

World Energy Council Austria
Young Energy Professionals (YEP)

**Energiespeicherung und -
verteilung**

als Beitrag zur

**Dekarbonisierung
des Energiesystems**

Über Young Energy Professionals

Die Young Energy Professionals (YEP) bilden das interdisziplinäre Netzwerk junger Berufstätiger im WEC Austria. Gegründet "von jungen Menschen für junge Menschen" auf dem Weltenergiekongress 2007 in Rom, sind die Ziele der Young Energy Professionals

- faktenbasiert Wissen zu energiewirtschaftlichen Themen zu vermitteln,
- ein fachlich übergreifendes Netzwerk aufzubauen,
- junge Entscheidungsträger und Meinungsbildner sowie den energiewirtschaftlichen Nachwuchs anzusprechen,
- Erfahrungs- und Wissensaustausch innerhalb des WEC-Netzwerks zu ermöglichen sowie
- die internationalen Aktivitäten der Future Energy Leaders Community von WEC zu unterstützen.

WEC Austria beschloss im Jahr 2015 eine nationale YEP-Gruppe zu etablieren. Zum einen unterstützen die YEP von WEC Austria die Arbeiten der internationalen Nachwuchsorganisation des World Energy Council. Zum anderen werden auf nationaler Ebene Lösungsvorschläge zu verschiedenen energiewirtschaftlichen Fragestellungen erarbeitet. Hierbei deckt ein interdisziplinärer Pool an jungen Berufstätigen der Energiewirtschaft vielfältige Themenbereiche ab. Ein Board unterstützt und begleitet die YEP.

Auf internationaler Ebene treffen sich die YEP zwei Mal im Jahr auf Einladung eines Mitglieds. Auf internationaler und nationaler Ebene finden zudem Telefonkonferenzen und Netzwerktreffen statt.

Ein YEP Zyklus dauert etwa drei Jahre. Danach werden die YEP Programmteilnehmer in die YEP-Alumni-Community aufgenommen.

Das Programm-Board besteht aus:

- Mag. Elfriede Baumann
- Dr. Ulrike Baumgartner-Gabitzer
- Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Günther Brauner (TU Wien)
- Ass.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Günter Getzinger (TU Graz)
- Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Thomas Kienberger (MUL)
- Dr. Robert Kobau (World Energy Council Austria)
- O. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Dr.h.c. Helmut Kroiss (TU Wien)
- Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Hans Peter Nachtnebel (BOKU)
- Univ.-Prof. iR Dr. Dr.h.c. Nebojsa Nakicenovic (IIASA)
- Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Stefan Schleicher (Universität Graz, WIFO)

- Dr. Barbara Schmidt (Oesterreichs Energie)
- SC Dr. Jürgen Schneider (BMK)
- Prof. Dr. Stephan Unger (St. Anselm College)
- Dipl.-Ing. Theresia Vogel (Klima- und Energiefonds)

Vorwort

In den letzten Jahrzehnten konnte durch den Einsatz von fossilen Energiesystemen leistbare und sichere Energie erzeugt werden. Aufgrund der damit verbundenen voranschreitenden CO₂-Emissionen und der klimatischen Erwärmung unseres Planeten müssen unsere Energiesysteme in erneuerbare transformiert werden.

Zwar werden dadurch kaum bis keine Emissionen produziert, jedoch führt die Volatilität aufgrund der Abhängigkeit vom Wetter zu neuen Herausforderungen im Stromsektor. Die Energiesicherheit ist eines der Rückgrate unserer Gesellschaft und gerade jene wird durch diese Transformation gefährdet.

Um das Energie-Trilemma *Sicherheit – Leistbarkeit – Nachhaltigkeit* bestmöglich zu meistern, ist ein Ausbau an Speichern und Netzen unabdingbar. Speicher zur kurz-, mittel- und langfristigen Speicherung von Strom; Netze, um die zusätzliche Volatilität im Stromnetz und das zunehmende Auftreten von Prosumern meistern zu können.

Der folgende Bericht unserer Young Energy Professionals der Arbeitsgruppe „Speicher und Netze“ beleuchtet die Thematik anhand verschiedener Themenpunkte. Den Autor*innen ist es gelungen die wichtigsten Speicher- und Netztechnologien zu beleuchten und Vor- und Nachteile von jenen aufzuzeigen.

Ich wünsche eine spannende und anregende Lektüre!



Dr. Michael Strugl
Präsident WEC Austria



ARBEITSGRUPPE

Speicher und Netze

TITEL DER ARBEIT

**Energiespeicherung und Verteilung als Beitrag zur
Dekarbonisierung des Energiesystems**

AUTOR*INNEN

Wolfgang Richter
Christian Diendorfer
Bernhard Fürnsinn
Verena Gartner
Milot Gashi
Akinici Hüsamettin
Christopher Kahler
Florian Marko
Josef Mayer
Robert Migglautsch
Franz Georg Piki
Florian Pink
Bernd Steidl
Thomas Weissensteiner
Doris Wolking

Über die Autor*innen



Dr. Wolfgang Richter ist seit 2010 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft der Technischen Universität Graz und hat 2020 mit dem Thema: „Surge Tank Design for Flexible Hydropower“ promoviert. Er hat in Innsbruck Bauingenieurwesen studiert. Seine Arbeit und Forschungen beschäftigen sich einerseits mit der transienten Hydraulik von Hochdruckwasserkraftanlagen und Pumpspeicherkraftwerken, insbesondere der physikalischen und numerischen Modellierung von Wasserschlossern, sowie andererseits mit der Integration und Weiterentwicklung der Pumpspeicherkraftwerke für ein ganzheitlich erneuerbares Energiesystem.



Dipl.-Ing. Dr. Christian Diendorfer, MBA studierte Maschinenbau mit Fokus auf Energietechnik an der Technischen Universität Wien und an der University of Arizona. Im Anschluss an seine Dissertation im Bereich Solarenergie wechselte er in die Öl- und Gasindustrie und war dort im Bereich Engineering sowie Portfolio Management & Planning tätig. Berufsbegleitend absolvierte er das MBA Studium Energy Management an der Wirtschaftsuniversität Wien (WU Executive Academy), in dem er sich auf strategische Decision Analysis sowie Blockchain Technology in der Energiewirtschaft spezialisierte.



Bernhard Fürnsinn, MSc ist bei der IG Windkraft für den Bereich Energiewirtschaft und Technik verantwortlich. Er beschäftigt sich mit sämtlichen die Windkraft betreffenden technischen aber auch für den Elektrizitätsmarkt relevanten Themen. Die IG Windkraft ist die österreichische Interessenvertretung für Windenergiebetreiber, -hersteller und -förderer. Windenergieerzeuger mit rund 95% der in Österreich installierten Windkraftleistung sowie alle namhaften Anlagen-erzeuger und viele Firmen aus der Dienstleistungs- und Zulieferbranche gehören zu den Mitgliedern der IG Windkraft. Bernhard Fürnsinn studierte Betriebswirtschaft auf der WU Wien sowie regenerative Energiesysteme auf der FH Wr. Neustadt.



MMag. Verena Gartner: Die Wirtschafts- und Politikwissenschaftlerin ist seit 2014 in der Abteilung für Umwelt- und Energiepolitik der Wirtschaftskammer Österreich beschäftigt. Ihre Zuständigkeit umfasst die Europäische Energiepolitik, bilaterale und internationale Energieangelegenheiten, Nachhaltige Finanzierung, aber auch das Thema Wasserstoff. Nebenberuflich unterrichtet Verena Gartner an der FH Burgenland „European Energy and Climate Policy“ im Rahmen des Masterstudiums European Studies.



Dipl.-Ing. Milot Gashi studierte Elektrotechnik an der Technischen Universität Wien mit dem Schwerpunkt "Energie- und Automatisierungstechnik". Nach seinem Bachelor-Abschluss im Jahr 2007 arbeitete Herr Gashi als Produktionsleiter in einem kleinen Kraftwerk. Seine Hauptaufgaben waren die Überwachung und Wartung der Anlagen. Ab 2009 war Herr Gashi bei "Promt International Sh.p.k." - einem auf der Balkanhalbinsel tätigen Infrastrukturdienstleister - tätig. Die Hauptaufgabe war die Planung und Wartung von elektrischen Anlagen, der Kundenkontakt, die Erstellung von Angeboten, die Verwaltung und Durchführung von Projekten, die Lösung von potenziellen Konflikten mit Kunden und die Organisation von Dienstleistungen. Seit 2017 arbeitet Milot Gashi bei "Wiener Netze" in der Abteilung "Netzplanung Elektrizität und Telekommunikation". Schwerpunkte seiner Arbeit sind die Planung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen sowie Kooperationen mit Forschungsprojekten wie iNIS und FACDS im Rahmen der Aspern Smart City Research.



Dipl.-Ing. Christopher Kahler, BSc. startete nach seinem Abschluss an der HTL Wien (TGM) für Elektronik bei der Wiener Netze GmbH (vormals Wien Energie Stromnetz GmbH). Er war in der Abteilung Smart Metering im Bereich Planung, Administration und Projektmanagement tätig. Nach zwei Dienstjahren startete er ein Studium an der Fachhochschule Technikum Wien im Studiengang „Urbane Erneuerbare Energiesysteme“ und schloss dieses 2014 mit dem Bachelor of Science ab. Nach seinem Studienabschluss

wechselte er bei der Wiener Netze GmbH in die Abteilung Smart Grid Management und war dort für die Koordination von Forschungsprojekten zuständig. Weiters studierte er berufsbegleitend an der FH Burgenland im Master-Studiengang „Nachhaltige Energietechnologien“ und schloss dieses Studium 2016 ab. Zurzeit ist Christopher Kahler in der Abteilung Regulationsmanagement tätig, wo er intensiv in Forschungsaktivitäten in der Seestadt Aspern zu den Themen Energieverteilung von morgen und Grid Monitoring eingebunden ist.



Florian Marko, MSc studierte Erdwissenschaften mit Schwerpunkt Umweltwissenschaften an der Universität Wien. Während des Studiums war Florian Marko in Lehre und Forschung aktiv. Nach seinem Universitätsabschluss folgten Engagements im Umweltconsulting von internationalen Mineralölunternehmen, für Klima- und Energiepolitik bei IAAI, sowie in der Interessensvertretung im Verbindungsbüro des Landes Kärnten bei der Europäischen Union in Brüssel. Im Zuge der österreichischen Ratspräsidentschaft 2018 wechselte er nach Wien in die Abteilung für Energiepolitik und energieintensive Industrie des Bundesministeriums für Klima, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BM KUEMIT). Seither ist er dort insbesondere für die Themen Wasserstoff und erneuerbare Gase verantwortlich. Seit 2019 absolviert er berufsbegleitend das postgraduale Studium „General Management“ mit Abschluss als Master of Business Administration (MBA) an der Technischen Universität Wien. Als Co-Chair koordiniert er seit März 2020 die Expertengruppe für Gas der United Nations Economic Commission for Europe (UNECE).



Dipl.-Ing. Josef Mayer leitet die Business Excellence der Division Gas and Power der Siemens AG Österreich. Er studierte Verfahrenstechnik an der TU Graz. Seine ersten Berufserfahrungen sammelte er bei Andritz AG im Bereich Panel-board Systems. Zuerst als Projektingenieur und bald als Projektleiter von Industrieanlagen zur Fasererzeugung für mitteldichte Faserplatten (MDF). Seine nächste berufliche Station war nur von kurzer Dauer, da der Bereich für Gas-Kombi-Kraftwerke der VA Tech alsbald von der Siemens AG übernommen wurde. Im Bereich Energy durchlief er diverse Funktionen in globalen

Projekten mit vielen Auslandseinsätzen, bevor er schließlich seine heutige Funktion übernahm.



Robert Migglautsch ist promovierter Jurist (Mag. jur., Dr. jur.). Zudem verfügt er über diverse betriebswirtschaftliche Ausbildungen und als Master of Business Administration (MBA) über eine umfangreiche Managementausbildung. Zwischen 2005 und 2010 war der gebürtige Steirer in Wien bei national und international führenden Wirtschaftskanzleien tätig bevor er 2010 in die Energiebranche zum Verbund wechselte. 2015 erfolgte die Rückkehr in die Steiermark, wo Migglautsch nunmehr bei der Energie Steiermark für die rechtlichen Begleitung von Unternehmenskooperationen verantwortlich ist und darüber hinaus diverse Beiratsfunktionen ausübt. Robert Migglautsch ist darüberhinaus als Prokurist für die Stadtwerke Bruck tätig sein und unterstützt das Unternehmen operativ.



Dipl.-Ing. Franz Georg Piki, geboren am 14.03.1992 in Klagenfurt am Wörthersee wuchs in Bleiburg in Kärnten auf und lebt derzeit in Graz. Nach der Matura am Stiftsgymnasium St. Paul/Lavanttal im Jahr 2010 studierte er Bauingenieurwissenschaften, Umwelt und Wirtschaft an der Technischen Universität Graz und vertiefte sich im Masterstudium in der Geotechnik, im Wasserbau und in der Energiewirtschaft. Während des Studiums absolvierte er verschiedene Praktika und erhielt mehrere Leistungsstipendien, u.a. auch das Kelag-Förderstipendium. Seit ausgezeichnetem Abschluss des Studiums im Jahr 2017 ist er Universitätsassistent und Doktoratsstudent am Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft der Technischen Universität Graz. Zu seinen Aufgabengebieten zählen hydraulische Modellversuche, die Lehrtätigkeit und wissenschaftliche Stellungnahmen. In der Forschung beschäftigt er sich mit der Entwicklung von unterirdischen und innovativen, multifunktionalen Pumpspeicherkraftwerken. In seiner Freizeit widmet er sich der Jagd und Falknerei, dem Sport und der Literatur.



Dipl.-Ing. Florian Pink studierte Elektrotechnik an der TU Wien. Nach Abschluss des Masterstudiums Energietechnik, mit Schwerpunkt Energieversorgung und Energiewirtschaft, trat er 2010 in die Austrian Power Grid AG (APG) ein, wo er bis 2017 in der Abteilung Marktmanagement tätig war. Dabei war er maßgeblich bei der Erstellung neuer europäischer Vorgaben für die internationalen Regelenergiemärkte, sowie der Verschränkung nationaler Strommärkte involviert. Weiters leitete er verschiedene internationale Marktintegrationsprojekte, die zur verbesserten Einbindung Österreichs in den europäischen Strommarkt führten. Von Juni 2017 bis September 2019 war Florian Pink Assistent des Vorstandes der APG. Seit Oktober 2019 leitet er in der APG die Abteilung Corporate Development und Organisation, die unter anderen die Themen Unternehmensstrategie sowie Forschung & Innovation betreut.



Bernd Steidl, MSc: Nach meinem Schulabschluss am BRG Lienz 2001 mit Vertiefungsrichtung in Darstellender Geometrie, begann ich im Herbst 2002 das Architekturstudium an der Universität Innsbruck, das ich im März 2012 abschloss. Da ich während des Studiums feststellte, dass mich nicht nur das Künstlerische, sondern vor allem die technischen und funktionellen Aspekte interessieren, inskribierte ich mich 2007 zusätzlich für das Studium der Bau- und Umweltingenieurwissenschaften. Während des Studiums sammelte ich praktische Erfahrungen sowohl in der Privatwirtschaft (Architekturbüro Pedrini-Aufschnaiter, Johann Huter & Söhne, Bauunternehmen Lang, etc.) als auch im universitären Umfeld (Tutor und langjähriger Projektmitarbeiter am Arbeitsbereich Wasserbau). Der Abschluss des Masterstudiums erfolgte im Oktober 2015 mit meiner Masterarbeit ebenfalls am Arbeitsbereich für Wasserbau, an dem ich direkt im Anschluss meine Tätigkeit als Universitätsassistent begann. Da es sich dabei um einen befristeten Dienstvertrag handelte und gleichzeitig eine für mein Fachgebiet sehr interessante Stelle bei der TIWAG – Tiroler Wasserkraft AG ausgeschrieben wurde, wechselte ich im Februar 2019 zur TIWAG und bin dort seitdem als Projekt-Ingenieur in der Wasserkraftplanung tätig.



