



Die Rolle des Windkraftausbaus für Kärnten

<https://doi.org/10.3217/q77sp-axf84>

Simon Malacek
Robert Gaugl
Sonja Wogrin

Dezember 2024

Inhaltsverzeichnis

1. Ausgangslage	4
2. Methodik im Rahmen dieser Analyse	4
3. Verwendete Daten, Annahmen und Szenarien	6
3.1. Annahmen	6
3.1.1. Endenergieverbrauch	7
3.1.2. Kosten	8
3.1.3. Erneuerbareausbaupotenziale und Kapazitätsfaktoren	8
3.1.4. Zukünftige Übertragungskapazitäten	9
3.2. Untersuchte Windausbau-Szenarien	9
4. Resultate	10
4.1. Investitionen in neue Erzeugungsanlagen	10
4.2. Stromerzeugung nach Technologie	10
4.3. Gesamtsystemkosten	11
4.4. Erzeugung über das Jahr hinweg	12
5. Diskussion	17
A. Datenquellen	19

Kurzfassung

Diese Analyse untersucht die Auswirkungen von verschiedenen Windausbau-Szenarien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Kärnten, insbesondere im Hinblick auf die Windkraft. Ziel ist es, zu verstehen, wie unterschiedliche Restriktionen im Windkraftausbau die Gesamtkosten des Stromsystems, Versorgungssicherheit und die Nutzung anderer Technologien (wie Photovoltaik (PV), Batteriespeicher und Pumpspeicher) beeinflussen.

Dazu wurde ein Optimierungsmodell verwendet, das Investitionsentscheidungen für verschiedene Technologien (Windkraft, PV, Batteriespeicher) trifft, um das dekarbonisierte Kärntner Elektrizitätssystem im Jahr 2040 darzustellen. Wetter- und Verbrauchsprofile sowie die Kosten und Potenziale für die verschiedenen Technologien wurden auf Basis der aktuellen Literatur und Stand der Forschung ermittelt. Für die Analyse wurden drei Windausbau-Szenarien erstellt:

- (i) ein technologieoffenes Szenario,
- (ii) ein Szenario mit eingeschränkten Ausbauzonen und
- (iii) ein Szenario ohne Windkraftzubau in Kärnten.

Die Analyse zeigt, dass eine vollständige Einschränkung des Windkraftausbaus zu erheblichen Mehrkosten von bis zu 60% im Stromsystem führt, da der Windanteil in der Stromerzeugung durch eine Überkapazität an PV-Anlagen und zusätzliche Batteriespeicher ersetzt werden muss. Dies führt zu einer erhöhten Abregelung von PV-Anlagen und einer stärkeren Beanspruchung von Speichern, was die Systemkosten deutlich steigert. Im Vergleich dazu hat eine eingeschränkte geografische Zonierung von Windkraftanlagen deutlich weniger drastische Auswirkungen auf die Kosten. Dieses Resultat ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass aufgrund der unterschiedlichen Erzeugungsprofile von Wind und PV die Windkraft nicht einfach durch mehr PV ersetzt werden kann.

Zusammenfassend wäre ein vollständiger Verzicht auf Windkraft in Kärnten volkswirtschaftlich nachteilig. Ein moderater Ausbau der Windkraft (600 - 900 MW, entspricht etwa 120 - 180 Windturbinen) ist aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoller und würde zu geringeren Gesamtkosten im Stromsystem führen. Die Umsetzung von Windkraftprojekten sollte jedoch individuell geprüft werden sowie mit der betroffenen Bevölkerung abgestimmt und auf etwaige Bedenken Rücksicht genommen werden. Ein pauschales Verbot von Windkraft wird als nicht förderlich angesehen.

1. Ausgangslage

Derzeit sind in Kärnten 14 Windkraftanlagen mit einer insgesamt installierten Leistung von etwa 27 MW [6] in Betrieb. Um die Klimaneutralität zu erreichen und die Energieunabhängigkeit zu steigern, ist der Ausbau erneuerbarer Energieträger wie Wasser, Wind und Photovoltaik (PV) sowie die Nutzung von Batteriespeichersystemen (Battery Energy Storage Systems, kurz BESS) erforderlich.

Im Rahmen der Ausbauziele des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) ist vorgesehen, dass ausgehend von 2020 bis 2030 in Österreich jährlich 1 TWh an Windkraft hinzugebaut wird, um eine zusätzliche (bezogen auf bereits bestehende Erzeugung in 2020) jährliche Produktion von 10 TWh an Windenergie zu erzielen [3]. Um dieses Ziel zu erreichen, sind Beiträge aus allen Bundesländern erforderlich. Eine mögliche Verteilung des Ausbaus nach den Potenzialen der erneuerbaren Energien wurde unter anderem im Österreichischen Nationalen Energieplan (ÖNIP) [12] vorgenommen. Dieser sieht für Kärnten im Jahr 2040 eine jährliche Produktion von 1,6 TWh Windstrom sowie 3,6 TWh aus Photovoltaik vor, unterstützt durch Batteriespeicher mit einer Engpassleistung von 320 MW und einer Energy-to-Power-Ratio von 2 h.

Wie von der Landesregierung Kärnten (LR) kommuniziert, wird am 12. Jänner 2025 im Rahmen einer (rechtlich nicht bindenden) Volksbefragung über folgende Frage abgestimmt:

“Soll zum Schutz der Kärntner Natur (einschließlich des Landschaftsbildes) die Errichtung weiterer Windkraftanlagen auf Bergen und Almen in Kärnten landesgesetzlich verboten werden?”

Sollte diese Volksbefragung angenommen werden, ist davon auszugehen, dass auch seitens der Politik der weitere Ausbau der Windkraft in Kärnten nicht vorangetrieben oder, womöglich, verhindert wird. Die potenziellen Auswirkungen einer solchen drastischen Einschränkung auf das Energiesystem Kärntens werden im Rahmen dieser Analyse des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz untersucht.

2. Methodik im Rahmen dieser Analyse

Optimierungsmodelle haben sich in vielen Bereichen, wie etwa der Flugverkehrsplanung, dem Kraftwerkseinsatz oder der Produktionsplanung, als bewährte Methode zur Analyse und Bewertung komplexer Systeme etabliert. Sie tragen wesentlich zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit und Effizienz von Ressourcennutzung bei. Im Kontext der Ausbauplanung von Energiesystemen können insbesondere (kosten-)optimale Erweiterungen untersucht werden.

Ein solches Optimierungsmodell, das sich auf die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende durch den Einsatz erneuerbarer Energien konzentriert, ist das am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz entwickelte „Low-carbon Expansion and Generation Optimization“-Modell (kurz LEGO) [5].

