

# Vom Ökonomischen Trade-Off zwischen grüner Wasserstoff- und Stromerzeugung für ausgewählte erneuerbare Energietechnologien in Österreich

„European Hydrogen Backbone“ und Wasserstoffinfrastruktur in Österreich

Jakob SVOLBA<sup>1(1)</sup>, Sebastian ZWICKL-BERNHARD<sup>(2)</sup>

<sup>(1)</sup>Technische Universität Wien, Energy Economics Group (EEG)

## Motivation und zentrale Fragestellung

Grüner Wasserstoff soll und wird eine bedeutende Rolle in dekarbonisierten Energiesystemen spielen. Insbesondere die sogenannten „Hard-to-abate“ Energiedienstleistungen in den Sektoren Industrie und Schwerverkehr werden vermutlich in den kommenden Jahren Haupttreiber auf der Nachfrageseite sein. Weniger eindeutig gestaltet sich das Bild auf der Versorgungsseite. Hier dominieren weiterhin Unsicherheiten, die sowohl die Verfügbarkeit, als auch die Quellen (z.B. Importe oder nationale Erzeugung) und den genauen Zeitpunkt von relevanten Mengen betreffen. Unbestritten sind dabei potenziell erneuerbare Erzeugungstechnologien in Österreich eine Option um den grünen Wasserstoffbedarf zu decken.

Vor diesem Hintergrund ist das Hauptziel dieser Arbeit eine techno-ökonomische Analyse von grüner Wasserstofferzeugung in Österreich durchzuführen. Der Fokus liegt dabei auf den ökonomischen Trade-Off Entscheidungen von Kraftwerksbetreibern bzw. Erzeugungseinheiten zwischen grüner Wasserstoffproduktion und konventioneller Stromerzeugung (mittel- und langfristige Vermarktung durch „Electricity Future Contracts“ und kurzfristige Vermarktung am Spot Markt). Diese Arbeit baut auf den wesentlichen Überlegungen in [1] auf, wobei ein neuer methodischer Ansatz entwickelt wurde. Die Erweiterung des untersuchten Technologieportfolios im Vergleich zur erwähnten Arbeit ermöglicht außerdem den Vergleich verschiedener Erzeugungstechnologien und deren Wirtschaftlichkeit bezüglich der Produktion von grünem Wasserstoff.

## Methodische Vorgangsweise

Ein neu entwickeltes mathematisches Modell wird zur Untersuchung der oben beschriebenen Fragestellung vorgestellt. Dieses berücksichtigt detailliert und mit hoher zeitlicher Auflösung (d.h. stündlich) die Merkmale und Unterschiede der verschiedenen untersuchten Erzeugungsprofile bzw. Kandidaten (Laufwasserkraft, Windkraft Off- und Onshore, sowie Solar PV) für die Produktion von grünem Wasserstoff. Das Modell erlaubt mittels eines iterativen Ansatzes die Identifizierung der profitabelsten Nutzung des verfügbaren Erzeugungsprofils bzw. der zur Verfügung stehenden Energie. Für diese Kalkulation der maximalen Einkünfte wird das Erzeugungsprofil in konstante Erzeugungsbänder (d.h. zum Stromverkauf als Annual, Quarterly, Monthly oder Weekly Electricity Future Contracts) und eine Zeitreihe mit variabler Erzeugung (d.h. Stromverkauf am Spot-Markt) unterteilt. Das Modell vergleicht anschließend für jedes Erzeugungsband (inkl. der variablen Erzeugung) die erzielbaren Einnahmen aus der Strom- und Wasserstoffproduktion und reserviert die Erzeugung entsprechend den höheren Einnahmen. Dieser Vergleich berücksichtigt insbesondere auch die Wasserstoffgestehungskosten (Einkünfte ergeben sich durch die Differenz aus dem Marktpreis von Wasserstoff und dessen Erzeugungskosten), wodurch dem Einfluss der Volllaststunden des Elektrolyseurs auf die Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff Rechnung getragen wird. Aus diesem Grund wird die Berechnung iterativ durchgeführt. In einem ersten Schritt werden die Volllaststunden geschätzt und auf Basis dieser die optimale Verteilung zwischen Stromerzeugung und Wasserstoffproduktion berechnet. Diese Berechnung liefert die Volllaststunden für die nächste Iteration. Das Abbruchkriterium ist gegeben, sobald die Differenz der Volllaststunden zweier aufeinanderfolgender Iterationen in einem Intervall von +/- 50 Stunden liegt.

Die empirische Skalierung des Modells wird mit den Energiepreisen für das Jahr 2017 durchgeführt. Sensitivitätsanalysen bezüglich der aktuellen Energiepreise im Jahr 2022 werden ebenfalls gezeigt. Als wesentliche Datenquelle bauen wir auf den Kostenanalysen in [2] auf.

## Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die vorläufigen Ergebnisse zeigen, dass unter den untersuchten Marktbedingungen für das Jahr 2017 grüne Wasserstofferzeugung in Österreich für keine der untersuchten Erzeugungstechnologien wirtschaftlich ist. Dies umfasst auch die oftmals erwartete wirtschaftliche Produktion von Wasserstoff aus der Überschusserzeugung der erneuerbaren Erzeugungstechnologien. Als signifikant erweist sich in unseren

---

<sup>1</sup> Gußhausstraße 25-29, 1040 Vienna (AUSTRIA), [jakob.svolba@gmx.at](mailto:jakob.svolba@gmx.at) (Jungautor)

Ergebnissen der Einfluss der in diesem Fall zu geringen Volllaststunden der Elektrolyseure (und der damit verbundenen hohen Wasserstoffgestehungskosten).

Die Erhöhung des Wasserstoffpreises (z.B. durch eine Besteuerung des CO<sub>2</sub> Ausstoßes und einer damit resultierenden Erhöhung der Zahlungsbereitschaft von Endkunden für grünen Wasserstoff bzw. des Marktpreises) von 50€/MWh auf ca. 60€/MWh triggert in unseren Ergebnissen für das Jahr 2017 geringe Mengen an grüner Wasserstoffproduktion aus Laufwasserkraftwerken (siehe Abbildung 1). Dabei ist die Wasserstoffproduktion in konstanten Erzeugungsbändern ein wesentlicher Faktor, weil diese eine hohe Volllaststundenanzahl der Elektrolyseure (und dadurch niedrige Wasserstoffgestehungskosten) hervorruft.

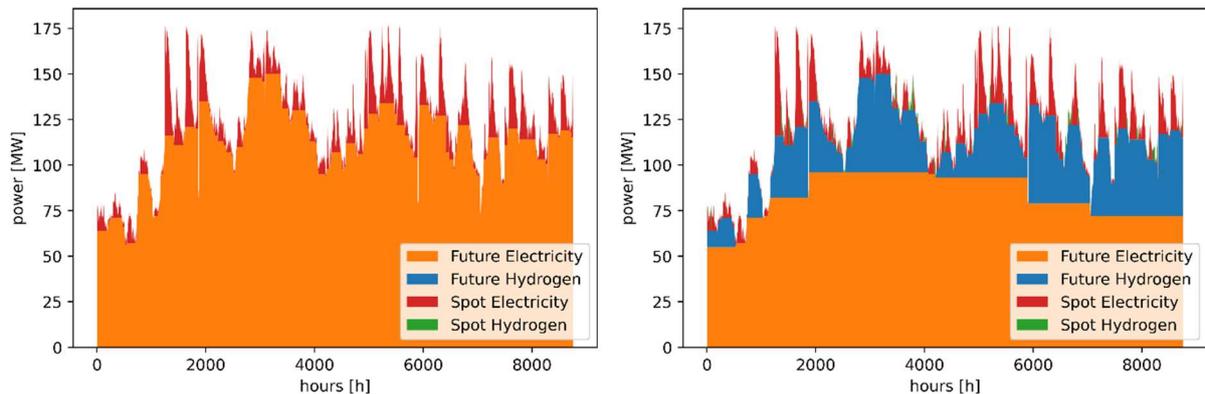


Abbildung 1: Aufteilung der Strom- und Wasserstofferzeugung für Marktdaten aus dem Jahr 2017 von Laufwasserkraft bei einem Wasserstoffpreis von 50€/MWh (links) und 60€/MWh (rechts).

## Literatur

- [1] Sebastian Zwickl-Bernhard, Hans Auer, Green hydrogen from hydropower: A non-cooperative modeling approach assessing the profitability gap and future business cases, Energy Strategy Reviews, Volume 43, 2022, 100912, ISSN 2211-467X
- [2] Jonas Martin, Anne Neumann, Anders Ødegård, Sustainable Hydrogen Fuels versus Fossil Fuels for Trucking, Shipping and Aviation: A Dynamic Cost Model, MIT CEEPR Working Paper 2022-010, July 2022.