

PROJEKTARBEIT

Vollständig regenerative Elektrizitätsversorgung im Süden Mittelfrankens

Energiewetteranalyse



Potentialanalyse zur regenerativen Stromversorgung mithilfe der Daten aus der MERRA-2-Datenbank der Jahre 1980 bis 2019 im Übergangsgebiet zwischen den bayerischen Landkreisen Roth, Weißenburg-Gunzenhausen und Eichstätt.

Technische Hochschule Nürnberg

Fakultät Maschinenbau und Versorgungstechnik

Vertiefungsrichtung Energietechnik

Bearbeitet von: Julian Eisenberger

Datum: 28.06.2020

Korrektor: Ferdinand Dunkes

Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	III
Abkürzungsverzeichnis	IV
1 Einführung	1
2 Eckdaten des Untersuchungsgebiets	1
3 Bestand an regenerativen Energieanlagen im Jahr 2018	2
3.1 Analyse der bestehenden Solar-, Windkraft-, Laufwasser und Biomasseanlagen	3
3.2 Modellbildung zu den bestehenden Laufwasseranlagen	4
3.3 Modellbildung zu den bestehenden Biomasseanlagen	5
4 Stromverbrauch und mittlere Last im Untersuchungsgebiet	5
5 Technologiestand und Kosten von geotechnischen Speichersystemen	8
5.1 Pumpspeicherkraftwerke	8
5.2 Hydraulic Rock Storage	10
5.3 Gravity Power	11
5.4 Kostenabschätzung von Pumpspeicherkraftwerken	13
6 Auswertung der Wetterdaten	14
6.1 Windenergie.....	15
6.2 Solarenergie	17
7 Empfehlung für einen regenerativen Energiemix	18
7.1 Bestimmung der energiekritischsten Zeiträume	19
7.2 Bestimmung des Kostenminimums für die energiekritischsten Zeiträume	21
7.3 Benötigter Zubau nach verschiedenen Speicherauslegungen.....	24
8 Schlussfolgerungen	27
9 Quellenangaben	29

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1 Satellitenbild des Untersuchungsgebiets.	2
Abb. 2 Anteile der eingespeisten Strommenge aus erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2018.	4
Abb. 3 Übersicht über die EMN Teilgebiete.	6
Abb. 4 Zusammensetzung der Gesamtstromeinspeisung im Untersuchungsgebiet im Jahr 2018.	7
Abb. 5 Schematische Darstellung eines Pumpspeicherkraftwerks..	9
Abb. 6 Verluste in einem Pumpspeicherkraftwerk.	10
Abb. 7 Aufbau und Prinzip eines Lageenergiespeichers "Hydraulic Rock Storage"..	11
Abb. 8 Schematische Darstellung des Speichersystems "Powertower".....	12
Abb. 9 Windleistungen in einem vierwöchigen Zeitraum im Winter.	16
Abb. 10 Windleistungen in einem vierwöchigen Zeitraum im Sommer.	16
Abb. 11 Solarstrahlungsleistung in einem vierwöchigen Zeitraum im Winter.....	17
Abb. 12 Solarstrahlungsleistung in einem vierwöchigen Zeitraum im Sommer.....	18
Abb. 13 Speicherleerungszeitreihe der drei kritischsten Jahre.	21
Abb. 14 Zubau und Anlagenbestand für Windenergieanlagen.....	26
Abb. 15 Zubau und Anlagenbestand für Solaranlagen.	26

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anlagenbestand erneuerbarer Energieträger im Jahr 2018.	3
Tabelle 2 Daten der Modell-Windkraftanlage für die Windenergieanalyse.....	15
Tabelle 3 Kenngrößen der Energieanlagen und Verbrauch zur Modellierung.	20
Tabelle 4 Herstellkosten etc. für Energieanlagen und verschiedene Speichersysteme.	22
Tabelle 5 Ergebnisse der Berechnungen zu den Stromgestehungskosten nach Speichertechnologie.	23
Tabelle 6 Erforderlicher Zubau an Windanlagen und Solarkollektorfläche nach Speichertechnologie.	25

Abkürzungsverzeichnis

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMN	Europäische Metropolregion Nürnberg
GkD	Gewässerkundlicher Dienst Bayern
MERRA-2	Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2
NASA	National Aeronautics and Space Administration
P2G2P	Power-To-Gas-To-Power

1 Einführung

Die NASA stellt mit ihrer Reanalyse-Datenbank MERRA-2 weltweit aufgezeichnete Klimadaten wie Sonneneinstrahlung, Windgeschwindigkeiten etc. zur Verfügung. Die Daten sind jeweils einem Rastergebiet zugeordnet, welche durch ein weltumspannendes Raster mit einer Auflösung von ca. $0,5^\circ \times 0,625^\circ$ Breitengrad x Längengrad entsteht. Es liegen aktuell Messdaten aus den Jahren 1980 bis 2019 vor (NASA, 2017, S. 1-3).

In dieser Ausarbeitung werden diese Rohdaten aufbereitet, analysiert und hinsichtlich ihrer Aussagekraft für eine zukünftige Nutzung der vorhandenen regenerativen Energieformen zur Umwandlung in Nutzenergie interpretiert. Es wird erörtert, welche regenerativen Energieträger vor allem auch in Verbindung mit Speichertechnologien zur rein regenerativen Deckung des Energiebedarfs geeignet sind. Im Vergleich mit dem aktuellen Bestand an regenerativen Energieanlagen und unter der Annahme von gleichbleibender Einspeiseleistung aus Biomasse- und Laufwasseranlagen wird eine Empfehlung für einen optimalen Energiemix gegeben. Die Analyse bezieht sich auf ein Teilgebiet im Süden der Europäischen Metropolregion Nürnberg.

Ein weiterer Bestandteil der Arbeit ist die Recherche zum aktuellen Technologiestand und den Kosten von geotechnischen Speichersystemen.

2 Eckdaten des Untersuchungsgebiets

Der geographische Mittelpunkt des Untersuchungsgebiets ist $11.25^\circ\text{E } 49.00^\circ\text{N}$. Um diesen Punkt erstreckt sich ein rechteckiges Rastergebiet mit einer West-Ost-Ausdehnung von ca. 45 km und ca. 55,5 km in Nord-Süd-Richtung. Es ergibt sich eine Fläche von 2.531km^2 . Das zu analysierende Gebiet umfasst damit im Wesentlichen Teile der bayerischen Landkreise Roth, Weißenburg-Gunzenhausen und Neumarkt i. d. Opf. Abb. 1 zeigt das Gebiet in einer Satellitenaufnahme.

Die mittlere Höhe des Rastergebiets beträgt $449,96\text{m}$ ü. NHN und es liegt eine Höhenstandardabweichung von $42,5\text{m}$ vor. Dieser Wert gibt einen ersten Anhaltspunkt für die geographischen Unebenheiten des Gebiets, ersetzt allerdings keineswegs eine detailliertere Begutachtung bei der Standortwahl für Wind- und Solaranlagen.

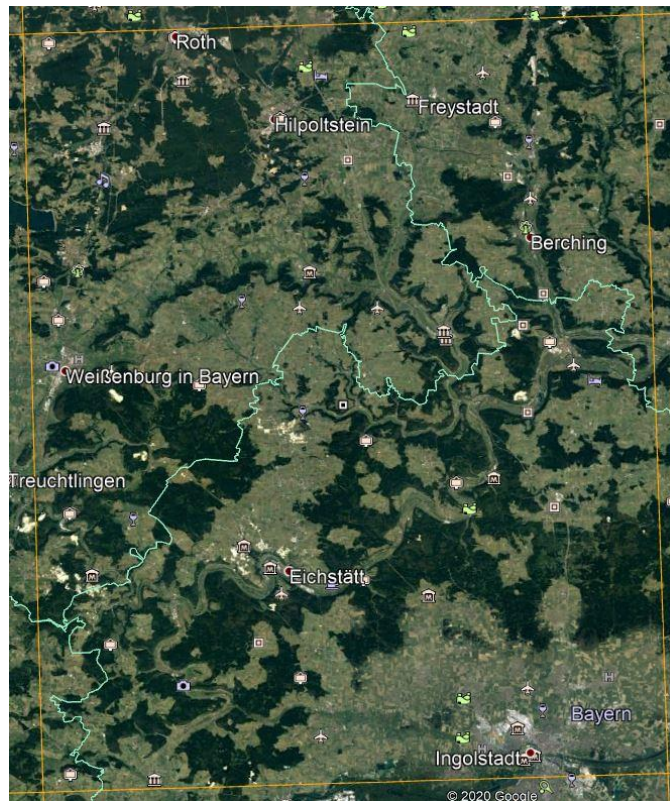


Abb. 1 Satellitenbild des Untersuchungsgebiets (Quelle: Google Earth, Rasterlinien vom Autor eingezeichnet).

Alle nachfolgenden Betrachtungen beziehen sich auf dieses Gebiet. Es sei allerdings darauf hingewiesen, dass das Rastergebiet die Grenzen der EMN vor allem im Südosten deutlich überragt. Da es sich in dieser Ausarbeitung um eine Potential- bzw. Volatilitätsanalyse handelt, gefährdet dieser Umstand jedoch nicht die Ergebnisbildung

3 Bestand an regenerativen Energieanlagen im Jahr 2018

In diesem Abschnitt wird der aktuelle Bestand an regenerativen Energieanlagen im Untersuchungsgebiet analysiert. Im Einzelnen sind dies Anlagen zur Energieerzeugung aus Sonne, Wind, Laufwasser und Biomasse.

Weiterhin wird erläutert wie die Energieeinspeisung aus Laufwasser- und Biomasseanlagen im Untersuchungszeitraum modelliert wird.

3.1 Analyse der bestehenden Solar-, Windkraft-, Laufwasser und Biomasseanlagen

Die folgenden Daten stammen von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern und wurden über die Internetseite <https://www.netztransparenz.de/> abgerufen. Zum Zeitpunkt der Anfertigung dieser Arbeit liegen von dieser Quelle keine aktuelleren Daten als die des Jahres 2018 vor.

Dort sind sämtliche EEG-geförderte Anlagen mit ihren jeweiligen installierten Leistungen und tatsächlich eingespeisten Strommengen aufgelistet. Daraus wurden die zugehörigen Benutzungsgrade ermittelt, um die Modellberechnungen an die tatsächlichen Verhältnisse annähern zu können. Über die Postleitzahlen der Standorte wurden die Anlagen dem Untersuchungsgebiet zugeordnet.

Tabelle 1 stellt diese Daten in einer Übersicht dar.

Tabelle 1: Anlagenbestand erneuerbarer Energieträger im Jahr 2018.

	Anzahl	Gesamtinstallation [MW]	Strommenge [GWh]	Benutzungsgrad
Laufwasser	52	7,672	16,477	25,0%
Wind	59	133	266,7	22,8%
Solar	8091	184	186,3	11,6%
Biomasse	78	25,3	148	66,8%
Summe	8280	349,972	617,477	

Es wurde eine Strommenge von insgesamt 617,5 GWh aus erneuerbaren Energieträgern eingespeist. In Abb. 2 sind diese Einspeisungen anteilig dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Laufwasseranlagen im Untersuchungsgebiet eine stark untergeordnete Rolle spielen.

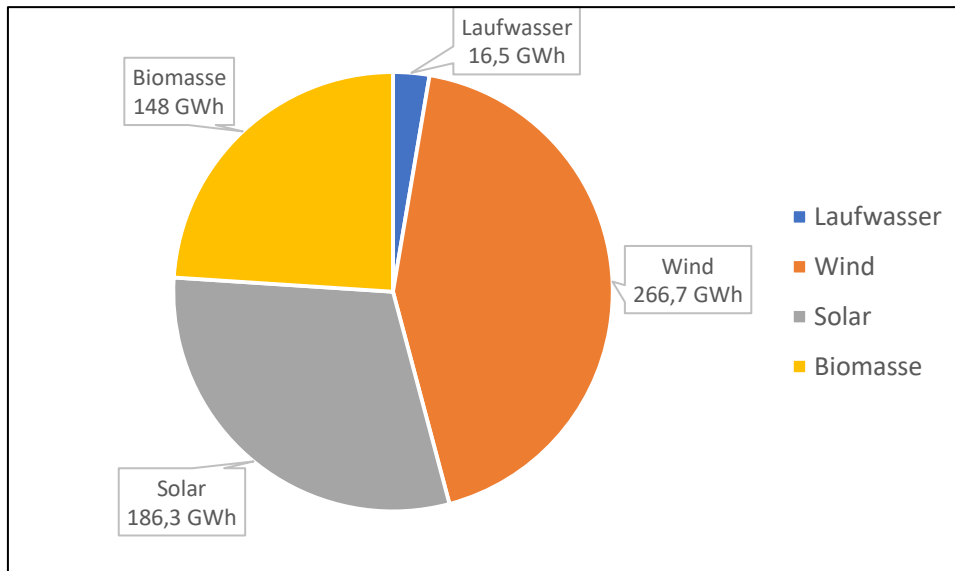


Abb. 2 Anteile der eingespeisten Strommenge aus erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2018.

3.2 Modellbildung zu den bestehenden Laufwasseranlagen

Um die Laufwasserenergie in der Berechnung zu berücksichtigen, wurde der tatsächliche Bestand modelliert. Hierzu wurden Daten des Energieatlas Bayern sowie des Gewässerkundlichen Dienst Bayern herangezogen. Bezüglich der Laufwasserpotentiale seien zwei grundsätzliche Aussagen genannt, die die nachfolgende Modellbildung begründen:

- Die Energieerzeugung aus Wasserkraft trägt nur einen kleinen Teil zum gesamten Energiebedarf bei (vgl. Abb. 2), weshalb auf eine exakte Ermittlung des tatsächlichen Energieertrags verzichtet wird.
- Weiterhin ist das Wasserkraftpotential in Deutschland bereits zu 80% ausgeschöpft und es wird somit davon ausgegangen, dass ein weiterer Ausbau vor allem auch aus ökologischen Gründen nur in geringem Umfang zu erwarten ist (Umweltbundesamt, 2019).

Der Beitrag aus Wasserkraftanlagen zum Energiemix wird in dieser Ausarbeitung also folgendermaßen modelliert. Aus den Aufzeichnungen des GkD werden die Abflussmengen der fließwasserreichsten Flüsse ermittelt. Der Energieatlas Bayern liefert hierzu die installierten Wasserkraftanlagen und deren Leistungsdaten. Somit lässt sich eine Gewichtung der Fließgewässer ableiten. Die Flüsse mit größerem Energiepotential erhalten eine höhere Gewichtung. Schließlich werden Leistungswerte ermittelt, die eine realitätsnahe Ausnutzung des Laufwasserpotentials der jeweiligen Flüsse in den Kraftwerken darstellen. Die dabei auftretende Abweichung von realen Zuständen wird vor dem Hintergrund der obigen Aussagen als vertretbar bewertet.

Der wesentliche Energieertrag aus Wasserkraft verteilt sich demnach auf die Flüsse Altmühl mit einem durchschnittlichen Abfluss von 10,36 m³/s und einer Gewichtung von 70%, Rednitz (6,26 m³/s bei 20%) und Roth (1,34 m³/s bei 10%).

3.3 Modellbildung zu den bestehenden Biomasseanlagen

Um den Analyseaufwand beherrschbar zu halten, wird der Bestand an Biomasseanlagen nicht im Gesamtzeitraum ermittelt, sondern lediglich die Einspeisung aus dem Jahr 2018 herangezogen. Diese Einspeisemenge bezogen auf den Gesamtverbrauch ergibt einen Prozentsatz, der zur späteren Berechnung im gesamten Zeitraum als konstant angenommen wird.

4 Stromverbrauch und mittlere Last im Untersuchungsgebiet

Um einen Richtwert für die benötigte Strommenge zu erhalten, wird der tatsächliche Verbrauch aus dem Jahr 2018 herangezogen. Katharina Will beschäftigte sich 2019 in ihrer Bachelorarbeit umfassend mit der Ermittlung dieses Verbrauchs, was sich als problematisch erwies und infolgedessen mit gewissen Unsicherheiten behaftet ist. Der ermittelte Wert ist dennoch als realitätsnah anzusehen und wird in dieser Ausarbeitung zugrunde gelegt. Abb. 3 zeigt eine Übersicht aller untersuchten Teilgebiete in der

EMN. „Gebiet 16“ entspricht dem Untersuchungsgebiet. Es lag demnach ein Jahresstromverbrauch von 751,7 GWh vor. Die mittlere Last ist der durchschnittliche Jahresverbrauch. Es lag eine mittlere Last von 85,8 MW vor.

	Jahresverbrauch [kWh]	Einwohner	Pro-Kopf-Verbrauch [kWh]	Mittlere Last [kW]	vollständig in EMN
Gebiet 1	64.925.728	10.174	6.382	7.412	nein
Gebiet 2	1.174.484.288	177.395	6.621	134.074	nein
Gebiet 3	857.625.807	100.684	8.518	97.902	nein
Gebiet 4	136.638.723	29.606	4.615	15.598	nein
Gebiet 5	1.908.192.802	286.109	6.669	217.830	nein
Gebiet 6	1.944.135.054	321.730	6.043	221.933	ja
Gebiet 7	1.929.583.767	302.285	6.383	220.272	ja
Gebiet 8	294.327.629	45.446	6.476	33.599	nein
Gebiet 9	360.299.468	80.445	4.479	41.130	nein
Gebiet 10	1.813.336.029	342.240	5.298	207.002	ja
Gebiet 11	7.152.779.479	1.264.893	5.655	816.527	ja
Gebiet 12	1.854.434.018	257.567	7.200	211.693	nein
Gebiet 13	211.368.574	33.361	6.336	24.129	nein
Gebiet 14	126.124.075	19.299	6.535	14.398	nein
Gebiet 15	592.509.453	149.077	3.975	67.638	nein
Gebiet 16	751.696.328	134.026	5.609	85.810	nein
Gebiet 17	159.617.772	25.193	6.336	18.221	nein
Gesamte EMN	21.332.078.994	3.579.527	5.959	2.435.169	

Abb. 3 Übersicht über die EMN Teilgebiete (Will, 2019, S. 45).

Da die Erfassung der tatsächlichen Stromverbräuche im Untersuchungsgebiet äußerst aufwendig ist, wird die jährliche Verbrauchshöhe aus 2018 als durchschnittlicher Verbrauch im gesamten Zeitraum angenommen. D.h. für jedes Jahr von 1980 bis 2019 wird ein Jahresstromverbrauch von 752 GWh festgesetzt. Die dabei entstehende Abweichung wird unter folgender Begründung toleriert:

Seit einigen Jahren stagniert der jährliche Stromverbrauch in Deutschland. Wenn also ein höherer Stromverbrauch angenommen wird, als tatsächlich vorlag, so werden Speichersysteme eher überdimensioniert als zu klein bemessen, was für die Stromversorgung weniger kritisch ist. Die Speicher sind so auszulegen, dass sie auch in langen Defizitphasen ausreichend Reserven bereitstellen können. Ein nicht ausreichend großer Speicher könnte sich in solch einer Phase komplett entleeren und im schlimmsten Fall die Stromversorgung unterbrechen. Durch die Annahme eines konstanten Jahresdurchschnittsverbrauchs in den letzten 40 Jahren sinkt also die Wahr-

scheinlichkeit, dass die benötigte Speicherdimensionierung fälschlicherweise zu gering bestimmt wird. Es ist allerdings anzumerken, dass im Zweifelsfall eine genauere Analyse vorzunehmen ist, da eine Überdimensionierung vor allem mit hohen Kosten und übermäßigem Material- und Platzbedarf verbunden ist.

Weiterhin ist anzumerken, dass für die mittlere Last nicht der von Katharina Will ermittelte tatsächliche Wert, sondern ein von der TenneT TSO GmbH bereitgestellter Wert verwendet wird. Dieser stammt aus einem deutlich größeren Versorgungsgebiet, das u.a. auch die EMN mit einschließt. Hierdurch kann von einem gleichmäßigeren Lastverlauf ausgegangen werden, bei dem auch größere Lastsprünge weniger ins Gewicht fallen. Diese Daten stehen seit 2015 zur Verfügung und wurden so skaliert, dass sie dem von Katharina Will ermittelten Verbrauch entsprechen. Der so angepasste Lastverlauf wurde dann auf den Gesamtzeitraum übertragen und geht in die späteren Berechnungen ein.

Bezieht man die im vorherigen Kapitel ermittelte Einspeisung aus regenerativen Energieanlagen auf den Verbrauch im Jahr 2018, so zeigt sich eine erfreuliche Bilanz. Abb. 4 stellt dies graphisch dar. Es werden bereits ca. 82 % des Strombedarfs aus regenerativen Energiequellen eingespeist. Der Bereich „Sonstige“ schließt alle Einspeisungen ins Stromnetz, außer den vorher genannten und damit in erster Linie fossile Brennstoffe ein.

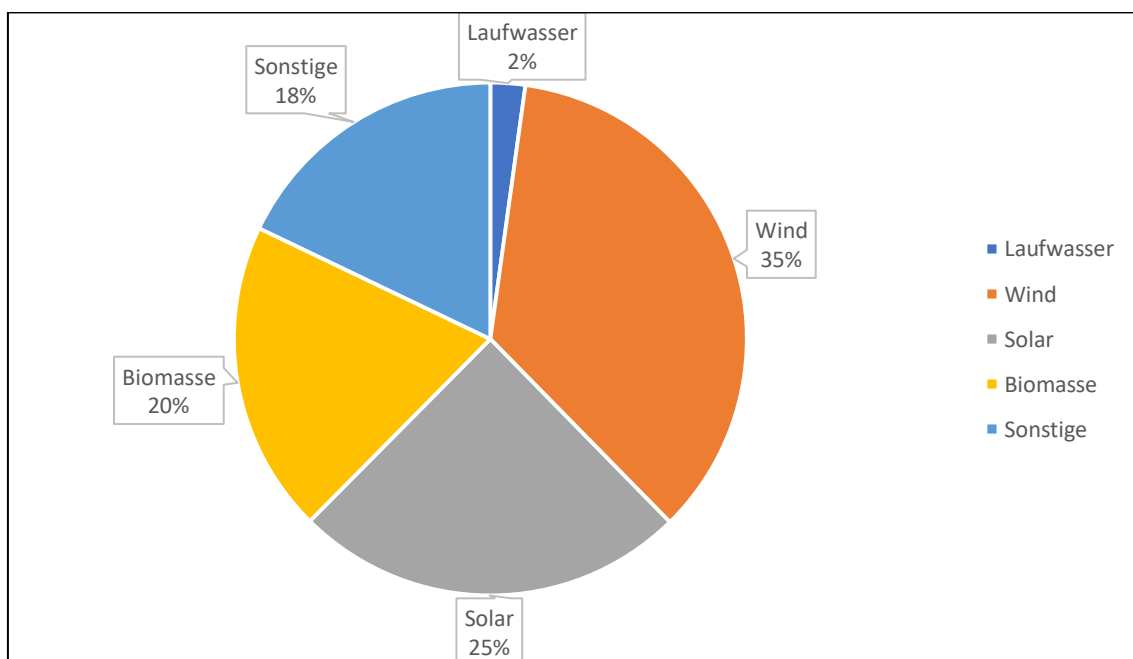


Abb. 4 Zusammensetzung der Gesamtstromeinspeisung im Untersuchungsgebiet im Jahr 2018.

5 Technologiestand und Kosten von geotechnischen Speichersystemen

Wie in Kapitel 4 bereits kurz beschrieben, kommt den Energiespeichern bei einer regenerativen Stromversorgung eine besondere Bedeutung zu. Es wurde aufgezeigt, dass Solar- und Windenergiepotentiale (und ebenso Wasserkraft) starken jahres- und tageszeitlichen Schwankungen unterliegen. Obwohl Sonnen- und Windangebot sich in den Sommer- und Wintermonaten gegenläufig verhalten, so kann dieser Effekt keineswegs sicherstellen, dass eine dauerhafte und ausreichende Stromversorgung gewährleistet wird. Es ist daher unerlässlich, Energiespeicher vorzusehen, die ausreichende Reserven vorhalten, um selbst in langen Defizitphasen noch eine Stromversorgung zu ermöglichen. Es existieren zahlreiche Ansätze und Technologien, um solche Speicher zu realisieren. Viele davon werden bereits heute erfolgreich eingesetzt. In diesem Kapitel werden einige eingesetzte sowie in Entwicklung befindliche geotechnische Speichertechnologien vorgestellt. Da Pumpspeicher aktuell die einzigen auf dem Markt verfügbaren und bewährten geotechnischen Speicher sind, beschränkt sich die Kostenaufstellung auf dieses System.

5.1 Pumpspeicherkraftwerke

Gegenwärtig besitzen Pumpspeicherkraftwerke das größte Speicher- und Leistungsvermögen und weisen durch ihre ersten Verwendungen in Deutschland bereits Anfang des 20. Jahrhunderts zudem eine lang erprobte Technik auf (Sternier & Stadler, 2017, S. 520).

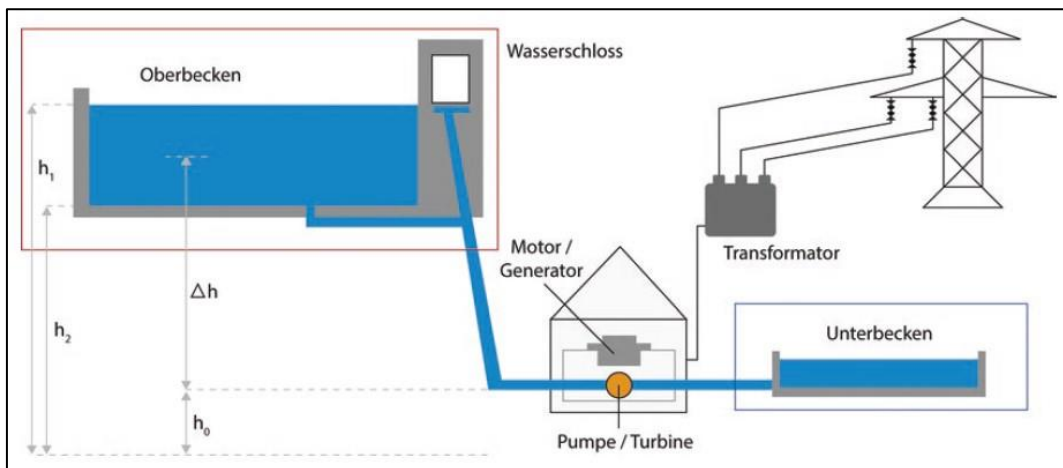


Abb. 5 Schematische Darstellung eines Pumpspeicherkraftwerks (Sterner & Stadler, 2017, S. 522).

In Abb. 5 ist der Aufbau eines Pumpspeicherkraftwerks schematisch dargestellt. Das Grundprinzip eines solchen Speichers beruht auf der Umwandlung von elektrischer in potenzielle Energie und umgekehrt. In Zeiten geringer Last bzw. von Stromüberproduktion wird Wasser durch eine Pumpe vom Unterbecken ins Oberbecken befördert. Durch den zu überwindenden Höhenunterschied verfügt das Wasser im Oberbecken über eine höhere potenzielle Energie. Wenn im Netz mehr Strom benötigt wird, so kann das Wasser aus dem Oberbecken nun durch eine Turbine ins Unterbecken zurückgeleitet werden. Die kinetische Energie treibt dabei die Turbine an und wird über einen Generator wieder in elektrische Energie umgewandelt und kann somit ins Netz eingespeist werden. Beide Vorgänge sind mit Verlusten behaftet, welche mithilfe von Abb. 6 abgeschätzt werden können. Es kann im Allgemeinen von einem Wirkungsgrad zwischen 70 % und 84 % ausgegangen werden. Dieser Wirkungsgradbereich deckt sich durchgehend mit den in der Literatur angegebenen Wirkungsgraden.

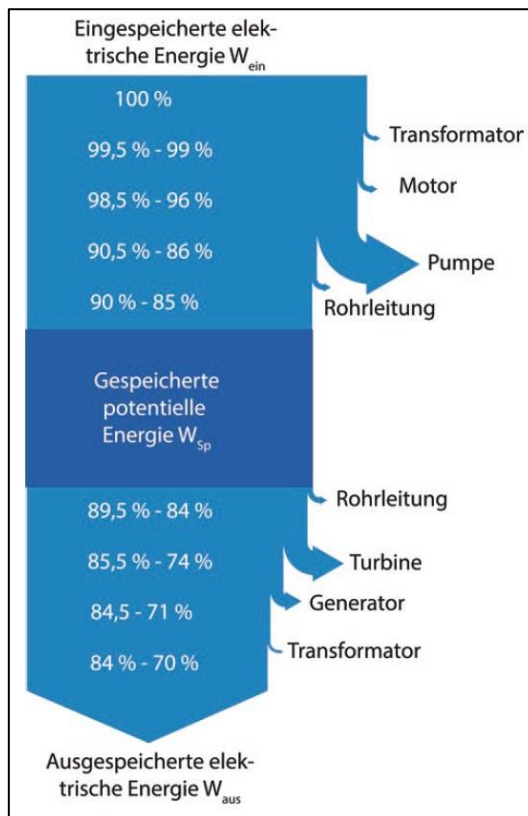


Abb. 6 Verluste in einem Pumpspeicherkraftwerk (Sterner & Stadler, 2017, S. 523).

5.2 Hydraulic Rock Storage

Das Prinzip *Hydraulic Rock Storage* wandelt überschüssigen elektrischen Strom vergleichbar mit Pumpspeichern ebenfalls zur Speicherung in potenzielle Energie um. Es handelt sich hierbei aktuell noch um ein theoretisches Modell. Außer einem Versuchsaufbau der Universität Innsbruck besteht kein reales Modell. Das Funktionsprinzip wird im Folgenden erklärt und ist in Abb. 7 dargestellt.

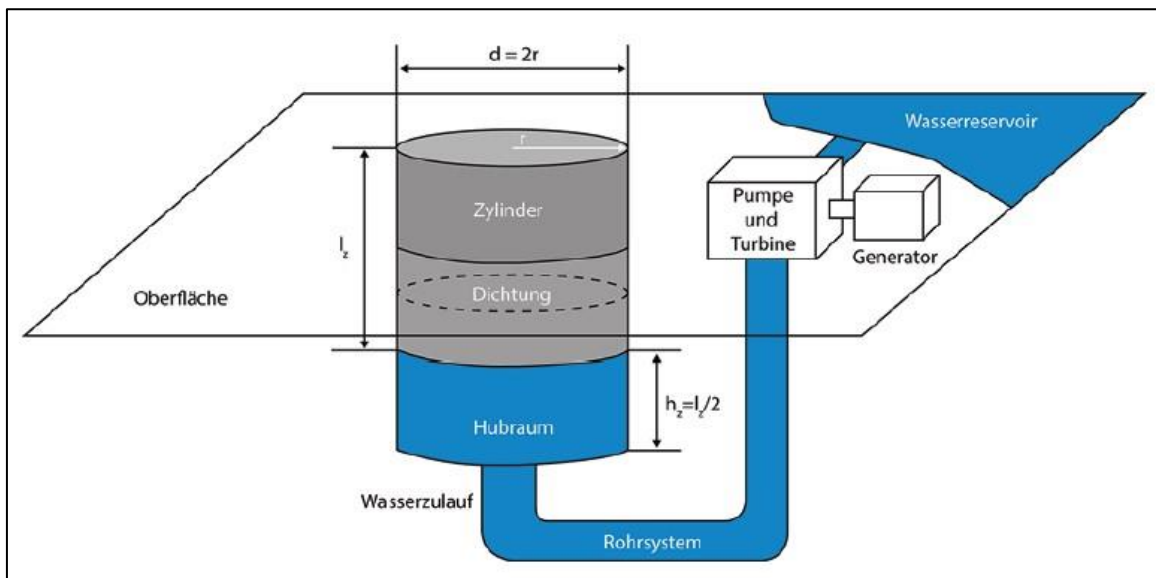


Abb. 7 Aufbau und Prinzip eines Lageenergiespeichers "Hydraulic Rock Storage" (Sternier & Stadler, 2017, S. 523).

