

NEUE ENERGIEN 2020

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

30/11/2013

Projekttitel:

Hydraulischer Großenergiespeicher

Powertower

Projektnummer: 829829

Neue Energien 2020 - 4. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausschreibung	4. Ausschreibung NEUE ENERGIEN 2020
Projektstart	01/05/2011
Projektende	31/08/2013
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	28 Monate (inkl. 10 Monate Verlängerung)
ProjektnehmerIn (Institution)	Universität Innsbruck Arbeitsbereich Wasserbau
AnsprechpartnerIn	Markus Aufleger (Projektleiter); Valerie Neisch (Projektbearbeiterin)
Postadresse	Technikerstr. 13, 6020 Innsbruck, Österreich
Telefon	+43 512 507 622 00 (Aufleger); +43 512 507 622 51 (Neisch)
Fax	+43 512 507 2912
E-mail	markus.aufleger@uibk.ac.at; valerie.neisch@uibk.ac.at
Webseite	www.uibk.ac.at/wasserbau; www.powertower.eu

Hydraulischer Großenergiespeicher Powertower

AutorInnen:

Valerie Neisch, Markus Aufleger

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung	5
2.1	Projektbeschreibung.....	5
3	Inhaltliche Darstellung	6
3.1	Funktionsbeschreibung	6
3.2	Umsetzung des Powertowers im Modellversuch	7
3.2.1	Modellversuch PT1 mit externer Pumpturbine	7
3.2.2	Modellversuch PT2 mit interner Pumpturbine	8
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	12
4.1	Experimentelle Untersuchungen.....	12
4.2	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	13
5	Ausblick und Empfehlungen.....	13
6	Kontaktdaten.....	15

2 Einleitung

2.1 Projektbeschreibung

Der Arbeitsbereich Wasserbau der Universität Innsbruck arbeitet aktuell an der Entwicklung eines hydraulischen Energiespeichers – dem Powertower. Dieser basiert auf der erprobten Technologie von Pumpspeicherwerken und arbeitet mit einem ähnlich hohen Wirkungsgrad. Die Energiespeicherung funktioniert über die Erzeugung potentieller Energie - im Gegensatz zu Pumpspeicherwerken ist dafür jedoch kein topographischer Höhenunterschied notwendig, so dass der Powertower unabhängig vom Geländeverlauf auch im Flachland in der Nähe der volatilen Windkraftherzeugung realisierbar ist. Somit wäre der Powertower eine Ergänzung zu anderen Speichersystemen und gut integrierbar in die neuen dezentraleren Energieversorgungsstrukturen.

Der Klima- und Energiefonds förderte das Projekt im Rahmen des Forschungsprogramms Energien 2020 in der 4. Ausschreibung. Die Projektsumme belief sich auf 287.000.-€, wovon 70% von der FFG übernommen und 30% von der Universität Innsbruck in Eigenleistung erbracht wurden.

Im Rahmen des Forschungsprojektes sollte die Funktionalität des Speicherkonzeptes mit Hilfe von Modellversuchen technisch nachgewiesen werden. Die einzelnen Bauteile des Powertowers können im Modell relativ leicht variiert und optimiert werden. Das Betriebsverhalten des Energiespeichers beim Laden und Entladen kann in Versuchsreihen untersucht und erprobt werden. Begleitende numerische Berechnungen helfen bei der Abbildung von Strömungsvorgängen und der Voroptimierung von einzubauenden Bauteilen in den physikalischen Modellversuch.

Ein weiterer Gesichtspunkt lag in der Wirtschaftlichkeitsanalyse des neuartigen Energiespeichers. Dafür erging an das Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen der Auftrag, das Erlöspotential von hydraulischen Großenergiespeichern für ein Referenzjahr zu ermitteln. Hierbei geht es darum erste Einschätzungen zu treffen, ob mit Powertowern ein wirtschaftlicher Betrieb möglich wäre.

Powertower sind in ihrer Größe skalierbar und können somit in ihrer Speicherkapazität für verschiedene Anwendungen ausgelegt werden. Eine Herausforderung ist die niedrige Energiedichte des Systems. Powertower müssen daher groß gebaut werden, um eine relevante Speicherkapazität zu erbringen und verursachen in der Folge relativ große Investitionskosten. Aus diesem Grund sollte eine Kostenermittlung erfolgen, um den Powertower in die Palette weiterer Speichertechnologien besser einordnen zu können.

