



vielen Dank für Ihre Rückfragen und das konstruktive Gespräch in der vergangenen Woche. Die Antworten auf die Fragen 1 und 2 stützen sich auf unsere Potentialstudie. Bei Frage 3 haben wir zwischen den Produktionskosten, die unsere Studie modelliert und der Preiswirkung an der Zapfsäule, für die wir auf externe, unabhängige Untersuchungen zurückgreifen, unterschieden.

1. Annahmen zu zukünftigen Batterietechnologien

Die Studie unterstellt keinen statischen Batteriemix, sondern legt einen technologischen Fahrplan zugrunde. Für die Modellierung des Rohstoffbedarfs wurde eine von Porsche Consulting entwickelte Prognose zur Batteriezellchemie verwendet, die die Entwicklung der Marktanteile über die Zeit abbildet:

- Für Pkw geht die Studie davon aus, dass langfristig die Chemien LFP und LMFP den Volumenmarkt dominieren, gefolgt von LNMO und NCA. Nickelreiche NMC-Chemien bedienen das Leistungssegment, während Standard-NMC-Chemien voraussichtlich auslaufen.
- Für Lkw und Busse dominieren mittelfristig ebenfalls LFP und LMFP, während andere Chemien auf bestimmte Anwendungsfälle beschränkt bleiben.

Der Rohstoffbedarf wurde rechnerisch aus drei Größen abgeleitet, nämlich dem jährlichen Bedarf an Batteriezellen, der Prognose zur Zellchemie und dem gravimetrischen Gehalt der kritischen Rohstoffe Lithium, Nickel, Kobalt und batteriegerechtem Graphit je Chemie. Zusätzlich wurden die EU-Materialrecyclingvorschriften berücksichtigt, die ab 2040 zu einem großen Anteil von Batterien aus Recycling-Material führen. Der angenommene Wechsel von nickelbasierten zu Eisenphosphatchemien in Pkw senkt insbesondere die Nickelnachfrage.

Auf dieser Basis identifiziert die Studie Lithium und Nickel als die limitierendsten Faktoren der Elektromobilität. Im Szenario EU Ambition werden in der Batterielieferkette bis 2044 Engpässe erwartet, mit Defiziten von rund 30 Prozent bei Lithium und rund 20 Prozent bei Nickel über den betrachteten Zeitraum. Ein konkretes Rechenbeispiel der Engpassanalyse zeigt, dass im Jahr 2032 das verfügbare Lithiumangebot die maximale Batteriezellkapazität für die EU-Mobilität auf 395 GWh begrenzt und damit die Pkw-

Neuzulassungsquote für batterieelektrische Fahrzeuge von angestrebten 65 Prozent auf maximal 40 Prozent drückt.

2. Robustheit der Wertschöpfungskette

Die geringere Anfälligkeit der eFuel-Wertschöpfungskette gegenüber Rohstoffengpässen ergibt sich in der Studie aus mehreren Strukturmerkmalen:

- Erstens beruht die eFuel-Produktion nicht auf den kritischen mineralischen Rohstoffen Lithium, Nickel, Kobalt und Graphit, deren Abbau- und Raffineriekapazitäten in der Engpassanalyse als die entscheidenden Limitierungen der Elektromobilität identifiziert wurden. Für eFuels sind die Rohstoffmengen pro Kapazitätseinheit grundsätzlich deutlich geringer als in der Elektromobilität. Zudem kann bspw. bei der Kraftstoffsynthese Kobalt durch Eisen im Falle eines Engpasses ersetzt werden. Die für die Engpassanalyse bei eFuels untersuchten Faktoren sind stattdessen die Ausrüstung für Wind- und Solarstrom, Elektrolysesysteme sowie die Installationsgeschwindigkeit von eFuel-Anlagen.
- Zweitens sind die für eFuels relevanten Lieferketten nach Einschätzung der Studie schneller skalierbar. Die Vorlaufzeiten für Wind- und Photovoltaikanlagen liegen typischerweise unter fünf Jahren, und der Reifegrad dieser Industrien erlaubt die Ableitung künftiger Ausbaugrenzen aus historischen Trends. Demgegenüber betragen die Vorlaufzeiten neuer Lithiumabbauprojekte laut der von der Studie herangezogenen IEA-Daten mehr als fünf Jahre, weshalb der Kapazitätsausbau im Bergbau bis 2035 eingeschränkt bleiben dürfte.
- Drittens ist die eFuel-Versorgung global organisiert und kann an Standorten mit hohem Potenzial an erneuerbaren Energien erfolgen, etwa in Südamerika, China, Australien oder den USA. Da die EU für eFuels anders als für grünen Wasserstoff keine eigene Beschaffungsstrategie definiert hat, sind weltweite Importe nach Einschätzung der Studie eine praktikable Versorgungsoption. Dadurch ist die Versorgung weniger von einzelnen Förder- oder Raffinerieregionen abhängig, während die Batterielieferkette eine ausgeprägte geografische Konzentration aufweist, da die Raffinerie von Lithium sowie die Produktion von Anoden- und Kathodenmaterialien stark auf China entfallen.

Wir weisen zur sauberen Einordnung darauf hin, dass die Studie auch für die eFuel-Lieferketten bis 2030 einen Engpass benennt, vor allem wegen der begrenzten Verfügbarkeit von Ausrüstung für erneuerbare Energien und unzureichender

Produktionskapazitäten. Die Aussage lautet daher nicht, dass eFuels frei von Engpässen sind, sondern dass die Engpässe in einer früheren, schneller skalierbaren und geografisch breiter aufgestellten Wertschöpfungsstufe liegen und ab 2030 durch kürzere Projektvorlaufzeiten aufgelöst werden können.

3. Kostenentwicklung und Preiswirkung

Bei der Kostenfrage trennen wir zwei Ebenen, weil unsere Potentialstudie die Produktionskosten modelliert, jedoch keine Endkunden- oder Tankstellenpreise. Für die Preiswirkung an der Zapfsäule greifen wir daher auf weitere Untersuchungen zurück:

- Produktionskosten gemäß Potentialstudie: Die Produktionskosten von eMethanol sinken nach dem eFuel-Kostenmodell von Porsche Consulting von rund 4.093 Euro pro Tonne für einen kleinen Marktteilnehmer auf rund 690 Euro pro Tonne für einen künftigen Marktführer im Jahr 2040. Das entspricht einem Kostensenkungspotenzial von rund 83 Prozent. Die maßgeblichen Hebel sind die Skalierung der Produktion von 10 auf 500 Kilotonnen pro Jahr, die Standortwahl mit hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energien, etwa der Wechsel von Deutschland nach Südamerika, sowie technologische Optimierungen bei Wärmequelle, Elektrolyse und Speichermanagement. Die Annahmen umfassen unter anderem Onshore-Windkraft mit 5.872 Volllaststunden, einen WACC von 10 Prozent, Direct Air Capture als CO₂-Quelle sowie Transport- und Distributionskosten bis Hamburg.
- Einordnung der industriellen Produktionskosten: Häufig zitierte Endkundenpreise von 5 Euro je Liter oder mehr beziehen sich auf Demonstrationsanlagen und sind nicht auf eine industrielle Serienproduktion übertragbar. Unabhängige wissenschaftliche Untersuchungen prognostizieren für 2030 Produktions- und Transportkosten in der Größenordnung von rund 2 Euro je Liter Dieseläquivalent. Perspektivisch gehen wir von einem Produktionspreis von 1,20 Euro je Liter Dieseläquivalent aus, sofern Skaleneffekte bei der Produktion, die Ausbeutung der geeignetsten Produktionsstandorte sowie regulatorische Entlastungsmaßnahmen ineinandergreifen.
- Preiswirkung an der Zapfsäule: Zur konkreten Mehrbelastung durch eine Beimischung verweisen wir auf zusätzliche Quellen. Nach einer Untersuchung des [Instituts der deutschen Wirtschaft](#) würde eine Beimischung von 5 Prozent eFuels den Gesamtpreis an der Tankstelle um lediglich rund 7 Cent je Liter erhöhen. Eine aktuelle Analyse von [Frontier Economics](#) kommt für eine vergleichbare Größenordnung ebenfalls zu einem moderaten Anstieg von rund 6 bis 8 Cent je Liter Benzin oder Diesel. Diese Mehrkosten lassen sich nach

Einschätzung der genannten Studien zusätzlich durch absehbare Änderungen der Energiebesteuerung und die Ausweitung des EU-Emissionshandels (ETS II) relativieren, da diese die relativen Preise fossiler Kraftstoffe erhöhen und die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Alternativen verbessern.

4. Politische Ableitungen

Um das Potential von eFuels auch politisch auszuschöpfen, sehen wir aktuell besonders zwei regulatorische Hebel.

Im Rahmen der EU-Flottenregulierung setzen wir uns für folgende Punkte ein:

- **Einführung einer neuen Fahrzeugklasse** für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge, die ausschließlich mit CO₂-neutralen Kraftstoffen betrieben werden und als „Zero Emission Vehicle“ gelten.
- **Neugestaltung der neu eingeführten „Fuel Credits“**, unter anderem durch die Aufhebung der 3 %-Obergrenze, die Erweiterung der Definition zulässiger Kraftstoffe und die Anwendung des Mechanismus ab Inkrafttreten der Verordnung.
- **Ablehnung der Kaufverpflichtungen** in der vorgeschlagenen Verordnung über saubere Firmenfahrzeuge in ihrer derzeitigen Form, da CO₂-neutrale Kraftstoffe vom Anwendungsbereich ausgenommen sind.

Daneben sehen wir das ebenfalls auf EU-Ebene angestoßene Verfahren zur Novellierung der RFNBO-Produktionskriterien im Rahmen der entsprechenden Delegierten Rechtsakte als zentral:

- **Additionalität erst nach 2035:** Aktuell sind nur Anlagen von dem Kriterium der Zusätzlichkeit ausgenommen, wenn diese vor 2028 fertiggestellt sind. In Anbetracht des schleppenden Markthochlaufs setzen wir uns für eine Verschiebung des Kriteriums auf 2035 ein.
- **Beibehaltung monatliche Korrelation:** Auch bei dem Kriterium der Gleichzeitigkeit fordern wir eine Entlastung: Auch nach 2030 sollte statt einer stündlichen Korrelation eine monatliche Korrelation gelten.
- **Absenkung der EE-Vorgabe im Netz auf 70%:** Wir unterstützen eine Absenkung der Vorgabe über den Anteil Erneuerbarer Energien in einer Stromgebotszone. Das aktuelle Niveau von 90% halten wir auch vor dem Hintergrund einer angepassten Energiewende-Strategie der Bundesregierung für zu ambitioniert und setzen uns daher für ein 70% Niveau ein. Bei der geographischen Korrelation

setzen wir uns dafür ein, dass der Strombezug aus benachbarten Strompreiszonen erlaubt ist, solange die Übertragungskapazitäten dies zulassen.

- Um den im aktuellen unsicheren Marktumfeld bestehenden First-Mover-Disadvantage auszugleichen, setzen wir uns für eine vollständige Freistellung von den Strombezugskriterien für die ersten 6 GW an Elektrolysekapazität in Europa ein. Dabei unterstützen wir auch einen Bestandsschutz für die ersten 6 GW Produktionsanlagen, damit diese von politischen Veränderungen in der Zukunft ausgenommen sind.
- Aktuell sehen die DAs vor, dass industrielle CO₂-Punktquellen nur bis 2041 verwendet werden dürfen. Trotz der besprochenen Schwierigkeiten hinsichtlich der Änderung dieser Vorgabe setzen wir uns auch hier dafür ein, dass industrielle Prozessemissionen länger zur RFNBO-Produktion verwendet werden dürfen. CO₂-Punktquellen der Zementproduktion bspw., für die es aktuell keine Alternative gibt, sollten auch nach 2041 erlaubt sein. Dazu schlagen wir vor, dass die EU-Kommission an einer Liste erlaubter, unvermeidbarer CO₂-Quellen arbeitet und dafür die Anforderung an ein CO₂-Bepreisungssystem streicht.

Für Rückfragen und eine vertiefte Erläuterung der Engpass- und Kostenmethodik stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen