnet.

Ein Pumpspeicherkraftwerk besitzt, verglichen mit anderen Speichertechnologien, mit Abstand das größte Speicher- und Leistungsvermögen. Viel Erfahrung und lang erprobte Technologie sorgen für diesen Status.

Stärken eines Pumpspeichers relativ zu anderen Speichertechnologien:

- ausgereifte etablierte Technik
- sehr lange Lebensdauer
- geringe Selbstentladung
- guter Wirkungsgrad
- günstige Speicherkosten
- Einsatz teilweise auch als Langzeitspeicher möglich

Schwächen relativ zu anderen Speichertechnologien:

- sehr geringe Energiedichte
- geografische Beschränkungen
- hohe Investitionskosten
- langer Investitionsrückfluss
- nur große Anlagen wirtschaftlich rentabel
- lange Genehmigungsverfahren

<sup>90</sup> Abb.: (Sternier & Thema, Vergleich der Speichersysteme, 2017, S. 659)

- hohe Umweltstandards
- zunehmender Wettbewerb mit anderen Speichern (Batterieparks)<sup>91</sup>

Eine Lithium-Batterie kostet zwischen 170€/kWh und 600€/kWh, ein Pumpspeicherkraftwerk kostet dagegen je nach Ausführung zwischen 40€/kWh und 180€/kWh. Zwar besitzt eine Batterie einen höheren Wirkungsgrad, bis zu 97%, allerdings wird dieser Vorteil von den Kosten relativiert. Andere elektrochemische Speicher sind im Vergleich noch teurer.<sup>92</sup>

Die ausgereifte Technologie bestimmt den niedrigen Investitionspreis pro installierter Leistung. Der Wirkungsgrad von 75-80% liegt allerdings nur im Mittelfeld, verglichen mit anderen Speichertechnologien (z.B.: Lithium Batterien 90%, Kondensatoren 85-99%).<sup>93</sup>

Folgende Faktoren ergeben die Kosten für die Errichtung eines Pumpspeicherwerks:<sup>94</sup>

- Größe der Speicherbecken
- Maschinenkomponenten
- Standort und Neubau- oder Modernisierung

Der Bau von Kleinkraftwerken (500 kW - 10 MW) kostet in Mitteleuropa zwischen 1000€/kW (Modernisierung) und 5000€/kW (Neubau). Bei Großanlagen verringern sich die Kosten überproportional. Das Pumpspeicherwerk Goldisthal kostet beispielsweise 600€/kW.<sup>95</sup>

Die Kosten teilen sich nach Abbildung 18

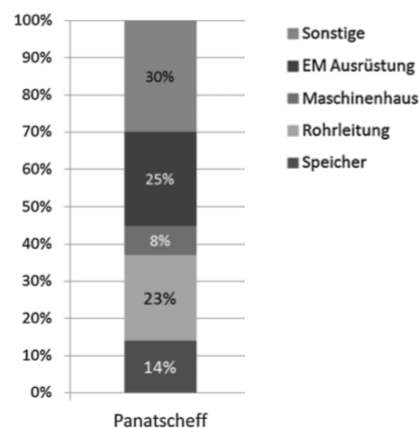


Abbildung 18: Kostenverteilung für Anlagenkomponenten einer Pumpspeicheranlage<sup>96</sup>

Diese Aufstellung wurde für konventionelle Kraftwerke erstellt und nicht für Anlagen im niederen MW- bis kW-Bereich. Je kleiner die Speicher sind, desto größer werden die prozentuellen Kosten für die Maschinen- und Elektrotechnik.

Pumpspeicherwerke haben eine hohe Lebensdauer, lediglich regelmäßige Wartung und Reparaturen müssen durchgeführt werden, um den Betrieb zu garantieren. Die großen Wassermassen beanspruchen die Maschinenkomponenten dynamisch, mechanisch und thermisch, die Witterung nutzt die Anlagenteile, wie die Staumauer und das Speicherbecken,

<sup>91</sup> Vgl.: (Sterner & Thema, Vergleich der Speichersysteme, 2017, S. 669)

<sup>92</sup> Vgl.: (Sterner & Thema, Vergleich der Speichersysteme, 2017, S. 649-652)

<sup>93</sup> Vgl.: (Sterner & Thema, Vergleich der Speichersysteme, 2017, S. 660)

<sup>94</sup> Vgl.: (Sterner & Stadler, Mechanische Energiespeicher, 2017, S. 524)

<sup>95</sup> Vgl.: (Sterner & Stadler, Mechanische Energiespeicher, 2017, S. 524)

<sup>96</sup> Abb.: (Panatscheff, 1989, S. 79)

ab. Anlagen haben bei anständiger Wartung und ausreichenden Reparaturen eine Lebensdauer von 80-100 Jahren.<sup>97</sup>

### Wirtschaftliche Aspekte bei Pumpspeicherkraftwerken

Pumpspeicherkraftwerke nutzen den Strom aus Zeiten niedriger Netzbelastung von Grundkraftwerken, um bei Spitzenlastzeiten einen höheren Preis zu erzielen. Diese Anlagen rentieren sich dann, wenn die Kosten der angekauften Energie ( $K_{J,E}$ ) unter dem Erlös der verkauften Energie, bezogen auf das ganze Jahr, liegen. Durch die Verluste des gesamten Speicherprozesses (Gesamtwirkungsgrad des Pumpspeicherkraftwerks  $\eta_{PSW}=0,7-0,78$ ) liegt die eingekaufte Energiemenge ( $E_E$ ) über der verkauften Energiemenge. Aus diesen Bedingungen ergeben sich folgende Formeln für die Energieerzeugungskosten (c):<sup>98</sup>

Formel 8: Energieerzeugungskosten

$$c = \frac{K_J + K_{J,E}}{E} = \frac{K_J + c_E * E_E}{E} =$$

$$= \frac{K_J + c_E * E_E}{\eta_{PSW} * E_E} = \frac{K_J}{\eta_{PSW} * E_E} + \frac{c_E}{\eta_{PSW}} \quad [€/kWh]$$

Wobei  $K_J$  die Jahreskosten des Kraftwerks sind, welche wie folgt aufgeschlüsselt werden:

Formel 9: Kraftwerksjahreskosten

$$c = \frac{a * I_0}{T_a} * \left(1 + \frac{\kappa_N}{100} + \frac{\kappa_U}{100}\right) + \frac{c_E}{\eta_{PSW}} \quad [€/kWh]$$

$a$  ... Kapitaltilgungsfaktor

Hierbei fließen die spezifische Investition  $I_0$ , die Produktionsnebenkosten ( $\kappa_N$ ) und die Unterhaltskosten ( $\kappa_U$ ) mit ein. Die Ausnutzungsdauer ( $T_a$ ) ergibt sich aus der Arbeit  $E_a$  in einer Zeitspanne und der Anlagenleistung (P)<sup>99</sup>

$$T_a = \frac{E_a}{P} \quad [h]$$

<sup>97</sup> Vgl.: (Sterner & Stadler, Mechanische Energiespeicher, 2017, S. 524)

<sup>98</sup> Vgl.: (Giesecke & Mosonyi, Wasserkraftanlagen, 1997, S. 84) 6.Auflage

<sup>99</sup> Vgl.: (Giesecke & Mosonyi, Wasserkraftanlagen, 1997, S. 84) 6.Auflage

### 2.3.2 Ober- und Unterbecken

Wie vorher bereits beschrieben, liegt die Aufgabe einer Pumpspeichieranlage darin, potentielle Energie in Form von Wasser zu speichern. Als Speicher dient dafür das Oberbecken der Anlage. Wasser wird vom Unterbecken auf eine höhere Lage gepumpt. Bei Bedarf wird das gespeicherte Wasser über eine Turbine ins Unterbecken geleitet und erzeugt dabei Strom. Gerade für die Wahl des Standortes sind die Dimensionen der Becken von großer Bedeutung. Neben einer möglichst großen Höhendifferenz sollte auch der Abstand der beiden Becken nicht zu groß sein, um die Verluste der Rohrleitungen möglichst gering zu halten.<sup>100</sup>

Die Abbildung 19 stellt die Lage von Oberbecken und Unterbecken schematisch dar.

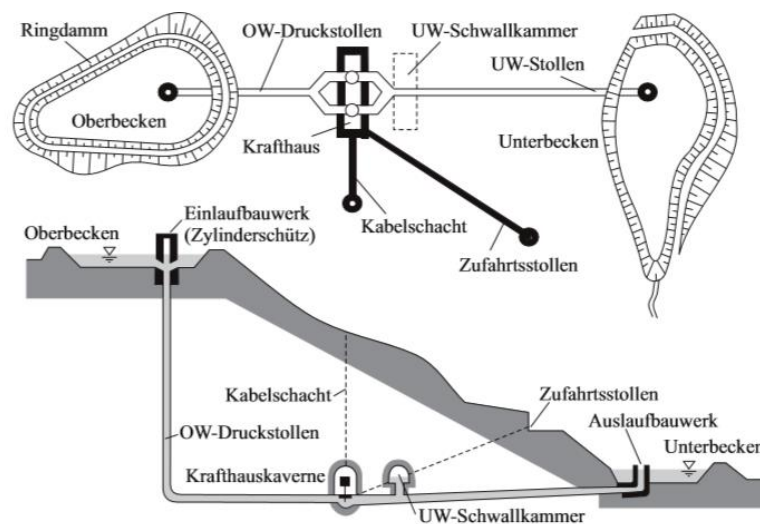


Abbildung 19: Hauptelemente einer Pumpspeichieranlage mit Krafthauskaverne<sup>101</sup>

Auf Abdichtung und Standsicherheit der Dämme wird in diesem Kapitel nicht eingegangen, da diese Thematik in Kapitel 2.4 über Beschneidungsanlagen bearbeitet wird. Im untersuchten Fall sind nämlich die Dimensionen der Becken um ein Vielfaches geringer als bei konventionellen Pumpspeicherkraftwerken.

Kosten können gespart werden, wenn ein oder beide Becken bereits vorhanden sind. Diese Speicher können entweder natürliche Seen oder künstliche Becken, die zum Zweck der Pumpspeicherung umfunktioniert werden, sein.

Die Speicherbecken sind zwar nicht der größte Kostenpunkt einer Pumpspeichieranlage, schlagen sich aber immerhin mit bis zu 14% der Gesamtkosten nieder (siehe Abbildung 18).

Somit kann festgehalten werden, dass es ein Einsparungspotential bei den Becken gibt, dieses aber von der Größe der Anlage abhängig ist.

Wird ein Hochdruckkraftwerk als Spitzenkraftwerk eingesetzt, darf keinesfalls der Abfluss direkt in das Unterwasser eingeleitet werden, da die großen Abflüsse ökologische Schäden

<sup>100</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 716)

<sup>101</sup> Abb.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 717)

anrichten können. Aus diesem Grund ist ein Ausgleichsbecken vorgesehen, welches das Wasser zwischenspeichert und gleichmäßig abgibt.<sup>102</sup>

Das bedeutet, wenn eine Entnahme aus einem Fließgewässer geplant wird, wird trotzdem ein kleines Ausgleichsbecken im Tal errichtet, um die Gewässerökologie des Flusses nicht zu schädigen.

### 2.3.3 Wasserentnahme

Die richtige Wahl der Entnahmestelle trägt erheblich zu der anfallenden Geschiebemenge bei. Hier unterscheidet man zwischen Seitenentnahme, Stirnentnahme und Sohlentnahme.<sup>103</sup>

Tabelle 5: Möglicher Entnahmeabfluss und Vor- und Nachteile der Entnahmearten<sup>104</sup>

	Seitenentnahme		Stirnentnahme	Sohlenentnahme
	mit Geschiebeabweisung	mit Geschiebeabzug		
möglicher Zulauf-Entnahmeabfluss	bis zu 50 %	bis zu 70 %	bis zu 80 %	bis zu 100 % (bis Sohlenrechenleistungsgrenze)
sehr großes Gefälle (Wildbäche) $I > 10 \%$	günstig, wenn wartungsfreie Funktion gewährleistet	ungünstig, wenn unzugänglich, da permanente Bedienung erforderlich	ungünstig; hohe Turbulenz des Zuflusses; permanente Bedienung erforderlich	sehr günstig; klassischer Fall für Tiroler Wehr; wartungsfreier Betrieb
großes Gefälle (Gebirgsflüsse) $10 \% > I > 1 \%$	günstig für alle Entnahmearten ohne besondere Einschränkungen mit oder ohne Aufstau			
mittleres Gefälle (Hügellandflüsse) $1 \% > I > 0,01 \%$	günstig für Seiten- und Stirnentnahme mit und ohne Aufstau			ungünstig; vorwiegend feines Geschiebe, welches zu nahezu 100 % in den Einlauf gerät
geringes Gefälle (Flachlandflüsse) $0,01 \% > I > 0,001 \%$	günstig, da auch ohne Aufstau durchführbar	ungünstig, da wenig Konstruktionshöhe für die Spüleinrichtungen zur Verfügung steht, Aufstau macht aufwendige Deiche notwendig		
sehr geringes Gefälle (Flussdeltas) $I > 0,001 \%$	sehr ungünstig für jede Art der Entnahme mit Ausnahme der Entnahme mittels Pumpbetrieb, da keine Höhe zur Verfügung steht			

Bauwerke zur Entnahme und gegebenenfalls Reinigung von Triebwasser aus einem Gewässer nennt man Wasserrfassung. Hierbei soll die teilweise erhebliche Menge an Feststoffen berücksichtigt werden. Unterschieden wird bei der Transportart der Feststoffe zwischen: Geschiebe (z.B.: Sand, Kies oder Steine), Schwebstoffen (Organische und

<sup>102</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 124)

<sup>103</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 162)

<sup>104</sup> (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 163)

anorganische Feinpartikel) und Treibgut. Dadurch ergeben sich folgende Aufgaben der Wasserfassung:<sup>105</sup>

- Verhinderung von Zerstörung und Erosionsschäden der Turbine durch Geschiebe oder Schwebstoffe
- Zuleitung in den Triebwasserstollen mit möglichst geringen Fallhöhenverlusten
- Fernhalten von Eis und Treibgut
- Verschluss der Triebwasserleitung bei Revision oder Schadensfällen

Gerade Hochdruckanlagen sind im Gegensatz zu Freispiegelanlagen weitaus empfindlicher gegenüber Geschiebe und Treibgut. Die wichtigsten Bestandteile sind:<sup>106</sup>

- Einlaufschweller gegen Einwandern von Geschiebe
- Tauchwand gegen Treibeis und Schwimmstoffen
- Rechenanlagen gegen grobe Schwimmstoffe
- Treibgut und Eis
- Einlaufbecken und gegebenenfalls Feinrechen
- Sandfang
- Einlaufschütz
- Übergangsbauwerk

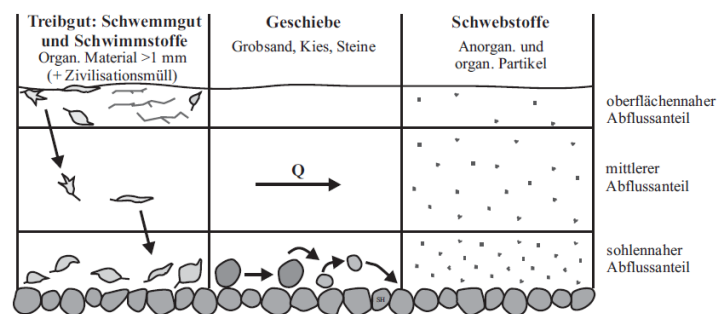


Abbildung 20: Feststoffarten und deren Auftreten in natürlichen Gewässern<sup>107</sup>

### 2.3.4 Druckrohrleitung

Vollständig gefüllte Leitungen unter Druck weisen geringere Energieverluste auf als Freispiegelleitungen, weswegen Druckrohrleitungen anstatt Freispiegelleitungen für Pumpspeicherkraftwerke verwendet werden.<sup>108</sup>

Ziel bei der Planung einer Pumpspeichieranlage ist es, eine möglichst kurze Strecke zwischen der Wasserentnahme und dem Krafthaus zu haben; dies vermindert die Rohrleitungsverluste. Die Trasse verläuft entlang dem Gefälle des Geländes und im Grundriss wird die Leitung idealerweise geradlinig geführt.<sup>109</sup>

<sup>105</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 159, 160)

<sup>106</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 159, 160)

<sup>107</sup> Abb.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 160)

<sup>108</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 237)

<sup>109</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 237)

Fliegend angeordnete Leitungen sind Druckrohre mit verhältnismäßig kleinem Durchmesser, die starr ausgeführt sind, jedoch mehrere Knickpunkte haben. Größere Längsspannungen werden durch geringe Bewegungen in den Knickpunkten vermieden, anders als bei geraden starren Leitungen mit größeren Durchmessern, welche beweglich gelagert werden.<sup>110</sup>

Nach der Verlegung wird eine Druckprüfung durchgeführt, die ÖNORM B 5050 regelt diese Prüfung bezogen auf die Dichtheit und die Standsicherheit.<sup>111</sup>

Stahl, Sphäroguss und Beton sind üblicherweise die Baustoffe, die für Druckrohrleitungen in Frage kommen. Für kleinere Rohrdurchmesser kommen meist Rohre aus Gusseisen zum Einsatz, sie sind eine kostengünstige Alternative zu Stahlrohren und werden häufig bei Kleinwasserkraftanlagen verwendet.<sup>112</sup> Die Literatur rät zwar Gusseisenrohre nur bis zu Drücken von etwa 40 Bar zu verwenden, dabei werden aber Rohre mit sehr geringen Querschnitt vernachlässigt. Wie aus der Tabelle 6 hervorgeht, können mit kleinen Durchmessern auch Drücke von 100 bar ohne Probleme in den Leitungen vorkommen.

*Tabelle 6: Systemdrücke Druckrohrleitungen aus Gusseisen<sup>113</sup>*

Maximale Systembetriebsdrücke für Formstücke und Rohre:	
DN 80 – DN 300	max. 100 bar
DN 400	max. 63 bar
DN 500	max. 50 bar

#### 2.3.4.1 Hydraulische Energieverluste

Die Energieverluste in den Rohrleitungen setzen sich aus den Rohrreibungsverlusten und den lokalen Verlusten zusammen.

Lokale Verluste treten bei Formstücken, Einbauteilen und Armaturen auf, für diese Arbeit wurde dafür ein zusätzlicher Verlust von 10-20% angenommen (siehe Rohrleitungen bei Beschneiungsanlagen).

Über die Kontinuitätsgleichung (Formel 10) wird die Abhängigkeit von Durchfluss, Geschwindigkeit und Querschnitt gegeben.

*Formel 10: Kontinuitätsgleichung<sup>114</sup>*

$$Q = \int v * dA$$

<sup>110</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 237)

<sup>111</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 237)

<sup>112</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 237, 243)

<sup>113</sup> Vgl.: (TIROLER ROHRE GMBH, 2017, S. 14)

<sup>114</sup> (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 31)



Formel 11: Erforderlicher Rohrrinnendurchmesser<sup>115</sup>

$$d_i = \sqrt[4]{\frac{4}{\pi} * \sqrt{Q/v}}$$

Aus wirtschaftlichen Gründen liegt die Fließgeschwindigkeit  $v$  in der Leitung zwischen 1m/s und 7m/s.<sup>116</sup>

Die Reibung verursacht Verluste innerhalb der Druckrohrleitung. Unter Annahme eines stationären, gleichförmigen Abflusses kann die Verlusthöhe  $h_{v,r}$  wie folgt berechnet werden:

$$h_{v,r} = \lambda * \frac{8 * \lambda * L * Q^2}{g * \pi * d_i}$$

L... Gesamtlänge der Leitung

g... Erdbeschleunigung 9,81m/s<sup>2</sup>

Bei einem vollständig gefüllten Kreisrohrquerschnitt ( $d_{hy} = d_i$ ) kann mit der äquivalenten Rauheit  $k$  der Verlustbeiwert  $\lambda$  wie folgt berechnet werden:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left[ \frac{k/d_{hy}}{3,71} \right]$$

Abbildung 21 stellt die Verluste üblicher Gusseisenrohre in Abhängigkeit zum Durchfluss dar. Bei kleineren Querschnitten steigt der Verlust bereits bei kleineren Durchflussänderungen drastisch an.

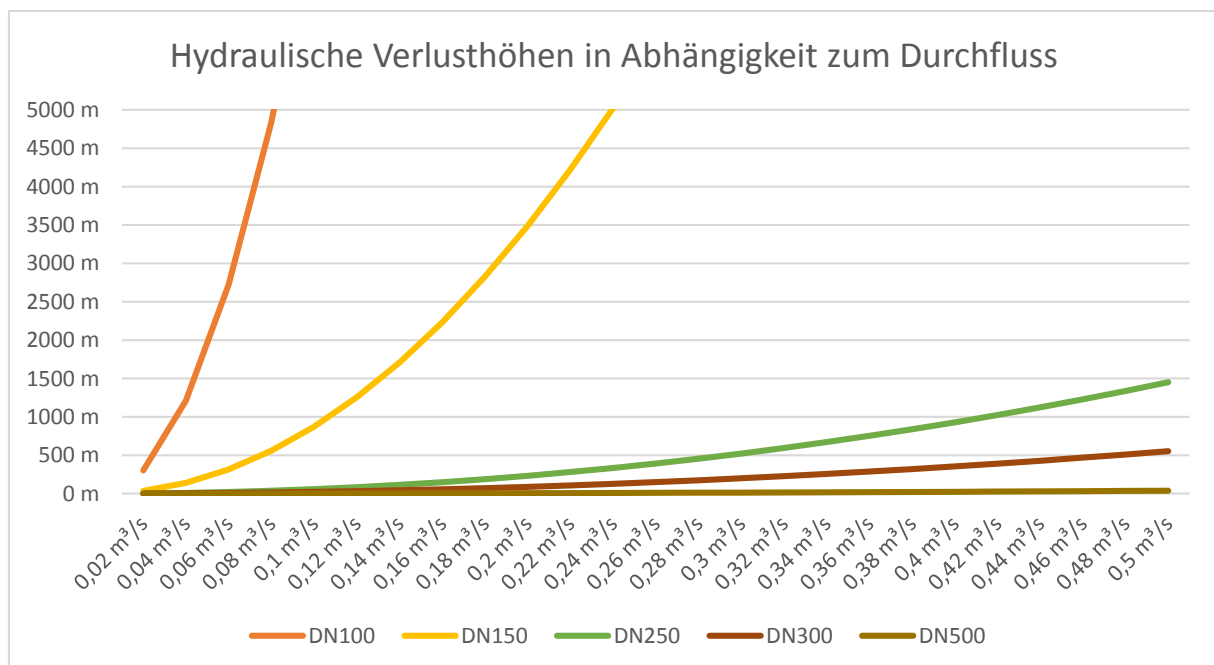


Abbildung 21: Rohrverlusthöhen in Abhängigkeit zum Durchfluss

<sup>115</sup> (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 248)

<sup>116</sup> (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 248)

### 2.3.4.2 Druckstoß

Bei Druckrohrleitungen, die vollständig mit Flüssigkeit gefüllt sind, kommt es bei Absperr- oder Regelorganen bzw. Turbinen und Pumpen zu sogenannten Druckstößen, wenn sich der jeweilige Zustand ändert. Besonders beim Schließen von Ventilen oder Turbinen treten hohe Belastungen durch einen Druckstoß auf.<sup>117</sup>

Kavitation entsteht, wenn der Flüssigkeitsstrom innerhalb der Rohrleitung abbricht und ein Unterdruck entsteht. Das Wasser verdampft in der Leitung. Dieser Dampfdruck sollte durch entsprechende Ventile aus der Leitung abgelassen werden.<sup>118</sup>

Beide Zustände führen zu Belastungen der Rohrwand und dürfen den erlaubten Betriebsdruck nicht überschreiten. Ist der Druckstoß höher als der Widerstand, sollte eine Ausgleichsmaßnahme den erhöhten Druck auf die Leitungswand dämpfen. Für diesen Fall werden sogenannte Wasserschlosser errichtet.<sup>119</sup>

Eine Abschätzung des Druckstoßes kann über die Berechnung nach Joukowsky durchgeführt werden:

*Formel 12: Joukowsky-Stoß*

$$\Delta p_{jou} = a * \rho * \Delta v$$

$$T_L = l/a$$

$$T_R = 2 * T_L = 2 * l/a$$

$\Delta p_{jou}$  ...Druckerhöhung

$\Delta v$  ...Geschwindigkeitsänderung der Flüssigkeit

$T_L$  ...Laufzeit der Druckwelle

$l$  ...Länge der Rohrleitung

$a$  ...Druckwellengeschwindigkeit

$T_R$  ...Reflexionszeit

Abbildung 22 stellt den zeitlichen Verlauf des Druckstoßes dar. Die Schließzeit  $t_S$  hat einen wesentlichen Einfluss auf die Größe des Druckstoßes. Wenn die Schließzeit kürzer als die Reflexionszeit ist, entsteht immer der volle Joukowsky-Stoß. Wenn die Zeit länger ist, wird der Druckstoß geringer. Eine Abschätzung kann mit folgender Formel durchgeführt werden:

*Formel 13: Abschätzung Druckstoßhöhe*

$$\max h_a \approx \frac{a * \Delta v}{g} * \frac{T_R}{t_S} \text{ für } t_S > T_R$$

$\max h_a$  ... Druckstoßhöhe

$t_S$  ... Schließzeit des Verschlussorganes

---

<sup>117</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 254)

<sup>118</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 254)

<sup>119</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 255)

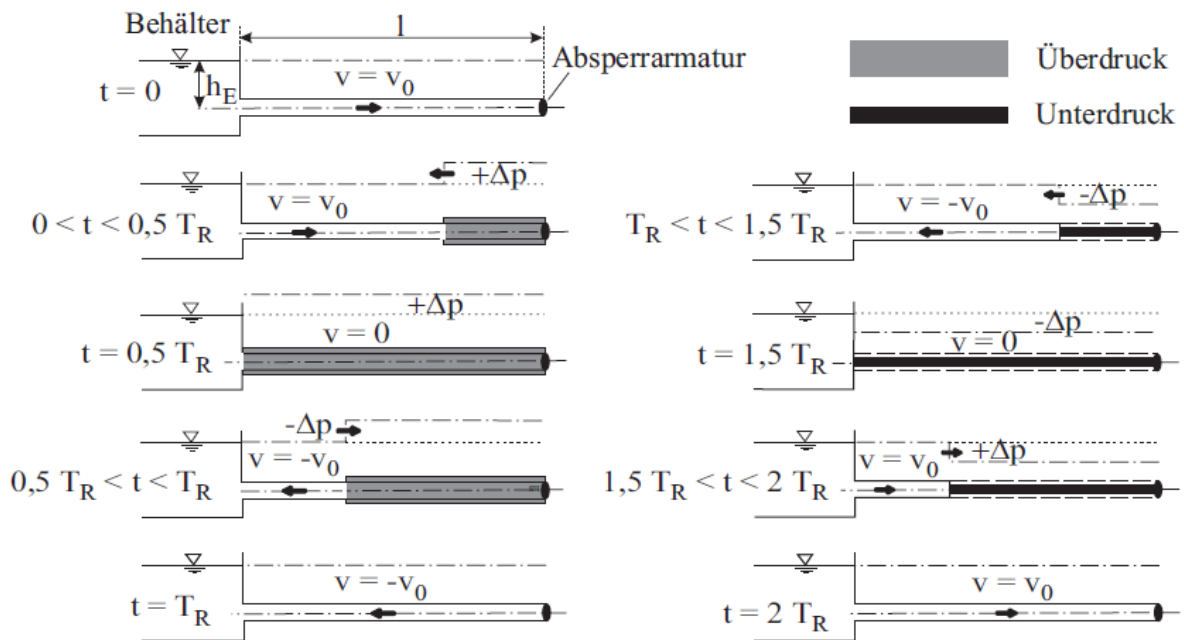


Abbildung 22: Zeitlicher Verlauf eines Joukowski-Stoßes<sup>120</sup>

### 2.3.5 Krafthaus

Das Krafthaus ist jenes Objekt der Anlage, in dem die Pumpen, Turbinen, Motoren, Generatoren, Elektrotechnik und sämtliche Schaltungen inklusive Steuerungseinheiten untergebracht sind. In diesem Kapitel werden die Turbinen, die Pumpen und Pumpturbinen beschrieben.

