

# Die Zukunft der Energie in Österreich-Simulation von fünf Ausbau Szenarien eines 100% erneuerbaren Stromsystems in Kombination mit hybriden Energiespeichern

Jasmin Mensik, David Wöss, Tobias Pröll

Universität für Bodenkultur Wien, Department für Materialwissenschaften und Prozesstechnik, Institut für Verfahrens- und Energietechnik (IVET), Muthgasse 107, 1190 Wien, +43 664 2452285, [jasmin.mensik@boku.ac.at](mailto:jasmin.mensik@boku.ac.at), <https://boku.ac.at/map/ivet>

**Kurzfassung:** Wie könnte ein 100% erneuerbares Stromsystem für Österreich aussehen und wie wirken sich verschiedene hypothetische Ausbau-Faktoren der erneuerbaren Erzeugung auf den notwendigen Bedarf an Flexibilität aus? Unter der Berücksichtigung von realen Bedarfs- und Erzeugungsdaten des Jahres 2022 werden verschiedene Ausbauszenarien in Kombination mit einem hybriden Energiespeichersystem betrachtet. Bei der Auswahl der Speichertechnologien wird für das Anwendungsbeispiel der österreichischen Regelzone die Prämisse aufgestellt, wenn möglich auf Bestandsinfrastruktur zurückzugreifen. Daraus resultiert ein hybrides Speichersystem aus Lithium-Ionen-Batterie, Pumpspeicherkraftwerk (Bestand) sowie Power-to-Gas (CH<sub>4</sub>). Wobei bei der Rückverstromung mittels Gasturbinen-Kombiprozess in Kraft-Wärme-Kopplung ebenfalls auf Bestandsinfrastruktur zurückgegriffen werden kann.

Besonders hervorzuheben ist die optimierte Betriebsweise des hybriden Speichersystems. Demnach prüft das Regelkonzept zu jedem Zeitintervall alle Speicherstände (SOC) innerhalb des hybriden Speichersystems und priorisiert die Einsatzreihenfolge abhängig von den zyklischen Effizienzen. Unter diesem Gesichtspunkt werden fünf 100% erneuerbare Erzeugungsszenarien mit verschiedenen Ausbau-Faktoren für Wind und Photovoltaik verglichen.

Innerhalb der berücksichtigten Annahmen und Systemgrenzen kann gezeigt werden, dass mit einem Anteil der Winderzeugung von 44% an der gesamten Jahrerzeugung und mit einem Anteil von 20% Photovoltaik an der gesamten Jahrerzeugung der geringste Speicherbedarf auf allen Zeitskalen charakterisiert werden kann. Besonders deutlich wird das optimale Verhältnis im Hinblick auf den saisonalen Speicherbedarf. Unter der Prämisse, die reale Last im Jahresverlauf decken zu können, ist dieses Szenario mit 73.4 TWh im Szenarienvergleich jenes mit der geringsten benötigten gesamten Jahrerzeugung.

**Keywords:** Hybride Energiespeichersysteme, 100% erneuerbar, Simultane Optimierung von erneuerbarer Erzeugung und Speicher, Kaskadische Betriebsweise auf Basis der zyklischen Effizienz

## 1 Einleitung

Angesichts der Bedrohung durch die Klimakrise ist die globale Transformation der Energiesysteme, der Wirtschaft und der Gesellschaft keine Option, sondern eine Notwendigkeit [1]. Innerhalb der Europäischen Union entfallen 75% der Treibhausgase auf die Erzeugung und Nutzung von Energie. Daher ist es zwingend erforderlich, die Treibhausgasemissionen des Energiesystems zu reduzieren, um die Ziele zur Bekämpfung der Klimakrise zu erreichen. Von zentraler Bedeutung ist der Übergang von fossilen Ressourcen zu erneuerbarer Energieerzeugung. Mit dem erneuerbaren Ausbau, steigt auch der Bedarf von Flexibilität im Energiesystem [4].

Dies betrifft die zeitliche Diskrepanz zwischen der erneuerbaren Erzeugung und der auftretenden Nachfrage, die Vermeidung der Abschaltung von erneuerbarer Erzeugung sowie einer Verbesserung der Netzintegration [7]. Die Nutzung von Energiespeichern stellt eine Option dar, um die benötigte Flexibilität im System sicherzustellen [1].

Jede Speichertechnologie ist durch individuelle Stärken und Schwächen charakterisiert. Aufgrund dieser Einschränkungen ist es unmöglich, alle Flexibilitätsanforderungen mit einer einzelnen Speichertechnologie zu erfüllen. Um den Anforderungen des transformierten Energiesystems gerecht zu werden, ist daher eine Kombination einzelner Technologien, anhand der individuellen Vorteile, zu einem hybriden Speichersystem am effektivsten [12].

Im Vergleich zu Einzelspeicherlösungen können durch die hybride Systemkonfiguration Investitionskosten gesenkt sowie die Systemeffizienz und die Lebensdauer erhöht werden [6]. Essenziell für eine bestmögliche Ausnutzung der genannten Vorteile, ist die optimierte Betriebsweise des hybriden Speichersystems [5]. Die Auswahl der geeigneten Speichertechnologie wie auch die zugrundeliegenden Flexibilitätsanforderungen stehen in engem Zusammenhang mit dem zeitlichen Profil der erneuerbaren Erzeugung [8].

