



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN

# Perspektiven der Sektorkopplung in Form von P2G für Österreich bis 2030/2040 aus energiewirtschaftlicher Sicht

Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für  
Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und  
Technologie

Sektion VI – Klima und Energie

Wien, Juni 2021

Jasmine Ramsebner und Reinhard Haas

**Technische Universität Wien**

Institute of Energy Systems and Electrical Drives

Energy Economics Group – EEG

Gusshausstrasse 25-29/370-3

A-1040 Wien

Web: <http://eeg.tuwien.ac.at/>

E-Mail: [ramsebner@eeg.tuwien.ac.at](mailto:ramsebner@eeg.tuwien.ac.at)

# Inhalt

<b>Executive Summary</b> .....	5
1. Hintergrund .....	6
2. Methode & Annahmen .....	7
2.1. Generelle Annahmen .....	7
2.2. Daten .....	8
2.3. Technologien und Erzeugungskapazitäten .....	9
2.4. Abkürzungen und Formeln.....	13
3. Szenarien und Ergebnisse .....	15
3.1. Szenario 2030 .....	15
3.1.1. Leistung und Kapazitäten 2030 .....	15
3.1.2. Szenario 2030 A – komplette Wasserstoffwiederverstromung .....	16
3.1.3. Szenario 2030 B – begrenzte Wasserstoffwiederverstromung.....	20
3.1.4. Fazit Szenario 2030 .....	21
3.2. Vision 2040 .....	22
3.2.1. Szenario 2040 A mit H <sub>2</sub> Wiederverstromung.....	24
3.2.2. Vision 2040 B ohne H <sub>2</sub> Wiederverstromung .....	26
3.2.3. Fazit Vision 2040 .....	28
Referenzen.....	30

## Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1 Modellaufbau und Kraftwerkspark.....	8
Abbildung 2 Sensibilitäten im Modell zwischen den Technologien.....	11
Abbildung 3 Erzeugung nach Technologie im Sommer – Beispieljahr, Szenario 2030 A .....	17
Abbildung 4 Saisonale Nutzung des Pumpspeichers – Beispieljahr, Szenario 2030 A .....	18
Abbildung 5 Saisonale Nutzung des Auslandsspeichers – Beispieljahr, Szenario 2030 A.....	18
Abbildung 6 Saisonaler P2G Betrieb - Beispieljahr, Szenario 2030 A.....	18
Abbildung 7 Erzeugung nach Technologie im Winter – Beispieljahr, Szenario 2030 A .....	18
Abbildung 8 Unterdeckung – Beispieljahr, Szenario 2030 A.....	19
Abbildung 9 Häufigkeitsverteilung Unterdeckung - Beispieljahr, Szenario 2030 A .....	19
Abbildung 10 Jährliche Stundenanzahl an Unterdeckung, Szenario 2030 A.....	19
Abbildung 11 Stromerzeugung durch Biomethan und H <sub>2</sub> - Beispieljahr, Szenario 2030 A.....	20
Abbildung 12 Wasserstoffspeicher über 35 Wetterjahre, Szenario 2030 A .....	20
Abbildung 13 Erzeugung je Technologie im Sommer – Beispieljahr, Vision 2040 A .....	25
Abbildung 14 Erzeugung je Technologie im Winter – Beispieljahr, Vision 2040 A.....	25
Abbildung 15 Jährliche Stundenanzahl an Unterdeckung, Vision 2040 A.....	26
Abbildung 16 Saisonaler P2G Betrieb – Beispieljahr, Vision 2040 A .....	26
Abbildung 17 Wasserstoffspeicher über 35 Wetterjahre, Vision 2040 A .....	26
Abbildung 18 Wasserstoffspeicher über 35 Wetterjahre, Vision 2040 B .....	28
Abbildung 19 Jährliche Stundenanzahl an Unterdeckung, Vision 2040 B.....	28
Abbildung 20 Häufigkeitsverteilung Unterdeckung - Beispieljahr, Vision 2040 B .....	28
Tabelle 1 Ausbau nach dem Erneuerbaren Ausbaugesetz.....	10
Tabelle 2 Einsatzreihenfolge der Technologien im Modell.....	10
Tabelle 3 Einsatzreihenfolge der Speichertechnologien im Modell.....	11
Tabelle 4 Übersicht der betrachteten Szenarien .....	15
Tabelle 5 Installierte Leistung im Szenario 2030 A .....	15
Tabelle 6 Speicherkapazitäten, Szenario 2030 A .....	15
Tabelle 7 Begrenzung Biomethan, Szenario 2030 A.....	16
Tabelle 8 Erzeugung je Technologie in GWh, Szenario 2030 A .....	16
Tabelle 9 Volllaststunden für P2G und GuD, Szenario 2030 A.....	17
Tabelle 10 Erzeugung je Technologie in GWh, Szenario 2030 A – 500 MW P2G.....	20
Tabelle 11 Volllaststunden für P2G und GuD, Szenario 2030 A – 500 MW P2G.....	20
Tabelle 12 Erzeugung je Technologie in GWh, Szenario 2030 B.....	21
Tabelle 13 Volllaststunden für P2G und GuD, Szenario 2030 B.....	21
Tabelle 14 Strombedarf der Sektoren, Verbrauch des Sektors Energie und Transportverluste für ausgewählte Jahre in den Szenarien OE-Kern, UBA-Transition und UBA-WEM in GWh (Auszug aus [5]).....	23
Tabelle 15 Änderung der installierten Leistung im Vergleich zu 2030 und Leistung für das Vision 2040 .....	23
Tabelle 16 Änderung der Speicherkapazitäten im Vergleich zu 2030 für das Vision 2040 .....	24
Tabelle 17 Erzeugung je Technologie in GWh, Vision 2040 A.....	24

Tabelle 18 Volllaststunden für P2G und GuD, Vision 2040 A .....	24
Tabelle 19 Erzeugung je Technologie in GWh, Vision 2040 B.....	27
Tabelle 20 Volllaststunden für P2G und GuD, Vision 2040 B .....	27

## Executive Summary

Während in einem rein erneuerbaren Energiesystem im Sommer Stromerzeugungsspitzen durch einen Überfluss an Solarenergie zu erwarten sind, ist die Sonne im Winter ein rares Gut. Als Schlüsseltechnologie der Energiewende könnte die Transformation von Power-to-Gas den Stromüberschuss als erneuerbares Gas (Wasserstoff) schwer zu dekarbonisierenden Sektoren (Industrie und Schwerkverkehr) und dem Stromsektor als für die Zielerreichung notwendige Produktionsflexibilitäten zugänglich machen. Mit Hilfe eines stark vereinfachten Modells für den Österreichischen Stromsektor analysiert diese Studie das Potenzial an P2G-Kapazitäten und die erreichbaren Volllaststunden zur Unterstützung des erneuerbaren Stromsystems für 2030 und — unter größeren Unsicherheiten— einer Vision 2040.

Im Szenario 2030, dessen installierte Kapazitäten auf dem Erneuerbaren Ausbau Gesetz basieren, werden in der Variation mit einer P2G-Kapazität von 1 GW und unbegrenzt zugelassener Wasserstoff-Wiederverstromung 2 TWh/a Wasserstoff erzeugt, bei einer Schwankungsbreite von beinahe 100% je nach Wetterjahr, mit einer durchschnittlichen Auslastung der Anlage von 2.994 Volllaststunden. Zur Aufrechterhaltung der Stromversorgung muss der gesamte Wasserstoff wiederverstromt werden, andere Verbrauchssektoren können in diesem Modell nicht versorgt werden. Zudem wird das verfügbare Biomethan als eine der wenigen flexiblen Ressourcen komplett eingesetzt. Es bleiben im Jahr durchschnittlich 4 TWh Unterdeckung, in denen kurzfristig Lösungen gefunden werden müssen, um die Nachfrage zu decken.

In der Vision 2040, kann im Modell mit kompletter Wasserstoff-Wiederverstromung bei einer P2G-Kapazität von 4 GW die Nachfrage beinahe jederzeit gedeckt werden, mit P2G Volllaststunden von 1.700. Wird allerdings gar keine Wasserstoffwiederverstromung zugelassen, wird die Stromerzeugung aus Biomethan bis zur Begrenzung von 5 TWh/a ausgeschöpft bei einer verbleibenden Unterdeckung von 1,7 TWh/a, während die Erzeugungsspitzen im Sommer im Vergleich zu Szenario 2030 extremer ausfallen. Die Stromüberschüsse fließen vermehrt in die Pumpspeicher und den Auslandsaustausch und P2G erreicht lediglich Volllaststunden von 650.

Es zeigt sich, dass der Einsatz von erneuerbaren Gasen (Biomethan und Wasserstoff) — angesichts der limitierten Pumpspeicherkapazitäten und Unsicherheiten im künftigen Ausmaß des Austauschs über die Grenzen—essenziell ist, um in einem erneuerbaren Stromsystem Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Herausforderung liegt darin, die Dunkelflaute im Winter zu überbrücken, während die Wirtschaftlichkeit der P2G-Anlagen mit dem Ziel jede Spitze im Sommer zu speichern bzw. mit ihrer installierten Kapazität sinkt.

## 1. Hintergrund

Um die ambitionierten Ziele der Energie- und Klimastrategie der österreichischen Bundesregierung zu erreichen – bilanziell 100% Erneuerbare Energiequellen zur Stromerzeugung bis 2030 und Erreichung der Klimaneutralität bis 2040 in Österreich – müssen die erneuerbaren Stromproduktionskapazitäten effizient und zeitlich optimal eingesetzt werden. Als Schlüsseltechnologie der Energiewende, kann im Zeichen der Sektorintegration- und Kopplung erneuerbarer Wasserstoff mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom gewonnen und nicht nur für die Anwendung in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren (Industrie und Schwerkverkehr), sondern auch als für die Zielerreichung notwendige Produktionsflexibilitäten im Strombereich bereitgestellt werden. So kann die Überproduktion von erneuerbarer Elektrizität im Sommer, die durch hohe Verfügbarkeit von Wind und Sonne bei geringer Nachfrage entsteht, als Wasserstoff oder Methan gespeichert, ins Gasnetz eingespeist oder in bisher fossil betriebenen Anwendungen und Sektoren eingesetzt werden und zur tiefen Dekarbonisierung beitragen.

Die derzeit am intensivsten diskutierte Technologie dazu stellt Power-to-Gas (P2G) dar, worunter die Umwandlung von Strom in Wasserstoff bzw. Methan verstanden wird. Abgesehen von der systemischen Notwendigkeit im Strombereich, hängt das wirtschaftliche Potenzial der P2G-Anlagen stark von den möglichen Volllaststunden ihres Betriebs und somit von der Erzeugungsmenge des erneuerbaren Stroms der in die P2G-Anlagen fließen kann, im Verhältnis zur Anlagengröße, ihrer Effizienz und der Konkurrenz mit anderen Flexibilitätsoptionen (Import/Export, Pumpspeicher, Demand Side Management) ab. Dadurch variiert im hier dargestellten Modell das P2G-Potenzial mit den abgebildeten Reihen an Wetterjahren und den gewählten Parametern für das modellierte Stromsystem.

Welche P2G-Kapazitäten in Österreich tatsächlich in Abhängigkeit vom Ausbau der variablen erneuerbaren Energieträger notwendig sind und wie diese praktisch umgesetzt werden können, ist derzeit kaum wissenschaftlich analysiert. Ziel dieser Studie ist eine Abschätzung des Potenzials an notwendigen P2G-Kapazitäten zur Unterstützung des erneuerbaren Stromsystems und der resultierenden Volllaststunden bis 2040 anhand eines vereinfachten Modells und vordefinierter Parameter.

Diese Studie basiert auf einem stark vereinfachten Modell eines rein erneuerbaren österreichischen Stromsystems. Für 2030 sind die Parameter gem. dem Nationalen Energie- und Klimaplan [1] sowie dem aktuellen Regierungsprogramm anhand des Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (EAG) [2] relativ klar, jedoch stellt ein Modell Szenarien und keine exakte Kopie der Realität dar. Des Weiteren, lässt das für diese Studie entworfene Modell mit seiner Einfachheit keine Prognosen zu, jedoch werden die Herausforderungen zur Umsetzung eines rein erneuerbaren Stromsystems klar dargestellt. Das Szenario 2040 beruht auf vereinfachten Annahmen bezüglich des Kapazitätsausbaus nach den Schätzungen der Studienautor\*innen und des Auftraggebers basierend auf einem Positionspapier des Dachverbandes Erneuerbare Energien Österreich [3].

## 2. Methode & Annahmen

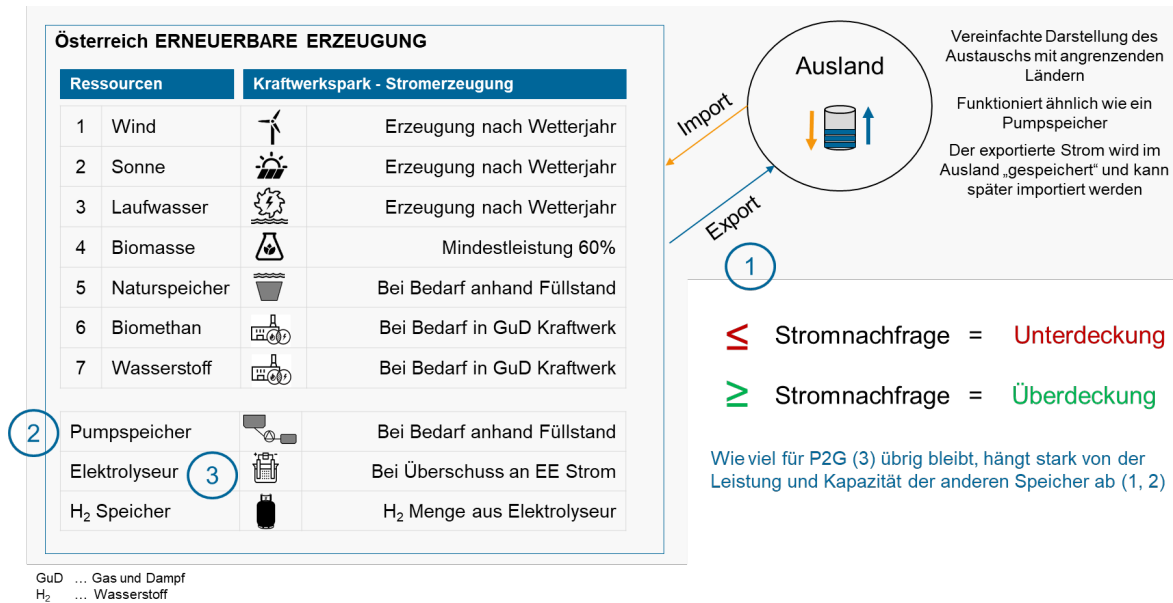
Diese Studie beinhaltet eine Potentialabschätzung für P2G-Kapazitäten für die saisonale Speicherung von erneuerbarer Energie in einem 100 % erneuerbaren Stromszenario für 2030 und 2040 in Österreich unter folgenden Gesichtspunkten:

- Definition des betrachteten Szenarios 2030 und einer Vision 2040
- Fundierte Diskussion und Festlegung der Modellparameter für 2030 und 2040, u.a.:
  - Erwartete jährliche Stromnachfrage (Berücksichtigung Sektorkopplung)
  - Erwartete installierte Kapazität für Wind und PV
  - Realistische Anlagengröße und Effizienz für P2G
- Überbrückung des zu erwartenden Sommer/Winter-Gaps (Dunkelflaute)
- Erneuerbare Strom-Erzeugungskapazitäten gem. aktuellem Bestand plus Ausbaupfade des Regierungsprogramms und Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (EAG) [2] bis 2030 und 2040

### 2.1. GENERELLE ANNAHMEN

- Versorgungssicherheit des Stromsystems mit national produzierten erneuerbaren Energien
- Keine „erneuerbaren“ Ausnahmen bez. Regelenergie & Eigenversorgung
- Das Modell bildet den österreichischen Stromsektor stark vereinfacht ab. Ziel ist es, unter den gegebenen Parametern mit den vorhandenen Erzeugungs- und Speichertechnologien, die Stromnachfrage zu decken und einen Großteil der Erzeugungsspitzen bei hoher Wind und PV Verfügbarkeit durch Elektrolyse (P2G) in Wasserstoff (H<sub>2</sub>) umzuwandeln, wenn nötig für die Wiederverstromung oder für den H<sub>2</sub> Bedarf in anderen Sektoren.
- Das Stromnetz wird nicht abgebildet, keine Lastflüsse modelliert und daher auch kein Austausch mit anderen Ländern exakt abgebildet. Hierfür wird ein vereinfachter Ansatz gewählt, in dem die Leistung für Import und Export mit der an den Grenzen möglichen Übertragungskapazität beschränkt wird. Der exportierte Strom wird im Ausland „gespeichert“ und kann später importiert werden“ (Abbildung 1). Das ist für eine vereinfachte und modellhafte Betrachtung zulässig, in der Praxis spielt hier aber sowohl der Preis des zunehmend knapp werdenden Gutes „Übertragungskapazität“ eine Rolle, als auch die Frage, wie diese Speicherung im Ausland sowohl organisatorisch als auch wirtschaftlich darzustellen ist.
- Alle Kraftwerke und Speicher sind jeweils als kumulierte österreichische Gesamtleistung/Kapazität modelliert und nicht regional verortet berechnet.
- Der Kraftwerkeinsatz passiert marktorientiert, ohne die Kraftwerke gewinnmaximierend zu optimieren anhand der in Abschnitt 2.2-2.3 definierten Bedingungen.

Abbildung 1 Modellaufbau und Kraftwerkspark



- Power-to-Gas (P2G) soll eingesetzt werden um die erneuerbare Stromerzeugung, welche die Nachfrage und die traditionelle Flexibilität und Speichermöglichkeiten (Exportleistung und Pumpspeicher) übersteigt, in Wasserstoff umzuwandeln. Dieser Wasserstoff kann im Modell entweder für den Einsatz in anderen Sektoren (Industrie und Schwerkverkehr) gespeichert oder für die Wiederverstromung über Gas- und Dampfkraftwerke im Stromsektor eingesetzt werden.
- Als weitere flexible Stromerzeugungsmöglichkeit wird Biomethan aus verschiedenen natürlichen Abfällen und Reststoffen in Gas- und Dampfkraftwerken eingesetzt.
- Gas- und Dampfkraftwerke: Hier werden gegenüber 2020 keine weiteren Kapazitäten installiert, allerdings eine Effizienzsteigerung von 55% in 2030 auf 60% in der Vision 2040 vorgesehen.
- Um jedenfalls eine Lösung zu erhalten auch wenn die Nachfrage — ausschließlich im Winter — kurzzeitig nicht abgedeckt werden kann, wird die Unterdeckung als Variable eingeführt. Diese lässt einen freieren Interpretationsspielraum für mögliche, kurzfristige Lösungen zu. Ein Kapazitätsausbau im Modell hätte hingegen ganzjährig Einfluss auf die anderen Technologien und würde ggf. zu ungewollten Ergebnissen führen.

## 2.2. DATEN

Die Rohdaten für Erzeugungs- und Nachfrageprofile stammen aus der PECD (Pan European Climate Database) des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) für 2030 und 2040 [4]. Daraus wurden durch die APG Daten für 35 Wetterjahre (1982-2016) generiert, womit die Schwankungen je nach Verfügbarkeit der natürlichen Ressourcen in dieser Analyse klar hervorkommen.

Die Daten bilden ein normiertes Jahr ab (Montag ist immer der 01.01 mit 8.760h).

- Diese Studie beruht auf Erzeugungsprofilen je MW installierter Kapazität für Wind und PV für 2030 und 2040 unter Berücksichtigung des technologischen Fortschritts bezüglich der Anlageneffizienz.



- Die installierte Kapazität 2030 für Wind, PV, Laufwasser und Biomasse basiert auf den Ausbauplänen des EAG [2]. Für die Vision 2040 wird der Zubau durch die TU Wien und den Auftraggeber erarbeitet, um die notwendige Balance aus Erzeugung und Nachfrage im Modell anhand der Annahmen zu gewährleisten.
- Wasserkraft 2030:
  - Für Laufwasser beinhaltet der TYNDP die potenzielle Erzeugung pro Tag anhand des Wasserdurchflusses in MWh im Jahr 2030. Die Erzeugung wird auf stündliche Basis aufgeteilt und mit der maximalen installierten Leistung begrenzt. Die Leistung der Laufwasserkraft für 2030 entspricht im Modell den Ausbauplänen des EAG [2]. Für Pumpspeicher und Speicherseen (Naturspeicher) beinhalten die Daten aus dem TYNP die erwartete installierte Leistung in 2030 und den erwarteten natürlichen Zufluss je Wetterjahr.
  - Mit den Inputdaten aus dem TYNDP bleibt die jährliche Erzeugung aus Wasserkraft im Modell mehr als 5 TWh/a unter dem erwarteten Potenzial. Daher werden die Leistung der Speicherturbinen und Pumpen und der natürliche Zufluss für das Modell geringfügig adaptiert, um über 35 Wetterjahre kalkuliert eine jährlich durchschnittliche Erzeugung aus Wasserkraft, entsprechend der Einschätzung aus [5,6] und dem fachlichen Input des Auftraggebers, besser zu erreichen.
- Für 2040 wird der erwartete Zubau zur Wasserkraft aus Studien, die die gesamte Dekarbonisierung des Energiesystems in Österreich berücksichtigen, abgeleitet [5,6] und die Inputdaten wiederum, entsprechend der geschätzten Stromerzeugung aus Wasserkraft aus [5,6] und des fachlichen Inputs des Auftraggebers, adaptiert.
- Stromnachfrageprofile für 2030 und 2040 sind in Abhängigkeit der Temperatur je Wetterjahr und inklusive Szenario Annahmen (Strombedarf durch E-Mobilität, Wärmepumpen, Datacenter etc.) als „Load Series“ verfügbar [7]. Die Parameter für die Nachfrageszenarien sind in den Scenario Building Outputs beschrieben. Jedoch wurden diese im Erstellungszeitraum 2018 angefertigt und berücksichtigen daher noch kein national bilanziell erneuerbares Stromsystem 2030 sowie ein erneuerbares Energiesystem 2040. Für 2030 sieht es nur 83 TWh und für 2040 knappe 90 TWh Stromnachfrage vor. Der jährliche Stromverbrauch für 2030 gemäß WAM NEKP-Szenario beträgt 85 TWh. Für die Vision 2040 werden zur Einschätzung der Gesamtstromnachfrage Studien herangezogen, die sich bisher auf 2050 bezogen, um ein erneuerbares Energiesystem und die entsprechende zunehmende Nachfrage nach erneuerbarem Strom aus anderen Sektoren, wie Industrie und Verkehr, entsprechend zu berücksichtigen [5,6]. Das Nachfrageprofil des TYNDP wird für 2030 auf 85 TWh und für 2040 dementsprechend auf 115 TWh hochgerechnet (siehe Abschnitt 3.2).

### 2.3. TECHNOLOGIEN UND ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN

Die Basis für die vereinfachte Darstellung des österreichischen Stromsystems liefern das Regierungsprogramm und die Ausbaupläne des EAG (Erneuerbaren Ausbau Gesetz) [2] in dem es heißt:

„Zur Erreichung des in Abs. 2 angegebenen Zielwertes für das Jahr 2030 ist **ausgehend von der Produktion im Jahr 2020** die jährliche Stromerzeugung **aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2030** mengenwirksam **um 27 TWh zu steigern**. Davon sollen **11 TWh auf Photovoltaik, 10 TWh auf Wind, 5 TWh auf Wasserkraft und 1 TWh auf Biomasse** entfallen. Der Beitrag der Photovoltaik soll insbesondere durch das Ziel, eine Million Dächer mit Photovoltaik auszustatten, erreicht werden.“

Dies könnte gemäß fachlicher Einschätzungen des Auftraggebers, anhand der vorhandenen Kapazitäten in 2020 [8], zu einem Zubau bis 2030 laut Tabelle 1 führen.

Tabelle 1 Ausbau nach dem Erneuerbaren Ausbaugesetz

<b>[MW]</b>	<b>Kapazitäten 2020</b>	<b>Zubau bis 2030</b>	<b>Kapazitäten 2030</b>
<b>Wind</b>	3.133	4.014	7.200
<b>PV</b>	1.333	10.900	12.200
<b>Biomasse</b>	497	146	643
<b>Laufwasser</b>	5.724	1.088	6.813

Die Stromerzeugung je Technologie erfolgt innerhalb der definierten Parameter wie in Tabelle 2 gereiht.

Tabelle 2 Einsatzreihenfolge der Technologien im Modell

<b>Übersicht der Technologien im Modell</b>	<b>Betriebsweise</b>
<b>Wind &amp; PV</b>	Fix <sup>1</sup>
<b>Laufwasser</b>	Fix: je Wetterjahr in MWh gegeben
<b>Import/Export</b>	Marktorientiert (nicht gewinnoptimiert)
<b>Turbine/Pumpe</b>	Marktorientiert (nicht gewinnoptimiert)
<b>Biomasse</b>	Mindestens 60% der installierten Kapazität
<b>Gas-und Dampfkraftwerk (mit Biomethan oder H<sub>2</sub>)</b>	Flexibel anhand definierter Leistung und Ressourcenverfügbarkeit (H <sub>2</sub> beschränkt sich auf erzeugte Menge aus dem P2G Prozess)
<b>P2G</b>	Zur Speicherung der Erzeugungsspitzen
<b>Überdeckung</b>	Stromerzeugung > Nachfrage
<b>Unterdeckung</b>	Stromerzeugung < Nachfrage

Um eine logische Reihenfolge der eingesetzten Technologien zu erreichen, werden sie in der Optimierung mit einem entsprechenden Preis versehen, der allerdings fix ist. Anhand dessen minimiert das Modell die Kosten und trifft die Entscheidung des Kraftwerkseinsatzes. Es werden

<sup>1</sup> Erzeugungsprofile je Wetterjahr gegeben multipliziert mit installierter Kapazität

keine Preisszenarien abgebildet. Die Speicher arbeiten ausschließlich marktorientiert anhand der Über- und Unterdeckungssituation.

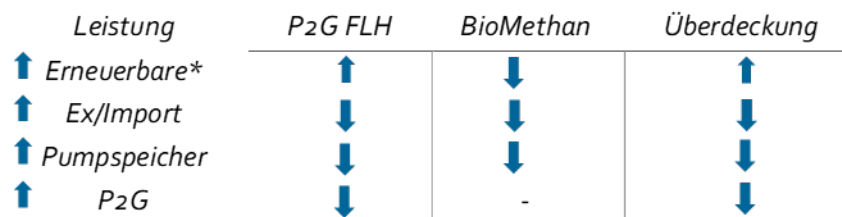
Die Über-oder Unterdeckung im erneuerbaren Stromsystem wird durch die entsprechenden Technologien in der Reihenfolge laut Tabelle 3 gespeichert oder gedeckt.

Tabelle 3 Einsatzreihenfolge der Speichertechnologien im Modell

<b>Speicher im Modell</b>	<b>Kommentar</b>
<b>Auslandsspeicher</b>	Siehe Abbildung 1
<b>Pumpspeicher</b>	
<b>Naturspeicher</b>	
<b>Wasserstoffspeicher</b>	

Bevor die Speicherung von Wasserstoff durch P2G zum Einsatz kommt, wird die Nutzung der Pumpspeicher und des Auslandsspeichers über Exporte maximiert. Daher konkurriert im Modell eine Erhöhung der Export- und Pumpspeicherleistung mit der P2G-Nutzung und deren Volllaststunden. Eine Erhöhung der P2G-Leistung trägt dazu bei, mehr von den Erzeugungsspitzen speichern zu können und die Überdeckung zu reduzieren, allerdings auf Kosten der P2G-Volllaststunden, die von der Kapazität abhängen. Diese Zusammenhänge sind in Abbildung 2 dargestellt.

Abbildung 2 Sensibilitäten im Modell zwischen den Technologien



Erneuerbare ... Wind, PV, Wasserkraft  
FLH ... Full load hours (Volllaststunden)

### Spezifika der Technologien und eingesetzten Ressourcen im Modell:

#### 1. Windkraft & PV Systeme

Die Erzeugungsprofile für Wind und PV für 35 Wetterjahre mit dem Technologiestand der erwarteten Anlageneffizienz von 2030 stammen aus der Sammlung der PECD TYNDP Daten. Durch Multiplikation mit der installierten Kapazität ergibt sich die Stromerzeugung über die Jahre hinweg.

#### 2. Laufwasserkraft

Die Stromerzeugung aus Laufwasser wurde auf Tagesbasis aus den PECD TYNDP Daten für 35 Wetterjahre und der Anlageneffizienz in 2030 berechnet. Die täglichen Erzeugungsdaten wurden auf 24h aufgeteilt für eine stündliche Erzeugung. Zudem wurden alle Werte auf die in Tabelle 1 abgeschätzte maximale Leistung für 2030 limitiert.

#### 3. Export

Besteht in Österreich ein Überschuss an erneuerbarer Stromerzeugung, wird dieser exportiert, in Pumpspeichern gespeichert oder durch P2G-Anlagen als Wasserstoff

gespeichert. Exporte sind im Modell mit einer Kapazität von 2,5 GW begrenzt. Dies entspricht den von der APG 2030 erwarteten Austauschkapazitäten an den Grenzen zu Süd-Ost-Europa (Grenzen nach IT, SI, HU) und Deutschland, die geringer sind als die heute möglichen 6,2 GW [8,9], aufgrund tendenziell gleichzeitiger hoher Verfügbarkeit oder Mangel an erneuerbaren Ressourcen (Wind und Sonne), in einem verstärkt erneuerbaren Stromsystem bis 2030.

#### **4. Import**

Ist Energie im Auslandsspeicher vorhanden, kann Strom im Modell nach Österreich importiert werden. Importe sind mit 2,5 GW begrenzt (Erklärung siehe Export).

#### **5. Auslandsspeicher für Import/Export**

Um einen Austausch mit anderen Ländern vereinfacht zu berücksichtigen, werden keine exakten Lastflüsse berechnet. Das Ausland wird als „Auslandsspeicher“ abgebildet, der mit 420 GWh begrenzt ist. Dies entspricht der konservativen Annahme eines vollen Exportes oder Importes mit 2,5 GW über einen Zeitraum von 7 Tagen. Diese im Ausland gespeicherte Energie kann im Modell dann als Importe entsprechend der Leistung entnommen werden.

#### **6. Pumpspeicher**

Die Kapazität der Turbinen und Pumpen sowie die Speicherkapazität und natürlichen Zuflüsse über die 35 Wetterjahre wurden anhand der PECD TYNDP Daten für 2030 definiert [7].

#### **7. Naturspeicher**

Die Kapazität der Turbinen sowie die Speicherkapazität und natürlichen Zuflüsse über die 35 Wetterjahre wurden anhand der PECD TYNDP Daten für 2030 definiert [7].

#### **8. Strom aus Biomasse**

Die Stromerzeugung aus Biomasse ist mit einer limitierten Flexibilität modelliert. Die Anlagen müssen mindestens zu 60% der installierten Leistung (2030: 650 MW, 2040: 700 MW) betrieben werden.

#### **9. Strom aus erneuerbaren Gasen - GuD-Kraftwerke**

In dem abgebildeten erneuerbaren österreichischen Stromsystem werden die GuD-Kraftwerke vollständig mit erneuerbaren Gasen (Biomethan und erneuerbarem Wasserstoff) betrieben. Primär wird Biomethan eingesetzt. Das Modell entscheidet anhand der Optimierung des Wasserstoffspeichers über alle 35 Wetterjahre zur Nachfragedeckung und möglichen Restriktionen der Wasserstoffwiederverstromung, wann wie viel Wasserstoff in den GuD-Anlagen wiederverstromt werden kann bzw. muss. Biomethan als Ressource ist im Modell je Szenario begrenzt.

#### **10. P2G-Anlagen**

Die P2G-Anlagen können – bis zur definierten installierten Kapazität und Effizienz – erneuerbaren Strom durch Elektrolyse in Wasserstoff transformieren. Zunächst verwerten jedoch die Pump- und der Auslandsspeicher die überschüssige Stromerzeugung, bevor P2G eingesetzt wird.

## 11. Wasserstoffspeicher

Dies stellt im Modell einen virtuellen, unbegrenzten Speicher dar, in welchem Wasserstoff aus der Elektrolyse durch P2G-Anlagen gespeichert wird. Dieser Wasserstoff kann im Stromsystem zur Wiederverstromung eingesetzt werden. Der dann noch verbleibende Anteil wäre für den Bedarf in anderen Sektoren, wie beispielsweise Industrie und Verkehr, verfügbar. Im Modell ist keine Nachfrage außerhalb des Stromsektors berücksichtigt, daher wird der Wasserstoffspeicher als unbegrenzt definiert und kann, abhängig vom Szenario, über die Jahre immer weiter aufgefüllt werden.

## 12. Überdeckung

Die Überdeckung ist jene Stromerzeugung, die alle installierten Speicherkapazitäten, wie z.B. Export, Pumpspeicher, P2G übersteigt und daher verfällt.

## 13. Unterdeckung

Die Unterdeckung entsteht, wenn die Nachfrage zu einem Zeitpunkt nicht mit den gegebenen Erzeugungskapazitäten oder aus den Speichertechnologien gedeckt werden kann. Sie wird im Modell zugelassen, um eine Lösung zu erhalten, auch wenn die Nachfrage nicht komplett gedeckt wird, und die Lösungsmöglichkeit offen zu lassen. Wie beschrieben würde, aufgrund der fixierten Reihenfolge der Anlageneinsätze im Modell, eine generelle Erhöhung der Pumpspeicher-oder Import-/Exportkapazität für den Winter im Sommer den P2G Einsatz mindern. Interpretiert werden sollte sie als Notwendigkeit weiterer Flexibilitätsoptionen zur Bereitstellung von erneuerbarem Strom oder Verschiebung des Lastprofils (Batteriespeicher, Schwarmspeicher, Demand Side Management oder z.B. kurzfristige erhöhte Import-/Export-Kapazitäten). Die Unterdeckung wurde mit 2,5 GW begrenzt – dies ist maximal notwendig um die Angebotslücken im Winter zu decken und eine Lösung unter den Parametern entsprechend der Ausbaupläne des EAG zu erhalten.