#### 2.3.5.1 Turbinen

Ab einer Fallhöhe von über 50 Metern spricht man von sogenannten Hochdruckkraftwerken. Hierbei wird der große Höhenunterschied zur Energiegewinnung genutzt. Schwankungen des Wasserspiegels im oberen Speicherbecken fallen bei diesen Kraftwerkstypen kaum ins Gewicht, im Gegensatz zu den Schwankungen der Abflüsse. Für ein Hochdruckkraftwerk kommen eigentlich nur die Pelton-Turbine oder die Francis-Turbine (bis 600m) in Frage (siehe Abbildung 23).<sup>121</sup>

Die Wahl der Turbine wird durch folgende Faktoren bestimmt:

- geforderte Leistung
- Fallhöhe
- Durchfluss.<sup>122</sup>

<sup>120</sup> Abb.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 261)

<sup>121</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 122-124)

<sup>122</sup> Vgl.: (Sternier & Stadler, Mechanische Energiespeicher, 2017, S. 521)

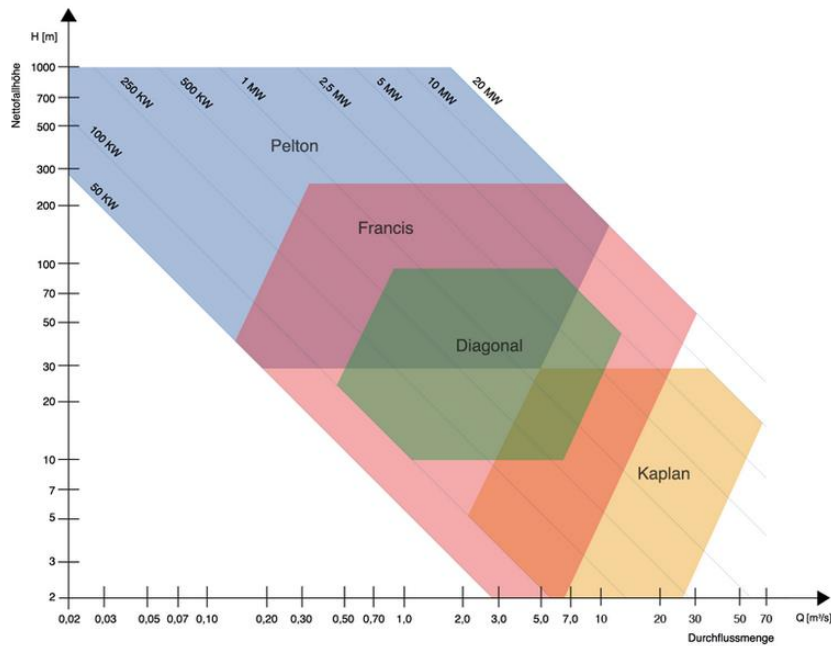
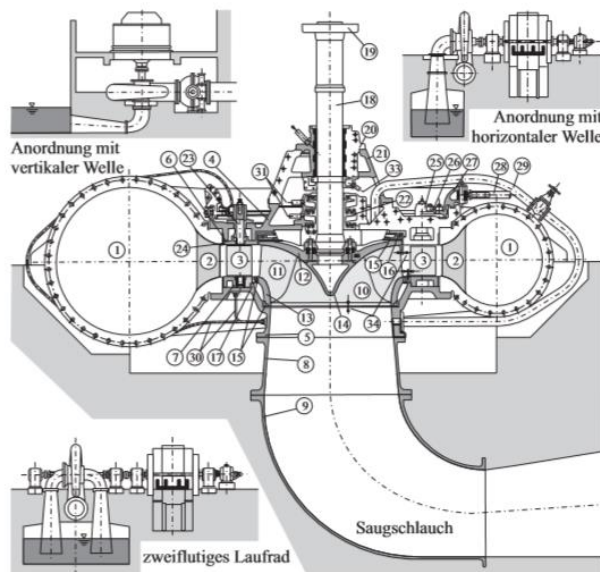


Abbildung 23: Turbinenwahl über die Fallhöhe und Durchflussmenge<sup>123</sup>

Der Einsatz von Francis-Turbinen kann die Kosten um bis zu 30% senken, wenn die Turbine auch als Pumpe agiert.<sup>124</sup>



**Francis-Turbine:** 1) Spiralgehäuse; 2) Stützschaufel; 3) Leitschaufel; 4) Turbinendeckel; 5) Saugstutzenflansch; 6) oberer/ 7) unterer Leitschaufelring; 8) Übergangsstück; 9) Saugschlauchpanzerung; 10) Laufrad; 11) Laufradschaufel; 12) Innenkranz; 13) Außenkranz; 14) Laufradnabe; 15) Radkranz; 16) Abdeckring; 17) Stützring; 18) Turbinenwelle; 19) Verbindungsflansch; 20) Turbinenführungslager; 21) Führungslagersteg; 22) Labyrinthdichtung; 23) Leitschaufelzapfen; 24) Leitschaufelzapfendichtung; 25) Lenker; 26) Regulierhebel mit Bruchsicherung; 27) Regulierring; 28) Regulierzugstange; 29) Druckausgleichsleitung; 30) Entwässerungsleitungen; 31) Leckwasserabführung; 32) Ölzufuhr; 33) Ölabfuhr; 34) Turbinenspalt [15.1]

Abbildung 24: Francis Turbine<sup>125</sup>

<sup>123</sup> Abb.: (Geppert GmbH, 2018)

<sup>124</sup> Vgl.: (Stern & Stadler, Mechanische Energiespeicher, 2017, S. 524)

<sup>125</sup> Abb.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 609)

Für eine Pumpspeichieranlage kommen Francis- oder Pelton-Turbinen zum Einsatz, da es sich hierbei um Turbinen für den Hochdruckbereich handelt. Fallhöhen von weit über 50 Metern sind Standard.

Über die Formel 14 kann überschlagsmäßig die elektrische Leistung P der Anlage berechnet werden.

*Formel 14: Überschlagsformel abgegebene elektrische Leistung<sup>126</sup>*

$$P = \eta_{tot} * \frac{\rho_w * g}{10^3} * Q * h_f \quad [kW]$$

$\eta_{tot}$  ...Gesamtwirkungsgrad

$h_f$  ...Fallhöhe

### 2.3.5.2 Pumpen

Die Pumpen einer Pumpspeichieranlage dienen der Erhöhung der mechanischen Strömungsenergie des Wassers, um das Oberbecken bei Bedarf zu befüllen.<sup>127</sup>

Es gibt verschiedene Arten von Pumpen, bei einer Pumpspeichieranlage kommen aber vor allem Kreiselpumpen zum Einsatz. Im Prinzip funktioniert eine Kreiselpumpe wie eine umgekehrt betriebene Überdruckturbine.<sup>128</sup>

Die Pumpförderhöhe  $h_p$  lässt sich wie folgt berechnen:

*Formel 15. Pumpförderhöhe<sup>129</sup>*

$$h_p = h_{geo} + \frac{v_o^2 - v_u^2}{2 * g} + h_{v,S} + h_{v,D} \approx h_{geo} + C * Q_P^2 \quad [m]$$

$h_{geo}$  ...geodätische Höhendifferenz zwischen Unter- und Oberwasser [m]

$v_o$  ...Auslaufgeschwindigkeit [m/s]

$v_u$  ...Einlaufgeschwindigkeit [m/s]

$h_{v,S}$  ...Verluste am Saugstutzen [m]

$h_{v,D}$  ... Druckstutzen [m]

$C$  ... Konstante [s<sup>2</sup>/m<sup>5</sup>]

$Q_P$  ... Pumpenförderstrom [m<sup>3</sup>/s]

<sup>126</sup> (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 31)

<sup>127</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 576)

<sup>128</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 576-577)

<sup>129</sup> (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 577)

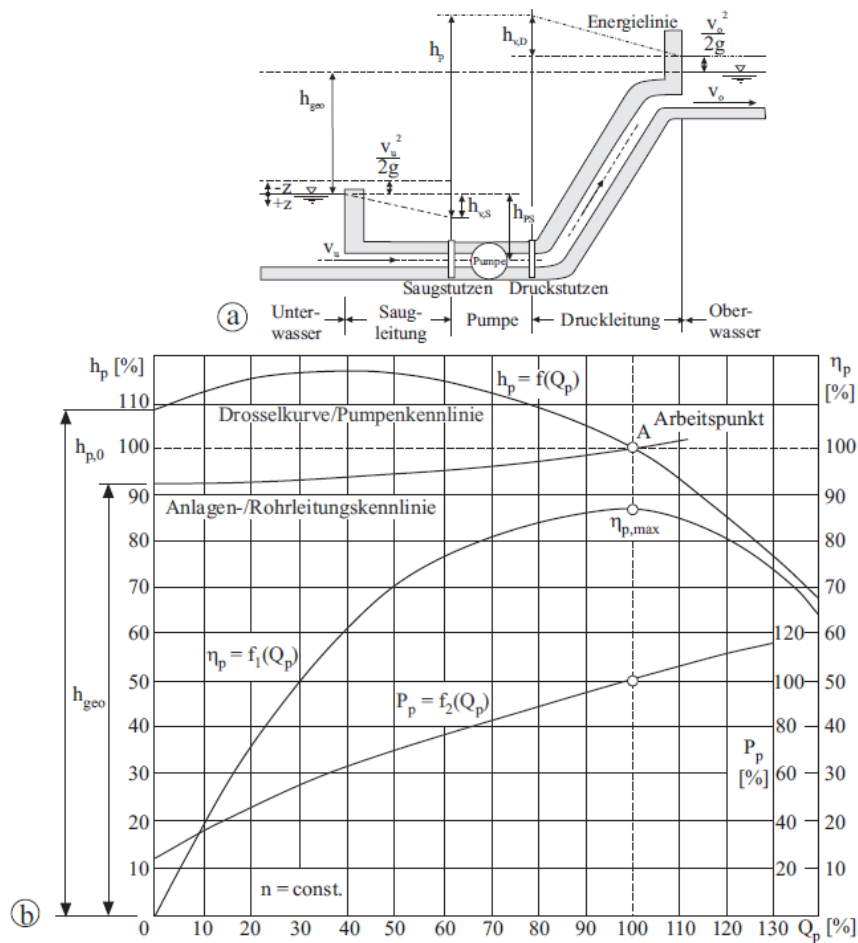


Abbildung 25: Schema einer Pumpanlage incl. Kennlinie<sup>130</sup>

Abbildung 25 stellt eine Pumpenkennlinie dar. Dabei ist die Drehzahl  $n$  konstant; über die Pumpförderhöhe  $h_p$ , die Pumpleistung  $P_p$  und den Durchfluss  $Q_p$  kann der optimale Wirkungsgrad  $\eta_p$  bestimmt werden. Der Schnittpunkt ergibt dann den Arbeits- oder Betriebspunkt der Pumpe an.<sup>131</sup>

Die benötigte Leistung der Pumpe ergibt sich rechnerisch wie folgt:

Formel 16: Leistung Pumpe

$$P_p = \frac{\rho * g * Q_p * h_p}{\eta_p} \quad [kW]$$

Bei einem Leistungsbedarf im Megawattbereich erreichen die Kreiselpumpen einen Wirkungsgrad von 90-95% und bei Maschinen im Kilowattbereich lediglich 75-90%.<sup>132</sup>

<sup>130</sup> Abb.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 578)

<sup>131</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 578)

<sup>132</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 580)

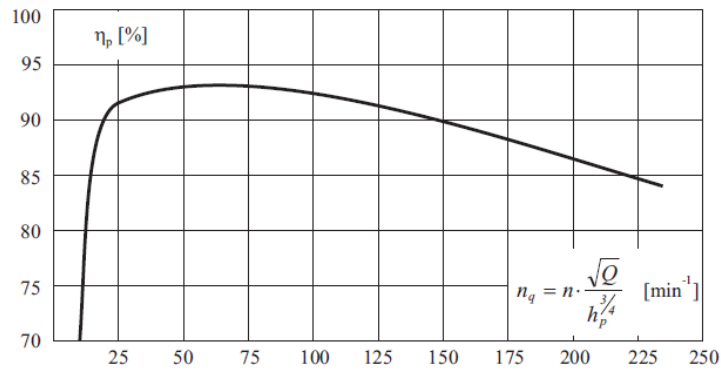


Abbildung 26: Pumpenwirkungsgrad in Abhängigkeit der spezifischen Drehzahl<sup>133</sup>

Über die spezifische Drehzahl, siehe Abbildung 26, kann die Bauform der Pumpe grob gewählt werden:

Tabelle 7: Bauformen Kreiselpumpe

$n_q$ [ $\text{min}^{-1}$ ]	Bauform
0-25	Radialrad (Hochdruckrad)
26-40	Radialrad (Mitteldruckrad)
41-70	Radialrad (Niederdruckrad)
71-160	Halbaxialrad (Schraubenrad, Diagonalrad)
140-400	Axialrad (Propellerrad)

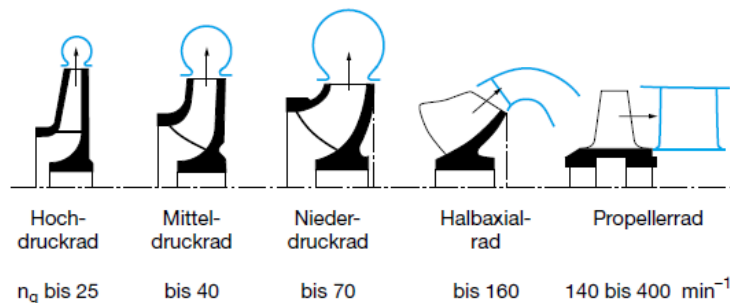


Abbildung 27: Bauformen Kreiselpumpe<sup>134</sup>

### 2.3.5.3 Kombinierte Pumpenturbinen

Strömt das Wasser entgegen der Pumprichtung, also vom Druck- zum Saugstutzen, kehrt sich die Drehrichtung des Laufrades um. Wird das Losbrechmoment von Laufrad und Welle überwunden, kann das Drehmoment einen Generator antreiben, die Pumpe arbeitet nun im „3.Quadranten“ (siehe Abbildung 28: 4-Quadranten-Kennfeld (schematisch)). Die Pumpe als Turbine unterscheidet sich von einer gewöhnlichen Turbine nur noch durch den Wirkungsgrad, welcher geringer ist.<sup>135</sup>

<sup>133</sup> Abb.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 579)

<sup>134</sup> Abb.: (KSB Aktiengesellschaft, 2005, S. 12)

<sup>135</sup> Vgl.: (Baumgarten & Guder, 2005, S. 2)

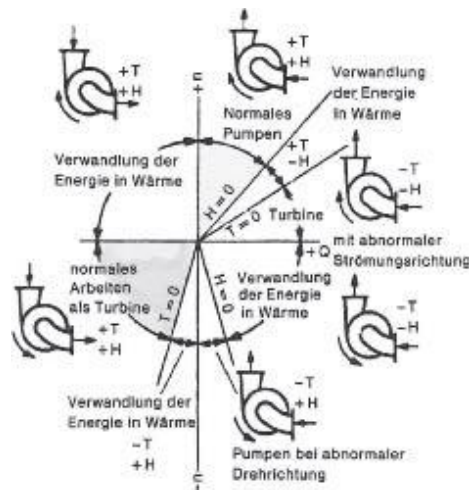


Abbildung 28: 4-Quadranten-Kennfeld (schematisch)<sup>136</sup>

Wenn die zu erwartende Ausbeute einer Wasserkraftanlage zu gering ist, wird auf eine Pumpenturbine zurückgegriffen, da die Turbinen einen hohen Kostenpunkt darstellen. Rückwärtslaufende Kreiselpumpen eignen sich dafür am besten, dank der industriellen Produktion kann eine solche Pumpe relativ günstig erworben werden.<sup>137</sup>

Ein wesentlicher Nachteil von Pumpen als Turbinen sind die fehlenden Leiteinrichtungen zur Anpassung bei schwankendem Wasserangebot.<sup>138</sup> Bei Pumpspeichieranlagen mit entsprechenden Höhenunterschied schwankt das Wasserangebot allerdings nicht sehr stark.

### 2.3.6 Fazit Pumpspeichieranlagen

Pumpspeichieranlagen sind momentan die beste Option zur Energiespeicherung im großen Maßstab. Zwar besitzt Wasser eine geringe Energiespeicherdichte, aber die Anlagenkomponenten sind dank langer Erfahrung ausgereift. Auch die Kosten für Wartung und Betrieb der Anlagen halten sich in Grenzen. Die Standortwahl für ein Pumpspeicherwerk ist ausschlaggebend für die Effizienz und die Speicherkapazität. Zwar sind Täler in großen Höhen besser für die Energiespeicherung geeignet, allerdings ist gerade in den Alpen die Flora und Fauna in diesen Bereichen besonders empfindlich. Talsperren, die einmal angelegt werden, zerstören das natürliche Landschaftsbild, können aber auch als Touristenattraktion gelten.

Gerade bei Anlagen mit geringen Mengen stellt sich schnell die Frage der Wirtschaftlichkeit, da die Amortisationszeit sehr hoch ist. Verschiedene Möglichkeiten dienen dabei zur Kostenreduktion, zum Beispiel der Einbau einer Pumpenturbine.

Um den Speicherbedarf in Österreich zu decken, sollten allerdings noch viel mehr Kapazitäten ausgeschöpft werden, als es mit der konventionellen Pumpspeicherung derzeit möglich ist.

<sup>136</sup> Abb.: (Baumgarten & Guder, 2005, S. 2)

<sup>137</sup> Vgl.: (Baumgarten & Guder, 2005, S. 3)

<sup>138</sup> Vgl.: (Baumgarten & Guder, 2005, S. 7)



## 2.4 Beschneiungsanlagen

In den letzten 25 Jahren führten die vollflächige Beschneigung bis in hohe Höhenlagen, die klimatischen Bedingungen und der steigende Wettbewerbsdruck zu einem enormen Ausbau der technischen Beschneigung in Österreich.<sup>139</sup>

In diesem Kapitel wird die Kunstschneeproduktion veranschaulicht und die dazu benötigte Anlage. Die technische Beschneigung hat sich im Laufe der letzten Jahrzehnte rasant entwickelt, sämtliche Anlagenteile sind auf Energieeffizienz und ein Produktionsmaximum ausgereift. Auch der ökologische Aspekt rückt mehr ins Bewusstsein. So werden beispielweise mittels großer Speicherseen die empfindlichen Bäche der Berge nicht mehr so stark belastet wie früher.

Jede Anlage ist ein Unikat. Die Bedingungen verändern sich je nach Einsatzort sehr stark. Die hier beschriebenen Anlagenteile sind zwar bei jedem Projekt nötig, allerdings unterscheiden sie sich in ihrer Ausführung. Dieses Kapitel dient als Grundlage für die späteren Hypothesen und Berechnungen der Sekundärnutzung einer Kunstschneeanlage zur Stromspeicherung. Dieses Kapitel erstellt keinen Anspruch eine vollständige Erklärung aller Prozesse. Diesbezüglich wird auf weiterführende Literatur verwiesen.

### 2.4.1 Allgemeines

Kunstschnee wird auch als Basisschnee bezeichnet, dieser soll dem natürlichen Schnee möglichst ähnlich sein, jedoch unterscheidet sich Kunstschnee noch sehr stark im Aufbau von Naturschnee (siehe Abbildung 29).<sup>140</sup>

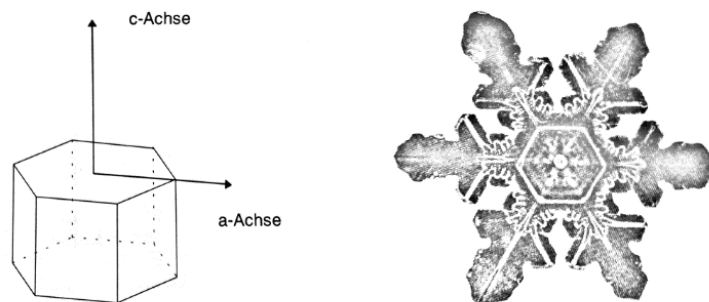


Abbildung 29: links Kunstschnee, rechts Naturschnee<sup>141</sup>

Eine Schneekanone zerstäubt Wasser in kleine Tropfen, vermischt diese mit Druckluft und schleudert das Gemisch in die Atmosphäre, wo es zu Kunstschnee gefriert. Die benötigte Gefrierwärme für diesen Prozess soll an die Umgebung abgeführt werden, dies geschieht durch Konvektion und Evaporation.<sup>142</sup>

<sup>139</sup> Vgl.: (Wechsler H. G., 2014, S. 243, 244)

<sup>140</sup> Vgl.: (Fuhrmann, 1996, S. 5)

<sup>141</sup> Abb.: (Fuhrmann, 1996, S. 1, 4)

<sup>142</sup> Vgl.: (Fuhrmann, 1996, S. 5)

Für den gesamten Prozess ist eine aufwändige Anlage am Berg mit Komponenten aus verschiedensten Ingenieurwissenschaften nötig:

- Tiefbau (Rohrverlegung, Speichersee)
- Hochbau (Pumpstationen)
- Wasserbau
- Elektronik (Anlagenkomponenten)
- Energietechnik
- Softwareentwicklung (Anlagensteuerung)
- Maschinenbau (Pumpen)
- Etc.

*Folgende Baugruppen werden für eine Schneeanlage benötigt:*

- *Wasserfassungen, meistens an Fließgewässern, seltener an Quellen, Brunnen und Stillgewässern.*
- *Gebäude für Pumpstationen, fallweise mit Kompressorstation und Trafostation.*
- *Maschinen und Apparate wie Pumpen, Filter, Desinfektionsanlagen, Kühltürme, Kompressoren, Nachkühler und Abscheider.*
- *Rohrleitungsanlagen in den Pumpen- und Kompressorstationen mit Regelarmaturen, Motor-Armaturen für Auf-/Zu-Betrieb, händische Armaturen, Sicherheitsventile, Be- und Entlüftungsventile und sonstige Druckrohrleitungsteile mit Nenndrücken bis zu 100 bar.*
- *Hochspannungsanlagen für die vorgelagerte Energieversorgung wie HSKabel, Trafos, HS-Schalt-Zellen, HSMessung etc.*
- *Niederspannungs-Anlagen für die Energieversorgung und Energieverteilung in den Stationen mit Schaltschranken, Frequenzrichterantrieben, Stromrichterantrieben, Sanftanlaufgeräten etc.*
- *Steuerungstechnische Anlagen für Teil- oder Vollautomatik in Stationen und Feld, fallweise mit Leitsystemen für Steuerung und Visualisierung (Scada).*
- *Rohrleitungsanlagen im Feld aus Stahl, duktilem Guss oder HDPE für Zufuhrleitungen, Transport-Leitungen, Anspeiseleitungen und Feldleitungen mit Zapfstellen (Hydranten und Elektranen) für den Anschluss von Wasser, Strom und ggf. Druckluft der Schneeerzeuger.*
- *Feldverkabelung für Energie und Steuerung und ggf. weitere Informationsübertragung.*
- *Schnee-Erzeuger in mobiler oder stationärer Ausführung, z. T. auf Türmen oder Lanzen, z. T. mit Montage auf Pistengeräten, zugehörige Schlauche und Kupplungen.<sup>143</sup>*

---

<sup>143</sup> (Wechsler H. G., 2014, S. 244)

Beschneigungsanlagen dienen der Kunstschneeerzeugung vor allem in Skigebieten. Der Aufbau der Anlagenteile hängt von den örtlichen Gegebenheiten, dem Wasservorkommen, dem Energieverbrauch und den gesetzlichen Vorschriften ab. Die Anforderungen an Beschneigungsanlagen sind:<sup>144</sup>

- Erreichung des Beschneigungsziels
- Umweltverträglichkeit
- Betriebskomfort
- Ausbaufähigkeit

Es gibt verschiedene Technologien, um Schnee zu erzeugen. In den österreichischen Skigebieten werden hauptsächlich Druckluftkanonen (u.a. Schneilanzen), Ventilatorkanonen und Turbinenkanonen eingesetzt, neben diesen Typen gibt es noch Scherbeneissysteme und Kryokanonen. Die folgende Tabelle bildet eine Zusammenfassung der jeweiligen Parameter der Kunstschneeerzeuger:

Tabelle 8: Zusammenfassung Parameter verschiedener Schneeerzeugungssysteme<sup>145</sup>

	<b>Druckluftkanonen</b>	<b>Ventilatorkanonen</b>	<b>Scherbeneissysteme</b>	<b>Kryokanonen</b>
Schneipunkt	-2.5°C	-4.0°C	nicht def.	nicht def.
T <sub>i</sub> = -5°C	1-3 l/s	2-4 l/s	nicht def., Wasserverbrauch je nach Kapazität	1-2 l/s bei jeder Temp.
Wasserdurchsatz				
Umwandlungsgrad <sup>(a)</sup>	ca. 60%	ca. 60%	ca. 90%	ca. 90%
Dichte	410 kg/m <sup>3</sup>	500 kg/m <sup>3</sup>	650-750 kg/m <sup>3</sup>	ca. 300 kg/m <sup>3</sup>
Schneirate	7-15 m <sup>3</sup> /h	10-18 m <sup>3</sup> /h	je nach Kapazität der Eisanlage	10-20 m <sup>3</sup> /h
Energie <sup>(b)</sup>	6-10 kWh/m <sup>3</sup>	2-4 kWh/m <sup>3</sup>	40-50 kWh/m <sup>3</sup>	sehr hoch
T <sub>i</sub> = -8°C	2-4 l/s	3-5 l/s		
Wasserdurchsatz				
Umwandlungsgrad <sup>(a)</sup>	ca. 80%	ca. 75%		
Dichte	410 kg/m <sup>3</sup>	460 kg/m <sup>3</sup>		
Schneirate	15-25 m <sup>3</sup> /h	15-30 m <sup>3</sup> /h		
Energie <sup>(b)</sup>	4-7 kWh/m <sup>3</sup>	1-3 kWh/m <sup>3</sup>		

<sup>(a)</sup> Für eine genaue Bestimmung gibt es zu wenig Daten. Der Durchschnittswert für DK betrug 77% und für VK 71%.

<sup>(b)</sup> Lanzen, die zu den DK gehören, brauchen bedeutend weniger Energie.

Die geringen Jahresbetriebszeiten von nur 300 bis 700 Stunden sind bei der Auslegung der einzelnen Komponenten zu berücksichtigen, da die Anlage die restliche Zeit stillsteht.<sup>146</sup>

Für die Errichtung einer Schneeanlage sind zahlreiche Behördenverfahren nötig, neben dem Wasserrecht und dem Naturschutzrecht wird das Forstrecht herangezogen. Vor allem das Speicherbecken unterliegt strengen Vorschriften, diese Regulierungen entstanden unter Rücksichtnahme der empfindlichen Ökologie des Gebirges.<sup>147</sup>

<sup>144</sup> Vgl.: (Fuhrmann, 1996, S. 17)

<sup>145</sup> (Fuhrmann, 1996, S. 39)

<sup>146</sup> Vgl.: (Eisert, 2011, S. 69)

<sup>147</sup> Vgl.: (Wechsler H. G., 2014, S. 247)

Da das Ziel der Arbeit die Untersuchung einer Sekundärnutzung von Beschneiungsanlagen als Pumpspeicherkraftwerke ist, wird nur auf jene Anlagenteile eingegangen, die für diesen Zweck benötigt werden. Für detailliertere Informationen zur Kunstschneeproduktion wird auf weiterführende Literatur verwiesen.

## 2.4.2 Wasserverbrauch und -speicherung für die Kunstschneeerzeugung

Je nach Bedingungen benötigt man für die Grundbeschneigung zwischen 1200 und 1700m<sup>3</sup>/ha Wasser, für die Ausbesserungsbeschneigung 800 - 1500m<sup>3</sup>/ha, daraus ergibt sich ein Wasserbedarf von 2000-3200m<sup>3</sup>/ha. In klimatischen Extremjahren kann dieser Wert auf 4200m<sup>3</sup>/ha steigen, um eine Schneedecke für den Skibetrieb zu gewährleisten. Ein Speicherbecken wird auf diesen Wasserbedarf als Jahresspeicher bemessen.<sup>148</sup>

Der Speicherinhalt und die Sperrenhöhe bestimmen die Bezeichnung der Speicheranlagen. Kleine Stauanlagen gehen bis 500.000m<sup>3</sup> Inhalt und einer maximalen Sperrenhöhe von 15m, große Anlagen überschreiten diese Werte und unterliegen der Staubeckenkommission.<sup>149</sup>

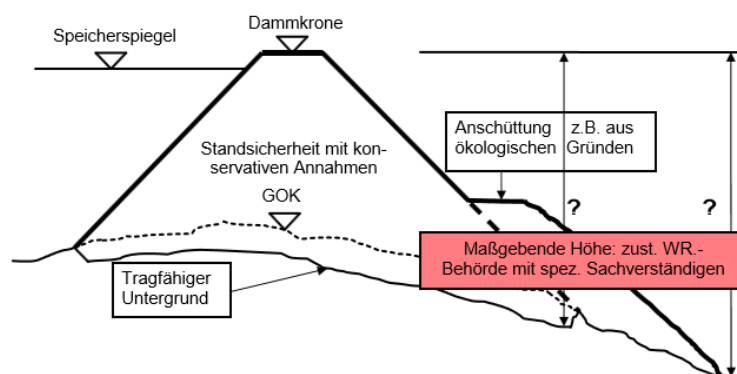


Abbildung 30: Sperrenhöhe<sup>150</sup>

Im Frühjahr gelangen lediglich 60%, des über den Winter auf die Piste aufgebrauchten, Wassers in das Tal, ein Teil geht auch durch Verluste verloren.<sup>151</sup> Das Wasser kann nicht zu 100% als Basisschnee auf den Pisten landen, es gibt einige Verluste, die sich anhand folgender Phänomene erklären lassen:<sup>152</sup>

- Verdunstung
- Verwehung
- Drift (kleine Wassertropfen, die in die Atmosphäre gelangen und schweben bleiben)
- Ablauf (sofortiges versickern der Wassertropfen im Boden)

<sup>148</sup> Vgl.: (Eisert, 2011, S. 54, 55)

<sup>149</sup> Vgl.: (Eisert, 2011, S. 8)

<sup>150</sup> Abb.: (Eisert, 2011, S. 9)

<sup>151</sup> Vgl.: (Eisert, 2011, S. 57)

<sup>152</sup> Vgl.: (Fuhrmann, 1996, S. 27, 28)

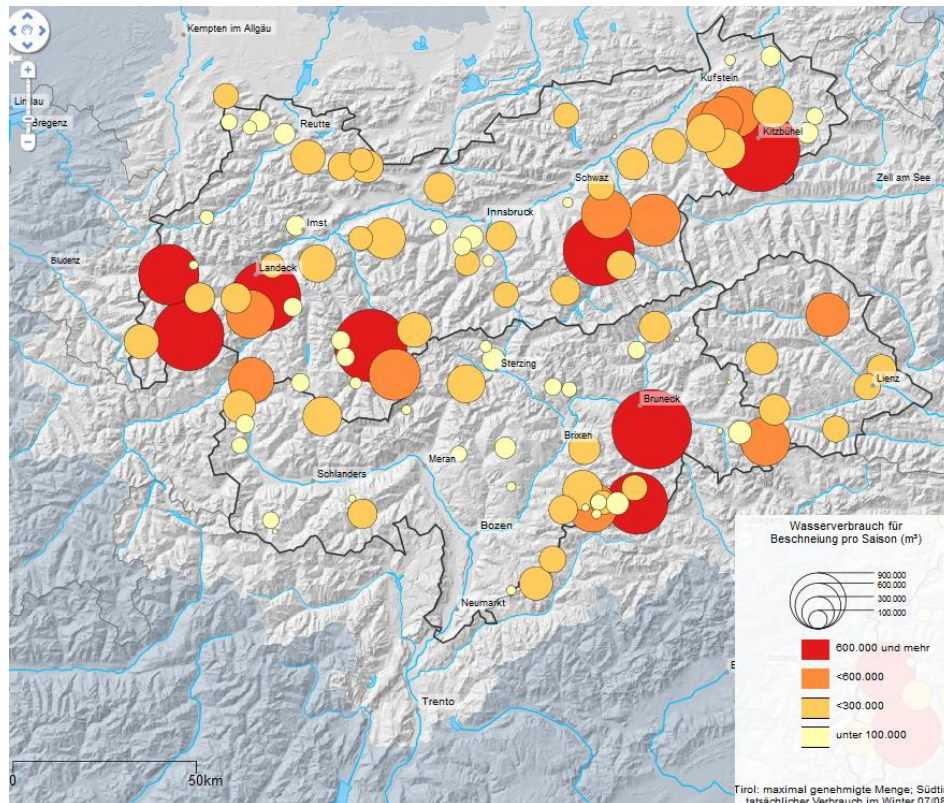


Abbildung 31: Wasserverbrauch Beschneigung Tirol und Südtirol<sup>153</sup>

Abbildung 31 stellt eine Übersicht über den Wasserverbrauch für die Beschneigung pro Saison für Tirol und Südtirol dar, beide Bundesländer benötigen offiziell pro Jahr 21,15 Mio. Kubikmeter Wasser für die Kunstschneeproduktion.<sup>154</sup>

#### 2.4.2.1 Wasserfassung von Beschneigungsanlagen

Wenn die Wasserfassung des Speicherbeckens an kleine Fließgewässer gebunden ist, liegen diese meist auf der Höhe des Beckens und dienen der Befüllung dieser Speicher. Hierbei wird die maximal zulässige Entnahmeleistung festgelegt. Die Befüllung erfolgt meistens im späten Frühjahr bzw. Frühsommer mit der Schneeschmelze und die Nachfüllung im Herbst. Der ökologische Zustand dieses Gewässers gibt die Pflichtwassermengen, Entnahmeleistungen und Entnahmezeiten an. Auch soll der Fischlebensraum in diesen Gewässern berücksichtigt werden.<sup>155</sup>

Die Entnahme aus Fließgewässern stellt immer einen Eingriff in ein ökologisches System dar, dadurch modifiziert sich der Anpassungsprozess des Gewässers.<sup>156</sup>

Bei Entnahmen zur Beschneigung aus großen Fließgewässern ist die Wasserfassung wie die einer Wasserkraftanlage zu behandeln, dies bezieht sich auf die ökologischen Vorgaben. Grundsätzlich gelten die Qualitätsziele gemäß §§30a ff WRG. Bei der Projektierung ist zu klären, ob die Wasserführung oder Wasserqualität beeinträchtigt wird. Für alle

<sup>153</sup> Abb.: (Tirol Atlas, Geographie Innsbruck, 2018)

<sup>154</sup> Vgl.: (Tirol Atlas, Geographie Innsbruck, 2018)

<sup>155</sup> Vgl.: (Eisert, 2011, S. 59)

<sup>156</sup> Vgl.: (Giesecke, Heimerl, & Mosonyi, Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb, 2014, S. 162)

Wasserentnahmen gilt eine dauerregistrierende Aufzeichnungspflicht über die Entnahmeleistung.<sup>157</sup>

Durch die geringe Wasserführung der Fließgewässer im Winter müssen Speicherbecken angelegt werden, um den Bedarf der Beschneigung zu sichern.<sup>158</sup>

#### 2.4.2.2 Dammkonstruktion Speichersee

Allgemein werden Dämme mit einer Oberflächenabdichtung bevorzugt, dabei haben sich vor allem Kunststoffabdichtungen für den Einsatz bei Beschneigungsspeichern bewährt. Homogene Dämme oder Dämme mit mineralischer Abdichtung werden heute nicht mehr oft eingesetzt, diese Art wurde für kleinere Anlagen in der Vergangenheit verwendet.<sup>159</sup>

Geomembrane haben sich aus diversen Gründen bei Dämmen mit einer maximalen Wassertiefe von 15 m durchgesetzt. Eine Überschüttung der Kunststoffdichtung erweist sich aus Erfahrung als guter Schutz vor mechanischen und atmosphärischen Angriffen.<sup>160</sup>

Als Alternative können Dämme mit einer Asphaltbetondecke (siehe Abbildung 32) abgedichtet werden. Dabei werden die Funktionen von Abdichtung und Schutz in einer Schicht erfüllt. Gerade bei größeren Anlagen rentiert sich die Asphaltbetondichtung.<sup>161</sup>

#### Systemskizze

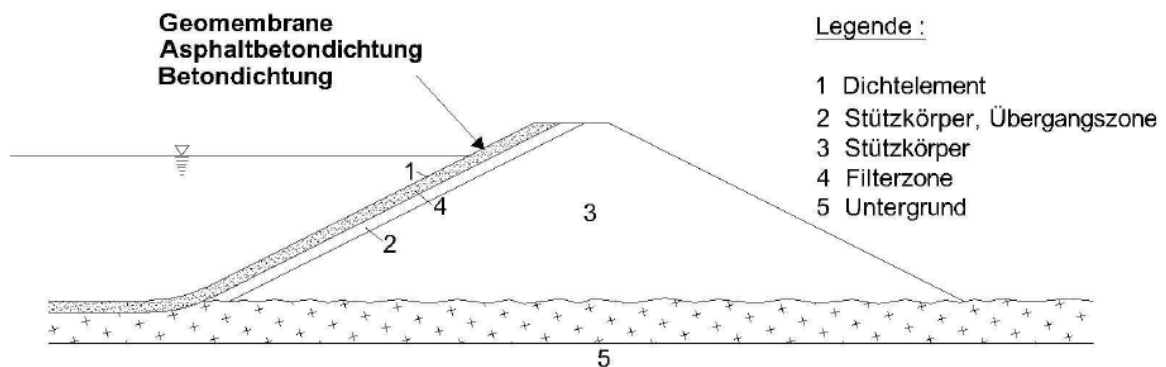


Abbildung 32: Damm mit Asphaltbetondichtung<sup>162</sup>

<sup>157</sup> Vgl.: (Eisert, 2011, S. 60)

<sup>158</sup> Vgl.: (Wechsler H. G., 2014, S. 247)

<sup>159</sup> Vgl.: (Eisert, 2011, S. 21)

<sup>160</sup> Vgl.: (Eisert, 2011, S. 21)

<sup>161</sup> Vgl.: (Eisert, 2011, S. 21)

<sup>162</sup> Abb.: (Eisert, 2011, S. 21)

Dämme für Speicherseen können auch mit einem dichten Kern ausgeführt (siehe Abbildung 33) werden, dafür werden neben Beton auch Schmalwände, Stahlspundwände und Erdbeton eingesetzt.

Systemskizze

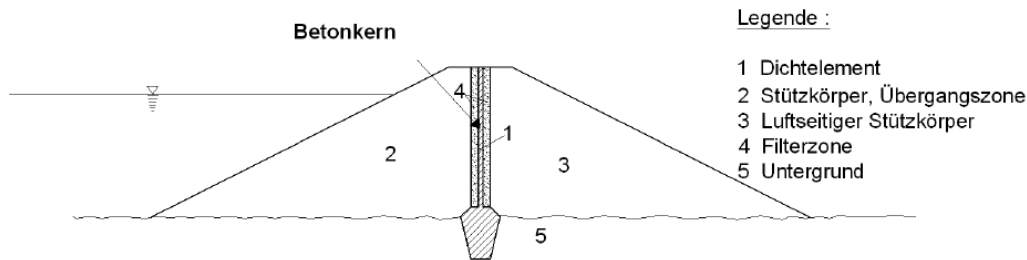


Abbildung 33: Damm mit dünner Innendichtung<sup>163</sup>

Generell soll die Standsicherheit bei den Dämmen gewährleistet sein und es darf nicht zu oberflächigen Wasseraustritt kommen, da mit einem Austritt auch Erosionen geschehen. Im Leitfaden für Beschneigungsanlagen vom Land Salzburg sind weitere Informationen zu diesem Thema zu finden.

### 2.4.3 Wasserpumpen bei Beschneigungsanlagen

Wasserpumpen liefern eine gewünschte Fördermenge mit einer bestimmten Förderhöhe (Druck) in die Rohrleitungen.<sup>164</sup> Eine Beschneigungsanlage benötigt zwei verschiedene Wasserpumpen: Pumpen zur Befüllung der Speicherseen und Pumpen für die Schneekanonen. Beide Typen können auch kombiniert werden, sprich die Pumpe für die Befüllung liefert den gleichzeitig gewünschten Systemdruck.

Die Pumpe bestimmt über die maximale Fördermenge die obere Grenze für die Schneemenge, folgende Faustformel gilt dabei:

$$\text{Fördermenge} = \text{Schneevolumen} * \text{Schneedichte.}^{165}$$

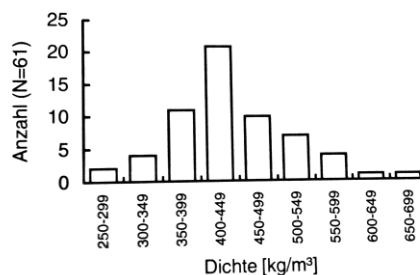


Abbildung 34: Dichte Basisschnee<sup>166</sup>

Vor allem Kreiselpumpen kommen bei Beschneigungsanlagen als Versorgungspumpen zum Einsatz. Es wird auf industrielle Pumpen zurückgegriffen, da diese relativ kostengünstig sind.

<sup>163</sup> Abb.: (Eisert, 2011, S. 22)

<sup>164</sup> Vgl.: (Fuhrmann, 1996, S. 41)

<sup>165</sup> Vgl.: (Fuhrmann, 1996, S. 41)

<sup>166</sup> Abb.: (Fuhrmann, 1996, S. 14)

#### 2.4.4 Rohrleitungen bei Beschneigungsanlagen

Bei Beschneigungsanlagen werden normalerweise nur Rohre mit relativ geringen Durchmesser verwendet. Da die Durchflüsse sich in Grenzen halten, genügen Durchmesser von 80 bis 500 Millimeter. Die kleineren Rohre sind leichter und günstiger zu verlegen, zusätzlich halten geringere Durchmesser höhere Betriebsdrücke stand.

Laut Regelwerk sollten Drücke von über 100 bar in den Leitungen vermieden werden, dies entspricht einer Wassersäule von ungefähr 1000 Metern.<sup>167</sup>

Für die Druckrohrleitungen werden normalerweise folgende Materialien verwendet:<sup>168</sup>

- Duktiles Gusseisen
- Stahl Polyäthylen
- PVC

Die Druckverluste in den Rohrleitungen können im Allgemeinen über die Formel für gerade Rohrstücke berechnet werden (Siehe Kapitel Hydraulische Energieverluste). Für die Formstücke kann in der Praxis ein zusätzlicher Verlust von 10 bis 20% angenommen werden.<sup>169</sup>

Die Druckverluste in den Rohrleitungen ergeben sich aus dem Reibungsverlust zwischen Wasser und Rohrrinnenwand. Die Reibungsenergie wird in Wärmeenergie umgewandelt und zum Teil in die Rohre und das nähere Erdreich abgeleitet, zum Teil aber auch im Wasser gespeichert. Das bedeutet die Wassertemperatur erhöht sich bei jedem Durchfluss durch die Rohre.<sup>170</sup>

#### 2.4.5 Fazit Beschneigungsanlagen

In diesem Kapitel wurde nur ein kleiner Teil der anlagentechnischen Komponenten einer Beschneigungsanlage behandelt, da nur die für die Pumpspeicherung relevanten Bauteile für diese Arbeit von Bedeutung sind. Man kann allerdings erkennen, dass es sich bei einer Beschneigungsanlage um ein hydraulisch sehr aufwändiges Objekt handelt. Alle Anlagenteile unterliegen strengen Regulierungen und werden auch ständig gewartet und überprüft, um die Sicherheit zu gewährleisten.

Die besprochenen Anlagenteile sind also bei bestehenden Anlagen bereits eingebaut und erprobt. Im nächsten Kapitel werden diese Teile auf ihre Tauglichkeit zur Pumpspeicherung überprüft.

---

<sup>167</sup> Vgl.: (Eisert, 2011, S. 74)

<sup>168</sup> Vgl.: (Fuhrmann, 1996, S. 47,48)

<sup>169</sup> Vgl.: (Fuhrmann, 1996, S. 48,49)

<sup>170</sup> Vgl.: (Wechsler & Pumpnick, 2018)



### 3 Stromspeicherpotential österreichischer Beschneiungsanlagen

Die Sinnhaftigkeit der gesamten Arbeit hängt davon ab, wieviel Potential in den Österreichischen Speicherseen vorhanden ist. Sollte das Potential zu gering sein, macht es keinen Sinn dieser Form der Energiespeicherung nachzugehen und hierfür zu investieren. Die Annahme, dass in den Speicherseen der Beschneiungsanlagen Energie gespeichert werden kann, wird in diesem Kapitel auf die Quantität überprüft.

Insgesamt wurden die Speicherseen von Tirol, Vorarlberg und Salzburg untersucht. Für den Raum Salzburg wurde bereits im Jahre 2010 eine Potentialstudie an der Universität für Bodenkultur in Wien abgegeben, auf diese Daten wird in dieser Arbeit zurückgegriffen.

Für die Potentialstudie im Raum Tirol wurden alle Skigebiete untersucht und gemäß dem Wasserbuch ausgearbeitet. Die Attribute Volumen, Stauziel und Absenkziel wurden herausgeschrieben und zusammen mit dem Geoinformationssystem des Landes Tirol, „tiris“ ([https://portal.tirol.gv.at/weboffice/tirisMaps/synserver;jsessionid=EB4158AB11125C28A0D022411E79B605?synergis\\_session=154406f5-41ad-41fd-9228-b2aa4946aeab&user=quest&project=tmap\\_master](https://portal.tirol.gv.at/weboffice/tirisMaps/synserver;jsessionid=EB4158AB11125C28A0D022411E79B605?synergis_session=154406f5-41ad-41fd-9228-b2aa4946aeab&user=quest&project=tmap_master)) bewertet.

Die Dokumentation der Speicherseen in Vorarlberg ist nicht so ausführlich wie die Daten aus Salzburg oder Tirol, aus diesem Grund sind die Daten eher spärlich. Auch hierfür wurde das landeseigenen Geoinformationssystem „VoGis“ ([http://vogis.cnv.at/atlas/init.aspx?karte=adressen\\_u\\_ortsplan](http://vogis.cnv.at/atlas/init.aspx?karte=adressen_u_ortsplan)) verwendet und mit den Daten aus den Einträgen im Wasserbuch ausgewertet.

Für Tirol wurde eine Excel-Tabelle erstellt, welche die Volumina und die theoretischen Fallhöhen beschreiben (Siehe Anhang). Die Fallhöhen wurden über das Geoinformationssystem geschätzt, entweder wird ein zweiter Speichersee im Skigebiet als Gegenspeicher oder ein größeres Fließgewässer verwendet. Im Zuge der Untersuchung wurden verschiedene Ausscheidungskriterien bestimmt, um eine übersichtlichere Aufstellung des Potentials zu erreichen. Folgende Kriterien wurden für die Auswahl aufgestellt:

- Volumen des Speichersees ist größer als 5000 m<sup>3</sup>
- Möglichkeit für ein Unterbecken oder ein ausreichend großes Fließgewässer als Unterwasser ist gegeben

Für Salzburg wird in Kapitel 3.2 die Potentialstudie von Julia Kraml aus ihrer Diplomarbeit „Energetisches Potential durch Sekundärnutzung von Schneespeicherseen als Pumpspeicher im Land Salzburg“ vorgestellt.

Am Ende des Kapitels werden die zwei Studien gegenübergestellt und Prognosen für das jeweilige Bundesland aufgestellt.

### 3.1 Potential Tirol

In Tirol wurden insgesamt 116 Speicherseen mit einem Gesamtvolumen von 8.666.164 m<sup>3</sup> untersucht. Wie in den Kriterien bereits erwähnt, wurden nur Speicherseen mit einem Volumen von über 5000 m<sup>3</sup> festgehalten. Anschließend wurde mit den Daten aus den Wasserbüchern und dem Geoinformationssystem bestimmt, ob in der Umgebung der untersuchten Seen auch Möglichkeiten für etwaige Unterbecken oder Wasserentnahmen aus Fließgewässern besteht. Durch diese Auswahl kommen 71 Speicherseen als Oberbecken für eine Pumpspeichieranlage in Frage. Diese Seen besitzen ein Gesamtvolumen von 5,22 Millionen Kubikmetern Wasser. Die potentielle Energie aller 71 Seen beläuft sich auf 8,69 GWh, exklusive der Verluste.

Die Daten aus den Wasserbüchern wurden in einer Excel Tabelle zusammengefasst. Dabei wurden neben der Bezeichnung, das Volumen, das Winterstauziel und das Absenkziel aus dem Wasserbuch festgehalten. Sind in einem Skigebiet mehrere Speicherseen vorhanden, werden diese in Gruppen zusammengefasst um die Zugehörigkeit zu verdeutlichen. Zwei oder mehr Speicherseen innerhalb eines Gebietes sind bereits hydraulisch verbunden oder können mit geringen Aufwand verbunden werden. Wenn das der Fall ist werden die Höhendifferenzen in Spalte G eingetragen (Abbildung 35). Wenn kein Speichersee als Unterbecken zur Verfügung steht, wird ein nahes Gewässer bestimmt (gelbe Markierung Spalte H, Abbildung 35), welches als Ausgleichbecken dienen kann. Sollte weder ein Speichersee oder ein geeignetes Gewässer zur Verfügung stehen wird der Speichersee nicht genauer betrachtet und somit kein Potential berechnet. Wenn alle Voraussetzungen für eine Adaptierung als Pumpspeichieranlage erfüllt sind, wird die potentielle Energie berechnet. In Spalte K (Abbildung 35) werden jene Beschneigungsanlagen herausgehoben, welche einen Gegenspeicher in Form eines zweiten Beschneigungssee besitzen.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Speicherbezeichnung laut Wasserbuch	Volumen [m <sup>3</sup> ]	Stauziel im Winter m.ü.A.	Absenkziel m.ü.A.	potentielle Höhe Unterbecken/Entnahme	Unterbecken/Oberbecken	Δh [m]	Volumen Unterbecken	Potentielle Energie ohne Verluste [kWh]	Potentielle Energie mit Verlusten [GWh]	Potentielle Energie aller Speicher mit vorhandenen Unterbecken
1											
37											
38	Speicherteich Rastkogel	151.910	2225,00	2220,00	1.231,50	Oberbecken	991,00	151.910,00	418.174,47	313,63	
39											
40	Speicherteich Hasenmulde/Penkenjoch	66.000	2080,20	2068,60	1.977,00	Oberbecken	97,40	60.100,00	16.260,39	12,20	12,20
41											
42	Speicherteich Pfisterwald	26.500	1689,00	1681,00	1.231,50	Oberbecken	453,50	26.500,00	33.382,64	25,04	
43											
44	Speicherteich Frommes II	227.000	2233,65	2221,75	1.404,00	Oberbecken	823,70	65.000,00	148.723,61	111,54	111,54
45	Speicherteich Frommes I	123.000	2244,00	2239,00	1.404,00	Oberbecken	837,50	65.000,00	151.215,28	113,41	113,41
46	Speicherteich Wolfwiese (Becken 4)	65.000	1409,25	1404,00		Unterbecken					
47	Speicherteich Schönjochl (Becken 2)	37.500	2490,70	2497,75							
48											

Abbildung 35: Auszug Exceltabelle Potentialanalyse Tirol

Um eine noch detailliertere Aussage zu treffen, wurden die Skigebiete genauer betrachtet, welche über mehr als einen Speichersee verfügen und bei denen eine Möglichkeit der sofortigen Sekundärnutzung besteht. Dabei wurden 25 Oberbecken bestimmt welche energetisch relativ einfach genutzt werden, hier beträgt die potentielle Energie insgesamt 1,14 GWh, inklusive der Verluste (Gesamtwirkungsgrad 75%).

Die Zusammenfassung der Ergebnisse ist in Tabelle 9 dargestellt:

*Tabelle 9: Potentielle Energie Tirol*

	Speicher- anzahl	Volumen [Mio. m <sup>3</sup> ]	potentielle Energie exkl. Verluste [GWh]	potentielle Energie incl. Verluste [GWh] (75% Gesamtwirkungsgrad)
Gesamt	116	8,67	-	-
Mögliche Speicherseen	71	5,22	8,69	6,52
Systeme mit vorhandenen Unterbecken	25	2,61	1,52	1,14

Unter allen untersuchten Anlagen wurden 25 Anlagen genauer betrachtet, für diese Speicherseen wurden die Verluste der Rohrleitungen und das Jahresarbeitsvermögen geschätzt. Neun Fälle werden dabei betrachtet, je nach Ausnutzungsdauer und Leitungsdimension. Zusammengefasst sind die Ergebnisse in Tabelle 10 dargestellt.

*Tabelle 10: Jahresarbeitsvermögen Tirol*

<b>Stunden Turbinenbetrieb pro Tag</b>	<b>DN250 [GWh/a]</b>	<b>DN300 [GWh/a]</b>	<b>DN300 – DN500 [GWh/a]</b>
<b>4</b>	9	15	37
<b>8</b>	18	30	75
<b>12</b>	28	45	112

Standardmäßig werden bei Beschneiungsanlagen Gusseisenrohre mit einem Durchmesser von 250 – 300 Millimeter eingebaut. Diese Rohre halten hohe Betriebsdrücke aus und sind relativ einfach zu verlegen. Da die Speicherseen außerhalb der Wintersaison befüllt werden, bedarf es keiner hohen Durchflüsse. Die dritte Kategorie der Tabelle 10 beläuft sich bei einem zusätzlichen Ausbau der fünf am besten geeigneten Seen auf einen Rohrdurchmesser von 500 Millimeter. Nur wenn das Volumen der Speicherseen für einen höheren Durchfluss ausreicht, könnte sich eine Investition in neue Rohrleitungen auch rentieren.

Für die Betriebsdauer wurden 4, 8 und 12 Stunden Turbinenbetrieb pro Tag betrachtet, wobei 12 Stunden nicht realistisch ist, da der Speichersee eigentlich für die Beschneigung genutzt werden soll. Die Werte wurden für einen Einsatz von 335 Tagen im Jahr berechnet.

Abbildung 36 stellt die Ergebnisse graphisch dar. Es ist zu erkennen, dass sich ein Ausbau auf höhere Rohrdurchmesser überproportional auf das Jahresarbeitsvermögen auswirkt.

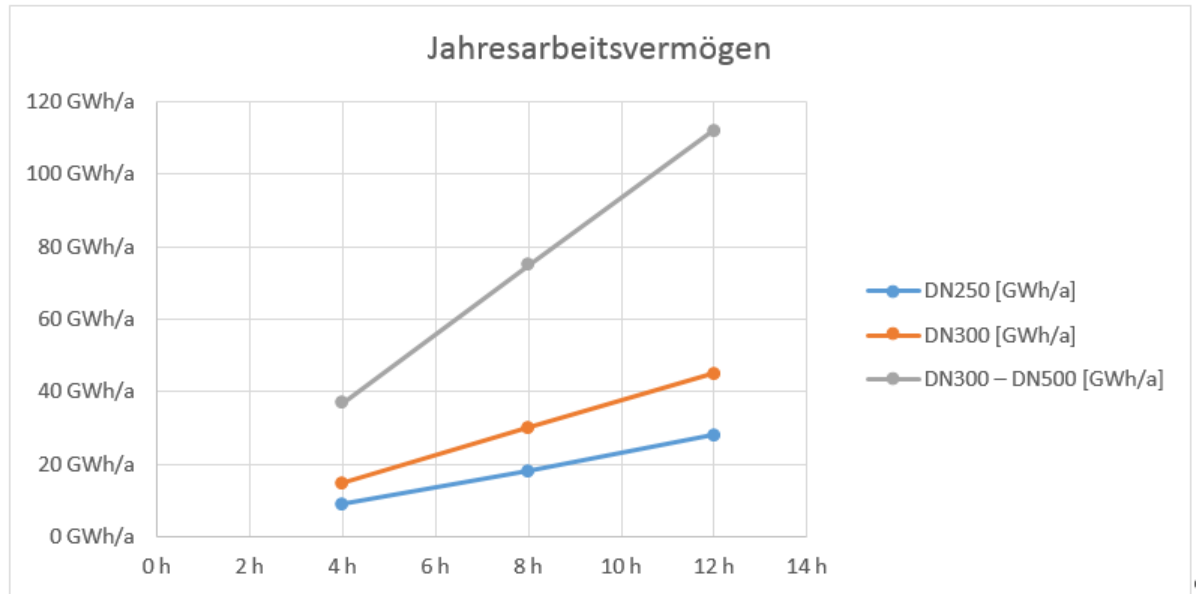


Abbildung 36: Jahresarbeitsvermögen, 25 Speicherseen Tirol

Realistisch betrachtet kann bei den 25 untersuchten Anlagen von einem Arbeitsvermögen von 9 bis 30 GWh ausgegangen werden, vorausgesetzt, dass keine Umbaumaßnahmen der Rohrleitungen vorgenommen werden. Bis zu 75 GWh könnten erreicht werden, wenn jene Gebiete ausgebaut werden, bei denen sich auch wirtschaftlich ein Nutzen ergibt.

Sämtliche Ergebnisse der Potentialstudie Tirol werden als Anhang B und Anhang C angeführt.

## 3.2 Potential Salzburg

Für das Land Salzburg wurden im Jahr 2010 insgesamt 102 Speicherseen auf eine mögliche Sekundärnutzung im Zuge einer Diplomarbeit von Julia Kraml untersucht. Als Datengrundlage dienen sämtliche Bescheide der bestehenden Beschneigungsanlagen (Übersicht: Tabelle 11).<sup>171</sup>

Tabelle 11: Übersicht Bestand Beschneigungsseen im Land Salzburg<sup>172</sup>

Bezirk	Anzahl der bestehenden Teiche	Summe Gesamtvolumen [m <sup>3</sup> ]	Summe Nutzvolumen <sup>8</sup> [m <sup>3</sup> ]
Salzburg Umgebung	1	250	215
Hallein	7	157.750	128.998
St. Johann im Pongau	44	1.283.715	1.028.262
Zell am See	37	1.759.542	1.382.708
Tamsweg	13	458.000	361.159
<b>Summe</b>	<b>102</b>	<b>3.661.257</b>	<b>2.901.342</b>

Die Seen wurden einem Auswahlverfahren unterzogen, sodass nur jene Speicher untersucht wurden, welche ein Volumen von über 20.000 m<sup>3</sup> besitzen und eine Fallhöhe von über 100 Metern.<sup>173</sup>

Im Gegensatz zur Potentialstudie Tirol werden in dieser Studie anstatt 10% des Speicherinhalts 2/3 des Volumens zur Pumpspeicherung ausgenutzt (siehe Abbildung 37). Dieser hohe Ausnutzungsgrad erklärt teilweise das weit höhere Ergebnis der Untersuchung, verglichen zur Studie in Tirol.

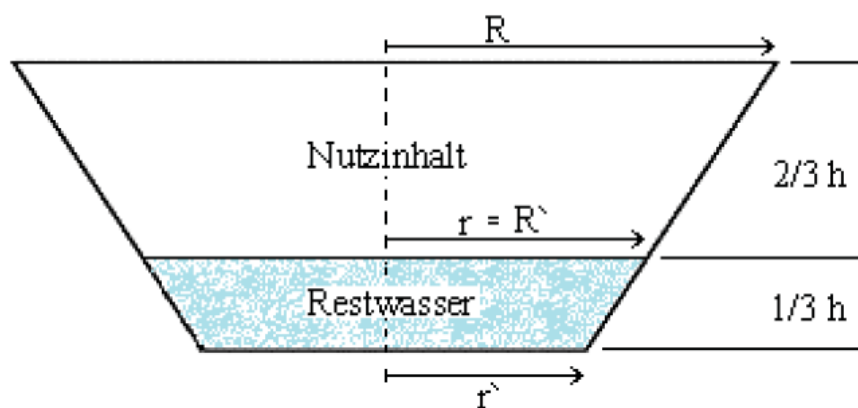


Abbildung 37: Nutzinhalt nach Kraml<sup>174</sup>

Bei dieser Studie wurde der Durchfluss und die damit verbundenen Leistungen der Pumpen und Turbinen auf die Abarbeitung des Nutzvolumens berechnet. Dadurch ergibt sich ein höheres Jahresarbeitsvermögen. Die Optimierung der Anlagen auf die Pumpspeicherung benötigen jedoch immense Investitionskosten, da fast alle Anlagenteile ausgetauscht werden sollten. Besonders der Austausch der Rohre zieht hohe Kosten mit sich. Wie in Abbildung 38 ersichtlich, wurde die Studie mit Rohrdurchmessern von über 900 Millimetern durchgeführt.

<sup>171</sup> Vgl.: (Kraml, 2010, S. 25,26)

<sup>172</sup> (Kraml, 2010, S. 26)

<sup>173</sup> Vgl.: (Kraml, 2010, S. 28-30)

<sup>174</sup> Abb.: (Kraml, 2010, S. 32)

## Berechnungsgrundlage Stahlrohre lt. VAM GmbH & Co KG

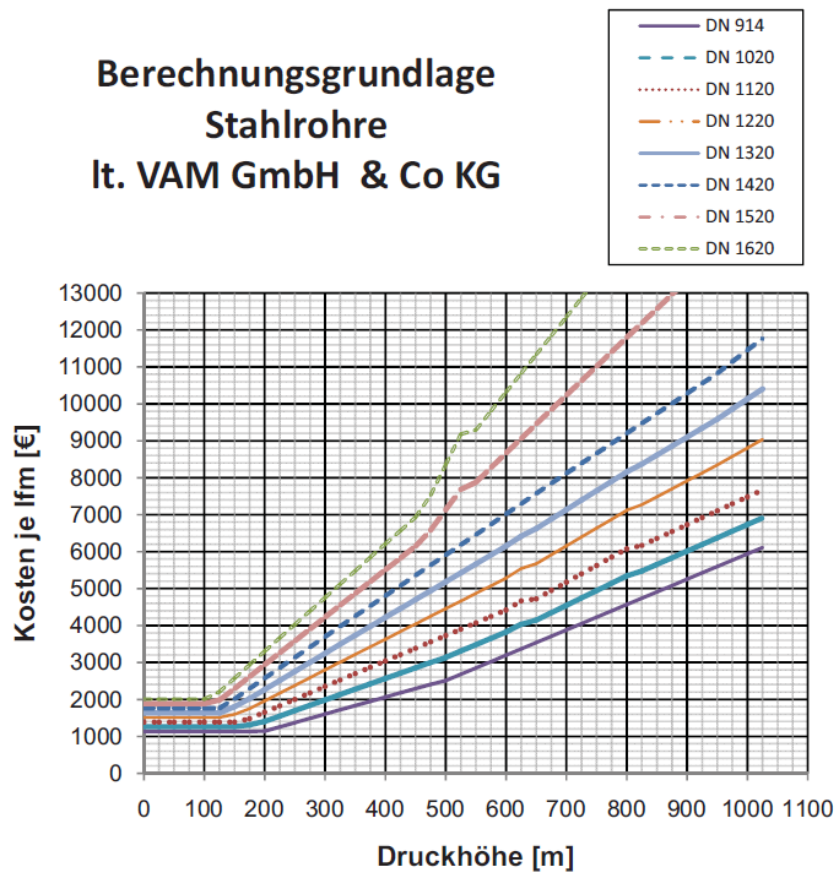


Abbildung 38: Kostendiagramm Stahlrohre laut Kraml<sup>175</sup>

Die Studie ergibt ein potentielles Jahresarbeitsvermögen von 1,43 Terrawattstunden pro Jahr, bei einer Sekundärnutzung von 47 Speicherseen mit 4 Stunden pro Tag und 335 Tagen pro Jahr.<sup>176</sup>

Tabelle 12: Ergebnis Potentialstudie Salzburg nach Kraml<sup>177</sup>

Bezirk	Anzahl der Anlagen	Leistung [MW]	JAV [MWh]
Salzburg Stadt	0	0	0
Salzburg Umgebung	0	0	0
Hallein	2	34	45.500
St. Johann	15	330	442.000
Zell am See	23	558	748.000
Tamsweg	7	146	196.500
<b>Gesamt</b>	<b>47</b>	<b>1.068</b>	<b>1.432.000</b>

<sup>175</sup> Abb.: (Kraml, 2010, S. 42)

<sup>176</sup> Vgl.: (Kraml, 2010, S. 47)

<sup>177</sup> (Kraml, 2010, S. 47)

### 3.3 Ergebnisse

In der Studie des Landes Salzburg von Kraml wurde versucht die Speicherseen auf ein Optimum der Stromspeicherung auszubauen. In der Studie über Tirol wurden die bestehenden Anlagen betrachtet und versucht mit möglichst geringen Maßnahmen eine Pumpspeicherung zu gewährleisten. Diese unterschiedlichen Herangehensweisen schlagen sich auf die Leistung und das Jahresarbeitsvermögen nieder. Tabelle 13 stellt die Ergebnisse beider Studien gegenüber, wobei die grau hinterlegten Zahlen eine Umrechnung der einen Studie auf die Andere darstellt. Diese Werte dienen als ungefähre Erwartungswerte, eine genau Berechnung der Leistung und des Jahresarbeitsvermögens bedarf der Betrachtung jeder Anlage mit ihren individuellen Gegebenheiten.

Tabelle 13: Gegenüberstellung Potentialstudien Kraml und Mimm

	Anzahl	Speichervolumen [m <sup>3</sup> ]	Kraml			Mimm		
			Nutzvolumen [m <sup>3</sup> ]	Leistung [GW]	JAV [GWh]	Nutzvolumen [m <sup>3</sup> ]	Leistung [GW]	JAV [GWh]
Tirol Gesamt	116	<b>8.666.164</b>	-	-	-	-	-	-
Tirol möglich	71	<b>5.200.000</b>	3.466.667	1,61	2.163,23	520.000	0,0223	59,77
Tirol realistisch	25	<b>2.610.154</b>	1.740.103	0,57	761,70	<b>261.015</b>	<b>0,0112</b>	<b>30,00</b>
Salzburg Gesamt	102	<b>3.661.257</b>	<b>2.901.342</b>	-	-	-	-	-
Salzburg möglich	62	2.240.942	1.493.961	1,42	1.902,15	224.094	0,0096	25,76
Salzburg realistisch	47	1.687.050	1.124.700	<b>1,07</b>	<b>1.432,00</b>	168.705	0,0072	19,39

Zusammengefasst kann für den Raum Salzburg und Tirol festgehalten werden, dass sich bei geringer Ausnutzung zwischen **49 und 85 Gigawattstunden Jahresarbeitsvermögen** erreichen lassen. Um diese Kapazitäten zu erreichen, wären nur geringe Umbaumaßnahmen an den Anlagen nötig und die Beschneigung kann weiterhin zu 100% gewährleistet werden.

Wenn der Fokus der Nutzung zunehmend auf die Stromspeicherung gelegt wird, können im gleichen Raum **2.193 bis 4.065 Gigawattstunden** pro Jahr gespeichert werden. Dafür sind allerdings hohe Investitionen nötig.

Ausschlaggebend für den großen Unterschied beider Studien sind die Rohrdurchmesser. Bei der Studie in Salzburg wurden die Berechnungen mit Durchmessern von über 900 Millimetern angenommen und in Tirol nur maximal 500 Millimeter. Durch die geringen Rohrdurchmesser steigen die Leitungsverluste und somit sinkt die mögliche Turbinenleistung drastisch.

### 3.4 Fazit Potentialanalyse

Bei einem fokussierten Ausbau der Anlagen auf die Pumpspeicherung wäre ein erhebliches Potential in Salzburg und Tirol vorhanden. Da die Hauptaufgabe der Beschneigungsanlagen aber die Kunstschneeerzeugung bleibt, ist es unrealistisch von diesen hohen Zahlen auszugehen. Der geringe Gewinn an Speicherkapazitäten ist für die österreichische Stromwirtschaft nicht ausschlaggebend und wird deswegen kaum Beachtung finden. Interessant wird die Überlegung erst, wenn die Investitionskosten für den Bergbahnbetreiber so gering sind, dass sich der Umbau in kürzester Zeit amortisiert.

## 4 Konzept - Kombinierte Beschneigung und Stromspeicherung

Nachdem die Fragen in Bezug auf Speicherbedarf und Speicherpotential beantwortet sind, werden in diesem Kapitel mögliche Ansätze für eine Sekundärnutzung aufgestellt.

Ein generelles Konzept für alle Beschneigungsanlagen in Österreich lässt sich durch die unterschiedlichen Rahmenbedingungen nicht erstellen. Dieses Kapitel soll einen möglichen Ansatz zur Realisierung bieten.

### 4.1 Betrieb mit idealer Turbine

In diesem Modell wird in die bestehende Anlage eine speziell für den jeweiligen Fall ausgelegte Turbine eingebaut. Aus den Eingangsdaten werden die Durchflüsse und Drücke berechnet und die Turbine so dimensioniert, dass das Potential voll ausgeschöpft werden kann. In diesem Zusammenhang wird von einer idealen Turbine für die Anlage gesprochen. Die Eingabeparameter sind der Rohrdurchmesser (Annahme alle Rohre bestehen aus Gusseisen), die Fallhöhe und die Länge (Ermittelt über TIRIS) der jeweiligen Beschneigungsanlage.

Es wird angenommen, dass der Bergbahnbetreiber die optimale Speicherausbeute im Vordergrund sieht und deswegen in eine neue Turbine investiert. Zusätzlich muss eventuell eine Pumpe angeschafft, die den Speicher in kürzester Zeit auf den gewünschten Stand bringt.

Es wird darauf geachtet, dass maximal 10% des Speichervolumens für die Stromspeicherung genutzt wird, um etwaige Überschneidungen mit der Beschneigung abzufedern. Durch die geringe Nutzung des Volumens bleibt genug Zeit um bei Schneebeginn den Speicher wieder zu befüllen.

In folgender Tabelle stehen alle Daten in einer Übersicht:

*Tabelle 14: Übersicht Idealer Pumpbetrieb*

Skigebiet	SKI-otimal Hochzillertal	SKI-otimal Hochzillertal	Kitzbühel Hahnenkamm	Stubai Gletscher
Oberbecken	Speicherteich Wedelhütte	Speicherteich Wedelhütte	Speicherteich Ehrenbachhöhe	Speicherteich fernau
verfügbares Volumen [m <sup>3</sup> ]	215 150,00	215 150,00	32 000,00	55 000,00
Höhendifferenz [m]	191,30	191,30	389,13	826,25
Rohrdurchmesser [mm]	300,00	500,00	300,00	300,00
Leistung Turbine [kW]	144,40	555,56	469,81	1 094,74
Jahresarbeitsvermögen [GWh/a]	0,19	0,74	0,63	1,47



4.1.1 Beispiel Wedelhütte  
Skigebiet: SKI-optimal Hochzillertal  
„Speicherteich Wedelhütte“

Oberbecken: Speicherteich Wedelhütte

Unterbecken: Speicherteich Drisselkopf

Höhendifferenz: 191,30 m



Abbildung 39: Gebiet Wedelhütte<sup>178</sup>

Länge 2072,9 m (Annahme: Druckleitung entlang der Zufahrtsstraße)

Volumen: 215.150 m<sup>3</sup> Oberbecken

Durchmesser Rohre: DN300 (Annahme)

<sup>178</sup> Abb.: (Tirol Atlas, Geographie Innsbruck, 2018)

## Übersicht

<b>Gelände Werte</b>								
Habs,Oberbecken	2227,8	müA	Speicherteich Wedelhütte					
Habs,Unterbecken	2048,96	müA	Speicherteich Drisselkopf					
Höhenunterschied	178,84	m						
Sicherheitsbeiwert								
Nettofallhöhe	1,1							
l=	3006	m						
d=	300	mm						
g=	9,81	m/s <sup>2</sup>						
Rohr-Rauhigkeitsbeiwerte [vgl.: Technische Information Anwendungsbereich Beschneigungsanlagen; Tiroler Rohre GmbH; Innsbruck; 2017]								
<div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; margin-right: 20px;"> <p><b>Tabellen für die hydraulische Bemessung von duktilen Gussrohrleitungen mit Zementmörtelauskleidung</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;"><math>k_s = 0.1</math> mm (Fern- und Zubringerleitungen)</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"><math>k_s = 0.4</math> mm (Hauptleitungen)</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"><math>k_s = 1.0</math> mm (Versorgungsleitungen)</td> </tr> </tbody> </table> </div> <div> <math display="block">\frac{l}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left[ \frac{\varepsilon}{3,71} \right] = -2 \log \left[ \frac{k/d_{hy}}{3,71} \right] \quad [-]</math> <math display="block">d_i = \sqrt{\frac{4}{\pi}} \cdot \sqrt{\frac{Q}{v}} = 1,128 \cdot \sqrt{\frac{Q}{v}} \quad [\text{m}]</math> <math display="block">h_{v,r} = \lambda \cdot \frac{L}{d_{hy}} \cdot \frac{v^2}{2g} = \lambda \cdot \frac{L}{d_i} \cdot \frac{8 \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2 \cdot d_i^5} = \frac{8 \cdot \lambda \cdot L \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2 \cdot d_i^5} \quad [\text{m}]</math> </div> </div>						$k_s = 0.1$ mm (Fern- und Zubringerleitungen)	$k_s = 0.4$ mm (Hauptleitungen)	$k_s = 1.0$ mm (Versorgungsleitungen)
$k_s = 0.1$ mm (Fern- und Zubringerleitungen)								
$k_s = 0.4$ mm (Hauptleitungen)								
$k_s = 1.0$ mm (Versorgungsleitungen)								
kgew.=	1	mm						
d <sub>hy</sub> =	300	mm						
Wirkungsgrad Turbine $\eta_T$ =	88%							
ideale Leistung Turbine $P_{\text{turbine}}$ =	144,40	kW	bei einem Durchfluss von	0,14 m <sup>3</sup> /s	504 m <sup>3</sup> /h			

Leistung ideale Turbine: 144,40 kW bei einem Durchfluss von 0,14 m<sup>3</sup>/s

Ausgenutztes Volumen bei 4 Stunden pro Tag 2016 m<sup>3</sup> (=0,9%)

Jahresarbeitsvermögen bei 4 Stunden pro Tag für 335 Tage im Jahr: 0,19 GWh/a

Bei einer Erhöhung des Rohrdurchmessers könnte eine weit bessere Turbinenleistung erzielt werden (siehe Abbildung 40). Ein höherer Durchfluss stellt dank der großen Volumina der Speicherseen kein Problem dar.

