

Energiewirtschaftliche Einordnung Pumpspeicherkraftwerk Verset mit Speicher Platzertal

Autor: Dr. Jürgen Neubarth

Studie im Auftrag von
WWF Österreich
6. April 2023

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund und zentrale Ergebnisse.....	1
2	Ausbau Kraftwerk Kaunertal aus energiewirtschaftlicher Sicht.....	2
3	Pumpspeicherkapazitäten in Österreich im europäischen Vergleich	5
4	Energie- und netzwirtschaftliche Grundsätze zur Ableitung eines möglichen weiteren Ausbaubedarfs von Pumpspeichern in Österreich	6
	4.1 Flexibilitäts- vs. Pumpspeicherbedarf.....	6
	4.2 Zeitpunkt für den Bedarf an zusätzlichen Pumpspeicherkapazitäten	7
	4.3 Standortspezifische Aspekte	8
5	Systemtechnische Alternativen zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz.....	10
	5.1 Großbatterien als alternative Speichertechnologie.....	10
	5.2 Alternative Standorte für Pumpspeicherkraftwerke in Tirol.....	12
6	Fazit.....	13
7	Literatur	14
8	Anhang: Pumpspeicherkraftwerke in Österreich in Betrieb, Bau und Planung.....	16

1 Hintergrund und zentrale Ergebnisse

Während die Wasserkraft auf Bundesebene nur einen verhältnismäßig geringen Anteil am Gesamtausbau der erneuerbaren Energien bis 2030 und darüber hinaus leisten soll [1], [2], stellt auf Tiroler Ebene der weitere Ausbau der Wasserkraft ein zentrales Element von *Tirol 2050 energieautonom* [3] dar. Einen wesentlichen Beitrag hierzu sollen die Ausbauvorhaben der landeseigenen TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG leisten. Neben dem Ausbau der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz soll mit dem Ausbau des Kraftwerks Kaunertal ein zweites großes Speicherkraftwerk wesentlich erweitert werden. Im Rahmen des Ausbaus des Kraftwerks Kaunertal soll durch zusätzliche Beileitungen aus dem hinteren Ötztal in den bestehenden Speicher Gepatsch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhöht werden. Zusätzlich soll durch eine zweite Unterstufe am bestehenden Kraftwerksstandort Prutz die Erzeugungsleistung ausgebaut und zusätzlich das Pumpspeicherkraftwerk (PSKW) Versetz mit dem 42 Mio. m³ Wasser fassenden Speicher Platzertal errichtet werden.

Folgt man den öffentlichen Diskussionen, wird jedoch z. T. der Eindruck erweckt, dass es sich beim Ausbau des Kraftwerks Kaunertal um ein integriertes Gesamtprojekt bestehend aus zusätzlicher Beileitung, Unterstufe Prutz 2 und PSKW Versetz sowie den ebenfalls geplanten Wasserkraftwerken am Inn Imst 2 und Haiming handelt. Aus energiewirtschaftlicher Sicht erfüllen jedoch insbesondere die drei Bestandteile des Kraftwerksausbaus im Kaunertal unterschiedliche Funktionen innerhalb des Stromversorgungssystems und erfordern daher nicht nur eine getrennte energiewirtschaftliche Bewertung, sondern letztendlich auch eine voneinander unabhängige Abwägung des öffentlichen Interesses durch die zuständigen Genehmigungsbehörden.

Vor diesem Hintergrund wurde die e3 consult vom WWF Österreich mit einer Studie zur energiewirtschaftlichen Einordnung des Pumpspeicherkraftwerks Versetz mit dem Speicher Platzertal beauftragt, deren Ergebnisse sich wie folgt zusammenfassen lassen:

1. Eine zusätzliche saisonale Umlagerung ist durch den Speicher Platzertal in einem energiewirtschaftlich relevanten Umfang nicht sinnvoll darstellbar, da eine saisonale Speicherung im Speicher Platzertal die betriebliche Flexibilität des PSKW Versetz unverhältnismäßig stark einschränken würde.
2. Österreich und speziell Tirol verfügen im europäischen Vergleich über bereits sehr hohe Pumpspeicherkapazitäten, d. h. nicht jeder potenzielle Standort für den weiteren Ausbau von Pumpspeichern muss zur Wahrung der Netz- und Systemstabilität in Österreich zwingend genutzt werden.
3. Pumpspeicherkraftwerke stellen nicht die einzige Technologie im Portfolio an verfügbaren Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich von Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen dar und stehen zunehmend auch außerhalb der Regelreservemärkte im Wettbewerb mit Batteriespeichern.
4. Pumpspeicherkraftwerke werden in Österreich heute vorzugsweise zwischen zwei bestehenden Speichern umgesetzt. In wie weit dies auch in Tirol möglich wäre, sollte weitergehend untersucht werden.
5. Die Notwendigkeit, parallel zum Ausbau erneuerbarer Energien unser Stromversorgungssystem zu flexibilisieren, stellt per se kein hinreichend valides Argument für den Bau des PSKW Versetz dar. Vielmehr wäre im Rahmen einer umfassenden energie- und netzwirtschaftlichen Betrachtung zu beantworten, ob das PSKW Versetz tatsächlich ein aus Systemsicht alternativloses Vorhaben darstellt.

2 Ausbau Kraftwerk Kaunertal aus energiewirtschaftlicher Sicht

Das Speicherkraftwerk Kaunertal mit dem Speicher Gepatsch und der Unterstufe Prutz mit einer mittleren Leistung von 370 MW wurde Anfang der 1960er Jahre errichtet. In den Speicher Gepatsch – mit einem nutzbaren Speichereinhalte von 138 Mio. m³ nach der Kölnbreinsperre noch immer der zweitgrößte Speicher in Österreich – werden im Mittel 323 Mio. m³/a an Wasser eingezogen, was einer Jahresstromerzeugung von 661 GWh entspricht. Etwa die Hälfte der Jahreserzeugung erfolgt in den Sommermonaten, da fast 70% der Wassermengen in den Monaten Juni, Juli und August eingezogen werden.

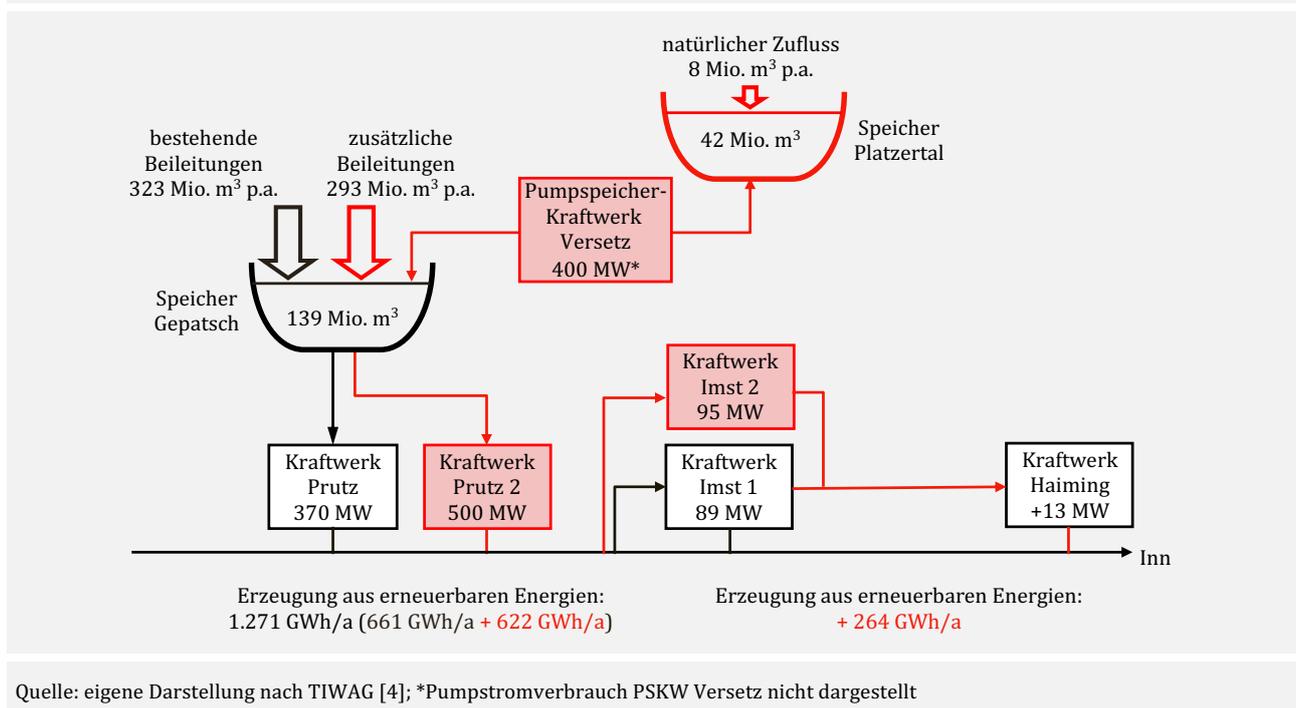
Während das bestehende Kraftwerk Kaunertal ein reines Speicherkraftwerk ohne Pumpspeicherfunktionalität ist, sollen durch das Ausbauprojekt nicht nur zusätzliche Wassermengen eingezogen und die Erzeugungsleistung durch die Unterstufe Prutz 2 erhöht, sondern mit dem Speicher Platzertal und dem Kraftwerk Versetz auch die Möglichkeit zur Pumpspeicherung geschaffen werden. Zusätzlich soll im Rahmen des Ausbauprojekts das Kraftwerk Imst 2