3 Inhaltliche Darstellung

3.1 Funktionsbeschreibung

Das Funktionsprinzip zeichnet sich durch seine Einfachheit aus (Aufbau siehe Abb. 1). Zur Erzeugung von potentieller Energie wird ein Auflastkolben in einem mit Wasser gefüllten Zylinder mittels einer Pumpe vertikal angehoben. Beim Absinken der Auflast wird eine Turbine angetrieben und die rückgewonnene Energie ins Netz gespeist. Je größer und schwerer die Auflast ist, desto mehr Energie kann im System gespeichert werden. Die Zyklenanzahl ist dabei unbegrenzt und Lastwechsel sind schnell umsetzbar. Das System ist robust und verspricht eine lange Lebensdauer bei geringen Betriebskosten. Die Herausforderungen, die es bei der Entwicklung zu verbessern gilt, sind die geringe Energiedichte und hohe Investitionskosten.

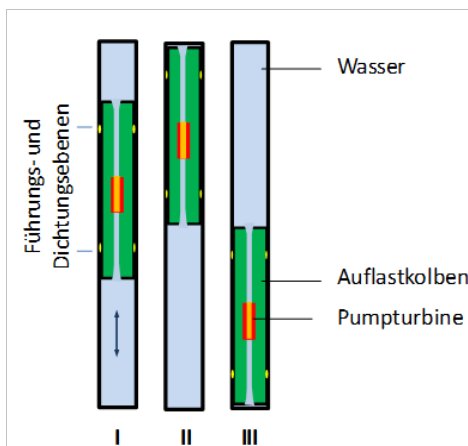


Abb. 1: Funktionsprinzip Powertower (I: Ladezustand; II: geladen; III: entladen)

Die Pumpturbine kann sowohl extern an einem parallel verlaufenden Umlaufrohr angeordnet sein oder im Auflastkolben (Abb. 1) integriert werden. Die Speichergröße von Powertowern ist skalierbar und kann den Anforderungen entsprechend angepasst werden. Soll ein größerer Speicherbedarf von mehreren MWh bedient werden, ist es wirtschaftlich mehrere Powertower in Clustern nebeneinander oder auch im Verbund anzuordnen und gemeinsam zu steuern (Abb. 2)

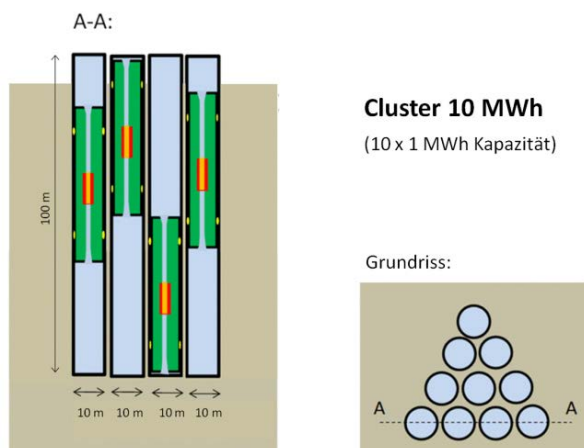


Abb. 2: Powertower Cluster mit insgesamt 10 MWh

3.2 Umsetzung des Powertowers im Modellversuch

3.2.1 Modellversuch PT1 mit externer Pumpturbine

Der erste Modellversuch wurde mit einer externen Pumpturbine umgesetzt (Abb. 3). Er basiert auf einer bereits im Vorfeld des Forschungsvorhabens in Grundzügen vorläufig zusammengesetzten Grundkonstruktion und besteht aus einem mit Wasser gefüllten 2,20 m hohen Plexiglaszylinder mit einem Durchmesser von 0,64 m. In ihm befindet sich ein senkrecht verfahrbarer Auflastkolben mit einem Gewicht von einer Tonne Stahl. Die Auflast wurde zu einem späteren Zeitpunkt noch einmal um 500 kg erhöht. Außerhalb angeordnet, an einem parallel verlaufenden Umlaufrohr, befindet sich die Maschineneinheit, eine Pumpe der Firma KSB, die sich rückwärts laufend als Turbine betreiben lässt. Die Pumpe besitzt einen Drehstromasynchronmotor, dessen Drehzahl über einen Frequenzumrichter regelbar ist.