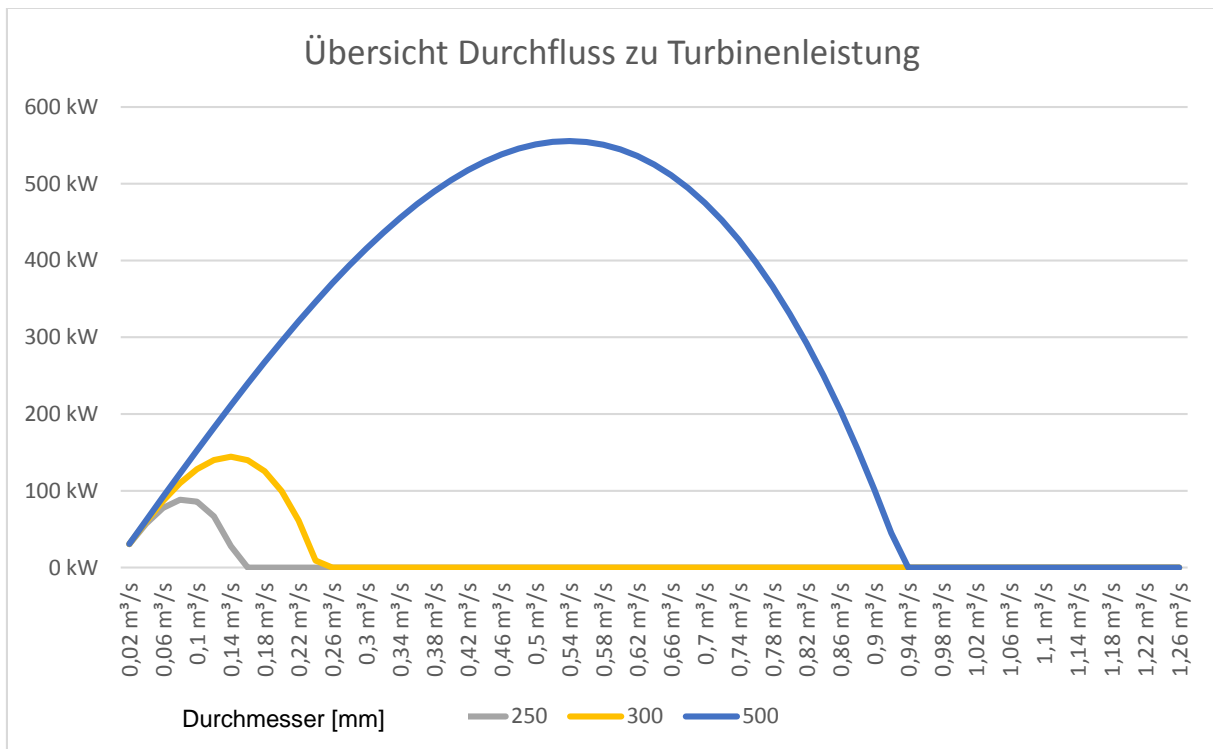


Abbildung 40: Turbinenbemessung SKI-optimal

## Änderung des Rohrdurchmessers auf DN500

### Übersicht

<b>Geälände Werte</b>		
Habs,Oberbecken	2227,8 müA	Speicherteich Wedelhütte
Habs,Unterbecken	2048,96 müA	Speicherteich Drisselkopf
Höhenunterschied	178,84 m	
Sicherheitsbeiwert		
Nettofallhöhe	1,1	
l=	3006 m	
d=	500 mm	
g=	9,81 m/s <sup>2</sup>	

Rohr-Rauhigkeitsbeiwerte [vgl.: Technische Information Anwendungsbereich Beschneigungsanlagen; Tiroler Rohre GmbH; Innsbruck; 2017]

#### Tabellen für die hydraulische Bemessung von duktilen Gussrohrleitungen mit Zementmörtelaukleidung

$k_s = 0.1$ mm (Fern- und Zubringerleitungen)
$k_s = 0.4$ mm (Hauptleitungen)
$k_s = 1.0$ mm (Versorgungsleitungen)

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left[ \frac{\epsilon}{3,71} \right] = -2 \log \left[ \frac{k/d_{hy}}{3,71} \right] \quad [-]$$

$$d_i = \sqrt[4]{\frac{4}{\pi} \cdot \sqrt{\frac{Q}{v}}} = 1,128 \cdot \sqrt{\frac{Q}{v}} \quad [\text{m}]$$

$$h_{v,r} = \lambda \cdot \frac{L}{d_{hy}} \cdot \frac{v^2}{2g} = \lambda \cdot \frac{L}{d_i} \cdot \frac{8 \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2 \cdot d_i^5} = \frac{8 \cdot \lambda \cdot L \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2 \cdot d_i^5} \quad [\text{m}]$$

k <sub>gew</sub> =	1 mm
d <sub>hy</sub> =	500 mm
Wirkungsgrad Turbine $\eta_T$ =	88%
ideale Leistung Turbine $P_{turbine}$ =	555,56 kW
bei einem Durchfluss von	0,54 m <sup>3</sup> /s
	1944 m <sup>3</sup> /h

Leistung ideale Turbine: 555,56 kW bei einem Durchfluss von 0,54 m<sup>3</sup>/s

Ausgenutztes Volumen bei 4 Stunden pro Tag 7776 m<sup>3</sup> (=3,6%)

Jahresarbeitsvermögen bei 4 Stunden pro Tag für 335 Tage im Jahr: 0,74 GWh/a

#### 4.1.2 Beispiel Ehrenbachhöhe

Skigebiet Kitzbühel Hahnenkamm

„Speicherteich Ehrenbachhöhe“:

Oberbecken: Speicherteich Ehrenbachhöhe

Unterbecken: Speichersee Seidlalm 2

Höhendifferenz: 389,13 m

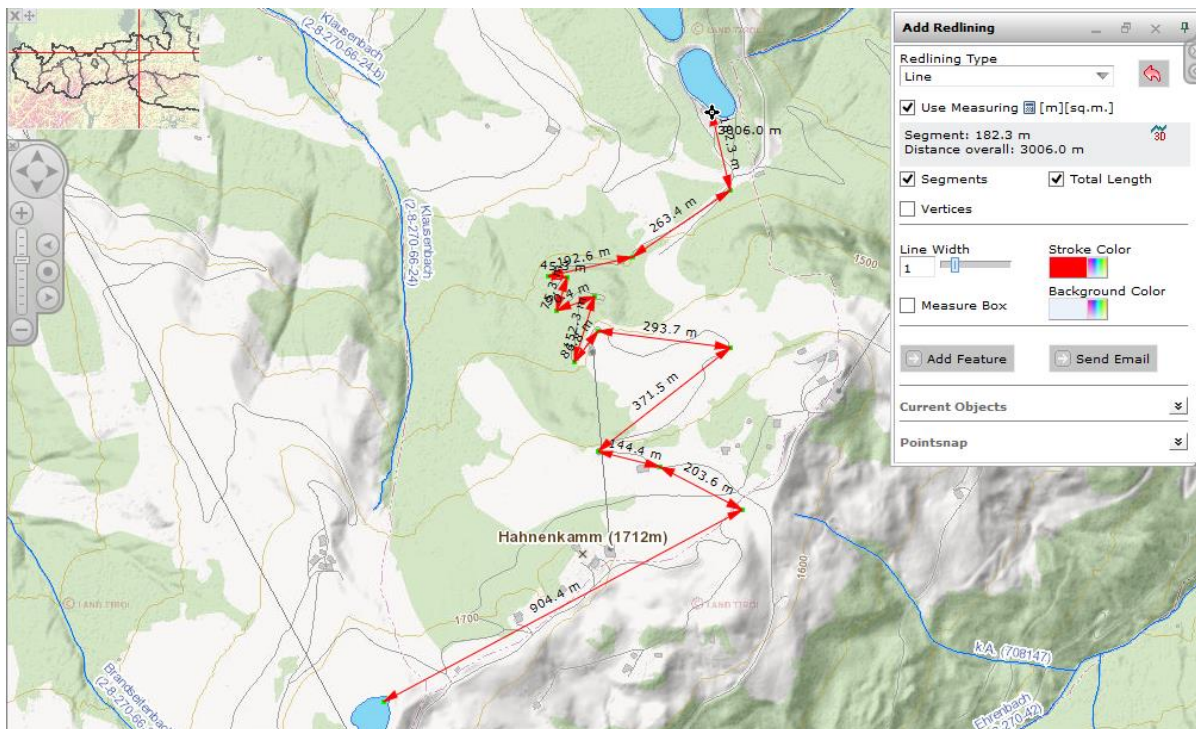


Abbildung 41: Gebiet Ehrenbachhöhe<sup>179</sup>

Länge 3.006,00 m (Annahme: Druckleitung entlang der Zufahrtsstraße)

Volumen: 32.000 m<sup>3</sup> Oberbecken

Durchmesser Rohre: DN300 (Annahme)

<sup>179</sup> Abb.: (Tirol Atlas, Geographie Innsbruck, 2018)

Übersicht								
<b>Gelände Werte</b>								
Habs,Oberbecken	1765,25	müA	Speicherteich Ehrenbachhöhe					
Habs,Unterbecken	1372	müA	Speichersee Seidlalm2					
Höhenunterschied	393,25	m						
Sicherheitsbeiwert								
Nettofallhöhe	1,1							
l=	3006	m						
d=	300	mm						
g=	9,81	m/s <sup>2</sup>						
Rohr-Rauigkeitsbeiwerte [vgl.: Technische Information Anwendungsbereich Beschneigungsanlagen; Tiroler Rohre GmbH; Innsbruck; 2017)								
<b>Tabellen für die hydraulische Bemessung von duktilen Gussrohrleitungen mit Zementmörtelauskleidung</b>			$\frac{l}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left[ \frac{\varepsilon}{3,71} \right] = -2 \log \left[ \frac{k/d_{hy}}{3,71} \right] \quad [-]$					
<table border="1"> <tr> <td><math>k_1 = 0,1 \text{ mm}</math> (Fern- und Zubringerleitungen)</td> </tr> <tr> <td><math>k_1 = 0,4 \text{ mm}</math> (Hauptleitungen)</td> </tr> <tr> <td><math>k_1 = 1,0 \text{ mm}</math> (Versorgungsleitungen)</td> </tr> </table>			$k_1 = 0,1 \text{ mm}$ (Fern- und Zubringerleitungen)	$k_1 = 0,4 \text{ mm}$ (Hauptleitungen)	$k_1 = 1,0 \text{ mm}$ (Versorgungsleitungen)	$d_i = \sqrt[4]{\frac{4}{\pi} \cdot \frac{Q}{v}} = 1,128 \cdot \sqrt[4]{\frac{Q}{v}} \quad [\text{m}]$		
$k_1 = 0,1 \text{ mm}$ (Fern- und Zubringerleitungen)								
$k_1 = 0,4 \text{ mm}$ (Hauptleitungen)								
$k_1 = 1,0 \text{ mm}$ (Versorgungsleitungen)								
			$h_{v,r} = \lambda \cdot \frac{L}{d_{hy}} \cdot \frac{v^2}{2g} = \lambda \cdot \frac{L}{d_i} \cdot \frac{8 \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2 \cdot d_i^5} = \frac{8 \cdot \lambda \cdot L \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2 \cdot d_i^5} \quad [\text{m}]$					
kgew.=	1	mm						
dhy=	300	mm						
Wirkungsgrad Turbine	$\eta_T =$	88%						
<a href="#">ideale Leistung Turbine</a>	Pturbine=	469,81 kW	bei einem Durchfluss von	0,20 m <sup>3</sup> /s	720 m <sup>3</sup> /h			

Leistung ideale Turbine: 469,81 kW bei einem Durchfluss von 0,20 m<sup>3</sup>/s

Ausgenutztes Volumen bei 4 Stunden pro Tag 2880 m<sup>3</sup> (=9%)

Jahresarbeitsvermögen bei 4 Stunden pro Tag für 335 Tage im Jahr: 0,63 GWh/a

### 4.1.3 Beispiel Stubai

Skigebiet: Stubai Gletscher

„Speicherteich Fernau“

Oberbecken: Speicherteich Fernau

Unterbecken: Aufstau der Ruetz

Höhendifferenz: 826,25 m (ein kleiner Aufstau der Ruetz dient als Unterbecken)

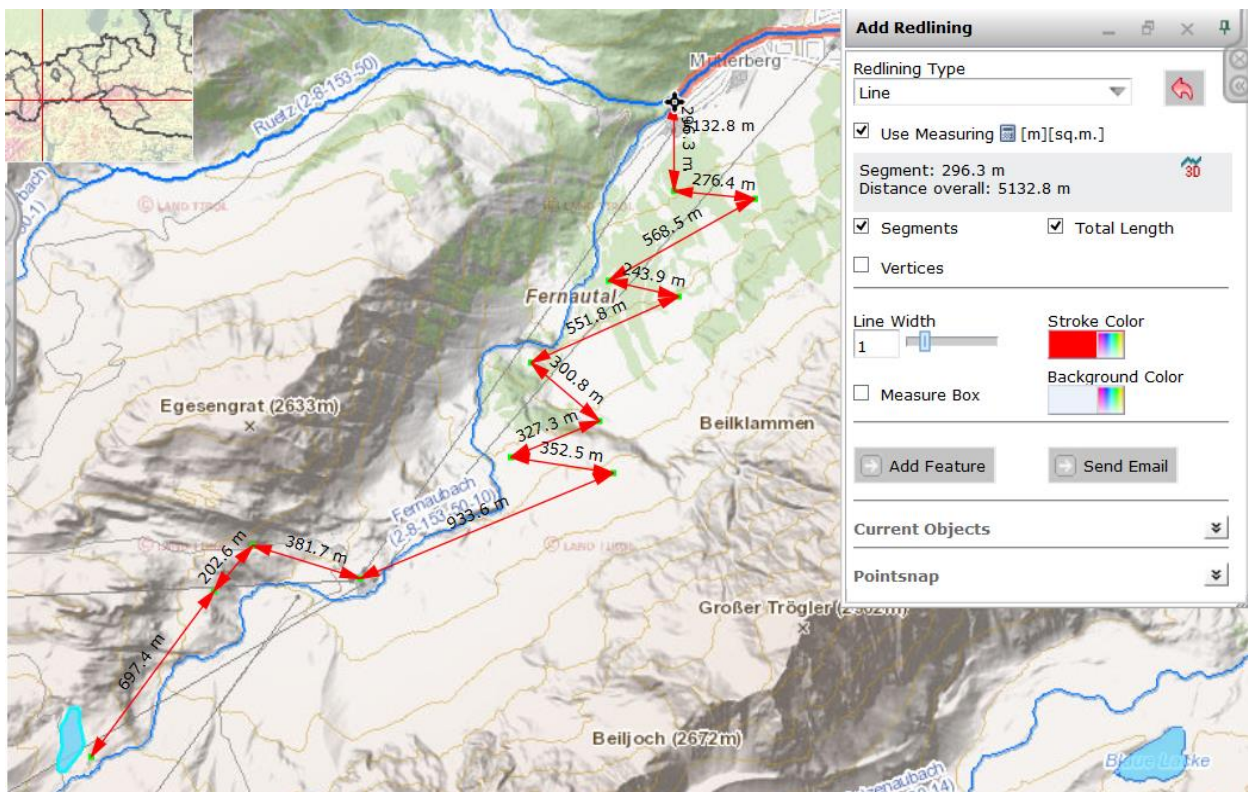


Abbildung 42: Gebiet Stubai<sup>180</sup>

Länge 5.132,8 m (Annahme: Druckleitung entlang der Zufahrtsstraße)

Volumen: 55.000 m<sup>3</sup> Fernau (mit zusätzlichen 60.000m<sup>3</sup> Gamsgarten, Ausbaumöglichkeit)

Durchmesser Rohre: DN300 (Annahme)

<sup>180</sup> Abb.: (Tirol Atlas, Geographie Innsbruck, 2018)

Übersicht							
<b>Gelände Werte</b>							
Habs,Oberbecken	2562,5	müA	Speicherteich Fernau				
Habs,Unterbecken	1736,25	müA	Aufstau Ruetz als Unterbecken, muss errichtet werden				
Höhenunterschied	826,25	m					
Sicherheitsbeiwert							
Nettofallhöhe	1,1						
l=	5132,8	m					
d=	300	mm					
g= 9,81 m/s²							
Rohr-Rauhigkeitsbeiwerte [vgl.: Technische Information Anwendungsbereich Beschneigungsanlagen; Tiroler Rohre GmbH; Innsbruck; 2017]							
<div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="border: 1px solid gray; padding: 5px; margin-right: 20px;"> <p><b>Tabellen für die hydraulische Bemessung von duktilen Gussrohrleitungen mit Zementmörtelauskleidung</b></p> <table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr> <td><math>k_s = 0,1</math> mm (Fern- und Zubringerleitungen)</td> </tr> <tr> <td><math>k_s = 0,4</math> mm (Hauptleitungen)</td> </tr> <tr> <td><math>k_s = 1,0</math> mm (Versorgungsleitungen)</td> </tr> </table> </div> <div> <math display="block">\frac{l}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left[ \frac{\varepsilon}{3,71} \right] = -2 \log \left[ \frac{k/d_{hy}}{3,71} \right] \quad [-]</math> <math display="block">d_i = \sqrt{\frac{4}{\pi}} \cdot \sqrt{\frac{Q}{v}} = 1,128 \cdot \sqrt{\frac{Q}{v}} \quad [\text{m}]</math> <math display="block">h_{r,t} = \lambda \cdot \frac{L}{d_{hy}} \cdot \frac{v^2}{2g} = \lambda \cdot \frac{L}{d_i} \cdot \frac{8 \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2 \cdot d_i^5} = \frac{8 \cdot \lambda \cdot L \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2 \cdot d_i^5} \quad [\text{m}]</math> </div> </div>					$k_s = 0,1$ mm (Fern- und Zubringerleitungen)	$k_s = 0,4$ mm (Hauptleitungen)	$k_s = 1,0$ mm (Versorgungsleitungen)
$k_s = 0,1$ mm (Fern- und Zubringerleitungen)							
$k_s = 0,4$ mm (Hauptleitungen)							
$k_s = 1,0$ mm (Versorgungsleitungen)							
kgew.=	1	mm					
dhy=	300	mm					
Wirkungsgrad Turbine $\eta_T$ =	88%						
ideale Leistung Turbine $P_{turbine}$ =	1094,74	kW	bei einem Durchfluss von	0,24 m³/s			
				864 m³/h			

Leistung ideale Turbine: 1094,74 kW, bei einem Durchfluss von 0,24 m³/s

Ausgenutztes Volumen bei 4 Stunden pro Tag 3456 m³ (=6,28%)

Jahresarbeitsvermögen bei 4 Stunden pro Tag für 335 Tage im Jahr: 1,47 GWh/a

## 4.2 Beispiel mit Pumpturbine

Für die Sekundärnutzung mittels Pumpturbine wurde das Skigebiet Kaprun herangezogen. Im Skigebiet Kaprun wurde bereits eine Beschneiungsanlage mit kombinierter Pumpspeicherung realisiert. Dafür werden drei Kreiselpumpen im Turbinenbetrieb verwendet, vorausgesetzt, dass kein Pumpbetrieb zur Versorgung benötigt wird. Der Unterschied dieser Anlage im Gegensatz zu den vorher beschriebenen Beispielen ist die zusätzliche Nutzung eines natürlichen Zulaufes zur Stromerzeugung. Folgender Text stammt aus der Projektbeschreibung des Projektes:

*Speicherteich Langwiedboden mit Staumauer aus dem Jahr 1999 mit vorgelagerter Wasserversorgung aus dem Grubbach. Bei einem Stauziel von 1 966,15 m Mh und einem Absenkziel von 1 959,50 m Mh wurde ein Nutzinhalt von ca. 26 000 m<sup>3</sup> erzielt. Der Speicher wurde ohne Folienabdichtung mit einer Schwergewichts-Sperrenmauer aus Beton hergestellt. Als Betriebseinrichtungen sind Hochwasser-Entlastung, Grundablass, Entnahme zur TWVA Kitzsteinhorn und Fassungsbauwerk für die Entnahme zur Schneeanlage eingebaut.*

### 1.2 Fensterstollen

*Fensterstollen der Kaprun Hauptstufe mit Bachbeileitung Grubbach von Wasserfassung Grubbach auf 1 701 m Mh mit max. 2,7 m<sup>3</sup>/s über Schrägschacht bis zur Schieberkammer Grubbach auf 1 571 m Mh mit dortiger Einmündung in den Hauptstollen.*

### 1.3 Speichersee Wasserfallboden

*Speichersee Wasserfallboden, Oberbecken der Kaprun Hauptstufe der VAHP mit einem maximalen Stauziel von 1 672 m Mh und einem Absenkziel von 1 590 m Mh mit hydraulischer Verbindung über Hauptstollen mit der Bachbeileitung Grubbach.*

*Bereits im Zuge des großen Ausbauprojektes der Schneeanlage Kitzsteinhorn / Kaprun im Jahr 2008 gab es Überlegungen, die Druckrohrleitung von der Pumpstation Grubbach bis zum Speicher Langwiedboden während der Sommermonate für ein Kleinwasser-kraftwerk zu nutzen.*

### 2.1 Rentabilitätsbetrachtungen

*Nach Abstimmungen zwischen den Gletscherbahnen Kaprun AG (GBK) und der damaligen Verbund Austrian Hydro Power AG (VAHP) hat VAHP im Dezember 2009 um die wasserrechtliche und naturschutzrechtliche Bewilligung beim Amt der Salzburger Landesregierung für die Errichtung und den Betrieb für das Kleinkraftwerk Grubbach angesucht. Im Oktober 2010 hat VAHP GBK jedoch mitgeteilt, dass aus Sicht von VAHP keine Rentabilität für das Kraftwerk gegeben ist.*

*Die Rentabilitätsbetrachtung seitens VAHP wurde auf Basis der Gesamtinvestition des Kraftwerkes zugrunde gelegt. Aus diesem Gesichtspunkt schien das Kraftwerk für VAHP nicht rentabel.*



*Wurden jedoch aus Sicht von GBK nur die zusätzliche Investition für das Kraftwerk gerechnet und die für die Schneeanlage ohnehin notwendige Investition als Basis-Investition nicht herangezogen, so schien die Rentabilität durchaus gegeben.*

*Rückwärts laufende Kreiselpumpen sind grundsätzlich für einen Turbinenbetrieb geeignet. Jede Pumpe hat eine eigene Kennlinie im Turbinenbetrieb und entsprechend der Anlagenkennlinie ergibt sich die Schluckwasserleistung. Eine nennenswerte Veränderung dieser Schluckleistung ist bei den rückwärts laufenden Pumpen nicht möglich, da keinerlei Mechanismen, wie z.B. Leitschaufeln, vorhanden sind. Eine Veränderung der Drehzahl bedingt nur eine marginale Veränderung der Schluckleistung.*

*Somit ist eine Regelung der Pumpturbine nicht möglich. Die Drehzahl der Pumpturbine ergibt sich aus den hydraulisch gegebenen Verhältnissen.*

*Daher ist der Pumpturbine ein rückspeisfähiger Frequenzumrichter nachzuschalten, der aus der gegebenen Drehzahl die Ausgangsfrequenz von 50 Hz für die Einspeisung oder Rückspeisung in das Netz sicherstellt.*

*Es wurde daher die Dimensionierung des KKW Grubbach mit den unter Punkt 2.2 b) beschriebenen rückwärtslaufenden Pumpen oder Pumpturbinen vorgenommen.<sup>181</sup>*

Momentan sind zwei der drei geplanten Pumpturbinen im Einsatz. Im Pumpbetrieb wird eine Leistung von 950kW benötigt bei einem Durchfluss von 190 l/s. Durch den natürlichen Zufluss können in Zukunft drei Turbinen eine Leistung von 800kW bei einem Durchfluss von 300 l/s leisten. Im Anhang A ist eine hydraulische Übersicht des Projektes zu finden.<sup>182</sup>

Das Jahresarbeitsvermögen der Anlage beträgt 1,07 GWh, insofern angenommen wird, dass die Anlage 4 Stunden und 335 Tage pro Jahr im Einsatz ist.

---

<sup>181</sup> (ILF , 2018)

<sup>182</sup> Vgl.: (ILF , 2018, S. 9)

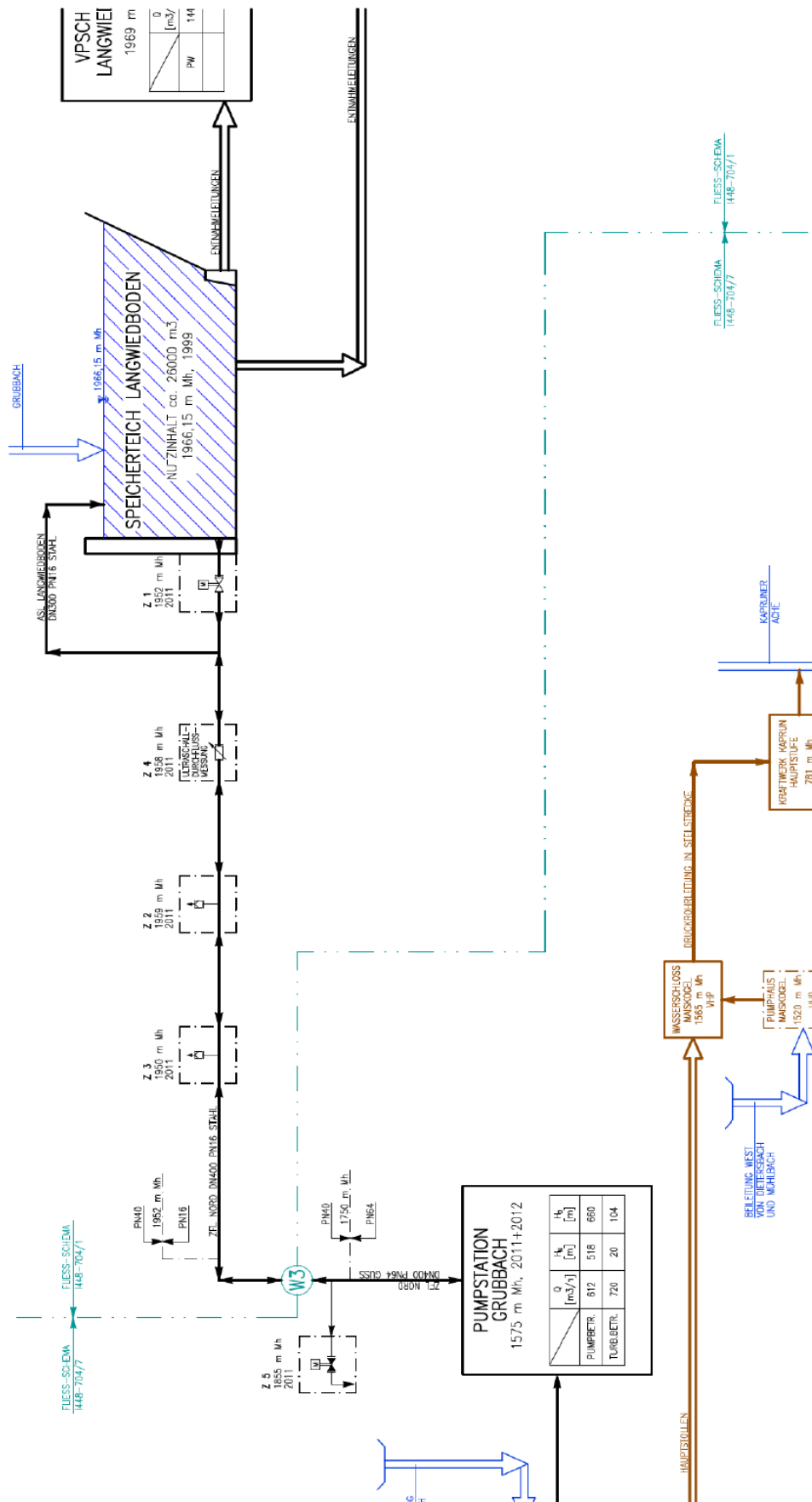


Abbildung 43: Auszug Übersichtsschema Gesamtanlage Kaprun

## 4.3 Kosten Nutzen

### 4.3.1 Kosten

Die Kosten in diesem Kapitel werden für eine Anlage mit kombinierter Pumpturbine angegeben, da diese Variante die Wirtschaftlichste darstellt, wegen der Kombination von Pumpe und Turbine in einer Maschine. Berücksichtigt wird allerdings die Anschaffung einer neuen Pumpe, welche ebenfalls als Turbine benutzt wird, da bei einem Neukauf die erweiterten Aufgaben berücksichtigt werden können.

Für die Kostenaufstellung werden nur jene Positionen betrachtet, welche für eine Pumpspeicherung in eine bestehende Anlage eingebaut werden sollten. Außer Acht gelassen werden die Reservoirs, Rohrleitungen, der Bau des Krafthauses, da diese Anlagenteile sowieso für eine Beschneiungsanlage errichtet werden.

Für die Pumpe, Turbine, sämtliche Hilfseinrichtungen, Absperrorgane, Generatoren und Motoren sowie der Elektrotechnik kann ein ungefährender Preis von 600€ pro Kilowattstunde geschätzt werden.<sup>183</sup> Wenn allein diese Komponenten eingebaut werden, ergibt sich eine lineare Kostenkurve, erst durch das Verlegen neuer Rohre würde der Preis sich nicht mehr linear entwickeln. Es wird davon ausgegangen, dass bestehende Anlagen zur Pumpspeicherung umfunktioniert werden und die Rohrdurchmesser behalten werden.

### 4.3.2 Erlös

Für die Berechnung des Erlöses aus der Pumpspeicherung wurde der Preisindex der österreichischen Strombörse als Grundlage verwendet. Über den Intraday-Handel kann Strom im Zeitraum von Stunden oder Minuten gehandelt werden. Insgesamt werden drei Möglichkeiten der Umsatzberechnung gewählt. Die erste Variante stellt ein 4 Stunden Pumpbetrieb bei einem niedrigen Tagespreis und 4 Stunden Turbinenbetrieb bei hohem Entgelt dar. Die zweite Variante verwendet 8 Stunden Pump- bzw. Turbinenbetrieb. Beide Varianten wurden für 335 Tage im Jahr berechnet. Bei der dritten Variante wird der Durchschnitt der vergangenen 7 Tage verwendet, wenn der Preis am Strommarkt den 0,5-fachen Wert des Durchschnitts unterschreitet, dann wird die Pumpe eingeschaltet und Strom gekauft. Wenn der aktuelle Wert das 1,5-fache des Durchschnittwertes überschreitet, wird die Turbine betrieben und Strom verkauft. Bei dieser Methode wird die Beschneiungsanlage ungefähr 750 Stunden pro Jahr betrieben, erzielt aber ähnliche Beträge wie die Methode 4/4. Die Ergebnisse werden in Tabelle 15 als Übersicht dargestellt. Tabelle 16 zeigt den Preisunterschied bei unterschiedlichen Gesamtwirkungsgraden einer Pumpspeicheranlage, dieser Unterschied wird nochmals als Diagramm in Abbildung 44 veranschaulicht.

---

<sup>183</sup> Vgl.: (Kraml, 2010, S. 43)

Tabelle 15: Übersicht Erträge Strombörse

Wirkungsgrad Anlage		75%			
Pumpe [kW]	Turbine [kW]	750 h/a	4/4	8/8	
1066,67	800,00	2017	31.352,34 €	22.930,32 €	32.183,88 €
		2016	16.610,76 €	16.196,21 €	22.310,35 €
		2015	21.012,66 €	19.670,24 €	27.033,03 €
		2014	20.787,35 €	20.981,37 €	28.339,59 €
		2013	27.768,72 €	27.676,37 €	38.874,07 €
		Euro Pro Kilowatt und Jahr			
		750 h/a	4/4	8/8	
		2017	39,19 €	28,66 €	40,23 €
		2016	20,76 €	20,25 €	27,89 €
		2015	26,27 €	24,59 €	33,79 €
		2014	25,98 €	26,23 €	35,42 €
		2013	34,71 €	34,60 €	48,59 €
Durchschnitt:			29,38 €	26,86 €	37,19 €

Die absoluten Werte über das Jahr gesehen wurden mit einer 800 kW Turbine und einem Gesamtwirkungsgrad von 75% berechnet. Die Erträge in Euro pro Kilowatt Turbinenleistung und Jahr dienen als Ausgangspunkt für die Gewinnermittlung. Dabei kann von einem jährlichen Wert zwischen **26,86€ und 29,38€ pro kW installierter Turbinenleistung** ausgegangen werden.

Tabelle 16: Vergleich Erträge Strombörse, Wirkungsgrade

Wirkungsgrad Anlage	750 h/a	4/4	8/8	
90%	32,06 €	32,82 €	50,57 €	
80%	31,07 €	29,10 €	42,21 €	
70%	29,79 €	24,31 €	31,45 €	
60%	28,09 €	17,93 €	17,10 €	
50%	25,71 €	9,01 €	-2,98 €	
40%	22,13 €	-4,39 €	-33,10 €	
30%	16,18 €	-26,71 €	-83,30 €	

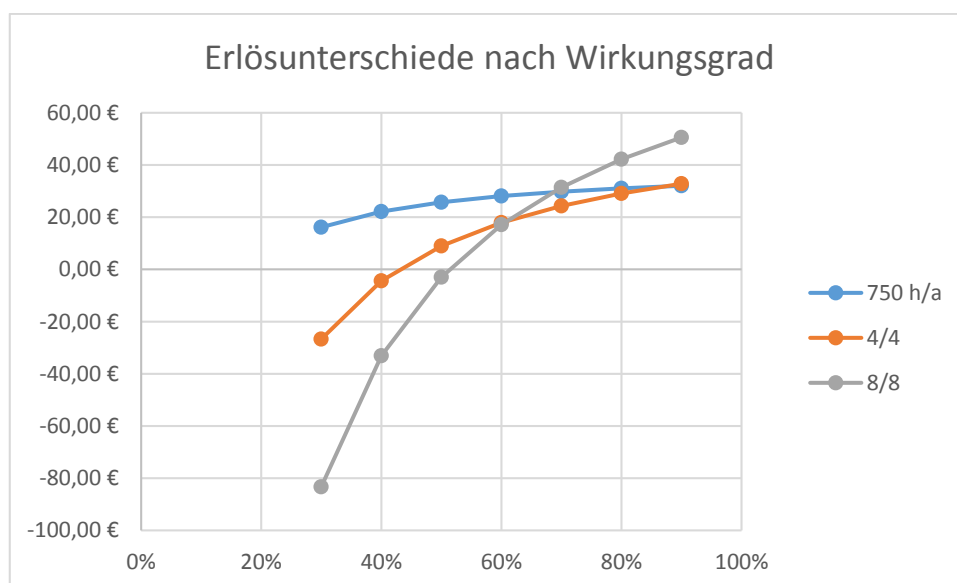


Abbildung 44: Diagramm Erlösunterschied Wirkungsgrad

## 4.4 Herausforderungen an die Beschneigungsanlage bei einer adaptierten Pumpspeicherung

### 4.4.1 Druckstoß

Der Druckstoß wurde bereits im Kapitel Pumpspeicheranlage erläutert. Wenn in einem hydraulischen System ein Ventil geschlossen wird, erhöht sich der Druck schlagartig, gewöhnlicher Weise werden bei Pumpspeicheranlagen dafür Wasserschlosser eingebaut. In den Beschneigungsanlagen gibt es normalerweise keine Wasserschlosser zur Dämpfung der Drücke, da die Anlagen selten erhöhten Drücken ausgesetzt sind. Wenn eine Beschneigungsanlage zu einer Pumpspeicheranlage erweitert werden soll, ändern sich natürlich auch die Beanspruchungen. Um den Druckstoß exemplarisch zu überprüfen, wurde eine Anlage mittels des hydraulischen Berechnungsprogrammes Wanda überprüft:

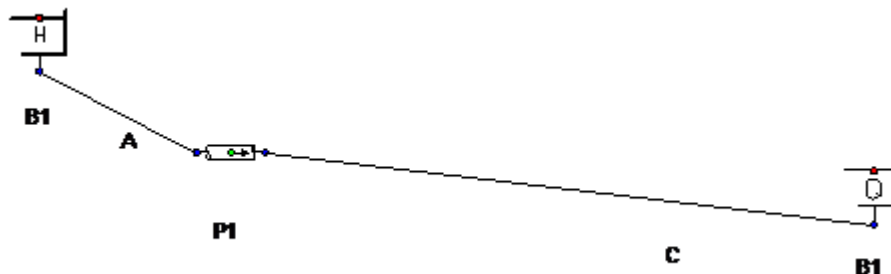
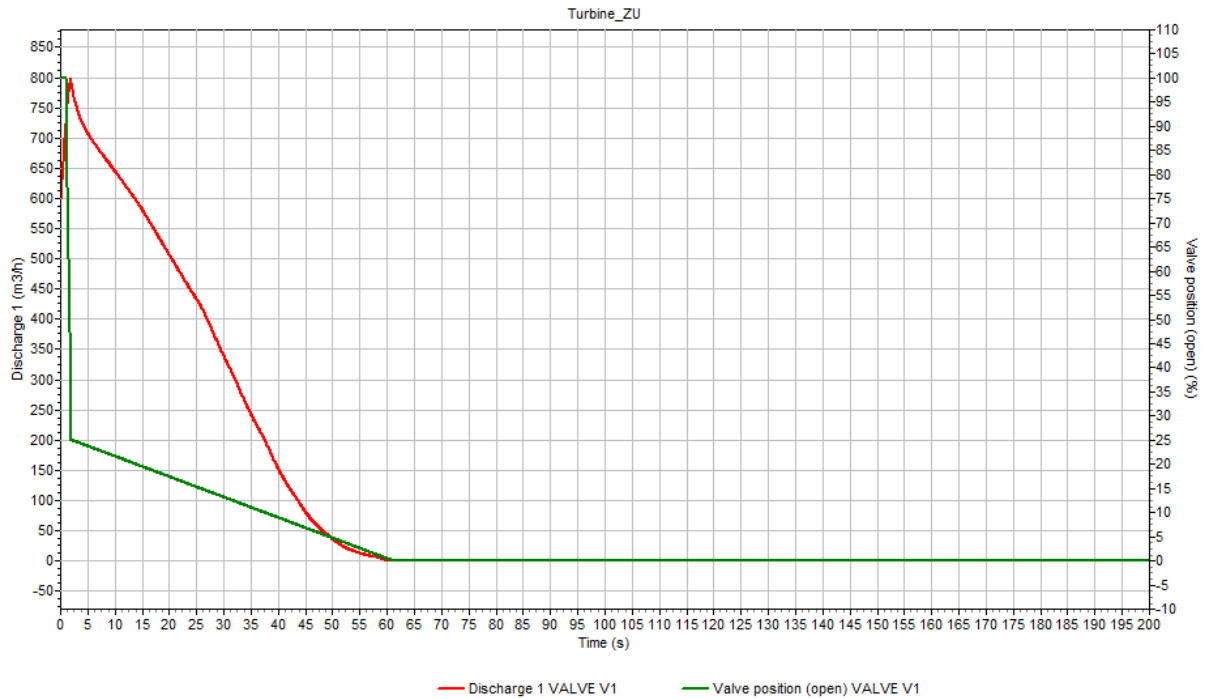


Abbildung 45: hydraulisches Beispiel Wanda

In Abbildung 45 wird das verwendete System dargestellt, die Leitung ist 2000 Meter lang, hat einen Durchmesser von 250 mm und der Höhenunterschied zwischen den Becken beträgt 400 Meter. Für das Rohr wurde ein E-Modul von 170.000 MPA und eine Wandstärke von 25mm angenommen. Die Turbine (B1) hat zum Zeitpunkt  $t=0$  einen Durchfluss von  $800 \text{ m}^3/\text{h}$ . Es wurden verschiedenste Positionen des Ventils überprüft, und die mit den geringsten Belastungen wird hier vorgestellt. In den ersten 2 Sekunden wird der Durchfluss auf 25% des Gesamtdurchflusses gesenkt. Danach wird innerhalb von 58 Sekunden das Ventil komplett geschlossen (siehe Abbildung 46).

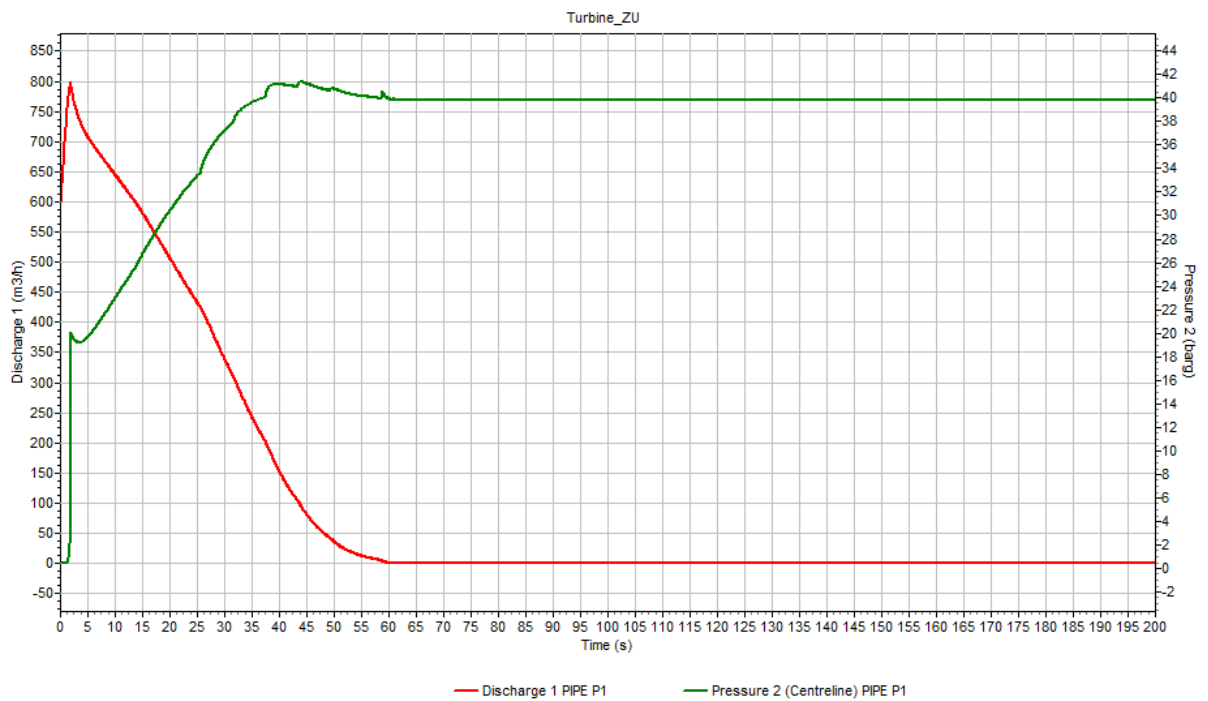
Es tritt ein Maximaldruck von 41,5 bar auf (siehe Abbildung 47). Der maximale Betriebsdruck einer Gusseisenleitung mit 250 Millimetern für Kunstschneeanlagen beträgt 1000 bar. Somit liegt der Druck weit unter dem erlaubten Wert.

Leitungen mit einem Durchmesser bis 300 Millimeter halten ohne Probleme Drücke bis zu 1000 bar aus. Diese Leitungen sind auch die üblichen Leitungen bei Kunstschneeanlagen. Daher wird in den meisten Fällen kein Wasserschloss oder sonstige Maßnahmen nötig sein, um die Betriebsdrücke nicht zu überschreiten.



M:\WB\POSTFACH\_TEMPORAER\DiplomandenInnen\Guenther\_MIMM\_HK\Wanda\Waterhammer\Turbine\_ZU.wdi 2018 Mrt 27 15:49 - Wanda 4.5

Abbildung 46: Druckstoß Durchfluss und Ventilposition



M:\WB\POSTFACH\_TEMPORAER\DiplomandenInnen\Guenther\_MIMM\_HK\Wanda\Waterhammer\Turbine\_ZU.wdi 2018 Mrt 27 15:49 - Wanda 4.5

Abbildung 47: Druckstoßberechnung Wanda

#### 4.4.2 Turbinen mit geringem Durchfluss

Turbinen für konventionelle Pumpspeicherwerke werden normalerweise für eine Leistung im Megawattbereich ausgelegt und sind stets Spezialanfertigungen, um möglichst effizient zu arbeiten. Eine industriell gefertigte Turbine gibt es nicht, da die Anforderungen je nach Projekt variieren. Aus diesem Grund sind die Anschaffungskosten für eine Turbine relativ hoch und dadurch kann eine kurze Amortisationszeit der Anlage kaum erreicht werden.

Die beste Lösung, um die Kosten für die Turbine zu senken, wäre die Pumpe als Turbine zu verwenden.

#### 4.4.3 Kein Gegenspeicher vorhanden

Bei einer Beschneiungsanlage wird üblicherweise ein Reservoir am Berg angelegt, welches aus Fließgewässern aus dem Tal oder vom Berg befüllt wird. Dieses Reservoir wird dann in den kalten Wintermonaten für die Beschneigung verwendet und dadurch geleert. Da diese Anlagen nur zum Zweck der Beschneigung angelegt werden, benötigt man keinen Gegenspeicher wie bei einem Pumpspeicherwerk. Ohne ein Unterbecken für das vorhandene Oberbecken kann kein Pumpspeicherbetrieb erfolgen.

Die einfachste Lösung wäre natürlich der Bau eines Unterbeckens im Tal, allerdings sind die Kosten für Baugrund im Tal in den alpinen Regionen sehr hoch und dadurch ist eine wirtschaftlich rentable Projektimplementierung fast unmöglich.

Jene untersuchten Gebiete, welche für eine Pumpspeicherung vorgeschlagen werden, verfügen über mehr als einen Speichersee für die Beschneigung. Die Speicher sind fast immer hydraulisch verbunden, um eine hohe Flexibilität der Beschneigung zu garantieren. Somit könnte man die verschiedenen Speicherseen nutzen, um einen Pumpspeicherbetrieb zu gewährleisten.

#### 4.4.4 Geringe Volumen im Oberbecken

Im Vergleich zu konventionellen Pumpspeicheranlagen besitzen die Speicherseen der Beschneiungsanlagen nur sehr geringe Volumina. Die Speicherung von Strom in einem Pumpspeicherkraftwerk bedarf großer Mengen Wasser, da die Energiedichte sehr gering ist. Erst ein großes Volumen ermöglicht eine wirtschaftlich sinnvolle Ausnutzung.

Da bei einer Sekundärnutzung fast alle Anlagenkomponenten vorhanden sind und nur auf die Pumpspeicherung erweitert werden, fallen viele Investitionen weg. Dadurch könnte die Ausnutzung der Beschneiungsanlagen zur Pumpspeicherung wirtschaftlich effizient sein. Wenn die vorhandenen Komponenten genutzt werden, können keine großen Durchflüsse erwartet werden. Die geringen Durchmesser der Versorgungsleitungen können nur Turbinen im Kilowatt Bereich speisen.

Abbildung 48 stellt schematisch den typischen Jahresverlauf eines Speicherinhalts und den Verlauf bei Betrieb mit Sekundärnutzung dar. Es wurde ein fiktiver Speichersee mit einem Gesamtvolumen von 100.000 Kubikmetern übernommen. Am Anfang der Wintersaison im Dezember, ist der Speicher voll und wird über die Wintermonate abgearbeitet. Idealerweise wird der Speichersee erst im Herbst auf seine Kapazität befüllt, da das Wasser in den Sommermonaten zu hohe Temperaturen hat. Wenn der See nun zusätzlich zur Beschneigung

auch zur Stromspeicherung eingesetzt wird, dann können die Pegelstände stärker Schwankungen ausgesetzt sein. Aus diesem Grund muss die Anlage auf das jeweilige Volumen optimiert werden.

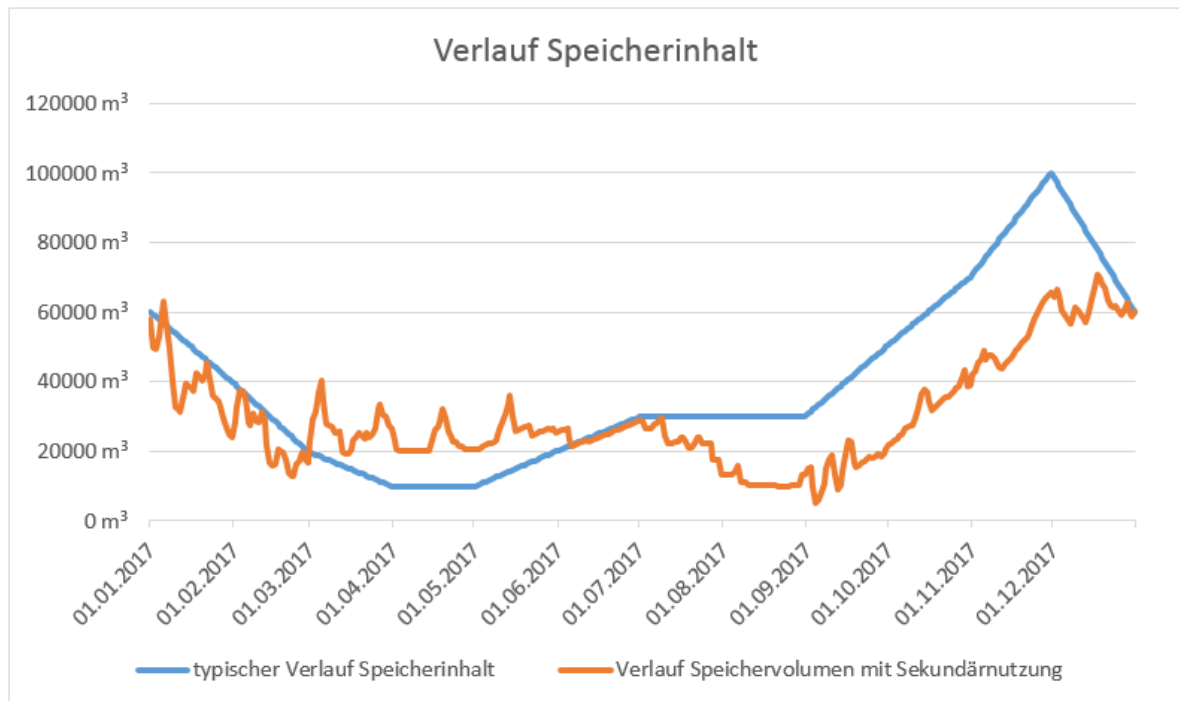


Abbildung 48: Verlauf Speicherinhalt bei Sekundärnutzung

#### 4.4.5 Energieverluste durch geringe Rohrdurchmesser

Die Versorgungsleitungen zum Befüllen der Speicherseen für die Kunstschneeproduktion haben normalerweise einen Durchmesser von 200 bis 400 Millimeter. Diese geringen Durchmesser sind völlig ausreichend für die geringen Entnahmen aus den Fließgewässern. Ein Speichersee wird über mehrere Wochen bis Monate befüllt, nachdem er im Frühling leer ist.

Die geringen Durchmesser lassen keine hohen Durchflüsse zu, da die Rohrleitungsverluste sehr hoch wären. Abbildung 49 stellt den großen Unterschied zwischen den verschiedenen Rohrdimensionen dar. Wenn sich der Durchmesser verdoppelt, sinken die Verluste um über 700%.



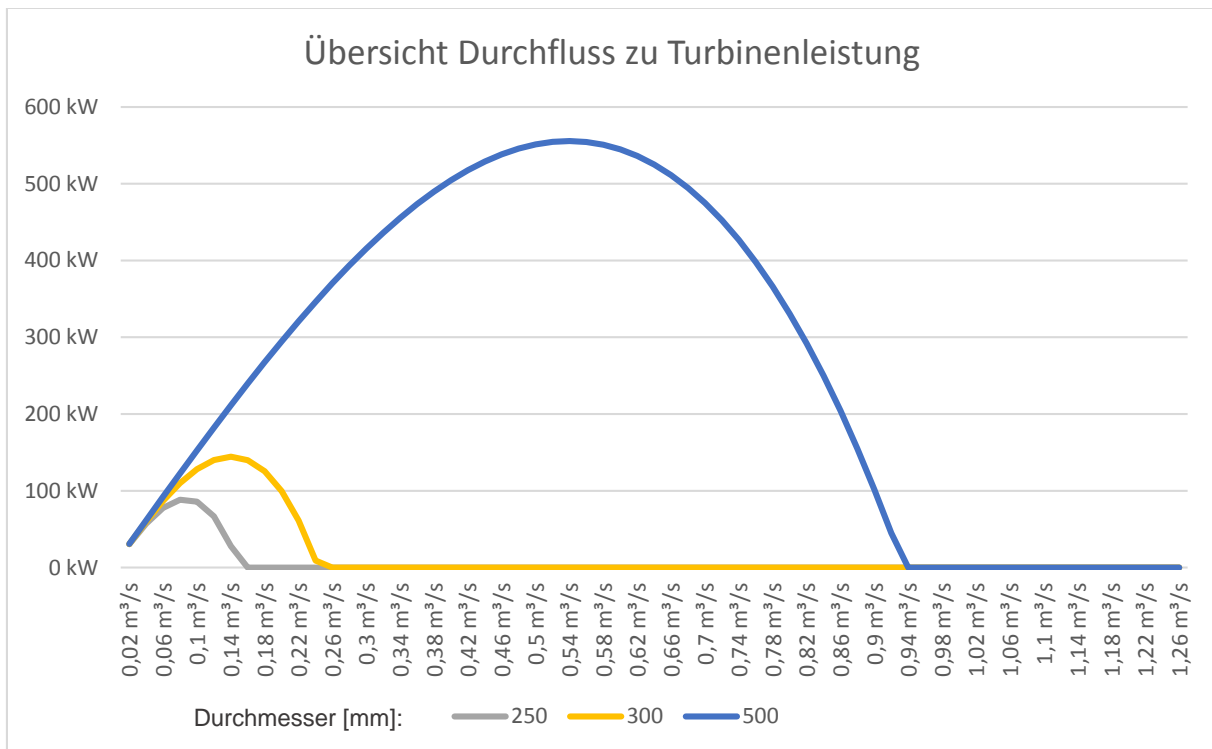


Abbildung 49: Übersicht Durchfluss bei verschiedenen Rohrdimensionen

#### 4.4.6 Wassertemperatur für die Beschneigung

Sämtliche energetischen Verluste einer Anlage sorgen für einen Anstieg der Wassertemperatur, da Energie nicht verloren geht. Bei konventionellen Pumpspeichieranlagen stellt die Erhöhung der Wassertemperatur kaum ein Problem dar. Bei Beschneigungsanlagen muss das Wasser für eine energieeffiziente Nutzung allerdings eine niedrige Temperatur haben, ansonsten muss es in Kühltürmen auf die Betriebstemperatur von idealerweise unter 4° Celsius gekühlt werden.

