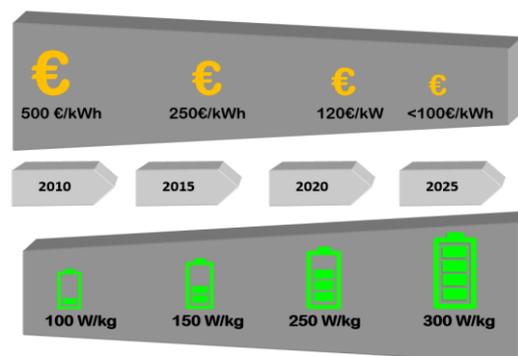




Abschlussbericht

Potential-, Speicher- und Verbrauchsanalyse einer regenerativen Energieversorgung mit dem Fokus auf Batteriespeichersysteme

PoSpOfr



Untersuchung der Wetterdaten mit Hilfe der MERRA Datenbank der vergangenen 40 Jahre, sowie einer möglichen Verwendung von Windkraft-, Photovoltaik- und Speichereinrichtungen zur regenerativen Energieversorgung des Untersuchungsgebietes Oberfranken/Unterfranken

Name:

Philipp Reitz

Hochschule:

Technische Hochschule Nürnberg
Georg Simon Ohm

Fakultät:

Maschinenbau / Versorgungstechnik

Vertiefungsrichtung:

Energietechnik

Email:

reitzph71474@th-nuernberg.de

Ort, Abgabedatum:

Nürnberg, 04.09.2020



Inhalt

Abbildungsverzeichnis.....	3
Tabellenverzeichnis.....	4
Abkürzungsverzeichnis	6
1. Einleitung	7
2. Hintergrund	8
3. Forschungsfragen	8
4. Stromverbrauch	9
5. Energieträger	11
5.1 Windkraftanlagen	11
5.2 Photovoltaikanlagen.....	12
5.3 Wasserkraftanlagen	13
5.4 Biomasseleistung.....	15
6. Auswertung	16
6.1 Bestmix Auslegung	16
6.1.1 Vorgabewerte	16
6.1.2 Spezifische Herstellungskosten	16
6.1.3 Kenngrößen	17
6.2 Ermittlung der versorgungskritischsten Phase	18



6.3	Residualdauerlinien und Speicherleerung.....	19
6.4	Zubau regenerativer Energieanlagen auf Basis des BestMix.....	23
7	Grundlagen Batterie	26
7.1.1	Aufbau einer Batterie	26
7.1.2	Batteriemanagementsystem	28
7.1.3	Lade-/Entladevorgang	29
8	Überblick Batteriesysteme	30
8.1	Lithium-Ionen-Basis	30
8.2	Blei-Säure-Batterien.....	32
8.3	Natrium-Hochtemperaturbatterien.....	33
8.4	Redox-Flow	35
8.5	Fazit Batteriespeichersysteme	36
8.6	Gegenüberstellung Lithium-Ionen- Batterien vs. Bleisäure-Batterien.....	37
8.6.1	Kostenbestandteile und Preisentwicklung.....	39
8.6.2	Lebensdauer und Wirkungsgrad.....	41
8.7	Fazit zu den Batteriespeichern.....	44
9	Aktueller Bestand an Batteriespeichern in der EMN	45
10	Literaturverzeichnis.....	46



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Die EMN aufgeteilt auf die MERRA-2 Rastergebiete.....	9
Abbildung 2 ermittelter Leistungsbeiwert c_p	11
Abbildung 3 Parameter zur Ermittlung der Solarleistung.....	13
Abbildung 4 Auswertung der Abflussdaten mittels Excel.....	14
Abbildung 5 Residualleistungsdauerlinien geotechnische Speichersysteme	20
Abbildung 6 Residualleistungsdauerlinien Batteriespeicher	20
Abbildung 7 Residualleistungsdauerlinien Power-to-Gas Speichersysteme	21
Abbildung 8 Speicherleerungsdauerlinie geotechnische Speichersysteme.....	22
Abbildung 9 Speicherleerungsdauerlinie Batteriespeicher	22
Abbildung 10 Speicherleerungsdauerlinie Power-to-Gas Speichersysteme.....	23
Abbildung 11 Prinzip der galvanischen Zelle eines	27
Abbildung 12 Prinzip einer galvanischen Zelle mit	27



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Verbrauch des Untersuchungsgebiets.....	10
Tabelle 2 Daten der Modell-Windenergieanlage	12
Tabelle 3 Vorgabewerte zur Bestmixbestimmung	16
Tabelle 4 spezifische Herstellungskosten	17
Tabelle 5 Kenngrößen zur Bestimmung des Bestmix.....	17
Tabelle 6 Best Mix Auslegung mit Power-to-Gas- Speichersystemen.....	19
Tabelle 7 Datengrundlage zur Ausbauempfehlung auf Grundlage von Batterie-, Power-to-Gas und Pumpspeichersystemen	24
Tabelle 8 Vor- und Nachteile von Lithium-Ionen-Batteriesystemen.....	30
Tabelle 9 Technische Eigenschaften von Lithium-Ionen-Batterien	31
Tabelle 10 Vor- und Nachteile Lei-Säure-Batterien	32
Tabelle 11 Technische Eigenschaften stationärer Blei-Säure-Speichersysteme.....	33
Tabelle 12 Vor- und Nachteile von Natrium-Hochtemperatur Energiespeichern	34
Tabelle 13 Technische Eigenschaften stationärer Natrium-Hochtemperaturbatterien	34
Tabelle 14 Technische Eigenschaften von Redox-Flow-Speichersystemen	35
Tabelle 15 Vergleich der wichtigsten Batteriespeichertechnologien.....	36
Tabelle 16 Tabellarische Darstellung der Prognose der Preisentwicklung von Li-Ionen-Zellen, PV-Hausspeichersysteme und Megawatt-Systeme in [€/kWh] für 2015 bis 2025	39



Tabelle 17 Tabellarische Darstellung der Prognose der Preisentwicklung von Blei-Säure-Zellen, PV-Hausspeichersysteme und Megawatt-Systeme in [€/kWh] für 2015 bis 2025.....	40
Tabelle 18 Tabellarische Darstellung der Prognose der Preisentwicklung für Umrichter für stationäre Speichersysteme in €/kW von 2015 bis 2025.....	41
Tabelle 19 Technische Eigenschaften von Lithium-Ionen-Batterie-Zellen im Überblick	42
Tabelle 20 Technische Entwicklung von stationären Blei-Säure-Batterien im Überblick	43
Tabelle 21 Parameter für den Speicherausbau auf Basis von Lithium-Ionen-Batterien im Jahr 2020.....	44
Tabelle 22 Bruttoleistung von Batteriespeichern in den Landkreisen Haßberge, Bamberg, Kitzingen, Coburg und Schweinfurt (Stand 2019)	45
Tabelle 23 Nutzbare Speicherkapazität von Batteriespeichern in den Landkreisen Haßberge, Bamberg, Kitzingen, Coburg und Schweinfurt (Stand 2019)	45



Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BMS	Batteriemanagementsystem
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
EE	Erneuerbare Energie
EMN	Europäische Metropolregion Nürnberg
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
MW	Megawatt
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
Redox	Reduktion und Oxidation
SOC	State of Charge
SOH	State of Health
THN	Technische Hochschule Nürnberg Georg Simon Ohm
V	Volt
Wh	Wattstunden
W	Watt

1. Einleitung

Die Forderung zur Dekarbonisierung der Energieversorgung verlangt nach einem erhöhten Bedarf an Speichertechnologien unterschiedlichster Art. Besonders vorangetrieben werden derzeit Lithium-Ionen-Batteriespeichersysteme, deren Nachfrage aufgrund des zunehmenden Ausbaus der Elektromobilität und dezentraler Eigenversorgung in privaten Haushalten steigt. Reichweite, Schnellladefähigkeit und vor allem Kosten werden künftig hohe Anforderungen an Hochenergie-Batteriesysteme stellen. Es entwickelte sich in den letzten Jahren eine Bandbreite an elektrochemischen Speichersystemen, die auf unterschiedlichen Ansätzen fußen. Das derzeit vielversprechendste und meist diskutierte Batteriespeicherkonzept sind die Lithium-Ionen-Batterien. Besonders im Hinblick auf zukünftige Speicherkapazität und Preisentwicklung erscheint dieses Speicherkonzept immer attraktiver. Die rein regenerative Energieversorgung verlangt nach Speicherkonzepten, die Schwankungen ausgleicht und somit eine vollumfängliche Versorgung sicherstellt. Gerade deswegen lohnt es sich Batteriespeicherkonzepte hinsichtlich des Wirkungsgrades, des Selbstentladungsverhaltens und der Kostenbestandteile zu erforschen. (Uhrig 2017)

Der Fokus nachfolgender Arbeit wird auf Batteriespeichersysteme in der Größenordnung von Speichersystemen von PV-Anlagen, als auch auf Speicheranlagen im MW Bereich liegen. Auch zukünftige Entwicklungen von den zu untersuchenden Parametern werden bei der nachfolgenden Analyse miteinbezogen, da die vorliegende Datenlage es erlaubt, einen Trend der Entwicklung vorherzusehen.

Ziel dieses Projekts ist eine Empfehlung der Modellierung eines regenerativen Versorgungssystems auf Basis von Batterie-, Power-to-Gas und Pumpspeichersystemen, wobei die Kostenzusammensetzung für Batteriespeicher genauer beschrieben werden soll. Hierbei sollen verschiedenste Batteriespeichersysteme auf die vorliegende Aufgabe hin untersucht werden und abschließend die Kennwerte des vielversprechendsten Speichersystems verwendet werden.

2. Hintergrund

Im Rahmen des Seminars „Projekt Energietechnik“ des Bachelor Studiengangs Maschinenbau mit dem Schwerpunkt Energietechnik der Technischen Hochschule Nürnberg Georg Simon Ohm (THN) wird unter Leitung von Herrn Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp die europäische Metropolregion Nürnberg (EMN) - hinsichtlich einer regenerativen autonomen Energieversorgung - untersucht. Dabei werden die Energieeinspeisungspotentiale von Windkraft, Solarstrahlung, Biomasse und Laufwasser untersucht. Die Datenbasis hierzu bietet die „Merra2“ Datenbank der NASA und die des Gewässerkundlichen Dienstes Bayern. Da die Energieversorgung durch rein regenerative Anlagen als sehr volatil beschrieben werden kann, spielen hierbei Speichersysteme eine übergeordnete Rolle. Um das Thema weiter zu konkretisieren, werden daher diverse Speicherkonzepte unterschiedlichster Technikdomänen analysiert und bewertet. Hauptbewertungspunkte sind technologischer Ansatz und Kostenzusammensetzung. Abschließend soll ein optimaler Mix an Speichertechnologien und Energieerzeugungsanlagen gefunden werden, der eine kostenoptimierte und vollumfängliche Versorgung gewährleistet.