## 2.4. ABKÜRZUNGEN UND FORMELN

### Variablen:

<i>D</i>	Stromnachfrage
<i>η</i>	Wirkungsgrad
<i>LW</i>	Strom aus Laufwasser
<i>Bio</i>	Strom aus Biomasse
<i>BM</i>	Strom aus Biomethan
<i>Imp</i>	Strom aus Import
<i>Exp</i>	Strom aus Export
<i>pump</i>	Strom für Pumpe Pumpspeicher
<i>T<sub>psp</sub></i>	Strom aus Turbine Pumpspeicher
<i>T<sub>res</sub></i>	Strom aus Turbine Reservoir (Naturspeicher)
<i>GuD</i>	Strom aus Gas-und Dampfkraftwerke
<i>P2G</i>	Stromverbrauch für Power-to-Gas
<i>H<sub>2</sub></i>	Wasserstoff

<i>über</i>	Überdeckung
<i>unter</i>	Unterdeckung
<i>SoC</i>	State of charge
<i>SoC<sub>Max</sub></i>	Maximale Speicherkapazität
<i>over</i>	Overflow - Zufluss der Pumpspeicherkapazität übersteigt

<i>i</i>	Anlagen
<i>j</i>	Speicher (Pumpspeicher, H <sub>2</sub> -Speicher, „Auslandsspeicher“)
<i>t</i>	Zeitschritt Stunde
<i>T</i>	8760 h
<i>X</i>	35 Jahre

### Nachfragedeckung:

#### 1 Nachfragedeckung

$$D_{(t)} = \text{Wind}_{(t)} + \text{PV}_{(t)} + \text{LW}_{(t)} + \text{Bio}_{(t)} + \text{Imp}_{(t)} - \text{Exp}_{(t)} - \text{pump}_{(t)} + \text{TpSp}_{(t)} + \text{Tres}_{(t)} + \text{GuD}_{(t)} - \text{P2G}_{(t)} - \text{über}_{(t)} + \text{unter}_{(t)}$$

#### 2 GuD-Anlagen werden durch Wasserstoff oder Biomethan betrieben

$$\text{GUD}_{(t)} = H_{2(t)} / \eta_{\text{GUD}} + \text{BM}_{(t)}$$

### Speicher Gleichungen:

#### 3 Gleichung für den Auslandsspeicher

$$\text{SoC}_{(t)} = \text{SoC}_{(t-1)} + \text{Exp}_{(t)} - \text{Imp}_{(t)}$$

#### 4 Pumpspeichergleichung

$$\text{SoC}_{(t)} = \text{SoC}_{(t-1)} + \text{Zufluss}_{(t)} + \text{pump}_{(t)} \eta_{\text{pump}} - (\text{TpSp}_{(t)} / \eta_{\text{turb}}) - \text{over}_{(t)}$$

#### 5 Naturspeichergleichung

$$\text{SoC}_{(t)} = \text{SoC}_{(t-1)} + \text{Zufluss}_{(t)} - (\text{Tres}_{(t)} / \eta_{\text{turb}})$$

#### 6 Wasserstoffspeichergleichung

$$\text{SoC}_{(t)} = \text{SoC}_{(t-1)} + \text{P2G}_{(t)} \eta_{\text{P2G}} - H_{2(t)}$$

### Für alle Speicher gilt:

#### 7 SoC am Ende des Jahres ist SoC am Beginn des folgenden Jahres

$$\text{SoC}_{(1, 2:(X+1))} = \text{SoC}_{(T, 1:X)}$$

#### 8 SoC am Beginn des ersten entspricht SoC am Ende des letzten Jahres

$$\text{SoC}_{(1, 1)} = \text{SoC}_{(T, X)}$$

### 3. Szenarien und Ergebnisse

Tabelle 4 bietet eine Übersicht über die im Folgenden beschriebenen Szenarien für 2030 und der Vision für 2040. Während sich das Szenario 2030 am EAG [2] orientiert, ist der Pfad in Richtung 2040 noch von Unsicherheit und groben Annahmen geprägt.

Tabelle 4 Übersicht der betrachteten Szenarien

	<b>Nachfrage [TWh]</b>	<b>Wind [GW]</b>	<b>PV [GW]</b>	<b>P2G [GW]</b>	<b>GuD [GW]</b>	<b>Import [GW]</b>
<b>Szenario 2030</b>	85	7,2	12,2	1	4,5	2,5
<b>Vision 2040</b>	115	14	24	4	4,5	2,5

#### 3.1. SZENARIO 2030

##### 3.1.1. Leistung und Kapazitäten 2030

Tabelle 5 und Tabelle 6 zeigen die installierten Leistungen je Technologie bzw. die Speicherkapazitäten. Die Wind-, PV-, Laufwasser- und Biomassekapazitäten werden basierend auf 2020 anhand der EAG-Produktionsziele wie in Tabelle 1 dargestellt bis 2030 ausgebaut. Daten und Technologien wurden in Kapitel 2 genauer beschrieben. Für die P2G-Anlagen werden im Folgenden kumulierte Leistungen von 1 GW und 500 MW berücksichtigt und Sensitivitäten getestet. Wie in Tabelle 7 angedeutet, wird Biomethan aufgrund der Nutzungskonkurrenz und begrenzten Verfügbarkeit als Ressource auf 3 TWh Primärenergieinput/Jahr begrenzt, was einer Stromerzeugung über die GuD Anlagen von 1,65 TWh entspricht.

Tabelle 5 Installierte Leistung im Szenario 2030 A

<b>Kraftwerk</b>	<b>Leistung 2030 [GW]</b>	<b>Effizienz</b>
<b>P2G</b>	0,5 - 1	0,7
<b>Wind</b>	7,20	
<b>PV</b>	12,20	
<b>Biomasse</b>	0,65	
<b>Laufwasser</b>	6,81	
<b>GuD</b>	4,50	0,55
<b>Pumpe</b>	3,92	0,8
<b>Turbine Psp</b>	4,00	
<b>Turbine Res</b>	2,53	
<b>Import/Export</b>	2,50	

GuD..... Gas-und Dampfkraftwerke

Res ..... Reservoir = Naturspeicher

Psp ..... Pumpspeicher

Tabelle 6 Speicherkapazitäten, Szenario 2030 A

<b>Speicher</b>	<b>Speicherkapazität 2030 [GWh]</b>
<b>Wasserstoffspeicher</b>	unbegrenzt
<b>Pumpspeicher</b>	2.072
<b>Reservoir</b>	913

<i>Speicher</i>	<i>Speicherkapazität 2030 [GWh]</i>
<b>Auslandsspeicher</b>	420

Tabelle 7 Begrenzung Biomethan, Szenario 2030 A

<i>Speicher</i>	<i>Speicherkapazität 2030 [GWh]</i>
<b>Biomethan Primärenergie</b>	3.000
<b>Strom aus Biomethan (55% GuD)</b>	1.650

### 3.1.2. Szenario 2030 A – komplette Wasserstoffwiederverstromung

Im Szenario 2030 A wird der gesamte Wasserstoff zur Wiederverstromung zugelassen und zuerst eine P2G-Kapazität von 1 GW installiert. Die Variabilität auf täglicher und saisonaler Basis wird deutlich. Erzeugungsspitzen im Sommer zur Mittagszeit durch hohe Sonneneinstrahlung stehen der fehlenden Sonnenergie im Winter und in jeder Nacht gegenüber. Diese Schwankungen bedeuten eine Herausforderung für Investitionen in flexible Anlagen. Der wirtschaftliche Einsatz von P2G-Anlagen benötigt entsprechende Mengen an erneuerbarem Strom als Input für entsprechend hohen Vollaststunden.

In Tabelle 8 sind die Ergebnisse der Berechnungen je Technologie für ein 2030 Szenario angeführt. Über die 35 Wetterjahre, wird ein Durchschnitt sowie der minimale und maximale Wert gezeigt. Abweichungen vom Durchschnitt sind in Prozent angegeben und zeigen die starke Abhängigkeit der natürlichen Ressourcen und ihrem Potenzial von den Wettergegebenheiten. Die Überdeckung – erneuerbare Erzeugung die alle Export- und Speicherkapazitäten übersteigt – kann beispielsweise je nach Wetterjahr um 280% höher oder 87% niedriger sein als im Durchschnitt. Die Stromerzeugung von PV, Wind und Laufwasser kann zwischen 5-15% vom Durchschnitt abweichen.

Tabelle 8 Erzeugung je Technologie in GWh, Szenario 2030 A

<i>Erzeugung/Technologie</i>	<i>Ø [GWh]</i>	<i>Min [GWh]</i>	<i>Max [GWh]</i>	<i>Δ Min</i>	<i>Δ Max</i>
<b>Nachfrage</b>	85.022	83.809	85.988	-1%	1%
<b>Überdeckung</b>	34	4	128	-87%	280%
<b>Wasserstoff</b>	2.105	11	3.010	-99%	43%
<b>Unterdeckung</b>	3.959	797	8.076	-80%	104%
<b>H<sub>2</sub> Strom</b>	1.158	4	2.843	-100%	146%
<b>Wind</b>	18.356	16.673	20.371	-9%	11%
<b>PV</b>	14.282	13.742	15.045	-4%	5%
<b>Biomasse</b>	5.622	5.352	5.694	-5%	1%
<b>Laufwasser</b>	35.676	31.101	39.686	-13%	11%
<b>Biomethan</b>	1.650	1.650	1.650	0%	0%
<b>Import</b>	1.522	747	3.201	-51%	110%
<b>Reservoir</b>	2.115	1.203	3.032	-43%	43%
<b>Pumpspeicher</b>	8.024	5.655	9.491	-30%	18%
<b>Total Wasserkraft</b>	45.815	37.959	52.209		



Δ Änderung zum Mittelwert

Wasserstoff ..... erzeugt aus erneuerbarem Strom

H<sub>2</sub> Strom..... Strom aus Wasserstoff via GuD

Tabelle 9 Volllaststunden für P<sub>2</sub>G und GuD, Szenario 2030 A

Anlage	Ø	Min	Max
P <sub>2</sub> G	2.994	15	4.300
GuD	623	367	998

GuD..... Gas-und Dampfkraftwerke

Die angenommenen Kapazitäten für Wind, PV und Wasserkraft sind zur Erreichung des Szenarios 2030 laut den Modellergebnissen knapp bemessen. Im Sommer, wie in Abbildung 3 gezeigt, entstehen durch hohe Sonnen- und Windverfügbarkeit nur wenige Spitzen zur Speicherung. Diese sind allerdings extrem und es bleibt eine Überdeckung von 34 GWh/a, die nicht durch die Speicherung laut Tabelle 6 verwertet werden kann. Entsprechend der Abbildung 3 werden zuerst der Auslandsspeicher und die Pumpspeicher gefüllt.

Abbildung 3 Erzeugung nach Technologie im Sommer – Beispieljahr, Szenario 2030 A

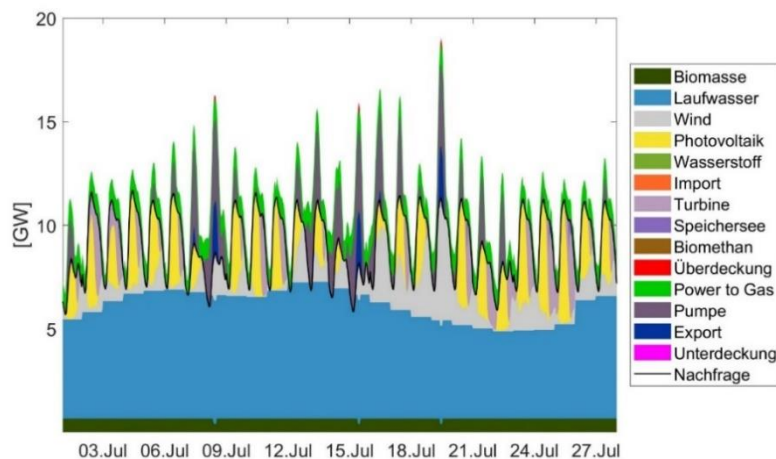


Abbildung 4 und Abbildung 5 zeigen die saisonale Nutzung des Pumpspeichers und des vereinfacht dargestellten Austauschs über den Auslandsspeicher. Verbleibender Überschussstrom wird im Modell durch die P<sub>2</sub>G–Anlagen verwertet, deren saisonaler Einsatz in Abbildung 6 beschrieben ist. Im Winter hingegen, sind große Lücken zwischen der Stromerzeugungskapazität und der Nachfrage in Form einer Unterdeckung von durchschnittlich 4 TWh/a zu erkennen (Abbildung 7). Abbildung 8 stellt die Unterdeckung in einem Beispieljahr da. In Abbildung 9 ist die Häufigkeitsverteilung der Unterdeckung abgebildet. Es zeigt sich, dass ca. 7000 von 8760 h im Jahr keine Unterdeckung auftritt, und bei ca. 1500 h im Jahr die maximale Unterdeckung von 2,5 GW erreicht wird. Die Variabilität der jährlichen Stundenanzahl an Unterdeckung ist in Abbildung 10 dargestellt.

Abbildung 4 Saisonale Nutzung des Pumpspeichers – Beispieljahr, Szenario 2030 A

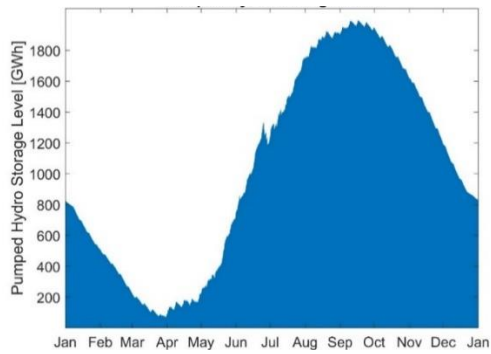


Abbildung 5 Saisonale Nutzung des Auslandsspeichers – Beispieljahr, Szenario 2030 A

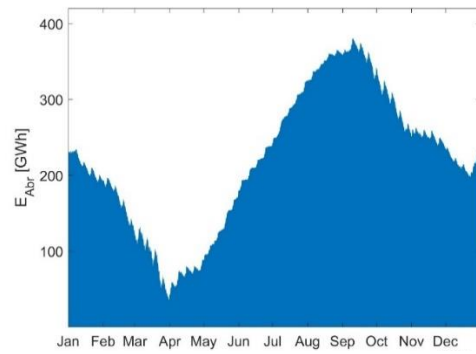


Abbildung 6 Saisonaler P2G Betrieb - Beispieljahr, Szenario 2030 A

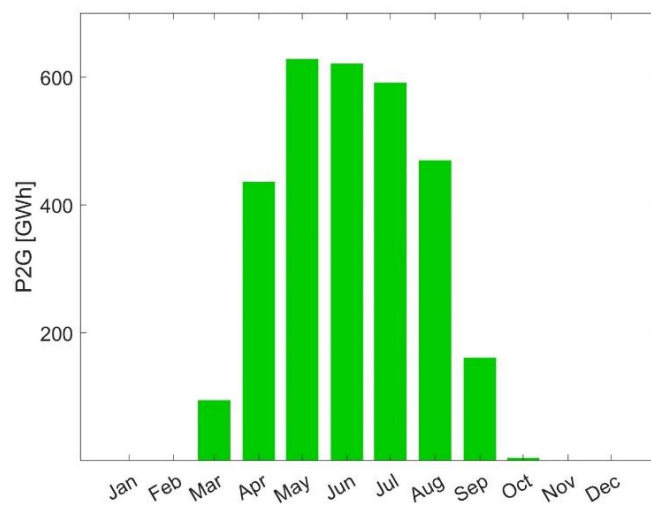


Abbildung 7 Erzeugung nach Technologie im Winter – Beispieljahr, Szenario 2030 A

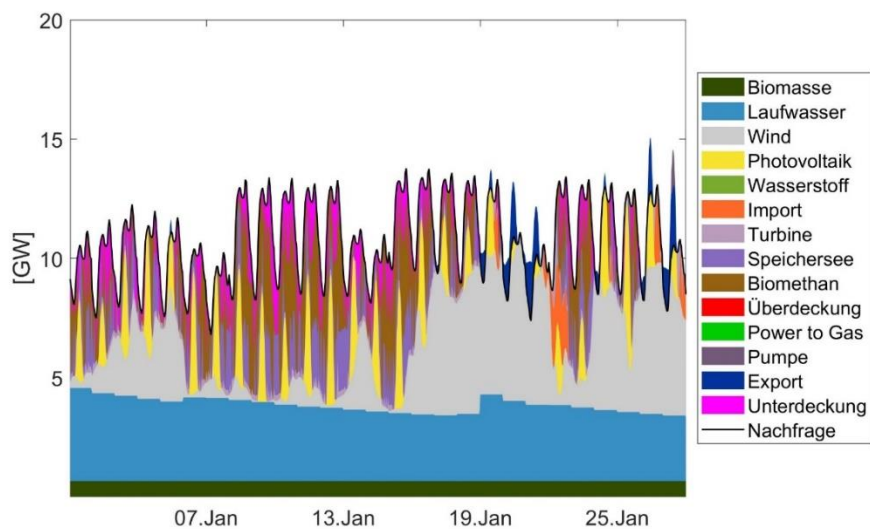


Abbildung 8 Unterdeckung Beispieljahr, Szenario 2030 A

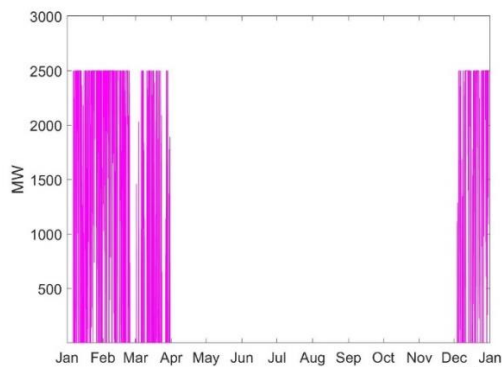


Abbildung 9 Häufigkeitsverteilung Unterdeckung - Beispieljahr, Szenario 2030 A

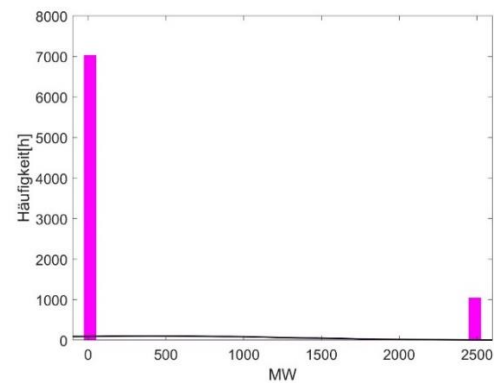
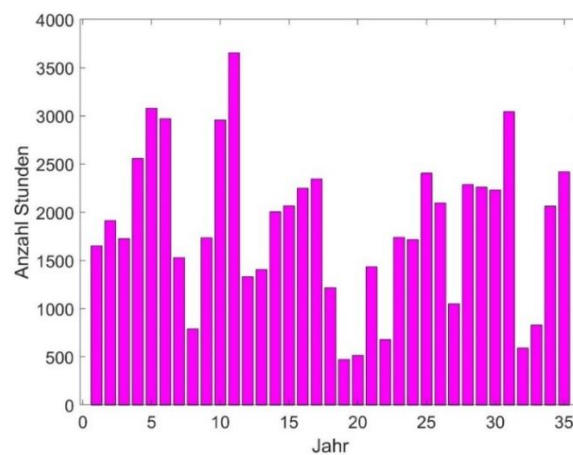


Abbildung 10 Jährliche Stundenanzahl an Unterdeckung, Szenario 2030 A



Die flexible Erzeugungsressource Biomethan wird ausschließlich im Winter eingesetzt und das jährliche Erzeugungskontingent von 1.65 TWh Strom immer voll ausgenutzt. Der gesamte produzierte Wasserstoff (2,1 TWh) wird zu 1,2 TWh H<sub>2</sub> Strom wiederverstromt. Die durchschnittliche Auslastung der P2G-Anlagen beträgt 2.994 Volllaststunden, allerdings mit extremen Schwankungen je Wetterjahr bis zu 4300 oder nur 15 h (siehe Tabelle 9). Abbildung 11 zeigt den marktorientierten, saisonalen Einsatz von Biomethan und H<sub>2</sub> über die GuD-Kraftwerke. In Abbildung 12 ist der Wasserstoffspeicher über die 35 Wetterjahre hinweg dargestellt, in denen er saisonal gefüllt und geleert wird.

Eine Erhöhung der inflexiblen Kapazitäten (Wind & PV) hätte gemeinsam mit einer größeren P2G-Kapazität Potenzial, die Unterdeckung zu senken. Ohne eine verstärkte Wasserstoffwiederverstromung hätte dieser Ausbau im Modell allerdings wenig Vorteil für die Stromversorgung, da in Situationen von geringer Sonneneinstrahlung und geringen Windverhältnissen (Winter und Dunkelflaute) auch größere Kapazitäten dieser zwei Technologien nicht besser genutzt werden können, sondern aus dem Sommer gespeichert werden müssen. Eine weitere Möglichkeit wäre die Leistungserhöhung der Wasserkraft oder – im Zuge einer Netzverstärkung – auch der Importe. Im Klimarechner des BMK [9] wird eine Spitzenleistung

beim Auslandsaustausch von 6,2 GW angenommen, während das Modell unter Annahme stärkerer Autarkie der angrenzenden Länder durch P2G nur 2,5 GW vorsieht.