Bei jedem Durchlauf des Wassers im Zuge des Pumpspeicherbetriebs erhöht sich die Temperatur der Speicherseen. Aus diesem Grund darf für eine Sekundärnutzung in den Wintermonaten nicht die gesamt gespeicherten Volumina genutzt werden, sondern nur ein Bruchteil dessen.

## 5 Fazit

Die Energiewende bestimmt momentan die Richtung der Stromwirtschaft, volatile regenerative Kraftwerke sind im Vormarsch. Europa will CO<sub>2</sub>-neutral werden und dadurch auch eine gewisse Unabhängigkeit von den fossilen Brennstoffen erlangen. Durch diese Situation steht das Stromnetz vor neuen Herausforderungen, bezogen auf die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit. Viele Windräder und Solarpaneele sorgen für starke Schwankungen im Angebot. Eine Integration aller europäischen Festlandnationen in ein gemeinsames Netz kann den Differenzen entgegenwirken, sie aber nicht ausmerzen.

Die EU Mitgliedsländer haben sich 2008 auf die Ziele Reduktion der Treibhausgase um 20%, Steigerung der Energieeffizienz um 20% und Steigerung der erneuerbaren Energieproduktion um 20% geeinigt. Österreich hat ein theoretisches regeneratives Strompotential von 91 TWh.<sup>184</sup> Bei einem Stromverbrauch von 70,7 TWh (Stand: 2018) wäre also eine regenerative Vollversorgung möglich.

Der Bedarf an Speicherkapazitäten im Netz steigt stetig an, das belegen verschiedene Studien. Diese Entwicklung wird sich auch in den nächsten Jahren nicht ändern. Der Bedarf ergibt sich aus der erhöhten Produktion regenerativen Stromes. Die regenerative Stromvollversorgung dürfte zwar in den nächsten Jahren nicht erreicht werden, wird aber weiterhin Thema der nationalen Energiepolitik bleiben. Der maximale Speicherbedarf für eine regenerative Stromvollversorgung Österreichs liegt bei 23,4 TWh.<sup>185</sup> Die Speicherkapazitäten die benötigt werden um diese Aufgabe zu erfüllen, können nicht mit großen Pumpspeicherwerken geleistet werden. Die Entwicklung von kostengünstigen und leistungsfähigen Akkumulatoren schreitet schnell voran und dürfte in Zukunft den Ausweg aus dem Speicherproblem bieten, sollten die Rohstoffpreise für Lithium nicht drastisch ansteigen. Bis die Akkus wirtschaftlich sind bietet allerdings nur die hydraulische Pumpspeicherung die gewünschten Kapazitäten.

Die Stromspeicherung in Pumpspeicheranlagen kann klare Vorteile gegenüber anderen Speichertechnologien aufweisen. Durch die lange Erfahrung in diesem Bereich sind diese Anlagen zurzeit alleinig im Stande Strom wirtschaftlich zu speichern. Die Wirkungsgrade großer Anlagen liegen zwischen 80 und 90 Prozent. Ein Pumpspeicherkraftwerk kann nur wirtschaftlich sein, wenn große Mengen an Wasser zwischen Ober- und Unterbecken bewegt werden können, weil die potentielle Energie des Wassers eine geringe Energiedichte aufweist. Große Talsperren in den Alpen stoßen jedoch auf Widerstand in der Bevölkerung, da das Landschaftsbild stark verändert wird.

Das Speichern von Energie in kleinen Anlagen kann nicht wirtschaftlich sein, die Amortisationszeit würde die Lebensdauer der Bauwerke überschreiten. Dieser Umstand gilt jedoch nur für den Neubau einer Anlage. Wenn ein Großteil der Bestandteile einer Pumpspeicheranlage bereits gebaut und nur noch umfunktioniert werden, ändert sich die Wirtschaftlichkeitsrechnung.

Es ist möglich eine Beschneiungsanlage so umzubauen, dass Strom in Form von potentieller Energie gespeichert werden kann. Die potentiellen Kapazitäten im Raum Tirol und Salzburg halten sich jedoch in Grenzen, da die primäre Aufgabe einer Beschneiungsanlage die Kunstschneeherzeugung ist. Keinesfalls darf der Zweck der Stromspeicherung der Kunstschneeherzeugung im Weg stehen. Wenn das der Fall wäre ist es für den

---

<sup>184</sup> Vgl.: (Boxleitner, et al., Super-4-Micro-Grid, 2011, S. 134)

<sup>185</sup> Vgl.: (Boxleitner, Groß, & Chochole, Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs, 2013, S. 20, 21)

Bergbahnbetreiber uninteressant seine Anlage umzufunktionieren. Bleibt das Nutzvolumen für die Pumpspeicherung unter 10%, kann die Kunstschneeproduktion jederzeit garantiert werden.

Das geringe Nutzvolumen kann in den bestehenden Anlagen abgearbeitet werden, da alle Komponenten auf die kleinen Durchflüsse ausgelegt sind. Wenn die vorhandenen Pumpen als Pumpturbinen verwendet werden, müssen nur neue Armaturen, Generatoren und Regelungen eingebaut werden. Ein kostengünstiger Umbau könnte die Bergbahnbetreiber animieren ihre Anlagen aufzurüsten.

Im Zuge der Arbeit wurden 116 Speicherseen in Tirol auf eine Sekundärnutzung als Stromspeicher untersucht. 71 Seen würden sich für eine Pumpspeicherung eignen. Diese Speicher haben ein ausreichendes Volumen und es ist ein Gegenspeicher vorhanden oder kann mit geringen Aufwand gebaut werden. Ebenfalls reichen die Fallhöhen aus um eine Hochdruckanlage zu installieren. Die 71 geeigneten Anlagen besitzen eine potentielle Energie von 8,69 GWh. In weiterer Folge wurden 25 Anlagen ausgewählt, welche sich bereits jetzt für eine Sekundärnutzung eignen. Diese Anlagen bestehen aus mehr als einen Beschneiungsspeicher, somit ist ein Gegenspeicher vorhanden. Das Jahresarbeitsvermögen der 25 Anlagen in Tirol beträgt bis zu 30 GWh/a. Diese Studie wurde auch auf Salzburg umgelegt und ergab ein geschätztes Jahresarbeitsvermögen von 19,39 GWh/a. In Tirol und Salzburg wäre eine Leistung von 18,4 MW durch die Sekundärnutzung von Beschneiungsanlagen zur Stromspeicherung möglich.

Durch eine Sekundärnutzung der Beschneiungsanlagen zur Pumpspeicherung bringt dem Betreiber eines Skigebiets einige Vorteile. Zum einen kann durch den Handel mit Strom die Anlage schneller amortisiert sein. Die Anlage muss für die Beschneiung errichtet und gewartet werden, eine zusätzliche Pumpspeicherung wäre also fast kostenlos im Betrieb. Ein weiterer Effekt der Pumpspeicherung ist die Abkühlung der Oberbecken im Winter. Es wurde in dieser Arbeit beschrieben, dass durch die Pumpspeicherung das Wasser in den Leitungen wärmer wird, aber die Seen werden über den Sommer befüllt und haben daher bereits am Anfang der Schneesaison eine erhöhte Temperatur. Wird der See nun im Winter mit kaltem Wasser aus Fließgewässern im Tal durch den Pumpspeicherbetrieb bewirtschaftet, sinkt die Temperatur insgesamt. Das kühlere Wasser sorgt für eine energieeffizientere Beschneiung, weil weniger Energie in den Kühltürmen verwendet wird. Der Kunde fordert immer mehr einen möglichst CO<sub>2</sub>-neutralen Urlaub, dieses Bedürfnis kann durch Ausgleichsmaßnahmen wie die Sekundärnutzung gestillt werden, vorausgesetzt es wird nur regenerativer Strom gespeichert.

Der Umbau einer einzelnen Anlage ändert an der Speicherproblematik kaum etwas, dafür ist die Kapazität zu gering. Sollten sich mehrere Skigebiete einer Region dazu entschließen ihre Beschneiungsanlagen auf den Pumpspeicherbetrieb zu erweitern, könnten sie über ein virtuelles Kraftwerk zusammengeschlossen werden. Ein Verband aus vielen kleinen Speichern kann höhere Erträge erzielen und tatsächlich etwas bewirken. Heutzutage kann durch die technischen Möglichkeiten wie zum Beispiel der Blockchain der Aufwand in der IT auf ein Minimum gesenkt werden und es könnte sich rentieren in diese Richtung weiter zu forschen.

Die Allianz Zukunft Winter hat ihre Partner in der Skiindustrie, dem Skilehrerverband, den Österreichischen Seilbahnen und der Wirtschaftskammer und schlägt seit Jahren einen beunruhigenden Weg ein, betreffend den Klimawandel. Dies beweist folgender Kommentar, in einem Beitrag des Magazins Nano im 3sat, vom Sprecher der Allianz, Herrn Franz Schenner:

„Es geht sich aus, wir haben uns jetzt auch in dieser nationalen Allianz darauf verständigt, dass wir uns mit Propheten, Klimahistorikern und mit irgendwelchen Forschern gar nicht mehr auseinandersetzen“<sup>186</sup> Franz Schenner, Sprecher der Allianz Zukunft Winter.

Und es geht sich NICHT aus, man muss kein Prophet sein um die Zahlen der letzten 2 Jahrzehnte zu deuten. Die jährlichen Schneehöhen gehen zurück und die Bergbahnbetreiber rüsten mit aufwendigen Beschneiungsanlagen und Wasserreservoirs auf, um sich auch noch die nächsten 10 Winter teuer zu erkaufen. Die Strategie des Wegschauens lässt sich darauf zurückführen, dass kein Investor in eine Anlage Geld stecken würde die vielleicht in 10 Jahren schon nicht mehr funktioniert, da die Randbedingungen nicht gegeben sind. Somit würden neben den Arbeitsplätzen der Bergbahnen auch der Tourismus und die Skiindustrie in Österreich leiden. Man kann aber kein Problem lösen in dem man es einfach nicht beachtet, im Falle des Klimawandels verschlimmert sich die Lage nur zunehmend solange nicht gehandelt wird.

Nun würden aber alle Skifahrer und jene die mit dem Skitourismus Geld verdienen als Buhmänner dastehen, wenn in der Öffentlichkeit der Klimawandel im Zusammenhang mit dem Tourismus thematisiert wird. Und genau hier könnten die Betreiber der Skigebiete einhacken und gegensteuern, mit effizienteren Anlagen, reduzierten Energieverbrauch und angemessenen Ausgleichmaßnahmen.

Eine dieser Ausgleichmaßnahmen wäre die Speicherung grüner Energie in den Speicherseen der Kunstschneeanlagen. Natürlich wäre der Klimawandel damit nicht gestoppt, aber es könnte zu einem Umdenken der gesamten Industrie führen. In Verbindung mit Windkraft und Photovoltaikanlagen könnte man die Skigebiete zu grünen Kraftwerken aufrüsten. Neben der Deckung des eigenen Energieverbrauchs kann nebenher auch noch Geld verdient werden und dem Klimawandel etwas entgegengesteuert werden.

Immerhin sollen auch künftige Generationen den Winter erleben und mit der starken österreichischen Skiindustrie Wohlstand erlangen.

---

<sup>186</sup> (3Sat, 07.03.2013)

## Formelzeichen

Bezeichnung	Einheit	Bedeutung
c	€/kWh	Energieerzeugungskosten
C <sub>E</sub>	€/kWh	Einkaufspreis des Pumpstromes
d <sub>i</sub>	mm	Rohrdurchmesser
d <sub>hy</sub>	mm	Hydraulischer Durchmesser
e <sub>m</sub>	Wh/kg	volumetrische Energiedichte
e <sub>V, wV</sub>	Wh/m <sup>3</sup>	gravimetrische Energiedichte
E	Wh	Energie
E <sub>aus</sub>	Wh	ausgespeicherte Energie (Entladevorgang)
E <sub>E</sub>	kWh	jährliche bezogene Energiemenge
E <sub>ein</sub>	Wh	zugeführte Energie in einen Energiespeicher (Ladevorgang)
E <sub>p</sub>	Wh	potentielle Energie
E <sub>sp</sub>	Wh	Gespeicherte Energie, umgangssprachlich Speicherkapazität
E <sub>sp,end</sub>	Wh	gespeicherte Energie am Ende des Speicherzyklus
E <sub>sp,start</sub>	Wh	gespeicherte Energie am Anfang des Speicherzyklus
E <sub>V,sp</sub>	Wh	Speicherverlust
g	m/s <sup>2</sup>	Erdbeschleunigung (g=9,81m/s <sup>2</sup> )
h <sub>geo</sub>	m	geodätische Höhendifferenz zwischen Unter- und Oberwasser
h <sub>p</sub>	m	potentielle Energiehöhe
h <sub>v,r</sub>	m	Verlusthöhe Rohrleitung
h <sub>v,S</sub>	m	Verlusthöhe Saugstutzen
h <sub>v,D</sub>	m	Verlusthöhe Druckstutzen
K <sub>J,E</sub>	€	jährliche Kosten für die bezogene Energie
L	m	Gesamtlänge Rohrleitung
m	kg	Masse
P	W(= $\frac{kg*m^2}{s^3}$ )	Leistung
P <sub>aus</sub>	W	Ausspeicherleistung
P <sub>ein</sub>	W	Einspeicherleistung
P <sub>P</sub>	W	Pumpleistung
Q	m <sup>3</sup> /s	Durchfluss
Q <sub>P</sub>	m <sup>3</sup> /s	Pumpenförderstrom
t <sub>aus</sub>	s	Ausspeicherdauer, Dauer des Entladevorgangs
t <sub>ein</sub>	s	Einspeicherdauer, Dauer des Ladevorgangs
t <sub>sp</sub>	s	Speicherdauer, Dauer des eigentlichen Haltens der Energie
T	°C	Temperatur
V	m <sup>3</sup>	Volumen

$v$	m/s	Fließgeschwindigkeit
$v_o$	m/s	Auslaufgeschwindigkeit Pumpbetrieb
$v_u$	m/s	Einlaufgeschwindigkeit Pumpbetrieb
$\lambda$	-	Verlustbeiwert der Verlusthöhen bei Druckrohrleitungen
$\eta$	%	Wirkungsgrad
$\eta_{\text{ein}}$	%	Einspeicherwirkungsgrad
$\eta_{\text{aus}}$	%	Ausspeicherwirkungsgrad
$\eta_P$	%	Wirkungsgrad Pumpe
$\eta_{\text{PSW}}$	-	Gesamtwirkungsgrad des Pumpspeicherkraftwerkes ( $\eta_{\text{PSW}} = 0,70-0,78$ )
$\rho_w \dots$	kg/m <sup>3</sup>	Dichte Wasser ( $\rho_w = 999,73 \text{ kg/m}^3$ bei $T=10^\circ\text{C}$ )

## Literaturverzeichnis

- 3Sat, M. W. (Regisseur). (07.03.2013). *Beitrag „Ski Unheil“ Nano* [Kinofilm].
- Alpenverein Österreich. (09. 03 2018). *Beschneigung mit Kunstschnee: Alpenverein Österreich*. Von Alpenverein Österreich: [https://www.alpenverein.at/portal/naturumwelt/alpine\\_raumordnung/beschneigung/index.php](https://www.alpenverein.at/portal/naturumwelt/alpine_raumordnung/beschneigung/index.php) abgerufen
- Bauer, F. (2017). Kapitel 2 - Definition und Klassifizierung von Energiespeichern. In M. Sterner, & I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien und Integration* (S. 26-49). Berlin: Springer-verlag.
- Baumgarten, S., & Guder, W. (Juli 2005). Pumpen als Turbinen. *Technik kompakt*, S. 2-9.
- Boxleitner, M., Groiß, C., & Chochole, M. (2013). Speicherbedarf für eine regenerative Strom-Vollversorgung Österreichs. *Elektrotechnik und Informationstechnik*, 16-21.
- Boxleitner, M., Groiß, C., Chochole, M., Brauner, G., Hiebl, J., Springer, C., . . . Schmöller, H. (2011). *Super-4-Micro-Grid*. Wien: Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH.
- Demaclenko Italien. (02. 23 2018). *Propellermaschinen*. Von Demaclenko: <http://www.demaclenko.com/de/propellermaschinen/schneekanonen-produkte/40-0.html> abgerufen
- der Standard. (28. 12 2017). *Wirtschaftspolitik*. Von der Standard: <https://derstandard.at/2000071115708/Oesterreich-hat-noch-nie-so-viel-Gas-aus-Russland-importiert> abgerufen
- Eisert, T. (2011). *Beschneigungsanlagen - Leitfaden für das wasserrechtliche Behördenverfahren - Band 1: Bewilligung und Überprüfung von Neuanlagen*. Salzburg: Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.
- Energie-Control Austria. (10. 11 2017). *Inlandstromverbrauch – Jahresentwicklung Oktober 2017*. Von Energie-Control Austria: <https://www.e-control.at/statistik/strom/betriebsstatistik/jahresreihen#GES> abgerufen
- Fuchs, M., Zeller, E., Joeppen, A., Weilguni, H., & Kling, H. (2013). Das Wasserkraftpotenzial Österreichs im Spannungsfeld von Umweltpolitik und Klimawandel. In S. Heimerl, *Wasserkraftprojekte* (S. 98-105). Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Fuhrmann, H. (1996). *Basisschnee - Einführung in die Nivologie*. Salzburg: VSI.
- Geppert GmbH. (22. 02 2018). *Leistungsberechnung*. Von Geppert Hydropower Austria: <https://www.geppert.at/de/leistungsberechnung> abgerufen
- Giesecke, J., & Mosonyi, E. (1997). *Wasserkraftanlagen*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- Giesecke, J., Heimerl, S., & Mosonyi, E. (2014). *Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb*. Berlin: Springer Verlag.
- Haas, R., & Loew, T. (2012). *Die Auswirkungen der Energiewende auf die Strommärkte und die Rentabilität von konventionellen Kraftwerken*. Wien: TU Wien, Institut for Sustainability.
- ILF . (2018). *Kleinkraftwerk Grubbach Kaprun - Schneeanlage Kitzsteinhorn mit Zusatznutzung Pumpstation Grubbach als Kleinkraftwerk - Technische Kurz-Beschreibung*. Rum bei Innsbruck: ILF.

- Kraml, J. (2010). *Energetisches Potential durch sekundärnutzung von Schneespeicherteichen als Pumpspeicher im Land Salzburg*. Wien: Universität für Bodenkultur Wien.
- KSB Aktiengesellschaft. (2005). *Auslegung von Kreiselpumpen*. Frankenthal: KSB Aktiengesellschaft.
- Maurer, C., Cronenberg, A., Steinbach, J., Ragwitz, M., Duscha, V., Fleiter, T., . . . Pfaff, M. (2016). *Grünbuch für eine integrierte Energie und Klimastrategie*. Wien: Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft und Bundesministerium für ein Lebenswertes Österreich.
- Panatscheff, C. (1989). An empirical formula for the probable specific cost of pumped storage power stations. *Wasserwirtschaft*, 74-79.
- Sterner, M., & Bauer Franz. (2017). Definition und Klassifizierung von Energiespeichern. In S. Michael, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien und Integration* (S. 1-49). Berlin: Springer Verlag.
- Sterner, M., & Stadler, I. (2017). Mechanische Energiespeicher. In M. Sterner, & I. Stadler, *Energiespeicher; Bedarf, Technologie und Integration* (S. 495-573). Berlin: Springer verlag.
- Sterner, M., & Thema, M. (2017). Vergleich der Speichersysteme. In S. Michael, *Energiespeicher, Bedarf Technologien und Integration* (S. 645-680). Berlin: Springer Verlag.
- Sterner, M., Stadler, I., Eckert, F., & Thema, M. (2017). Speicherintegration in einzelnen Energiesektoren. In M. Sterner, *Energiespeicher, Bedarf Technologien und Integration* (S. 685-764). Berlin: Springer Verlag.
- Tirol Atlas, Geographie Innsbruck. (24. 03 2018). *Thematische Karten: Tourismus: Tirol Atlas*. Von Tirol Atlas: [http://tirolatlas.uibk.ac.at/maps/interface/thema.py/sheet?id=1565;menu\\_id=206;lang=de](http://tirolatlas.uibk.ac.at/maps/interface/thema.py/sheet?id=1565;menu_id=206;lang=de) abgerufen
- TIROLER ROHRE GMBH . (2017). *Technische Information - Anwendungsbereich Beschneiungsanlagen*. Hall in Tirol: TIROLER ROHRE GMBH .
- Wechsler, G., & Pumpernick, G. (28. 03 2018). Expertengespräch über Beschneiungsanlagen bei der Firma ILF. (G. Mimm, Interviewer)
- Wechsler, H. G. (2014). Anlagentechnik bei Beschneiungsanlagen. *Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft*, 243-247.



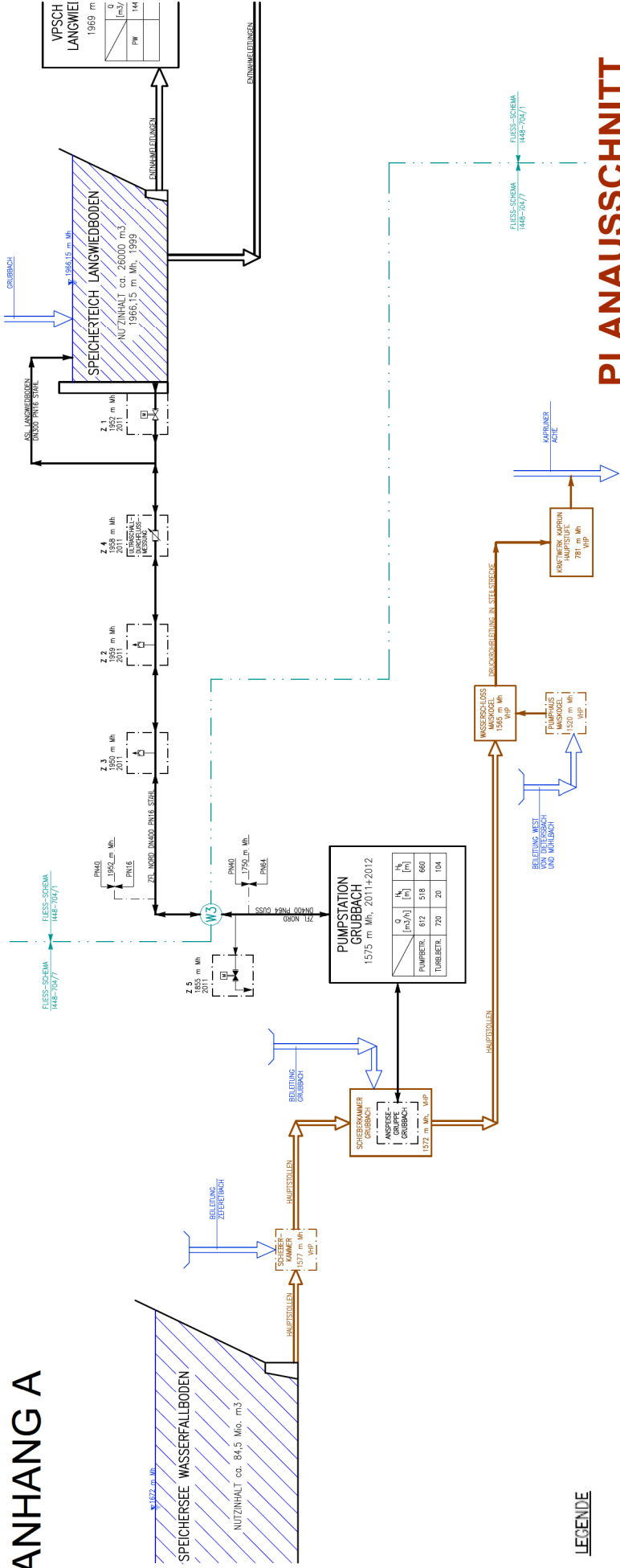
## Anhang

- A) Übersichtsschema Gesamtanlage Kaprun
- B) Anhang Potentialanalyse Tirol
- C) Übersicht Ergebnisse Potentialanalyse Tirol

# Anhang A:

## Übersichtsschema Gesamtanlage Kaprun

# ANHANG A



## PLANAUSSCHNITT

- LEGENDE**
- SCHNEEANLAGE AUS BESTAND 2016
  - SCHNEEANLAGE FÜR SPÄTEREN AUSBAU
  - WASSERKRAFTANLAGE KAPRUN HAUPTSTUFE DER VHP
  - GEWÄSSER
  - TRENNLINIE SCHEMATA
  - Absperrarmatur im Normalfall offen
  - Absperrarmatur im Normalfall geschlossen
  - Absperrarmatur mit Stellantrieb im Normalfall offen
  - Absperrarmatur mit Stellantrieb im Normalfall geschlossen
  - Rückschlag-Armatur
  - Entlüftungsventil
  - Flansch
  - Armaturenschacht

 ZELL AM SEE · KAPRUN	<b>GLETSCHERBAHNEN KAPRUN AG</b>	
<b>SCHNEEANLAGE KITZSTEINHORN / KAPRUN</b> AUSFÜHRUNGSPROJEKT 2016	KONSULENT:  ING. CONSULTING ENGINEERS AUSTRIA GMBH FELDKREUZSTRASSE 3 A-6063 RUM BEI INNSBRUCK	INGENIEURBÜRO DR. WECHSLER ZIVILINGENIEUR FÜR MASCHINENBAU WINTERSTELLERGASSE 11b A-6130 SCHWAZ / TIROL
BAUHERR: <b>KITZSTEINHORN</b> ZELL AM SEE · KAPRUN	PROJEKT: <b>SCHNEEANLAGE KITZSTEINHORN / KAPRUN</b> AUSFÜHRUNGSPROJEKT 2016	
PLANUNG:  CONSULTING ENGINEERS	PLAN-TITEL: <b>ÜBERSICHTS-SCHEMA</b> <b>GESAMTANLAGE</b>	PLAN-NR. <b>1448 - 703 Rev. 0</b>
MASZSTAB: <b>--</b>	PROJEKT-NR. <b>1448</b>	

