

Teilbericht 7 | November 2022

Weitere Szenarioanalysen: Berücksichtigung von Investitionsrisiken und Sensitivitäten der Basisszenarien



Bericht aus dem
Teilprojekt A.II: SYN-Bedarfe

Larissa Doré

Christine Krüger

Tomke Janßen

Autorinnen:

Dr. Larissa Doré, Christine Krüger, Tomke Janßen

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

www.wupperinst.org

Unter Mitarbeit von:

Jacqueline Klingen (Wuppertal Institut)

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

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). 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	6
Tabellenverzeichnis	7
Abbildungsverzeichnis	8
Formelverzeichnis	9
1 Hintergrund und Zielsetzung	10
2 Berücksichtigung von Investitionsrisiken in der MENA-Region	11
2.1 Anpassungen im Vergleich zu den Basisszenarien	11
2.2 Ergebnisse	14
3 Sensitivität: Variation der risikobewerteten gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten für die Länder und Regionen Oman, Jordanien und Maghreb ohne Tun/Alg	23
3.1 Anpassungen im Vergleich zur Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“	23
3.2 Ergebnisse	24
3.2.1 <i>Variation des risikobewerteten WACC für den Oman</i>	24
3.2.2 <i>Variation des risikobewerteten WACC für Jordanien</i>	30
3.2.3 <i>Variation des risikobewerteten WACC für Maghreb ohne Tun/Alg</i>	35
4 Sensitivität: Einfluss unterschiedlicher Annahmen zum Transport	41
4.1 Anpassungen im Vergleich zu den Basisszenarien	41
4.2 Einfluss unterschiedlicher Transportkosten	43
4.2.1 <i>Einfluss einer allgemeinen Erhöhung der Transportkosten</i>	43
4.2.2 <i>Einfluss niedrigerer Tankertransportkosten</i>	45
4.2.3 <i>Einfluss niedrigerer Stromtransportkosten</i>	47
4.2.4 <i>Der Einfluss niedrigerer Wasserstoff-Pipelinekosten</i>	48
4.3 Einfluss einer See- statt Land-Pipelineverbindung zwischen Nahostcluster und Südosteuropa	49
4.4 Zusammenfassung und Implikationen zu Transportsensitivitäten	51
5 Sensitivität: Variation in der unterjährigen zeitlichen Auflösung	53
5.1 Anpassungen im Vergleich zu den Basisszenarien	53
5.2 Ergebnisse	55
5.3 Implikationen	60
6 Sensitivität: Einfluss geringerer fixer Betriebskosten für Offshore-Windenergieanlagen	62
6.1 Anpassungen im Vergleich zu den Basisszenarien	62
6.2 Ergebnisse	62
6.3 Implikationen	65
7 Zusammenfassung und kritische Reflexion der Modellierungsergebnisse	66
8 Literaturverzeichnis	69
9 Anhang	72

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

BM	Nachfrageszenario Brennstoffmix – Nachfrageentwicklung mit großer Varianz des Energieträgereinsatzes im Verkehrssektor
BM_bau	Szenariovariante mit BAU-Entwicklung des Investitionsrisikos
BM_neg	Szenariovariante mit herausfordernder Entwicklung des Investitionsrisikos
BM_pos	Szenariovariante mit positiver Entwicklung des Investitionsrisikos
CSP	Concentrated Solar Power
EE	Erneuerbare Energien
EUR	Euro
HVDC	High-voltage direct current (dt.: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung)
KP-Kategorie	Kostenpotenzial-Kategorie
PV	Photovoltaik
WACC	Weighted Average Cost of Capital (dt.: Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)

Abkürzungen – Länder und Regionen

AE	Vereinigte Arabische Emirate
BH	Bahrain
DE	Deutschland
DZ	Algerien
EG	Ägypten
IL	Israel
IQ	Irak
IR	Iran
JO	Jordanien
KW	Kuwait
LB	Libanon
LY	Libyen
MA	Maghreb ohne Tunesien und Algerien
MENA	Middle East and North Africa (dt.: Naher Osten und Nordafrika)
MOR	Marokko
OM	Oman
QA	Katar
SA	Saudi-Arabien
SY	Syrien
TN	Tunesien
YE	Jemen

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
a	annum
ANF	Annuitätenfaktor
ANFt	länderspezifischer Annuitätenfaktor ermittelt anhand von Formel 1
ANFd	Annuitätenfaktor ermittelt mit einem WACC von 6 %
Fscaling	Skalierungsfaktor
h	Stunde
i	WACC
N	Lebensdauer der Anlage
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunden

Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1	Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Deutschland, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ sowie Szenariovarianten „BM_Risiko_positiv“, „BM_Risiko_bau“ und „BM_Risiko_herausfordernd“ -----	18
Tab. 2-2	Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Europa (inklusive Deutschland), 2050, Szenario „Brennstoffmix“ sowie Szenariovarianten „BM_Risiko_positiv“, „BM_Risiko_bau“ und „BM_Risiko_herausfordernd“ -----	19
Tab. 3-1	Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Deutschland, 2050, in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für den Oman	28
Tab. 3-2	Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Europa (inklusive Deutschland), 2050, in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für den Oman-----	29
Tab. 3-3	Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Deutschland, 2050, in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für Jordanien-	33
Tab. 3-4	Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Europa (inklusive Deutschland), 2050, in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für Jordanien -----	34
Tab. 3-5	Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Deutschland, 2050, in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für <i>Maghreb ohne Tun/Alg</i> -----	39
Tab. 3-6	Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Europa (inklusive Deutschland), 2050, in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für <i>Maghreb ohne Tun/Alg</i> -----	40
Tab. 4-1	Variation der Transportkosten für die Sensitivitäten -----	43
Tab. 5-1	Berücksichtigte unterjährige Auflösungen in den Rechnungen zur zeitlichen Sensitivität -----	55
Tab. 5-2	Stromerzeugungsanteile nach Regionen über den gesamten Betrachtungszeitraum -----	55
Tab. 5-3	Importquoten für Deutschland und Gesamteuropa nach Energieträgern für Modellläufe in unterschiedlicher zeitlicher Auflösung für 2050-----	56
Tab. 5-4	Erzeugungsanteil nach Technologiegruppen über alle Regionen für Modellläufe in unterschiedlicher zeitlicher Auflösung für 2030 bis 2050-----	57
Tab. 5-5	Veränderung der diskontierten Gesamtkosten gegenüber Basis-Konfiguration für unterschiedliche zeitliche Auflösungen-----	60
Tab. 6-1	Angenommene Kosten für Offshore-Windenergie in den Basisszenarien und in der Sensitivität -----	62

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1	Risikobewertete Investitionskosten für eine PV-Anlage, 2050, Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“ -----	13
Abb. 2-2	Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte), 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (BM) sowie Szenariovarianten „BM_Risiko_positiv“ (BM_pos), „BM_Risiko_bau“ (BM_bau) und „BM_Risiko_herausfordernd“ (BM_neg) -----	16
Abb. 2-3	Nettoexport je Energieträger, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (BM) sowie Szenariovarianten „BM_Risiko_positiv“ (BM_pos), „BM_Risiko_bau“ (BM_bau) und „BM_Risiko_herausfordernd“ (BM_neg) -----	17
Abb. 2-4	Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte), disaggregierte Ergebnisse, 2050, Szenariovarianten „BM_Risiko_positiv“ (BM_pos) und „BM_Risiko_bau“ (BM_bau) -----	21
Abb. 2-5	Risikobewertete Investitionskosten und Kapazitätsfaktoren (ausgedrückt in Volllaststunden) von PV-Anlagen in der MENA-Region -----	21
Abb. 3-1	Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte) in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für den Oman, 2050 -----	26
Abb. 3-2	Nettoexport je Energieträger in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für den Oman, 2050 -----	27
Abb. 3-3	Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte) in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für Jordanien, 2050 -----	31
Abb. 3-4	Nettoexport je Energieträger in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für Jordanien, 2050 -----	32
Abb. 3-5	Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte) in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für Marokko, 2050 -----	37
Abb. 3-6	Nettoexport je Energieträger in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für Marokko, 2050 -----	38
Abb. 4-1	Transportkosten im Seeverkehr über die Distanz (Auszug, nur Transportrouten nach Deutschland). -----	42
Abb. 4-2	Produzierte Energiemenge von EE-Strom, Wasserstoff, synthetischem Methan, Diesel und Kerosin im Jahr 2050 in der Basisvariante und mit pauschal erhöhten Transportkosten -----	44
Abb. 4-3	Transportierte Energiemengen nach Transporttechnologien im Jahr 2050 in der Basisvariante und mit allgemein erhöhten Transportkosten -----	45
Abb. 4-4	Transportierte Energiemengen nach Transporttechnologien im Jahr 2050 in der Basisvariante und mit niedrigeren Tankertransportkosten -----	46
Abb. 4-5	Produzierte Energiemengen von EE-Strom, Wasserstoff, synthetischem Methan, Diesel und Kerosin nach Regionen im Jahr 2050 in der Basisvariante und mit niedrigeren Tankertransportkosten -----	46
Abb. 4-6	Stromexportsaldo im Jahr 2050 in der Basisvariante und mit niedrigeren Stromtransportkosten -----	47
Abb. 4-7	Produzierte Energiemengen von EE-Strom, Wasserstoff, synthetischem Methan, Diesel und Kerosin im Jahr 2050 in der Basisvariante und mit niedrigeren Stromtransportkosten -----	48
Abb. 4-8	Exportierte Wasserstoffmengen im Jahr 2050 in TWh in der Basisvariante und mit niedrigeren Kosten für Wasserstoffpipelines -----	48
Abb. 4-9	Produzierte Energiemengen von EE-Strom, Wasserstoff, synthetischem Methan, Diesel und Kerosin im Jahr 2050 in der Basisvariante und mit niedrigeren Kosten für Wasserstoffpipelines -----	49
Abb. 4-10	Exportierte Energiemengen aus dem Cluster Nahost im Basisszenario „Brennstoffmix“ (BM) und in der Sensitivität mit See- statt Landverbindung im Jahr 2050 -----	50

Abb. 4-11	Produzierte Energiemengen im Cluster Nahost im Basisszenario „Brennstoffmix“ (BM) und in der Sensitivität mit See- statt Landverbindung im Jahr 2050 -----	51
Abb. 4-12	Stromproduktion nach Regionen im Jahr 2050 in den Sensitivitätsrechnungen zu Transportkosten-----	52
Abb. 5-1	Jährliche Produktion von Wasserstoff und Elektrizität in 2050 nach Ländern und Regionen für Modellläufe in unterschiedlicher zeitlicher Auflösung-----	56
Abb. 5-2	Beispielhafte Anlagenauslastungen für Kostenpotenzialkategorien PV-15 und PV-25, in der Region Maghreb ohne Tunesien und Algerien (MA) und in Algerien (DZ), für eine zeitliche Auflösung von 25 (oben) und 179 Zeitschritten (unten) ---	58
Abb. 5-3	Jährlich erzeugte Strommenge in Europa 2050 nach Technologiegruppe und Region für unterschiedliche zeitlicher Auflösung -----	59
Abb. 6-1	Installierte Leistung der Offshore-Windenergie im Basisszenario und der Sensitivität-----	63
Abb. 6-2	Produzierte Strommenge in Europa im Jahr 2050 im Basisszenario und der Sensitivität-----	64
Abb. 6-3	Produzierte Strommenge in Europa und MENA im Basisszenario und der Sensitivität-----	65
Abb. 9-1	Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“ -----	72
Abb. 9-2	Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenariovariante „BM_Risiko_herausfordernd“ -----	73
Abb. 9-3	Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenariovariante „BM_Risiko_bau“-----	74

Formelverzeichnis

Formel 1	Berechnung des Annuitätenfaktors -----	12
Formel 2	Berechnung des Skalierungsfaktors -----	12

1 Hintergrund und Zielsetzung

Im Rahmen der Analysen in → *Teilbericht 6* werden Versorgungspfade Deutschlands und Europas für Wasserstoff und synthetische Folgeprodukte (synthetische Brenn- und Kraftstoffe, Treibstoffe sowie Grundstoffe für die Industrie) unter Einbezug der MENA-Region modelliert und bewertet. Dabei erfolgt die Bewertung aus rein techno-ökonomischer Sicht; Investitionsrisiken in der MENA (Middle East/North Africa)-Region werden nicht berücksichtigt. Die Risikokostenanalysen in → *Teilbericht 8* zeigen jedoch auf, dass sich die Risiken in den MENA-Ländern deutlich unterscheiden. Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden die techno-ökonomischen Analysen aus → *Teilbericht 6* um die explizite Berücksichtigung von länderspezifischen Investitionsrisiken in Form von risikobewerteten gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (engl. Weighted Average Cost of Capital, WACC) im Modell erweitert. Dabei werden drei Szenariovarianten, welche sich hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Investitionsrisikos in der MENA-Region unterscheiden, analysiert. Die zugrunde liegende Methodik sowie die Ergebnisse der Szenariovarianten werden in Kapitel 2 dargestellt. Aufbauend darauf werden in Kapitel 3 Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um den Einfluss der risikobewerteten WACC auf die Ergebnisse zu untersuchen. Dabei wird die Höhe der risikobewerteten WACC beispielhaft für die Länder/Regionen Oman, Jordanien und *Maghreb ohne Tun/Alg* variiert. Auf Basis dessen können beispielhaft Implikationen abgeleitet werden, ob und zu welchen risikobewerteten WACC Länder sinnvolle Exportregionen unter Berücksichtigung von ökonomischen sowie Risikokriterien darstellen.

Im Rahmen von Sensitivitätsanalysen wird zudem die Robustheit der Ergebnisse der Basisszenarien (→ *Teilbericht 6*) untersucht. Dabei werden diejenigen Modelleingangsparameter, die mit hohen Unsicherheiten behaftet sind, variiert. Zum einen werden dafür verschiedene Transportparameter variiert, um deren Einfluss auf die Wahl der ökonomisch sinnvollen Lieferregionen identifizieren zu können (Kapitel 4). Zum anderen wird untersucht, welchen Einfluss die unterjährige zeitliche Auflösung auf die Modellergebnisse hat. Zwecks Komplexitätsreduktion werden für die vorliegenden Szenarioanalysen lediglich 25 Stunden pro Jahr betrachtet; im Rahmen der Sensitivitätsuntersuchungen werden zeitlich höher aufgelöste Systeme untersucht (Kapitel 5). Darüber hinaus wird im Rahmen einer weiteren Sensitivitätsanalyse der Einfluss geringerer fixer Betriebskosten von Offshore-Windenergieanlagen analysiert (Kapitel 6). Alle Sensitivitätsanalysen basieren auf den rein techno-ökonomischen Modellierungen der Basisszenarien ohne Berücksichtigung der Investitionsrisiken. Die daraus abgeleiteten Implikationen können jedoch auch auf die risikobewerteten Szenarien übertragen werden.

Sowohl die Szenariovarianten als auch die Sensitivitätsanalysen basieren auf dem geografischen Zuschnitt „DE+Europa+MENA“. Zur Komplexitätsreduktion wird stellenweise der technologische Ausschnitt sowie das Regionen-Clustering angepasst. Die Anpassungen sind in den jeweiligen Abschnitten beschrieben.

