

SIMULATION UND ANALYSE DES ÖSTERREICHISCHEN STROMSYSTEMS 2030 UND 2040: ERZEUGUNG, VERBRAUCH UND SPEICHERUNG

Bernhard THALER¹, Stefan POSCH¹, Gerhard PIRKER¹, Andreas WIMMER^{1,2}

¹Large Engines Competence Center Graz, Inffeldgasse 19, 8010 Graz, www.lec.at,
office@lec.tugraz.at

²Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik, TU Graz, Inffeldgasse 19,
8010 Graz, www.ivt.tugraz.at, institut@ivt.tugraz.at

Kurzfassung: Die Energiewende bedingt eine starke Steigerung des nationalen Stromverbrauchs in den nächsten Jahrzehnten. Zunehmende Elektrifizierung vormals fossil dominierter Sektoren erfordern den Ausbau von erneuerbaren Energiequellen sowie Speicherkapazitäten. In dieser Publikation werden die Struktur und die Dimension des zukünftigen österreichischen Energiesystems abgeschätzt. Stündlich aufgelöste Lastprofile des Inlandsstromverbrauchs für die Jahre 2030 und 2040 werden berechnet und dafür notwendige Erzeugungsmengen an erneuerbaren Energien abgeschätzt. Ein Szenario 2030 untersucht die Auswirkungen des Erneuerbaren Ausbau Gesetzes, und ein optimiertes Energiewende-Szenario 2040 zeigt ein mögliches Design eines vollständig klimaneutralen Energiesystems, basierend auf einem hohen Grad an Elektrifizierung. Für 2040 wird eine benötigte Menge von 30 TWh PV und 45 TWh Windenergie berechnet, bei vollständigem Verzicht auf fossile Energieträger. Ein gleichzeitiger Aufbau kurz- und langfristiger, flexibler Speicher garantiert zu jeder Stunde die Erfüllung des Strombedarfs. Die Szenarien zeigen die Herausforderungen für eine ambitionierte Energiewende in Österreich in den nächsten 20 Jahren.

Keywords: Österreichisches Energiesystem, Energiewende, Sektorkopplung, Energiesystem-Integration, Erneuerbare Energien

1 Einleitung

Das österreichische Energiesystem befindet sich am Beginn einer umfassenden Transformation. Zur Einhaltung der Klimaziele von Paris müssen innerhalb der nächsten Jahrzehnte alle Sektoren den Verbrauch fossiler Energieträger beenden. Österreich soll im Jahr 2040 Klimaneutralität erreichen, und damit komplett aus der Nutzung von Kohle, Öl und Erdgas aussteigen.

Voraussetzung für Klimaneutralität ist ein vollständig auf regenerativen Energieträgern beruhendes Energiesystem. Mit den festgelegten Ausbaumengen im 2021 präsentierten Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) [1] hat die Bundesregierung das Ziel abgesteckt im Stromsektor gemessen am Verbrauch bilanziell 100% erneuerbare Energien zu erreichen. Aufgrund der zunehmenden Sektorkopplung und der damit verbundenen Elektrifizierung großer Bereiche aus Industrie, Verkehr und Wärmeversorgung, wird der Stromverbrauch in den nächsten Jahrzehnten stark zunehmen. Ein massiver Ausbau der dafür notwendigen Erzeugungskapazitäten aus primär Wind- und Sonnenenergie muss mit einer gleichzeitigen

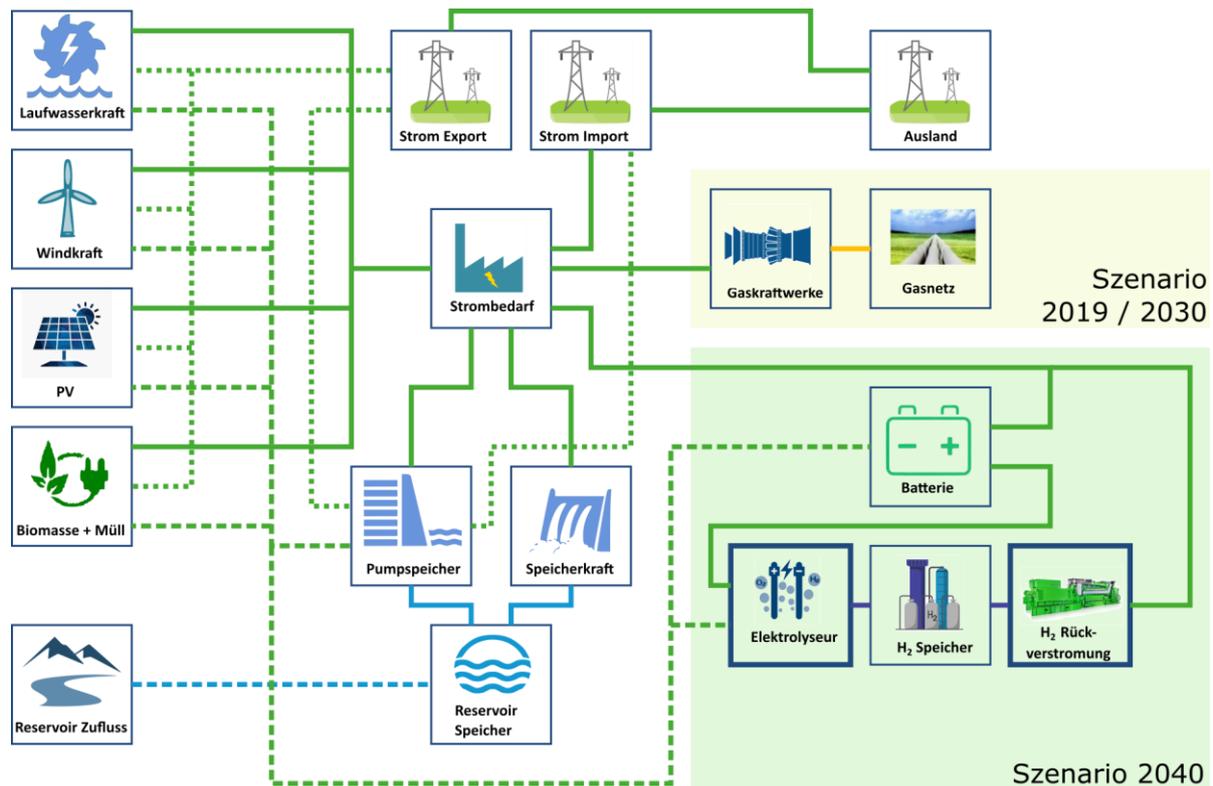


Abbildung 1: Schematische Darstellung des betrachteten Energiesystems. Verschiedene Erzeuger und Energiewandler erfüllen den österreichischen Strombedarf.

Ausweitung von Speichern und Back-Up Modulen (z.B. dezentrale, schnell abrufbare Rückverstromungseinheiten) einhergehen, um zu jedem Zeitpunkt Versorgungssicherheit garantieren zu können.

Am Large Engines Competence Center (LEC) werden Simulations- und Optimierungstools für unterschiedliche Energiesysteme, wie zum Beispiel Kraftwerke oder Mobilitäts-Anwendungen (Schifffahrt und Schienenverkehr) entwickelt. Im Zuge dieser Arbeit wird das in Zusammenarbeit mit dem Hydrogen Center Austria (HyCentA) in Entwicklung befindliche Simulationstool „LEC ENERsim“ verwendet, um den nationalen Stromsektor Österreichs abzubilden. Das zukünftige Zusammenspiel von Stromerzeugung und Verbrauch wird analysiert, sowie der Speicherbedarf bei vollständiger Durchdringung erneuerbarer Energien abgeschätzt.

2 Methodik

Das nationale Energiesystem wird als gekoppeltes System von Energiequellen, Speichern und Wandlern abgebildet. Der gesamte Kraftwerkspark einer bestimmten Komponentenklasse wird dabei zu einer einzigen Komponente aggregiert und die verschiedenen Komponenten entsprechend der möglichen Energieflüsse miteinander verknüpft. Eine räumliche Ausdehnung des Systems wird nicht berücksichtigt und es wird rein der Stromsektor abgebildet. Bei Komponenten werden statische Energiequellen mit fixierten Erzeugungsprofilen (Wind, PV, Fließwasserkraft, natürlicher Zufluss Speicherkraftwerke, Biomasse und Müllverbrennung) und dynamische Erzeuger mit flexibel einzusetzenden Lastgängen (Pumpspeicher, Speicherwasserkraft, Gaskraftwerke, Importe/Exporte)

unterschieden. Eine schematische Darstellung der verwendeten Komponenten und des Stromsystems ist in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zu sehen.

Betrachtet werden drei Szenarien, die sich hinsichtlich der verwendeten Randbedingungen unterscheiden:

- **Szenario 2019:** In diesem Basisszenario wird ausgehend von realen Daten des österreichischen Inlandsstromverbrauchs 2019 und dazugehörigen Lastprofil, Einspeiseprofilen fluktuierender Erzeuger, sowie bestehender Kraftwerksleistungen der Einsatz des bestehenden Kraftwerksparks optimiert und damit das Modell validiert. Das Szenario beinhaltet eine grenzüberschreitende Ankopplung des österreichischen Stromsektors ans Ausland mit der 2019 bestehenden Leistung von 7.6 GW [2]. Das ausländische Stromsystem wird nicht mitmodelliert, sondern ökonomisch über das Day-Ahead Strompreis-Profil von 2019 abgebildet und somit in der Optimierung mitberücksichtigt.
- **Szenario 2030:** Ausgehend vom bestehenden Kraftwerkspark wird bis 2030 die im EAG angepeilte Menge an zusätzlicher Energie für Windkraft (+10 TWh), Wasserkraft (+5 TWh), Biomasse (+1 TWh) und Photovoltaik (+11 TWh) zu den bestehenden Erzeugungsprofilen aufaddiert. Variable Erzeuger werden im Einsatz optimiert, jedoch noch keine zusätzlichen Speicher berücksichtigt. Aufgrund der Unsicherheit in der Entwicklung ausländischer Strommärkte wird grenzüberschreitender Stromhandel in diesem Szenario nur technologisch zum Ausgleich von Versorgungsengpässen ermöglicht, und nicht ökonomisch bewertet, sodass das Optimum grenzüberschreitenden Handel minimiert und eine möglichst inländische Versorgung darstellt.
- **Szenario 2040:** Zusätzlich zu den bestehenden und im EAG geplanten Ausbaumengen wird eine optimierte Kraftwerksstruktur in Österreich für das Jahr 2040 berechnet, unter der Einschränkung, dass keine Stromerzeugung mehr aus fossilen Quellen erfolgen darf. Dabei werden sowohl erneuerbare Erzeugungsleistungen (PV und Windkraft), als auch Kurz- (Batterien) und Langzeitspeicher (Elektrolyseure, H₂-Speicher, Rückverstromungsmodule) in ihren Dimensionen optimiert.

Die Simulation nutzt ein lineares Optimierungsmodell, in welchem verschiedene Randbedingungen und Einschränkungen vorgegeben werden; beispielsweise muss zu jedem Zeitpunkt der Strombedarf über die Quellen, Wandler und Import-Kapazitäten gedeckt werden. Verbrauchs- und Erzeugungsprofile werden in stündlicher Auflösung als Randbedingungen vorgegeben. Der Einsatz und die Dimensionierung der Komponenten werden rein ökonomisch hinsichtlich minimaler Kosten optimiert.

2.1 Datenbasis

Ausgangsbasis für alle Szenarien sind die Erzeugungs- und Verbrauchsprofile 2019. Dynamische Profile der ENTSO-E Transparency Platform [2] werden mit den aggregierten Daten der Strom-Betriebsstatistik der E-Control [3] skaliert, um die statischen Erzeugungsprofile von Wind, PV, Biomasse und Müllverbrennung, sowie Laufwasserkraft zu erhalten. Die stündlichen Profile der Technologien werden für die Szenarien 2030 und 2040 mit den Zielen aus dem EAG, bzw. den optimierten installierten Leistungen skaliert.

Die Datenlage zu Erzeugungs- und Einspeiseprofilen von Pumpspeichern ist nicht ganz eindeutig. Zwar werden auf der ENTSO-E Transparency Platform dynamische Profile aus Einspeisung und Erzeugung angegeben, jedoch ist die Abgrenzung zur aggregierten Erzeugung aus klassischer Speicherkraft entsprechend der Werte der E-Control Betriebsstatistik nicht offensichtlich. Energieflüsse aus Pumpspeichern und auch Speicherkraftwerken werden somit als Entscheidungsvariablen mitoptimiert. Der energetisch mögliche Gesamtinhalt an Speicherseen beträgt laut E-Control ca. 3 TWh [4]. Aus den Einspeiseprofilen der Pumpspeicher, Erzeugungsprofilen der Speicherwasserkraft und wöchentlich verfügbaren Füllständen (extrapoliert) [2], sowie den aggregierten Energiemengen der E-Control Betriebsstatistik lässt sich der natürliche Reservoir-Zufluss in die Speicher berechnen, der in der Optimierung als Energiequelle statisch vorgegeben wird (vgl. Methodik in Referenz [5]).

2.2 Zukünftiger Strombedarf

Zentrale Größe der betrachteten Szenarien ist der zukünftige Strombedarf Österreichs in den Jahren 2030 und 2040, sowie dessen saisonale Verteilung über das Jahr in stündlicher Auflösung. Es werden die Sektoren Strom- und Wärmeerzeugung, Mobilität und Industrie betrachtet. Strombedarf zur Erzeugung grüner Gase (Wasserstoff) ergibt sich im Szenario 2040 zum saisonalen Stromausgleich. Darüberhinausgehende benötigte Mengen grüner Gase werden nicht berücksichtigt und somit implizit als Importe angenommen. Die zusätzlichen Strombedarfe, aufgeteilt nach Sektoren, sind in Tabelle 1 aufgeschlüsselt. Das berechnete Szenario setzt auf eine weitgehende Elektrifizierung fossiler Sektoren. Dabei wird auf Daten sektoraler Analysen verschiedener bereits existierender Studien zurückgegriffen. Wo keine oder für die definierten Szenarien nicht anpassbare Daten zu finden waren, wurden selbst Annahmen getroffen. Im Sinne eines effizienten Klimaschutzes wird eine Abnahme des Endenergieverbrauchs impliziert, vor allem in den Sektoren Mobilität und Raumwärme.

