



Global Energy Perspectives

gefördert aus Kapitel 2302, Titel 687 01

BMZ-Abschlussreport / Basisdokument

Global Energy Solutions e.V.

Teil 2: Wesentliche treibhausgasverursachende
Branchen

Kapitel 3-1

Stand 30.Juni 2023

Autorenteam:	
Siddhant Bane	Joern Becker
Ulrich Begemann	Leon Berks
Simon Göss	Prof. Dr. Estelle Herlyn
Dr. Wilfried Lyhs	Dr. Ludolf Plass
Dr. Jens Wagner	Dr. Hans Jürgen Wernicke

Erklärung zum Urheberrecht

Das nachfolgende Dokument ist grundsätzlich ausschließlich für den Empfänger bestimmt. Eine Weitergabe an Dritte oder die Nutzung für Dritte ist – auch auszugsweise – nicht gestattet.

Dem Empfänger des Dokuments wird eine einfache, nicht übertragbare, nicht unterlizenzierbare, eingeschränkte Lizenz gewährt, das Dokument für persönliche, nicht kommerzielle, private Zwecke zu nutzen.

Ulm, im Juni 2023

Global Energy Solutions e.V.

Lise-Meitnerstr. 9

89081 Ulm

Vorsitzender: Christof v. Branconi (Christof.Branconi@Global-Energy-Solutions.org)

3. Wesentliche Treibhausgas-verursachende Branchen

3.1. Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen

3.1.1 Kohle

3.1.1.1 Darstellung der globalen Produktionsmengen und Emissionen

Im Jahr 2021 wurden die weltweiten Kohlereserven durch BP auf 1.074.108 Millionen Tonnen (Mt) geschätzt.¹ Der weitaus größte Anteil konzentriert sich auf die Region „Asia-Pacific“ (42,8 %), gefolgt von Nordamerika (23,9 %), CIS² (17,8 %), Europa (12,8 %), Naher Osten & Afrika (1,5 %) und Süd- und Zentralamerika (1,3 %). Bezogen auf Länder, kann die USA die größten Reserven vorweisen (23,2 %), dann Russland (15,1 %), Australien (14 %), China (13,3 %), Indien (10,3 %), Deutschland (3,3 %), Indonesien (3,2 %), Ukraine (3,2 %), Polen (2,6 %) und Kasachstan (2,4 %). BP berechnet außerdem das „Reserves-to-production ratio“, das anzeigt für wie viele Jahre die Kohlereserven bei derzeitigen Produktionsniveaus ausreichen. Demnach hat die Welt noch 139 Jahre bis die Reserven aufgebraucht sind. Dieser Wert differiert je nach Region und den dort vorhandenen Vorkommen. Nordamerika kommt demnach noch 484 Jahre mit seiner Kohle aus, die CIS-Länder 367 Jahre und Europa für etwa 300 Jahre. In der Asien-Pazifik Region, in der der Kohleverbrauch sehr hoch ist, sowie im Nahen Osten und Afrika, die sehr geringe Vorkommen bei steigendem Energieverbrauch aufweisen, reichen die Reserven für weitaus weniger als 100 Jahre.³

Die Produktion von Kohle stieg im Jahr 2021 um etwa 6 % (440 Mt) auf 167,58 Exajoule (EJ), mehr als prä-Covid im Jahr 2019 und das höchste Level seit 2014. Hierbei entfielen etwa 70 % dieses Wachstums auf China, Indonesien und Indien, die ihre Produktion auf 80 EJ (+6 %), 13,91 EJ (+9,2 %) und 12,63 EJ (+6,9 %) erhöhten. Tagliapietra beschreibt, dass sich die Kohleproduktion in den letzten vier Jahrzehnten mehr als verdoppelt hat (von 3900 Mt 1981 auf 7906 Mt in 2021).⁴ Interessant ist jedoch, dass im Jahr 1981 die Produktion relativ gleichmäßig zwischen den Regionen verteilt war, während sie sich heute wesentlich auf die Asien-Pazifik Region konzentriert. Der Kohleverbrauch spiegelt diesen Trend, wobei China und Indien sogar noch mehr verbrauchen als dort produziert wird (86,17 EJ und 20,09 EJ) also Kohle importieren und Indonesien überwiegend Kohle exportiert (3,28 EJ Verbrauch). Global betrachtet machen Nordamerika, Europa, CIS und der Nahe Osten und Afrika dagegen nur einen marginalen Anteil des Verbrauchs aus (7 %; 6,3 %; 3,2 %;

¹ Vgl. BP, 2021, S. 45.

² CIS meint „Commonwealth of Independent States“ und bezieht sich auf Russland, Armenien, Aserbaidschan, Weißrussland, Moldawien, Kasachstan, Kirgisistan, Tadschikistan, Turkmenistan und Usbekistan

³ Vgl. BP, 2021, S. 46.

⁴ Vgl. Tagliapietra, 2020.

2,6 %). China und Indien haben Produktion und Verbrauch in den letzten vierzig Jahren um den Faktor sechs gesteigert, während die USA und Europa die Produktion reduziert haben.⁵

