

# Die Energiesituation in Deutschland: Eine Analyse der aktuellen Situation und die Aussichten für postfossile Energiequellen

Frank Atzler<sup>1</sup>, Julian Türck<sup>2</sup>, Ralf Türck<sup>3,4</sup>, Jürgen Krahl<sup>4,5</sup>

## Abstract

Entscheidungen zur nationalen, europäischen und weltweiten Energiepolitik sind unbestritten in sehr hohem Maße herausfordernd., Die Abkehr von fossilen Energieträgern ist mit einer Vielzahl von technologischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Implikationen verbunden, die jeweils dynamischen Änderungen unterliegen und kaum sicher voraussagbar sind. Umso mehr Bedeutung kommt daher einer physikalisch-energetischen Abschätzung zu, die in der vorliegenden Denkschrift für die Bundesrepublik Deutschland am Beispiel der straßengebundenen Mobilität versucht wird.

Das vorliegende Papier bedient sich dabei folgender Nomenklatur und Systematik: Die Präfixe bezeichnen Ursprung oder der Klassifizierung von Energieträgern. Bio- (Biomasse) ist selbsterklärend, wohingegen reFuels Kraftstoffe sind, die aus erneuerbaren Energien hergestellt werden. Das beinhaltet Wasserstoff, synthetisch hergestellte Kraftstoffe, wie auch nachhaltige Biokraftstoffe (Advanced bioFuels), die unter die Renewable Energy Directive II (REDII) fallen [1]. Bei eFuels können Strom und Kohlenstoffquelle hingehen auch fossilen Ursprungs sein. Das CO<sub>2</sub> kann aus Industrieprozessen, Kraftwerken oder aus der Luft gewonnen werden. Naturgemäß ist auch bei eFuels ein hoher

---

<sup>1</sup> Technische Universität Dresden

<sup>2</sup> Leuphana Universität Lüneburg

<sup>3</sup> Tecosol GmbH Ochsenfurt

<sup>4</sup> Fuels Joint Research Group, [www.fuels-jrg.de](http://www.fuels-jrg.de)

<sup>5</sup> Technische Hochschule Ostwestfalen-Lippe

regenerativer Anteil anzustreben, sodass kein grundsätzlicher Gegensatz zwischen re- und eFuels besteht.

Der Begriff grün beschreibt die grundsätzliche die Verwendung von nicht fossilen Energieträgern.

Eine Grundannahme der Denkschrift geht ferner davon aus, dass das Energiesystem der Zukunft zu großen Teilen auf Strom und dessen Speicherung in chemischer Energie beruht. Dabei wird angenommen, dass neben Wasserstoff auch flüssige Energieträger wesentliche Bedeutung zukommen wird. Beispiele für grüne, strombasierte Kraftstoffe mit großem Potenzial sind Methanol, Methan, und Ammoniak. Bis dato tragen allerdings in der EU hauptsächlich und in großem Maße Biodiesel und Bio-Ethanol zum Klimaschutz im Verkehrssektor bei. Die Zukunft für strombasierte, nachhaltige Kraftstoffe und Energieträger bzw. Energiespeicher ist dringend weiterzuentwickeln und auszubauen.

Konkret beruht die Argumentationskette des vorliegenden Papiers auf der Analyse der augenblicklichen Energiesituation in den Industriestaaten und deren Prognose; exemplifiziert am Beispiel Deutschlands mit den Zielen in verschiedenen Zeithorizonten bis 2050. Die Notwendigkeit von Energieimporten nach Europa wird vor dem Hintergrund der kurzfristigen geopolitischen Herausforderungen erläutert.