sowie eine dritte Turbine im ebenfalls geplanten Kraftwerk Haiming am Inn errichtet werden. Abbildung 1 zeigt hierzu die wesentlichen Systemelemente des bestehenden Kraftwerks Kaunertal sowie des Ausbauprojekts mit ihren energiewirtschaftlichen Funktionen, die nachfolgend zusammengefasst sind.

1. Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch Beileitungen: Die zusätzlichen Beileitungen in den Speicher Gepatsch von 293 Mio. m³/a sowie der natürliche Zufluss in den Speicher Platzertal verdoppeln die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien der Kraftwerksgruppe Kaunertal auf 1.271 GWh/a. Der natürliche Zufluss in den Speicher Platzertal trägt hierzu mit rd. 28 GWh/a allerdings nur etwa 2% bei.

Zusätzlich können mit den aus dem Ötztal eingezogenen Wassermengen im bestehenden Kraftwerk Imst bzw. dem geplanten Kraftwerk Imst 2 sowie dem im Genehmigungsverfahren stehenden Kraftwerk Haiming 264 GWh/a Strom erzeugt werden.

Abbildung 1: Schematischer Überblick Bestand und Ausbauprojekt Kraftwerk Kaunertal



2. Flexible Stromerzeugung durch Unterstufe

Prutz 2: Die zusätzliche Erzeugungsleistung von 500 MW im Kraftwerk Prutz 2 erhöht die Flexibilität der Betriebsweise der gesamten Kraftwerksgruppe und damit die Möglichkeit zur Spitzenlastabdeckung bzw. zum Ausgleich der Schwankungen von Erzeugung und Verbrauch im Stromversorgungssystem.

3. Speicherung von Strom durch Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit Speicher Platzertal:

Der Speicher Platzertal (42 Mio. m³) soll etwa 650 m oberhalb des Speichers Gepatsch errichtet und durch das Pumpspeicherkraftwerk (PSKW) Versetz mit einer Pump- und Turbinenleistung von 400 MW mit dem bestehenden Speicher Gepatsch verbunden werden. Da der natürliche Zufluss in den Speicher Platzertal mit jährlich 8 Mio. m³ vergleichsweise gering ist, kann der Speicher de facto nur durch Hochpumpen von Wasser aus dem Speicher Gepatsch vollständig gefüllt werden – zum Füllen des Speichers Platzertal sind etwa 11% der bestehenden jährlichen Zuflussmengen in den Speicher Gepatsch notwendig.

Grundsätzlich erfüllen das PSKW Versetz mit dem Speicher Platzertal, die Unterstufe Prutz 2 sowie die zusätzlichen Beileitungen in den Speicher Gepatsch unterschiedliche energiewirtschaftlichen Aufgaben in unserem Stromversorgungssystem (d. h. Stromspeicher, flexible Erzeugung und Ausbau erneuerbarer Energien) und können damit auch unabhängig voneinander betrachtet bzw. umgesetzt werden.

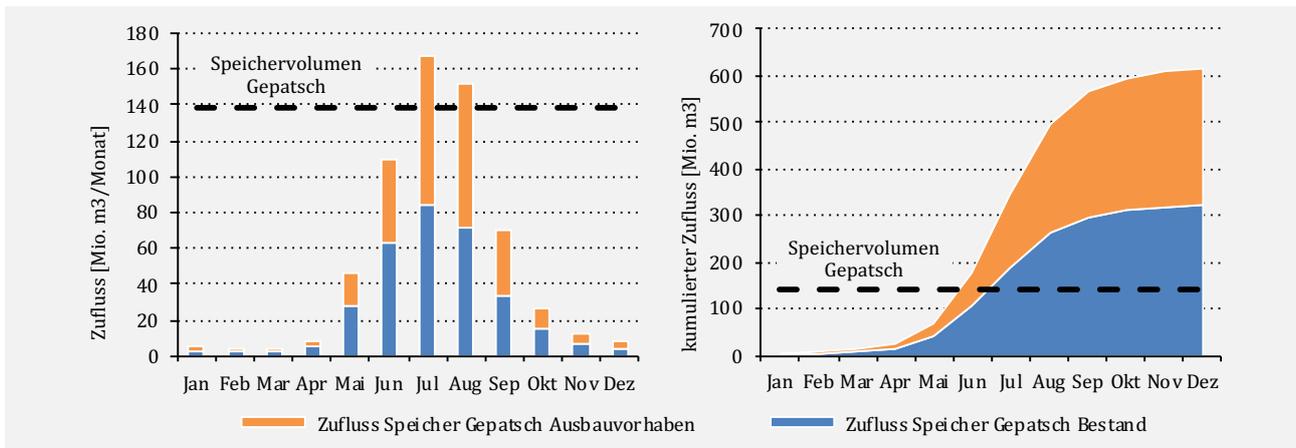
Das PSKW Versetz mit dem Speicher Platzertal benötigt für einen effizienten Betrieb keine zusätzlichen Beileitungen in den Speicher Gepatsch, da sein Volumen im Vergleich zu den bereits bestehenden Zuflüssen in den Speicher Gepatsch verhältnismäßig klein ist (12%). Im Weiteren erfolgt der Einsatz des PSKW Versetz sowie der Unterstufen Prutz und Prutz 2 weitgehend unabhängig voneinander, d. h. für den Betrieb des Pumpspeicherkraftwerks Versetz ist der Ausbau der Unterstufe Prutz nicht zwingend erforderlich. Dies gilt

jedoch auch umgekehrt, d. h. die zusätzlichen Beileitungen in den Speicher Gepatsch als auch die Umsetzung der Unterstufe Prutz 2 erfordern nicht unmittelbar den Bau des Pumpspeicherkraftwerks Versetz mit dem Speicher Platzertal.

Aber auch die zusätzlichen Beileitungen in den Speicher Gepatsch und die Unterstufe Prutz 2 lassen sich bis zu einem gewissen Grad unabhängig voneinander betrachten. So können die zusätzlichen Beileitungen grundsätzlich auch in der bestehenden Unterstufe Prutz abgearbeitet werden, wenngleich das Kraftwerk Prutz dadurch in den Sommermonaten de facto einem Laufwasserkraftwerk entsprechen würde. Durch die Unterstufe Prutz 2 kann demgegenüber insgesamt eine flexiblere Abarbeitung der zusätzlichen Beileitungen erfolgen und damit ein energiewirtschaftlicher Mehrwert erzielt werden.

Auf Grund des ausgeprägten Sommerschwerpunkts der Abflusscharakteristik muss jedoch ein erheblicher Teil der zusätzlich in den Speicher Gepatsch eingezogenen Wassermengen unmittelbar in den Sommermonaten abgearbeitet werden. Abbildung 2 zeigt hierzu die monatliche sowie über ein Gesamtjahr kumulierte Zuflusscharakteristik in den Speicher Gepatsch für das bestehende Kraftwerk Kaunertal und das Ausbauprojekt. Während der Speicher Gepatsch durch die eingezogenen Wassermengen heute ca. 2,3-Mal im Jahr vollständig gefüllt werden kann, wird der Speicher durch die zusätzlichen Beileitungen rd. 4,4-Mal pro Jahr gefüllt werden können. Der Speicher Gepatsch kann demnach auch mit den bestehenden Zuflüssen bereits bis Juni vollständig gefüllt werden, d. h. sämtliche danach noch folgende Zuflüsse müssen unmittelbar über die Unterstufe Prutz abgearbeitet werden. Mit den zusätzlichen Beileitungen des Ausbauprojekts ist ein Vollstau des Speicher Gepatsch grundsätzlich sogar 3-4 Wochen früher möglich und damit faktisch eine unmittelbare Abarbeitung der gesamten zusätzlich eingezogenen Wassermengen notwendig. Dies zeigt sich bspw. auch bei einer exemplarischen Betrachtung des Monats Juni: Unter Berücksichtigung

Abbildung 2: Bestehender und zusätzlicher monatlicher bzw. kumulierter Zufluss Speicher Gepatsch (Datenbasis 2014)



Quelle: eigene Abschätzung auf Datenbasis TIWAG

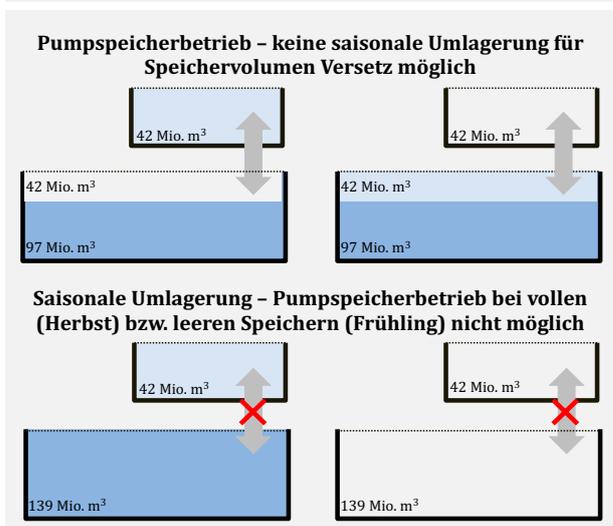
des Ausbauvorhabens liegt der Zufluss in den Speicher Gepatsch im Juni bei etwa 167 Mio m³. Dies entspricht einer Erzeugungsmenge von 344 GWh, d. h. die Unterstufen Prutz (370 MW) und Prutz 2 (500 MW) müssen im Juni täglich rd. 13 Stunden in Betrieb sein, um diese Wassermengen abarbeiten zu können. Zumindest in den abflussstarken Sommermonaten ist damit auch im Tagesverlauf nur eine eingeschränkte flexible Abarbeitung der eingezogenen Wassermengen möglich.

Während also mit dem Speicher Gepatsch auf Grund der bereits heute vorhandenen Einzugs mengen praktisch keine saisonale Umlagerung der zusätzlich eingezogenen Wassermengen möglich ist, ist auch in Bezug auf den Speicher Platzertal eine saisonale Umlagerung der dort speicherbaren Wassermengen aus energiewirtschaftlicher Sicht sehr unwahrscheinlich. Eine saisonale Umlagerung würde bedeuten, dass der Speicher Platzertal im Sommer nur einmal aus dem Speicher Gepatsch vollgepumpt und später im Winter nur einmal entleert wird. Eine solche extrem eingeschränkte Nutzung des Speichers Platzertal wäre im Vergleich zu einem regelmäßigen Pump- und Turbinenbetrieb energiewirtschaftlich nicht sinnvoll. Umgekehrt führt eine regelmäßige Nutzung des Volumens des Speichers Platzertal (42 Mio. m³) dazu, dass im Speicher Gepatsch weniger Volumen für eine saisonale Umlagerung zur Verfügung steht, da die dann zwischen

den Speichern Gepatsch und Platzertal pendelnden Wassermengen in beiden Speichern freigehalten werden müssen. In Abbildung 3 ist dieser Zusammenhang schematisch dargestellt.

Damit lässt sich zusammenfassen, dass weder die zusätzlichen Beleitungen in den Speicher Gepatsch noch das zusätzliche Speichervolumen im Speicher Platzertal im Vergleich zum bestehenden Speicherkraftwerk Kaunertal zu einer nennenswerten Erhöhung der Möglichkeiten einer saisonalen Umlagerung führen, ohne gleichzeitig den Betrieb des PSKW Versetz massiv einzuschränken.

Abbildung 3: Speicherrelevante Einschränkungen durch Betrieb PSKW Versetz



Quelle: eigene Darstellung

3 Pumpspeicherkapazitäten in Österreich im europäischen Vergleich

Neben der Ende 2021 in Speicherkraftwerken ohne Pumpspeicherfunktion installierten Leistung von rd. 4.800 MW¹ [5] sind in Österreich zusätzlich Pumpspeicherkraftwerke mit rd. 4.100 MW Turbinenleistung und rd. 3.700 MW Pumpleistung in Betrieb. Zusätzlich sind fünf Pumpspeicherkraftwerke mit einer Turbinen- und Pumpleistung von rd. 1.100 MW im Bau und fünf weitere Anlagen mit rd. 2.900 MW in Planung bzw. im Genehmigungsverfahren (vgl. Anhang I).

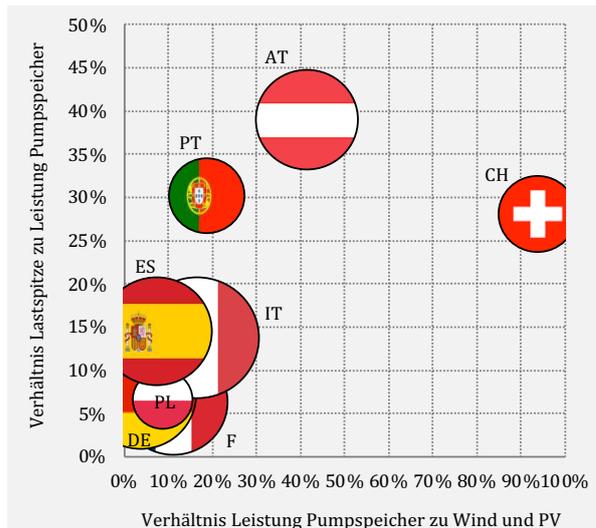
Während Österreichs Anteil am Gesamteuropäischen Stromverbrauch bei etwa 2,0% liegt [6], verfügt Österreich mit einem Anteil von 7,7% an der in Europa (ohne Ukraine) installierten Pumpspeicherleistung von rd. 53.000 MW [7] im Vergleich zu anderen europäischen Ländern bereits heute über eine hohe Pumpspeicherkapazität. Dies zeigt sich auch bei einem Vergleich exemplarischer Kenngrößen mit ausgewählten europäischen Ländern, die zusammen mit Österreich über mehr als 70% der europäischen Pumpspeicherleistung verfügen (Abbildung 4). Als Kenngrößen werden dazu das Verhältnis Pumpspeicherleistung zu Lastspitze (Indikator für Verbrauchsschwankungen) sowie Pumpspeicherleistung zu installierter Windkraft- und PV-Leistung (Indikator für Erzeugungsschwankungen) gewählt, da Pumpspeicher typischerweise sowohl den Ausgleich von Schwankungen auf der Verbraucher- als auch auf der Erzeugerseite unterstützen. Aus Konsistenzgründen werden in Abbildung 4 für alle Länder die von der International Hydropower Association in [8] veröffentlichten Pumpspeicherleistungen herangezogen.

Mit einem Verhältnis zwischen Pumpspeicherleistung und Jahreshöchstlast bzw. Wind- und PV-Leistung von jeweils knapp 40% liegt Österreich in Bezug auf

die im nationalen Stromversorgungssystem verfügbaren Pumpspeicherleistungen deutlich vor den anderen Ländern. Selbst unter der Prämisse, dass Österreich bis zum Jahr 2030 den für eine bilanzielle Stromautonomie erforderlichen Ausbau von Windkraft und PV auf in Summe rd. 21.500 MW umsetzt, würde das Verhältnis der Leistung der heute in Betrieb bzw. in Bau befindlichen Pumpspeicherkraftwerke zur Wind- und PV-Leistung bei rd. 23% und damit noch immer um den Faktor drei über dem aktuellen Verhältnis in Deutschland von 7% liegen.

Insofern verfügt Österreich über eine im Verhältnis zur Lastspitze bzw. der bis 2030 zu erwartenden Windkraft- und PV-Leistung vergleichsweise hohen Pumpspeicherleistung, so dass zumindest kurz- und mittelfristig ein darüber hinaus gehender Ausbau der Pumpspeicherleistung aus Sicht des Gesamtsystems nicht zwingend erforderlich sein muss.

Abbildung 4: Pumpspeicherleistung ausgewählter europäischer Länder im Verhältnis zur Lastspitze sowie zur Wind- und PV-Leistung



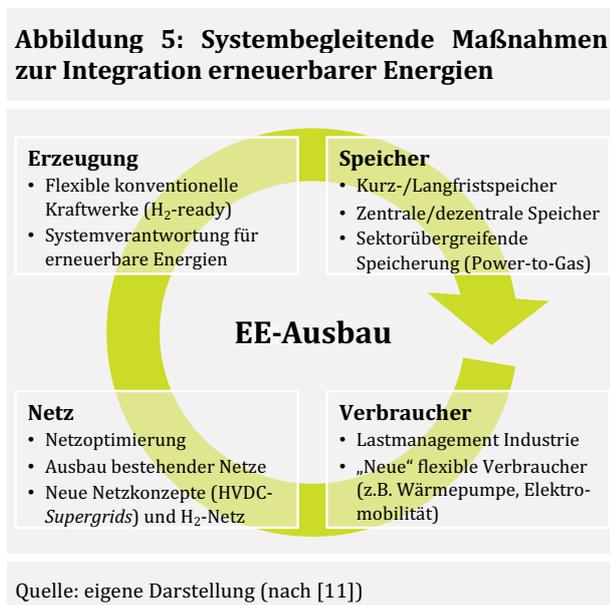
Quelle: EurObserv'ER [9] [10], International Hydropower Association [8], ENTSO-E [7] (Kreisgröße = Pumpspeicherleistung)

¹ Da die Statistiken der E-Control nicht nach Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken differenzieren, wird die in Pumpspeicherkraftwerken installierte Leistung aus Unternehmensangaben abgeschätzt.

4 Energie- und netzwirtschaftliche Grundsätze zur Ableitung eines möglichen weiteren Ausbaubedarfs von Pumpspeichern in Österreich

4.1 Flexibilitäts- vs. Pumpspeicherbedarf

Die Umsetzung der europäischen Energie- und Klimaziele bedeutet für den Stromsektor langfristig eine nahezu vollständige Dekarbonisierung, d. h. einen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energien. Dabei werden auf Grund der gegenüber Wasserkraft, Biomasse und Geothermie deutlich höheren Potenziale nicht nur auf europäischer, sondern auch auf österreichischer Ebene die Windkraft und Photovoltaik den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dominieren. Aufgrund der vom Dargebot abhängigen und nur eingeschränkt prognostizierbaren Erzeugung sowie der z. T. regional konzentrierten Erzeugungsschwerpunkte bringen die Windkraft und Photovoltaik sowie eingeschränkt auch die Laufwasserkraft jedoch auch die größten Herausforderungen bei der Transformation unseres Stromversorgungssystems mit sich. Entsprechend erfordert der Ausbau der Stromerzeugung aus schwankenden erneuerbaren Energien eine Reihe paralleler systembegleitender Maßnahmen, die in Abbildung 5 zusammenfassend dargestellt sind.



Parallel zu einer Erhöhung der Netzkapazitäten durch die Optimierung bestehender Netze sowie einen Netzausbau auf nationaler und internationaler Ebene muss insbesondere das Erzeugungssystem an die sich ändernde Versorgungsaufgabe angepasst werden. Hierfür kann das Betriebsverhalten bestehender konventioneller Kraftwerke optimiert bzw. können diese durch flexiblere Erzeugungseinheiten ersetzt werden (heute mit Erdgas und perspektivisch mit Wasserstoff betrieben). Zusätzlich werden Speicherkapazitäten zur kurz- und langfristigen Speicherung überschüssiger Strommengen aus erneuerbaren Energien benötigt. Auch können die Erneuerbaren selbst einen Beitrag zur Systemintegration leisten, in dem ihre Erzeugung stärker an die Nachfrage angepasst wird und sie sich an der Erbringung von Netzdienstleistungen beteiligen.

Flexibilität und Speicherkapazität kann neben der Erzeugungsseite aber auch über verbraucherseitige Maßnahmen, wie beispielsweise das Ab- oder Zuschalten von steuerbaren Lasten in der Industrie (z. B. Elektroschmelzöfen, Chlor-Alkali- und Aluminium-Elektrolyse) oder im Gebäudebereich (z. B. Klimaanlagen, Wärmepumpen), bereitgestellt werden.

Als weitere Option zur Systemintegration der schwankenden Wind- und PV-Stromerzeugung sind in den vergangenen Jahren die unter Power-to-X (PtX) subsummierten Verfahren zur Umwandlung von Strom in Wärme (Power-to-Heat, PtH) sowie in chemische Energieträger für Mobilitätsanwendungen oder als Rohstoffe für die Chemieindustrie (Power-to-Gas, PtG und Power-to-Liquid, PtL) verstärkt in den Fokus gerückt. Neben der Möglichkeit zur saisonalen Speicherung von erneuerbaren Überschussstrommengen als Wasserstoff bzw. synthetischem Methan besteht vor allem die Erwartung, dass mit grünem Gas eine Dekarbonisierung von Produktionsprozessen in

Industrie und Gewerbe erreicht werden kann, die für eine direkte Stromnutzung nicht oder nur bedingt geeignet sind (bspw. Rohstoff in der chemischen Industrie und Reduktionsmittel in der Stahlerzeugung).

Stromspeicher im Allgemeinen bzw. Pumpspeicherkraftwerke im Speziellen stehen damit nicht nur aus betriebswirtschaftlicher, sondern auch aus System- und volkswirtschaftlicher Sicht in Konkurrenz mit anderen Flexibilitäts- bzw. Speicheroptionen, wenn es darum geht ein „optimales“ Portfolio an Flexibilitätsmaßnahmen zur Integration der schwankenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Österreich zu entwickeln. Insofern darf der Ausbau der Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik auch nicht per se in einen unmittelbaren Mehrbedarf an Pumpspeicherkapazitäten in Österreich übersetzt werden. Vielmehr müssen Pumpspeicher als ein Teil des insgesamt verfügbaren Flexibilitäts-Portfolios betrachtet werden und der weitere mögliche Ausbaubedarf über einen bundesweiten strategischen Planungsprozess eine Flexibilitäts-Road Map abgeleitet werden. Im Gegensatz zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien² gibt es für den parallel ggf. notwendigen Ausbau der Speicherkapazitäten in Österreich bisher jedoch keine übergeordneten quantitativen energiepolitischen Zielvorgaben, d. h. Art, Ort und Umfang von neuen Speicherkapazitäten bleiben weitgehend dem „Markt“ überlassen. Inwieweit der bis 30. Juni 2023 zu veröffentlichende *Nationale Integrierte Netzinfrastukturplan* (NIP) diese Anforderungen leisten wird können, bleibt abzuwarten.

4.2 Zeitpunkt für den Bedarf an zusätzlichen Pumpspeicherkapazitäten

Neben der Frage, ob Pumpspeicherkraftwerke und damit auch das PSKW Versetz mit dem Speicher Platzertal aus systemtechnischer Sicht eine notwendige bzw. im Vergleich zu anderen Optionen geeignetere

Maßnahme zur Integration der volatilen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien darstellen kann (d. h. „wie“ bzw. mit welchen Maßnahmen und Technologien erfolgt eine Systemintegration der Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energien), ist insbesondere auch die Frage von Relevanz, „wann“ hierfür ein konkreter Bedarf im österreichischen Stromversorgungssystem allenfalls besteht. Dies gilt vor allem für Pumpspeicherkraftwerke, da Österreich im Vergleich zu anderen europäischen Ländern bereits heute über eine vergleichsweise hohe installierte Leistung von Pumpspeicherkraftwerken sowie Speicherkraftwerken verfügt (vgl. Kapitel 3).

Aus Systemsicht wäre der weitere Ausbau von Pumpspeicherkapazitäten in Österreich und damit des PSKW-Versetz u. a. dann begründbar, wenn zur Sicherstellung eines stabilen Betriebs des österreichischen Übertragungsnetzes die unmittelbare Umsetzung zusätzlicher Vorhaben erforderlich wäre. Dies könnte bspw. durch eine verbindliche Aussage des systemverantwortlichen österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG (Austrian Power Grid) oder eine umfassende unabhängige system- und netztechnische Analyse erfolgen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wäre der weitere Ausbau von Pumpspeicherkapazitäten demgegenüber u. a. dann gegeben, wenn sich die österreichischen Energie- und Klimaziele ohne einen solchen Ausbau nicht bzw. nur mit deutlich höheren Kosten umsetzen ließen.

In Bezug auf das PSKW Versetz stellt sich damit die Frage, ob sich dessen Umsetzung aus System- bzw. volkswirtschaftlicher Sicht zum gegenwärtigen Zeitpunkt überhaupt begründen lässt, oder über die allenfalls gegebene Notwendigkeit für dessen Bau nicht zu einem späteren Zeitpunkt entschieden werden kann. Die Umsetzung der zusätzlichen Beileitungen in den Speicher Gepatsch sowie die Unterstufe Prutz 2 kann davon unabhängig entschieden werden.

² Der *Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) Österreichs* [1] sieht bis 2030 eine (national bilanzielle) Deckung des österreichischen Stromverbrauchs zu 100% aus erneuerbaren Energieträgern vor. Entsprechend dem österreichischen Regierungsprogramm 2020-2024 [2] soll dieses Ziel durch einen Zubau von

10 TWh Windkraft, 11 TWh Photovoltaik, 5 TWh Wasserkraft und 1 TWh Biomasse (in Summe 27 TWh Jahresstromerzeugung) erreicht werden.

4.3 Standortspezifische Aspekte

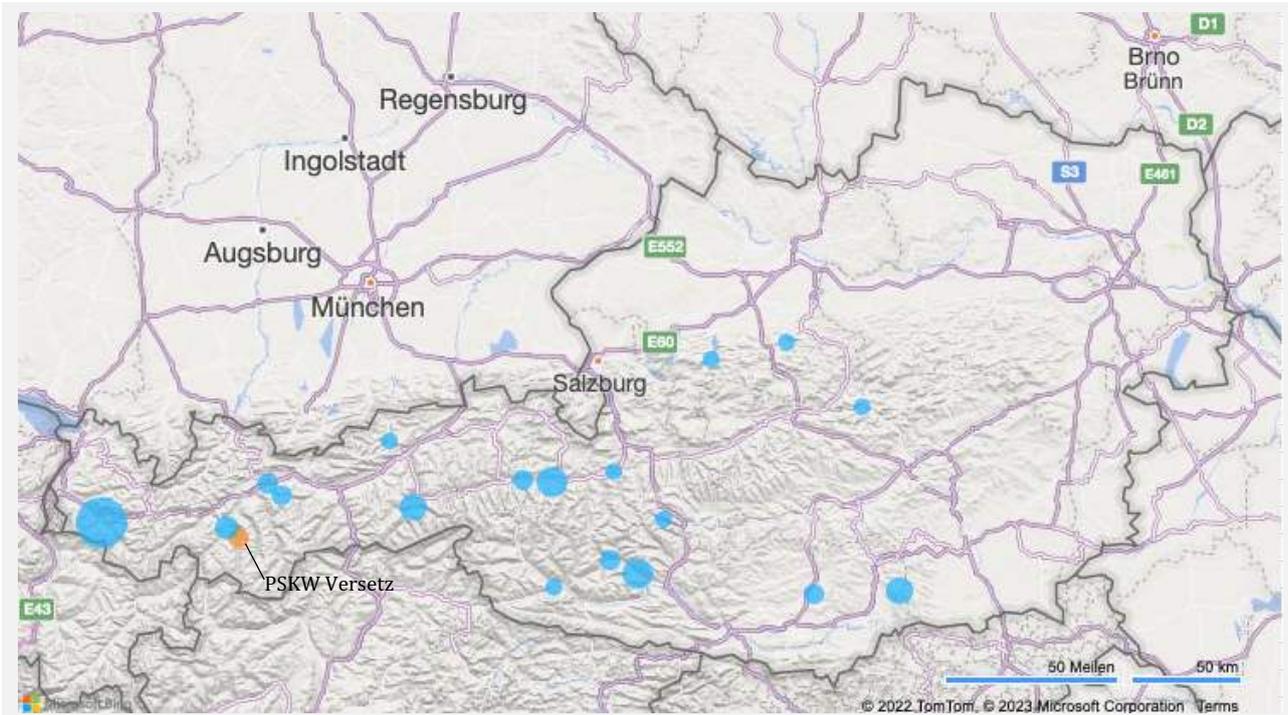
Die ggf. bestehende grundsätzliche energiewirtschaftliche Notwendigkeit an zusätzlichen Pumpspeicherkapazitäten in Österreich kann für sich genommen noch keine abschließende energiewirtschaftliche Begründung für die Umsetzung eines Pumpspeicherkraftwerks an einem konkreten Standort liefern. Dies gilt insbesondere auch für das PSKW Versetz, das im Vergleich zu anderen Pumpspeicherprojekten bzw. potenziellen Standorten von Pumpspeicherkraftwerken in Österreich die zusätzliche Errichtung eines Oberbeckens erfordert, d. h. nicht in eine bestehende Kraftwerksgruppe mit deutlich geringerem „Landschaftsverbrauch“ integriert werden kann³. Insofern wäre gerade für das PSKW Versetz mit dem Speicher Platzertal darzustellen, warum der Standort im Vergleich zu möglichen alternativen Standorten von zusätzlichen Pumpspeicherkapazitäten in Österreich aus energie- und netzwirtschaftlicher Perspektive vorteilhaft sein kann. Vor allem müsste in diesem Zusammenhang berücksichtigt werden, dass im räumlichen Umfeld des PSKW Versetz bereits eine sehr hohe Leistungsdichte an Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken vorhanden ist bzw. sich in Bau oder konkreter Planung befindet, während gleichzeitig die Schwerpunkte der Windkraftnutzung vor allem im Osten von Österreich liegen. Abbildung 6 zeigt hierzu die räumliche Verteilung der in Betrieb, Bau und Planung befindlichen Speicher- und Pumpspeicherleistung in Österreich, wobei nur Kraftwerke bzw. Kraftwerksgruppen über 50 MW dargestellt sind. Das PSKW Versetz befindet sich in unmittelbarer Nähe zu den Kraftwerken der Vorarlberger Illwerke (rd. 3.200 MW) sowie der TIWAG-Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz (rd. 900 MW). Aber auch die Verbund-Kraftwerke im Zillertal (rd. 1.200 MW) sind weniger als 100 km Luftlinie vom Kaunertal entfernt.

Die im Vergleich zu alternativen Standorten für Pumpspeicherkraftwerke in Österreich möglichen standortspezifischen Vorteile des PSKW Versetz sollten daher über eine weitergehende energie- und netzwirtschaftliche Bewertung qualitativ und quantitativ abgesichert und durch eine verbindliche Aussage des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG zur Notwendigkeit des Projekts aus übergeordneter netztechnischer Sicht bestätigt werden. Anderenfalls lassen sich die grundsätzlich auf alle bestehenden und möglichen alternativen Standorte für Pumpspeicherkraftwerke anwendbaren pauschalen Aussagen in Bezug auf bspw. einen Beitrag zum Ausgleich der Erzeugungsschwankungen von Windkraft und Photovoltaik, zur Erhaltung der Stabilität des österreichischen und europäischen Verbundsystems in kritischen Netzsituationen (u. a. Engpassmanagement und Blackout-Vorsorge) sowie zum Netzwiederaufbau nach Großstörungen nicht als Argument für die Notwendigkeit einer Umsetzung des PSKW Versetz heranziehen. Dabei wäre u. a. auch zu validieren, ob ein möglicher Beitrag des PSKW Versetz zur Blackout-Vorsorge sowie zum Netzwiederaufbau nach Großstörungen aus Systemsicht überhaupt erforderlich ist, zumal Österreich mit den bereits bestehenden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken grundsätzlich über ausreichende Kapazitäten für Netz- und Systemdienstleistungen verfügt.

³ Von den in den vergangenen Jahren errichteten Pumpspeicherkraftwerken (Limberg II, Reißeck II, Kopswerk II, Obervermuntwerk II, Feldsee I und II, Koralpe) und in Bau befindlichen Pumpspeicherkraftwerken (Limberg III, Reißeck II+, Tauernmoos,

Kühtai II, Molln) ist lediglich beim PSKW Molln die Errichtung eines (unterirdischen) Oberbeckens und eines Unterbeckens sowie beim Kraftwerk Kühtai II die Errichtung eines Unterbeckens erforderlich. Alle anderen Projekte nutzen bereits bestehende Ober- und Unterbecken.

Abbildung 6: In Betrieb, Bau und Planung befindliche Speicher- und Pumpspeicherleistung in Österreich für Kraftwerk bzw. Kraftwerksgruppen >50 MW



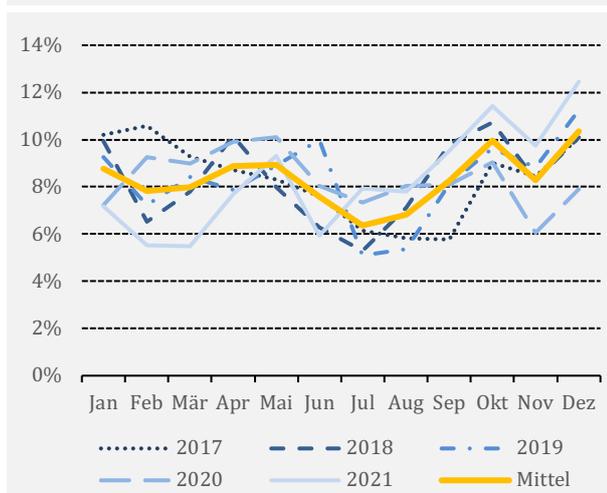
Daten: Unternehmensangaben (Karte: Bing Maps Microsoft)

5 Systemtechnische Alternativen zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz

5.1 Großbatterien als alternative Speichertechnologie

Die österreichischen Pumpspeicherkraftwerke waren im Jahr 2021 täglich durchschnittlich 4,0 Stunden im Pump- und 5,3 Stunden im Turbinenbetrieb⁴, d. h. Pumpspeicherkraftwerke werden typischerweise in einem stündlichen bzw. täglichen Zyklus zum Ausgleich von Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen sowie zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (insbesondere Regelreserve und Redispatch) eingesetzt. Für eine längerfristige Verlagerung von Wassermengen werden Pumpspeicherkraftwerke unter dem Aspekt einer wirtschaftlich optimierten Betriebsweise hingegen heute praktisch nicht genutzt. Dies erkennt man bspw. auch an den monatlichen Pumpstromverbräuchen der vergangenen Jahre, die in den abflussarmen Wintermonaten tendenziell deutlich höher als in den für eine saisonale Speicherung relevanten abflussstarken Sommermonaten liegen (Abbildung 7).

Abbildung 7: Monatliche Anteile am jährlichen Pumpstromverbrauch in Österreich 2017-2021



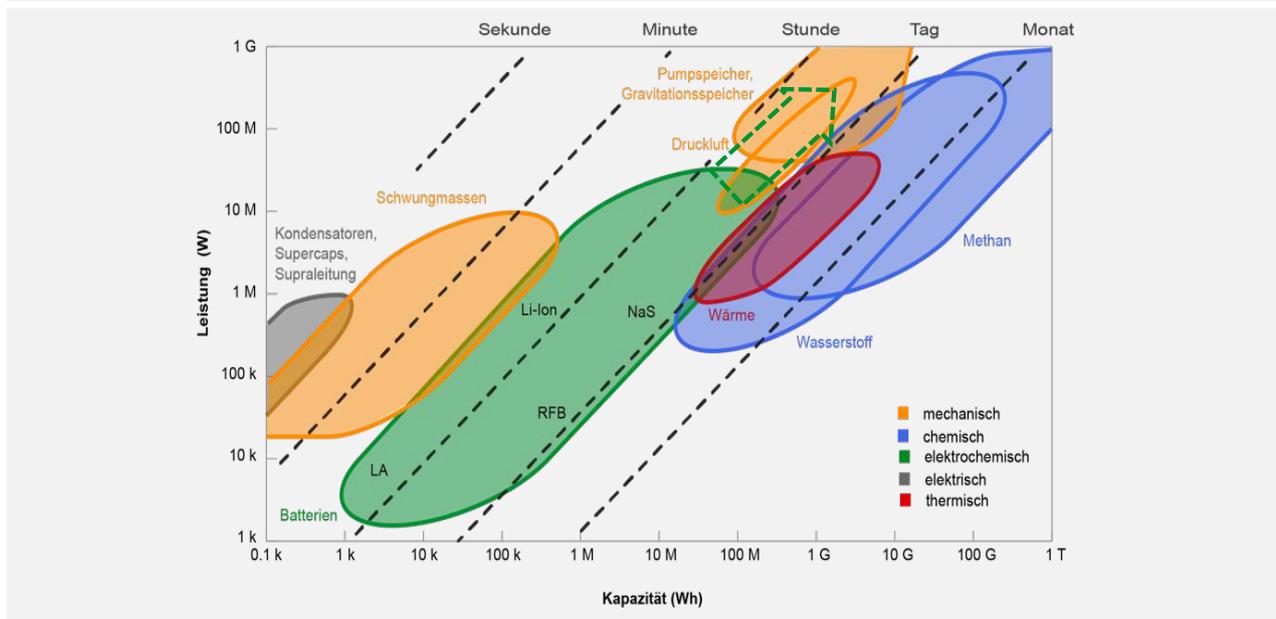
Quelle: E-Control [5]

Zwar wird mit dem weiteren massiven Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Notwendigkeit einer längerfristigen und damit saisonalen Speicherung von überschüssigem Strom steigen. Studien gehen jedoch davon aus, dass dies erst ab einem Anteil erneuerbarer Energien an der europäischen Stromerzeugung von über 70 bis 80% und damit deutlich nach 2030 der Fall sein wird (vgl. u. a. [12], [13]). Jedoch dürften dann insbesondere elektrolytisch hergestellter Wasserstoff bzw. synthetisches Erdgas zur saisonalen Energiespeicherung genutzt werden, da mit diesen Energieträgern im Vergleich zu Pumpspeichern auch sehr große Energiemengen vergleichsweise kostengünstig gespeichert werden können. Pumpspeicherkraftwerke werden damit auch langfristig vor allem im kurzfristigen Zeitbereich eingesetzt werden (vgl. u. a. [14], [15], [16], [17], [18], [19]). Abbildung 8 gibt hierzu einen Überblick zu den Einsatzbereichen und Größenordnungen unterschiedlicher Technologien zur Energiespeicherung.

Pumpspeicher werden vor allem als Stunden- oder Tagesspeicher eingesetzt, d. h. mit einer „typischen“ maximalen Ausspeicherdauer zwischen etwa 4 Stunden und wenigen Tagen. Der Einsatz als Wochen- oder Monatsspeicher bzw. eine saisonale Umlagerung der gespeicherten Strommengen ist – wenngleich technisch grundsätzlich möglich – aus wirtschaftlicher Sicht jedoch in der Regel nicht darstellbar. Pumpspeicher haben den Markt für stationäre Speichertechnologien über Jahrzehnte dominiert, durch die rasante technologische Entwicklung hat die installierte Leistung von Batterien für energiewirtschaftliche Einsatzbereiche in den vergangenen Jahren jedoch einen sehr starken Ausbau erlebt (vgl. u. a. [20]).

⁴ Bei einem gesamten Pumpstromverbrauch in 2021 von 5.412GWh [5] und einer installierten Pumpleistung von rd. 3.700 MW liegt die mittlere Pumpdauer bei 1.462 h/a bzw. 4,0 h/Tag. Unter Annahme eines mittleren Wälzwirkungsgrads

von 0,75% kann daraus eine Turbinierdauer von 1.950 h/a bzw. 5,3 h/Tag abgeleitet werden.

Abbildung 8: Einsatzbereich unterschiedlicher Technologien zur Energiespeicherung

Quelle: nach BFE [19]

Batteriespeicher werden jedoch nicht nur mehr für die Bereitstellung von Regelreserve, sondern zunehmend auch als Stundenspeicher und damit für Anwendungsbereiche eingesetzt, die bisher weitgehend von Pumpspeichern abgedeckt wurden. Daher plant bspw. auch der Verbund als einer der größten Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken in Europa bis Ende 2030 insgesamt 1.000 MW an Batteriespeicherkapazitäten zu installieren [21]. Das derzeit weltweit größte Batteriespeicherprojekt auf Lithiumionen-Basis ist dabei die New South Wales Waratah Super Battery in Australien, die eine Leistung von 850 MW und eine Speicherkapazität von 1,7 GWh haben soll [22]. Bei einem Flächenbedarf von 138.000 m² liegt der spezifische Flächenbedarf damit bei rd. 160 m²/MW. Im Vergleich dazu hat der Speicher Platzertal bei einer Staufläche von ca. 90 ha (d. h. ohne Damm und Zufahrtswege) einen spezifischen Flächenbedarf von rd. 2.250 m²/MW sowie das bereits in Bau befindliche

PSKW Kühtai 2 (130 MW) mit dem Speicher Kühtai (Staufläche rd. 59,5 ha) von rd. 4.250 m²/MW.

Batteriespeicher können demnach bereits heute einen deutlich größeren Einsatzbereich abdecken, als in Abbildung 8 auf Grundlage des technologischen Entwicklungsstandes im Jahr 2021 schematisch dargestellt ist – der in die ursprüngliche Grafik eingefügte strichlierte Pfeil beschreibt den aktuellen Entwicklungsstand von Batteriespeichern. Dadurch stehen Pumpspeicherkraftwerke nicht nur aus betriebswirtschaftlicher, sondern auch aus System- und volkswirtschaftlicher Sicht in Konkurrenz mit stationären Batteriespeichersystemen sowie zunehmend auch mobilen Batteriespeichern von Elektrofahrzeugen, die über Aggregatoren zu energiewirtschaftlich relevanten Größenordnungen gepoolt werden können⁵.

Großbatteriespeicher werden jedoch zunehmend auch in Kombination mit Laufwasserkraftwerken interessant. Neben höheren Vermarktungserlösen für

⁵ Bspw. haben 1 Mio. E-Fahrzeuge mit einer Batteriespeicherkapazität zwischen 50 und 80 kWh etwa dieselbe Speicherkapazität wie der Speicher Platzertal bei einer Abarbeitung von 42 Mio. m³ Wasser in den Speicher Gepatsch. Bei einem aktuellen PKW-Bestand in Österreich von knapp 5,2 Mio. [23] und dem Ziel neue

PKW mit Verbrennungsmotoren ab 2030 in Österreich zu verbieten [24], entsteht somit in den kommenden Jahren ein erhebliches zusätzliches Flexibilitäts- und Speicherpotenzial in Österreich.

den Kraftwerksbetreiber lässt sich dadurch der Beitrag der Laufwasserkraft zur Systemstabilität signifikant erhöhen, da eine solche Kombination de facto einem Speicherkraftwerk mit flexibler Erzeugungsscharakteristik entspricht. Die nicht steuerbare Erzeugung der Laufwasserkraft kann dadurch vom Flexibilitäts-Nachfrager zum Flexibilitäts-Anbieter werden (vgl. u. a. [25], [26]).

5.2 Alternative Standorte für Pumpspeicherkraftwerke in Tirol

Die energiewirtschaftlichen Randbedingungen für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke haben sich seit der Liberalisierung der Strommärkte Anfang der 2000er-Jahre nicht zuletzt aufgrund des massiven Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stark verändert. Gleichzeitig halten die mittlerweile bereits fast zwei Jahrzehnte lang andauernden Planungen zum Ausbau des Speicherkraftwerks Kaunertal noch immer an der Fiktion einer saisonalen Umlagerung durch das PSKW Versetz und dem Speicher Platzertal fest, die in dieser Form weder betrieblich sinnvoll darstellbar noch energiewirtschaftlich notwendig ist. Entsprechend ist der Speicher Platzertal im Verhältnis zur Leistung des PSKW Versetz für die aktuellen und zukünftigen Anforderungen des Energiesystems tendenziell deutlich zu groß dimensioniert. Ein aus Systemsicht ggf. notwendige Neubau eines Pumpspeicherkraftwerks in Tirol muss sich daher nicht auf Standorte beschränken, die die Errichtung eines mehrere 10 Mio. m³ großen Speichers ermöglichen, sondern kann auch dort erfolgen, wo vorzugsweise ein Ober- und Unterbecken bereits vorhanden ist bzw. ein Speicher mit im Vergleich zum Speicher Platzertal geringeren ökologischen Auswirkungen errichtet werden kann. Beispiele aus anderen Bundesländern zeigen, dass zusätzliche Pumpspeicherkapazitäten vor allem dort errichtet werden, wo bereits zwei Speicherseen vorhanden sind (bspw. Limberg III, Tauernmoos, Obervermuntwerk II, Lü-

nerseewerk II). Abbildung 9 zeigt hierzu eine schematische Übersicht des sich derzeit in Bau befindlichen Pumpspeicherkraftwerkes Limberg III des Verbunds.

Abbildung 9: Schematische Übersicht Pumpspeicherkraftwerk Limberg III



Bild: Verbund

Es sollte daher auch in Tirol geprüft werden, ob durch die Erweiterung einer bestehenden bzw. im Ausbau befindlichen Kraftwerksgruppe ggf. auf die Errichtung des PSKW Versetz mit dem Speicher Platzertal verzichtet werden kann, ohne jedoch gleichzeitig auf den Ausbau der Pumpspeicherkapazität und damit der Bereitstellung von zusätzlicher Flexibilität in Tirol verzichten zu müssen. Wesentlich im Zusammenhang mit einer solchen systembezogenen Beurteilung möglicher alternativer Pumpspeicherstandorte in Tirol ist dabei, dass hierfür keine eigentumsrechtlichen Restriktionen berücksichtigt werden, d. h. alternative Pumpspeicherstandorte müssen nicht notwendigerweise im Eigentum bzw. unmittelbaren Einflussbereich der TIWAG als Projektentwicklerin des PSKW Versetz stehen.

6 Fazit

Mit dem Ausbau des Speicherkraftwerks Kaunertal soll (1) die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch Beileitungen aus dem hinteren Ötztal in den bestehenden Speicher Gepatsch gesteigert und (2) die Leistung der Bestandsanlage durch die Unterstufe Prutz 2 erhöht werden. Zusätzlich soll (3) das Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit dem 42 Mio. m³ Wasser fassenden Speicher Platzertal errichtet werden. Aus energiewirtschaftlicher Sicht erfüllen diese drei Bestandteile des Ausbaus unterschiedliche Funktionen in unserem Stromversorgungssystem und erfordern daher nicht nur eine getrennte energiewirtschaftliche Bewertung, sondern letztendlich auch eine voneinander unabhängige Abwägung des öffentlichen Interesses durch die zuständigen Genehmigungsbehörden.

Zu berücksichtigen ist dabei, dass weder die zusätzlichen Beileitungen in den Speicher Gepatsch noch deren Abarbeitung in der Unterstufe Prutz 2 zwingend den Bau des PSKW Versetz mit dem Speicher Platzertal benötigen. Daher sollte die energiewirtschaftliche aber auch energiepolitische Bewertung für das PSKW Versetz mit dem Speicher Platzertal losgelöst von der Bewertung der zusätzlichen Beileitungen und der Unterstufe Prutz 2 erfolgen. Zur energiewirtschaftlichen Einordnung des PSKW Versetz sollten in diesem Zusammenhang insbesondere die nachfolgenden Aspekte berücksichtigt werden:

- Eine **zusätzliche saisonale Umlagerung ist durch den Speicher Platzertal in einem energiewirtschaftlich relevanten Umfang nicht sinnvoll darstellbar**, da eine saisonale Speicherung im Speicher Platzertal die betriebliche Flexibilität des PSKW Versetz unverhältnismäßig stark einschränken würde.
- **Österreich und speziell Tirol verfügen im europäischen Vergleich über bereits sehr hohe**

Pumpspeicherkapazitäten, d. h. nicht jeder potenzielle Standort für den weiteren Ausbau von Pumpspeichern muss zur Wahrung der Netz- und Systemstabilität in Österreich bzw. Tirol zwingend genutzt werden.