Dipl.-Ing. Thomas Weissensteiner hat im Jahre 2010 an der TU Graz sein Studium in Maschinenbau und Betriebswirtschaftslehre abgeschlossen. Seine aktuelle Position ist stellvertretender Leiter der Abteilung für Elektromechanik und Automatisierungstechnik im Geschäftsbereich Wasserkraft und Erneuerbare Energien, Pöyry Austria GmbH Österreich. Das Verantwortungsgebiet von Herrn Weissensteiner umfasst die Planung von elektromaschineller Ausrüstungen sowie von Turbinen, Kraftwerks-Hilfseinrichtungen und Stahlwasserbauten. Er hat unlängst an unterschiedlichen Projekten in Zusammenhang mit flexiblen Pumpspeicherkraftwerken gearbeitet. Das Fachgebiet von Thomas Weissensteiner umfasst:

- Planung, Projektleitung und Koordination der Projektteams für elektromechanische Ausrüstung und Spezifikationen für große Wasserkraftwerksprojekte
- Due Diligence Dienstleistungen für EM Komponenten
- Projekte im Bereich Rehabilitation
- Erstellung der technischen Unterlagen für Vorprojekt, Einreich-, Ausschreibungs- und Ausführungsplanung
- Koordination EM und Bau während des Baus von großen Wasserkraftwerken



Dipl.-Ing. Doris Wolkinger, BSc leitet aktuell die Abteilung Business- und Projektmanagement Photovoltaik der Energie Steiermark Green Power GmbH, der nachhaltigen Erzeugungstochter der Energie Steiermark. Parallel nimmt sie gemeinsam mit dem externen Projektideengeber die Geschäftsführung einer Windpark Projektierungsgesellschaft wahr. Wolkinger hat ihre Karriere im Konzern der Energie Steiermark 1993 als Lehrling begonnen und berufsbegleitend die Handelsakademie, dann ein HTL-Kolleg sowie anschließend die Studien Innovationsmanagement sowie Nachhaltige Energiesysteme erfolgreich absolviert. Durch die langjährige Erfahrung im Energiebereich und der parallelen Aus- und Weiterbildungen kann Wolkinger auf ein breites und fundiertes Wissen zurückgreifen und nimmt oft und gerne eine ganzheitliche Dolmetscher- und Vermittlerrolle zwischen Technik, Ökologie und Wirtschaft wahr

Danksagung

Die YEP Gruppe *Speicher und Netze* bedankt sich herzlich beim WEC Austria für die Organisation des YEP Programms insgesamt sowie für die Organisation der vielen äußerst interessanten und lehrreichen Events im Speziellen.

Besonderer Dank gilt auch dem Programm-Board des 2. YEP Zyklus für die Unterstützung und das wertvolle Feedback bei der Erstellung dieses Berichts. An dieser Stelle möchten wir auch den Klima- und Energiefonds erwähnen, der uns im Rahmen dieser Aufgabe fachlich unterstützt hat.

Wir möchten uns auch bei den Mitgliedern des WEC bedanken, dass Sie ihre Unternehmen und Organisation vorgestellt haben und uns in ihre Räumlichkeiten eingeladen haben. Besonders hervorheben möchten wir Aspern Smart City Research, Energie Burgenland AG, OMV Aktiengesellschaft, Verbund AG und die Vereinigung der Österreichischen Industrie (IV).

Bei AFRY Austria möchten wir uns für das gelungene digitale Hosten der Abschlussveranstaltung am 17.11.2020 mit der Präsentation des Berichts und der Podiumsdiskussion bedanken.

Inhaltsverzeichnis

Abstract/Executive Summary	14
Einleitung	15
Referenzen	18
Speicherwirtschaft in Österreich	19
Ausbau Erneuerbarer in der Klima- und Energiestrategie 2030 (mission #2030)	19
Wesentliche Einflussfaktoren auf Speicherkapazitäten 2030	20
Fazit	21
Referenzen Kapitel 0	22
Netzspeicher und Speichersysteme als Betriebsmittel der Verteilernetzbetreiber	23
Herausforderung:	23
Einsatz von Netzspeichersystemen:	23
Netzdienlicher Einsatz:	24
Referenz: Forschungsprojekt FACDS (Flexible AC Distribution System)	24
Erforderliche Anpassung der Rahmenbedingungen	25
Microgrids – Potenziale und Mythen	26
Microgrid - Definition	26
Microgrid - Anwendungen	26
Microgrids in Bezug auf Netze und Speicher	27
Microgrid - Historisch	28
Microgrids – Regulierung und Kostentragung	29
Regulatory Sandbox	30
Microgrids – Ausblick	30
Referenzen Kapitel 3	31
Wasserstoff als Energievektor	32
Referenzen Kapitel 4	36
Pumpspeicherkraftwerke und technologische Weiterentwicklungen	37
Universelle Nachhaltigkeit von Pumpspeicherkraftwerken	38
Energy Stored on Energy Invested (ESOI)	40
Altbewährt und das Nonplusultra für ein erneuerbares Energiesystem	42
Referenzen Kapitel 5	44
Über den World Energy Council Austria	45
Impressum	46

Abstract/Executive Summary

Speicher und Netze sind ein wesentliches Rückgrat eines nachhaltigen und sicheren Energiesystems. Insbesondere ist der Ausbau von Speichern und Netzen für ein zunehmend auf erneuerbaren Quellen basierendes Energie- und Stromsystems unabdingbar. Die YEP Gruppe *Speicher und Netze* hat interdisziplinär und in Verbindung mit dem jeweiligen Forschungs- und Arbeitsbereich das Thema auszugsweise bearbeitet und weiterentwickelt. Die Beiträge des Berichts entsprechen somit den Erkenntnissen der Autor*innen und widerspiegeln ihre persönlichen Erkenntnisse und Meinungen.

In einem ersten Schritt wird die Bedeutung von Speichern und des Netzausbaus im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung des Energiesystems und Österreichs Klima- und Energiestrategie #mission2030 beleuchtet. Um das Ziel Strom aus 100% erneuerbaren Quellen im Jahr 2030 zu erreichen, muss die Produktion erneuerbaren Stroms um 35 TWh erhöht werden. Der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik kann dabei 29 TWh beitragen. Die hohe Volatilität sowie die Einbindung neuer Erzeugungsstandorte dieser Energiequellen belasten jedoch das derzeitige Versorgungsnetz und fordern einen Speicher- und einen Netzausbau sowie die effiziente Nutzung dieser Infrastruktur.

Kapitel 2 zeigt auf, wie Verteilnetzbetreiber mit Hilfe von Netzspeichern den Netzausbau und den Betrieb des Versorgungsnetzes optimieren können. Es wird davon ausgegangen, dass sich unter den Verteilnetzbetreibern Verbraucher zu kleineren Einheiten oder Energiegemeinschaften, den sogenannten Microgrids, zusammenschließen und Strom als Prosumer austauschen. Die Vorteile und Herausforderungen dieses Trends werden in Kapitel 3 beschrieben. Aufgrund der Kleinteiligkeit von Microgrids wirkt hier die Volatilität erneuerbarer Energiequellen besonders auf die Netzstabilität, die mit Speicherlösungen ausgeglichen werden kann. Neben Microgrids ist auch Wasserstoff ein aktueller Trend in der Energiewirtschaft. Die Speicherung und der Transport von Energie in der Form von Wasserstoff gilt als vielversprechend, ist allerdings erst im Forschungsstadium. Kapitel 4 stellt die wesentlichen Möglichkeiten zur Produktion von Wasserstoff sowie die vielversprechendsten Anwendungsfälle vor. Neben dem Einsatz als Treibstoff für den Schwerverkehr ist hier vor allem der stoffliche Einsatz in der Industrie hervorzuheben, der zu einer wesentlichen Emissionsreduktion bei industriellen Prozessen beitragen kann. Um die derzeit noch sehr hohen Kosten in einen konkurrenzfähigen Bereich bringen zu können, ist vor allem ein Up-Scaling der Technologien notwendig. Im Gegensatz zu Wasserstoff werden Pumpspeicher schon seit vielen Jahrzehnten zur kostengünstigen Energiespeicherung eingesetzt. Kapitel 5 zeigt wie langlebige unterirdische Pumpspeicherkraftwerke durch die innovative Kombination mit thermischer Energiespeicherung bei nahezu unverändertem Ressourcenverbrauch gegenüber konventionellen Pumpspeichern durch den markant gesteigerten Energieumsatz einen bedeutenden gesamtökonomischen Wertzuwachs ermöglichen können.

Die Energiezukunft wird von individuellen Entscheidungen geprägt. Investitionen in die Energieinfrastruktur bestimmen über Jahrzehnten das System, daher sind die Maßnahmen und Entscheidungen, die jetzt für den Umbau hin zu einem erneuerbaren System getroffen werden entscheidend über dessen Erfolg für die Gesellschaft bzw. den Unternehmen welche in unserem ökonomischen System für dessen Bewirtschaftung verantwortlich sind.

Einleitung

Christian Diendorfer, Wolfgang Richter

Die Europäische Kommission hat mit dem Green Deal ehrgeizige Klima- und Energieziele gesetzt. Europa soll der erste klimaneutrale Kontinent werden, indem bis 2050 keine Netto-Treibhausgasemissionen freigesetzt werden und das Wirtschaftswachstum vom Verbrauch fossiler Brennstoffe zu entkoppeln.

Um diese Ziele erreichen zu können, ist ein drastischer Umbau des Energiesystems notwendig. Neben dem Ausbau erneuerbarer Energiequellen ist eine weitestgehende Elektrifizierung des Verkehrs, von Gebäuden und energieintensiven Industrien zu erwarten. Durch den Trend zur stärkeren Nutzung von elektrischem Strom wird dessen Bedarf steigen, bei gleichzeitiger Verringerung des gesamten Primärenergiebedarfs aufgrund des hohen Effizienzsteigerungspotentials. Der steigende Anteil volatiler erneuerbarer Energiequellen stellt die bestehende Netzinfrastruktur vor eine Herausforderung.

Es ist erklärtes Ziel der Europäischen Kommission, dass bei der Umsetzung des Green Deals weder Menschen noch Regionen im Stich gelassen werden. Somit muss auch ein zukünftiges Energiesystem wesentliche Kriterien erfüllen, um von den Nutzern akzeptiert zu werden. F. Gracceva und P. Zeniewski fassen die fünf wesentlichen Eigenschaften eines sicheren Energiesystems folgendermaßen zusammen:

Stabilität ist die Fähigkeit des Energiesystems, trotz plötzlich auftretender Störungen, wie zum Beispiel der Ausfall einer kritischen Komponente, einen sicheren Betrieb in definierten technischen Rahmenbedingungen gewährleisten zu können. Für das Stromnetz bedeutet dies, dass definierte Vorgaben für die Netzspannung sowie Netzfrequenz zu jeder Zeit eingehalten werden müssen und sich Störungen im elektrischen Verbundnetz nicht ausbreiten können. Dies kann durch steten Netzausbau und einem erhöhten Vermaschungsgrad entgegengewirkt werden.

Unter *Flexibilität* versteht man das Vermögen des Energiesystems auf kurzfristigen Abweichungen zwischen dem tatsächlichen und dem prognostizierten Angebot und Nachfrage reagieren zu können. Flexibilität kann unter anderem durch flexible Kraftwerke, Speicher, Import/Export und Demand-Side Management bereitgestellt werden.

Resilienz bedeutet, dass ein Energiesystem alternative Möglichkeiten der Energiebereitstellung besitzt und so auf plötzliche und unerwartete Schocks, wie zum Beispiel der Ausfall einer wichtigen Versorgungsquelle. Resilienz kann einerseits durch physikalische Maßnahmen, wie zum Beispiel Redundanz, Kapazitätsreserven und Brennstoffflexibilität bereitgestellt werden. Andererseits können auch die Marktstruktur und das regulatorische Umfeld für die notwendige Resilienz sorgen. Die Reaktion des japanischen Energiesystems auf den Reaktorunfall von Fukushima ist ein gutes Beispiel für ein resilientes System. Trotz Abschaltung der meisten Kernkraftwerke konnte die Energieversorgung Japans sichergestellt werden. Auch zeigen insbesondere Pumpspeicherkraftwerke große Resilienz, da diese im Laufe Ihrer Geschichte von der Speicherung von Flusswasserkraft, über Kohlekraft und Atomkraft jetzt einen

wesentlichen Pfeiler der Integration der Erneuerbaren darstellen, was dessen volkswirtschaftlichen Wert hervorhebt.

Eine weitere wesentliche Anforderung für ein funktionierendes Energiesystem ist *Angemessenheit* (Adequacy). Darunter versteht man die Fähigkeit des Systems die Nachfrage unter allen zu erwarteten Bedingungen decken zu können. Ein wesentlicher Faktor ist hier die erwartete Spitzennachfrage. Um die Angemessenheit des Energiesystems gewährleisten zu können, müssen Investitionen in Versorgungskapazität und Infrastruktur in ausreichender Höhe und mit ausreichender Vorlaufzeit getätigt werden. Hierfür spielt die Ausgestaltung des Energiemarkts eine wesentliche Rolle. Der Energiemarkt muss sicherstellen können, dass in einer liberalisierten und dezentralisierten Marktstruktur die notwendigen Anreize für rechtzeitige und effiziente Investitionen Einführung eines Kapazitätsmarkts geschaffen werden.

Die *Robustheit* eines Energiesystems beschreibt die Fähigkeit, sich an langfristige wirtschaftliche und/oder (geo)politische Gegebenheiten anzupassen. Dies impliziert, dass eine Bereitstellung aus verschiedenen Primärenergieträgern zu kostenorientierten Preisen erlaubt und möglich ist, ohne durch wirtschaftliche und politische Zwänge in Bezug auf Ressourcen und Infrastruktur behindert zu werden. Bei diesem Kriterium sei besonders elektrischer Strom hervorgehoben, welcher seit über 1891 in Europa über längere Distanzen als Wechselstrom durch die Stromnetze fließt und Wohlstand generiert.

Das Kriterium *Stabilität* kann allein mit technischen und operativen Kennzahlen bewertet werden. Bei der Bewertung der Kriterien *Flexibilität*, *Resilienz*, *Angemessenheit* und *Robustheit* muss zusätzlich die effiziente Verteilung der Ressourcen durch Marktkräfte berücksichtigt werden.

Abbildung 1 ist eine grafische Repräsentation dieser fünf Anforderungen und zeigt sie im Kontext mit den ihren zeitlichen Wirkperioden.

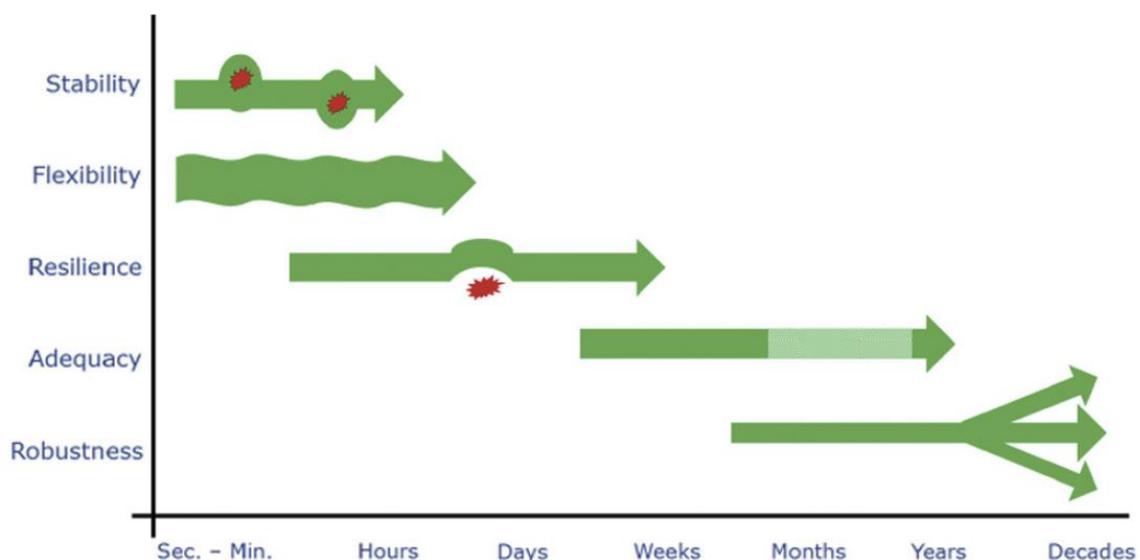


Abbildung 1: Fünf Anforderungen an ein sicheres Energiesystem. Quelle: F. Gracceva, P. Zeniewski, 2014

Durch den erwarteten drastischen Anstieg volatiler Energiequellen, wie zum Beispiel Wind- und Solarenergie, werden Netzausbau und die Implementierung von Energiespeichern eine zentrale Rolle bei der Transformation des Energiesystems spielen. Je höher die Lebensdauer von Netz- und Speichereinheiten sind, desto geringer sind dessen Kosten pro transportierter oder gespeicherter Energiemenge. Ziel sollten hierbei „forever assets“ sein.

Die European Association for Storage of Energy (EASE) hat eine Vielzahl an Studien zum Thema Speicher analysiert und die Resultate zusammengefasst. In Abbildung 2 ist das Ergebnis dieser Analyse dargestellt. Es zeigt die Speicherleistung und -kapazität in Abhängigkeit des Anteils volatiler Energiequellen im Netz. Während bei einem geringen Anteil volatiler Energiequellen relativ kleine Speichergrößen ausreichend sind, steigt der Bedarf an Speichern mit dem Anstieg des Anteils volatiler Energiequellen.

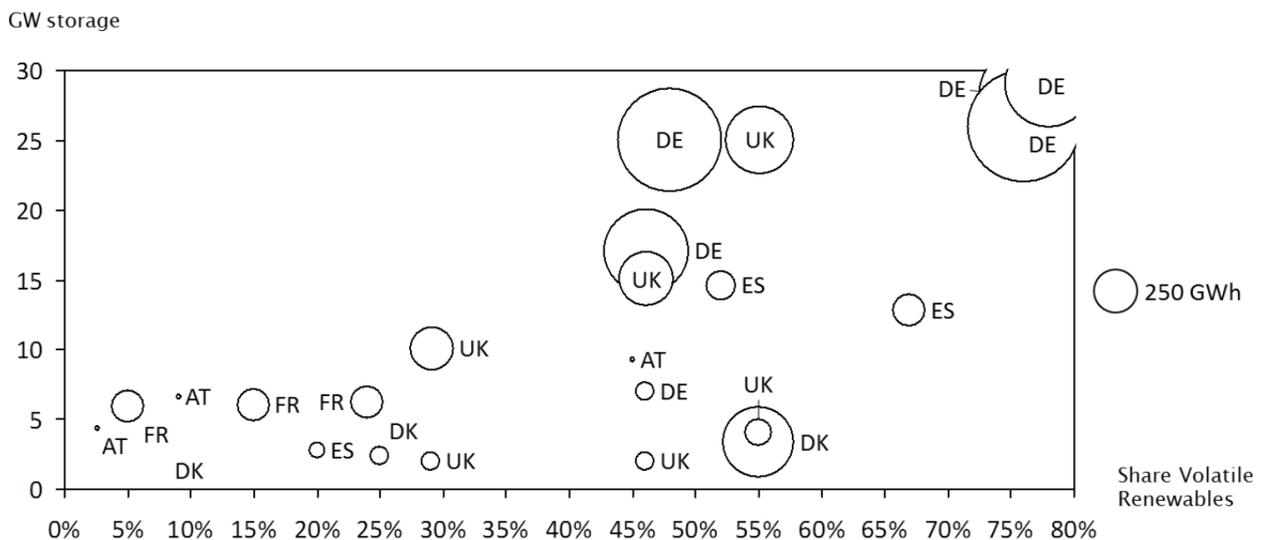
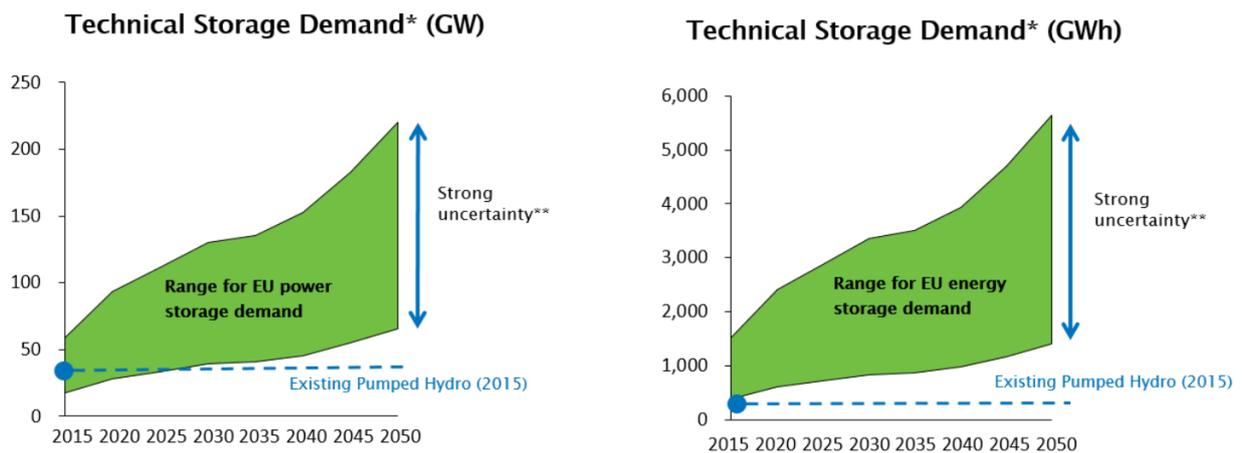


Abbildung 2: Speicherbedarf europäischer Länder in Abhängigkeit vom Anteil volatiler Energiequellen. Die Speicherleistung ist auf der y-Achse dargestellt, die Kapazität als Größe der Blasen. Quelle: EASE, 2018

In der gleichen Studie hat EASE den technischen Speicherbedarf für das Referenz-Szenario der Europäischen Kommission dargestellt. Der technische Speicherbedarf, ist jene Menge an Energiespeichern, die aus technischen Anforderungen zum sicheren Betrieb des Netzes entstehen und nicht die Speichermengen für die ein wirtschaftlicher Betrieb erwartet wird. Es sollte selbstverständlich im Interesse aller Beteiligten sein, dass diese Mengen möglichst deckungsgleich sind. Vergleicht man den zukünftigen Bedarf an Speicherleistung und -kapazität mit den derzeit installierten Pumpspeicherkraftwerken, wie in

Abbildung 2 dargestellt ist, so erkennt man, dass die benötigte Kapazität schon jetzt nicht ausreichend ist und die benötigte Leistung ca. ab 2025 nicht mehr von existierenden Anlagen gedeckt werden kann, da der Anteil der volatilen Erzeugungseinheiten steigen wird.



* The graphs show a *simplified extrapolation of existing studies on energy storage demand*. They assess only the *technical need* for storage, rather than estimating the future market for energy storage systems.
 ** The large gap between the upper and lower boundaries reflects the diversity of estimates found in existing studies on storage demand: their assumptions about competing flexibility providers (e.g. deployment of demand-side management, grid extension) and their modelling approaches differ significantly.

Abbildung 3: Entwicklung des Speicherbedarfs in der Europäischen Union im Referenzszenario der Europäischen Kommission. Quelle: EASE, 2018

Im ambitionierteren Dekarbonisierung Szenario der Europäischen Kommission, welches von einem Anteil volatiler Energiequellen von 65% im Jahr 2050 ausgeht, ist der Bedarf an Speichern in etwa doppelt so hoch wie im Referenz Szenario.

Dies zeigt, dass Speicher und der Ausbau der Netze eine Schlüsselrolle in der Transformation des Energiesystems spielen werden. In den folgenden Kapiteln werden die Erkenntnisse der YEP Gruppe *Speicher und Netze*, die sich mit ausgewählten Themen mit besonderer Relevanz für Österreich auseinandergesetzt hat, vorgestellt.

Referenzen

Europäische Kommission, 2019. „Ein europäischer Grüner Deal“, 2019 https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de

F. Gracceva, P. Zeniewski, 2014. “A systemic approach to assessing energy security in a low-carbon EU energy system”, Applied Energy Issue 123 p. 335-348

European Association for Storage of Energy (EASE), 2018. “EASE Study on Energy Storage Demand”, https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2018/06/2018.06_EASE_Study_on_Storage_Demand.pdf

Speicherwirtschaft in Österreich

Doris Wolking, Robert Migglausch

Ausbau Erneuerbarer in der Klima- und Energiestrategie 2030 (mission #2030)

Im Rahmen der Klima- und Energiestrategie 2030 setzt sich Österreich das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 auf einen Wert von 45 – 50 % anzuheben. Derzeit liegt der Anteil bei 33,5 %. Ziel ist es darüber hinaus, im Jahre 2030 den Gesamtstromverbrauch zu 100 % (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen im Inland zu decken.

Der geplante Ausbau Erneuerbarer berücksichtigt dabei die erwartete Zunahme des Stromverbrauchs, da Strom aus erneuerbaren Quellen aus Österreich in den Bereichen Mobilität, Gebäude und Produktion zur Substitution von importierten fossilen Energieträgern eingesetzt wird. Dabei wird auf die Zukunftstrends Digitalisierung, Dezentralisierung und Partizipation gesetzt. Der geplante Ausbau Erneuerbarer Energien ist stets vor dem Hintergrund, die Versorgungssicherheit in Österreich sicherzustellen, zu sehen. Auch der Stromaustausch im europäischen Binnenmarkt wird weiterhin eine wichtige Rolle spielen müssen. Österreichs konkretes Ziel ist es daher, einen ausgeglichenen Saldo von importiertem und exportiertem Strom zu erreichen und den Bedarf mit erneuerbarer Energie im Inland zu decken [mission2030].

Ausgehend von der aktuellen Stromnachfrage (Endverbrauch) in Österreich von rund 66 TWh/a wird für 2030 eine Stromnachfrage (Endverbrauch) von rund 88 TWh/a angenommen [Gatzen]. Andere Prognosen gehen – basierend auf der installierten Leistung 2016 – von einem Mehrbedarf von rund 30 – 35 TWh aus [Österreichs Energie], um von rund drei Viertel auf 100 Prozent Erneuerbare im Stromsystem zu kommen:

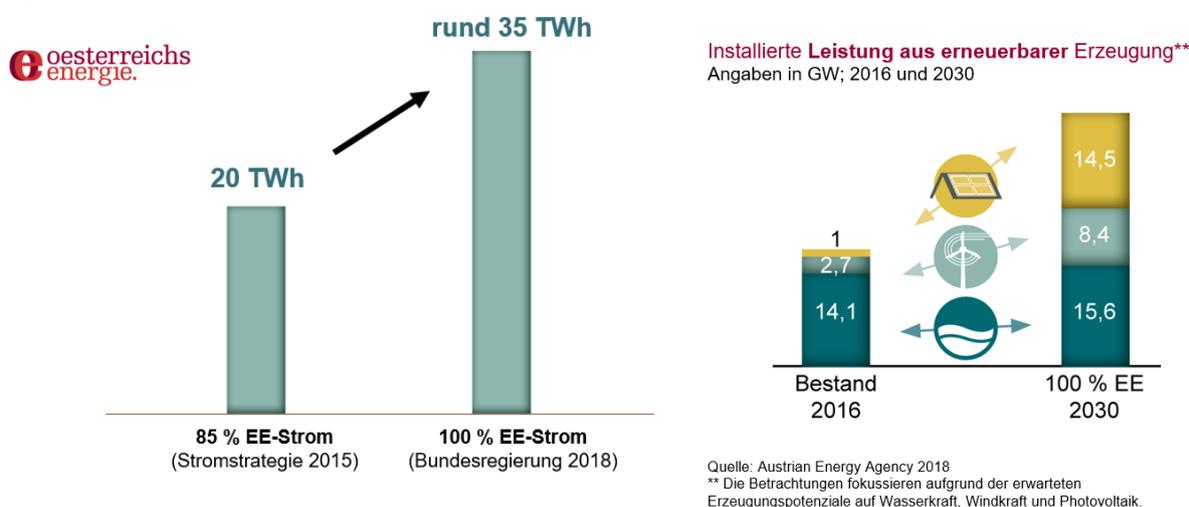


Abbildung 4: Mission 2030, Ausbauziele

Die Frage, wie sich der Mehrbedarf an sauberem Strom zusammensetzen wird, ist nicht im Detail fixiert. Österreichs Energie kommuniziert folgendes Szenario:

Woher können 35 TWh mehr an sauberem Strom kommen?

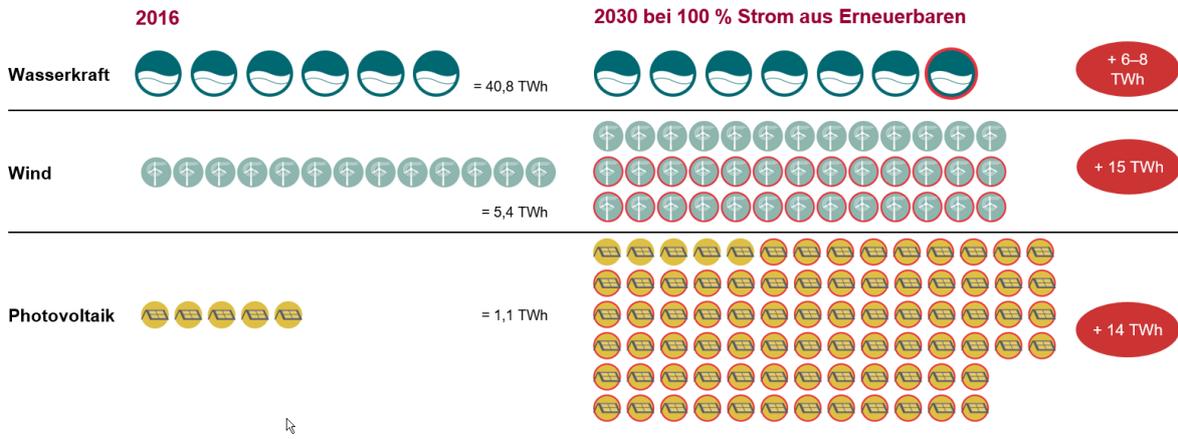


Abbildung 5: Mission 2030, Ausbauziele, Umsetzung (Stand 2019)

Rund drei Viertel des in Österreich erzeugten Stroms stammen aus Wasser-, Wind- und Sonnenenergie. Um auf die angestrebten 100 % zu kommen, müssen wir rund 35 TWh mehr sauberen Strom erzeugen als heute. Zusätzlich müssen Netze und Speichersysteme ausgebaut werden, um die hohe Versorgungssicherheit (derzeit über 99,99 %) zu erhalten.

Die Entwicklung der erforderlichen Speichersysteme und -kapazitäten selbst ist von zahlreichen Faktoren abhängig. Gerade auch der geplante Ausbau an Windenergie verstärkt den Ruf nach Speichereinrichtungen. Denn bereits jetzt müssen Speicherkraftwerke – die „natürlichen Partner“ von Windkraftanlagen – in windstillen Zeiten zur Verfügung stehen, um eine lückenlose Stromversorgung sicherzustellen. Speicherkraftwerke liefern einen wichtigen Beitrag zur wirtschaftlichen Optimierung der Stromerzeugung. Darüber hinaus tragen Speicherkraftwerke aufgrund ihrer hohen Einsatzflexibilität und der Lieferung von Regelleistung und Regelenergie wesentlich zur Netzstabilisierung bei. Derzeit sind Pumpspeicherkraftwerke die einzige wirtschaftlich rentable Technologie, notwendig sind aber auch dezentrale Speicher unterschiedlichster Arten und Größen, die derzeit entwickelt und erprobt werden. Wir stehen deshalb vor einer wahren „Speicherrevolution“.

Wesentliche Einflussfaktoren auf Speicherkapazitäten 2030:

Entwicklung und Anteil Erneuerbarer

Wasserkraftanlagen (Fluss- u. Speicherkraftwerke), On- und Offshore-Windkraftanlagen, Solaranlagen, Photovoltaik (PV) und weiters die mittlerweile einen Engpass darstellenden Übertragungskapazitäten/Energienetze;

Politische Ziele und Einflüsse

Kohle- und Nuklear-Ausstieg, CO₂-Ziele, Sektorkopplung, Energieeffizienzvorgaben, Förderregime und damit wirtschaftliche Anreize

Elektrifizierung und Nachfrage

Individualverkehr/Elektromobilität, Elektrifizierung für Raumheizung (z.B. Wärmepumpen), Autarkierate (PV + Batterie in Privathaushalten),...[IEA]

Flexibilitäten

Pumpspeicherkraftwerke, Batterie-Entwicklung (zentrale Großspeicher, dezentrale Speicher- bzw. Quartierlösungen), Power to Heat, Demand-side Response Industrie sowie private Haushalte und Kleinunternehmen; [IEA, WEC]

Rechtsrahmen

Doch auch oder insbesondere gesetzliche Regulatorien (z.B. Zahlung von Netzentgelt für Speicher) stellen einen wesentlichen Einflussfaktor dar und werden in Expertenkreisen diskutiert [Stiftung Umweltenergie recht]. Im Vergleich mit anderen Ländern zeigen sich prozentuell unterschiedlich hohe Kostenanteile für die Planung und Genehmigung von Projekten, den Netz-Anschluss- und Betriebskosten, den Finanzierungskosten bzw. den zu leistenden steuerlichen Ausgaben. Das heißt, nationale politische und regulatorische Rahmenbedingungen haben einen großen Einfluss auf die Kosten und damit auch auf den Ausbaugrad von Erneuerbaren – oftmals sogar einen größeren Einfluss als nationale Ressourcenverfügbarkeiten! Netz-Anschluss-Kosten und Finanzierungskosten haben lt. [Agora] den größten Einfluss auf die spezifischen Kosten für Windenergieanlagen und regulierungsbedingte Kostenanteile weisen länderübergreifend und auch innerhalb dessen die größten Schwankungen auf.

Daraus folgt, dass Rahmenbedingungen auch auf den Preis sowie die Marktdurchdringung von Speicher einen signifikanten Einfluss haben!

Vorliegende Marktregeln müssen angemessene Investitionsanreize für Speicher bieten, um den Ausbau an Flexibilitäten zu fördern. Systemkosten (zB. Kosten für Versorgungssicherheit, Back-up Erzeugung, Ausbau Übertragungs- und Verteilnetz, Regelernergie) und direkte Förderkosten sollen und müssen durch geschickte Auswahl der EE-Projekte (Fokus auf kosteneffizienten Technologiemix, Auslastung, Investitions- und Betriebskosten, Zeitpunkt/Wertigkeit der Einspeisung) möglichst minimiert werden [Gatzen].

Fazit

Abhängig von den angenommenen und möglichen Zukunftsszenarien – Erneuerbare, Nachfrage und Flexibilität können sich unterschiedlich entwickeln – werden auch die Nachfrage und damit die Preissituation entsprechend beeinflusst.

Bei hohem Anteil an Erneuerbaren und hohen verfügbaren Flexibilitäten (Speicher,...) werden die Systempreise (Grenzkosten) naturgemäß sinken. Bei stärkerer Nachfrage nach Flexibilitäten und vergleichsweise stagnierendem oder geringer steigendem Anteil an Erneuerbaren können bei erhöhter Nachfrage höhere Preise für Flexibilitäten lukriert werden.

Sind geringe Flexibilitäten (Speicher,...) vorhanden, besteht zusätzlich die Gefahr von Abschaltungen von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen [Pöyry]. **Regulatorische Rahmenbedingungen und Anreize stellen maßgebende Einflussfaktoren dar.**

Der Ausbau der Erneuerbaren erfordert den Einsatz von Fördermitteln. Kosteneffizienz ist – auch für eine nachhaltige Akzeptanz in der Gesellschaft – unumgänglich. Die

Erreichbarkeit von 100% erneuerbare Stromerzeugung ist unter anderem abhängig von Bevölkerungs- u. Wirtschaftswachstum, Sektorkopplung (direkte und indirekte Elektrifizierung Wärme, Industrie, Verkehr), Energieeffizienz sowie vom Strompreis an der Börse bzw. den förderrechtlichen Anreizen für einen weiteren Ausbau von erneuerbaren Energieressourcen [Gatzen].

Es ist sehr schwer abschätzbar, wie sich die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitäten (Speicher,...) im Detail entwickeln wird. Es kann lt. Expertenmeinung jedoch davon ausgegangen werden, dass bei einer Steigerung der Batteriekapazitäten – höhere Marktanteile führen im Regelfall zu Technologiesprüngen und Skaleneffekte sowie zu preislichen Entwicklungen hin zu günstigeren spezifischen Kosten – beispielsweise, dass auch konventionelle Pumpspeicher mit entsprechenden Auswirkungen, d.h. mit geringeren wirtschaftlichen CAPEX zu rechnen sein wird [Bluesky Energy, Energy Storage Europe]. Das Thema „Green Finance“ wurde auch in der mission2030 festgeschrieben und wird die Mobilisierung von privatem Kapital ebenso eine bedeutende Rolle spielen. Langfristige, transparente und planbare Regulatorien und Rahmenbedingungen sind auch in diesem Bereich wichtige Zutaten für ethische und rentable Investments [Austrian Energy Agency].

Referenzen Kapitel 0

Mission2030: <https://www.bmlrt.gv.at/service/publikationen/umwelt/mission-2030-oesterreichische-klima-und-energiestrategie.html>

Gatzen: frontier economics, Dr. Christoph Gatzen, OE Trendforum 3/2018, <https://oesterreichsenergie.at/veranstaltungen/oesterreichs-energie-trendforum/trendforum-sauber-sicher-fair.html>, Download Präsentation Gatzen

Oesterreichs Energie: <https://oesterreichsenergie.at/positionspapiere-und-fact-sheets.html>
IEA: <https://www.iea.org/etp/>,
<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/iea/publikationen/energytechnologyperspectives-2017.php>

WEC: https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2018/10/20181018_WEC_Germany_PTXroadmap_Zusammenfassung_deutsch.pdf?utm_source=CleverReach&utm_medium=email&utm_campaign=22-10-2018+Newsletter+10%2F2018&utm_content=Mailing_11066518

Stiftung Umweltenergierecht: <https://stiftung-umweltenergierecht.de/>,
<https://oesterreichsenergie.at/positionen-standpunkte/fahrplan-2030-umsetzung-mission2030.html>

Agora: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/RES-Policy/144_cross-border_RES_cooperation_WEB.pdf

Pöyry: <http://www.poyry.at/de/dienstleistungen/engineering-consulting/elektromaschinelle-planungen/energiespeicherung>

Bluesky Energy: <http://www.bluesky-energy.eu/2018/07/30/kostenvergleich-batteriespeicher/>
Energy Storage Europe: <https://www.esexpo.de/>,
<https://www.yumpu.com/de/document/read/59895651/pk-ese-praesentation-2018>

Austrian Energy Agency: <https://www.energyagency.at/aktuelles-presse/news/detail/artikel/future-stromcamp-wie-finanzieren-wir-die-energiewende.html>

Netzspeicher und Speichersysteme als Betriebsmittel der Verteilnetzbetreiber

Christopher Kahler

Herausforderung:

Die immer stärker aufkommende dezentrale Einspeisung und die zunehmende Anzahl in das Versorgungsnetz zu integrierenden „neuen“ Verbraucher mit hohen Gleichzeitigkeiten und anderem Verbrauchsverhalten erhöht die Komplexität des Gesamtsystems und stellt die Betreiber von Netzinfrastrukturen vor Herausforderungen. Dies sind:

- Integration der Erzeuger, Verbraucher und Prosumer
- Verstärkte Integration der E-Mobilität
- Steigende Anzahl von Wärmepumpen
- Vermehrt fluktuierende dezentrale Erzeuger in Kombination mit Heimspeicheranlagen
- Beherrschung von Leistungsspitzen und Spannungshaltung

Eine strategische Anpassung der Verteilnetzplanung sowie des Netzbetriebs ist erforderlich. Eine Lösung der oben genannten Herausforderungen sieht einen Netzausbau vor, der jedoch mit hohen Kosten verbunden ist. Netzspeichersysteme können diesbezüglich eine kostengünstige Alternative Methode.

Einsatz von Netzspeichersystemen:

Durch Netzspeichersysteme (bestehend aus Batteriespeichersysteme und Umrichter) können die zuvor genannten Herausforderungen bewältigt werden. Es kann dadurch ein wesentlicher Beitrag zu einer sicheren, zuverlässigen und kostengünstigen Stromversorgung geleistet und folgende Maßnahmen erreicht werden:

- Vermeidung bzw. Verzögerung von Netzausbau
- Optimale Nutzung bestehender Netzkapazitäten (Mobilisieren vorhandener Netzreserven)
- Entlastung von Betriebsmitteln (Transformatoren und Leitungen) und Vermeidung von Netzengpässen
- Netzspeichersysteme stellen für den Verteilnetzbetreiber ein mögliches zukünftiges Potential für Flexibilitätsoptionen dar
- Beitrag zur Spannungshaltung und Glättung von Leistungsspitzen
- Durch den gezielten Einsatz von Speichersystemen kann der Blindleistungshaushalt beeinflusst werden, die Netzstabilität und -qualität kann weiterhin gewährleistet werden.
- Eine rasche und gezielte Einbringung von Netzspeichersystemen vor Ort ist möglich
- Netzspeichersysteme stellen ein mobiles System dar, welche auf die jeweilige Netzsituation gezielt reagieren

Es ist erforderlich, dass Netzspeichersysteme zukünftig neben den bestehenden Betriebsmitteln wie z. B. Transformatoren oder Leitungen zu einer neuen Komponente

der Netzinfrastrukturplanung werden. Dazu ist es erforderlich, netzdienliche Speichersysteme als neues Betriebsmittel in den Verteilernetzen anzuerkennen sowie Regeln für den Betrieb zu definieren.

Netzdienlicher Einsatz:

Als „netzdienlich“ wird der Einsatz von Speichersystemen zur Verstärkung der Belastung im Verteilernetz bezeichnet. Die netzdienlichen Speichersysteme können zur Spannungshaltung, zur Lastspitzenreduktion und zur Phasensymmetrierung an lokal speziellen Punkten eingesetzt werden, um bestehende Netzkomponenten (Transformatoren und Leitungen) zu entlasten. Für einige Stunden innerhalb eines Tages kann dadurch die Netzkapazität mittels netzdienlicher Speichersysteme erhöht werden, um folglich lokale Netzengpässe bzw. lokale Spannungsprobleme zu beheben und dadurch hohe Netzrestrukturierungskosten zu vermeiden bzw. hinauszuzögern. Auf diese Weise tragen netzdienliche Speichersysteme zur Optimierung der Netzkosten sowohl für Erzeuger, als auch für Verbraucher bei.

Der netzdienliche Einsatz erfolgt unter physikalischen und netztechnischen Gesichtspunkten an technisch geeigneten Netzanschlusspunkten zur Erreichung der netztechnischen Ziele:

- Spannungshaltung und Blindleistungsmanagement
- lokale Engpassbeseitigung
- lokale Entlastung der Betriebsmittel
- lokale Erhöhung der Netzkapazitäten
- Phasensymmetrierung
- Dauerhafte oder zeitweise Vermeidung von „konventionellem Netzausbau“

Referenz: Forschungsprojekt FACDS (Flexible AC Distribution System)

Das Projekt FACDS wurde im Zuge des Energieforschungsprogramm des Klima- und Energiefonds von der Wiener Netze GmbH (Konsortialführer) gemeinsam mit sechs Projektpartnern zwischen 2016 und 2018 umgesetzt.

Dabei wurden insgesamt 5 Netzspeichersysteme (Lithium-Eisenphosphat Technologie; 100 kW / 120 kWh je Speichersystem) in den smarten Trafostationen der Seestadt Aspern installiert. Im Vordergrund stand die Bereitstellung von Netzdienstleistungen durch Batteriespeichersysteme (z. B. gleichmäßige Phasenbelastung, Vergleichmäßigung des Lastflusses, Blindleistungsmanagement). Ein Laboraufbau und eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit rundeten das Projekt ab.



Abbildung 6: Netzspeichersystem in der Trafokoje im Forschungsprojekt FACDS

Erforderliche Anpassung der Rahmenbedingungen

Die Mitgliedstaaten können den Verteilernetzbetreibern gestatten, Eigentümer von Energie-speicheranlagen zu sein oder diese Anlagen, wenn sie vollständig integrierte Netzkomponenten darstellen, zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben.

Damit die neuen Speichertechnologien von den Netzbetreibern sowohl technisch als auch wirtschaftlich im vollen Ausmaß genutzt werden können, sind rechtliche Anpassungen nötig. Diese sind wie folgt:

- Netzdienliche Speicher sollen als Betriebsmittel der Verteilernetze im Energierecht verankert werden.
- Verteilernetzbetreiber sollen zur Erfüllung der übertragenen Aufgaben Speicher besitzen, diese betreiben und netzdienlich einsetzen können.
- Für die Nutzung von Speichersysteme durch Netzbetreiber, welche sich nicht in seinem Eigentum befinden und Dienstleistungen anbieten, sind klare Regeln für die Nutzung erforderlich.

Microgrids – Potenziale und Mythen

Verena Gartner, Josef Mayer, Wolfgang Richter

Microgrid - Definition

Die Verwendung des Begriffes 'Microgrid' wurde, in gleichem Maße wie seine Verwendung inflationär anstieg, im letzten Jahrzehnt immer weiter gefasst. Bezeichneten Microgrids anfänglich reine Inselnetze ohne direkten Anschluss zu anderen Stromnetzen, so bezeichnen sie nun zentrale Stromversorgungssysteme im Kleinformat, die durchaus auch mit dem sie umgebenden Netz verbunden sein können.

Im Microgrid kann Strom anhand dezentraler Einheiten erzeugt, verteilt und gesteuert werden – in kritischen Infrastrukturen, militärischen Einrichtungen, Gewerbe- und Industriegebieten sowie in abgelegenen Orten und auf Inseln. Der Bedarf von Microgrids kann sich somit durch geographische oder strategische Randbedingungen ergeben, um Wettbewerbsvorteile zu generieren oder als Entwicklungsstufe für den Aufbau erneuerbarer Versorgungssysteme.

Auch sind die Grenzen zwischen einem Smart Grid und einem Microgrid in der Literatur mehrfach aufgelöst worden. War ursprünglich die Verwendung von "intelligenten" Komponenten, wie z.B. eine integrierte und automatisierte Lastprognose, welche das Lastmanagement von Erzeuger und Verbraucher erleichtern soll, eine Unterscheidung des Smart Grids vom Microgrid, so wird dies nun auch aufgrund der technologischen Entwicklungen und Notwendigkeiten anders gedeutet und Smart Grids wird als digitalisiertes Upgrade von bewährten physischen Stromnetzen verstanden.

Microgrid - Anwendungen

Zahlenmäßig am verbreitetsten sind Microgrids in Entwicklungsländern, welche über keine oder nur eine unzuverlässige Stromversorgung verfügen. Dort werden zunehmend Microgrids mit Solaranlagen und Batterien in Dörfern, Gemeinschaften oder auf Inseln für eine rudimentäre Stromversorgung aufgebaut, auch wenn die bereits installierte Leistung bisher nur ein Bruchteil der möglichen Kapazität darstellt. Oft wird dabei eine bestehende Stromversorgung mit Dieselgeneratoren ersetzt, da die Beschaffung von Diesel in abgelegenen Gebieten aufwändig und teuer ist.

Mit Aufkommen der Cyber-Bedrohungen für infrastrukturelle Einrichtungen ergab sich zusätzlich zur klassischen Anwendung als Insellösung für geografisch abgelegene Regionen ein neuer Markt für Microgrids.

Die dezentrale Stromerzeugung eines Microgrids und seine geringe Größe machen den Schutz eines Microgrids einfacher. Das gilt sowohl für physische als auch – abhängig vom verwendeten Kontrollsystem – für Cyber-Angriffe.

Dieser Aspekt wurde darüber hinaus noch vom Trend zur Dekarbonisierung des Energiesystems der negativen Entwicklung des Weltklimas überlagert, was zur Folge hat, dass etwa Dieselgeneratoren als primäre oder redundante Stromerzeugung stark rückläufig sind.

Microgrids können also auch eine Rolle bei der mehrfach schon gesetzlich geforderten Verringerung des CO₂-Ausstoßes spielen und grundsätzlich auch Kosten senken indem erneuerbare Stromquellen intelligent integriert werden.

Ein interessantes Anwendungsbeispiel ist hier das Microgrid in Nongnooch in Pattaya (Thailand). Es besteht aus einer Kombination von Solaranlagen, Wasserstoff-Elektrolyseur und Brennstoffzelle. Dabei dient der über Sonnenenergie und Windkraft

hergestellte grüne Wasserstoff als Energiespeicher, sodass auch in den Nachtstunden genügend Energie zur Verfügung steht.

Auch aus diesem Beispiel ergibt sich der interessante Schluss, dass die Größe von Microgrids für einen wirtschaftlichen Nutzen oftmals zweitrangig ist. Ein Microgrid kann gut in eine bereits bestehende Netzstruktur eingefügt werden, welche dann die Dimensionen und Komponenten des Microgrids mit beeinflusst. Ein anderes erfolgreiches Beispiel ist das Microgrid der Insel El Hierro, Spanien, welches mittlerweile durch Windkraft und einem lokalen Pumpspeicher als Leistungs- und Arbeitsausgleich für geringeren CO₂ Ausstoß und geringe Kosten der Stromaufbringung sorgt, da weniger Diesel verschifft werden muss.

Microgrids in Bezug auf Netze und Speicher

Microgrids sind gleichzeitig Förderer und Förderer von Speichertechnologien, weil in dieser Netzgröße die Volatilität von Einspeisung und Stromnachfrage besonders deutlich zu Tage tritt.

Um diese Schwankungsbreite und die daraus folgenden Belastungen für die Netze zu mitigieren, gibt es verschiedene Strategien.

Erstens Vorgaben zur aktiven Abregelung (ohne Speicher), zweitens Netzausbau oder eben drittens der Einsatz von Speichertechnologien.

Die fehlende Planbarkeit der Abregelung führt zu relevanten finanziellen Risiken und Kosten für die Vermarkter von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie. Konkret tragen die Vermarkter – unabhängig von einem möglichen gesetzlich verankerten Entschädigungsanspruch – die Verantwortung und die Aufwendungen für den energetischen und bilanziellen Ausgleich des abgeregelten Stroms. (Siehe Studie zur Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz (Döring, Beier, & Burges, 2018))

Andererseits sind die Kosten der Abregelverluste aktuell noch wirtschaftlicher als die vergleichbar teuren Batteriesysteme. Durch die Betrachtung des Speichereffektivitätsfaktors (ESOI – Energy stored of Energy invested) können Abregelungsszenarien definiert werden, um so die Gesamteffizienz und Gesamtwirtschaftlichkeit zu definieren (Barnhart & Benson, 2013).

Auch das Thema Netzausbau ist mit Unsicherheiten verbunden. Die Kosten wären grundsätzlich absehbar. Langwierige Genehmigungsverfahren können diese allerdings zusätzlich in die Höhe treiben bzw. ist durch die entstehende zeitliche Verzögerung keine Planungssicherheit gegeben.

Die zukünftige Rolle der Verteilnetzbetreiber ist außerdem noch schwer einschätzbar. Diese wird sich mit zunehmender Einbindung von erneuerbarer Energie vermutlich zum Teil erheblich ändern, hierzu gibt es eine Studie der Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften (Dammeier, 2015). Die Verteilnetzbetreiber werden zukünftig Regelreserven bereitstellen müssen, welche von den dezentralen Energiequellen und steuerbaren Lasten erbracht werden können. Momentanreserven müssen möglicherweise auch auf Verteilnetzebene zusätzlich eingebunden werden, wenn die Energiespeicher der erneuerbaren Energiequellen für die Leistungsregelung nicht ausreichend sind. Hier könnten Anreizregelungen für Prosumer oder Produzenten denkbar sein.

Auch an der Bereitstellung von Kurzschlussleistung, welche durch den geänderten Energiemix zunächst sinken wird, werden sich die Verteilnetzbetreiber beteiligen müssen. Bei Großstörungen im Stromnetz sollten die Microgrids in den Verteilnetzen auch die Fähigkeit zum Schwarzstart besitzen, wenn die Leistung aus Großkraftwerken

dafür nicht mehr ausreicht, was neue Regelungsmechanismen von Verteilnetzbetreibern erfordert.

In all diesen Bereichen bietet der Ausbau des Verteilnetzes aber auch eine Chance für die Verteilnetzbetreiber, bei der dafür nötigen Koordination und Steuerung eine zentrale Rolle zu spielen und sich zunehmend zur Schnittstelle zwischen den verschiedenen Netzen zu entwickeln. Der Netzausbau steht technisch in Konkurrenz zum Speicherausbau. Grundsätzlich können Faktoren, welche die volkswirtschaftlichen Aspekte beleuchten, dem Gesetzgeber wertvolle Hinweise geben, welchen Anteil entweder Speicherausbau oder Netzausbau zur wirtschaftlichen Integration der Erneuerbaren günstiger ist und somit bei Subventionen zu bevorzugen ist. Klar ist allerdings, dass in jeden Bereich investiert werden muss, um die Pariser Klimaziele bzw. die Klimaneutralität zu erreichen.

Wird von Speichertechnologien gesprochen, abgesehen von etablierten Technologien wie Pumpspeicherkraftwerken, wird meist der Einsatz von Batteriespeichern diskutiert. Allerdings ist momentan auch mit sehr optimistischen Annahmen bezüglich Kosten und Lebensdauer die Wirtschaftlichkeit von Batterielösungen nur in spezifischen Anwendungsfällen gegeben.

Wasserstoff als Trägermedium wird derzeit als Hoffnung diskutiert und konkret anhand langfristiger Szenarien entwickelt.

Es wird aber eine Lösung der Speicherthematik in Kombination mit dem Netzausbau brauchen, da an einem marktorientierten Batteriebetrieb, in welchem Speicher genutzt werden, vor allem auch die Endverbraucher neben anderer Marktakteuren interessiert sind. Damit können durch den Stromhandel die Energiekosten optimiert werden. Ein Ziel muss sein, dass die Endverbraucher ihren Eigenverbrauch maximieren, beziehungsweise dass der Spitzenlastbezug vom Netz minimiert wird. Dafür sind Anreizsysteme wie z.B. der Entfall der Eigenstromsteuer zu schaffen (wurde im PV Bereich bereits gesetzlich verankert). Weiters kann das System optimiert werden, indem insbesondere stromintensive Endverbraucher für ihre Flexibilität belohnt werden. Im Falle von Microgrids ist verstärkt auf Flexibilitätspotenziale zurückzugreifen, da es sich um viel kleinere Einheiten und flexiblere Systeme handelt. Der vertikalen Marktintegration kommt hierbei eine wichtige Rolle zu.

Microgrid - Historisch

Geschichtlich betrachtet waren die ersten Stromnetze in Österreich allesamt Microgrids, welche dann im Laufe der ersten Jahrzehnte des 20. Jahrhunderts zu einem Verbundnetz ausgebaut wurden, welches zunehmend den gesamten Kontinent umspannt und dies auch den Erfolg des sicheren Energieträgers Strom in unserem Wirtschafts- und Lebensraum begründet. Die Entwicklung der ersten Microgrids im Alpenraum standen in enger Koordination mit der erneuerbaren Ressource Wasserkraft und dem sozialen und wirtschaftlichen Anspruch Wohlstand und gesellschaftlichen Ausgleich zu ermöglichen; Durch die Entwicklung des Verbundnetzes, welches in den ersten Jahren des 20. Jahrhunderts konzipiert wurde, konnte eine nie dagewesene Energiesicherheit bereitgestellt werden (Füßl, 2005).

Im Jahr 1988 hat die Europäische Kommission eine Mitteilung (COM (1988) 238) verabschiedet, die den Energiebinnenmarkt als unverzichtbaren Bestandteil des umfassenden europäischen Marktes unterstreicht. Ziel war schon damals und ist weiterhin, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und die Preise zu senken. Dieser europäische Energiebinnenmarkt sollte bis 1992 zur Realität werden. Wie schwierig sich dieses Vorhaben gestaltet zeigt, dass erst zuletzt im Rahmen des Clean Energy Pakets der Europäischen Kommission die Energiebinnenmarkt-Richtlinie und -Verordnung abermals überarbeitet und weiterentwickelt wurden. Dies liegt natürlich auch an den

veränderten Rahmenbedingungen, allen voran am forcierten massiven Ausbau erneuerbarer Energien. Im Vordergrund der letzten Europäischen Kommission unter Kommissionspräsident Jean-Claude Juncker ist deshalb die direkte Einbindung der Verbraucher in das Energiesystem gestanden. In der Strombinnenmarkt-Richtlinie wurde die Möglichkeit verankert, Bürgerenergiegemeinschaften zu bilden. Neue Technologien und Verbrauchsmuster, einschließlich intelligenter Verteilernetze und Laststeuerung sollen dadurch in integrierter Weise gefördert werden. Festgeschrieben wurde unter anderem, dass der Zugang zu dem Netz einer Bürgerenergiegemeinschaft zu fairen und kostenorientierten Bedingungen gewährt werden muss.

Die Frage des Nutzens eines Microgrids oder dessen temporären Bedarfs wird stets begründet werden müssen. Zweifelsohne gibt es zahlreiche Einsatzbereiche wo die optimale Entwicklung von Microgrids, auch in Kombination mit einem Verbundnetz, Sinn macht.

Microgrids – Regulierung und Kostentragung

Die Entwicklung des europäischen Strombinnenmarkts ist verbunden mit der Strommarktliberalisierung. Eines der wesentlichen Elemente dieser Liberalisierung ist die Entflechtung (Unbundling) zwischen Wettbewerbsbereichen (Stromerzeugung, -vertrieb und -handel) und Monopolbereichen (sowohl Übertragungs- als auch Verteilernetze). Das Unbundling-Prinzip führt im Zusammenhang mit der Regulierung von Microgrids zu großen Herausforderungen. Zwei seien an dieser Stelle hervorgehoben:

Zum einen bedeutet Unbundling, dass die Netzbetreiber Monopolstellung einnehmen und es deshalb eine Regulierung der Kosten braucht, um die dominante Marktstellung nicht missbrauchen zu können. Es sollen durch die Regulierung die positiven Seiten des Wettbewerbs, statische und dynamische Effizienz simuliert werden.

Im Falle von Microgrids ergeben sich nun in Regionen, die bereits über ein gut entwickeltes Stromnetz verfügen wie es z.B. in der Europäischen Union der Fall ist, neue Herausforderungen:

- Wird mit dem Microgrid ein Parallelnetz aufgebaut? Oder wird auf das bestehende Netz zurückgegriffen?
- Bleiben die Teilnehmer des Microgrids weiterhin an das allgemeine Netz angeschlossen?
- Wer trägt die Kosten des allgemeinen Netzes?
- Sind Microgrids nicht doch teurer und ineffizienter als das bewährte Verbundnetz?

Diese Fragen können nicht eindeutig und klar beantwortet werden. Natürlich hängt die Beantwortung auch mit der Ausgestaltung und Größe des Microgrids zusammen. Wird das Ziel der Versorgungssicherheit in den Vordergrund gestellt, ist in vielen Fällen die Anbindung an das allgemeine Netz weiterhin notwendig. Ein Teilnehmer des Microgrids hätte sodann sowohl die Kosten für das Netz im Kleinen aber auch im großen Verbund zu übernehmen. Dies widerspricht allerdings dem Ziel der Leistbarkeit/Wettbewerbsfähigkeit.

Entstehen viele Microgrids und wird versucht, auf lokaler Ebene die Versorgung zu gewährleisten bzw. Flexibilität zu nutzen, bleibt die Frage offen, wer die Kosten für das allgemeine Netz trägt. Endverbraucher, welchen es aufgrund ihrer Lage oder technischen Voraussetzungen nicht möglich ist, sich einem Microgrid anzuschließen, hätten unfreiwillig mit massiv steigenden Kosten zu rechnen. Die Netzkosten werden so ausgerichtet, dass die Allgemeinheit solidarisch dafür aufkommt. Würden z.B. in Österreich stromintensive Industriekunden nicht mehr dem allgemeinen Netz angeschlossen sein, würden sich die Kosten für die Haushalte enorm erhöhen. Für

Industrie, und Gewerbeunternehmen kann es sich durch ein Microgrid lohnen dezentralisierte (erneuerbare) Erzeugungseinheiten zu integrieren um eben Netzkosten zu optimieren und Standorte zu sichern.

Zum anderen stellt sich die Frage, ob Speicher dem Wettbewerbs- oder Monopolbereich zuzuordnen sind. Handelt es sich bei Speicher um Erzeugungsanlagen? Dürfen Netzbetreiber Speicher betreiben? Natürlich könnte dieser Aspekt schnell mit dem Argument verworfen werden, dass sich innerhalb des Microgrids ohnehin ein eigenes (regulatorisches) System entwickeln muss. Wieder abhängig von der Größe des Systems muss dieser Punkt aber berücksichtigt werden, da die Kostenthematik – also das Ziel der Leistbarkeit/Wettbewerbsfähigkeit – auch im Microgrid eine Rolle spielen wird.

Regulatory Sandbox

Um Microgrids zu erproben und die bestmöglichen regulatorischen Vorgaben zu entwickeln sollte das Konzept der Regulatory Sandbox in Betracht gezogen werden. Eine Regulatory Sandbox ist ein Konzept, das den Test innovativer Geschäftsmodelle ermöglichen soll, indem Innovationen regulatorisch begünstigt werden. Das bedeutet, dass neue Geschäftsmodelle für einen begrenzten Zeitraum unter regulatorischer Aufsicht getestet werden können. Damit wird auch der Aufsichtsbehörde ein besserer Einblick in laufende technologische Entwicklungen ermöglicht, wodurch bestmögliche Rahmenbedingungen geschaffen werden können.

Das Blockchain Energie-Start-up LO3 Energy hat 2016 ein Pilotprogramm für das Brooklyn Microgrid gestartet. Das Projekt begann im Park Slope Viertel im New Yorker Stadtteil Brooklyn mit dem Ziel, PV-Anlagen auf Wohnhäusern zu monitoren und den Strom zwischen den Teilnehmern auszutauschen. Die Vorschriften des Staates New York waren jedoch ein Hindernis für eine breitere oder umfassendere Ausweitung des Programms. Technisch ist der lokale Stromhandel kein Problem, allerdings regulatorisch. Nach lokalen Vorschriften dürfen nur Stromversorger und -dienstleister Strom austauschen. Deshalb wurde im Oktober 2019 ein Regulatory Sandbox-Projekt beschlossen mit dem Ziel, das Konzept des Energiehandels unter Verbrauchern mit einer Blockchain-Technologie zu testen. Mit dem Test sollen rechtliche Rahmenbedingungen entwickelt werden. Das Projekt startet Anfang 2020 mit rund 200 Teilnehmern.

Microgrids – Ausblick

Die Umsetzung von Microgrids im kommunalen österreichischen Raum ist unter der aktuellen Rechtslage noch äußerst kritisch zu sehen.

Nach wie vor wird das Verbundnetz als primäre Versorgungsquelle nötig sein. Wie werden sich die Netzbetreiber mit den Betreibern von Microgrids arrangieren? Eine Verteuerung des Netz-Tarifs würde die Rentabilität von Microgrids unmittelbar in Frage stellen. Aktuell fehlt es an Modellen und entsprechenden Regulativen.

So muss auch die Rolle der Microgrids im Stromnetz reguliert werden. Wie sind z.B. Microgrids bei einer Netzabschaltung einzubinden?

Aktuelle Entwürfe fußen fast ausschließlich auf der Verwendung von Batterien als Energiespeicherlösung. Auch Schwungradspeicher im Vakuum zeigen sich als effiziente Speicher für Microgrids (aktuell in Erprobung am Flughafen Wien in Kombination mit E-Auto Ladesäulen um die Lastspitzen zu kappen). Grüner Wasserstoff als saisonaler Speicher von erneuerbarem Strom wird ebenso intensiv diskutiert.

Es ist davon auszugehen, dass Microgrids, die im Verbund mit dem traditionellen Netz und/oder unabhängig davon betrieben werden können, die Art, wie wir unsere Energieressourcen managen, stark verändern. So könnten Betreiber von Microgrids nicht mehr die Energie selbst bezahlen, sondern einen Vertrag über eine bestimmte "Leistungsbandbreite" aufgrund ihres spezifischen Energiebedarfs abschließen, ähnlich

wie heutzutage bei der Datenübertragung. Allerdings ist zu bedenken, dass gerade durch die physikalische Verbindung aller Teilnehmer und Erzeuger im Verbundsystem den ökonomischen und gesellschaftlichen Erfolg von Österreich begründet.

Referenzen Kapitel 3

Barnhart, C. J., & Benson, S. M. (2013). On the importance of reducing the energetic and material demands of electrical energy storage. *Energy & Environmental Science*; DOI: 10.1039/C3EE24040A, 6, 1083–1092.

Dammeier, F. (2015). Integration erneuerbarer Energiequellen in das Schweizer Verteilnetz: Möglichkeiten von Microgrids. *Forschungsgruppe Erneuerbare Energien, Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften*.

Döring, M., Beier, D., & B. K. (2018). *Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz*. Ecofys.

Füßl, W. (2005). *Oskar von Miller: 1855-1934 - Eine Biographie*. C.H.Beck.

Maloney, P.: Brooklyn Microgrid Moves Ahead with Pilot Regulatory Sandbox for Program; <https://microgridknowledge.com/brooklyn-microgrid-regulatory-sandbox-approved/> (zuletzt abgerufen am 5.1.2020)

Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung)

Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung)

Wasserstoff als Energievektor

Christian Diendorfer, Florian Marko

Wasserstoff wird derzeit als einer der bedeutendsten Energieträger für die Dekarbonisierung des Energiesystems gehandelt (FCH JU). Da Wasserstoff auf der Erde nicht in seiner elementaren Form vorkommt, zählt er nicht zu den Primärenergieträgern. Wasserstoff kann jedoch durch Umwandlung anderer Energieformen zur Speicherung und Verteilung von Energie eingesetzt werden. Das enorme Potential von Wasserstoff hat Jules Verne bereits 1874 erkannt:

“Das Wasser ist die Kohle der Zukunft. Die Energie von morgen ist Wasser, das durch elektrischen Strom zerlegt worden ist. Die so zerlegten Elemente des Wassers, Wasserstoff und Sauerstoff, werden auf unabsehbare Zeit hinaus die Energieversorgung der Erde sichern.”

Zu diesem Zeitpunkt war Kohle der bedeutendste Primärenergieträger und die Öl- und Gasindustrie gerade im Entstehen (z.B. Gründung der Standard Oil Company 1870). 1932 hat Francis T. Bacon die erste Brennstoffzelle, die eine direkte Umwandlung von Wasserstoff und Sauerstoff in elektrische Energie ermöglicht, entwickelt. Die ausreichende und kostengünstige Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas haben jedoch dazu geführt, dass Wasserstoff ein Nischenprodukt auf dem Energiemarkt geblieben ist.

Erst das Entstehen der Raumfahrtindustrie hat dazu geführt, dass sich Wasserstoff als Energieträger und die dazugehörige Brennstoffzellentechnologie etablieren konnte. Brennstoffzellen wurden entwickelt um die Boardsysteme bemannter Raumfahrtmissionen mit elektrischem Strom zu versorgen. Mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen hatten für diese Einsatzzwecke den besonderen Vorteil, dass das bei der Stromerzeugung entstehende Wasser für die Versorgung der Crew verwendet werden konnte.

Aktuell wird der Großteil des produzierten Wasserstoffs als Rohstoff in der Industrie eingesetzt. Der energetische Einsatz von Wasserstoff spielt derzeit nur eine untergeordnete Rolle. 96% des derzeit genutzten Wasserstoffes wird aus fossilen Ressourcen hergestellt, in erster Linie durch Dampfreformation von Erdgas und Kohlevergasung. Diese Herstellungsmethoden sind relativ kostengünstig, jedoch mit hohem Kohlendioxid ausstoß verbunden. Wasserstoff, der aus fossilen Ressourcen unter der Freisetzung von Kohlendioxid erzeugt wird, wird im Allgemeinen auch als grauer Wasserstoff bezeichnet. Dieser Wasserstoff wird derzeit hauptsächlich in Raffinerien und zur Herstellung von Dünger (Ammoniak) verwendet.

In einer dekarbonisierten Energiewirtschaft ist eine Wasserstoffproduktion ohne Kohlendioxid ausstoß zwingend erforderlich. Hierfür ergeben sich nun zwei Optionen:

1. Wasserstoff wird weiterhin aus fossilen Ressourcen gewonnen, das dabei entstehende Kohlendioxid wird jedoch abgetrennt und gespeichert (Carbon Capture and Storage - CCS). Dadurch lässt sich der Kohlendioxid ausstoß deutlich reduzieren. Grauer Wasserstoff, dessen Kohlendioxidemissionen bei der Produktion abgeschieden werden, bezeichnet man auch als blauen Wasserstoff. Die für die

Kohlendioxidabscheidung notwendigen Prozesse sind jedoch teuer und aufwendig, wodurch die Produktionskosten des Wasserstoffes deutlich steigen. Da bei diesen Produktionsmethoden weiterhin große Mengen fossiler Ressourcen benötigt werden, stellt sich die Frage, inwieweit diese Technologien von der Bevölkerung akzeptiert und mitgetragen werden.