„Beim Einspeichern wird Wasser mit entsprechendem Druck mittels elektrisch betriebenen Pumpen unter einen freigelegten Felszylinder gepumpt. Der Felszylinder hebt sich aufgrund der hydraulischen Kräfte an, wodurch Strom in Form von potenzieller Energie gespeichert wird“ (Sternier & Stadler, 2017, S. 563). Die Rückverstromung erfolgt gewissermaßen in umgekehrter Reihenfolge, wobei das Wasser eine Turbine antreibt, die über einen angeschlossenen Generator wieder elektrischen Strom erzeugt. Der erreichbare Wirkungsgrad ist mit dem von Pumpspeichern zu vergleichen.

Ein wesentlicher Vorteil dieses Systems ist, dass viel weniger Wasser benötigt wird als bei einem Pumpspeicher, da das Wasser hier nur als Hydraulikflüssigkeit und nicht als Speichermedium dient. Durch die höhere Dichte des Gesteinskolbens steht eine deutlich höhere Speicherkapazität bei sonst gleichen Abmessungen zur Verfügung. Allein diese Tatsache bietet vielversprechende Möglichkeiten im Vergleich mit Pumpspeichern, da bei gleich großem Speichervermögen ein bedeutend kleinerer Platzbedarf vorzusehen ist.

5.3 Gravity Power

Ein ähnliches Prinzip verfolgt das System *Gravity Power*. Die Funktionsweise wurde im Typ *Powertower* umgesetzt und wird ebenfalls an der Universität Innsbruck erforscht, wo derzeit zwei reale Versuchsaufbauten existieren. Es handelt sich hierbei

ebenfalls um einen Lageenergiespeicher, bei dem Energieumwandlung durch vertikales Verschieben eines Kolbens und die damit verbundene Wasserverdrängung realisiert wird. Anders als beim *Hydraulic Rock Storage* ist der Zylinder jedoch jeweils zur Hälfte mit Wasser und dem Kolbenvolumen ausgefüllt. Beim Absenken des Kolbens wird Wasser durch eine Turbine vom unteren Speichervolumen in das obere Pumpvolumen geleitet. Die Turbine erzeugt dabei über einen Generator elektrischen Strom. Die Aufladung des Speichers erfolgt umgekehrt, indem Wasser in das untere Speichervolumen gepumpt wird und den Kolben somit anhebt. Der schematische Aufbau ist in Abb. 8 dargestellt.

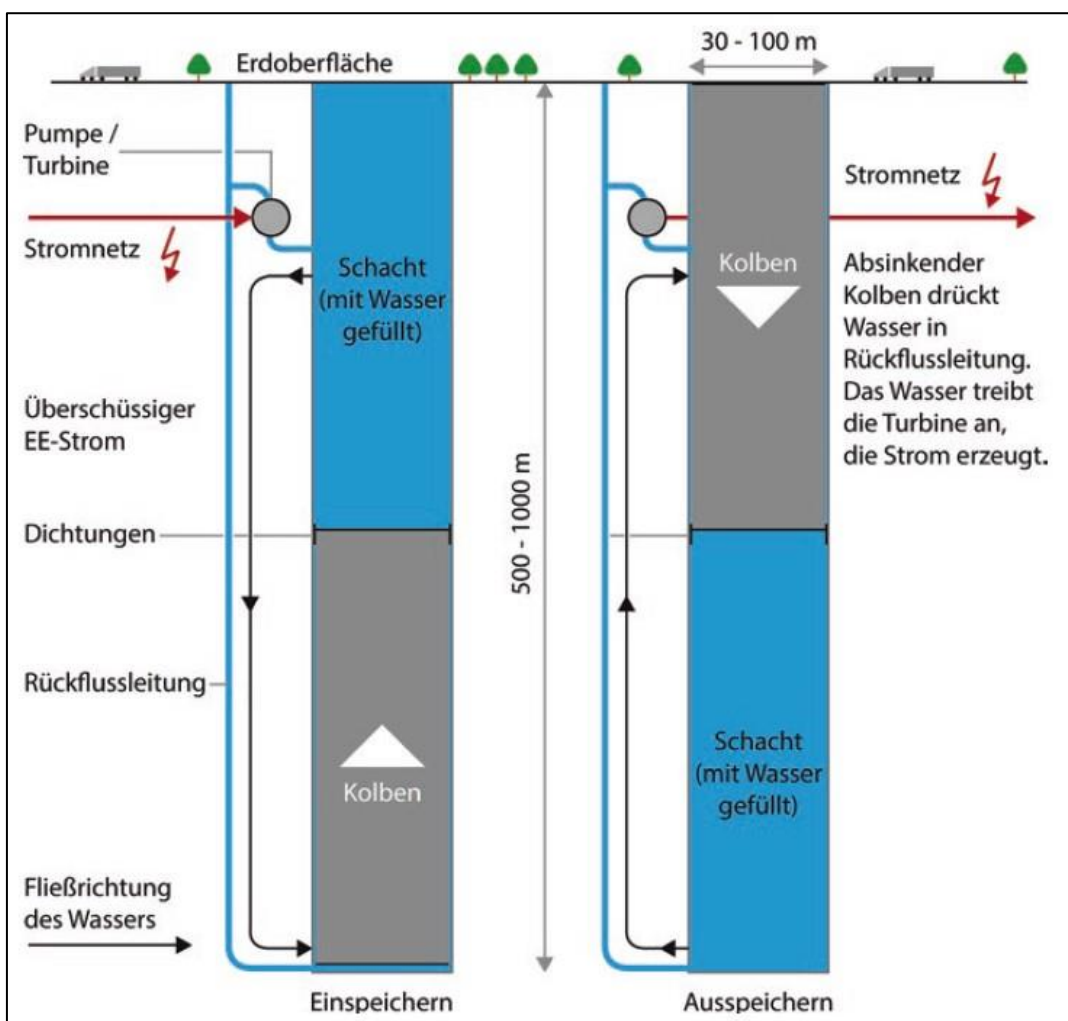


Abb. 8 Schematische Darstellung des Speichersystems "Powertower" (Sternner & Stadler, 2017, S. 571).

„Der Powertower könnte entweder oberirdisch in Form einer Turmkonstruktion oder in unterirdischen Schächten realisiert werden. Weiterhin existieren verschiedene mögliche Konzepte zur Anordnung der Pumpenturbine. Diese könnte entweder außenliegend installiert oder im Kolben integriert werden“ (Sternner & Stadler, 2017, S. 572). Auch

hierdurch bietet sich ein gutes Potenzial, um den Flächenbedarf im Vergleich zu einem Pumpspeicher gering zu halten.

5.4 Kostenabschätzung von Pumpspeicherkraftwerken

Da Pumpspeicherkraftwerke zurzeit die einzige praktisch realisierbare Anlagenart im Bereich der Geotechnik ist, wird die Kostenabschätzung auf diese Art beschränkt. Potenzielle zukünftige Speichersysteme, die sich noch im Entwicklungsstadium befinden, werden an dieser Stelle daher nicht berücksichtigt, ungeachtet davon, ob durch deren Weiterentwicklung eine rentablere Technologie entstehen würde.

Eingehend sei angemerkt, dass die Gesamtkosten von Pumpspeicherkraftwerken sehr starken Schwankungen unterliegen, was die Bildung eines allgemeingültigen Kostenmittelwerts nur bedingt realitätsnah zulässt. Laut dem Bundesverband Energiespeicher kann überschlägig mit Investitionskosten von 500 bis 1200 €/kW gerechnet werden (BVES, 2016, S. 3). Gründe hierfür sind vor allem die unterschiedlichen lokalen Gegebenheiten (z.B. vorhandener Flusslauf als Speicherbecken vs. Neubau) oder die Größe der Anlage (Sternner & Stadler, 2017, S. 524). Die nachfolgende Kostenabschätzung basiert also auf den Kosten von bereits bestehenden Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland im Vergleich mit einigen in der Literatur genannten Wirtschaftlichkeitsrechnungen.

Laut Heimerl (2015, S. 345) sind realistische Kosten von 1400 €/kW unwirtschaftlich, eine Anlage würde sich erst ab 570 €/kW rentieren.

„Die Baukosten für Kleinkraftwerke (500 kW – 10 MW) reichen in Deutschland und in der Schweiz von 1000 €/kW bei Modernisierung, 1500 bei Revitalisierung bis hin zu 4000–5000 €/kW bei Neubau“ (Sternner & Stadler, 2017, S. 524). Für Großanlagen würden sich die spezifischen Kosten reduzieren.

Im „Wuppertal Paper 194“ widmeten sich Johannes und Martin Thema (2019, S. 14) dem Bau von Pumpspeichern in stillgelegten Tagebauten. Es wurde ein Investitionsvolumen von 1500 €/kW angenommen.

Das Pumpspeicherwerk Goldisthal wurde 2003 in Betrieb genommen und ist damit der neueste Pumpspeicher Deutschlands. Die Baukosten betragen 623 Mio. € bei einer

Leistung von 1060 MW. Hieraus ergeben sich spezifische Kosten von ca. 588 €/kW. Mit seiner maximalen Energiespeichermenge von 8,5 GWh ist es das größte Pumpspeicherkraftwerk Deutschlands.

Die Speicherkapazitätskosten sind nach Zapf (2017, S. 109) mit ca. 10 €/kWh abzuschätzen. Dr. Maximilian Kloess (2012, S. 7) nannte im 12. Symposium Energieinnovation Kapazitätskosten von 30 €/kWh.

Da es praktisch möglich ist, eine Pumpspeicher-Großanlage wie Goldisthal zum oben genannten Kostensatz zu bauen, wird diese Größenordnung als realistisch angesehen. Weiterhin ist anzunehmen, dass Pumpspeicher zur rein regenerativen Energieversorgung ausschließlich als Großanlagen ausgeführt werden sollten, weshalb die teilweise deutlich höheren Kostensätze aus den verschiedenen Literaturquellen als zu hoch für den Zweck dieser Ausarbeitung angesehen werden. Zusammenfassend wird der Kostensatz für Pumpspeicherkraftwerke für die nachfolgenden Berechnungen auf 600 €/kW festgesetzt. Die Speicherkapazitätskosten werden auf 20 €/kWh festgesetzt.

Was diese Beträge konkret für die Kosten des in dieser Ausarbeitung modellierten Speichersystems bedeuten, wird in Abschnitt 7.3 erläutert.