Für die Bestimmung der hydraulischen Verluste und des Wirkungsgrades sind vor und hinter der Pumpturbine sowie an markanten Punkten des Umlaufrohres Drucksensoren installiert (Abb. 4). Bei konstanter Drehzahlregelung erfolgt die Durchflussermittlung über die Steig- bzw. Sinkgeschwindigkeit des Auflastkolbens mittels Kameraaufzeichnung.

Pumpbetrieb



Turbinenbetrieb

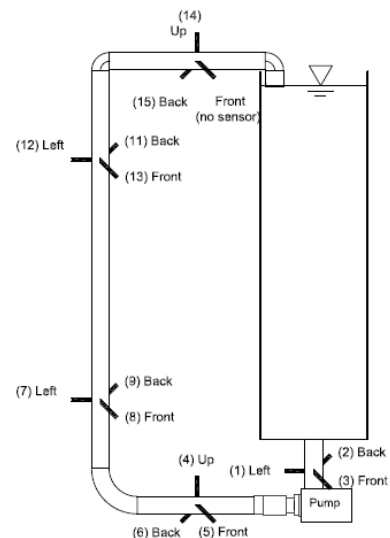


Abb. 3: Modellversuch PT1 mit externer Pumpturbinenanordnung

Abb. 4: Drucksensorpositionen

Die hydraulischen Verluste liegen im Modellversuch, abhängig von der Strömungsgeschwindigkeit, bei bis zu 12% der durch die Auflast erzeugten Druckhöhe. Die verbleibende Nettodruckhöhe kann durch die Turbine abgearbeitet werden.

Das Betriebsverhalten des Modellversuchs ist durch den durchsichtigen Zylinder aus Plexiglas gut zu beobachten. Die kleine Pumpe mit einer Leistung von nur 110 W kann die schwere Stahllast problemlos anheben. Diese bewegt sich kontinuierlich nach oben. Die Schleifdichtung zwischen Auflast und Zylinderwand verhindert bei Verschluss eines Kugelhahns im Umlaufrohr eine Selbstentladung ohne erkennbare Umläufigkeit. Im geladenen Zustand verhardt die Auflast in der Position am oberen Ende des Zylinders.

3.2.2 Modellversuch PT2 mit interner Pumpturbine

Mit den Erfahrungen des ersten Modellversuchs wurde ein weiteres Experiment geplant, dieses Mal größer und mit innenliegender Pumpturbine. Für die Wahl der Bauteile wurde aus Kostengründen größtenteils auf Fertigteilprodukte aus verschiedenen Anwendungsgebieten zurückgegriffen. Der Modellversuch PT2 ist 6 m hoch und besitzt einen Durchmesser von 2,30 m. Das Zylinderrohr besteht aus glasfaserverstärktem Kunststoff und stammt aus dem Umfeld der Wasserkraft. Es wurde für die Bedürfnisse des Modellversuchs mit einem unteren verstärkten Druckflansch und Druckbohrungen, verteilt über die Höhe des Rohres, versehen. Im Außenbereich des Wasserbaulabors wurde ein Fundament erstellt, auf dem das Rohr aufgestellt und verschraubt wurde.

Für den Auflastkolben wurde ein schweres Material gesucht, was in einem günstigen Kostenverhältnis steht. Der maximale Energieinhalt eines Powertowers ergibt sich, wenn die Auflasthöhe der Hälfte der Zylinderhöhe entspricht. Dies sollte im Modellversuch ausgenutzt werden. Daher wurde die Höhe des Auflastkolbens mit 3 m festgelegt. Es wurden Schwebbetonfertigteile mit einer Dichte von $3,9 \text{ t/m}^3$ verwendet. Sechs Schachtbetonringe mit jeweils 0,5 m Höhe wurden, mit Schwebbeton verfüllt, mit Hilfe eines Mobilkrans übereinandergesetzt. Zur genauen Positionierung der jeweils 7 t schweren Betonringe wurde auf Basis einer detaillierten Planung der Universität Innsbruck eine Zentriervorrichtung erstellt, mit der es möglich war, Stahlhülsen (davon einige mit Innengewinde) an vorgegebene Punkte der Betonringe einzubetonieren. In die Betonringoberseite konnten dann konisch zulaufende Zentrierbolzen geschraubt werden, die sich in Aussparungen auf der Unterseite des jeweils darüber liegenden Betonringes beim Absenkvorgang einfügten (Abb. 5).



Abb. 5: Positionierung der Schwebbetonringe

Das Dichtungssystem in einem Powertower ist von zentraler Bedeutung für dessen Funktionsfähigkeit. Es sorgt dafür, dass der Rohrquerschnitt komplett geschlossen werden kann, so dass der Förderstrom zwischen unterem und oberem Reservoir unterbrochen und der momentane Ladezustand erhalten bleibt. Bei innenliegender Pumpturbine muss dafür zusätzlich das Pumpenrohr verschließbar ausgestaltet sein, was bei diesem Modellversuch durch den Einbau einer pneumatisch ansteuerbaren Klappe gelöst wurde.

In den Auflastkolben wurden schließlich zwei Ebenen integriert, die das Dichtungs- und Führungssystem aufnehmen. Jeweils zwei Stahlplatten fassen einen Lippendichtungsring ein, der sich durch den erhöhten Druck im unteren Reservoir an die Rohrwandung presst, aber dennoch ausreichend flexibel ist, kleine Unebenheiten auszugleichen. Auf die Stahlplatten sind umlaufende PVC-Unterkonstruktionen geschraubt, in deren Außennut die Führungsbänder eingelegt sind (Abb. 6).

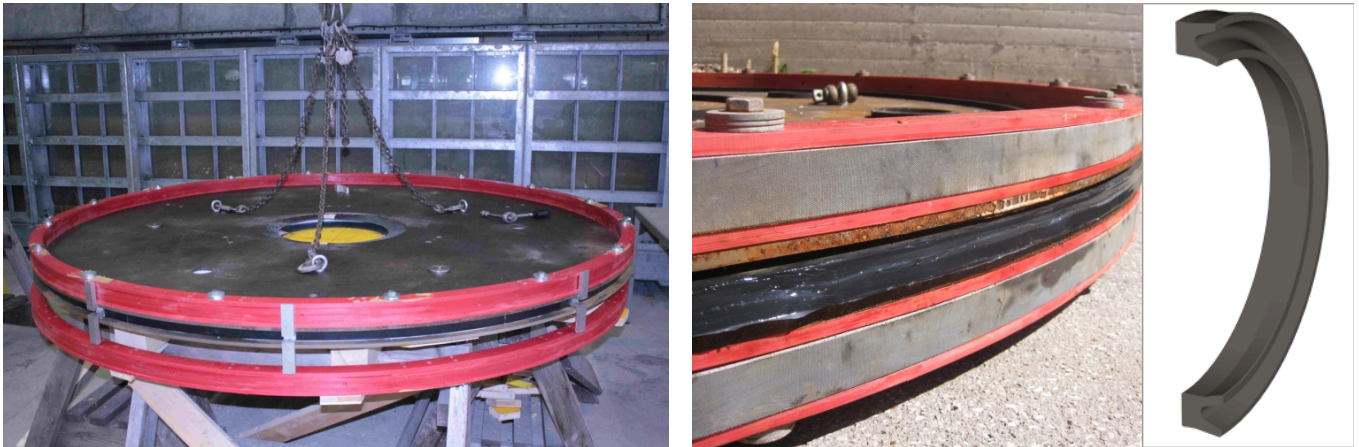


Abb. 6: Dichtungs- und Führungsebene

Für große Powertower werden flexiblere Dichtungen notwendig werden, die größere Unebenheiten der Rohrwandung ausgleichen können. Günstig wäre hierfür eine umlaufende aufblasbare bzw. in anderer Form steuerbare Dichtung, deren Anpressdruck beispielsweise hydraulisch oder pneumatisch gesteuert werden kann und im Fahrbetrieb zurückgefahren wird. Diese könnte am Auflastkolben oder in der Rohrwandung integriert sein.

In der mittleren Aussparung des Auflastkolbens verläuft das Pumpenrohr, in dem die Pumpturbine fixiert ist (Abb. 7). Lange wurde nach einer passenden Standardpumpe gesucht, die reversibel als Turbine funktioniert, komplett unter Wasser in einem Rohr eingebaut werden kann und vertikal auf dem Kopf stehen darf.



