

Energiewende in der Krise?

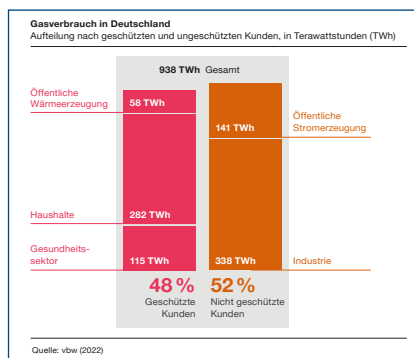
Von Folker Trepte und Andree Simon Gerken

Geopolitische Spannungen, explodierende Energiepreise, möglicher Gasmangel im Winter, stark steigende Inflation: Wie Unternehmen mit diesen Gefahren umgehen – und trotzdem die Transformation in Richtung mehr Nachhaltigkeit meistern.

Die Nachrichtenlage ist beunruhigend: Die Preise für Strom und Gas sind in den vergangenen Wochen und Monaten in Deutschland drastisch gestiegen. Hauptgrund für den Preisanstieg: Russland hat die Gaslieferungen an Deutschland im Zuge des Ukraine-Kriegs stark gedrosselt, die Inbetriebnahme der Ostsee-Pipeline Nord Stream 2 ausgesetzt und Anfang September die Gaslieferungen über Nord Stream 1 komplett gestoppt. Die Infrastruktur scheint auch physisch in einer Art beeinträchtigt, dass eine Wiederinbetriebnahme nicht ohne Weiteres möglich ist.

Gasnotfallplan auf Stufe zwei

Schon seit Juni 2022 ist die zweite von drei Stufen des Gasnotfallplans der Bundesregierung in Kraft. Ein Krisenteam aus Vertretern des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und der BNetzA plant bereits für den Fall, dass die dritte, die Notfallstufe, eintritt. Der Staat muss dann die Gasverteilung steuern, da der Markt den Bedarf nicht mehr decken kann. In diesem Fall würde die BNetzA vorrangig „geschützte Kunden“ versorgen – kritische Infrastrukturen wie Krankenhäuser, Polizei und Feuerwehr, aber auch Privathaushalte. Auf diese Gruppe entfallen rund 48 Prozent des Gas-Gesamtbedarfs (siehe Grafik).



Gasverteilung in Deutschland: Industriekunden sind im Notfall nicht geschützt. Handelsblatt (Juni 2022), Quelle: vbw (2022)

Und wie steht es um Industrieunternehmen, die 36 Prozent des Gas-Gesamtvolumens nutzen? Sie sind nicht geschützt. Im Notfall verteilt die BNetzA das Gas an industrielle Großverbraucher nach Dringlichkeit, Anlagengrößen und Vorlaufzeit der Reduktion. Sie bewertet, welche volks- und betriebswirtschaftlichen Schäden zu erwarten sind, und sucht mit den Unternehmen nach Einsparmöglichkeiten. Das bedeutet, dass im Ernstfall regionale Engpässe drohen.

„REPowerEU“ bringt keine kurzfristige Entlastung

Das Risiko für Industriebetriebe, bei Ausruf der Notfallstufe kein Gas mehr geliefert zu bekommen, ist also groß – auch wenn die EU im März 2022 den Aktionsplan „REPowerEU“, basierend auf den Zielen des EU Green Deal und des Fit-for-55-Pakets, beschlossen hat, um vor allem unabhängiger von Gas-, Öl- und Kohlelieferungen aus Russland zu werden. Der Aktionsplan wird aber frühestens ab 2024 seine Wirkung entfalten – kurzfristig können sich Unternehmen nicht darauf verlassen. Sie sollten unbedingt jetzt schon ihren Gasverbrauch für jeden einzelnen Standort analysieren und wenn möglich reduzieren oder in bestimmten Zeiten ganz einstellen. Unternehmen sollten, wo immer möglich, auf andere Energieträger umstellen, um das Risiko von Produktionsunterbrechungen oder gar -ausfällen zu reduzieren.

H2 ist Hoffnungsträger Nummer eins

Zu größerer Unabhängigkeit von Gas soll unter anderem „grüner“, also aus erneuerbarer Energie erzeugter Wasserstoff (H2) wesentlich beitragen. Die mit ihm verbundenen Hoffnungen sind groß: Schließlich lässt er sich für viele industrielle Anwendungen einsetzen, vom Fahrzeug- und Turbinenantrieb bis hin zur Stromerzeugung. Mit Wasserstoff lassen sich zudem kohlenstoffarme Kraftstoffe oder Baustoffe wie Beton herstellen, auch eignet er sich als Speichermedium für erneuerbare Energien. Eine wettbewerbsfähige, verfügbare Alternative zu fossilen Energieträgern kann Wasserstoff durch den Umbau- und Aufbau erst etwa 2030 sein.

Um an dem zu erwartenden Marktwachstum zu partizipieren, benötigen Unternehmen eine langfristige, ganzheitliche Wasserstoffstrategie, die Produktion, Transport und Lagerung gleichermaßen betrachtet.

In der energieintensiven Industrie ist das Potenzial für grünen Wasserstoff besonders groß, einzelne Unternehmen investieren bereits stark in die Technologie. Pilotprojekte bei Stahlkonzernen und mit Bundesländern wie Nordrhein-Westfalen haben erste deutliche Schritte in Richtung einer klimaneutralen Stahlerzeugung gemacht; sie bemühen sich also, auch in der Schwerindustrie größeren Klimaschutz und größere Unabhängigkeit von Erdgas zu erreichen.

Gleichwohl stellt die Transformation hin zur Netto-Null nach wie vor viele Unternehmen vor große Herausforderungen. Die energieintensiven Industriezweige wie die chemische Industrie sind besonders betroffen: Auf die Herstellung chemischer Erzeugnisse entfielen im Jahr 2020 fast 30 Prozent der industriell verwendeten Energie, gefolgt von der Metallherstellung und -bearbeitung mit mehr als 20 Prozent. Die geschilderte aktuelle geopolitische und gesamtwirtschaftliche Situation erhöht diese Spannungen noch einmal deutlich.

Dennoch stecken in der Energiewende neben den fraglos großen Herausforderungen mittel- und langfristig mindestens ebenso große Chancen. Denn wer sein Handeln schon heute glaubhaft und ganzheitlich auf Nachhaltigkeit ausrichtet, hebt sich positiv vom Wettbewerb ab und hat vor allem die Möglichkeit, neue Märkte zu erschließen.

Energiebeschaffung – die wichtigsten Fragen

Eine der wesentlichen Voraussetzungen dafür ist eine Energiebeschaffungsstrategie, die zum jeweiligen Unternehmen, zur Branche und zum Standort passt. Unternehmen in Küstennähe etwa haben andere Ausgangsbedingungen als solche in Großstädten.

Einige der wichtigsten Fragen, die Unternehmen für sich beantworten müssen, lauten:

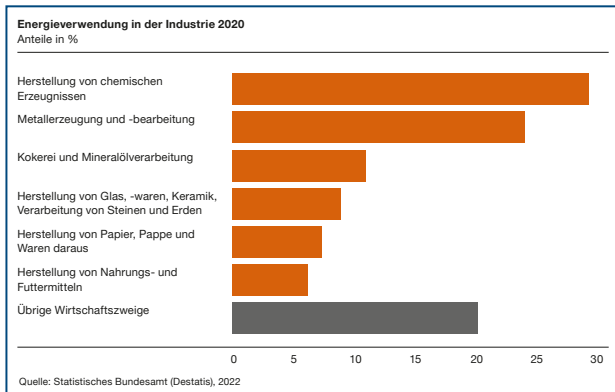
- › Produzieren wir rund um die Uhr oder können wir uns flexibel an sonnen- und windertragsreiche Zeiten anpassen?
- › Wie ist die Preisentwicklung bei erneuerbaren Energien? Ist es sinnvoller, sich Preise

Impressum

Verlag: Reif Verlag GmbH · Peter Reif · Alfred-Jost-Str.11
69124 Heidelberg · E-Mail: peter.reif@reifverlag.de

Redaktion: Christian Deutsch · Redaktionsbüro
E-Mail: info@deutsch-werkstatt.de
Jana Stahl · E-Mail: buero@janastahl.de

Internet: www.manager-wissen.com
Layout: metropolmedia · 69245 Bammental
Druck: ColorDruck Solutions · 69181 Leimen



Prozentuale Verteilung der Energieverwendung in Produktionsprozessen. Quelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2022

langfristig zu sichern, oder sind variable Preise vorteilhafter?