Um ein effizientes, nachhaltiges und zuverlässiges Energiesystem zu gestalten, ist die gemeinsame Betrachtung von erneuerbarer Erzeugung und Speichern sinnvoll. Im Vordergrund steht die Analyse potenzieller Wechselwirkungen und der variierenden Flexibilitätsanforderungen, welche aus verschiedenen Kombinationen an erneuerbarer Erzeugung und Speichern resultieren [9].

Die zentrale Frage, die sich hier stellt, ist: Wie kann, basierend auf dem Stromverbrauch von 2022, eine optimale Ausbaustrategie für PV und Wind sowie der benötigten Speicherstruktur für Österreich aussehen?

## 2 Methoden, Datengrundlage und Annahmen in der Modellierung

### 2.1 Datengrundlage: Ein 100% erneuerbares Stromsystem

Die präsentierten Ergebnisse basieren auf realen Last- und Erzeugungsdaten für die österreichische Regelzone im Jahr 2022, abgerufen von der „ENTSO-E Transparency Platform“ [2]. Für das Erzeugungsportfolio wurden lediglich die erneuerbaren Technologien Biomasse, Laufwasserkraft, Photovoltaik und Wind berücksichtigt. Um die Vision eines zukünftigen Systems zu modellieren, wurde das reale Erzeugungsprofil in 15-min Auflösung für Wind und Photovoltaik mit verschiedenen hypothetischen Ausbau-Faktoren skaliert. Für

Laufwasserkraft und Biomasse wurde vereinfacht angenommen, dass diese auch in Zukunft auf dem Niveau von 2022 bleiben.

Der gewählte Ansatz berücksichtigt lediglich den Ausgleich der faktorisierten erneuerbaren Erzeugung und der realen Last. Darüber hinaus werden keine weiteren Rollen für elektrische Energiespeicher (z.B. Arbitrage, Netzdienstleistungen, etc.) berücksichtigt. Import bzw. Export sowie potenzielle Netzengpässe werden im Rahmen dieser Arbeit ausgeblendet.

## 2.2 Hybrides Energiespeichersystem

Hervorzuheben ist die optimierte Betriebsweise des hybriden Energiespeichersystems, in Abhängigkeit von der zyklischen Effizienz der einzelnen Technologien. Dieser Ansatz vereint die individuellen Stärken der verwendeten Speichertechnologien und trägt dazu bei, die Gesamteffizienz zu steigern. Neben der effizienteren Nutzung von Ressourcen wird durch die ermöglichte rasche Anpassbarkeit an unterschiedliche Anforderungen im Energiemanagement, die Systemflexibilität und Robustheit erhöht. Das hybride Energiespeichersystem kombiniert die Technologien der Li-Ionen Batterie ( $\eta_{\text{ges}} = 90\%$ ), Pumpspeicher ( $\eta_{\text{ges}} = 70\%$ ) und Power-to-Gas ( $\text{CH}_4$ ) mit anschließender Rückverstromung mittels Gasturbinen-Kombiprozessen in Kraft-Wärme-Kopplung ( $\eta_{\text{ges}} = 30\%$ ). Innerhalb des hybriden Energiespeichersystems übernimmt die Li-Ionen Batterie den kurzfristigen (stündlichen) Ausgleich, der Pumpspeicher den kurz- bzw. mittelfristigen Ausgleich und die Power-to-Gas-Einheit den saisonalen Ausgleich.

Die Lade- und Entladeleistung der Pumpspeicher-Einheit wurde, entsprechend der im Jahr 2022 installierten Pumpspeicherkapazität für die österreichische Regelzone, auf 3363 MW [3] begrenzt. Die Speicherkapazität der Pumpspeicher wurde wegen der Notwendigkeit, auch andere Länder zu bedienen, mit nur ca. 1/3 der tatsächlichen Kapazität angenommen, d.h. 1 TWh für den österreichischen Bedarf. Dadurch wird auch die zu erwartende Zunahme von Trockenperioden in der Zukunft berücksichtigt, welche die potenziellen Vorteile durch das ‚Repowering‘ bestehender Anlagen schmälert. Des Weiteren ist das Ausbaupotenzial für neue Anlagen in Österreich begrenzt. Die Batteriespeicherkapazität wurde auf 0.1 TWh festgelegt, was der Batteriekapazität von 2 Millionen Personenkraftwagen<sup>1</sup> mit jeweils 50 kWh verfügbarer Kapazität entspricht.

## 2.3 Algorithmus

Im Gegensatz zu bestehenden, komplexeren Simulationstools wurde der in dieser Arbeit verwendete Algorithmus zur Bestimmung der Ein- und Ausspeicherleistung der einzelnen Speichersysteme so simpel und transparent wie möglich gehalten, um eine rasche Bewertung verschiedener Szenarien und die flexible Anpassung derselben zu begünstigen [11]. Während der Batteriespeicher unmittelbar den verbleibenden Angebots-/Nachfrageunterschied aufnimmt, wurde in der Modellierung eine kaskadische Abhängigkeit der Ein- bzw. der Ausspeicherleistung des Pump- und Power-to-Gas Speichers vom Füllstand des jeweils vorgelagerten Speichersystems umgesetzt. Diese Betriebsweise stellt den Kernaspekt des Algorithmus dar.

---

<sup>1</sup> Im Jahr 2022 waren 5,150,890 Personenkraftwagen in Österreich zugelassen (110,225 davon batterieelektrisch betrieben) [10].

Die Lade- bzw. Entladeleistung ist ein Resultat aus dem errechneten Überschuss bzw. Unterdeckung im System. Um sicherzustellen, dass die Energiebilanz erhalten wird, fließen die einzelnen Leistungsflüsse pro Zeitintervall  $t$  wieder in die berechnete Über- bzw. Unterdeckung des Systems ein. *Abbildung 1* zeigt die implementierte Logik innerhalb der Modellierung.

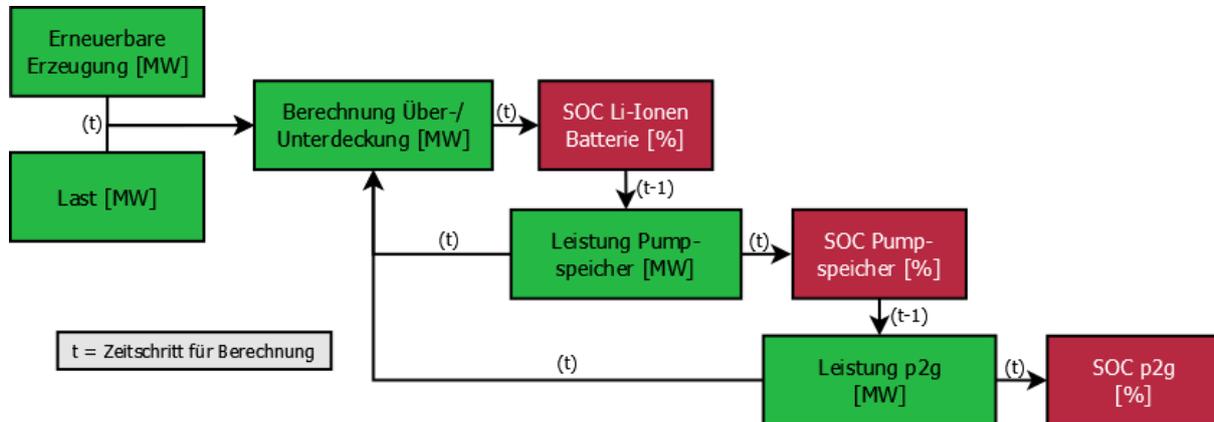


Abbildung 1 Darstellung der implementierten Prozessabfolge und Abfragebedingungen

Die Proportionalitätskonstante regelt den Leistungsfluss des Pumpspeichers  $P_{pump,t}$  zum Zeitpunkt  $t$  in Abhängigkeit vom Ladestand (SOC) des Li-Ionen Batteriespeichers  $b_{(t-1)}$  zum vorigen Zeitintervall  $t-1$  siehe *Formel (1)*. Die Proportionalitätskonstante ist als  $k_p$  definiert, wohingegen  $\omega_b$  den Zielwert des Ladestands der Li-Ionen Batterie darstellt.

$$P_{pump,t} = k_p * (b_{(t-1)} - \omega_b) \quad (1)$$

Der Leistungsfluss der Power-to-Gas-Einheit  $P_{p2g,t}$  zum Zeitpunkt  $t$  ist abhängig vom Ladestand (SOC) des Pumpspeichers  $p_{(t-1)}$  zum vorhergehenden Zeitintervall  $t-1$  siehe *Formel (2)*. Die Proportionalitätskonstante ist als  $k_g$  definiert und der Zielwert des Ladezustandes (SOC) des Pumpspeichers als  $\omega_p$ .

$$P_{p2g,t} = k_g * (p_{(t-1)} - \omega_p) \quad (2)$$

Der Leistungsfluss der Li-Ionen Batterie wird direkt durch die errechnete Über- bzw. Unterdeckung im System bestimmt und befindet sich außerhalb des Wirkungsbereichs des Proportionalitätsreglers.

## 2.4 Szenarienerstellung

Im Mittelpunkt der präsentierten Szenarien steht die Varianz der Ausbaustufen der Wind- und Photovoltaikerzeugung. Abhängig vom Verhältnis dieser Erzeugungstechnologien variiert der Bedarf an Flexibilität, sei es kurz-, mittelfristig oder saisonal, sowie die spezifischen Anforderungen an die beteiligten Speichersysteme. Ungeachtet der Variation der Höhe der Wind- und Photovoltaikerzeugung, folgen alle fünf Szenarien (*Tabelle 1*) der Prämisse der 100% erneuerbaren Stromerzeugung zu jeder Viertelstunde des Jahres. Die Schrittweite der Ausbaustufen orientiert sich an den folgenden Überlegungen. Szenario 1 ist durch die ausschließliche Erhöhung der Winderzeugung charakterisiert, wohingegen sich Szenario 5 lediglich auf die Erhöhung der Photovoltaikerzeugung stützt. In Szenario 1 entspricht folglich die Stromerzeugung mittels Photovoltaik der realen Erzeugung im Referenzjahr. Gleiches gilt für die Winderzeugung in Szenario 5. Szenario 2 - 4 stellen verschiedene Kombinationen bzw.