Abb. 7: Einbau der Pumpe

Schließlich fiel die Wahl auf eine Axialpumpe, ausgestattet mit einem Zentrifugalschneckenlaufrad. Die Pumpenfirma hat bereits Erfahrung mit dem reversiblen Betrieb dieser Pumpe für die Energierückgewinnung. Die Pumpe besitzt einen Drehstromasynchronmotor mit 7 kW Leistung, der direkt über dem Laufrad angeordnet ist. Aus dem Pumpengehäuse führt lediglich ein Stromkabel heraus, das mit dem Frequenzumrichter außerhalb des Powertowers verbunden ist, welcher die Drehzahl der Pumpe regelt.

Für eine gute An- und Abströmung der Pumpe bzw. Turbine wurden die Aussparungen im obersten und untersten Betonring größer ausgeführt. In diese Aussparungen wurden Trichter eingesetzt, die auf eine möglichst gute Anströmung ausgelegt sind. Jeder der Trichter fungiert einmal als Einlauf (Düsenfunktion) und einmal als Auslauf (Diffusorfunktion), je nachdem ob gepumpt oder turbiniert wird. Die Trichter sind leicht wieder demontierbar, so dass verschiedene Geometrien getestet werden können (Abb. 8).



Abb. 8: Ein- bzw. Auslaufrichter

Vorab erfolgte eine Optimierung der Geometrie mit dem Finite-Elemente Programm ANSYS. Dabei wurde ein Durchfluss von 50 l/s durch das Pumpenrohr mit verschiedenen Trichter-Geometrien simuliert. Für eine schnellere Berechnung wurde die Strömung dabei an einem 'Tortenstück' von 30° ausgewertet.

In den Graphiken in Abb. 9a, b, c sind die Ergebnisse der numerischen Berechnungen für einen rechteckigen Einlauf, wie er sich ergibt, wenn der Trichter im Modellversuch entfernt werden würde, einen glockenförmigen Einlauf („bell-shape“) und einen Einlauf, der in seiner Form einem Polynomzug folgt („spline“) dargestellt. Die Ermittlung der Verlustbeiwerte ergibt das beste Ergebnis für die Spline-Funktion, dicht gefolgt von der „bell-shape“-Geometrie. Beim strömungsungünstigeren rechteckigen Einlauf kommt es, wie zu erwarten war, vermehrt zu Ablösungen, was einen größeren Druckverlust nach sich zieht. Die Bilder der Geschwindigkeitsverteilung verdeutlichen dies mit dem Verlauf der Stromlinien.

Dieselben Geometrien funktionieren in der Abströmung erwartungsgemäß wesentlich schlechter als in der Anströmung. Die Strömung kann dem Öffnungswinkel von weit über 7° in keinem der drei Beispiele folgen, sie löst sich vom Rand und strömt in einem „jet-stream“ in das Reservoir. Die Spline-Funktion erzielte auch als Auslaufgeometrie den kleinsten Verlustbeiwert. Da die Trichtergeometrie in beide Richtungen funktionieren muss, wird der Fokus generell auf die maschinenrelevante optimale Anströmung gelegt.