Abbildung 11 Stromerzeugung durch Biomethan und H<sub>2</sub> - Beispieljahr, Szenario 2030 A

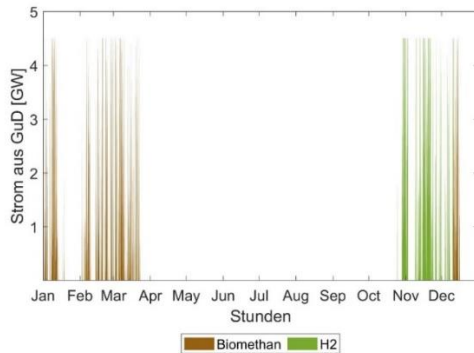
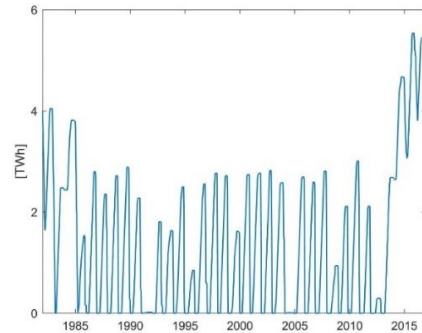


Abbildung 12 Wasserstoffspeicher über 35 Wetterjahre, Szenario 2030 A



**Experiment:**

Bei einer geringeren P2G Kapazität von 500 MW bestehen die Veränderungen gegenüber dem bisherigen Szenario 2030 A ausschließlich in der Menge der Überdeckung, Unterdeckung und der Wasserstofferzeugung (siehe Tabelle 10). Da durch die geringere P2G Kapazität statt 2.105 nur 1.206 GWh/a Wasserstoff gespeichert und später eingesetzt werden können, steigt die durchschnittliche Überdeckung von 34 auf 53 GWh/a und die Unterdeckung auf 4.462 GWh/a. Die P2G-Anlagen werden laut Tabelle 11 allerdings stärker ausgenutzt mit 3.430 Volllaststunden.

Tabelle 10 Erzeugung je Technologie in GWh, Szenario 2030 A – 500 MW P2G

Erzeugung/Technologie	Ø [GWh]	Min [GWh]	Max [GWh]	Δ Min	Δ Max
<b>Wasserstoff</b>	1.206	7	1.584	-99%	31%
<b>Überdeckung</b>	53	11	165	-80%	214%
<b>Unterdeckung</b>	4.462	1.223	8.577	-78%	95%

Δ Änderung zum Mittelwert

Tabelle 11 Volllaststunden für P2G und GuD, Szenario 2030 A – 500 MW P2G

Anlage	Ø	Min	Max
<b>P2G</b>	3.430	21	4.525
<b>GuD</b>	514	416	720

GuD..... Gas-und Dampfkraftwerke

3.1.3. Szenario 2030 B – begrenzte Wasserstoffwiederverstromung

In diesem Szenario wird die Menge der Stromerzeugung aus Wasserstoff auf durchschnittlich 600 GWh/a begrenzt, um zu sehen ob für andere Sektoren Wasserstoff im Speicher übrigbleibt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 12 abgebildet. Da das Stromsystem unbedingt Flexibilität benötigt, wird Wasserstoff nur im Ausmaß der möglichen Wiederverstromung erzeugt. Der restliche Überschussstrom wird in diesem Fall verstärkt in den Pumpspeichern und im Auslandspeicher genutzt. Die Volllaststunden für P2G halbieren sich somit ebenso, wie der durchschnittlich zugelassene Strom aus Wasserstoff bei selber Kapazität, wie in Tabelle 13 dargestellt.

Die Überdeckung bleibt identisch, die Unterdeckung steigt um ca. 500 GWh/a (13%) an. Dies entspricht der Reduktion des genutzten H<sub>2</sub> Stroms im Vergleich zum vorigen Szenario. Wie bereits erwähnt ist die Unterdeckung ein Platzhalter für weitere Ausgleichsmaßnahmen, wie beispielsweise eine kurzfristige Erhöhung der Importleistung.

Tabelle 12 Erzeugung je Technologie in GWh, Szenario 2030 B

<b>Erzeugung/Technologie</b>	<b>Ø [GWh]</b>	<b>Min [GWh]</b>	<b>Max [GWh]</b>	<b>Δ Min</b>	<b>Δ Max</b>
<b>Nachfrage</b>	85.022	83.809	85.988	-1%	1%
<b>Überdeckung</b>	34	4	128	-87%	279%
<b>Wasserstoff</b>	1.019	11	1.716	-99%	68%
<b>Unterdeckung</b>	4.502	1.094	8.440	-76%	87%
<b>H<sub>2</sub> Strom</b>	600	235	1.818	-61%	203%
<b>Wind</b>	18.356	16.673	20.371	-9%	11%
<b>PV</b>	14.282	13.742	15.045	-4%	5%
<b>Biomasse</b>	5.623	5.543	5.692	-1%	1%
<b>Laufwasser</b>	35.678	31.101	39.695	-13%	11%
<b>Biomethan</b>	1.650	1.650	1.650	0%	0%
<b>Import</b>	1.517	885	3.219	-42%	112%
<b>Reservoir</b>	2.115	1.559	2.380	-26%	13%
<b>Pumpspeicher</b>	6.727	4.876	8.484	-28%	26%
<b>Total Wasserkraft</b>	44.520	37.535	50.559		

Δ Änderung zum Mittelwert

Wasserstoff ..... erzeugt aus erneuerbarem Strom

H<sub>2</sub> Strom..... Strom aus Wasserstoff via GuD

Tabelle 13 Volllaststunden für P<sub>2</sub>G und GuD, Szenario 2030 B

<b>Anlage</b>	<b>Ø</b>	<b>Min</b>	<b>Max</b>
<b>P<sub>2</sub>G</b>	1.459	15	2.452
<b>GuD</b>	500	418	770

GuD..... Gas-und Dampfkraftwerke

### 3.1.4. Fazit Szenario 2030

Generell ist in dieser auf zeitreihen basierten Modelllösung der Ausbau der erneuerbaren Erzeugungstechnologien Wind, PV und Wasserkraft zur Deckung der Nachfrage in einem 100% erneuerbaren Stromsektor sehr knapp bemessen. Dies zeigt sich an der vollen Ausschöpfung der flexiblen und auf 3 TWh Primärenergie (1,65 TWh Strom) begrenzten Ressource Biomethan. Außerdem bleiben im Jahr durchschnittlich 4 TWh Unterdeckung, in denen die vorhandenen Kapazitäten und Leistungen nicht ausreichen, um die Nachfrage zu decken. Dies könnte beispielsweise durch weitere Flexibilitätsoptionen zur Bereitstellung von erneuerbarem Strom, eine Verschiebung des Lastprofils (Batteriespeicher, Schwarm Speicher, Demand Side Management) oder z.B. kurzfristige erhöhte Import/Export-Kapazitäten, behoben werden. Alternativ, sind zu einem gewissen Grad eine Erhöhung der Leistung für Wind, PV und Wasserkraft, vor allem aber auch weitere erneuerbare, flexible Erzeugungstechnologien-und

Ressourcen notwendig. Die ausschließliche Erhöhung der Wind- und PV-Kapazitäten ohne zeitgleiche Erhöhung der P2G-Kapazität stellt nur einen begrenzten Lösungsansatz dar, da Situationen von geringer Sonneneinstrahlung und Wind auch von größeren Erzeugungskapazitäten nicht gut genug genutzt werden können. Eine Studie der TU Wien empfiehlt beispielsweise zur Erhaltung der Versorgungssicherheit 2030 9 GW Wind und 12 GW PV [6].

In der Szenario Variation mit Wasserstoff-Wiederverstromung werden 2 TWh/a Wasserstoff erzeugt, bei einer Schwankungsbreite von beinahe 100% je nach Wetterjahr. Zur Aufrechterhaltung der Stromversorgung muss der gesamte, aus Stromüberschüssen produzierte Wasserstoff wiederverstromt werden, andere Verbrauchssektoren können in diesem Modell nicht mit erneuerbarem Wasserstoff versorgt werden.

Bei Berechnung des Modells mit einer P2G-Kapazität von 1 GW werden durchschnittlich 2 TWh/a Wasserstoff erzeugt, bei einer durchschnittlichen Auslastung der Anlage von 2.994 Volllaststunden. Zudem werden durchschnittlich 34 GWh Überdeckung nicht im Stromsystem verwertet. Mit einer P2G-Kapazität von 500 MW liegt die Überdeckung durchschnittlich bei 53 GWh, jedoch erhöhen sich die Volllaststunden um 15% auf insgesamt 3.430. Es besteht ein Zielkonflikt zwischen der Verwertung der kompletten erneuerbaren Stromerzeugung und der wirtschaftlichen Auslegung der P2G-Kapazitäten. Um im 2030-Szenario fast jede „rote Spitze“ (siehe Abbildung 3) vollständig abzudecken und in Wasserstoff umzuwandeln, müsste die P2G Kapazität ca. 3-4 GW betragen. Solche Spitzen kommen allerdings nur 1-2 Mal im Jahr für wenige Stunden vor. Somit sinken die Volllaststunden dann auf ein Minimum, das die Wirtschaftlichkeit stark in Frage stellt.

### **3.2. VISION 2040**

Die Höhe der Stromnachfrage in der Vision 2040 orientiert sich an der geplanten vollständigen Dekarbonisierung des österreichischen Energiesystems. Da dieses Ziel in der Vergangenheit für 2050 festgelegt wurde, wird eine Studie mit diesem Zeithorizont herangezogen (siehe Tabelle 14) [5]. Unsicherheit besteht zum einen in der Effizienzsteigerung der Stromnutzung, hauptsächlich in Industrieprozessen und durch Gebäudesanierung und zum anderen in der Menge des zukünftigen erneuerbaren Wasserstoffbedarfs für Industrie und Verkehr, der national bereitgestellt werden soll. Eine Annahme ist, dass ein Großteil dieser Nachfrage aus Ländern mit für die Wasserstoffherzeugung vorgesehenen on- und offshore Windparks importiert wird. Rein national wäre dieser Bedarf wohl kaum zu stemmen und würde eine Stromnachfrage über 200 TWh nach sich ziehen. Im OE Kernszenario und Transition Szenario liegt die Stromnachfrage für ein erneuerbares Energiesystem bei 115 TWh [5]. Die Entwicklung der neuen Verbräuche (Elektromobilität und Wärmepumpen), sowie die Bruttostromverbrauchsentwicklung bis 2050 im OE-Kernszenario, entsprechen den Entwicklungen des UBA Transition Szenarios [10].

Die Stromerzeugung aus Biomethan wird in der vorliegenden Studie zumindest auf 5 TWh/a begrenzt, um die Biomethan Verfügbarkeit gegenüber 2030 nicht unendlich zu erhöhen und innerhalb der Unsicherheiten ausreichend flexible Ressourcen anzubieten aber gleichzeitig realistisch zu bleiben.

Tabelle 14 Strombedarf der Sektoren, Verbrauch des Sektors Energie und Transportverluste für ausgewählte Jahre in den Szenarien OE-Kern, UBA-Transition und UBA-WEM in GWh (Auszug aus [5])

Sektoren	Historie 2017	OE-Kern 2050	Transition 2050	WEM 2050
<b>Verkehr</b>	3.221	23.873	23.873	18.029
<b>Haushalte</b>	17.288	18.189	15.858	17.568
<b>Dienstleistungen</b>	11.495	15.887	11.043	13.847
<b>Landwirtschaft</b>	1.137	1.239	1.25	422
<b>Industrie</b>	29.647	31.648	27.448	27.135
<b>Energetischer Endverbrauch</b>	62.788	98.452	79.471	77.001
<b>Verbrauch des Sektors Energie</b>	7.862	11.763	10.44	7.048
<b>Umwandlungseinsatz</b>	-	7.616	21.43	
<b>Transportverluste</b>	3.339	5.59	4.465	4.563
<b>Gesamtverbrauch</b>	73.989	115.806	115.806	88.611

In der Vision 2040 liegt die Stromnachfrage jährlich bei 115 TWh, gleichzeitig wird eine P2G-Kapazität von 4 GW implementiert mit einer gesteigerten Effizienz von 70% auf 75%. Wie in Tabelle 15 zusammengefasst, werden Wind und PV anhand des geschätzten Energieerzeugungspotenzials der TU aus den erwähnten Studien [5,6] und des fachlichen Input des Auftraggebers ausgebaut, um ein ausgeglichenes Stromsystem innerhalb der angenommenen Parameter zu erhalten. Hier gewinnt die flexible Erzeugung an Bedeutung, da die größeren PV- und Wind-Kapazitäten zu extremen Produktionsspitzen führen, welche im Winter allerdings die Lücken zur Nachfragedeckung trotzdem nicht füllen können. Die Anpassung der Speicherkapazitäten sind in Tabelle 16 dargestellt. Die Änderungen der Daten zu 2030 für Laufwasser sowie Wasserspeicher, Turbine und Pumpe beziehen sich auf den natürlichen Zufluss und wurden vorgenommen, um für das Modell notwendige leichte Produktionssteigerungen zu ermöglichen.

