

POTENZIAL FÜR WASSERKRAFT & ENERGIESPEICHER

Helmut Benigni, **Stefan Höller** und Helmut Jaberg

Institut für Hydraulische Strömungsmaschinen (HFM) der Technischen Universität Graz, A-8010 Graz / Austria, Kopernikusgasse 24/IV, Tel.: 0043 316 873 7578, helmut.benigni@tugraz.at, http://www.hfm.tugraz.at

Kurzfassung: Zusammenfassende Darstellung der aktuellen Herausforderungen und Situation sowie der Perspektiven der Wasserkraft als einem wesentlichen erneuerbaren Energieträger in Österreich und in der EU im gegenwärtigen wirtschaftlichen und marktpolitischen Umfeld.

Keywords: Wasserkraft, Erneuerbare Energien, Stromerzeugung, Potential, Installierte Leistung

21 Ausgangssituation mit Energiewende und wirtschaftliches Umfeld

Die EU-Klima- und Energieziele 2030 wurden mit einem Anteil von 27 % an erneuerbaren Energien klar festgeschrieben [1][4][4]. Dabei leistet Strom aus Wasserkraft heute und in Zukunft dabei einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Energie- und Klimaziele, auch wenn die Wasserkraft in dieser Strategie nicht explizit angesprochen wird. Energieeffizienz und die Reduktion der Treibhausgase gelten als oberste Prämisse.

Neben dem Anteil an erneuerbaren Energien wurden auch zudem Ziele für die Reduktion von Treibhausgas-Emissionen (auf < 40 %) und für eine deutlich höhere Energieeffizienz (>= 27 %) ausformuliert. Die Kommission strebt dabei ein den gesamten Kontinent umfassendes Energiesystem an, im Rahmen dessen Energie ohne Reglementierungen über Grenzen hinweg fließt. Dabei leistet Strom aus Wasserkraft heute und in Zukunft einen wesentlichen Beitrag [2][2][2].

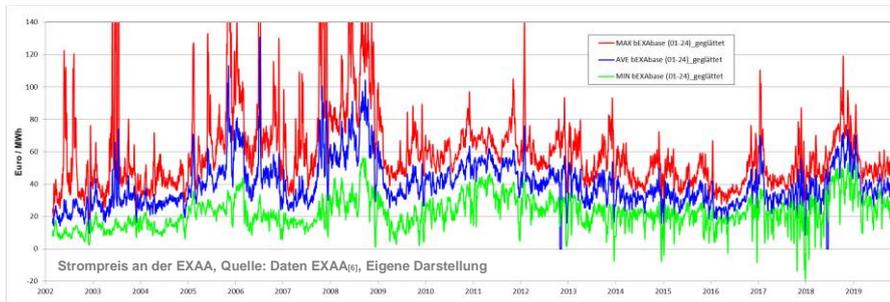


Abbildung 144: Strompreis an der EXAA, Datenquelle: EXAA [3][3][3]

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich), Nicht Hervorheben

Formatiert: Deutsch (Österreich), Nicht Hervorheben

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich), Nicht Hervorheben

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich), Nicht Hervorheben

Es gibt heutzutage deutliche Überkapazitäten im europäischen Strommarkt; sinkende Energiepreise und stark geförderte, neue erneuerbare Energien drängen konventionelle Kapazitäten aus dem Markt. Die Großhandelspreise sind jedoch immer noch um etwa 30 % über jenen der USA. Hauptauschlaggebend dafür ist der massive Ausbau von Windkraft und Photovoltaik in Deutschland. Per 2018 waren in Deutschland ca. 54 GW Windkraft und ca. 46 GW Photovoltaik installiert [7][8]. Die Preise in Europa sind nicht homogen, wobei vor allem die Großhandelspreise sehr unterschiedlich sind. Dem Wunsch nach EINEM Energiesystem am Kontinent wird jedoch durch die Strompreiszonentrennung von Deutschland und Österreich zum Teil entgegengewirkt. Allerdings war diese Trennung infolge der Überlastungen an den Grenzkuppelstationen und dem Stromfluss über die osteuropäischen Länder seitens der deutschen Regulierungsbehörde notwendig.

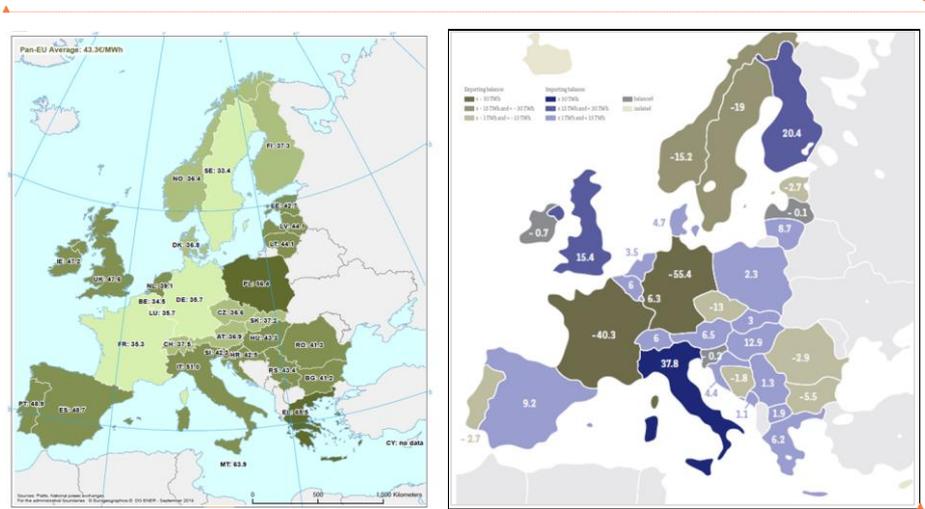


Abbildung 222: Links – Mittlerer Strom-Großhandelspreis, 2. Quartal 2019 [4][4][4] , rechts – Strombilanzen europäischer Länder, „Exchange balances“, 2017 [5][5][5][6][6][6]

Es gibt heutzutage deutliche Überkapazitäten im europäischen Strommarkt; sinkende Energiepreise und stark geförderte, neue erneuerbare Energien drängen konventionelle Kapazitäten aus dem Markt. Die Großhandelspreise sind jedoch immer noch um etwa 30 % über jenen der USA. Hauptauschlaggebend dafür ist der massive Ausbau von Windkraft und Photovoltaik in Deutschland. Per 2018 waren in Deutschland ca. 54 GW Windkraft und ca. 46 GW Photovoltaik installiert [7][8]. Die Preise in Europa sind nicht homogen, wobei vor allem mit sehr unterschiedlichendie Großhandelspreise sehr unterschiedlich sind. Dem Wunsch nach EINEM Energiesystem am Kontinent wird jedoch durch die Strompreiszonentrennung von Deutschland und Österreich zum Teil entgegengewirkt. Allerdings war diese Trennung infolge der Überlastungen an den Grenzkuppelstationen und dem Stromfluss über die osteuropäischen Länder seitens der deutschen Regulierungsbehörde notwendig.

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Standard

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich), Nicht Hervorheben

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Der aktuelle Stromhandelspreis hat in etwa den Wert aus dem Jahr 2003 erreicht (ohne Inflation!). In ~~Abbildung 1~~ ist der Großhandelspreis für Strom für die letzten 15 Jahre dargestellt, Daten ~~der EXAA [3]~~.

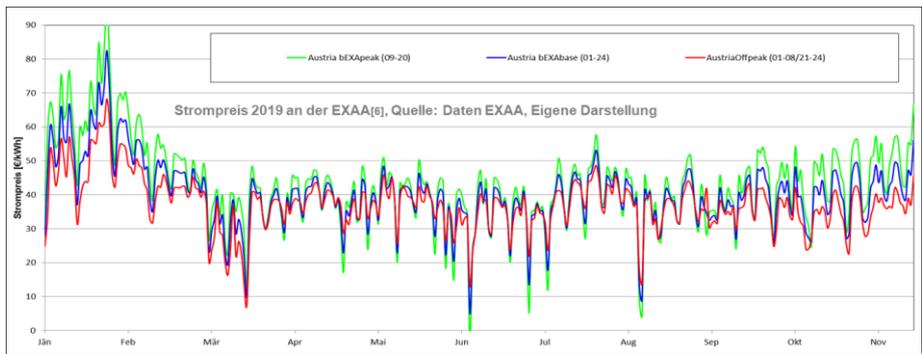


Abbildung 333: Strompreis an der EXAA, Datenquelle: EXAA [3][3][3]

Der aktuelle Stromhandelspreis hat in etwa den Wert aus dem Jahr 2003 erreicht (ohne Inflation!). In ~~Abbildung 1~~ ~~Abbildung 14~~ ist der Großhandelspreis für Strom für die letzten 15 Jahre dargestellt, Daten ~~der EXAA [3]~~ ~~der EXAA [3]~~. In Europa ist die Strompreisgestaltung bei ~~W~~ weitem nicht harmonisch. In ~~Abbildung 2~~ ~~Abbildung 22~~ ~~Abbildung 2~~ (links) ist für die wichtigsten europäischen Länder der Stromgroßhandelspreis dargestellt. Neben den südeuropäischen Ländern ~~ist~~ ~~liegt~~ insbesondere in Großbritannien der Preis deutlich über dem europäischen Schnitt, während in Skandinavien sehr niedrige Preise erzielt werden. Und gleichzeitig hat sich der Unterschied für ~~Peak~~ und ~~Off-Peak~~ deutlich verringert (~~Abbildung 3~~ ~~Abbildung 33~~ ~~Abbildung 3~~), was ~~es~~ ~~wiederum~~ die Geschäftsmodelle der Energieversorger deutlich verändert hat.