- **Pumpspeicherkraftwerke stellen nicht die einzige Technologie im Portfolio an verfügbaren Flexibilitätsoptionen** zum Ausgleich von Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen dar. Durch die rasanten technologischen Entwicklungen im Bereich von Batteriespeichern stehen Pumpspeicher zunehmend auch außerhalb der Regelreservemärkte im Wettbewerb mit Batteriespeichern, die bereits in ähnlichen Leistungsgrößen wie das PSKW Versetz realisiert werden können.
- **Pumpspeicherkraftwerke werden in Österreich heute vorzugsweise zwischen zwei bestehenden Speichern umgesetzt** und erfordern damit im Gegensatz zum PSKW Versetz nicht die Errichtung eines zusätzlichen Speichers. Insofern **sollte auch in Tirol geprüft werden, ob eine solche Option grundsätzlich zwischen zwei bereits bestehenden Speichern** möglich wäre.
- Die grundsätzlich gegebene Notwendigkeit, parallel zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Maßnahmen zur weitergehenden Flexibilisierung unseres Stromversorgungssystems umzusetzen, **stellt per se kein hinreichend valides Argument für den Bau des PSKW Versetz mit dem Speicher Platzertal dar**. Vielmehr wäre im Rahmen einer umfassenden energie- und netzwirtschaftlichen Betrachtung zu beantworten, ob und wenn ja, wann und wo ein Bedarf an zusätzlichen Pumpspeicherkapazitäten in Österreich besteht und damit das PSKW Versetz tatsächlich ein aus Systemsicht alternativloses Vorhaben darstellt.

7 Literatur

- [1] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, „Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich Periode 2021 - 2030“. 2019.
- [2] Die neue Volkspartei/Die Grünen, Hrsg., „Aus Verantwortung für Österreich. Regierungsprogramm 2020-2024“. 2020.
- [3] Tiroler Landesregierung, „Regierungsbeschluss vom 03.06.2014 zur Energieautonomie bis 2050 (Tirol 2050 energieautonom)“, 2014.
- [4] TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, „Ausbau Kaunertal“. <https://www.tiwag.at/unternehmen/unsere-kraftwerke/ausbauvorhaben/ausbau-kaunertal/> (zugegriffen 5. März 2023).
- [5] E-Control, „Elektrizitätsstatistik“. <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik> (zugegriffen 9. Februar 2023).
- [6] ENTSO-E, „Statistical Factsheet 2018 - Provisional values as of 5 June 2019“, 2019.
- [7] ENTSO-E, „Winter Outlook 2022-2023 - Summer review 2022“, 2022.
- [8] International Hydropower Association, „Hydropower Status Report“, 2022.
- [9] EurObserv'ER, „Photovoltaic Barometer 2022“, 2022.
- [10] EurObserv'ER, „Wind Barometer 2022“, 2022.
- [11] J. Neubarth, „Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem“, Weltenergieerat - Deutschland e. V., Energie für Deutschland 2011, 2011.
- [12] F. Sensfuß, „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Treibhausgasneutrale Szenarien T45“, gehalten auf der Überblickswebinar 15.11.2022, 2022. Zugegriffen: 12. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.langfristszenarien.de/ener-tile-explorer-de/dokumente/>
- [13] Bauknecht, D. et al., „Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen“, Öko-Institut e.V. und enrgynautics, 2016.
- [14] Frontier Economics Ltd, „Grundlagen für die Positionierung zu Wasserstoff - Bericht für Oesterreichs Energie“, 2021.
- [15] Frontier Economics Ltd, „Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050 - Studie für das Bundesamt für Energie (BFE)“, 2013.
- [16] Totschnig, G. et al, „Wasserkraft als Energiespeicher - Bewertung des Pumpspeicherbedarfes und von alternativen Maßnahmen zur Integration eines hohen Erneuerbaren-Anteils in Österreich und Deutschland“, 2015.
- [17] AIT Austrian Institute of Technology, TU Wien, Energy Economics Group, und Forschungsstelle für Energiewirtschaft fFE, „Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2030/2040 - Studie für E-Control“, 2022.
- [18] Artelys, Trinomics, und Enerdata, „Study on energy storage - Contribution to the security of the electricity supply in Europe - study on behalf of European Commission“, 2020.
- [19] Bundesamt für Energie BFE, „Energiespeichertechnologien - Kurzübersicht 2021“, 2021.
- [20] China Energy Storage Alliance, „Energy Storage Industry White Paper 2021 (Summary Version)“, 2021.
- [21] Verbund AG, „VERBUND-Batteriespeicherkette Nordbayern sichert stabile Energieversorgung in Bayern“, 1. Februar 2023. https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20230130_OTS0103/verbund-batteriespeicherkette-nordbayern-sichert-stabile-

energieversorgung-in-bayern-bild (zugegriffen 30. März 2023).

- [22] RenewEconomy, „Waratah Super Battery: Australia’s biggest committed battery gets final approval“, 2023. <https://reneweconomy.com.au/waratah-super-battery-australias-biggest-committed-battery-gets-final-approval/> (zugegriffen 12. März 2023).
- [23] Statistik Austria, „Struktur und die Entwicklung der Kfz-Zulassungen in Österreich“, 2023. <https://www.statistik.at/statistiken/tourismus-und-verkehr/fahrzeuge/kfz-bestand> (zugegriffen 13. März 2023).
- [24] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, „Mobilitätsmasterplan 2030 für Österreich“, 2021.
- [25] J. Neubarth, „Flexibilisierung der Laufwasserkraft durch Großbatteriespeicher“, gehalten auf der 13. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, Wien, 15. Februar 2023. Zugegriffen: 12. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://e3-consult.at/files/publikationen/2023_IEWT_Flexibilisierung%20der%20Laufwasserkraft%20durch%20Grossbatterien_Neubarth.pdf
- [26] RWE AG, „Megabatterie plus Wasserkraft“, 2022. <https://www.rwe.com/forschung-und-entwicklung/projektvorhaben/megabatterie-plus-wasserkraft/> (zugegriffen 12. März 2023).

8 Anhang: Pumpspeicherkraftwerke in Österreich in Betrieb, Bau und Planung

Name	Bundesland	Betreiber	Leistung Turbine [MW]	Leistung Pumpe [MW]	Status
Kopswerk II	V	illwerke vkw	525	480	in Betrieb
Limberg II	S	Verbund	480	480	in Betrieb
Reißeck II	K	Verbund	430	430	in Betrieb
Obervermuntwerk II	V	illwerke vkw	380	360	in Betrieb
Häusling	T	Verbund	360	360	in Betrieb
Rodundwerk II	V	illwerke vkw	295	286	in Betrieb
Kühtai I	T	TIWAG	289	250	in Betrieb
Lünerseewerk	V	illwerke vkw	280	224	in Betrieb
Roßhag	T	Verbund	231	230	in Betrieb
Rodundwerk I	V	illwerke vkw	198	41	in Betrieb
Malta-Oberstufe	K	Verbund	120	116	in Betrieb
Kaprun-Oberstufe	S	Verbund	112	130	in Betrieb
Hintermuh	S	Salzburg AG	104	68	in Betrieb
Feldsee I	K	KELAG	70	70	in Betrieb
Feldsee II	K	KELAG	70	70	in Betrieb
Koralpe-Soboth	K	KELAG	35	28	in Betrieb
Nassfeld	S	Salzburg AG	31	31	in Betrieb
Dießbach	S	Salzburg AG	24	32	in Betrieb
Ranna	OÖ	Energie AG	19	14	in Betrieb
Limberg III	S	Verbund	480	480	in Bau
Mölln	OÖ	Bernecker	300	300	in Bau
Tauernmoos	S	ÖBB	170	170	in Bau
Kühtai II	T	TIWAG	130	130	in Bau
Reißeck II+	K	Verbund	45	45	in Bau
Lünerseewerk II	V	illwerke vkw	1.000	1.000	in Planung
Koralalm	ST	PSKW Koralalm GmbH	960	970	in Planung
Versetz	T	TIWAG	400	400	in Planung
St. Georgen	K	PSP St. Georgen GmbH	420	380	in Planung
Ebensee	OÖ	Energie AG	150	150	in Planung
Summe in Betrieb	-	-	4.070	3.705	-
Summe in Bau	-	-	1.125	1.125	-
Summe in Planung	-	-	2.930	2.900	-
Gesamt	-	-	8.125	7.730	-

Quelle: Analyse e3 consult (Pumpspeicherkraftwerke mit weniger als 10 MW Leistung sind nicht berücksichtigt; Stand März 2023)