6 Auswertung der Wetterdaten

In diesem Abschnitt werden die Daten aus den MERRA-2-Aufzeichnungen ausgewertet und mit dem Jahresstromverbrauch aus dem vorherigen Kapitel in Verbindung gebracht. Hieraus lässt sich eine Empfehlung zum optimalen Energiemix und der zugehörigen Speicherauslegung ableiten.

Die Auswertung erfolgte mithilfe eines Analysetools in Microsoft Excel, das von Herrn Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp zur Verfügung gestellt wurde. Wichtige Berechnungs- bzw. Modellierungsvorgänge und die daraus folgenden Interpretationen werden im Folgenden erläutert.

Unter der Annahme von gleichbleibender Stromeinspeisung aus Laufwasser- und Biomasseanlagen wurden zunächst die nutzbaren Potentiale aus Wind- und Solarenergie analysiert.

6.1 Windenergie

Es liegen Messwerte der Windgeschwindigkeiten für verschiedene Höhen- und Drucklagen vor. Im Allgemeinen nimmt die Windgeschwindigkeit mit der Entfernung zum Boden zu, da die bremsende Wirkung von Bodenbebauung, Wäldern, Hügeln etc. abnimmt. Aktuell werden Windkraftanlagen mit Nabenhöhen zwischen 150m und 200m gebaut. In dieser Analyse wurden deshalb die Messwerte für 160m Höhe zugrunde gelegt. Bei Projektbeginn wurde sich weiterhin darauf geeinigt, die Windgeschwindigkeiten aus der MERRA-Datenbank mit einem Korrekturfaktor von 0,85 zu versehen. Grund hierfür ist, dass ein an anderer Stelle erbrachter Vergleich mit realen Messungen zeigte, dass die MERRA-Windgeschwindigkeiten durchgehend zu hoch waren.

Zur Auswertung der Daten wurde eine modellhafte Windkraftanlage mit folgenden Parametern in Tabelle 2 verwendet:

Tabelle 2 Daten der Modell-Windkraftanlage für die Windenergieanalyse.

Daten der Modell-Windenergieanlage:		
Anlagentyp:	Modell	
Nennleistung:	4000	kW
spezifische Nennleistung	226,4	W/m ²
Einschaltwindgeschwindigkeit	2,2	m/s
vWmax Windgeschwindigkeit bei cpMax	7,21	m/s
Nennleistungs-Windgeschwindigkeit	9,88	m/s
Abregelungsanfangswindgeschwindigkeit	24,7	m/s
Abregelungsendewindgeschwindigkeit	29,6	m/s
a-Faktor des potenzmodellierten cp-Verlaufs	0,001611	s ^{^p} /m ^{^p}
Benutzungsgrad	35,96%	
Windpotentialausnutzung	48,62%	
Luftdichte:	1,1725	kg/m ³
Rotordurchmesser:	150	m
Rotorfläche	17671,46	m ²
cp-Bestwert	45%	
cp-Wert bei Pnenn Beginn	40%	
iMax maximaler cp-Wert bezogen auf vWnenn	73%	
iAbrAnf Abregelungsanfang bezogen auf vWnenn	250%	
iAbrEnd Abregelungsende bezogen auf vWEnd	300%	
Modellierungspotenz p	3,50	

Abb. 9 zeigt exemplarisch den Windleistungsverlauf vom 20. Februar 1990 bis 20. März 1990. Neben der von der Windenergieanlage technisch umsetzbaren Nennleistung ist auch die physikalisch maximal umwandelbare Betz'sche Windleistung aufge-

tragen. In diesem Monat wäre eine solche Anlage zu ca. 40% der Zeit mit ihrer Nennleistung von 226 W/m² gelaufen, was für die im Allgemeinen deutlich windreicheren Wintermonate typisch ist.

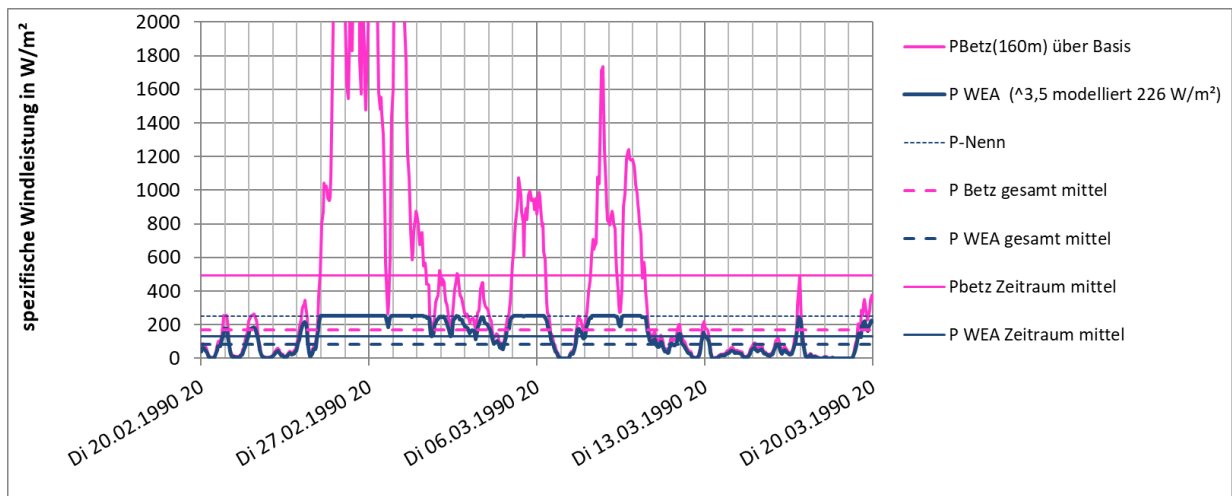


Abb. 9 Windleistungen in einem vierwöchigen Zeitraum im Winter.

Abb. 10 hingegen zeigt den Verlauf vom 31. Juli 2018 bis 28. August 2018. Wie zu erwarten, sind die vorhandenen Winde und damit die Leistungsausbeute um ein Vielfaches geringer. In diesem Zeitraum hätte die Modellanlage ihre Nennleistung kein einziges Mal erreicht.

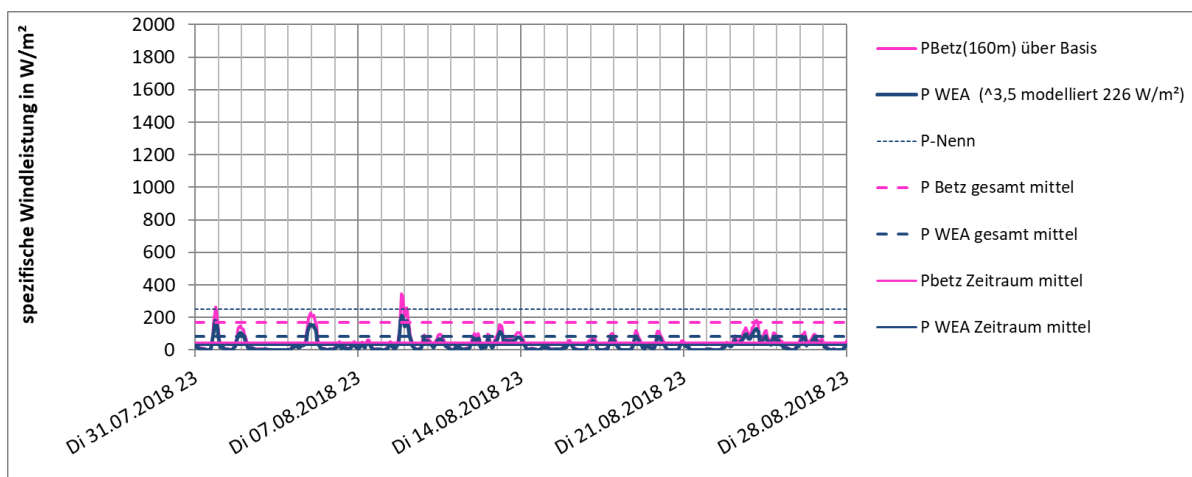


Abb. 10 Windleistungen in einem vierwöchigen Zeitraum im Sommer.

Die beobachteten Leistungsverläufe mit ihren jahreszeitlichen Schwankungen entsprechen qualitativ den Erwartungen und treten im gesamten Untersuchungszeitraum auf.

6.2 Solarenergie

Die Analyse der Solarstrahlung erfolgte unter folgenden Randbedingungen. Für die Ausrichtung der Kollektorflächen wurde ein Winkel von 180° in die südliche Himmelsrichtung und 35° Neigung der Kollektoren zur Horizontalen vorgegeben. Die zugrundeliegenden Solarenergieanlagen weisen einen Wirkungsgrad von 15% bei einer maximalen spezifischen Leistung von 150 W/m^2 auf.

Die von MERRA-2 gelieferten Werte zur Globalstrahlung und Bodenrückstrahlung werden vom Berechnungstool in einen direkten, einen diffusen und einen reflektierten Strahlungsanteil umgerechnet und daraus die Strahlung auf die geneigte Kollektorfläche bestimmt. Die vorgegebenen Winkel und Anlagenkennwerte sind an Erfahrungswerte angelehnt und sollten für eine großflächige Potentialanalyse realistische Werte liefern. Selbstverständlich können allerdings im Einzelfall durch Variierung der Neigung und Ausrichtung je nach Standort auch deutlich abweichende Strahlungen auf den Kollektoren auftreten. Beim Anlagenbau ist also vorher zu prüfen, ob mit anderen Winkeln eine höhere Leistungsausbeute zu realisieren wäre.

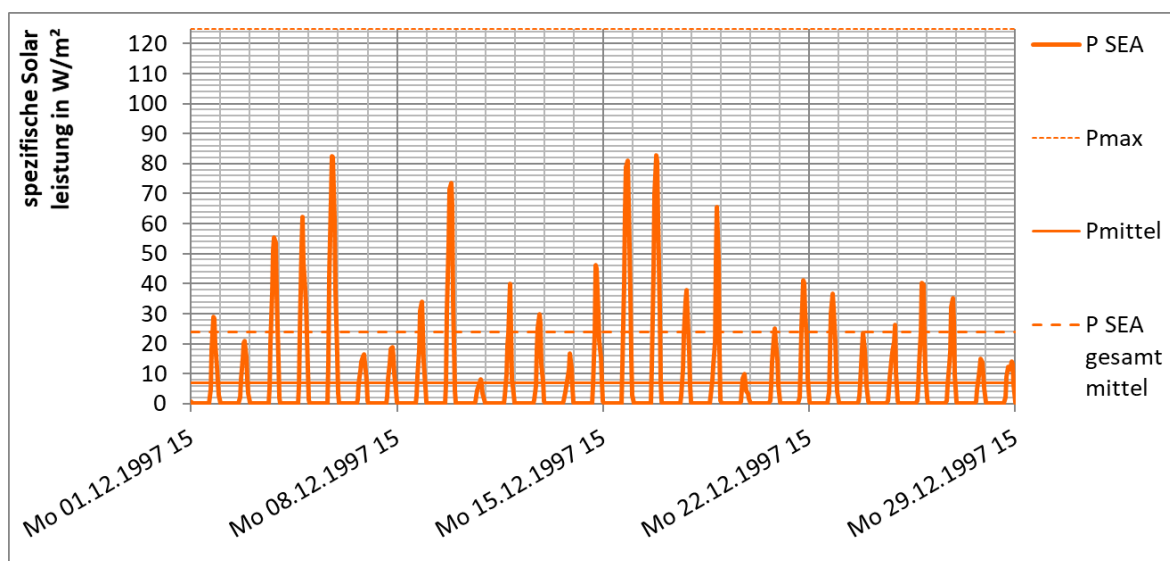


Abb. 11 Solarstrahlungsleistung in einem vierwöchigen Zeitraum im Winter.