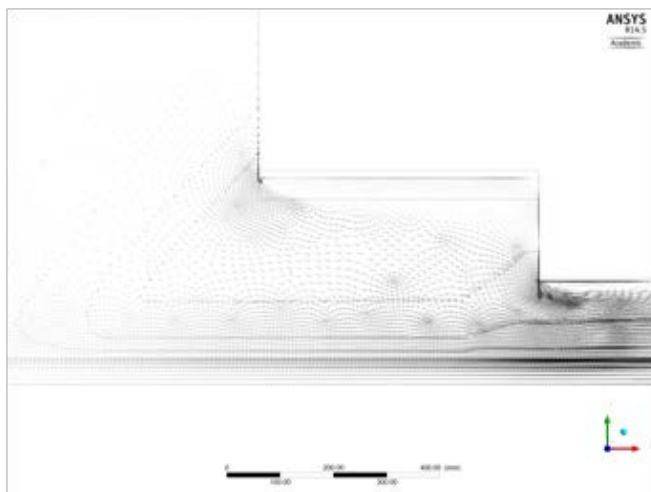


Abb. 9a: Einlauf rechteckig

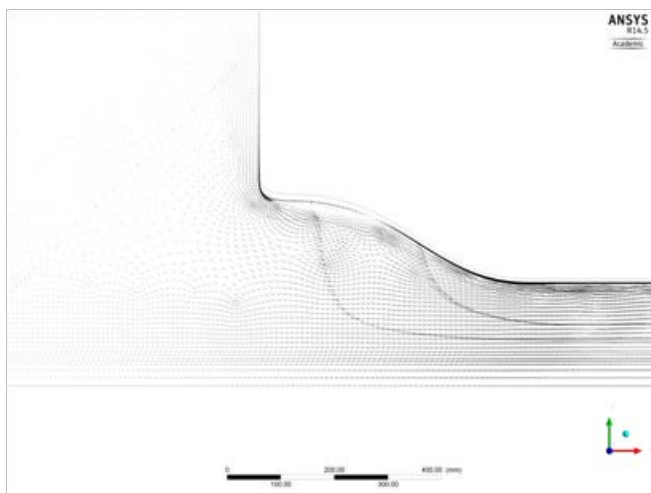


Abb. 9b: Einlauf „bell-shape“

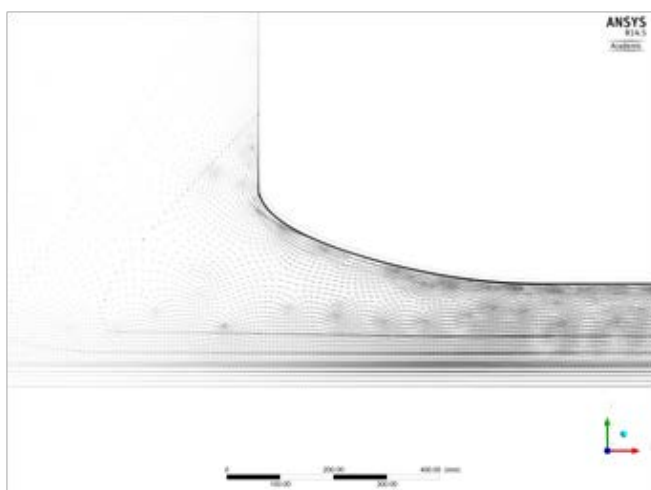


Abb. 9c: Einlauf „spline-Funktion“

Abb. 9: Geschwindigkeitsverteilung im Einlauf in der Vektordarstellung und mit Stromlinienverlauf

Nach dem Einbau der Pumpe wurde die zweite Dichtungs- und Führungsebene eingebaut, bevor der letzte Betonring mit der oberen Einlauf- bzw. Auslaufgeometrie aufgesetzt wurde (Abb. 10). Anschließend konnte die Anlage in Betrieb genommen werden. Die schwere Auflast von gut 40 t kann mit einer kleinen Pumpe mit einem 7,5 kW Motor leichtgängig bewegt werden. Es treten keine unerwarteten hydraulischen Verluste auf. Das Anfahren und Anhalten der Auflast ist unproblematisch (keine störenden hydrodynamischen Effekte).



Abb. 10: Aufbau Modellversuch PT2 mit innenliegender Pumpturbine

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

4.1 Experimentelle Untersuchungen

Die wesentliche und zentrale Erkenntnis aus den beiden experimentellen Untersuchungen ist der zweifelsfreie Nachweis der Funktionalität der Systems. Es ist ohne technische Einschränkungen möglich mit einer kleinen Maschineneinheit sehr große Lasten innerhalb hydraulischer Energiespeicher des Systems „Powertower“ nach oben (Energiespeicherung) zu bewegen oder aber im Zuge der Abwärtsbewegung dieser sehr großen Lasten einen konstanten Turbinenbetrieb (Energieerzeugung) zu gewährleisten. Besonders wichtig ist dieser Nachweis bei der innenliegenden Anordnung der Maschineneinheit. Wichtig ist hier das Beherrschen wirksamer Abdichtmethoden. Es ist eine zentrale und technisch in hohem Maße vorteilhafte Eigenschaft des Powertower-Konzeptes, dass trotz der sehr hohen Lasten und der wechselnden Bewegungsrichtungen an keiner Stelle und zu keiner Zeit innerhalb des Systems konzentrierte Einzelkräfte auftreten. Dies ist im Hinblick auf die Größe der späteren Anwendungen (Bauhöhen von über 100 m und in der Folge noch wesentlich größere Lasten) von großer Bedeutung. Im Rahmen des Forschungsprojektes konnte diese günstige Eigenschaft des Konzeptes eindeutig belegt werden.