Das Hauptziel, die Absenkung der Treibhausgasemissionen, kollidiert mit den kurzfristigen Anforderungen wie zum Beispiel der Weltmarktsituation durch den russischen Angriff auf die Ukraine. In diesem Zusammenhang werden die Aussichten auf eine grüne, nachhaltige und defossilisierte Energieversorgung diskutiert. Es wird herausgearbeitet, wie erneuerbare Kraftstoffe sinnvoll den Bedarf an fossilen Kraftstoffen reduzieren können. Am Beispiel von Methanol, dem einfachsten und preiswertesten eFuel ist erkennbar, dass diese Kraftstoffe

ökonomisch und ökologisch fossile Energieträger sowohl kurzfristig als auch auf lange Sicht ersetzen könnten.

Mit Bezug auf die beginnende massive Kfz-Elektrifizierung wird der Energiemix im deutschen Stromnetz auch im Zusammenhang mit der Nutzung von Erdgas diskutiert. Eine Schlussfolgerung ist, dass die Verwendung biogener und regenerativer Energieträger in etablierten Technologien, z.B. ausgereiften, robusten und kostengünstigen Verbrennungsmotoren, den Verbrauch fossiler, CO<sub>2</sub>-intensiver Energieträger bereits heute eindämmen kann.

### **Analyse und Prognose**

Für jedes industrialisierte Land ist Energie wesentlich für die Sicherung des Wohlstandes. Deshalb sehen sich diese Länder in einem Dilemma bezüglich des Pariser Klimaabkommens. Diese verlangt eine Einsparung von 55 % der Treibhausgasemissionen bis 2030 bezogen auf die Werte von 1990 [2]. Die Zahl, gegen die alle Anstrengungen zu messen sind, ist der Gesamtprimärenergiebedarf eines Landes. Für Deutschland waren das 3.650 TWh im Jahr 2019 und ungefähr 4.100 TWh im Jahr 1990. Diese Zahl beinhaltet alle Verbraucher, also Industrie, Handel, Haushalte, Transport, Heizung, Beleuchtung usw. Dabei bedeuten 55 % Einsparung ca. 2.300 TWh für 2030. Der Anteil erneuerbarer Energien daran war 2019 nur 14,8 % [3] und stieg nur geringfügig auf 16,1 % für 2021 [4]. Photovoltaik (PV) und Windturbinen (Wind) deckten etwa ein Drittel davon, ungefähr die Hälfte war für Heizungen. Eine Simulation zeigt, dass eine Reduktion des Primärenergiebedarfs auf 2.000 TWh für 2050 möglich wäre [5]. Große Einsparungen kämen aus der direkten, lokalen Stromerzeugung in Deutschland (Wind und PV), aus Heizung mit (elektrischen) Wärmepumpen, massiver Verbesserung der Hausisolierung, sowie wesentlichen Verbesserungen in Antriebssträngen (z.B. elektrisches Fahren und ausgefeilte Hybridkonzepte).

Jedoch müssen für all die vorhergesagten Verbesserungen die Systemarchitekturen auch gemäß den Simulationen und nicht nach politischen Launen und Dogmen umgesetzt werden. Die zitierte Simulation [2] zeigt etwa 1.000 TWh/a Strom aus Wind und PV für 2050, also 50 % des Primärenergiebedarfs. Zum Vergleich: 2019 waren das nur 5 %, d.h. etwa 180 TWh/a von 3.560 TWh/a. Das heißt für die Mobilität, dass Elektrofahrzeuge aktuell mit Strom aus Kohlekraftwerken versorgt werden. Dabei muss beachtet werden, dass die Kalkulation mit dem „Deutschen Energiemix“ in diesem Zusammenhang falsch ist, da der zusätzliche Strom allein durch das Zuschalten von Kohlekraftwerken bereitgestellt wird (der sogenannte Marginalstrom, der im Konkreten überhaupt nicht marginal ist).

Eine absolut wesentliche Betrachtung ist in diesem Zusammenhang der Import von Energie in die Industrieländer. Die meisten europäischen Nationen haben weder genug eigene fossile Quellen noch genug Fläche, um ihren Energiebedarf mittels Winds und PV zu decken. Deutschland importierte in den letzten 20 Jahren im Schnitt etwa 60 % seines Primärenergiebedarfs: mit 67 % in der Spitze in 2019 [6]. Daraus lässt sich ersehen, dass Energieimport unvermeidbar ist und die Simulation des zukünftigen grünen Energiesystems bestätigt das auch für 2050 [7].

Importe in Form von Strom oder Wasserstoff sind teuer, geopolitisch schwierig und in vielen Fällen gar nicht möglich. Hier sind flüssige, speicher- und erneuerbare Energieträger eine praktikable Lösung [8]. Auch die Nutzung von Biomasse leistet einen Beitrag, um die Situation zu erleichtern. Es ist unabdingbar, dass eine Rückverstromung importierter Energieträger (Wasserstoff, Methanol oder anderen) unvermeidlich sein wird, um das Stromnetz in Zeiten der Dunkelflaute aufrecht zu erhalten. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen stiegen in diesem Fall an, weil der sogenannte Marginalstrom aus fossilen Quellen die Lücke füllen müsste. Im Sinne des Fahrzeugwirkungsgrades wäre das widersinnig, da die resultierende

Wirkungsgradkette Well-to-Wheel dann für alle Fahrzeugarten etwa gleich wäre; bei jedoch deutlich höheren Kosten für Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge. Deshalb wäre es für Mobilitätszwecke vorteilhaft, bio- oder reFuels direkt in hocheffizienten Hybrid-Antriebssträngen mit Verbrennungsmotoren so lange zu verwenden, bis die Energiefrage klimaneutral gelöst ist.

Speicherung und Transport von Energie stellen in vielen Fällen etwa dieselben Herausforderungen (z.B. Batterien oder Tanks) bezüglich Gewichts, Volumens, Handhabung, (volumetrischer) Energiedichte und Reichweite dar. Jedoch sind die mobile Speicherung und Verteilung deutlich anspruchsvoller als die stationäre. Das unterscheidet den Transport- von anderen Sektoren und ist ein wichtiges Argument für die Nutzung flüssiger, grüner Kraftstoffe in mobilen Anwendungen. Zusätzlich ist eine nationale strategische Energiereserve zwingend erforderlich; für sechs Monate wären das heute etwa 1.800 TWh. Diese muss kostengünstig und robust sein, mit einfacher Handhabung und Logistik, dementsprechend mit flüssigen Energieträgern, die im Notfall mit dem Tanklastzug verteilt werden können.

In der Mobilität sollten alternative Technologien, wie Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge eine große Rolle spielen. Mittelfristig wird damit eine Treibhausgaseinsparung möglich sein, wenn der Strommarkt in der Lage sein wird, einen Überfluss an grüner Energie zu liefern. Bis diese Perspektiven Wirklichkeit werden, kann eine CO<sub>2</sub>-neutrale Mobilität bereits heute, mit sofortiger CO<sub>2</sub>-Reduzierung, durch die Nutzung von re- und bioFuels in etablierten Technologien umgesetzt werden. Ein Beispiel hierfür ist Second-Generation-Biodiesel aus Reststoffen, z.B. Speiseöl, mit einer CO<sub>2</sub>-Einsparung von bis zu 80 % im Vergleich zu fossilem Dieselkraftstoff [9].