Dies ist durch den steigenden Energie- und vor allem Strombedarf der beiden Länder zu erklären. Der chinesische Stromsektor ist demnach der größte kohleverbrauchende Sektor global. Jede vierte geförderte Tonne Kohle wird heute für die Stromproduktion in China verwendet.⁶ Im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern wie Erdgas und Öl hat Kohle dabei entscheidende Vorteile: Sie ist massenweise und günstig verfügbar. Der Preis von Kohle ist wegen ihrer weltweiten Vorkommen weniger volatil. Kohle bietet sich daher aus der Energiesicherheitsperspektive als erste Wahl vor allem für Entwicklungs- und Schwellenländer mit einer aufstrebenden Wirtschaft und einfachem Zugang zur Energieversorgung an. Doch auch die high income countries greifen in Anbetracht drohender Erdgasknappheit, verursacht durch Russlands Einstellung von Gaslieferungen nach Europa als Antwort auf westliche Wirtschaftsembargos, wieder auf Kohle als „verlässlichen Energieträger“ zur Strom- und Wärmeerzeugung zurück.⁷ Im Jahr 2021 reduzierten die Industriestaaten den Anteil des Stroms und der Wärme, die durch Kohle produziert wurde, auf 27 %, während der Anteil in Entwicklungs- und Schwellenländern auf 46,5 % anstieg. Des Weiteren machen diese Staaten 83 % des weltweiten Verbrauchs von Kohle in der Stahl- und Eisenproduktion aus.⁸

Neben den Vorteilen birgt Kohle jedoch den im Hinblick auf den Klimawandel entscheidenden Nachteil seines ökologischen Fußabdrucks. De facto trägt die Verbrennung von Kohle unter den fossilen Brennstoffen am meisten zur Luftverschmutzung bei. Während bei den verschiedenen Kohlearten die CO₂-Emissionen im Bereich 317 bis 353 kg CO₂/MWh liegen, entstehen bei der Verbrennung von Erdgas „nur“ etwa 180 kg CO₂/MWh. Die IEA schätzt die auf die Gesamtenergie bezogenen CO₂-Emissionen im Jahr 2021 auf 33 Gigatonnen (Gt). Auf Kohle allein entfallen 14,8 Gt.⁹

Herauszustellen ist, dass Kohle einen kleineren Anteil zur Primärenergieversorgung der Welt beiträgt als Öl und doch fast die Hälfte der energiebezogenen CO₂-Emissionen verursacht.¹⁰

In ihrem Bericht über Kohle (erschieden vor dem Krieg in der Ukraine) prognostiziert die IEA einen historischen Höchstbedarf von 8.031 Mt für 2024 (vs. 7.906 Mt in 2021), überwiegend verursacht durch die noch weiter steigende Nachfrage in China (+135 Mt) und Indien (+129 Mt).¹¹ Die CO₂-Emissionen durch Kohle stiegen somit auf etwa 15 Gt. In den Vereinigten Staaten und der

⁵ Vgl. Tagliapietra, 2020, S. 86.

⁶ Vgl. IEA, 2021a.

⁷ Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Reports lagen noch keine definitiven Zahlen über den wieder ansteigenden Kohleverbrauch in Europa im Rahmen des Krieges in der Ukraine vor.

⁸ Vgl. Tagliapietra, 2020, S. 88.

⁹ Vgl. IEA, 2021b.

¹⁰ Vgl. Our World in Data, 2021.

¹¹ Vgl. IEA, 2021a.

Europäischen Union soll der Bedarf dagegen weiter sinken (jedoch ist hier zu erwarten, dass in Anbetracht aktueller Meldungen, diese Zahlen revidiert werden müssen¹²).

Entscheidend für den zukünftigen Kohlebedarf werden auch die Entwicklungen in den sog. least developed countries und emergierenden Volkswirtschaften im globalen Süden sein. Wie oben beschrieben macht speziell Afrika derzeit nur einen marginalen Anteil des weltweiten Kohleverbrauchs aus. Derzeitige Bauprojekte für Kohlekraftwerke werden vor allem von China finanziert, doch kündigte das Land 2019 an, keine neuen Anlagen im Ausland unterstützen zu wollen. China reiht sich damit in eine Riege internationaler Investoren (Staaten, multilaterale Organisationen und Entwicklungsbanken) ein, die einen Finanzierungsstopp für Kohlekraftwerke durchsetzen wollen.¹³

3.1.1.2 Quellen der CO₂-Emission

Kohle wird zu 65 % für die Generierung von Elektrizität und Wärme genutzt.¹⁴ Dabei hat der Brennstoff, wie erwähnt den höchsten Karbonanteil aller Fossilen. Kohle emittiert de facto den höchsten Anteil CO₂ pro Einheit Energieoutput, wenn sie verbrannt wird. Ein Kohlekraftwerk emittiert 40 % mehr CO₂ als ein Gaskraftwerk und 20 % mehr als ein Ölkraftwerk. Zusätzlich sind Kohlekraftwerke für die meisten Emissionen von Schwefeloxid, Stickstoffoxid und Feinstaub verantwortlich.

Ein Kohlekraftwerk zur Stromerzeugung besteht aus einem Ofen, einer Turbine, einem Generator, einem Transformator und einem Kühlungssystem und funktioniert grob beschrieben folgendermaßen: Nach der Pulverisierung der Kohle wird sie im Ofen verbrannt, um Hitze zu erzeugen. Hierbei entstehen die klimaschädlichen Emissionen, die durch einen Schornstein in die Atmosphäre entlassen werden. Die Hitze wird zur Erzeugung von Wasserdampf genutzt, der einer Turbine über ein Rohrleitungssystem zugeführt wird. In der Turbine entspannt sich der Wasserdampf wieder und treibt diese hierdurch an. So wird thermische Energie zu mechanischer Energie. Die Turbine wiederum ist an einen Generator angeschlossen, dessen Rotation die mechanische Energie in elektrische Energie umwandelt. Der Dampf wird in einen Kondensator abgeleitet und das entstehende Wasser wieder in den Zyklus gegeben. Kohlekraftwerke befinden sich aufgrund der benötigten Wassermengen in der Nähe von Wasserstellen.

3.1.1.3 Möglichkeiten zur technischen CO₂-Minderung

Ein offensichtlicher, aber entscheidender Hebel für die Reduktion kohlebedingter Emissionen ist die verminderte Nutzung des Brennstoffs für die Energieerzeugung. Für die Substitution bietet sich konventionell die Nutzung von Erdgas für die Generierung von Strom oder Wärme an (*coal-to-gas*

¹² Vgl. Meyer, 2022.

¹³ Vgl. IEA, 2021a, S. 55; Tagliapietra, 2020, S. 95.

¹⁴ Vgl. Tagliapietra, 2020.

switch). Erdgas ist weniger kohlenstoffhaltig als Kohle. Bei seiner Verbrennung wird circa 40 % weniger CO₂ in die Atmosphäre entlassen. Auch werden weniger luftverschmutzende Gase wie Schwefel- oder Stickstoffoxid emittiert. Im Zuge der Shale-Gas-Revolution in den USA, befördert durch einen technologischen Durchbruch bei der Tiefenbohrung, setzte das Land aufgrund des resultierenden Preissturzes fortan vermehrt Erdgas für die Energieerzeugung ein. Die USA konnten so nach Schätzungen der IEA ihre CO₂-Emissionen um 25 % reduzieren.¹⁵ Zudem konnte Erdgas in flüssiger Form als Liquefied Natural Gas (LNG) zu einem international gehandelten Energieträger werden, der zur Diversifizierung des Energieportfolios in Ländern beiträgt, die geographisch bedingt unzureichende Möglichkeiten zur autarken Deckung ihrer Bedarfe zur Verfügung haben (z.B. Japan) und zukünftig einen Beitrag zur Senkung der CO₂-Emissionen in importierenden Ländern leisten könnten. Auch China, das im Zuge seines immensen Kohleverbrauchs unter einer hohen Luftverschmutzung in den industriellen Ballungszentren leidet, will zukünftig stärker auf Erdgas setzen.¹⁶

Nichtsdestotrotz darf nicht außer Acht gelassen werden, dass heute bei der Produktion, dem Transport und dem Verbrauch (Scope 1–3 Emissionen) von Erdgas signifikante Mengen Methan emittiert werden (flüchtige Emissionen), ein sehr viel potenteres Treibhausgas, das aber anders als CO₂ nur etwa 10 Jahre in der Atmosphäre verbleibt. Weltweit machten laut „Our World In Data 2018“ flüchtige Methanemissionen etwa 2,5 Milliarden Tonnen CO₂-Äquivalent in der Atmosphäre aus. Laut IPCC könnten 50–80 % der Methanemissionen mit heute verfügbarer Technologie für einen Preis von weniger als 50 USD/t CO₂-Äquivalent vermieden werden.¹⁷ Mit steigender Förderung aufgrund des *coal-to-gas switch* und (heute noch aus ökonomischen Gründen¹⁸) ausbleibenden Monitorings und Abfangen dieses Methanschlupfes (durch Carbon Capture and Storage (CCS)), könnten die mit Erdgas in Verbindung stehende Treibhausgasbelastung weiter zunehmen. Sollten Staaten jedoch zunehmende politische Instrumente wie einen CO₂-Preis zur Einhegung des Klimawandels einsetzen, könnte dies dazu führen, dass fossile Energieerzeugungsprojekte ohne Capture Technologien zu sog. *stranded-assets* verkommen, da die klimafreundliche Energieerzeugung kompetitiver würde. Für die Stromerzeugung wird deshalb *langfristig* von den führenden Expertengremien auf einen verstärkten Ausbau von CCS und erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen (EE-Anlagen) gedrängt (*coal-to-clean switch*).

Die Verwendung von EE-Anlagen spielt eine zentrale Rolle in den Simulationen des IPCC zur Limitierung der globalen Erderwärmung. Demnach bedarf es zur nachhaltigen Reduktion der Treibhausgasemissionen einer tiefgreifenden globalen Energiewende, die die *unverminderte* Verbrennung fossiler Brennstoffe einhegt und stattdessen auf erneuerbare Energien und CO₂-Abfangtechnologien

¹⁵ Vgl. Tagliapietra, 2020.

¹⁶ Vgl. IEA, 2021a.

¹⁷ Vgl. IPCC, 2022, S. 33.

¹⁸ Das Monitoring und Abfangen des Methanschlupfes erhöht Investitions- und Betriebskosten. In der Folge erhöht sich der Marktpreis für das Produkt und später in der Lieferkette z.B. der Strompreis. Um Techniken wie CCS ökonomisch viabel zu machen sind Subventionen und ein Preis für CO₂-Emissionen notwendig.

setzt.¹⁹ Unter Punkt C.4.3. fasst das Gremium zusammen, dass Stromversorgungssysteme, die überwiegend auf EE-Anlagen basieren mit technologischem Fortschritt zunehmend umsetzbar werden.²⁰ Schwieriger sei der Umstieg des gesamten Energiesystems auf Erneuerbare. Hierfür bedürfe es der weiteren Forschung und Implementierung von Technologien zum Ausgleich der Volatilität wie Batteriespeichern und Elektrolysewasserstoff²¹, aber auch *demand-side management*, *smart grid* und Sektorkopplung.²² Letztere ist vor allem relevant, um die Energiesektoren (Strom, Wärme, Gas) mit den Verbrauchssektoren (Haushalt, Gewerbe, Industrie und Verkehr) zu verbinden. Die Brücke hierzu schlägt die zunehmende Elektrifizierung (z.B. die Installation von Wärmepumpen in Haushalten) und der Ausbau von Power-to-X Technologien (z.B. Wasserstoff für die Stahlherstellung). Oxy-Fuels, CCS, Grüner Strom wurden bereits in den Kapiteln 2.1 und 2.3, erwähnt.