3. Forschungsfragen

Im Rahmen des Forschungsprojekts PoSpOfr sollen folgende Fragen geklärt werden:

1. *Ist eine Deckung des Verbrauchs durch Windkraftanlagen, Solaranlagen und Laufwasserkraftwerken autark möglich?*
2. *Wie viele Tagesladungen kann ein geeigneter Batteriespeicher in diesem Gebiet decken?*
3. *Unter welchen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen ist eine Umsetzung möglich?*
4. *Wie groß ist der dafür nötige Speicherbedarf und welche Speichertechnologien bieten sich hier an?*
5. *Wie schaut ein konkreter Vorschlag zur Umsetzung genannter Aspekte aus?*

4. Stromverbrauch

Um die europäische Metropolregion Nürnberg hinsichtlich einer vollständig regenerativen Stromversorgung untersuchen zu können, werden Daten zum Stromverbrauch benötigt. Diese liefert die Bachelorarbeit von Katharina Will zum Thema „*Aufbereitung realer Verbrauchsdaten zur Modellierung einer regenerativen elektrischen Vollversorgung in der Metropolregion Nürnberg*“. Hier wurde die EMN in 17 Rastergebiete unterteilt, welche in nachfolgender Abbildung dargestellt werden. Untersuchungsgebiet ist Gebiet Nr. 5. Die Zeitreihe über den Verbrauch liefert der Stromnetzbetreiber Tennet, der das komplette Versorgungsgebiet abdeckt. (Will, 2020)

Die Zeitreihe liegt von 2016 bis 2019 vor. Durch entsprechende Skalierung des Verbrauches wird die Zeitreihe auf den Zeitraum von 1980 bis 2019 erweitert. Nachfolgend wird in *Abbildung 1* die Rastergebietsaufteilung der europäischen Metropolregion Nürnberg dargestellt.



Abbildung 1 Die EMN aufgeteilt auf die MERRA-2 Rastergebiete (Bildmontage Katharina Will; Datenquellen: Google Earth, Metropolregion Nürnberg 2019, S. 5)



In der folgenden Tabelle werden der Jahresverbrauch, Pro-Kopf-Verbrauch und die mittlere Last von 2018 dargestellt, auf deren Basis die Modellierungsempfehlung erfolgt.

Tabelle 1 Verbrauch des Untersuchungsgebiets

Gebiet	Jahresverbrauch [kWh]	Pro-Kopf- Verbrauch[kWh]	Mittlere Last [kW]
Gebiet 5	1.908.192.802	6.669	217.830

5. Energieträger

Nachfolgend werden Windkraft, Solareinstrahlung, Photovoltaik und Bio-/Klärgasanlagen hinsichtlich ihres Stromerzeugungspotentials über einen Zeitraum von 40 Jahren ausgewertet. Die Bestimmung der entsprechenden Parameter bzw. die Datenquellen werden in den jeweiligen Kapiteln beschrieben.

5.1 Windkraftanlagen

Die zur Auswertung der Windkraftanlagen notwendigen Daten liefert die „Merra2“ Datenbank der NASA. Aus diesen Daten wird eine Zeitreihe von 40 Jahren gebildet. Die untersuchte Höhe liegt bei 160m. Der Leistungsbeiwert für die Anlagen 5-115 von Enercon, N117/2400 von Nordex, VE112 und V112 3000 werden beispielhaft dargestellt. Diese sind unter *Abbildung 2* zu sehen.

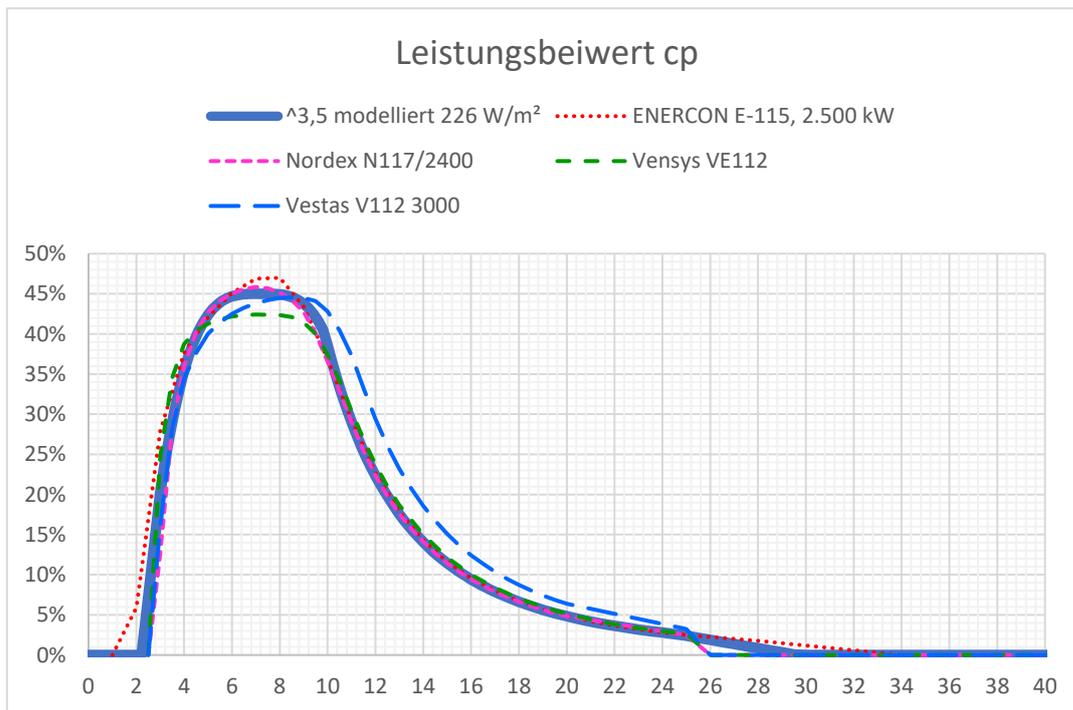


Abbildung 2 ermittelter Leistungsbeiwert c_p

Für die Modellierung wurde eine Modell-Windenergieanlage verwendet, welche eine Nennleistung von 4 MW aufweist. Die Parameter der verwendeten Anlage sind nachfolgend in *Tabelle 2* zu sehen.

Tabelle 2 Daten der Modell-Windenergieanlage

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	39,74%	
Windpotentialausnutzung	50,92%	
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	

5.2 Photovoltaikanlagen

Ähnlich wie bei den Windkraftanlagen stammen die Daten zur Solareinstrahlung von der „Merra2“ Datenbank der NASA und werden in eine Zeitreihe von 40 Jahren überführt. Die zugrundeliegenden Parameter werden in *Abbildung 3* aufgeführt. Für die durchgeführte Analyse wurde ein Wirkungsgrad von 15% angenommen und von einer maximalen Leistung von 150 W/m² ausgegangen. Verschiedene Solaranlagen bieten ein gewisses Spektrum bezüglich ihrer Wirkungsgrade.

Bei der angestellten Betrachtung liegt der Wirkungsgrad in der unteren Spannweite, da die Anlagen unter Realbedingungen betrieben werden und keine Laborwerte verwendet werden können. Zudem nimmt der Wirkungsgrad dieser Anlagen mit der Zeit ab, was einen Wirkungsgrad von 15% rechtfertigt.

Ortslage								
Breite	50,00°							
Länge	10,625°							
Ausrichtung der Kollektorfläche				Normalenvektor der Ebene nach				
Richtung	α_E	180°	S	süd→	n_x	0,574	Probe:	0,574
Neigung	γ_E	35°	(55°)	ost→	n_y	0,000	n	0,000
				hoch→	n_z	0,819	1,000	0,819
Solarenergieanlage								
Wirkungsgrad			EtaS	15%				
maximale Leistung			Pmax	150 W/m ²				

Abbildung 3 Parameter zur Ermittlung der Solarleistung

5.3 Wasserkraftanlagen

Zur Analyse des Laufwassers werden die vier größten Flüsse aus dem Rastergebiet verwendet, bei denen sich die Laufwasserkraftwerke ebenfalls im Rastergebiet befinden. Diese sind konkret Main, Regnitz, Itz und Rhodach. Der Bestand an Laufwasserkraftwerksanlagen kann über den Energie-Atlas Bayern ermittelt werden. Die entsprechenden Daten zum Abfluss können in einer aufbereiteten Zeitreihe über den Gewässerkundlichen Dienst Bayern bezogen werden. Die Zeitreihen, die der Gewässerkundliche Dienst liefert, sind über den Zeitraum von 40 Jahren nahezu vollständig. Um punktuelle Lücken zu füllen, werden diese durch Mittelwertbildung der vorangegangenen Tage sinnvoll ergänzt. Es wird jeweils die nächstliegende Messstelle flussaufwärts verwendet. Die Werte dieser Zeitreihen werden mit Hilfe von Excel ausgewertet und somit Minimum, Mittelwert und Maximum bestimmt. In *Abbildung 4* ist die Auswertung beispielhaft dargestellt. Für jeden Fluss ist der Messpunkt und die Messstellennummer genannt. Der Laufwasseranteil beschreibt den Anteil eines einzelnen Flusses in Bezug auf die Summe aller untersuchten Flüsse. Die Parameter Bypass, Einschalt,

Ausbau, Verlust ab und Verlust voll wurden sinnvoll festgelegt. Die übrigen Werte lassen sich somit nun aus den gegebenen Angaben bestimmen.