## Geopolitische Betrachtungen

Unabhängig von technischen Entwicklungen in der emissionsarmen Mobilität beherrscht die weltweite geopolitische Situation die Energie- und Mobilitätswende in mindestens zweierlei Hinsicht: zum einen hinsichtlich der Verfügbarkeit von Rohmaterialien für die Energiewende, zum anderen die generelle Verfügbarkeit von Energieträgern. Letztere wurde durch die russische Aggression gegen die Ukraine empfindlich gestört, sowie auch durch die Nebeneffekte des westlichen Embargos gegen Russland, nämlich die entsprechende russische Vergeltung die Energielieferungen an den Westen einzustellen. Das hatte dramatische Auswirkungen auf die deutsche Energiepolitik, denn ein großer Teil der deutschen Energieimporte stammte aus Russland. Russland lieferte hauptsächlich Rohöl und Erdgas, aber auch sekundäre Energieträger wie Dieselkraftstoff, Heizöl und im Übrigen auch Uran für Atomkraftwerke. Der russische Anteil an den deutschen Rohöleinfuhren betrug ungefähr 34 % [10], der am Dieselbedarf ca. 15 % [11]. Bis November 2022 ging der Import des russischen Rohöls auf 17 % zurück [12], mit ernstesten Effekten auf den Ölpreis und folglich auf die Wirtschaft und die Inflation. Da im Augenblick Deutschland und Europa nicht über genügend grüne Energie verfügen, wie bereits in der Energieanalyse dargestellt, muss diese Lücke aus anderen Quellen gedeckt werden. BioFuels können dieses Problem zu einem gewissen Teil lösen.

Eine weitere wichtige Energiequelle für Europa ist Erdgas, für das Russland einer der Hauptlieferanten war. 2021 war der Gesamtverbrauch in Deutschland mit 1.012 TWh um 14 % höher als 2019. Davon wurde etwa die Hälfte, ca. 500 TWh, aus Russland importiert. Im ersten Quartal 2022 wurde diese Menge auf ca. 40 % reduziert [13.1], also auf etwa 200 TWh. Um das zu ermöglichen, musste die entstandene Lücke anderweitig geschlossen werden. Das sollte eigentlich den Ausbau der erneuerbaren Energien beschleunigen. Jedoch war der Fortschritt bisher erheblich zu langsam (siehe Energieanalyse) was zur Folge hat, dass mehr

fossile Brennstoffe auf dem Weltmarkt beschafft werden. Das wiederum führte zu massiven Preissteigerungen. Eine mögliche Lösung wäre die Nutzung biobasierter Energien gewesen, also Biodiesel, Ethanol, HVO, bioCrude usw. Der Einsatz von biobasierten Kraftstoffen in Deutschland betrug 34,5 TWh im Jahr 2021 [14ueberblick]. Die ungenutzte, theoretisch in Deutschland mögliche zu produzierende Energie aus Biomasse beträgt 124 TWh (448 PJ) [15]. BioFuels könnten als Heizöl und Gas in Haushalten und der Industrie verwendet werden. Idealerweise würde sie aber fossile Kraftstoffe im Transportsektor ersetzen, da stationäre Anwendungen direkt mit Wasserstoff oder Strom aus – leider noch nicht ausreichend vorhandenen nachhaltigen Quellen – versorgt werden könnten, wohingegen ihre Speicherung für die mobile Nutzung eine teure Herausforderung ist.

Die russische Aggression hat nicht nur beim Rohöl eine Lücke hinterlassen, sondern auch beim Dieselkraftstoff, von dem Deutschland 2021 ungefähr 32 Mio. t verbrauchte, entsprechend ca. 350 TWh [16]. Vor dem Krieg wurden davon 4,8 Mio. t aus Russland importiert [17]. Heute bleiben nach Schätzungen etwa die Hälfte übrig, also 2,6 Mio. t [18]. Das kann vollständig durch etablierten Biodiesel ersetzt werden. Der gesamte deutsche Kraftstoffverbrauch belief sich 2021 auf ca. 52,1 Mio. t, mit einem energetischen Anteil an bioFuels von 5,7 % [18]. Der größte Teil davon waren Biodiesel und hydriertes Pflanzenöl (ca. 28 TWh), das zu 4,2 % in fossilen Diesel gemischt wurde. Das ist immer noch deutlich weniger als die in der EU vereinbarten sieben Prozent, die offensichtlich einen Teil der Lücke aus dem russischen Embargo schließen würden. Diese 28 TWh entsprechen etwa 2,5 Mio. t. Die Produktionskapazitäten von ungefähr 3,9 Mio. t bzw. die aktuelle Produktion von 3,45 Mio. t erlaubte es Deutschland 2021, ca. 2,2 Mio. t Biodiesel zu exportieren [19]. Das lässt den Rückschluss zu, dass ein kompletter Ersatz des russischen Dieselimports möglich wäre. Das sogar deutlich CO<sub>2</sub>-reduziert mit

einer Einsparung von 2 bis 3 t/CO<sub>2</sub> pro t Brennstoff, abhängig von der Herkunft des Rohmaterials.

### **Aussichten für Energieversorgung, -transport und -lagerung**

Mit der Nutzung des Stroms als primäre Energiequelle müssen noch einige Probleme gelöst werden. Um Strom effizient nutzen zu können, sollten die Übertragungswege kurz sein. Im Widerspruch dazu sollte Strom dort geerntet werden, wo es am wirtschaftlichsten ist. Das bedeutet in Gegenden, wo der Wind stark weht und die Sonne intensiv scheint. Deshalb muss ein ökologischer und ökonomischer Kompromiss zwischen dem Ort der Herstellung und dem Transport zu den Zentren der Nutzung gefunden werden. Für den Stromtransport innerhalb Deutschlands aus dem Norden, inklusive der Off-Shore Anlagen, wo die Windintensität erheblich höher ist als im Süden, muss ein geeignetes Netz installiert werden. Dasselbe gilt für den Transport von PV-Strom von Süden nach Norden. Die damit verbundenen Netzverluste sind unvermeidlich.

Was die Energiespeicherung anbelangt, bedienen wir uns heute aus Tanks mit fossilen Kraftstoffen, die sehr einfach, robust und kostengünstig aufgebaut sind, mit einfacher Logistik und enormer Speicherkapazität. Im „Elektrozeitalter“ ist das nicht mehr so einfach. Ein Ansatz zur Stromspeicherung ist die Batterie. Diese hat allerdings heute eine vergleichsweise geringe Speicherdichte von weniger als 1/40 von Dieselkraftstoff (12.000 Wh/kg verglichen mit Lithium-Ionen-Zellen bei sehr optimistischen 300 Wh/kg). Die Einbeziehung von Fahrzeugbatterien und zukünftigen Haus-Speicherbatterien sowie öffentlichen Anlagen in einem „Smart Grid“ erscheint komplex und teuer für eine Volkswirtschaft. Ein einfacherer und heute kostengünstigerer Ansatz ist die chemische Speicherung.

Zur elektrolytischen Herstellung von eWasserstoff wird Strom bei einem Wirkungsgrad von ungefähr 70 % verwendet werden. Wasserstoff hat allerdings

eine sehr niedrige volumetrische Energiedichte selbst unter hohem Druck (350 / 700 bar) oder tiefkalt/flüssig bei -253 °C. Beide Verfahren verbrauchen große Mengen an Energie: die Komprimierung ca. 12 %, die Tiefkühlung mindestens 28 % des gravimetrischen Heizwertes von Wasserstoff und die nachfolgende Logistik ist zudem auch teuer und komplex. Die Diffusion von Wasserstoff durch viele Materialien ist ein weiteres Problem, das die Kosten in die Höhe treibt. Vorteilhaft wird Wasserstoff dort direkt verwendet, wo die Speicherung umgangen werden kann; also in stationären, direktverbrauchenden Anwendungen.

Da Wasserstoff weder für Langzeit- und Kurzzeitspeicherung noch für den Langstreckentransport geeignet scheint, kommen die Wasserstoffderivate ins Spiel. Im Besonderen Methanol, das bei Raumtemperatur und Normaldruck flüssig ist und deshalb eine sehr preiswerte und effiziente Logistik ermöglicht. Da Methanol eine Basischemikalie ist, gibt es bereits einen Weltmarkt [20]. Die Methanol-Produktion hat einen energetischen Gesamtwirkungsgrad von 52 %. Die Herstellung von eWasserstoff inklusive Verflüssigung kommt auf im besten Fall 50 %, die von eWasserstoff (mit Verdichtung auf 700 bar) auf gerade über 60 %, allerdings wiederum mit hohen Einbußen an Energiedichte (1,4 kWh/Liter<sub>700bar</sub> bzw. 2,34 kWh/Liter<sub>flüssig</sub>). Der Transport von Flüssigkeiten bedingt einen kaum nennenswerten Verlust, der den Langstreckentransporten von Rohöl vergleichbar ist.

Im Ergebnis ist festzustellen, dass elektrische Energie am Ort der Entstehung in einen speicher- und transportierbaren Zustand umgewandelt werden muss. Mit dieser Vereinfachung der Energielogistik ist es ein vielversprechendes Konzept, die Solar- und Wind-Farmen an Orten zu errichten, wo es Sonne und/oder Wind im Überfluss gibt. Beispiele dafür sind Regionen wie Patagonien, Grönland oder Australien und Afrika bzw. Arabien im „Sonnengürtel“ der Erde. Aber auch Europa bietet geeignete Plätze in Griechenland, Süditalien, Spanien oder Portugal.

Methanol hat zwar nur etwa den halben volumetrischen Energieinhalt von Dieselkraftstoff, aber bei  $-253\text{ °C}$  ungefähr den doppelten von flüssigem Wasserstoff. Ein konventioneller Hochseetanker mit einem Fassungsvermögen von  $250.000\text{ m}^3$  kann etwas mehr als  $1.100.000\text{ MWh}$  Methanol verschiffen, wohingegen der derzeit größte Flüssigwasserstofftanker nur  $293\text{ MWh}$  transportiert [21].

Machhammer [22] berechnete für das Haru Oni Projekt in Chile, dass Methanol und sogar grünes eBenzin und eDiesel für ungefähr  $18\text{ €ct/kWh}$  produziert werden könnten; einschließlich  $14.000\text{ km}$  Tankertransport z.B. nach Rotterdam,  $500\text{ km}$  Binnen- und  $200\text{ km}$  Straßentransport. Er nahm  $3,8\text{ €ct/kWh}$  Stromkosten an. Im Sonnengürtel der Erde wird Strom derzeit für weniger als  $1\text{ €ct/kWh}$  hergestellt (Saudi-Arabien: derzeitiges Minimum  $0,88\text{ €ct/kWh}$  inkl. CAPEX + OPEX). Schlägt man darauf die Kosten für Elektrolyse - wie für 2028 angekündigt - und die Synthesekosten für Wasserstoff mit Direct Air Capture- $\text{CO}_2$  zu Methanol, sowie die Transportkosten wie oben beschrieben, würde Methanol vor Ort in Deutschland  $10\text{ €ct/kWh}$  oder weniger kosten, also ungefähr  $40\text{ €ct/Liter}$  (am 01.02.2023 kostete fossiles Methanol  $38\text{ €ct/Liter}$  ( $478\text{ €/t}$ ) [23]) und weniger als  $1\text{ €}$  für das Energieäquivalent eines Liters Benzin [24].

Methanol kann entweder durch einen konventionellen Fischer-Tropsch-Prozess (eKerosin, eDiesel EN590) oder Polymerisation in „Methanol-to-Gasoline“, MtG, zu eBenzin EN228 umgewandelt werden. Im C3-Mobility-Projekt wurde demonstriert, dass eBenzin mit MtG für  $0,89\text{ €}$  produziert werden kann [25]. Eine hinsichtlich der Herstellungskosten besonders attraktive Region der Welt ist die sogenannte MENA-Region (Middle East and North Africa). Die Risiken und Chancen wurden vom DLR im Projekt MENA-Fuels berechnet. [26].

Ein anderer attraktiver eBrennstoff ist Methan. eMethan kann Erdgas ersetzen, mit dem Vorteil fast  $100\text{ %}$ -iger Reinheit. Eine zweite bereits etablierte Route zu grünem Methan ist Biogas. Das wird heute überwiegend in dezentralisierten

kleinen Blockheizkraftwerken genutzt, um vor Ort Strom und Heizwärme bereitzustellen. Der Betrag an Heizwärme war 2021 13 TWh, was etwa 2 % der Heizwärme aus Erdgas entsprach. Die gesamte elektrische Energie aus Biogas betrug 2021 28 TWh, verglichen mit 60 TWh aus Erdgas (entsprechend 10 % der gesamten Stromerzeugung von ~600 TWh) [13.2]. Direkter Ersatz von Erdgas im Netz waren etwa 11 TWh, etwa 1 % des derzeitigen Erdgasbedarfs. Eine Vergrößerung der Biogas-Kapazitäten ist in Deutschland durch die Teller-Tank-Diskussion eingeschränkt. Es gibt eine Reihe von Argumenten, dieses zu überwinden. Für BioMethan wären 26 - 76 TWh/a möglich [13.3]. Die Gesamtkapazität an BioMethan von 100 bis 125 TWh stellt immerhin 3,6 % des Gesamtprimärenergiebedarfs von 3.500 TWh dar.

In Summe wurden 2021 256 TWh Biomasseenergie verwendet [14], was 7 bis 8 % des Primärenergiebedarfs entspricht, bezogen auf 3.500 – 3.000 TWh/a. Das teilt sich auf in 172 TWh für Heizenergie, 50 TWh zur Stromgewinnung und 34,5 TWh für Biokraftstoffe (ungefähr 4 % des Mobilitätsbedarfs). Der DBFZ-Report No.41 [27] gibt an, dass bis zu 15 % des Primärenergiebedarfs zukünftig durch Biomasse gedeckt werden könnten. Das wären etwa 500 TWh. Auch andere Autoren fanden im DBFZ-Report No.8 [28] ungefähr 500 TWh „technisches Potenzial verschiedener Biomassefraktionen“ für 2020. WECOM [2] berechnet ca. 400 TWh für 2050, was 20 % des Primärenergiebedarfs entspräche. Diese Angaben bestätigen, dass Biomasse potenziell etwa 15 % zur Energiewende beitragen könnte, einschließlich des Anteiles für die Mobilität.

## **Zusammenfassung und Schlussfolgerungen**

Für eine defossilisierte Zukunft ist eine Mischung aus etablierten und neuen Technologien nötig. Für die notwendigen Energieimporte sind flüssige reFuels vorteilhaft, denn sie gewährleisten gleichzeitig eine nationale strategische

Energiereserve sowie die CO<sub>2</sub>-neutrale, robuste und kostengünstige Mobilität. Dieses System sollte durch Kraftstoffe aus biogenen Quellen und (Plastik-) Abfall ergänzt werden, die schon heute CO<sub>2</sub>-arme Energiequellen bieten. Dafür sollten sowohl bioFuels der ersten wie auch der zweiten Generation berücksichtigt werden, da beide charakteristische Vorteile bieten. Der kurzfristige Ausfall russischer Energielieferungen kann unglücklicherweise nicht vollständig aus erneuerbaren Quellen ausgeglichen werden. Die russische Aggression wird den Prozess hin zu einer größeren Energieunabhängigkeit in Europa jedoch beschleunigen. Erneuerbares Methanol könnte aus einer Vielzahl geographischer und politisch akzeptabler Gebiete bezogen werden, was die Unabhängigkeit der europäischen Wirtschaft deutlich verbessert. Neue regenerative Kraftstoffkomponenten werden helfen, den Anteil an fossilen Brennstoffen bereits im Hochlauf bis 2030 zu vermindern. Der Bedarf an Rohöl wird sich mit dem Fortschritt im Übergang zu Strom, Wasserstoff und erneuerbaren Kraftstoffen weiter verringern. Jedoch wird der Aufbau der grünen Energiekapazitäten wahrscheinlich 20 bis 30 Jahre dauern [29], weit entfernt des Zeitrahmens, der für das 1,5 °C Ziel gesetzt ist. Dieser Aufbau könnte massiv beschleunigt werden, wenn die EU die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Anerkennung der reFuels in Verbrennungsmotoren als CO<sub>2</sub>-neutral schaffen würde. Mittel- und langfristig werden die direkte Stromerzeugung, grüner Wasserstoff ebenso wie die Derivate eMethanol, eBenzin und eDiesel den Bedarf an fossilen Energieträgern reduzieren.

## Quellen

1. <https://vm.baden-wuerttemberg.de/de/politik-zukunft/refuels/wissenswertes-rund-um-refuels#:~:text=reFuels%20ist%20ein%20%C3%BCbergeordneter%20Begriff>,
2. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/co2-kohlenstoffdioxid-oder-kohlendioxid-emission-614692>.
3. <https://ag-energiebilanzen.de/arbeitsgemeinschaft-energiebilanzen-legt-bericht-zum-energieverbrauch-2019-vor/>.
4. <https://ag-energiebilanzen.de/energieverbrauch-zieht-wieder-an/>.
5. Wagner, Elbling, and Company, Commit to Connect 2050. 04/20.
6. <https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Umwelt-Energie/ inhalt.html>.
7. Wagner, Elbling, and Company, Simulation 2050, in FVW Autumn Conference. 10/22.
8. Machhammer, O., Renewable Electricity from Germany or e-Fuels from Chile: What Should Future Mobility be Based on? Chemie Ingenieur Technik, 2021. 93(4): p. 641-654.
9. <https://tecosol.de/de/>.
10. BAFA, Amtliche Mineralöl Daten. 02/22.
11. <https://www.iwd.de/artikel/deutschland-bezieht-viel-diesel-aus-russland-539711/>.
12. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1315009/umfrage/russischer-anteil-an-deutschen-erdoelimporten/>.
13. DBFZ, Die Rolle von Biogas für eine sichere Gasversorgung in Deutschland. 05/22. (13.1: p. 3, 13.2: p. 4, 13.3: p. 7)
14. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>.
15. FNR, Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen-Status Quo in Deutschland. 2015. p. 13.
16. FNR, Basisdaten Bioenergie 2022. 07/22. p. 34.
17. IW, Kurzbericht 21/2022, Russland Bedeutung als Kraftstofflieferant. 03/22.
18. FJRG, Biokraftstoffe zur Versorgungssicherheit in Deutschland mit Dieselmotoren und leichtem Heizöl. 09/2022. p. 1-2.
19. UFOP, Biodiesel & CO 2021/2022. 09/22. p. 35.
20. <https://www.methanol.org/the-methanol-industry/>.
21. <https://www.energieundmittelstand.de/2-21>.
22. <https://www.haruoni.com/#/en>.
23. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/730823/umfrage/durchschnittlicher-preis-fuer-methanol-auf-dem-europaeischen-markt/>.
24. Atzler, F. et al., Ecological and Economical considerations on the Energy and Mobility Transition; FAD Konferenz. 11/22.
25. Graebner, M. and M. Kuschel, C3 Mobility Project, Freiberg. 2021.
26. DLR, MENA-Fuels. 03/22.
27. Brosowski, D.G.A., DBFZ Report 41: National Resource Monitoring for Biogenic Residues, By-products and Wastes. 2021: p. 33.
28. DBFZ, U. Seyfert, and K. Bunzel, Report Nr. 8, Biomassepotenziale in Deutschland 2008 bis 2020. 2011. p. 28.
29. FVW, Fuel Study 4b. 09/22.