32 Wasserkraft in Österreich

In Österreich sind 3000 Wasserkraftwerke (3036 per Datenstand August 2018, Verteilung der Wasserkraftwerke nach Leistung in Abbildung 4 dargestellt, Quelle: Energie Control Austria [9][9][9]) in Betrieb, die eine nominale Engpassleistung von 14,5 GW und eine Erzeugung von knapp 45 TWh aufweisen. Der Anteil der Stromerzeugung durch Laufkraftwerke beträgt hierbei 66 %.

Formatiert: Deutsch (Österreich), Nicht Hervorheben

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Nicht Hervorheben

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Nicht Hervorheben

Formatiert: Nicht Hervorheben

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich), Nicht Hervorheben

Feldfunktion geändert

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich), Nicht Hervorheben

Formatiert: Deutsch (Österreich), Nicht Hervorheben

Formatiert: Deutsch (Österreich)

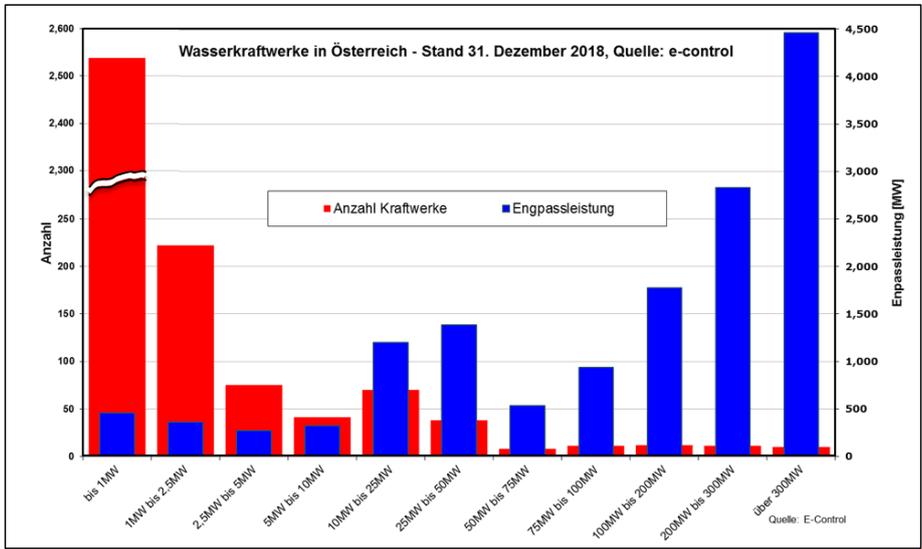


Abbildung 444: Anzahl der Wasserkraftwerke in Österreich, segmentiert nach Leistung (Quelle: Eigene Darstellung, Datenbasis: e-control [9][9], Kraftwerke per 2018, Stichtag Juli 2019)

Die in Österreich installierten Wasserkraftwerke zählen überwiegend zum Kleinwassersegment. Knapp 85 % der Kraftwerke haben einen Leistungsbereich kleiner als 1 MW. Lediglich 1,1 % der Kraftwerke liegen im Leistungsbereich über 100 MW. Diese wenigen Kraftwerke erzeugen 51 % der Jahresenergieerzeugung der aus Wasserkraft (Abbildung 5Abbildung 55Abbildung 5).

Der Anteil der erneuerbaren Energien nimmt kontinuierlich zu, und seit der Jahrtausendwende sind Windkraft und Photovoltaik im ErzeugungspPortfolio vorhanden. Aktuell ist liegt die Engpassleistung aller Erneuerbaren (Wind, Photovoltaik und Geothermie) ohne Wasserkraft bei 4,5 GW und gemeinsam mit der Wasserkraft bei etwa 16,2 GW. Bei der Aufbringung und beim Verbrauch von elektrischer Energie hat Österreich in den letzten Jahren 100 TWh erreicht. Diese werden annähernd durch die Erzeugung von 70 TWh in Österreich gedeckt, wenn man Im- und Exporte abzieht (Abbildung 7Abbildung 77Abbildung 7), wobei sich der Wasserkraftanteil auf etwa 67 % beläuftausmacht.

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich), Nicht Hervorheben

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)

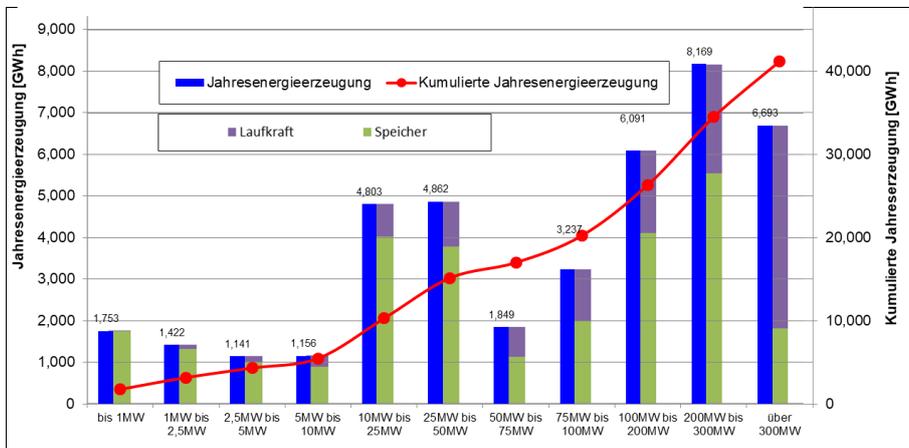


Abbildung 555: Erzeugung der Wasserkraftwerke in Österreich, segmentiert nach Leistung, (Quelle: Eigene Darstellung, Datenbasis: e-control [9][9][9], Kraftwerke per 2018, Stichtag Juli 2019)

Den physikalischen Importen stehen hohe physikalische Exporte gegenüber; Österreich ist nichtsdestotrotz ein Nettoimporteur. Dies ist seit der Jahrtausendwende (Abbildung 8) normal und beträgt beläuft sich auf 6,5 TW für das Jahr 2017. In der Bundesrepublik Deutschland initiiert der staatlich geförderte Ausbau erneuerbarer Energien ein fundamentales Wandel im deutschen Versorgungssystem. Die Erzeugungsanlagen für Strom aus Wind und Sonne weisen zwar hohe Investitionskosten auf, jedoch belaufen sich die variablen Kosten beinahe auf nahezu Null auf. Sobald der Wind weht und die Sonne scheint, erzeugen diese Anlagen nahezu kostenlos Strom [10][10][10], und dieser gelangt nunmehr verstärkt auch nach Österreich (siehe physikalische Importe, Abbildung 7).