Verhältnisse aus Wind- und Photovoltaikerzeugung dar, welche schrittweise variiert wurden. Alle Variationen folgen der Prämisse, dass die reale Nachfrage im Referenzjahr in Kombination mit dem hybriden Energiespeichersystem gedeckt werden kann und keinerlei erneuerbare Erzeugung abgeregelt wird. Dementsprechend wurde das hybride Energiespeichersystem an die Anforderungen im jeweiligen Szenario angepasst. Dies betrifft sowohl die Proportionalitätsfaktoren für den Pumpspeicher und die Power-to-Gas-Einheit als auch die Start- und Zielwerte der Ladestände (SOC). Die Gesamtkapazität der Power-to-Gas-Einheit variiert in Abhängigkeit vom saisonalen Speicherbedarf und wurde gerade so groß festgelegt, um den erforderlichen saisonalen Versatz zu erreichen.

Tabelle 1 Übersicht der gewählten hypothetischen Ausbaufaktoren je Szenario

| Beschreibung               | Szenario 1 | Szenario 2 | Szenario 3 | Szenario 4 | Szenario 5 |
|----------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Ausbau-Faktor Wind         | 6.93       | 4.48       | 2.8        | 1.46       | 1.0        |
| Ausbau-Faktor Photovoltaik | 1.00       | 15.00      | 30.00      | 45.00      | 51.20      |
| Jahreserzeugung ges. [TWh] | 77.36      | 73.41      | 75.97      | 80.97      | 83.71      |
| Jahreserzeugung Wind [TWh] | 49.8       | 32.19      | 20.12      | 10.49      | 7.19       |
| Jahreserzeugung PV [TWh]   | 0.98       | 14.63      | 29.26      | 43.89      | 49.94      |

### 3 Ergebnisse

Die Simulationsergebnisse veranschaulichen, wie ein 100% erneuerbares Stromsystem für Österreich bei Verfügbarkeit ausreichender Speicherkapazitäten und Ein- und Ausspeicherleistungen aussehen könnte.

Die Betrachtung der gesamten Jahreserzeugung je Szenario im Vergleich (siehe Tabelle 1), verdeutlicht einerseits die saisonalen Unterschiede der Erzeugungstechnologien und andererseits die Unterschiede der zyklischen Effizienz der benötigten Speicher. Szenario 5 ist jenes Szenario mit der größten Photovoltaik Dominanz (siehe Abbildung 2) und weist mit 83.71 TWh die höchste benötigte Gesamterzeugung im Szenarienvergleich auf. In Szenario 5 hat die Photovoltaikerzeugung einen Anteil von 60% an der gesamten Jahreserzeugung, wohingegen die Winderzeugung lediglich 9% ausmacht. Im betrachteten Referenzjahr war die Photovoltaikerzeugung im Juli am größten.

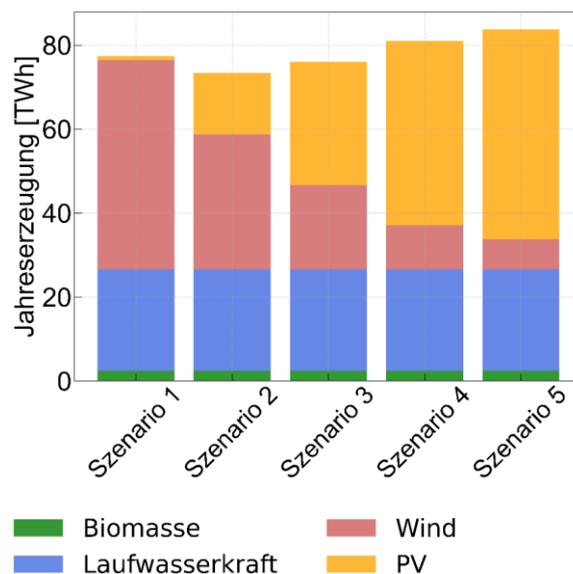


Abbildung 2: Jahreserzeugung [TWh] getrennt nach Technologie als Resultat verschiedener Szenarien

Um den saisonalen Versatz der Erzeugung in die Wintermonate gewährleisten zu können ist der Bedarf an saisonalem Speicher in Szenario 5 am höchsten. Da die Power-to-Gas-Einheit

mit  $\eta_{ges} = 30\%$  den niedrigsten zyklischen Wirkungsgrad aufweist, wird in der Systemvariante mit hohem saisonalem Speicherbedarf mehr erneuerbare Erzeugung benötigt, um die resultierenden Speicher- und Rückverstromungsverluste ausgleichen zu können. Im Gegensatz dazu wird in Szenario 2 mit 73.4 TWh im Vergleich die geringste Jahreserzeugung benötigt. Dabei entfallen 32.2 TWh auf die Winderzeugung<sub>faktoriert</sub>, sowie 14.6 TWh auf Photovoltaik<sub>faktoriert</sub>. Dies entspricht einem Anteil von 20% Photovoltaik und 44% Wind an der gesamten Jahreserzeugung.