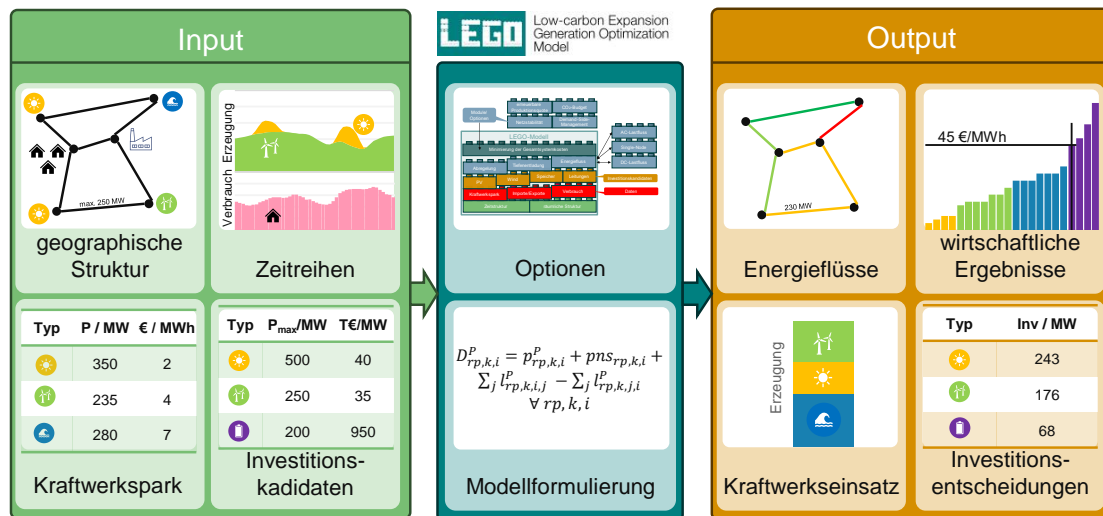


Abbildung 1: Schematischer Ablauf der Systemmodellierung mit Optimierungsmodellen.

Abbildung 1 zeigt, wie Optimierungsmodelle reale Szenarien in einem mathematischen Modell abbilden. Dabei wird zwischen Parametern (d.h. vorab festgelegte Daten) und Variablen (d.h. im Rahmen des Modells festzulegende Größen) unterschieden. In Energiesystemen sind Beispiele für Parameter stündliche Verbrauchsprofile, Kosten, technische Kraftwerksdaten oder Sonneneinstrahlung. Die Entscheidungen, wie etwa der Kraftwerkseinsatz, Energieflüsse durch Leitungen, die Abregelung von erneuerbaren Energien oder die Investition in neue Erzeugungsanlagen, sind Variablen die vom Modell selbst im Rahmen der Optimierung festgelegt werden.

Alle im System entstehenden Kosten werden in der sogenannten Zielfunktion (auch Kostenfunktion genannt) summiert. Ziel der Optimierung ist es, diese Zielfunktion zu minimieren, um die volkswirtschaftlich kostengünstigsten Investitionsentscheidungen zu ermitteln, die für einen sicheren Betrieb des Energiesystems erforderlich sind. Für die Generierung sinnvoller Ergebnisse müssen zusätzlich alle technischen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. In Energiesystemmodellen umfasst dies beispielsweise die Einhaltung der Energieerhaltung an jedem Knotenpunkt, die maximalen Energieflüsse und technische Einschränkungen bei der Kraftwerksführung. Diese Rahmenbedingungen werden durch sogenannte Randbedingungen, also mathematische Gleichungen oder Ungleichungen, dargestellt, die die realen Einschränkungen des Systems widerspiegeln.

Für die Szenarien dieser Analyse wurde das Elektrizitätssystem von Kärnten unter Berücksichtigung der angrenzenden Systeme modelliert. Dazu wurde ein Knoten-Kanten-Modell entwickelt, das die Energietransporte zwischen den Knoten beschränkt (NTC-Modell). Jedem Knoten sind Verbrauchsdaten und Kraftwerkskapazitäten zugeordnet. Auf der Zeitebene wird eine durchgängige chronologische Darstellung in 8760 Stunden gewählt. Die Einbettung in das Höchstspannungs-Übertragungsnetz erfolgt durch Zeitreihen, die die österreichweite Systemintegration abbilden.

Weiters werden folgende Einschränkungen vorgegeben:

- Erneuerbare Kraftwerke können bis zu einem festgelegten Level (siehe Abschnitt 3.1) abgeregelt werden, d.h. ihre Erzeugung kann vom Modell in einzelnen Stunden beschränkt werden, wenn dies aus systemtechnischen Gründen erforderlich ist.
- Pumpspeicherkraftwerke sowie Batteriespeichersysteme (Batteriespeicher) können im Rahmen der technischen Rahmenbedingungen betrieben werden, wobei Verluste und Kosten entsprechend berücksichtigt werden.
- Für den Ausbau der erneuerbaren Energien werden Investitionskandidaten vorgegeben, in diesem Fall Windkraft, Photovoltaik (PV) und Batteriespeicher. Für jede Technologie werden die Kosten sowie die Ausbaupotenziale pro Knotenpunkt hinterlegt. Das Modell entscheidet dann, an welchem Knotenpunkt und zu welchem Zeitpunkt der Zubau erfolgen soll, um die Energie zu jedem Zeitschritt möglichst kostengünstig bereitzustellen.
- Die verschiedenen Szenarien wurden durch Anpassungen der Eingangsparameter erstellt. Dabei wurde ausschließlich das erlaubte Potenzial für den Ausbau der Windkraft variiert. Eine detaillierte Erklärung zu allen Windausbau-Szenarien befindet sich im folgenden Abschnitt 3.2.

3. Verwendete Daten, Annahmen und Szenarien

In Abschnitt 3.1 werden die Annahmen für die Modellerstellung sowie die Annahmen für alle variablen Parameter wie Kosten und Elektrifizierungsgrade in der Zukunft dargestellt. Weiters definiert Abschnitt 3.2 die zu untersuchenden Windausbau-Szenarien im Rahmen dieser Analyse. Alle verwendeten Datenquellen sind dem Anhang A zu entnehmen.

3.1. Annahmen

Jede Analyse zukünftiger Entwicklungen ist abhängig von den getroffenen Annahmen. Im Folgenden werden diese transparent dargestellt und begründet.

Die untersuchten Szenarien beziehen sich auf das Jahr 2040, in einem bis dahin vollständig dekarbonisierten Energiesystem. Als Ausgangsbasis dient der aktuelle Zustand des Energiesystems (Brown-Field-Ansatz), wobei bereits geplante Änderungen (wie etwa die Verstärkung von Übertragungskapazitäten) berücksichtigt werden. Für das umgebende System wird eine Entwicklung gemäß der festgelegten Pfade (EAG, ÖNIP, etc.) angenommen.

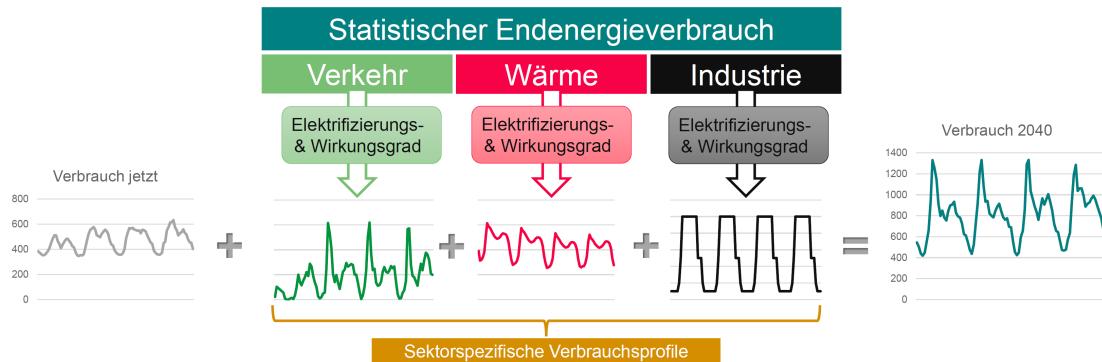


Abbildung 2: Schematische Darstellung zur Ermittlung der zukünftigen Verbrauchszeitreihen für elektrische Energie.