2.2.1 Wirtschaftswachstum

Unabhängig von zunehmender Elektrifizierung vormals fossil dominierter Sektoren resultiert ein steigender Strombedarf aus stetigen Wirtschaftswachstum. Eine Analyse des realen Wirtschaftswachstums und des energetischen Endverbrauchs der letzten Jahre in Österreich ergibt eine zunehmende Entkopplung der beiden Größen, also eine sinkende Energieintensität [3, 6]. Zur Extrapolation des zukünftigen Verbrauchs wird der durchschnittliche Anstieg der (relativen) Energieintensität zwischen 2005 und 2020 verwendet, der ungefähr 0,55 beträgt. Dies bedeutet, dass ein realer Anstieg des BIP von 1% eine Erhöhung des energetischen Endverbrauchs im Stromsektor um 0,55% zur Folge hat. Das zukünftige BIP wird aus Wachstumsprognosen des WIFO für die Jahre 2021 und 2022 (4,8% und 4,4%) [7] und für die Jahre danach aus dem durchschnittlichen, realen Wachstum der letzten 25 Jahre abgeschätzt (1,3 %). Daraus ergibt sich ein durchschnittlicher Anstieg des Endenergiebedarfs um 0,74% pro Jahr, was im mittleren Bereich von vergleichbaren Abschätzungen aus anderen Studien liegt, in denen eine Spanne zwischen 0,25% und 1,45% zu finden ist [4]. Die sich ergebenden zusätzlichen Energiemengen werden anteilmäßig zum Inlandsstromverbrauchsprofil von 2019 aufaddiert und somit angenommen, dass die temporale Verteilung gleich bleibt.

2.2.2 Wärmesektor

Datenbasis für die betrachtete Energiewende im Wärmesektor ist die Studie „Wärmezukunft Österreich“ der TU Wien [8]. In der Studie wurde im „Wärmewende-Szenario“ ein techno-ökonomischer Pfad zur klimaneutralen Wärmeversorgung (Raumwärme inkl. Warmwasser) bis 2050 berechnet. Zur Harmonisierung für die hier verwendeten noch ambitionierteren Szenarien wurden die Daten der TU Wien Studie von 2050 für 2040 angenommen. Im Wärmewende-Szenario der Studie geht der Endenergieeinsatz im Raumwärmebereich von 99 TWh im Jahr 2015 auf 52 TWh im Jahr 2050 (hier: 2040) zurück, bedingt durch stetig verbesserte Energieeffizienz und den Einsatz hocheffizienter Wärmepumpen, bei gleichzeitig leicht ansteigender beheizter Brutto-Grundfläche.

Hinsichtlich Stromverbrauch des Sektors Raumwärme zeigt sich ein abnehmender Bedarf von 10,8 TWh im Jahr 2015 auf 6.3 TWh im Jahr 2030 und auf 4,6 TWh im Jahr 2050 (hier: 2040). Dieser Effekt ist vor allem auf den stark sinkenden Einsatz von Strom-Direktheizungen (inkl. Nachtspeicher), Sanierungen, und den Einsatz hocheffizienter Wärmepumpen zurückzuführen. Die restlichen 47,4 TWh Endenergiebedarf im Jahr 2040 werden hauptsächlich von Fernwärme und Biomasse, sowie zu kleinen Teilen von Solarwärme, grünen Gasen und Umgebungswärme gedeckt.

Zur Berechnung des Jahresprofils wird ein Verbrauchsprofil nach Standardlastprofilen für Wärmepumpen, Elektro-Direktheizungen und Nachtspeicher [9] [10], sowie für Warmwasserbereitstellung [11] für das Jahr 2019 erstellt. Aufgrund fehlender Verbrauchsdaten wird dabei vereinfacht vom Jahresverbrauch 2015 (Daten TU Wien [8]) ausgegangen, dieser jedoch für Temperatur-Daten für 2019 entsprechend der in den Referenzen beschriebenen Methodik dynamisiert. Da das hier verwendete Modell keine räumliche Auflösung beinhaltet, werden mittleren Temperaturreihen der im ECA&D Projekt verfügbaren fünf Landeshauptstädte entsprechend der regionalen Bevölkerungsschlüssel (Stand Ende 2021) gewichtet [12]. Die sich ergebenden Differenz-Profile von 2030 und 2040 zu 2019 werden von der Gesamt-Lastkurve abgezogen.

2.2.3 Industriesektor

Basisdaten zu steigenden Strombedarf im Industriesektor basieren auf der Studie „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“ der AEA [13]. In dieser Studie wurden der zunehmende Bedarf an grünen Gasen für Industrie, Gütertransport und Fernwärmeerzeugung für zwei Szenarien abgeschätzt. Das Szenario „Infrastrukturnutzung“ geht dabei von einer gleichbleibenden Nutzung vorhandener Technologien und somit einer geringen Elektrifizierung industrieller Prozesse mit effizienteren Technologien aus. Im Szenario „Exergieeffizienz“ werden hingegen möglichst alle Maßnahmen zur Verringerung des Bedarfs an grünem Gas und E-Fuels angenommen. Aus dem Differenzbedarf an grünem Gas der beiden Szenarien lässt sich somit der im Gegenzug zunehmende Bedarf an elektrischer Energie abschätzen. Für den Industriesektor sind das insbesondere der Ersatz fossiler Energieträger zur Dampferzeugung, in Industrieöfen und von Stationärmotoren. Es sei erwähnt, dass trotz Ausschöpfung aller möglichen effizienzsteigernden Technologien weiterhin ein Gasbedarf von ca. 65 TWh (anstelle von 95 TWh) in der Industrie verbleibt, der vor allem auf Hochtemperatur-Industrieöfen, sowie auf Prozessbedarfe der chemischen Industrien und Stahlherstellung zurückzuführen ist.

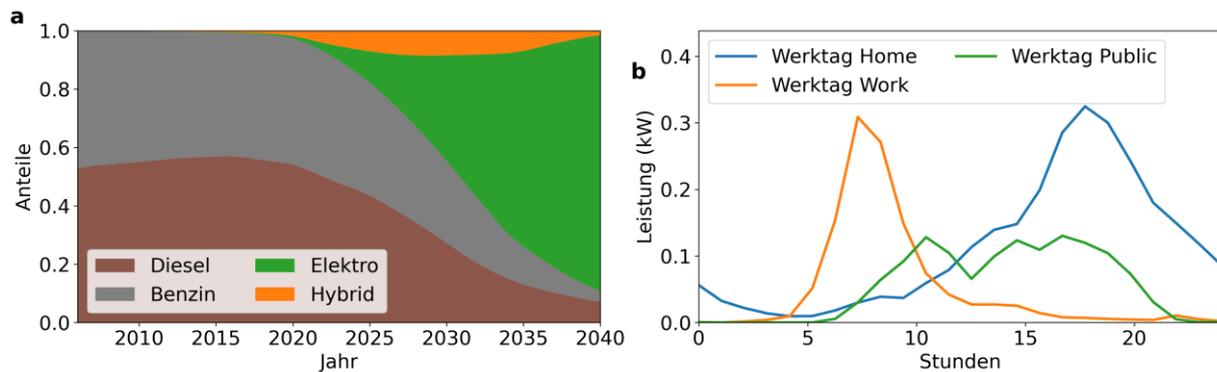


Abbildung 2: Anteil verschiedener Antriebe am Gesamtbestand an Pkw (a) und repräsentative Ladeprofile für verschiedene Ladepunkte an einem Werktag (b).