Datenquelle		http://www.gkd.bayern.de/fluesse/abfluss/karten/index.php?thema=gkd&rubrik=fluesse&produkt=abfluss&gknr=0																		
Fluss	Rastergebiet	Main	Regnitz	Itz	Rhodach															
Messpunkt	12°E 50°N	Trunstadt	Pettstadt	Coburg	Heinersdorf															
Messstellen-Nr.	Mix	24012203	24208806	24162206	24167006															
LW-Anteil	100%	63%	32%	3%	2%															
Bypass		11,08 [m³/s]	6,66 [m³/s]	0,41 [m³/s]	0,188 [m³/s]															
Einschalt	Laufwasser	55 [m³/s]	33 [m³/s]	2 [m³/s]	0,9 [m³/s]															
Ausbau	Leistung	118 [m³/s]	60 [m³/s]	7 [m³/s]	3 [m³/s]															
Verlust ab	ermitteln	118 [m³/s]	60 [m³/s]	50 [m³/s]	31 [m³/s]															
Verlust voll		236 [m³/s]	120 [m³/s]	100 [m³/s]	62 [m³/s]															
Maximum	167%	706	221	59,7	100%	163%	49,9	7	100%	169%	31,2	3	100%	173%						
Minimum	7%	55,4	0,00	0%	0%	0%	2,05	1,6	23%	39%	0,944	0,8	25%	44%						
Mittelwert	99%	117,60	64,19	54,4%	100%	100%	6,25	4,15	59,3%	100%	2,74	1,73	57,7%	100%						
Tag	LzuM	Abfluss	Abfluss nutzbar	Abfluss nutzbar	Abfluss nutzbar	Abfluss nutzbar	Abfluss	Abfluss nutzbar												
01.01.1980	1,257606	98,5	47,7	41,0	68%	112%	3,97	3,6	51%	86%	2,42	2,2	74%	129%						
	LzuM	LzuN	LzuM	LzuN	LzuM	LzuN	LzuM	LzuN	LzuM	LzuN	LzuM	LzuN	LzuM	LzuN						
		74%	136%	68%	112%	100%	3,97	3,6	51%	86%	2,42	2,2	74%	129%						

Abbildung 4 Auswertung der Abflussdaten mittels Excel

5.4 Biomasseleistung

Die Biomasseleistung wurde für die angestellte Betrachtung als konstant angenommen, da keine gemessenen Zeitreihen zur Verfügung stehen. Dies dient als grobe Annäherung an das reale Einspeiseverhalten. Der Anteil der Biomasse am Verbrauch wurde über die Energieanlagenstammdaten bestimmt, welche von Netztransparenz zur Verfügung gestellt werden. (Netztransparenz, 2020)

Der Biomasseanteil am Verbrauch setzt sich wie folgt zusammen:

$$\text{Biomasseanteil}[\%] = \frac{\text{Strommenge [kWh]}}{\text{Verbrauch [kWh]}} \times 100\%$$

6. Auswertung

Zur regenerativen Auslegung des Untersuchungsgebietes ist es notwendig, das versorgungskritischste Jahr über den Zeitraum von 40 Jahren zu ermitteln. Anhand dessen lässt sich der bestmögliche Mix an regenerativer Stromeinspeisung (BestMix) bestimmen.

6.1 Bestmix Auslegung

Die zur Ermittlung des BestMix erforderlichen Parameter werden anschließend beschrieben. Diese lassen sich in Vorgabewerte, spezifische Herstellungskosten und Kenngrößen gliedern.

6.1.1. Vorgabewerte

Zur Ermittlung der Bestmix Auslegung müssen gewisse Vorgabewerte ermittelt werden, welche in *Tabelle 3* aufgelistet sind.

Die Bestimmung des Laufwasseranteils, der Biomasse und sonstiger Anteile ergibt sich wie unter 5.4 aufgeführt. Bedarfsdeckungsreserve, Kapazitätsreserve und Entnahmeleistungsreserve werden in Höhe von 10% festgesetzt. Der verwendete Speicherwirkungsgrad resultiert aus den angestellten Untersuchungen der Speichersysteme.

Tabelle 3 Vorgabewerte zur Bestmixbestimmung

Vorgabewerte	Größe	Wert
Bedarfsdeckungsreserve	BDR	10,0%
Kapazitätsreserve	KR	10,0%
Entnahmeleistungsreserve	ER	10,0%
Laufwasseranteil	LA	3,0%
Biomasse und Sonstiges Anteil	BA	7,0%
Speicherwirkungsgrad	EtaS	75,0%

6.1.2. Spezifische Herstellungskosten

Der Kostensatz der Speicherladeanlagen beschreibt die Kostensätze, welche die Funktion des Ladens des Speichers übernehmen.

Entsprechend beschreiben die Speicherentnahmeanlagen die Kostensätze, welche die Funktion des Entladens übernehmen. Maximalleistungsanlagen beschreiben Kostenbestandteile, welche sowohl für das Laden als auch für das Entladen verwendet werden können. Kostenbestandteile entsprechender Energieerzeugungsanlagen und Speichersysteme sind in *Tabelle 4* dargestellt.

Tabelle 4 spezifische Herstellungskosten

spezifische Herstellkosten	Größe	Ansatz	Einheit	ASD	Zins	BKF
Windenergieanlagen	sWHK	1.400	€/kW	20	5,0%	5,0%
Solarenergieanlagen	sSHK	900	€/kW	20	5,0%	2,0%
Laufwasserkraftwerke	sLHK	4.000	€/kW	50	5,0%	1,0%
Biomasseleistungsanlagen	sBHK	3.000	€/kW	20	5,0%	20,0%
Speicherladeanlagen	sSLHK	200	€/kW	20	5,0%	2,0%
Speicherentnahmeanlagen	sSEHK	200	€/kW	25	5,0%	2,0%
Maximalleistungsanlagen	sSMHK	200	€/kW	40	5,0%	2,0%
Speicherkapazität	sSKHK	40	€/kWh	40	5,0%	2,0%

6.1.3. Kenngrößen

Die zur Ermittlung des Bestmix nötigen Kenngrößen sind in *Tabelle 5* dargestellt. Diese sind in Nennleistung, Durchschnittsleistung und Benutzungsgrad untergliedert. Die Ermittlung der jeweiligen Werte wurde in den entsprechenden Kapiteln beschrieben.

Tabelle 5 Kenngrößen zur Bestimmung des Bestmix

Kenngrößen	Größe	Wert	Einheit
Windenergie			
Nennleistung	WN	226,4	W/m ²
Durchschnittsleistung	WD	90,0	W/m ²
Benutzungsgrad	BGW	42,4%	
Solarenergie			
Nennleistung	SN	150,00	W/m ²
Durchschnittsleistung	SD	23,11	W/m ²
Benutzungsgrad	BGS	17,8%	
Laufwasser			
Nennleistung	LN	100,0%	
Durchschnittsleistung	LD	100,0%	
Benutzungsgrad	BGL	100,0%	
Biomasseanlagen			
Nennleistung	BN	1	kW
Durchschnittsleistung	BD	1	kW
Benutzungsgrad	BGB	100,0%	
Verbrauch			
Minimum	Vmin	51,8%	
Durchschnitt	VD	100,0%	
Maximum	Vmax	174,9%	

6.2 Ermittlung der versorgungskritischsten Phase

Um das Versorgungsgebiet nur mit regenerativen Energieerzeugungsanlagen versorgen zu können, muss auch die Stromversorgung in den kritischsten Jahren gewährleistet werden. Dazu wird der Zeitraum von 1980 bis 2019 untersucht und die drei versorgungskritischsten Jahre bezüglich des entsprechenden Speichersystems ermittelt. Da sich der kritischste Punkt im Winter, also zwischen den Jahren befindet, wird das versorgungskritischste Jahr zusammen mit dem Folgejahr ermittelt. Für das Untersuchungsgebiet sind diese für den Speichertyp Power-to-Gas:

- 1984/85
- 1988/89
- 2014/15

In Abhängigkeit von diesen Jahren wird nun der kostentechnisch bestmögliche Mix aus Windenergieanlagen und Solaranlagen gefunden, wobei die Einspeisung an Strom aus Biomasse und Laufwasserkraftwerken als konstant angesehen wird. Dieser setzt sich auf Basis von Batteriespeichersystemen, aus 50% Windkraftanlagen und 50% Solaranlagen zusammen. Dabei müssten die Speicher 2,5 Tagesladungen speichern. Die Zusammenfassung aller Größen die sich aus der Best Mix Auslegung für die Speichersysteme Batteriespeicher, Power-to-Gas Speicher und Pumpspeicher ergeben, werden nachfolgend in der *Tabelle 6* dargestellt. Hier kann man erkennen, dass ein Speichersystem, welches hohe Kapazitätskosten, dafür aber niedrige Leistungskosten aufweist, eine hohe Einspeisung an regenerativen Strom verlangt, um die Kosten des Versorgungssystems möglichst gering zu halten. Dies ist bei den Batteriespeichern zu beobachten.

Tabelle 6 Best Mix Auslegung mit Power-to-Gas- Speichersystemen

Zeichen	Größe	Batteriespeicher	Power-to-Gasspeicher-system	Pumpspeicher
iWi	Windanteil	50,00%	65,00%	63,00%
iSo	Solaranteil	50,00%	35,00%	37,00%
FA	Anteil fluktuierend	265,30%	162,30%	121,30%
LA	Laufwasseranteil	2,00%	2,00%	2,00%
BA	Biomasseleistungsanteil	11,70%	11,70%	11,70%
SLL	Speicherladeleistung	245,00%	149,89%	141,00%
VR	Versorgungsreserve	116,08%	13,89%	22,63%
KB	Kapazitätsbedarf (tiefste Entladung)	54,48(= 2,27 TL)	277,7 (= 11,57 TL)	286,0 (= 11,92 TL)
KV	vorzuhaltende Kapazität	59,9(= 2,50 TL)	305,4(= 12,73 TL)	314,6(= 13,11 TL)

6.3 Residualdauerlinien und Speicherleerung

Die Residualleistungsdauerlinien lassen sich mit den aus dem BestMix gewonnenen Daten generieren. Die Residualleistungsdauerlinien (dunkelblau) zeigen für die drei Speichertechnologien in den *Abbildungen 5, 6 und 7* jeweils an, wie viele Stunden der drei analysierten Jahre sich im Residualleistungsüberschuss bzw. -defizit befinden und wie hoch dieser Überschuss bzw. das Defizit gewesen ist. Außerdem ist zu erkennen, welche Speicherladeleistung (lila) zu den geringsten Stromgestehungskosten führte. Links ergibt sich im Diagramm eine Fläche (rot-dunkelblau-lila), die eine nutzbare Energiemenge, also einen Überschuss, darstellt, um die Defizite (rechte Fläche: rot-dunkelblau) auszugleichen. Diese Überschüsse sind so hoch, dass dadurch noch die

in *Abbildung 5,6 und 7* angegebene Bedarfsdeckungsreserve bereitgestellt werden kann. In hellblau sind außerdem die Zeitreihen der drei Jahre kenntlich gemacht.

