

Pumpspeicherkraftwerke - Vergleich unterschiedlicher Konzepte den Regelbedarf der Zukunft zu sichern

Oliver Jansen, Tobias Schöner

In Deutschland wie in ganz Europa wird es zu einer deutlichen Erhöhung des Anteils regenerativer Energien kommen. 20% des Stromverbrauches wird 2020 durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Da in diesem Zeitraum Windenergie das größte Potenzial aufweist, wird die Aufgabe der Netzbetreiber in Zukunft darin bestehen die Regelleistung für die kurzfristig auflebenden oder sich abschwächenden Winde kurzfristig und in großen Stil zur Verfügung zu stellen [1].

Hierzu gibt es verschiedene Speichertechnologien und die Möglichkeit des Einsatzes von Gasturbinen. Große Speicherkapazitäten senken die CO₂- Emission des Gesamtsystems. Die verschiedenen Speichertechnologien, Wasserkraft, Druckluftspeicher und Batterien bieten unterschiedliche Reaktionszeiten und Größenordnungen an. Kurze Startzeiten und große verfügbare Leistungen prädestinieren Pumpspeicherkraftwerke als eine Lösung, die Energieanforderungen des Netzes zu befriedigen.

Radiale einstufige Pumpenturbinen zählen in der Regel zu den ökonomischsten Maschinen in modernen Pumpspeicherwerken und ergänzen in einem breiten Betriebsbereich konventionelle Pumpspeichersätze bestehend aus separaten Pumpen und Turbinen, die für sehr hohe Gefälle und große Laständerungen in Minutenzeiträumen eine Renaissance erleben.

Es existieren bereits zahlreiche Anlagen, dieser erprobten Technologie, einige sogar seit 60 Jahren in Deutschland und Österreich. Eine breite Skala spezifischer Drehzahlen steht zur Verfügung. Dieser Typ von Maschine kann in Anlagen eingebaut werden, deren Fall- bzw. Förderhöhe von 60 bis über 800 m reicht und deren einzelne Maschinen eine Leistung zwischen 50 und 500 MW haben können. 3000MW Kraftwerksleistung in einer Anlage sind bereits realisiert. Maschinen mit variabler Drehzahl führen darüber hinaus zu einer noch größeren Flexibilität im Betrieb und auch zu höherer Anlageneffizienz, da sie einen größeren Betriebsbereich abdecken.

Diese Veröffentlichung wird einen Überblick über die Anforderungen an Pumpspeicherkraftwerke in der Vergangenheit, der Gegenwart und der Zukunft geben. Zunächst wird mit einem Vergleich verschiedener Speichertechnologien begonnen. Dann werden die verschiedenen Wasserkraftechnologien, einmal der ternäre Speichersatz und die reversible Pumpenturbine und ihre Einsatzbereiche

vorgestellt und verglichen. Als tieferen Fokus wird der Anwendungsbereich variabler Drehzahl und ihre Möglichkeiten aufgezeigt.

1 Einleitung

Werden die Rahmenbedingungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland erhalten, werden sich Ihre Kapazitäten und die Stromproduktion bis 2020 etwa verdreifachen.[1] Das größte Wachstumspotenzial aller Erneuerbaren Energien hat die Windenergie. Aufgrund des ungleichmäßigen Angebotes dieser Energie, ist es notwendig, Energiespeicher in allen geeigneten Formen zu erschließen. Hierbei kommt der Wasserkraft eine große Bedeutung zu, da Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke bereits heute rund 7 GW Leistung für das deutsche Stromversorgungssystem zur Verfügung stellen.

Zunächst wird die historische Entwicklung dargestellt. In dieser Veröffentlichung werden dann die unterschiedlichen hydraulischen Konzepte zu Pumpspeicherkraftwerken erläutert und Ihre Vorteile und Nachteile diskutiert. Ein besonderer Schwerpunkt liegt hier auf der Drehzahlvariabilität. Anhand eines fiktiven Beispiels werden die Möglichkeiten der Regulierung und die Grenzen des Betriebes beschrieben.

2 Anforderungen an Pumpspeicherkraftwerke in der Vergangenheit, der Gegenwart und der Zukunft

Die Idee der hydraulischen Energiespeicherung durch Pumpen und der ökonomischen Veredelung kam kurz vor der Jahrhundertwende in der Schweiz und Deutschland auf. So entstanden 1884, 1891 und 1899 in Zürich am Lago Maggiore und an der Aare Pumpspeicherwerke.

In Deutschland nahm Voith diese Idee auf und baute 1908 das erste Pumpspeicherwerk Deutschlands in Verbindung mit der Hydraulischen Versuchsanstalt Brunnenmühle in Heidenheim. Zwei Pumpen und eine Peltonturbine mit 210 kW nahmen ihren Betrieb auf.