Als weitere Erkenntnis musste das Projektteam erkennen, dass der Aufwand bei der technischen Realisierung sehr hoch ist. Dies gilt zunächst für die durchgeführten Modellversuche bzw. die beiden vergleichsweise kleinen Prototypen.

4.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Zum jetzigen Zeitpunkt ist es noch nicht möglich, in belastbarer Weise spezifische Kosten für den Bau von größeren Powertower-Projekten zu ermitteln. Es gilt nun, unter Beachtung typischer regionaler Randbedingungen im Bereich fluktuierender Einspeisungen aus Sonne und Wind (z.B. Offshore-Standorte, Standorte in Ostösterreich bzw. insbesondere in Norddeutschland) kostengünstige und effektive Bauweisen von Powertower-Clustern zu entwickeln, um die hohen Investitionskosten zu senken.

Die Studie der RWTH Aachen zum Erlöspotential von Powertowern ergab, dass ein Powertower innerhalb eines Clusters einen vielfachen Erlös eines Powertowers gleicher Größe als Einzelanlage erzielen kann. In einem Anwendungsbeispiel wurden 100 Cluster von jeweils 10 Powertowern (jede Einzelanlage mit 1 MWh-Speicherkapazität - insgesamt also 1000 MWh als virtuelles Kraftwerk) strategisch günstig im Norden Deutschlands in der Nähe der Windkraft betrachtet. Ebenso wurde eine Powertower-Einzelanlage von 1 MWh in einem weiteren Anwendungsbeispiel bewertet. Eine Einzelanlage ist mit einer 1 MWh zum börslichen Handel zugelassen, die Reservemarktteilnahme kommt für sie aufgrund von zu geringer Speichergröße jedoch nicht in Frage. Demgegenüber können mit dem Modell des Clusters als virtuelles Kraftwerk sowohl am Spot- als auch am Reservemarkt Erlöse erzielt werden. Zusatzeffekte durch geeignete Standortwahl sind möglich, konnten aber noch nicht genauer quantifiziert werden. Die Studie der RWTH Aachen bezog sich auf das Referenzjahr 2008. Inzwischen haben sich die Randbedingungen geändert bzw. ändern sich aktuell immer noch. Aus diesem Grund ist es zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich, eine weitergehende Aussage zum Erlöspotential von Powertowern zu treffen.

Powertower können als kurz- bis mittelfristige Energiespeicher Fluktuationen von erneuerbaren Energien ausgleichen und zur Sekundärregelleistung beitragen. Energiespeicher werden gebraucht, zukünftig mehr noch als heute. Das Vergütungssystem muss jedoch neue Anreize schaffen, momentan arbeiten auch die bestehenden Pumpspeichieranlagen kaum wirtschaftlich, da die Photovoltaik die Mittagsspitze kappt und die Erlöse aus Stromveredelung stark zurückgegangen sind. Es bedarf eines neuen regulatorischen Rahmens für Speicher, der sich nach den Bedürfnissen der Netze und nicht an denen des Marktes orientiert. Die Nutzung von Energiespeichern und insbesondere ihre Reservevorhaltung muss belohnt werden. Dann können sie zur Flexibilisierung des Strommarktes beitragen und helfen, die Energiewende mit voranzubringen.

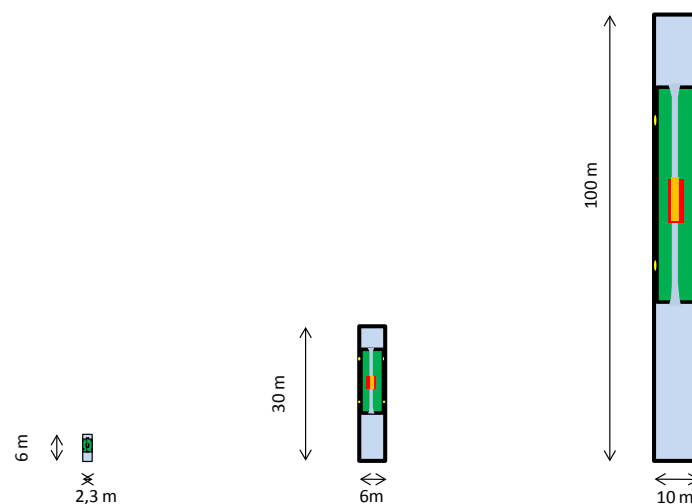
5 Ausblick und Empfehlungen

Das Projektteam ist von den systemimmanenten Vorteilen des Powertower-Konzeptes überzeugt und sieht sich durch die Ergebnisse aus dem Forschungsvorhaben trotz der aufgetretenen Schwierigkeiten und Verzögerungen bestätigt. Zunächst werden an den nun vorhandenen Versuchsanlagen weitere Versuche vorgenommen werden.