2. Bei der Elektrolyse wird Wasser durch elektrischen Strom in seine zwei Elemente, Wasserstoff und Sauerstoff, geteilt. Wird der dafür benötigte Strom aus erneuerbaren Quellen produziert, kann defacto Wasserstoff ohne jegliche Kohlendioxidemissionen erzeugt werden. Wasserstoff, der auf diese Weise hergestellt wurde, wird auch als grüner Wasserstoff bezeichnet und wird oftmals als ideale Lösung für eine zukünftige Wasserstoffwirtschaft gesehen. Jedoch ist die Produktion von grünem Wasserstoff derzeit sehr kostenintensiv. Auch die Bereitstellung und der Transport des benötigten erneuerbaren Strom und die Betriebsweise der Elektrolyse stellt eine Herausforderung dar: Einerseits ermöglicht die Elektrolyse die Umwandlung und Speicherung von erneuerbarer Energie in der Form von Wasserstoff in Situationen wo ein Überangebot an erneuerbarem Strom herrscht, andererseits stellt sich die Frage, ob die hohen Investitionskosten des Elektrolyseurs einen Betrieb lediglich zum Abfangen der Spitzen der Stromproduktion (peak-shaving) wirtschaftlich erlauben oder ob ein Dauerbetrieb für einen wirtschaftlichen Einsatz erforderlich ist.

Durch die Speicherung in der Form von Wasserstoff kann der Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen, wie z.B. Sonnen- und Windenergie, weiter erhöht werden. Vor allem für die längere Speicherung von Energie (Tage bis Monate) hat Wasserstoff das Potential, eine kostengünstige Option darzustellen [IEA]. Dies gilt besonders für Regionen, in denen der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken eingeschränkt ist.

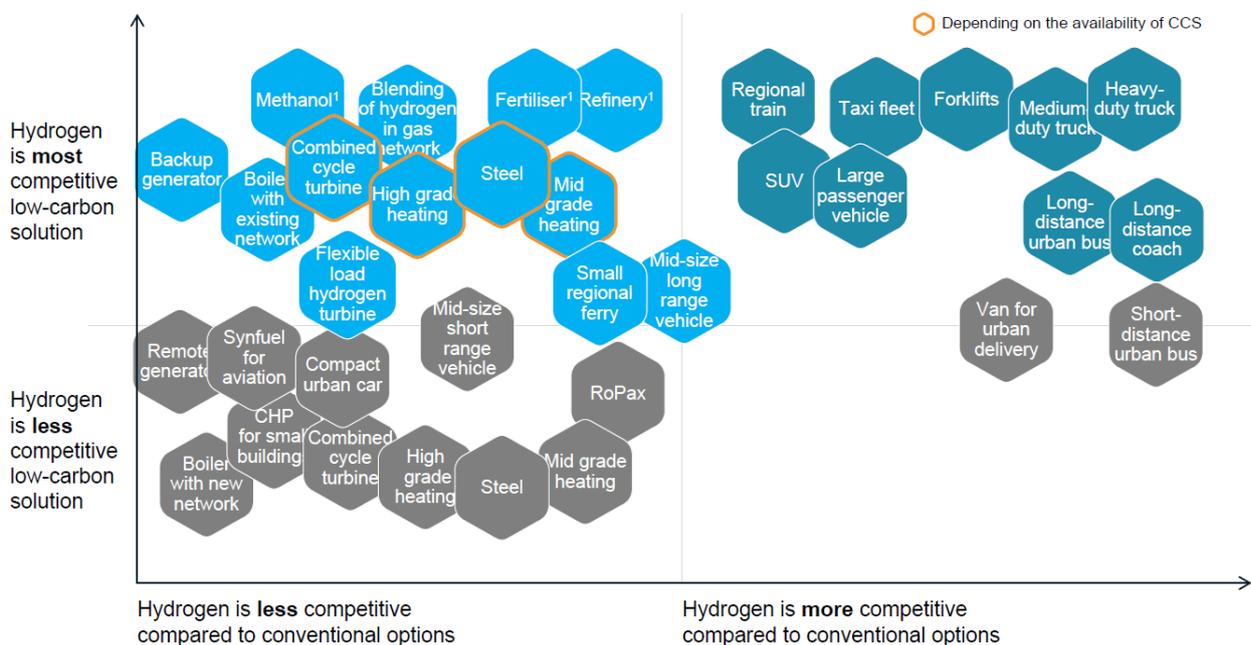
Neben der möglichst klimaneutralen und nachhaltigen Produktion des Wasserstoffs, stellt auch seine Verteilung sowie Lagerung eine Herausforderung dar. Zur effizienten Speicherung reinen Wasserstoffs sind entweder hohe Drücke (350 - 700 bar) oder niedrige Temperaturen notwendig (-253°C). Dies führt zu entsprechend hohen Kosten für die Lagerung und den Transport. Alternativen zur Speicherung in reiner Form sind die Methanisierung (mit Kohlenmonoxid oder Kohlendioxid), wodurch synthetisches Erdgas entsteht, oder auch die Umwandlung zu Ammoniak mit Stickstoff. Ammoniak kann bereits ab ca. 8 bar in flüssiger Form gelagert werden. Weiters kann Wasserstoff in Feststoffspeichern als Metallhydrid gespeichert werden. Um große Mengen an Wasserstoff über längere Zeiträume effizient speichern zu können, werden auch Untertagespeicher angedacht. Wesentliche Forschungsergebnisse hierfür konnten hier u.a. im Projekt Underground Sun Storage gewonnen werden.

Um Wasserstoff transportieren zu können, könnte die bestehende Gasinfrastruktur genutzt werden, indem das Erdgas durch Wasserstoff angereichert wird. Die gesetzlichen Vorgaben in Österreich erlauben jedoch nur einen maximalen Wasserstoffgehalt in Erdgas von 4%.

Neben dem Einsatz von Wasserstoff als Speichermedium für elektrische Energie, kann Wasserstoff auch einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung der Industrie leisten. Hier sei vor allem der Einsatz von Wasserstoff zur Direktreduktion von Eisenerz. Derzeit erfolgt die Eisenerzreduktion in erster Linie durch den Einsatz von Koks, welcher mit hohen CO₂-Emissionen verbunden ist. Koks wird einerseits verbrannt um die benötigte thermische Prozessenergie bereitzustellen, andererseits wird es auch stofflich verwertet, indem die darin enthaltenen Kohlenstoffmoleküle mit dem Eisenoxid reagieren und es zu

reinem Eisen reduzieren. Wasserstoff hat nun das Potential diese beiden Funktionen zu übernehmen und somit eine CO₂-emissionsfreie Stahlerzeugung zu ermöglichen. Dies wird derzeit im Forschungsprojekt H2Future untersucht. Auch beim stofflichen Einsatz von Wasserstoff stellt sich die Frage der Speicherung großer Mengen. Während Kohle relativ einfach und kostengünstig auf Halden gelagert werden kann, stellt die Speicherung von Wasserstoff eine deutlich größere Herausforderung dar.

Abbildung 7 zeigt die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff in verschiedenen Anwendungsfällen im Vergleich zu konventionellen (x-Achse) sowie anderen CO₂-emissionsarmen Alternativen (y-Achse). Aus derzeitiger Sicht erscheint der Einsatz vor allem im Schwerverkehr konkurrenzfähig. Hier kann der Einsatz von Wasserstoff sogar kostengünstiger als konventionelle Antriebstechnologien werden. Im Vergleich mit anderen CO₂-emissionsarmen Technologien ist erscheint vor allem die stoffliche Nutzung von Wasserstoff als vorteilhaft, wobei auch der energetische Einsatz in manchen Anwendungsfällen kostengünstiger als Alternativen sein kann.



1. Hydrogen is the only alternative and low-carbon/renewable hydrogen competing with grey (optimal renewable or low-carbon shown)

Abbildung 7: Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoffanwendungen gegenüber CO₂-armen und konventionellen Alternativen. Quelle: [Hydrogen Council]

Die wesentlichen Herausforderungen bei der großflächigen Einführung von Wasserstoff als Energieträger sind neben den hohen Produktionskosten die langsame Entwicklung der benötigten Infrastruktur, die regulatorischen Hürden und notwendige Verbesserungen im Wirkungsgrad.

Der wesentliche Faktor zu Kostenreduzierung wird das Hochskalieren der Technologien zur Wasserstoffproduktion und -verteilung, sowie der Produktion der Systemkomponenten, sein. Es wird erwartet, dass dieser Skaleneffekt einen größeren Einfluss auf die Kostenstruktur haben wird als die Entwicklung von disruptiven Breakthrough-Technologien. Für Wasserstoffanwendungen außerhalb des Mobilitätsbereichs beträgt die Kosteneinsparung durch Skaleneffekte bis zu 90% der erwarteten Kostenreduktionen. Im Mobilitätssektor beträgt dieser Wert bis zu 70% [Hydrogen Council].

Um Wasserstoff in großem Stil ins Energiesystem einführen zu können, hat die Internationale Energieagentur die folgenden sieben Empfehlungen ausgesprochen [IEA]:

- 1.) Wasserstoff soll in langfristigen Energiestrategien eine Rolle spielen. Regierungen können auf unterschiedlichen Ebenen Erwartungen erzeugen und Unternehmen brauchen langfristige Ziele.
- 2.) Die Nachfrage nach sauberem Wasserstoff soll gefördert werden. Die notwendigen Technologien zur Bereitstellung von grünem Wasserstoff sind bereits vorhanden. Die relativ hohen Kosten stellen jedoch eine Herausforderung dar. Um die Investitionen entlang der Wertschöpfungskette zu unterstützen, sind politische Maßnahmen erforderlich, die Märkte für sauberen Wasserstoff schaffen und vergrößern. Durch die dadurch entstehenden Skaleneffekte können durch diese ersten Investitionen die Kosten für die Herstellung und Speicherung reduziert werden.
- 3.) Reduzierung der Investitionsrisiken für „First-Movers“. Neue Entwicklungen sowie Infrastrukturprojekte sind derzeit mit einem hohen Risiko verbunden. Durch gezielte und zeitlich begrenzte Darlehen, Garantien und andere finanzielle Instrumente können Unternehmen bei Investitionen unterstützt und Risiken (sowie Erträge) geteilt werden.
- 4.) Unterstützung von Forschung und Entwicklung zur Kostenreduktion. Neben Skaleneffekten ist die Forschung und Entwicklung ein wesentlicher Faktor um die Effizienz zu steigern und Kosten zu senken. Staatliche Maßnahmen, einschließlich der Verwendung öffentlicher Gelder, können Kapital für Innovationen multiplizieren und Unternehmen ermutigen, Risiken einzugehen.
- 5.) Regulatorische Hindernisse sollen beseitigt werden und Vorschriften/Normen harmonisiert werden. Vorschriften und Genehmigungsanforderungen, die für neue Zwecke ungeeignet bzw. sektor- und länderübergreifend uneinheitlich sind, stellen oft unüberwindbare Hürden dar. Die Wertschöpfungskette von Wasserstoff ist äußerst komplex. Daher müssen Regierungen, Unternehmen, Gemeinden und die Zivilgesellschaft in einen Dialog treten.
- 6.) Verstärkte Kooperation auf internationaler Ebene. Es bedarf einer verstärkten Internationalen Zusammenarbeit in allen relevanten Bereichen, besonders aber im Austausch von erfolgreichen Praktiken und grenzüberschreitender Infrastruktur. Die Produktion, der Transport und die Nutzung von Wasserstoff müssen überwacht und kontrolliert werden um die Erreichung der langfristigen Ziele sicherstellen und die Nachhaltigkeit garantieren zu können.
- 7.) Durch den Fokus auf vier wesentliche Themen kann die Dynamik weiter verstärkt werden. Bereits existierende Umschlagplätze (z.B. Häfen) können als Hubs für grünen Wasserstoff genutzt werden. Das existierende Gasnetz kann für den Transport von Wasserstoff genutzt werden. Der Einsatz von Wasserstoff als Treibstoff bei Flottenbetreibern und Transportunternehmen kann helfen, Brennstoffzellenfahrzeuge wettbewerbsfähig zu machen. Schaffung von internationalen Handelsrouten (z.B. Schifffahrtswege) um den grenzübergreifenden Wasserstoffhandel zu unterstützen.

Referenzen Kapitel 4

FCH JH (Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking). 2019. "Hydrogen Roadmap Europe: A sustainable pathway for the European Energy Transition"
<https://www.fch.europa.eu/publications/hydrogen-roadmap-europe-sustainable-pathway-european-energy-transition>

Hydrogen Council, 2020. "Path to hydrogen competitiveness – A cost perspective";
https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf

IEA. 2019. "The Future of Hydrogen – Seizing today's opportunities";
<https://webstore.iea.org/download/direct/2803>

Pumpspeicherkraftwerke und technologische Weiterentwicklungen

Franz Georg Pikl, Wolfgang Richter, Thomas Weissensteiner

Pumpspeicherkraftwerke sind DIE systemrelevanten und technisch notwendigen elektrischen Energiespeicher für ausgeglichene und stabile elektrische Energiesysteme. Sie sichern, auch gerade in der derzeitigen unberechenbaren Umbruchphase beim Aufbau einer gesamtheitlichen und energiesektorenübergreifenden Integration erneuerbarer Energieträger, die zuverlässige und nachhaltige Energieversorgung. Das Prinzip der etablierten und langlebigen hydraulischen Energiespeicherung für die zeitliche Verlagerung von Energie ist einfach: Mit natürlichem Überschussstrom aus variabler erneuerbarer Erzeugung betriebene Pumpen befördern Wasser von einem tiefer gelegenen Speicher in einen höheren, um elektrische Energie als potenzielle Energie des Wasser im oberen Speicherbecken vorübergehend zu speichern. Umgekehrt wird elektrische Energie bei hoher Nachfrage bzw. als Ausgleich von fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen erzeugt, indem das zuvor gespeicherte Wasser über Stollen und Rohrleitungen zu Turbinen geleitet wird, die in weiterer Folge Generatoren antreiben.

Bei beiden Prozessen erfolgt die Kraftübertragung mittels Fluiden: Wasser an den Laufrädern und magnetische Kraft im luftgefüllten Raum. Durch das einfache physikalische Prinzip werden einerseits Verschleißerscheinungen bei guter Auslegung minimiert und andererseits wird durch das mechanische Stromspeicherverfahren und der einhergehenden geringen Umwandlungsverluste höchste Effizienz der Energiespeicherung erreicht. Pumpspeicherkraftwerksanlagen sind die derzeit konkurrenzlos verfügbare, großtechnische und wirtschaftliche elektrische Energiespeicher- und leistungsstarke Netzstabilisierungstechnologie.

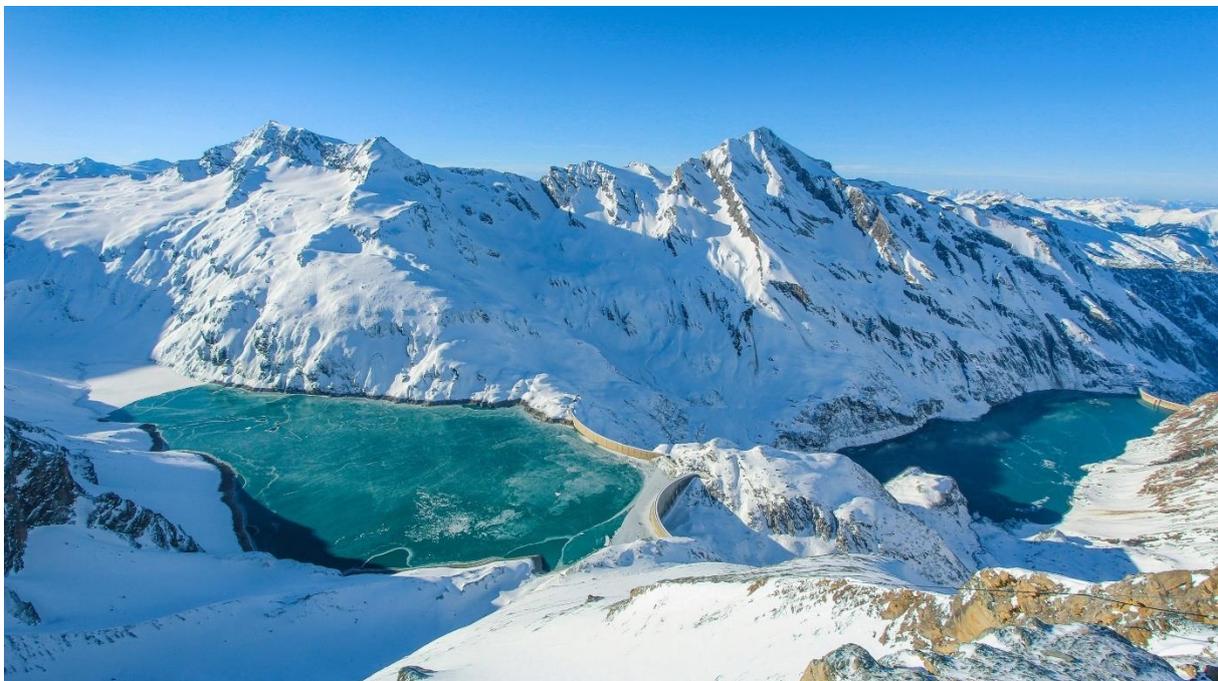


Abbildung 8: Oberer Speicher Mooserboden und unterer Speicher Wasserfallboden des Pumpspeicherkraftwerks Limberg II. Quelle: foto-webcam.eu, <https://www.foto-webcam.eu/webcam/schwaigerhaus/2018/01/15/1400>

Im Alpenraum haben Pumpspeicherkraftwerke eine lange Tradition. So wurde das erste Pumpspeicherkraftwerk Österreichs bereits im Jahr 1922 in Gosau in Betrieb genommen,

das aktuell modernste ging mit dem hochflexiblen Obervermuntwerk II im Jahr 2018 ans Netz; weitere sind in der Planungs- und Projektierungsphase. Aktuell verfügt Österreich in 26 Pumpspeicherkraftwerken über eine installierte Turbinenleistung von etwa 5100 MW, eine Pumpleistung von rund 4200 MW und ein Speichervermögen von rund 1300 GWh [1].

