



Mai 2020



Megatrend Energie und Klimawandel

Wasserstoff: Das große Potenzial der Sektorkopplung

Kurz & klar

- Die auf Wasserstoff (H₂) basierende Sektorkopplung stärkt über den Energiesektor hinaus den Klimaschutz und damit die Nachhaltigkeit.
- Power-to-X-Technologien ermöglichen den Einsatz von „grünem“ Wasserstoff in anderen Sektoren (etwa in der Industrie, in Gebäuden sowie in der Mobilität) und unterstützen mittel- und langfristig den Weg in eine klimaneutrale Industriegesellschaft.
- Eine schnelle Hochskalierung der Power-to-Gas-Versuchsanlagen auf industrielles Niveau würde helfen, die Kosten von „grünem“ Wasserstoff zu senken.
- Mit seiner Wasserstoffstrategie setzt der Freistaat Bayern ein wichtiges Signal für eine sektorübergreifende Energiewende.

Bis 2050 planen Deutschland und zahlreiche andere Industrieländer die Klimaneutralität. Bereits bis 2030 sollen die deutschen CO₂-Emissionen um 55% geringer als 1990 sein. Da eine klimaneutrale Industriegesellschaft über den Energiesektor hinaus in allen Bereichen, die CO₂ emittieren, umsteuern muss, bietet die vielfältige Nutzungs- und Einsatzmöglichkeit der wasserstoffbasierten Sektorkopplung die Chance, dieses Ziel zu realisieren.

„Power-to-X“-Technologien ermöglichen die energietechnische und -wirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Wärme, Mobilität und industriellen Prozessen. Grünstrom wird dank Sektorkopplung nachfrageorientiert abrufbar. So ermöglicht etwa die Power-to-Gas (PtG)-Technologie, mit Grünstrom durch Methanisierung erzeugtes „synthetisches Methangas“ ohne neue Stromtrassen über die bestehende Gasinfrastruktur in die großen Stromverbrauchszentren zu transportieren und dort über die Rückverstromung zu nutzen. Alternativ ist das gespeicherte Methangas auch für Mobilitäts- oder Wärmezwecke nutzbar. Der „grüne“ Wasserstoff kann aber auch unmittelbar ohne Methanisierung als Rohstoff in Brennstoffzellen in den genannten Sektoren sowie für CO₂-arme Produktionsprozesse in der Industrie eingesetzt werden.

Kritiker der wasserstoffbasierten Sektorkopplung bemängeln den geringen Wirkungsgrad der Power-to-X-Technologien sowie den extrem hohen Bedarf an Grünstromanlagen und den damit einhergehenden Kostenschub. Befürworter sehen die Hürden durch internationale Zusammenarbeit als überwindbar an und betrachten die Sektorkopplung als „Schlüsseltechnologie“ für eine nachhaltige Industriegesellschaft.

Deutschland und viele andere Industriestaaten arbeiten an einer Wasserstoffstrategie, um den „Power-to-X“-Technologien zum Durchbruch zu verhelfen und das riesige Potenzial dieser Technologien zu erschließen.

Der folgende Bericht zeigt, wo die Wasserstoff(H₂)-basierte Sektorkopplung in Deutschland und Europa aktuell steht und welche Steine es auf dem Weg zur industriellen Nutzung noch aus dem Weg zu räumen gilt.

Sektorkopplung – Auf dem Weg in eine CO₂-freie Industriegesellschaft

Bereits 2030 soll Strom in Deutschland zu zwei Dritteln aus Erneuerbaren Energien (EE) gewonnen werden. Da die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie volatil ist, kommt es nicht immer zu einem Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage. Gleichzeitig

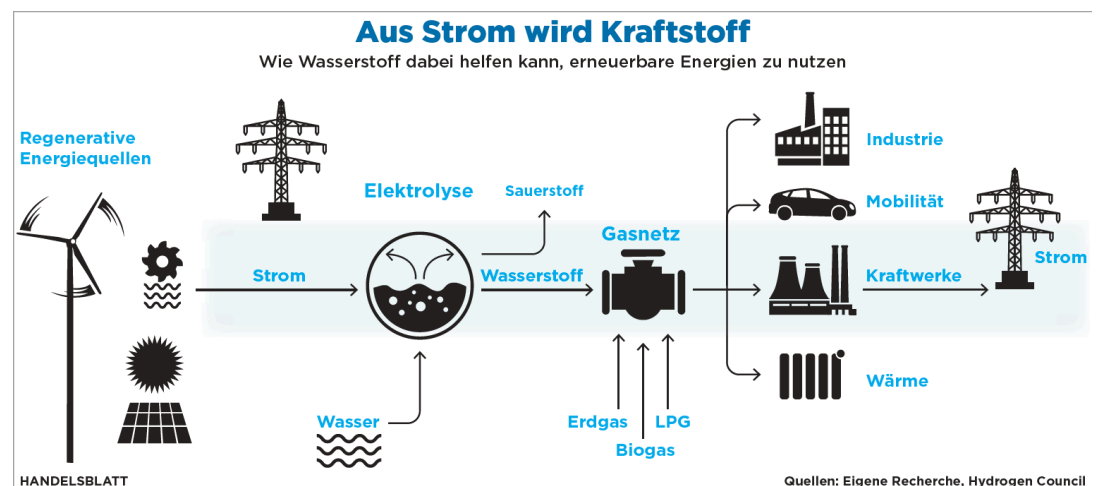
besteht aber ein Grundlastbedarf an Strom, der rund um die Uhr verfügbar sein muss. Um grünen Strom grundlastfähig zu machen, muss er speicherbar sein.

Neben Pumpspeicherkraftwerken – die 80% der Energiespeicherkapazitäten in Deutschland vorhalten – gibt es Batteriespeicher und thermische Speicher. Weder Pump- noch Batteriespeicher erreichen aber auch nur annähernd die möglichen Speicherkapazitäten (im Bereich von Gigawatt) der „Power-to-X“-Technologien. Um den steigenden Bedarf an Speicherkapazitäten zu befriedigen, sollten daher die bisher nur wenig genutzten „Power-to-X“-Technologien stark ausgebaut werden. Dabei wird mit Grünstrom, vor allem Wind- und Sonnenstrom, Wasser (H₂O) durch Elektrolyse in seine Bestandteile Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O) aufgespalten. Der anfallende Sauerstoff kann etwa für Produktionsprozesse in der Industrie genutzt oder aber in die Atmosphäre entlassen werden. Der gewonnene „grüne“ Wasserstoff, der leicht flüchtig und bei einer Reaktion mit Sauerstoff explosiv reagiert („Knallgasexplosion“), ist vielfältig nutzbar.

- ▶ PtG ermöglicht die Schaffung von CO₂-neutralem „synthetischem Methangas“

Fügt man dem Wasserstoff Kohlendioxid (CO₂) zu, erhält man speicherbares synthetisches Methan (CH₄). Aus Grünstrom wird so speicherbares Gas, daher der Name „Power-to-Gas“ (PtG). Der volatile Grünstrom wird mittels Wasser-Elektrolyse grundlastfähig, da das gespeicherte „synthetische Methangas“ später nachfrageorientiert aus dem Gasnetz abgerufen und wieder verstromt werden kann. Bei der „Verbrennung“ dieses Gases fällt dann nur das vorher der Atmosphäre oder einem Abgasstrom eines Kraftwerks entzogene Kohlendioxid an, weshalb der Gesamtprozess CO₂-neutral ist. Da bei der Methanisierung Wärme entsteht, ist die im Methangas gespeicherte Energie um rund ein Fünftel niedriger als die im reinen Wasserstoff enthaltene Energie. Für die Speicherung des synthetischen Gases kann im Prinzip auf die vorhandene Infrastruktur zurückgegriffen werden. In Deutschland stehen dazu 50 Untertage-Erdgasspeicher an 39 Standorten zur Verfügung, die über ein fast 500.000 km langes Erdgasnetz miteinander verbunden sind.

Wasserstoff über die „Power-to-X“-Technologien in verschiedenen Sektoren einsetzbar



Der durch Elektrolyse gewonnene „grüne“ Wasserstoff kann auch unmittelbar, also in Reinform in einem separierten Teil des Gasnetzes gespeichert werden, um als Rohstoff für verschiedene Zwecke zu dienen. So kann der „grüne“ Wasserstoff dann etwa für Brennstoffzellenheizungen eingesetzt werden („Power-to-Heat“). Findet er dagegen in der Industrie für die CO₂-reduzierte Produktion von Grundstoffen Anwendung, spricht man von „Power-to-Chemicals“. Schließlich kann der „grüne“ Wasserstoff auch als Treibstoff für Fahrzeuge mit Brennstoffzelle genutzt werden („Power-to-Fuel“).

Die „Farbenlehre“ des Wasserstoffs

Weit über 90% der weltweiten Wasserstoffgewinnung erfolgt durch thermische Verfahren, vor allem durch Dampfreformierung von Erdgas. Hierbei wird das Erdgas mit warmem Wasserdampf gemischt. Der dabei entstehende Wasserstoff (H_2) wird als „**grauer**“ **Wasserstoff** bezeichnet. Nach einer Greenpeace-Studie vom Januar 2020 fallen bei der Produktion von „grauem“ Wasserstoff je Kilogramm Wasserstoff etwa 10 Kilogramm CO_2 an. Wird die Erdgas-Dampfreformierung mit einem CO_2 -Abscheidungs- und CO_2 -Speicherungsverfahren (engl. „Carbon Capture and Storage“, kurz CCS) gekoppelt, spricht man von „**blauem**“ **Wasserstoff**. Berücksichtigt man die gesamten CO_2 -Emissionen bei der Erzeugung von „blauem“ Wasserstoff inklusive der Vorstufen der Produktion, fallen selbst bei effizienten CCS-Verfahren durchschnittlich 5,6 kg CO_2 je Kilogramm Wasserstoff an.

Wegen der unklaren Folgen der Verpressung von CO_2 für die Umwelt und den wenigen Verfahren zur Nutzung von reinem CO_2 wird dieses Verfahren sehr kritisch gesehen und findet derzeit in Deutschland keine Anwendung. Die drei Häfen Rotterdam, Antwerpen und Gent planen dagegen bis 2030 die Realisierung des weltgrößten CCS-Projekts. So sollen über ein grenzüberschreitendes CO_2 -Netz bis zu 10 Mio. Tonnen CO_2 eingesammelt und in porösen Sandsteinhöhlräumen etwa drei Kilometer unter dem Nordseeboden eingelagert werden.

► AEL die am weitesten gereifte Elektrolyse-Technologie

Die Herstellung von „**grünem**“ **Wasserstoff** über Grünstromanlagen ist CO_2 -frei. Aktuell unterscheidet man dabei folgende technische Verfahren:

- Die Alkalische Elektrolyse (AEL), die meist in der Nähe von Großkraftwerken stattfindet, ist laut einer Studie der NOW GmbH „Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland“ die am weitesten ausgereifte Technologie. Bei der AEL werden für den Elektrolyseur keine knappen oder kritischen Rohstoffe benötigt. Der Umwandlungswirkungsgrad von elektrischer in chemische Energie liegt bei diesem Verfahren bei 65 bis 75%. Die hauptsächlich aus der Chloralkali-Industrie stammenden Anbieter könnten über ihre Zulieferketten zeitnah auch Wasserelektrolyse im Großmaßstab anbieten.
- Die Proton Exchange Membran-Elektrolyse (PEM-EL) gilt im Vergleich zur AEL-Technologie wegen der Abwesenheit eines flüssigen Elektrolyten als wartungsarm und hat insgesamt eine einfachere Systemtechnik als die AEL. Bei dezentralen Anlagen hat die PEM-EL gegenüber der AEL einen leichten Vorteil aufgrund ihrer Kompaktheit und dem damit geringeren Platzbedarf. Auch lässt sich die Leistung der PEM-EL schneller anpassen als bei der AEL, was bei einem immer stärker von volatilen Grünstromanlagen dominierten Kraftwerkspark als vorteilhaft gilt. Die Herstellkosten von PEM-Elektrolyseuren liegen mit rund 1.500 €/kW (Stand 2017) noch um 20% über denen der AEL-Technologie. Bis 2030 wird erwartet, dass die Kostendifferenz auf 10% zusammenschrumpft. PEM-Elektrolyseure sollen dann bei rund 1.110 €/kW liegen.
- Die Hochtemperatur-Elektrolyse (HT-EL) befindet sich noch in einer Frühphase der Kommerzialisierung. Wegen der bislang geringen Stückzahl produzierter HT-EL kann noch nicht von einer etablierten Lieferkette gesprochen werden. Daher liegen die Herstellkosten momentan noch beim mehr als Zweifachen der Kosten der PEM-EL.

„**Türkiser**“ **Wasserstoff** wird über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) hergestellt. Anstelle von CO_2 entsteht dabei fester Kohlenstoff. Voraussetzung für die CO_2 -Neutralität des Verfahrens ist die Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors über Erneuerbare Energien sowie die dauerhafte Bindung des Kohlenstoffs. In Deutschland will der Energiekonzern Wintershall Dea gemeinsam mit dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) die Pyrolyse im industriellen Maßstab erproben.

PtG macht Grünstrom grundlastfähig und verbessert die Netzstabilität

Mangels eines synchronen Aufbaus von Stromnetzen und Anlagen zur Stromgewinnung aus Erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland steigen die jährlichen Kosten zur Netzstabilisierung eines immer volatilern Stromangebots kontinuierlich. Wegen des im Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) festgelegten Einspeisevorrangs und der unabhängig von der Nachfragesituation gezahlten Festvergütung haben Grünstromerzeuger bislang kein großes Interesse, ihren Strom nachfrageorientiert einzuspeisen.

- ▶ PtG stabilisiert Stromnetz

Derzeit werden Windstromüberschüsse im Norden Deutschlands abgeregelt und bleiben somit ungenutzt. Der Ertragsausfall wird dem Anlagenbetreiber zu 95% vergütet. Mit der Wasserstoff-basierten Sektorkopplung könnten Grünstromüberschüsse methanisiert, als „synthetisches Methangas“ gespeichert und bei Bedarf nachfrageorientiert aus dem Gasnetz abgerufen werden. Da nicht genutzter Windstrom nicht mehr abgeregelt werden muss, steigt auch die Effizienz des Grünstromanlagenparks. Mit großflächiger PtG-Anwendung erhöht sich die Netzstabilität und die Kosten der Netzstabilisierung würden wieder sinken.

- ▶ PtG stärkt Effizienz des Grünstromparks

Da Gaskraftwerke im Vergleich zu Kohlekraftwerken sehr schnell herauf- und heruntergelastet werden können, könnten Dunkelflauten – wenn also weder Wind weht noch die Sonne scheint – durch Nutzung des im Gasnetz gespeicherten „synthetischen Methans“ dann auch ohne Stromimporte aus dem Ausland ausgeglichen werden. Über das Gasnetz könnte das „synthetische Methangas“ auch ohne Stromtrassen von Nord nach Süd transportiert und dort in Gaskraftwerken CO₂-neutral rückverstromt werden. Die sich ab dem Jahr 2023 abzeichnende Unterdeckung von Strom in Bayern könnte so ebenfalls besser abgedeckt werden, vorausgesetzt es stehen nach dem Abschalten der Atomkraftwerke Ende 2022 ausreichend Gaskraftwerkskapazitäten zur Abdeckung der Stromgrundlast bereit.

Brennstoffzellen und Erdgas – großes Potenzial für eine CO₂-arme Mobilität

- ▶ Massiver Druck auf Automobilbranche in der EU zur CO₂-Reduktion

Auf dem Weg zur Erreichung der Klimaschutzziele konterkariert der Verkehrssektor bislang die Erfolge im Energiesektor und in der Industrie. Mit der EU-weit ab 2020 gültigen, deutlich verschärfte CO₂-Flottenregelung von 95 g CO₂/km, den die deutschen Hersteller bislang deutlich überschreiten, drohen milliardenschwere Strafzahlungen. Da Hybrid- und reine E-Fahrzeuge im laufenden Jahr noch eine doppelte Anrechnung im positiven Sinne für die CO₂-Ausstoß-berechnung erfahren, die bis 2022 auf das 1,3-fache abschmilzt, werden die deutschen Hersteller versuchen, den Anteil von Hybrid- und reinen Elektroautos deutlich zu erhöhen. Da die Anzahl verfügbarer Hybridmodelle bislang deutlich größer ist als die reiner Elektrofahrzeuge, dürften vor allem Hybridmodelle stark beworben und gefördert werden.

- ▶ E-Mobilität kämpft weiter mit zahlreichen Problemen

Die E-Mobilität, die auf Kurzstrecken vor allem in Ballungszentren unbestritten große Vorteile hat, steht weiterhin vor ungelösten Problemen. Neben einem unzureichenden Stromnetz in Ballungszentren ist auch die Entsorgung einer im Erfolgsfall riesigen Menge nicht mehr nutzbarer Batterien ungeklärt, und nur zu 100% mit Grünstrom aufgeladene E-Autos sind klimafreundlich. Der energiedichtere Wasserstoff sowie H₂-basierte synthetische Kraftstoffe haben gegenüber reinen E-Autos vor allem auf der Langstrecke Vorteile.

Die auf Wasserstoff basierende Brennstoffzellentechnologie birgt daher enormes Potenzial für die Mobilität. Auch Erdgasfahrzeuge, die mit „synthetischem Methangas“ CO₂-neutral angetrieben werden, sind eine Alternative zur reinen E-Mobilität. In beiden Fällen könnte die herkömmliche Tankstellenarchitektur mit nur geringem Änderungsbedarf weitergenutzt werden.

- ▶ Bosch liefert 2022 erste Brennstoffzelle für Lkw

Der weltgrößte Automobilzulieferer Bosch hat kürzlich eine Brennstoffzelle (BZ) für Lkw vorgestellt. Der BZ-Motor braucht nicht mehr Platz als ein gängiger Dieselmotor, kommt mit einer H₂-Füllung bis zu 700 km weit und das Fahrzeug lässt sich in wenigen Minuten auf-tanken. 2022 wird der erste Lkw mit BZ-Antrieb ausgeliefert.

- ▶ Daimler forciert die BZ-Entwicklung für Lkw und Bus

Auch Daimler treibt mit Volvo als Partner die Entwicklung der BZ in Lkw und Bussen voran und will ab Mitte der 2020er Jahre erste BZ-Nutzfahrzeuge anbieten. 2030 will Daimler dann mit den BZ-Lkw bereits einen Marktanteil von etwa 15% erreichen. Ab einer Stückzahl von 30.000 rechnet sich nach Angaben von Daimler der Verkauf.

Die mit dem Klimaschutzgesetz beschlossene Einführung eines nationalen CO₂-Zertifikatehandels für den Verkehrs- und Gebäudesektor macht die BZ-Technologie trotz eines Wirkungsgrades der Motoren von rund 60% preislich bereits in den nächsten Jahren immer interessanter. Die bislang gegenüber einem klassischen Dieselmotor dreimal so teuren BZ-Antriebe dürften mit steigenden Stückzahlen schnell günstiger werden.

- ▶ Auf der Schiene ist die Brennstoffzelle bereits im operativen Betrieb

H₂-betriebene Schienenfahrzeuge: Während Brennstoffzellenfahrzeuge oder gasgetriebene Kraftfahrzeuge bislang nur in homöopathischen Mengen auf deutschen Straßen unterwegs sind, findet Alstom für seinen 2019 in sechs Bundesländern vorgestellten BZ-Zug mit 800 km Reichweite immer mehr Interessenten. Seit September 2018 sind die ersten beiden BZ-Züge im Elbe-Weser-Zugnetz im regulären Betrieb unterwegs.

Der große Vorteil von BZ-Zügen ist neben der CO₂-Neutralität, sofern die Brennstoffzelle mit grün erzeugtem Wasserstoff betrieben wird, die nicht mehr notwendige Elektrifizierung der Zugstrecken. Ein Nachteil gegenüber Diesel-/Elektrolokszügen sind dagegen erhöhte Wartungskosten für die Züge. Wegen der Gefahr, dass austretender reiner Wasserstoff mit Sauerstoff reagiert und explodiert, bedarf es bei der Wartung von BZ-Zügen besondere Vorsicht, was die Wartungskosten im Vergleich zu Hybridzügen aus Diesel-/Elektroantrieb verteuert. Soll die Versorgung mit Wasserstoff für die BZ-Züge nicht mit Tanklastzügen erfolgen, was die Umweltbilanz der BZ-Züge deutlich verschlechtern würde, ist entlang der Fahrstrecken von BZ-Zügen ein Wasserstofftransportnetz aufzubauen, was die notwendigen Gesamtinvestitionskosten für BZ-Züge weiter erhöht.

- ▶ Skaleneffekte und CO₂-Abgaben für den Verkehrsbereich machen BZ-Züge attraktiv

Wegen der bislang sehr kleinen Produktionszahlen von BZ-Zügen liegen die Anschaffungskosten aktuell noch um rund 50% über denen von Fahrzeugen mit Diesel-/Elektroantrieb. Mit dem ab 2021 für den Verkehrs- und Wärmebereich greifenden nationalen Emissionshandel verteuert sich der Betrieb von Dieselfahrzeugen künftig von Jahr zu Jahr. Zusammen mit möglichen Skaleneffekten durch eine verstärkte Nachfrage nach BZ-Zügen dürfte sich der Preisabstand zu Zügen mit herkömmlicher Antriebstechnik mittelfristig deutlich verringern.

Power-to-Heat (PtH) ermöglicht große CO₂-Einsparpotenziale im Wärmebereich

- ▶ 2,7 Mio. deutsche Haushalte heizen immer noch mit Öl

Private Haushalte sowie Handel und Gewerbe müssen ihren CO₂-Ausstoß bis 2030 gegenüber 2017 nochmals um die Hälfte reduzieren. Laut dem Verband der deutschen Energiewirtschaft BDEW sind in 40% der deutschen Wohnungen die Heizungen 20 Jahre oder älter und 2,7 Mio. von rund 19 Mio. Wohngebäuden in Deutschland werden laut BDEW immer noch mit Öl versorgt (s. [Wie heizt Deutschland 2019](#)). Für CO₂-Einsparungen im Wärmebereich gibt es damit ein riesiges Potenzial.

Die Heizungsanlagenhersteller haben ihre Angebotspalette in den letzten Jahren um Brennstoffzellen-Heizungen ergänzt, die gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen. Wird die Brennstoffzelle mit „grünem“ Wasserstoff beschickt, erfolgt die dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung CO₂-neutral. Gleichzeitig wird die dezentrale Stromerzeugung gestärkt

und damit bei großflächiger Nutzung von Brennstoffzellenheizungen der Stromnetzausbaubedarf vermindert.

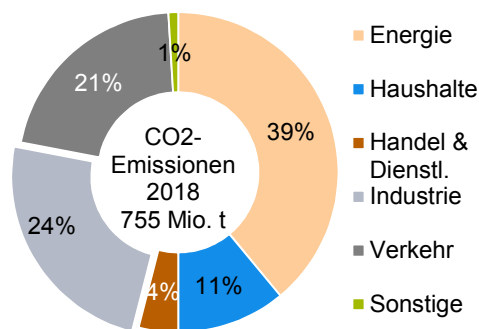
„Grüner“ Wasserstoff ermöglicht eine CO₂-neutrale Industrieproduktion

- ▶ Industrie für 1/4 des deutschen CO₂-Ausstosses verantwortlich

Rund ein Viertel aller deutschen CO₂-Emissionen entfiel 2018 auf die Industrie. Diese muss ihre Klimaschutzanstrengungen bis 2030 deutlich steigern. Neben dem Ausbau der Nutzung von Abwärme bietet vor allem der Ersatz von fossilem Wasserstoff, der mittels Erdgasreformierung erzeugt wird, durch „grünen“ Wasserstoff in diversen industriellen Produktionsprozessen deutliches CO₂-Einsparpotenzial. Vor allem die Eisen- und Stahlproduktion ist sehr energie- und damit auch CO₂-intensiv.

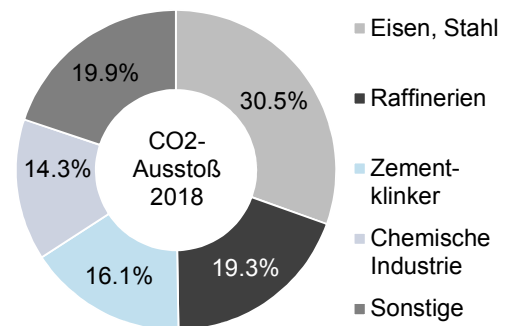
- ▶ Projekt „Westküste 100“ will CO₂-arme Zementproduktion vorantreiben

Industrie emittiert rd. jede vierte Tonne CO₂
CO₂-Anteile nach Sektoren



Quelle: Umweltbundesamt

CO₂-Schleuder Stahlbranche
Anteile der Industrie am CO₂-Ausstoß



Quelle: Umweltbundesamt

Ein Großteil der CO₂-Emissionen der **Stahlindustrie** sind Prozessemissionen. Sie entstehen vor allem im Hochofenprozess beim Einsatz fossiler Kohlenstoffträger (vor allem Koks) als Reduktionsmittel. Der größte deutsche Stahlhersteller ThyssenKrupp Steel testet in einem Pilotprojekt mit Unterstützung der vom Bundesland Nordrhein-Westfalen gestarteten Initiative „IN4climate.NRW“ den Einsatz von Wasserstoff als emissionsfreies Reduktionsmittel im Stahlherstellungsprozess. Air Liquide liefert als Projektpartner den Wasserstoff. Das bislang eingesetzte Reduktionsmittel Kohlenstaub wird dabei teilweise durch Wasserstoff ersetzt, was ein CO₂-Einsparpotenzial von rund 20% ermöglicht.

- ▶ Grüne Stahlproduktion erfordert bis zu 30 Mrd. Euro Investitionen

Die Kostenschätzung der Stahlbranche für die Transformation zu einer „grünen“ Stahlproduktion liegen bei 20 bis 30 Mrd. Euro. Neben den Kosten für die Umstellung der Produktionsanlagen wäre für die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff und zur Abdeckung des hohen Stromverbrauchs der Stahlindustrie mit Grünstrom ein massiver Zubau von rund 12.000 Windräder notwendig. Es bleibt fraglich, ob die Abnehmer der Stahlbranche bereit sind, einen entsprechenden Preisaufschlag für H₂-basierten Stahl zu zahlen, da fossile Verfahren der Stahlproduktion erst ab einem CO₂-Zertifikatspreis zwischen 100 und 150 Euro/Tonne unrentabel werden. Aktuell liegt der Preis für CO₂-Zertifikate aber gerade einmal bei rund 20 Euro/Tonne. Ohne regulatorische Eingriffe und ohne Anreize für die verstärkte Nutzung CO₂-armer industrieller Produktionsmethoden dürften sich diese auf absehbare Zeit für die Stahlindustrie, aber auch für die energieintensive Chemie- und Zementproduktion, kaum rechnen.

Warum bleibt das Potenzial der Sektorkopplung bislang ungenutzt?

Da die „Power-to-X“-Technologien im Hinblick auf die Erreichung der Energie- und Klimaziele für moderne Industriegesellschaften sehr hilfreich sind, bleibt die Frage, warum die in endlosen Fachartikeln beschworene „wahre“ Energiewende in den meisten Ländern noch in den Kinderschuhen steckt und auch in Deutschland über Pilot- und Versuchsvorhaben bislang nicht hinausgekommen ist.

Teurer „grüner“ Wasserstoff und geringe Effizienz der PtG-Anlagen

- ▶ „Grüner“ Wasserstoff derzeit noch deutlich zu teuer

Laut einer Greenpeace-Studie vom Januar 2020 liegen die Kosten für „grauen“ Wasserstoff im europäischen Durchschnitt derzeit bei 1,5 Euro je Kilogramm Wasserstoff. Die Kosten für „grünen“ Wasserstoff liegen dagegen in Westeuropa bei 5 bis 6 Euro je Kilogramm. In Deutschland schwanken die Kosten für „grünen“ Wasserstoff, abhängig von der Größe der PtG-Anlage, deren Auslastung und den Strombezugspreisen, laut der „Nationalen Plattform zukünftige Mobilität“ zwischen 4,8 und 12,2 Euro je Kilogramm Wasserstoff.

- ▶ Wirkungsgrad von PtG-Anlagen ausbaufähig

Neben dem höheren Preis von „grünem“ Wasserstoff weisen Kritiker auch auf den bislang geringen Wirkungsgrad der Wasserstoff-Elektrolyse hin. So erfordert nicht nur die Aufspaltung von Wasser in seine Bestandteile Energie, sondern auch die Aufbereitung des Wasserstoffs durch Zugabe von CO₂ zu „synthetischem Methangas“ sowie die anschließende Rückverstromung sind energieintensiv und begrenzen den Wirkungsgrad von PtG-Anlagen. Der Wirkungsgrad eines Elektrolyseurs wird durch den elektrischen Energiebedarf zur Herstellung von einem Normalkubikmeter (Nm³) Wasserstoff definiert. Laut einer Studie der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) liegt der Wirkungsgrad der H₂-Elektrolyse aktuell bei rund 59%, soll aber bis 2030 auf mindestens 70% steigen. Einige erwarten bis dahin sogar noch deutlich höhere Wirkungsgrade.

Riesiger Grünstrombedarf für die H₂-Kreislaufwirtschaft national nicht darstellbar

Nach einer Studie der Now GmbH im Auftrag des BMVI zur Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland würde eine ausschließlich nationale Herstellung des „grünen“ Wasserstoffs bis 2050 einen Bedarf an installierten Grünstromanlagen von rund 600 GW erfordern, was fast einer Versechsfachung des aktuellen EE-Anlagenparks entspräche (Jan 2019: 116 GW). Da es vor allem beim Ausbau der Windenergie, der gemessen an der Stromerzeugung effizientesten Grünstromart, immer schwieriger wird, neue Zubauten an Land genehmigt zu bekommen, erscheint eine nationale Lösung für den Aufbau einer umfassenden deutschen Wasserstoff-Kreislaufwirtschaft unrealistisch.

- ▶ Einbindung der EU-Nachbarstaaten für H₂-Strategie unabdingbar

Deutschland sollte daher auf EU-Ebene für eine europäische H₂-Kreislaufwirtschaft werben. Auf EU- und nationaler Ebene könnte dies mit finanziellen Anreizen versehen werden und das Investment durch Abnahmeverträge deutscher Unternehmen für die H₂-Produzentenländer attraktiv werden. In Zusammenarbeit mit den Ostsee- und Nordseeanrainern könnten etwa Offshore-Windkapazitäten für die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff reserviert werden. Im sonnenreichen Süden der EU sowie in Nordafrika (evtl. Neuaufgabe von Desertec) könnten große PV-Felder „grünen“ Wasserstoff im industriellen Maßstab erzeugen. Die PV-Modulpreise sanken in den letzten Jahren dank der in Asien aufgebauten Überkapazitäten immer weiter und damit auch die PV-Stromgestehungskosten. So plant nun das Unternehmen Resilient Ventures in Portugal den Aufbau einer Produktion von „grünem“ Wasserstoff im industriellen Maßstab auf Basis von PV-Strom. Ein Großteil des ab 2025 produzierten grünen Wasserstoffs soll exportiert werden.

Warum die Sektorkopplung dennoch ein Erfolg wird

Das Potenzial der Sektorkopplung ist riesig. Viele Länder planen die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff im industriellen Maßstab und haben dabei auch den Export im Auge. Anfang 2020 hatten laut Hydrogen Council, ein von inzwischen 60 Unternehmen getragenes weltweites H₂-Unterstützungsnetzwerk, bereits 18 Regierungen, deren Länder zusammen für rund 70% des weltweiten BIP stehen, Strategien für H₂-basierte Energiesysteme vorgelegt. Länder wie Japan, Österreich und die Niederlande stellen die Wasserstoffwirtschaft sogar in den Fokus ihrer Energiepolitik. Die EU fördert H₂-Projekte im Rahmen von „IPCEI“ (important project of common European interest). Im vierten Quartal 2019 hat die EU-Kommission ihre Mitglieder über ihr Interesse an einem EU-Partnerschaftsprogramm „clean hydrogen“ für die neue EU-Industrie- und Forschungspolitik 2021-2027 befragt.

Hochskalierung von „grünem“ Wasserstoff nimmt international Fahrt auf

- ▶ Niederlande treiben die H₂-Sektorkopplung

Vor allem der staatliche niederländische Gasnetzbetreiber Gasunie forciert den Aufbau einer nationalen Wasserstoffindustrie, da die Fördermengen der holländischen Erdgasvorkommen stark rückläufig sind. So wird Deutschland voraussichtlich ab 2030 kein niederländisches Erdgas mehr erhalten.

- ▶ Gasunie plant PtG-Anlagen im industriellen Maßstab

Sowohl in den Niederlanden (im „NorthH2“-Projekt soll mit Shell bis 2027 ein Megawindpark mit einer Nennleistung von 3-4 GW entstehen) als auch in Dänemark (hier soll durch Aufschüttung künstlicher Inseln mit dem Projekt „North Sea Wind Power Hub“ sogar ein Offshorewindpark von 70 bis 150 GW Nennleistung bis 2040 errichtet werden) plant Gasunie jeweils in einem Konsortium mit anderen Unternehmen über Offshore-Wind „grünen“ Wasserstoff im industriellen Maßstab zu erzeugen und auch zu exportieren.

- ▶ TenneT und Amprion H₂-Großprojekte treffen auf Widerspruch der BNetzA

Auch in Deutschland wird Gasunie aktiv und plant mit dem Stromübertragungsnetzbetreiber TenneT und Thyssen-Gas im Pilotprojekt „Element Eins“ mit „grünem“ Wasserstoff die Kopplung von Strom und Gas im Industriemaßstab. TenneT will damit die Stabilität in seinem Hochspannungsnetz in Deutschland verbessern. Der TenneT-Konkurrent Amprion plant im „hybridge“-Projekt zusammen mit Open Grid Europe (OGE) gleichfalls die Errichtung eines Elektrolyseurs der 100 MW-Klasse, um die Sektorkopplung in Deutschland auf industriellen Maßstab auszuweiten. Widerstände erfahren beide Projekte durch die Bundesnetzagentur (BNetzA), die einen Verstoß gegen das „Unbundling“-Gesetz nach § 7 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnEG) sieht. Danach müssen Netzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden ihren Netzbereich von allen anderen wirtschaftlichen Aktivitäten innerhalb des Unternehmens trennen.

Grünstrom wird immer günstiger – die Wasserelektrolyse profitiert davon

- ▶ Grünstromauktionierung senkt Produktionskosten von grünem H₂

Die in immer mehr Ländern erfolgte Umstellung neuer Grünstromprojekte auf Ausschreibungen hat die vormaligen „Überrenditen“ für Investoren durch den Wettbewerb abgeschmolzen. Erste Offshore-Windprojekte, die erst noch gebaut werden, erhalten für den erzeugten Windstrom bereits keine Subventionierung mehr. Für große PV-Anlagen und Wind-Onshore-Projekte wurden in einigen Ländern (u.a. in Brasilien, Saudi-Arabien und Portugal) Auktionen erstmals für weniger als 20 USD/MWh abgeschlossen. So sind die durchschnittlichen Grünstrompreise seit 2010 weltweit laut Hydrogen Council bereits um rund 80% gesunken und dürften künftig weiter sinken.

Eine aktuelle Studie des Hydrogen Council ("[path to hydrogen competitiveness](#)") sieht bei Ausbau von H₂-Projekten und der notwendigen Infrastruktur in Verbindung mit immer günstiger werdenden Grünstrompreisen gute Chancen für eine Reduktion der Produktionskosten von „grünem“ Wasserstoff bis 2030 um bis zu 50%. Nach einer Studie des Beratungsunternehmens Wood Mackenzie zieht „grüner“ Wasserstoff bereits 2030 preislich mit der Wasserstoffgewinnung aus konventionellen Energiequellen fast gleich ("[the future for green hydrogen](#)").

- ▶ Grünstromüberschüsse werden mit PtG nutzbar

Würden Grünstromüberschüsse, die zur Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff genutzt werden, von allen Steuern, Abgaben und Umlagen befreit – aktuell erhöhen diese die deutschen Industrie-Strompreise laut BDEW um 52% – würde der Kostennachteil gegenüber „grauem“ Wasserstoff in Deutschland bedeutend kleiner. Bei der von Kritikern der Wasserelektrolyse angeführten geringen Effizienz ist zu berücksichtigen, dass in Deutschland PtG-Anlagen bislang abgeregelte oder verschenkte Grünstromüberschüsse erst nutzbar machen würde.

Digitalisierung macht „grünen“ Wasserstoff günstiger

- ▶ Testlabor in Görlitz als Impulsgeber für Elektrolyseuren

Da Elektrolyseure neben den Strombezugskosten der kostenträchtigste Bestandteil von PtG-Anlagen sind, würde eine deutliche Kostenreduktion bei Elektrolyseuren unmittelbar auf die Gestehungskosten von „grünem“ Wasserstoff durchschlagen. Siemens sieht Wasserstoff inzwischen als eine Kerntechnologie des Konzerns und baut in Görlitz zusammen der Fraunhofer-Gesellschaft ein Labor für die Wasserstoffforschung, um die Alterung von Elektrolyseuren im Dauereinsatz zu untersuchen. Siemens selbst eröffnet dort des Weiteren einen Innovationscampus mit den Schwerpunkten Wasserstoff, Digitalisierung und Dekarbonisierung. Über einen „digitalen Zwilling“ sollen Herstellung und Arbeitsweise von Elektrolyseuren optimiert werden, um diese größer und effizienter zu machen.

H₂-Transportnetz und mobile Transportlösungen

- ▶ Nur eingeschränkte Beimischung von reinem H₂ ins Gasnetz möglich

Lässt sich „synthetisches“ Methangas (CH₄) unbegrenzt ins Gasnetz einspeisen, so ist die Beimischung von reinem Wasserstoff bislang auf 10% begrenzt. Grund dafür ist u.a., dass Gasturbinen mit schadstoffarmen Vormischbrennern „empfindlich“ auf Wasserstoff reagieren. Siemens, GE und MAN haben angekündigt, ihre Gasturbinen so zu konzipieren, dass sie künftig auch mit einem höheren Wasserstoff-Anteil laufen können.

- ▶ Eigenes Wasserstoff-Pipelinennetz soll Rohstoff unmittelbar zu Endabnehmern liefern

Da Wasserstoff in verschiedenen Wirtschaftssektoren in gasförmiger Reinform, also ohne die Methanisierung, genutzt wird, bietet sich der Transport des Wasserstoffs in speziellen Wasserstoff-Pipelines an. In mehreren Projekten bauen daher einige Gasnetzbetreiber, u.a. der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB Gas), derzeit Teile ihrer bestehenden Gasnetzinfrasturktur für den Transport von Wasserstoff um. Dieser kann dann gasförmig oder verflüssigt unmittelbar zu den Endabnehmern transportiert werden.

- ▶ LOHC-Verfahren verbilligt Verflüssigung von H₂ deutlich

Das fränkische Start-Up „Hydrogenious“ hat ein Transportverfahren entwickelt, mit dem sich Wasserstoff problemlos in normalen Behältern, also etwa mit Zügen, oder aber auch über ein Wasserstoff-Pipelinennetz transportieren lässt. So wird der flüchtige und explosive Wasserstoff – der bislang für die Verflüssigung mit hohem Energieaufwand auf -240 Grad abgekühlt werden muss – in eine flüssige Kohlenstoffverbindung auf Erdölbasis eingebracht. Der als Trägerstoff genutzte „Liquid Organic Hydrogen Carrier“, kurz LOHC, erhöht nicht nur die mögliche Speicherdichte des Wasserstoffs um den Faktor Fünf, sondern benötigt für die H₂-Speicherung auch deutlich weniger Platz. Zudem wird der in LOHC chemisch gebundene Wasserstoff ungefährlich und so leicht transportierbar. Anfang 2016 ging die weltweit erste LOHC-Anlage in Betrieb.

Politik erkennt das H₂-Potenzial für die deutsche Wirtschaft

- ▶ Nationaler H₂-Plan soll Energiewende vorantreiben und den Industriestandort DE sichern

Auch die Bundesregierung hat die Notwendigkeit und Bedeutung einer integrierten Wasserstoffwirtschaft für den Standort Deutschland erkannt. Bedingt durch die Corona-Krise und verstärkt durch Abstimmungsschwierigkeiten zwischen verschiedenen Bundesministerien wird die Verabschiedung der geplanten „Nationalen Strategie Wasserstoff“ (NSW) wohl nicht vor dem zweiten Halbjahr 2020 erfolgen. Nach der NSW sollen bis 2030 im Inland bis zu 5 GW Elektrolyse-Leistung (was 20% des deutschen H₂-Verbrauchs entspräche) zur Verfügung stehen. Hersteller von Brennstoffzellenkomponenten für den Wärme- oder Mobilitätsbereich sollen unterstützt und der Aufbau einer Netzinfrastruktur für Wasserstoff vorangetrieben werden. Gleiches gilt für die Forschungsanstrengungen im Bereich der Wasserstoff-basierten Sektorkopplung. Zur Sicherstellung einer ausreichenden Versorgung mit „grünem“ Wasserstoff soll die Zusammenarbeit mit den EU-Nachbarstaaten und mit Entwicklungsländern forciert werden. Bis 2026 stehen für die Strategieumsetzung insgesamt 2 Mrd. Euro bereit. Gemessen an der jährlich rund 25 Mrd. Euro teuren EEG-Umlage, mit der EE-Anlagen bezuschusst werden, nimmt sich die für die nationale Wasserstoff-Strategie bereitgestellte Fördersumme eher bescheiden aus.

- ▶ Bayern stärkt mit eigener H₂-Initiative die deutsche Energiewende

Bayern hat wegen der fehlenden Grundlast nach dem Auslaufen der beiden letzten Atomkraftwerke ab 2022 besonderes Interesse an einem industriellen Ausbau der PtG-Technologie. So könnten die künftig wichtiger werdenden Gaskraftwerke in Bayern mittelfristig verstärkt mit CO₂-freiem „synthetischem Methangas“ arbeiten. Eine eigene bayrische H₂-Initiative soll aber auch eine Wasserstoff-basierte nachhaltige Kreislaufwirtschaft“ schnell und nachhaltig fördern. Der Freistaat hofft so zum führenden Standort bei der industriellen Fertigung von Wasserstoff-Schlüsselkomponenten und zum Technologieführer für Erzeugung, Speicherung und Logistik von „grünem“ Wasserstoff zu werden. Namhafte Teilnehmer aus der Industrie, der in Bayern besonders starken Forschungslandschaft sowie die BayernLB als Vertreter der Finanzwelt beteiligen sich daran. Das in Erlangen gegründete „Zentrum Wasserstoff.Bayern“ (H₂.B) soll die Entwicklung und Umsetzung der bayerischen H₂-Strategie vorantreiben.

- ▶ Norddeutschland will bis 2035 umfangreiches H₂-Netz aufbauen

Im Norden Deutschlands haben die fünf Bundesländer Hamburg, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Bremen und Niedersachsen im November 2019 einen Fahrplan beschlossen, um bis 2035 eine „nahezu vollständige Versorgung“ für die Industrie und den Verkehrssektor mit „grünem“ Wasserstoff sicherzustellen. So sollen bis 2030 fünf Gigawatt Elektrolyseleistung entstehen.

Fazit: Der Aufbau einer umfassenden H₂-Kreislaufwirtschaft birgt großes Potenzial

Eine stringente und schnelle Umsetzung der Strategien für eine wasserstoffbasierte Kreislaufwirtschaft in Deutschland und den Bundesländern bietet der deutschen Wirtschaft große Chancen. Angesichts des enormen Strombedarfs, der mit der „grünen“ Wasserstoffwirtschaft verbunden ist, verspricht nur die Einbindung der europäischen Nachbarstaaten Erfolg bei der Umsetzung des für eine klimaneutrale Industriegesellschaft essentiellen Projekts. Die bisherigen Pilotprojekte im In- und Ausland sollten national sowie auf EU-Ebene schnell und nachhaltig gefördert werden, damit eine Wasserelektrolyse auf industriellem Niveau möglichst zeitnah realisiert wird. Bayern eröffnet die H₂-Strategie gute Chancen, sich auch im Zukunftsfeld „Power-to-X“-Technologien zu behaupten. Die Nutzung von „grünem“ Wasserstoff über die Sektorkopplung könnte und sollte neben Erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz zum „dritten Standbein“ der deutschen Energiewende avancieren.

thomas.peiss@bayernlb.de

Ihre Ansprechpartner im Research der BayernLB

BayernLB Research

Dr. Jürgen Michels, Chefvolkswirt und Leiter Research, -21750

Anna Maria Frank, -21751; Sekretariat

Ingo Bothner, -21787; Medienfachwirt, Business Management

Christoph Gmeinwieser, -27053; CIIA, Business Management

Volkswirtschaft

Dr. Stefan Kipar, -27346

Euro-Raum, EZB, Deutschland

Manuel Andersch, -27448

G10-Währungen, UK, Schweiz

Charlotte Heck-Parsch, -23929

USA/Fed

Wolfgang Kiener, -27058

G10- & MOE-Währungen

Andreas Speer, -21305

Rohstoffe

Dr. Sebastian Schnejdar, -26386

Immobilien

Länderrisiko- und Branchenanalyse

Hubert Siplý, -21307

Länderrisikoanalyse

Dr. Alexander Kalb, -22858

Westeuropa, Südamerika

Manuel Schimm, -26845

Asien, Nordamerika,

Gebhard Stadler, CFA, -28891

Osteuropa/GUS, Mittelamerika,

Verena Strobel, -21320

Naher und Mittlerer Osten, Afrika

Branchenanalyse

Wolfgang Linder, -21321

Auto, Chemie, Pharma, Luftfahrt, Rohstoffe & Stahl,
Öl & Gas, Transportation

Thomas Peiß, -28487

Bau, Elektroindustrie, Maschinenbau, Versorger,
Telekom, Medien, Handel

Investment Research

Dr. Johannes Mayr -21859

Zinsstrategie, Staatsanleihen, SSA

Alexander Aldinger, CFA, -24877

Asja Hossain, CFA, -27065

Dr. Norbert Wuthe, -27209

Covereds & Financials

Alfred Anner, CEFA, -27072

Covered Bonds

Dr. Ulrich Horstmann, CEFA, -21873

Versicherungen

Georg Meßner, CFA, -26396

Banken

Emanuel Teuber, -27070

Covered Bonds

Stefan Voß, -21808

Banken

Credits

Pia Ahrens, -25727

Corporate Bonds & SSD, Strategie

Matthias Gmeinwieser, CIIA, -26323

Corporate Bonds & SSD

Miraji Othman, -25888

Strategie

Christian Strätz, CEFA, CIIA, -27068

Corporate Bonds & SSD

Aktienmarkt

Manfred Bucher, CFA, -21713

Technische Analyse

Hans-Peter Reichhuber, -21780

Value Investing & Behavioral Finance

Dieter Münchow, -23384

Aktien & Strategie

E-mail: vorname.nachname@bayernlb.de

Telefon: 089 2171 + angegebene Durchwahl

Disclaimer

Diese Publikation ist lediglich eine unverbindliche Stellungnahme zu den Marktverhältnissen und den angesprochenen Anlageinstrumenten zum Zeitpunkt der Herausgabe der vorliegenden Information am 19.05.2020. Die vorliegende Publikation beruht unserer Auffassung nach auf als zuverlässig und genau geltenden allgemein zugänglichen Quellen, ohne dass wir jedoch eine Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der herangezogenen Quellen übernehmen können. Dieser Research-Bericht ist eine rein ökonomische Analyse, und kein Teil davon ist als Wertpapieranalyse oder Empfehlung zu verstehen. Insbesondere sind die dieser Publikation zugrunde liegenden Informationen weder auf ihre Richtigkeit noch auf ihre Vollständigkeit (und Aktualität) überprüft worden. Eine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit können wir daher nicht übernehmen. Die vorliegende Veröffentlichung dient ferner lediglich einer allgemeinen Information und ersetzt keinesfalls die persönliche anleger- und objektgerechte Beratung. Für weitere zeitnähere Informationen stehen Ihnen die jeweiligen Anlageberater zur Verfügung.

Aufgrund gesetzlicher Vorgaben (Wertpapierhandelsgesetz bzw. MiFID II) dürfen Wertpapierdienstleistungsunternehmen im Zusammenhang mit einer von ihnen erbrachten Finanzportfolioverwaltung oder unabhängigen Honorar-Anlageberatung grundsätzlich keine Zuwendungen von Dritten annehmen oder behalten. **Eine Weitergabe dieser Unterlage an Unternehmen oder Unternehmensteile, die Finanzportfolioverwaltung oder unabhängige Honorar-Anlageberatung erbringen, ist daher nur gestattet, wenn mit der BayernLB hierfür eine Vergütung vereinbart wurde.**

Impressum

Megatrend Energie und Klimawandel
abgeschlossen am: 19. Mai 2020

BayernLB Research
Bayerische Landesbank
80277 München (Briefadresse)
E-Mail: research@bayernlb.de

Leitung:
Dr. Jürgen Michels, Telefon 089 2171-21750

Redaktion:
Hubert Siply, Telefon 089 2171-21307

Layout & Grafik:
Ingo Bothner, Telefon 089 2171-21787

Redaktion:
Bayerische Landesbank
Unternehmensbereich 5700
80277 München (=Briefadresse)
research@bayernlb.de

Geschäftsgebäude:
Bayerische Landesbank
Briener Straße 18
80333 München (=Paketadresse)
www.bayernlb.de