Eine zusammenfassende Darstellung der Ergebnisse der Basisszenarien, der Szenariovarianten sowie der Sensitivitätsanalysen wird in Kapitel 7 gegeben. Dabei werden der methodische Ansatz und die Ergebnisse kritisch reflektiert.

2 Berücksichtigung von Investitionsrisiken in der MENA-Region

Die Basisszenarien modellieren zukünftige Versorgungspfade Deutschlands und Europas mit erneuerbarem Strom (EE), Wasserstoff und synthetischen Folgeprodukten aus Europa und der MENA-Region. Dabei wird eine rein techno-ökonomische Bewertung zugrunde gelegt; Risiken für die (Weiter-)Entwicklung eines erneuerbaren Energiesektors als auch eines synthetischen Kraftstoffsektors in den MENA-Ländern und damit einhergehende Kostensteigerungen werden nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse der Basisszenarien liefern damit Implikationen zu aus Gesamtsystemsicht ökonomisch vorteilhaften Versorgungspfaden. Die Analyse der Risiken, die sich aus europäischer oder deutscher Perspektive für die Entwicklung von erneuerbaren Energiesektoren und synthetischen Kraftstoffsektoren in den MENA-Ländern ergeben, zeigen jedoch auf, dass die Risiken in den einzelnen Ländern deutlich variieren (→ *Teilbericht 8*). An dieser Stelle setzen die drei Szenariovarianten

- „BM_Risiko_positiv“ (BM_pos)
- „BM_Risiko_herausfordernd“ (BM_neg) und
- „BM_Risiko_bau“ (BM_bau)

an, welche auf dem Basisszenario „Brennstoffmix“ (BM) aufbauen und drei mögliche zukünftige Entwicklungen für das Investitionsrisiko in den MENA-Ländern entsprechend der Analysen in → *Teilbericht 6* im Rahmen der techno-ökonomischen Modellierung berücksichtigen. Anhand dieser Szenarioanalysen können Schlussfolgerungen zu ökonomisch sinnvollen Versorgungspfaden unter expliziter Berücksichtigung von Investitionsrisiken in der MENA-Region getroffen werden. Die Anpassungen für diese Szenariovarianten im Vergleich zu den Basisszenarien werden in Kapitel 2.1 erläutert; die Analyse der Ergebnisse erfolgt in Kapitel 2.2.

2.1 Anpassungen im Vergleich zu den Basisszenarien

Die Quantifizierung des Investitionsrisikos erfolgt im Rahmen von → *Teilbericht 8* in Form von länderspezifischen Kapitalkostenaufschlägen, die in die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (engl. Weighted Average Cost of Capital, WACC) einfließen. Diese gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten mit länderspezifischem Aufschlag, im Folgenden als risikobewertete WACC bezeichnet, drücken das länderspezifische Investitionsrisiko aus und werden im Rahmen der Modellierung wie folgt berücksichtigt: Anhand der länderspezifischen risikobewerteten WACC werden länderspezifische Annuitätenfaktoren – in Abhängigkeit von der Lebensdauer der Anlagen N – berechnet (vgl. Formel 1). Da in → *Teilbericht 8* unterschiedliche WACC für EE- bzw. Synfuel-Produktionsanlagen ermittelt werden, wird entsprechend auch bei den Annuitätenfaktoren zwischen diesen differenziert. Analog zum Vorgehen der WACC-Ermittlung werden Annuitätenfaktoren differenziert für die Jahre 2030, 2040 und 2050 berechnet.

Formel 1 Berechnung des Annuitätenfaktors

$$ANF = \frac{i + (1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1}$$

mit

ANF: Annuitätenfaktor

i: risikobewerteter WACC

N: Lebensdauer der Anlage

Die so ermittelten Annuitätenfaktoren werden ins Verhältnis mit dem Annuitätenfaktor eines Standard-WACCs von 6 % gesetzt. Dabei werden sogenannte Skalierungsfaktoren berechnet, welche analog zu den Annuitätenfaktoren länder- und jahresspezifisch sowie differenziert für EE- und Synfuel-Produktionsanlagen angegeben sind (vgl. Formel 2).

Formel 2 Berechnung des Skalierungsfaktors

$$F_{scaling} = \frac{ANF_t}{ANF_d}$$

mit

$F_{scaling}$: Skalierungsfaktor

ANF_t : länderspezifischer Annuitätenfaktor ermittelt anhand von Formel 1

ANF_d : Annuitätenfaktor ermittelt mit einem WACC von 6 %

Anhand dieser Skalierungsfaktoren werden die Investitionskosten für Produktionsanlagen und Speicher, welche für die Basisszenarien für alle MENA- als auch europäischen Länder einheitlich angenommen werden, entsprechend skaliert. Durch die Berücksichtigung der länderspezifischen Investitionskosten im Rahmen der Modellierung können damit die Investitionsrisiken abgebildet werden¹.

Im Rahmen von → *Teilbericht 8* bilden drei Risikoszenarien die mögliche zukünftige Entwicklung der Länderrisiken für die Entwicklung des EE-Sektors und des synthetischen Kraftstoffsektors für jedes der betrachteten MENA-Länder ab:

- „Positive Risikoentwicklung“ (Risk_pos)
- „Herausfordernde Risikoentwicklung“ (Risk_neg)
- „Business-as-usual“, Risikoeinschätzung ändert sich nicht (Risk_bau)

Diese drei Entwicklungen werden hier entsprechend in den Szenariovarianten

- „BM_Risiko_positiv“ (BM_pos)
- „BM_Risiko_herausfordernd“ (BM_neg) und
- „BM_Risiko_bau“ (BM_bau)

¹ Das hier beschriebene Vorgehen wird gewählt, um die länderspezifischen risikobewerteten WACC-Daten im Energieversorgungsmodell WISEE-ESM-I berücksichtigen zu können, welches in seiner Grundstruktur keine gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten abbildet.

berücksichtigt. Diese Szenariovarianten bauen dabei auf dem Basisszenario der Modellierung „Brennstoffmix“ für das System „DE+Europa+MENA“ auf und unterscheiden sich von diesem lediglich hinsichtlich der skalierten Investitionskosten für Produktionsanlagen und Speicher.

Da im Rahmen von → *Teilbericht 8* kein WACC für die europäischen Länder ermittelt wird, wird dieser für alle drei Szenariovarianten „BM_Risiko_positiv“, „BM_Risiko_herausfordernd“ und „BM_Risiko_bau“ einheitlich entsprechend der Angaben aus → *Teilbericht 12* angenommen. Da die vorliegende Szenarioanalyse auf eine Untersuchung des Risikos in den MENA-Ländern abzielt, kann die fehlende Differenzierung für die europäischen Länder zwischen den drei Szenariovarianten als valide betrachtet werden.

In Abb. 2-1 sind beispielhaft für eine Photovoltaik (PV)-Anlage für die Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“ die unskalierten (ohne Investitionsrisikobewertung) und skalierten (mit Investitionsrisikobewertung) Investitionskosten im Jahr 2050 dargestellt. Wie ersichtlich ist, weisen vor allem die Länder im Norden und Westen Europas geringe Investitionsrisiken und damit geringe risikobewertete Investitionskosten auf. Die Vereinigte Arabische Emirate, Israel, Kuwait, Maghreb ohne Tun/Alg und Katar stellen MENA-Regionen mit einem geringen Investitionsrisiko dar. Saudi-Arabien weist ebenfalls geringe risikobewertete Investitionskosten auf; dies ist bedingt durch geringe Basiskapitalkosten, welche zu einem vergleichsweise geringen risikobewerteten WACC trotz eines hohen risikoabhängigen Kapitalkostenaufschlags in dem Land führen (vgl. → *Teilbericht 8*). Sehr hohe Investitionsrisiken und damit hohe risikobewertete Investitionskosten weisen der Libanon, Libyen, Syrien und Jemen auf.