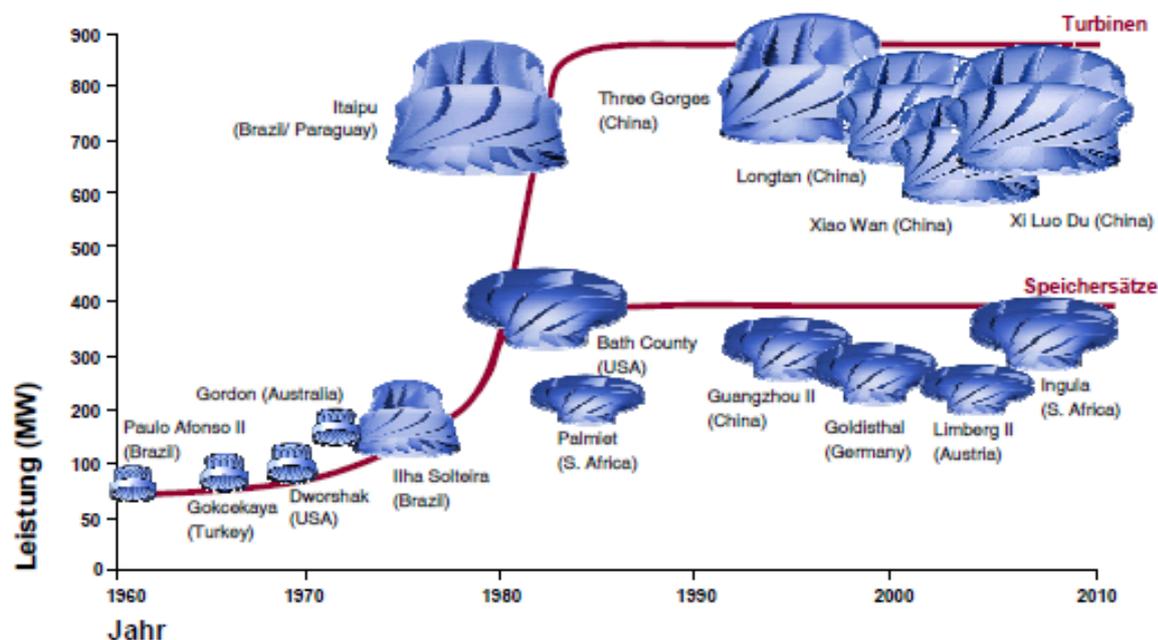


Abbildung 1 Entwicklung der ausgeführten Maschinen

Auf der Suche nach ökonomischen Lösungen lieferte Voith 1937 die erste große reversible Pumpturbine Pedreira in Brasilien. Die Maschine lässt sich sowohl als Turbine als auch in entgegengesetzter Drehrichtung als Pumpe betreiben. Abbildung 1 zeigt, wie die Leistungen der Pumpturbinensätze seitdem gestiegen sind.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Kapazitäten und das Fertigstellungsjahr einiger Pumpspeicherprojekte in Deutschland und Österreich. Von der ursprünglichen Aufgabenstellung der täglichen Energieveredelung und Spitzenlastdeckung hat sich bei Pumpspeicherkraftwerken in den letzten zwei Jahrzehnten der Schwerpunkt zur Frequenz- und Spannungsregulierung verlagert. Als Anhaltspunkt gibt Giesecke [2] an, dass einem Leistungsmangel von 100 MW in einem Stromnetz eine Frequenzerniedrigung um ca. 0.01 Hz zuzuordnen ist. Ein unschätzbare Vorteil einer Pumpspeicheranlage ist die kurzfristige Inbetriebnahme geworden. Diese kann zwischen 1 und 3 Minuten sein, bis die volle installierte Leistung genutzt werden kann.

Mit dieser Flexibilität ergibt sich eine klare Tendenz für die Energiehändler, diese auch am Strommarkt zu benutzen. Die E.ON [3] beschreibt, dass sich der Ertrag einer Pumpspeicheranlage fast verdoppeln lässt, wenn die Bereithaltung der Maschinen am Reservemarkt gehandelt wird. Häufigere Starts- und Stopps und längerer Betrieb bei niedrigen Durchflüssen und Leistungen sind daher Teil der Anforderungen der Zukunft.

Tabelle 1 Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland und Österreich

		Kraftwerkskapazität	Jahr der Fertigstellung
Deutschland		[MW]	
Goldisthal		1060	2003
Markersbach		1050	1979
Hornbergstufe		980	1975
Waldeck	II	440	1973
Unterstufe	Säckingen	370	1967
Hohenwarte	II	320	1966
Erzhausen		220	1964
Mittelstufe	Witznau	220	1943
Happurg		160	1958
Unterstufe	Waldshut	160	1951
Langenprozelten		160	1976
Österreich			
Malta	Hauptstufe	730	1979
Silz		500	1981
Limberg	II	480	2012
Kopswerk	II	450	2008
Häusling		360	1988
Rodundwerk	II	276	1976
Kaprun	Hauptstufe	240	1952
Lünerseewerk		232	1958
Roßhag		231	1972
Rodundwerk	I	198	1952
Kühtai		153	1981
Malta	Oberstufe	120	1992
Kaprun	Oberstufe	113	1955

Bezüglich der Konzepte der Zukunft zeigt eine weltweite Marktanalyse, dass im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke in den letzten zehn Jahren mehrstufige Pumpen mit nur 3 ausgeschriebenen Maschinen ein Nischendasein führten. Hier werden alleine in der Schweiz mit Lago Bianco, Rhodix und Hongrin Lemman in der nächsten Dekade drei Projekte erwartet. (Stand: Mitte 2010). Ebenso ist eine deutliche Steigerung bei den drehzahlvariablen Pumpturbinen zu erwarten. Es werden alleine in den nächsten zehn Jahren doppelt so viele solcher Projekte vergeben werden, als es in den letzten 20 Jahren der Fall war. Darunter sind auch Projekte in Deutschland.

Tabelle 2 Geschätzte Anzahl der geplanten und Anzahl der vergebenen Pumpspeicherprojekte

Anzahl der vergebenen Pumpspeicherprojekte	2000-2010	2010-2020
Pumpe	3	9
Pumpturbine (davon drehzahlvariabel)	46 (2)	97 (7)

3 Konzepte & Hydraulische Maschine

In der frühen Phase der Pumpspeicherung benutzten verschiedene getrennte Turbinen/Generator- und Pumpen/Motorsätze eine gemeinsame Druckrohrleitung. Die Leistungen waren unter 1MW. Später wurden diese Maschinensätze in einer Drei-Maschinen-Lösung auf einer Welle mit Turbine-Pumpe und Motorgenerator kombiniert.

Diese Anordnung nennt man die ternäre Anordnung. Eine schematische Darstellung ist in Abbildung 2 oben links zu finden. In der Mitte des 20.Jh. wurde mit der einstufigen, reversiblen Pumpturbine ein Durchbruch erzielt. Im Turbinenbetrieb dreht diese Maschine in die eine, im Pumpbetrieb in die andere Richtung. Die Zwei-Maschinen-Lösung mit einer solchen Pumpturbine und einem Motorgenerator findet sich in Abbildung 2 unten rechts. Für höhere Fallhöhen wurden mehrstufige reversible Pumpturbinen entwickelt, in Abbildung 2 oben rechts zu finden. Für niedrige nutzbare Gefälle und kleine Leistungen wurde die Deriaz-Turbine entwickelt, in Abbildung 2 unten links zu finden. Die Besonderheit dieses Maschinentypes sind die beweglichen Laufschaufeln dieser damit doppelt-regulierten Maschine.

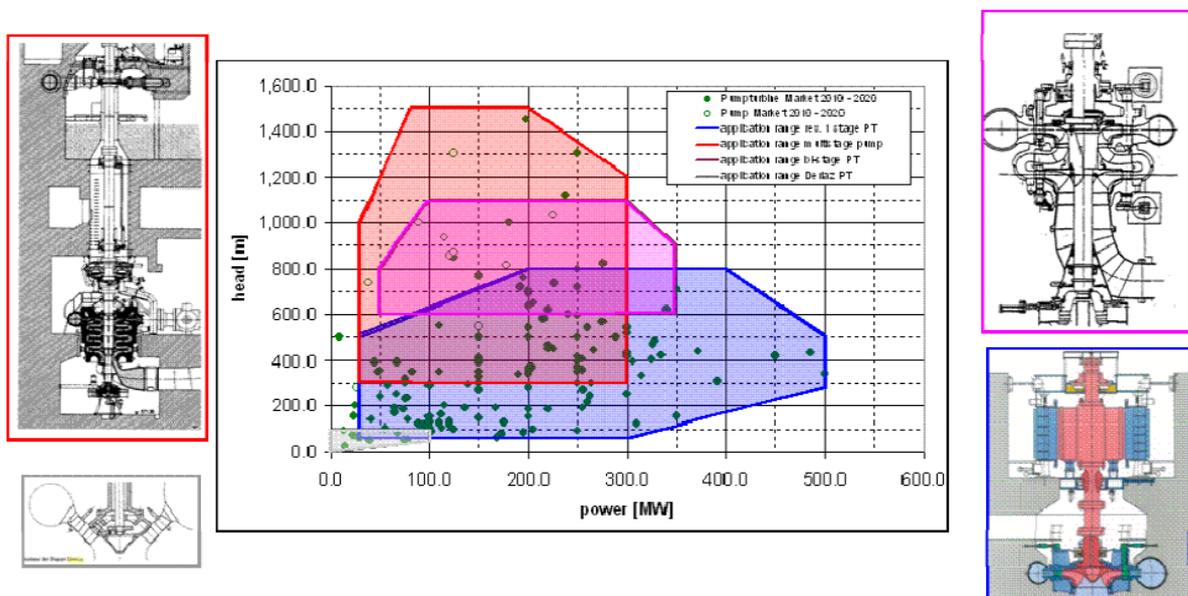


Abbildung 2 Bereich unterschiedlicher Maschinenkonzepte

Verschiedene Pumpspeichertechnologien werden heute angewendet. Es lassen sich verschiedene Arten bestimmen.

1. Deriaz-Pumpturbinen mit verstellbarer Drehzahl
2. Konventionelle reversible Pumpturbinensätze mit variabler Drehzahl

3. Konventionelle reversible Pumpturbinensätze mit fester Drehzahl
4. Ternäre Sätze mit Pumpe und Turbine als getrennte Maschinen

3.1 Ternärer Satz

Mögliche Standorte für große Pumpspeichieranlagen befinden sich größtenteils in alpinen Regionen. Um große Leistungen zu erzielen und einen ausreichenden wirtschaftlichen Erfolg bei Minimierung der Eingriffe in die Umwelt zu realisieren, ergibt sich ein Trend zu größeren Fallhöhen.

Für Standorte mit Fallhöhen von mehr als 500m zeigt sich der ternäre Satz als interessante Option. Diese besteht aus einer Turbine, meist eine Pelton-Turbine, einer Kupplung oder einem hydraulischen Wandler, einem Motor-Generator und einer mehrstufigen Speicherpumpe. Selbst nach der Entwicklung der reversiblen Pumpturbine, die ihrem Durchbruch für Maschinen großer Leistungen wie Bath County in den USA hatte, behielt dieses Konzept aufgrund seiner hohen Flexibilität und Jahrzehnten Betriebserfahrungen seine Attraktivität und wurde in der jüngsten Vergangenheit für das Projekt Kopswerk 2 im Montafon in Österreich wiederaufgegriffen. Weitere ähnliche Projekte in der Schweiz, z.B. die Erweiterung von Hongrin Leman stehen an.

Die Haupteigenschaften eines Drei-Maschinen-Satzes sind:

- Erhöhter Wirkungsgrad im Pumpbetrieb (Auslegung weitestgehend unabhängig vom Turbinenbetrieb)
- Erhöhter Wirkungsgrad im Turbinenbetrieb (freie Wahl der bestmöglichen Turbine, z.B. Pelton für sehr große Fallhöhen und Erweiterung des Betriebsbereiches im hydraulischen Kurzschluss)
- Effektiver Phasenschieberbetrieb (niedrigere Reibungsverluste durch die Entkopplung von Pumpe und Turbine)
- Sehr kurze Startzeiten (Pumpe und Turbine können Wasser gefüllt gestartet werden, wenn ein hydraulischer Wandler eingesetzt wird.)
- Exzellente Flexibilität durch verkürzte Betriebswechselzeiten (Turbine und Pumpe drehen in die selbe Richtung)
- Hydraulischer Kurzschluss ist mit einem Satz möglich [4]

3.2 Reversible Pumpturbine

Reversible Pumpturbinen bedienen heute ein großes Spektrum der neuen Pumpspeicherprojekte. Einerseits gibt es auch einen Trend Fallhöhen im Bereich von 100m in der Nähe industrieller Zentren für die Pumpspeicherung nutzbar zu machen. In Europa ergibt sich andererseits ein Trend in alpinen Regionen Kraftwerke mit größeren Fallhöhen zu realisieren. Es stehen hier Lösungen für Fallhöhen bis zu 800m zur Verfügung. Chiara in Bulgarien ist mit über 700m Fallhöhe seit 16 Jahren im Betrieb. Seit 10 Jahren läuft die Anlag Kazunogawa in Japan mit über 750m [2]. Neumaschinen wie Reisseck 2 in Österreich und Atdorf in Deutschland zeigen, dass solche Hochgefällspumpturbinen mit über 600m Fallhöhe, die früher die Grenze der möglichen Auslegung bedeutet hätten, heute von den Herstellern beherrscht werden. Den schwierigen transienten Verhältnisse solcher Anlagen kann durch frühzeitige Zusammenarbeit der Betreiber mit den Herstellern begegnet werden, in dem Wasserwege optimiert werden und Wasserschlösser ausreichend dimensioniert werden.

Im Vergleich zum ternären Satz sind es vor allem die Investitionskosten, die für die konventionelle 2-Maschinenlösung spricht. Ein Vergleich der baulichen Abmessungen der von VOITH Hydro gelieferten Maschinensätzen mit Kops2 als 3-Maschinen-Lösung links und Limberg 2 als 2-Maschinen-Lösung rechts zeigt die Unterschiede. [5]

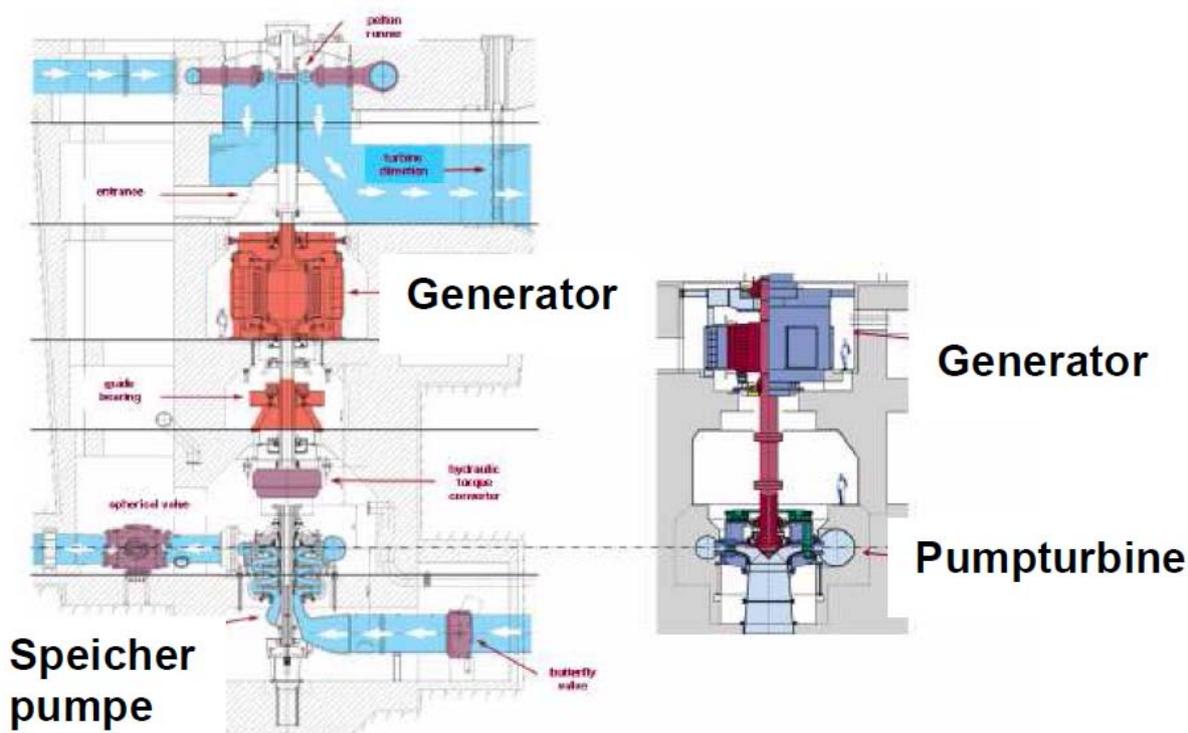


Abbildung 3 Turbinenschnitt der Anlagen Kops 2(links) und Limberg 2 (rechts)

Weitere Vor- und Nachteile bezüglich des Wirkungsgrades, des Einbaus, Betriebskosten sind tendenziell in Abbildung 4 (untenstehend) aufgelistet:

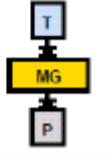
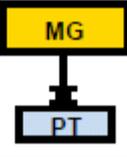
Maschinenkonzept:		
Investition	—	+
Platzbedarf	—	+
Wirkungsgrad	+	—
Einbau	+	—
Umschaltzeiten: $P \Rightarrow T / T \Rightarrow P$	+	—
Hydraulischer Kurzschluß	+	—
Hohe Fallhöhen	+	—
Betriebskosten	—	+
Technische Risiken	—	+
Instandhaltung	—	+

Abbildung 4 Evaluierung der Maschinenkonzepte

3.3 Drehzahlvariable Lösungen

Zu den besonderen Eigenschaften drehzahlvariabler Maschinen gehört hauptsächlich die Möglichkeit, die Leistungsaufnahme während des Pumpbetriebs zu regeln. Sie bietet jedoch auch die Möglichkeit, Teillastwirkungsgrade und Betriebsverhalten im Turbinenbetrieb zu verbessern. Ende April 2004 wurde von den insgesamt 4 Pumpspeicherturbinen (2 mit variabler und 2 mit konstanter Drehzahl) der erste drehzahlgeregelte Maschinensatz im modernsten europäischen Pumpspeicherkraftwerk, Goldisthal, für den kommerziellen Betrieb an Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG übergeben.

Drehzahlvariabilität ist aus vier Hauptgründen interessant:

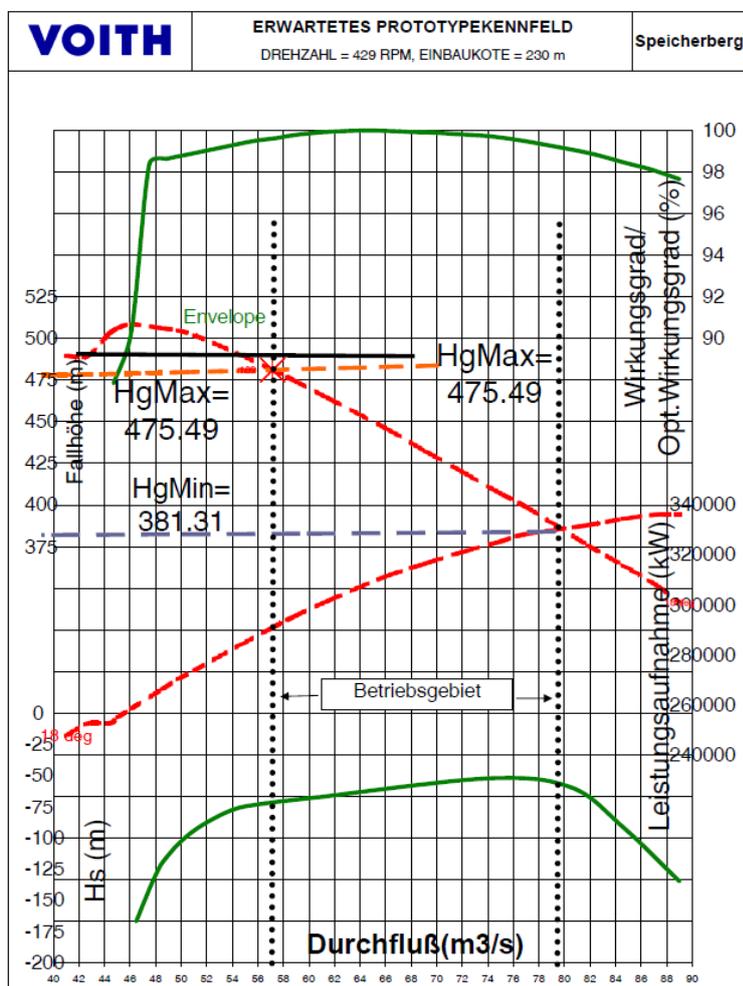
- Regulierung der Leistungsaufnahme im Pumpbetrieb
- Betrieb mit extremen Fallhöhenverhältnis $H_{max}/H_{min} > 1.4$
- Frequenzregulierung im Pumpbetrieb
- Verbesserte Turbinenwirkungsgrade, besonders im Teillastbetrieb

Die verschiedenen Auslegungen, die nötig werden, um die jeweiligen Vorteile optimal herauszuarbeiten sollen an einem fiktivem Beispiel namens Speicherberg vorgestellt werden.

Tabelle 3 Daten zur drehzahlfixen Variante

Geodätischer Fall- bzw. Förderhöhenbereich H [m]	381.4-475.5
Nenn- / Maximale Leistung P [MW]	331.8 im Pumpbetrieb
Lauftradedintrittsdurchm. D2 (Turbinenbetrieb) [m]	4.22
Drehzahl n [1/min]	428.6
Pumpenleistung P _{Pu} [MW] bei min. Förderhöhe	331.8
Pumpenleistung P _{Pu} [MW] bei max. Förderhöhe	291
Notwendige Einbautiefe bei H _{min} /H _{max}	-63m/-72m
min. ΔP [MW] bei jeder Förderhöhe	Keine Regelmöglichkeit (Drehzahl fix)

Block B2



Im unten stehenden Diagramm ist eine beispielhafte Auslegung zu sehen. Alle Größen sind über dem Durchfluss aufgetragen. Die oberste Linie in Abbildung zeigt den Wirkungsgrad. Die gestrichelte Kurve darunter zeigt die Fallhöhe über dem Durchfluss. Die Schnittpunkte mit den Kurven konstanter Bruttofallhöhe begrenzen das Betriebsgebiet. Es ist zu sehen, dass bei der maximalen Fallhöhe ein Abstand zwischen der Fallhöhe, bei der die Instabilität (zwei Durchflüsse bei einer Fallhöhe möglich) auftritt und der Position der max.