3.1.2 Erdgas

Erdgas ist ein Kohlenwasserstoffmix, der überwiegend aus Methan (90 %), Kohlenstoffdioxid (5 %), Stickstoff, Helium, Butan und Ethan besteht. Zu finden ist Erdgas in Untergrund-Steinformationen, in anderen Kohlenwasserstoffreservoirs wie Kohlebetten oder Methanklathraten. Man unterscheidet zwischen konventionellen und unkonventionellen Reservaten. Konventionelle Reservate lagern sich an, wenn Erdgas aus gasreichem Schiefer in eine darüberliegende Sandsteinformation wandert und dort durch eine undurchlässige Formation (engl.: seal) abgeschlossen wird. Auf der anderen Seite unterscheidet man drei unterschiedliche Typen unkonventioneller Reservate: Shalegas (Schiefergas), Tight-Sand Gas und Kohleflöz-Methan. Schiefer ist das Quellgestein für viele Erdgasressourcen und ist in den letzten Jahren vor allem durch das sog. Fracking direkt erschließbar geworden. Im Falle von Tight-Sand Gas wandert das Erdgas vom Urgestein in eine Sandsteinformation, in der seine Möglichkeit durch reduzierte Permeabilität weiter nach oben zu wandern eingeschränkt wird. Kohleflöz-Methan wandert nicht aus dem Schiefer (Shale), sondern wird bei der Transformation von organischem Material zu Kohle generiert.

3.1.2.1 Darstellung der globalen Produktionsmengen und Emissionen

Im Jahr 2021 wurden die weltweiten Erdgasreserven auf 190,3 Billionen Kubikmeter geschätzt. Hier von entfallen 40,3 % auf den Nahen Osten und hier vor allem den Iran (17,1 %) und Qatar (13,1 %), 30,1 % auf CIS, besonders Russland (19,9 %), 8,8 % auf Asien-Pazifik, 8,1 % (China 4,5 %) auf Nordamerika (USA 6,7 %) und 6,9 % auf Afrika (Nigeria 2,9 %). Europa verfügt nur über sehr geringe

¹⁹ Vgl. IPCC, 2022, S. 33.

²⁰ Vgl. IPCC, 2022, S. 33.

²¹ In einem auf Erneuerbaren basierenden Energiesystem bieten sich Kohlekraftwerke gegenüber Gaskraftwerken nicht an, da sie weniger flexibel hoch und runtergefahren werden können. Stattdessen werden Gaskraftwerke, die zukünftig auch mit Wasserstoff betrieben werden können von Nöten sein.

²² Vgl. IPCC, 2022, S. 33.

nachgewiesene Erdgasreserven im globalen Vergleich (1,7 %). Russland und der Iran verfügen dementsprechend über die größten Erdgasvorkommen auf Länderbasis weltweit. Interessant ist, dass sich die nachgewiesenen Erdgasreserven in den letzten zwei Dekaden vor allem in den USA im Zuge der Shalegasrevolution signifikant vergrößert haben (von 4,8 Billionen Kubikmetern Ende der 2000er Jahre auf über 12,6 Billionen Ende 2019). Auch in Europa werden signifikante Shalegasvorkommen vermutet, die jedoch momentan nicht gefördert werden dürfen.

Interessant ist auch, dass die USA mittlerweile der größte Erdgasförderer auf dem Globus sind, auch wenn die Reserven kleiner als die Russlands oder Irans sind. Im Jahr 2020 wurden hier 1109,9 Milliarden Kubikmeter Erdgas gefördert, in Russland etwas mehr als die Hälfte (638,5 Milliarden Kubikmeter) und im Iran 250,8 Milliarden Kubikmeter. In Afrika wird trotz der ähnlich großen Vorkommen wie in Nordamerika nur 6 % der globalen Fördermenge verzeichnet.

Das Verhältnis zwischen Reserven und Produktion zeigt an, dass die Welt bei derzeitigen Konsumlevels und den bekannten Erdgasreserven noch ca. 48,8 Jahre Erdgas haben wird, wenn nicht mehr Reserven exploriert werden. Diese Zahl variiert wie bei Kohle und Öl regional. Durch die große Produktionsmenge bei gleichzeitig global betrachtet eher kleineren Vorkommen, könnten die USA demnach bei gleichbleibender Produktion schon in 13,7 Jahren kein Gas mehr haben. Der nahe Osten und CIS kommen dagegen durch ihre großen Vorkommen bei geringerer Fördermenge auf 110,4 und 70,5 Jahre. Afrika kommt noch 55,7 Jahre mit dem Gas aus, wobei erwartet werden kann, dass mit steigenden Investitionen mehr Erdgas gefunden wird und die Reserven dementsprechend steigen. Die Asien-Pazifik-Region und Europa sind ebenfalls auf Importe angewiesen, um weiter mit Erdgas versorgt werden zu können. Hier liegt das Verhältnis von Reserve zu Produktion bei 25,4 bzw. 14,5 Jahren.

Gleichzeitig ist der jährliche Bedarf an Erdgas von 961,4 Milliarden Kubikmetern im Jahre 1970 auf 4037,5 Milliarden Kubikmeter 2021 gestiegen.²³ Anfangs war Erdgas aufgrund seines Aggregatzustands ein überwiegend regional gehandelter Energieträger, der in Nordamerika, den CIS Ländern und Europa verbraucht wurde. Doch mit technischem Fortschritt und zunehmender Globalisierung nutzten auch die Regionen Naher Osten und Asien-Pazifik Erdgas. Die USA sind nach wie vor der größte weltweite Verbraucher von Erdgas (826 Milliarden Kubikmeter 2021), da es hier wie beschrieben stark für die Stromerzeugung genutzt wird und historisch zuerst gefördert wurde. Doch in China, Iran, und Saudi-Arabien wuchs der Markt in den letzten 50 Jahren um den Faktor 83, 80 und 74.