- Welchen Anteil an erneuerbaren Energien, wie viel CO₂-Einsparung kann welcher Standort bis wann wie erreichen?
- Wie groß ist die aktuelle, wie groß die potenzielle Leistung klimafreundlicher Technologien im Unternehmen?

Energieversorger haben hohe Liquiditätsrisiken

Geht es um Versorgungssicherheit bei der Energie, stehen die Energieversorgungsunternehmen (EVUs) besonders im Fokus. Ihnen drohen große Liquiditätsrisiken, sowohl beim Einkauf als auch beim Verkauf von Energie. Denn Unternehmen, die Energieträger wie Kohle, Öl, Gas und Strom sowie Emissionszertifikate an den Terminbörsen handeln, müssen Sicherheitsleistungen – sogenannte Margins, eine Art Kautions – erbringen. Diese Margins steigen mit den Preisen, und zwar in der aktuellen Situation insbesondere für Stromerzeuger, die ihre künftige Produktion abgesichert haben. Steigen die Preise so stark wie in der letzten Zeit, sind auch die Margins entsprechend hoch. Und weil die Terminbörsen die Beträge als Sicherheit sofort einziehen, können die Margins EVUs in arge Liquiditätsprobleme bringen. Über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) unterstützt der Bund solche Unternehmen, die Energie an den Börsen handeln, finanziell durch Kredite.

Bei den Stadtwerken ist die Situation etwas anders: Sie handeln Energie größtenteils außerbörslich, sie müssen also weniger Sicherheitsleistungen an den Börsen hinterlegen. Allerdings verlangen auch im außerbörslichen Handel die Vertragspartner oft Sicherheiten, was die Liquidität von Stadtwerken beeinträchtigt. Zwar fordern bereits viele Politiker:innen speziell für sie einen Rettungsschirm, das BMWK hat sich dazu allerdings noch nicht eindeutig positioniert.

Hinzu kommt: Die rund 800 Stadtwerke in Deutschland sind eine nachgelagerte Netzstufe. Fallen vorgelagerte Stufen – beispielsweise die großen Gas einkaufenden Energieversorger – aus, bringt dies auch Stadtwerke in Not. Darüber hinaus können auch die hohen Wiederbeschaf-

fungskosten für Energie Liquiditätsschwierigkeiten verursachen.

Liquiditätsrisiken bestehen auch beim Verkauf, also auf der Kundenseite. Wie wollen Unternehmen mit krisenbedingt zahlungsunfähigen oder säumigen Kunden umgehen? Und Engpässe können beispielsweise auch dadurch entstehen, dass Haushalts- und Gewerbetunden ihre Abschlusszahlungen, die nicht monats-scharf abgerechnet werden, noch nicht an das höhere Preis-

niveau angepasst haben.

Um solche Liquiditätsrisiken möglichst frühzeitig zu erkennen und zu adressieren, können Szenarioanalysen hilfreich sein. Mit ihnen schätzen Unternehmen ab, wie sich Energiepreise bzw. -verfügbarkeit auf sie selbst und ihre Kunden auswirken.

Staatliche Eingriffe in den Energiemarkt ja, aber nicht dauerhaft

Nach dem russischen Angriff auf die Ukraine Ende Februar 2022 ging es im weiteren Verlauf des Jahres 2022 vor allem darum, die Energieversorgung in Deutschland zu sichern, größere Energieunabhängigkeit von Russland zu erreichen und zu diesem Zweck Energie stärker autark zu erzeugen. Die dafür erforderlichen Maßnahmen finanziert im Wesentlichen der Staat, zum Teil mit Umlagen auf die Bevölkerung.

Dies ist, einschließlich der staatlichen Eingriffe in den Energiemarkt sowie der staatlichen Beteiligung an Unternehmen, in Anbetracht der angespannten Situation notwendig. Nachvollziehbar ist auch, dass Politik und Öffentlichkeit wieder darüber diskutieren, vermehrt Energie aus Braun- und Steinkohle sowie aus Atomkraft einzusetzen, damit nicht die hohen Gaspreise allein den Strompreis bestimmen. Klar muss jedoch sein: Mittel- und langfristig gilt es, das Spannungsfeld zwischen Energiesicherheit, Energiekosten und wirtschaftlicher Stabilität zu entschärfen. Die Energiewende dauerhaft staatlich zu finanzieren, würde die Staatsverschuldung deutlich erhöhen und das Wirtschaftswachstum sowie die Wettbewerbsfähigkeit hemmen.

Wettbewerbsfähige Energiepreise sind essenziell

Um es deutlich zu sagen: Damit Deutschland auf globaler Ebene wettbewerbsfähig bleibt, müssen auch die Energiepreise wettbewerbsfähig sein. Diese werden zwar langfristig wieder unter das Spitzenniveau des Jahres 2022 sinken, aber dauerhaft zirka zwischen 25 und 45 Prozent über den Referenzpreisen von 2021 liegen, wie eine PwC-Analyse zeigt. Ein Mittel, den globalen Wettbewerb fairer zu gestalten, könnte die viel-diskutierte CO₂-Importsteuer sein. Dabei würde

eine Abgabe fällig auf Importe aus Ländern wie China und Indien, die weiterhin in großem Maße günstigere fossile Energie nutzen. Und noch einmal: Der auch hierzulande diskutierte Rückgriff auf Kohle als Energieträger zum Beispiel kann aus Klimaschutzgründen allenfalls eine zeitlich begrenzte Notlösung sein. Grundsätzlich braucht es für die Wettbewerbsfähigkeit sowie eine erfolgreiche Energiewende attraktive Rahmenbedingungen, damit privatwirtschaftliche Unternehmen die Energiewende mit Investitionen mitfinanzieren.

Für solch attraktive Rahmenbedingungen ist es erforderlich, das Energiemarktdesign anzupassen. Wie finden wir z. B. richtige Balance zwischen Marktflexibilität und Regulatorik? Wie binden wir Prosumer optimal in das Energiesystem ein? Wie lässt sich die Investitionsbereitschaft in die erneuerbare Energieerzeugung erhöhen – und wie lassen sich Technologie- und IT-Anpassungen sowie der Wasserstoffhochlauf konkret umsetzen? Fest steht: Das Potenzial für Wasserstoffspeicher, Geothermie und Windkraft in Deutschland ist immens. Bislang nutzen wir nur einen Bruchteil davon. Tun wir dies künftig deutlich intensiver, entlastet dies den Energiemarkt insgesamt. Die PwC-Energiemarktszenarien zeigen: Sind die erneuerbaren Energien stärker ausgebaut, sinkt dadurch auch das durchschnittliche Strompreinsniveau.

Die Autoren



Folker Trepte, Herausgeber dieses Specials, ist Partner und Leiter der Energiewirtschaft bei PwC Deutschland. Der Steuerberater und Wirtschaftsprüfer leitet das globale PwC-Netzwerk für Commodity Trading & Risk Management und das Netzwerk „Climate Change and Energy Transition“ bei PwC, ist Mitglied in diversen Fachausschüssen und Arbeitskreisen und vertritt PwC im Deutschen Nationalen Komitee des Weltenergieerates (DNK).



Andree Simon Gerken ist Director im Bereich Energy Consulting bei PwC Deutschland. Als Ingenieur und Betriebswirt leitet er das Team für Transformation & Dekarbonisierung und berät die Energiewirtschaft und energieintensive Industrie bei der technischen Umstellung der Strom- und Wärmeproduktion sowie die damit verbundenen Anpassungen der Betriebs- und Vertriebsorganisationen. Darüber hinaus verantwortet er das energiewirtschaftliche Modellierungsteam für das PwC-Netzwerk in Europa und vertritt die PwC in der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW).

Die Rolle von Wärme für die Dekarbonisierung von Städten und Industrien

Von Stefan Håkansson

Keine Energiewende ohne Wärmewende. Wird das Thema Wärme somit zu einer unserer größten Herausforderungen auf dem Weg Richtung Klimaneutralität? Oder ist Wärme sogar Beförderer der Energiewende und bietet schlummerndes Potenzial für Städte und Industrien – gerade auch im Hinblick auf die nötige Energieunabhängigkeit, die zur Zukunftssicherung nötiger wird denn je? Hier erfahren Sie mehr.

Hätte der Sommer 2022 den Auftrag erhalten, vorzuführen, wie bedeutsam das Thema Wärme im Rahmen des Klimawandels ist, er würde vermutlich die volle Punktzahl erhalten, geprägt von Rekordtemperaturen, die vielerorts in drastischen Waldbränden resultierten. Wärme ist allerdings nicht nur ein Aspekt des Gesamtproblems, sondern stellt auch einen wichtigen Teil der Lösung dar: indem sie dazu beiträgt, Treibhausgasemissionen zu senken und Energieverschwendung zu vermeiden.

Industrielle Abwärmenutzung – der schlafende Riese der Energiewende

Allein auf Prozesswärme der Industrie und Wirtschaft entfallen in Deutschland 40 Prozent des Energieverbrauchs. Und rund die Hälfte der in der Industrie für technische Verfahren wie Schmelzen oder Schmieden eingesetzten Wärme geht als Abwärme verloren, obwohl sie kostbar ist. Würde industrielle Abwärme optimal genutzt, könnten allein hierzulande pro Jahr mehr als 23 Terrawattstunden CO₂-freier, sauberer Strom erzeugt und damit rund 18 Prozent aller Haushalte versorgt werden.

Es braucht somit intelligente Lösungen, die es ermöglichen, die bislang im großen Maßstab verloren gehende Wärme einzufangen und effektiv zu nutzen. Doch genau solche Technologien gibt es bereits, mit deren Hilfe dieser ruhende Schatz sogar einfach und vor allem effizient gehoben werden kann.

Zum Beispiel ist es mit dem sogenannten Organic Rankine Cycle (ORC) möglich, aus industrieller Prozesswärme sauberen Strom zu gewinnen. Dieses Verfahren kann überall dort eingesetzt werden, wo Abwärme in größerem Maßstab entsteht, zum Beispiel in der Industrie. Die dafür erforderlichen modularen „ORC Efficiency PACKs“, die aus Wärme Strom machen, können innerhalb eines Tages in Betrieb genommen werden. Sie ermöglichen es Unternehmen, einen wesentlichen Schritt in Richtung Dekarbonisierung zu gehen und gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit ihres Produktionsstandortes mit sehr preiswert produziertem Eigenstrom zu stärken. Ein lohnenswertes Vorhaben in Zeiten, in denen Versorgungssicherheit und enorm steigende Energiepreise

vorherrschende Themen sind. Verfügbare Fördermöglichkeiten machen ein solches Projekt aktuell doppelt attraktiv.

Energiepartnerschaften, von denen alle profitieren

Neben der Möglichkeit, industrielle Abwärme zur klimaneutralen und preiswerten Eigenstromerzeugung zu nutzen, bieten sich auch Energiepartnerschaften an. Was es dazu braucht? Ein Unternehmen, bei dem im Rahmen industrieller Prozesse Abwärme entsteht und eines mit Wärmebedarf in der Nachbarschaft.

Ein Vorzeigeprojekt für eine solche Partnerschaft wird derzeit in Duisburg durch Thyssen-Krupp, die König-Brauerei und E.ON umgesetzt. Wie das Ganze aussieht? Ungenutzte, bei der Stahlherstellung entstehende Abwärme, die bislang für rund 7.660 Tonnen jährliche CO₂-Emissionen sorgte, gelangt über eine von E.ON verlegte Leitung zur König-Brauerei, wo sie für den Brauereiprozess genutzt wird. Eine neu installierte Dampfübergabestation ersetzt die bislang CO₂-intensive und damit umweltschädliche Braunkohlenstaubfeuerung. Auf diese Weise spart die Brauerei künftig 75 Prozent ihrer heutigen Emissionen ein.

Gebäude, die miteinander kommunizieren – so gelingt Dekarbonisierung von Städten

Da Städte für 40 Prozent des Energieverbrauchs und 36 Prozent der CO₂-Emissionen verantwortlich sind, ist die Energiewende auch hier in großen Teilen eine Wärmewende. Dekarbonisierungstechnologien für Städte werden somit zum weiteren wichtigen Baustein zur Erreichung des 1,5 Grad-Zieles. Neben der Industrie legt E.ON daher einen wesentlichen Fokus auf die Entwicklung von Energieinfrastrukturlösungen für Wohn- und Arbeitsquartiere.

Mit der eigens von E.ON entwickelten Technologie ectogrid™ entstand ein Niedertemperatur-Wärme- und Kältenetz für Stadtviertel, bei dem alle Verbraucher über zwei unterirdische Wasserleitungen (Warm- und Kaltleitung) miteinander verbunden werden. Je nach individuellem Bedarf beziehen die Verbraucher entweder Wärme oder Kälte aus dem Netz



Stefan Håkansson, Global Director City Energy Solutions bei E.ON

oder speisen überschüssige Energie in das Netz zurück. Die vorhandene Wärmeenergie bleibt so im System.

E.ON ectogrid™ fungiert in Kombination mit einem zentralen Wasserspeicher als riesige thermische Batterie. Durch das Teilen, Ausbalancieren und Speichern von Energie nutzt das System alle verfügbaren Energieströme effizient, bevor neue Energie hinzugefügt wird. Um Wärmeverluste zu minimieren, kann das Energieniveau innerhalb des Netzes in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur angepasst werden. Auch die digitale Steuerung trägt dazu bei, den Energieverbrauch und den CO₂-Abdruck drastisch zu reduzieren.

Städten einheizen – von Herne bis Mailand

Projekte von E.ON ectogrid™ sind vielfältig und werden bereits jetzt international realisiert, egal ob in dem sogenannten Shamrockpark in Herne oder größer skaliert in Mailand mit dem MIND Milan Innovation District, wo ein ganzes Viertel auf 900.000 Quadratmetern mittels E.ON ectogrid™ nachhaltig mit Wärme versorgt wird.

Damit die Energiewende gelingt, muss Wärme zwangsläufig in die Gleichung mit einbezogen werden. Als Teil der Lösung bietet sie viel Potenzial, um die Dekarbonisierung von Städten und Industrien sogar zu beschleunigen, Versorgungsunabhängigkeit zu befördern. Und die relevanten Technologien zur Umsetzung stehen bereit, egal ob für Mittelstand oder Großkonzern, regionales Wohnquartier oder herausforderndes Metropolprojekt.

Der Autor

Stefan Håkansson

ist Global Director City Energy Solutions bei E.ON. In 15 europäischen Märkten setzt er mit seinem Team dezentrale, nachhaltige und intelligente Energieinfrastrukturprojekte um, mit denen es Städten und Industrien gelingt, ihren Weg Richtung nachhaltiger Energiezukunft zu meistern

SuedLink: Infrastruktur für die Energiewende und Wirtschaft

Von Dr. Stefan Mirschel und Michael Gutzeit

Ein Wirtschaftsstandort ist nur so stark wie seine Infrastruktur. Und das meint vor allem: wie seine Netze für Verkehr, Kommunikation und Energie. Hier brauchen wir eine schnellere und pragmatischere Umsetzung von Großprojekten, die für den Industriestandort Deutschland und seine Zukunft entscheidend sind. So wie SuedLink – die zentrale Achse für eine zukünftig sichere und bezahlbare Versorgung mit grünem Strom.

SuedLink ist das größte Infrastrukturvorhaben der deutschen Energiewende: eine Gleichstromverbindung, die auf einer Länge von 700 Kilometern Windstrom von der norddeutschen Küste in den Süden Deutschlands transportiert – dorthin, wo große konventionelle Kraftwerke abgeschaltet werden und Industriestandorte angesiedelt sind. Mit einer Kapazität von vier Gigawatt kann SuedLink 10 Millionen Haushalte mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgen. Das ist Infrastruktur, die wir für die Energiewende brauchen. Und zwar dringend, wenn die Versorgung sicher und die Preise bezahlbar bleiben sollen.

SuedLink sorgt zudem für die nötige Flexibilität im Stromnetz. Denn die Gleichstromverbindung kann nicht nur Windkraft von Nord nach Süd liefern, sondern ebenso Solarstrom von Süd nach Nord, wenn mal der Wind an der Küste nicht weht, aber im Süden die Sonne scheint. Und falls weder Wind noch Sonne liefern? Dann bietet die Verbindung zusammen mit NordLink, der durch die Nordsee verläuft, Zugriff auf Wasserkraft aus Norwegen. So verknüpft SuedLink Wind-, Sonnen- und Wasserkraft und bietet flexible Kapazitäten – innerhalb Europas – je nach Bedarf.

Technisch gesehen besteht SuedLink aus zwei 525-kV-Gleichstromsystemen, die als Erdkabel von Brunsbüttel in Schleswig-Holstein nach Großgartach/Leingarten in Baden-Württemberg und von Wilster in Schleswig-Holstein nach Bergrheinfeld in Bayern führen. Um Auswirkungen auf Mensch und Natur zu minimieren, nutzen beide Verbindungen größtenteils eine gebündelte „Stammstrecke“. Zuständig für Planung und Bau sind die beiden Übertragungsnetzbetreiber, in deren Netzgebiet SuedLink liegt. Das ist im nördlichen Teil und für die Konverter in Schleswig-Holstein und Bayern die TenneT TSO GmbH, eine Tochter des niederländischen Netzbetreibers TenneT. Für die südlichen Abschnitte und den Konverter in Baden-Württemberg ist die TransnetBW GmbH verantwortlich. Aktuell befindet sich SuedLink in der Planfeststellung, also der letzten Stufe des behördlichen Genehmigungsverfahrens, das die Bundesnetzagentur durchführt.

Viele Fragen und Vorbehalte vor Ort

SuedLink wird eine der größten linienhaften Baustellen Europas. Nicht nur die Kapazität der Windstromleitung ist immens, sondern ebenso das Investment und die Teams, die dafür nötig sind. TenneT und TransnetBW investieren gemeinsam rund 10 Milliarden Euro. Inklusive der direkten Partnerunternehmen sind heute schon rund 700 Personen bei den beiden Bauherren für diese Hauptschlagader der Energiewende im Einsatz. Hinzu kommen hunderte externe Mitarbeitende, die für die regionale Planung, für Umweltgutachten, Kartierung und Kampfmittelräumung sowie die Koordination der archäologischen Arbeiten zuständig sind oder die als Vertragspartner die Kabel und Konverter liefern und später den Tiefbau vor Ort umsetzen. Die europäischen wie auch regionalen Beschäftigungseffekte solcher Vorhaben sind enorm.

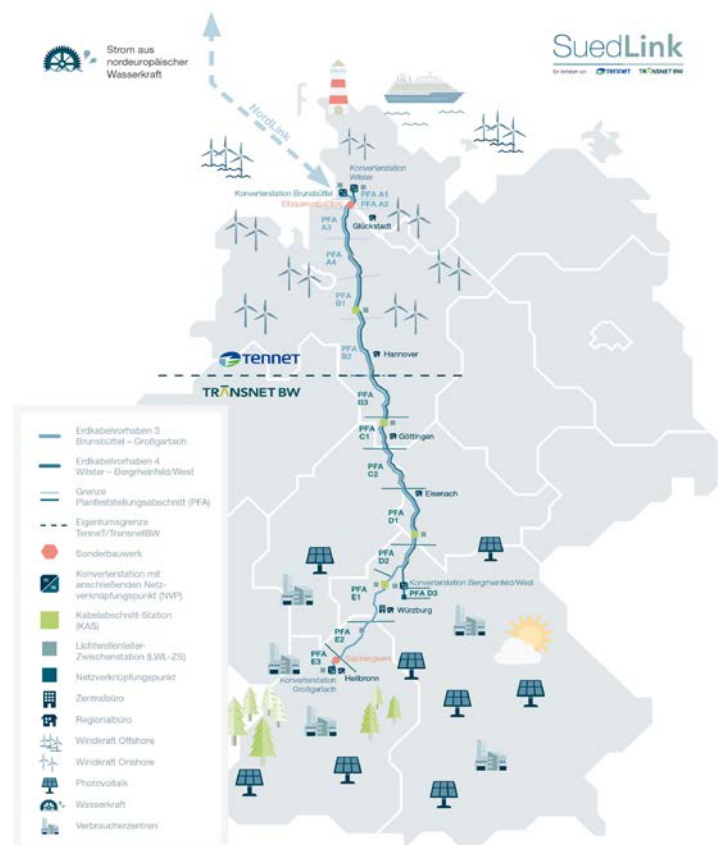
Jedes große Infrastrukturvorhaben greift in die Umwelt der Menschen ein. Auch SuedLink. Da die Leitung, wie von der Öffentlichkeit gewünscht und gesetzlich vorgeschrieben, als Erdkabel verlegt wird, betrifft das Vorhaben ein besonders kostbares, sensibles Gut: den Boden. In Deutschland gibt es wenig freien, ungenutzten und unbebauten Raum. Somit stößt das Vorhaben vor Ort auf teils erhebliche Sorgen und Kritik. Da hilft es wenig, darauf hinzuweisen, dass der Bau durch den Bundesgesetzgeber beschlossen wurde. Die Anliegen und Fragen der Menschen vor Ort müssen ernst genommen werden.

Um hier die bestmögliche Lösung zu finden, haben TenneT und TransnetBW intensiv mit den betroffenen Kommunen in den Regionen wie auch der Land- und Forstwirtschaft den Dialog gesucht und realisierbare Kompromisse erarbeitet. So haben die beiden Vorhabenträger seit Herbst 2016 über 600 Dialogveranstaltungen entlang des geplanten SuedLink-Verlaufs durchgeführt und fast 20.000 Hinweise zur Planung aufgenommen, bearbeitet und individuell beantwortet. Mit Bodenschutzkonzepten und bodenkundlicher Baubegleitung wird dem Schutz des Bodens erhebliche Aufmerksamkeit gewidmet.

Die Bundesregierung will einen schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien. Bis 2030 sollen allein 30 Gigawatt Offshore-Windkraft ins deutsche Netz integriert werden. Dieses Ziel ist wichtig! Die aktuelle Gaskrise macht schmerzlich klar, wie dringend eine unabhängige und nachhaltige Energieversorgung für Deutschland und innerhalb Europas ist. Wir müssen uns

Großvorhaben wie SuedLink entscheiden über die Zukunft der deutschen Wirtschaft

Die Bundesregierung will einen schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien. Bis 2030 sollen allein 30 Gigawatt Offshore-Windkraft ins deutsche Netz integriert werden. Dieses Ziel ist wichtig! Die aktuelle Gaskrise macht schmerzlich klar, wie dringend eine unabhängige und nachhaltige Energieversorgung für Deutschland und innerhalb Europas ist. Wir müssen uns



SuedLink besteht aus zwei Gleichstromsystemen, die größtenteils auf einer gemeinsamen Stammstrecke von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern führen.

von unzuverlässigen fossilen Energiequellen unabhängig machen. Und wir wollen bis 2045 klimaneutral werden. Den Weg dorthin müssen wir so gestalten, dass der Standort Deutschland weiter attraktiv bleibt und keine großen wirtschaftlichen Verwerfungen entstehen. Das zu schaffen ist möglich – aber nur mit Investitionen in die nötige Infrastruktur. Dafür ist SuedLink ein hervorragendes Beispiel. Wenn es uns in Deutschland nicht gelingt, solche zentralen Vorhaben zügig und verlässlich umzusetzen, sind die Folgen für Industrie und private Haushalte fatal.

Industrie braucht Energie. Und daher folgt Industrie der Energie. Das galt nicht nur früher für Stahlkonzerne, die sich bei den Kohlebergwerken ansiedelten. Das gilt ebenso in Zeiten von Industrie 4.0 und erneuerbaren Energien. Anders ausgedrückt: Ohne Infrastrukturen wie SuedLink und die anderen Netzausbauprojekte, die bezahlbaren grünen Strom transportieren, scheitert die Energiewende und verliert der Standort Deutschland in seinen industriestärksten Regionen im Westen und Süden an Wettbewerbsfähigkeit.

Aktuell ist das Übertragungsnetz nicht ausreichend auf die weiter wachsenden Mengen Wind- und Solarstrom ausgelegt. Deswegen müssen regelmäßig große Windenergieanlagen an der Küste abgeschaltet und Gas- oder Kohlekraftwerke in Nähe der Verbrauchszentren hochgefahren werden. Das ist nicht nur ökologisch absurd, es kostet den Stromkunden viel Geld. Im Jahr 2021 waren das über zwei Milliarden Euro! Das Problem können wir nur lösen, indem wir ein leistungsstarkes Netz bauen, das den erneuerbaren und kostengünstigen Strom dorthin bringt, wo Menschen und Unternehmen ihn brauchen.

Wenn wir diese Infrastruktur nicht zeitnah schaffen, droht dem Westen und Süden Deutschlands schlimmstenfalls ein riesiger ökonomischer Schaden. Dann wird Deutschland erneut geteilt. Dieses Mal nicht in Ost und West durch eine Mauer, sondern in Nord und Süd durch eine Preis-Schere. Denn die EU droht, Deutschland in zwei Zonen für den Strompreis aufzuteilen. Warum? Weil durch den Umbau der Energieproduktion in Richtung Erneuerbare ein immenses Gefälle entsteht. An den Küsten der Nord- und Ostsee wird, gerade an windreichen Tagen, viel Strom zur Verfügung stehen. Allein im Süden Deutschlands dagegen gehen im Rahmen der Energiewende rund sieben GW an Kohle- und Kernkraftwerken bis 2030 vom Netz. Der dortige Solar- und Windstrom kompensiert das nicht. Das heißt: Dort kann Energie knapp und teuer werden. Bisher werden die Stromentgelte zwischen Nord- und Süddeutschland ausgeglichen. Die EU und andere europäische Staaten betrachten dies als Bevorteilung im europäischen Wettbewerb. Dieses Ungleichgewicht lässt sich nur durch physikalische Energietransporte lösen – ob es nun verschiedene Preiszonen in Deutschland geben sollte oder nicht.

Für die Wirtschaft im Süden und Westen Deutschlands sind große „Stromautobahnen“ also von entscheidender Bedeutung – und es hängt viel davon ab, ob die leistungsstarken Leitungen rechtzeitig kommen. SuedLink ist hier

SuedLink auf einen Blick

Zwei Erdkabelverbindungen mit gemeinsamer Stammstrecke

Trassenlänge: rund 700 km

Spannungsebene: 525 kV

Technik: Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Kapazität: 4 GW

Vorhabenträger: TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH

eine zentrale Achse zur wirtschaftlichen Entwicklung: Sie ermöglicht nicht nur Wertschöpfung und Industrieansiedlung dort, wo die erneuerbare Energie im Norden produziert wird, sondern versorgt gleichzeitig die bestehende Industrie in Bayern und Baden-Württemberg mit grünem Strom.

Der Angriffskrieg gegen die Ukraine hat ganz Europa vor Augen geführt, wie sehr uns der Einsatz von Erdgas und Öl in Deutschland abhängig macht. Wir müssen unsere Energie-souveränität zurückgewinnen. Die Bundesregierung hat grünen Strom als „Freiheitsenergie“ bezeichnet. Wenn das so ist, dann ist SuedLink das „Freiheitskabel“. Ein Kabel, das wir besser heute als morgen brauchen.

Mehr Pragmatismus in der Umsetzung

Wir müssen Energiewende und Energieunabhängigkeit entschlossen vorantreiben. Dafür braucht es beherzte Investitionen – und auch eine pragmatische Umsetzung.

Die Bundesregierung hat in ihrem „Osterpaket“ Rahmenbedingungen für eine schnellere Realisierung von neuen Netzausbaumaßnahmen formuliert und weitere Beschleunigungsmaßnahmen in Aussicht gestellt. Das „Osterpaket“ wird für das weit vorangeschrittene Genehmigungsverfahren von SuedLink nur noch begrenzt helfen. Welche Beschleunigungen durch das „Herbstpaket“ erreicht werden können, bleibt abzuwarten.

Über den gesetzlichen Rahmen hinaus brauchen wir aber auch eine Kooperationskultur und die Akzeptanz demokratischer Entscheidungen, um wichtige Großprojekte in Deutschland erfolgreich umzusetzen. Hier sind alle Beteiligten in der Pflicht: die Netzbetreiber, die zuständigen Behörden und lokale Politik, Zivilgesellschaft und Umweltverbände wie auch diejenigen, die betroffene Grundstücke besitzen oder bewirtschaften. Gemeinsam müssen wir einen mutigen und das meint vor allem pragmatischen Weg finden, damit die Ge-

nehmigungsverfahren sich nicht bürokratisch verzetteln.

Es ist wichtig, die Belange der lokalen Gemeinden und den Schutz von Tierarten und Umwelt umfassend zu berücksichtigen. Die informellen und formellen Beteiligungsverfahren und die intensiven Umweltprüfungen großer Bauprojekte dienen genau hierzu. Es muss hier aber ausreichend Raum für Pragmatismus geben. Ebenso müssen lokale Politik, Behörden und Gesellschaft die wirtschaftliche und gesellschaftliche Relevanz zentraler Infrastrukturen mitbeachten und in Widerspruch stehende Interessen ausbalancieren. Das verlangt das Mittragen politischer Entscheidungen, die nicht jede individuelle Betroffenheit vermeiden können. Das verlangt deshalb Kompromisse. Das verlangt für eine rasche Umsetzung Pragmatismus.

Der Ausbau der Netze, ob nun für Kommunikation, Strom oder zukünftig auch Wasserstoff, ist für die Zukunft des Wirtschaftsstandorts Deutschland entscheidend. Die Genehmigungsverfahren hierfür müssen effizienter und schneller werden. Wir müssen als Land zeigen, dass wir Megaprojekte wie SuedLink erfolgreich umsetzen können – dass wir für uns, für Europa und unsere Freiheit vitale Infrastruktur zügig schaffen.

TenneT und TransnetBW beweisen hier den nötigen Mut, indem sie schon vor der Baugenehmigung Kabel- und Konverterverträge am Markt vergeben haben. Denn weiter zu warten hieße, wertvolle Zeit zu verlieren. Nur so erreichen wir das gemeinsame Ziel und können durch SuedLink ab 2028 grünen Strom in die Verbrauchszentren im Süden transportieren. So bringen wir den Umbau der Energielandschaft entscheidend voran. Und so helfen wir, den Erfolg von Deutschland als Wirtschaftsstandort zu sichern.

Die Autoren

Dr. Stefan Mirschel

ist Project Director SuedLink bei TenneT. Zuvor war in leitenden Positionen für die kaufmännische Steuerung und Integration aller deutschen Off- und Onshore-Projekte bei TenneT zuständig und Geschäftsführer von NordLink.



Michael Gutzeit ist seit

2019 Gesamtprojektleiter für SuedLink bei TransnetBW. Er hat zuvor bereits in leitenden Positionen große Infrastrukturprojekte on- und offshore verantwortet, z.B. bei NKT Cables und Bilfinger SE.



Energiekosten entscheiden, ob die Wasserstoffwirtschaft kommt

Von Michael Schaeffer und Andreas Rupieper

Als Reaktion auf die Energiekrise hat die Europäische Union mit der RePowerEU-Initiative die Ziele für die Wasserstoffökonomie deutlich angehoben. Um die entsprechenden Projekte realisieren zu können, braucht es vor allem drei Dinge: die Verfügbarkeit grüner Energie zu niedrigen Preisen, eine wasserstofffähige Infrastruktur und deutliche Verbesserungen bei den Investitionskosten. Falls Grünstrom in Deutschland zu teuer bleibt, helfen nur die Verlagerung der Wasserstoffproduktion und Pipelines.

Die bisherigen Hauptanwendungsgebiete von Wasserstoff lagen in der Chemieindustrie (Düngemittel/Ammoniak, Methanol) und im Raffineriebereich (z. B. Treibstoffentschwefelung). Inzwischen ist es breiter Konsens, dass das Marktpotential von Wasserstoff weitaus größer ist. Er kann als Energieträger (Brennstoff für Wärme und Mobilität), Energiespeicher für erneuerbare Energien oder zur Dekarbonisierung weiterer Industrieprozesse zum Einsatz kommen, z.B. in der Stahlherzeugung und zur Herstellung synthetischer Treibstoffe, sogenannter e-fuels. Blauer Wasserstoff (in Verbindung mit CO₂-Abscheidung und -Einlagerung) oder grüner Wasserstoff (mit erneuerbaren Stromquellen elektrolytisch hergestellt) können den Weg zur dekarbonisierten Produktion und Energiebereitstellung in vielen Wirtschaftsbereichen ebnen.

Herausforderung Wasserstoff-Produktionskosten

Doch die Unternehmen in diesen neuen Anwendungsgebieten unterliegen internationalen Wettbewerbsbedingungen. Stark gestiegene Produktionskosten in Folge der Nutzung von teurem grünen oder blauen Wasserstoff können nur zum Teil über höhere Preise weitergegeben werden. Daher ist es zwingend notwendig, die Produktionskosten von Wasserstoff zu reduzieren. Im Falle des grünen Wasserstoffs ist der Strompreis der mit Abstand wichtigste Parameter in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

Stromkosten entscheiden

Die Kosten für erneuerbare Energien sind auf einem Rekordniveau. Ihre Verfügbarkeit ist trotz aller bisherigen Bemühungen immer noch begrenzt. Mehr als 60 Prozent der Herstellungskosten für grünen Wasserstoff wurden bereits vor dem Ukraine-Krieg durch den Stromverbrauch definiert. Mit den deutlich gestiegenen Stromkosten liegt dieser Anteil heute noch einmal weit höher.

Ausgelöst durch die Ukraine-Krise sind die Strompreise für Industriekunden in Deutsch-

land rapide von fünf bis sieben Cent auf etwa 20 Cent pro kWh gestiegen. Unter diesen Umständen beläuft sich allein der Stromkostenanteil an den Herstellungskosten für Wasserstoff auf 10 Euro pro Kilogramm (kg). Das entspricht einer Vervierfachung des Stromkostenanteils, der heute zwischen 75 und 80 Prozent der Gesamtkosten von grünem Wasserstoff ausmacht. Es ist nicht möglich, einen solchen Kostensprung allein mithilfe reduzierter Investitionskosten zu kompensieren.

Einfluss der Investitionskosten gering

Selbst wenn wir annehmen, dass die Elektrolyse-Stack-Hersteller über die Automatisierung ihrer Produktion und die Anlagenbauer über System- und Anlagenkostenreduktionen in den nächsten Jahren Einsparungen von um die 40 Prozent realisieren können, ließe sich der CapEx-Anteil an den Herstellkosten von grünem Wasserstoff lediglich von heute rund 2,70 Euro auf etwa 1,70 Euro pro kg reduzieren.

Angesichts der gegenwärtigen Kostenexplosion infolge von Lieferketteneingängen ist dies eine durchaus ambitionierte Annahme. Und dennoch würde eine solche Ersparnis auf der CapEx-Seite bereits durch eine Strompreiserhöhung von lediglich 2 Cent je kWh zunichte gemacht. Die Stromkosten haben die deutlich größere Hebelwirkung bei der Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff.

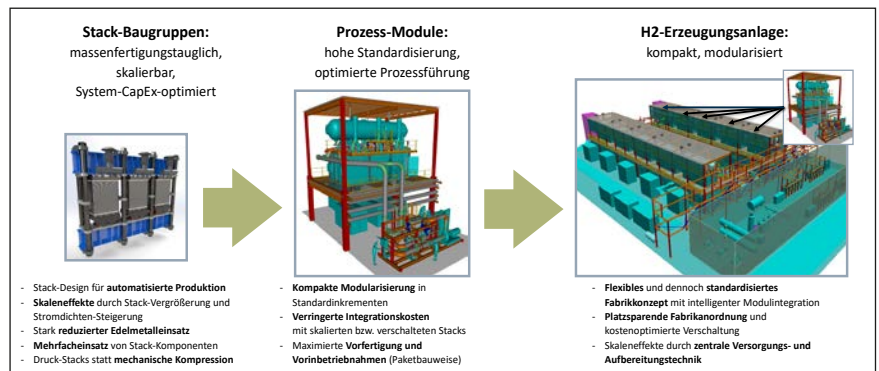
Dieses Ungleichgewicht können weder die Hersteller von Elektrolyse-Systemen noch die jeweiligen Anlagenbauer kompensieren, auch wenn auf beiden Seiten erhebliche Anstrengungen unternommen werden, mit modernsten Produktionsmethoden und smarten Maßnahmen zur Kostendegression im Anlagenbau die CapEx-Kosten zu senken (siehe Grafik).

Strompreis entkoppeln oder Produktion verlagern

Um die Stromkosten zu senken und das beschriebene Ungleichgewicht zu entschärfen, bietet sich ein radikal beschleunigter Ausbau der Kapazitäten für erneuerbar erzeugten Strom an. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, den Strompreis für sogenannte Power-to-X-Anlagen vom allgemeinen Strommarkt zu entkoppeln. Sollte diese Maßnahme politisch nicht umsetzbar sein, bleibt nur die Option, die Elektrolyseanlagen dorthin zu verlagern, wo der Strom günstiger ist. Dafür wäre wiederum eine Anbindung der Erzeugungsstandorte an die Verbrauchsstandorte über ein Pipelinesystem erforderlich.

Kostengünstiger Transport mit vielen Vorteilen

Führende europäische Erdgasnetzbetreiber haben in ihrer gemeinsamen European-Hydrogen-Backbone-Initiative eine Studie vorgelegt, wie sich bis 2040 in 21 Ländern Europas ein Wasserstoff-Übertragungsnetz entwickeln lässt. Der Transportpreis würde dabei zwischen 11 und 21 Cent pro Kilogramm reinen Wasserstoffs und pro 1.000 Kilometer Strecke liegen. Ein solches Netz wäre die effizienteste und ökologischste Lösung, um Erzeuger und Verbraucher miteinander zu verbinden. Den Erzeugern von grünem Wasserstoff würden die Pipelines die nötige Flexibilität bieten, an den Orten zu produzieren,



Die entscheidenden Hebel für die Kostendegression auf der Anlagenseite: Automatisierung und Modularisierung.



Blick von oben: Elektrolyse-Anlage von Linde in Leuna.

die nachhaltig erzeugten Strom zu günstigen Preisen und in den erforderlichen Mengen zur Verfügung stellen können. Gleichzeitig könnte blauer Wasserstoff aus Erdgas dort produziert werden, wo die CO₂-Abtrennung und die Möglichkeit zur sicheren geologischen Speicherung (Sequestrierung) nahe beieinander liegen und regulatorisch möglich sind.

Zusätzlich bietet das Pipelinesystem auch die Chance, nachhaltig erzeugten Strom in Phasen eines Überangebots in Form von grünem Wasserstoff kostengünstig zu speichern. Geeignete unterirdische Kavernen können die Speicherkapazität noch einmal erweitern. Ein Netz mit erheblichem Grünstromanteil könnte so zuverlässig stabilisiert, das Abregeln von Öko-Strom-Anlagen und der damit verbundene volkswirtschaftliche Schaden vermieden und Energieimporte reduziert werden.

Pipelines als Rückgrat der Energiewende

Das staatenverbindende Wasserstoffgasnetz schafft in vielerlei Hinsicht die Voraussetzungen für eine kostenschonende Dekarbonisierung und eine beschleunigte Energiewende. Es ermöglicht eine echte Kopplung vieler wirtschaftlicher Sektoren, die für die erfolgreiche Energiewende als unverzichtbar betrachtet werden darf. Erste Teilschnitte dieses Gasnetzes entstehen bereits. Der niederländische Fernleitungsnetz-Betreiber Gasunie zum Beispiel plant eine Versorgungsleitung, die Nordholland mit wichtigen Industrie-Clustern wie Hamburg, Salzgitter und dem Ruhrgebiet verbindet. RWE und OGE arbeiten zusammen mit Partnern an einer Verbindung zwischen Lingen in Niedersachsen und dem Ruhrgebiet. Solche Projekte sollten in beschleunigter Form mit den richtigen politischen und regulatorischen Maßnahmen ausgeweitet werden.

Preisparität zwischen Erdgas und Wasserstoff

Prozess- und Haushaltswärme wurde bislang zum überwiegenden Anteil mit Erdgas erzeugt.

Es war nicht nur in großen Mengen verlässlich verfügbar, sondern obendrein auch preiswert. Entsprechend hoch war die Nachfrage. Deutschland besitzt eine über Jahrzehnte ausgebauten Übertragungs- und Verteilnetzinfrastruktur von rund 500.000 Kilometer Länge. Dieses Leitungssystem sicherte eine höchst effiziente Bereitstellung des gefragten Energieträgers. Erdgas wird allerdings dauerhaft teuer bleiben. Vor der Ukraine-Krise waren Industriekunden an einen Gaseinstandspreis von 6 Euro pro Million British Thermal Units (MMBTU) oder umgerechnet ca. 20 Euro pro MWh gewöhnt. In der Spitze der letzten Monate wurden mehr als 300 Euro pro MWh verlangt.

50 mal X

Für die elektrolytische Erzeugung von einem Kilogramm Wasserstoff wird im Schnitt 50 kWh Strom benötigt. Der Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten von grünem Wasserstoff beträgt heute zwischen 75 und 80 Prozent. Die Gesamtkosten lassen sich also mit der Formel „50 mal Stromkosten“ grob überschlagen. Wichtig ist hier: Selbst eine kleine Änderung bei den Stromkosten hat eine große Wirkung. Keine noch so wirksame Maßnahme bei den Investitionskosten kann einen solchen Sprung bei den Stromkosten kompensieren.

Wo sich der Gaspreis nach Aufbau neuer und verlässlicher Lieferketten eependeln wird, ist offen. Allerdings wird genau dieses Preisniveau die Frage entscheiden, ob grüner Wasserstoff auch als Heizgas wirtschaftlich eingesetzt werden kann.

Nehmen wir an, der Gaspreis läge zukünftig um den Faktor 5 höher als vor der Ukraine-Krise, also rd. bei 100 EUR pro MWh. Dann dürfte der

Strompreis 5 ct pro kWh nicht überschreiten, um zwischen Wasserstoff als Substitut und Erdgas wenigstens annähernd eine Preisparität erreichen zu können, die Transportkosten noch nicht eingerechnet. Solange der Strompreis an den Gaspreis gekoppelt ist, ist diese Art von Preisparität kaum möglich.

Der Gesetzgeber ist gefragt

An unterschiedlichen Stellen dieser Überlegungen wird klar, dass ohne den entschiedenen Willen der Politik und die entsprechenden regulatorischen Maßnahmen die Wasserstoffwirtschaft sich nur schwer in den ambitionierten Dimensionen von RePowerEU und der Nationalen Wasserstoffstrategie – geschweige denn als wirtschaftliches Substitut für den etablierten Energieträger Erdgas – entwickeln kann.

Für eine kostengünstige Erzeugung von grünem Wasserstoff könnte die temporäre Entkopplung des Strompreises neben einem radikal beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energiekapazitäten einen Beitrag leisten. Auch die von der EU vorgelegten Kriterien zum Strombezug für die Herstellung von grünem Wasserstoff müssen deutlich flexibler und einfacher gestaltet werden, um einen weiteren Kostenanstieg auf der Herstellerseite zu vermeiden. Die Schaffung einer dedizierten Wasserstoff-Infrastruktur, allem voran eines europäischen Pipeline-Netzes, würde eine wesentliche Grundlage bilden, um einen Handelsplatz für blauen und grünen Wasserstoff zu ermöglichen.

Es steht außer Frage, dass die Hersteller von Elektrolyse-Systemen und die Anlagenbauer ihren Teil zur Kostenparität beitragen müssen. Nur haben die Ingenieure in diesem Markt vorerst leider nur einen begrenzten Einfluss auf die Kosten. Die entscheidenden Hebel liegen in den Händen der Politik. Sie sollte sie möglichst rasch nutzen.

Die Autoren



Michael Schaeffer,
Vice President
Hydrogen & Synthesis Gas,
Linde Engineering



Andreas Rupieper,
Managing Director
ITM Linde Electrolysis
GmbH

„Die Elektromobilität nimmt endlich Fahrt auf, aber es gibt noch viel zu tun“

Ein bedeutender Faktor, um die politisch formulierten Klimaziele zu erreichen, ist der Erfolg von Elektromobilität und Ladeinfrastruktur. Über den aktuellen Stand und das Potenzial der batterieelektrischen Mobilität berichtet im folgenden Interview Heiko Seitz, Leiter Elektromobilität und Ladeinfrastruktur von PwC Deutschland.

Die Elektromobilität kommt zunehmend ins Laufen. Die Zulassungszahlen der reinenlektrischen Pkw verdoppeln sich jedes Jahr. Gleichwohl weisen Sie in Ihrem aktuellen E-Mobility-Check auf eine drohende Lücke hin. Was ist das für eine Lücke?

Seitz: Gemäß des deutschen Klimaschutzgesetzes muss der Verkehrssektor seinen CO₂-Ausstoß bis 2030 signifikant reduzieren. 2045 soll er die Netto-Null erreichen. Damit dies gelingt, hat die Bundesregierung unter anderem folgendes Ziel formuliert: 15 Millionen batterieelektrische Fahrzeuge auf deutschen Straßen und eine Million öffentlich zugängliche Ladepunkte bis 2030. Die Frage lautet: Schaffen wir das? Gemäß unserer Analyse ist die Zielrichtung der Bundesregierung gut, aber unzureichend. Die Elektromobilität nimmt endlich Fahrt auf, aber es gibt noch viel zu tun: Unseren Berechnungen zufolge benötigt Deutschland einen Bestand von fast 16 Millionen Elektroautos bis 2030, um die Sektorenziele zu erreichen. Allerdings erwartet unsere Prognose, dass 2030 lediglich 10,5 Millionen batterieelektrische Fahrzeuge in Deutschland im Bestand sein werden. Somit wird Deutschland die für 2030 im Koalitionsvertrag definierte und zur Erreichung der CO₂-Reduktionsziele auch notwendige Zielmarke von E-Fahrzeugen um 5,3 Millionen Pkw verpassen.

10,5 Millionen Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen statt 15 Millionen. Das bedeutet dann wohl auch weniger Ladenachfrage. Erledigt sich somit das Problem von Ladeengpässen von selbst?

Seitz: Derzeit werden pro Woche lediglich 330 neue öffentliche Ladepunkte in Betrieb genommen. Bleibt es bei diesem Tempo, gibt es im Jahr 2030 gerade mal 210.000 öffentliche Ladepunkte - statt einer Million. Auch dieses Ziel der Bundesregierung werden die beteiligten Akteure voraussichtlich verfehlen. Aber es gibt auch eine positive Nachricht: Gemäß unserer Analyse braucht es bis 2030 lediglich 340.000 öffentliche Ladepunkte. Sollte die Ausbaugeschwindigkeit nicht zunehmen, dann muss der Anteil an Schnellladepunkten deutlich zunehmen. Denn mit einer höheren Ladegeschwindigkeit lassen sich mehr Fahrzeuge in kürzerer Zeit laden. Das eigentliche Ziel muss es aber sein, zeitnah einen heterogenen Mix an verschiedener flächen-deckender Ladeinfrastruktur, inklusive AC /

Laternenladen, aufzubauen. Denn schnelles und langsames Laden sind voll komplementäre Anwendungsfälle: Sie befriedigen die unterschiedlichen Ladebedürfnisse in verschiedenen Situationen und stehen nicht im Wettbewerb zueinander. Nachts lade ich zu Hause, tagsüber evtl. im Büro, jederzeit am Straßenrand und an der Laterne. Und unterwegs auf längeren Fahrten an der Schnellladesäule. Wir benötigen ein breites Ladeangebot in der Masse.

340.000 öffentliche Ladepunkte bis zum Jahr 2030 – auch dies ist noch eine große Herausforderung. Was muss geschehen, um die Ziele zu erreichen?

Seitz: Damit der Ausbau von Ladeinfrastruktur schnell vorankommt und die Wende zur Elektromobilität in Deutschland gelingt, müssen viele zentrale Akteure intensiv kooperieren. Konkret sollten Maßnahmen in sieben Handlungsfeldern ergriffen werden:

1. Ladeinfrastruktur flächendeckend, bedarfsgerecht und nutzungsfreundlich ausbauen;
2. Planungs- und Genehmigungsprozesse für neue Ladepunkte vereinfachen;
3. Das Ladeerlebnis verbessern: von der Ortung verfügbarer Ladeinfrastruktur über den Ladeprozess bis hin zum Bezahlvorgang;
4. Smartes und bidirektionales Laden ermöglichen und fördern;
5. Reichweiten und Ladeleistung der Fahrzeuge weiter erhöhen;
6. Kosten weiter senken, um den Wechsel auf Elektromobilität attraktiv zu machen;
7. die Modellpalette erweitern, insbesondere im Niedrigpreissegment.

Wie können auch private Investoren und Unternehmen sinnvoll von der Politik unterstützt werden, um Investitionen zu tätigen?

Seitz: In Deutschland bewegt sich die Elektromobilität bereits hin zu einem Reifegrad, bei dem Förderungen immer weniger notwendig sein werden – insbesondere dort, wo bis dato die Anzahl an E-Autos exponentiell angestiegen ist. Dies gilt allerdings noch nicht für das gesamte Bundesgebiet. Im Gegenteil: Insbesondere Regionen mit geringerer Kaufkraft verzeichnen einen teils ausbleibenden Ausbau von Ladeinfrastruktur. Die mögliche Konsequenz dort ist eine Elektromobilität als Privileg von Besserver-

diernern. Da wollen wir weder gesellschaftlich hin, noch will das die Wirtschaft. Denn ist Elektromobilität ein Massenprodukt der breiten Bevölkerung, zahlt sich die Investition in flächen-deckende Ladeinfrastruktur aus Betreibersicht auch aus. Staatliche Fördermaßnahmen für den Bau von Ladeinfrastruktur sollten daher differenziert mit geografischem Fokus auf solche Regionen geschehen, in denen der Ausbau noch nicht ausreichend angekommen ist.

Wasserstoff erlebt gerade vielleicht den endgültigen Durchbruch. Im Gegensatz zu den Nutzfahrzeugen scheint bei den Pkw die Entscheidung gegen die Brennstoffzelle gefallen. Oder sollte man die Technologie noch nicht abschreiben?

Seitz: Batterieelektrische Mobilität ist in puncto Energiebilanz und Wirkungsgrad alternativen Antrieben wie wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellenfahrzeugen und synthetischen Kraftstoffen überlegen. Batteriestrom ist nach Stand der heutigen Technologie dreifach energieeffizienter als aus Wasserstoff erzeugter Strom, und mehr als sechsfach als E-Fuels. Daher ist aus Sicht der Energieeffizienz die batterieelektrische Mobilität die erste Wahl – davon ausgehend, dass im konkreten Anwendungsfall Batterien funktional anwendbar und sinnvoll sind. Im Pkw-Bereich ist dies allerdings klar der Fall.

Die Transformation zur Elektromobilität wurde über lange Zeit als Bedrohung oder zumindest notwendiges Übel gesehen. Inzwischen findet ein Umdenken statt. Ist es Zeit, die Skepsis abzulegen?

Seitz: Auf jeden Fall. Elektromobilität ist Sektor-konvergent und lässt verschiedene Industrien in ein neues Ökosystem verschmelzen. Zwischen heute und 2030 werden weltweit zusätzliche 1,8 Billionen Euro in die Wertschöpfungskette der Elektromobilität investiert werden. Der Übergang zur batterieelektrischen Mobilität und zu einem globalen emissionsfreien EV-Lade-Ökosystem bietet immense Marktchancen für die verschiedensten Marktteilnehmenden diverser Sektoren. Sie können mit ambitioniertem Vorgehen und cleveren Ideen an der rasanten Entwicklung partizipieren, und zwar auf vielen Stufen der Wertschöpfung. Diese Potenziale gilt es zu identifizieren und zeitnah zu nutzen.



Heiko Seitz ist der Leiter Elektromobilität und Ladeinfrastruktur von PwC Deutschland sowie des PwC Global eMobility Centre of Excellence. Als international erfahrener Strategie- und Umsetzungsexperte berät er Entscheidungsträger auf Regierungsebene und in den Führungsetagen der Industrie, um Transformation hin zu einer nachhaltigen Mobilität mitzugestalten und zu realisieren.