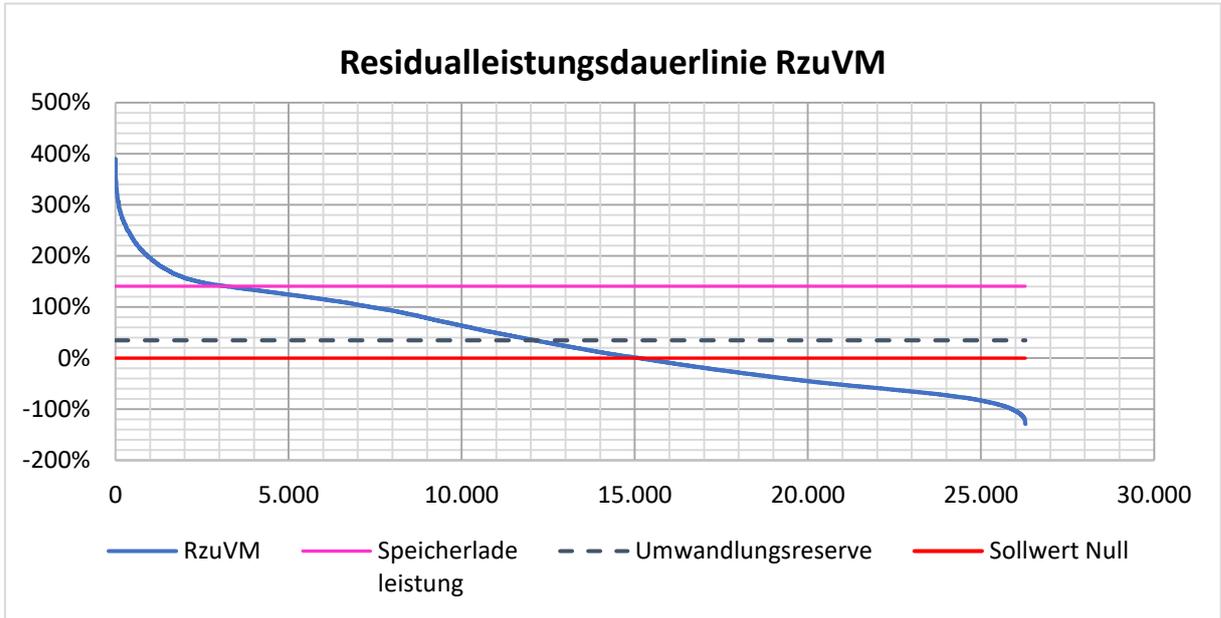


Abbildung 5 Residualeistungsdauerlinien geotechnische Speichersysteme

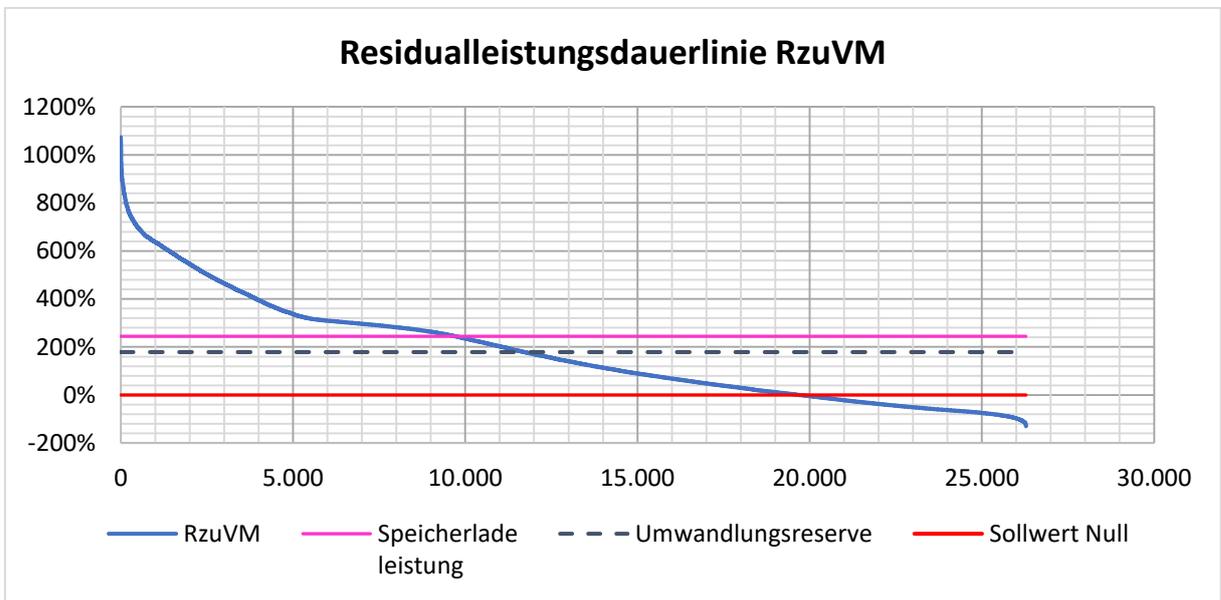


Abbildung 6 Residualeistungsdauerlinien Batteriespeicher

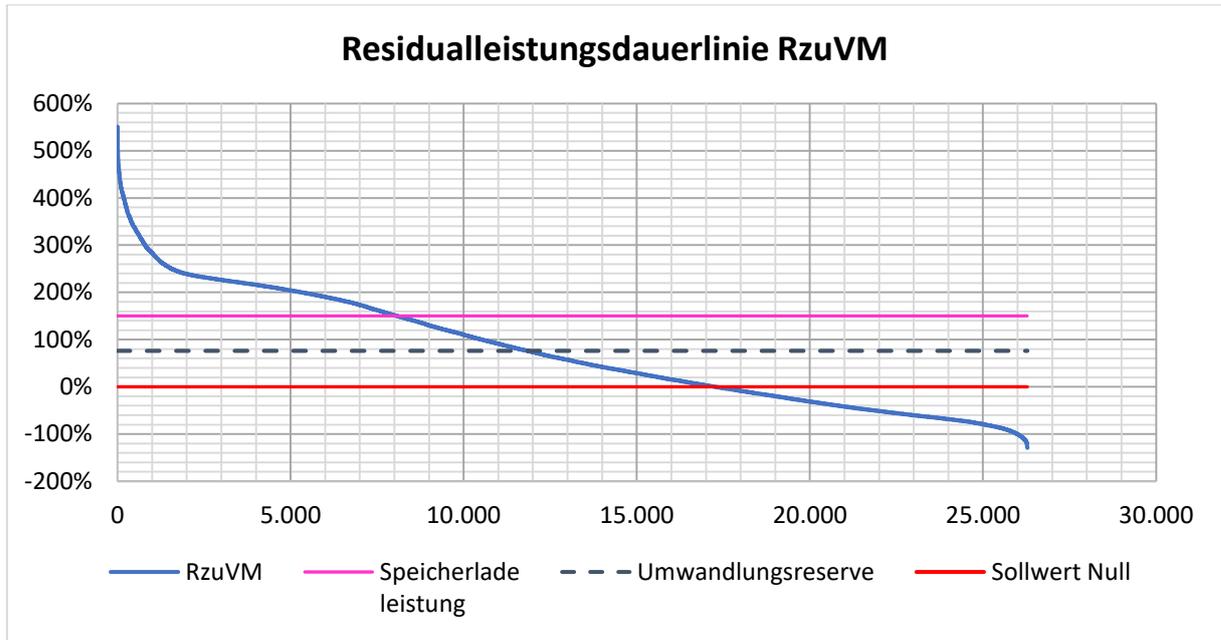


Abbildung 7 Residualleistungsdauerlinien Power-to-Gas Speichersysteme

Die *Abbildungen 8, 9 und 10* zeigen die Speicherleerungen der drei Extremjahre für die entsprechende Speichertechnologie. Deutlich zu erkennen ist, dass die Entladungsmenge der Batteriespeicher wesentlich geringer ausfällt. Die Entladungsmenge der drei kritischsten Jahre bleibt in etwa der selben Höhe. Bei den Batteriespeichern liegt die entnommene Ladung deutlich unterhalb der zwei anderen Speichersysteme. Dies ist durch die hohen Kapazitätskosten dieser Speichertechnologie bedingt. Des Weiteren lässt sich sagen, dass die maximale

Entladung der Speicher die Ansprüche an die Speichertechnologie stellt und bestimmt somit den Kostensatz für das auszulegende Speichersystem.