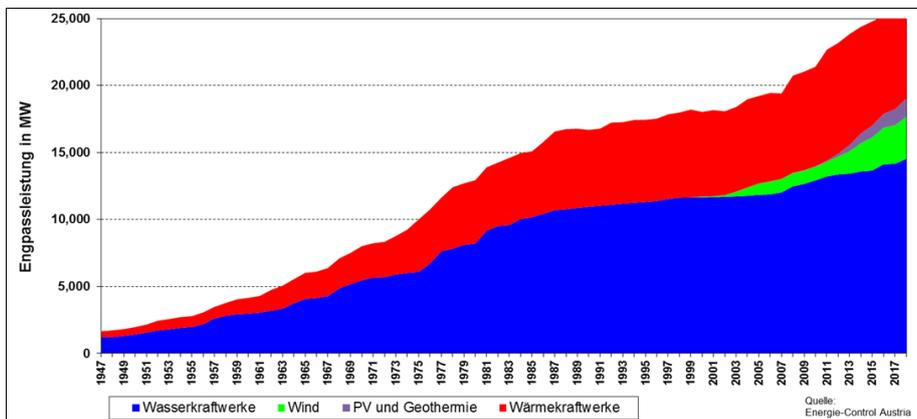
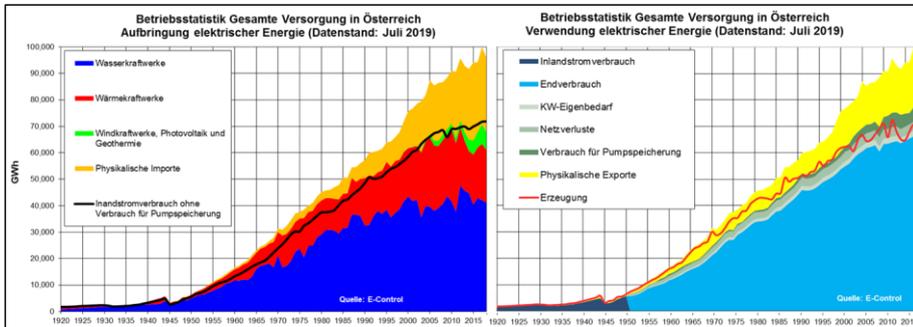


Abbildung 666: Installierte Leistung zur Stromerzeugung durch erneuerbare Energieträger in Österreich (Quelle: Eigene Darstellung, Datenbasis: e-control, Kraftwerke per 2018, Stichtag August 2019)

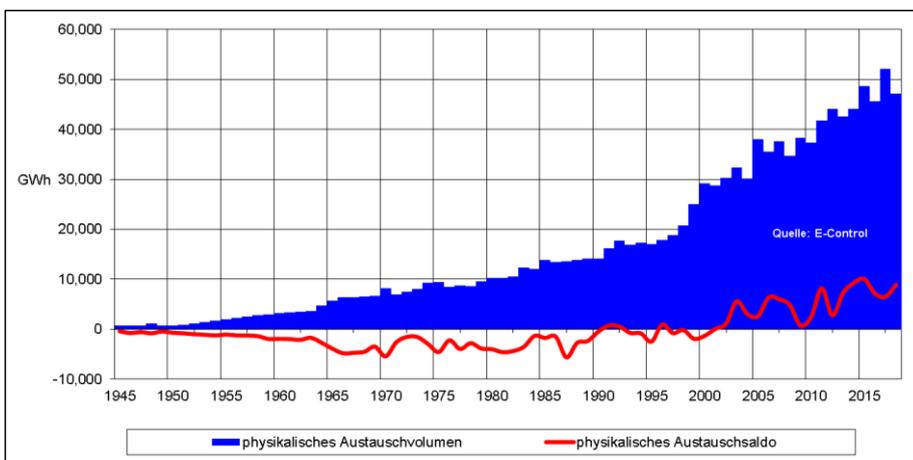
Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)



Formatiert: Deutsch (Österreich)

Abbildung 777: Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie in Österreich [9][9][9]



Formatiert: Deutsch (Österreich)

Abbildung 888: Betriebsstatistik, physikalischer Stromaustausch mit dem Ausland, Datenstand Juli 2018 [9][9][9]

43 Wasserkraft in Europa

Die Betrachtung von Europa ist unterteilt in die Betrachtung der EU-Mitgliedsländer sowie der beiden großen Wasserkraftländern Schweiz und Norwegen. Die Gesamtkapazität der EU-28-Länder liegt bei 148 GW (Erzeugung 385 GWh). Schweiz und Norwegen weisen eine ~~die~~ um 45-GW höhere installierte Leistung und gar ~~eine~~ um 169 GWh höhere Erzeugung auf, was vor allem den großen Speicherkraftwerken geschuldet ist.

Wasserkraft im Verbund deckt aktuell 18,5 % des Gesamtbedarfs der EU-28 [6][44], und unter Einbeziehung aller ENTSO-Mitglieder 14 % der Gesamterzeugung. Dabei erreicht die Erzeugung mittels Wasserkraft etwa 600 TWh bei einer installierten Leistung von 249 GW [11][44][42] (relativ konstant über die letzten Jahre). Alle erneuerbaren Energien zusammengefasst kommen auf etwa 48 % der Strom-Energieerzeugung.

Die Vernetzung der Stromnetze der europäischen Länderspiegels sich auch in ~~Abbildung 2~~ ~~Abbildung 2~~ ~~Abbildung 2~~ (rechts) wider. Darin ist die Nettobilanz europäischer Länder bezogen auf den Import von

Formatiert: Deutsch (Österreich), Nicht Hervorheben

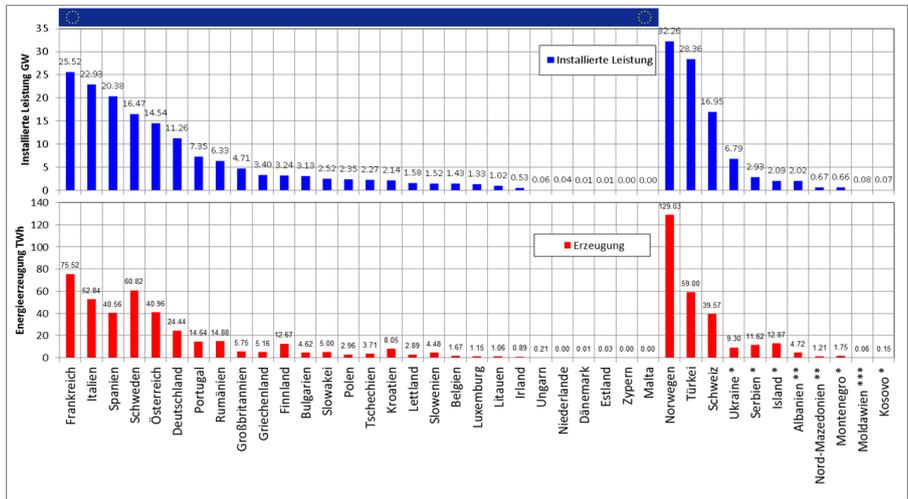
Formatiert: Deutsch (Österreich)

Feldfunktion geändert

Formatiert: Deutsch (Österreich), Nicht Hervorheben

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Strom und dessen Export in TW dargestellt. Die größten europäischen Stromexporteure sind Frankreich und Deutschland, die größten Importeure Italien und Großbritannien.



Formatiert: Deutsch (Österreich)

Abbildung 999: Installierte Leistung und Energieerzeugung in Europa, eigene Darstellung [11][11][12][12][13][13][13][14]

54 Umfeld der Wasserkraft und Drohpotential

Wasserkraft beinhaltet oft mannigfaltige Benefits, welche nicht nur rein die Stromerzeugung betreffen. Erwähnt seien u.a. Grundwasserstabilisierung und Hochwasserminderungsmaßnahmen, Trinkwasserversorgung, Bewässerung, Prozesswasser oder die Gewährleistung von schiffbaren Wasserstraßen zu Transportzwecken. Immer stärker nachgefragt wird die Möglichkeit, schwankende Energieerzeugung aus anderen erneuerbaren Energieträgern auszugleichen und Netzschwankungen zu minimieren. Hierbei ist entscheidend, dass nicht die Konkurrenz unterschiedlicher Erneuerbarer unterstrichen wird, sondern auf Synergieeffekte gebaut wird.

Neben der volatilen Einspeisung stellt die Prognostizierbarkeit eine Herausforderung dar. Prognosefehler müssen im kurzfristigen Stromhandel ausgeglichen werden. Die Erfahrung zeigt, dass die Summe aus Solar- und Windleistung stets wesentlich kleiner als die installierte Leistung ist. Kurzzeitliche Erzeugungserwartungen sind durch das Speicherpotential

65 Energiespeicherung mit Pumpspeichieranlagen

Das Hauptaugenmerk liegt nach wie vor auf Pumpspeichieranlagen und deren Möglichkeit, Energie großtechnisch zu speichern. Diese Technologie ist kurz- und mittelfristig ein Alleinstellungsmerkmal der Wasserkraft. Der Pumpspeichermarkt lässt sich neben einer Ländersplittung auch auf Regionen aufteilen. Auf Basis dieser Gruppierungen stehen insgesamt 103 GW reiner Speicherleistung 47 GW an Pumpspeicherkapazitäten in Europa (Quelle: DNV GL [2][2][2]) gegenüber.