Laut aktuellem Gas Market Report, der auch schon die Folgen des Ukraine-Kriegs abschätzt, soll der globale Erdgasbedarf zwischen 2021 und 2025 um 140 Milliarden Kubikmeter auf dann 4.177,5 Milliarden Kubikmeter steigen. Dies entspricht etwa der Hälfte des ursprünglich projizierten Bedarfs

²³ Vgl. BP, 2021.

und liegt begründet in dem durch den Konflikt verursachten verminderten Umstieg von Kohle auf Gas für die Stromerzeugung und der schwächeren ökonomischen Aktivität.

Weiterhin werden die mit Erdgas in Verbindung stehenden CO₂-Emissionen im Jahr 2021 auf 7,5 Gt geschätzt (im Vergleich: bei Kohle liegen sie bei 15,4 Gt und bei Öl bei 10,7 Gt). Die Methanemissionsrate von Erdgas zur Energieerzeugung wird auf 41 Mt geschätzt (von 570 Mt weltweit).²⁴

3.1.2.2 Quellen der THG-Emissionen

Im Vergleich zu den anderen fossilen Brennstoffen ist Erdgas wie beschrieben *relativ* „sauber“. Bei seiner Verbrennung entstehen 40 % weniger CO₂-Emissionen als bei Kohle und 20 % weniger als bei Öl. Zudem ist die Belastung durch Schwefel- und Stickstoffoxide sowie Feinstaub deutlich geringer. Verbrennt man beispielsweise Kohle in einem Kraftwerk mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 35 %, so entstehen pro kWh generierten Stroms etwa 1,17 kg CO₂. Bei einem Erdgas GuD-Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 60 % sind es nur 0,33 kg CO₂.

3.1.2.3 Möglichkeiten zur technischen THG-Minderung

Um sogenannte Upstream- und Downstream-Emissionen (hauptsächlich Methan-Emissionen), die bei der Förderung und anschließenden Verteilung von Erdgas entstehen, einzuhegen, gibt es mehrere Optionen. In einem von Global Energy Solutions veröffentlichten Papier zum Thema beschreibt der Autor H.J. Wernicke, dass konkrete Maßnahmen die „Abdichtung von Leckagen und das Abfangen von Restgasen bei der Produktion fossiler Energien“ seien. Also die Suche und Schließung von Leckagen an Bohrlöchern, Pipelines, Pumpen und Kompressoren entlang der gesamten Prozesskette. Demnach könnten die Emissionen mit bekannten Technologien noch in dieser Dekade um 57 % gesenkt werden, wenn „alle Emissionsquellen gleichzeitig, weltweit und mit hohem finanziellem Aufwand angegangen“ würden. Bei der Erkennung von Methanleckagen, einem geruchlosen Gas, könnten zum Beispiel Flugzeuge und Drohnen, die mit neuartigen Infrarotlaser-Techniken ausgestattet sind, dabei helfen, diese aufzuspüren und im nächsten Schritt abzudichten. Erdgas wird heute zum größten Teil für die Stromerzeugung eingesetzt (40 %), gefolgt von der Industrie (23 %) und Gebäuden (21 %). In den letzten Jahren wird vor allem der Einsatz von Wasserstoff und PtX-Produkten (z.B. Ammoniak) für die Substitution von Erdgas diskutiert, etwa in der Stahlindustrie. Beispielsweise kündigte Salzgitter zuletzt an 723 Millionen Euro zu investieren, um auf Wasserstoffreduktion und Elektrostahlöfen umzustellen.²⁵ Für die Direktreduktion wird dann statt Erdgas Wasserstoff eingesetzt. Dieser kann über die Elektrolyse (siehe Kapitel 2.2.) mit grünem Strom CO₂-emissionsfrei produziert werden. Auch für die Stromerzeugung wird der Einsatz von Wasserstoff

²⁴ Vgl. IEA, 2021c.

²⁵ Vgl. Handelsblatt, 2022.

diskutiert. Wie in 2.2. beschrieben, ist der volumenbezogene Energiegehalt des Energieträgers jedoch etwa 3-mal niedriger als der von Erdgas bzw. Methan und kann außerdem zu Korrosion führen. Gaskraftwerke müssen deshalb für die Nutzung „H₂-ready“, sprich zum Beispiel an ein Wasserstoffversorgungsnetz angebunden und wasserstoffbeständig sein, aber auch über ein geeignetes Verbrennungssystem verfügen. Aktuell existieren noch keine serienreifen Gasturbinen, die sich mit Wasserstoff betreiben lassen. Das DLR rechnet bis 2030 damit, dass wasserstofffähige Gaskraftwerke marktreif sein sollen.²⁶ Gerade in Kombination mit EE-Anlagen werden solche Gaskraftwerke neben Batteriespeichern besonders wichtig sein, um die Volatilität von Wind- und Solarkraft auszugleichen. Auch für die Wärmeversorgung könnte Wasserstoff eine Rolle spielen, zum Beispiel durch die Verwendung mit Brennstoffzellen oder H₂-Heizkesseln. Jedoch merkt beispielsweise das Umweltbundesamt an, dass es in diesem Sektor auch genug brennstofffreie erneuerbare Alternativen gibt, wie Solarthermie, Geothermie, Umweltwärme sowie unvermeidbarer Abwärme. Diese sind energieeffizienter, da sie ohne aufwändige Umwandlungsprozesse auskommen.²⁷

3.1.3 Öl

Neben Kohle und Gas spielt auch Öl eine (wenn auch nur untergeordnete) Rolle in der Energieerzeugung (Strom). Öl wird heute zum weitaus überwiegenden Teil in den Sektoren Transport (56 %) und Industrie (vor allem Petrochemie, 12 %) eingesetzt und nur zu etwa 6 % für die Strom- und Wärmeerzeugung. Deshalb wird in diesem Teil des Kapitels drei nur ein Überblick über die weltweiten Reserven, Produktion und die Verbräuche gegeben. Die Kapitel 3.2. bis 3.4. liefern Lösungsansätze zur technischen CO₂-Minderung für die Nutzung von Öl in der Industrie, dem Verkehrssektor und dem Gebäudesektor. Auf die Substitution von Diesel-Generatoren für die Stromerzeugung im globalen Süden geht das Kapitel 3.1.4. ein.