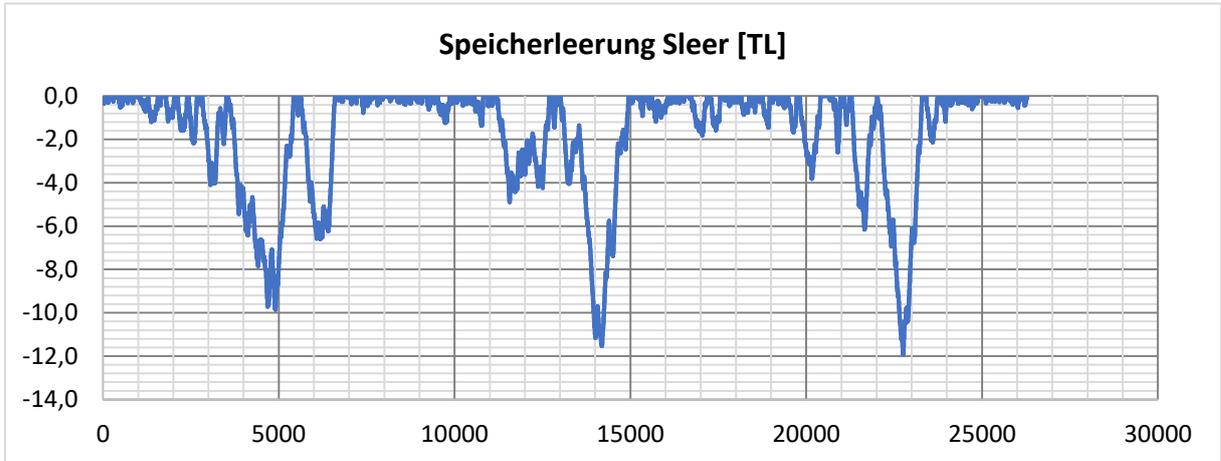


Abbildung 8 Speicherleerung geotechnische Speichersysteme

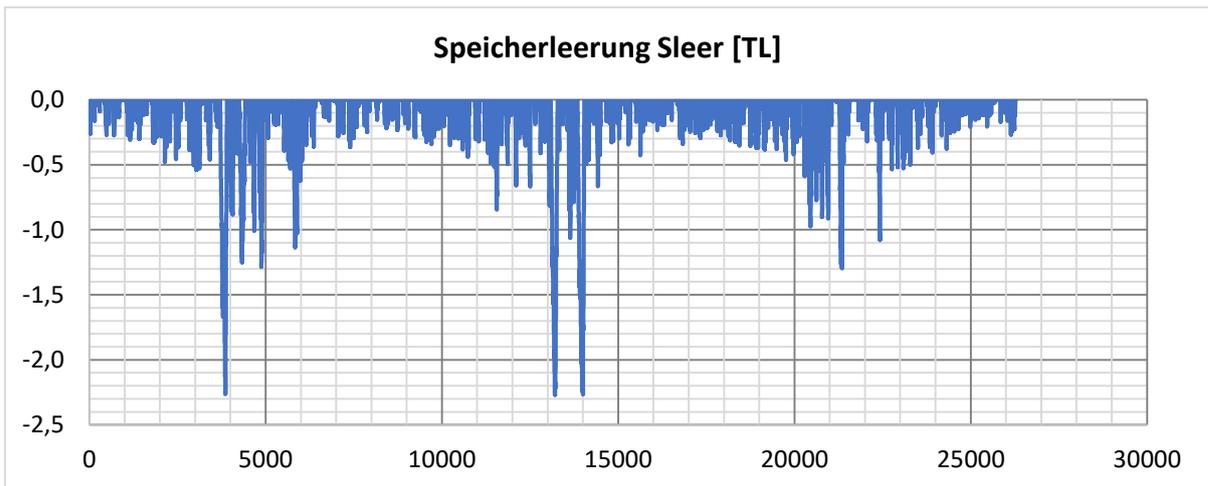


Abbildung 9 Speicherleerung Batteriespeicher

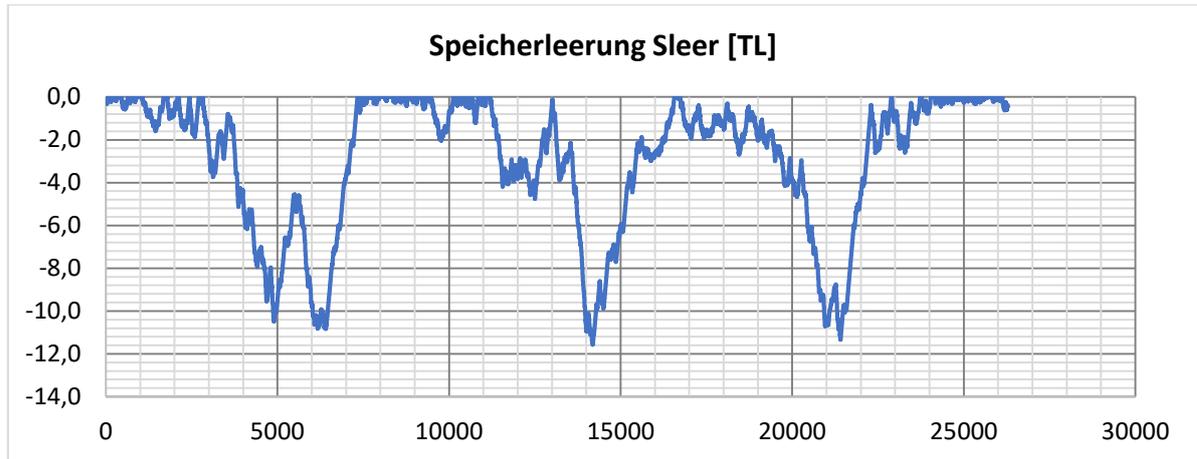


Abbildung 10 Speicherleerung Power-to-Gas Speichersysteme

6.4 Zubau regenerativer Energieanlagen auf Basis des BestMixes

Möchte man nun eine Empfehlung über den Zubau von Wind- und Solaranlagen tätigen, so ist die aktuelle Einspeisung dieser Energieträger mit dem Zubau neuer Anlagen zu bewerten. Zur angestellten Analyse wurde von Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von 4 MW und von Solaranlagen mit einer spezifischen Nennleistung von 150 W/m^2 ausgegangen.

Die Kostenzusammensetzung für die noch zuzubauende Wind-, Solarkraftanlagen und Speichersysteme ist nachfolgend in *Tabelle 7* dargestellt. Die dargestellten Werte wurden über den Durchschnittsverbrauch bestimmt.

Tabelle 7 Datengrundlage zur Ausbauempfehlung auf Grundlage von Batterie-, Power-to-Gas und Pumpspeichersystemen

spezifische Herstellkosten	Einheit	Wert Batterie	Wert P2G	Wert Pumpspeicher
Wind	€/kW	5.587	4.147	2.872
Kosten Wind	€	995.765.411	739.125.924	511.816.792
Solar	€/kW	10.484	3.108	2.476
Kosten Solar	€	1.624.431.870	481.592.781	383.609.435
Laufwasser	€/kW	219	141	147
Biomasse und Sonstiges	€/kW	445	351	351
Kosten für Wind- und Solarkraftanlagen	Mrd. €	2,6	1,2	0,9
Speicherladung	€/kW	0	3.747	282
Speicherentnahme	€/kW	0	1.422	283
Speichermaximaleistung	€/kW	270	150	283
Speicherkapazität	€/kW	20.973	305	6.292
Kosten für Speicher	Mrd. €	4,6	1,2	1,6
Mittlere Last	kw	217.830	217.830	217.830
Bestand Solar	kw	353.312	353.312	353.312
Bestand Wind	kw	93.422	93.422	93.422
Kosten gesamt	Mrd. €	7,2	2,4	2,5

Zubau an Windkraft- und Solaranlagen auf Basis von Batteriespeichern

Alternativ lässt sich die Anzahl an zuzubauenden Anlagen auch über die Energiemenge bestimmen. Für den Speichertyp Batterie setzt sich diese wie folgt zusammen:

$$W_D = i_{Wi} \cdot FA = 50 \% \cdot 265 \% = 132,5 \%$$

$$S_D = i_{So} \cdot FA = 50 \% \cdot 265 \% = 132,5 \%$$

Mit W_D : Windleistungsdurchschnitt

S_D : Solarleistungsdurchschnitt

i_{Wi} : Windanteil

i_{So} : Solaranteil

FA : Anteil fluktuierend



Im nächsten Schritt wird die notwendige Energiemenge berechnet und die Differenz zu der bereits eingespeisten Energiemenge gebildet und durch den Benutzungsgrad, sowie die Nennleistung der Windkraftanlage bzw. die spezifische Nennleistung der Solaranlage dividiert.

Windkraftanlagen

$$E_{W,notwendig} = V_D \cdot W_D \cdot 8760 \text{ h} = 217,8 \text{ MW} \cdot 1,325 \cdot 8760 \text{ h} = 2.518.719 \text{ MWh}$$

$$\begin{aligned} n_{Windkraftanlagen} &= \frac{E_{W,notwendig} - E_{W,vorhanden}}{BNG_W \cdot P_{N,W} \cdot 8760 \text{ h}} = \\ &= \frac{2.518.719 \text{ MWh} - 166318 \text{ kWh}}{0,424 \cdot 4 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h}} = \mathbf{159 \text{ Anlagen}} \end{aligned}$$

Solarenergieanlagen

$$E_{S,notwendig} = V_D \cdot S_D \cdot 8760 \text{ h} = 217,8 \text{ MW} \cdot 1,325 \cdot 8760 \text{ h} = 2.518.719 \text{ MWh}$$

$$\begin{aligned} A_{Solarkraftanlagen} &= \frac{E_{S,notwendig} - E_{S,vorhanden}}{BNG_S \cdot P_{S,N,S} \cdot 8760 \text{ h}} = \\ &= \frac{2.518.719 \text{ MWh} - 349191 \text{ MWh}}{0,178 \cdot 0,00015 \frac{\text{MW}}{\text{m}^2} \cdot 8760 \text{ h}} = 9.275.768 \text{ m}^2 = \mathbf{9,3 \text{ km}^2} \end{aligned}$$

Mit	V_D :	mittlere Last (Verbrauch)
	E_W :	Windenergie (notwendig / vorhanden)
	E_S :	Solarenergie (notwendig / vorhanden)
	BNG :	Benutzungsgrad (Wind / Sonne)
	$P_{N,W}$:	Nennleistung der Windkraftanlage
	$P_{S,N,S}$:	spezifische Nennleistung der Solaranlage
	$n_{Windkraftanlagen}$:	Anzahl zuzubauender Windkraftanlagen
	$A_{Solarkraftanlagen}$:	zuzubauende Fläche der Solaranlagen

7 Grundlagen Batterie

Bevor im Nachfolgenden näher auf die Vor- und Nachteile der einzelnen Batteriespeichersysteme eingegangen wird, sollte die elementare Funktionsweise von Batterien beschrieben werden. Zunächst einmal unterscheidet man zwischen Primärelementen und Sekundärelementen.

Primärelemente wandeln chemische Energie irreversibel in elektrische Energie um. Im Gegensatz zu den Sekundärelementen sind diese nicht wiederaufladbar.

Sekundärelemente speichern hingegen elektrische Energie in Form von chemischer Energie. Diese sind wiederaufladbar.

Zudem lassen sich die Sekundärelemente in Niedertemperatur- und Hochtemperatur-Batteriesysteme unterscheiden. Entscheidend für die Unterteilung ist das Kathodenmaterial, das je nach Temperatur im festen oder im flüssigen Zustand vorliegt. Hochtemperatur-Batterien können Temperaturen von 200°C bis hin zu 700°C annehmen. (Kurzweil und Dietlmeier 2018, S. 167) (Corrosion-Doctors, 2020)

Generell besteht der Vorteil von Batteriespeichern darin, dass sie elektrische Energie mit sehr geringen Verlusten puffern. Nachteilig wirkt sich jedoch die geringe Energiemenge aus, welche durch Batterien gespeichert werden kann. Deswegen liegt der Fokus von Batteriespeichern hauptsächlich im kurzzeitigen Energieausgleich und der Verbesserung der Netzqualität. Die kurzfristige Speicherung von Energie durch Batteriesysteme kann als aussichtsreich beschrieben werden. Die Speicherdichte hierbei liegt im Bereich von (Wh/kg) und kann als moderat bezeichnet werden. (Kurzweil und Dietlmeier 2018, S. 19–20)

7.1.1. Aufbau einer Batterie

Grundbaustein einer Batterie ist die galvanische Zelle. Sie dient als Vorrichtung zur spontanen Umwandlung von chemischer in elektrische Energie. Grundsätzlich be-

zeichnet man jede Kombination von zwei verschiedenen Elektroden und einem Elektrolyten als galvanische Zelle. Die Funktion der galvanischen Zelle beruht auf einer Redoxreaktion. Dabei laufen Oxidation und Reduktion jeweils räumlich getrennt in einer Halbzelle ab. Durch das Verbinden der beiden Halbzellen mit einem Elektronen- und einem Ionenleiter wird der Stromkreis geschlossen. Ursache hierfür ist die entstehende Spannung, die immer entsteht, wenn sich zwei unterschiedliche Metalle in einer Elektrolytlösung befinden. Durch alleiniges Verbinden der Halbzellen durch einen Elektronenleiter würde jedoch noch kein Stromfluss zustande kommen. Erst das Verbinden der Zellen durch einen Ionenleiter ermöglicht einen Stromfluss, da ein Anionenaustausch dem Aufladen der einzelnen Zellen entgegenwirkt. Der Aufbau einer galvanischen Zelle mit Ionenleiter ist *Abbildung 11* zu entnehmen. Eine alternative Möglichkeit die Elektrodenräume voneinander zu trennen, besteht in der selektivpermeablen Membran wie sie unter *Abbildung 12* zu sehen ist. Der Separator ermöglicht hier ebenfalls einen Ladungsausgleich. (chemie.de 2020)