Tabelle 144: Größte Pumpspeicherkraftwerke in Europa (eigene Zusammenstellung)

Name	Staat	Maschinensätze	Gesamtleistung		Erzeugung (GWh/anno)	Rohfallhöhe [m]	Inbetriebnahme	Betreiber
			TU/PU [MW]	PU [MW]				
Malta/Reißeck	Österreich	2x Isogyre-PUTU, 1x Pelton, 5x PU, 2x Kaplan	1459 / 855		1219	bis 1773	ab 1958	AHP
Vianen	Luxemburg	9x Francis-TU & 9x Pumpe, 2x Francis-PUTU	1290 / 1040		-	280	1964	RWE
Coo-Trois-Ponts	Belgien	6x Francis-PUTU	1164 / 1101		-	275	1969	Electrabel
Roncovalgrande	Italien	8x Pelton & 8x PU	1040		-	736	1973	ENEL
Markersbach	Deutschland	6x Francis-PUTU	1046		-	288	1979	Vattenfall
Entracque	Italien	9x Francis-PUTU	1318 / 1318		1040	1048 / 598	1982	ENEL
Dinorwig	Großbritannien	6x Francis-PUTU	1728 / 1650		-	557	1984	FHC
Edolo	Italien	8x Francis-PUTU	1000 / 875		-	1265	1985	ENEL
Grand-Maison	Frankreich	4x Pelton & 8x Francis-PUTU	1800 / 1200		1420	955	1985	EDF
Goldisthal	Deutschland	4x Francis-PUTU	1060		-	302	2003	Vattenfall
Limmern	Schweiz	4x Francis-PUTU	1480		-	623	2015 (In Bau)	Axpo *
Dniester PSP	Ukraine	7x Francis-PUTU	2268		-	38.7	seit 2012 (In Bau)	Ukrhydroenergo

In Österreich dominieren die Pumpspeichieranlagen der großen Betreiber. Alle Anlagen zusammen stellen 5 GW an Erzeugungsleistung auf Abruf zur Verfügung.

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Tabelle 222: Größte Pumpspeicherkraftwerke in Österreich (Quelle: Eigene Zusammenstellung)

Name	Bundesland	Maschinensätze	Gesamtleistung		Erzeugung (GWh/anno)	Rohfallhöhe [m]	Q _{Ausbau} TU/PU [m³/s]	Inbetriebnahme	Betreiber
			TU [MW]	PU [MW]					
Rodundwerk I	Vorarlberg	4x Francis & 1x PU 2-flutig 2-stufig	198	41	332.0	342	60 / 10	ab 1943	Verbund
Kaprun - Limberg I	Salzburg	2x Francis & 2x PU 2-flutig 2-stufig	114	130	150.4	365	36 / 33	1952	Verbund
Ranna	Oberösterreich	3x Francis & 1x Kaplan & PU 1-stufig 3-flutig	19	17	50	202	12/6	1925/1952/1954	Energie AG OÖ
Ottenstein	Niederösterreich	4x Francis & 2x PU 1-stufig	48	18.4	70.0	48	100/35.7	1957	EVN
Lünerseewerk	Vorarlberg	5x Pelton 4-düsigg & 5x PU 1-flutig 5-stufig	280	224	371.0	938	32 / 28	1958	Illwerke
Freibach	Kärnten	1 PUTU & 1 Francis	17	5	4.8	332	5.8 / 1.4	1957 / 1962	Kelag
Dressbach	Salzburg	2x Pelton 2-düsigg & 24 Pumpen 7-stufig	24	32	56.0	728	4/3.3	1964/2018	Salzburg AG
Innerfragant	Kärnten	2x Pelton-2*2-düsigg & 1 PU 6-stufig, 2 PU 4-stufig	182	99	185.0	1113	10.1/11.4	1968 / 1982	Kelag
Fragant-Haselstein	Kärnten	1 x PUTU 1-flutig 2-stufig	4	5.2	9.0	266	1.7 / 1.7	1968	Kelag
Rifawerk	Vorarlberg	2x semi axial Deriaz PUTU	7	8	8.0	21.2	28/30	1969	Illwerke
Roßtag	Tirol	4x Francis & 4x PU 1-flutig 2-stufig	233.6	240	328	630	49.6/36	1972	Verbund
Gosau	Oberösterreich	1 PUTU & 1 Francis	11.8	6.9	8.8	152	9.5 / 4	1913/1927/1972	Energie AG
Rodundwerk II	Vorarlberg	1x Francis PUTU	295	286	486.0	341	98 / 78	1976/2011	Illwerke
Malta-Hauptstufe	Kärnten	4x Pelton 6-düsigg & 2x PU 1-flutig 4-stufig	730	290	618.4	1096	80/73	1979	Verbund
Malta-Oberstufe	Kärnten	2x Isogyre-PUTU	127	116	37.4	198	70	1979	Verbund
Kühtal	Tirol	2x Francis-PUTU	289	250	531	440	80/66	1981	Tiwäg
Nassfeld	Kärnten	1x Isogyre-PUTU	31.5	30.3	36.0	279	11.6/9.2	1984	Salzburg AG
Hausling	Tirol	2x Francis & 2x PU 1-flutig 2-stufig	360	360	188.6	696	65/50	1987	Verbund
Koralpe	Kärnten	1x Pelton 6-düsigg & 1x PU 3-stufig	50	37	48.0	722	9 / 4.5	1990/2011	Kelag
Hintermuhr	Salzburg	1x Pelton 2-düsigg & 1x Francis PUTU	104	65	120.0	494	23.5/11.7	1991/2009	Salzburg AG
Kopswerk II	Vorarlberg	3x Pelton 6-düsigg & 3x PU 1-flutig 3-stufig	525	480	614	769	80/56	2008	Illwerke
Feldsee	Kärnten	2x Francis-PUTU	140	136	240.0	523	30 / 27.6	2009/2011	Kelag
Kaprun - Limberg II	Salzburg	2x Francis-PUTU	480	480	1300	365	144 / 103	2011	Verbund
Reißeck II	Kärnten	2x Francis-PUTU	430	430	970.0	595	80/70	2016	Verbund
Reifswerk	Vorarlberg	Francis PUTU 3-stufig	12	15	60.0	481	2.6	2017	Illwerke
Obervermündwerk II	Vorarlberg	2x Francis PUTU	360	360		274.7	150/135	2018	Illwerke
			5072	4162					

Formatiert: Deutsch (Österreich)

76 Technologien der Pumpspeicherung

In dem Jahr 1879 entstand das erste Pumpspeicherkraftwerk in der Schweiz [16][16][17], in den 1970er Jahren wurden viele Anlagen in Europa und Amerika ans Netz gebracht und in den 1980er Jahren vor allem in Japan wurden vor allem in Japan die ersten drehzahlvariablen Maschinen ans Netz gebracht.

Es wurde bislang wurde der Spread zwischen P_{peak} und Q_{off-P_{peak}} ausgenutzt genutzt, um mit diesen Anlagen Geld zu verdienen und einen Ausgleich zwischen kontinuierlicher Produktion (Grundlastkraftwerk) und variabler Abnahme (z.B. klassische Mittagsspitze) zu schaffen. Heute haben sich aufgrund der geänderten Einspeisung anderer erneuerbarer Energiequellen, geänderten abweichende Anforderungen ergeben. Schnelle Start- und Übergangszeiten von Pump- zu Turbinenbetrieb und vice versa ist sind hier als ein Feature zu nennen, aber auch allerdings ist eine Leistungsregelung im Pumpbetrieb, also in der Energieaufnahme, ebenso sind wünschenswert, und werden wird von einem Regelzonenführer auch entsprechend abgefordert. Diese Anforderungen an Anlagen sind mit verschiedenen Maschinenkonfigurationen und Betriebskonzepten zu erzielen erreichbar.

Hier Dabe steht der reversiblen Pumpturbine der ternäre Maschinensatz gegenüber, wobei die reversible Pumpturbine auch drehzahlvariabel ausgeführt wird.

Tabelle 333: Vor- und Nachteile von unterschiedlichen Konzepten zur Pumpspeicherung

Anordnung	Ternärer Maschinensatz	Pumpturbine	Getrennte Maschinensätze
Baufwand	geringere Einbautiefe größere Kaverne	große Eintiefung erforderlich, geringerer Platzbedarf	geringere Einbautiefe größere Kaverne
Investitions-Kosten <small>Elektromechanische Ausrüstung</small>	3 Einheiten je Maschinensatz	2 Einheiten je Maschinensatz	2 Maschinensätze für Turbine und Pumpe, Hohe Kosten, Kaskadierung, eventuell Serienmaschinen
Effizienz	Pumpe und Turbine auf max. Wirkungsgrad ausgelegt	Kompromiss bei der hydraulischen Auslegung notwendig	Pumpe und Turbine auf max. Wirkungsgrad ausgelegt, sogar mit unterschiedlichen Drehzahlen
Flexibilität	kurze Umschaltzeiten zwischen den Betriebsarten; stufenlose Leistungsregelung durch „Hydraulischen Kurzschluss“ möglich	längere Umschaltzeiten aufgrund Drehrichtungs-umkehr. Hydraulischer Kurzschluss nur zwischen den Maschinensätzen möglich	kürzeste Umschaltzeiten zwischen den Betriebsarten, stufenlose Leistungsregelung durch „Hydraulischen Kurzschluss“ möglich
Betriebs- und Wartungskosten	höher	geringer	am höchsten

Anordnung	Ternärer Maschinensatz	Pumpturbine	Serienpumpen auch als Turbinen	Getrennte Maschinensätze
Baufwand	geringere Einbautiefe größere Kaverne	große Eintiefung notwendig geringerer Platzbedarf		geringere Einbautiefe größere Kaverne
Investitions-kosten <small>Elektromechanische Ausrüstung</small>	3 Einheiten je Maschinensatz	2 Einheiten je Maschinensatz		2 Maschinensätze für Turbine und Pumpe, Hohe Kosten, Kaskadierung, eventuell Serienmaschinen
Effizienz	Pumpe und Turbine auf max. Wirkungsgrad ausgelegt	Kompromiss bei der hydraulischen Auslegung notwendig		Pumpe und Turbine auf max. Wirkungsgrad ausgelegt, sogar mit unterschiedlichen Drehzahlen
Flexibilität	kurze Umschaltzeiten zwischen den Betriebsarten Stufenlose Leistungsregelung durch Hydraulischen Kurzschluss möglich	längere Umschaltzeiten aufgrund Drehrichtungs- umkehr. Hydraulischer Kurzschluss nur zwischen den Maschinensätzen möglich		kürzeste Umschaltzeiten zwischen den Betriebsarten Stufenlose Leistungsregelung durch Hydraulischen Kurzschluss möglich
Betriebs- und Wartungskosten	höher	geringer		Am höchsten

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Die ternäre Anordnung, bestehend aus einer separaten Pumpe und Turbine mit gemeinsamem Motorgenerator, ~~einem~~ überzeugt durch optimal entwickelte hydraulische Maschinen für den jeweiligen Betrieb. Zwischen Pumpe und dem ~~Triebstrang~~ ist im Regelfall ein hydraulischer Wandler oder eine Kupplung angeordnet. Der enorme Vorteil liegt darin, dass sowohl die Speicherpumpe zur Energiespeicherung, als auch die Turbine zur Energiebereitstellung mit maximalem Wirkungsgrad betrieben werden und eine punktgenaue hydraulische Auslegung auf die unterschiedlichen Betriebspunkte möglich ist, zumindest

solange dies mit einer gemeinsamen Drehzahl ~~möglich-erfolgen kann~~ ist. Im kleineren Leistungsbereich wird sogar auf die gemeinsame Verwendung einer elektrischen Maschine verzichtet und ~~es werden~~ zumeist Standardpumpen (oft parallel betrieben) verwendet. Mit Hilfe des ternären Maschinensatzes ~~→~~ und dies ist vielleicht sein größter Vorteil ~~→~~, lassen sich sehr schnelle Reaktionszeiten beim Übergang zwischen den einzelnen Betriebszuständen realisieren.

Werden mit reversiblen Pumpturbinen Anfahr- und Übergangszeiten in der Größenordnung von Minuten erzielt, so können mit der ternären Anordnung die Betriebsübergänge zwischen Pumpen und direktem ~~m~~ Turbinenbetrie**e**ib oder in den Standby-~~B~~betrieb innerhalb von Sekunden realisiert werden [17][47][48].

Die Vorteile einer Pumpspeicheranlage mit reversibler Pumpturbine liegen in der Tatsache, dass nur eine hydraulische Maschine je Maschinensatz benötigt wird. Dadurch sinken nicht nur der Investitionsaufwand für die maschinelle Einrichtung, sondern auch der Platzbedarf und damit auch die Baukosten. Auch bei den Betriebs- und Wartungskosten ergeben sich ~~dadurch~~-Vorteile, da nur eine Maschine gewartet werden muss. Der in früheren Zeiten ~~frühere~~ gegebene Vorteil der ternären Maschinensätze, größere Fallhöhen bedienen zu können, ist durch den Einsatz von mehrstufigen Pumpturbinen egalisiert worden.

Mit einer ternären Anordnung ist zusätzlich der Betrieb des hydraulischen Kurzschlusses (HKS) möglich. Bei dieser Betriebsweise wird eine variable Leistungsaufnahme eines Pumpspeicherkraftwerks realisiert. Pumpen sind ~~grundsätzlich~~ beim Betrieb mit fixer Drehzahl grundsätzlich nicht regulierbar, wodurch wiederum eine ~~regulierbare~~ regelbare Leistungsaufnahme bzw. Energiespeicherung nicht gegeben ist. Im HKS wird die Regelbarkeit der Turbine zur Regelung der Leistungsaufnahme genutzt. Die Speicherpumpe läuft dabei in dem Betriebspunkt, der aufgrund der Spiegeldifferenz der Speicherbecken gegeben ist. Ein Teil des von der Pumpe geförderten Wassers wird jedoch sofort wieder in der Turbine abgearbeitet. Da sich Pumpe und Turbine auf einer Welle befinden, wird ein Teil der Pumpleistung von der Turbine bereitgestellt, der restliche Anteil wird aus dem elektrischen Netz bezogen. Der Betrieb im hydraulischen Kurzschluss ermöglicht somit einen stufenlosen Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks von 100% Erzeugung zu 100% Leistungsaufnahme. Vorausgesetzt ist dabei eine Turbine, die den stufenlosen Betrieb von 0 bis 100% Leistungsabgabe erlaubt. Bis dato gelang diese Flexibilität nur in Anlagen mit Pelton-turbinen, die für ~~deren~~ ihre ausgezeichnete Regelbarkeit bekannt sind. Der stufenlose Regelbereich kann auch mit Pumpspeicheranlagen, ~~welche~~ die mit Francis-Turbinen ausgestattet sind, realisiert werden. Eine Referenzanlage wurde ~~gerade~~ kürzlich in Österreich errichtet und ist nun seit mehr als einem Jahr in Betrieb.

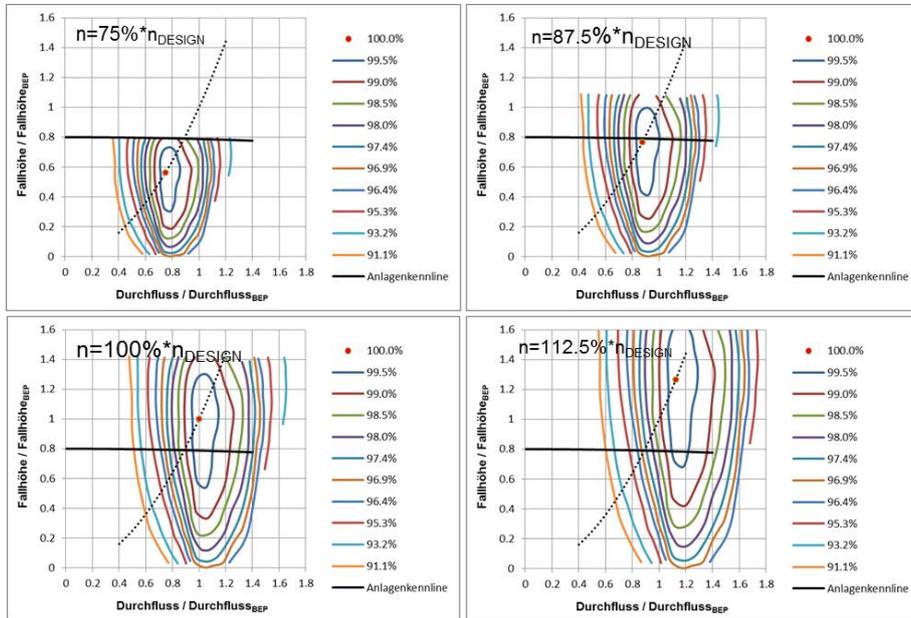


Abbildung 101010: Prinzip der variablen Drehzahl im Kennfeld einer Pumpturbine im Turbinenbetrieb

Eine Möglichkeit, die Leistungsaufnahme bei Pumpspeichieranlagen mit reversiblen Pumpturbinen zu regeln, besteht im Einsatz der „Variable Speed Technology“. Diese Technologie hat bietet im Hinblick auf den regulären Betrieb jedoch nur in Anlagen mit sehr großen Spiegelschwankungen einen Vorteil, der die höheren Investitionskosten rechtfertigt. Ein zusätzlicher Vorteil von Pumpturbinen mit variabler Drehzahl besteht in einem Wirkungsgradgewinn im Turbinenbetrieb durch optimierten Betrieb der Maschine. Durch die variable Drehzahl besteht zusätzlich zur verstellbaren Leiteinrichtung eine zweite Regelgröße, wodurch im Kennfeld der Maschine der für jeden Lastpunkt (Leistung und Fallhöhe) optimale Betriebspunkt im Hinblick auf maximale Effizienz angefahren werden kann. In Abbildung 101010 sind für unterschiedliche Drehzahlen die Muschel einer modernen Pumpturbine im Turbinenmodus dargestellt. Visualisiert ist zudem die drehzahlähnliche durch das Muscheloptimum.

Pumpturbinen werden im Regelfall für den Pumpbetrieb ausgelegt und optimiert. Der Betriebsbereich im Pumpbetrieb wird dabei durch die saugseitige Kavitationsgrenze bei maximaler Förderhöhe und durch die druckseitige Kavitationsgrenze bei minimaler Förderhöhe begrenzt. Da Pumpe und Turbine das idente Laufrad verwenden, kann das Kennfeldoptimum dieser Laufradgeometrie im Turbinenbetrieb nur allein durch Leitschaufel-Verstellung zumeist nicht erreicht werden. Mit Hilfe der Drehzahlvariation kann dieser Nachteil kompensiert werden. Der Zugewinn bei realen Projekten ist meist jedoch auf eine Größenordnung von wenigen Prozentpunkten beschränkt. Zusätzlich kann der Einsatzbereich von Pumpturbinen bei großen Fallhöhenvariationen mit variabler Drehzahl enorm erhöht werden.

Formatiert: Deutsch (Österreich)

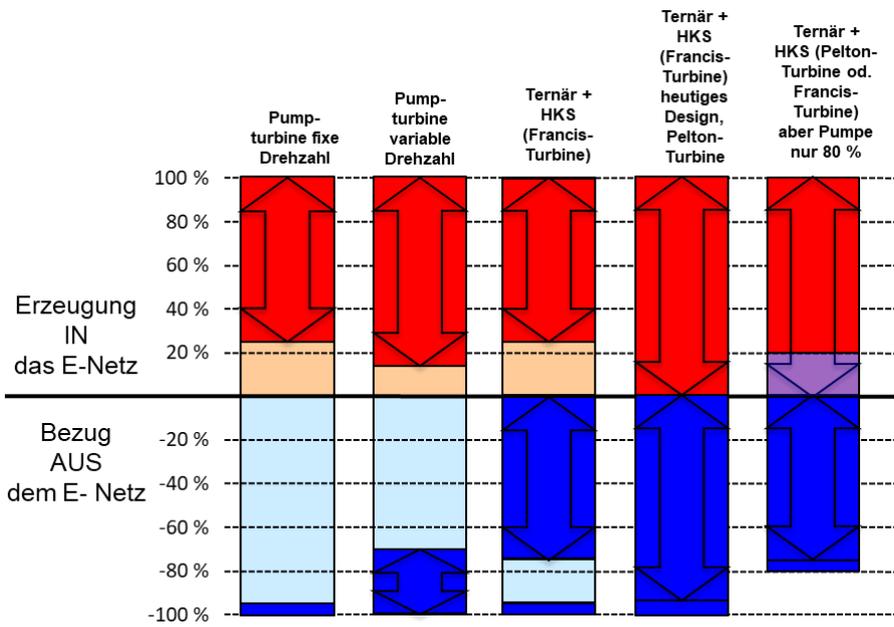
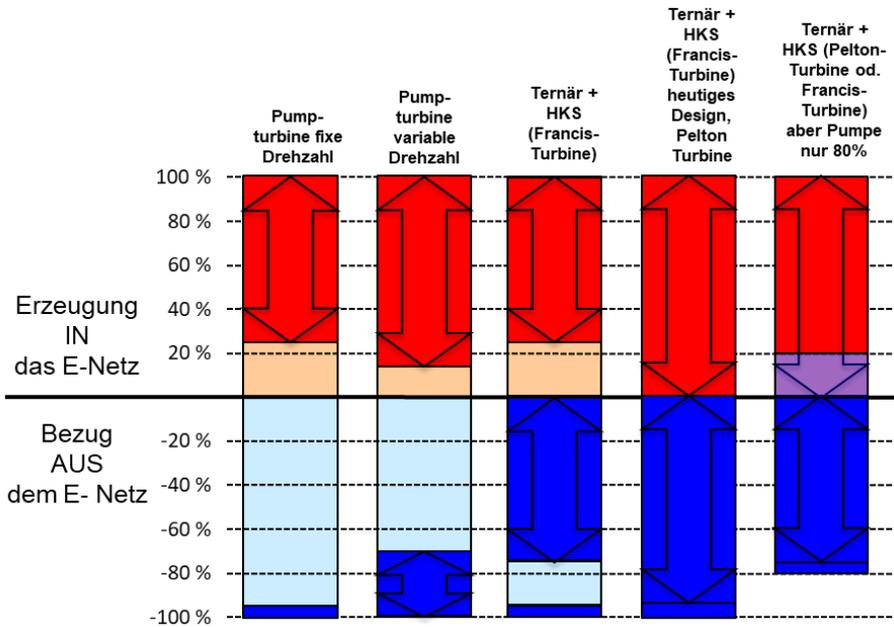
Formatiert: Deutsch (Österreich)

Feldfunktion geändert

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)



Formatiert: Deutsch (Österreich)

Abbildung 111144: Flexibilität unterschiedlicher Strategien von Pumpturbinentechnologie

Über die Flexibilität der einzelnen Varianten gibt die obige [Abbildung 11](#) [Abbildung 11](#) [Abbildung 11](#) eine grafische Darstellung. Eine klassische Francis-Pumpturbine ist in etwa zwischen 100 und 25% regelbar, im Pumpbetrieb ~~gar überhaupt nicht~~ und ~~auf ausschließlich~~ in der Lage, den Betriebspunkt (und damit die Leistungsaufnahme) einzunehmen, ~~der die~~ sich aufgrund der beiden Spiegelstände (also die zu überwindende Förderhöhe) ~~als Betriebspunkt sich einstellt~~ ~~einstellen~~ Betriebspunkt (dieser ist der Schnittpunkt der Pumpenkennlinie mit der Anlagenkennlinie). Lediglich neuere Design erlauben den Fahrbereich bis zu 0% Leistung. Um insbesondere in der Leistungsaufnahme ~~das volle Band~~ ~~die gesamte Bandbreite~~ zur Verfügung zu haben, ~~erfordert~~ ~~benötigt~~ es den hydraulischen Kurzschluss.

87 Wasserkraftpotential

Das Potential in der Wasserkraft wird durchwegs positiv gesehen, und man geht – je nach Vorhersageszenario – in Österreich von einem Ausbau auf über 50 TWh aus. Basis aller diesbezüglichen Studien ist ein zukünftiger Strompreis, der in jeden Fall höchst spekulativ ist und zudem auch vom Preis anderer Energieträger abhängig ist. Von 2009 auf 2014 gab es einen Preisverfall von über 50 % an der EEX (Quelle: EXAA), wobei sich der Strompreis in den letzten Jahren etwas erholt hat, jedoch ist der Spread zwischen Peak und Off-Peak auf sehr niedrigem Niveau geblieben ([Abbildung 3](#) [Abbildung 3](#) [Abbildung 3](#)).

Viele geplante große Bauvorhaben befinden sich daher in einer gewissen [Warteschlange](#) [Warteschleife](#) oder werden aktuell nicht mit Nachdruck verfolgt. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Neubauprojekte und um Erweiterungen von bereits existierenden Anlagen. ~~Viele~~ ~~Zahlreiche~~ Energieversorger in Europa realisieren aktuell vor allem [Refurbishment-Projekte](#) ~~bei auf~~ Bestandsanlagen [bezogene Refurbishment-Projekte](#), bei denen in der Regel die Effizienzsteigerung, ~~jedoch~~ ~~aber~~ ~~auch~~ ~~ebenso~~ die Flexibilität der Anlagen im Fokus steht. Dies gilt für Großwasserkraft genauso wie für Small Hydro, die Kleinwasserkraft. Besondere Anreize gibt es in diesen Bereichen beim Erzielen von höheren Anlagenleistungen und Jahresenergieerzeugungen auch im Hinblick auf Einspeisetarife und Netzentgeltbefreiungen (Deutschland).