Innerhalb der berücksichtigten Annahmen und Systemgrenzen zeigt sich in Szenario 2, mit einem Windausbau um den Faktor 4.48 und einem Photovoltaikausbau um den Faktor 15, der geringste Speicherbedarf auf allen Zeitskalen. Besonders deutlich wird das optimale Verhältnis im Hinblick auf den saisonalen Speicherbedarf. Wie in *Abbildung 3* ersichtlich, zeigt sich im Szenarienvergleich eine Zunahme der zu installierenden Elektrolysekapazität mit steigendem Anteil der Photovoltaik an der Gesamterzeugung. So ist der Bedarf an Elektrolyseleistung in Szenario 2 um 52% geringer als in Szenario 5. In Szenario 2 beträgt die punktuelle maximale Elektrolyseleistung 11.6 GW wohingegen in Szenario 5 der Höchstwert bei 24.3 GW liegt. Auch die benötigte Rückverstromungsleistung ist in Szenario 2 mit 3.5 GW am geringsten und in Szenario 5 mit 4.4 GW an der obersten Grenze zu finden. Die Modellierung verwendet für alle Szenarien eine Li-Ionen Batterie-Kapazität von 100 GWh, für die sich eine punktuelle Spitzenlast zwischen 9.6 GW (Szenario 2) und 17.2 GW (Szenario 5) ergibt. Wie *Abbildung 4* zu entnehmen ist, wird Szenario 2 mit in Summe 29.88 TWh auf der Beladungsseite und in Summe 17.89 TWh auf der Entladungsseite durch den geringsten Gesamtspeicherbedarf im Szenarienvergleich charakterisiert. Szenario 2 ist somit beladungsseitig um rund 43% und entladungsseitig um rund 41% niedriger als Szenario 5.

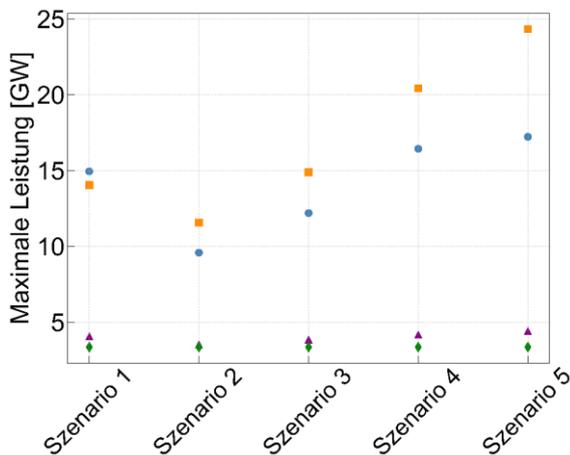


Abbildung 3: Punktueller Spitzenlasten [GW] getrennt nach Technologie als Resultat verschiedener Szenarien

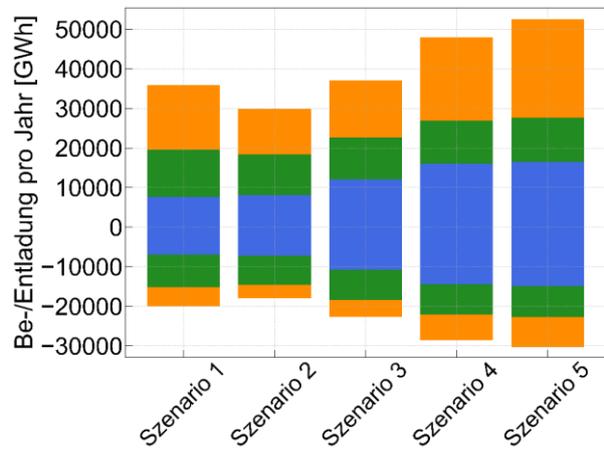


Abbildung 4: Jährliche Be- und Entladekapazitäten [GWh] getrennt nach Technologie als Resultat verschiedener Szenarien

Abbildung 5 und Abbildung 6 verdeutlichen welche Rolle die einzelnen Speichertechnologien innerhalb des hybriden Speichersystems übernehmen. So wird der kurzfristige (stündliche) Ausgleich, zwischen Tag und Nacht, durch die Li-Ionen Batterie abgedeckt. Die Pumpspeicherkraftwerke übernehmen im hybriden Energiespeichersystem aller Szenarien die Rolle der kurz- und mittelfristigen Flexibilitätsbereitstellung. Saisonale Flexibilität wird durch die Power-to-Gas-Einheit bereitgestellt. In Szenario 2 ergänzen sich die zeitlichen Erzeugungsprofile von Wind und Photovoltaik im Referenzzeitraum optimal. Die Monate Jänner und Februar waren durch reichlich Winderzeugung geprägt, wodurch der Ladezustand der saisonalen Power-to-Gas-Einheit in Szenario 2 bereits zu Jahresbeginn leicht gestiegen ist. Entsprechend der implementierten Priorisierung der Be- und Entladereihenfolge, setzt dies voraus, dass die kurz- und mittelfristigen Speicher zu diesem Zeitpunkt bereits den festgelegten SOC-Zielwert erreicht hatten.