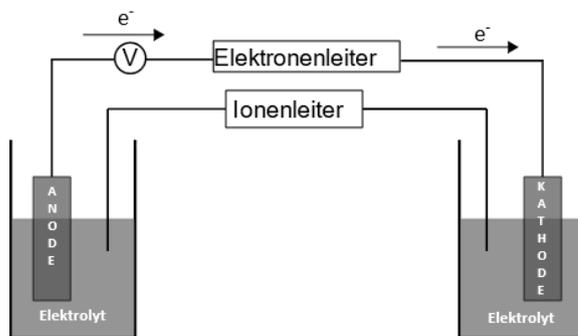


Abbildung 11 Prinzip der galvanischen Zelle eines Redox-Paars (Quelle: Eigene Abbildung)

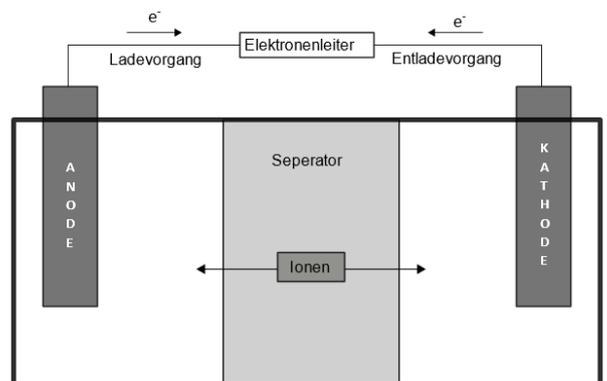


Abbildung 12 Prinzip einer galvanischen Zelle mit selektivpermeabler Membran (Quelle: Eigene Abbildung)

7.1.2. Batteriemanagementsystem

Aufgabe eines Batteriemanagementsystems, kurz BMS, ist es, die Einzelzellen der Batterie zu schützen und die Lebenszeit sowie die Zyklenzeit zu erhöhen. Es gilt eine Zerstörung der Batterie durch Überladung oder Übertemperatur zu verhindern.

Durch das Messen der Kontrollparameter Zellspannung, Temperatur und Batteriestrom ist es möglich, den Ladezustand der Batterie SOC (State of Charge) sowie die Alterung SHH (State of Health) zu berechnen.

Im Wesentlichen besteht ein Batteriemanagementsystem aus fünf Komponenten:

- Die **Batteriemodule**, welche wiederum aus übereinandergestapelten Zellen bestehen. Zelltemperatur, Zellspannung sowie Ladungsausgleich werden direkt in den einzelnen Modulen geregelt, um den Verdrahtungsaufwand der Batterie möglichst minimal zu halten. Die einzelnen Batteriemodule werden für gewöhnlich in Serie geschaltet.
- Die **Kontrolleinheit** übernimmt die Berechnung von SOC und SOH, sowie die Steuerung des Ladungsausgleichs. Das Leistungsmanagement innerhalb der Batterie wird ebenfalls durch die Kontrolleinheit übernommen.
- Der **HS-Kontraktor** bietet die Möglichkeit im extremen Fehlerfall (Kurzschluss, Übertemperatur, Unfall) eine Freischaltung zu erwirken.
- Die **Strommessung** übernehmen Sensoren direkt an der Batterie. Die Messung erfolgt entweder über einen Messwiderstand als Sensor oder über das elektromagnetische Feld.
- Das **Thermomanagement** stellt sicher, dass die Batterie bei optimaler Temperatur betrieben wird. Dies ist für eine gleichmäßige Alterung der Zelle, Lebensdauer, Verfügbarkeit, sowie für die Sicherheit wichtig. (Korthauer 2013, S.179)

7.1.3.Lade-/Entladevorgang

Beim Ladevorgang gilt es alle Zellen zu laden und gleichzeitig die Überladung einer einzelnen Zelle zu vermeiden. Erschwert wird dies dadurch, dass die einzelnen Zellen eine prinzipbedingte Streuung aufweisen und unterschiedlich viel Restladung enthalten können. Somit kann es vorkommen, dass während des Ladevorgangs manche Zellen schneller ihre maximale Spannung erreichen als andere. Dies führt dazu, dass es zu einer Überspannung bestimmter Zellen kommt und ein verfrühter Abbruch des Ladevorgangs eingeleitet wird. Durch die Tatsache, dass die schwächste Zelle das Ladeverhalten der gesamten Batterie bestimmt, resultiert ein Kapazitätsverlust, bedingt durch das nicht vollständige Laden aller Zellen.

Ein vollständiges Laden bzw. Entladen der Batterie ist deshalb nicht möglich, da sich der Lade- bzw. Entladevorgang nach der schwächsten Zelle der Serienschaltung richtet. Das BMS sorgt somit dafür, dass die Batterie nur teilweise geladen bzw. entladen wird (z. B. von 30 % auf 80 % statt von 0 % auf 100 %). Die nutzbare Energiedichte wird somit verringert. Durch den passiven Ladungsausgleich wurde Abhilfe für dieses Problem geschaffen. Das Überladen der Zellen wird dadurch verhindert, indem die überschüssige Energie in Wärme an Widerständen umgewandelt wird. Im Umkehrfall, dem Entladen, kann die zur Verfügung stehende Energie jedoch nicht genutzt werden. Somit bleibt die Restenergie in den stärkeren Zellen enthalten. Als Alternative können aktive Verfahren verwendet werden, bei denen mit Hilfe von DC/DC- Wandlern Ladungen zwischen den Zellen transferiert werden. Aktive Verfahren tragen zur Reduktion von Kühlkosten bei.

8 Überblick Batteriesysteme

In diesem Kapitel werden die vier Batterietechnologien vorgestellt, welche für das geplante Projekt als besonders geeignet erscheinen. Es wird ein kurzer Überblick über die Speichertechnologien gegeben und auf die entsprechenden Vor- bzw. Nachteile der angedachten Verwendung eingegangen. Abschließend werden die entsprechenden Parameter jeweils in einer Tabelle zusammengefasst dargestellt. Die zwei am besten geeigneten Batteriekonzepte werden anschließend tiefer analysiert und miteinander verglichen.

8.1. Lithium-Ionen-Basis

In Bezug auf Leistungs- und Energiedichte stellt die Lithium-Ionen-Batterie die leistungsfähigste Batterietechnologie dar. Besonders durch den längeren bisherigen Einsatz in Mobilgeräten erlaubt es der technische Fortschritt, diese Technologie auf den Einsatz von stationären Energiespeichern zu erweitern. Unter Anbetracht dessen sind die Lithium-Ionen-Batterien besonders geeignet für die geforderte Anwendung, und zwar dem Ausgleich volatiler Energieerzeugung durch regenerative Anlagenparks. Der hohe Wirkungsgrad und die lange Lebensdauer dieser Batteriesysteme erfüllen ebenfalls die Anforderung einer ökologischen und ökonomischen Energiewende. Die verschiedenen Vor- und Nachteile werden in der *Tabelle 8* dargestellt.

Tabelle 8 Vor- und Nachteile von Lithium-Ionen-Batteriesystemen

Vorteile	Nachteile
-gute Skalierbarkeit	-hohe Investitionskosten
-hohe Lebensdauer	-Zellchemie mit Gefährdungspotential
-geringer Wartungsaufwand	-komplexes Batteriemanagementsystem
-hohe Energiedichte	

-geringe Anforderung an den Einsatzort

Besonders die hohe Lebensdauer, der geringe Wartungsaufwand und die hohe Energiedichte lassen diese Speichertechnologie für die Energiewende attraktiv erscheinen. Die hohen Investitionskosten hingegen werden durch zunehmende Forschung und Entwicklung dieser Systeme sinken, was sich zusätzlich positiv für die Anwendung als stationäre Energiespeicher auswirkt. (Böttcher & Nagel, Batteriespeicher - Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen, 2018, S. 144) (Energiespeicher-Roadmap_Update 2017 2017)

Zur abschließenden Betrachtung der Lithium-Ionen-Batterien für die vorgesehene Verwendung ist im Folgenden eine Tabelle mit den systemrelevanten Parametern dargestellt.

Tabelle 9 Technische Eigenschaften von Lithium-Ionen-Batterien (Böttcher & Nagel, Batteriespeicher - Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen, 2018, S. 144)

Parameter	Daten
Gesamtwirkungsgrad inklusive Leistungselektronik	80% - 90%
Zyklenlebensdauer	800-10.000 Vollzyklen
Kalendarische Lebensdauer	8 – 20 Jahre
Volumetrische Energiedichte (Zellebene)	Bis zu 650Wh/l
Selbstentladung	1 - 3% pro Monat
Entladetiefe	80 - 100%

8.2. Blei-Säure-Batterien

Blei-Säure-Batterien lassen sich zu den Niedertemperaturbatterien gruppieren. Bei dieser Art von Batteriespeichern handelt es sich um das technisch ausgereifteste Konzept. Aufgrund der langen Entwicklungsgeschichte bestehen bereits Sammel- und Recyclingsysteme in Europa, die einen nahezu hundertprozentigen Rohstoffkreislauf des Bleis bewerkstelligen. Aufgrund der niedrigen Kosten des Basismaterials, liegen die energiespezifischen Kosten derzeit noch unter denen von Lithium-Ionen-Batteriesystemen. Die Aufgabe des Elektrolyts übernimmt hierbei die Schwefelsäure. Besonders zu beachten gilt es bei diesem Batteriesystem, dass die Umgebungszustände mit einbezogen werden, da die Leistungsfähigkeit und die Lebensdauer dadurch beeinflusst werden. Somit ergeben sich vergleichsweise mittlere bis hohe Ansprüche an den Aufstellort. Die Zellgröße kann als nahezu beliebig variierbar beschrieben werden und eine flexible Skalierbarkeit ist somit gegeben. Die Gegenüberstellung von Vor- und Nachteilen dieses Speicherkonzepts lässt sich *Tabelle 10* entnehmen. Die Systemparameter werden in der *Tabelle 11* dargestellt. (Böttcher & Nagel, Batteriespeicher - Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen, 2018, S. 145)

Tabelle 10 Vor- und Nachteile Lei-Säure-Batterien

Vorteile

- günstige Technik
- einfache Handhabung
- nahezu geschlossener Rohstoffkreislauf

Nachteile

- Belüftung des Aufbauortes
- geringe Energiedichte

Tabelle 11 Technische Eigenschaften stationärer Blei-Säure-Speichersysteme (Böttcher & Nagel, Batteriespeicher - Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen, 2018, S. 145)

Parameter	Daten
Gesamtwirkungsgrad inklusive Leistungselektronik	70%-80%
Zyklenlebensdauer	500-1.500 Vollzyklen
Kalendarische Lebensdauer	5-12 Jahre
Volumetrische Energiedichte (Zellebene)	< 75Wh/l
Selbstentladung	3-5% pro Monat
Entladetiefe	50%-80%

8.3. Natrium-Hochtemperaturbatterien

Das Kennzeichen von Natrium-Hochtemperatur-Batterien ist, dass sich im Betrieb die Aktivmassen der Elektroden im flüssigen Zustand befinden und der Elektrolyt ein fester Keramikstoff ist. Die Betriebstemperatur hierfür sollte möglichst konstant auf 300°C gehalten werden, da die Batterie ansonsten nicht mehr be- bzw. entladen werden kann und somit Gefahr läuft mechanisch beschädigt zu werden. Eine thermische Isolation und ein aufwendiges Sicherheitskonzept sind bei diesem Batteriespeichersystem von Nöten. Die Beheizung erfolgt durch die Verlustwärme. Aufgrund der hohen Temperatur und der enormen Sicherheitsrisiken, eignen sich Batteriespeicherkonzepte dieser Art nicht als Heimenergiespeicher, sondern nur für größere, freistehende Anwendungen. Weitere Vor- bzw. Nachteile sind in *Tabelle 12* dargestellt. Die Auflistung der Systemparameter befindet sich anschließend in *Tabelle 13*. (Böttcher & Nagel, Batteriespeicher - Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen, 2018, S. 146)



Tabelle 12 Vor- und Nachteile von Natrium-Hochtemperatur Energiespeichern

Vorteile

- günstige Ausgangsmaterialien
- vernachlässigbare Selbstentladung

Nachteile

- Sicherheitsrisiken

Tabelle 13 Technische Eigenschaften stationärer Natrium-Hochtemperaturbatterien (Böttcher & Nagel, Batteriespeicher - Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen, 2018, S. 146)

Parameter

Daten

Gesamtwirkungsgrad inklusive Leistungselektronik	70%-90%
Zyklenlebensdauer	>10.000 Vollzyklen
Kalendarische Lebensdauer	10-15Jahre
Volumetrische Energiedichte (Zellebene)	80Wh/l - 250 Wh/l
Selbstentladung	vernachlässigbar
Entladetiefe	100%

8.4. Redox-Flow

Redox-Flow-Batterien lassen sich zu den Flussbatterien gruppieren, bei denen das Elektrolyt die Energie speichert und somit als Aktivmaterial dient. Eine flexible Skalierbarkeit ist durch das getrennte Tanksystem möglich. Die Reaktionseinheit zur Umsetzung der Be- und Entladung besteht aus Elektroden und einer Membran. Ein besonderer Vorteil dieser Technologie ist die hohe Zyklenlebensdauer und die vernachlässigbar geringe Selbstentladung.

Der erhöhte Wartungsaufwand lässt diese Technologie für den Heimsektor sehr unattraktiv erscheinen und ist hier nur vollständigheitshalber aufgeführt. Die entsprechenden Systemparameter lassen sich wieder aus *Tabelle 14* entnehmen.

Tabelle 14 Technische Eigenschaften von Redox-Flow-Speichersystemen (Böttcher & Nagel, Batteriespeicher - Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen, 2018, S. 147)

Parameter	Daten
Gesamtwirkungsgrad inklusive Leistungselektronik	70%-90%
Zyklenlebensdauer	>10.000 Vollzyklen
Kalendarische Lebensdauer	10-15Jahre
Volumetrische Energiedichte (Zellebene)	80 Wh/l-250 Wh/l
Selbstentladung	vernachlässigbar
Entladetiefe	100%

8.5. Fazit Batteriespeichersysteme

Im Rahmen des Projekts PoSpOfr soll untersucht werden, wie sich ein idealer Mix an Energieerzeugungsanlagen und an Energiespeicheranlagen zusammensetzen könnte. Als Bewertungskriterium hierfür sollen technologische und wirtschaftliche Kennzahlen herangezogen werden. Bei der Frage welcher Batteriespeicher die besten Voraussetzungen zur Erfüllung dieser Aufgabe mitbringt, ist eine Gegenüberstellung der wichtigsten Speichertechnologien nach definierten Vergleichsmerkmalen nötig. Diese ist in *Tabelle 15* zu finden. Die energiespezifischen Kosten und die Lebensdauer entsprechender Anlagen sind hierbei von besonderer Bedeutung, da sie große Einflüsse auf die Kostenzusammensetzung haben.

Tabelle 15 Vergleich der wichtigsten Batteriespeichertechnologien (Böttcher & Nagel, Batteriespeicher - Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen, 2018, S. 148)

Batterie	Lithium-Ionen	Bleisäure	Natrium-Schwefel	Redox-Flow
Kriterium				
typische System Größen	ab 1 kWh	ab 1 kWh	ab 50 kWh	ab 10 kWh
Wirkungsgrad	sehr hoch	hoch	mittel	hoch
Lebensdauer	mittel bis hoch	niedrig bis mittel	sehr hoch	sehr hoch
Anwendung	Heimenergie, Systemdienstleistungen	Heimenergie, Systemdienstleistungen	Systemdienstleistungen	Saisonal Speicher, Systemdienstleistungen
energiespezifische Kosten (Kapazitätskosten)	mittel bis hoch	niedrig	mittel	mittel

Beim Vergleich der Batteriespeicher fällt auf, dass sich sowohl Lithium-Ionen als auch Batteriesysteme auf Blei-Säure-Basis für stationäre Speicher eignen würden. Anlagen aus Lithium-Ionen bzw. Blei-Säure-Batterien lassen sich, angefangen von Heimergiespeichersystemen, bis hin zu Systemdienstleistungen einsetzen. Somit sind sie von ihrer Systemgröße kaum eingeschränkt. Vergleicht man diese wiederum anhand der Kriterien Wirkungsgrad, Lebensdauer und energiespezifischen Kosten, erscheinen die Lithium-Ionen-Batterien zunächst als geeigneteres Speichersystem für die Energiewende. Besonders die Tatsache, dass die Forschung und Entwicklung von Lithium-Ionen-Batteriesystemen ein, im Gegensatz zu Blei-Säure-Batterien, noch recht junges Feld ist, lässt auf ein hohes zukünftiges Potential dieser Systeme schließen. Welches der beiden Systeme sich jedoch als geeigneter erweist, soll im Kapitel 8.6 geklärt werden.

8.6. Gegenüberstellung Lithium-Ionen- Batterien vs. Bleisäure-Batterien

Nach dieser, zunächst doch sehr groben Orientierung, sollen die einzelnen Kostenbestandteile konkreter analysiert werden. Mit dem Thema Integration von Batteriespeichersystemen zum Ausgleich volatiler Stromeinspeisung durch Wind- und Solarkraftanlagen befasste sich die bereits im Jahr 2015 publizierte VDE-Studie *zu Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene*. Darin werden Bleisäurebatterien und Lithium-Ionen-Batterien bezüglich ihrer wirtschaftlichen Anwendung untersucht. Diese Studie soll als Datengrundlage zur näheren Bestimmung der Kostenbestandteile eines Batteriespeichersystems dienen.

Generell lässt sich sagen, dass die Kosten eines Speichersystems sich wie folgt zusammensetzen:

$$\begin{aligned} \text{Kosten des Speichers} = \\ \text{Kapazität} \times \text{kapazitätsspezifische Kosten} + \\ \text{Leistung} \times \text{leistungsspezifische Kosten} \end{aligned}$$

Die **kapazitätsspezifischen Kosten** für Batteriezellen spiegeln nur die Kosten der Zelle wider. Diese setzen sich zusammen aus allen Kosten, die die Kapazität des Systems skalieren. In diese Betrachtung fließen folgende Kostenelemente mit ein:

- Zellen
- Verbinder
- Batteriemonitoringsysteme
- Sensorik
- Mechanische Integration (Gehäuse oder Regale)

Die **leistungsspezifischen Kosten** beinhalten alle Kosten, welche die Leistung des Speichersystems skalieren. Diese setzen sich wie folgt zusammen:

- Umrichter
- Schütze
- Leistungsschalter
- Mittelspannungsschaltanlagen (bei MW Systemen)
- Trafos

Neben genannten Kosten existieren weitere Kosten zur Errichtung eines Speichersystems. Diese werden allerdings nicht in die Betrachtung miteinbezogen, da diese sich individuell zusammensetzen und eine allgemeine Abschätzung dieser nicht möglich ist. Dazu gehören beispielsweise:

- Installation
- Projektierung
- Netzanschlusskosten
- Gebäude
- etc.

Möchte man somit zwischen den genannten Batteriesystemen einen Favoriten für zukünftige Speichersysteme bestimmen, ist es zunächst notwendig, klare Untersuchungskriterien zu definieren.

Für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird der Fokus der Untersuchung auf folgende Kriterien gelegt:

- Preisentwicklung
- Lebensdauer
- Wirkungsgrad

8.6.1. Kostenbestandteile und Preisentwicklung

Lithium-Ionen-Batterien

Größten Einfluss auf die Kosten der Lithium-Ionen-Batterien nehmen die Zellen. Daher ist es nicht nur notwendig den aktuellen Preis der Batteriesysteme zu betrachten, sondern auch die prognostizierte zukünftige Preisentwicklung. Bei den Lithium-Ionen-Batterien wird der Preisverfall derzeit durch die erhöhte Nachfrage nach Elektromobilität vorangetrieben, was wiederum die stationäre Energiespeicherung positiv beeinflusst. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass sich die Batteriesysteme für mobile Anwendungen auch für stationäre Prozesse verwenden lassen. Daher beeinflusst die Entwicklung der Elektromobilität die Kosten für stationäre Speicher maßgebend. In *Tabelle 16* werden die Kostenarten, aufgeteilt in Zellkosten, Systemkosten und Speicherkosten, gestaffelt in 5 Jahresabständen, dargestellt.