Tabelle 15 Änderung der installierten Leistung im Vergleich zu 2030 und Leistung für das Vision 2040

Kraftwerk	Änderung zu 2030	Leistung 2040 [GW]	Effizienz
<b>P2G</b>		4	0,75
<b>Wind</b>	+6,8 GW	14	
<b>PV</b>	+11,8 GW	24	
<b>Biomasse</b>	+8%	0,70	
<b>Laufwasser</b>	+10%	7,50	
<b>GuD</b>	-	4,50	0,60
<b>Pumpe</b>	+10%	4,31	0,80
<b>Turbine Psp</b>	+10%	4,40	
<b>Turbine Res</b>	+10%	2,78	
<b>Import/Export</b>	-	2,5	

GuD..... Gas-und Dampfkraftwerke

Res ..... Reservoir = Naturspeicher

Psp ..... Pumpspeicher

Tabelle 16 Änderung der Speicherkapazitäten im Vergleich zu 2030 für das Vision 2040

Speicher	Änderung zu 2030	Speicherkapazität 2040 [GWh]
<b>Wasserstoffspeicher</b>		unbegrenzt
<b>Pumpspeicher</b>	+10%	2.245
<b>Reservoir</b>	+10%	989
<b>Auslandsspeicher</b>	-	420

### 3.2.1. Szenario 2040 A mit H<sub>2</sub> Wiederverstromung

In Tabelle 17 sind die Ergebnisse der Berechnungen je Technologie angeführt, in Tabelle 18 die Volllaststunden.

Tabelle 17 Erzeugung je Technologie in GWh, Vision 2040 A

Erzeugung/Technologie	Ø [GWh]	Min [GWh]	Max [GWh]	Δ Min	Δ Max
<b>Nachfrage</b>	115.029	113.213	116.474	-2%	1%
<b>Überdeckung</b>	446	206	949	-54%	113%
<b>Wasserstoff</b>	5.031	1.895	7.008	-62%	39%
<b>Unterdeckung</b>	2	-	11	-100%	502%
<b>H<sub>2</sub> Strom</b>	3.080	-	6.235	-100%	102%
<b>Wind</b>	38.766	35.443	42.855	-9%	11%
<b>PV</b>	28.087	27.033	29.596	-4%	5%
<b>Biomasse</b>	6.032	5.821	6.101	-3%	1%
<b>Laufwasser</b>	35.729	31.101	39.881	-13%	12%
<b>Biomethan</b>	3.962	294	5.000	-93%	26%
<b>Import</b>	1.501	1.066	2.217	-29%	48%
<b>Reservoir</b>	2.116	1.306	2.930	-38%	38%
<b>Pumpspeicher</b>	11.510	9.903	13.067	-14%	14%
<b>Total Wasserkraft</b>	49.355	42.310	55.879		

Δ Änderung zum Mittelwert

Wasserstoff ..... erzeugt aus erneuerbarem Strom

H<sub>2</sub> Strom ..... Strom aus Wasserstoff via GuD

Durch den steigenden Anteil an Wind- und PV-Kapazität steigt die Variabilität und bei limitierter Flexibilität auch die Überdeckung im Sommer (Abbildung 13). Die Unterdeckung in den Wintermonaten ist im Vergleich zum 2030 Szenario allerdings minimal und erreicht höchstens 1,2 GW (Abbildung 14 und Abbildung 15). Reduziert man die Windkapazität um 1 GW auf 23 GW, kann Biomethan dies weiterhin innerhalb der Ressourcenrestriktion abdecken.

Tabelle 18 Volllaststunden für P<sub>2</sub>G und GuD, Vision 2040 A

Anlage	Ø	Min	Max
<b>P<sub>2</sub>G</b>	1.677	632	2.336
<b>GuD</b>	1.565	950	2.500



GuD..... Gas-und Dampfkraftwerke

Es werden jährlich im Durchschnitt 5 TWh Wasserstoff mittels Elektrolyse aus Überschussstrom erzeugt (saisonale P2G Nutzung siehe Abbildung 16) und komplett wiederverstromt (siehe Wasserstoffspeicher über 35 Jahre in Abbildung 17). Andererseits müssen 4 TWh/a Strom aus Biomethan genutzt werden. Dass die Biomethan Ressource nicht voll zu 5 TWh/a ausgenutzt wird zeigt, dass die Unterdeckung dann entsteht, wenn die GuD Anlage bereits mit ihrer Leistung am Limit ist. Die Volllaststunden der P2G-Anlagen betragen im Durchschnitt 1.677 (siehe Tabelle 18) und die Volllaststunden für GuD steigen im Vergleich zu 2030, weil mehr erneuerbares Gas eingesetzt werden darf.

Abbildung 13 Erzeugung je Technologie im Sommer – Beispieljahr, Vision 2040 A

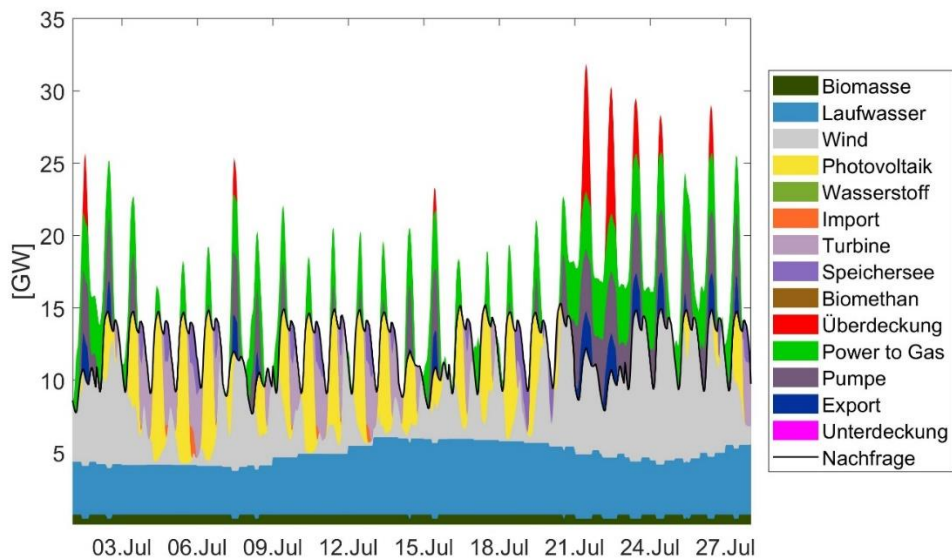


Abbildung 14 Erzeugung je Technologie im Winter – Beispieljahr, Vision 2040 A

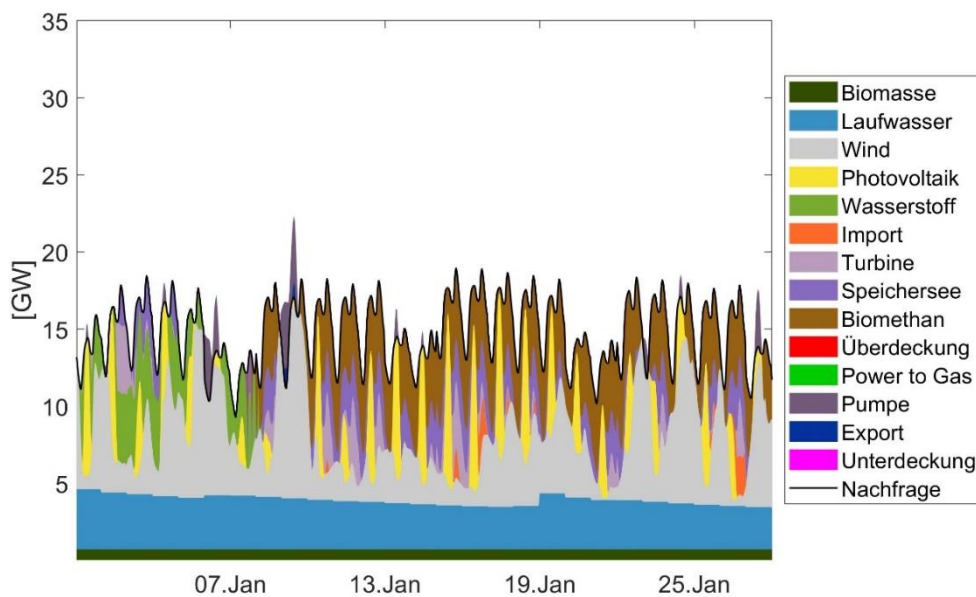


Abbildung 15 Jährliche Stundenanzahl an Unterdeckung, Vision 2040 A

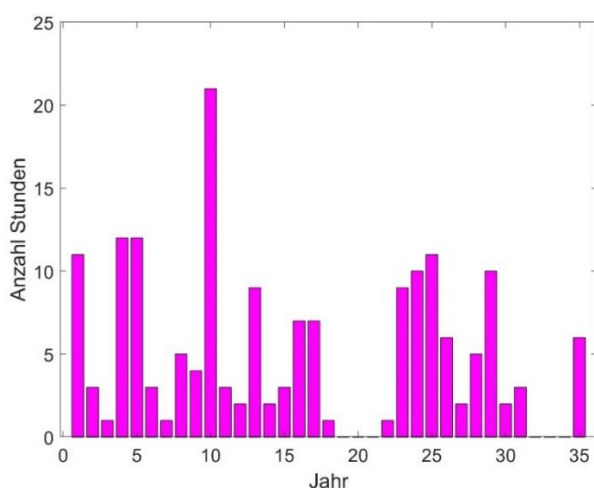


Abbildung 16 Saisonaler P2G Betrieb – Beispieljahr, Vision 2040 A

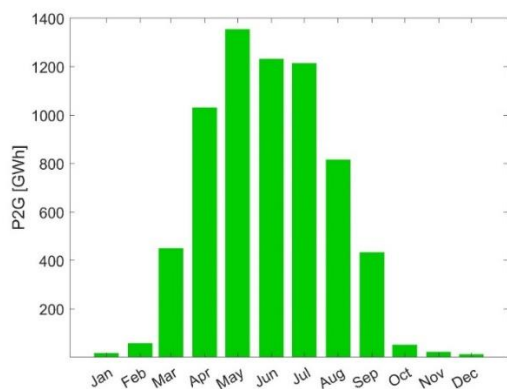
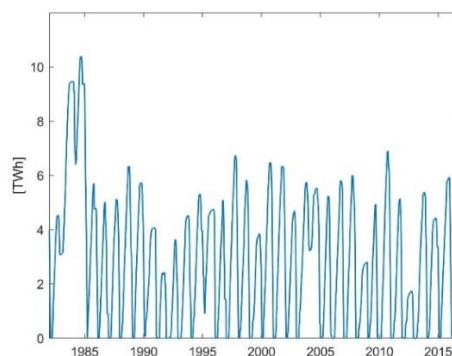


Abbildung 17 Wasserstoffspeicher über 35 Wetterjahre, Vision 2040 A



### Experiment:

Eine Erhöhung der P2G Kapazität auf 4,5 GW hat kaum Auswirkungen auf das Gesamtergebnis aus Tabelle 17. Die durchschnittlichen Volllaststunden der P2G Anlage sinken geringfügig auf 1.677.