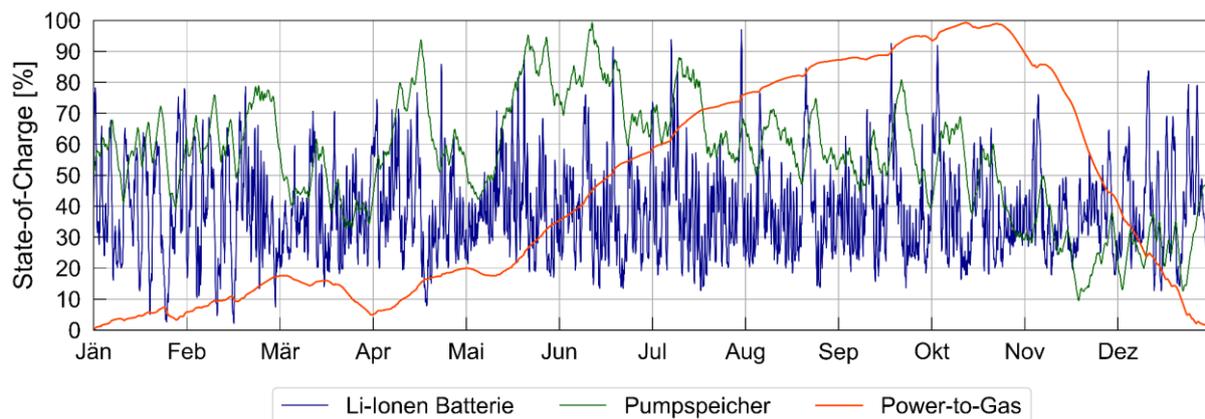


Abbildung 5 Verlauf des Ladezustands (SOC) je Speichertechnologie in Szenario 2 im Referenzjahr

Die saisonale Charakteristik der Stromerzeugung mittels Photovoltaik wird auch bei der Betrachtung des Verlaufs der Ladestände in Abbildung 6 deutlich. Das Maximum der Photovoltaikerzeugung im Referenzjahr ist im Monat Juli zu finden. Zu Jahresbeginn war die erneuerbare Erzeugung in Szenario 5 geringer als in Szenario 2 wodurch vermehrt aus der Power-to-Gas-Einheit entnommen wurde. So sinkt der Ladestand bis Anfang April und steigt erst mit dem 2. Quartal stetig an. Im Vergleich zu Szenario 2, wo der Ladestand mit Ende Oktober rasch sinkt, findet die stetige Rückverstromung des CH<sub>4</sub> in Szenario 5 etwas langsamer statt. Der Wechsel zwischen der Be- und Entladung der kurz- und mittelfristigen Speicher findet in Szenario 5 in deutlich kürzeren Abständen statt als in Szenario 2.

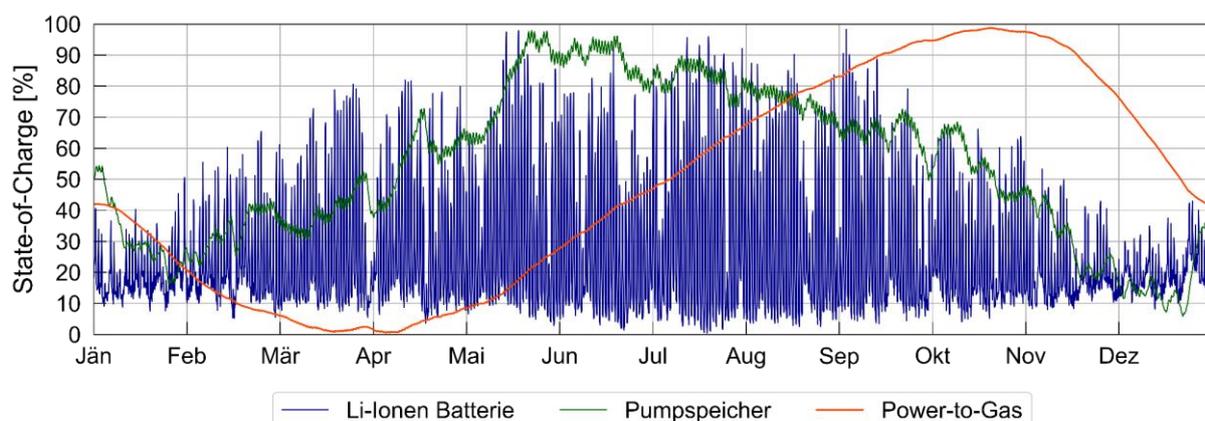


Abbildung 6 Verlauf des Ladezustands (SOC) je Speichertechnologie in Szenario 5 im Referenzjahr

Abbildung 7 und Abbildung 8 stellen die Be- und Entladekapazitäten pro Monat für Szenario 2 und Szenario 5 gegenüber. Um einen besseren Vergleich zu ermöglichen, wurde die y-Achsenkalierung in gleicher Höhe gewählt. In der Abbildung werden Beladungskapazitäten als positiven Werten dargestellt wohingegen Entladekapazitäten als negativer Wert visualisiert sind. Deckungsgleich zwischen den beiden Szenarien ist, dass in den Monaten Mai, Juni und Juli 0 GWh aus dem saisonalen Speicher entnommen und rückverstromt wurden. Wie bereits in *Abbildung 4* diskutiert wurde, weist Szenario 2 über das gesamte Jahr gesehen den geringsten Bedarf an Lade- und Entladekapazität [GWh] auf. Besonders deutlich wird dies im Bereich der saisonalen Speicherkapazitäten. Verglichen mit Szenario 2 ist in Szenario 5 die benötigte Elektrolysekapazität im gesamten Jahr um 54% höher. Besonders betroffen sind die Monate März bis Oktober. Auch der Bedarf an Rückverstromungskapazität ist in Szenario 5 um 55% höher als in Szenario 2. Im Bereich der Li-Ionen Batterie Be- und Entladekapazitäten ist Szenario 2 im Jahresschnitt um 51% niedriger als Szenario 5. Die größten Unterschiede sind hierbei in den Monaten März – November zu erkennen. Sowohl die Pump- als auch die Turbinenkapazität unterscheiden sich im monatlichen Mittel in beiden Szenarien um maximal 8%.

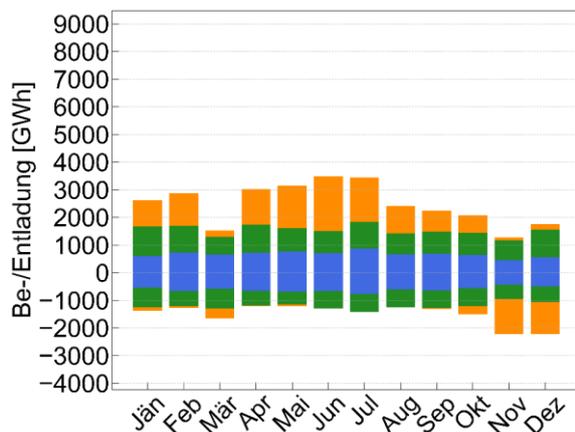


Abbildung 7: Lade- und Entladekapazitäten [GWh] je Technologie im Referenzjahr für Szenario 2

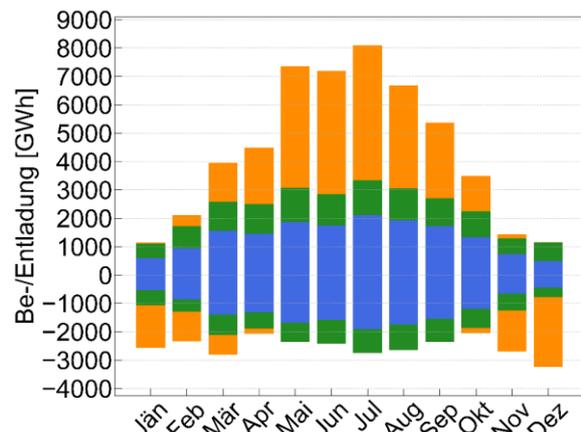


Abbildung 8: Lade- und Entladekapazitäten [GWh] je Technologie im Referenzjahr für Szenario 5

## 4 Diskussion und Ausblick

Die präsentierten fünf Szenarien visualisieren verschiedene Varianten eines 100% erneuerbaren Stromsystems am Anwendungsbeispiel der österreichischen Regelzone. Als relevanter Teilaspekt innerhalb eines komplexen Energiesystems, wird der Einfluss der erneuerbaren Erzeugungsstruktur auf ein hybrides Speichersystem untersucht. Hervorzuheben ist die optimierte Betriebsweise des hybriden Speichersystems, wonach die Be- und Entladereihenfolge abhängig von der zyklischen Effizienz priorisiert wird. Dieser Ansatz wurde bei der Modellierung jedes Szenarios berücksichtigt.

Unter Berücksichtigung der benötigten Jahreserzeugung, um die reale Last zu decken und des daraus resultierenden elektrischen Energiespeicherbedarfs, zeigt sich Szenario 2 als das

effizienteste Szenario. Dieses Szenario ist durch die optimale Kombination aus Wind- (44% an der ges. Jahreserzeugung) und Photovoltaikerzeugung (20% Anteil an der ges. Jahreserzeugung) charakterisiert. Darüber hinaus wird in diesem Szenario mit 73.41 TWh gesamter Jahreserzeugung die niedrigste saisonale Speicherkapazität benötigt. Szenario 2 qualifiziert sich mit 11.6 GW auch hinsichtlich der punktuellen Elektrolysespitzenlast als 52% geringer als in jenem Szenario mit größter Photovoltaik Dominanz (Szenario 5). Die vorgestellten Ergebnisse basieren auf der Modellierung eines Referenzjahres (2022). Um langfristige Trends und eine größere Variabilität an Wetterjahren berücksichtigen zu können, wird die Erweiterung der Referenzperiode auf einen längeren Zeitraum angeraten. Darüber hinaus wird durch die zukünftig vermehrte Installation von Photovoltaikanlagen in Ost-Westausrichtung, besonders im Bereich von Großanlagen, das Erzeugungsprofil eine erwartbar geringere Anzahl der typischen „Mittagsspitzen“ aufweisen. Die Berücksichtigung dieser Entwicklungen in der Modellierung müsste hierbei im Detail analysiert werden.

Die Verwendung realer Erzeugungs- und Lastdaten (15-min Auflösung) wird als relevanter Aspekt in der vorliegenden Modellierung erachtet, um die tatsächlichen Schwankungen und Wechselwirkungen analysieren zu können. Die Entwicklung der zukünftigen Nachfrage ist durch zahlreiche Unsicherheiten politischer, wirtschaftlicher, technischer aber auch konsumentenseitiger Natur gekennzeichnet. Die Erweiterung der gegenwärtigen Modellierung, um verschiedene Nachfrageszenarien, könnte diese Einflüsse stärker im Detail beleuchten.

Der Ausbau der Wind- und Photovoltaikerzeugung in Österreich wird maßgeblich durch gesetzliche, regulatorische und politische Vorgaben und Steuerungsinstrumente (Förderungen) beeinflusst. Zudem ist die gesellschaftliche Akzeptanz gegenüber dem Ausbau der beiden Technologien nicht ident. Um diese Aspekte müssten die hier vorgestellten Ergebnisse erweitert werden, da die vorgestellten Ausbau-Faktoren lediglich unter technischen Gesichtspunkten gewählt wurden. Zudem stellen Speicher lediglich eine Möglichkeit der Flexibilitätsbereitstellung dar. Um diese Aspekte berücksichtigen zu können, müssten nationale Pläne und regulatorische Vorgaben in der Modellierung inkludiert werden.

Die beleuchteten Wechselwirkungen und Zusammenhänge zwischen der erneuerbaren Erzeugungsstruktur und einem hybriden Speichersystem erlauben ein tieferes Verständnis für das Energiesystem. Um jedoch spezifische Kenngrößen für einzelne Regelzonen zu erhalten und individuelle geographische und meteorologische Strukturen berücksichtigen zu können, müssten die realen Last- und Erzeugungsdaten angepasst werden. Gleiches gilt für die optimale Auswahl der Speichertechnologien, welche dann je nach betrachtetem Teilsystem variiert.

Die gewählte vereinfachte Betrachtung vermittelt ein grundsätzliches Verständnis für wesentliche Zusammenhänge und ermöglicht eine prinzipielle Interpretation der Ergebnisse. Um das Zusammenwirken der einzelnen Komponenten im Sinne des Gesamtsystems näher analysieren zu können, wird eine Erweiterung des gegenwärtigen Modellierungsansatzes angeraten. Hierfür ist als unmittelbar nächster Schritt die Berücksichtigung der Netzinfrastruktur essenziell. Diese ermöglicht die Betrachtung konkreter Varianten der zentralen (Power-to-Gas) und dezentralen (Li-Ionen Batterie/Power-to-Mobility) Positionierung der Speicher im System.

## Abkürzungsverzeichnis:

|       |   |              |  |
|-------|---|--------------|--|
| $b_t$ | SOC Li-Ionen Batterie [%]                         | $P_{p2g_t}$  | Be-/Entladeleistung Power-to-Gas [MW]  |
| $k_g$ | Proportionalitätskonstante Power-to-Gas [MW/%SOC] | $P_{pump_t}$ | Be-/Entladeleistung Pumpspeicher [MW]  |
| $k_p$ | Proportionalitätskonstante Pumpspeicher [MW/%SOC] | $\omega_b$   | Zielwert SOC der Li-Ionen Batterie [%] |
| $p_t$ | SOC Pumpspeicher [%]                              | $\omega_p$   | Zielwert SOC Pumpspeicher [%]          |

## Referenzen

- [1] L. M. Abadie and N. Goicoechea, 'Optimal management of a mega pumped hydro storage system under stochastic hourly electricity prices in the Iberian Peninsula', *Energy*, vol. 252, p. 123974, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.123974.
- [2] ENTSO-E, "Actual Generation per Production Type", entsoe Transparency Platform. <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show> (Accessed: Jul. 17, 2023).
- [3] ENTSO-E, "Installed Capacity per Production Type", entsoe Transparency Platform. <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show> (Accessed: Jul. 17, 2023).
- [4] European Commission, 'COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT Energy Storage - Underpinning a decarbonised and secure EU energy system'. Brussels, Mar. 14, 2023. Accessed: Jul. 04, 2023. [Online]. Available: [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-03/SWD\\_2023\\_57\\_1\\_EN\\_document\\_travail\\_service\\_part1\\_v6.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-03/SWD_2023_57_1_EN_document_travail_service_part1_v6.pdf)
- [5] P. García-Triviño et al., 'Optimized operation combining costs, efficiency and lifetime of a hybrid renewable energy system with energy storage by battery and hydrogen in grid-connected applications', *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 48, pp. 33132–23144, Dec. 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.09.140>
- [6] M. A. Hannan et al., 'Hydrogen energy storage integrated battery and supercapacitor based hybrid power system: A statistical analysis towards future research directions', *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 93, pp. 39523–39548, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.09.099.
- [7] Y. Jiao and D. Månsson, 'Greenhouse gas emissions from hybrid energy storage systems in future 100% renewable power systems – A Swedish case based on consequential life cycle assessment', *Journal of Energy Storage*, vol. 57, p. 106167, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.est.2022.106167.
- [8] G. N. Psarros and S. A. Papathanassiou, 'Electricity storage requirements to support the transition towards high renewable penetration levels – Application to the Greek power system', *Journal of Energy Storage*, vol. 55, p. 105748, 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.105748.
- [9] Z. Shi et al., 'Simultaneous Optimization of Renewable Energy and Energy Storage Capacity with the Hierarchical Control', *CSEE JOURNAL OF POWER AND ENERGY SYSTEMS*, vol. 8, p., no. 1, 2022, doi: 10.17775/CSEEJPEES.2019.01470.
- [10] STATISTIK AUSTRIA Bundesanstalt Statistik Österreich, 'KFZ-Bestand', <https://www.statistik.at/statistiken/tourismus-und-verkehr/fahrzeuge/kfz-bestand> (Accessed: Jan. 19, 2024).
- [11] H. Stubner, 'Erstellung eines Masteralgorithmus für die Regelung verschiedener Arten von Stromspeichersystemen im österreichischen Stromnetz'. 2023.
- [12] Y. Wang et al., 'Research on planning optimization of integrated energy system based on the differential features of hybrid energy storage system', *Journal of Energy Storage*, vol. 55, p. 105368, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.105368.