3.1.1. Endenergieverbrauch

Die Grundlage bildet der aktuelle elektrische Energieverbrauch in Kärnten von etwa 5 TWh pro Jahr. Zu diesem Verbrauch werden erwartete zukünftige Verbrauchswerte nach Sektoren mit jeweils eigenen spezifischen Verbrauchsprofilen addiert. Diese zusätzlichen Verbräuche werden basierend auf dem aktuellen Energieverbrauch unter der Annahme einer weitgehenden Elektrifizierung und unter Berücksichtigung von Wirkungsgraden auf die zukünftigen Strombedarfe umgerechnet. Der Prozess ist in Abbildung 2 illustriert.

Verkehr: Die Statistik Austria [20] gibt den energetischen Endverbrauch im Verkehrssektor für das Jahr 2022 in Kärnten mit 4,6 TWh Diesel und 1,2 TWh Benzin an. Zusätzlich wurden 0,2 TWh Diesel in der Landwirtschaft verbraucht. Unter Berücksichtigung der folgenden angenommenen Wirkungsgrade – Dieselmotor 40%, Ottomotor 35%, Dieselmotor in der Landwirtschaft 42%, Elektroantrieb 85% – ergibt sich ein elektrischer Bedarf von insgesamt 2,7 TWh. Unter der Annahme einer weitgehenden Elektrifizierung wird ein zukünftiger Strombedarf im Verkehrssektor von 2,3 TWh prognostiziert. Dieser zusätzliche Bedarf wird durch eine aggregierte Lastkurve [15] dargestellt, die das Laden einer großen Anzahl von Elektrofahrzeugen repräsentiert. Die aggregierte Lastkurve setzt sich gleichmäßig aus den Ladeprofilen für Heimpladestationen, öffentliche Ladestationen und Ladestationen am Arbeitsort zusammen.

Industrie: Gemäß der Studie *Nachhaltiger Energiemix für die Kärntner Industrie* [16] wurde für das Jahr 2040 ein zusätzlicher Strombedarf der Industrie von 1,3 TWh angenommen. Diese Schätzung stimmt auch mit der Hochrechnung auf Basis aktueller Verbrauchsdaten überein. Zeitlich wird für den Strombedarf der Industrie ein Produktionsprofil mit einem Schwerpunkt an Werktagen zwischen 7 und 17 Uhr verwendet.

Raumwärme: Derzeit werden in Kärnten etwa 60% des Raumwärmebedarfs privater Haushalte aus nicht-fossilen Energiequellen gedeckt. Neben etwa 0,6 TWh elektrischer Energie und Fernwärme

trägt insbesondere Biomasse (1,3 TWh Scheitholz, 0,5 TWh biogene Brennstoffe) zur Wärmeerzeugung bei. Im fossilen Bereich dominieren Heizöl mit 1,1 TWh und Gas (Erdgas und Flüssiggas) mit 0,3 TWh. Unter der Annahme, dass 65% der Heizungsanlagen auf Luftwärmepumpen mit einer durchschnittlichen Leistungszahl von 3 umgestellt werden, ergibt sich ein zusätzlicher Strombedarf von 0,3 TWh. Der Raumwärmebedarf wird auf ein Heizlastprofil [8] umgerechnet, das von der Außentemperatur sowie standortspezifischen Parametern (Heizgradtage) abhängig ist.

Wasserstoffbedarf: Durch die Umstellung von Prozessen wird für die Industrie in Kärnten bis 2040 ein Wasserstoffbedarf von 600 GWh bis 1 200 GWh geschätzt [16]. Unter der Annahme eines Wirkungsgrads bei der Herstellung von 70% und einer Importquote von 40% ergibt sich ein Bedarf von 520 GWh bis 1 030 GWh. Im Folgenden wird der Mittelwert dieses Bereichs verwendet.

3.1.2. Kosten

Die Kosten wurden aus dem *Renewable Power Generation Costs in 2023 report* [7] übernommen, wobei, wenn möglich, Daten für Österreich oder Mitteleuropa herangezogen wurden. Investitionskosten wurden jeweils auf ein Jahr pro installierte Leistung, die Betriebskosten auf produzierte Energieeinheit umgelegt. Alle Kosten, wie sie im Modell verwendet werden, sind in Tabelle 1 dargestellt. Für Batteriespeicher wurde ein Energy-to-Power-ratio von 2 h angenommen.

Tabelle 1: Verwendete Kosten für verschiedene Technologien

Technologie	Investitionskosten €/MW/yr	Betriebskosten €/MWh
Windkraft	61 000	19
PV	32 000	7
Batteriespeicher	72 000	80
Wasserkraft	–	21
Biomasse	–	19

Zusätzlich wurde ein Wirkungsgrad (pro vollständigem Zyklus von Laden und Entladen) von 79% für Pumpspeicher und 95% für Batteriespeicher angenommen.

3.1.3. Erneuerbareausbaupotenziale und Kapazitätsfaktoren

Erneuerbare Potenziale wurden bereits in mehreren anderen Studien ermittelt; dabei ist zu unterscheiden, ob diese Studien eine reine technische Beurteilung des Ausbaupotenzials oder bereits rechtliche und sonstige Limitationen berücksichtigt. Für die Potenziale wurden Daten des Umweltbundesamtes [11] verwendet.

Für die Windausbaupotenziale werden in den folgenden Windausbau-Szenarien verschiedene Potenziale verglichen: Rein technisch möglich ist ein Ausbaupotenzial von 14 GW installierter Leistung. Eine Einschränkung auf die kürzlich vorgeschlagene Zonierung [13] durch das Land für Windkraft reduziert dieses Potenzial auf etwa 1 GW. Für Batteriespeicher und PV hingegen werden gleichmäßige Ausbaupotenziale an allen Knoten vorgegeben, da hier keine (weniger einschränkende) geografischen Limitationen vorliegen. Die konkrete Positionierung stellt vielmehr eine Frage der rechtlichen Rahmenbedingungen sowie einer detaillierten Systemanalyse dar.

Hinsichtlich der Erzeugungsprofile wurde je Technologie eine Zeitreihe mit Kapazitätsfaktoren für den jeweiligen Standort von Renewables.ninja [19] übernommen. Für die Technologien wurden folgende maximale Abregelungsgrade pro Stunde festgelegt: PV 50%, Wind 90%, Biomasse 5% und Wasserkraft 0%.

3.1.4. Zukünftige Übertragungskapazitäten

Die im Rahmen des Netzinfrastrukturplans (Stand 30.9.2024) [12] veröffentlichten Ausbauprojekte zur Steigerung der Übertragungskapazitäten wurden bereits in den Daten berücksichtigt.

3.2. Untersuchte Windausbau-Szenarien

Um die Auswirkungen der möglichen Einschränkung des Zubaus von Windkraft zu untersuchen, wurden drei Windausbau-Szenarien auf Basis der Annahmen in Abschnitt 3.1 erstellt. Diese sind im Jahr 2040 angesiedelt und sollen das vollständig dekarbonisierte Energiesystem Kärntens bestmöglich darstellen. Das Optimierungsmodell selbst bildet dabei den Elektrizitätssektor mit den abgeleiteten Stromverbrauchszeitreihen als fixer Input ab. Auf Basis der jetzigen Infrastruktur trifft das Optimierungsmodell Investitionsentscheidungen für den Zubau von neuen Erzeugungsanlagen, um die Gesamtsystemkosten zu minimieren. Die drei Windausbau-Szenarien unterscheiden sich lediglich in den vorgegebenen Windkraftpotenzialen, das heißt, wie viele Windturbinen das Modell an welchen Standorten in Kärnten zubauen kann. Diese wurden wie folgt definiert:

- (i) **Technologieoffen:** Hier kann Windkraft an allen Standorten bis zum technisch möglichen Potenzial zugebaut werden.
- (ii) **Eingeschränkte Ausbazonen für Windkraft:** Der Zubau von Windkraftanlagen ist in diesem Szenario auf kleine Gebiete in Anlehnung an die veröffentlichte Windzonierung [13] begrenzt. In jedem dieser Gebiete ist ein Zubau bis zum lokalen technischen Limit möglich.
- (iii) **Kein Zubau der Windkraft:** In diesem Szenario kann das Modell keine weiteren Windkraftanlagen bauen.

4. Resultate

Für alle drei Windausbau-Szenarien wurde mit dem Modell eine kostenoptimale Ausbauplanung berechnet. Daraus ergeben sich alle getroffenen Investitionsentscheidungen (an welchem Standort kostenoptimal wie viel von welcher Technologie zugebaut werden soll) sowie alle Betriebsentscheidungen, also stündliche Erzeugung, Abregelung von Erneuerbaren oder die vom Modell getroffenen Entscheidungen zur Nutzung der Speicher (Pumpspeicher sowie Batteriespeicher). Zur Auswertung wurden diese Daten analysiert und entsprechend aufbereitet.

4.1. Investitionen in neue Erzeugungsanlagen

In Abbildung 3 sind die vom Modell getroffenen Investitionsentscheidungen je Technologie dargestellt. Diese Entscheidungen werden getroffen, um den gesamten Bedarf unter Berücksichtigung der im Modell hinterlegten Wetter- und Verbrauchsprofile auf möglichst kostengünstige Weise zu decken. In den Windausbau-Szenarien *technologieoffen* und *eingeschränkter Ausbau* wird eine große Menge an PV-Anlagen zugebaut (3,3 GW bzw. 3,9 GW), wobei zusätzlich 0,9 GW bzw. 0,6 GW an Windkraft installiert wird. Dies entspricht etwa 180 bzw. 120 neuen Windrädern, basierend auf einer Leistung von 5 MW pro Windrad. Um Lastspitzen abzudecken bzw. Produktionslücken bei fehlender Energie aus Wasser, Wind und PV zu überbrücken, investiert das Modell in etwa 390 MW (bzw. 360 MW) an Batteriespeichern.

Im Gegensatz zu diesen relativ ähnlichen Ergebnissen erfordert das Szenario *kein Zubau* aufgrund fehlender Windkraftinvestitionen einen massiven zusätzlichen Ausbau von PV-Anlagen (6,2 GW) sowie Batteriespeichern (1,1 GW), um den Bedarf decken zu können.

4.2. Stromerzeugung nach Technologie

Ein Großteil der Stromerzeugung (siehe Abbildung 4) stammt in allen Windausbau-Szenarien aus der Wasserkraft mit etwa 5,5 TWh, wobei sowohl die Erzeugung aus Laufwasserkraft als auch aus (Pump-) Speicherkraftwerken berücksichtigt wird. Deutliche Unterschiede sind jedoch in der Aufteilung der Erzeugung aus Wind und PV zu erkennen. Im Szenario *technologieoffenen* werden 1,6 TWh aus Wind und 3,9 TWh aus PV erzeugt. Im Szenario *kein Zubau* muss hingegen die Energiemenge, die aufgrund von Einschränkungen nicht durch Windkraft erzeugt werden kann, in diesen Stunden durch PV und Batteriespeicher ausgeglichen werden. Wie bereits zuvor gezeigt, ist aufgrund der stark unterschiedlichen Erzeugungsprofile von Wind und PV ein überproportionaler Ausbau von PV-Leistung erforderlich, um den fehlenden Windstrom zu ersetzen. Dies wird auch in der stark gestiegenen Menge an abgeregelter Energie von 2,2 TWh im Szenario *kein Zubau* deutlich. Insgesamt steigt auch die Gesamtproduktion der Energie, da bei fehlendem Wind die Speicher intensiver

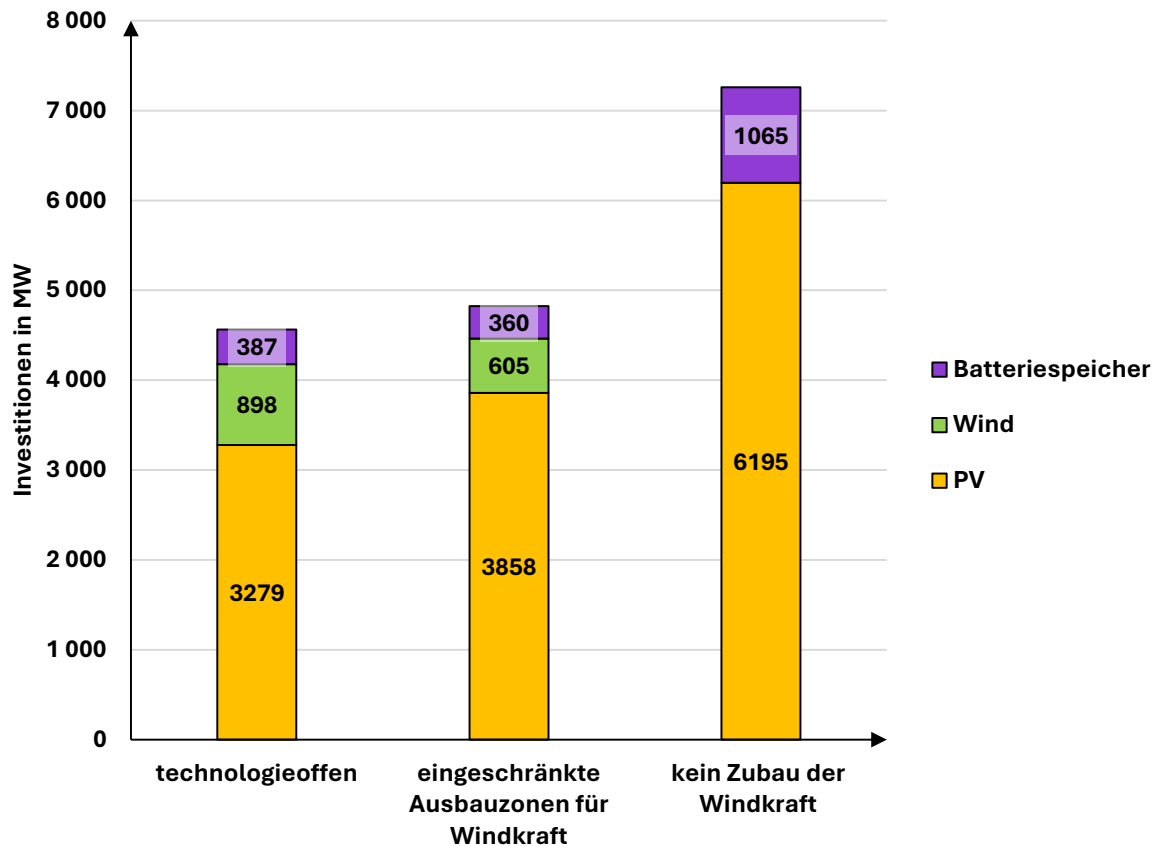


Abbildung 3: Investitionen in den Zubau von Erzeugungskapazitäten nach Technologie aufgeschlüsselt für die drei Windausbau-Szenarien.

genutzt werden müssen, was wiederum zu höheren Verlusten im Gesamtsystem führt.

4.3. Gesamtsystemkosten

Abbildung 5 zeigt die Gesamtsystemkosten im Stromsystem für alle drei Windausbau-Szenarien über ein Jahr hinweg. Dabei werden die annualisierten Investitionskosten für Windkraft, PV und Batteriespeicher aufgeschlüsselt. Die O&M-Kosten beinhalten alle Betriebs-, Wartungs- und laufenden Kosten für den Betrieb der Erzeugungsanlagen sowie den Energietransport. Die Energiekosten repräsentieren fiktive Stromgestehungskosten, also die Gesamtkosten pro erzeugter Energiemenge. Es ist erkennbar, dass die Investitionskosten in allen Windausbau-Szenarien einen großen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen, wie für ein hochgradig erneuerbares Energiesystem zu erwarten ist. Besonders hohe Kosten, im Vergleich zur relativ geringen erzeugten Menge, entstehen durch Investitionen in Batteriespeicher, die in einzelnen Stunden erforderlich sind, um die Stromversorgung aufrechtzuerhalten. Beim Vergleich der Windausbau-Szenarien zeigt sich deutlich, dass im Szenario

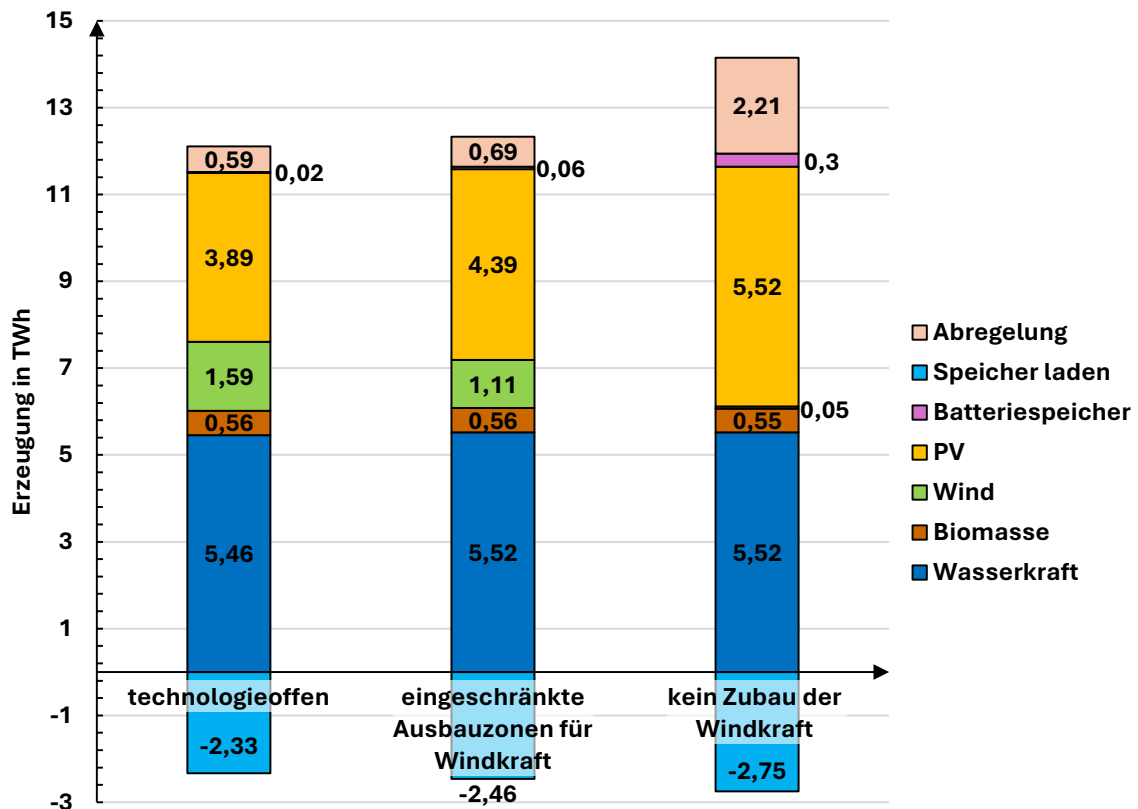


Abbildung 4: Erzeugung nach Technologie für die drei Windausbau-Szenarien.

kein Zubau doppelt so hohe Investitionen in PV und dreifach höhere Investitionen in Batteriespeicher erforderlich sind. Dies führt letztlich zu einer Erhöhung der Gesamtsystemkosten um 60% und somit auch zu höheren Stromgestehungskosten.

4.4. Erzeugung über das Jahr hinweg

In den folgenden Abbildungen wird die Erzeugung sowie der Verbrauch in einer zeitlich detaillierteren Darstellung gezeigt. Alle Abbildungen beziehen sich auf das kostenoptimale Szenario *technologieoffen*.

Abbildung 6 zeigt die Erzeugung, den Verbrauch sowie Exporte und Importe auf monatlicher Basis. Es ist ersichtlich, dass trotz des Zubaus von Erzeugungsanlagen in den Wintermonaten weiterhin Importe notwendig sind. Gleichzeitig wird jedoch in den Sommermonaten (vor allem aufgrund der PV) Strom exportiert. Die stärkere saisonale Schwankung der PV-Erzeugung zwischen Sommer und Winter ist ebenfalls deutlich sichtbar, wobei diese in einigen Wintermonaten durch Windkraft weitgehend ausgeglichen werden kann. Ein ähnliches Bild mit detaillierterer zeitlicher Auflösung

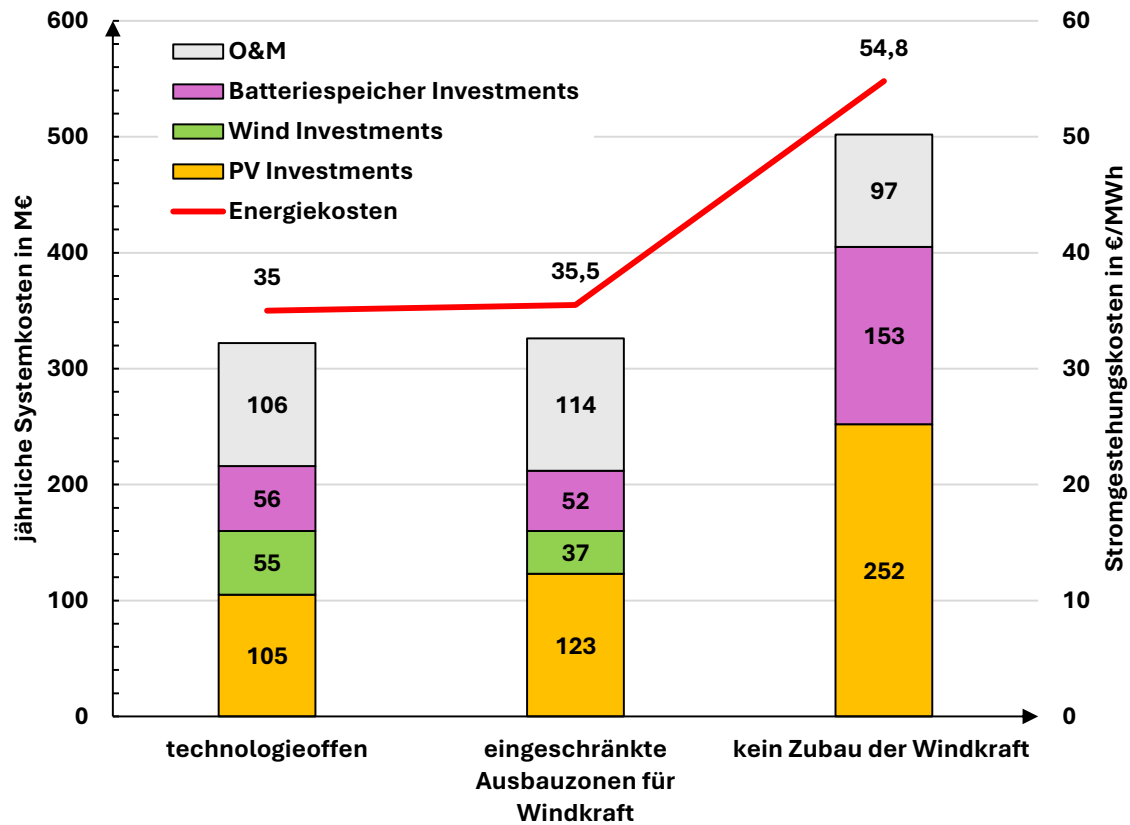


Abbildung 5: Kosten bezogen auf ein Jahr nach Kategorie für alle drei Windausbau-Szenarien.

zeigt Abbildung 7, die die Daten auf wöchentlicher Basis darstellt.