Fallhöhe gehalten wurde. Dieser Mindestabstand bestimmt die minimale Größe der Pumpturbine.

Abbildung 5 Erwartetes Prototyperturbinenkennfeld für fixe Drehzahl

Für diese Maschine soll eine drehzahlvariable Variante untersucht werden. Der Einfluss veränderter Drehzahlen wird in untenstehender Abbildung gezeigt.

Alle Größen sind über $Q_{\omega d}$, dem dimensionslosen Durchfluss, aufgetragen. Die oberste Kurve beschreibt die dimensionslose Leistungsaufnahme. Die mittlere Kurve beschreibt die dimensionslose Förderhöhe. Hier ist zu sehen, dass sich bei Absenkung der Drehzahl bei konstanter Fallhöhe die Position auf der Kennlinie zu größeren Durchflüssen und kleineren Fallhöhen verschiebt. Bei niedrigen Fallhöhen kann es daher zu einem Anstieg der Sigma-Werte kommen, die in der untersten Kurve aufgetragen sind. Die schwarze Linie deutet Einbaugrenzen durch die Haltedruckhöhe als Thomazahl der Anlage, σ_{plant} , an. Im Betrieb ergibt sich bei minimaler Förderhöhe die größte Leistung. Für die Drehzahlvariabilität ergeben sich nun zwei Möglichkeiten. Soll es in diesem Punkt eine Regelmöglichkeit nur zu kleineren Leistungen, kleineren Drehzahlen geben, so ergibt sich ein höherer möglicher Einbau, als das für die Maschine mit fester Drehzahl der Fall wäre. Soll es auch ein Regelband zu höheren Leistungen, größerer Drehzahl geben, so wird ein tieferer Einbau notwendig.

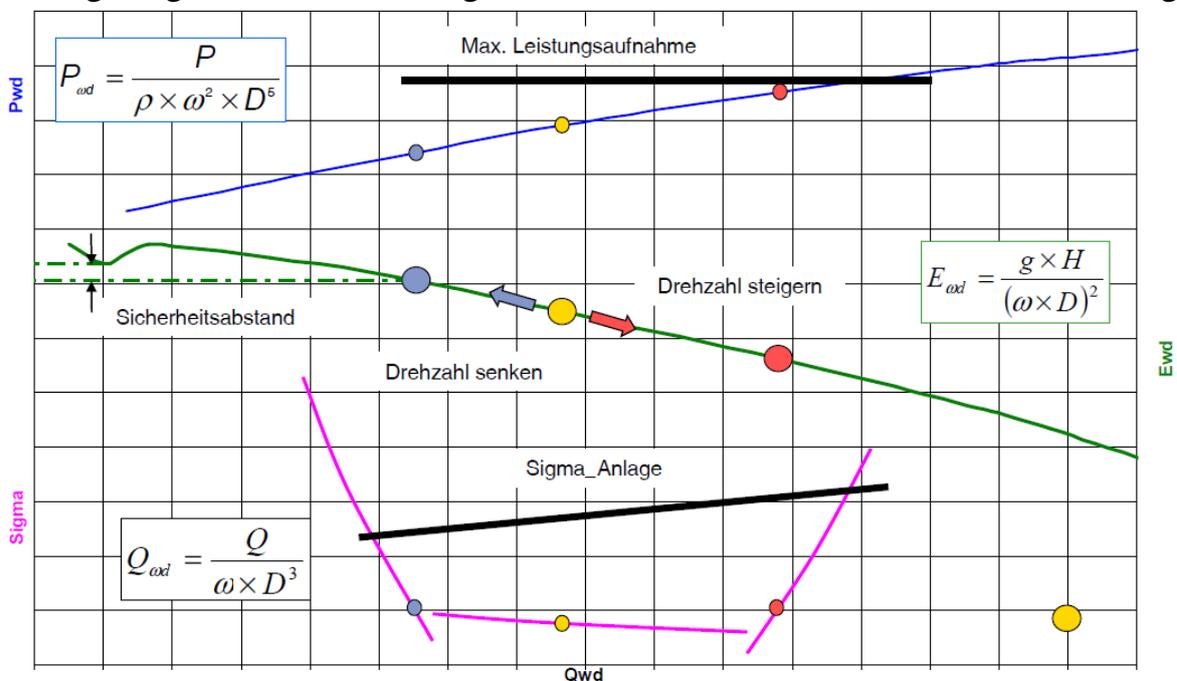


Abbildung 6 Erwartetes Prototyperturbinenkennfeld für zwei Drehzahlen

Bei Absenkung der Drehzahl bei konstanter Fallhöhe verschiebt sich die Position auf der Kennlinie zu kleineren Durchflüssen. Bei maximaler Fallhöhe muss der Abstand zur Instabilität eingehalten werden. Um die Drehzahl bei maximaler Fallhöhe absenken zu können, muss daher ein größerer Durchmesser gewählt werden, als das bei drehzahlfixen Maschinen der Fall ist.

Für das drehzahlvariable Beispiel gelten folgende Randbedingungen:

Tabelle 4 Daten zur drehzahlvariablen Variante

Geodätischer Fall- bzw. Förderhöhenbereich H [m]	381.4-475.5
Nenn- / Maximale Leistung P_{Pu} [MW]	350 im Turbinenbetrieb <400 im Pumpbetrieb
Laufraudeintrittsdurchm. D_2 (Turbinenbetrieb) [m]	4.30
Drehzahl n [1/min]	395-445
Pumpenleistung P_{Pu} [MW] bei min. Förderhöhe	<400
Min. Pumpenleistung P_{Pu} [MW] bei max. Förderhöhe	247
Notwendige Einbautiefe bei H_{min}/H_{max}	-72m
min. ΔP [MW] bei jeder Förderhöhe	100 @ H_{min}

In Abbildung 7 beschreiben die oberen drei gestrichelten Linien den Verlauf der Fallhöhen über dem gewählten Drehzahlband. Zwischen diesen Fallhöhen liegt das hydraulisch maximal mögliche Regelband innerhalb des elektrisch gewählten Drehzahlbereiches dargestellt durch die senkrechten Linien.

Für eine drehzahlvariable Maschine ergeben sich verschiedene limitierende Größen:

1. Sicherheit gegen die Instabilität

Bei niedrigen Drehzahlen ergibt sich eine große dimensionslose Fallhöhe E_{0d} wie in Abbildung 6. Hier ist die Sicherheit gegenüber der Instabilität limitierend.

2. Leistungsaufnahmegrenze

Bei höheren Fallhöhen ist die Leistungsgrenze limitierend. In diesem Beispiel liegt die Leistungsaufnahmegrenze bei 400 MW.

3. Kavitationsfreier Betrieb

Die unteren drei farbigen, gestrichelten Linien in Abbildung 7 beschreiben die zulässige Einbautiefe bei den Fallhöhen H_{max} , H_{nenn} und H_{min} . Aus den Kurven ergeben sich Grenzen für das Regelband aufgrund des Einbaus. Diese Grenzen werden durch die Schnittpunkte mit der Kennlinie bei $H_{s_Anlage} = -72m$ festgelegt. Wie in Abbildung 6 dargestellt, wird das Kavitationsverhalten über die Drehzahl beeinflusst. Eine höhere Drehzahl benötigt einen tieferen Einbau. Darüber hinaus sind die Bereiche der Eintrittskantenkavitation wie in Abbildung 6 dargestellt limitierend. Dies kann bei größeren Förderhöhen und kleinen Drehzahlen (saugseitig) und bei kleinen Förderhöhen und großen Drehzahlen (druckseitig) zu einer Begrenzung des Regelbandes führen.

4. Elektrisch zulässiges Regelband

Senkrechte Linien zeigen die Drehzahlgrenzen auf, durch die der Betrieb bei den Fallhöhen begrenzt wird. Das zur Verfügung stehende Regelband wird durch die Fläche mit dem grauen Übergangston beschrieben. Bei unserem Beispiel Speicherberg ist also bei einem Drehzahlbereich von +4/-8% insgesamt eine Leistungsregulierung zwischen ~250MW und 400 MW möglich, wobei bei jeder konstanten Fallhöhe 100 MW Regeband zur Verfügung stehen.