3.1.3.1 Darstellung der globalen Produktionsmengen und Emissionen

In den letzten fünfzig Jahren hat sich die Ölproduktion verdreifacht, von 31,8 mbl/d (million barrels per day) 1965 auf 89,8 mbl/d im Jahr 2021.²⁸ Die stärkste Region in der Förderung von Öl ist der Nahe Osten (28,1 mbl/d) und hier vor allem Saudi-Arabien (10,9 mbl/d). Doch auch Nordamerika hat im Zuge der Fracking-Revolution seinen Status als Ölmacht erneuert (23,9 mbl/d). Die USA sind heute der größte Öl-Förderer weltweit (16,5 mbd). Russland ist der drittgrößte Ölförderer, während die geförderte Menge Öl über die letzten Jahre nahezu gleichgeblieben ist (10,9 mbl/d oder 12,2 %). Vor allem China konnte seinen Anteil stetig steigern (4 mbl/d oder 4,4 % im Jahr 2021). In Europa

²⁶ Vgl. DLR, 2020.

²⁷ Vgl. Umweltbundesamt, 2022.

²⁸ Vgl. BP, 2022.

wird vergleichsweise wenig Öl gefördert. Die Region hatte 2021 einen Anteil von 3,8 % an der weltweiten Produktion. Der größte Förderer in Europa ist Norwegen (2,3 % oder 2mbd).²⁹

Die gesteigerte Produktionsrate ist die Antwort auf eine immer weitere anwachsende Nachfrage nach Öl auf der Welt. Im Jahr 1965 lag der Verbrauch bei 30,7 mbl/d, im Jahr 2021 bei 94 mbl/d. Die größte zu beobachtende Dynamik im Ölverbrauch war die progressive Verlagerung von Nordamerika (23,7 % Anteil) in die Asien-Pazifik-Region (38,1 % Anteil). Die USA sind nach wie vor das größte ölverbrauchende Land weltweit (18 mbl/d, 19,9 % Anteil). Hiernach folgt China (16,4 %) und Indien (5,2 %).³⁰ In den letzten 50 Jahren ist der Ölverbrauch in den USA um das 1,7-fache gestiegen, in China um das 60-fache und in Indien um das 18-fache. Die Anteile in Europa und CIS haben sich über die Jahre reduziert, während sich die Anteile im Nahen Osten verdreifacht und in Afrika verdoppelt haben.³¹ In Anbetracht des steigenden Wirtschaftswachstums und des individuellen Wohlstands der zu gesteigerter Kaufkraft beiträgt und den individuellen Ölverbrauch erhöht, ist zu erwarten, dass sich die Bedarfe in der emergierenden Volkswirtschaft noch weiter steigern. Vor allem die Entwicklungen im Transportsektor werden, wie oben angedeutet, entscheidend für den Ölverbrauch sein. Für 2023 projiziert die IEA und andere Institutionen einen weltweiten Ölbedarf von erstmals über 100 mbl/d (genauer: 101,6 mbl/d).³² Der Verbrauch liegt damit wieder über denen vor der Covid-19-Pandemie, vor allem vorangetrieben vom wachsenden Ölhunger in den aufstrebenden Volkswirtschaften China und Indien. Nicht-OECD Länder werden demnach etwa 80 % des Wachstums im Ölverbrauch ausmachen. Im Jahr 2020 lagen die mit Öl in Verbindung stehenden CO₂-Emissionen bei 11,07 Milliarden Tonnen. Öl ist damit nach Kohle der am meisten CO₂-Emissionen verursachende Brennstoff.

Die Öl-verursachten CO₂-Emissionen könnten sich auf circa 12 Milliarden Tonnen pro Jahr erhöhen.

3.1.4 Entwicklungsrelevanz

In den Ländern Sub-Sahara Afrikas³³ (SSA) hatten im Jahr 2017 573 Millionen Menschen keinen Zugang zu zuverlässiger Stromversorgung und 900 Millionen sind aus Kosten und Verfügbarkeitsgründen auf Biomasse zum Kochen angewiesen, mit verheerenden sozialen, gesundheitlichen und wirtschaftlichen Folgen.³⁴ Das SDG 7 der Vereinten Nationen macht sich deshalb zum Ziel, bis 2030 allen Menschen Zugang zu stabiler und nachhaltiger Stromversorgung zu gewährleisten. Doch der Aufbau eines zuverlässigen und perspektivisch auch klimafreundlichen Energiesystems steht vor tiefgreifenden Herausforderungen auf dem Subkontinent. Wenn man die projizierte

²⁹ Vgl. BP, 2022.

³⁰ Vgl. BP, 2022.

³¹ Vgl. Tagliapietra, 2020.

³² Vgl. IEA, 2022.

³³ SSA exkludiert Südafrika.

³⁴ Vgl. Tagliapietra, 2020, S. 215.

Bevölkerungszahl der UN von 4,7 Milliarden bis zum Jahr 2100 berücksichtigt, begleitet von Urbanisierung, Industrialisierung und Vergrößerung der Mittelschicht, die den zukünftigen Bedarf an Energie noch erweitern, vergrößern sich diese Herausforderung noch.

3.1.4.1 Zentrale und dezentrale Stromversorgungssysteme

Lösungsvorschläge, wie beispielsweise der kürzlich von der IEA veröffentlichte Africa Energy Outlook, sehen im Wesentlichen den Ausbau von *on-grid* und *off-grid* Energieinfrastruktur vor. On-grid Infrastruktur in SSA, also das zentrale Stromnetz, ist in vielen Regionen entweder unzureichend ausgebaut, oder liefert nur unzuverlässig Strom für die Bevölkerung. Laut IEA erleben 80 % aller Firmen und 60 % aller Haushalte regelmäßige und andauernde Stromausfälle.³⁵ Die Gründe hierfür sind vielfältig: Ausfälle der weit verbreiteten Stromerzeugung durch Wasserkraft wegen Dürre, mangelhafte Wartung der Anlagen, Mangel an Brennstoffversorgung, und mangelhafter Übertragungsnetzausbau. Um nachhaltige sozio-ökonomische Entwicklung in SSA zu fördern bedarf es einer Modernisierung und Expansion der on-grid Infrastruktur, wobei vor allem die Potentiale für Strom aus Wasserkraft und Erdgas gegeben sind (z.B. in Nigeria, Algerien und Mosambik).³⁶ Parallel zu on-grid liefern off-grid und mini-grid Systeme innovative Wege zur Stromversorgung, vor allem in Gebieten, die vom zentralen Stromnetz abgeschnitten sind und in denen es für Betreiber unwirtschaftlich bleiben wird, das Netz auszubauen. Derzeit werden vor allem umweltverschmutzende Dieselgeneratoren in Haushalten zur Stromerzeugung genutzt. Laut aktuellem IPCC-Bericht kann die Diversifizierung der Energieerzeugung weg von traditionellen fossilen Brennstoffen und hin zu alten und neuen Erneuerbaren, die auch dezentral eingesetzt werden können, Vulnerabilitäten, die mit dem Klimawandel in Verbindung stehen, vor allem in ländlichen Gebieten des globalen Südens vermeiden.³⁷ Im Zuge des Preisverfalls liefert zunehmend Solar-PV in Kombination mit sogenannten *pay-as-you-go schemes* günstigen Zugang zu Strom. Die IEA simuliert in ihrem Sustainable Africa Scenario, das für einen universalen Zugang zu nachhaltiger Stromversorgung im Jahr 2030, 42 % der Bevölkerung SSAs seinen Strom aus dem Netz bezieht, 31 % aus mini-grids und 27 % off-grid. Ersterer Anteil vor allem in urbanen Gebieten und die letzteren beiden in ländlichen Gebieten.³⁸

On-grid und off-grid Systeme sind durch fundamental unterschiedliche ökonomische Randbedingungen gekennzeichnet. Der Ausbau des zentralen Stromnetzes bedarf substanzieller initialer Investitionskosten (CAPEX), die Unternehmen nur zu investieren bereit sind, sofern das Risiko zu investieren durch glaubwürdige Gesetzgebung minimiert werden kann und ein *return on investment* zu erwarten ist. Sofern diese Voraussetzungen gegeben sind, versprechen derartige Investitionen

³⁵ Vgl. International Energy Agency, 2022.

³⁶ Vgl. Tagliapietra, 2020.

³⁷ Vgl. IPCC, 2022.

³⁸ Vgl. International Energy Agency, 2022.

durchaus einen stabilen Profit und wodurch sie für Großkonzerne oder die Regierung attraktiv werden. Off-grid Lösungen und mini-grids auf der anderen Seite sind wenig lukrativ für Energiekonzerne. Dies gefährdet aus den oben beschriebenen Gründen die Versorgung ländlicher Bevölkerungsgruppen. Deshalb konzentriert sich die internationale Gemeinschaft und Entwicklungszusammenarbeit darauf, lokale Gemeinschaften, Entrepreneure oder *small and medium-sized enterprises* zu fördern, die vor Ort derartige Initiativen im Zusammenspiel mit den lokalen Stakeholdern vorantreiben. Die erwähnten pay-as-you-go schemes, durch die Solar-PV Anlagen von Verbrauchern finanziert werden können, werden immer wieder als erfolgsversprechendes Business-Modell aufgeführt.³⁹

Ausschlaggebend für den Erfolg dieser Maßnahmen wird die Reform der Regierungsstrukturen und Subventionen sowie der Ausbau und die Fokussierung der Zuwendungen internationaler Geber sein. Die Länder in der Region SSA subventionieren den Energiesektor jährlich mit circa 25 Milliarden USD.⁴⁰ Diese Subventionen fließen größtenteils in eine ineffiziente und verschwenderische Strominfrastruktur, die ohne diese Subventionen ein Haushaltsdefizit aufweisen würden.⁴¹ Die Erträge reichen nicht aus, um das Stromsystem zu unterhalten. Die Stromerzeugung wird von Regierungen in der Region als Möglichkeit missbraucht ihre Herrschaft zu sichern, denn die Kontrolle über diese kritische Infrastruktur geht mit Macht einher. Das Resultat ist Korruption und ineffizientes Wirtschaften, die Subventionen notwendig machen und den dringenden Ausbau und Modernisierung des Netzes blockieren. Tagliapietra identifiziert zwei grundsätzliche Probleme mit den Subventionen: Erstens werden sie pauschal vergeben. Das heißt sie fließen beispielsweise nicht in den Ausbau der Infrastruktur für die von der Stromversorgung abgeschnittenen Bevölkerung, sondern kommen den schon angeschlossenen und am meisten stromverbrauchenden Hocheinkommensgruppen und Unternehmen zugute. Zweitens bewirken Subventionen, dass Betreiber weniger in den Ausbau oder die Instandhaltung des Netzes investieren, da ihr Betrieb auch bei eventuell entstehenden Ertragsverlusten künstlich am Leben gehalten wird.⁴²

Eine Reform der Subventionen und der Regierungsführung sei deshalb unbedingt notwendig, um sichere Stromversorgung für mehr Menschen in SSA zu ermöglichen. Gleichzeitig bedarf es stärkerer Koordinierung zwischen den internationalen Geberinstitutionen wie der Weltbank, der Afrikanischen Entwicklungsbank und der EU aber auch China, deren finanzielle Unterstützung auch die dringend benötigten privaten Investitionen katalysieren könnten (bspw. durch risk-sharing Mechanismen). Zwar haben sich die Entwicklungshilfezahlungen (official development assistance) in dem Sektor in den letzten Jahren vervierfacht, von 2 Milliarden im Jahr 2005 auf 8 Milliarden in 2015, doch ist diese Unterstützung nicht ausreichend für die wachsenden Energiebedarfe auf dem

³⁹ Vgl. International Energy Agency, 2022, S. 117.

⁴⁰ Vgl. Tagliapietra, 2020.

⁴¹ Vgl. Tagliapietra, 2020.

⁴² Vgl. Tagliapietra, 2020.

Kontinent. Die abweichenden Agenden und die Bürokratie der Geber führt weiterhin zu hohen Transaktionskosten und behindert die Finanzierung kleinerer Projekte mit geringerem Investitionsrisiko.

3.1.4.2 Etablierung fairer Wasserstoffmärkte auf Augenhöhe

Der derzeitige *Hype* um erneuerbaren Wasserstoff im Zuge der angestrebten Transformation der Energiesysteme in vielen Ländern, befeuert beispielsweise durch die Ankündigung der EU bis 2030 10 Millionen Tonnen Wasserstoff jährlich importieren zu wollen, kann ein Potential zur ökonomischen Diversifizierung für Volkswirtschaften im globalen Süden darstellen. Länder wie Angola, deren GDP zu über 50 % von den Erträgen aus dem Verkauf von Öl gespeist wird (mit dementsprechenden Risiken, falls Erträge aus diesem Sektor einbrechen) und gleichzeitig über gute Erzeugungsbedingungen für erneuerbaren Wasserstoff verfügen, sehen hier eine Möglichkeit die potenziellen Ertragsausfälle aus der Ölindustrie bedingt durch geringere Abnahme in den Industrieländern, zu kompensieren.

Doch treten auch neue Spieler auf den Plan, die zuvor Energieimporteure waren und nun zu Exporteuren werden könnten, wie etwa Marokko. So kann theoretisch ein globaler Absatzmarkt entstehen, der auf der einen Seite dabei hilft, Energiesysteme zu defossilisieren, aber auch bestehende Abhängigkeiten, die das fossile Zeitalter mit sich brachte, aufbricht, mit Vorteilen für die Energiesicherheit für die importierenden Länder. Auf der anderen Seite bieten sich den Erzeugerländern im globalen Süden so neue Einkommensmöglichkeiten. Doch damit ein derartiger Wasserstoffmarkt auf Augenhöhe zwischen Importeuren und Exporteuren etabliert werden kann, bedarf es verlässlicher Rahmenbedingungen, die sicherstellen, dass einseitige Wertschöpfung vermieden wird (wie es oft in extraktiven Industrien der Fall ist, vgl. *Ressourcenfluch*).

Think Tanks wie das Öko-Institut, aber auch der PtX-Hub arbeiten deshalb daran, Ansätze zu entwickeln, die die nachhaltige Produktion von PtX-Produkten sicherstellen. Vier Dimensionen für die Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs werden zusammenfassend benannt: Umwelt, Wirtschaft, Governance und Soziales.⁴³ Umweltaspekte umfassen beispielsweise die auch im delegierten Rechtsakt zu Artikel 27 der RED II Direktive verankerten Prinzipien der Sicherstellung der Verwendung erneuerbaren Stroms, des zusätzlichen Aufbaus von EE-Anlagen, der geographischen Nähe des Elektrolyseurs zur EE-Anlage und der temporalen Korrelation zwischen Generierung des Stroms und des Wasserstoffs. Weiterhin sollten Prozesse implementiert werden, die Umweltverschmutzung, die mit der Elektrolyse einhergehen kann einzudämmen (z.B. durch die Einführung von Prozessen, um Salzschwamm, der bei der Entsalzung von Meerwasser für die Elektrolyse entsteht zu beseitigen). Außerdem muss sichergestellt sein, dass das CO₂, das für PtX Produkte wie synthetische Kraftstoffe genutzt wird, keine zusätzliche Belastung für die Atmosphäre darstellt. Aus ökonomischer

⁴³ Vgl. PtX Hub, 2022.

Perspektive sollten wie erwähnt intersektorale Vorteile durch die Erzeugung von grünem Wasserstoff entstehen. Das heißt, dass etwa der Aufbau von EE-Anlagen für PtX ebenso mit dem Ausbau des lokalen Stromnetzes einhergeht, was der lokalen Wirtschaft und Bevölkerung zugutekommen.

Gleiches gilt für Entsalzungsanlagen, die zur lokalen Wasserversorgung beitragen könnten. Der übergreifende soziale Aspekt ist gerechter Wandel, oder *just transition* und meint unter anderem die Umschulung von Personal, die durch die Transformation des Energiemarktes ihren Arbeitsplatz verlieren und nun in den neuen Branchen wie der PtX-Produktion Arbeit finden müssen. Ebenso ist hiermit aber auch die Involvierung lokaler Stakeholder gemeint, um etwa *green grabbing*, bei dem bewohnte Flächen zwangsgeräumt werden, um EE-Anlagen aufzubauen, zu vermeiden. Zuletzt bedarf es zur Etablierung fairer Wasserstoffmärkte auf Augenhöhe transparenter und koordinierter Governance-Strukturen. Vor allem Energiepartnerschaften zwischen Regierungen werden entscheidend sein, um Zertifikate und Standards zu etablieren, die das hier beschriebene sicherstellen und Marktfragmentierungen abwenden.