Da im Stromsystem zu jedem Zeitpunkt die Erzeugung mit dem Verbrauch übereinstimmen muss, zeigt Abbildung 8 einen Ausschnitt einer Winterwoche in stündlicher Auflösung. Es ist deutlich erkennbar, dass die PV-Erzeugung nur in wenigen Stunden stattfindet und an einigen Tagen fast vollständig ausfällt. Windkraft leistet hier einen ergänzenden Beitrag zur Erzeugung. Unabhängig davon werden während der Lastspitzen Pumpspeicherkraftwerke (auch als Exporte im Gesamtösterreichischen Kontext dargestellt) eingesetzt, und für einzelne Laststunden kommen auch Batteriespeicher zum Einsatz.

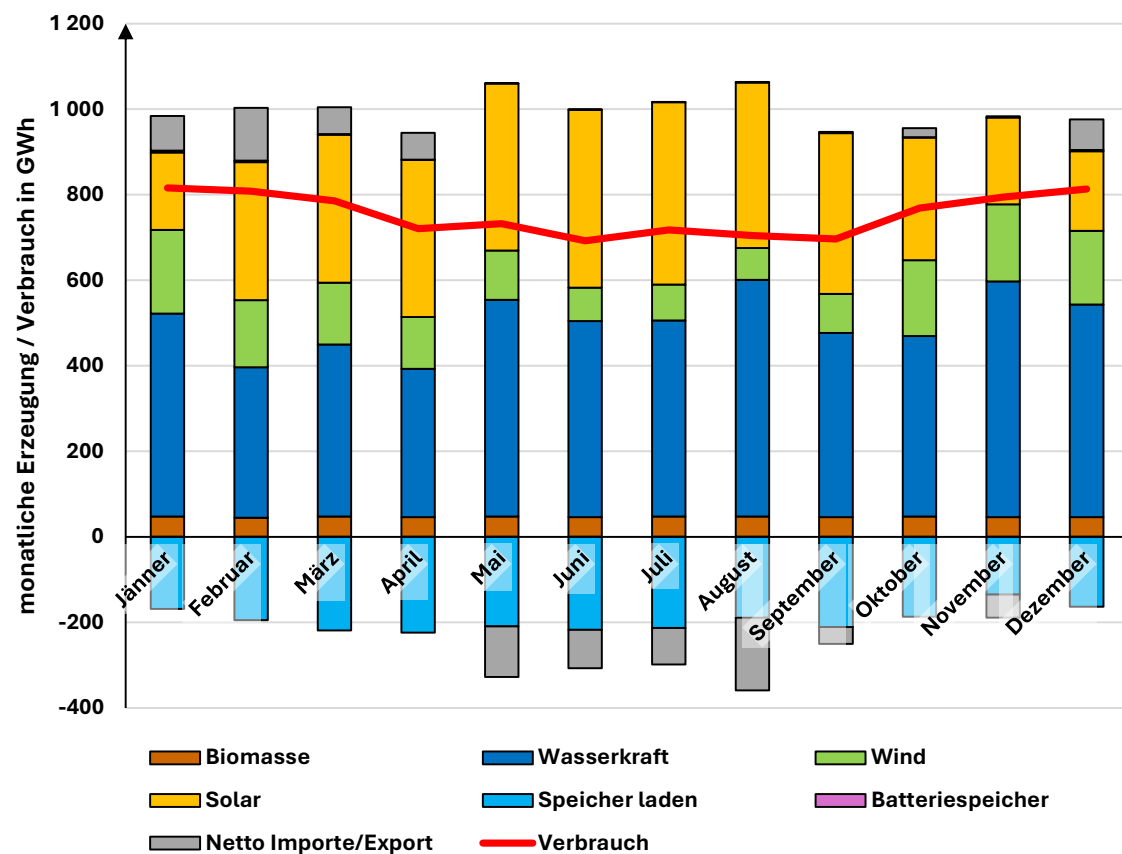


Abbildung 6: Monatliche Zusammensetzung der Energieerzeugung, Verbrauch sowie Nettoimporte/-exporte für das Szenario *technologieoffen*.

Windkraft in Kärnten

S. Malacek, R. Gaugl, S. Wogrin

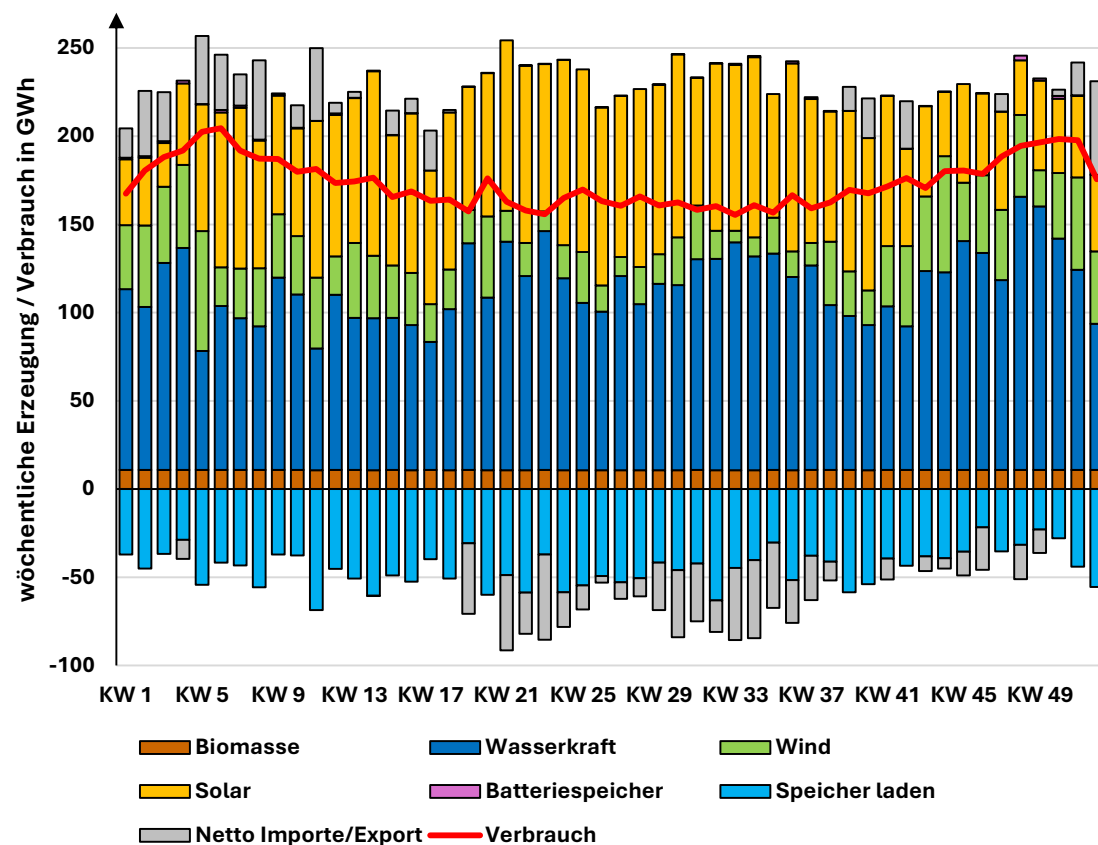


Abbildung 7: Wöchentliche Zusammensetzung der Energieerzeugung, Verbrauch sowie Nettoimporte/-exporte für das Szenario *technologieoffen*.

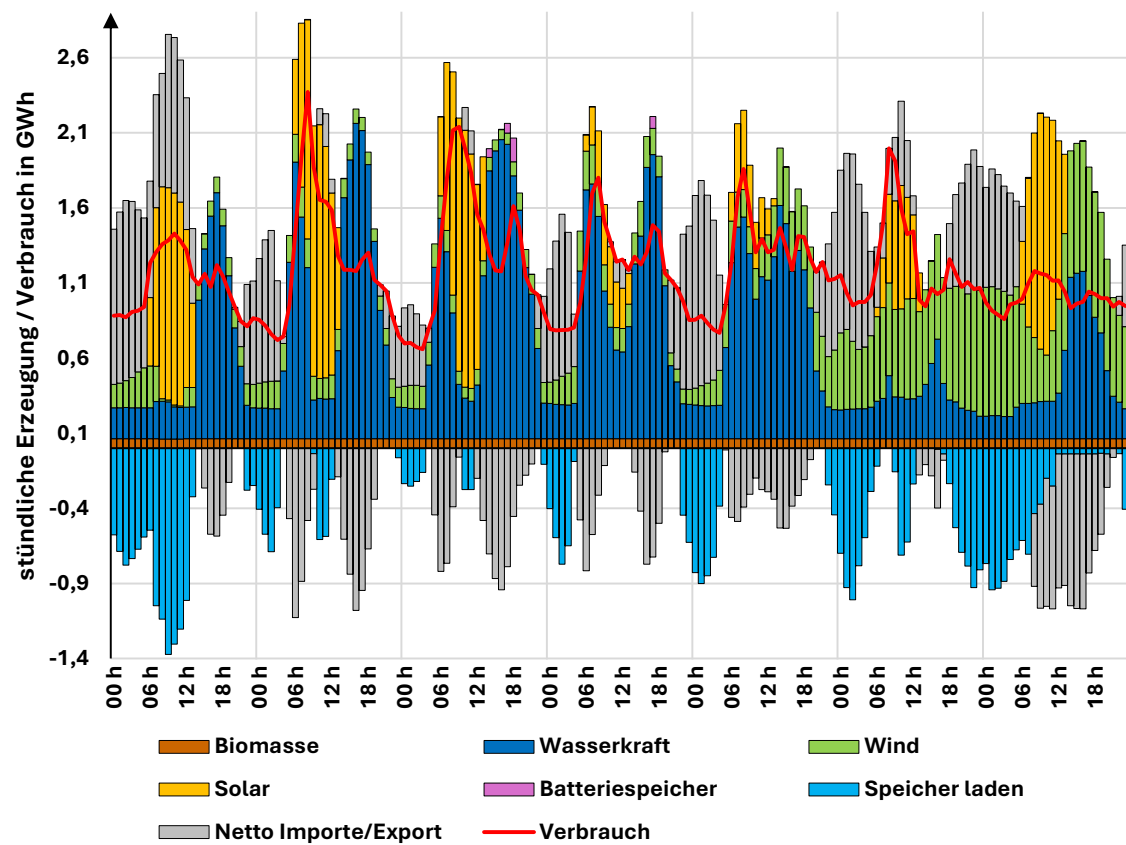


Abbildung 8: Stündliche Zusammensetzung der Energieerzeugung, Verbrauch sowie Nettoimporte/-exporte für das Szenario *technologieoffen*. Dargestellt ist eine Winterwoche (7 Tage).

5. Diskussion

Es ist wichtig zu betonen, dass alle Ergebnisse und die daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen auf den angenommenen Parametern und Daten basieren. Insbesondere zukünftige Kosten für Technologien auf längeren Zeitskalen sind mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Zudem stellt ein Modell stets eine vereinfachte Darstellung der Realität dar. So werden nur verlustfreie Energieflüsse berücksichtigt, und der Einfluss der Modellumgebung (d.h. des österreichischen und europäischen Energiesystems) kann nur statisch basierend auf einer angenommenen zukünftigen Entwicklung berücksichtigt werden. Durch eine sorgfältige und gut begründete Auswahl der Daten und Modellparameter wurde jedoch versucht, eine möglichst realistische Prognose für die Windausbau-Szenarien zu erstellen. Dies zeigt sich auch darin, dass die Ergebnisse des technologieoffenen Szenarios in sehr gutem Einklang mit anderen Studien (z. B. ÖNIP) stehen, was eine weitgehende Plausibilität der Daten und Resultate unterstützt.

Bezüglich der Kosten ist deutlich erkennbar, dass eine vollständige Einschränkung der Windkraft zu erheblichen Mehrkosten (im Elektrizitätssystem) von bis zu 60% führen würde. Eine moderatere Einschränkung (Szenario *eingeschränkter Ausbau*), die hauptsächlich die geografische Positionierung von Windkraftanlagen einschränkt, aber die installierte Leistung (d.h. die Anzahl der Windräder) nicht direkt limitiert, hat wesentlich geringere Auswirkungen auf die Kosten. Ein wesentlicher Punkt ist, dass aufgrund der unterschiedlichen Erzeugungsprofile Windkraft nicht direkt durch eine Erhöhung der PV-Anlagen ersetzt werden kann. Soll Windenergie durch PV ersetzt werden, müsste eine erhebliche Überkapazität installiert werden, die zu Abregelungen¹ im Sommer führen würde. Zudem wären zusätzliche Investitionen in Batteriespeicher notwendig, um die Versorgung zu bestimmten Stunden im Jahr aufrechtzuerhalten.

Die angegebenen Kosten beziehen sich nur auf das Kärntner Elektrizitätssystem und nur auf die volkswirtschaftlichen Kosten aus einer systemischen Perspektive. Der tatsächliche Strompreis wird jedoch anhand der geltenden Marktmechanismen in der jeweiligen Handelszone festgelegt. Dennoch ist davon auszugehen, dass die hier berechneten Systemkosten sich auf die tatsächliche marktbasierten Strompreise niederschlagen werden.

Ein erhöhter Import von fehlenden Energiemengen im Szenario *kein Zubau* würde einerseits anderswo den Zubau von fehlenden Windkapazitäten erfordern. Zusätzlich müssten ausreichend Übertragungskapazitäten für diese Importe vorhanden sein. In beiden Fällen ist davon auszugehen, dass die Kosten höher liegen würden, als wenn der Windkraftausbau direkt in Kärnten an dafür geeigneten Standorten stattfindet.

Abschließend lässt sich festhalten, dass eine vollständige Einschränkung des Windkraftzubaus in Kärnten aus volkswirtschaftlicher Perspektive tendenziell nachteilige Effekte auf die Versorgungssicherheit, die Energiepreise und damit auf den Standort und die Bevölkerung haben könnte. Vielmehr

¹ Es wird davon ausgegangen, dass in Zukunft PV-Anlagen, die nach einem bestimmten Datum installiert wurden oder eine bestimmte installierte Leistung überschreiten, in den Sommermonaten abgeregelt werden können.

wäre ein Ausbau der Windkraft um etwa 600 MW bis 900 MW (120 bis 180 Windräder à 5 MW) zu empfehlen, was auch mit den EAG-Ausbauzielen auf Landesebene heruntergebrochen im Einklang steht. Für die konkrete Umsetzung der Windkraftprojekte sowie die genaue Festlegung der Standorte in Kärnten ist es wichtig, die betroffene Bevölkerung einzubeziehen und auf fachlich begründete Bedenken Rücksicht zu nehmen. Ein pauschales und generelles Verbot von Windkraft – einer der kostengünstigsten Energieformen – ist jedoch in keiner Weise zielführend.

A. Datenquellen

Folgende Datenquellen wurden für die Modellerstellung verwendet:

1. Open Infrastructure Map: Netztopologie und Basis für das Knoten-Kanten-Modell sowie Standorte von Erzeugungsanlagen [18].
2. Kraftwerkskarte von Österreich Energie: Verortung der Standorte von Kraftwerken [14].
3. Stündliche Speicherstände der (Pump-)Speicher, aggregiert für Österreich [9].
4. Installierte Leistung und Jahresproduktion nach Erzeugungsart für Kärnten [1, 6], sowie Jahresendverbrauch in Kärnten [20].
5. Verbund: Leistungs- und Erzeugungsdaten für Wasserkraftwerke in Kärnten [1].
6. Speichervolumen für Speicherseen in Kärnten [1].
7. INSPIRE-Datensatz: Wasserkraftwerke in Kärnten; Verortung und Nennleistung aller Wasserkraftwerke in Kärnten (einschließlich Kleinwasserkraftwerke) [21].
8. Österreichischer Biomasse-Verband: Grobe Verortung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie installierte Leistung [2].
9. Renewables.ninja: Stündliche Profile für PV-Erzeugungsfaktoren für unterschiedliche Standorte und Modulausrichtungen [19].
10. Projekt 567: Methoden und Zukunftsszenarien für die strategische Netzentwicklung in den Verteilernetzebenen 5, 6 und 7: Räumliche und zeitliche Verteilung von Lasten [4].
11. Statistische Erzeugungs- und Verbrauchsdaten für 2022 und 2023 [10].
12. Statistik Austria: Energiebilanzen und Nutzenergieanalyse [20].
13. Netzentwicklungsplan 2024: Geplante Änderungen der Energieübertragungsinfrastruktur [17].
14. Nachhaltiger Energiemix für die Kärntner Industrie: Zukünftige Strom und Wasserstoffbedarfe im Industriesektor [16].

Abbildungsverzeichnis

1. Schematischer Ablauf der Systemmodellierung mit Optimierungsmodellen.	5
2. Schematische Darstellung zur Ermittlung der zukünftigen Verbrauchszeitreihen für elektrische Energie.	7
3. Investitionen in den Zubau von Erzeugungskapazitäten nach Technologie aufgeschlüsselt für die drei Windausbau-Szenarien.	11
4. Erzeugung nach Technologie für die drei Windausbau-Szenarien.	12
5. Kosten bezogen auf ein Jahr nach Kategorie für alle drei Windausbau-Szenarien. .	13
6. Monatliche Zusammensetzung der Energieerzeugung, Verbrauch sowie Nettoimporte/-exporte für das Szenario <i>technologieoffen</i>	14

7.	Wöchentliche Zusammensetzung der Energieerzeugung, Verbrauch sowie Nettoimporte/-exporte für das Szenario <i>technologieoffen</i>	15
8.	Stündliche Zusammensetzung der Energieerzeugung, Verbrauch sowie Nettoimporte/-exporte für das Szenario <i>technologieoffen</i> . Dargestellt ist eine Winterwoche (7 Tage).	16

Tabellenverzeichnis

1.	Verwendete Kosten für verschiedene Technologien	8
----	---	---

Literatur

- [1] *Die Wasserkraftwerke in Kärnten*. 2013. URL: <https://www.verbund.com/-/media/verbund/ueber-verbund/unsere-kraftwerke/detailseiten-kraftwerke/die-wasserkraftwerke-in-krnten.pdf>.
- [2] *Bioenergie Atlas Österreich 2019*. 2019. URL: <https://www.biomasseverband.at/wp-content/uploads/Bioenergie-Atlas-Oesterreich-2019.pdf>.
- [3] *Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz - Zusammenfassung*. März 2021. URL: https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/2021/20210317_eag.html.
- [4] *Projekt 567: Methoden und Zukunftsszenarien für die strategische Netzentwicklung in den Verteilernetzebenen 5, 6 und 7*. 2021. URL: <https://projekte.ffg.at/projekt/4148327/pdf>.
- [5] S. Wogrin u. a. „LEGO: The open-source Low-carbon Expansion Generation Optimization model“. In: *SoftwareX* 19 (2022), S. 101141.
- [6] *EAG-MONITORINGBERICHT 2023*. 2023. URL: <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-EAG-Monitoringbericht-2023.pdf/2104d8ca-4a61-d1da-3fde-d90ff7628b35?t=1696968629725>.
- [7] *Renewable Power Generation Costs in 2023*. Techn. Ber. Abu Dhabi, 2023. URL: <https://www.irena.org/>.
- [8] O. Ruhnau und J. Muessel. *Wehn2Heat*. 2023. URL: <https://doi.org/10.25832/when2heat/2023-07-27>.
- [9] *E-Control Website / Elektrizitätsstatistik*. Sep. 2024. URL: <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/data>.
- [10] *Energie in Österreich 2024*. 2024. URL: https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:cf217356-e1a4-4fbc-9834-828bafccbae2/BMK_Energie_in_Oe_2024.pdf.
- [11] *Erzeugung von erneuerbarem Strom und Biomethan: Szenarien für 2030 und 2040*. 2024. URL: <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0874.pdf>.
- [12] *Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan*. 2024. URL: <https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:d4d6888b-8e57-4ec6-87c3-0ffec220d83f/Integrierter-oesterreichischer-Netzinfrastukturplan.pdf>.
- [13] Land Kärnten. *Kärnten soll strenge Zonierung für Windkraft bekommen*. 2024. URL: <https://www.ktn.gv.at/Service/News?nid=37849>.
- [14] *Kraftwerkskarte von Österreich*. 2024. URL: <https://oesterreichsenergie.at/kraftwerkskarte>.
- [15] *Low-Voltage Load Profile Generator*. 2024. URL: <https://platform.elaad.io/analyse/low-voltage-charging-profiles/>.

- [16] *Nachhaltiger Energiemix für die Kärntner Industrie*. 2024. URL: <https://kaernten.iv.at/IV-News/IV-News-Kaernten/2024/2024-Energiemix-Broschu-re-210x210mm-IV-END.pdf>.
- [17] *Netzentwicklungsplan 2024, Version 1.1*. 2024. URL: https://www.ebutilities.at/api/files/oeedbapp/VNEP/Netzentwicklungsplan_KNG_2024_V1.1.pdf.
- [18] *Open Infrastructure Map*. 2024. URL: <https://openinframap.org/>.
- [19] S. Pfenninger und I. Staffell. *Renewables.ninja*. 2024. URL: <https://renewables.ninja/>.
- [20] *Statistik Austria / Energie*. 2024. URL: <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie>.
- [21] *Wasserkraftwerke in Kärnten (INSPIRE)*. Sep. 2024. URL: https://www.data.gv.at/katalog/dataset/land-ktn_wasserkraftwerke-karnten#resources.