Das Potential für Gesamteuropa liegt, je nach Szenario, bei mehr als 30 % Steigerung der installierten Kapazität der Wasserkraft bis 2050. (DNV GL [2|2|2](#)). Dabei wird für die EU-Länder eine Steigerung von 19 % bis 2050 vorhergesagt (7 % bis 2030). In der oben genannten Studie wird z.B. für Österreich eine jährliche Zunahme der installierten Leistung von 400 MW/Jahr bis 2030 angenommen.

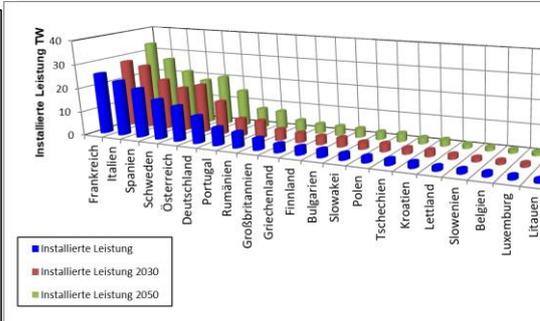
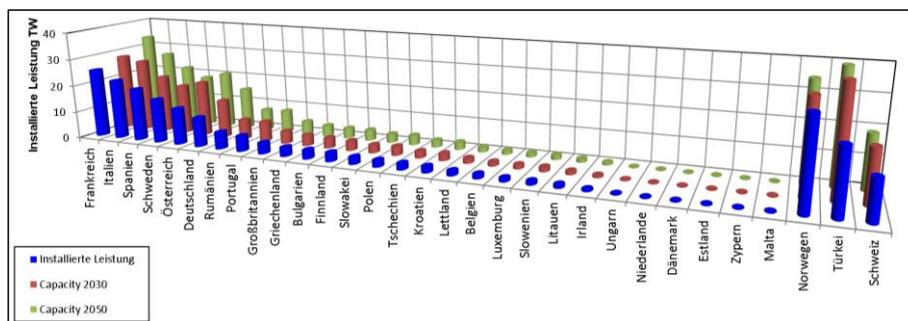


Abbildung 121212: Zunahme der installierten Leistung nach [2][2][2], eigene Darstellung

In [Abbildung 121212](#), [Abbildung 121212](#), [Abbildung 121212](#) und [Abbildung 131313](#), [Abbildung 131313](#), [Abbildung 131313](#) sind prognostizierte Zunahmen für Länder der Europäischen Union und weitere wichtige Wasserkraftländer in Europa dargestellt. Betrachtet man nunmehr die Erzeugerdaten der letzten Dekade mit den prognostizierten Daten, so ergibt sich für die Länder der Europäischen Union eine Steigerung der Erzeugung auf etwa 425 TWh.

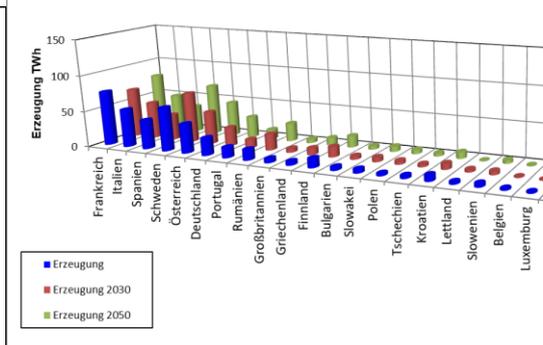
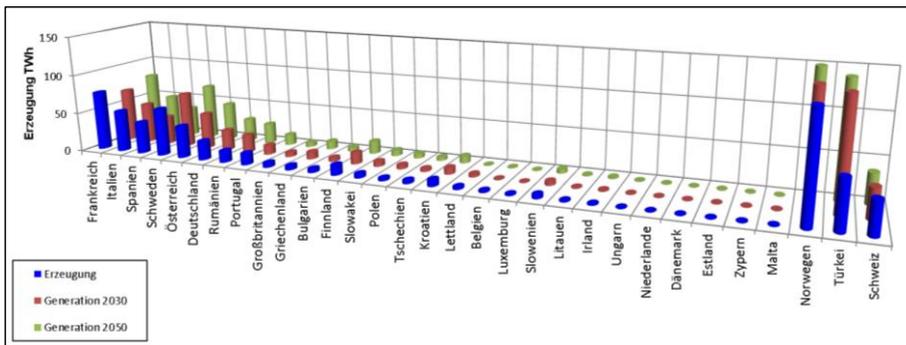


Abbildung 134343: Erzeugungsprognose nach [2][2][2], eigene Darstellung

Steigerungen der Erzeugung werden auch für Norwegen prognostiziert. Im Segment Small Hydro werden für Österreich etwa 200 MW an zusätzlicher installierter Leistung bis 2020 prognostiziert (Quelle: Smallhydroworld [19][49][20]). Die größten Zuwachsraten sind diesbezüglich in Südeuropa (151 %) und Osteuropa (28 %) zu finden.

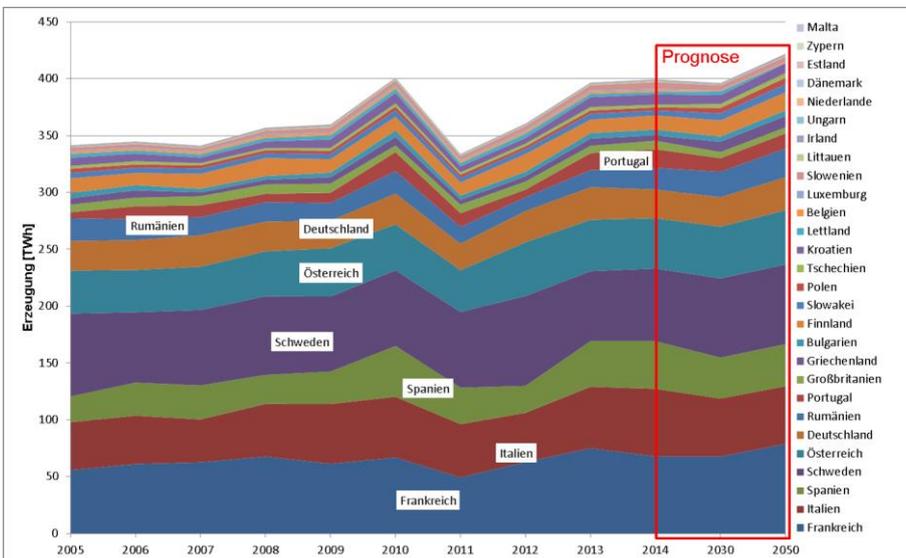


Abbildung 141444: Erzeugungsdaten 2005-2014 [20][20][24] und Prognose [110][26], eigene Darstellung

8-17.1 Umwelt, Wirtschaft und rechtliche Randbedingungen

Durch die Wasserrahmenrichtlinie der EU [20][20][24] sind umfangreiche Maßnahmen für Bestandsanlagen zu erwarten, welche auch zu Erzeugungsverlusten führen. Für Neuanlagen ist die Erfüllung der Vorgaben zur Erlangung einer Genehmigung bereits heute erforderlich, wodurch es bei Neuanlagen zu einer intensiven Einbindung des öffentlichen Umfelds kommt. Dies geht mit umfangreichen Variantenplanungen für Wasserkraftprojekte einher, die den ~~immer weiter~~ steigenden Standardanforderungen betreffend die Einreich- und Genehmigungsplanunterlagen geschuldet sind. Ein ökologisch bedenkliches Projekt in einer sensiblen Region hat heute keine Chance mehr auf Verwirklichung. All dies spiegelt sich wiederum in den Baukosten wieder.

Um auch unter schwieriger werdenden Rahmenbedingungen Baubeschlüsse treffen zu können, sind Kostenreduktionsprogramme bzw. Effizienzsteigerungen notwendig [21][24][22]. Der Energie- und Kapazitätsüberschuss verringert den Wert des „Commodity-Produktes Strom“ [10][10][10]. Die sichere Kapazität Wasserkraft liefert allerdings einen Beitrag zur Systemstabilität, bei hoher Verfügbarkeit und einer hohen Lebensdauer von Anlagen. Die Steigerung der Effizienz von Altanlagen ist aktuell einer der vordringlichen Aspekte vieler existierender Großanlagen, die bereits seit Jahrzehnten im Betrieb sind.

8-27.2 Wasserkraftprojekte in den nächsten Jahren.

Die Prognosen hinsichtlich eines zukünftigen Strompreises sind spekulativ und gehen im europäischen Umfeld von der weiteren Integration erneuerbarer Energien aus. Mit Deutschland als Schlüsselstandort und den EU-Klimazielen [1][4][4] sind diese Vorgaben zwar klar ausgerichtet, jedoch ist der Zeithorizont ~~dennoch~~ unbekannt. Gehen nämlich die Maßnahmen zur Förderung von erneuerbaren Energien weiterhin auf Kosten der Wasserkraft, sind sämtliche Entwicklungspläne und Szenarien für eben diese getrübt. Den Wert der Wasserkraft bekommen heute ~~nur~~ ausschließlich Anbieter abgegolten, die am Primär- und Sekundärregelmarkt tätig sind.

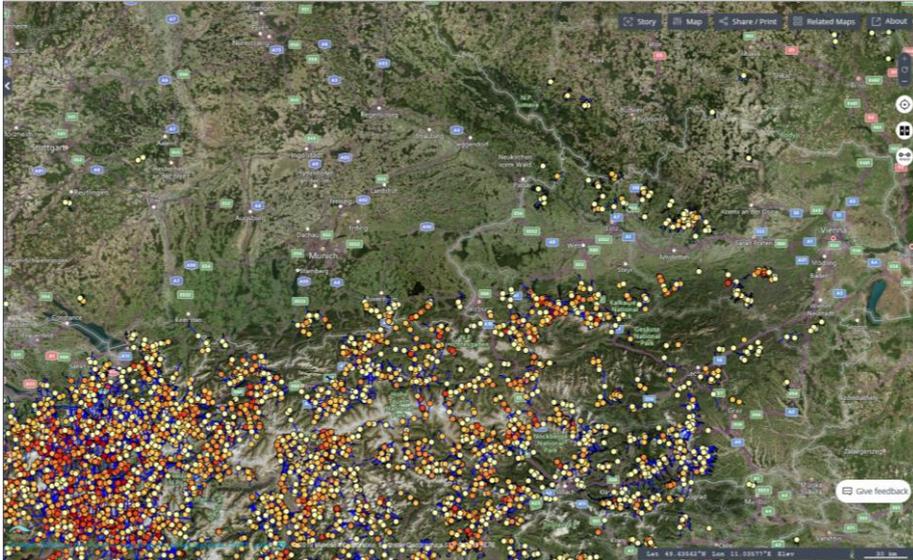


Abbildung 151515: Online-Kataster möglicher Standorte auf Basis von GIS – Technologie [23]

Folgende leistungsstarke Pumpspeicherkraftwerke sind in Österreich geplant bzw. bereits im UVP-Verfahren: Tauernmoos 130-MW, Kaunertal 400-MW, Limberg III 480-MW, Energiespeicher Riedl 300-MW, Kuhtai II 130-MW, Molln 300-MW, Ebensee 150-MW, Koralm 940-MW, St. Georgen 420-MW, Sulzberg, Reiseck II+. Es werden laufend Studien oder Tools zur Selektion (siehe Abbildung 151515) für möglichen Standorte für Pumpspeicherkraftwerke veröffentlicht, die denen allensamt eines gemein haben ist: es werden ganz wenige Standorte, wenn überhaupt, realisiert.

In Europa sind folgende Projekte in Planung und auch UNION LIST OF PROJECTS OF COMMON INTEREST [24], Brüssel, 31.10.2019: Cruachan II (GB), Off shore PSP iLand (Belgien), Ausbau Kaunertal, (Österreich), PSP Navaleo (Spanien), PSP Girones & Raimats (Spanien), PSP Cua (Spanien), PSP Yadenitsa (Bulgarien), Amfilochia (Griechenland), Ausbau PSP Kruonis (Litauen), Silvermines (Irland), Energiespeicher Riedl (Deutschland).

98 Zusammenfassung

Die Wasserkraft ist DIE erneuerbare Energiequelle und in der Lage, mannigfaltige Dienste in unseren Stromnetzen zu leisten [25][25][24]. Die aktuelle Marktsituation beflügelt derzeit die Installation von Photovoltaik und Windkraft durch gestützte Einspeisetarife. Für die Wasserkraft ergibt sich somit lediglich die Möglichkeit, über das „Commodity-Produkt Strom“ hinausgehende Dienstleistungen vergütet zu bekommen. Für neue Projekte bleibt nur lediglich die Möglichkeit, bereits existierende Bauten besser zu nutzen (z.B. Pumpspeicherkapazitätserweiterungen bei Mitbenutzung von Ober- und/oder Unterwasserspeicherbecken bestehender Kraftwerke) oder ein Refurbishment durchzuführen.

Das Potential der Wasserkraft sieht Zuwachsraten sowohl in der installierten Leistung als auch in der Erzeugung vor. Diesen stehen Rückbauten bzw. Erhöhungen von

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Feldfunktion geändert

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Feldfunktion geändert

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Deutsch (Österreich), Nicht Hervorheben

Formatiert: Deutsch (Österreich)

16. Symposium Energieinnovation, 12.-14.02.2020, Graz/Austria

[20][19] Unido, „World Small Hydropower Development Report 2013, Executive Summary“, 2013, http://www.smallhydropowerworld.org/fileadmin/user_upload/pdf/WSHPDR_2013_Executive_Summary.pdf. Vollversion des Reports online unter http://www.smallhydropowerworld.org/fileadmin/user_upload/pdf/WSHPDR_2013_Final_Report-updated_version.pdf

Formatiert: Englisch (Vereinigtes Königreich)

Formatiert: Schriftart: 9 Pt., Deutsch (Österreich)

[24][20] EU-Amtsblatt, „Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik“, 2000

[22][21] Penninger, G., „Kleinkraftwerke im Verbund, Kostenoptimierung unter dem Druck geänderter Rahmenbedingungen“, Praktikerkonferenz Wasserkraft/Turbinen/Systeme, Graz, 2015.

[22] Eurostat Statistical Books, „Key figures on Europe 2015 edition“, <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/7072644/KS-EI-15-001-EN-N.pdf>

Formatiert: Englisch (Vereinigtes Königreich)

[23] „Standorte für Pumpspeicherranlagen“, <http://re100.eng.anu.edu.au>

Formatiert: Englisch (Vereinigte Staaten)

[23][24] Europäische Kommission, „Union List of Projects of Common Interest (UNION LIST)“, https://ec.europa.eu/info/news/commission-publishes-4th-list-projects-common-interest-making-energy-infrastructure-fit-energy-union-2019-oct-31_en.pdf

Formatiert: Deutsch (Österreich)

Formatiert: Englisch (Vereinigtes Königreich)

[25] Eurelectric, Electricity for Europe, „Hydro in Europe: Powering Renewables, Synopsis Report“, September 2011, http://www.eurelectric.org/media/26440/hydro_report_final_110926_01-2011-160-0005-01-e.pdf

Formatiert: Englisch (Vereinigte Staaten)

Formatiert: Englisch (Vereinigtes Königreich)

Formatiert: Englisch (Vereinigte Staaten)

Formatiert: Englisch (Vereinigte Staaten)

[24]

Formatiert: Links

Formatiert: Englisch (Vereinigtes Königreich)

[25] DNV-GL, „Macro-economic Study on Hydropower. A European Hydropower Initiative by Hydropower Companies and Associations. The hydropower sector's contribution to a sustainable and prosperous Europe“, Presentation of study results and policy recommendations, Final Version 19.6.2015, http://www.statkraft.com/globalassets/1-statkraft-public/1-about-statkraft/energi-og-klima/20150619_final-presentation_macro-economic-value-of-hydropower-in-europe.pdf

Formatiert: Durchgestrichen

Formatiert: Englisch (Vereinigte Staaten), Durchgestrichen

[26] DNV-GL, „The hydropower sector's contribution to a sustainable and prosperous Europe, Main Report, On behalf of: A European Hydropower Initiative of Hydropower Companies and (supported by) Associations“, Last Revision: 10 June 2015, http://energia.fi/sites/default/files/main_report_-_macro-economic_study_on_hydropower_in_europe.pdf

Formatiert: Deutsch (Österreich), Durchgestrichen

Formatiert: Englisch (Vereinigte Staaten), Durchgestrichen

[27] Entsoe, „Electricity in Europe, Synthetic Overview of Electric System Consumption, Generation and Exchanges in the Entso-e Area“, 2014, http://www.rte-france.com/sites/default/files/entsoe_electricity_in_europe_2014.pdf

Formatiert: Englisch (Vereinigtes Königreich)

[28] European Commission, „Energy Union Package, A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy“, Brussels, 25.2.2015, COM(2015) 80 final, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/publication/FOR%20WEB%20energyunion_with%20annex_en.pdf

Formatiert: Englisch (Vereinigte Staaten), Durchgestrichen

[29] European Commission, „Quarterly Report on European Electricity Markets Market Observatory for Energy DG Energy, Volume 8 (Issue 3; third quarter of 2015), https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q3_2015.pdf

Formatiert: Englisch (Vereinigte Staaten)