Das Projektteam ist ebenso der festen Ansicht, dass die erfolgreiche Weiterentwicklung des Powertower-Konzeptes nur in einer schrittweisen Vorgehensweise und in enger interdisziplinärer Zusammenarbeit mit dem Maschinenbau und der Energiewirtschaft möglich ist.

Die Arbeiten am Powertower-Konzept sollen weitergeführt werden. Die Versuchsanlagen PT1 und PT2 werden für weitere Versuche verwendet werden. Diese werden zunächst in Eigenleistung der Universität Innsbruck durchgeführt werden. Es soll aber auch versucht werden, in direkter Zusammenarbeit mit der Wirtschaft hier ausführlichere Ergänzungsversuche vornehmen zu können. Erste Vorgespräche hierzu haben bereits stattgefunden. Insbesondere in der Verwendung von Federsystemen zur Erhöhung der Energiedichte könnte ein Schlüssel zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit liegen. Im Hinblick auf das Ziel der Vermeidung von Lastkonzentrationen wird hierbei insbesondere auch die Anwendung verteilter Federsysteme in Erwägung gezogen. Im Hinblick auf die zukünftigen Großanwendungen gilt es, die Dichtung entlang des Zylinders weiter zu verbessern und insbesondere auch für unregelmäßigere Oberflächen einsetzbar zu machen. Hier müssen verstellbare bzw. aufblasbare Dichtungskonzepte zum Einsatz kommen. Diese können insbesondere in der Versuchsanlage PT 2 experimentell überprüft und weiterentwickelt werden.

Als potientes mittelfristiges Ziel wurde seitens der Projektteams in Diskussion mit Vertretern der Energiewirtschaft die Errichtung eines Clusters mit mehreren Powertower-Einheiten mit Bauhöhen von jeweils etwa 100 m und Speichereinhalten von jeweils etwa 1 MWh definiert (siehe Beispiel Abb. 2). Im Vorfeld einer solchen Anwendung gilt es aber noch mindestens einen Zwischenschritt umzusetzen. Hierzu wurde ein Stufenplan erstellt (siehe Abb. 11). In Kooperation mit Partnern aus Österreich (insbesondere im Bereich des Anlagen- bzw. Maschinenbaus) und Deutschland (mit einem Energieversorger) wird ab Januar 2014 an einem Förderantrag für eine deutlich größere Versuchsanlage (Bauhöhe ca. 30 m) gearbeitet werden. Vorteilhaft wäre hier auch noch das Einbinden einer leistungsfähigen und innovativen Baufirma.



	P 2 (FFG - Projekt)	P 3	P 4
Schacht H (m) / D (m)	6 m / 2,3 m	30 m / 6 m	100 m / 10 m
Auflast (t) / Druckhöhe (m WS)	42 t / 8,7 m WS	1100 t / 29 m WS	15.300 t / 145 m WS
Maschinenschacht D (m)	0,4 m	1,0 m	1,5 m
Leistung (kW) / Abfluss (m³/s)	~4 bis 7,5 kW / 0,04 m³/s	~ 125 kW / 0,6 m³/s	~ 1000 kW / 1,1 m³/s
Kapazität (kWh)	0,2 kWh	~ 30 kWh	~ 1000 kWh

Abb. 11: Stufenplan zur Weiterentwicklung von Powertowern

6 Kontaktdaten

Projektleiter:	Markus Aufleger
Institut/Unternehmen:	Universität Innsbruck, Arbeitsbereich Wasserbau
Kontaktadresse:	Universität Innsbruck Arbeitsbereich Wasserbau, Technikerstr. 13, 6020 Innsbruck, Österreich, Tel: +43 512 507 62200, Fax: +43 512 507 2912, E-mail: markus.aufleger@uibk.ac.at; valerie.neisch@uibk.ac.at, Webpage: www.powertower.eu
Subunternehmer:	Beratung Maschinenbau: Technische Universität Clausthal Netzsimulation: Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen