

Teilbericht 14 | November 2022

Synthese und Handlungsoptionen **– Ergebnisbericht des Projekts** **MENA-Fuels**



Bericht aus dem
Teilprojekt B.III: Synthese

Peter Viebahn
Jürgen Kern
Juri Horst
Andreas Rosenstiel
Julia Terrapon-Pfaff
Larissa Doré
Christine Krüger
Ole Zelt
Thomas Pregger
Josua Braun
Uwe Klann

Autorinnen und Autoren:

PD Dr. Peter Viebahn, Dr. Julia Terrapon-Pfaff,
Dr. Larissa Doré, Christine Krüger, Ole Zelt

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Jürgen Kern, Dr.-Ing. Thomas Pregger, Josua Braun

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Vernetzte Energiesysteme, Abteilung Energiesystemanalyse
Curiestraße 4
70563 Stuttgart

Andreas Rosenstiel

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Future Fuels
Linder Höhe
51147 Köln
www.dlr.de

Juri Horst, Dr. Uwe Klann

izes gGmbH - Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES)
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
www.izes.de

Unter Mitarbeit von:

Jacqueline Klingen (Wuppertal Institut)

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Viebahn, P., Kern, J., Horst, J., Rosenstiel, A., Terrapon-Pfaff, J., Doré, L., Krüger, C., Zelt, O., Pregger, T., Braun, J., Klann, U. (2022). Synthese und Handlungsoptionen – Ergebnisbericht des Projekts MENA-Fuels. Teilbericht 14 des Wuppertal Instituts, des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) und des Instituts für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Wuppertal, Stuttgart, Köln, Saarbrücken.

Dieses Werk steht unter der Lizenz „Creative Commons Attribution 4.0 International“ (CC BY 4.0).
Der Lizenztext ist abrufbar unter: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Danksagung

Dieser Bericht ist innerhalb des Forschungsvorhabens **MENA-Fuels – Roadmaps zur Erzeugung nachhaltiger synthetischer Kraftstoffe im MENA-Raum zur Dekarbonisierung des Verkehrs in Deutschland** entstanden. Er wird ergänzt durch weitere publizierte Berichte. Die Herausgeber danken allen beteiligten Forschungsinstituten, dem Fördermittelgeber und seinem Projektträger sowie den projektexternen Expertinnen und Experten aus Wissenschaft und Industrie für die konstruktive Zusammenarbeit und die wertvollen Beiträge zur vorliegenden Publikation.

Disclaimer

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) unter dem Förderkennzeichen 3EIV181A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Das hier verwendete Kartenmaterial dient lediglich der Veranschaulichung. Es beinhaltet keine offizielle Stellungnahme der Bundesrepublik Deutschland zu etwaigen umstrittenen Rechtspositionen von Drittstaaten.

Projektlaufzeit: Dezember 2018 – Juni 2022

Verbundpartner:

Wuppertal Institut (Koordination): PD Dr. Peter Viebahn
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: Jürgen Kern
Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme: Juri Horst

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Impressum

Herausgeberin:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Ansprechperson:

PD Dr. Peter Viebahn (Verbundkoordinator)
Abteilung Zukünftige Energie- und Industriesysteme
peter.viebahn@wupperinst.org
Tel. +49 202 2492-306

Bildquellen:

Titelseite: GettyImages
Rückseite: eigene Darstellung

Inhaltsverzeichnis

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	7
Tabellenverzeichnis	10
Abbildungsverzeichnis	11
1 Einführung	12
2 Konzept und Vorgehensweise in MENA-Fuels	14
2.1 Inhalte der Teilprojekte	14
2.2 Begriffsdefinitionen	16
2.3 Expertenbeiräte und Begleitforschung	18
3 Teilprojekt A.I: Technologiebewertung für synthetische Kraftstoffe	19
3.1 Multikriterielle Technikbewertung	19
3.2 Ergänzende Bewertung einzelner Pfade mittels prospektiver Ökobilanzen	22
4 Teilprojekt A.II: Potenzial- und Infrastrukturanalyse für Strom, Wasserstoff und Synfuels	24
4.1 Ableitung der Nachfrage nach EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels	24
4.2 Erweiterung des Energieversorgungsmodells WISEE-ESM-I	25
4.3 Ergebnisse der Basisszenarien ohne Berücksichtigung von Investitionsrisiken	27
4.4 Ergebnisse der Szenariovarianten mit Berücksichtigung von Investitionsrisiken	30
4.5 Sensitivitätsanalysen in Bezug auf die Höhe der Kapitalkosten	31
4.6 Kritische Einordnung des Forschungsansatzes	32
5 Teilprojekt B.I: Analyse der Exportpotenziale in den MENA-Ländern	34
5.1 Länder-Risikobewertung und Risikokosten	35
5.2 Energieszenarien für die MENA-Länder	39
5.3 Technische und risikobewertete Kosten-Potenzial-Analyse	42
5.4 Synthese der Länderkurzstudien	46
6 Teilprojekt B.II: Künftige Märkte, Handelsprodukte und Wertschöpfungsketten	49
6.1 Entwicklung eines globalen Handelsmodells zur Überprüfung von Wechselbeziehungen mit dem EUMENA-Raum	49
6.2 Gesamtwirtschaftliche, sozioökonomische und umweltbezogene Verteilungswirkungen	55
7 Zusammenfassende integrative Bewertung	56
7.1 Gesamtbewertung	56
7.2 Einschränkungen bei der Interpretation der Ergebnisse	59
7.3 Umgang mit Unsicherheiten	59
7.4 Innovative Elemente	60
8 Darstellung von Annahmen und Ergebnissen im Detail	62
8.1 Verfügbare erneuerbare Energien- und Kraftstoff-Potenziale in der MENA-Region	62
8.2 Gesteuerungskosten der synthetischen Kraftstoffe in der MENA-Region	62
8.3 Stromerzeugungs-Technologien in der MENA-Region	63
8.4 Bedeutung von Länderrisiken für die Auswahl potenzieller Exportländer der MENA-Region	64

8.5	Bedeutung von Importen aus der MENA-Region für die Versorgung Deutschlands und Europas mit EE-Strom und synthetischen Energieträgern	65
8.6	Annahmen für die langfristige Eigenversorgung der MENA-Region	66
8.7	Höhe der Transportkosten von Wasserstoff im Vergleich zu Synfuels	67
8.8	Transportwege für Strom, Wasserstoff und Synfuels nach Europa	68
8.9	Bedarf an Technologieentwicklung für eine großskalige Herstellung von Synfuels	68
8.10	Ökologische Bewertung von PtX-Pfaden am Beispiel synthetischen Kerosins	69
8.11	Globaler Wettbewerb und seine Unsicherheiten für Geschäftsmodelle	70
9	Übertragbarkeit auf andere Lieferländer	71
10	Handlungsoptionen und Forschungsbedarf	74
10.1	Handlungsoptionen für die Politik	74
10.2	Handlungsoptionen für die Industrie	76
10.3	Forschungsbedarf	77
11	Literaturverzeichnis	81
12	Anhang: Expertenbeiräte des Projekts	85

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

ADV	„100 % EE-Szenario“ für MENA-Länder
AEL	Alkalische Elektrolyse
ALOP	Umweltwirkungskategorie Verbrauchte Landfläche
ALT	Szenario „Alternative moderate EE-Strategie“ für MENA-Länder
ALT2	Szenario „Variante ALT mit 100 % synthetischen Brennstoffen in 2050“
bau, B.A.U.	business-as-usual
BM	Szenario Brennstoffmix – Nachfrageentwicklung mit ausgewogenem Energieträgereinsatz im Verkehrssektor
BM_bau	BM_Risiko_business-as-usual
BM_neg	BM_Risiko_herausfordernd
BM_pos	BM_Risiko_positiv
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CC	Carbon Capture
CEBC	Clean Energy Business Council MENA
COP	Conference of the Parties
CSP	konzentrierende Solarthermie (eng. concentrated solar power)
DAC	CO ₂ -Abtrennung aus der Luft (engl. direct air capture)
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
DME	Dimethylether
EE	Erneuerbare Energien
EL	Szenario Innovative Antriebe - Nachfrageentwicklung mit einem starken Fokus auf Effizienz und elektrische Fahrzeuge
EnDAT	Energie-Daten-Analyse-Tool
ESM	Energy Supply Model
ESM-I	Energy Supply Model – Invest Modul
EU	Europäische Union
EUMENA	Europa, Middle East und North Africa
EUR	Euro
FT	Fischer-Tropsch
GKV	großskalige kommerzielle Verfügbarkeit
GWP	Umweltwirkungskategorie Klimawandel
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HT	High temperature oder Hochtemperatur
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
IEA	International Energy Agency
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
IZES	IZES gGmbH – Institut für ZukunftsEnergies- und Stoffstromsysteme
KEA	Kumulierter Energieaufwand
Ko-HTEL	Hochtemperatur-Ko-Elektrolyse
KPA	Kosten-Potenzial-Analyse
KPs	Kosten-Potenziale
LCA	Lebenszyklusanalyse
LOHC	Flüssige organische Wasserstoffträger (englisch: liquid organic hydrogen carriers)
MiDME	Methanol-to-Dimethylether
MiG	Methanol-to-Gasoline
MiK	Methanol-to-Kerosen
MiOME	Methanol to Polyoxymethylendimethylether
NT	Niedrigtemperatur
OME	Polyoxymethylendimethylether
Osemosys	Open Source Framework zur Energiesystemplanung
PEM	Proton Exchange Membrane

Abkürzungen

PPA	Power Purchase Agreements
PtL	Power-to-Liquid
PV	Photovoltaik
ReCiPe	Methode zur Wirkungsabschätzung in Ökobilanzen
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU
REF	Referenzszenario
RWGS	Reverse Water Gas Shift
SEEGIOM	Socioeconomic and Environmentally Extended Global Input-Output Model
SOEL	Hochtemperatur-Festoxid-Elektrolyse (engl. solid oxide electrolyzer)
SYN	Szenario Klassische Antriebe – Nachfrageentwicklung mit einem starken Fokus auf synthetische Kraftstoffe
Synfuels	Synthetischer Kraftstoff, hier verwendet als Synonym für synthetische Brenn- und Kraftstoffe, Treibstoffe sowie Grundstoffe der Industrie
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level
VAE (AE)	Vereinigte Arabische Emirate
WACC	gewichtete Kapitalkosten (engl. weighted average cost of capital)
WI	Wuppertal Institut für Klima Umwelt, Energie gGmbH
WISEE	Wuppertal Institute System Model Architecture for Energy and Emission Scenarios
WSK	Wertschöpfungskette

Abkürzungen – Länder und Regionen

AE	Vereinigten Arabischen Emirate
DE	Deutschland
DZ	Algerien
EG	Ägypten
IL	Israel
IQ	Irak
IR	Iran
JO	Jordanien
LB	Libanon
LY	Libyen
MA	Maghreb ohne Tunesien und Algerien
MENA	Naher Osten und Nordafrika (Middle East and North Africa)
NA	North Africa
OM	Oman
QA	Katar
SA	Saudi-Arabien
SY	Syrien
TN	Tunesien
VAE (AE)	Vereinigte Arabische Emirate
YE	Jemen

Einheiten und Symbole

%	Prozent
°C	Grad Celsius
€	Euro
a	annum
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
GJ	Gigajoule
h	Stunde
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
km	Kilometer
l	Liter
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
NMVOC	Flüchtige organische Nicht-Methan-Verbindungen
NO _x	Stickoxide
PJ	Petajoule
PM	Feinstaubpartikel
SO ₂	Schwefeldioxid
t	Tonnen
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunden

Tabellenverzeichnis

Tab. 4-1	Importquoten für Deutschland und Europa im Jahr 2050, Szenarien „Brennstoffmix“, „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“, ohne Berücksichtigung von Investitionsrisiken -----	28
Tab. 4-2	Importquoten für Deutschland und Europa im Jahr 2050, Szenariovarianten „BM_Risiko_positiv“, „BM_Risiko_bau“, „BM_Risiko_herausfordernd“, mit Berücksichtigung von Investitionsrisiken -----	31
Tab. 12-1	Liste der Mitglieder des Industriebeirates -----	85
Tab. 12-2	Liste der Mitglieder des internationalen MENA-Fuels Beirates -----	86

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1	Bausteine der MENA-Fuels-Studie-----	14
Abb. 3-1	Übersicht der analysierten Technologiegruppen und ihrer Module -----	19
Abb. 3-2	Übersicht der relativen Bewertungen in jeder Technologiegruppe-----	20
Abb. 4-1	Nachfrage nach EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels aller betrachteten Sektoren in Deutschland im Jahr 2050-----	24
Abb. 4-2	Nettoexport je Energieträger der MENA-Regionen und -cluster im Jahr 2050, Szenarien „Innovative Antriebe“ (EL), „Brennstoffmix“ (BM) und „Klassische Antriebe“ (SYN), ohne Berücksichtigung von Investitionsrisiken -----	29
Abb. 5-1	Überblick wesentlicher Arbeitsschritte, Eingangsdaten und Zwischenergebnisse zur Erstellung der Kosten-Potenziale-----	35
Abb. 5-2	Überblick über die analysierten Länderrisiken -----	36
Abb. 5-3	Länderrisikowerte für den synthetischen Kraftstoffsektor für das Risikoszenario Risk_pos -----	37
Abb. 5-4	WACC-Szenarien (inflationsbereinigt, vor Steuern) -----	38
Abb. 5-5	Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr für alle betrachteten MENA- Länder in den Szenarien REF, ALT und ADV-----	41
Abb. 5-6	Beispielhafte Entwicklung der Jahresmengen und installierten Leistungen der Stromerzeugung aus Sonne und Wind in den Szenarien ADV und ALT2 -----	42
Abb. 5-7	Länderspezifische Exportpotenziale für Fischer-Tropsch-Kraftstoff mit Photovoltaik, CSP und Wind im Jahr 2050 bei einem Referenz-WACC von 6 %-	45
Abb. 5-8:	Lokale Gestehungskosten (LCOF) für Fischer-Tropsch-Kraftstoff basierend auf Photovoltaik im Jahr 2050 bei einem Referenz-WACC von 6 % -----	46
Abb. 6-1	Anteilige Versorgung der EU mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovarianten im Jahr 2030 -----	52
Abb. 6-2	Anteilige Versorgung der EU mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovarianten im Jahr 2050 -----	52
Abb. 6-3	Anteilige Versorgung Deutschlands mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovarianten im Jahr 2030 -----	53
Abb. 6-4	Anteilige Versorgung Deutschlands mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovarianten im Jahr 2050 -----	53
Abb. 6-5	Vergleich von Nationen auf Basis der relevanten Faktoren WACC und Volllaststunden für synthetische Kraftstoffe auf Basis von mengengewichteten Gestehungskosten und PV-Strom im Jahr 2050 in der Szenariovariante WACC_bau-----	54
Abb. 9-1	Länderspezifische Synfuels-Potenziale aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050 eingeteilt in Kostenkategorien [€/l]; Szenario WACC_ref (6 %)-----	72
Abb. 9-2	Länderspezifische Synfuels-Potenziale aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050 eingeteilt in Kostenkategorien [€/l]; Szenario WACC_bau -----	72

1 Einführung

Mit dem „Paris-Agreement“ der Weltklimakonferenz COP 21 in 2015 wurde vereinbart, den globalen Temperaturanstieg deutlich unter 2 °C zu halten. Dies erfordert weltweit die zeitnahe Entwicklung von Strategien und Lösungen für die wirksame Umsetzung von Treibhausgas (THG)-Minderungspfaden. Deutschland hat im Jahr 2021 beschlossen, bis 2045 klimaneutral zu werden. Dies bedingt eine vollständige Umstellung nicht nur des Energiesektors, sondern auch des Verkehrs- und des Industriesektors auf eine klimaneutrale Wirtschaftsweise (Bundesregierung, 2021). Aufgrund seines hohen Anteils an den THG-Emissionen und den bislang geringen Minderungserfolgen braucht es daher gerade im Verkehrssektor deutlich stärkere Anstrengungen und wirksamere Strategien zu seiner Dekarbonisierung und Defossilisierung¹.

Für eine zukünftige zielkonforme Entwicklung der Mobilität in Deutschland und in Europa gibt es bisher noch kein Patentrezept. Neben verhaltensbedingten Maßnahmen zur Reduzierung der Verkehrsleistungen insbesondere der energieintensiven Verkehrsträger stehen dabei zwei technische Strategien im Vordergrund: einerseits die *direkte Elektrifizierung* des Verkehrs auf Basis erneuerbarer Energien (Elektromobilität), andererseits die *indirekte Elektrifizierung* über die Nutzung gasförmiger und flüssiger Kraftstoffe, die aus grünem Wasserstoff (d. h. basierend auf erneuerbaren Energien) hergestellt werden („synthetische Kraftstoffe“)². Während mit der Elektromobilität ein hoher Wirkungsgrad bei der Nutzung erneuerbarer Energien erreicht wird, ermöglichen synthetische Kraftstoffe die kontinuierliche und bruchfreie Weiternutzung der Fahrzeugflotte und der bestehenden Verteil- und Tank-Infrastrukturen. Aufgrund der zahlreichen Umwandlungsschritte ist ihre Herstellung allerdings mit hohen Energieverlusten behaftet. Diskutiert wird auch eine Kombination beider Lösungen – Nutzung synthetischer Kraftstoffe im Flug-, Schiffs- und Schwerlastverkehr sowie Umstieg auf Elektromobilität im Personenverkehr.

Mitgedacht werden muss dabei die Dekarbonisierung bzw. Defossilisierung der Industrie. Insbesondere in der Grundstoffindustrie mit ihren hohen THG-Emissionen kommen ebenfalls Strategien basierend auf der *indirekten Nutzung erneuerbarer Energien* zum Tragen (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019): einerseits der Einsatz von grünem Wasserstoff z. B. in der Stahlindustrie (Direktreduktion) und der Chemieindustrie, andererseits der Einsatz von „grünem Feedstock“, also Grundstoffen, die ebenfalls auf der Basis von grünem Wasserstoff hergestellt werden, aber auch für den Verkehr relevant sein können (z. B. das Zwischenprodukt Methanol). Daher sollten Synergien oder Konkurrenzen zwischen Verkehrs- und Industriesektor von Beginn an mitberücksichtigt werden.

Je nach Strategie stellt sich die Frage, woher und zu welchen Kosten der Bedarf an Strom aus erneuerbaren Energien (EE), Wasserstoff und seinen synthetischen

¹ Im Gegensatz zur Dekarbonisierung spricht man von Defossilisierung, wenn wie im Fall von Kraftstoffen weiter Kohlenwasserstoffe („Karbon“) verwendet werden, die jedoch nicht mehr aus fossilen Quellen (Erdöl, Erdgas) stammen dürfen.

² Daneben werden Verfahren entwickelt, die Wasserstoff ohne Umweg über grünen Strom erzeugen, indem sie Sonnenlicht oder konzentrierte Wärme zur Wasserspaltung nutzen (Solar Fuels).

Folgeprodukten (synthetische Kraftstoffe bzw. Grundstoffe) gedeckt werden könnte. Insbesondere bei der Herstellung der Folgeprodukte werden erhebliche Mengen an EE benötigt. Da die Stromerzeugung aus EE ca. 50 % ihrer gesamten Herstellungskosten ausmacht, stellt die Herkunft der EE eine Schlüsselgröße dar. Diese könnten entweder direkt aus Deutschland, aus Europa oder aus sonnen- und windreichen Regionen außerhalb Europas kommen. Für außereuropäische Importe werden verschiedene Regionen diskutiert, z. B. Australien, Brasilien, China, Chile, Kalifornien, Naher Osten, Nord- und Südafrika. Das Verhältnis von heimischer Produktion zum Import von EE, Wasserstoff oder seiner synthetischen Folgeprodukte wurde in den letzten Jahren kontrovers diskutiert, ohne dass bislang eindeutige Antworten und Lösungsstrategien gefunden wurden.

Das Forschungsvorhaben MENA-Fuels hat diese Frage aufgegriffen und in einem methodisch erweiterten Kontext untersucht. Als potenzielle Importregion wurde hierfür die MENA-Region (Middle East/North Africa) gewählt, da sie (1) geografisch nahe zu Europa und auch zu Deutschland liegt, (2) sie sehr große Potenziale an erneuerbaren Energien hat, (3) die Region eine wachsende politische Bedeutung für Deutschland und Europa hat, (4) zu vielen Ländern der Region bereits Handelsbeziehungen mit Deutschland bestehen und (5) die Region ein großes sozio-ökonomisches Entwicklungspotenzial hat.

Die **zentrale Forschungsfrage** des Vorhabens lautete dabei:

Welche Rolle könnte der MENA-Region bei der Versorgung Deutschlands (und Europas) mit grünen synthetischen Brenn- und Kraftstoffen, chemischen Grundstoffen oder deren Vorprodukten zukommen?

Das Projekt untersuchte dabei, welche Potenziale in den einzelnen Ländern und Regionen verfügbar sind, zu welchen Kosten entsprechende Ressourcen zur Verfügung stehen könnten, welche Transportinfrastrukturen benötigt werden, welche Teile der Wertschöpfungskette (WSK) in der MENA-Region und welche in Deutschland erfolgen, welchen langfristigen Bedarf an Wasserstoff und seinen synthetischen Folgeprodukten die MENA-Region selber hat oder mit welchen Mitbewerbern außerhalb von MENA und Europas zu rechnen ist.

Indem analysiert wurde, welche neuen Handelsbeziehungen sich zwischen der MENA-Region und Deutschland (und Europa) ergeben könnten, liefert die Studie *Orientierungswissen* für Vorhaben, die die MENA-Region als potenziellen wichtigen Handelspartner für Wasserstoff und seine synthetischen Folgeprodukte ins Auge fassen und die mit den erarbeiteten Ergebnissen richtungssicherere Entscheidungen für den langfristigen Ressourceneinsatz treffen können.

Aufgrund ihrer systemanalytischen Ausrichtung und der eingenommenen Langfristspektive liefert die Studie dagegen keine Aussagen zu kurz- und mittelfristigen Investitionsentscheidungen in der Region. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die dargestellten Ergebnisse alleine auf einer techno-ökonomischen Modellierung beruhen und keine Untersuchungen für die konkrete Umsetzung von Projekten vor Ort durchgeführt wurden.

2 Konzept und Vorgehensweise in MENA-Fuels

2.1 Inhalte der Teilprojekte

Das Forschungsvorhaben erfolgte in vier sich ergänzenden Teilprojekten (siehe Abb. 2-1), deren Ergebnisse im vorliegenden Synthesebericht zusammengeführt und hinsichtlich der übergreifenden Forschungsfrage bewertet werden.

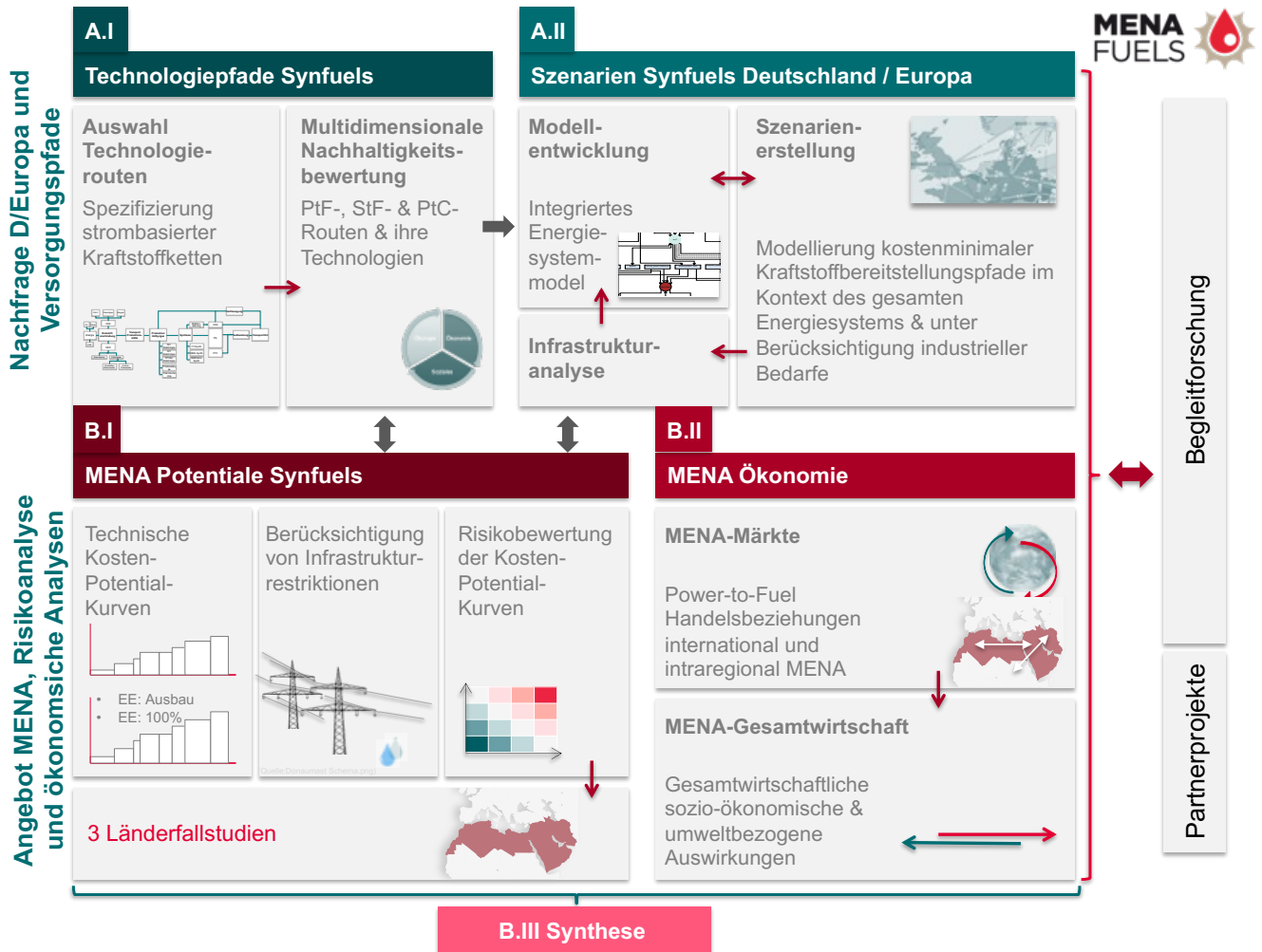


Abb. 2-1 Bausteine der MENA-Fuels-Studie

Quelle: Wuppertal Institut

Projektteil A: Nachfrage nach EE-Strom, Wasserstoff und seinen synthetischen Folgeprodukten und Bestimmung kostenoptimaler Versorgungspfade für Deutschland/Europa

- Im Teilprojekt A.I wurde der Entwicklungsstatus der zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe und Grundstoffe benötigten Technologien aufgearbeitet. Anschließend wurden die Technologien aus einer *ganzheitlichen Perspektive* (ökologisch, ökonomisch, technologisch, gesamtsystemisch) bewertet, um ihre jeweiligen Chancen und Hemmnisse sowie Entwicklungspotenziale aufzuzeigen. Zudem wurden exemplarisch Ökobilanzen für die Herstellung synthetischen Kerosins über verschiedene Herstellungsrouten untersucht.

- Im Teilprojekt A.II wurden zunächst drei unterschiedliche *Nachfrageszenarien* für EE-Strom, Wasserstoff und seine synthetischen Folgeprodukte für Deutschland und Europa hergeleitet. Die Nachfrageszenarien spiegeln drei mögliche Entwicklungen hinsichtlich der Art der Antriebstechnologien und damit der Energieversorgung des Verkehrssektors wider, basieren aber auf den gleichen Annahmen zum Modal Split. Anschließend wurden auf Basis eines Energieversorgungsmodells *kostenminimaler Versorgungspfade* Deutschlands und Europas mit diesen Energieträgern aus der MENA-Region bestimmt. Die Analysen, die auf den im Teilprojekt B.I ermittelten Exportpotenzialen aufbauten, erfolgten einmal ohne und einmal mit Berücksichtigung von Länderrisiken.

Projektteil B: Angebot an EE-Strom, Wasserstoff und seiner synthetischen Folgeprodukte in der MENA-Region, Risikobewertung und makroökonomische Bewertung

- Teilprojekt B.I ermittelte zunächst für die einzelnen MENA-Länder und Regionen *Kosten-Potenziale* zur Nutzung erneuerbarer Energien sowie daraus erzeugter synthetischer Kraftstoffe und bewertete sie kostenseitig. Zur Ermittlung des Exportpotenzials wurde von diesen technischen Potenzialen der langfristig nötige Eigenbedarf der einzelnen Länder abgezogen. Dieser wurde für jedes Land über Langfristszenarien *zur Versorgung mit 100 % erneuerbaren Energien* ermittelt. Parallel wurden die betrachteten MENA-Länder und Regionen hinsichtlich ihrer *Mikro- und Makrorisiken* bewertet und die Risiken in Form von Kostenaufschlägen eingespeist. Schließlich erfolgte in drei *Kurzstudien* für ausgewählte Länder (Marokko, Jordanien, Oman) die Untersuchung der infrastrukturellen und industriellen Rahmenbedingungen zur Entwicklung eines Exportsektors für Wasserstoff und synthetische Folgeprodukte sowie die Identifizierung relevanter Stakeholder und deren Interessen.
- Im Teilprojekt B.II wurde im ersten Teil ein *Welthandelsmodell* entwickelt, mit dem *Handelsbeziehungen und Absatzmärkte* für grünen Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe analysiert wurden. Dabei interessieren zukünftige Wettbewerbsbeziehungen zwischen Ländern außerhalb von Europa und der MENA-Region, aufgrund derer die oben ermittelten Potenziale möglicherweise nicht für den Import nach Deutschland zur Verfügung stehen könnten. Im zweiten Teil wurden die *gesamtwirtschaftlichen Beschäftigungs-, Bruttowertschöpfungs- und THG-Emissions-Effekte* der Versorgungspfade ermittelt. Hierfür wurde ein *multiregionales Input-Output-Modell* verwendet, in welchem die unterschiedlichen nationalen Produktionsstrukturen und die Zusammensetzung der möglichen Investitionen sowohl in den MENA-Ländern als auch in Deutschland berücksichtigt wurden.

In den folgenden Kurzdarstellungen wird auf die jeweiligen Teilberichte des Projekts verwiesen, in denen die Vorgehensweise und die Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete dargestellt werden. Ein Überblick über alle (auf deutsch geschriebenen) Teilberichte findet sich auf der vorletzten Seite dieses Berichts.

2.2 Begriffsdefinitionen

Je nach Teilprojekt wurden unterschiedliche Typen von Modellen und von Szenarien verwendet, die hier überblicksmäßig dargestellt werden. Sie werden in den nachfolgenden Kapiteln erläutert.

Modelle

- Das **Energieversorgungsmodell WISEE-ESM-I** ist ein lineares Optimierungsmodell zur langfristigen Planung und Bewertung von kostenoptimalen Transformationspfaden zwischen Deutschland/Europa und der MENA-Region.
- Mit einem **bottom-up-Energieszenarienmodell** wurden über die Projektion von Energiebilanzen Szenarien der verschiedenen MENA-Länder und Regionen erstellt.
- Das **Energiedatenmodell EnDAT** wurde zur zeitlich und räumlich aufgelösten Analyse von Kapazitäts- und Stromerzeugungspotenzialen als Input für die Energiesystem-, Technologie- und Szenariomodellierung eingesetzt.
- Ein techno-ökonomisches Power-to-Liquid (**PtL-Modell**) diente zur Ermittlung regional und länderweise aufgelösten Gesteigungskosten und Potenzialen für synthetische Kraftstoffe.
- Mit einem **Handelsmodell** wurden die Robustheit der im Energiebedarfsmodell ermittelten Handelsbeziehungen überprüft und weitere potenzielle Handelspartnerschaften zu Deutschland, der Europäischen Union (EU) und der MENA-Region identifiziert.
- Mit dem **Input-Output-Modell WI-SEEGIOM** wurden Auswirkungen der im Energieversorgungsmodell ermittelten Handelsbeziehungen aus gesamtwirtschaftlicher Sicht analysiert.

Szenarien

- Drei **Nachfrageszenarien** (Kapitel 4.3) bilden die langfristige Nachfrage Deutschlands und Europas nach EE-Strom, Wasserstoff und seinen synthetischen Folgeprodukten ab:
 - „Innovative Antriebe“ (EL)
 - „Brennstoffmix“ (BM)
 - „Klassische Antriebe“ (SYN)
- Basierend auf den Nachfrageszenarien wurden **Basisszenarien** definiert, welche das Energiesystem rein techno-ökonomisch ohne Berücksichtigung von Investitionsrisiken in der MENA-Region modellieren. Sie werden analog zu den ihnen zugrundeliegenden Nachfrageszenarien bezeichnet:
 - „Innovative Antriebe“ (EL)
 - „Brennstoffmix“ (BM)
 - „Klassische Antriebe“ (SYN)

- Auf dem Basisszenario BM basieren drei **Szenariovarianten**, welche Investitionsrisiken in der MENA-Region explizit abbilden, indem sie individuelle durchschnittliche gewichtete Kapitalkosten (*weighted average capital cost*, WACC) pro Land zugrunde legen und diese jeweils variieren (Kapitel 4.4):
 - „BM_Risiko_bau“ (BM_bau) basiert auf WACC_bau (business-as-usual).
 - „BM_Risiko_positiv“ (BM_pos) basiert auf WACC_pos..
 - „BM_Risiko_herausfordernd“ (BM_neg) basiert auf WACC_neg.
- Drei **Risikoszenarien** bilden die mögliche zukünftige Entwicklung der Länderrisiken für die Entwicklung des EE-Sektors und des synthetischen Kraftstoffsektors für jedes der betrachteten MENA-Länder ab (Kapitel 5.1):
 - „business-as-usual“, Risikoeinschätzung ändert sich nicht (Risk_bau).
 - „positive Risikoentwicklung“ (Risk_pos)
 - „herausfordernde Risikoentwicklung“ (Risk_neg)
- Basierend auf den Risikoszenarien werden für den EE-Sektor und den synthetischen Kraftstoffsektor **länderspezifische Kapitalkostenaufschläge** ermittelt, die in die WACC eingehen (Kapitel 5.1):
 - Das Szenario WACC_bau basiert auf dem Risikoszenario Risk_bau.
 - Das Szenario WACC_pos basiert auf dem Risikoszenario Risk_pos.
 - Das Szenario WACC_neg basiert auf dem Risikoszenario Risk_neg.
 - Demgegenüber bezeichnet WACC_ref einen durchschnittlichen WACC von 6%.
- Vier **Energieszenarien** bilden für die betrachteten MENA-Länder und Regionen deren mögliche zukünftige Energie- und Kraftstoffnachfrage ab (Kapitel 5.2):
 - „Referenzszenario“ (REF)
 - „Alternative moderate EE-Strategie“ (ALT)
 - „100 % EE-Szenario“ (ADV)
 - „Variante ALT mit 100 % synthetischen Brennstoffen in 2050“ (ALT2)
- Das **Handelsmodell** (Kapitel 6.1) baut auf den Nachfrageszenarien (BM, EL, SYN) für die europäischen Nationen sowie dem 100 % EE-Szenario (ADV) für die MENA-Region auf. Zu jedem Szenario existieren vier Varianten – basierend auf den WACC-Szenarien WACC_bau, WACC_pos und WACC_neg und ergänzt um eine Referenzvariante WACC_ref, welche für alle Anbieter einen gleichen WACC von 6 % unterstellt.

Bezeichnungen

- Werden sowohl die MENA-Region als auch Europa betrachtet, wird hierfür der Begriff EUMENA verwendet.
- Für die analysierten Produkte werden folgende Bezeichnungen synonym verwendet:

- EE-Strom, Wasserstoff und synthetische Folgeprodukte
- EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels
- EE-Strom und synthetische Energieträger

Dabei bedeuten

- „synthetische Folgeprodukte“ bzw. „Synfuels“: synthetische Brenn- und Kraftstoffe, Treibstoffe sowie Grundstoffe für die Industrie
- „synthetische Energieträger“: Wasserstoff und Synfuels

Art des Energieeinsatzes

- In diesem Vorhaben werden nur grüner Wasserstoff und seine synthetischen Folgeprodukte betrachtet. Der Wasserstoff basiert daher durchgehend auf erneuerbaren Energien. Wasserstoff aus anderen Quellen (Erdgas, Kohle, Kernenergie u. a.) wird nicht in die Analysen mit einbezogen.
- Von den erneuerbaren Energien werden Photovoltaik (PV), konzentrierende Solarthermie (CSP; engl. concentrated solar power) und Windenergie analysiert.
- Der Einsatz von Biomasse wird nicht betrachtet. Damit soll eine Konkurrenz mit dem Nahrungsmittelsektor vermieden werden, die sich durch die Knappheit von Wasserressourcen, die ungleiche Verteilung der Niederschläge und begrenzte landwirtschaftliche Nutzflächen auf der einen Seite und der in dieser Studie angenommenen hohen Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen auf der anderen Seite ergeben würde (→ *Teilbericht 1*).
- Ebenso wird Biomasse auch nicht als CO₂-Quelle im Betracht gezogen.

2.3 Expertenbeiräte und Begleitforschung

Das Projekt wurde zur Diskussion der Plausibilität der Annahmen und Ergebnisse von zwei Expertenbeiräten begleitet, die einerseits interessierte Industrievertreter*innen aus Deutschland (*Industriebeirat*) und andererseits relevante Akteure und Akteurinnen aus der MENA-Region (*MENA-Fuels Beirat*) umfassen. Die Beiräte haben sich drei- bis viermal während der Projektlaufzeit getroffen und konnten das Konsortium mit wertvollen Informationen und Diskussionsbeiträgen unterstützen. Ihre Mitglieder können dem Anhang entnommen werden.

Gleichzeitig war das Projekt MENA-Fuels als Teil der BMWK-Förderinitiative *Energiewende im Verkehr* in die *Begleitforschung BEniVer* eingebunden, mit der ebenfalls ein fruchtbarer Austausch bezüglich der Methoden und Annahmen stattfand.

3 Teilprojekt A.I: Technologiebewertung für synthetische Kraftstoffe

3.1 Multikriterielle Technikbewertung

Im Rahmen dieses Teilprojekts wurden Technologien zur Produktion synthetischer Kraftstoffe und Grundstoffe bewertet. Dabei wurde die gesamte Kette der Kraftstoffherzeugung berücksichtigt: Technologien zur Erzeugung von Strom und Hochtemperaturwärme aus EE-Technologien zur Bereitstellung der Rohstoffe Wasser und Kohlenstoffdioxid, Verfahren zur Erzeugung von Synthesegas und Wasserstoff aus EE sowie Kraftstoffsyntheseverfahren wie die Methanolsynthese und der Fischer-Tropsch-(FT)-Prozess (Abb. 3-1). Die Auswahl an Kraftstoffen und Bereitstellungstechnologien basiert auf einer zu Projektbeginn durchgeführten Literaturrecherche (→ *Teilbericht 1*).

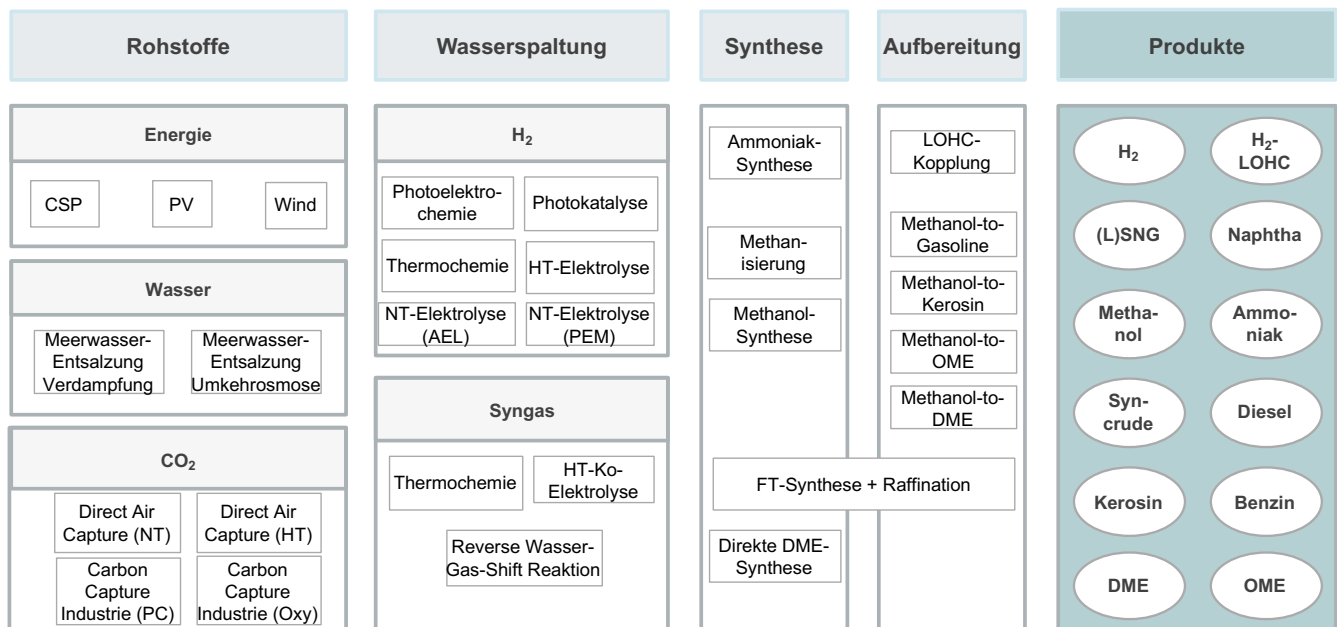


Abb. 3-1 Übersicht der analysierten Technologiegruppen und ihrer Module

Jede Technologie wurde unter Berücksichtigung verschiedener Bewertungskriterien analysiert (insbesondere großskalige kommerzielle Verfügbarkeit, spezifische Kosten und Energieeffizienz, aber auch Flächenbedarf, Bedarf an kritischen Rohstoffen und industriepolitische Chancen für Deutschland). Dabei wurde der Zeitraum bis 2050 betrachtet, sodass die zukünftige Entwicklung mitberücksichtigt werden konnte. Die Bewertungskriterien werden in → *Teilbericht 3* detailliert anhand eines Bewertungsleitfadens beschrieben.

Bewertungsframework

Abb. 3-2 gibt einen Überblick über die Bewertungsergebnisse der sieben Technologiegruppen. Für die detaillierte Erläuterung der vergleichenden Bewertungen wird auf → *Teilbericht 3* verwiesen.

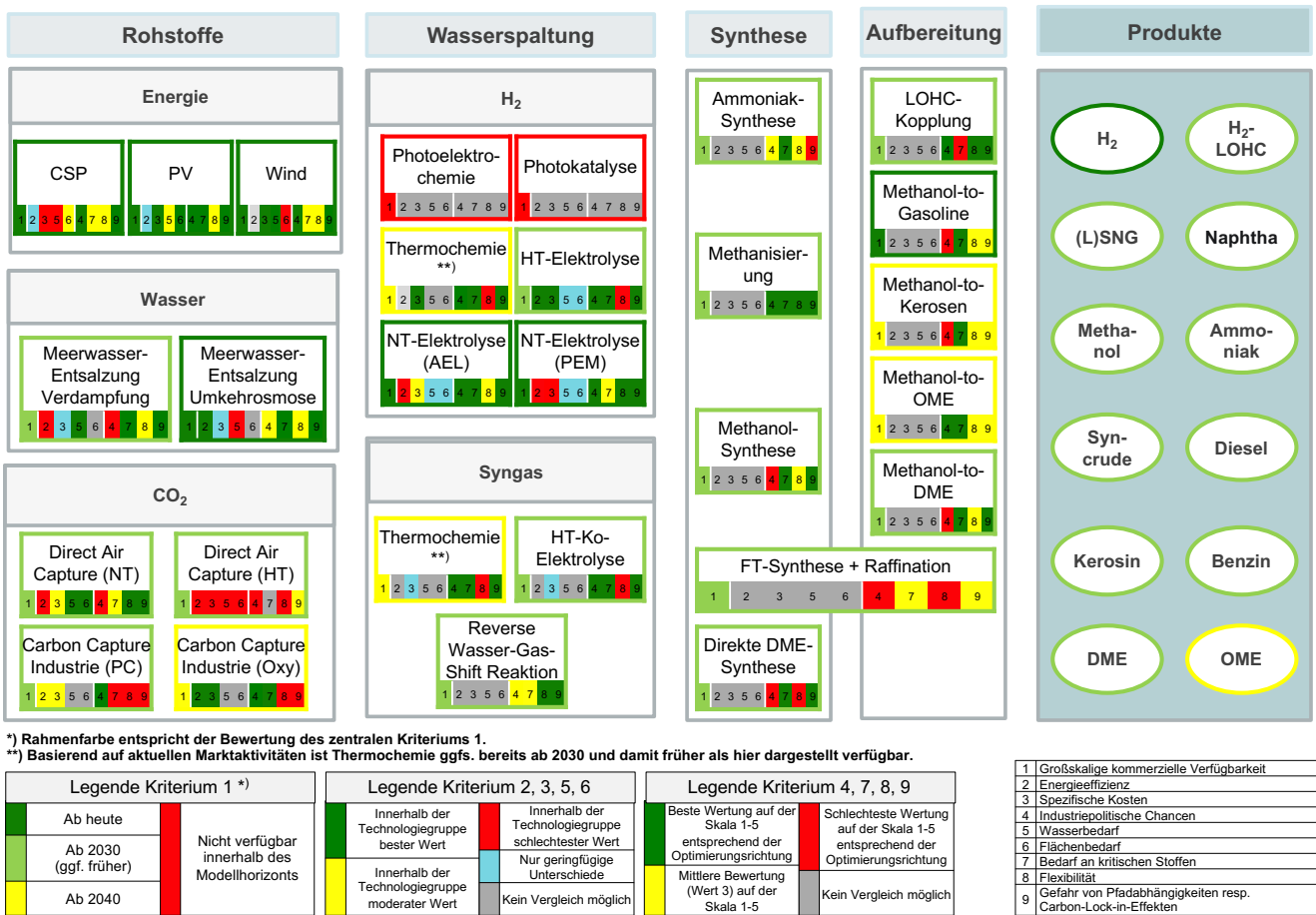


Abb. 3-2 Übersicht der relativen Bewertungen in jeder Technologiegruppe

Die *Photoelektrochemie* und die *Photokatalyse* sind die einzigen Technologien, die erst langfristig (ab 2050) verfügbar sein werden. Alle anderen Technologien können entsprechend des Jahres ihrer erwarteten großskaligen kommerziellen Verfügbarkeit (GKV, Kriterium 1) bei der Modellierung mit ihren entsprechenden erwarteten Kosten sowie Energie- und Wasserbedarfen berücksichtigt werden. Der jeweilige Zeitpunkt wird durch die Rahmenfarbe angezeigt (ab 2020 dunkelgrün, ab 2030 hellgrün, ab 2040 gelb). Für die *Technologien der thermochemischen Wasserstoff- und Synthesegaserzeugung* ist entsprechend der nachfolgenden Erläuterungen zu beachten, dass hier aufgrund aktueller Marktaktivitäten auch eine frühere Verfügbarkeit als in der Grafik dargestellt (bereits ab 2030) nicht auszuschließen ist.

Wie in → *Teilbericht 3* näher erläutert, stellt die Farbgebung bei allen anderen Kriterien eine *relative Einschätzung* dar. Eine Einstufung als gelb oder rot bedeutet somit, dass hier Handlungsbedarf für die weitere technische Entwicklung gesehen wird. Auf diese Weise wird die Zielsetzung des Vorhabens erfüllt, einzelne Technologien nicht gegeneinander zu gewichten, sondern vielmehr ihre Vor- und Nachteile sowie ihre Entwicklungspotenziale und -notwendigkeiten aufzuzeigen. Insbesondere hinsichtlich der quantitativen Kriterien 2, 3, 5 und 6 sei darauf hingewiesen, dass die jeweilige Farbgebung anzeigt, wo sich die Technologie innerhalb des ermittelten Wertebereichs eines Kriteriums für eine bestimmte Technologiegruppe einordnet. Absolute Aussagen, ob die Technologie in Bezug auf das jeweilige Kriterium als „gut“ oder „schlecht“ einzuordnen ist, können hieraus nicht unmittelbar abgeleitet werden.

Ergänzend zu den Technologien sind auf der rechten Seite der Abbildung auch die analysierten Produkte inklusive ihrer erwarteten GKV dargestellt (vgl. die Farbe der jeweiligen Kreise). Diese wurden aus der entsprechenden GKV der einzelnen Module abgeleitet, indem je nach möglichem Herstellungspfad die GKV des am spätesten verfügbaren Moduls verwendet wurde. Beispielsweise sollte synthetisches Kerosin bis 2030 über die FT-Synthese großskalig verfügbar sein, während die GKV für die Methanol-to-Kerosen (MtK)-Synthese erst 2040 erwartet wird. Wie die Darstellung zeigt, werden alle synthetischen Kraftstoffe außer Polyoxymethyldimethylether (OME) bis 2030 über mindestens eine Route kommerziell verfügbar sein.

Ergebnisse der Technologiegruppen

In Bezug auf einzelne der betrachteten Technologien bzw. Technologiegruppen lassen sich beispielhaft folgende Aussagen treffen:

- Alle betrachteten Technologien zur **Bereitstellung von Strom und Hochtemperaturwärme** aus erneuerbaren Quellen sind kommerziell einsatzbereit und werden bereits weltweit installiert. In Bezug auf die Untersuchungskriterien erweisen sie sich als weitgehend unkritisch – mit gewissen Vorteilen insbesondere der Photovoltaik in Bezug auf Kosten, Wasser- und Flächenbedarf. Die Technologiegruppe ist mit den geringsten Herausforderungen in Bezug auf die Entwicklung von PtX-Prozessketten verbunden.
- Verfahren zur **Wasserbereitstellung** mittels Meerwasserentsalzung sind kommerziell einsatzbereit und weltweit installiert – die Umkehrosmose ist dabei deutlich marktdominierend. Die Herausforderungen in der Kopplung mit EE werden auch für diese Technologie als geringer eingeschätzt, während für die Bereitstellung von regenerativem Niederdruckdampf für die Verdampfungsverfahren in den nächsten Jahren noch die Pilot- und Demonstrationsphase zu überwinden ist.
- Technologien zur **CO₂-Abtrennung und -Nutzung** sind bislang nicht im großen Maßstab marktreif und stellen damit einen möglichen Flaschenhals für die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe dar. Als vergleichsweise weit entwickelt und in Bezug auf die betrachteten Kriterien weitgehend vorteilhaft erweist sich das Niedertemperatur-Direct Air Capture (DAC)-Verfahren, welches räumlich flexibel einsetzbar ist. Daneben werden auch Hochtemperatur-DAC und industrielles Post-Combustion-Capture ab 2030 als verfügbar angenommen. Für Letzteres wird ab 2040 ein Ersatz durch das Oxyfuel-Verfahren erwartet, welches den technischen Anforderungen für einen Einsatz in der Zementindustrie prinzipiell besser entspricht. Die Nutzung von CO₂ aus Industrieprozessen erhöht jedoch generell das Risiko von Pfadabhängigkeiten und Carbon-Lock-Ins.
- Bei den innerhalb des Betrachtungszeitraums von MENA-Fuels verfügbaren Verfahren zur Erzeugung von **Wasserstoff** zeigte sich, dass kurzfristig die Niedertemperaturelektrolyse im Vorteil ist. In den nächsten Jahren werden größere Projekte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff daher vor allem auf alkalischer (AEL) und der Proton Exchange Membrane (PEM)-Elektrolyse basieren. Für die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) wird ein schnelles Hochskalieren der Technologie bei stark sinkenden Kosten erwartet. Damit wird die HTEL bis 2030 immer

konkurrenzfähiger. Langfristig hat die HTEL aufgrund der höheren Effizienz und einem geringen Bedarf an kritischen Rohstoffen das höchste Potenzial aller Elektrolysetechnologien. Hinzu kommt der weitere Vorteil, dass durch die HTEL direkt **Synthesegas** für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen erzeugt werden kann. Die Marktreife der Hochtemperatur-Ko-Elektrolyse (Ko-HTEL) könnte ebenfalls den zukünftigen Bedarf an mehrstufigen Verfahren der Synthesegaserzeugung mittels Reverse Water Gas Shift Reaction (RWGS)-Reaktoren reduzieren, welche ebenfalls heute noch weit von der Marktreife entfernt sind.

- **Solarthermische Kreisprozesse** sind ebenfalls in der Lage, aus Wasser und Kohlenstoffdioxid direkt Synthesegas zu erzeugen. Für diese Technologie wurde ebenfalls ein hohes Potenzial für sehr niedrige Wasserstoff- bzw. Synthesegaskosten ermittelt. Bei der Analyse wurde von einer Umsetzung im industriellen Maßstab erst ab 2040 ausgegangen. Aktuelle Marktaktivitäten zeigen jedoch, dass diese vermutlich früher erfolgen könnte.
- Für alle betrachteten **Syntheseprozesse** wird erwartet, dass sie spätestens in 2030 kommerziell einsatzbereit sein werden – als Herausforderung stellt sich oft die Integration des Gesamtprozesses auf Basis erneuerbarer Energien dar. Vergleichende Aussagen zu den betrachteten quantitativen Kriterien sind hier nicht sinnvoll möglich, weil die Prozesse verschiedene Produkte mit unterschiedlichen Einsatzzwecken bereitstellen und zudem verschiedene Datenlücken bestehen. Als vorteilhaft im Hinblick auf weitere Kriterien wie die industriepolitische Chancen erscheint vor allem die Methanisierung.
- Die untersuchten **Aufbereitungsverfahren** weisen heute sehr unterschiedliche Entwicklungsstände auf: Während die Methanol-to-Gasoline (MtG)-Technologie bereits kommerziell einsatzbereit ist, wird die Verfügbarkeit der LOHC (engl. „liquid organic hydrogen carrier“)-Kopplung und mit gewisser Unsicherheit auch von Methanol-to-Dimethylether (MtDME) erst in 2030, die von MtK und Methanol-to-OME (MtOME) erst in 2040 erwartet. Auch für diese Technologien sind aus den zuvor genannten Gründen keine sinnvollen Vergleiche quantitativer Kennzahlen möglich. Für die LOHC-Kopplung und für MtOME werden hohe industriepolitische Chancen gesehen.

3.2 Ergänzende Bewertung einzelner Pfade mittels prospektiver Ökobilanzen

Ergänzend zur kriterienbasierten Bewertung von PtX-Technologien wurde exemplarisch die Herstellung synthetischen Kerosins über die Fischer-Tropsch- und die Methanol-Route mithilfe prospektiver Ökobilanzen für die Jahre 2030 und 2050 untersucht und mit konventionellem Kerosin als Referenzkraftstoff verglichen. Die erstellten Ökobilanzen verfolgen einen Well-to-Tank-Ansatz für die Herstellung in der MENA-Region und die Bereitstellung in Deutschland, die Umweltwirkungen wurden vorrangig anhand der gängigen Umweltwirkungsmethode *ReCiPe 2016* bewertet. Die Anpassung von Hintergrundprozessen der betrachteten Pfade an zukünftige Entwicklungen erfolgte mithilfe des Open-Source-Tools *premise* durch Modifikation der ecoinvent-Datenbank (→ *Teilbericht 2*).

In der Wirkungskategorie Klimawandel (Global Warming Potenzial, GWP) schneiden alle betrachteten synthetischen Pfade im Jahr 2050 besser ab als die fossile Referenz, falls CO₂ aus der Abscheidung aus der Atmosphäre (DAC) verwendet wird, das als „klimaneutral“ gilt. Durch die Aufnahme von atmosphärischem CO₂ in den PtL-Routen ergeben sich – trotz höherer THG-Emissionen während der Herstellungsphase – bilanziell für die Erzeugung einschließlich der CO₂-Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs deutlich geringere Belastungen gegenüber der Referenz. Diese entsprechen je nach Pfad einer Netto-Minderung um 57–84 %.

In allen anderen Kategorien ergeben sich jedoch Nachteile. Dies gilt beispielsweise für die Indikatoren Landnutzung, terrestrische Versauerung und Eutrophierung sowie für den kumulierten Energieaufwand. Dies ist in erster Linie durch den hohen Bedarf an Energie zur Wasserstoffherzeugung und CO₂-Bereitstellung begründet, aber auch durch die ebenfalls höheren Rohstoffbedarfe bei der Errichtung der PtL-Anlagen. Die Art der Stromquelle und die Wärmebereitstellung kristallisieren sich als wesentliche Einflussfaktoren auf die Umweltwirkungen heraus, wobei sich die Nutzung ausschließlich erneuerbarer Quellen an Standorten mit hohen Volllaststunden als vorteilhaft erweist.

Die Ergebnisse verdeutlichen auch, dass der Import von Wasserstoff anstatt von Kerosin zu einer deutlich höheren Klimawirkung führt. Dies ist auf das starke Diffusionsvermögen des Wasserstoffs zurückzuführen, was zu einem deutlich höheren Wasserstoffbedarf und einer indirekten Klimawirkung durch eine erhöhte Wasserstoffkonzentration in der Atmosphäre führt.

4 Teilprojekt A.II: Potenzial- und Infrastrukturanalyse für Strom, Wasserstoff und Synfuels

4.1 Ableitung der Nachfrage nach EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels

Im Rahmen dieses Teilprojektes wurden ausgehend von der Nachfrage von Deutschland und Europa nach EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels entsprechende Versorgungsstrukturen unter Einbezug der MENA-Region modelliert.

Um robuste Implikationen ableiten zu können, wurden dabei drei Szenarien der zukünftigen Nachfrageentwicklung untersucht. Da die Modellierung der Versorgungsstrukturen nur die Erzeugung aus EE abbildet, wurden entsprechend auch nur die Anteile der Nachfrage betrachtet, die aus Windenergie (On- und Offshore) sowie Solarenergie (PV- und CSP-Technologie) gedeckt werden sollen. Für den Verkehrssektor wurden zwar dieselben Annahmen zu Fahrleistungen und Modal Split zugrunde gelegt, jedoch unterscheiden sich die drei Nachfrageszenarien hinsichtlich der Art der Antriebstechnologien und damit der Form, wie die Energie bereitgestellt werden muss. Abb. 4-1 fasst die Endenergienachfrage aller Sektoren für die drei Nachfrageszenarien im Jahr 2050 für Deutschland zusammen. Das Vorgehen zur Ermittlung dieser Bedarfe, inklusive einer Skalierung der deutschen Bedarfe auf Europa, ist in → *Teilbericht 5* erläutert.

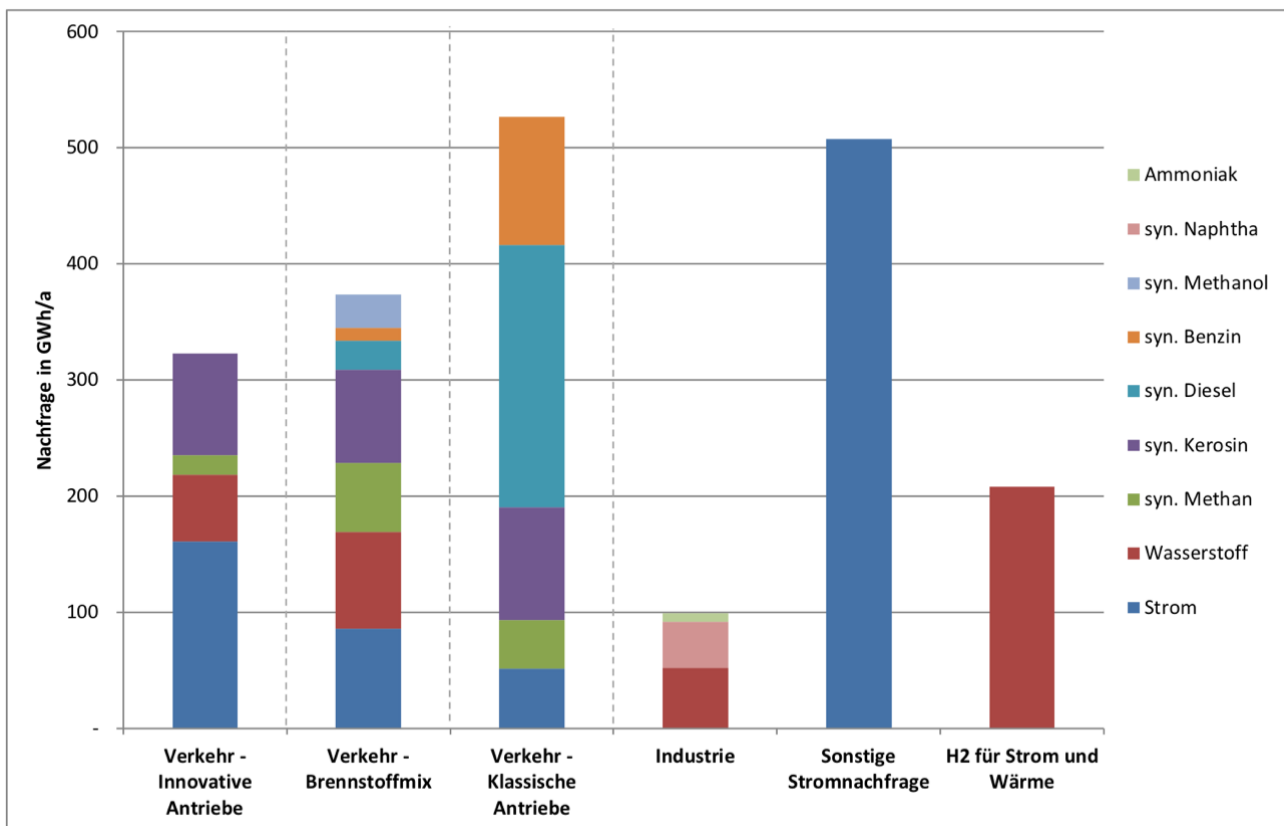


Abb. 4-1 Nachfrage nach EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels aller betrachteten Sektoren in Deutschland im Jahr 2050

Das Nachfrageszenario „Brennstoffmix“ (BM) stellt eine aus heutiger Sicht plausible Entwicklung des Verkehrssektors dar, in der verschiedene Energieträger (Strom,

Wasserstoff, Synfuels) zum Einsatz kommen. Die Nachfrageszenarien „Innovative Antriebe“ (EL) und „Klassische Antriebe“ (SYN) hingegen zeigen Entwicklungen mit einem starken Fokus auf Effizienz sowie Elektro- und Wasserstoff-Fahrzeuge („Innovative Antriebe“) beziehungsweise auf Synfuels („Klassische Antriebe“), die dazu dienen, die Bandbreite möglicher Entwicklungen aufzuspannen.

Neben dem Verkehrssektor wurden auch Annahmen zur Nachfrage anderer Sektoren einbezogen (synthetische Feedstocks der Industrie, Wasserstoff-Bedarf des Strom- und Wärmesektors sowie sonstige Stromnachfrage). Diese wurden jedoch nicht in unterschiedlichen Szenarien betrachtet, sondern über alle Szenarien hinweg konstant mitgeführt.

4.2 Erweiterung des Energieversorgungsmodells WISEE-ESM-I

Die Versorgungspfade zur Deckung dieser Nachfrage wurden anhand des Energieversorgungsmodells WISEE-ESM-I des Wuppertal Instituts modelliert und bewertet³. WISEE-ESM-I wurde basierend auf dem Open Source Framework zur Energiesystemplanung OSeMOSYS entwickelt und hier erweitert, um projektspezifische Anforderungen an das Modell erfüllen zu können (Howells et al., 2011; Royal Institute of Technology (KTH) et al., 2022). (Royal Institute of Technology (KTH) et al., 2022) (Royal Institute of Technology (KTH) et al., 2022)

Das WISEE-ESM-I ist ein lineares Optimierungsmodell zur langfristigen Planung und Bewertung kostenoptimaler Transformationspfade des Energiesystems zur Deckung exogen vorgegebener Bedarfe an Energieträgern. Dabei wird die Produktion der nachgefragten Energieträger aus Inputs (z. B. Solarenergie) in Produktionsanlagen über Zwischenprodukte (z. B. Wasserstoff) modellseitig explizit abgebildet. Sowohl das Energieangebot als auch die Energienachfrage werden zeitlich und geografisch aufgelöst betrachtet. Dabei werden sowohl operative Zeitperioden zur Abbildung von kurzfristigen Schwankungen, z. B. der Einspeisung von EE-Anlagen, als auch strategische Zeitperioden zur Modellierung von langfristigen Entwicklungen des Energiesystems verwendet. Speicher werden im Modell berücksichtigt, um kurzfristige Schwankungen in Energieangebot und -nachfrage ausgleichen zu können. Das WISEE-ESM-I bildet darüber hinaus Transportinfrastrukturen ab, um den Austausch von Energieträgern zwischen den modellierten Regionen zu ermöglichen.

Wesentliche Entscheidungen und damit Ergebnisse des Modells sind der regionale und zeitliche Kapazitätsausbau und Betrieb von Produktionsanlagen, Speichern und Transportinfrastrukturen. Diese Entscheidungen werden hinsichtlich minimaler Gesamtkosten (Investitions- und Betriebskosten) des Energiesystems optimiert. Die Optimierung erfolgt unter Einhaltung relevanter Nebenbedingungen wie beispielsweise Potenzialbeschränkungen sowie Massen- und Energiebilanzen. Eine umfassende Darstellung des Modells ist in → *Teilbericht 4* gegeben.

Im Rahmen des MENA-Fuels-Projekts wurde der Zeitrahmen 2030 bis 2059 betrachtet. Dabei wurden die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 explizit modelliert. Das Modell arbeitet mit einer unterjährigen Auflösung, um der zeitlich nicht konstanten

³ Die Abkürzung steht für „Wuppertal Institute System Model Architecture for Energy and Emission Scenarios – Energy Supply Model – Invest Module“.

Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien Rechnung zu tragen. Aus Gründen der Komplexitätsreduktion wurde dabei jedes Jahr auf 25 Zeitschritte reduziert. Dafür wurden die Zeitreihen der Nachfrage und der regenerativen Erzeugung aggregiert.

Den räumlichen Bezugsrahmen des Modells bilden große Teile Europas und der MENA-Region. Ebenfalls aus Gründen der Komplexitätsreduktion wurden die nachgefragten Energiemengen und die Erzeugungspotenziale einzelner Länder zu größeren Regionen, sogenannten Clustern, zusammengefasst. In Europa wurde Deutschland als einzelne Region abgebildet; im Westen wurden Benelux, Frankreich, Großbritannien und Irland, Spanien und Portugal zum Cluster *EU_West* zusammengefasst. Im Norden bilden Norwegen, Schweden und Dänemark das Cluster *EU_North*. Das räumlich große Cluster *EU_East_Southeast* bilden die Staaten im Osten Europas, von Polen bis nach Griechenland. Südlich liegt das Cluster *EU_South*, bestehend aus Italien und der Schweiz. Die MENA-Region wurde in acht Regionen unterteilt: Das Cluster *Nahost* beinhaltet Jordanien, Israel, Libanon, Syrien, Irak und Iran, das Cluster *Nord-Arabien* Saudi-Arabien, Katar, Bahrain und Kuwait, das Cluster *Süd-Arabien* die Vereinigten Arabischen Emirate, Jemen und den Oman, das Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* den Maghreb ohne Tunesien und Algerien⁴. Algerien, Tunesien, Libyen und Ägypten wurden als einzelne Regionen modelliert.

Die Auswahl der Produktionstechnologien erfolgte in Anlehnung an die Ergebnisse aus *Teilprojekt A.I*. Als Stromerzeugungstechnologien wurden Wind-Onshore und Wind-Offshore, PV sowie CSP modelliert. Wasser kann zum einen aus Meerwasser über Umkehrosmose und Verdampfung gewonnen werden; zum anderen wurde die Grundwassernutzung in Europa im Modell abgebildet. Zudem fällt Wasser als Nebenprodukt weiterer Prozessschritte an. Als Technologien zur Wasserstoffbereitstellung wurden die alkalische sowie die Hochtemperatur-Festoxid-Elektrolyse (engl. „solid oxide electrolyzer“, SOEL) modelliert. Die Ko-HTEL wurde als Technologie zur Synthesegas-Erzeugung betrachtet. CO₂ wird über die Niedertemperatur-DAC-Technologie aus der Atmosphäre abgetrennt (Direct Air Capture). Als Synthesetechnologien wurden die Fischer-Tropsch-Synthese (Hoch- und Niedertemperatur-Route), die Methanol-Synthese mit optional anschließendem Methanol-to-X-Prozess, die Methanisierung sowie die Ammoniak-Synthese ausgewählt. Zudem wurden Elektroheizter zur Erzeugung von Nieder- und Hochtemperatur-Wärme als Hilfsttechnologien im Modell abgebildet. Als Speicher wurden Batteriespeicher sowie Wasserstofftanks modelliert. Der Transport von gasförmigen und flüssigen Energieträgern erfolgt über Tanker sowie Onshore- und Offshore-Pipelines⁵; Strom wird über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)-Leitungen transportiert. Die Daten zu den EE-Potenzialen in MENA und Europa differenziert nach Kosten-Potenzial-Kategorie basieren auf den Arbeiten in *Teilprojekt B.I*. Eine zusammenfassende Darstellung der Eingangsdaten ist in → *Teilbericht 6* gegeben.

Im Rahmen der Modellierung wurde eine Bandbreite an Szenarien analysiert, um robuste Implikationen ableiten zu können. Dabei wurden zunächst drei Szenarien – im Folgenden als Basisszenarien bezeichnet – untersucht, welche das Energiesystem

⁴ *Maghreb ohne Tun/Alg* entspricht Marokko und Westsahara.

⁵ Für Ammoniak wird nur der Pipelinetransport abgebildet.

rein techno-ökonomisch ohne Berücksichtigung von Investitionsrisiken in der MENA-Region modellieren. Die Szenarien unterscheiden sich lediglich hinsichtlich der zukünftigen Nachfrageentwicklung im Verkehrssektor und werden analog zu den ihnen zugrundeliegenden Nachfrageszenarien als „Brennstoffmix“ (BM), „Innovative Antriebe“ (EL) und „Klassische Antriebe“ (SYN) bezeichnet.

Basierend auf dem Szenario BM wurden zusätzlich drei Szenariovarianten analysiert, welche Investitionsrisiken in der MENA-Region durch Abbildung länderspezifischer WACC für Produktionsanlagen und Speicher (siehe Kapitel 5.1) explizit im Modell abbilden:

- „BM_Risiko_bau“ (BM_bau) basiert auf WACC_bau (business-as-usual).
- „BM_Risiko_positiv“ (BM_pos) basiert auf WACC_pos.
- „BM_Risiko_herausfordernd“ (BM_neg) basiert auf WACC_neg.

4.3 Ergebnisse der Basisszenarien ohne Berücksichtigung von Investitionsrisiken

Die Ergebnisse der Basisszenarien BM, EL und SYN (ohne Berücksichtigung von Investitionsrisiken) werden in Tab. 4-1 anhand der europäischen und der deutschen Importquoten für EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels dargestellt. Demnach wird *Strom* (nahezu) vollständig innerhalb Europas produziert und nicht (bzw. nur in einem geringen Maße) importiert. Dies ist vor allem auf die vergleichsweise hohen Transportkosten von Strom zurückzuführen, die eine verbrauchsnahe Erzeugung begünstigen. In den Szenarien EL und SYN werden lediglich geringe Strommengen importiert; der Stromimport erfolgt dabei über eine eher geringe Transportdistanz aus Algerien zum Cluster *EU_South*. Wie die Sensitivitätsanalysen in → *Teilbericht 7* aufzeigen, führen geringere Stromtransportkosten zu höheren Stromimportmengen Europas. Jedoch sind die importierten Strommengen aus MENA nach Europa auch bei einer Reduktion der Stromtransportkosten um etwa 50 % verglichen mit den Mengen an Synfuels immer noch gering (7 % europäische Importquote von Strom im Ergebnis der Sensitivitätsrechnung).

Die Versorgung Europas mit *Wasserstoff und Synfuels* hingegen ist wesentlich durch Importe aus der MENA-Region geprägt. Insbesondere die Szenarien BM und SYN sind durch hohe Importquoten von 82 % bzw. 81 % charakterisiert; die Importquote im Szenario EL ist mit 61 % bedingt durch die geringere Nachfrage nach Synfuels in diesem Szenario niedriger. Treiber für den Import der Energieträger sind die vergleichsweise geringen EE-Gestehungskosten in der MENA-Region. Dabei wird in allen Szenarien tendenziell die Endenergieform importiert, Umwandlungsschritte in der PtX-Kette finden damit weitestgehend am Erzeugungsort statt.

Innerhalb Europas sind gemäß den Modellergebnissen alle Regionen auf Importe aus der MENA-Region angewiesen. Besonders ausgeprägt ist dies für Deutschland sowie den Süden und den Südosten Europas. Nord- und Westeuropa erreichen eine im Vergleich höhere Eigenversorgung. Dies bedingt insbesondere in Westeuropa hohe Produktionsmengen aufgrund der hohen Nachfrage in dieser Region.

Tab. 4-1 Importquoten für Deutschland und Europa im Jahr 2050, Szenarien „Brennstoffmix“, „Innovative Antriebe“ und „Klassische Antriebe“, ohne Berücksichtigung von Investitionsrisiken

	Innovative Antriebe (EL)	Brennstoffmix (BM)	Klassische Antriebe (SYN)
Deutschland			
Strom heimisch	96 %	98 %	99 %
Weitere Energieträger heimisch	0 %	1 %	3 %
Stromimport	4 %	2 %	1 %
Weitere Energieträger Import	100 %	99 %	97 %
Europa (inkl. Deutschland)			
Strom heimisch	98 %	100 %	99,6 %
Weitere Energieträger heimisch	39 %	18 %	19 %
Stromimport	2 %	0 %	0,4 %
Weitere Energieträger Import	61 %	82 %	81 %

Der Import der Energieträger erfolgt gemäß den Modellergebnissen ohne Berücksichtigung von Investitionsrisiken für alle drei Szenarien aus Algerien, Ägypten, dem Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg*⁶, dem Cluster *Nahost*, dem Cluster *Süd-Arabien* sowie im SYN-Szenario zusätzlich aus Libyen (vgl. Abb. 4-2). Während sich die Produktionsmengen in den einzelnen MENA-Regionen zwischen den drei Szenarien unterscheiden, ist die Wahl der Lieferregionen in den Modellergebnissen nicht bzw. nur in geringem Maße von der zukünftigen Nachfrageentwicklung abhängig. Die grundsätzlichen Versorgungsstrukturen Deutschlands und Europas mit EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels bleiben erhalten und sind damit robust gegenüber der zukünftigen Entwicklung der Nachfrage.

Damit sind gemäß den Modellergebnissen tendenziell solche MENA-Regionen als Lieferregionen attraktiv, welche eine *geringe Distanz und damit geringe Transportkosten* nach Europa sowie eine *vorteilhafte EE-Einspeisecharakteristik* (hohe Volllaststunden bei PV-Anlagen, zusätzlich günstige Onshore-Windpotenziale zum Ausgleich der solaren Schwankungen) aufweisen. Diese Implikationen sind vor dem Hintergrund von Sensitivitätsanalysen zur Höhe von Transportkosten und zur unterjährigen zeitlichen Auflösung (→ *Teilbericht 7*) jedoch kritisch zu beleuchten: Die Sensitivitätsanalysen machen deutlich, dass insbesondere die unterjährigen EE-Einspeisezeitreihen aufgrund der geringen zeitlichen Auflösung im Modell nur vereinfacht abgebildet werden können. Vor dem Hintergrund, dass viele MENA-Regionen günstige EE-Potenziale aus Solarenergie mit hohen Volllaststunden aufweisen, sind auch weitere MENA-Regionen, die modellseitig nicht ausgewählt werden, potenziell

⁶ Rund 40 % des Potenzials kommen dabei aus Marokko und 60 % aus Westsahara.

attraktive Exportregionen. Darüber hinaus implizieren die Sensitivitätsanalysen zu den Transportkosten, dass deren Einfluss auf die Wahl der Lieferregionen nicht überschätzt werden sollte (→ *Teilbericht 7*).

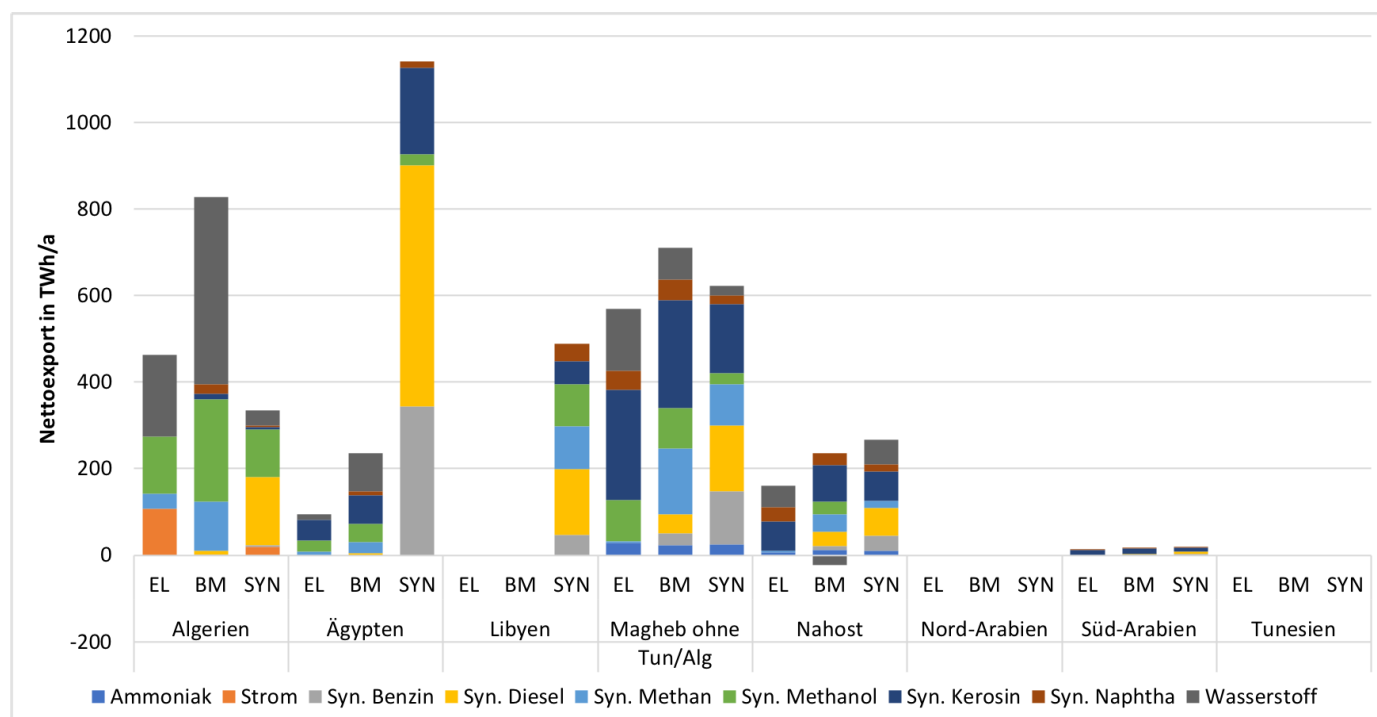


Abb. 4-2 Nettoexport je Energieträger der MENA-Regionen und -cluster im Jahr 2050, Szenarien „Innovative Antriebe“ (EL), „Brennstoffmix“ (BM) und „Klassische Antriebe“ (SYN), ohne Berücksichtigung von Investitionsrisiken

Der Transport erfolgt für alle drei Szenarien vorwiegend über Pipeline. Für den Transport von MENA nach Europa werden dabei die Onshore-Routen über das Cluster *Nahost* nach Südeuropa sowie über das Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* nach Westeuropa präferiert aufgrund der Annahme geringerer Transportkosten des Onshore- gegenüber des Offshore-Pipelinetransportes. Aufgrund der geringen Transportdistanz und damit vergleichsweise geringen Transportkosten werden synthetische Energieträger zudem über Offshore-Pipelines aus Algerien sowie im Szenario „Klassische Antriebe“ zusätzlich über Tunesien aus Libyen nach Europa transportiert. Gemäß den Modellergebnissen werden nur sehr geringe Mengen flüssiger Energieträger (Diesel, Benzin, Naphtha, Methanol, Kerosin⁷) per Tanker transportiert. Dabei erfolgt der Transport vor allem über weite Distanzen aus dem Cluster *Süd-Arabien*, im SYN-Szenario auch über geringere Transportdistanzen.

Diese Ergebnisse zeigen damit auf, dass der Tankertransport vor allem bei hohen Transportdistanzen ökonomisch attraktiv ist. Die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse zu geringeren Tankertransportkosten (→ *Teilbericht 7*) machen jedoch auch deutlich, dass bei geringeren Tankertransportkosten der Transport von flüssigen

⁷ In den Szenarien „Brennstoffmix (BM)“ und „Innovative Antriebe (EL)“ wird lediglich Kerosin per Tanker transportiert; im Szenario „Klassische Antriebe (SYN)“ neben Kerosin auch Diesel, Benzin, Methanol und Naphtha (jedoch in sehr viel geringeren Mengen als Kerosin).

Synfuels bei den gegebenen Distanzen in der EUMENA-Region zum größten Teil von der Pipeline auf den Tanker verlagert wird; der Transport von gasförmigen Synfuels erfolgt unter den gegebenen Annahmen weiterhin über Pipelines. Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass die ökonomische Vorteilhaftigkeit einer Transportoption, insbesondere für die flüssigen Energieträger, für die gegebenen Distanzen in der EUMENA-Region wesentlich von dem Binnenverhältnis der Kosten für den Pipeline- bzw. Tankertransport abhängt. Dieses Binnenverhältnis unterliegt jedoch aufgrund der Datenunsicherheit bei den Transportkosten ebenfalls einer Unsicherheit.

Wie aus der Analyse der Importquoten oben deutlich wurde, wird Strom nicht (siehe Szenario BM) bzw. nur in einem sehr geringen Maße (siehe Szenarien EL und SYN) aus der MENA-Region importiert. Grund hierfür sind die vergleichsweise hohen Transportkosten. Entsprechend begrenzt sich der Ausbau des Stromnetzes gemäß den Modellergebnissen auf inner-europäische Routen sowie in den Szenarien EL und SYN auf die Route Algerien-Cluster *EU_South*. Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Modell lediglich die Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zwischen Regionen abgebildet wurden und die Ergebnisse zu Transportinfrastrukturen sich damit auch lediglich auf diese Punkt-zu-Punkt-Verbindungen beziehen. Zusätzlich sind Transportkapazitäten innerhalb der Regionen notwendig, die modellseitig jedoch nicht abgebildet wurden.

4.4 Ergebnisse der Szenariovarianten mit Berücksichtigung von Investitionsrisiken

Gemäß den Modellergebnissen führt die *Berücksichtigung der Investitionsrisiken* zu einer wesentlichen Verschiebung der regionalen Produktionsmengen und damit auch zu einer Änderung der Versorgungsstrukturen.

Zum einen kommt es, bedingt durch die geringeren Kapitalkostenaufschläge in Europa, zu einer *Verlagerung der Produktion nach Europa*, was sich in geringeren Importquoten widerspiegelt (vgl. Tab. 4-2). Besonders ausgeprägt ist dies bei einer herausfordernden Risikoentwicklung in der MENA-Region (BM_neg), für die keinerlei Importe mehr aus der MENA-Region stattfinden und die Energieträger komplett innerhalb Europas produziert werden. Dieses Szenarioergebnis verdeutlicht auch, dass die europäischen EE-Potenziale bei der im BM-Szenario zugrunde gelegten Nachfrageentwicklung unter den gegebenen Annahmen ausreichend für eine vollständig autarke Versorgung Europas mit EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels sind.

Zum anderen führt die Berücksichtigung der Investitionsrisiken im Modell zu einer *Produktionsverschiebung innerhalb der MENA-Region*. Entgegen den Ergebnissen des Basisszenarios BM findet die Produktion in den Szenariovarianten BM_pos und BM_bau nur noch im Cluster *Nord-Arabien* bzw. bei einer positiven Entwicklung des Risikos zusätzlich im Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* statt. Dies ist im Wesentlichen auf den niedrigeren WACC in diesen Regionen zurückzuführen.

Tab. 4-2 Importquoten für Deutschland und Europa im Jahr 2050, Szenariovarianten „BM_Risiko_positiv“, „BM_Risiko_bau“, „BM_Risiko_herausfordernd“, mit Berücksichtigung von Investitionsrisiken

	BM (ohne Risiko)	BM_Risiko_positiv	BM_Risiko_bau	BM_Risiko_herausfordernd
Deutschland				
Strom heimisch	98 %	92 %	99 %	99 %
Weitere Energieträger heimisch	1 %	50 %	65 %	72 %
Stromimport	2 %	8 %	1 %	1 %
Weitere Energieträger Import	99 %	50 %	35 %	28 %
Europa (inkl. Deutschland)				
Strom heimisch	100 %	100 %	100 %	100 %
Weitere Energieträger heimisch	18 %	66 %	89 %	100 %
Stromimport	0 %	0 %	0 %	0 %
Weitere Energieträger Import	82 %	34 %	11 %	0 %

4.5 Sensitivitätsanalysen in Bezug auf die Höhe der Kapitalkosten

Eine langfristige Förderung von Investitionen könnte jedoch die risikobedingten Kapitalkostenaufschläge in einzelnen Ländern senken. Daher wurde am Beispiel der Länder/Regionen *Maghreb ohne Tun/Alg*, Jordanien und Oman jeweils separat untersucht, inwiefern sich geringere WACCs auf die Wahl der MENA-Lieferregionen auswirken würden. Für Jordanien und den Oman würde es danach bei einem WACC von bis zu 5 % zu einer Produktionsverlagerung aus den Clustern *Nord-Arabien* und *Maghreb ohne Tun/Alg*, welche die Lieferregionen in der Szenariovariante BM_pos darstellen, in ihre Länder kommen. In *Maghreb ohne Tun/Alg* würde gemäß dieser Sensitivitätsanalyse eine Produktion bei einem WACC von bis zu 7 % stattfinden.

Zusätzlich würde für alle drei Länder/Regionen bei einem WACC von bis zu 5 % ein Teil der Produktion, der in der Variante BM_pos in Europa stattfindet, in diese Länder verlagert. Dies spiegelt sich in entsprechend höheren Importquoten wider. Die Verlagerung ist dabei umso ausgeprägter, je geringer der angenommene WACC ist.

Gemäß den Modellergebnissen würden bei einem WACC von 5 % bis 1 % in Jordanien bzw. im Oman im Jahr 2050 ca. 1.800 bis 2.400 TWh/a synthetische Energieträger aus Jordanien bzw. etwa 1.400 bis 2.400 TWh/a aus dem Oman nach Europa exportiert. Die Exportmengen von *Maghreb ohne Tun/Alg* im Jahr 2050 würden bei einem dortigen WACC von 7 % bis 1 % zwischen 600 und 2.400 TWh/a betragen. Die Förderung von langfristigen Investitionen zur Senkung der Kapitalkosten kann damit gemäß der Modellierung einzelne Länder und Regionen zu attraktiven Exportregionen machen.

Zusammenfassend machen die Ergebnisse unter Einbezug der Investitionsrisiken deutlich, dass die Höhe des WACCs einen wesentlichen Einfluss auf die Wahl ökonomisch attraktiver MENA-Lieferregionen hat. Sehr geringe WACCs können weitere Einflussfaktoren, wie die Transportdistanz oder die EE-Einspeisecharakteristik, sogar überlagern. Wie die Sensitivitätsanalysen zeigen, sind bei geringen Kapitalkostenunterschieden jedoch auch weitere Faktoren relevant. Während Oman und Jordanien bei einem WACC von 7 % keine Exportregionen darstellen, wäre *Maghreb ohne Tun/Alg* aufgrund weiterer Standortvorteile wie z. B. seiner geografischen Nähe zu Europa auch bei einem WACC von 7 % ökonomisch attraktiv.

4.6 Kritische Einordnung des Forschungsansatzes

Es wurde ein Energieversorgungsmodell mit einer großen technologischen Bandbreite sowie einer differenzierten Abbildung der MENA-Region entwickelt und angewendet. Der hohe Detailgrad hinsichtlich der technologischen und geografischen Auflösung bedingte jedoch eine Komplexitätsreduktion an anderen Stellen: Zum einen wurde die Anzahl der Regionen durch das Clustering einzelner Länder zu größeren Regionen reduziert. Dieses Clustering bedingt, dass mögliche techno-ökonomische Vorteile einzelner Länder, zum Beispiel hinsichtlich geringerer EE-Gestehungskosten oder eines geringen Investitionsrisikos, nicht mehr explizit im Modell berücksichtigt werden können. Zum anderen wurde die Modellkomplexität durch eine geringe unterjährig zeitliche Auflösung von 25 Zeitschritten/Jahr reduziert. Durch diese geringe zeitliche Auflösung konnten insbesondere die unterjährigen EE-Einspeisezeitreihen nur vereinfacht abgebildet werden. Wie die Sensitivitätsanalysen in → *Teilbericht 7* aufzeigen, kann die geringe zeitliche Auflösung die Modellergebnisse hinsichtlich vorteilhafter MENA-Lieferregionen – insbesondere vor dem Hintergrund, dass viele MENA-Länder und -regionen günstige Solarpotenziale mit hohen Volllaststunden aufweisen – sowie der Importquoten leicht verzerren.

Weitere Limitierungen des hier entwickelten und eingesetzten Energieversorgungsmodells WISEE-ESM-I betreffen insbesondere die vereinfachende Abbildung des Transports von Energieträgern: Zum einen wurde keine Strom-Lastflussrechnung durchgeführt, zum anderen wurde von einer „Kupferplatte“ innerhalb der modellierten Regionen ausgegangen, das heißt Energieträger können unbeschränkt und ohne Verluste innerhalb einer Region transportiert werden. Der Transport wurde über Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zwischen den einzelnen Regionen modelliert. Entsprechend lässt sich aus den Modellergebnissen keine Infrastrukturplanung ableiten. Bestehende Transportinfrastrukturen wurden zudem im Modell nicht explizit abgebildet. Vielmehr erfolgte ein ex-post-Vergleich des Verlaufs und der Kapazität bestehender Infrastrukturen mit den Modellergebnissen. Darüber hinaus wurden Größendegressionseffekte bei Pipelines modellseitig nicht berücksichtigt.

Des Weiteren konnten bestehende Investitionsmaßnahmen der Industrie in Produktionsanlagen und Transportinfrastrukturen sowie regionale Charakteristika nur eingeschränkt im Energieversorgungsmodell berücksichtigt werden. Das WISEE-ESM-I ist zudem ein deterministisches Modell, das heißt Unsicherheiten in den Parametern sind nicht explizit im Modell abgebildet. Darüber hinaus bewertet das Modell potenzielle Versorgungsstrukturen nur anhand der ermittelten Systemkosten, entsprechend können einerseits keine Preise sowie andererseits keine gesellschaft-

lich, gesamtökonomisch oder ökologisch optimalen Konfigurationen aus den Ergebnissen abgeleitet werden.

5 Teilprojekt B.I: Analyse der Exportpotenziale in den MENA-Ländern

Ziel von Teilprojekt B.I war es zu ermitteln, welches Potenzial an erneuerbaren Energien bzw. synthetischen Kraftstoffen in den MENA-Ländern langfristig zu welchen Kosten für den Export zur Verfügung stehen könnte. Dabei wurden sowohl die potenzielle langfristige Eigennachfrage der Länder berücksichtigt als auch der Einfluss von länderspezifischen Risiken auf die Kosten analysiert. Inhaltlich umfasst das Teilprojekt B.I folgende Arbeitsschritte:

- **Länderrisikobewertung und Bestimmung von Risikokosten:** Bewertung der länderspezifischen Risiken für die Entwicklung eines erneuerbaren Energiesektors und eines synthetischen Kraftstoffsektors sowie Übersetzung dieser Länderrisiken in Kapitalkostenaufschläge für die MENA-Länder (→ *Teilbericht 8*)
- **Modellierung von Energieszenarien für die MENA Länder:** Bestimmung des langfristigen Eigenbedarfs der MENA-Länder an erneuerbarem Strom und synthetischen Kraftstoffen (→ *Teilbericht 9*)
- **Kosten-Potenzial-Analysen:** Bestimmung der langfristigen Potenziale und Kosten von Elektrizität, Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen in den MENA-Ländern (→ *Teilbericht 10*)
- **Länderkurzstudien:** Durchführung von Kurzstudien in Jordanien, Marokko und Oman zu den Rahmenbedingungen für den Export synthetischer Kraftstoffe (→ *Teilbericht 11*)

Das zentrale Ergebnis sind risikobewertete Kosten-Potenziale für erneuerbare Energien (PV, CSP und Wind-onshore) und synthetische Kraftstoffe (Fischer-Tropsch (FT)-Route) für 17 MENA-Länder und Regionen. Abb. 5-1 gibt einen Überblick über die wesentlichen Arbeitsschritte, Eingangsdaten und Zwischenergebnisse zur Erstellung der Kosten-Potenziale. Um die theoretischen Erkenntnisse zu reflektieren und die getroffenen Annahmen zu überprüfen, wurden exemplarisch die infrastrukturellen und industriellen Rahmenbedingungen vor Ort in den MENA-Ländern anhand von drei Länderkurzstudien zu Jordanien, Marokko und Oman analysiert.

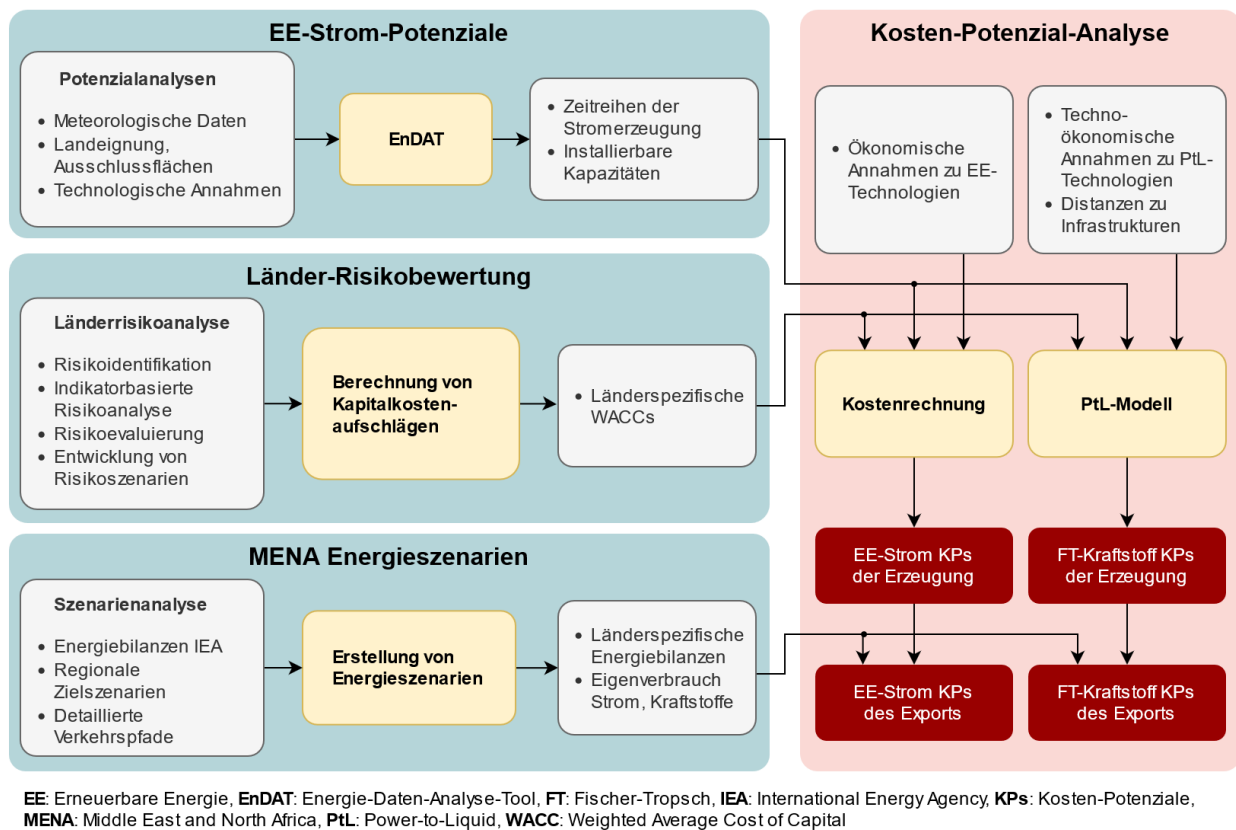


Abb. 5-1 Überblick wesentlicher Arbeitsschritte, Eingangsdaten und Zwischenergebnisse zur Erstellung der Kosten-Potenziale

Quelle: DLR und Wuppertal Institut

5.1 Länder-Risikobewertung und Risikokosten

Länderrisikobewertung

Die Frage, in welchen Ländern der MENA-Region sich zukünftig ein erneuerbarer Energiesektor als auch ein synthetischer Kraftstoffsektor vorteilhaft (weiter)entwickeln, ist eng mit der Frage nach dem Risiko verbunden, das mit Investitionen und Geschäftstätigkeiten in diesen Sektoren in den einzelnen Ländern verknüpft ist. Dies gilt sowohl für Entwicklungen zur Deckung des eigenen Bedarfs der Länder als auch für den Aufbau von Exportkapazitäten für synthetische Kraftstoffe und deren Vorprodukte inklusive Wasserstoffs. Zur Beurteilung der Risiken für die Entwicklung eines Exportsektors für EE und daraus erzeugte synthetische Kraftstoffe wurde in der vorliegenden Studie eine vergleichende Länderrisikoanalyse für alle betrachteten MENA-Länder durchgeführt. Die Länderrisikobewertung erfolgte dabei in den drei Schritten „Risikoidentifikation“, „Risikoanalyse“ und „Risikoevaluierung“ und ist im Detail in → *Teilbericht 8* beschrieben.

- 1 | Im ersten Schritt wurden auf Basis einer detaillierten Literaturanalyse, einer Top-Down-Wirkungsanalyse und eines Risikoregisters elf Risiken identifiziert (Abb. 5-2).
- 2 | Zur Untersuchung und Bewertung dieser Risiken wurde ein indikatorbasierter Analyserahmen entwickelt. Insgesamt wurden über 100 quantitative als auch

qualitative Indikatoren analysiert. Anschließend wurden die einzelnen Indikatorbewertungen durch mehrere Syntheseschritte zu einer qualitativen Bewertung auf der Risikoebene zusammengefasst.

- 3 | Die Risikoanalyse lieferte mit der Indikatorbewertung und der qualitativen Synthese den Input für die im nächsten Schritt erfolgende Evaluierung der Risiken. Die Evaluierung erfolgte anhand der zwei Dimensionen *Wahrscheinlichkeit* und *Auswirkung*. Beide Dimensionen wurden auf einer jeweils fünfstufigen Skala erfasst und in Form einer Matrix zu einem Risikowert multipliziert. Die einzelnen Risikowerte wurden für die jeweiligen Länder zu einem Gesamtrisikoländerwert zusammengefasst, um so das Gesamtrisiko zwischen den Ländern vergleichen zu können.

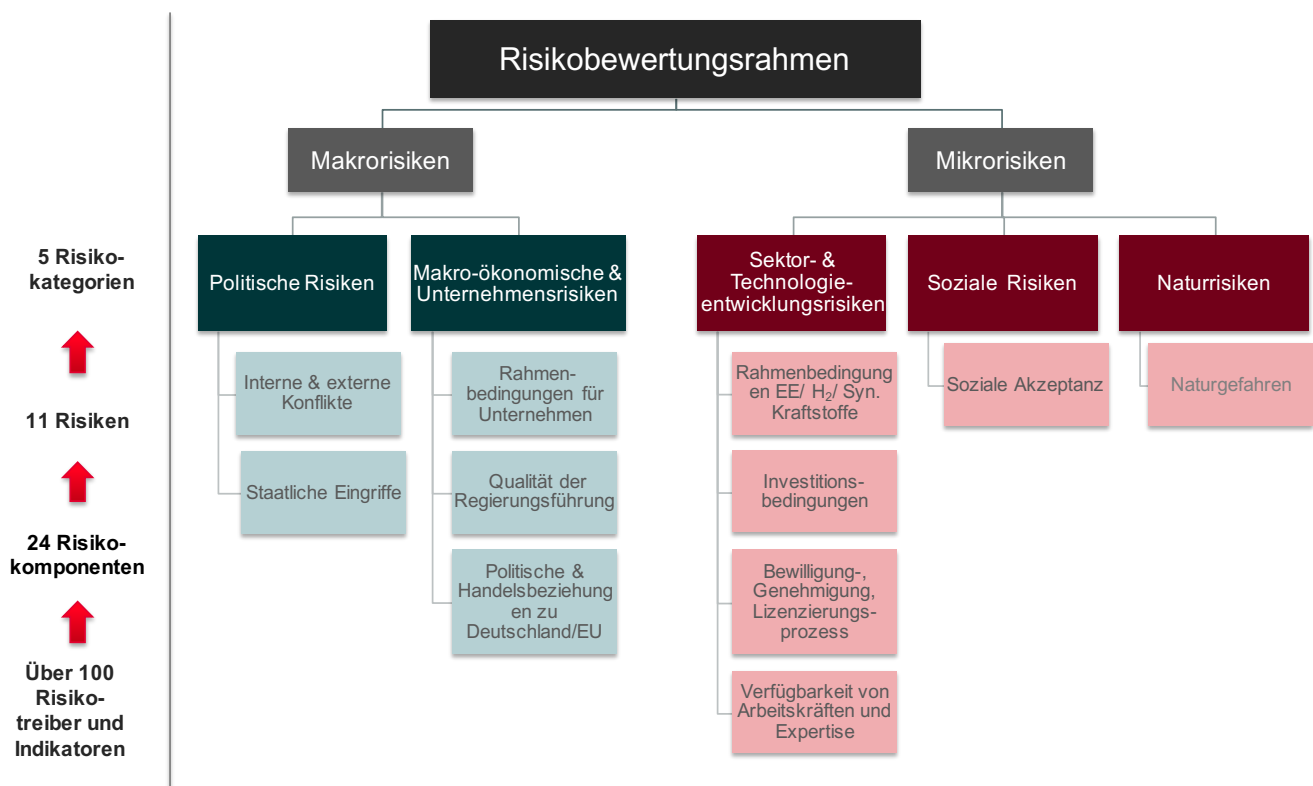


Abb. 5-2 Überblick über die analysierten Länderrisiken

Quelle: Wuppertal Institut

Eine Risikobewertung spiegelt in der Regel die Risikoeinschätzung zum heutigen Zeitpunkt für die naheliegende Zukunft wider. Das Ziel der Studie war es aber, insbesondere die Risiken für die längerfristige Sektorenentwicklung abzuschätzen und zu berücksichtigen. Angesichts der Komplexität und der Vielzahl möglicher Ereignisse auf internationaler, nationaler und regionaler Ebene und deren kausale Zusammenhänge sind Aussagen über die Zukunft jedoch schwierig. Dies gilt insbesondere in einer vielfach unruhigen Region wie Nordafrika und dem mittleren Osten. Um diesen Unsicherheiten Rechnung zu tragen, wurden neben der heutigen Risikoeinschätzung (die als Risikoszenario *Risk_bau* bezeichnet wird) zwei weitere gegensätzliche Szenario-Narrative entwickelt, die den zukünftigen Möglichkeitsspielraum beschreiben.

Das erste Risikoszenario beschreibt eine *positive Entwicklung*, in der sich die Risiken reduzieren und das somit für die Entwicklung der erneuerbaren Energien und der synthetischen Kraftstoffherzeugung vorteilhaft ist (*Risk_pos*). Das zweite Szenario zeigt hingegen herausfordernde Entwicklungen auf, durch die sich die Risiken in beiden Sektoren erhöhen können (*Risk_neg*). Diese Narrative wurden auf die jeweilige individuelle Situation in den siebzehn analysierten Ländern bezogen und das Risiko entsprechend bewertet. Abb. 5-3 zeigt das Ergebnis dieser Bewertung in Form des Gesamtrisikoländerwerts beispielhaft für den synthetischen Kraftstoffsektor und für das positive Szenario, in dem eine Reduzierung der Risiken angenommen wird.



Abb. 5-3 Länderrisikowerte für den synthetischen Kraftstoffsektor für das Risikoszenario *Risk_pos*

Quelle: Wuppertal Institut

Länderspezifische Kapitalkostenaufschläge

Um die identifizierten Länderrisiken in die Kosten-Potenzial-Analyse einzubeziehen, müssen die Risiken in Form von Kosten abgebildet werden. Hierzu wurde ein Ansatz entwickelt, mit dem die zuvor ermittelten Risikoszenarien in länderspezifische Kapitalkostenaufschläge übersetzt werden können. Dieser Ansatz beruht auf der Annahme, dass ein höheres Risiko eine höhere Kapitalrendite erfordert, was sich in höheren Kapitalkosten niederschlägt. Die durchschnittlichen gewichteten Kapitalkosten (WACC) setzen sich vereinfacht aus drei Komponenten zusammen: Verzinsung sicherer Anlagen, Länderrisikoprämie und Technologierisikoprämie. Ausgehend von der Prämisse, dass die (reinen) technologie-inhärenten Risiken und die damit verbundenen Kapitalkostenaufschläge in allen Ländern identisch sind, können die Kapitalkostenunterschiede für Fremd- und Eigenkapital zwischen Ländern als die länderspezifischen Risikokosten definiert werden.

Die Übertragung der Risikobewertungen in länderspezifische Kapitalkostenaufschläge erfolgte in drei aufeinanderfolgenden Schritten:

- 1 | Im ersten Schritt wurden die aktuellen Eigen- und Fremdkapitalkosten für jedes Land ermittelt.
- 2 | Im zweiten Schritt wurden die Beiträge der vorher ermittelten Risiken aus dem Szenario Risk_bau auf die heutigen Finanzierungskosten quantifiziert. Dazu wurde auf die von Waissbein et al. (2013) entwickelte Methode des sogenannten „Wasserfalls der Finanzierungskosten“ zurückgegriffen.
- 3 | Im dritten Schritt wurden die Kapitalkostenaufschläge auf Basis der zwei Risikoszenarien für einzelne Länder berechnet. Dazu wurden die Risikobewertungen für das positive (Risk_pos) und für das herausfordernde Szenario (Risk_neg) ins Verhältnis zur Risikobewertung im business-as-usual-Szenario (Risk_bau) und den zuvor bestimmtem aktuellen Kapitalkosten für das jeweilige Land gesetzt.

Das Ergebnis sind länderspezifische Kapitalkostenaufschläge für die untersuchten MENA-Länder, die entsprechend drei WACC-Szenarien bilden (Abb. 5-4).

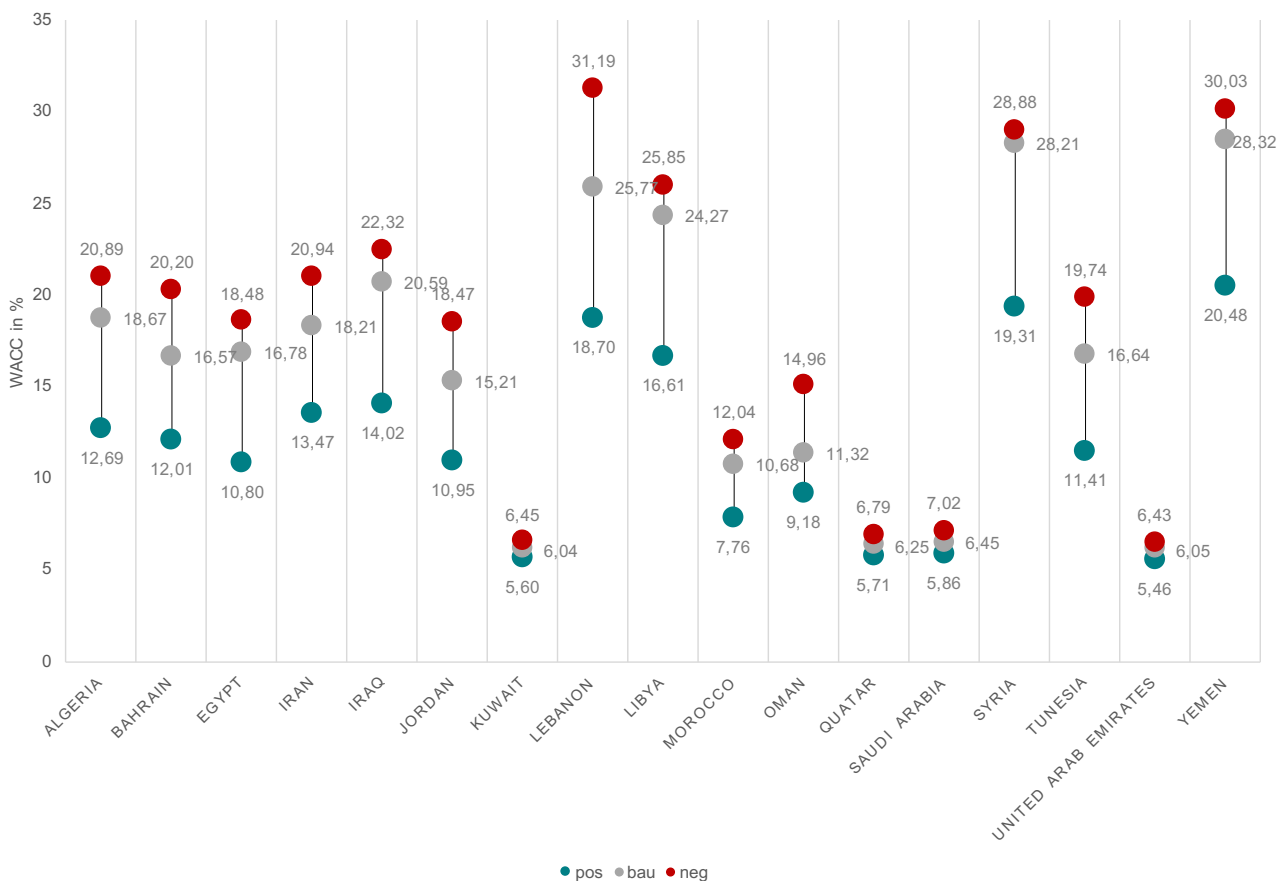


Abb. 5-4 WACC-Szenarien (inflationsbereinigt, vor Steuern)

Quelle: Wuppertal Institut

Das Szenario WACC_bau basiert auf dem Risikoszenario Risk_bau, das Szenario WACC_pos auf dem Risikoszenario Risk_pos und das Szenario WACC_neg auf dem Risikoszenario Risk_neg.

Der hier verwendete Ansatz ermöglicht es, die originär oft qualitativen Länderrisiken in Form von möglichen zukünftigen Kapitalkostenaufschlägen zu quantifizieren. Allerdings hat die Quantifizierung aufbauend auf heutigen Kapitalkosten zur Folge, dass die Spannweite der Kapitalkostenaufschläge für die verschiedenen Szenarien teilweise von der Spannweite der Risikoszenarien abweicht. Dies betrifft insbesondere die Länder, die heute besonders niedrige Kapitalkosten aufweisen. Hier zeigen sich auch für das herausfordernde Szenario BM_neg nur geringere Kapitalkostenveränderungen relativ zum Szenario BM_bau, während die Risikoszenarien teilweise höhere Risiken ausweisen. Die tatsächliche Entwicklung der WACC kann daher potenziell von den hier modellierten Werten abweichen und in den einzelnen Ländern eine wesentlich größere Bandbreite aufweisen. Zudem muss festgehalten werden, dass es sich hier um eine Einschätzung für die gesamte Sektorentwicklung in einem Land handelt. Einzelne Projekte können davon abweichende individuelle Kapitalkostenstrukturen aufweisen. Darüber hinaus können staatliche oder multilaterale Finanzierungsinstrumente dazu beitragen, Kapital zu geringeren Kosten als hier berechnet bereitzustellen.

5.2 Energieszenarien für die MENA-Länder

Nachfragemodellierung und Szenarientwicklung

Die Abschätzung der möglichen zukünftigen Energie- und Kraftstoffnachfrage erfolgte getrennt für die zwei Regionen Nordafrika und Mittlerer Osten sowie die 17 einzelnen Länder. Es wurden in Summe vier Szenariovarianten betrachtet, die unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Narrativen folgen und den Möglichkeitsraum der Eigenbedarfsentwicklung aufspannen. Die Methode basiert auf einer bottom-up-Szenarienmodellierung mit einem sogenannten „accounting framework“ und einer Kalibrierung des Modells mit einerseits länderspezifischen statistischen Daten (insbesondere IEA 2017a) und andererseits verfügbaren regionalen Szenarien, die zu den Narrativen passen. Die Ergebnisse der Ermittlung von Stromerzeugungspotenzialen und installierbaren Kapazitäten (siehe Kapitel 5.3) stellen die wesentliche Grundlage für die exemplarische Darstellung zukünftiger Stromerzeugungsstrukturen dar.

Die Szenarientwicklung erhebt nicht den Anspruch, für die sozio-technischen Transformationen in den Ländern eine differenzierte Analyse und Bewertung zu liefern. Der Fokus lag auf der Entwicklung der Energiebilanzen der Länder unter der Annahme diversifizierter Erzeugungsstrukturen ohne Systemkostenoptimierung. Weitergehende Analysen des Infrastrukturbedarfs (Speicher, Netze und andere Flexibilität) durch den erforderlichen Lastausgleich im Stromsystem sowie den Energieaustausch und -handel zwischen den Ländern konnten im Rahmen des Projekts nicht durchgeführt werden. Erforderliche Importe aus Nachbarländern sind nicht explizit ausgewiesen, insofern stellen die Ergebnisse auf der Erzeugungsseite theoretische Werte einer ausschließlich heimischen Versorgung dar. Weitere Informationen zur Szenarientwicklung finden sich in → *Teilbericht 9*.

Die folgenden Szenariovarianten wurden betrachtet:

- *Referenzszenario (REF)*: Folgt dem „Current Policies Scenario“ aus dem World Energy Outlook der IEA mit der Annahme einer Fortführung heutiger Politiken ohne mögliche Politikinitiativen in der Zukunft als Referenzwert für den maxima-

len Bedarf an fossilen Energieträgern und maximale CO₂-Emissionen. Ohne Covid-19-Effekt, aber einschließlich aktueller Planungen im Stromsektor.

- *Alternative moderate RE-Strategie (ALT)*: Moderate Effizienz- und EE-Ausbaustrategien. Setzt bei den heute bekannten Zielen der MENA-Länder zum EE-Ausbau an, ergänzt um einen regionalen Pfad, der zu einem Mindestziel von 80 % THG-Minderung bis 2050 (gegenüber 1990) um etwa 10 Jahre verzögert ist. Liegt bezüglich der Effizienzentwicklung und des Elektrifizierungsgrades zwischen REF und ADV.
- *100 % EE-Szenario (ADV)*: Ambitioniertes Szenario mit 100 % EE und Null CO₂-Emission bis zum Jahr 2050. Basierend auf dem globalen 2 °C-Szenario von (Teske et al., 2019). Vollständige Substitution von verbliebenen Nachfragen an Gas sowie Brenn- und Kraftstoffen durch synthetische Energieträger komplementär zur weitgehenden Elektrifizierung und direkten H₂-Nutzung. Keine Biokraftstoffe im Verkehr entsprechend den IEA SDS-Szenarien aus dem World Energy Outlook (IEA, 2017b). Einschließlich PtL-Erzeugung als Ersatz für bunker fuels (Seeschifffahrt und internationaler Flugverkehr) sowie für den fossilen nicht-energetischen Verbrauch in der Industrie.
- *Variante ALT mit 100 % synthetischen Brennstoffen in 2050 (ALT2)*: Alternatives Szenario mit moderaten Effizienz- und EE-Ausbaustrategien entsprechend ALT-Szenario, verknüpft mit der Annahme, die restlichen fossilen Brennstoffe bis zum Jahr 2050 vollständig zu ersetzen, damit das 100 % EE-Ziel erreicht wird. Geringere direkte Nutzung von erneuerbarem Strom und erneuerbarer Wärme sowie eine weniger ambitionierte Effizienzentwicklung. Die Variante liefert im Ergebnis eine Maximalabschätzung des möglichen Eigenbedarfs der Länder.

Szenarienergebnisse

Abb. 5-5 zeigt die aus der bottom-up-Projektion des Verkehrssektors resultierenden gesamten Endenergieverbräuche für alle Energiearten und Verkehrsträger als Summe aller 17 MENA-Länder bzw. Regionen. Während das *Referenzszenario* einen sehr starken Anstieg des Verbrauchs zwischen 2015 und 2050 um den Faktor 2,4 ergibt, liegt der Anstieg im *moderaten Szenario* nur beim Faktor 1,6. Im *ambitionierten Szenario* ADV sinkt der Bedarf langfristig leicht gegenüber heute, was auf den starken Rückgang der spezifischen Verbräuche, die starke Elektrifizierung und den konsequenten modalen Wechsel hin zu effizientesten Verkehrsarten zurückzuführen ist.

Ein möglicher PtL-Bedarf ist nur in den beiden 100 %-EE-Szenarien unterstellt. Er steigt in Summe für alle MENA-Länder im Falle des Szenarios ADV von 143 PJ im Jahr 2030 auf ca. 2.470 PJ im Jahr 2040 und ca. 5.360 PJ im Jahr 2050. Im bezüglich der Verbrauchsminderung moderaten Szenario ALT2 liegt der Eigenbedarf bei einer gleich angenommenen zeitlichen Implementierung von PtL durchgehend höher. Hier steigt der Bedarf von 194 PJ im Jahr 2030 auf ca. 4.380 PJ im Jahr 2040 und ca. 13.100 PJ im Jahr 2050.

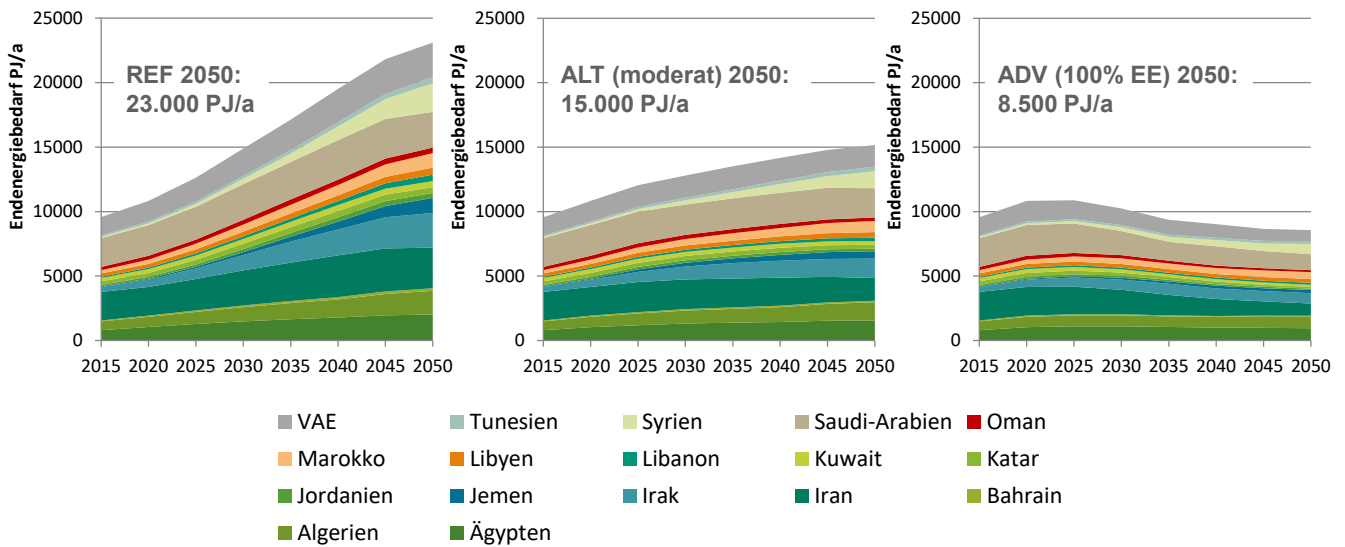


Abb. 5-5 Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr für alle betrachteten MENA-Länder in den Szenarien REF, ALT und ADV

Quelle: DLR

Aus allen Nachfragen an Strom sowohl aus den Endverbrauchssektoren als auch zur Erzeugung von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen wurde für jedes Land die Gesamtnachfrage nach erneuerbarem Strom abgeschätzt. Abb. 5-6 zeigt die entsprechende Entwicklung der Stromerzeugung aus Windkraft (onshore und offshore) sowie Sonnenenergie (PV und CSP) in den beiden 100 % EE-Szenarien in Form der erzeugten Jahresmengen und der dazu benötigten installierten Leistungen. Beiträge durch andere erneuerbare Energien (Biomasse, Geothermie, Meeresenergie) und die Wasserstoff-Rückverstromung sind nicht dargestellt.

Im Ergebnis steigen die installierten Leistungen für Wind- und Sonnenstrom im ADV-Szenario auf knapp 4.500 GW bei einer Stromerzeugung von 9.700 TWh im Jahr 2050 für alle betrachteten MENA-Länder. Im ALT2-Szenario sind sowohl die Leistungen als auch die im Jahr 2050 benötigten Jahresstrommengen um den Faktor 2 höher. Obwohl die Anforderungen an die Stromsysteme in den beiden 100 % EE-Szenarien enorm sind und die heutigen Ziele der MENA-Länder zumeist um Größenordnungen übersteigen, ist die Ausschöpfung der in Kapitel 5.3 gezeigten technischen Potenziale in Ländern mit hohem Flächenpotenzial gering. In der Summe aller MENA-Länder werden die technischen Wind- und Solarpotentiale in den zwei 100 % EE-Szenarien zu 1,5 % bzw. 3 % ausgeschöpft, wobei keine zukünftige Flächenkonkurrenz mitberücksichtigt ist. Weitere Ergebniswerte finden sich in → *Teilbericht 9*.

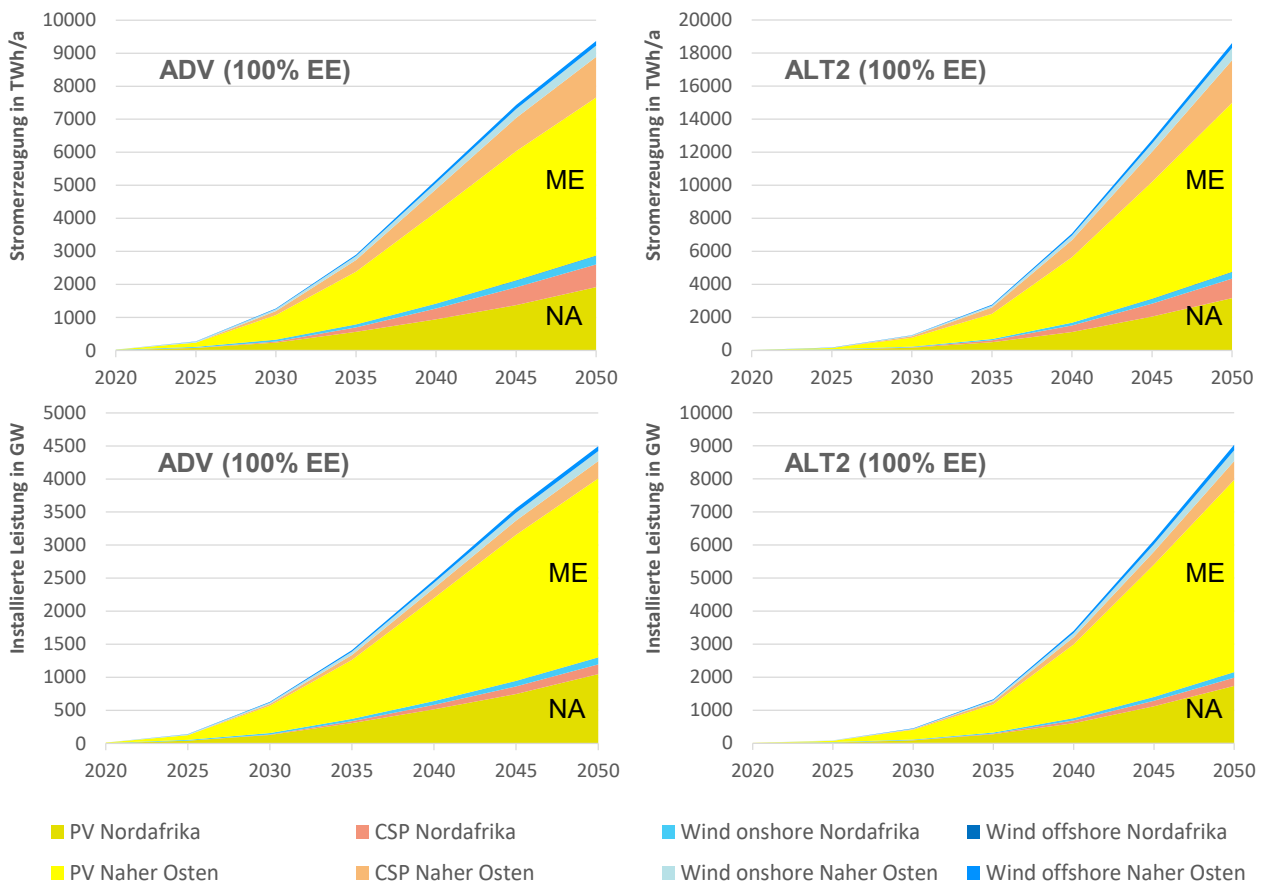


Abb. 5-6 Beispielhafte Entwicklung der Jahresmengen und installierten Leistungen der Stromerzeugung aus Sonne und Wind in den Szenarien ADV und ALT2

Quelle: DLR

5.3 Technische und risikobewertete Kosten-Potenzial-Analyse

Die Kosten-Potenzial-Analyse (KPA) für EE-Strom und Fischer-Tropsch(FT)-Kraftstoffe umfasst die Ermittlung von technisch möglichen Erzeugungspotenzialen sowie Exportpotenzialen und den einhergehenden Gestehungskosten des jeweiligen Zielprodukts, auch Kosten-Potenziale (KPs) genannt. Dies soll helfen, geeignete Regionen für die Erzeugung von EE-Strom und Kraftstoffen zu identifizieren (siehe auch → *Teilbericht 10*).

Die KPA für EE-Strom und FT-Kraftstoffe fand mit unterschiedlichen Methoden statt. Die KPA für EE-Strom wurde mithilfe einer einfachen Kostenrechnung durchgeführt, wohingegen die KPA für FT-Kraftstoffe anhand einer Modellierung der PtL-Route erfolgte. Mit beiden Methoden wurden zunächst mithilfe von Potenzialdaten und der Länder-Risikobewertung Kosten-Potenziale der Erzeugung bestimmt. Anschließend wurde der in den Energieszenarien ermittelte Eigenbedarf vom günstigsten Erzeugungspotenzial abgezogen und so die Kosten-Potenziale des Exports (Exportpotenzial) ermittelt. Zur Maximalabschätzung des Eigenbedarf-Effekts wurden dabei die Werte aus dem Szenario ALT2 herangezogen (siehe Kapitel 5.2).

Mit diesem Ansatz erfolgte die Ermittlung von KPs für unterschiedliche Szenarien. Die Dimensionen des Szenarioraums waren

- die Art der EE-Technologie: PV, CSP, Windkraft,
- der Zeithorizont: 2030, 2040, 2050 sowie
- die Entwicklung der Länderrisiken in Form von länderspezifischen WACC gemäß Kapitel 5.1: WACC_ref (6% für alle Länder), WACC_bau, WACC_pos, WACC_neg (jeweils individueller WACC pro Land)

Ermittlung von EE-Strom-Potenzialen

Die Ermittlung von EE-Strom-Potenzialen umfasst die Berechnung von installierbaren Kapazitäten für PV-, CSP- und Windenergieanlagen sowie deren stündliche Stromerzeugung und jährlichen Erzeugungspotenziale und Kosten. Dies fand im Energie-Daten-Analyse-Tool (EnDAT) des DLR in den nachfolgend beschriebenen vier Arbeitsschritten statt. Die Vorgehensweise wurde für Europa von Scholz entwickelt (Scholz, 2012) und von Stetter global erweitert (Stetter, 2014).

- 1 | **Analyse der Ressourcen:** Meteorologische Daten (Solarstrahlung, Windgeschwindigkeiten) für das repräsentative meteorologische Jahr 2002 wurden für die Modellierung in zeitlicher und räumlicher Auflösung vorprozessiert.
- 2 | **Analyse der verfügbaren Landflächen:** Dazu wurden Flächenausschlusskriterien, Landbedeckungsdaten und Flächennutzungsfaktoren berücksichtigt. Aus der Landflächenanalyse resultierten installierbare Kapazitäten für EE-Anlagen.
- 3 | **Kraftwerksmodell:** Mithilfe von technologischen Annahmen wurden stündlich aufgelöste Zeitreihen der Stromerzeugung generiert.
- 4 | **Ökonomische Betrachtung:** Anhand der installierbaren Kapazitäten und mithilfe von Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten wurden jährliche Kosten der Stromerzeugung berechnet. Mit den Kosten und den zugehörigen Potenzialen konnten mittlere Gestehungskosten für unterschiedliche Potenzialklassen ermittelt werden. Anhand derer konnte später eine räumliche Aggregation zu regionalen Zeitreihen und Kostenpotenzialen erfolgen

Die erläuterten Schritte wurden in einer definierten räumlichen Rasterzellen-Auflösung von 0,045° (ca. 5 km) weltweit für 88 Länder angewendet. Anschließend wurden die Daten zu definierten Regionen aggregiert. Die Aggregation fand je nach Anwendung (Energiesystem-, Energieszenario-, Markt-, Kosten-Potenzial-Analyse) unterschiedlich statt. Für die weitere Kosten-Potenzial-Analyse wurden die Daten zu einer größeren Rasterzellen-Auflösung von 0,45° (ca. 50 km) in den 17 MENA-Ländern aggregiert.

Kosten-Potenzial-Analyse für EE-Strom

Aus den im vorherigen Abschnitt ermittelten jährlichen Erzeugungspotenzialen und den zugehörigen Gestehungskosten wurden Referenz-KPs gebildet. Mittels eines Skalierungsfaktors, der sich u. a. aus den länderspezifischen WACCs berechnet, wurden diese auf die unterschiedlichen WACC-Szenarien (WACC_bau, WACC_pos, WACC_neg) angepasst.

Kosten-Potenzial-Analyse für FT-Kraftstoffe

Die Gestehungskosten für FT-Kraftstoffe wurden anhand der Modellierung einer PtL-Route ermittelt. Das techno-ökonomische PtL-Modell legte Erzeugungsanlagen kostenoptimiert aus. Dabei erfolgte die Optimierung unter Einhaltung relevanter Nebenbedingungen wie Masse- und Energiebilanzen. Die Erzeugungsanlagen wurden als Inselanlagen ohne Netzanbindung angenommen. Input des Modells waren die Zeitreihen der stündlichen Stromerzeugung, techno-ökonomische Annahmen zu Systemkomponenten, Distanzkarten zu Infrastrukturen sowie länder- und technologiespezifische WACCs.

Die PtL-Route umfasste eine PtL-Anlage sowie die nötige Strombereitstellung. Die Strombereitstellung berücksichtigte ein EE-Kraftwerk, einen Energiespeicher (Batterie oder thermischer Energiespeicher) sowie eine Stromübertragung. Die PtL-Anlage umfasste eine PEM-Elektrolyse, einen Wasserstoffspeicher und eine FT-Synthese. Für den PtL-Prozess wurden vereinfacht Strom- und Wasserbedarf des Elektrolyseurs sowie Bedarf an Kohlenstoffdioxid (CO_2) berücksichtigt. Für den PtL-Prozess wurde der Bedarf an Strom und Wasser (H_2O) der Elektrolyse sowie Kohlenstoffdioxid (CO_2) für den hier in der FT-Synthese integrierten RWGS-Reaktor abgebildet. Aufgrund der besseren Infrastrukturanbindung wurde angenommen, dass die PtL-Anlage in Hafennähe steht und der EE-Strom aus Solar- oder Windkraftwerken jeweils aus der lokal betrachteten 50 km-Rasterzelle bezogen wird. Wasser wird aus einer Meerwasser-Umkehrosmoseanlage und CO_2 aus küstennahen Zementwerken oder langfristig aus kostengünstigen DAC-Anlagen bezogen.

Die produzierbare Kraftstoffmenge wurde mit der jeweils lokal maximal installierbaren Kapazität der EE-Anlagen hochgerechnet und resultiert im technisch möglichen Erzeugungspotenzial. Im letzten Schritt wurden die Eigenbedarfe der MENA-Länder (siehe Kapitel 5.2) jeweils von den günstigsten Erzeugungspotenzialen abgezogen und ergaben somit die Exportpotenziale bzw. KPs des Exports.

Abb. 5-7 zeigt für FT-Kraftstoff beispielhaft die Exportpotenziale im Jahr 2050 unter Ansatz eines in allen Ländern einheitlichen Referenz-WACC von 6 %. Es ergeben sich im Vergleich zum Kraftstoffbedarf für Deutschland und Europa (siehe auch Kapitel 4.1) ausreichend hohe Exportpotenziale mit niedrigen Gestehungskosten.

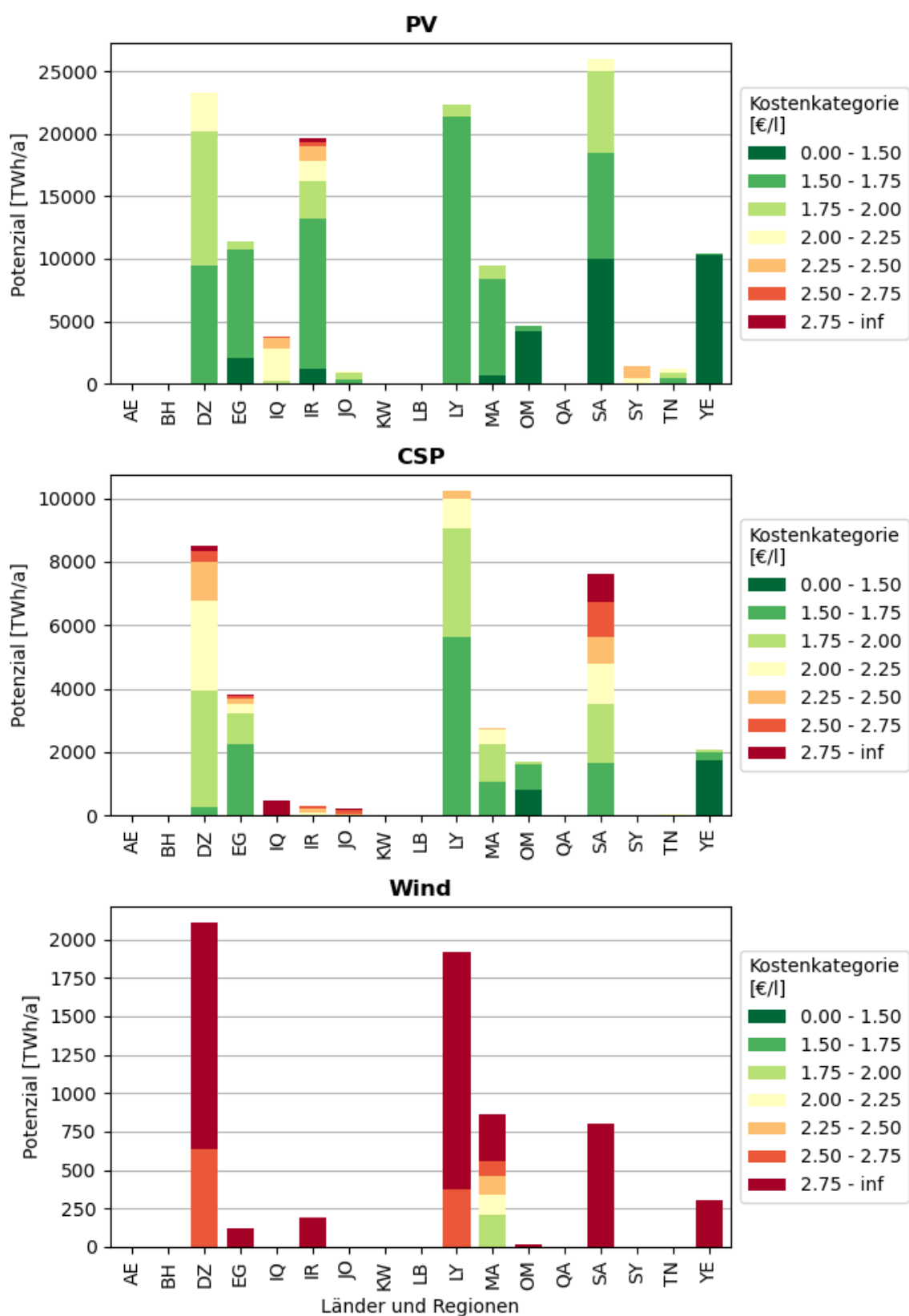


Abb. 5-7 **Länderspezifische Exportpotenziale für Fischer-Tropsch-Kraftstoff mit Photovoltaik, CSP und Wind im Jahr 2050 bei einem Referenz-WACC von 6 %**

Abb. 5-8 zeigt beispielhaft die lokalen Gestehungskosten für FT-Kraftstoff mit PV im Jahr 2050 bei einem Referenz-WACC von 6 %.

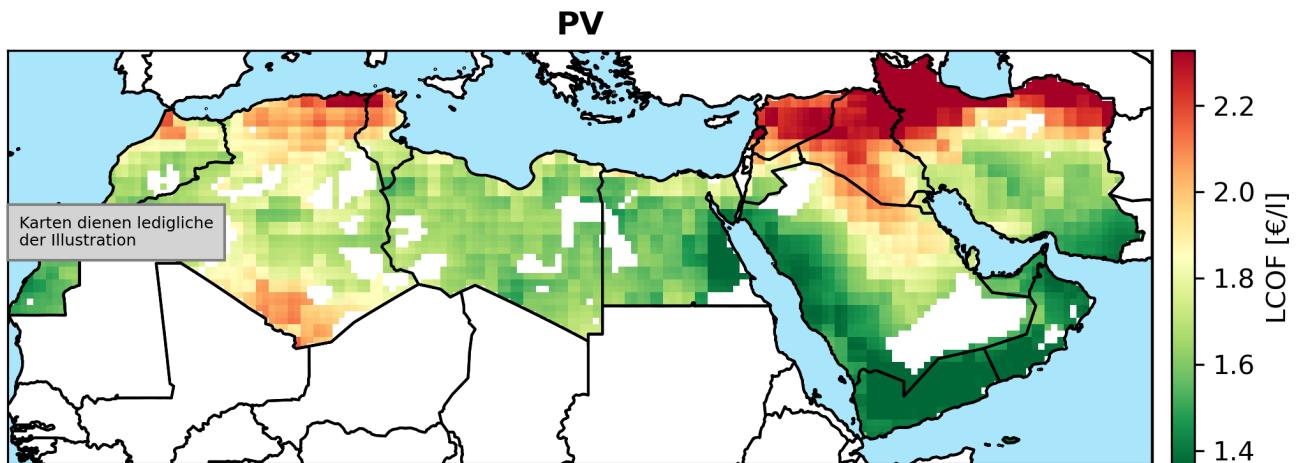


Abb. 5-8: Lokale Gestehungskosten (LCOF) für Fischer-Tropsch-Kraftstoff basierend auf Photovoltaik im Jahr 2050 bei einem Referenz-WACC von 6 %

5.4 Synthese der Länderkurzstudien

Um die theoretischen Erkenntnisse unter spezifischen Rahmenbedingungen in einzelnen MENA-Ländern beurteilen zu können, wurden von externen Auftragnehmern Länderkurzstudien in Jordanien, Marokko und Oman durchgeführt. Konkret wurden die Rahmenbedingungen für die Entwicklung eines Exportsektors für Wasserstoff und synthetische Folgeprodukte hinsichtlich der infrastrukturellen und industriellen Voraussetzungen untersucht sowie relevante Stakeholder und deren Interessen identifiziert (siehe auch → *Teilbericht 11*).

Die Auswahl der drei Länder für die Kurzstudien erfolgte auf Basis der Ergebnisse der im Rahmen des Projekts MENA-Fuels durchgeführten Analysen, der Empfehlungen der beiden Beiräte sowie der Machbarkeit unter den im Projekt gegebenen finanziellen und zeitlichen Rahmenbedingungen. Zudem war der Anspruch, Länder aus beiden Regionen, Nordafrika und Naher Osten, zu berücksichtigen sowie eine Diversität in Bezug auf die aktuelle Rolle im globalen Energiesystem als Öl- oder Gasexporteur oder als Energieimporteure abzubilden.

Die **Kurzstudie zu Marokko** zeigt, dass das Land als weltweiter Vorreiter beim Ausbau der erneuerbaren Energien auch in Bezug auf die Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft große Ambitionen hegt. Marokko will Weltmarktführer bei der Produktion von grünem Wasserstoff werden und entsprechend gibt es eine starke politische Unterstützung für die Entwicklung eines Exportsektors für grünen Wasserstoff und andere synthetische Energieträger. Marokko entwickelt derzeit eine Wasserstoff-Roadmap, die auch angestrebte Exportvolumen quantifiziert. Marokko hat zudem bereits mehrere Partnerschaftsabkommen mit europäischen Ländern in Bezug auf grünen Wasserstoff geschlossen. Erste Pilotanlagen befinden sich in der Planung und mit „GreenH2 Maroc“ gibt es bereits ein grünes Wasserstoff-Cluster, das sich auf die Entwicklung und Industrialisierung von grünem Wasserstoff konzentriert. Von Seiten der deutschen und der europäischen Industrie besteht ein hohes Interesse am

Standort Marokko als Exporteur von grünen synthetischen Kraftstoffen. In Bezug auf die Infrastrukturvoraussetzungen verfügt Marokko über eine gute Ausgangsbasis mit einem relativ gut ausgebauten Stromnetz, einer bestehenden Gaspipeline nach Spanien, dem Vorhandensein von Salzkavernen, die für die Speicherung von Wasserstoff genutzt werden könnten, und gut ausgebauter Hafeninfrastruktur. Bezüglich der Industrie verfügt das Land über eine bedeutende chemische Industrie insbesondere im Düngemittelbereich; hingegen sind die Aktivitäten im Bereich der Petrochemie und Gasindustrie begrenzt.

Die **Kurzstudie zum Oman** zeigt, dass das Land ebenfalls bereits sehr aktiv ist in Bezug auf die Entwicklung von grünen Wasserstoffprojekten für den späteren Export. In dem Land, dessen Wirtschaft bisher in hohem Maße von Ölexporten abhängig ist, scheint Wasserstoff als ein potenzieller neuer Wirtschaftszweig erkannt worden zu sein. Entsprechend befindet sich derzeit eine Wasserstoffstrategie in der Entwicklung, die hohe Exportvolumen vorsieht. Die Voraussetzungen dafür scheinen günstig, da das Land über küstennahe Standorte mit erneuerbaren Energieprofilen verfügt, die eine hohe Volllaststundenzahl ermöglichen. Gleichzeitig liegt es geografisch günstig zwischen Europa und Asien, ist politisch stabil und bietet ein sehr gutes Geschäftsumfeld. Es wurden bereits eine Reihe von Projekten zu grünem Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen angekündigt, unter anderem ein 25 GW-Großprojekt. Eine nationale Wasserstoff-Allianz, Hy-Fly, wurde gegründet, um die Entwicklung und den Einsatz von sauberem Wasserstoff zu beschleunigen und bis 2040 eine ausgereifte Wasserstoffwirtschaft aufzubauen. Als infrastrukturelle Voraussetzung für den Aufbau eines Wasserstoffexportsektors braucht es neben sehr hohen Ausbauraten für erneuerbare Energien einen parallelen Ausbau des Stromnetzes. Zudem müssen Transport- und Wasserentsalzungskapazitäten ausgebaut werden. Im Industriebereich verfügt der Oman über eine relevante chemische Industrie, sowie umfangreiche Erfahrungen in der Öl- und Gasförderung und Weiterverarbeitung, die für die Entwicklung einer synthetischen Kraftstoffproduktion genutzt werden können.

Die **Kurzstudie zu Jordanien** zeigt, dass das Land als Vorreiter bei der Entwicklung erneuerbarer Energien in der MENA-Region gute Ausgangsvoraussetzungen besitzt. Allerdings sind die Entwicklungen im Bereich grüner Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe noch weniger weit fortgeschritten als in Marokko oder Oman. Aufgrund von Überkapazitäten in der Stromerzeugung besteht in Jordanien ein hohes Interesse daran, Strom zu speichern und Überschüsse zu exportieren. Hier könnte neben direkten Stromexporten auch die Produktion von grünen synthetischen Energieträgern für den Export eine interessante Strategie für Jordanien sein. In Bezug auf konkrete Projekte gibt es bisher erste Gespräche zwischen einer australischen Firma und der jordanischen Regierung über eine Machbarkeitsstudie zur Erzeugung grünen Wasserstoffs. Infrastrukturell muss für den Aufbau eines grünen Wasserstoffsektors in Jordanien das Stromnetz ausgebaut werden, um EE-Strom aus den ertragreichsten Standorten im Osten, Zentrum und Süden des Landes zu potenziellen Produktionsstandorten in Amman, Maan oder Akaba zu transportieren. Gleichzeitig wird auch die Bereitstellung von Wasser durch Entsalzung ein kritischer Faktor für die Produktion von grünem Wasserstoff sein, da es bisher an Entsalzungskapazitäten fehlt. Hingegen verfügt Jordanien über Erfahrung mit der Speicherung von Erdgas in Salzkavernen in Amman und Aqaba, wo potenzielle Drehscheiben für

grünen Wasserstoff entwickelt werden könnten. Außerdem verfügt Jordanien über eine relevante chemische Industrie, die Düngemittel auf Kalium- und Phosphatbasis herstellt.

Über alle Kurzstudien hinweg kann als **Fazit** gezogen werden, dass in allen drei Ländern bereits (erste) Aktivitäten in Bezug auf grünen Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe stattfinden und in Marokko und Oman derzeit strategische Exportziele festgelegt werden. Insbesondere im Oman und in Marokko sind bereits eine Reihe von Großprojekten zur Herstellung von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen für den Export angekündigt worden. Die erforderlichen Ausbauraten im Bereich der erneuerbaren Energien und der Übertragungs- und Transportinfrastruktur sind entsprechend hoch, insbesondere wenn die Zusätzlichkeit der erneuerbaren Energieerzeugung sichergestellt werden muss. Die bisherigen Ausbauraten müssen um ein Vielfaches übertroffen werden, um die anvisierten Zielkapazitäten zu erreichen. Hier bestehen große Herausforderungen in Bezug auf Kapazitäts- und Ressourcenmanagement, die potenziell zu Engpässen bei der Realisierung der Pläne führen könnten. Darüber hinaus müssen die Standortoptionen in allen drei Ländern genauer untersucht werden, d. h. ob die Produktion von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen eher an den Standorten erneuerbarer Energien oder an Hafenstandorten für den Direktexport erfolgen sollte, da dies einen großen Einfluss auf die erforderlichen Transportinfrastrukturen hat.

6 Teilprojekt B.II: Künftige Märkte, Handelsprodukte und Wertschöpfungsketten

Ziel des Teilprojekts war es, volkswirtschaftliche Fragestellungen im Zusammenhang mit den im Teilprojekt B.I ermittelten Kosten-Potenzialen und den darauf aufbauenden Szenarien zum Import synthetischer Kraftstoffe nach Deutschland im Teilprojekt A.II zu analysieren. Inhaltlich umfasst dieses Teilprojekt folgende Arbeitsschritte:

- Künftige Märkte und Handelsprodukte (→ *Teilbericht 12*)
- Gesamtwirtschaftliche, sozioökonomische und umweltbezogene Verteilungswirkungen (→ *Teilbericht 13*)

Diese werden im Folgenden jeweils im Einzelnen dargestellt.

6.1 Entwicklung eines globalen Handelsmodells zur Überprüfung von Wechselbeziehungen mit dem EUMENA-Raum

Die Nachbildung eines globalen Handels mit grünem Wasserstoff und Synfuels sollte Aufschluss darüber geben, ob die in Teilprojekt A.II ermittelten Beziehungen zwischen Ländern der MENA-Region und Europa – im Speziellen Deutschland – auch in einem globalen Markt Bestand hätten oder ob es mögliche Konkurrenzbeziehungen gibt. Es wurden daher Angebot und Nachfrage anderer Nationen außerhalb des EUMENA-Raumes ermittelt und ein potenzieller Warenaustausch mit diesen Ländern geprüft.

Entwicklung eines Handelsmodells

Zu diesem Zweck wurde ein Handelsmodell entwickelt. Dabei gingen zwei wesentliche Prämissen ein: (1) Es besteht ein globaler wettbewerblicher Markt, so dass alle Erzeugungspotenziale prinzipiell allen Nachfragern angeboten werden, sowie (2) ein Handel findet vorrangig zwischen denjenigen Partnern statt, wo die höchste Marge pro Handelseinheit erwartet wird. Als restringierende Faktoren wirken dabei landesspezifische Zinsniveaus für Investitionen in Form gewichteter durchschnittliche Kapitalkosten (WACC), Transportkosten, Handelsbeschränkungen (Embargos) und Zölle. Aufgrund der während der Projektlaufzeit noch nicht bestehenden Definition von grünem Wasserstoff hinsichtlich der Stromqualität (z. B. Anerkennung von Grünstrom-Zertifikatehandel, langfristige Stromlieferverträge mit erneuerbaren Energien Anlagen (Power Purchase Agreements, PPA) oder Direktanbindung an spezifische EE-Anlagen) musste vom Status-quo ausgegangen werden, dass der gewichtete CO₂-Durchschnittswert der öffentlichen Stromversorgung anzusetzen ist. Daher wurde im Modell ein Inselsystem (Direktversorgung) unterstellt, d. h. die Wasserstoffherzeugung ist direkt abhängig von den regional einspeisenden erneuerbaren Energien.⁸

Hierzu wurden zunächst die Gestehungskosten für EE-Strom, grünen Wasserstoff und Synfuels je Region ermittelt. Eine Region umfasst dabei ein Gebiet innerhalb

⁸ Siehe hierzu auch Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II), Absatz 90.

einer Nation, welches sich durch besondere Potenziale für Wind-onshore, Wind-offshore, CSP oder Photovoltaik auszeichnet. Die Ermittlung der Regionen, ihrer EE-Potenziale und deren spezifischen Stromerzeugungskosten erfolgte für 88 Länder mittels EnDAT durch das DLR (vgl. Kapitel 5.3). Diese Daten gehen als exogene Werte in das Handelsmodell ein. Das bestehende Potenzial wird gemindert um bereits bestehende Kapazitäten, beginnend mit den Potenzialen mit den höchsten Volllaststunden. Der weitere EE-Ausbaubedarf durch andere Sektoren wird dabei über die drei Referenzjahre 2030, 2040 und 2050 derart berücksichtigt, dass dieser vorrangig vor einer Wasserstoffherzeugung erfolgt und das Potenzial im jeweiligen Jahr absenkt, wobei immer das wirtschaftlich günstigste Potenzial der jeweiligen EE herangezogen wird. Das gesamte im betrachteten Referenzjahr verbleibende EE-Potenzial steht dann, ohne Berücksichtigung künftiger Bedarfe über alle Sektoren, der Erzeugung von grünem Wasserstoff und Synfuels zur Verfügung. Der Bestand und der Ausbaubedarf an EE sowie die Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen werden dabei bestehenden Ziel-Szenarien entliehen:

- Für Europa werden die Ergebnisse aus den Energieversorgungsmodellen des Teilprojekts A.II übernommen (→ *Teilbericht 6*).
- Für MENA werden die Ergebnisse aus den Energieszenarien des Teilprojekts B.I 100 % EE (Szenario ADV) übernommen (→ *Teilbericht 9*).
- Der EE-Zubau und die Nachfrage nach grünem Wasserstoff und Synfuels der übrigen Länder entstammt den 1,5 °-Zielszenarien des Global Energy and Climate Outlook 2020 (Keramidas et al., 2021).

Auf Basis gleicher technischer und ökonomischer Annahmen wie bei den Ermittlungen der Gestehungskosten in Kapitel 5.3 werden modell-endogen Kosten für grünen Wasserstoff und Synfuels ermittelt und Angebote für alle Kombinationen zwischen Regionen und Nationen, mit Ausnahme bei bestehenden Embargos, abgegeben. Das Modell erstellt eine Merit-Order pro nachfragende Nation und ermittelt über alle Nationen, welche Kombination die höchste spezifische Marge erwirtschaften lässt. Die Marge wird dabei ermittelt als Differenz zu den in der Merit-Order nachfolgenden nationalen Gestehungskosten und in Abhängigkeit deren Potenziale. Stellt die Eigenversorgung die günstigste Option dar und können diese Kapazitäten nicht auf dem Weltmarkt konkurrieren, um somit eine höhere Marge zu erzielen als die in den WACC unterstellte Eigenkapitalverzinsung, so erfolgt die Eigenversorgung. Im Umkehrschluss bedeutet dies aber auch, dass ein Export vorgezogen wird, sollte damit die Marge höher ausfallen, und der Eigenbedarf über den Zeitverlauf mit teureren nationalen Kapazitäten oder ggf. durch Importe gedeckt wird.

Das Angebot mit der höchsten Marge erhält den Zuschlag und das Potenzial sowie die bestehenden Angebote der Region werden entsprechend der bezuschlagten Menge korrigiert. Diese Zuteilung wird solange wiederholt, bis die gesamte Nachfrage befriedigt ist oder die möglichen Potenziale aufgebraucht sind. Dieses Verfahren wird auf alle drei Referenzjahre unter Berücksichtigung der Auswirkung auf das verfügbare Potenzial angewendet.

Insgesamt wurden 12 Szenarien betrachtet. Diese basieren auf den drei Nachfrageszenarien „Brennstoffmix“ (BM), „Innovative Antriebe“ (EL) und „Klassische

Antriebe“ (SYN) und wurden mit jeweils vier WACC-Variationen gerechnet (ref, pos, bau, neg) (siehe Kapitel 4.2).

- BM_ref, BM_bau, BM_pos, BM_neg
- EL_ref, EL_bau, EL_pos, EL_neg
- SYN_ref, SYN_bau, SYN_pos, SYN_neg

Zentrale Ergebnisse

Als wesentliches Ergebnis lässt sich festhalten, dass bei gegebenen Annahmen im Modell die MENA-Region nur bedingt ein Handelspartner für die EU in Bezug auf Synfuels sein würde. Abb. 6-1 und Abb. 6-2 zeigen, dass über alle zwölf betrachteten Szenariovarianten nur in den Varianten BM_ref und SYN_ref ein Handel mit afrikanischen Ländern zustande kommen würde. Je nach global benötigten Mengen versorgt sich die EU fast hälftig selbst und bietet Anbietern von Synfuels aus Amerika und Ozeanien sehr interessante Margen und damit auch eine hohe Angebotsflexibilität gegenüber Mitbewerbern.

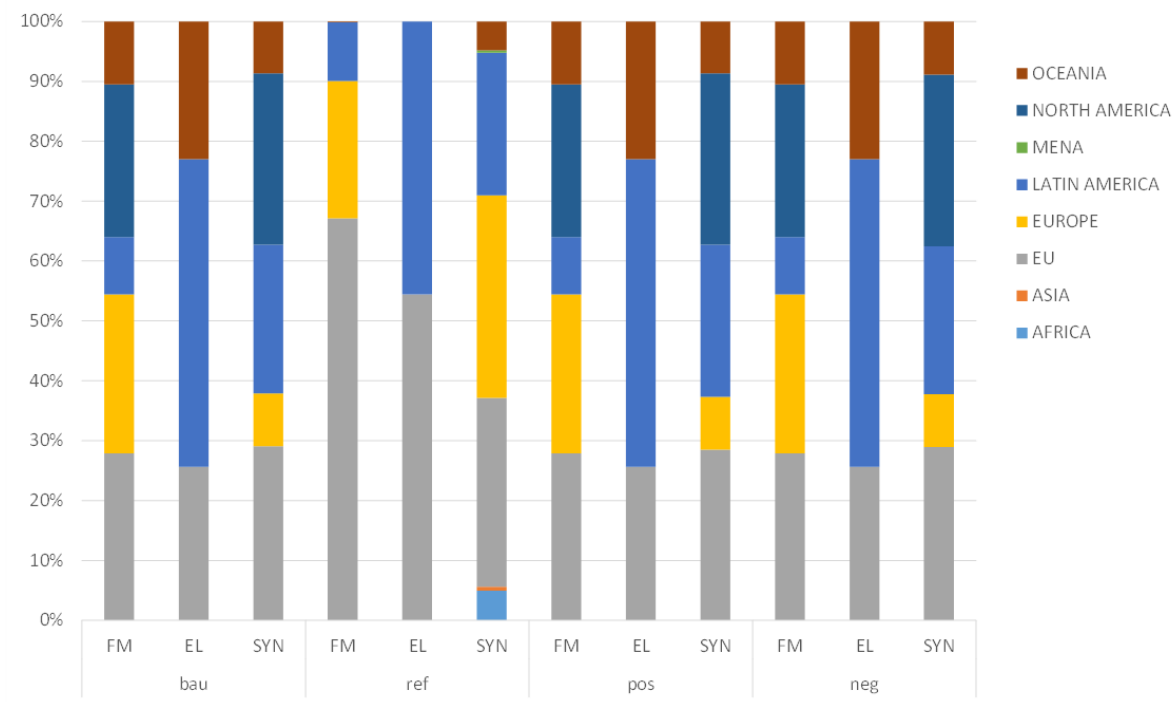


Abb. 6-1 Anteilige Versorgung der EU mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovarianten im Jahr 2030

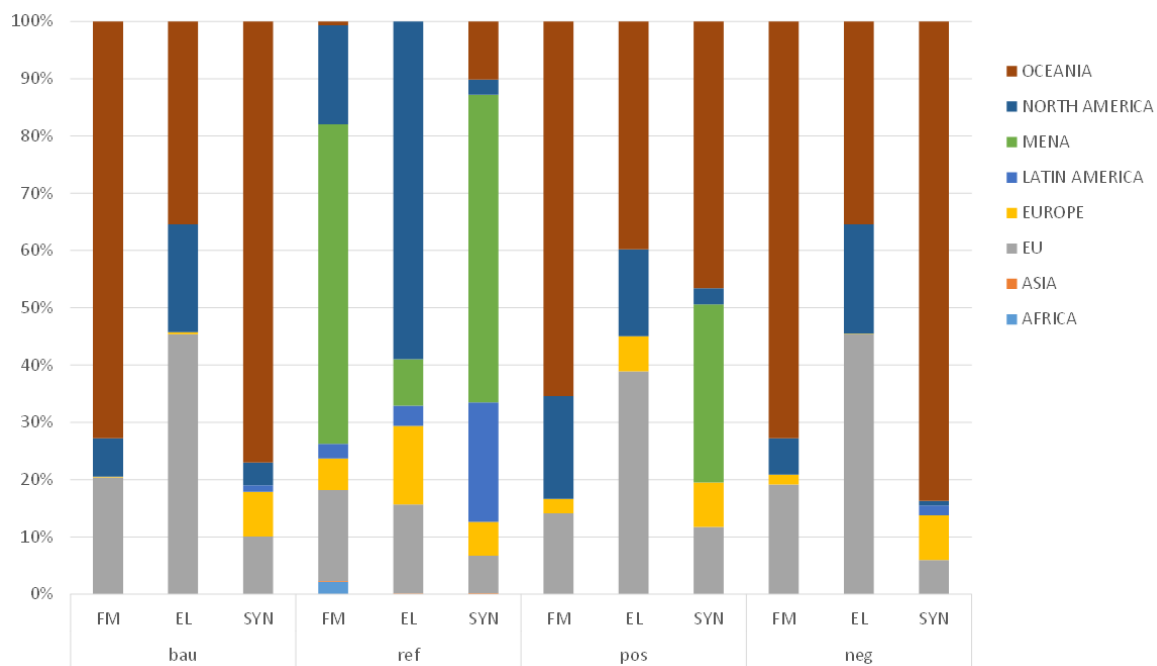


Abb. 6-2 Anteilige Versorgung der EU mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovarianten im Jahr 2050

Gleiches gilt für Deutschland (siehe Abb. 6-3 und Abb. 6-4). Bei niedrigen und mittleren nachgefragten Mengen an Synfuels (Szenarien EL und BM) wären die EU-Mitgliedsstaaten sowie Amerika bis einschließlich 2040 die Hauptlieferanten für Deutschland.

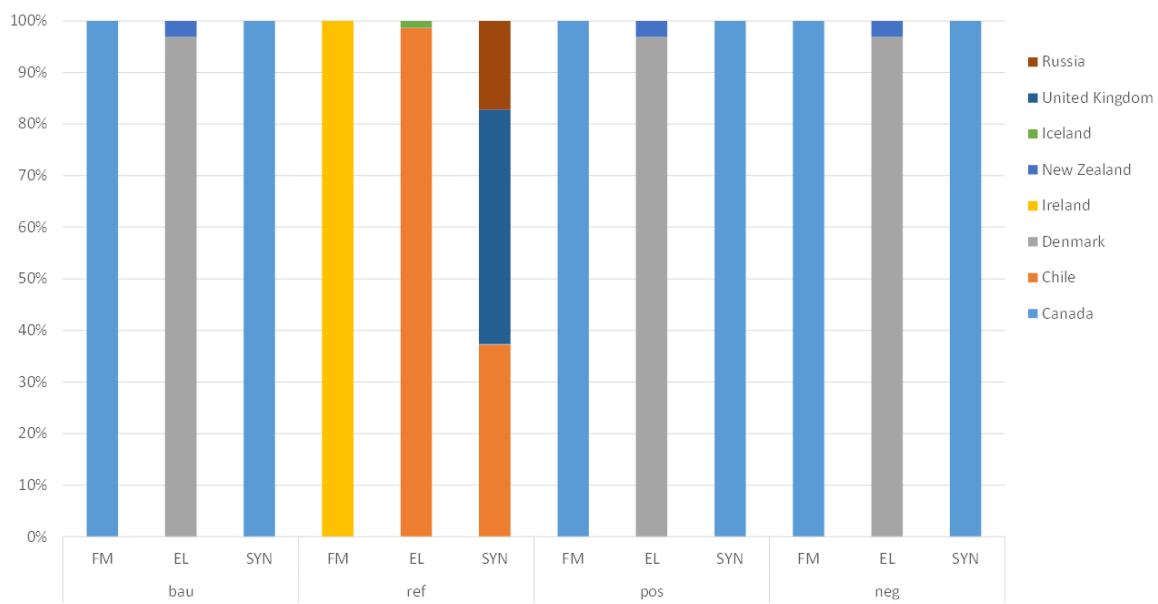


Abb. 6-3 Anteilige Versorgung Deutschlands mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovarianten im Jahr 2030

Bis 2050 übernimmt dann aber, mit Ausnahme der Ref-Varianten, Australien einen Großteil der Versorgung.

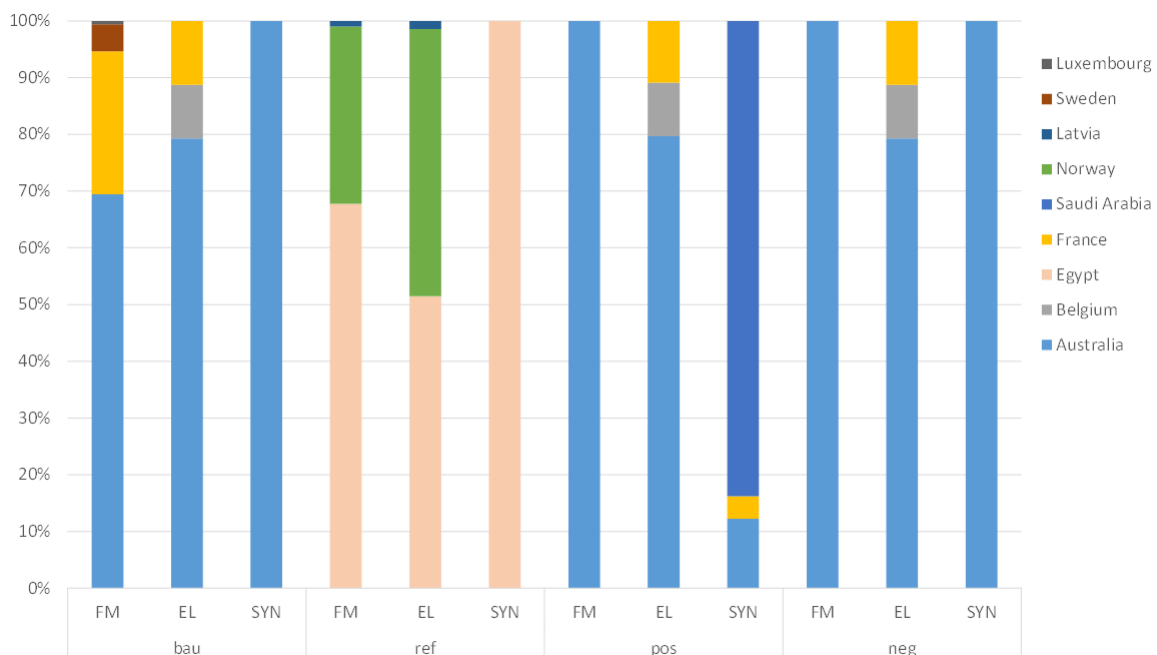


Abb. 6-4 Anteilige Versorgung Deutschlands mit synthetischen Kraftstoffen in Abhängigkeit der Szenariovarianten im Jahr 2050

Zwar können Länder der MENA-Region durchaus große günstige EE-Potenziale vorweisen, allerdings verfügen andere Länder über niedrigere WACCs und technologiebedingte günstigere Stromgestehungskosten durch eine höhere Vollaststundenzahl, insbesondere durch Wind. Abb. 6-4 zeigt, bei den hier unterstellten Annahmen, dass

mit Verbesserung des WACC in der Variante WACC_pos oder mit Angleichung in der Variante WACC_ref der MENA-Raum durchaus ein starker Partner sein könnte.

Abb. 6-5 zeigt am Beispiel für PV im Jahr 2050 für die Variante WACC_bau, dass alle Nationen oberhalb der blauen Linie potenzielle Lieferanten Deutschlands sein könnten. Die Linie stellt die durchschnittlichen Gestehungskosten in Deutschland im Jahr 2050 dar und zeigt, bei welchem Verhältnis von WACC zu Volllaststunden der Preis gehalten werden kann. Als Grundlage für die Abbildung wurden mengengewichtete Gestehungskosten und Volllaststunden von Synfuels aus PV-Anlagen herangezogen. Es zeigt sich, wie zu erwarten, dass höhere WACCs theoretisch durch höhere Volllaststunden ausgeglichen werden können und vice versa.

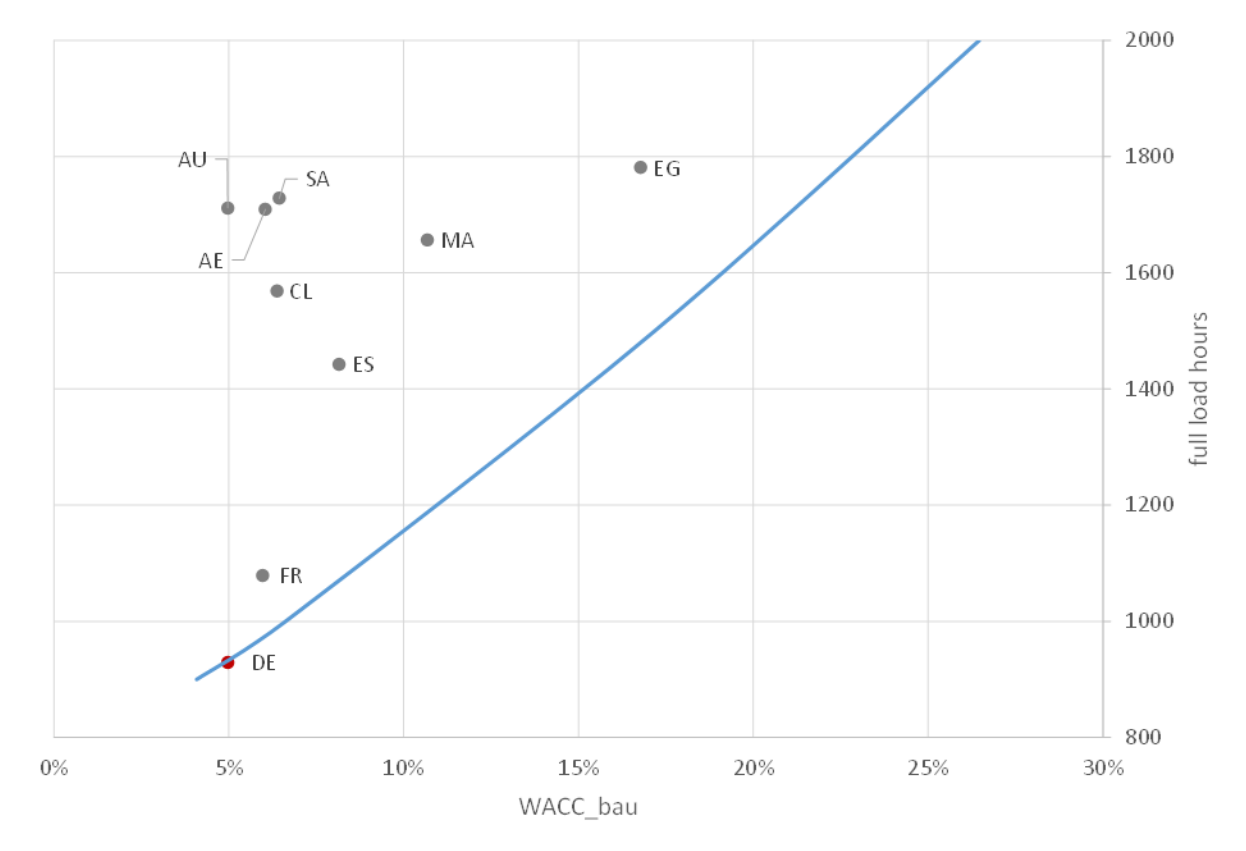


Abb. 6-5 Vergleich von Nationen auf Basis der relevanten Faktoren WACC und Volllaststunden für synthetische Kraftstoffe auf Basis von mengengewichteten Gestehungskosten und PV-Strom im Jahr 2050 in der Szenariovariante WACC_bau

Die starke Präferenz für Australien im Modell ergibt sich einerseits aus günstigeren Erzeugungskosten, hervorgerufen durch niedrige angesetzte WACCs bei gleichzeitig sehr hohen Volllaststunden, kombiniert mit dem vergleichsweise sehr geringen Anteil der Transportkosten an den Angeboten bei flüssigen Energieträgern. Andererseits fehlen im derzeitigen Modell wichtige asiatische Staaten wie Südkorea, Indonesien und Thailand, welche aufgrund der Nähe zu Australien einen Teil der australischen Potenziale auf sich ziehen könnten, wenn auch die Zahlungsbereitschaft in Europa langfristig größer erscheint und das Potenzial in Australien erheblich ist (vgl. Abb. 9-2). Zudem beträgt die Differenz zwischen den niedrigsten Angeboten von

Australien und den VAE an Deutschland lediglich rund 20 €/MWh, die zwischen Australien und Saudi-Arabien lediglich rund 10 €/MWh.

Durch die Prämisse im Modell, das Angebot mit der höchsten Marge zu bevorzugen, sind automatisch auch kleine Differenzen entscheidend, die, je nach gehandelter Menge, durchaus aber auch einige Millionen Euro je Transaktion betragen können. Da Australien über sehr große Potenziale verfügt, verbleiben den übrigen Anbietern nur wenige Abnehmer.

Allerdings ist zu erwarten, dass die ersten großen Handelsmengen über nationale bilaterale Partnerschaften auf den Weg gebracht werden und staatliche Instrumente zudem mildernd auf die WACCs wirken können. Auch aus Diversifizierungsgründen ist nicht zu erwarten, dass ein einzelnes Land derart dominierend sein wird. Allerdings ist bereits aufgrund der vergleichsweise hohen und günstigen Potenziale zu erwarten, dass Australien sowie einige Staaten aus Amerika in Zukunft sehr wichtige Player im internationalen Synfuels-Handel sein werden.

Wird statt synthetischer Kraftstoffe nur Wasserstoff international gehandelt, so erhalten aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften die Transportkosten eine starke Relevanz und der Import erfolgt hauptsächlich aus nahegelegenen Regionen via Pipeline. Die EU versorgt sich je nach Szenario vornehmlich selbst. Lediglich bei der Szenariovariante WACC_ref exportieren die MENA-Staaten bedeutende Anteile in die EU. Der Hauptabsatz der MENA-Länder erfolgt im MENA-Raum selbst, in Indien und in den übrigen europäischen Ländern, insbesondere Russland, Türkei und Ukraine. Im Falle Deutschlands erfolgt die Versorgung hauptsächlich aus den windreichen Nachbarstaaten, deren Zusammensetzung sich teils aber über die Dekaden verändert. Nur bei Szenarien mit vergleichsweise sehr hohen Nachfragemengen ist die MENA-Region ein bedeutender Handelspartner. In den Szenariovarianten WACC_ref, bei gleichen Kapitalkosten über alle Länder, würde, wie bei den Szenarien mit synthetischen Kraftstoffen, vor allem Ägypten eine interessante Partnerschaft darstellen. Dies ergibt sich daraus, dass Ägypten über hohe EE-Potenziale verfügt und aufgrund höherer Volllaststunden bei PV, CSP und Wind im Vergleich zu regionalen Mitbewerbern bei gleichen WACC günstiger anbieten kann.

Ein weiteres Ergebnis ist, dass sich bei den angenommenen Lernkurven Anlagen über mehrere Dekaden kaum wirtschaftlich halten können, selbst wenn, wie im Modell unterstellt, die ersten Anlagen in 2030 sich vorrangig die Standorte mit den höchsten Volllaststunden sichern können. Sollte sich diese Entwicklung bewahrheiten, so ist anzunehmen, dass durch kürzere unterstellte Anlagenlaufzeiten die Angebotspreise steigen.

6.2 Gesamtwirtschaftliche, sozioökonomische und umweltbezogene Verteilungswirkungen

Dieser Berichtsteil folgt mit etwas Verzögerung.

7 Zusammenfassende integrative Bewertung

7.1 Gesamtbewertung

Geht man vom Stand und den Gestehungskosten der derzeitigen Technologien, den Annahmen zu ihrer langfristigen Entwicklung, den verfügbaren Daten zu den Ressourcen in der MENA-Region sowie den hier eingesetzten Modellen aus, so sind neun Aspekte zu nennen, die die zentrale Forschungsfrage nach der **möglichen zukünftigen Rolle der MENA-Region** bei der Versorgung Deutschlands und Europa mit EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels beantworten.

- 1 | **Sehr hohe technische Potenziale für EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels:** In der MENA-Region sind mit ca. 413.000 TWh/a sehr große Erzeugungspotenziale an erneuerbaren Energien vorhanden, insbesondere bei der Nutzung von Solarenergie (PV, CSP). Entsprechend sind auch die Potenziale zur Herstellung von Wasserstoff und Synfuels sehr groß, selbst nach Abzug des langfristigen Eigenbedarfs der MENA-Region für eine komplette Umstellung auf erneuerbare Energien. Verglichen mit dem möglichen Bedarf an Synfuels in Europa im Jahr 2050 bei einer breiten Variation der Antriebstechnologien liegen die möglichen Exportpotenziale um den Faktor 10 (aus Wind) bis Faktor 210 (aus Solar) höher. Betrachtet man nur die Versorgung Deutschlands, sind die Faktoren noch einmal um das 5,6-fache höher.
- 2 | **Sehr große kostengünstige Potenziale für EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels:** Auch wenn die Potenziale an erneuerbaren Energien unterschiedlich verteilt sind, weisen nahezu alle MENA-Länder und -Regionen bedeutende Erzeugungspotenziale mit geringen Gestehungskosten auf und kommen damit zur Herstellung von Synfuels in Frage. In den günstigsten Standorten liegen die PtL-Gestehungskosten – gerechnet bei mittleren Investitionskosten – im Jahr 2030 bei 1,92 – 2,65 EUR/l und im Jahr 2050 bei 1,22 – 1,65 EUR/l (eine positive Entwicklung von Investitionsbedingungen in der Region vorausgesetzt). Das Exportpotenzial von Kraftstoffen, die für unter 2 EUR/l hergestellt werden können, beläuft sich selbst bei negativer Entwicklung von Investitionsbedingungen im Jahr 2050 auf ca. 26.000 TWh/a. Es stammt in diesem Fall vorwiegend aus Ländern mit guten technischen Potenzialen und stabilen Investitionsbedingungen. Bei positiver Entwicklung von Investitionsbedingungen beläuft sich dieses sogar auf ca. 48.000 TWh/a.
- 3 | **Investitionsumfeld entscheidet über potenzielle Exportregionen:** Die Analyse zeigt jedoch auch auf, dass in der Bewertung möglicher Exportpotenziale aus der MENA-Region nicht nur das kostengünstigste EE-Potenzial, sondern auch das Investitionsumfeld entscheidend ist. Die Berücksichtigung von Investitionsrisiken in den Ländern der MENA-Region hat einen signifikanten Einfluss auf die Kosten des Wasserstoffs und seiner Folgeprodukte und damit auf die Auswahl der potenziellen Exportländer. Die Risiken wurden dabei als länderspezifische gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC) umgesetzt. Während länderspezifische WACCs im Rahmen von Energiesystemmodellen bisher nur sehr begrenzt in die systematische Bewertung von Potenzialen einbezogen wurden, wurden hier erstmals Investitionsrisiken für alle betrachteten MENA-

Länder abgeschätzt und entsprechend eingepreist. Trotz der aussagekräftigen Ergebnisse bleibt jedoch eine vollständige Quantifizierung der Länder-risikofaktoren schwierig und hängt immer eng mit den aktuellen politischen Entwicklungen zusammen, die sich auch kurzfristig stark verändern können.

- 4 | **Komplementäre Modelle mit ähnlichen Ergebnissen:** Während die oben dargestellten Ergebnisse der Energiemodelle rein auf der Analyse von Geste-hungskosten basieren, bezieht das parallel entwickelte Handelsmodell zusätzlich Handelsbeschränkungen (Embargos) und Zölle mit ein und analysiert zudem eine Vielzahl weiterer Länder außerhalb der MENA-Region. Auch das Handelsmodell kommt zum Schluss, dass MENA-Länder trotz geringer Erzeugungs-kosten und sehr großer Exportpotenziale nur dann interessante Partner für Deutschland oder die EU werden würden, wenn die Kapitalkosten für Investoren ein Niveau erreichen, das zu einem wirklichen Wettbewerbsvorteil führt. Anson-sten könnte sich die EU einerseits weitgehend selbst versorgen, andererseits würden bei globaler Öffnung und Verfügbarkeit Länder in Amerika und Ozeanien als Handelspartner für die EU eine zunehmend wichtige Rolle spielen.
- 5 | **Gestaltung der ökonomischen Rahmenbedingungen wichtig:** Um mittelfristig auch den Export aus Ländern mit kostengünstigen Potenzialen, aber hohen Risikokosten zu ermöglichen, sind grundsätzlich zwei Optionen möglich: Einerseits könnten Risiken für den erneuerbaren Energiesektor und den synthe-tischen Kraftstoffsektor durch entsprechende Maßnahmen in den Ländern selber reduziert werden. Dies dürfte im Bereich der Makrorisiken wie der allgemeinen politischen und wirtschaftlichen Stabilität oder einem schlechten allgemeinen Geschäftsklima jedoch schwieriger sein als bei Mikrorisiken, die sich speziell auf Sektorentwicklung beziehen und beispielsweise die Einfachheit und Schnelligkeit von Genehmigungsprozessen, vorhandene Fachexpertise, aber auch generelle politische Prioritäten beim Ausbau von erneuerbaren Energien umfassen. Ande-rerseits könnte durch staatliche oder multilaterale Finanzierungsinstrumente Kapital zu geringeren Kosten bereitgestellt werden. Der Einfluss von internatio-nalen Finanzinstitutionen wie Weltbank, EBRD⁹, KfW¹⁰ sowie internationalen Risk Mitigation Mechanismen wurde in der Analyse jedoch nicht gesondert analysiert.
- 6 | **Transport der Energieträger von Bedeutung:** Wie die Ergebnisse des Energieversorgungsmodells aufzeigen, spielt die Höhe der Transportkosten eine wesentliche Rolle, wenn es um die Art des zu transportierenden Produktes (Strom, Wasserstoff oder Synfuels) geht. Gemäß der Modellergebnisse würde der Transport von Energie von MENA nach Europa über weite Distanzen vorwiegend in Form von Wasserstoff und Synfuels erfolgen. Der Grund sind die vergleichs-weisen geringen Transportkosten und die bessere Ausnutzung der Erzeugungspotenziale am Herstellungsort. Strom hingegen würde (nahezu) vollständig innerhalb Europas produziert werden, da der Stromtransport mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden ist.

⁹ European Bank for Reconstruction and Development

¹⁰ Kreditanstalt für Wiederaufbau

- 7 | **Starker Ausbau der erneuerbaren Energien in der MENA-Region**
Voraussetzung: Die Arbeiten zu den MENA-Szenarien haben gezeigt, dass eine THG-neutrale Energieversorgung der MENA-Länder ohne fossile Energieträger selber bereits eine enorme Herausforderung darstellen wird. Der geschätzte erforderliche Ausbau an Erzeugungskapazitäten für Solar- und Windstrom zur Eigenversorgung liegt je nach Szenario bei insgesamt 4.500 GW bis knapp 9.000 GW bis zum Jahr 2050. Solche Größenordnungen und die dafür erforderlichen Ausbaudynamiken sind nicht im Ansatz in den derzeitigen Ausbauzielen der meisten MENA-Länder abgebildet. Ein zusätzlicher Ausbau der EE-Stromerzeugung in der MENA-Region für den Export von Synfuels sollte nicht auf Kosten der eigenen Energietransformation gehen, da sonst die globalen Ziele konterkariert würden. Folglich müssen in den möglichen Exportländern der MENA-Region bei einem großskaligen Aufbau einer Synfuels-Produktion die EE-**Ausbauziele** und -entwicklungen deutlich intensiviert werden. Idealerweise sollten sich beide Zielsetzungen – inländische Versorgung und Export – gegenseitig verstärken.
- 8 | **Synfuels bis spätestens 2030 fast alle großskalig verfügbar:** Die Technologiebewertung zeigt, dass bis 2030 fast alle betrachteten synthetischen Kraftstoffe bei stetiger Weiterentwicklung der Prozesse großskalig hergestellt werden könnten. Viele benötigte Technologien wie die Meerwasserentsalzung, Syntheseverfahren oder der Methanol-to-Gasoline-Prozess sind bereits weit entwickelt – die Herausforderung besteht oft in der Integration mit der Strom- und Wärmerzeugung aus erneuerbaren Energien. Für zentrale Prozesse wie die CO₂-Abtrennung und -Nutzung besteht dagegen noch umfangreicherer Entwicklungsbedarf. Dies gilt auch für die weiteren Aufbereitungsverfahren LOHC-Kopplung, Methanol-to-DME, Methanol-to-Kerosin und Methanol-to-OME, für die eine großskalige Verfügbarkeit bis 2030 oder 2040 angenommen wird.
- 9 | **Ökobilanzen zeigen große Reduktion der Klimawirkung:** Für die exemplarisch bilanzierten PtL-Prozessketten zur Herstellung synthetischen Kerosins über die Fischer-Tropsch- sowie über die Methanolroute weist der synthetische Kraftstoff eine deutlich geringere Klimawirkung auf als die fossile Referenz. Im Fall, dass das für die Synthese benötigte CO₂ vorher aus der Atmosphäre abgetrennt wurde, kann bilanziell eine Minderung von Treibhausgasen – je nach Pfad – um 57 - 84 % erreicht werden. In allen anderen bilanzierten Umweltwirkungskategorien schneiden die betrachteten Pfade dagegen schlechter ab. Dies gilt beispielsweise für die Indikatoren Landnutzung, terrestrische Versauerung, Eutrophierung und den kumulierten Energieaufwand. Dies ist in erster Linie durch den hohen Bedarf an Energie zur Wasserstoffherzeugung und für die CO₂-Bereitstellung begründet, aber auch durch die ebenfalls höheren Rohstoffbedarfe bei der Errichtung der Anlagen für die mehrstufigen Prozessketten. Es empfiehlt sich zudem, über große Entfernungen nicht den benötigten Wasserstoff, sondern den produzierten Kraftstoff zu transportieren. So können Diffusionsverluste des Wasserstoffs reduziert und Synergieeffekte einer Wärme- und Wasserintegration der verschiedenen Teilprozesse genutzt werden.

7.2 Einschränkungen bei der Interpretation der Ergebnisse

Da die vorgelegte Studie im Rahmen einer technischen Förderinitiative erstellt wurde, wurden Fragen, die die mögliche Umsetzung der identifizierten Importpfade betreffen, nicht analysiert. Dies betrifft u. a. die notwendige Bewertung der Exportpotenziale der MENA-Länder unter Nachhaltigkeitskriterien, die lokale Akzeptanz der Bevölkerung, die regulatorischen Voraussetzungen möglicher Exportstrategien oder die geopolitische Einordnung in Bezug auf potenzielle Exportländer. Nur bei der vorher gegangenen Risikobewertung wurden eine Vielzahl von Mikro- und Makrorisiken aus verschiedenen Perspektiven betrachtet. Verbleibender Forschungsbedarf wird in Kapitel 10.3 dargestellt.

Beachtet werden sollte auch, dass MENA-Fuels als systemanalytisches Forschungsprojekt angelegt wurde, in dem mittels Modellbildung, Szenarienanalyse und Technikbewertung mögliche Entwicklungen im Zeitraum von 2030 – 2050/60 betrachtet wurden. Szenarien zeigen „wenn-dann“-Entwicklungen auf, fragen also nach einer möglichen Entwicklung bei vorgegebenen Annahmen. Damit kann je nach Bandbreite der Annahmen ein Fächer denkbarer Entwicklungen dargestellt werden, innerhalb dessen sich die tatsächliche Entwicklung voraussichtlich abspielen wird. Dementsprechend stellen die hier vorgelegten Ergebnisse keine Prognosen dar und sind nicht dafür geeignet, Unternehmen konkrete Investitionsmöglichkeiten aufzuzeigen oder in Investitionsentscheidungen einzugehen. Sie stellen stattdessen Orientierungswissen für Langfrist-Entscheidungen mit Zeithorizonten eher nach 2030 dar.

Zudem sind bei der Modellierung keine konkreten, kommerziellen Projekte in der MENA-Region berücksichtigt worden. Diese könnten als Indiz für eine langfristige Entwicklung dienen, wenn ein entsprechender Trend (Massenmarkt, Upscaling) erkennbar wäre. Da es sich bislang jedoch meist um Pilotprojekte und oft nur um erste Ankündigungen handelt, können diese nicht als Basis für eine Langfrist-Szenarienanalyse verwendet werden. Auch kostenseitig können einzelne Projekte nicht mit den hier angenommenen Kostenentwicklungen verglichen werden, da sie in dem Stadium in der Regel noch nicht den üblichen Prozess der Kostenreduktion durch technisches Lernen, Massenproduktion und Skalierungseffekte durchlaufen haben. Vielmehr kommen hier staatliche Subventionen, Abnahmegarantien, günstige Kredite oder interne Finanzierungsmöglichkeiten zum Tragen, mit denen der Markteintritt gefördert werden soll.

7.3 Umgang mit Unsicherheiten

Wie in Forschungsprojekten üblich, bestehen auch in MENA-Fuels an verschiedenen Stellen Unsicherheiten hinsichtlich der erhobenen Daten. Dies betrifft insbesondere Aussagen zur Entwicklung zukünftiger Technologien, gerade da die hier betrachteten Technologien zum großen Teil noch in der Entwicklung sind und ihre großskalige Anwendung erst zwischen 2030 und 2040 erfolgen wird. Wo möglich, wurde dies berücksichtigt, in dem z. B. Kosten als Bandbreite und nicht nur als gemittelter Wert dargestellt werden. In den entsprechenden Teilberichten wird zudem auf mögliche Unsicherheiten der Ergebnisse hingewiesen.

Eine generelle Unsicherheit besteht bei der Fortschreibung von Trends oder Entwicklungen über mehrere Jahrzehnte. Dies betrifft in MENA-Fuels die zukünftige

Entwicklung der Nachfrage nach Kraftstoffen, die Entwicklung von Mikro- und Makrorisiken der MENA-Länder oder die zukünftigen Handelsbeziehungen. Wie oben dargestellt, wurde dieser Unsicherheit mit dem gängigen Verfahren der Szenarioanalyse begegnet. Bei der Erstellung von Szenarien werden grundlegende Entwicklungstendenzen beschrieben („Storylines“), die aus einer Vielzahl von verschiedenen Eingangsparametern bestehen, die in die Zukunft fortgeschrieben werden. Anstatt sich auf eine bestimmte Entwicklung festzulegen, wird ein „Szenariotrichter“ aufgespannt, der verschiedene mögliche Entwicklungen umfasst.

Je aggregierter die Ergebnisse sind, um so weniger ist sichtbar, an welchen Stellen welche Annahmen getroffen wurden und wie sicher diese sind. Dementsprechend basieren die Analyseergebnisse hinsichtlich der Versorgungspfade zwischen der MENA-Region und Deutschland bzw. Europa auf einer Reihe zentraler Annahmen, die bei der Konzipierung späterer Transformationspfade berücksichtigt und hinterfragt werden sollten. Dies betrifft z. B. die ermittelten Potenziale, insb. im Hinblick auf Flächenverfügbarkeiten und Ausschlussflächen; die eingesetzten Technologien, insb. bei Wirkungsgraden und Kostenannahmen, oder die Vielzahl von Risikoindikatoren der MENA-Länder.

7.4 Innovative Elemente

Zusammenfassend wurden im Projekt MENA-Fuels folgende innovative Elemente umgesetzt:

- Eine ganzheitliche Bewertung verschiedener Technologien zur Produktion von synthetischen Kraftstoffen und Grundstoffen zeigt frühzeitig Chancen und Risiken der möglichen Einführung strombasierter Kraftstoffe auf.
- Drei Nachfrageszenarien zeigen eine unterschiedliche Nachfrage nach EE-Strom, Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen für den Verkehrsbereich in Deutschland und Europa auf.
- Auch die Stoffbedarfe einer klimaneutralen Industrie wurden mitberücksichtigt, da sie sich zum Teil mit der Nachfrage des Verkehrssektors überschneiden (Wasserstoff oder Grundstoffe wie Methanol).
- Zur Berücksichtigung des Eigenbedarfs der MENA-Region wurden erstmals Energieszenarien für eine Versorgung mit 100 % erneuerbare Energien für die betrachteten 17 MENA-Länder entwickelt.
- Zudem wurden für die MENA-Länder und -Regionen erneuerbare Energien- und Kraftstoff-Gestehungskosten in hoher räumlicher Auflösung ermittelt und in Kosten-Potenziale überführt.
- Die Optimierung der Kraftstoffbereitstellungspfade resultiert in kostenminimalen Versorgungspfaden zwischen den MENA-Ländern und Deutschland/Europa.
- Mit einer neu entwickelten Risikobewertung wurden erstmals Risikoanalysen für die betrachteten MENA-Länder durchgeführt, indem mit über 100 Indikatoren sowohl Mikro- als auch Makrorisiken abgeschätzt wurden.

- Zudem wurde ein Ansatz entwickelt, um die Risikobewertungen in länderspezifische Kapitalkostenaufschläge zu übertragen, die in die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) einfließen.
- Anschließend konnten erstmals kostenminimale Versorgungspfade basierend auf länderspezifischen WACCs gerechnet sowie deren Veränderungen bei einer allgemeinen positiven und einer herausfordernden Entwicklung in den betrachteten Ländern analysiert werden.
- Mithilfe eines Welthandelsmodells, welche den Handel an den Chancen der Gewinnmaximierung ausrichtet und neben Gestehungskosten auch WACC, Transportkosten, Handelsbeschränkungen (Embargos) und Zölle berücksichtigt, konnten globale Versorgungspfade untersucht werden.
- In Länderkurzstudien wurden die theoretischen Ergebnisse für drei ausgewählte Länder an den dortigen infrastrukturellen und industriellen Rahmenbedingungen gespiegelt und relevante Stakeholder und deren Interessen identifiziert.
- Mit einem multi-regionalen Input-Output-Modell wurden erstmals Auswirkungen potenzieller Versorgungspfade aus gesamtwirtschaftlicher Sicht analysiert.

8 Darstellung von Annahmen und Ergebnissen im Detail

Die in Kapitel 7 zusammengefassten Thesen zur möglichen zukünftigen Rolle der MENA-Region bei der Versorgung mit EE-Strom, Wasserstoff und Folgeprodukten werden im Folgenden zusammen mit einer Reihe von Annahmen näher erläutert.

8.1 Verfügbare erneuerbare Energien- und Kraftstoff-Potenziale in der MENA-Region

- Die technischen Potenziale erneuerbarer Energien wurden unter Berücksichtigung von Ausschlussflächen, Flächenfaktoren und technologischen Charakterisierungen der installierten Anlagen bestimmt. Insgesamt ergibt eine mögliche Stromerzeugung von 413.000 TWh/a, dabei sind insbesondere die Potenziale aus Solarenergie (PV, CSP) sehr groß. Auch wenn die Beiträge je MENA-Land sehr unterschiedlich sind, weisen nahezu alle MENA-Länder bedeutende EE-Erzeugungspotenziale mit geringen Gestehungskosten auf und kommen damit zur Herstellung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern in Frage.
- Mit sehr großen EE-Erzeugungspotenzialen gehen entsprechend sehr große Potenziale zur Kraftstofferzeugung einher – selbst nach Abzug des langfristigen Eigenbedarfs der MENA-Länder. Zum Vergleich: Die Exportpotenziale sind um den Faktor 10 (aus Wind) bis Faktor 210 (aus Solar) höher als der mögliche Bedarf an Synfuels in Europa im Jahr 2050 bei einer breiten Variation der Antriebstechnologien. Betrachtet man nur die Versorgung Deutschlands, sind die Faktoren noch einmal um das 5,6-fache höher.
- Das Kraftstoff-Exportpotenzial kommt vorwiegend aus den großen Flächenländern. In kleinen Ländern (insbesondere Bahrain und Libanon, aber auch Katar, Kuwait und VAE) wird das eigene EE-Erzeugungspotenzial in 100 %-EE-Szenarien überschritten bzw. nahezu vollständig oder zu einem großen Teil für den Eigenbedarf benötigt. Dies zeigt, dass auch innerhalb der MENA-Region Import- und Exportbeziehungen für Strom und synthetische Energieträger aufgebaut werden müssen, die in den hier vorgelegten Analysen weitgehend unberücksichtigt bleiben. Der Einfluss des Eigenbedarfs auf die Kosten exportierter Energien basiert auf der Annahme, dass zur Deckung des Eigenbedarfs die günstigsten Potenziale herangezogen werden.

8.2 Gestehungskosten der synthetischen Kraftstoffe in der MENA-Region

- Die Gestehungskosten wurden anhand einer Inselanlage unter Berücksichtigung wichtiger notwendiger Infrastrukturen ermittelt. Es findet eine kontinuierliche Herstellung von FT-Kraftstoff statt. Der FT-Kraftstoff wird in Nähe geeigneter Exporthäfen erzeugt, sodass weitere Kosten für den Transport zum Exporthafen vernachlässigt werden können.
- Bei kostenoptimaler Auslegung der Systemkomponenten zeigen die Ergebnisse, dass ein Großteil der Kosten mit 43 bis 57 % bei der EE-Anlage liegt. Für Speicherkomponenten (Batterie oder thermischer Energiespeicher und Wasserstoffspeicher) liegt der Anteil bei 17 bis 22 %, für die PEM-Elektrolyse bei 7 bis 18 % und für die FT-Synthese inklusive RWGS und Hydrocracking bei 3 bis 5 %. Die Infrastrukturkosten (Stromübertragungsleitungen) liegen bei 3 bis 9 %. Die

berücksichtigten Kosten für die Wasserentsalzung und die CO₂-Abscheidung betragen 3 bis 5 % bei der Nutzung von abgeschiedenem CO₂ aus der Zementindustrie oder langfristig aus kostengünstigen DAC-Anlagen. Literaturwerte zu zukünftigen Kosten für die Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre mithilfe von DAC weisen eine große Streuung auf. Der CO₂-Kostenanteil könnte sich daher bei höheren Annahmen zu Investitionskosten für DAC-Anlagen erhöhen.

- Durch den hohen Kostenanteil der EE-Stromerzeugung hat die EE-Technologie einen erheblichen Einfluss auf die Kraftstoff-Gestehungskosten, welche sich im Folgendem zur Vereinfachung auf Dieselkraftstoff beziehen. Unter der Annahme von mittleren Investitionskosten ergeben sich im Jahr 2030 Gestehungskosten ab 2,00 €/l mit PV, 1,92 €/l mit CSP und 2,64 €/l mit Windenergie für die günstigsten Standorte der MENA-Region bei positiver Risikoentwicklung. Langfristig ergeben sich durch höhere Effizienzen und niedrigere Investitionskosten niedrigere Gestehungskosten – im Jahr 2050 ab 1,23 €/l mit PV, 1,22 €/l mit CSP und 1,65 €/l mit Windenergie. Aber selbst bei negativer Risikoentwicklung ergeben sich aufgrund guter technischer Potenziale in Ländern mit stabilen Investitionsrisiken (Saudi-Arabien, Kuwait, Katar, Marokko, Oman und Vereinigte Arabische Emirate) für die günstigsten Standorte ähnlich niedrige Gestehungskosten.
- Generell ergeben sich mit PV und CSP ähnliche Kraftstoff-Gestehungskosten. Während diese jedoch an den meisten Standorten für PV geringfügig niedriger ausfallen, weisen einige Standorte auch CSP als günstigste Variante aus.
- In der Realität könnten im Vergleich zu den berechneten Werten noch niedrigere Gestehungskosten erreicht werden, da diese auf Annahmen mittlerer Investitionskosten basieren, die in der Literatur weit streuen. Bei Verwendung minimaler Investitionskosten könnten diese wesentlich niedriger ausfallen. Des Weiteren hat eine hybride Betriebsstrategie (EE-Strommix) durch eine bessere Anpassung der Lastverläufe das Potenzial, den hohen Kostenanteil der Speicherkomponenten und somit die Gesamtkosten zu reduzieren.

8.3 Stromerzeugungs-Technologien in der MENA-Region

- In der MENA-Region kann aufgrund der hohen Potenziale mit geringen Stromgestehungskosten vor allem Solarenergie (PV und CSP) genutzt werden. Im Ergebnis des Energieversorgungsmodells kommt jedoch lediglich die PV-Technologie zum Tragen. Dies ist damit zu begründen, dass die länderspezifischen Stromgestehungskosten der PV-Technologie (inklusive der Kosten für Speicher) geringfügig niedriger als die Kosten der CSP-Technologie sind. In einigen wenigen Fällen weist CSP wie im vorherigen Abschnitt dargestellt die geringsten Kosten auf. Diese beziehen sich auf Kosten, die auf einem geografisch höher aufgelösten Aggregationsniveau von Rasterzellen modelliert wurden. Die PV-Technologie stellt aus Sicht des rein techno-ökonomisch optimierenden Energieversorgungsmodells, welches Stromgestehungskosten nicht spezifisch für eine Rasterstelle, sondern aggregiert für ein ganzes Land berücksichtigt, die ökonomisch attraktivere Option dar.
- Einschränkend muss jedoch bedacht werden, dass mögliche Vorteile von regelbaren CSP-Anlagen mit Wärmespeichern für die lokale Versorgungssicherheit (z.

B. Bereitstellung gesicherter Leistung oder Abwärmenutzung) nicht berücksichtigt wurden.

- Darüber hinaus unterliegen alle für die Zukunft modellierten Kosten und damit auch die Kostenunterschiede zwischen der PV- und CSP-Technologie Unsicherheiten. Insgesamt machen die Ergebnisse deutlich, dass sowohl die PV- als auch die CSP-Technologie aufgrund der hohen Potenziale mit geringen Gestehungskosten eine hohe Bedeutung für die Stromerzeugung in der MENA-Region haben können.
- Zusätzlich ist in der MENA-Region auch Onshore-Windenergie von Relevanz. Deren günstige Potenziale sind jedoch begrenzt, so dass die Stromerzeugung aus Windenergie im Vergleich zur Solarenergie vergleichsweise gering ist. Offshore-Windenergie dürfte in der MENA-Region aufgrund des sehr geringen Potenzials, welches lediglich zu vergleichsweise hohen Gestehungskosten genutzt werden kann, keine bedeutende Rolle spielen.

8.4 Bedeutung von Länderrisiken für die Auswahl potenzieller Exportländer der MENA-Region

- Die Ergebnisse des Energieversorgungsmodells zeigen, dass insbesondere zwei Faktoren einen entscheidenden Einfluss auf die Gestehungskosten von Wasserstoff und Synfuels und damit die Bestimmung möglicher Exportländer haben. Das sind zum einen die schon oben dargestellten vorteilhaften technischen Potenziale an erneuerbaren Energien und zum anderen die Länderrisiken, die in Form von Kapitalkostenaufschlägen Berücksichtigung finden.
- Bei der Betrachtung von Länderrisiken als zweitem Einflussfaktor wird deutlich, dass die Entwicklung sowohl des erneuerbaren Energiesektors als auch des Sektors für synthetische Kraftstoffe von einer großen Anzahl von Faktoren abhängt, die weit über reine Kostenüberlegungen hinausgehen. Diese umfassen einerseits *Makrorisiken* wie die allgemeine politische und wirtschaftliche Stabilität der Länder, welche nicht so leicht beeinflussbar sind. Andererseits müssen sogenannte *Mikrorisiken* berücksichtigt werden, die sich speziell auf die Sektorentwicklung beziehen und beispielsweise die Einfachheit und Schnelligkeit von Genehmigungsprozessen, vorhandene Fachexpertise, aber auch generelle politische Prioritäten beim Ausbau von erneuerbaren Energien umfassen. Die Risikoanalyse hat gezeigt, dass Länder mit höheren Risikowerten stärker durch schlechtere Werte im Bereich der Makrorisiken, wie interne- und externe Konflikte oder schlechtes allgemeines Geschäftsklima, gekennzeichnet sind, was die Sektorentwicklung stark beeinflussen kann. Es ist zudem davon auszugehen, dass die Reduzierung der Makrorisiken für Länder wesentlich schwieriger sein wird, als Verbesserungen im Bereich der Mikrorisiken zu erreichen. Konkret lässt sich beispielsweise die wirtschaftliche Situation eines Landes nicht so schnell verbessern, wie Regulierungen zur Umsetzung von Projekten eingeführt oder optimiert werden können. Trotzdem können ein sehr günstiges Umfeld und attraktive Anreize für erneuerbare Energien bzw. synthetische Folgeprodukte theoretisch auch in einem wirtschaftlich oder politisch instabileren Land zu Investitionen und Entwicklung der Sektoren führen. Allerdings stehen in diesen Fällen meist

externe Instrumente zur Risikominimierung beispielsweise durch institutionelle Finanzierungen oder Garantien zur Verfügung.

- Bisher werden solche länderspezifischen Faktoren nur sehr begrenzt in der systematischen Bewertung von Länderpotenzialen einbezogen. So werden bei der Modellierung von Energieszenarien für alle Länder in der Regel einheitliche Annahmen zu den Kapitalkosten verwendet oder maximal zwischen einem und drei Kapitalkostensätzen (WACCs) variiert. Die hier vorgelegten Ergebnisse zeigen jedoch, dass die Berücksichtigung von Länderrisiken in Form von länderspezifischen Kapitalkostenaufschlägen, die in die WACCs einfließen, einen signifikanten Einfluss auf die Auswahl möglicher Exportländer hat.
- In der vorliegenden Studie werden insbesondere Flächenländer mit im regionalen Vergleich geringeren WACCs und größtenteils niedrigeren Risiken als potenzielle Exportländer identifiziert. Die günstigen Potenziale kleinerer Länder werden hingegen überwiegend für den Eigenbedarf verwendet. Die Ergebnisse zeigen jedoch auch, dass keine eindeutigen Aussagen über die bevorzugten Exportländer getroffen werden können, da diese je nach Fokussierung auf die Risikobewertung, Risikokosten, Angebots- und Nachfragepotenziale und der Einbeziehung von Handelsströmen variieren.

8.5 Bedeutung von Importen aus der MENA-Region für die Versorgung Deutschlands und Europas mit EE-Strom und synthetischen Energieträgern

- Wie das Ergebnis des Energieversorgungsmodells zeigt, könnten Importe von Energieträgern aus der MENA-Region sowohl nach Deutschland als auch in das restliche Europa aufgrund der geringen EE-Gestehungskosten in der MENA-Region potenziell eine große Rolle spielen. Dabei ist aus ökonomischer Sicht vor allem der Import von Wasserstoff und Synfuels aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Transportkosten zu bevorzugen. Entsprechend ergibt sich für die MENA-Region die Chance, deren komplette Wertschöpfungskette – von der Stromerzeugung bis zum Syntheseprozess – aufzubauen. Stromimporte aus der MENA-Region spielen aufgrund der vergleichsweise hohen Transportkosten für Strom eine untergeordnete Rolle. Der Strombedarf würde für alle Länder weltweit vorwiegend durch die Stromerzeugung innerhalb Deutschlands bzw. Europas gedeckt. Diese Ergebnisse gelten für alle drei verwendeten Nachfrageszenarien und können damit – unter den Annahmen der erfolgten Systemmodellierungen – als robust gegenüber der zukünftigen Nachfrageentwicklung angesehen werden.
- Werden die oben beschriebenen Investitionsrisiken berücksichtigt, zeigt das Modell eine verstärkte Produktion von Energieträgern innerhalb Deutschlands bzw. Europas und entsprechend geringere Importe aus der MENA-Region. Dies ist bedingt durch das im Vergleich niedrige Investitionsrisiko in vielen europäischen Ländern. Für das Szenario einer moderaten Entwicklung der zukünftigen Nachfrage nach Synfuels wurden auch die Auswirkungen einer negativen Entwicklung des Investitionsrisikos in der MENA-Region untersucht. In dem Fall würden Importe gar keine Rolle mehr spielen und die komplette Erzeugung würde innerhalb Europas stattfinden. Dies zeigt auch, dass die EE-Potenziale unter den

getroffenen Annahmen ausreichend für eine vollständig autarke Versorgung Europas mit EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels wären.

- Wird zudem der Einfluss eines globalen Handels auf die Beziehungen zwischen der MENA-Region und Europa mit einbezogen, dann setzen sich im Handelsmodell bei den getroffenen Annahmen Länder aus der MENA-Region nur dann durch, wenn alle WACC das gleiche Niveau haben oder diese bis 2050 gegenüber dem heutigen Niveau deutlich sinken. Dies gilt sowohl für grünen Wasserstoff als auch für seine synthetischen Folgeprodukte.

8.6 Annahmen für die langfristige Eigenversorgung der MENA-Region

- Um auch den MENA-Ländern selber ein klimaneutrales Wirtschaften bis zum Jahr 2050 zu ermöglichen, wurde zunächst der Eigenbedarf der Länder ermittelt, der sich aus der Transformation ihrer Energie-, Verkehrs- und Industriesysteme ergeben könnte. In zwei Maximalszenarien wurde dabei eine Vollversorgung mit 100 % erneuerbaren Energien modelliert, basierend auf entsprechenden Annahmen zur wirtschaftlichen Entwicklung der einzelnen Länder. Während der Endenergiebedarf im Sektor Verkehr in einem bezüglich Effizienz und Elektrifizierung sehr ambitionierten Szenario (ADV) langfristig in etwa in der heutigen Größenordnung bliebe, würde er in einem moderaten und evtl. realistischeren Pfad (ALT) deutlich ansteigen. Entsprechend unterschiedlich würde sich ein Eigenbedarf an synthetischen Energieträgern entwickeln.
- Die Mengengerüste der Szenarien zeigen auch, wie unterschiedlich die entsprechenden Auswirkungen auf den Eigenbedarf an erneuerbarem Strom sein würden, abgeschätzt unter Berücksichtigung nur der landspezifischen Potenziale, d. h. ohne mögliche Importe aus Nachbarländern. In beiden Fällen wären die Anforderungen an die Transformation der nationalen Energiesysteme und den Ausbau erneuerbarer Erzeugungsleistungen enorm, im Falle des moderaten Szenarios mit höherem Bedarf an synthetischen Energieträgern um den Faktor 2 höher (ALT2 versus ADV). Ein Vergleich mit den derzeitigen Ausbauplänen der Länder zeigt, dass diese Anforderungen noch nicht annähernd in der Energiepolitik der Länder berücksichtigt sind und ein fundamentales Umdenken in Richtung erneuerbarer Energien erforderlich wäre. Eine solche Entwicklung müsste auch erfolgen, um die erforderlichen energiewirtschaftlichen Grundlagen für einen Ausbau zusätzlicher Erzeugungsleistungen für Energieexporte zu schaffen.
- Bei der Ermittlung der Kostenpotenziale von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen wurde der so bestimmte Eigenbedarf der Länder vorab von den technischen Potenzialen abgezogen. Dies erfolgte derart, dass die günstigsten Potenziale an erneuerbaren Energien der heimischen Nutzung vorbehalten wurden, also nicht dem Exportpotenzial des jeweiligen Landes zugerechnet wurden. Wie oben angemerkt, hat der so reservierte Anteil in den Flächenländern nur einen geringen Anteil am gesamten Potenzial. In den kleinen Ländern Bahrain, Libanon, Katar, Kuwait und VAE würde damit jedoch ein sehr großer Anteil vom Export ausgeschlossen bzw. wäre ein Export nicht realistisch.
- Diese Annahme bedeutet jedoch nicht, dass die jeweiligen Länder zunächst ihre eigene Energietransformation umsetzen und erst anschließend Wasserstoff und

Folgeprodukte exportieren. Da die Transformation ein langfristig angelegter Prozess ist, sollte idealerweise eine parallele Entwicklung beim Aufbau von WSK erfolgen – einerseits die heimische Nutzung von erneuerbaren Energien und Wasserstoff (auf den besten hierfür verfügbaren Flächen), andererseits der Export mit gleichzeitiger Generierung von Einnahmen (auf den in der Regel nicht viel weniger ertragreichen Flächen). Innerhalb des zugrunde liegenden Energieversorgungsmodells erfolgt der Export von Wasserstoff und Synfuels daher bereits beginnend mit dem Jahr 2030.

8.7 Höhe der Transportkosten von Wasserstoff im Vergleich zu Synfuels

- In MENA-Fuels wurden auch die Transportkosten für die betrachteten Energieträger berücksichtigt. Dabei wurde der Fokus auf den Transport großer Mengen über lange Strecken gelegt. Hierfür stehen der maritime Seeverkehr und ggf. Pipelines zu Verfügung, für Binnenländer wurde auch der Transport zum nächsten Hafen berücksichtigt.
- Da gasförmige Energieträger unter Normalbedingungen sehr geringe volumetrische Energiedichten aufweisen, werden sie für den Transport mittels Kühlung verflüssigt. Auch nach der Verflüssigung ist die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff gering. Aufgrund der für den Transport erforderlichen Prozesse, der erforderlichen Dämmung und ggf. Kühlung sowie der geringen Energiedichte sind die spezifischen Transportkosten von Wasserstoff sehr hoch. Dies gilt vor allem im Vergleich zu unter Normalbedingungen flüssigen Energieträgern, wie Methanol oder synthetische Kraftstoffe, für die zudem langjährige Erfahrungen im Transport bestehen. So betragen die spezifischen Kosten eines Transports von Wasserstoff von Marokko nach Hamburg per Verflüssigung rund 47 EUR/MWh, verglichen mit 1,8 EUR/MWh für Methanol. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die Angaben für Wasserstoff besonders unsicher sind, da die eingesetzten Technologien noch keine Marktreife erreicht haben. Gleichwohl bleiben im Vergleich hohe spezifische Transportkosten von Wasserstoff stets bestehen. Daher erscheint es sinnvoll, nur dann Wasserstoff zu transportieren, wenn dieser auch im Zielland als solcher genutzt wird. Werden Synfuels benötigt, spricht vieles dafür, diese direkt vor Ort aus Wasserstoff zu erzeugen und sie dann zu transportieren. Dabei ist allerdings auch zu berücksichtigen, ob länderabhängig größere Kostendifferenzen bei der Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu vermuten sind und diese groß genug sind, um den Transportkostenvorteil zu kompensieren.
- Bei einem Vergleich von Schiffs- und Pipelinetransport zeigt sich für Wasserstoff, dass für einen Großteil der MENA-Region ein Pipelinetransport kostengünstiger als ein Seetransport sein könnte. Dies gilt insbesondere dann, wenn eine Umwidmung von Erdgas- in Wasserstoffpipelines möglich wäre. Für flüssige Energieträger mit ihren niedrigen Transportkosten im Seeverkehr kann sich auch der Schiffstransport als günstiger erweisen. Auch bei den Kosten eines Pipelineneubaus ist auf eine hohe Unsicherheit hinzuweisen, da die Kosten von vielfältigen Einflussfaktoren abhängen wie der Besiedlungsdichte, des geographischen Profils und der Bodenbeschaffenheit sowie des Anteils von Offshore-Pipelines und deren Kosten im Vergleich zu Onshore-Pipelines.

8.8 Transportwege für Strom, Wasserstoff und Synfuels nach Europa

- Der Transport von EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels und die damit verbundenen Kosten werden im Rahmen des Energieversorgungsmodells explizit berücksichtigt. Dabei werden für gasförmige und flüssige Energieträger der Pipeline- sowie der Tankertransport berücksichtigt (für Ammoniak wird nur der Pipelinetransport modelliert); für den Pipelinetransport wird zwischen Onshore und Offshore differenziert, um den höheren Kosten des Offshore-Transports Rechnung zu tragen. Für Strom werden HGÜ-Leitungen modellseitig abgebildet.
- Die obigen Ausführungen zu den Transportkosten werden durch die Ergebnisse des Energieversorgungsmodells unterstützt: Danach werden tendenziell Wasserstoff und Synfuels transportiert. Der Transport der gasförmigen und flüssigen Energieträger erfolgt dabei für die gegebenen Distanzen in der EUMENA-Region hauptsächlich über Pipelines; flüssige Energieträger werden zudem in geringen Mengen mit Tanker transportiert, vorzugsweise über lange Distanzen. Dabei werden für den Transport von der MENA-Region nach Europa die Onshore-Pipeline-Routen über das Cluster *Nahost* nach Südeuropa sowie über das Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* nach Westeuropa präferiert – der Grund sind die geringeren Transportkosten des Onshore- gegenüber des Offshore-Transportes. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Break-Even-Distanz, das heißt die Distanz, bei der Pipeline- und Tankertransport die gleichen Kosten aufweisen, aufgrund der Unsicherheit bei den Transportkostendaten ebenfalls einer Unsicherheit unterliegt. Sensitivitätsanalysen zu niedrigeren Tankertransportkosten im Rahmen des Energieversorgungsmodells wie auch die Ergebnisse des Handelsmodells zeigen auf, dass insbesondere für flüssige Energieträger bei den gegebenen Distanzen in der EUMENA-Region der Tankertransport ebenfalls eine ökonomisch vorteilhafte Transportoption darstellen kann.
- Gemäß den Modellergebnissen wird Strom nahezu vollständig innerhalb Europas produziert. Der Stromtransport ist im Vergleich zum Transport synthetischer Energieträger mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden, sodass aus ökonomischer Sicht präferiert wird, die Endenergienachfrage nach Strom größtenteils durch günstige EE-Potenziale innerhalb Europas zu bedienen.

8.9 Bedarf an Technologieentwicklung für eine großskalige Herstellung von Synfuels

- Aus der Technologiebewertung geht hervor, dass bereits mittelfristig bis 2030 ein Großteil aller betrachteten synthetischen Kraftstoffe und Industrieprodukte über jeweils mindestens einen Pfad großskalig bereitgestellt werden könnte. Voraussetzung hierfür ist, dass die Entwicklung der technologischen Reife der Prozesse durch Forschungsförderung und weitere industriepolitische Maßnahmen unterstützt wird. Viele entlang der Pfade benötigte Technologien sind bereits seit Jahrzehnten bekannt und weit entwickelt oder werden auf Basis fossiler Energien sogar schon seit Jahren weltweit genutzt. Dies gilt etwa für die Meerwasserentsalzung oder Fischer-Tropsch-Reaktoren. Die Herausforderung besteht hier oft in der vollständigen Integration mit erneuerbarer Strom- und Wärmeerzeugung, die noch wenig erforscht und erprobt ist.

- Im Gegensatz hierzu sind andere Syntheseschritte noch vergleichsweise wenig entwickelt, obwohl sie als zentral für die Herstellung aller erneuerbar-basierten Folgeprodukte gelten. Dies trifft insbesondere auf die CO₂-Abtrennung und -Nutzung zu. Die in den letzten Jahren zu beobachtende Entwicklung insbesondere der DAC-Verfahren deutet jedoch darauf hin, dass auch technische Lösungen zur CO₂-Abtrennung aus der Luft bis 2030 voraussichtlich in einer Größenordnung verfügbar sein werden, welche die in MENA-Fuels ermittelten Bedarfe für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe abdecken könnte.
- Bedarfe für eine intensive Technologieentwicklung bestehen auch dort, wo bislang favorisierte Prozesse entlang der PtX-Ketten zukünftig durch alternative Prozesse ersetzt werden könnten, die im Hinblick auf zentrale Aspekte wie Effizienz oder Wirtschaftlichkeit Vorteile aufweisen. So zeigen etwa die solarthermischen Kreisprozesse (Thermochemie) in Verbindung mit CSP-Kraftwerken (Solartürmen) laut Technikbewertung neben der HT-Elektrolyse langfristig die günstigsten Wasserstoff- und damit Synthesegas-Gestehungskosten. Kombiniert mit dem hohen Solarstrahlungspotenzial der MENA-Region dürften sie damit ebenfalls eine relevante Technologie darstellen. Aktuelle Marktaktivitäten zeigen, dass diese möglicherweise früher als bisher diskutiert verfügbar sein könnten.

8.10 Ökologische Bewertung von PtX-Pfaden am Beispiel synthetischen Kerosins

- In der Wirkungskategorie Klimawandel (Global Warming Potenzial, GWP) schneiden alle betrachteten synthetischen Pfade im Jahr 2050 besser ab als die fossile Referenz, falls CO₂ aus der Abscheidung aus der Atmosphäre (DAC) verwendet wird, das als „klimaneutral“ gilt. Durch die Aufnahme von atmosphärischem CO₂ in den PtL-Routen ergeben sich – trotz höherer THG-Emissionen während der Herstellungsphase – bilanziell für die Erzeugung einschließlich der CO₂-Emissionen aus der Verbrennung des Kraftstoffs deutlich geringere Belastungen gegenüber der Referenz. Diese entsprechen je nach Pfad einer Netto-Minderung um 57–84 %.
- In allen anderen Kategorien ergeben sich jedoch Nachteile. Dies gilt beispielsweise für die Indikatoren Landnutzung, terrestrische Versauerung und Eutrophierung sowie für den kumulierten Energieaufwand. Dies ist in erster Linie durch den hohen Bedarf an Energie zur Wasserstoffherzeugung und CO₂-Bereitstellung begründet, aber auch durch die ebenfalls höheren Rohstoffbedarfe bei der Errichtung der PtL-Anlagen. Die Art der Stromquelle und die Wärmebereitstellung kristallisieren sich als wesentliche Einflussfaktoren auf die Umweltwirkungen heraus, wobei sich die Nutzung ausschließlich erneuerbarer Quellen an Standorten mit hohen Volllaststunden als vorteilhaft erweist.
- Der Langstreckentransport von Wasserstoff ist durch dessen Diffusionsvermögen mit hohen Verlusten und daher auch mit erhöhtem Energieverbrauch verbunden. Die räumliche Trennung der Wasserstoff- und Kraftstoffherzeugung unterbindet zudem die Synergieeffekte einer Wärme- und Wasserintegration der verschiedenen Teilprozesse. Es empfiehlt sich daher, über große Entfernungen nicht den benötigten Wasserstoff, sondern den finalen Kraftstoff zu transportieren.

8.11 Globaler Wettbewerb und seine Unsicherheiten für Geschäftsmodelle

- Die Ergebnisse des Handelsmodells zeigen, dass bei den angenommenen Rahmenbedingungen zu Potenzialen, WACC und Technologiekostenentwicklungen durchaus andere Staaten außerhalb des MENA-Raums starke Mitbewerber darstellen könnten. Da für alle neuen Technologien unterstellt wird, dass deren Kosten für alle Anwender gleich sind und Personalkosten nicht ins Gewicht fallen, spielen die Länderpotenziale sowie der WACC die entscheidende Rolle. Entsprechend gibt es keinen Know-how-Vorsprung einzelner Nationen, der finanziell umgesetzt werden könnte.
- Bei dem hier unterstellten freien Markt kommt es zu einem häufigen Wechsel von Lieferbeziehungen. Außer in den Szenarien, in denen der gleiche WACC verwendet wird, ist die Anzahl der exportierenden Länder (einschließlich Eigenerzeugung) überschaubar. Einige Länder starten dabei erst im Laufe der 2040er Jahre mit der Erzeugung, da zuvor Eigenversorgung oder Export finanziell unattraktiv sind. Verschiedene Länder wie die USA, Canada, Irland und Neuseeland haben in vielen Szenarien in den 2030er oder 40er Jahren zudem ein starkes Exporthoch, das danach aber bis zu Beginn der 2050er Jahre aufgrund sich verändernder Wettbewerbssituation wieder stark abfällt.
- Da die Maximierung der Marge eine wesentliche Prämisse des Handelsmodells darstellt, kommt es in einigen Szenarien-Konstellationen auch zur Belieferung von MENA-Staaten durch Länder der EU. Dies beruht auf dem Effekt, dass nahegelegene potenzielle Anbieter im MENA-Raum mit günstigeren Gesteungskosten ihre Ressourcen bereits Dritten anbieten. Tendenziell würde die MENA-Region jedoch von Australien und Amerika versorgt werden. Lediglich in den Basisszenarien mit für alle Länder gleichem WACC würden Saudi-Arabien und Ägypten vorrangig den MENA-Raum versorgen. Diese Konstellationen können sich jedoch ändern, wenn die globale Nachfrage nach Synfuels steigt und chemische Rohstoffe wie Ammoniak und Methanol in allen Nachfrageszenarien entsprechend berücksichtigt werden.
- Die unterstellten Kostendegressionen führen allerdings dazu, dass viele Anlagen kaum lange wettbewerbsfähig gegenüber Neuanlagen sind. Diese Erfahrung, die man bereits bei der Herstellung von PV-Modulen gemacht hatte, sollte bei einer Geschäftsmodellentwicklung bzw. bei der Planung der Anlagen Berücksichtigung finden.

9 Übertragbarkeit auf andere Lieferländer

Auch wenn sich die Analyse möglicher Lieferländer für Deutschland in diesem Vorhaben auf die sonnen- und windreichen Länder der MENA-Region bezieht, wären weitere Länder bzw. Regionen denkbar, die grünen Wasserstoff und Synfuels bereitstellen könnten (z. B. China, Chile, Australien, Südafrika, Brasilien). Die Forschungsarbeiten in Teilprojekt B.II haben hierfür den Blick geöffnet, allerdings wurde dabei keine Energieversorgungsoptimierung angestrebt. Vielmehr zielte das Handelsmodell auf die Frage ab, welche anderen Nationen potenzielle Handelspartner für MENA, Europa und Deutschland sein könnten und wie sie den Handel innerhalb der in diesem Vorhaben gesetzten Systemgrenzen um MENA und Europa beeinflussen.

Wie sich zeigt, kommen beide Ansätze, das Energieversorgungsmodell des Wuppertal Instituts sowie das Handelsmodell des IZES, zu dem Schluss, dass MENA-Länder trotz geringer Gesteungskosten und sehr großer Potenziale nur dann interessante Partner werden können, falls die WACCs für die Investoren ein Niveau erreichen, welches zu einem wirklichen Wettbewerbsvorteil führen. Ansonsten könnte und würde sich Europa weitestgehend selbst versorgen bzw. würden bei globaler Öffnung Länder aus Amerika und Ozeanien als Handelspartner eine zunehmend wichtige Rolle spielen. Das Handelsmodell zeigt dabei auf, welche Länder dies in verschiedenen Szenarien sein könnten und gibt somit wertvolle Hinweise, zu welchen Ländern das Energieversorgungsmodell erweitert werden könnte, ohne durch die Aufnahme sehr vieler Länder deutlich an Dynamik zu verlieren.

In Ergänzung zu Abb. 5-7 zeigen Abb. 9-1 und Abb. 9-2 einige Beispiele für Kostenpotenziale anderer Nationen auf. Dargestellt sind länderspezifische Synfuels-Potenziale in TWh/a im Jahr 2050 nach Kostenkategorien, einmal unter Berücksichtigung des WACC-Referenzszenarios mit für alle Länder gleich hohem WACC sowie im Szenario WACC_bau, in dem für alle Länder spezifische Risikokostenaufschläge auf den WACC ermittelt und für die Zukunft konstant gehalten wurden (siehe auch Kapitel 6.1). Bereits bestehende Stromerzeugungskapazitäten sind in der Darstellung noch nicht abgezogen.

Die Gründe, die letztlich zum starken Import aus Ozeanien führen, liegen darin, dass Australien große Potenziale am unteren Rand innerhalb der Kostenkategorien besitzt, während andere Nationen ihre Potenziale eher in der Mitte oder am oberen Rand verorten. Anzumerken ist zudem, dass die Gesamtnachfrage der im Handelsmodell betrachteten Länder nach Synfuels, teils inklusive stofflicher Nutzung, im Szenario mit der höchsten Synfuels-Nachfrage bei rund 6.750 TWh liegt, was nicht einmal einem Drittel der Potenziale der günstigsten Kostenkategorie „< 1,25 €/l“ im Szenario WACC_bau entspricht. Die MENA-Länder sind dabei nur mit rund 160 TWh vertreten. Im Szenario WACC_ref fällt das Angebot der günstigsten Kostenkategorie mit rund 7.830 TWh geringer aus, da für alle Nationen ein WACC von 6 % unterstellt wird. Dennoch liegt auch dieses Angebot unterhalb der Gesamtnachfrage im Szenario mit der höchsten Synfuels-Nachfrage. Mit anteilig 350 TWh wird allerdings der Anteil der MENA-Länder daran mehr als verdoppelt.

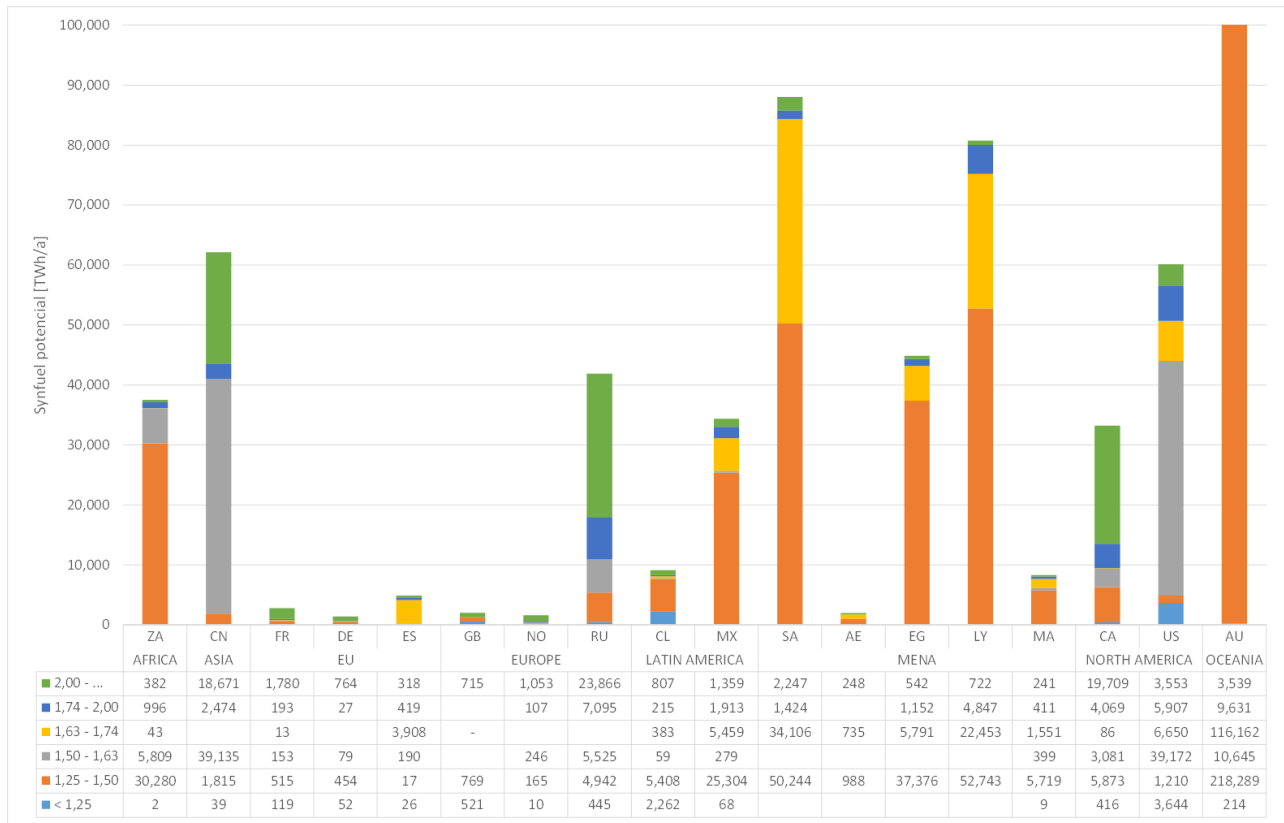


Abb. 9-1 Länderspezifische Synfuels-Potenziale aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050 eingeteilt in Kostenkategorien [€/l]; Szenario WACC_ref (6 %)

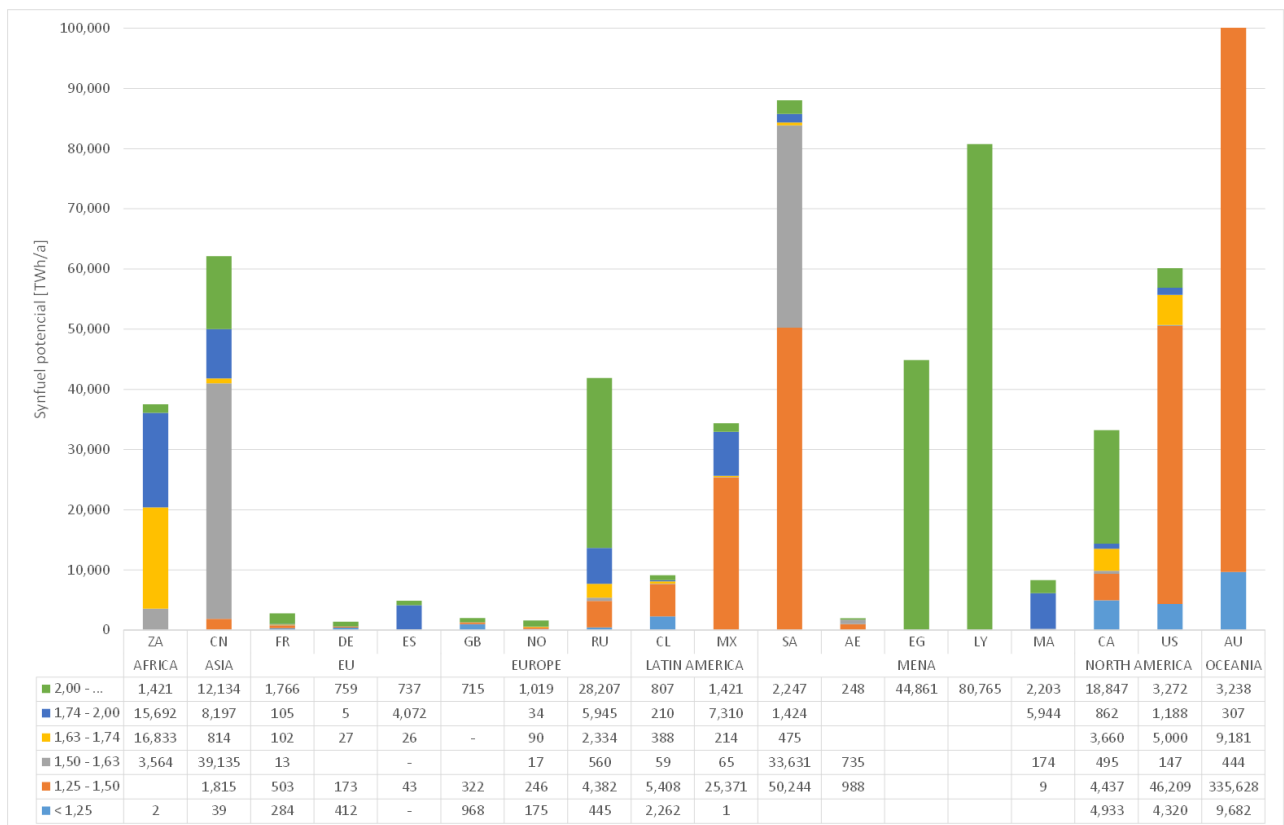


Abb. 9-2 Länderspezifische Synfuels-Potenziale aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050 eingeteilt in Kostenkategorien [€/l]; Szenario WACC_bau

Alleine vom Ansatz der beiden Modelle her ist bei gleicher Länderwahl dennoch ein unterschiedliches Ergebnis hinsichtlich der Handelsbeziehungen zwischen spezifischen Ländern zu erwarten. Eine gemeinsame Betrachtung der folgenden beiden zentralen Aspekte erscheint gerade hinsichtlich der Strategieentwicklung zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit in der Politik, aber auch der unternehmerischen Strategieentwicklung bei Energieunternehmen (und jenen der stofflichen Nutzung) interessant, werden dabei doch unterschiedliche Ziele (Versorgungssicherheit und Gewinnmaximierung) gegenübergestellt und Wechselwirkungen sichtbar gemacht:

- Wie müsste eine Energieversorgung aufgebaut sein, um für alle Volkswirtschaften ein kostenoptimales Ergebnis zu liefern?
- Wie agieren unabhängige Unternehmen auf einem globalen Markt und welche Wechselwirkungen entstehen daraus auf die Volkswirtschaften?

Umfassen beide Modelle den gleichen Betrachtungsraum, so sollte sich in künftigen Studien eine kritische Bewertung anschließen, welche die ökonomischen, ökologischen und sozialen Wechselwirkungen eingehend beleuchtet.

Technisch ist eine Erweiterung von Ländern unproblematisch, allerdings begrenzen die Optimierungs-Algorithmen des Energieversorgungsmodells derzeit eine hohe Granularität, so dass teils Länder zu Regionen zusammengefasst werden mussten. Sofern ausreichend Informationen zu anderen Ländern oder Regionen vorliegen, können die in diesem Vorhaben verwendeten Ansätze und Methoden aber relativ gut übertragen werden.

10 Handlungsoptionen und Forschungsbedarf

Abschließend werden aus den bisherigen Ergebnissen strategische Handlungsoptionen für **Industrie und Politik** abgeleitet. Diese zeigen insbesondere auf, welche Prozesse zur möglichen Umsetzung eines Imports von Synfuels ergriffen werden könnten. Ebenfalls wird weiterer **Forschungsbedarf** skizziert, der sich teilweise auch mit den Handlungsoptionen überschneidet.

10.1 Handlungsoptionen für die Politik

Es sind eine Reihe von Optionen denkbar, mit denen auf politischer Ebene der Weg der MENA-Region hin zu einer ökonomisch attraktiven Lieferregion für eine umfassende Produktion und Versorgung von grünem Wasserstoff und synthetischen Folgeprodukten unterstützt werden könnte:

- Um Planungssicherheit für Investoren zu garantieren, sollten langfristige **stabile politische Rahmenbedingungen für einen Markt von grünem Wasserstoff sowie synthetischen Folgeprodukten** geschaffen werden. Dies betrifft insbesondere regulatorische Fragen wie die Definition der Nachhaltigkeit von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen¹¹. Hier sind einerseits die Bedingungen für die Grundbestandteile von Kraftstoffen festzulegen (grüner Wasserstoff und klimaneutrales CO₂ sowie deren Herkunft), andererseits Nachhaltigkeitskriterien für die gesamte WSK sowohl in Deutschland als auch für Exportländer. Ein wesentliches Ziel einer deutschen und europäischen Energiepolitik mit der Absicht des Imports muss deshalb auch die Förderung der Ausbauziele und -entwicklungen für erneuerbare Energien in den MENA-Ländern sein, beispielsweise über die Unterstützung durch Energie- und Klimapartnerschaften.
- Ein weiterer Aspekt der Planungssicherheit bezieht sich auf die **politische Stabilität und die Investitionsrahmenbedingungen** in potenziellen Produzentländern der MENA-Region. Diese kann auch geschaffen werden, indem Deutschland sowohl potenzielle Exportländer bei der Schaffung günstiger Rahmenbedingungen unterstützt als auch Finanzierungsinstrumente entwickelt und z. B. über deutsche Entwicklungsbanken (KfW) und Garantien (HERMES) zur Verfügung stellt. Hierbei ist eine enge Abstimmung mit internationalen Finanzinstitutionen sinnvoll, um Kohärenz zu erreichen. Eine Schaffung stabiler Beziehungen auf bi- oder multilateraler Ebene zur Steigerung der Sicherheit und Verlässlichkeit für potenzielle Investoren ist von strategischer Bedeutung, wenn sich die MENA-Region perspektivisch als Lieferregion für grüne Energie entwickeln soll. Auch wenn dies teilweise schon geschieht, müssen die Anstrengungen in dieser Richtung deutlich ausgeweitet werden, um eine schnelle Umsetzung zu ermöglichen und den enormen Finanzierungsbedarf nicht nur für einzelne Pilotprojekte, sondern für ganze Sektoren zu sichern.
- Aber auch die Nutzung der **innereuropäischen Potenziale** an erneuerbaren Energien sollte nicht außer Acht gelassen werden. Wie die Ergebnisse sowohl des Energieversorgungsmodells als auch des Handelsmodells gezeigt haben, könnte

¹¹ Ein negatives Beispiel ist die Regulierung bei Biokraftstoffen, welche in der Vergangenheit häufig angepasst wurde.

sich Europa theoretisch – bei einer moderaten Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen – komplett selber versorgen. Hier könnte der Aufbau von **Energiepartnerschaften mit europäischen Ländern** einen schnellen Ausbau von Anlagen und Infrastrukturen fördern.

- Dies führt direkt zum Aspekt der **Versorgungssicherheit**. Im Rahmen der Energieaußenpolitik gilt es abzuwägen, wie die Versorgungspfade zukünftig diversifiziert werden sollten. Dies könnte dazu führen, dass nicht nur mit wenigen bevorzugten Ländern Handelsbeziehungen aufgebaut, sondern von vornherein ein breiter Mix von Exportländern gewählt wird. Aber auch eine umfassende Nutzung der europäischen erneuerbaren Energieressourcen könnte aus strategischen Gründen und nicht nur aus ökonomischer Vorteilhaftigkeit anvisiert werden.
- Würde dagegen aufgrund guter Investitionsbedingungen ein großer Teil der synthetischen Folgeprodukte aus der MENA-Region importiert, wären weitere **Fragen aus industriepolitischer Sicht** zu diskutieren. Die Verlagerung der kompletten WSK von Kraftstoffen und Zwischenprodukten (wie Methanol) in die MENA-Region (Renewables Pull¹²) würde den Wandel der Chemieindustrie in Deutschland stark beschleunigen. Hier besteht noch großer Forschungsbedarf in Bezug auf die Resilienz von WSK. Auf politischer Ebene sollte frühzeitig ein Verständnis für die zukünftige Rolle der Chemieindustrie entwickelt und Instrumente zur **Förderung** alternativer **Geschäftsmodelle** konzipiert werden (z. B. Umrüstung der Raffinerien zu reinen „Feedstock-Raffinerien“, Bau von EE-Anlagen und von Konversionsanlagen, Export von Technologie-Know-how, Joint-Ventures mit der Chemieindustrie in den möglichen Exportländern, aber auch ggf. gezielte Förderung bisheriger Standorte in Deutschland, wenn dies aus Gründen der Versorgungssicherheit geboten ist).
- Generell sollten **Wasserstoff und synthetische Energieträger** auch aus politischer Sicht immer **gemeinsam „gedacht“** und Strategien sich nicht nur auf den Import von Wasserstoff fokussieren. Einschätzungen des internationalen MENA-Fuels-Beirates haben sehr deutlich gezeigt, dass die MENA-Region sich nicht nur auf einen Lieferanten grünen Wasserstoffs reduzieren lassen will. Neben der ökonomischen und technischen Vorteilhaftigkeit, statt Wasserstoff direkt die synthetischen Folgeprodukte zu transportieren, gehen mit dem Aufbau von ganzen WSK in der MENA-Region auch Fragen der ökonomischen Entwicklung einher, deren Wirkung auf die Stabilität einer Region nicht unterschätzt werden sollten.
- Die Bandbreite der Kosten-Potenzial-Analysen sowie der aus der Praxis in das Handelsmodell übernommene Ansatz zur Gewinnmaximierung machen deutlich, dass die Importpreise, nach Abzinsung auf die heutige Kaufkraft, in etwa gleicher Höhe anfallen wie heutige fossile Energieträger vor Verteilung und Steuern. Der Einsatz von Wasserstoff und Synfuels wird daher nur dort stattfinden, wo fehlende Alternativen oder eine entsprechende Zahlungsbereitschaft bestehen. Aus Nachhaltigkeitsaspekten ist es daher auch weiterhin sinnvoll, auf die möglichst

¹² Zur Diskussion von „Renewables Pull“ siehe Samadi et al. (2021).

effiziente Verwendung von Wasserstoff und Synfuels zu setzen und insbesondere Alternativen hierzu zu entwickeln. So wäre im **Mobilitätssektor** nicht nur ein Antriebswechsel weiterzuentwickeln, sondern auch ein besserer **Politikrahmen** zu entwerfen, der den Modal-Shift weg vom motorisierten Verkehr anreizt und damit sowohl den Kraftstoff- als auch den Rohstoffbedarf senkt.

- Die größte Herausforderung dürfte dabei die Transformation zu einem **klima-neutralen Flugverkehr** sein. Wie die Ergebnisse der Ökobilanzen zeigen, kann die CO₂-bezogene Klimawirkung des Kerosins bei Verwendung synthetischen Kerosins basierend auf erneuerbaren Energien und aus der Atmosphäre abgetrenntem CO₂ massiv reduziert werden. Diese Emissionen stellen jedoch nur etwa ein Drittel der Klimawirkung des Flugverkehrs dar, während die anderen zwei Drittel aus Nicht-CO₂-Effekten wie der Bildung von Kondensstreifen-Zirren resultieren. Der Einsatz synthetischer Kraftstoffe kann daher nur einen begrenzten Beitrag zur Klimaneutralität des Flugverkehrs leisten. Daher sollte die Forschung zu alternativen Antrieben im Flugverkehr massiv verstärkt werden.

10.2 Handlungsoptionen für die Industrie

Eine wesentliche Grundlage der Industrie für die konsequente Entwicklung und Anwendung von Technologien, Anwendungen und Geschäftsmodellen sind langfristige **Planungssicherheit und Randbedingungen**, die sowohl politisch wie auch ökonomisch Investitionen ermöglichen. Aber auch für die Industrie selber ergeben sich eine Reihe von Optionen, mit denen sie die Transformation zu grünem Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen unterstützen kann:

- Die Technikbewertung hat bei einer Reihe von Technologien (insbesondere bei den Synthesetechnologien, aber auch bei der Wasserstoffherstellung und CO₂-Abscheidung) eine Vielzahl von offenen Fragen ergeben. Diese betreffen insbesondere die zukünftige technische Entwicklung, aber auch nachgelagerte Fragen zur Bewertung unter ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten. Ein Beitrag der Industrie wäre es daher insbesondere, ihre **Anstrengungen für Forschung und Entwicklung** erheblich zu verstärken, um die Technologien innerhalb von kurzen Zeiträumen in den Markt zu bringen und Kostenreduktionen (durch technisches Lernen, Upscaling und Massenproduktion) zu ermöglichen. Dabei sollte die Entwicklung technologieoffen erfolgen, um das Risiko von Fehlentwicklungen und möglichen Rückschlägen zu minimieren. Da eine Reihe von Technologien im Rahmen der technischen Projekte der *Förderinitiative Energiewende im Verkehr* entwickelt wird, sei hier auch auf weitergehende Empfehlungen der *Begleitforschung BEniVer* verwiesen.
- Aufgrund der Dringlichkeit der Energiewende bedarf es entsprechend auch der zügigen **Entwicklung von Geschäftsmodellen**. Da dieses Projekt systemanalytischer Natur war und die grundsätzlichen Beziehungen für Pfade zur Versorgung Europas aus der MENA-Region aufgezeigt hat, bedarf es für die Ableitung von Geschäftsmodellen eigener Überlegungen, zu der die beteiligten Wissenschaftler*innen auch nach Abschluss des Projekts beitragen können. Aus den Ergebnissen des Handelsmodells wird zudem ersichtlich, dass bei Realisierung

der hier angenommenen Kostendegression bei Elektrolyseuren und der Fischer-Tropsch-Synthese die Pionieranlagen aus den 2030er und 2040er Jahren ohne langfristige **Lieferverträge** kaum eine Dekade bestehen können. Geschäftsmodelle sollten daher durchaus berücksichtigen, dass die Prozesse in kurzen Zeitintervallen anzupassen sind, um nicht in die gleiche Problematik zu geraten, wie es bei der PV-Produktion in Deutschland der Fall war.

- Ebenfalls nicht Inhalt dieses Projekts war die Planung konkreter Schritte **zur Implementierung der aufgezeigten Transformationspfade**. Auch wenn dieses zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch gar nicht möglich ist, sind dennoch die grundsätzliche Richtung und der Handlungsbedarf alleine schon durch die verabschiedeten Klimaneutralitätsziele gegeben. Diese lassen nur noch ein kleines Zeitfenster für die Umsetzung offen, und so sollte aus Sicht der Industrie geklärt werden, ob die erforderlichen massiven Zubauraten an Technologien machbar sind bzw. welche Maßnahmen zum Hochlauf von Produktionskapazitäten im „Gigamaßstab“ notwendig werden.
- Während die deutsche Industrie sehr engagiert in der **Entwicklung von Synthesetechnologien und Wasserstoffproduktionstechnologien** ist, fehlen entsprechende Entwicklungen bei der **CO₂-Abtrennung aus der Luft** (Direct Air Capture, DAC). Aus der deutschen Industrie sind hier bisher keine Entwicklungen bekannt, obwohl die DAC-Technologie zentral für die Erzeugung klimaneutraler synthetischer Kraftstoffe (und generell negativer Emissionen) ist (Viebahn et al., 2019). Da ein sehr großes Marktpotenzial und ein großer Exportmarkt zu erwarten ist, sollte die deutsche Industrie über einen Einstieg in diese Zukunftstechnologie nachdenken.
- Wie auch schon in anderen Forschungsprojekten erwies sich die Unterstützung von MENA-Fuels durch den Industriebeirat als sehr hilfreich und konstruktiv. Generell könnte die **Zusammenarbeit zwischen Forschung und der Industrie** für solche systemanalytisch ausgerichteten Projekte im Sinne einer win-win-Situation jedoch enger gestaltet werden. Während die Wissenschaft belastbare Daten aus der Industrie als Grundlage für ihre Modellierung und Technikbewertung benötigt und auch Praxiswissen hinsichtlich der Zukunftsmärkte ihre Analysen unterstützen kann, liefert sie im Gegenzug Orientierungswissen, an dem die Industrie ihre Entwicklungen strategisch ausrichten kann. Auch wenn diese keine Prognosen sein können, so zeigen Szenarioräume (im Sinne von „wenn-dann-Analysen“) zumindest einen Fächer möglicher Entwicklungen auf, auf die die Industrie vorbereitet sein sollte.

10.3 Forschungsbedarf

Insbesondere in der jetzigen Phase der Markteinführung und des Kapazitätsaufbaus einer Wasserstoff- und Synfuels-Wirtschaft kommt der **Wissenschaft eine entscheidende Rolle als Katalysator von Innovationen** zu. Hierbei sollte mit dem **langfristigen Ziel der Resilienz und Nachhaltigkeit** sowohl auf die **Kohärenz wie auf die Diversität der Strategien**, die sich aus den aufgezeigten Szenarioräumen ableiten lassen, geachtet werden. Zielorientierung, hier für die Defossilisierung bzw. Dekarbonisierung des Verkehrs in Deutschland und Europa, und

Vielfalt der Lösung stellen keinen Widerspruch dar, sondern sind Grundlage langfristiger nachhaltiger Versorgungssicherheit. Dementsprechend besteht weiterer vielfältiger Forschungsbedarf, um die Umsetzung der benötigten Strategien zielsicher gestalten zu können.

- Die Szenarien des Energieversorgungsmodells bauen auf früheren Klimaschutzzielen (Reduktion von 95 % der THG-Emissionen bis 2050) auf. Da inzwischen **ambitioniertere Klimaschutzziele** beschlossen wurden, sollten die Analysen fortgeschrieben werden. So wäre zu fragen, welche Implikationen das aktuelle Ziel einer Klimaneutralität Deutschlands bis 2045 haben würde, z. B. hinsichtlich notwendigem Upscaling der benötigten Anlagen, dem schnelleren Zubau von EE-Anlagen, dem früheren Bedarf an klimaneutralem CO₂ für die Synthesen etc.
- Weiterhin besteht große Datenunsicherheit bei den **Transportkosten**. Von ihnen hängen einerseits Entscheidungen über die Art des Transports ab (z. B. Pipeline versus Tanker bei flüssigen Energieträgern), andererseits und insbesondere aber auch der Grad der WSK im potenziellen Exportland (z. B. Fertigung auch des Endprodukts versus Transport von Zwischenprodukten oder Wasserstoff). Tiefergehende Analysen und detailliertere Abbildungen der Transportkosten könnten hier zu genaueren Ergebnissen führen.
- Im Rahmen des Energieversorgungsmodells wird lediglich die Transportverbindung zwischen einzelnen Regionen modelliert, der Transport innerhalb einer Region wird nicht abgebildet. Entsprechend ist auf Basis dieser Ergebnisse keine konkrete und umfassende **Infrastrukturplanung** möglich. Offene Fragen sind z. B., ob die Erzeugung von grünem Wasserstoff und Synfuels eher in der Nähe der erneuerbaren Energiepotenziale, die häufig im Inland liegen, oder direkt an Exportpunkten wie Häfen oder bestehenden Pipelines stattfinden sollte. Ebenso könnten die CO₂-Quellen variieren. Des Weiteren bedarf es einer **Analyse von Betriebs- und Standortstrategien** der synthetischen Kraftstoffherstellung und deren Auswirkung auf Gestehungskosten. Angepasste Strategien können aus Kostengesichtspunkten attraktiver sein und zur Reduzierung von Gestehungskosten führen. So können beispielsweise eine andere örtliche Verteilung von PtX-Systemkomponenten, eine Netzintegration oder hybriden EE-Anlagen (z. B. kombinierte CSP-PV-Anlagen) zur Senkung von Infrastruktur-, EE-Strom- und Speicherkosten beitragen.
- Offen ist auch die Frage, welche Länder künftig die **ambitionierten Anforderungen der EU an grünem Wasserstoff und seinen Folgeprodukten** werden einhalten können und wie sich daraus die Angebotssituation wie auch die potenziellen Handelspartner nochmals verändern.
- Die konkrete Bestimmung potenzieller Importpfade erfolgte im Rahmen von MENA-Fuels aus einer Kosten optimierenden Modellierung. Für eine realistische Bewertung der Exportmöglichkeiten einzelner Länder der MENA-Region bedarf es jedoch einer eingehenderen Untersuchung aus der **Perspektive der möglichen Exportländer** selber, die weit über die theoretische Berücksichtigung des Eigenbedarfs hinausgeht.

- Dies beinhaltet einerseits Fragen nach den konkreten ökonomischen und sozialen **Entwicklungspotenzialen**, zum Beispiel ob und wie lokale WSK im Kontext des bzw. Im Zusammenhang mit dem Ausbau von Exportkapazitäten für erneuerbare Energien geschaffen werden können.
- Aber auch **lokale Nachhaltigkeitsfragen** sollten, insbesondere hinsichtlich der Befriedigung des erheblichen Wasserbedarfs, untersucht werden.
- Weiterhin besteht ein großer Forschungsbedarf hinsichtlich der für die **Standortwahl relevanten Faktoren**, sowohl aus Perspektive von Investoren aber auch der einzelnen Länder. Dabei ist zu hinterfragen, welche Chancen genutzt werden könne, aber auch welche Hemmnisse bestehen, die vor Ort abgebaut werden müssten, um einen synthetischen Kraftstoffsektor aufbauen zu können.
- Die Ergebnisse dieser weitergehenden Analysen müssten anschließend mit den Ergebnissen des Energieversorgungsmodells und des Handelsmodells in Einklang gebracht werden, so dass insgesamt gesehen möglicherweise nicht ökonomisch optimale, dagegen aber aus Gesamtsicht **nachhaltige Versorgungspfade** bestimmt werden können. Die Vielzahl von zu berücksichtigenden Aspekten zeigt gleichzeitig den Bedarf auf, Fragen einer **multikriteriellen Bewertung** (von Standortfaktoren) mit der **Modellierung** (Energie- und Handelsflüsse) zu verknüpfen.
- Gleichzeitig sollte die „**Systemgrenze**“ der Analyse erweitert werden. Es stellt sich die Frage, wie valide die Ergebnisse des Energieversorgungsmodells hinsichtlich der MENA-Region sind, wenn relevante, aber weiter entfernte potenzielle Lieferländer wie Chile oder Australien mit in die Analyse einbezogen würden. Entscheidend ist, wie diese Länder hinsichtlich der drei zentralen Entscheidungskriterien (Gestehungskosten der erneuerbaren Energien, Investitionsrisiko und Transportkosten) im Vergleich zur MENA-Region abschneiden würden. Das im Forschungsvorhaben entwickelte Handelsmodell gibt hierfür einen ersten Eindruck, verfolgt allerdings einen anderen Optimierungsansatz als das Energieversorgungsmodell. Zudem gilt es, diese Analysen um die konkreten infrastrukturellen Erfordernisse zu erweitern.
- Schließlich wird die Produktion synthetischer Kohlenwasserstoffe aus grünem Wasserstoff und CO₂ auch mit industriepolitischen Zielen in den produzierenden MENA-Staaten verbunden werden. Hieraus könnte sich ein **Renewables Pull-Effekt** ergeben, der auf der einen Seite positive Entwicklungspotenziale für die MENA-Region mit sich bringen würde. Auf der anderen Seite würden sich hierdurch aber Herausforderungen in zentralen heute in der EU auf petrochemischen Grundstoffen basierenden WSK in der chemischen Industrie ergeben. Hier entstehen sowohl Herausforderungen als auch Chancen. Genauere Aus- und Wechselwirkungen auf WSK sind trotz ihrer industriestrategischen Relevanz bisher kaum untersucht.
- Zum Bearbeitung umfangreicherer Analysen sollte zudem untersucht werden, inwiefern die hier notwendigen Maßnahmen zur **Komplexitätsreduktion** hinsichtlich der Anzahl von modellierten Regionen und der unterjährigen zeitlichen Auflösung anderweitig kompensiert werden können, zum Beispiel

durch die Entwicklung problemspezifischer Lösungsverfahren, um den damit einhergehenden Minderungen der Aussagekraft entgegenzuwirken.

- Weiterer Forschungsbedarf besteht in der expliziten **Berücksichtigung von Unsicherheit** im Energieversorgungsmodell. Diese würde die Komplexität des Modells jedoch weiter erhöhen; die entwickelten Lösungsverfahren sind entsprechend anzupassen. Weiterhin gilt es, so genannte Penny-Flip-Entscheidungen zu identifizieren und geeignet zu adressieren, um die Aussagekraft und Robustheit der Ergebnisse zu erhöhen.
- Auch die Analysen der **gesamtwirtschaftlichen Effekte** konnten aufgrund fehlender Daten, sowohl was die volkswirtschaftlichen Effekte der Versorgungspfade in Deutschland und Europa, aber insbesondere die nicht vorhandenen gesamtwirtschaftlichen Statistiken in der MENA-Region angeht, nur sehr grob erfolgen. Um die Effekte vollständig abbilden zu können, wäre hierfür ein eigenständiges, umfangreiches Forschungsvorhaben notwendig.

11 Literaturverzeichnis

Zitierte Literatur

- Agora Energiewende, Wuppertal Institut (2019). Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement.
- Bundesregierung (2021). Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG).
<https://www.bmuv.de/gesetz/bundes-klimaschutzgesetz>
- Howells, M., Rogner, H., Strachan, N., Heaps, C., Huntington, H., Kypreos, S., Hughes, A., Silveira, S., DeCarolis, J., Bazillian, M., Roehrl, A. (2011). OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System: An introduction to its ethos, structure and development. *Energy Policy*, 39(10), 5850–5870.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.033>
- IEA (2017a). International Energy Agency (IEA): World Energy Balances 2017. OECD
- IEA (2017b). International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook 2017. OECD
- Keramidas, K., Fosse, F., Diaz-Vazquez, A., Schade, B., Tchung-Ming, S., Weitzel, M., Vandyck, T., Wojtowicz, K. (2021). Global Energy and Climate Outlook. A new normal beyond Covid-19: estimating the effects of the pandemic on the energy system, with a focus on the transport sector. <https://doi.org/10.2760/608429>
- Royal Institute of Technology (KTH), International Atomic Energy Agency, Energy Institute, University College London, Stockholm Environmental Institute (SEI), Stanford University, Paul Scherrer Institute, Energy Research Centre, University of Cape Town, North Carolina State University, United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) (2022). Structure of OSeMOSYS. <https://osemosys.readthedocs.io/en/latest/manual/Structure%20of%20OSeMOSYS.html>
- Samadi, S., Lechtenböhmer, S., Viebahn, P., Fischer, A. (2021). Renewables Pull—Verlagerung industrieller Produktion aufgrund unterschiedlicher Kosten erneuerbarer Energien. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 71(7–8), 10–13.
- Scholz, Y. (2012). Renewable energy based electricity supply at low costs—Development of the REMix model and application for Europe. Universität Stuttgart.
- Stetter, D. (2014). Enhancement of the REMix energy model – global renewable energy potentials optimized power plant siting and scenario validation. A thesis submitted to the Faculty of Energy Technology, Process and Biological Engineering of the University of Stuttgart in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Engineering Sciences (Dr.-Ing.). Universität Stuttgart.
- Teske, S. (Hrsg.) (2019). Achieving the Paris Climate Agreement Goals: Global and Regional 100% Renewable Energy Scenarios with Non-energy GHG Pathways for +1.5°C and +2°C. Springer International Publishing.
<https://www.springer.com/gp/book/9783030058425>

- Viebahn, P., Scholz, A., Zelt, O. (2019). Entwicklungsstand und Forschungsbedarf von Direct Air Capture: Ergebnis einer multidimensionalen Analyse. https://e-pub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/start/2/rows/10/sort-field/year_sort/sortorder/desc/searchtype/advanced/author_search/%22Zelt%2C+Ole%22+OR+%22Soukup%2C+Ole%22/author_search-modifier/contains_all/doctpefq/article/docId/7438
- Waissbein, O., Glemarec, Y., Bayraktar, H., Schmidt, T. (2013). Derisking Renewable Energy Investment. A Framework to Support Policymakers in Selecting Public Instruments to Promote Renewable Energy Investment in Developing Countries. United Nations Development Programme. <https://www.undp.org/publications/original-drei-report>

Teilberichte

- Acosta-Fernández, J., Viebahn, P., Hanke, T., Block, S. (2023). Gesamtwirtschaftliche Effekte von Investitionen zur Versorgung Deutschlands mit Wasserstoff und synthetischen Energieträgern aus der MENA-Region. MENA-Fuels: Teilbericht 13 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Braun, J., Kern, J., Scholz, Y., Hu, W., Moser, M., Schillings, C., Simon, S., Ersoy, S. R., Terrapon-Pfaff, J. (2022). Technische und risikobewertete Kosten-Potenzial-Analyse der MENA-Region. MENA-Fuels: Teilbericht 10 des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) und des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Doré, L., Krüger, C., Janßen, T. (2022). Weitere Szenarioanalysen: Berücksichtigung von Investitionsrisiken und Sensitivitäten der Basisszenarien. MENA-Fuels: Teilbericht 7 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Ersoy, S. R., Terrapon-Pfaff, J., Viebahn, P., Pregger, T., Braun, J. (2022). Synthese der Kurzstudien für Jordanien, Marokko und Oman. MENA-Fuels: Teilbericht 11 des Wuppertal Instituts und des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Horst, J., Klann, U. (2022). MENA-Fuels—Analyse eines globalen Marktes für Wasserstoff und synthetische Energieträger hinsichtlich künftiger Handelsbeziehungen. MENA-Fuels: Teilbericht 12 des Instituts für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Jülich, A., Zelt, O. (2022). Ökobilanzen für synthetisches Kerosin—Vergleich von Produktionsrouten in MENA und Deutschland. MENA-Fuels: Teilbericht 2 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Krüger, C., Doré, L. (2022). Nachfrageszenarien – Storylines und Herleitung der Entwicklung der Nachfrage nach Synfuels und Grundstoffen. MENA-Fuels: Teilbericht 5 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Krüger, C., Doré, L., Janßen, T. (2022). Basisszenarien – Ergebnisse und Infrastrukturauswertung. MENA-Fuels: Teilbericht 6 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Pregger, T. (2022). Szenarien zur Eigenbedarfsanalyse für die MENA-Länder. MENA-Fuels: Teilbericht 9 des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Saurat, M., Doré, L., Janßen, T., Kiefer, S., Krüger, C., Nebel, A. (2022). Beschreibung des Energieversorgungsmodells WISEE-ESM-I. MENA-Fuels: Teilbericht 4 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

- Terrapon-Pfaff, J., Prantner, M., Ersoy, S. R. (2022). Risikobewertung und Risikokostenanalyse der MENA-Region. MENA-Fuels: Teilbericht 8 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Viebahn, P., Kern, J., Horst, J., Rosenstiel, A., Terrapon-Pfaff, J., Doré, L., Krüger, C., Zelt, O., Pregger, T., Braun, J., Klann, U. (2022a). Synthese und Handlungsoptionen – Ergebnisbericht des Projekts MENA-Fuels. Teilbericht 14 des Wuppertal Instituts, des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) und des Instituts für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Viebahn, P., Kern, J., Horst, J., Rosenstiel, A., Terrapon-Pfaff, J., Doré, L., Krüger, C., Zelt, O., Pregger, T., Braun, J., Klann, U. (2022b). Synthesis and courses of action. Report on results of the MENA-Fuels project. Sub-report 14 to the Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK). Wuppertal Institut, German Aerospace Center (DLR), Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (Institute for Future Energy and Material Flow Systems, IZES).
- Viebahn, P., Kern, J., Horst, J., Rosenstiel, A., Terrapon-Pfaff, L., Doré, L., Krüger, C., Zelt, O., Pregger, T., Braun, J., Klann, U. (2022c) : synthèse et pistes d'action. Rapport sur les résultats du projet MENA-Fuels. Sous-rapport 14 au ministère fédéral de l'Économie et de la Protection du climat (BMWK). Wuppertal Institut, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES).
- Zelt, O., Kobiela, G., Ortiz, W., Scholz, A., Monnerie, N., Rosenstiel, A., Viebahn, P. (2020). Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoffe. MENA-Fuels: Teilbericht 3 des Wuppertal Instituts und des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).
- Zelt, O., Scholz, A., Viebahn, P. (2021). Auswahl der zu bewertenden synthetischen Kraftstoffe und ihrer Bereitstellungstechnologien. MENA-Fuels: Teilbericht 1 des Wuppertal Instituts an das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

12 Anhang: Expertenbeiräte des Projekts

Tab. 12-1 Liste der Mitglieder des Industriebeirates

Unternehmen	Mitglied	Funktion
Afrika-Verein der deutschen Wirtschaft (AV)	Katarina Kunert	Consultant for North and Central Africa
Daimler Truck AG	Volker Hasenberg	External Affairs / Automotive Regulatory Strategy /Commercial Vehicles
Daimler Truck AG	Dr. Manfred Schuckert	External Affairs / Automotive Regulatory Strategy /Commercial Vehicles
DECHEMA e. V.	Prof. Dr. Kurt Wagemann	Head of Kopernicus Power-to-x project
Deutsche Post DHL Group	Dr. Henrik v. Storch	Senior Expert GoGreen
Deutsche Shell Holding GmbH	Jens Mueller-Belau	Energy Transition Manager Deutschland
EDL Anlagenbau GmbH	Dr.-Ing. Michael Haid	Managing Director
FEV Europe GmbH	Dr. Thorsten Schnorbus	Senior Project Manager Research and Innovation
INERATEC GmbH	Dr.-Ing. Tim Boeltken	Managing Director
Innogy SE	Dr. Frank-Detlef Drake	Head of Strategy and Technology
Innogy SE	Dr. Christian Lorenz	Senior Innovation Manager Research & Technology
MAN Energy Solutions SE	Dr. Matthias Auer	Head of Test & Validation
Raffinerie Heide GmbH	Dirk Burmeister	Managing Director Entwicklungsagentur Region Heide
Siemens AG	Dr. Michael Metzger	Principal Key Expert Energy Systems
Sunfire GmbH	Dr. Jens Baumgartner	Business Development Manager Electrolysis
Thyssenkrupp AG	Dr.-Ing. Hans-Jörn Weddige	Group Coordinator Energy, Climate and Environmental Policy
Uniper	Dr. Harald Hecking	Innovation Manager
Worley	Dr. Hans D. Hermes	Vice President Clean Hydrogen

Tab. 12-2 Liste der Mitglieder des internationalen MENA-Fuels Beirates

Organisation	Mitglied	Funktion
Acwa Power	Paddy Padmanathan	CEO
Arab-German Chamber of Commerce and Industry e.V. (GHORFA)	Abdulaziz Al-Mikhlaflafi	Secretary General
Association of Mediterranean Energy Regulators (MEDREG)	Hasan Ozkoc	Secretary General
Clean Energy Business Council MENA (CEBC)	Dr. Raed Bkayrat	Managing Director
Dii - Desert Energy	Paul van Son	Executive at innogy SE & Dii Desert Energy
European Investment Bank (EIB)	Mondher Chargui, Roland Schulze	Senior Energy specialist
International Renewable Energy Agency (IRENA)	Zoheir Hamedi	Regional Programme Officer - Middle East and North Africa
Middle East Gases Association (MEGA)	Roger Sayah	Secretary General
Regional Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency (RCREEE)	Dr. Maged Mahmoud	Director of Projects and Technical Affairs
Union for the Mediterranean (UfM)	Grammenos Mastrojeni	Deputy Secretary General Energy & Climate Action
United Nations Economic and Social Commission for Western Asia (ESCWA)	Radia Sedaoui	Chief of the Energy Section
United Nations Industrial Development Organization (UNIDO)	Dr. Tareq Emtairah	Director of Energy Department

Überblick über die Teilberichte in MENA-Fuels

Alle Teilberichte können über die folgende Website heruntergeladen werden:

www.wupperinst.org/MENA-Fuels/

Teilprojekt A.I: Technologiebewertung für synthetische Kraftstoffe

- 1 Auswahl der zu bewertenden synthetischen Kraftstoffe und ihrer Bereitstellungstechnologien
- 2 Ökobilanzen für synthetisches Kerosin – Vergleich von Produktionsrouten in MENA und Deutschland
- 3 Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoffe

Teilprojekt A.II: Potenzial- und Infrastrukturanalyse für EE-Strom, Wasserstoff und synthetische Folgeprodukte

- 4 Beschreibung des Energieversorgungsmodells WISEE-ESM-I
- 5 Nachfrageszenarien – Storylines und Herleitung der Entwicklung der Nachfrage nach Synfuels und Grundstoffen
- 6 Basisszenarien – Ergebnisse und Infrastrukturauswertung
- 7 Weitere Szenarioanalysen: Berücksichtigung von Investitionsrisiken und Sensitivitäten der Basisszenarien
- 8 Risikobewertung und Risikokostenanalyse der MENA-Region

Teilprojekt B.I: Analyse der Exportpotenziale in den MENA-Ländern

- 9 Szenarien zur Eigenbedarfsanalyse für die MENA-Länder
- 10 Technische und risikobewertete Kosten-Potenzial-Analyse der MENA-Region
- 11 Synthese der Kurzstudien für Jordanien, Marokko und Oman

Teilprojekt B.II: Künftige Märkte, Handelsprodukte und Wertschöpfungsketten

- 12 MENA-Fuels – Analyse eines globalen Marktes für Wasserstoff und synthetische Energieträger hinsichtlich künftiger Handelsbeziehungen
- 13 Gesamtwirtschaftliche Effekte von Investitionen zur Versorgung Deutschlands mit Wasserstoff und synthetischen Energieträgern aus der MENA-Region

Teilprojekt B.III: Synthese und Handlungsoptionen

- 14 (DE) Synthese und Handlungsoptionen – Ergebnisbericht des Projekts MENA-Fuels
- 14 (EN) Synthesis and courses of action – Report on results of the MENA-Fuels project
- 14 (FR) Synthèse et pistes d'action – Rapport sur les résultats du projet MENA-Fuels

Die Zukunft der Mobilität in Deutschland und der EU bietet ein vielfältiges Portfolio an Technologien und Lösungen. Neben der Elektromobilität ist auch der Einsatz synthetischer Kraftstoffe eine denkbare Lösung.

Die Herstellung großer Mengen synthetischer Kraftstoffe (und Feedstocks) benötigt erhebliche Mengen an preisgünstigen erneuerbaren Energien. Insbesondere die sonnen- und windreichen Länder der MENA-Region (Nordafrika und Naher Osten) mit ihren großen erneuerbaren Energiepotenzialen bieten sich als Standorte zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe und ihrer Vorprodukte an. Darüber hinaus bestehen zu vielen Ländern bereits Handelsbeziehungen und Infrastrukturen, auf die aufgebaut werden kann.

Aber welche Potenziale sind in den einzelnen Staaten verfügbar? Zu welchen Kosten stehen entsprechende Ressourcen zur Verfügung? Welche Transportstrukturen werden benötigt? Welche Auswirkungen hat ein Import auf die Wertschöpfung sowohl in Deutschland als auch in den MENA-Staaten? Welches Interesse besteht in den Staaten der MENA-Region selbst, ihre erneuerbaren Energiepotenziale für die inländische Versorgung, aber auch für den Export zu nutzen? Mit welchen Mitbewerbern ist außerhalb von MENA und EU zu rechnen?

Vor dem Hintergrund dieser Fragestellungen hat das Projekt MENA-Fuels analysiert, in welchem Umfang die MENA-Region ein strategisch wichtiger Handelspartner bei der Versorgung Deutschlands (und der EU) mit synthetischen Kraftstoffen oder deren Vorprodukten sein kann.

www.wupperinst.org/MENA-Fuels/