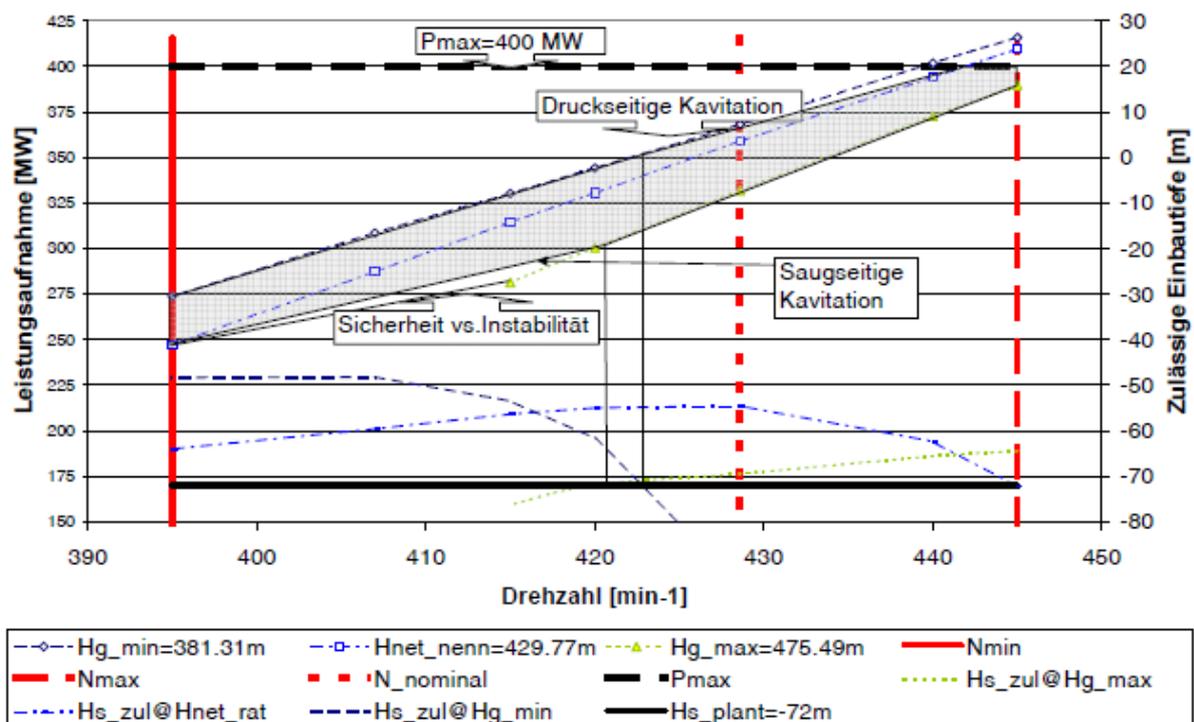


Abbildung 7 Betriebsgebiet und Betriebsgrenzen Leistung über Drehzahl

Im Turbinenbetrieb läuft eine Maschine mit konstanter Synchrondrehzahl wegen der Anforderungen für den Pumpbetrieb normalerweise weit außerhalb ihres Kennfeldoptimums. Variable Drehzahlen erlauben die Optimierung des Betriebsverhaltens im Turbinenbetrieb durch Reduzierung der Drehzahl. Neben der Verbesserung der Wirkungsgrade, insbesondere in Turbinenteillastbereichen, in denen der Gewinn die zusätzlichen Verluste der drehzahlvariablen Asynchronmaschine einschließlich des Frequenzumrichters mehr als wettmacht [6], wird das Kavitations- und Druckstoßverhalten deutlich verbessert. Der daraus resultierende verbesserte Teillastbetrieb ist ein großer Vorteil für den Betreiber und verbessert die Flexibilität der Einheiten nochmals erheblich. Wie in Abbildung 8 ersichtlich kann der Wirkungsgrad beim halben Auslegungsdurchfluß um 8% für dieses Beispiel verbessert werden.

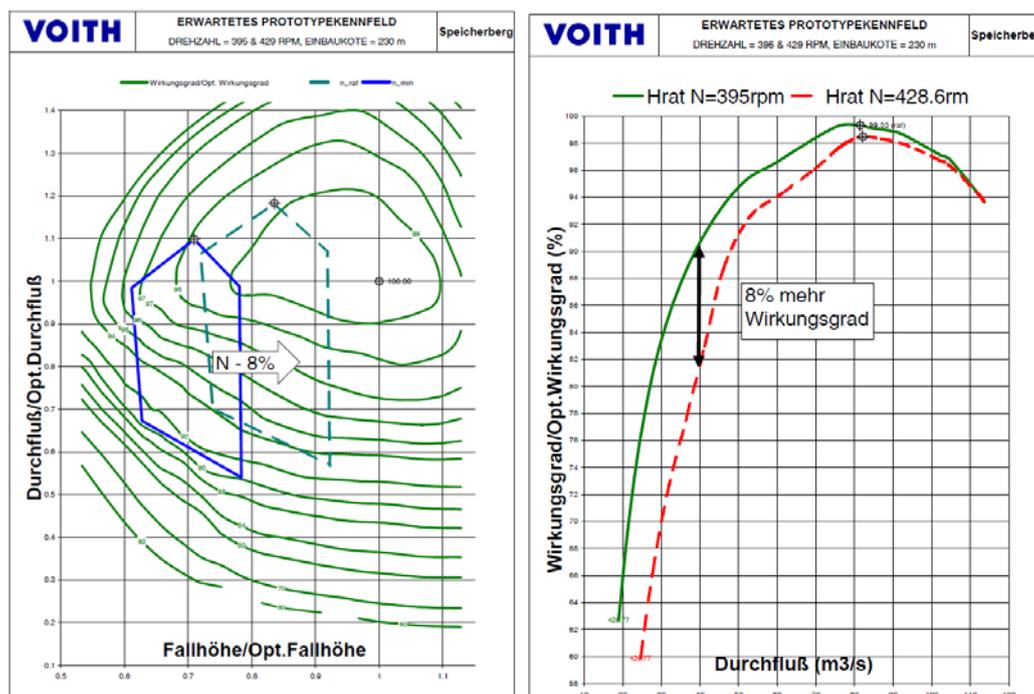


Abbildung 8 Erwartetes Prototyperturbinenkennfeld für zwei Drehzahlen

Zusammenfassung

Um die Entwicklung der Erneuerbaren Energie zu unterstützen, gibt es verschiedene Pumpspeicherlösungen. Netzdienstleistungen wie Frequenzstabilität und auch der Handel am Reservemarkt können auch sehr kurze Umschaltzeiten notwendig machen.

Weltweit gibt es eine ansteigende Zahl von Pumpspeicherprojekte in Planung und in der Realisierung. In zukünftigen Projekten werden neben den reversiblen

Pumpturbinen mit fixer Drehzahl auch Lösungen mit ternären Sätzen und reversiblen Pump turbinen mit variabler Drehzahl zunehmen. Anhand eines Beispiels konnten die Potenziale zur Bereitstellung der Regelenergie und Ihre Grenzen aufgezeigt werden.

Die Pumpspeicherung wird sich weg vom Tag-Nacht-Speicher hin zur Frequenzregulierung und Standby-Kapazität entwickeln. Drehzahlvariable Maschinen sind für diese Aufgaben ideal.

Literatur

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH : Planning of the grid integration of wind energy in Germany - Onshore and Offshore up to the year 2020, Berlin 2005
- [2] Giesecke, Mosonyi: Wasserkraftanlagen, Springer Verlag, 1997
- [3] Engels, et.al.: Energy-economic evaluation of pumped-storage plants, Hydro 2010 Lissabon
- [4] Bucher: "Enhanced energy balancing and grid stabilisation through 3-machine-type variable-speed pumped-storage units", HYDRO 2007, Granada
- [5] Spitzer, F., Penninger, G.: "Pumped storage power plants - Different solutions for improved ancillary services through rapid response to power needs", HydroVision 2008, Sacramento/USA
- [6] J. Klein: "Drehzahlregulierte Pumpspeicherung - Hydraulische Aspekte", Tagung Gelsenkirchen, Nov. 98, VDI-Berichte 1404

Autoren:

Dipl.-Ing. Oliver Jansen,
Dipl.-Ing. (FH) Tobias Schöner
Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG
Alexanderstraße 11
89522 Heidenheim, Germany

Tel +49 7321 37 6599
Fax +49 7321 37 7601

Oliver.Jansen@Voith.com
Tobias.Schoener@Voith.com