# Anhang B

## Potentialanalyse Tirol

## Potentialanalyse Tirol

Speicherbezeichnung laut Wasserbuch	Volumen [m³]	Stauziel im Winter		potentielle Höhe Unterbecken/Entnahme	Unterbecken/Oberbecken	Δh [m]	Volumen Unterbecken	Potentielle Energie ohne Verluste [kWh]	Potentielle Energie mit Verlusten [GWh]	Potentielle Energie aller Speicher mit vorhandenen Unterbecken	Unterbecken Bezeichnung
		m.Ü.A.	Absenktie m.Ü.A.								
								$E_p = 1 / (3,6 * 10^6) * g * V * 1000 * h$	0,75		
Speicher Hirschlacken	38.000	1078,28	1074,50	927,00	Oberbecken	149,39	38.000,00	15.768,94	11,83		Achensee
Speicherteich Jochanger	135.000	1518,68	1505,00	524,00	Oberbecken	987,84	135.000,00	370.440,00	277,83		Fluss
Speicherteich Dauernsteinberg (Pufferspeicher)	8.550	1471,74	1464,50								
Speicherteich Hygna	6.080	869,37	864,80								
Speicherteich Kafneraste	2.650	1576,47	1572,00								
Speicherteich Dohlenest	255.000	2122,00	2102,00	1.595,00	Oberbecken	517,00	15.000,00	21.541,67	16,16	16,16	Speicherteich Lizum Tal
Speicherteich Lizum Tal	15.000	1600,00	1595,00		Unterbecken						
Speicherteich Hartkaser	119.900	1554,30	1544,20	1.235,95	Oberbecken	313,30	119.900,00	104.346,31	78,26		Speicherteich Astberg
Speicherteich Tanzboden	110.700	1554,30	1544,00	1.235,95	Oberbecken	313,20	110.700,00	96.309,00	72,23		Speicherteich Astberg
Speicherteich Astberg (Blattthof)	74.200	1247,00	1235,95		Unterbecken						
Speicherteich Rübzahlalm	26.500	1178,50	1171,50		Unterbecken						
Speicherteich Thanellerkarlft	75.000	1390,00	1379,00	1.062,00	Oberbecken	322,50	75.000,00	67.187,50	50,39		Wochenspeicher Ratswaldalpe/Rotlechsperre
Speicherteich Jochstube der Beschneigungsanlage Scheffau	178.000	1639,65	1629,60	1.278,30	Oberbecken	356,33					
Speicherteich Filzalm	165.000	1291,50	1278,30		Unterbecken						
Speicherteich Kälbersalve	55.000	1573,95	1561,00	1.278,30	Oberbecken	289,18					
Mehrtagespeicher Jodl-Guggl-Graben	3.200	870,65	865,65								
Speicherteich Ehrwalder Alm	69.500	1465,00	1460,00	958,70	Oberbecken	503,80	69.500,00	97.261,39	72,95		Loisach
Speicherteich Gamsalm(Beck.Nr.2)	55.450	1264,00	1253,50	958,70	Oberbecken	300,05	55.450,00	46.216,03	34,66		Loisach
Speicherteich Reckmoos	37.800	1386,50	1379,00	1.186,70	Oberbecken	196,05	15.000,00	8.168,75	6,13	6,13	Speicherteich Streuboden
Speicherteich Streuboden	15.000	1191,75	1186,70		Unterbecken						
Speicherteich Pangert	155.600	2230,00	2214,00	2.066,00	Oberbecken	156,00	35.000,00	15.166,67	11,38	11,38	Speicherteich Gerent
Speicherteich Gschössberg	60.100	1986,00	1977,00		Unterbecken						
Speicherteich Gerent	35.000	2074,00	2066,00		Unterbecken						
Speicherteich Rastkogel	151.910	2225,00	2220,00	1.231,50	Oberbecken	991,00	151.910,00	418.174,47	313,63		Quellbäche Tuxbach
Speicherteich Hasenmulde/Penkenjoch	66.000	2080,20	2068,60	1.977,00	Oberbecken	97,40	60.100,00	16.260,39	12,20	12,20	Speicherteich Gschössberg
Speicherteich Pfisterwald	26.500	1689,00	1681,00	1.231,50	Oberbecken	453,50	26.500,00	33.382,64	25,04		Quellbäche Tuxbach
Speicherteich Frommes II	227.000	2233,65	2221,75	1.404,00	Oberbecken	823,70	65.000,00	148.723,61	111,54	111,54	Speicherteich Wolfwiese (Becken 4)
Speicherteich Frommes I	123.000	2244,00	2239,00	1.404,00	Oberbecken	837,50	65.000,00	151.215,28	113,41	113,41	Speicherteich Wolfwiese (Becken 4)
Speicherteich Wolfwiese (Becken 4)	65.000	1409,25	1404,00		Unterbecken						
Speicherteich Schönjochl (Becken 2)	37.500	2490,70	2497,79								
Speicherteich Vogeltenn II	64.500	1688,60	1678,00	534,00	Oberbecken	1.149,30	64.500,00	205.916,25	154,44		Ziller
Speicherteich Vogeltenn I (Spieljoch)	24.000	1676,50	1671,50	534,00	Oberbecken	1.140,00	24.000,00	76.000,00	57,00		Ziller
Speicherteich Grän(Beck.Nr.2)	14.000	1176,40	1170,89								
Speicherteich Goldried	89.000	2240,50	2227,00	921,50	Oberbecken	1.312,25	89.000,00	324.417,36	243,31		Isel-Quellbäche
Speicherteich "Blauspitz"	67.515	2121,61	2131,00	1.351,40	Oberbecken	774,91	67.515,00	145.326,98	109,00		Kaiserbach-Quellbäche
Speicherteich Hohe Salve	133.000	1397,50	1392,50	598,50	Oberbecken	796,50	133.000,00	294.262,50	220,70		Brixentaler Ache
Speicherteich Galtberg	61.180	1285,00	1280,00	710,00	Oberbecken	572,50	61.180,00	97.293,19	72,97		Inn
Speicherteich Römerstraße	69.700	1042,50	1032,00	kein Unterbecken	Oberbecken						
Speicherteich S3 Velill	155.000	2500,00	2485,50	2315,00	Oberbecken	177,75	52.000,00	25.675,00	19,26	19,26	Speicherteich Viderböden
Speicherteich S2 Schwarze Wand	150.000	2439,00	2427,80	2267,70	Oberbecken	165,70	31.850,00	14.659,85	10,99	10,99	Speicherteich S1 Idalpe
Speicherteich Viderböden	52.000	2324,00	2315,00		Unterbecken						
Speicherteich S1 Idalpe	31.850	2274,00	2267,70		Unterbecken						
Speicherteich S4 Schwarzwasser (Fischteich)	16.000	1675,20	1673,20								
Speicherteich Sechszeiger	111.800	2359,00	2352,00	893,20	Oberbecken	1.462,30	111.800,00	454.125,39	340,59		Pitze

## Potentialanalyse Tirol

Speicherbezeichnung laut Wasserbuch	Volumen [m³]	Stauziel im Winter		potentielle Höhe Unterbecken/Entnahme	Unterbecken/Oberbecken	Δh [m]	Volumen Unterbecken	Potentielle Energie ohne Verluste [kWh]	Potentielle Energie mit Verlusten [GWh]	Potentielle Energie aller Speicher mit vorhandenen Unterbecken	Unterbecken Bezeichnung
		m.Ü.A.	Absenktlinie m.Ü.A.								
								$E_p = 1 / (3,6 * 10^6) * g * V * 1000 * h$	0,75		
Speicherteich "Höhenweg"(Beck.Nr.2)	50.000	1115,00	1104,50	939,00	Oberbecken	170,75	50.000,00	23.715,28	17,79		Wertach
Speicherteich "Schrofen"(Beck.Nr.1)	12.500	1099,00	1093,00	939,00	Oberbecken	157,00	12.500,00	5.451,39	4,09		Wertach
Speicherteich Lamark	62.000	2172,10	2158,00	kein Unterbecken	Oberbecken						
Speicherteich Drisselkopf	222.804	2048,96	2034,00	1.770,00	Oberbecken	271,48	83.000,00	62.591,22	46,94	46,94	Speicherteich "MIZUN"
Speicherteich Wedelhütte	215.150	2227,80	2222,80	2.034,00	Oberbecken	191,30	222.804,00	118.395,57	88,80	88,80	Speicherteich Drisselkopf
Speicherteich "MIZUN"	83.000	1772,46	1770,00		Unterbecken						
Speicherteich Dias - Ebene(Beck.Nr.1)	55.000	1845,00	1836,00	1.181,00	Oberbecken	659,50	55.000,00	100.756,94	75,57		Trisanna
Speichersee Seidlalm II	115.000	1383,04	1372,00		Unterbecken						
Speicherteich "Usterkarsee"	98.000	1919,00	1914,00	1757,00	Oberbecken	159,50	32.000,00	14.177,78	10,63	10,63	Speicherteich "Ehrenbachhöhe"
Speicherteich Brunn	75.000	1879,00	1874,00	1757,00	Oberbecken	119,50	32.000,00	10.622,22	7,97	7,97	Speicherteich "Ehrenbachhöhe"
Speicherteich "Pengelstein"(Becken 2)	36.000	1888,00	1881,00	1757,00	Oberbecken	127,50	32.000,00	11.333,33	8,50	8,50	Speicherteich "Ehrenbachhöhe"
Speicherteich "Seidlalmkopf"(Becken 1)	33.000	1366,50	1361,50		Unterbecken						
Speicherteich "Ehrenbachhöhe"	32.000	1765,25	1757,00	1372,00	Oberbecken	389,13	115.000,00	124.303,82	93,23	93,23	Speichersee Seidlalm II
Speicherteich Resterkogel(Beck.Nr.1)	170.000	1816,20	1806,00								
Speicherteich Wagstätt	55.000	1329,17	1324,17	879,00	Oberbecken	447,67	55.000,00	68.394,03	51,30		Jochberger Ache
Speicherteich Stoanmandl	120.000	2254,00	2243,00	2.009,18	Oberbecken	239,32	28.990,00	19.271,91	14,45	14,45	Speichersee Ebenfeld Aste
Speicherteich Fußball	41.600	1990,50	1980,50	1.401,00	Oberbecken	584,50	41.600,00	67.542,22	50,66		DURLASSBODENSPEICHER
Speichersee Ebenfeld Aste	28.990	2016,50	2009,18		Unterbecken						
Speicherteich Kapauns	34.720	2123,00	2116,00	kein Unterbecken	Oberbecken						
Speicherteich Kaisersee	115.000	2303,00	2292,00	1.893,00	Oberbecken	404,50	115.000,00	129.215,28	96,91		Ausgleichsbecken/Speicher Längent
Speicherteich Sievebrenn	42.000	1254,50	1249,50		Unterbecken						
Speicherteich Grubiglücke	46.000	1695,50	1690,50	1249,50	Oberbecken	443,50	42.000,00	51.741,67	38,81	38,81	Speicherteich Sievebrenn
Speicherteich 2 - Sternalm (Becken 2)	51.500	1632,50	1622,00	1.054,00	Oberbecken	573,25	42.000,00	66.879,17	50,16	50,16	Speicherteich 3 - Taxermos (Becken 3)
Speicherteich 3 - Taxermos (Becken 3)	42.000	1061,70	1054,00		Unterbecken						
Speicherteich 1 - Sternalm (Becken 1)	9.000	1557,50	1552,35								
Speicherteich Lackenboden	130.000	2096,50	2093,50	664,20	Oberbecken	1.430,80	130.000,00	516.677,78	387,51		Drau
Speicherteich Koppeneck	46.090	1583,80	1576,00	850,00	Oberbecken	729,90	46.090,00	93.447,48	70,09		Ruetz
Speicherteich Sennalm	46.000	1646,50	137,50	642,40	Oberbecken	249,60	46.000,00	31.893,33	23,92		Sill
Speicherteich Kompatschwald	87.425	2059,00	2054,00	2.546,00	Unterbecken	- 489,50					
Speicherteich Schönwieshütte	49.500	2266,00	2253,00		Unterbecken						
Speicherteich Festkogel	39.900	2607,00	2602,00	2.253,00	Oberbecken	351,50	49.500,00	48.331,25	36,25	36,25	Speicherteich Schönwieshütte
Speicherbecken - Aufstau des Gaisbergbaches	9.000	2230,30	2225,30								
Speicherteich Wurmkogel	82.800	2725,78	2719,00	kein Unterbecken	Oberbecken						
Speicherteich Sulzstich	42.000	1576,00	1571,00	kein Unterbecken	Oberbecken						
Speicherteich Golzentipp	63.000	2145,50	2136,85	1.367,30	Oberbecken	773,88	63.000,00	135.428,13	101,57		Gail
Speicherteich Hochötzt	50.120	2005,00	1995,00	780,00	Oberbecken	1.220,00	50.120,00	169.851,11	127,39		Öztaler Ache
Speicherteich Buchensteinwand	11.300	1416,40	1410,40	856,00	Oberbecken	557,40	11.300,00	17.496,17	13,12		Grießlbach
Speicherteich Höfen	28.000	929,43	922,50	853,00	Oberbecken	72,96	28.000,00	5.675,06	4,26		Lech
Speicherteich Jochstube	178.700	1639,65	1629,60	1544,00	Oberbecken	90,63	110.700,00	27.867,19	20,90	20,90	Speicherteich Tanzboden
Wasserkraftanlage Medriglach											
Speicherteich Kaltwassersee	65000	1577,24	1566,19	kein Unterbecken	Oberbecken						

## Potentialanalyse Tirol

Speicherbezeichnung laut Wasserbuch	Volumen [m³]	Stauziel im Winter		potentielle Höhe Unterbecken/Entnahme	Unterbecken/Oberbecken	Δh [m]	Volumen Unterbecken	Potentielle Energie ohne Verluste [kWh]	Potentielle Energie mit Verlusten [GWh]	Potentielle Energie aller Speicher mit vorhandenen Unterbecken	Unterbecken Bezeichnung
		m.Ü.A.	Absenktziele m.Ü.A.								
								$E_p = 1 / (3,6 * 10^6) * g * V * 1000 * h$	0,75		
Speicherteich Masner	193.000	2526,00	2517,00	1.805,00	Oberbecken	716,50	190.500,00	379.147,92	284,36	284,36	Speicherteich Hög
Speicherteich Hög	190.500	1815,70	1805,00		Unterbecken						
Speicherteich Komperdell	35.400	1938,00	1934,00	1.805,00	Oberbecken	131,00	190.500,00	69.320,83	51,99	51,99	Speicherteich Hög
Speicherteich Thurntaler	35.000	2282,43	2277,43	1.242,80	Oberbecken	1.037,13	35.000,00	100.832,08	75,62		Stallerbach-Quellbäche
Speicherteich Panorama	416.500	2917,00	2900,00	2.612,00	Oberbecken	296,50	416.500,00	343.034,03	257,28		Petznersee
Speicherteich Tiefenbachferner	7.000	2780,50	2778,50		Unterbecken						
Speicherteich Rotkogel(Beck.Nr.1)	149.300	2618,90	2607,50	kein Unterbecken	Oberbecken						
Schneiteich Ahornsee Söll (Speicherteich Panorama Söll)	79.934	698,20	693,20		Unterbecken						
Speicherteich Lehen	13.000	1088,00	1081,50	693,20	Oberbecken	391,55	79.934,00	86.939,33	65,20	65,20	Schneiteich Ahornsee Söll (Speicherteich Panorama Söll)
Speicherteich Innere Keatalm	6.500	1484,50	1478,00	1081,50	Oberbecken	399,75	13.000,00	14.435,42	10,83	10,83	Speicherteich Lehen
Speicherteich Arlensattel(Beck.Nr.2)	79.700	2079,30	2072,20	1.288,60	Oberbecken	787,15	79.700,00	174.266,26	130,70		Rosanna
Speicherteich Ochsenlacke	170.000	2372,95	2962,95	1.349,70	Oberbecken	1.318,25	170.000,00	622.506,94	466,88		Schwarzach-Quellbäche
Speicherteich Schlosserberg (vormals Speicherteich Schleichalmboden)	126.000	1085,47	1077,00	659,00	Oberbecken	422,24	126.000,00	147.782,25	110,84		Kitzbühler Ache
Speicherteich Eichenhof	47.500	935,00	924,00	659,00	Oberbecken	270,50	47.500,00	35.690,97	26,77		Kitzbühler Ache
Speicherteich Angerer Alm(boden)(Beck.Nr.1)	18.546	1184,00	1180,00								
Mittelbergferner - Speicherteich 2	35.300	2783,00	2778,00	1.800,00	Oberbecken	980,50	35.300,00	96.143,47	72,11		Pitze
Brunnenkogelsee - Speicherteich 1	13.000	2831,20	2827,10	1.800,00	Oberbecken	1.029,15	13.000,00	37.163,75	27,87		Pitze
Speicherteich Bergeralm(Beck.Nr.1)	63.000	1636,00	1626,80	1.068,60	Oberbecken	562,80	63.000,00	98.490,00	73,87		Gschnitzbach
Speicherteich Gamsgärten	60.000	2653,00	2646,00	1.732,50	Oberbecken	917,00	60.000,00	152.833,33	114,63		Ruetz
Speicherteich Fernau	55.000	2562,50	2555,00	1.732,50	Oberbecken	826,25	55.000,00	126.232,64	94,67		Ruetz
Speicherteich Eisseesee	19.000	2614,50	2609,00								
Speicherteich Waxeck	80.000	1573,30	1568,30	kein Unterbecken	Oberbecken						
Speicherteich Tuxer Joch	70.000	2337,60	2328,00	1.494,00	Oberbecken	838,80	70.000,00	163.100,00	122,33		Tuxbach
Speicherteich Isse	22.800	1999,20	1994,20	1.494,00	Oberbecken	502,70	22.800,00	31.837,67	23,88		Tuxbach
Speicherteich Zahmer Kaiser(Beck.Nr.1)	19.300	1025,00	1016,50	654,00	Oberbecken	366,75	19.300,00	19.661,88	14,75		Walchsee
Speicherteich Hüttegg	15.700	1498,00	1492,00	kein Unterbecken	Oberbecken						
Speicherteich Kreuzjöchl	190.000	1688,20	1676,80	934,00	Oberbecken	748,50	190.000,00	395.041,67	296,28		Aschauer Ache
Speicherteich Holzalm	43.800	1375,50	1366,00	980,00	Oberbecken	390,75	4.200,00	4.558,75	3,42	3,42	Speicherteich Tennladen
Speicherteich Mittermoos	34.000	1312,00	1302,00	980,00	Oberbecken	327,00	4.200,00	3.815,00	2,86	2,86	Speicherteich Tennladen
Speicherteich Tennladen	4.200	983	980,00		Unterbecken						
Speicherteich Gernalm	100.950	1796,70	1785,00	954,80	Oberbecken	836,05	100.950,00	234.442,35	175,83		Alpbach
Speicherteich Rifenal/Zammer Alm	65.450	1763,44	1754,66	747,60	Oberbecken	1.011,45	65.450,00	183.887,23	137,92		Inn

# Anhang C

## Übersicht Ergebnisse Potentialanalyse Tirol



# Potentialanalyse Tirol Übersicht

Speicherbezeichnung laut Wasserbuch	Volumen [m³]	Stauziel im Winter m.ü.A.	Absenziel m.ü.A.	potentielle Höhe Unterbecken/Entnahme m.ü.A	Volumen Unterbecken	Potentielle Energie ohne Verluste [kWh]	Potentielle Energie mit Verlusten [GWh]	Δh [m]	Länge [m]	PT DN300 Leistung ideale Turbine [kW]	QT [m³/s]	Energie [kWh]	PT DN250 Leistung ideale Turbine [kW]	QT [m³/s]	Energie [kWh]	DN500 Δh<501m	PT DN500 Leistung ideale Turbine [kW]	QT [m³/s]	QT max aus DN250 DN300 und DN500
Speicherteich Mittermoos	34.000	1.312	1.302	980	4.200	3.815,00	2,86	327,00	1.962,00	441,60	0,24	644.736,00	272,39	0,14	397.689,40				441,60
Speicherteich Holzalm	43.800	1.376	1.366	980	4.200	4.558,75	3,42	390,75	2.344,50	527,69	0,24	770.427,40	325,50	0,14	475.230,00				527,69
Speicherteich Reckmoos	37.800	1.387	1.379	1.187	15.000	8.168,75	6,13	196,05	1.176,30	264,76	0,24	386.549,60	163,31	0,14	238.432,60				264,76
Speicherteich Brunn	75.000	1.879	1.874	1.757	32.000	10.622,22	7,97	119,50	717,00	161,38	0,24	235.614,80	99,54	0,14	145.328,40				161,38
Speicherteich "Pengelstein"(Becken 2)	36.000	1.888	1.881	1.757	32.000	11.333,33	8,50	127,50	765,00	172,18	0,24	251.382,80	106,21	0,14	155.066,60				172,18
Speicherteich "Usterkarsee"	98.000	1.919	1.914	1.757	32.000	14.177,78	10,63	159,50	957,00	215,40	0,24	314.484,00	132,86	0,14	193.975,60				215,40
Speicherteich Innere Keatalm	6.500	1.485	1.478	1.082	13.000	14.435,42	10,83	399,75	2.398,50	539,91	0,24	788.268,60	332,99	0,14	486.165,40				539,91
Speicherteich S2 Schwarze Wand	150.000	2.439	2.428	2.268	31.850	14.659,85	10,99	165,70	994,20	223,77	0,24	326.704,20	138,03	0,14	201.523,80				223,77
Speicherteich Pangert	155.600	2.230	2.214	2.066	35.000	15.166,67	11,38	156,00	936,00	212,12	0,24	309.695,20	129,95	0,14	189.727,00				212,12
Speicherteich Hasenmulde/Penkenjoch	66.000	2.080	2.069	1.977	60.100	16.260,39	12,20	97,40	584,40	131,53	0,24	192.033,80	81,13	0,14	118.449,80				131,53
Speicherteich Stoanmandl	120.000	2.254	2.243	2.009	28.990	19.271,91	14,45	239,32	1.435,92	323,19	0,24	471.857,40	199,35	0,14	291.051,00				323,19
Speicherteich Dohlenest	255.000	2.122	2.102	1.595	15.000	21.541,67	16,16	517,00	3.102,00	698,19	0,24	1.019.357,40	430,66	0,14	628.763,60				698,19
Speicherteich S3 Velill	155.000	2.500	2.486	2.315	52.000	25.675,00	19,26	177,75	1.066,50	240,40	0,24	350.984,00	148,07	0,14	216.182,20				240,40
Speicherteich Jochstube	178.700	1.640	1.630	1.544	110.700	27.867,19	20,90	90,63	543,75	122,40	0,24	178.704,00	75,49	0,14	110.215,40				122,40
Speicherteich Festkogel	39.900	2.607	2.602	2.253	49.500	48.331,25	36,25	351,50	2.109,00	473,65	0,24	691.529,00	292,80	0,14	427.488,00				473,65
Speicherteich Grubiglacke	46.000	1.696	1.691	1.250	42.000	51.741,67	38,81	443,50	2.661,00	598,93	0,24	874.437,80	369,44	0,14	539.382,40				598,93
Speicherteich Drisselkopf	222.804	2.049	2.034	1.770	83.000	62.591,22	46,94	271,48	1.628,88	366,62	0,24	535.265,20	226,14	0,14	330.164,40	271,48	14.411,49	0,90	14.411,49
Speicherteich 2 - Sternalm (Becken 2)	51.500	1.633	1.622	1.054	42.000	66.879,17	50,16	573,25	3.439,50	774,15	0,24	1.130.259,00	477,52	0,14	697.179,20				774,15
Speicherteich Komperdell	35.400	1.938	1.934	1.805	190.500	69.320,83	51,99	131,00	786,00	176,91	0,24	258.288,60	109,12	0,14	159.315,20	131,00	681,10	0,90	681,10
Speicherteich Lehen	13.000	1.088	1.082	693	79.934	86.939,33	65,20	391,55	2.349,30	527,63	0,24	770.339,80	326,16	0,14	476.193,60				527,63
Speicherteich Wedelhütte	215.150	2.228	2.223	2.034	222.804	118.395,57	88,80	191,30	1.147,80	258,34	0,24	377.176,40	159,35	0,14	232.651,00	191,30	994,62	0,90	994,62
Speicherteich "Ehrenbachhöhe"	32.000	1.765	1.757	1.372	115.000	124.303,82	93,23	389,13	2.334,75	525,51	0,24	767.244,60	324,15	0,14	473.259,00	389,13	2.023,16	0,90	2.023,16
Speicherteich Frommes II	227.000	2.234	2.222	1.404	65.000	148.723,61	111,54	823,70	4.942,20	1.112,37	0,24	1.624.060,20	686,14	0,14	1.001.764,40				1.112,37
Speicherteich Frommes I	123.000	2.244	2.239	1.404	65.000	151.215,28	113,41	837,50	5.025,00	1.131,01	0,24	1.651.274,60	697,64	0,14	1.018.554,40				1.131,01
Speicherteich Masner	193.000	2.526	2.517	1.805	190.500	379.147,92	284,36	716,50	4.299,00	967,60	0,24	1.412.696,00	596,85	0,14	871.401,00				967,60

## Potentielle Energie

Volumen	5,22 Mio. m³	71 Oberbecken	25 Oberbecken
Potential bei 75% Wirkungsgrad		6,5 GWh	1,14 GWh

## Jahresarbeitsvermögen

Stunden Turbinenbetrieb pro Tag	DN250 [GWh/a]	DN300 [GWh/a]	DN300 – DN500 [GWh/a]
4	9	15	37
8	18	30	75
12	28	45	112