Abb. 11 zeigt exemplarisch die berechnete auf den Kollektoren auftreffende Solarstrahlungsleistung vom 01. Bis 29. Dezember 1997. Dieser Zeitraum weist in etwa die wenigsten Sonnenstunden im ganzen Jahr auf. Zudem ist die auftreffende Strahlung nur wenig intensiv. Folglich hätten die modellierten Kollektoren im täglichen Durchschnitt weniger als ein Drittel der Maximalleistung einspeisen können.

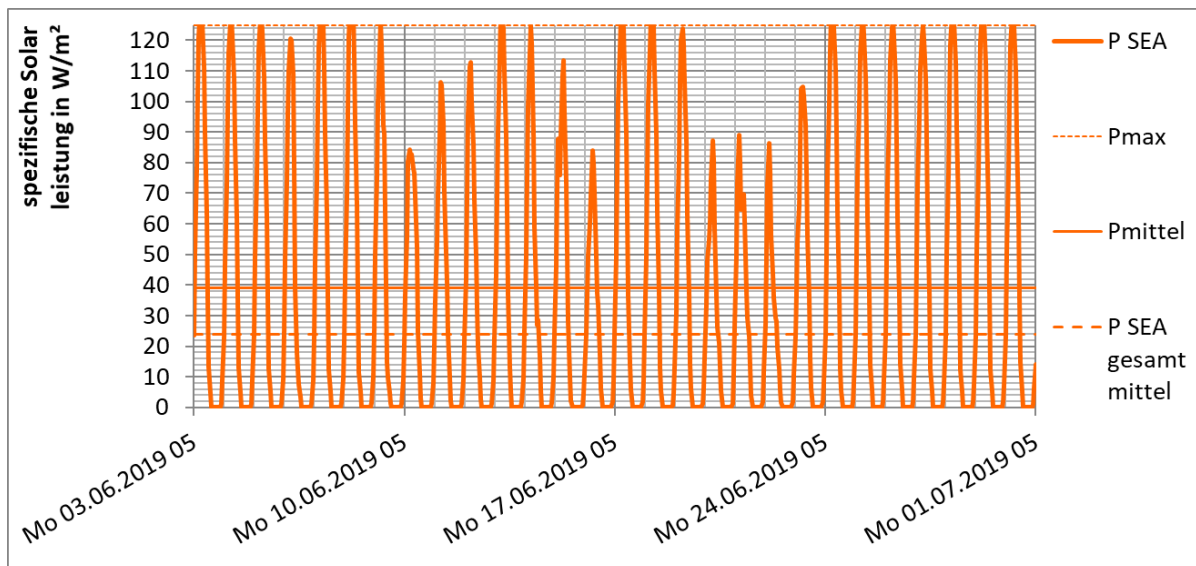


Abb. 12 Solarstrahlungsleistung in einem vierwöchigen Zeitraum im Sommer.

Im Gegensatz dazu zeigt Abb. 12 die Strahlungsleistung im Sommer vom 03. Juni 2019 bis 01. Juli 2019. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Maximalleistung in diesem Zeitraum an vielen Tagen erreicht wird und auch die restlichen Tage ausnahmslos über dem Durchschnitt liegen.

Die durchschnittliche Strahlungsleistung, die im Gesamtzeitraum auf die Solarkollektoren auftraf, beträgt $23,89 \text{ W/m}^2$.

7 Empfehlung für einen regenerativen Energiemix

Die zentrale Frage dieser Ausarbeitung ist, wie das Zusammenspiel von regenerativen Energieanlagen mit Speichersystemen zu gestalten ist, um selbst in Phasen mit kaum Solarstrahlung und Wind noch eine dauerhafte und systemgerechte Stromversorgung bereitzustellen. In diesem Kapitel werden die gesammelten Erkenntnisse nun kombiniert, um eine Empfehlung für einen aus energetischer und wirtschaftlicher Sicht optimalen Energiemix im Untersuchungsgebiet auszusprechen. Es wird im Folgenden nur auf Solar- und Windenergie als veränderliche Größen eingegangen, da wie bereits angesprochen, die Leistung aus vorhandenen Laufwasser- und Biomasseanlagen als kaum in größerem Umfang ausbaufähig angenommen wird.

7.1 Bestimmung der energiekritischsten Zeiträume

Zunächst wurden die drei kritischsten Jahre im Gesamtzeitraum ausfindig gemacht. Als Kriterium wurden die tiefsten auftretenden Speicherleerungen gewählt. Diese Erkenntnis kann zur Dimensionierung der Speichergröße herangezogen werden, da der Speicher so viel Energie beinhalten muss, dass selbst bei der tiefsten Entleerung noch eine Reserve verbleibt. Je nach verwendeter Speichertechnologie, können die Entleerung, sowie deren Verlauf, bei gleichbleibendem Energiewetter allerdings abweichen. Es wurden deshalb die drei Speichertechnologien Pumpspeicher, Lithium-Ionen-Batterie und Power-To-Gas-to-Power modelliert und das Verhalten analysiert. Ein Speicher entlädt sich immer dann, wenn mehr Strom entnommen als eingespeist wird. Die benötigte Speichergröße wird dann minimal, wenn vorhandene Solar- und Windleistung optimal ausgenutzt werden, was in den nachfolgenden Betrachtungen bereits berücksichtigt ist. Zur Modellierung wurden die folgenden Anforderungen an sämtliche Speichersysteme als Vorgabewerte und die Laufwasser- und Biomasseanteile festgelegt:

- Bedarfsdeckungsreserve: 10,0 %
- Kapazitätsreserve: 10,0 %
- Entnahmeleistungsreserve: 10,0 %
- Laufwasseranteil: 2,2 %
- Biomasseanteil: 19,7 %

Weiterhin wurden die in Tabelle 3 dargestellten Parameter für die jeweiligen Technologien festgelegt bzw. ermittelt:

Tabelle 3 Kenngrößen der Energieanlagen und Verbrauch zur Modellierung.

Kenngrößen	Größe	Wert	Einheit
Windenergie			
Nennleistung	WN	226,4	W/m ²
Durchschnittsleistung	WD	78,2	W/m ²
Benutzungsgrad	BGW	34,6%	
Solarenergie			
Nennleistung	SN	140,79	W/m ²
Durchschnittsleistung	SD	23,46	W/m ²
Benutzungsgrad	BGS	16,7%	
Laufwasser			
Nennleistung	LN	158,8%	
Durchschnittsleistung	LD	100,0%	
Benutzungsgrad	BGL	63,0%	
Biomasseanlagen			
Nennleistung	BN	1	kW
Durchschnittsleistung	BD	1	kW
Benutzungsgrad	BGB	100,0%	
Verbrauch			
Minimum	Vmin	52,3%	
Durchschnitt	VD	100,0%	
Maximum	Vmax	145,3%	

Die Auswertung im 40-jährigen Gesamtzeitraum zeigte, dass die folgenden höchsten Speicherleerungen in Tagesladungen (TL) aufgetreten wären:

- 04. Februar 1997: -12,78 TL
- 12. Dezember 2014: -11,22 TL
- 21. Januar 1985: -9,50 TL

Eine Tagesladung entspricht der Strommenge, die einem Speicher entnommen wird, wenn über einen ganzen Tag Strom mit der mittleren Last entnommen wird. Es ist ersichtlich, dass diese durchgehend in den Monaten um die Wintersonnenwende liegen, was darauf schließen lässt, dass die Wintermonate energetisch am anspruchsvollsten sind. Um den gesamten Winterzeitraum einzubeziehen, wurden 6 Monate vor und nach dem Tag der größten Speicherleerung als kritische Phase betrachtet. Diese Zeiträume sind die Grundlage für die weitere Auswertung und wurden nun aus dem Gesamtzeitraum extrahiert.

In den folgenden Berechnungen werden nur noch diese drei Jahre zur Auswertung und Optimierung verwendet. Es entstehen hierbei leicht abweichende Ergebnisse, da langfristige Effekte nicht mehr berücksichtigt werden können. Die maximale Speicherleerung stieg beispielsweise auf -15,36 TL an. In Abb. 13 sind die Speicherleerungsverläufe der ermittelten drei kritischsten Jahre exemplarisch für eine Auslegung mit Pumpspeichern dargestellt. Die Jahresverläufe wurden lückenlos aneinandergefügt.

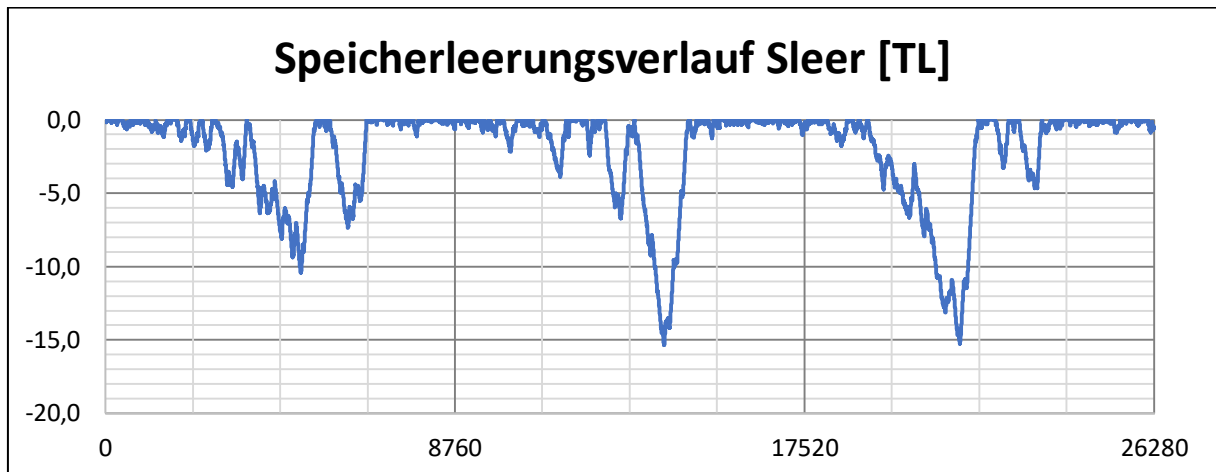


Abb. 13 Speicherleerungszeitreihe der drei kritischsten Jahre.