#### 3.2.2. Vision 2040 B ohne H<sub>2</sub> Wiederverstromung

In dieser Vision wird der Wasserstoff nicht wiederverstromt, sondern über die Jahre gespeichert (siehe Abbildung 18). Hier stünde er für die Verwendung in anderen Sektoren zur Verfügung. In Tabelle 19 sind die Ergebnisse dargestellt. Die Überdeckung ist gleich wie im vorigen Szenario – alle Speichermöglichkeiten werden ausgeschöpft. Allerdings wird nicht einmal halb so viel Wasserstoff erzeugt, da die Flexibilität über Pump- und Auslandsspeicher für das Stromsystem notwendig ist. Dies reduziert natürlich auch die Volllaststunden für P2G laut Tabelle 20.

Die Stromerzeugung aus Biomethan wird nun voll ausgenutzt, da Wasserstoff nicht in den GuD-Kraftwerken eingesetzt werden darf. Daher entsteht im Vergleich zum vorigen Szenario auch eine deutliche Unterdeckung von 1,7 TWh/a. In Abbildung 19 sind die jährlichen Stunden an Unterdeckung abgebildet und in Abbildung 20 die Häufigkeitsverteilung. Ähnlich wie im Szenario

2030 A in Abschnitt 3.1.2, wird in ca. 1500 h die maximale Unterdeckungsleistung von 2,5 GW ausgenutzt.

**Experiment:**

Wäre Biomethan unbegrenzt verfügbar, könnte eine Unterdeckung beinahe vermieden werden, wie im Ansatz mit H<sub>2</sub> Wiederverstromung auf durchschnittlich 2 GWh/a (0-11 GWh). Diese Unterdeckung trotz unlimitierter Biomethanverfügbarkeit entsteht aufgrund der begrenzten GuD-Kapazitäten. Die Stromerzeugung aus der GuD-Anlage wäre nur durch Biomethan möglich und würde im Durchschnitt 7 TWh/a und maximal 11 TWh/a betragen.

Tabelle 19 Erzeugung je Technologie in GWh, Vision 2040 B

<b>Erzeugung/Technologie</b>	<b>Ø [GWh]</b>	<b>Min [GWh]</b>	<b>Max [GWh]</b>	<b>Δ Min</b>	<b>Δ Max</b>
<b>Nachfrage</b>	115.029	113.213	116.474	-2%	1%
<b>Überdeckung</b>	446	206	949	-54%	113%
<b>Wasserstoff</b>	1.944	778	3.063	-60%	58%
<b>Unterdeckung</b>	1.657	-	5.719	-100%	245%
<b>H<sub>2</sub> Strom</b>	-	-	-	-	-
<b>Wind</b>	38.766	35.443	42.855	-9%	11%
<b>PV</b>	28.087	27.033	29.596	-4%	5%
<b>Biomasse</b>	5.656	5.442	5.879	-4%	4%
<b>Laufwasser</b>	35.729	31.101	39.881	-13%	12%
<b>Biomethan</b>	5.000	5.000	5.000	0%	0%
<b>Import</b>	3.205	1.786	4.758	-44%	48%
<b>Reservoir</b>	2.116	1.107	2.773	-48%	31%
<b>Pumpspeicher</b>	10.158	7.766	11.827	-24%	16%
<b>Total Wasserkraft</b>	48.003	39.974	54.481		

Δ Änderung zum Mittelwert

Wasserstoff ..... erzeugt aus erneuerbarem Strom

H<sub>2</sub> Strom..... Strom aus Wasserstoff via GuD

Tabelle 20 Volllaststunden für P2G und GuD, Vision 2040 B

<b>Anlage</b>	<b>Ø</b>	<b>Min</b>	<b>Max</b>
<b>P2G</b>	649	259	1.021
<b>GuD</b>	1.111	1.111	1.111

GuD..... Gas-und Dampfkraftwerke

Abbildung 18 Wasserstoffspeicher über 35 Wetterjahre, Vision 2040 B

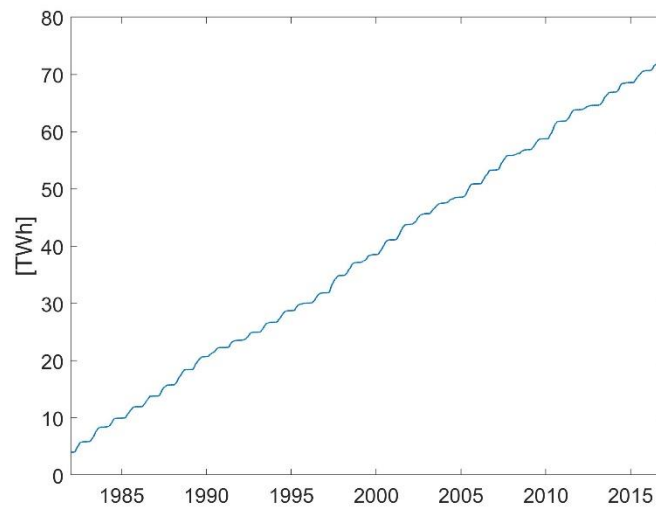


Abbildung 19 Jährliche Stundenanzahl an Unterdeckung, Vision 2040 B

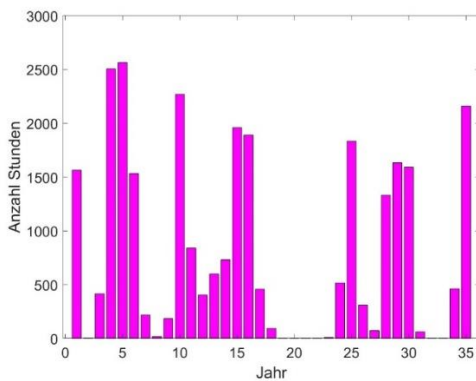
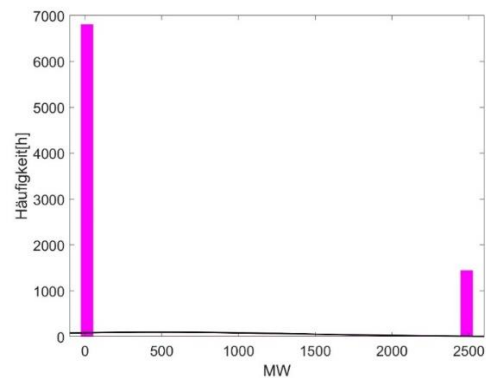


Abbildung 20 Häufigkeitsverteilung Unterdeckung - Beispieljahr, Vision 2040 B



### 3.2.3. Fazit Vision 2040

In der Vision 2040, bei einer Kapazität von 14 GW PV und 24 GW Wind entsteht im Modell mit kompletter Wiederverstromung des Wasserstoffs kaum mehr eine Unterdeckung der Nachfrage (Abschnitt 3.2.1). Die Stromerzeugung aus Biomethan beträgt dabei im Schnitt 4 TWh/a.

Wird allerdings gar keine Wasserstoffwiederverstromung zugelassen, wie in Abschnitt 3.2.2, entstehen trotz der hohen PV- und Wind-Kapazitäten im Winter Lücken zwischen Angebot und Nachfrage. Zusätzlich wird die Stromerzeugung aus Biomethan bis zur Begrenzung von 5 TWh/a ausgeschöpft, während die Erzeugungsspitzen im Sommer bei hoher Sonneneinstrahlung im Vergleich zu Szenario 2030 extremer sind. Bei geringer Verfügbarkeit der beiden natürlichen Ressourcen Sonne und Wind hat auch ein Kapazitätsausbau dieser Technologien für die durchgehende Versorgungssicherheit nur einen geringen Effekt.

Es zeigt sich somit, dass der Einsatz von erneuerbaren Gasen in Form von Biomethan und Wasserstoff, als eine von sehr wenigen flexiblen Stromerzeugungstechnologien — gerade angesichts der limitierten Pumpspeicherkapazitäten und Unsicherheiten im künftigen Ausmaß

des Austauschs über die Grenzen (bei gleichzeitigem Auftreten von einem Mangel und Überschuss an erneuerbaren Ressourcen) — essenziell ist, um in einem erneuerbaren Stromsystem die Versorgungssicherheit zu garantieren.

Mit einer teilweisen Wiederverstromung von erneuerbarem Wasserstoff, Batteriespeichern, Schwarm Speicher, Demand Side Management und zeitweise höherer Importleistung in einer maximalen Gesamthöhe der im Modell definierten Unterdeckungsleistung von 2,5 GW, könnten die Lücken im Winter gedeckt werden. Die Herausforderung in einem erneuerbaren Stromsystem liegt darin, wenige Stunden mit sehr großen Lücken in der erneuerbaren Stromerzeugung zu überbrücken, bzw. die Entscheidung zu treffen wie viel der wenigen Erzeugungsspitzen gespeichert werden soll.

## Referenzen

1. Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMK) Österreichs integrierter nationaler Energie- und Klimaplan Available online: [https://www.bmk.gv.at/themen/klima\\_umwelt/klimaschutz/nat\\_klimapolitik/energie\\_klimaplan.html](https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/klimaschutz/nat_klimapolitik/energie_klimaplan.html) (accessed on 3 May 2021).
2. 58/ME (XXVII. GP) - Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG; Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG-Paket Available online: [https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME\\_00058/index.shtml](https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME_00058/index.shtml) (accessed on 7 December 2020).
3. Erneuerbare Energie Österreich *100% Strom aus Erneuerbaren Energien Bis 2030 - Ein Positionspapier Des Dachverbandes Erneuerbare Energie Österreich*; 2018;
4. DataTYNDP 2020 Scenario Reports — ENTSOG & ENTSO-E. *TYNDP 2020 Scenario Report*.
5. Suna, D.; Totschnig, G.; Messner, C.; Aghaie, H.; Kathan, J.; Friedl, W.; Resch, G.; Schöniger, F. *#MissionFlex Versorgungssicherheit Und Flexibilität 2030*; Wien, 2019;
6. Haas, R.; Resch, G.; Burgholzer, B.; Totschnig, G.; Lettner, G.; Auer, H.; Geipel, J. *Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien*; 2017;
7. entsoe Maps & Data Available online: <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/> (accessed on 3 May 2021).
8. ENTSO-E Transparency Platform Available online: <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show> (accessed on 7 December 2020).
9. Klima-Zielpfadrechner für Österreich Available online: [https://www.bmk.gv.at/themen/klima\\_umwelt/klimaschutz/klimazielpfadrechner.html](https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/klimaschutz/klimazielpfadrechner.html) (accessed on 7 December 2020).
10. Umweltbundesamt (UBA) *Energie-Und Treibhausgas-Szenarien Im Hinblick Auf 2030 Und 2050 - Synthesebericht 2017*; Wien, 2017;