

# **Wasserstoff: die Zeit für den emissionsfreien Energieträger ist gekommen**

Gunther Glenk, Dezember 2020

**Wasserstoff könnte fossile Brennstoffe in vielen Bereichen als Energieträger ersetzen und zu einem Kernelement einer nachhaltigen Energieversorgung werden. Hohe Produktionskosten haben eine weitreichende Anwendung bisher jedoch verhindert. Meine Dissertation zeigt, dass sich dies nun ändert. Rasante Kostenreduktionen von erneuerbaren Energien und Innovationen in Wasserstofftechnologien lassen die Produktion von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom über Power-to-Gas Verfahren wirtschaftlicher werden. Der so erzeugte Wasserstoff kann schon heute für groß-industrielle Anwendungen günstig genug sein, wenn die Produktion in Echtzeit optimiert wird und die Fluktuationen in Elektrizitätspreisen und erneuerbarer Stromerzeugung nutzt. Wenn darüber hinaus die jüngsten Entwicklungen aufgrund einer steigenden Nachfrage für nachhaltige Energie anhalten, zeigen meine Analysen, dass Wasserstoff aus Power-to-Gas über die nächsten Jahre voraussichtlich weitreichend wettbewerbsfähig werden wird.**

Um die globale Erwärmung auf 1.5-2.0°C zu begrenzen und lebensbedrohliche Klimabedingungen zu verhindern, verbleiben nur 10-20 Jahre<sup>1-3</sup>. Trotz den intensivierten Bemühungen vieler Regierungen die Energiewende voranzutreiben, bleibt es fraglich, ob Treibhausgas-Emissionen schnell genug reduziert werden können. Die Abkehr von fossilen Brennstoffen erfolgte bisher nur langsam. Zum einen, da kein ausreichend hoher Preis für Emissionen beschlossen wurde, der Individuen motivieren würde, mehr im Sinne des Gemeinwohls zu agieren<sup>4,5</sup>. Zum anderen bleibt es schlichtweg sehr einfach, bequem und günstig, fossile Brennstoffe zu verwenden<sup>6,7</sup>.

Wasserstoff birgt großes Potenzial, fossile Brennstoffe als Energieträger zu ersetzen und Emissionen zu reduzieren. Die Energiedichte und die chemischen Eigenschaften von Wasserstoff und ableitbaren synthetischen Kraftstoffen erlauben einen ähnlich komfortablen Umgang und die teilweise Nutzung bestehender Infrastruktur. Ferner kann Wasserstoff Anwendungen betreiben, die anderweitig schwer von Emissionen zu befreien sind (z.B. Schiffe)<sup>8-10</sup>. Wasserstoff wird seit Jahrzehnten als alternativer Energieträger diskutiert, eine breite Anwendung ist jedoch bisher an zu hohen Produktionskosten gescheitert. Kritische Stimmen verweisen häufig auch auf die Entflammbarkeit, Flüchtigkeit und geringe Energieeffizienz. Etablierte Technologien für Sicherheit und Eindämmung lassen sich jedoch von industriellen Produktionsprozessen übertragen, in denen das Gas bereits als wichtiger Rohstoff verwendet wird (z.B. Düngemittel)<sup>11</sup>. Energieeffizienz entspricht lediglich einem Kostentreiber.

Meine Dissertation zeigt modelltheoretisch und empirisch, dass sich die ökonomischen Voraussetzungen für Wasserstoff fundamental wandeln. Bisher wurde Wasserstoff hauptsächlich mit hohen Emissionen aus Erdgas oder Kohle hergestellt. Die Produktion aus erneuerbarem Strom über Power-to-Gas (PtG) Verfahren ist dagegen emissionsfrei und wird von drei anhaltenden Entwicklungen getragen: den fallenden Kosten für die Stromerzeugung aus Wind und Sonne, den sinkenden Kosten für PtG Anlagen und der steigenden Volatilität der Strompreise. Die Kostenreduktionen basieren zum Großteil darauf, dass Hersteller und Betreiber der Anlagen durch steigende Nachfrage stetig lernen können, ihre Technologien und Prozesse zu verbessern<sup>12-14</sup>. Die Volatilität der Strompreise beruht auf dem Anstieg an erneuerbaren Energien und dem zeitweiligen Stromüberschuss<sup>15,16</sup>. PtG Anlagen nutzen diese Volatilität, indem sie ihre Produktion in Echtzeit optimieren und an aktuelle Marktbedingungen anpassen. Kalibriert für Deutschland und Texas zeigen meine Rechnungen, dass die Wasserstoffproduktion mit einem integrierten System aus einer Wind- und einer PtG Anlage für groß-industrielle Anwendungen schon heute wirtschaftlich sein kann. Wenn Unternehmen weiterhin lernen können, ihre Anlagen zu verbessern, wird Wasserstoff aus PtG über die nächsten Jahre wohl weitreichend wettbewerbsfähig.

## Ökonomik von Power-to-Gas

Betrachten wir zunächst ein vertikal integriertes Energiesystem, wie es in Abbildung 1 gezeigt ist<sup>17</sup>. Eine PtG Anlage produziert Wasserstoff, indem Wassermoleküle durch Strom in Sauerstoff und Wasserstoff gespalten werden. Den Strom dafür kann die PtG Anlage entweder zum aktuellen Großhandelspreis vom Strommarkt oder von einer nahen erneuerbaren Energien-(EE-) Anlage beziehen. Der direkte Bezug von der EE-Anlage birgt Synergien, die sich primär aus eingesparten Aufschlägen ergeben, die für den Kauf von Netzstrom anfallen (z.B. Steuern und Umlagen). Diese Synergien unterliegen jedoch wetterbedingten Schwankungen und müssen den möglichen Verlust der EE- oder PtG Anlage kompensieren, wenn eine oder beide Anlagen alleinstehend unprofitabel sind. Im alleinstehenden Betrieb verkauft die EE-Anlage Strom ausschließlich an den Markt und die PtG Anlage kauft Strom ausschließlich vom Markt. In jedem Fall produziert die PtG Anlage Wasserstoff nur dann, wenn die fluktuierenden Strompreise zur Erzeugung niedrig genug sind.

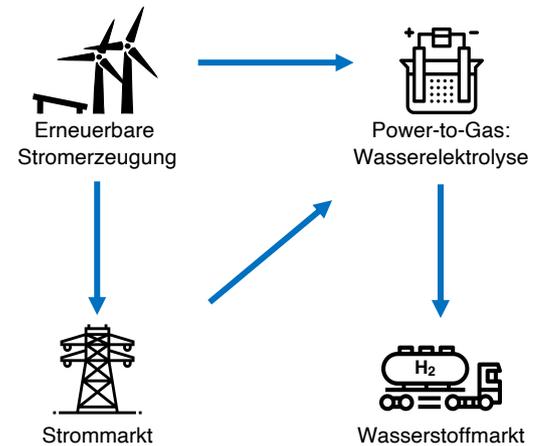


Abbildung 1. Illustration eines vertikal integrierten Energiesystems.

Für die Wirtschaftlichkeit des vertikal integrierten Energiesystems sind zwei Optimierungen wesentlich. Erstens muss die PtG Anlage zu jedem Zeitpunkt entscheiden, ob sie Strom bezieht und falls ja, woher und wieviel. Zweitens müssen die Kapazitätsgrößen der EE- und PtG-Anlagen zueinander effizient skaliert werden. Beide Optimierungen sind essentiell, weil die Wirtschaftlichkeit des Energiesystems empfindlich auf die richtige Balance aus ungenutzten Produktionskapazitäten und volatilen Einnahmemöglichkeiten reagiert. Dies gilt insbesondere, wenn die Kosten für Kapazitätsinvestitionen im Vergleich zu den jährlichen Betriebsausgaben hoch sind. Meine Dissertation zeigt, dass beide Optimierungen in Form einfacher, aggregierter Parameter ausgedrückt werden können, die die Lebenszykluskosten der Strom- und Wasserstoffherstellung sowie den zeitlichen Durchschnitt der Preise und Mengen beider Produkte umfassen. Die beiden letztgenannten Durchschnittswerte müssen nur durch Kovarianz-Bedingungen angepasst werden, um zu berücksichtigen, inwieweit die Schwankungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Strommarktpreise korrelieren.

Um die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff aus einer vertikal integrierten PtG Anlage zu messen, kann zunächst der Break-Even Preis für Wasserstoff bestimmt werden. Dieser Wert gibt den niedrigsten Preis für Wasserstoff an, der über die Lebensdauer des integrierten Energiesystems im Durchschnitt zu erzielen ist, damit eine Investition rentabel ist. Der Break-Even Preis kann dann mit beobachtbaren Preisen für eine industrielle Wasserstoffversorgung aus fossilen Brennstoffen verglichen werden, wenn man bedenkt, dass eine integrierte PtG Anlage häufig vor Ort oder nahe eines Wasserstoffverbrauchers installiert werden kann. Die Preise für die Wasserstoffversorgung gestalten sich in erster Linie nach Volumen und Reinheit.

Neben den genannten Optimierungen hängt die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff aus PtG von dem Design des Energiesystems ab. Eine alleinstehende PtG Anlage kann Strom ausschließlich vom Markt beziehen. Da sie nicht auf den zeitweise verfügbaren und günstigeren erneuerbaren Strom zurückgreifen kann, muss ein höherer Break-Even Preis angesetzt werden. Wenn die PtG Anlage Strom ausschließlich von einer nahegelegenen EE-Anlage bezieht, ist der produzierte Wasserstoff komplett emissionsfrei. Die PtG Anlage muss jedoch ebenfalls einen höheren Break-Even Preis erzielen, da sie immer dann nicht voll ausgelastet wird, wenn die erneuerbare Stromerzeugung niedrig ist und gleichzeitig die Strompreise niedrig sind. Zuletzt können manche PtG Technologien reversibel operieren. Hiermit erhöht sich die Auslastung, da die Anlage zu Zeiten von Stromknappheit und damit einhergehenden hohen Strompreisen Strom produziert, anstatt stillzustehen. Die höhere Auslastung allein senkt den Break-Even Preis, jedoch sind reversible Anlagen im Vergleich zu einseitigen Anlagen teurer.

## Aktuelle Wettbewerbsfähigkeit

Das skizzierte ökonomische Modell wende ich in meiner Dissertation auf Windenergie in Deutschland und Texas an, welche beide in den vergangenen Jahren Windenergie stark ausgebaut haben. Windenergie ergänzt eine PtG Anlage naturgemäß, da sie ihre Spitzenproduktion oft nachts erreicht, wenn Strompreise niedrig sind. Für einseitige PtG Anlagen betrachte ich Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyseure, die beispielsweise von *Siemens* hergestellt werden. Diese können schnell hochgefahren und mit recht konstanter Effizienz betrieben werden<sup>18,19</sup>. Für reversible Anlagen untersuche ich Festoxid-Elektrolyseure, die unter anderem von dem deutschen Clean-Tech Startup *Sunfire* hergestellt werden. Meine Rechnungen basieren auf Daten aus anerkannten wissenschaftlichen Studien, öffentlich verfügbaren Berichten und Datenbanken, sowie Interviews mit Industrieexperten.

Auf der Basis aktuellster Daten ergeben sich für eine vertikal integrierte PtG Anlage Break-Even Preise für Wasserstoff von 2.68 €/kg in Deutschland und 2.02 \$/kg in Texas. Diese Preise sind schon heute wettbewerbsfähig gegenüber den Preisen für eine groß-industrielle fossile Wasserstoffversorgung, wie sie beispielsweise für die Düngemittelproduktion benötigt wird (Abbildung 2). Der niedrigere Preis in Texas ist auf eine höhere Volatilität der Strompreise und vorteilhaftere Wetterbedingungen für Windturbinen zurückzuführen. Meine Rechnungen berücksichtigen für beide Staaten die aktuellen Subventionen für Windenergie. Für Deutschland schlage ich jedoch vor, dass die staatliche Vergütung wie in Texas sowohl für eingespeisten Strom als auch für produzierten Strom bezahlt wird. Diese regulatorische Änderung wurde nun vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgegriffen und für die Novelle des Erneuerbaren—Energien-Gesetz diskutiert, da es das vielfach gewünschte Ziel unterstützen kann, verschiedene Energiesektoren besser zu verbinden.

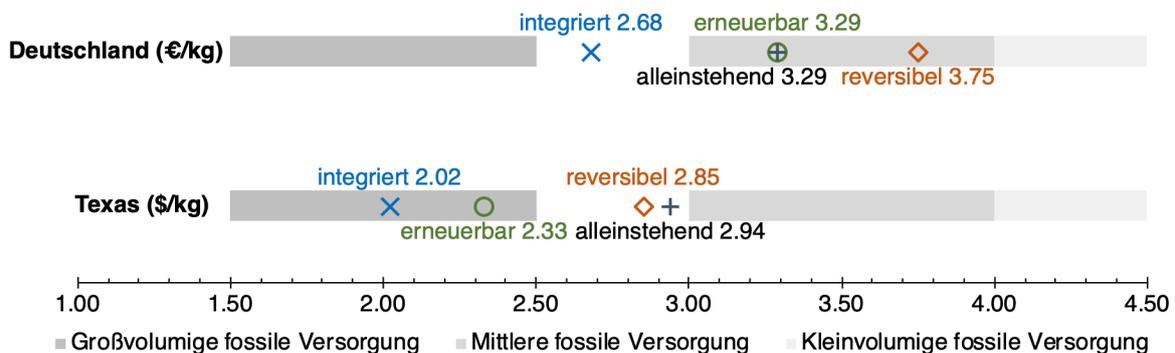


Abbildung 2. Break-Even Preise für Wasserstoff aus Power-to-Gas.

Für eine alleinstehende PtG Anlage, die Strom ausschließlich aus dem Netz umwandelt, ergeben sich Break-Even Preise von 3.29 €/kg in Deutschland und 2.94 \$/kg in Texas. Diese Preise sind mit einer mittel-volumigen fossilen Wasserstoffproduktion, zum Beispiel in der Chemie- oder Pharmazieindustrie, kompatibel. Ein Vergleich mit den niedrigeren Preisen der integrierten Produktion zeigt ferner den Synergiewert der vertikalen Integration. Grundsätzlich ist es schwer vorstellbar, dass die Synergien aus der vertikalen Integration ausreichen können, um Verluste zu kompensieren, wenn sowohl die EE- als auch die PtG Anlage alleinstehend unprofitabel wäre. Dennoch zeigen meine Rechnungen, dass die integrierte Wasserstoffproduktion in Texas wirtschaftlich ist, wo zum Preis von 2.02 \$/kg diese Konstellation vorliegt.

Bezieht eine PtG Anlage Strom ausschließlich von einer nahegelegenen Windenergieanlage, berechnen sich Break-Even Preise von zufällig ebenfalls 3.29 €/kg in Deutschland und 2.33 \$/kg in Texas. Damit benötigt die erneuerbare Wasserstoffproduktion in Deutschland aktuell noch eine Prämie gegenüber der großvolumigen fossilen Produktion. In Texas ist sie auf diese Prämie nicht mehr angewiesen, was erneut der höheren Volatilität im Strompreis und den besseren Wetterbedingungen zugeschrieben werden kann.

Für eine reversible PtG Anlage in alleinstehender Betriebsweise ergeben meine Rechnungen Break-Even Preise von 3.75 €/kg in Deutschland und 2.85 \$/kg in Texas, was in beiden Märkten zur mittel-volumigen fossilen Wasserstoffversorgung wettbewerbsfähig ist. Der in Texas im Vergleich zu Deutschland niedrigere Preis geht

darauf zurück, dass die Anlage in Texas die höhere Volatilität im Strompreis nutzen kann, um zusätzliche Einnahmen aus gelegentlicher Stromproduktion zu erzielen. Als Brennstoff für Stromerzeugung gilt Wasserstoff eigentlich als viel zu teuer, doch gerade der höhere Preis für Wasserstoff erlaubt es einer reversiblen Anlage wirtschaftlich zu sein, indem sie überwiegend Wasserstoff und nur gelegentlich Strom produziert.

### Aussichten für die Wettbewerbsfähigkeit

Mehrere aktuelle Entwicklungen deuten auf eine anhaltende Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff aus PtG hin. Zu diesen Entwicklungen gehören die rapide fallenden Kosten für erneuerbare Energien, die steigende Stromproduktion von Windturbinen durch größere Rotoren, die sinkenden Kosten für PtG Technologien, sowie deren steigende Energieeffizienz<sup>12-14</sup>. Der wachsende Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung weist zudem auf einen sinkenden Durchschnitt der Großhandelspreise für Strom hin, während gleichzeitig die Volatilität der Preise steigt<sup>15,16,20</sup>.

Diese Entwicklungen können zum großen Teil auf Lerneffekte zurückgeführt werden. Lerneffekte bezeichnen die gängige Beobachtung, dass Produktionskosten für neue Technologien im Zeitverlauf sinken. Die Schnelligkeit der Kostenreduktion wird dabei in der Steigerung der weltweiten kumulativen Produktionsmenge der Technologie (z.B. Elektrolyseure) gemessen. Die kumulative Produktionsmenge gilt als Maß für die Zeit, die mit dem Lernen über die Technologie verbracht wurde<sup>21</sup>. Die Bestimmung von Kostenrückgängen auf Basis von Lerneffekten hat sich über verschiedene Technologien hinweg als robust erwiesen<sup>22,23</sup>.

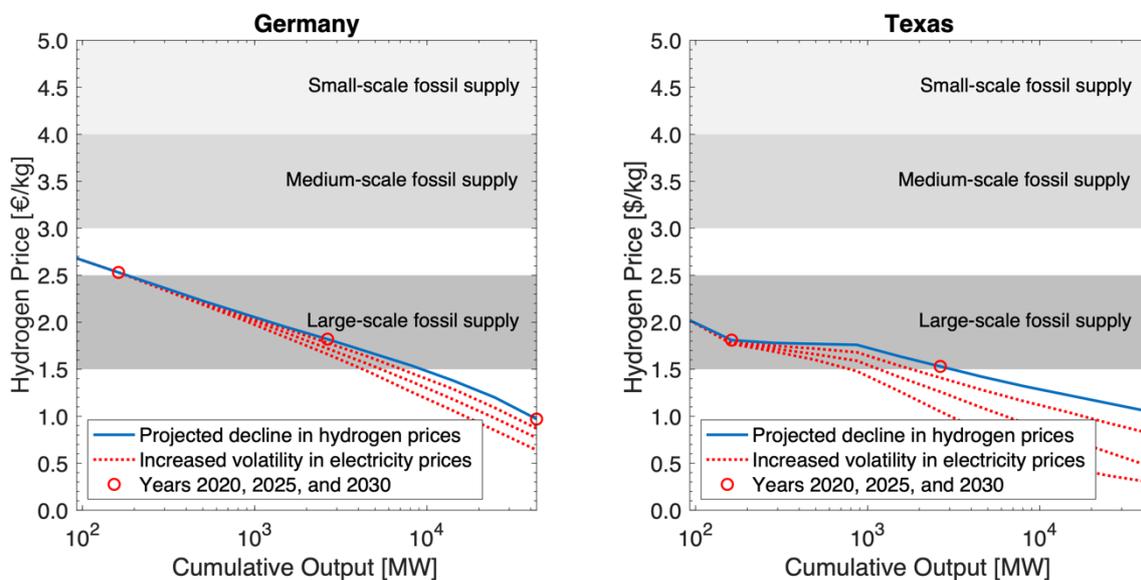


Abbildung 3. Projektion der Break-Even Preise für vertikal integrierte Wasserstoffproduktion.

Angenommen die Hersteller und Betreiber von erneuerbaren Energietechnologien können durch die wachsende Nachfrage in den nächsten Jahren weiter lernen, ihre Technologien und Prozesse zu verbessern, so berechnet sich eine Flugkurve für die Break-Even Preise für die vertikal integrierte Wasserstoffproduktion bis 2030 wie sie in Abbildung 3 gezeigt ist. Das zentrale Ergebnis dieser Kurve ist, dass die integrierte Wasserstoffproduktion (blaue Linie) voraussichtlich weitgehend wettbewerbsfähig gegenüber der Versorgung mit fossilem Wasserstoff werden wird. Die Entwicklung der Wettbewerbsfähigkeit ist deutlich schneller, wenn die täglichen und saisonalen Schwankungen der Strompreise zunehmen. Dieses Szenario wird durch die roten Linien für eine um 2,5, 5,0 und 7,5% höhere Varianz der Strompreise illustriert. Das anfängliche Plateau in Texas spiegelt die geplante Reduktion der Subvention für Windenergie wider.

Im Vergleich zu früheren Studien ergeben die Analysen meiner Dissertation eine bessere Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff aus PtG und ein damit verbundenes schnelleres Dekarbonisierungspotenzial<sup>24-27</sup>. Dies basiert in erster Linie auf meinem interdisziplinären Ansatz. Meine Dissertation untersucht die Ökonomik von Wasserstoff aus PtG an der Schnittstelle von technologischer Innovation, wirtschaftlichen Grundsätzen und regulierender

Politik. Der Kern meiner Arbeit besteht darin, zu zeigen, auf welche Weise technologische Entwicklungen zusammen mit einer unterstützenden Politik öffentliche und private Investoren dazu veranlassen können, emissionsfreien Wasserstoff einzuführen. Meine Analysen untersuchen insbesondere die regulatorischen Rahmenbedingungen, die es Investoren ermöglichen, die Wirtschaftlichkeit von erneuerbarem Wasserstoff bei gegebenen technischen Möglichkeiten zu optimieren, um für den Austausch von fossilen Energiequellen ausreichende Erträge zu erzielen.

## **Fazit**

Wasserstoff wird seit langem als nachhaltige Alternative zu fossilen Brennstoffen diskutiert. Hohe Produktionskosten haben eine weitreichende Anwendung bisher jedoch verhindert. Mein Beitrag zeigt, dass sich dies nun ändert. Die Notwendigkeit zur Dekarbonisierung zusammen mit rasanten Kostenreduktionen für nachhaltige Energietechnologien haben die Herstellung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom über Power-to-Gas-Verfahren für groß-industrielle Anwendungen wirtschaftlich werden lassen. Wenn darüber hinaus die jüngsten Entwicklungen aufgrund einer steigenden Nachfrage für eine nachhaltige Energieversorgung anhalten, ist es wahrscheinlich, dass Wasserstoff aus Power-to-Gas gegenüber fossilen Energieträgern über die nächsten Jahre weitreichend wettbewerbsfähig wird.

Für Geschäftsführer in vielen Branchen dürfte es vielversprechend sein, Wasserstoff in die Lieferkette ihres Unternehmens zu integrieren, vor allem wenn diese noch große Mengen an fossilen Brennstoffen beinhaltet. Politische Entscheidungsträger sollten berücksichtigen, dass das Wachstum von wasserstoffbasierten Technologien endogen ist. Erste Installationen der Technologien führen durch Lerneffekte zu Kostensenkungen, was wiederum zu mehr Installationen und weiteren Kostensenkungen führt. Frühzeitige und befristete Förderung, wie sie beispielsweise dieses Jahr von der Bundesregierung in dem Konjunkturpaket und in der „Nationalen Wasserstoffstrategie“ zugesprochen wurde, ist essentiell, um diesen Kreislauf anzustoßen und zu beschleunigen. Ein Preis für Emissionen würde diese Maßnahme ergänzen. Industrielle und politische Entscheidungsträger können den ökonomischen Modellrahmen meiner Dissertation nutzen, um bei gegebenen regionalen Besonderheiten und natürlichen Ressourcen optimale Investitionen oder Fördermaßnahmen zu bestimmen.

Meine Dissertation habe ich von 2016-2019 am Lehrstuhl für Controlling der Technischen Universität München unter der Leitung von Prof. Dr. Gunther Friedl durchgeführt. Die Thesis beinhaltet drei eigenständige Artikel. Zwei davon habe ich mit Prof. Stefan Reichelstein, Ph.D. der Stanford University als Koautor verfasst. Diese wurden 2019 und 2020 bei führenden Fachzeitschriften veröffentlicht<sup>14,17</sup>. Meine Dissertation wurde von der Hanns-Seidel-Stiftung mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung finanziell unterstützt. Als Mentor aus der Industrie stand mir Prof. Klaus Josef Lutz der BayWa AG zur Seite. Für die finanzielle und inhaltliche Unterstützung aller, inklusive auch meiner Familie, Freunde und Kollegen bin ich sehr dankbar.

## Referenzen

1. Lenton, T. M. *et al.* Climate tipping points — too risky to bet against. *Nature* **575**, 592–595 (2019).
2. Rogelj, J., Forster, P. M., Kriegler, E., Smith, C. J. & Séférian, R. Estimating and tracking the remaining carbon budget for stringent climate targets. *Nature* **571**, 335–342 (2019).
3. Ritchie, H. & Roser, M. CO2 and Greenhouse Gas Emissions. *Our World In Data* (2020).
4. Nordhaus, W. D. Overcoming Free-riding in International Climate. **105**, 1339–1370 (2015).
5. Nordhaus, W. Climate change: The ultimate challenge for economics. *Am. Econ. Rev.* **109**, 1991–2014 (2019).
6. Jacobson, M. Z. Energy modelling: Clean grids with current technology. *Nat. Clim. Chang.* **6**, 441–442 (2016).
7. De Luna, P. *et al.* What would it take for renewably powered electrosynthesis to displace petrochemical processes? *Science (80-. )*. **364**, (2019).
8. Davis, S. J. *et al.* Net-zero emissions energy systems. *Science (80-. )*. **9793**, (2018).
9. Preuster, P., Alekseev, A. & Wasserscheid, P. Hydrogen Storage Technologies for Future Energy Systems. *Annu. Rev. Chem. Biomol. Eng.* **8**, 445–471 (2017).
10. Van Vuuren, D. P. *et al.* Alternative pathways to the 1.5°C target reduce the need for negative emission technologies. *Nat. Clim. Chang.* **8**, 391–397 (2018).
11. Staffell, I. *et al.* The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy Environ. Sci.* **12**, 463–491 (2019).
12. Wiser, R. *et al.* Expert elicitation survey on future wind energy costs. *Nat. Energy* **1**, (2016).
13. Reichelstein, S. & Sahoo, A. Relating Product Prices to Long-Run Marginal Cost: Evidence from Solar Photovoltaic Modules. *Contemp. Account. Res.* (2017). doi:10.1111/1911-3846.12319
14. Glenk, G. & Reichelstein, S. Economics of Converting Renewable Power to Hydrogen. *Nat. Energy* **4**, 216–222 (2019).
15. Ketterer, J. C. The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy Econ.* **44**, 270–280 (2014).
16. Wozabal, D., Graf, C. & Hirschmann, D. The effect of intermittent renewables on the electricity price variance. *OR Spectr.* **38**, 687–709 (2016).
17. Glenk, G. & Reichelstein, S. Synergistic Value in Vertically Integrated Power-to-Gas Energy Systems. *Prod. Oper. Manag.* **0**, 1–21 (2020).
18. Buttler, A. & Spliethoff, H. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **82**, 2440–2454 (2018).
19. Pellow, M. A., Emmott, C. J. M., Barnhart, C. J. & Benson, S. M. Hydrogen or batteries for grid storage? A net energy analysis. *Energy Environ. Sci.* **8**, 1938–1952 (2015).
20. Paraschiv, F., Erni, D. & Pietsch, R. The impact of renewable energies on EEX day-ahead electricity prices. *Energy Policy* **73**, 196–210 (2014).
21. Lieberman, M. B. The learning curve and pricing in the chemical processing industries. *RAND J. Econ.* (*RAND J. Econ.* **15**, 213–228 (1984).
22. Dick, A. R. Learning by Doing and Dumping in the Semiconductor Industry. *J. Law Econ.* **34**, 133–160 (1991).
23. Benkard, C. L. Learning and Forgetting: The Dynamics of Aircraft Production. *Am. Econ. Rev.* **90**, 1034–1054 (2000).
24. Braff, W. A., Mueller, J. M. & Trancik, J. E. Value of storage technologies for wind and solar energy. *Nat. Clim. Chang.* **6**, 964–969 (2016).
25. Zakeri, B. & Syri, S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **42**, 569–596 (2015).
26. Jülch, V. Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method. *Appl. Energy* **183**, 1594–1606 (2016).
27. Felgenhauer, M. & Hamacher, T. State-of-the-art of commercial electrolyzers and on-site hydrogen generation for logistic vehicles in South Carolina. *Int. J. Hydrogen Energy* **40**, 2084–2090 (2015).