7.2 Bestimmung des Kostenminimums für die energiekritischsten Zeiträume

Nachdem die energiekritischsten Zeiträume bestimmt wurden, wird der wirtschaftlichste Anlagenmix unter der Annahme von aktuell realitätsnahen Kosten analysiert. Ziel ist es, die Stromgestehungskosten – also die Gesamtkosten, die bei der Stromerzeugung anfallen – zu minimieren. Hierzu zählen neben den Anlagenkapitalkosten auch die Betriebs- sowie die Finanzierungskosten. Die Berechnung wurde jeweils für eine Auslegung mit Pumpspeichern, Batteriespeichern und Power-To-Gas-Technologie durchgeführt. Dabei wurden folgende Kostensätze zugrunde gelegt:

Tabelle 4 Herstellkosten etc. für Energieanlagen und verschiedene Speichersysteme.

Spezifische Herstellkosten	Größe	Ansatz	Einheit	ASD	Zins	BKF
Energieanlagen						
Windenergieanlagen	sWHK	1.500	€/kW	25	5,0%	4,0%
Solarenergieanlagen	sSHK	1300	€/kW	25	5,0%	2,0%
Laufwasserkraftwerke	sLHK	6.200	€/kW	50	5,0%	1,0%
Biomasseleistungsanlagen	sBHK	3.800	€/kW	20	5,0%	20,0%
Lithium-Ionen-Batteriespeicher						
Speicherwirkungsgrad	85 %					
Speicherladeanlagen	sSLHK	0	€/kW	20	5,0%	1,0%
Speicherentnahmeanlagen	sSEHK	0	€/kW	20	5,0%	1,0%
Maximalleistungsanlagen	sSMHK	110	€/kW	20	5,0%	1,0%
Speicherkapazität	sSKHK	350	€/kWh	20	5,0%	1,0%
Pumpspeicher						
Speicherwirkungsgrad	75 %					
Speicherladeanlagen	sSLHK	200	€/kW	40	5,0%	2,0%
Speicherentnahmeanlagen	sSEHK	200	€/kW	40	5,0%	2,0%
Maximalleistungsanlagen	sSMHK	200	€/kW	40	5,0%	2,0%
Speicherkapazität	sSKHK	20	€/kWh	40	5,0%	2,0%
P2G2P						
Speicherwirkungsgrad	35 %					
Speicherladeanlagen	sSLHK	2.500	€/kW	20	5,0%	2,0%
Speicherentnahmeanlagen	sSEHK	1.000	€/kW	25	5,0%	2,0%
Maximalleistungsanlagen	sSMHK	100	€/kW	40	5,0%	2,0%
Speicherkapazität	sSKHK	1	€/kWh	40	5,0%	2,0%

Die Abkürzungen in Tabelle 4 sind:

- ASD: Abschreibungsdauer in Jahren
- Zins: Kalkulatorischer Zins
- BKF: Betriebskostenfaktor als jährliche prozentuale Kosten

Das Zusammenwirken von Energieanlagen, deren jeweiligen Einspeisevermögen sowie der Speichertechnologie ist komplex. Eine Speicherauslegung mit Pumpspeichern kann beispielsweise eine ganz andere Anzahl an Solar- und Windanlagen erfordern als mit Lithium-Ionen-Batterien.

Im Folgenden werden die Berechnungsergebnisse exemplarisch für eine Auslegung mit Pumpspeichern dargestellt:

Es ist ein Windenergieanteil von 66 % und ein Solarenergieanteil von 44 % bei einem fluktuierenden Anteil von 131 % vorzusehen. Daraus ergibt sich ein Umwandlungsver-

mögen von 141 %, um die tiefste auftretende Speicherleerung zzgl. 10 % Kapazitätsreserve von 16,90 TL kompensieren zu können. Die so ermittelten Stromgestehungskosten für das gesamte Versorgungssystem belaufen sich auf 17,50 Ct/kWh. Tabelle 5 stellt die ermittelten Werte für alle drei Speichertechnologien gegenüber:

Tabelle 5 Ergebnisse der Berechnungen zu den Stromgestehungskosten nach Speichertechnologie.

	Geotechnik			Batterie		P2G2P	
Windanteil	iWi	66,00%		48,00%		68,00%	
Solaranteil	iSo	34,00%		52,00%		32,00%	
Anteil fluktuierend	FA	131,00%		304,10%		142,10%	
Umwandlungsvermögen	UV	141,00%		326,00%		164,00%	
Kapazitätsbedarf (tiefste Entladung)	KB	368,82	= 15,37 TL	37,73	= 1,57 TL	387,54	= 16,15 TL
vorzuhaltende Kapazität	KV	405,70	= 16,90 TL	41,51	= 1,73 TL	426,29	= 17,76 TL
Wind Nennleistung	WN	250,22%		422,44%		279,65%	
Solar Nennleistung	SN	267,25%		948,83%		272,84%	
Laufwasser Nennleistung	LN	3,49%		3,49%		3,49%	
Biomasse und Sonstiges Nennleistung	BN	19,70%		19,70%		19,70%	
Stromgestehungskosten Versorgungssystem	SGKVS	17,50	Ct/kWh	38,58	Ct/kWh	17,31	Ct/kWh

Es ist auffällig, dass bei Geotechnik und P2G2P neben den Stromgestehungskosten auch alle weiteren berechneten Größen durchgehend in derselben Größenordnung liegen, obwohl mit 75 % bzw. 35 % ein großer Unterschied in den Speicherwirkungsgraden vorliegt. Zu erklären ist dies durch die in Tabelle 4 beschriebene unterschiedliche Kostenverteilung. Die Speicherkapazitätskosten von P2G2P sind beinahe vernachlässigbar gering, während die Kosten für Lade- und Entnahmeanlagen im Vergleich mit den anderen Technologien um ein Vielfaches höher sind. Bei Pumpspeichern verhält sich dies genau umgekehrt. Da es aus kostentechnischer Sicht vertretbar ist, wird also die enorme Speicherkapazität von ca. 17 Tagesladungen toleriert.

Deutlich abweichend sind die Ergebnisse der Auslegung mit Batteriespeichern. Durch die hohen Kapazitätskosten von 350 €/kWh ist für diese Auslegungsbetrachtung ein anderer Weg zu gehen. Es wird versucht die benötigte Speicherkapazität so gering wie möglich zu halten. Dadurch muss allerdings die Einspeiseleistung aus Wind- und Solaranlagen stark ansteigen. Es ist somit lediglich eine Speicherkapazität von 1,73 Tagesladungen vorgesehen, die durch einen fluktuierenden Anteil von 304 % bei einem Windnennleistungsfaktor von 422,44 % und einem Solarnennleistungsfaktor von 948,83 % bezogen auf die mittlere Last kompensiert wird. Dennoch ergeben sich für dieses Versorgungssystem Stromgestehungskosten von 38,58 Ct/kWh, was mehr als einer Verdoppelung gegenüber den beiden anderen Systemen entspricht.

7.3 Benötigter Zubau nach verschiedenen Speicherauslegungen

Nachdem die Versorgungssysteme in den vorherigen Abschnitten modelliert wurden, wird in diesem Abschnitt analysiert, wie viele Anlagen im Untersuchungsgebiet zusätzlich zu den bereits bestehenden zugebaut werden müssten, um das Ziel einer komplett regenerativen Stromversorgung zu erreichen.

Pumpspeicher

Der Rechengang wird exemplarisch für eine Speicherauslegung mit Pumpspeichern gezeigt.

– Windanlagen

Wie in Kapitel 4 gezeigt liegt eine mittlere Last von $V_D = 85,8 \text{ MW}$ vor. Nach Tabelle 5 ist der Windanteil $i_{wi} = 66,0 \%$, der fluktuierende Anteil $F_A = 131,0 \%$.

Es ist zunächst die benötigte Windnennleistung P_{NW} aus der Multiplikation des Nennleistungsfaktors W_N mit der mittleren Last V_D zu berechnen:

$$P_{NW} = V_D \cdot W_N = 85,8 \text{ MW} \cdot 250,22\% = \mathbf{214,69 \text{ MW}}$$

Von diesem Wert wird die bereits installierte Windnennleistung abgezogen und das Ergebnis anschließend durch die Leistungsklasse der Modellwindanlagen dividiert. Somit erhält man die Anzahl n_W der noch zuzubauenden Windanlagen:

$$n_W = \frac{P_{NW} - P_{NW,installiert}}{P_{N,WEA}} = \frac{214,69 \text{ MW} - 133 \text{ MW}}{4 \text{ MW}} (= 20,4) \approx \mathbf{21}$$

In dieser Rechnung unberücksichtigt ist allerdings der Benutzungsgrad der bereits bestehenden Anlagen, der wie in Kap. 3 gezeigt mit ca. 22 % deutlich niedriger ist als der für die Modellberechnung angenommene. Es wird deshalb eine erneute Berechnung über die tatsächlich eingespeiste Strommenge durchgeführt, um diesen Einfluss zu minimieren und eine realitätsnähere Aussage treffen zu können.

Es wird also die erforderliche Strommenge E_W aus Windanlagen berechnet:

$$E_W = V_D \cdot F_A \cdot i_{wi} \cdot 8760 \text{ h} = 85,8 \text{ MW} \cdot 1,31 \cdot 0,66 \cdot 8760 \text{ h} = \mathbf{649,84 \text{ GWh}}$$

Davon wird die eingespeiste Strommenge aus 2018 subtrahiert und das Ergebnis durch die mit dem Benutzungsgrad der Modellwindanlagen versehenen Einspeisemenge geteilt:

$$n_W = \frac{E_W - E_{W,installiert}}{BNG_W \cdot P_{N,WEA} \cdot 8760 h} = \frac{649,84 \text{ GWh} - 266,7 \text{ GWh}}{34,6\% \cdot 4 \text{ MW} \cdot 8760 h} (= 31,6) \approx 32$$

Es müssen demnach zu den 59 bestehenden noch 32 weitere Windkraftanlagen zugebaut werden.