Für Dampferzeugung und Industrieöfen werden zur Abschätzung des Strombedarfs Hochtemperatur-Wärmepumpen mit einer durchschnittlichen Jahresarbeitszahl von 2,2 angenommen, während für die Elektrifizierung vormals fossil betriebener Stationärmotoren eine Verdopplung der Effizienz angenommen wird. Aufgrund der gerade erst beginnenden Einführung neuer Prozesse in der Industrie wird davon ausgegangen, dass 2030 erst 20% der Umstellung erfolgt sind, und der Großteil des Verbrauchsanstiegs somit in den 2030er Jahren erfolgt. Da in der Industrie aufgrund kapitalintensiver Investitionen auf eine möglichst starke Auslastung der Prozesse geachtet wird, wird keine Dynamisierung des Stromverbrauchs berechnet, sondern dieser über das ganze Jahr als konstant angenommen.

2.2.4 Mobilitätssektor

Im Mobilitätssektor muss zwischen Personen- und Gütertransport unterschieden werden, im Personenverkehr des Weiteren zwischen Individualverkehr und öffentlichem Verkehr. Abschätzungen zum steigenden Strombedarf aus Gütertransport und öffentlichem Verkehr werden wiederum aus Daten der AEA-Studie entnommen [13]. Die Studie weist diesen Sektoren im Szenario „Exergieeffizienz“ im Jahr 2040 einen gestiegenen Strombedarf von 12,7 TWh zu, ausgehend von einer starken Elektrifizierung im Lkw-Bereich, auf der Schiene, und im öffentlichen Personentransport. Gerade im Güterverkehr findet außerdem eine immer stärkere Verlagerung der Transportleistung auf die Schiene statt. Zur Abschätzung des Verbrauchsanstiegs 2030 wird für Nutzfahrzeuge der Kategorie 1 ($\leq 3,5$ t) eine zweijährige Verzögerung der Elektrifizierung gegenüber Pkw (siehe nächster Absatz) angenommen, und für Kategorien 2 und 3 ($> 3,5$ t) eine fünfjährige Verzögerung. Es ergeben sich somit Bestandsanteile von 25% (N1) beziehungsweise 10% (N2 und N3) im Jahr 2030, bei einem Strombedarf von 1,9 TWh. Der steigende Strombedarf aus Elektrifizierung der Schiene wird mit 0,3 TWh im Jahr 2030 und 0,7 TWh im Jahr 2040 berechnet.

Im Pkw-Bereich wird ein eigenes Szenario berechnet. Ausgehend vom Trend zu immer mehr Neuzulassungen von reinen Elektrofahrzeugen wird diese Entwicklung in die Zukunft fortgesetzt. Es wird angenommen, dass der Anteil bis ins Jahr 2030 linear zunehmend 100% erreicht, und somit keine weiteren Neuzulassungen von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren mehr stattfinden, selbiges gilt für Hybrid-Antriebe. Die Gesamtanzahl an Neuzulassungen von 2019 wird auch für alle Folgejahre konstant angenommen, wodurch der Pkw-Bestand somit nicht mehr signifikant anwächst. Ausgehend von einer durchschnittlichen Lebensdauer von 15 Jahren [14] ergibt sich somit ein E-Pkw Anteil im Bestand von 36% im Jahr 2030 und 88 % im Jahr 2040 (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte**

nicht gefunden werden.a). Der Energiebedarf des Restbestandes fossiler Verbrenner muss zur Erreichung von Klimaneutralität 2040 über E-Fuels gedeckt werden.

Aus Daten des Umweltbundesamts wird der durchschnittliche Strombedarf von E-Pkw mit 21 kWh/100 km angenommen, bei einer durchschnittlichen Fahrdistanz von 13700 km pro Jahr [14]. Es ergeben sich insgesamt zusätzliche Strombedarfe von 5.2 TWh im Jahr 2030 und 12.9 TWh im Jahr 2040. Zur Dynamisierung der Last wird für den Gütertransport ein konstanter Bedarf über das Jahr angenommen, lediglich an Sonn- und Feiertagen fällt der Bedarf aufgrund des Pkw-Fahrverbots auf 30%. Für Pkw werden die gewichteten Standardlastprofile für Elektrofahrzeuge des Karlsruher Instituts für Technologie verwendet [15]. Dabei werden unterschiedliche Ladeprofile für das Laden am Wohnsitz, bei der Arbeit und an öffentlichen Ladepunkten für jeweils verschiedene Wochentage berücksichtigt (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**b). Alle Bedarfsprofile (Lkw und Pkw) werden mit einem Gaußschen Rauschen ($\sigma = 10\%$ Amplitude) randomisiert.

Tabelle 1: Verwendete zukünftige Anstiege am Stromverbrauch und Aufteilung nach Sektoren.

Sektor	2019	2030	2040
Wirtschaftswachstum	-	+5,4 TWh	+10,9 TWh
Raumwärme und Warmwasser	-	-4,5 TWh	-6,1 TWh
Industrie	-	+2,0 TWh	+ 10,1 TWh
Mobilität (Pkw, Lkw, Schiene)	-	+7,4 TWh	+26,3 TWh
Inlandsstromverbrauch	72,6 TWh	82,9 TWh	113,8 TWh

2.2.5 Grüne Gase

Der Strombedarf zur Herstellung grüner Gase bzw. E-Fuels wird in dieser Studie nicht explizit mitmodelliert. Zur Vollständigkeit wird der Energiebedarf hier jedoch angegeben: Bedarf entsteht hauptsächlich in den nicht elektrifizierten Sektoren der Industrie (Hochtemperatur-Anwendungen, Stahlherstellung, chemische Industrie und Ammoniak-Produktion), sowie im Transportsektor (Schwerlastverkehr Straße, Schiffs- und Flugverkehr). Ein kleiner Teil wird im Jahr 2040 außerdem noch für E-Fuels zum Betrieb von Restbeständen im Pkw-Sektor, sowie für Gasheizungen in der Raumwärme benötigt. Es ergibt sich im Jahr 2040 ein zusätzlicher Bedarf an grünen Gasen und E-Fuels von 87 TWh. Deren inländische Herstellung (Annahme 70% mittlerer Wirkungsgrad) würde noch einmal einen zusätzlichen Strombedarf von 124 TWh bedeuten, und damit deutlich mehr als der gesamte restliche projizierte Inlandsstromverbrauch (Tabelle 1).

2.3 Techno-ökonomische Kenndaten der Komponenten

Datenquelle für die Komponenten zur Optimierung des Energiesystems im Jahr 2040 sind die Szenarien in den Technologie-Datenkatalogen der dänischen Energieagentur [16] [17] [18]. Verwendet werden die Kostenwerte für 2030. Als Rückverstromungseinheit für den Langzeitspeicher werden mit Wasserstoff betriebene Großmotoren gewählt, da diese sowohl hinsichtlich Flexibilität, dezentralem Betrieb und Ausnutzung thermischer Energien für gleichzeitige Fernwärme-Einspeisung Vorteile bieten. Alternativen dazu sind die Verwendung von H₂-Gasturbinen oder Brennstoffzellen. Als Speichermedium wurde reiner Wasserstoff gewählt, der in Untergrund-Großspeichern saisonal gelagert wird. Eine Methanisierung des H₂

zur Erhöhung der volumetrischen Energiedichte (bei 200 bar ein Faktor 5 zwischen CH₄ und H₂) wurde nicht angenommen.

Tabelle 2: Techno-ökonomische Kenndaten der verwendeten Komponenten im Szenario 2040

Technologie	CAPEX	OPEX / a	Betriebsdauer	Anmerkung
PV	300 € / kWp	6,0 € / kWp	40 Jahre	Großflächen-PV
Windkraft Onshore	1040 € / kW	12,6 € / kW	30 Jahre	Anlagengröße ~5 MW
Batterie	62 € / kWh 160 € / kW	1.3 € / kWh 3.2 € / kW	25 Jahre	Lithium-Ionen NMC Großspeicher Wirkungsgrad: 95 %
Elektrolyseur	570 € / kW	29 € / kW	30 Jahre	Alkalische Elektrolyse Wirkungsgrad: 68 %
H ₂ -Speicher	0,03 € / kWh 10 € / kW	0,002 € / kWh	30 Jahre	Untergrund- Gasspeicher
Rückverstromungs- einheit	474 € / kW	6,5 € / kW	25 Jahre	H ₂ -Gasmotor Wirkungsgrad: 50%

3 Ergebnisse

Tabelle 3 zeigt die Ergebnisse der Energiemengen für die verschiedenen Szenarien. Ausgehend von einem Anteil erneuerbarer Energien am Inlandsstromverbrauch von 76,1% im Jahr 2019, kann im Szenario 2030 ein bilanzieller Anteil von knapp unter 100 % erreicht werden. Einem Überschuss im Sommer, der exportiert wird, steht eine Erzeugungslücke von knapp 7,7 TWh im Winter gegenüber, die über Importe und Gaskraftwerke gedeckt wird.

Tabelle 3: Ergebnisse der Energiesalden für die verschiedenen Szenarien

	Szenario 2019	Szenario 2030	Szenario 2040
Inlandsstromverbrauch	72,6 TWh	82,6 TWh	111,6 TWh
Erzeugung Erneuerbare (Anteil am Verbrauch)	55,3 TWh (76,1 %)	82,3 TWh (99,7 %)	126,9 TWh (113,8 %)
Überschuss Erneuerbare	1,3 TWh	7,5 TWh	25,9 TWh
Erzeugungslücke Erneuerbare	-18,6 TWh	-7,7 TWh	- 10,5 TWh
Erzeugung PV	1,7 TWh	12,7 TWh	29,6 TWh
Erzeugung Windkraft	7,5 TWh	17,5 TWh	45,1 TWh
Erzeugung aus Erdgas	18,6 TWh	6,7 TWh	-
Erzeugung aus H ₂	-	-	4,0 TWh
Batterie - Kapazität	-	-	14,8 GWh
Batterie - Leistung	-	-	2,8 GW
Elektrolyseur - Leistung	-	-	2,7 GW
H ₂ Speicher - Kapazität	-	-	6,8 TWh
Verstromung H ₂ - Leistung	-	-	4,4 GW

Für das Jahr 2040 ergibt sich im optimierten Szenario eine zusätzliche Energie-Erzeugung aus PV und Windkraft in der Höhe von 16,9 TWh bzw. 27,6 TWh gegenüber 2030. Zusammen mit den ausgebauten Kurz- und Langzeitspeichern kann somit auf die Nutzung fossiler Energien verzichtet werden.

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zeigt die Jahresprofile der Lastkurven für alle drei betrachteten Szenarien, zusammen mit den Erzeugungsprofilen der

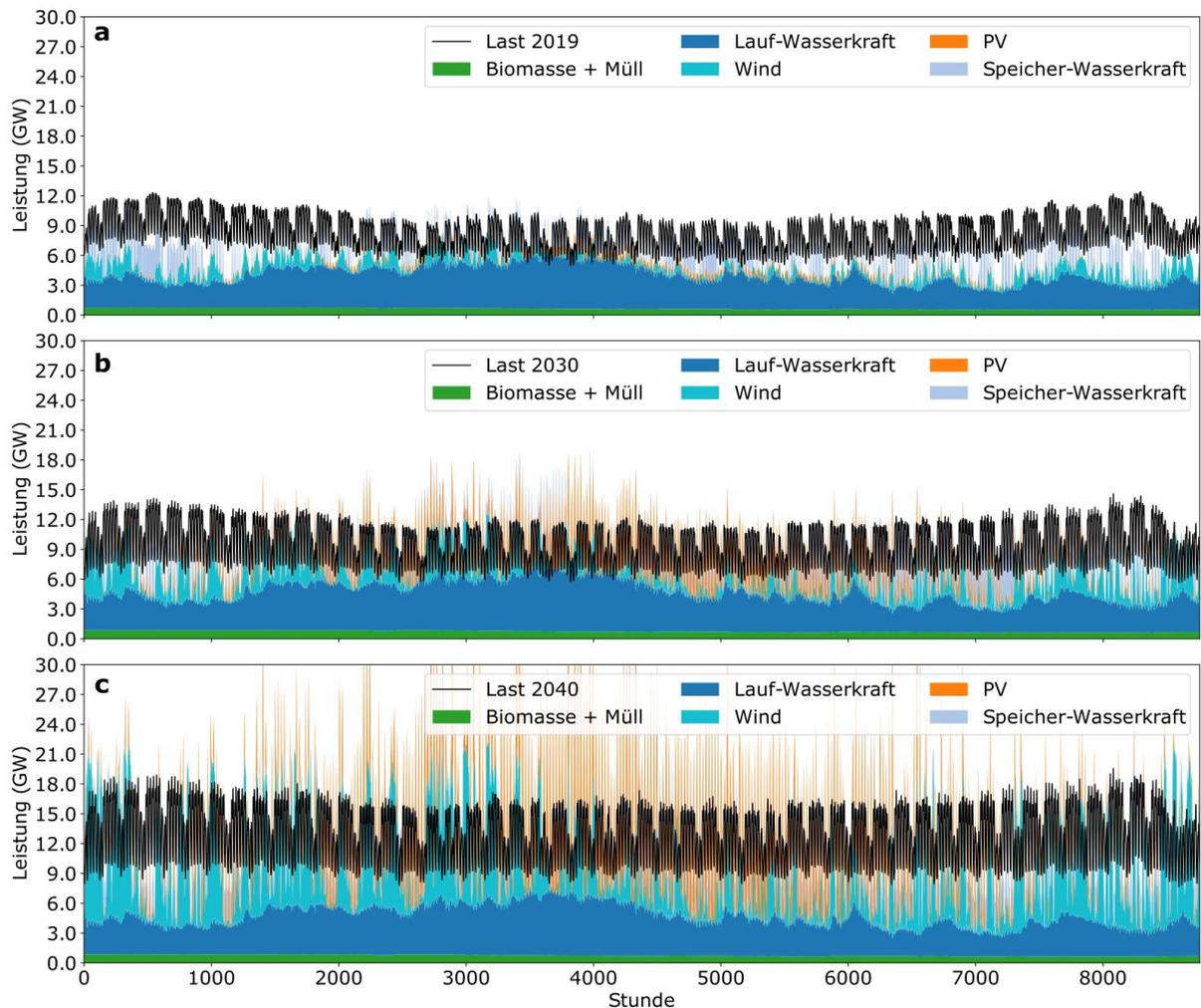


Abbildung 3: Jahresverlauf des Inlandsstromverbrauchs, sowie entsprechende Erzeugungprofile erneuerbarer Energieträger für 2019 (a), 2030 (b) und 2040 (c).

erneuerbaren Energiequellen. Gut erkennbar sind die saisonalen Erzeugungslücken bzw. Überschüsse (vgl. Tabelle 3), die vor allem im Szenario 2040 stark ausgeprägt sind. Zur stärkeren Erzeugung aus Laufwasserkraft im Sommer kommt die ebenso stark erhöhte Produktion von PV-Energie. Der entsprechende saisonale Shift wird über die Reservoir-Speicher, sowie über die Rückverstromung von Wasserstoff ermöglicht. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt den Betrieb der Elektrolyseure und der Rückverstromungseinheiten im Jahresprofil, sowie die Speicher-Füllstände der verwendeten Energiespeicher. Wie zu erwarten, werden die Elektrolyseure hauptsächlich im Sommer bzw. Frühjahr betrieben um den saisonalen H₂-Speicher zu befüllen, während im Winter ein dynamischer Betrieb zur Ermöglichung von Flexibilität erfolgt. Flexibilität wird auch von den Batterien ermöglicht, die über das gesamte Jahr ca. 282 volle Ladezyklen durchlaufen. Besonders im Sommer ermöglichen Batterien den Transfer von Sonnenenergie vom Tag in die Nacht bzw. erhöhen die Auslastung der Elektrolyseure. Die Volllaststunden der Elektrolyseure übers Jahr betragen knapp 4300 h, und sind damit deutlich höher als jene der Rückverstromungs-Module mit 920 h. Letztere dienen ebenso zur Deckung von Spitzenlasten im Winter (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**a), bieten somit wenig Flexibilität, und sind daher auch deutlich höher dimensioniert als die Elektrolyseure. Allgemein zeigt sich, dass die Nutzung thermischer Kraftwerke (exkl. Biomasse und Müllverbrennung) im

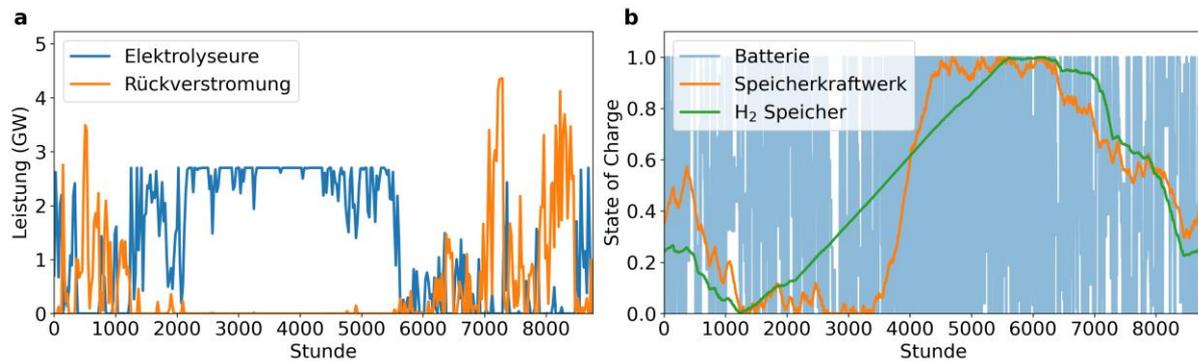


Abbildung 4: Gemittelter (24h) Betrieb der Elektrolyseure und Rückverstromungs-Motoren im Szenario 2040 (a) und Speicherstände der saisonalen Speicher (Wasserstoff und Speicherseen), sowie der Batteriespeicher (b).

Laufe der Jahre stark zurückgeht, von 18,6 TWh Erdgas im Szenario 2019 auf nur noch 4,0 TWh H₂ im Szenario 2040.

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zeigt im Detail den Verlauf des Strombedarfs und der Erzeugungsleistungen in jeweils einer charakteristischen Woche im Winter und im Sommer. Gut erkennbar ist im Winter die Deckungslücke zu dunklen Tageszeiten (a), die hauptsächlich über die Verstromung von Wasserstoff gedeckt wird (b). Im Sommer bestehen starke Überschüsse an Sonnenenergie, die teilweise 100% des Strombedarfs decken können. In der Nacht übernehmen Wind- und Wasserkraft den Großteil der Versorgung, bzw. decken die flexiblen Speicher etwaige Lücken. Im Szenario 2040 wurde auch eine mögliche Abregelung von Wind und PV ermöglicht. Diese ergibt trotz Flexibilität von Batterien und Elektrolyseuren knapp 2,1 TWh für PV und 3,6 TWh für Wind (jeweils ca. 7% der Erzeugung).

4 Diskussion

Die berechneten Szenarien zeigen einen möglichen Pfad zur klimaneutralen Zukunft des österreichischen Energiesektors. Trotz vereinfachter Annahmen (keine räumliche Auflösung, kein ökonomisch optimierter grenzüberschreitender Energieausgleich) können die Ergebnisse vor allem des Szenarios 2040 wertvolle qualitative und quantitative Einsichten in die Struktur des zukünftigen Energiesystems liefern. Es zeigt sich, dass die angepeilten Ausbaumengen erneuerbarer Energien im EAG für 2030 knapp ausreichen könnten, um 100% erneuerbarer Erzeugung am Inlandsstromverbrauchs zu erreichen, trotz zunehmender Sektorkopplung und Elektrifizierung. Um im Jahr 2040 gänzlich auf fossile Energien verzichten zu können, muss der Ausbau noch einmal stark beschleunigt werden, begleitet vom gleichzeitigen Rollout flexibler Speicher (Batterien und Wasserstoff). Der techno-ökonomisch optimierte Pfad schlägt sowohl für Windkraft als auch PV für das Jahrzehnt 2030-2040 eine weitere Ausbaumenge vor, die noch einmal deutlich über der im EAG angepeilten Menge liegt. Vor allem Windkraft erreicht im Jahr 2040 eine hohe Erzeugungsmenge, die sogar mehr als der heute erreichten Erzeugung aus Wasserkraft entspricht (ca. 44 TWh [3]).

Den notwendigen Mengen erneuerbarer Quellen können Abschätzungen zu den tatsächlichen Ausbau-Potentialen für Österreich gegenübergestellt werden. Eine Studie im Auftrag von Österreich Energie weist ein technisches Potential von PV in der Höhe von 51 TWh aus, davon entfällt weniger als die Hälfte auf Gebäude und andere bereits versiegelte Flächen, der

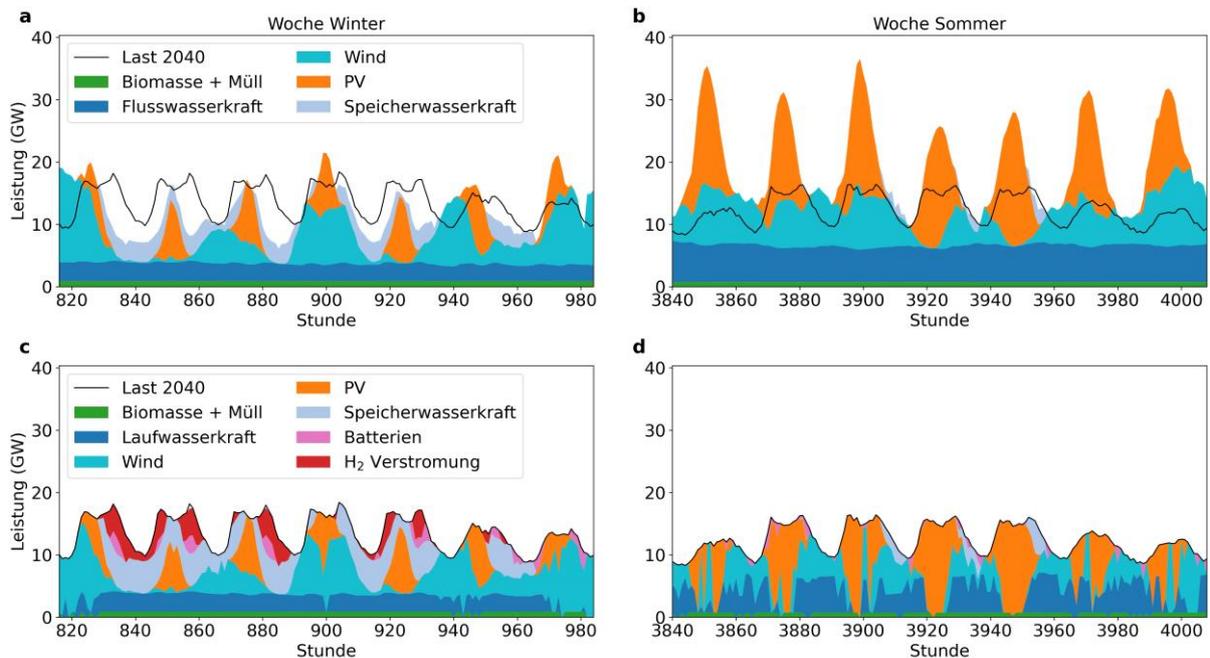


Abbildung 5: Charakteristische Wochen im Szenario 2040 für den Winter (a, c) und den Sommer (b, d). Die oberen Grafiken zeigen die reinen Erzeugungsprofile erneuerbarer Energien, und die unteren Grafiken die tatsächlichen Energieflüsse zur Erfüllung des Strombedarfs.

Großteil wird für Freiflächen-Anlagen ausgewiesen [19]. Mikovits et. al. berechneten Potentiale von derzeit auch anderweitig genutzten, landwirtschaftlichen Flächen und kommen auf ein theoretisches Potential von 1614 TWh in Österreich, was knapp 38% der Landesfläche entspricht [20]. Zur Ermöglichung der in dieser Studie berechneten notwendigen 29,6 TWh aus PV wären also knapp 0,7% der Landesfläche notwendig, ohne Berücksichtigung der Potentiale bereits versiegelter Flächen (z.B. Dächer). Zum Vergleich: Laut einer Studie der Universität für Bodenkultur entspräche eine Reduktion des österreichischen Fleischkonsums um ein Drittel einer freiwerdende Fläche von knapp 3,7% der Landesfläche [21], hauptsächlich zurückzuführen auf den verminderten Flächenbedarf zum Anbau von Futtermitteln. Laut Umweltschutz Austria entfielen 2010 außerdem 8,4% der österreichischen Ackerfläche (=1,8% der Landesfläche) dem Anbau von Energiepflanzen [22], die bei einem Energieertrag von ca. 3 TWh auf der mehr als doppelten benötigten Fläche ein Zehntel der in dieser Studie berechneten Energiemenge von PV liefern.

Abschätzungen zum Windkraft-Potential in Österreich aus einer Studie der Europäischen Umweltagentur für 2030 ergeben theoretische Werte von 56 TWh („competitive“) bzw. 211 TWh („most likely competitive“) [22]. Auch in einer kürzlichen Studie der AEA wird für Windkraft in Österreich ein technisch realisierbares Potential von 56 TWh zitiert [23]. Sowohl für Windkraft als auch PV sind die technischen Potentiale im Vergleich mit den aus dieser Studie erhaltenen Werten (29,6 bzw. 45,1 TWh) daher wohl kein limitierender Faktor in Österreich. Einschränkungen könnten jedoch durch Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung zu Anlagen auf Freiflächen oder über mögliche Flächennutzungs-Konkurrenzen bestehen. Auch müssen die angegebenen Ausbaumengen in relativ kurzer Zeit realisiert werden, wodurch logistische Herausforderungen entstehen.

Dem im Szenario 2040 benötigten Speicherbedarf an Wasserstoff von 6,8 TWh steht ein verfügbares Volumen an Erdgasspeichern in Österreich von 95 TWh gegenüber. Aufgrund der

geringeren volumetrischen Energiedichte reduziert sich dieses Potential ohne Methanisierung jedoch erheblich (ca. Faktor 3-5). Sowohl der Speicherbedarf an Wasserstoff, als auch jener für Batterien, könnte geringer ausfallen, sobald eine stärkere Vernetzung im europäischen Stromnetz angenommen wird [24], was jedoch in dieser Studie nicht erfolgte. Der hier berechnete Speicherbedarf an Wasserstoff bzw. grüner Gase könnte aufgrund des verbleibenden hohen Bedarfs (ca. 87 TWh) jedoch auch höher ausfallen, um Volatilitäten von Importen vorzubeugen. Auch sollte aufgrund der Fluktuation erneuerbarer Energiequellen ein über den normalerweise benötigten Bedarf hinausgehende Grundstock an Reserveenergie bereitgehalten werden, auf den im Notfall zurückgegriffen werden kann. Selbiges gilt für die benötigte Menge an Rückverstromungseinheiten.

Abgesehen von Stromspeichern wurden in den Szenarien keine weiteren Flexibilitäts-Optionen zum kurzfristigen Lastmanagement berücksichtigt. Weitere Möglichkeiten bietet hier etwa die Nutzung von Demand-Side-Management, vor allem in den gekoppelten Sektoren Wärme und Mobilität. Als Beispiel sei hier intelligentes Laden von E-Autos genannt: wird für die etwa 5 Millionen Pkw eine durchschnittliche Speichergröße von 50 kWh angenommen, ergibt dies eine theoretisch verfügbare Speicherkapazität von 250 GWh. Die Nutzung von weniger als 10% dieser Speicher könnte somit den in dieser Studie ermittelten Bedarf an kurzfristigen Speichern (14,8 GWh) erfüllen bzw. stark reduzieren.

Das beschriebene Szenario adressiert den Großteil der Treibhausgas-intensiven Sektoren in Österreich. Zusammen genommen sind der Verkehr, der Energie- und Industriesektor (inkl. jedoch hier nicht berücksichtigter Prozessemissionen) sowie der Gebäudesektor für 84 % der THG-Emissionen verantwortlich (Stand 2019 [25]). Eine Strategie entsprechend des beschriebenen Szenarios kann somit als bedeutender Baustein zur Erfüllung der Pariser Klimaziele für Österreich dienen. Das berechnete Szenario kann dabei durchaus als ambitioniert betrachtet werden. Neben dem Strombedarf von 111,6 TWh besteht ein Energiebedarf von 87 TWh an grünen Gasen, sowie 47 TWh für die Raumwärme. Beide Bedarfe könnten durch weitere Sektorkopplung teilweise erfüllt werden. Insbesondere im Wärmesektor könnte ein Teil durch Fernwärme-Auskopplung bei der Rückverstromung des Wasserstoffs verwendet werden, und somit weitere Energie vom Sommer in den Winter transferiert werden. Der im berechneten Szenario anfallenden thermischen Energie von 3,2 TWh (Annahme: 40% Wirkungsgrad) steht im TU-Wien-Szenario allerdings ein Fernwärmbedarf von 13,2 TWh gegenüber. Der Großteil der Fernwärmeerzeugung muss daher wohl über andere Energiequellen (Müllverbrennung, Biomasse, Industrie-Abwärme, Geothermie) gedeckt werden.

Dem hier angegebenen hohen Bedarf an grünem Gas (87 TWh) steht laut AEA lediglich ein realisierbares Potential von 20,3 TWh aus organischen Reststoffen gegenüber [13]. Somit werden wohl Importe aus Ländern mit höheren und damit günstigeren erneuerbaren Energiepotentialen notwendig. Abhängig von den Gesamtkosten, sowie der Akzeptanz erneuerbarer Energiequellen im Inland könnten auch Szenarien kosten-optimal werden, die weniger auf Elektrifizierung, sondern verstärkt auf Importe und damit Exergie-ineffizientere Technologien setzen. Dem gegenüber steht eine verstärkte Erzeugung der grünen Gase im Inland, und somit ein noch weiter steigender Strombedarf mit einem weiteren Ausbaubedarf von PV, Windkraft und der H₂-Nutzungskette.

Die vorliegende Arbeit bildet ein einzelnes mögliches Szenario unter sehr vielen ab. Sensitivitäten bestehen vor allem bezüglich der getroffenen Annahmen bezüglich des zukünftigen Stromverbrauchs, den angenommenen ökonomischen Kenndaten der Technologien, sowie verschiedenen nicht berücksichtigten externen Kosten. Die gekoppelten Nutzungsformen und möglichen Sensitivitäten bezüglich des Einsatzes verschiedener Technologien zeigen die Notwendigkeit einer ganzheitlichen Betrachtung und Simulation zukünftiger Energiesysteme. Auch wenn der Stromsektor einen immer größeren Teil der insgesamt verbrauchten Endenergie bereitstellen wird, sollten weitergehende Arbeiten den Fokus auf eine vollständige Betrachtung aller Energie-Sektoren legen. Dies beinhaltet vor allem eine stärkere Berücksichtigung der insgesamt nachgefragten Wärmeenergie, sowie die Nachfrage des Industriesektors nach grünen Gasen. Neben der hier erfolgten temporalen Betrachtung sollten zukünftige Szenarien des Weiteren auch verstärkt die geografische Trennung von Angebot und Nachfrage von Energie berücksichtigen, um insbesondere auch Einschränkungen von Übertragungskapazitäten der Netze zu berücksichtigen.

5 Danksagung

Die AutorInnen möchten sich für die finanzielle Unterstützung des COMET-Zentrums (K1) LEC EvoLET durch das „COMET - Competence Centers for Excellent Technologies“ Programm des BMK, BMDW sowie der Länder Steiermark, Tirol und Wien bedanken. Das COMET Programm wird durch die FFG abgewickelt.

6 Referenzen

- [1] Bundesgesetzblatt, „Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG),“ 2021.
- [2] ENTSO-E., „ENTSO-E. Transparency Platform,“ [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu>.
- [3] E-Control, „Strom-Betriebsstatistik,“ E-Control, 2021. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/betriebsstatistik/jahresreihen>. [Zugriff am Dezember 2021].
- [4] E-Control, „Monitoring Bericht Versorgungssicherheit Strom 2020,“ 2020.
- [5] S. Wehrle, K. Gruber und J. Schmidt, „The cost of undisturbed landscapes,“ *Energy Policy*, Nr. 159, p. 112617, 2021.
- [6] Statistik Austria, „Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung 2020,“ 2020.
- [7] S. Schiman, „Prognose für 2021 und 2022: Vierte COVID-19-Welle bremst kräftigen Aufschwung, WIFO-Konjunkturprognosen, Oktober 2021,“ Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung, 2021.
- [8] L. Kranzl, A. Müller, I. Maia, R. Büchele und M. Hatner, „Wärmezukunft 2050. Erfordernisse und Konsequenzen der Dekarbonisierung von Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in Österreich,“ 2018.
- [9] Stadtwerke München, „Lastprofil Wärmepumpe,“ [Online]. Available: <https://www.swm-infrastruktur.de/strom/netzzugang/bedingungen/waermepumpe>. [Zugriff am Dezember 2021].
- [10] Stadtwerke München, „Lastprofil Speicherheizung,“ [Online]. Available: <https://www.swm-infrastruktur.de/strom/netzzugang/bedingungen/speicherheizung>. [Zugriff am Dezember 2021].

- [11] S. Pezzutto und et.al, „Hotmaps Project, D2.3 WP2 Report - Open Data Set for the EU28,“ 2018.
- [12] A. Klein Tank, „ECA&D Project. Daily dataset of 20th-century surface air temperature and precipitation series for the European Climate Assessment,“ *Int. J. of Climatol.*, Bd. 22, pp. 1441-1453, 2002.
- [13] M. Baumann, K. Fazeni-Fraisl, T. Kienberger, P. Nagovnak, G. Pauritsch, D. Rosenfeld, C. Sejkora und R. Tichler, „Erneuerbares Gas in Österreich: Qualitative Abschätzung von Angebot und Nachfrage,“ Österreichische Energieagentur, Juni, 2021.
- [14] Umweltbundesamt, „Emissionsfaktoren für Verkehrsmittel,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.at/umweltthemen/mobilitaet/mobilitaetsdaten/emissionsfaktoren-verkehrsmittel>. [Zugriff am Dezember 2021].
- [15] D. Heinz, „Erstellung und Auswertung repräsentativer Mobilitäts- und Ladeprofile für Elektrofahrzeuge in Deutschland.,“ *Working Paper Series in Production and Energy*,, Oktober 2018.
- [16] Danish Energy Agency, „Technology Data: Generation of Electricity and District Heating,“ Danish Energy Agency, 2020.
- [17] Danish Energy Agency, „Technology Data: Energy Storage,“ Danish Energy Agency, 2020.
- [18] Danish Energy Agency, „Technology Data: Renewable Fuels,“ Danish Energy Agency, 2021.
- [19] H. Fechner, „Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können,“ Österreichs Energie, 2020.
- [20] Christian, Mikovits, et. al., „A Spatially Highly Resolved Ground Mounted and Rooftop Potential Analysis for Photovoltaics in Austria,“ *Int. J. Geo-Inf.*, Bd. 10 (6), p. 416, 2021.
- [21] M. Schatzer und T. Lindenthal, „Einfluss von unterschiedlichen Ernährungsweisen auf Klimawandel und Flächeninanspruchnahme in Österreich und Übersee (DIETCCLU). Enbericht von StartClim2019.B in StartClim2019: Weitere Beiträge zur Umsetzung der österreichischen Anpassungsstrategie,“ Auftraggeber: BMLFUW, BMWF, ÖBf, Land Oberösterreich, 2020.
- [22] European Environmental Agency , „Europe's onshore and offshore wind energy potential: An assessment of environmental and economic constraints,“ European Environmental Agency , Kopenhagen, 2009.
- [23] M. Baumann, C. Dolna-Gruber, W. Goritschnig, G. Pauritsch und M. Rohrer, „Klima- und Energiestrategien der Länder,“ Österreichische Energieagentur (Auftraggeber: IG Windkraft Österreich), Wien, 2021.
- [24] Child, Michael, et. al., „Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe.,“ *Renewable energy*, Bd. 139, pp. 80-101, 2019.
- [25] Umweltbundesamt, „Klimaschutzbericht 2021,“ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und, Wien, 2021.