Tabelle 16 Tabellarische Darstellung der Prognose der Preisentwicklung von Li-Ionen-Zellen, PV-Hausspeichersysteme und Megawatt-Systeme in [€/kWh] für 2015 bis 2025 (Thomas Aundrup et al. 2015)

Kostenarten	(Stand der Studie) 2015	2020	2025
Li-Ionen-Zellen [€/kWh]	190-380	150-210	110-180
Li-Ionen-System MW-skale [€/kWh]	450-600	280-420	150-250
Li-Ionen-System PV-Speicher [€/kWh]	750-1250	430-680	250-500

Blei-Säure-Batterien

Im Gegensatz zu den Lithium-Ionen-Batterien, deren stationärer Einsatz sich kaum von den mobilen Anwendungen unterscheidet, weichen die Blei-Säure Batterien in Auslegung, Bauweise, Fertigung und Kosten deutlich von den Starterbatterien ab. Ähnlich wie bei den Lithium-Ionen-Batterien zeigt sich auch hier ein stark fallender prognostizierter Batteriepreis. Jedoch muss erwähnt werden, dass die Entwicklung von Blei-Säure Batterien schon deutlich fortgeschritten ist, weswegen sich die Preisentwicklung moderater verhalten wird.

Tabelle 17 Tabellarische Darstellung der Prognose der Preisentwicklung von Blei-Säure-Zellen, PV-Hausspeichersysteme und Megawatt-Systeme in [€/kWh] für 2015 bis 2025 (Thomas Aundrup et al. 2015)

Kostenarten	(Stand der Studie) 2015	2020	2025
Blei-Säure-Zellen [€/kWh]	150-200	95-140	80-100
Blei-Säure-System MW-skale [€/kWh]	175-250	140-180	100-150
Blei-Säure-System PV-Speicher [€/kWh]	500-700	260-370	150-220

Leistungselektronik

Da Batteriespeichersysteme nur in der Lage sind die gespeicherte Energie in Form von Gleichstrom abzugeben, ist eine Konvertierung in Wechselstrom mittels Umrichter erforderlich. Hohe Leistungen bewirken niedrigere leistungsspezifische Preise, da sich hier die Preise gleichermaßen benötigter Komponenten auf die höhere Leistung verteilen. Diese sind in *Tabelle 18* dargestellt.

Tabelle 18 Tabellarische Darstellung der Prognose der Preisentwicklung für Umrichter für stationäre Speichersysteme in €/kW von 2015 bis 2025 (Thomas Aundrup et al. 2015)

Kostenarten	(Stand der Studie) 2015	2020	2025
Leistungselektronik [€/kW]	100-150	75-110	60-90

Kosten für Trafo, Schaltanlage und Schütze wurden hier für die Betrachtung von MW-Systemen vernachlässigt, da diese durch die konkrete Projektierung der Anlage bestimmt werden. Die leistungsspezifischen Kosten von Speichersystemen werden überwiegend durch die Kosten des Umrichters determiniert. Dennoch sollte die damit verbundene Ungenauigkeit in der angenommenen Bandbreite liegen.

8.6.2. Lebensdauer und Wirkungsgrad

In *Tabelle 19* und *Tabelle 20* werden nochmals Lebensdauer und Wirkungsgrad in Betracht auf zukünftige Entwicklungen dargestellt. Je nach Projektstart ist mit unterschiedlichen technischen Voraussetzungen zu rechnen.

Lithium-Ionen-Batterien

Tabelle 19 Technische Eigenschaften von Lithium-Ionen-Batterie-Zellen im Überblick (Thomas Aundrup et al. 2015)

Parameter für Lithium-Ionen-Zellen	Alle Zahlen sind Indikatoren und können zwischen verschiedenen Produkten und Installationen erheblich variieren		
	(Stand der Studie) 2015	2020	2030+
Wirkungsgrad Zelle	95%-99%	95%-99%	95%-99%
Gesamtwirkungsgrad inkl. Umrichter	80%-85%	85%-90%	85%-90%
Energiedichte (Zelle)	200-400 Wh/l	800-1.000 Wh/l	1.000-1.500 Wh/l
Leistungsdichte(Zelle)	100 – 3.500 W/l	100 – 5.000 W/l	100 – 5.000 W/l
Zyklenlebensdauer	1.000-3.500W/l (Vollzyklen)	3.000-10.000W/l (Vollzyklen)	3.000-10.000W/l (Vollzyklen)
Kalendarische Lebensdauer	5 bis 20 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand, SOC)	10 bis 30 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand, SOC)	10 bis 30 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand, SOC)
Entladetiefe	90 – 100% (je nach Optimierungsziel: Kosten oder Lebensdauer)		
Selbstentladung	5% pro Monat	2% pro Monat	1% pro Monat
Hauptanwendung	Elektromobilität, PV-Speichersysteme, Frequenzregelung, Spannungsregelung, Spitzenlastregelung, Lastausgleich		

Blei-Säure-Batterien

Tabelle 20 Technische Entwicklung von stationären Blei-Säure-Batterien im Überblick (Thomas Aundrup et al. 2015, S.64)

Parameter für Blei-Säure-Batterien	Alle Zahlen sind Indikatoren und können zwischen verschiedenen Produkten und Installationen erheblich variieren		
	Stand der Studie (2015)	2020	2030+
Wirkungsgrad Zelle	80%-90%	85%-95%	85%-95%
Gesamtwirkungsgrad inkl. Umrichter	75%-80%	78%-85%	78%-85%
Energiedichte (Zelle)	50-100 Wh/l	50-130 Wh/l	50-130 Wh/l
Leistungsdichte(Zelle)	10 – 500 W/l	10 – 1.000 W/l	10 – 1.000 W/l
Zyklenlebensdauer	500-2.000W/l (Vollzyklen)	1.500-5.000W/l (Vollzyklen)	1.500-5.000W/l (Vollzyklen)
Kalendarische Lebensdauer	5 bis 15 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand, SOC)	10 bis 20 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand, SOC)	10 bis 20 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand, SOC)
Entladetiefe	70%	80%	80%
Selbstentladung	5% pro Monat	2% pro Monat	1% pro Monat

8.7. Fazit zu den Batteriespeichern

Unter Anbetracht von Wirkungsgrad, Kosten, Lebensdauer, Preisentwicklung und des Selbstentladungsverhaltens erscheinen die Lithium-Ionen-Batteriespeicher als geeignetere Variante für einen Speicherausbau. Zudem sieht die Entwicklung dieser Parameter vielversprechend aus, da die Erforschung dieser Speichersysteme durch die Automobilindustrie künftig weiter stark vorangetrieben werden wird. Somit ergeben sich die in *Tabelle 21* zusammengefassten Werte für die Analyse des Speicherbedarfs.

Tabelle 21 Parameter für den Speicherausbau auf Basis von Lithium-Ionen-Batterien im Jahr 2020

Parameter für den Speicherausbau auf Basis von Lithium-Ionen-Batterien					
Kapazitätskosten	Leistungskosten	Selbstentladung	Wirkungsgrad	Lebensdauer	Entladetiefe
350 [€/kWh]	110 [€/kW]	2% pro Monat	85%	10 bis 30 Jahre	90-100%

9 Aktueller Bestand an Batteriespeichern in der EMN

Die Auswertung des Ausbaustands an Batteriespeichern im Betrachtungsgebiet erfolgt aufgrund der Datensätze der Bundesnetzagentur. Betrachtet werden hierbei die ins Rastergebiet eingeschlossenen Landkreise. Dazu gehören der Landkreis Haßberge, Bamberg, Kitzingen, Coburg und Schweinfurt. Wie in *Tabelle 22* und *Tabelle 23* zu sehen ist, deckt sich der aktuelle Stand an Batteriespeichern mit den bisher angestellten Betrachtungen. Die meist verwendete Speichertechnologie sind hier die Lithium-Ionen-Batteriesysteme, welche die installierte Bruttoleistung zu ca. 39% und die Speicherkapazität zu rund 43% decken.

Tabelle 22 Bruttoleistung von Batteriespeichern in den Landkreisen Haßberge, Bamberg, Kitzingen, Coburg und Schweinfurt (Stand 2019)

Batterietechnologie	Bruttoleistung [kW]	Prozent
Gesamt	4.534,150	100%
Lithium-Ionen-Batterie	1.751,10	39%
Blei-Säure Batterien	2.461,20	54%
Nickel-Cadmium/ Nickel-Metallhydrid	7,5	0%
Sonstige	314,350	7%

Tabelle 23 Nutzbare Speicherkapazität von Batteriespeichern in den Landkreisen Haßberge, Bamberg, Kitzingen, Coburg und Schweinfurt (Stand 2019)

Batterietechnologie	Nutzbare Speicherkapazität [kWh]	Prozent
Gesamt	7.009,97	100%
Lithium-Ionen-Batterie	3.033,11	43%
Blei-Säure Batterien	3.718,30	53%
Nickel-Cadmium/ Nickel-Metallhydrid	6,00	0%
Sonstige	252,560	4%

10 Literaturverzeichnis

Böttcher, J.; Nagel, P. (2018): Batteriespeicher: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen: De Gruyter. Online verfügbar unter <https://books.google.de/books?id=qstNDwAAQBAJ>.

chemie.de (Hg.) (2020). Online verfügbar unter https://www.chemie.de/lexikon/Galvanische_Zelle.html.

CCCV (constant current constant voltage) :: IU-Ladeverfahren :: ITWissen.info (2020.000Z). Online verfügbar unter <https://www.itwissen.info/CCCV-constant-current-constant-voltage-IU-Ladeverfahren.html>, zuletzt aktualisiert am 27.05.2020.000Z, zuletzt geprüft am 27.05.2020.

Energiespeicher-Roadmap_Update 2017 (2017). Online verfügbar unter <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/Energiespeicher-Roadmap-Dezember-2017.pdf>.

Korthauer, Reiner (2013): Handbuch Lithium-Ionen-Batterien. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Kurzweil, Peter; Dietlmeier, Otto K. (2018): Elektrochemische Speicher. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

Netztransparenz. (04.09.2020). *Netztransparenz.de*.

Von <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten> abgerufen

Thomas Aundrup, Westnetz GmbH; Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck, EFZN; Andreas Becker, EFZN (2015): BATTERIESPEICHER IN DER NIEDER- UND MITTELSPANNUNGSEBENE. Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze.



Uhrig, Martin (2017): Aspekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze. Dissertation. Karlsruher Instituts für Technologie, Karlsruhe, zuletzt geprüft am 07.07.2017.

Will, K. (2020). Aufbereitung realer Verbrauchsdaten zur Modellierung einer regenerativen elektrischen Vollversorgung in der Metropolregion Nürnberg. Technische Hochschule Nürnberg Georg Simon Ohm.