– Solaranlagen

Derselbe Rechenweg wird für den erforderlichen Zubau an Solaranlagen durchgeführt. Auf die Berechnung mittels installierter Leistung wird aus den genannten Gründen verzichtet. Die benötigte Strommenge E_S aus Solaranlagen beträgt:

$$E_S = V_D \cdot F_A \cdot i_{So} \cdot 8760 h = 85,8 \text{ MW} \cdot 1,31 \cdot 0,34 \cdot 8760 h = 334,8 \text{ GWh}$$

Die zuzubauende Solarkollektorfläche A_S beträgt:

$$A_S = \frac{E_S - E_{S,installiert}}{BNG_S \cdot P_{N,S} \cdot 8760 h} = \frac{334,8 \text{ GWh} - 186,3 \text{ GWh}}{16,7\% \cdot 150 \text{ W/m}^2 \cdot 8760 h} = 676.728 \text{ m}^2$$

Es sind 0,677 km² an Kollektorfläche zuzubauen.

Lithium-Ionen-Batterie- und P2G2P-speicher

Die Berechnungen für die beiden weiteren Speichertechnologien erfolgten nach demselben Prinzip. Tabelle 6 stellt die Ergebnisse gegenüber.

Tabelle 6 Erforderlicher Zubau an Windanlagen und Solarkollektorfläche nach Speichertechnologie.

Erforderlicher Zubau	Pumpspeicher	Batterie	P2G2P
Windanlagen	32	136	38
Solarkollektorfläche	0,677 km ²	4,567 km ²	0,709 km ²

Abb. 14 stellt die Ergebnisse der Zubauberechnungen für Windanlagen und Abb. 15 für Solaranlagen der jeweiligen Speichertechnologien gegenüber:

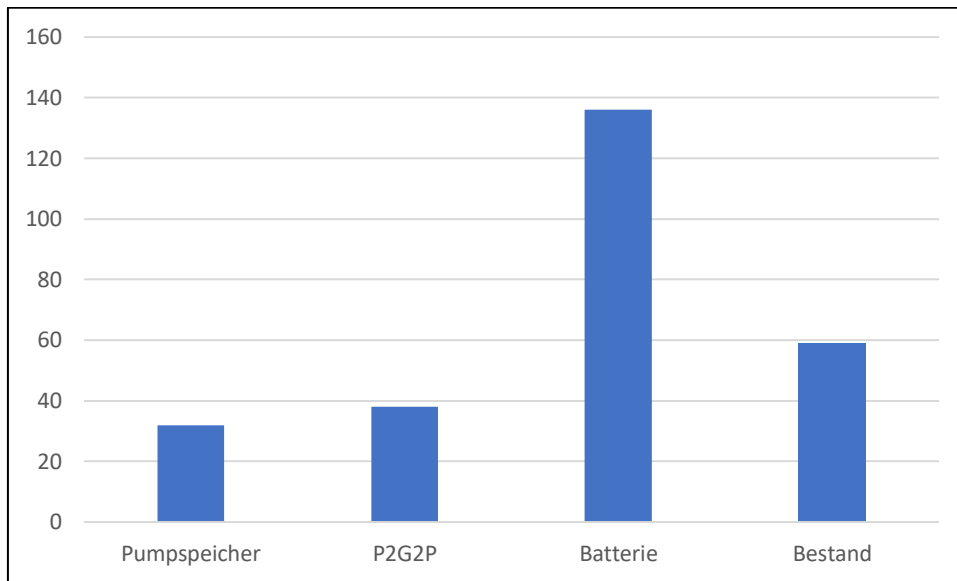


Abb. 14 Zubau und Anlagenbestand für Windenergieanlagen.

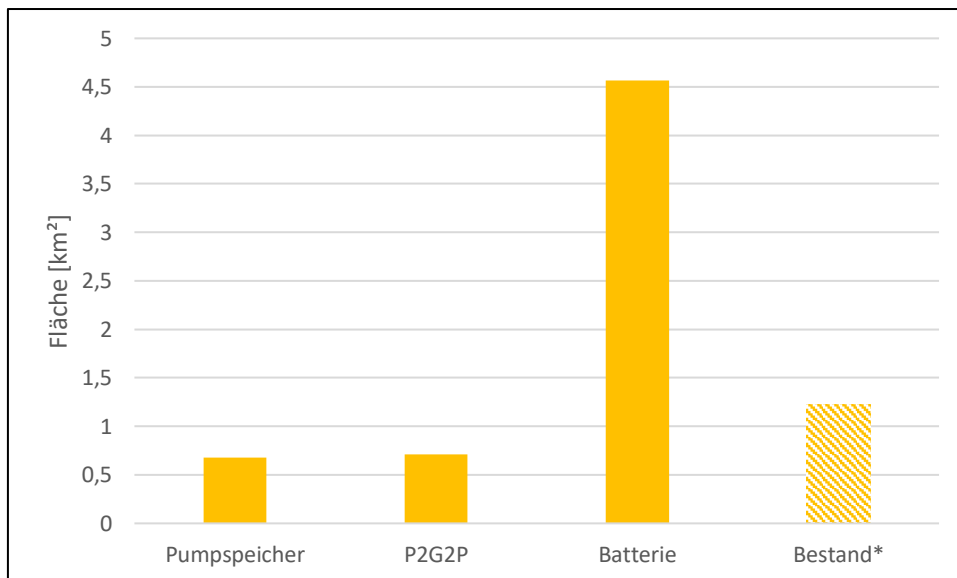


Abb. 15 Zubau und Anlagenbestand für Solaranlagen (*Der Anlagenbestand wurde unter Annahme einer Nennleistung von 150 W/m² berechnet und dient nur der Orientierung).

Es wird deutlich, dass der erforderliche Zubau von Wind- und Solaranlagen bei Auslegung mit Pump- und P2G2P-Speichern sehr ähnlich ist und nur rund 60% des Bestands beträgt.

Bei einer Auslegung mit Batteriespeichern hingegen ist ein enormer Zubau erforderlich, der den Bestand um ein Vielfaches übersteigt.

Anlagenkosten des modellierten Pumpspeichers

Mit den in Abschnitt 5.4 ermittelten Kostensätzen wird abschließend eine Kostenaufstellung für die Herstellung bzw. den Aufbau des modellierten Pumpspeichers gegeben:

Die Auswertung lieferte die folgenden spezifischen Herstellkosten:

- Speicherladung: 318 €/kW
- Speicherentnahme: 291 €/kW
- Speichermaximalleistung: 318 €/kW
- Speicherkapazität: 8.114 €/kW

Die Summe dieser Kosten multipliziert mit der mittleren Last VD ergibt die Gesamtherstellkosten dieses Speichers:

$$K = (318 + 291 + 318 + 8114) \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot 85,8 \text{ MW} = 775,7 \text{ Mio. €}$$

Für die Errichtung eines solchen Pumpspeichers wären also 775,7 Mio. € zu investieren. Die jährlichen Betriebskosten sowie die Annuitätskosten sind hierbei nicht berücksichtigt.

8 Schlussfolgerungen

Die Tatsache, dass im Jahr 2018 im Untersuchungsgebiet bereits 82 % der Gesamtstromerzeugung aus regenerativen Energieträgern erfolgte, lässt erahnen, dass eine komplett regenerative Versorgung greifbar nahe ist. Die Erkenntnisse dieser Projektarbeit zeigen auf, dass dies sowohl technisch als auch wirtschaftlich möglich ist und geben eine Empfehlung, wie dies zu realisieren wäre.

Die Wahl der Speichertechnologie hat einen erheblichen Einfluss auf Kosten und erforderlichen Zubau. Nach den vorliegenden Ergebnissen sind die Effekte von Pump- und P2G2P-Speichern vergleichbar und durchaus im Bereich der wirtschaftlichen und

technologischen Akzeptanz. Batteriespeicher sind allerdings in dieser Hinsicht nicht konkurrenzfähig.

Keinen Eingang in diese Arbeit fand die Frage, ob und – wenn ja – wie und wo die zusätzlich benötigten Anlagen im Hinblick auf die örtlichen Gegebenheiten tatsächlich zu errichten wären. Wie bereits geschildert, sind beispielsweise für Pumpspeicherkraftwerke geodätische Höhenunterschiede erforderlich. Eine dahingehende Analyse ist bei der Planung in jedem Falle durchzuführen, hätte allerdings den zeitlichen Rahmen dieses Projekts überschritten.

Durch den Zubau von Wind- und Solaranlagen, der mengen- und flächenmäßig nur einem Bruchteil des aktuellen Bestands entspricht, können auch die restlichen 18 % der Gesamtstromeinspeisung gedeckt werden. Eine vollkommen regenerative Stromversorgung ist für das Untersuchungsgebiet also möglich. Es sollten allerdings auch Überlegungen dahingehend angestellt werden, die regenerative Stromerzeugung weit über den Eigenbedarf hinaus zu steigern, um umliegende Gebiete zu unterstützen, deren Randbedingungen es nicht zulassen, ihren Gesamtverbrauch regenerativ zu decken. Allen voran sei hier das Nürnberger Stadtgebiet genannt, das durch die hohe Bevölkerungsdichte sowie die ansässige Industrie einen deutlich höheren Stromverbrauch aufweist.

9 Quellenangaben

- Bundesverband Energiespeicher (2016). *Pumpspeicherwerk (PSW) Goldisthal*. Abgerufen am 16. Juni 2020 von <https://www.bves.de/wp-content/uploads/2017/04/Pumpspeicherwek.pdf>
- Heimerl, S. (2015). *Wasserkraftprojekte Band 2*. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Kloess, M. (2012). Wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichertechnologien. 12. *Symposium Energieinnovation*, Graz. Abgerufen am 29. Juni 2020 von https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR_Kloess.pdf
- NASA (2017). *The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2)*. Abgerufen am 22. April 2020 von <https://journals.ametsoc.org/doi/pdf/10.1175/JCLI-D-16-0758.1>
- Sterner, M. & Stadler, I. (2017). *Energiespeicher. Bedarf – Technologien – Integration (2. Auflage)*. Berlin: Springer Vieweg.
- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (Hrsg.) (2019). *Pumpspeicherkraftwerke in stillgelegten Tagebauen, Wuppertal Paper 194*. Wuppertal.
- Umweltbundesamt (2019). *Nutzung von Flüssen: Wasserkraft*. Abgerufen am 01. Juni 2020 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/fluesse/nutzung-belastungen/nutzung-von-fluessen-wasserkraft#stromproduktion-aus-wasserkraft-in-deutschland>
- Will, K. (2019). *Aufbereitung realer Verbrauchsdaten zur Modellierung einer regenerativen elektrischen Vollversorgung in der Metropolregion Nürnberg*. Bachelorarbeit. Nürnberg: Technische Hochschule Nürnberg Georg Simon Ohm, Fakultät Maschinenbau und Versorgungstechnik.
- Zapf, M. (2017). *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem*. Wiesbaden: Springer Vieweg.