Weltweit waren im Jahr 2017 rund 96% aller elektrische Energiespeicher mit einer installierten Leistung von 153 GW dieser zuverlässigen Technologie zugehörig [2]. Neben Europa, der technologischen Geburtsstätte, werden Pumpspeicherkraftwerke derzeit weltweit, vermehrt gerade im Nahen Osten, Asien und nach 30 Jahren auch wieder in den Vereinigten Staaten für ein effizientes und stabiles erneuerbares elektrisches Energiesystem errichtet [3].

Die betrieblichen Einsatzgebiete und die Rolle der Pumpspeicheranlagen im elektrischen Energiesystem haben sich im Laufe der Jahrzehnte geändert, insbesondere abhängig von der wechselnden Nutzung und der Erzeugungscharakteristik verschiedener Primärenergiequellen: Während es am Beginn des 20. Jahrhunderts den Ausgleich schwankender Erzeugung von Laufwasserkraftwerken zu bewerkstelligen galt, änderte sich die Betriebsweise bald auf die Verlagerung auf Überschüsse in Zeiten hoher Nachfrage und die Bereitstellung von Spitzenstrom im Ausgleich zur Bandstromerzeugung von thermischen Kraftwerken. Die Anforderungen an hochflexible Betriebsweisen haben sich in den letzten beiden Jahrzehnten durch den Ausbau nicht ständig verfügbarer erneuerbarer Energieressourcen deutlich erhöht. Während nach wie vor große Mengen an Energieüberschüssen verlagert werden, von Zeithorizonten weniger Minuten bis über mehrere Monate abgedeckt werden können sowie die Erzeugung von Spitzenstrom als unangefochtenes Kerngeschäft gelten, werden die Bereitstellung flexibler Leistung, die rasche Leistungsvariation über das gesamte, voll regulierbare Regelband im Turbinen- und Pumpbetrieb sowie systemstabilisierende Netzdienstleistungen gefordert. Moderne Pumpspeicherkraftwerke, wie beispielhaft das Kopswerk II und das Obervermuntwerk II der illwerke vkw AG, sind den aktuellen und anspruchsvollen zukünftigen Herausforderungen im intermittierenden elektrischen Energiesystem gewachsen. Diese Regel- und Speicherkraftwerke sind weltweit dank ihrer technischen Leistungsfähigkeit bekannt, und unterstützen damit Unternehmen im Alpenraum bei deren globalen Export des Knowhows.

Die neueste Generation von Pumpspeicherkraftwerken, welche in den kommenden Jahren ans österreichische Netz gehen werden, wie die Kraftwerke Tauernmoos der Österreichischen Bundesbahnen und Kühtai II der TIWAG festigen diese Vorreiterrolle. Die eingesetzte neue Technologie ermöglicht höchste Flexibilität und kann somit einen wertvollen Beitrag zum zukünftigen Energiesystem leisten.

Neben der Anpassungsfähigkeit an die jeweiligen Erfordernisse der Elektrizitätswirtschaft, weisen Pumpspeicherkraftwerke höchste Verlässlichkeit im Betrieb auf, die mit statistischen Zahlen untermauert wird: Die mittlere, ungeplante zeitliche Arbeits-Nichtverfügbarkeit liegt für österreichische Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke bei 0,7% [4]. Zum Vergleich liegt diese bei konventionellen thermischen Kraftwerken bei rund 8% [5].

Universelle Nachhaltigkeit von Pumpspeicherkraftwerken

In der Gruppe wurden einige Beispiele im globalen Kontext, wo Pumpspeicherkraftwerke als Lösung in der Energiesystemtransformation vermehrt eingesetzt werden, untersucht und diskutiert. Insbesondere der rasch voranschreitende Ausbau der Sonnenkraft in Kalifornien, zeigt wie gewachsene konventionelle Stromsysteme an ihre Grenzen stoßen [6]. Insbesondere zur Mittagszeit werden dort bereits so große Strommengen aus Sonnenkraft erzeugt und ins Netz eingespeist, dass neben flexiblen Kraftwerken auch

Must-run Kraftwerke gedrosselt werden müssen, das zu steigenden Systemkosten und zu steigender Instabilität des Stromsystems führt. Auch zeigt das Beispiel Kalifornien, dass Batteriespeicherlösungen nicht die ausreichenden Speicherkapazitäten bereitstellen können, um den Energy-shift ausreichend zu bewerkstelligen. Daher gibt es seit einigen Jahren verstärkte Initiativen und konkrete Lizenzierungen von neuen Pumpspeicherkraftwerken. Das Beispiel Kalifornien zeigt aber auch, dass Genehmigungsverfahren und öffentliche Beteiligungsverfahren aufgrund großflächiger Bauvorhaben und Veränderungen in der Landnutzung zu langen Verzögerungen von Projekten führen [7] [8].

Als zweites Beispiel wird Australien genannt, wo mittlerweile Sonnenkraft die wirtschaftlichste Methode darstellt, Strom erneuerbar zu erzeugen. Große Pumpspeicherkraftwerksprojekte werden hier geplant und umgesetzt, um die volatile Erzeugungscharakteristik auszugleichen [9].

Zudem versuchen viele Inselstaaten sich unabhängig mittels der Kombination von erneuerbarer Erzeugung aus Wind- und Sonnenkraftwerken von teurem Strom aus Dieselgeneratoren zu machen. Die kanarische Insel El Hierro ist hier als Beispiel angeführt, wo ein Pumpspeicherkraftwerk mit einem Windpark synergetisch gekoppelt betrieben wird. Nach wenigen Jahren wurde bereits gezeigt, dass die wirtschaftlichen Vorteile der erneuerbaren Erzeugung verbunden mit PSKW nutzbar gemacht werden können. Das Wasserkraftwerk wird hierbei besonders zum Ausgleich der steilen Lastgradienten und in Schwachwindphasen, wo noch Dieselstrom erzeugt wird, als Netzregelkraftwerk eingesetzt, um die Belastungen auf die thermische Erzeugungseinheit gering zu halten. Dadurch gewonnene Effizienzvorteile und geringerer Verschleiß sind nur wenige von vielen Vorteilen [10].

Darüber hinaus garantieren Pumpspeicherkraftwerksanlagen neben betrieblicher und wirtschaftlicher Effizienz entscheidend über den gesamten Lebenszyklus effektive Umwelt- und Ressourcenschonung, und generieren außerdem gesellschaftlichen Mehrwert. Im erneuerbaren Energiesystem sind abgesehen von der sicheren Energieversorgung und den (betriebs-)wirtschaftlichen Ergebnissen auch die Einhaltung ökologischer Standards und die Gewährleistung sozialer Werte entscheidend für die gesamtheitliche Bewertung der Energiespeicher als Schlüsseltechnologie und volkswirtschaftliches Back-Up vernetzter und zugleich abhängiger Energie- und Digitalsektoren. Insbesondere in Österreich sind die Mehrheit der Pumpspeicherwerke im Eigentum öffentlicher Energieversorgungsunternehmen und garantieren damit eine regionale Wertschöpfung und die leistbare und sichere Energieversorgung durch diese langlebige Infrastruktur. Der regionale Wertschöpfungsanteil beim Bau neuer Pumpspeicherkraftwerksanlagen im Alpenraum ist im Vergleich mit anderen Speichertechnologien sehr hoch und ein Alleinstellungsmerkmal dieser Energiespeicher. Regionale Planung, Bauunternehmen mit speziellem Tiefbau und Tunnelbau Know-How, Energieunternehmen, die jahrzehntelange Expertise bei der Wasserkraft aufgebaut haben, sowie mitteleuropäische Weltmarktführer für Kraftwerksausrüstung sichern regional hochwertige Dienstleistungs- und Industriearbeitsplätze über den gesamten Lebenszyklus und garantieren zuverlässigen Betrieb. Auch zeigt der Alpenraum mit dessen Pionierleistung im Wasserkraftbau auch, dass immer noch dieselben Unternehmen, welche seit vielen Jahrzehnten hochkomplexe hydraulische Maschinen immer noch etwa 2/3 des Weltmarktes auf diesen Sektor für sich reklamieren können und somit global erfolgreiche Hochtechnologie-Exporteure sind.

Pumpspeicherkraftwerke gewährleisten einerseits bestmöglich Umwelt- und Naturschutz durch den Einsatz von beständigen und vergleichsweise emissionsarmen, wenig energieintensiven regionalen Rohstoffen. Im Vergleich zu kurzlebigen Batteriespeicherlösungen und mit der Randbedingung derselben installierten Leistung

sowie Energiespeicherkapazität für einen Vergleichszeitraum von 100 Jahren ist der CO₂-Fußabdruck von Pumpspeicherkraftwerksanlagen nur halb so groß und die Rohstoffkosten wie auch der Kapitalbedarf sind rund 18 Mal geringer [11].

Während chemische Batteriespeicher, unter Berücksichtigung deren Degradation, mit den Zyklenwirkungsgraden von Pumpspeichern (75 bis 80%) mithalten können, sind die Wirkungsgrade bei der Produktion, Speicherung und Rückverstromung synthetischer Gase aus erneuerbarer Quelle im Vergleich dazu sehr gering. Ein Energiesystem, in denen erneuerbare Energien mit großtechnischer Gasspeicherung ausgeglichen werden, bräuchte demnach erheblich mehr erneuerbare Kraftwerkskapazitäten in der Primärenergieerzeugung (Wind- und Sonnenenergieanlagen), um die Verluste durch den ineffizienten, durch viele Umwandlungsprozesse charakteristischen Energiespeicherprozess auszugleichen.

Energy Stored on Energy Invested (ESOI)

Andererseits sind Energiespeicher, aufbauend auf bisherigen Ausführungen, von großer Relevanz für das gesellschaftliche Gemeinwohl. Mess- und darstellbar wird der gesellschaftliche Mehrwert durch den direkten Vergleich der EROI (Energy Returned on Energy Invested) bzw. ESOI (Energy Stored on Energy Invested) Werte der einzelnen Länder. Je höher diese (energie-)effizienzbeschreibenden Werte einer Technologie bzw. eines Energiesystems sind, desto höher sind nachweislich der Human Development Index (HDI), die Gesundheitsversorgung, die soziale Gleichberechtigung und beispielsweise die Wasserversorgung, die allesamt im direkten Einklang mit den UN Sustainable Development Goals stehen [12]. Auch in dieser Betrachtung sind die hydraulischen Pumpspeichieranlagen unangefochten gegenüber den vermeintlich „gepriesenen“, aber nach wie vor im Entwicklungsprozess stehenden Energiespeicherlösungen. Während Batterietechnologien ESOI-Werte um 20 [-] aufweisen und die Wasserstoffspeicherung bei rund 70 [-] hält, werden diese von Pumpspeicherkraftwerken mit ESOI-Werten von 830 [-] bei Weitem übertroffen (Abbildung 5) [13].

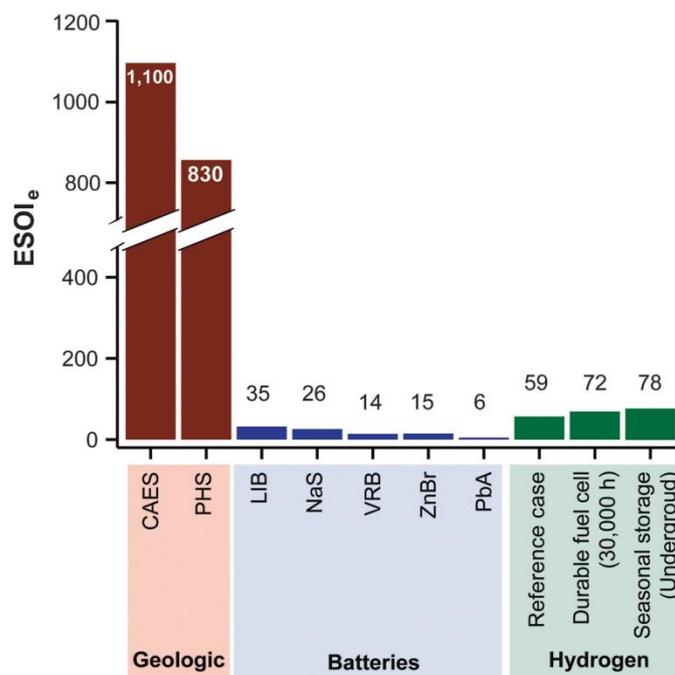


Abbildung 9: ESOI-Werte von mechanischen Energiespeichern, Batteriespeichern und synthetisch hergestelltem Wasserstoff aus erneuerbarer Quelle. [13]

Unabhängig davon ist die seit Jahrzehnten im Forschungsstadium befindliche synthetische Wasserstoff- und Methantechnologie auch aufgrund der aktuellen Dringlichkeit des Systemumbaus sehr umstritten, um ehrgeizige, aber notwendige Klima- und Energieziele zeitnah erfolgreich zu erreichen. Ebenso eignen sich chemische Batterietechnologien für die Speicherung größerer Energiemengen nur begrenzt und können nur für die kurzfristige Pufferung bei gleichzeitig überschaubaren technischen Lebensdauern eingesetzt werden. Batteriespeicher sind bezüglich leistungsspezifischer Kostenfaktoren konkurrenzfähig und werden dafür auch erfolgreich eingesetzt, allerdings übersteigen die arbeitsspezifischen Kostenfaktoren bei weitem jene der Pumpspeicherkraftwerke. Der überwiegende, großtechnische Einsatz dieser unausgereiften und ressourcenzehrenden Speichertechnologien ist zur raschen Begegnung des vorangeschrittenen Klimawandels volkswirtschaftlich nicht zumutbar und würde zudem die Umweltprobleme verschärfen und dem ohnehin nicht einfachen, natur- und landschaftsverträglichen Ausbau erneuerbarer Primärenergieträger zusätzlich viele regenerative, aber platzintensive Erzeugungseinheiten abverlangen.

Während die gesellschaftliche Notwendigkeit für den unabdingbaren Klimaschutz durch eine konsequente Umsetzung der Energiewende durch klimapolitische Zielsetzungen mehrfach bekundet worden ist, ist die konkrete zeitgerechte Umsetzbarkeit von Projekten der Energieinfrastruktur aufgrund des gleichzeitig gestiegenen ökologischen Bewusstseins und lokaler Eingriffe bzw. Veränderungen in Freiflächen mit unterschiedlichen Interessen der Landnutzung oft nicht möglich. Davon sind u.a. auch Neubauprojekte von Pumpspeicherkraftwerken nicht ausgenommen.

Ein sozial, ökonomisch und umweltverträglicher Ausbau von erneuerbaren Primärenergieerzeugungsanlagen kann einerseits durch die bereits angeführten hohen, und über den Lebenszyklus' beständigen Wirkungsgrade von Energiespeichern auf einem niedrigen und verträglichen Niveau gehalten werden. Konkreter Lösungsansatz für die rasche Implementierbarkeit von Pumpspeicherkraftwerken ist die vollkommen unterirdische Positionierung aller Anlagenbestandteile dieser Energiespeicherkraftwerke, eben auch jene der oberirdischen Speicherseen durch unterirdische Speicherkavernen. Die unterirdische Bauweise der hydraulischen Energiespeicher ist ein vielversprechender Ansatz für die Bewältigung verschiedener Herausforderungen und Garant für die Realisierung von flexiblen, standortvariablen und maximal umweltverträglichen großtechnischen Energiespeicher-Konzepten [14].

Vorteilig ist außerdem, dass die üblichen Auslegungsparameter von Pumpspeichern welche signifikant die ökonomische Machbarkeit beeinflussen, insbesondere aber der vertikale hydraulische Höhenunterschied zwischen den beiden Speichern zur wählbaren und adaptierbaren Eingangsgröße wird, wodurch gezielt wirtschaftlich maßgeschneiderte Anlagenkonzepte ausgearbeitet werden können. Untersuchungen zeigen, dass durch ebendiesen Umstand vollständig unter Tage errichtete Pumpspeicherkraftwerke nicht nur sehr kosteneffizient realisiert werden können, sondern zumeist auch wirtschaftlicher sind als neue, konventionell projektierte Pumpspeicher mit oberirdischen Speichern (Abbildung 6) [14] [15] [16] [17]. Eine besonders ökonomische Möglichkeit bietet zudem die Erweiterung von bestehenden, oberirdischen Speichern durch tiefliegende Speicherkavernen, um eine signifikante Erhöhung des Energieinhalts herbeizuführen und bereits vorhandene Speicherpotenziale nachhaltig zu nutzen.

Eine aktuelle, den energiewirtschaftlichen Anforderungen bestens gerecht werdende evolutionäre Innovation sind thermische Pumpspeicherkraftwerke [18]. Diese basieren auf konventionell errichtete unterirdischen Pumpspeicherkraftwerke, jedoch wird der Energieträger Wasser energetisch hybrid genutzt – sowohl als elektrisches als auch thermisches Energiespeichermedium (Abbildung 7). Das Konzept beruht mit der interdisziplinären Zusammenführung von Pumpspeicherkraftwerken und

größentechnischen Heißwasser-Wärmespeichern auf bewährten und zugleich verfügbaren Energiespeichertechnologien. Das große Wasservolumen des geschlossenen unterirdischen Pumpspeicherkreislauf dient als saisonaler, hoch effizienter Wärmespeicher für städtische Fernwärmenetze und als ausgleichender Wärmespeicher verschiedener erneuerbarer Wärmequellen.

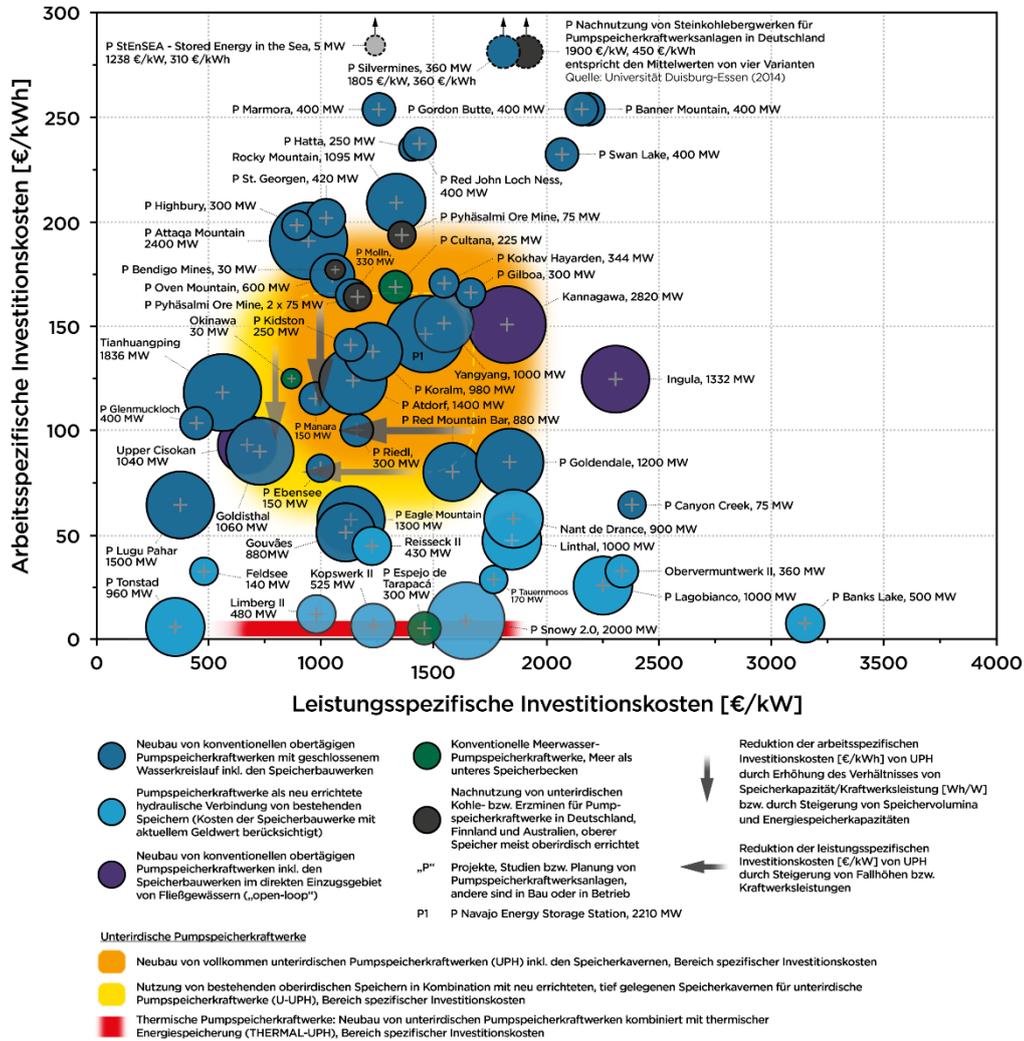


Abbildung 10: Gegenüberstellung der spezifischen Investitionen von Pumpspeicherkraftwerksanlagen mit leistungsspezifischen [€/kW] und arbeitsspezifischen Kosten [€/kWh], bezogen auf die installierte Turbinenleistung und den nutzbaren Energieinhalt des einmalig vollgefüllten Oberbeckens, Preisbasis 2019 [16]

Altbewährt und das Nonplusultra für ein erneuerbares Energiesystem

Langlebige unterirdische Pumpspeicherkraftwerke erfahren durch die innovative Kombination mit thermischer Energiespeicherung bei nahezu unverändertem Ressourcenverbrauch gegenüber konventionellen Pumpspeichern durch den markant gesteigerten Energieumsatz einen bedeutenden gesamtökonomischen Wertzuwachs. Die großtechnische und umweltfreundliche Speichertechnologie ermöglicht Synergien und bis dato nicht da gewesene Potenziale durch die gesamtsystematische Interoperabilität des Energiesystems und die Vereinigung etablierter Technologien wirtschaftlich und effizient nutzbar zu machen. Ein einhergehender synergetische Effekt ist beispielsweise die thermische Nutzung hydraulischer Verluste des Kraftwerkbetriebs als effizienzsteigernder Beitrag für ein regeneratives Energiesystem [14] [15].

Ressourceneffiziente Pumpspeicherkraftwerke weisen bei hochwertiger Auslegung, regelmäßiger Wartung und konsequenten Instandhaltungsmaßnahmen technisch unbegrenzte Lebensdauern auf. Sie sind systemrelevante Vermögenswerte eines sich stets wandelnden Energiesystems mit steigendem Energiebedarf. Pumpspeicherkraftwerke und deren zukunftsfitte technologische Alternativausführung durch die vollkommen unterirdische Bauweise vereinen in der gesamtheitlichen Betrachtung, und als einzig verfügbare großtechnische State-of-the-Art Speichertechnologie nachweislich die energiewirtschaftlichen, umwelttechnischen und sozialen Erfordernisse für den umfassenden Systemumbau. Nur mit dem massiven, und jetzt zu verfolgenden Ausbau dieser vorteilhaftesten Energiespeicheranlagen ist es möglich, das sektorenübergreifende, gigantische erneuerbare Infrastrukturprojekt multidimensional zu verfolgen und nachhaltiges Wirken für Mensch und Umwelt sicherzustellen.

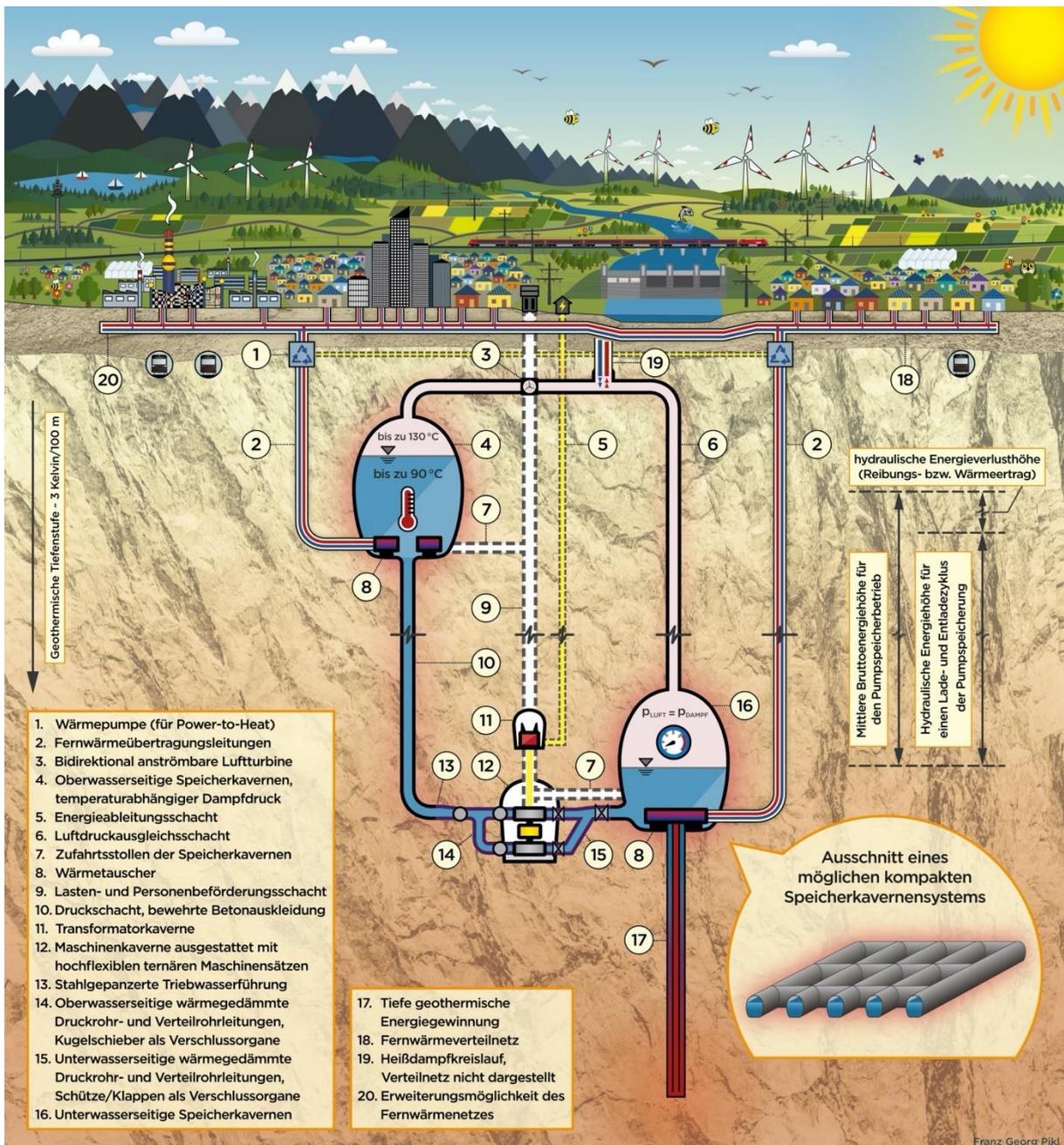


Abbildung 8: Vision eines großtechnischen thermischen Pumpspeicherkraftwerks zur universellen und effizienten Energieversorgung ganzer Städte und deren peripheren Umgebung [16]

Referenzen Kapitel 5

- [1] Austrian National Committee on Large Dams, Graz University of Technology, Pikel et al.: Pumped Storage Hydropower in Austria. Graz: Verlag der TU Graz, 2018.
- [2] REN21: Renewables 2018 Global Status Report. Paris, 2018, unter: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_final_.pdf. (aufgerufen am 23.01.2020)
- [3] International Hydropower Association, Pumped-Storage Tracking Tool, unter: <https://www.hydropower.org/hydropower-pumped-storage-tool> (aufgerufen am 22.01.2020)
- [4] E-control, (Nicht-)Verfügbarkeitsstatistik der Wasser und Wärmekraftwerke, unter: <https://www.e-control.at/statistik/strom/statistik-fuer-versorgungsqualitaet/nichtverfuegbarkeitsstatistik> (aufgerufen am 22.01.2020)
- [5] Mitschrift Lehrveranstaltung „Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft“, Vortragender: H. Stigler, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz, Sommersemester 2016.
- [6] C. Doughty, L. Kelly and J. Mathias, "Bulk Energy Storage in California," California Energy Commission, 2016.
- [7] K. Alexander, "New dam proposal in Sierra Nevada stirs debate over California energy policy," 13 May 2019. [Online]. Available: <https://www.sfchronicle.com/science/article/New-dam-proposal-in-Sierra-Nevada-stirs-debate-13839661.php>.
- [8] S. Roth, "Los Angeles Times," 05 03 2020. [Online]. Available: <https://www.latimes.com/environment/story/2020-03-05/is-hydropower-key-to-a-clean-energy-future>.
- [9] D. Vaughan and M. Moeini, "The resurgence of hydropower in Australia," Hydropower and Dams, vol. 26, no. 4, pp. 27-33, 2019.
- [10] F. Briongos, C. A. Platero, J. A. Sanches-Fernandez and C. Nicolet, Sustainability, p. doi:10.3390/su12020668, 2020.
- [11] Krüger, K. et al. (2018): Li-Ion Battery versus Pumped Storage for Bulk Energy Storage – A comparison of Raw Material, Investments Costs and CO₂-Footprints, HydroVision 2018, unter: http://voith.com/corp-en/Voith_2018_06_27_HydroVision_Li-Ion_Vs_Pumped_Storage.pdf (abgerufen am 22.01.2020)
- [12] Lambert et al. (2013): Energy, EROI and quality of life. Energy Policy 64, 2014, p. 153-167.
- [13] Pellow et al. (2015): Hydrogen or batteries for grid storage? A net energy analysis. Energy Environ. Sci., 2015, 8, p. 1938-1952
- [14] Pikel, F.G. et al.: Großtechnische, wirtschaftliche und effiziente untertägige Energiespeicher. Geomechanics and Tunnelling 12(3), 2019, 251–269.
- [15] Pikel, F.G. et al.: Multifunktionale und synergetische Pumpspeicherkraftwerke, Wasserwirtschaft 9, 2019, 68–71.
- [16] Pikel, F.G. et al.: Systemkombinierende untertägige Pumpspeicherkraftwerke für eine integrative und effiziente Energietransformation, Zeitschrift für Energiewirtschaft 44, 2020, 39–46, unter: <https://link.springer.com/article/10.1007/s12398-020-00271-z> (abgerufen am 10.04.2020)
- [17] Chas. T. Main, Inc.: Report on Technical Feasibility of Underground Pumped Hydroelectric Storage in a Marble Quarry Site in the Northeast United States. U.S. Department of Energy, Washington, 1982.
- [18] Pikel, F. G.: Kombination der Pumpspeichertechnologie mit thermischer Energiespeicherung. Masterarbeit, Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft, Technische Universität Graz, 2017.

Über den World Energy Council Austria

Die **Energiesysteme** sind **weltweit in Bewegung**. Mehr als eine Milliarde Menschen haben keinen Zugang zu leitungsgebundener Energie. In den aufstrebenden großen Volkswirtschaften kann die Armutsschwelle nur mit einem Mehr an Energie übersprungen werden. Andererseits bedingt die international gewünschte **Reduktion des CO₂-Ausstoßes** einen Systemwechsel. Die europäische Energieszene wird dominiert durch die Formen und die Auswirkungen der Energiewende.

Seit **mehr als 90 Jahren** steht der **World Energy Council**, mit dem Sitz in London, an der vordersten Front der Energiediskussion und versteht sich als **weltweite Denkfabrik** und Aktionsfeld, um Energie für alle sicher zu stellen. Der World Energy Council ist eine **UNO akkreditierte Organisation** und umfasst mehr als 3.000 öffentliche und private Organisationen in **annähernd 100 Staaten**.

Alle großen **internationalen Player** auf dem Sektor der Energiewirtschaft und – politik sind Teil des Weltenergie Rates. Wissenschaftliche **Studien und Prognosen** bieten den Akteuren in Politik, Wirtschaft und Wissenschaft die Informationen für zukunftsorientierte Entscheidungen. Im Vordergrund stehen die Interessen der Menschen und der Wirtschaft unseres Landes für eine **nachhaltige, effiziente und leistbare Energie**.

In Österreich sind maßgebende Unternehmen und Verbände Mitglied. Die nationale Organisation unterstützt **globale, nationale und regionale Energiestrategien** durch hochkarätige **Veranstaltungen** (alternative Mobilität, Energiewende, Energiespeicher), Studien und Rankings über die aktuelle Energiesituation im Konnex mit dem europäischen Umfeld. Querdialoge unter den Mitgliedsorganisationen und die Förderung von **Young Energy Professionals** sind ein wesentlicher Bestandteil.

Der **Nutzen für Mitglieder** liegt vor allem in folgenden Dienstleistungen des Weltenergie Rates Österreich:

1. Sicherung des Zuganges zu den Erkenntnissen des WEC, der einzigen **weltweiten Nicht-Regierungsorganisation**, die sich mit allen Fragen und Formen der Energie befasst.
2. Bereitstellung eines **Netzwerkes** mit nationalen und internationalen energiewirtschaftlichen Verbindungen.
3. Möglichkeit der aktiven Teilnahme an den energiewirtschaftlichen und statistischen **Arbeiten des WEC** und damit der aktiven Mitgestaltung von langfristigen strategischen Zielen.
4. Behandlung aktueller Fragen der Energiewirtschaft in den eigenen Gremien, in öffentlichen **Veranstaltungen** sowie durch Veröffentlichungen und damit Verbreitung von Fachwissen sowie Meinungsbildung in energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Fragen.
5. Plattform für auf Konsens aufgebaute Lobbyingarbeit.

Impressum

Eigentümer (Medieninhaber) und Verleger:

World Energy Council Austria (WEC Austria)
Dr. Robert Kobau (Geschäftsführer)
A-1040 Wien, Brahmsplatz 3

Tel.: +43-(0)1-5046986

Fax.: +43-(0)1-5047186

Mail: office@wec-austria.at

Druck: Eigenvervielfältigung

© Copyright 2020 by WEC Austria

**WORLD
ENERGY
COUNCIL** | **AUSTRIA**