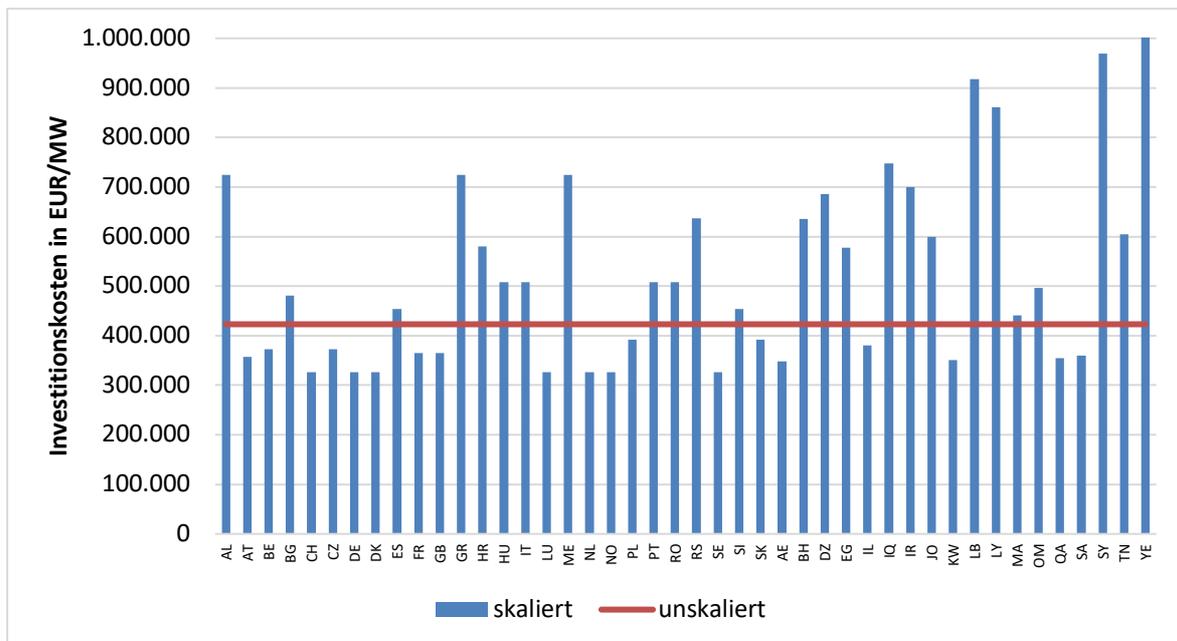


Abb. 2-1 Risikobewertete Investitionskosten für eine PV-Anlage, 2050, Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“

2.2 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Szenariovarianten „BM_Risiko_positiv“, „BM_Risiko_bau“ und „BM_Risiko_herausfordernd“ vorgestellt und interpretiert. Dabei werden insbesondere die Unterschiede zum Basisszenario „Brennstoffmix“ ohne risikoabhängige Kapitalkostenaufschläge fokussiert.

Abb. 2-2 stellt die Erzeugung von Energieträgern (inkl. Zwischenprodukten) nach Regionen für die drei untersuchten Szenariovarianten sowie das Basisszenario „Brennstoffmix“ vergleichend gegenüber; die mit diesen Produktionsmengen verbundenen Exportmengen der MENA-Regionen sind in Abb. 2-3 dargestellt. Wie aus den Abbildungen deutlich wird, kommt es in allen drei Szenariovarianten im Vergleich zum Basisszenario sowohl zu einer deutlichen Verschiebung der Produktion von MENA nach Europa und als auch zu einer Verschiebung der Produktion innerhalb der MENA-Region.

Die Verschiebung der Produktion von MENA nach Europa spiegelt sich auch in der geringeren Importquote für Europa wider (vgl. Tab. 2-2). Wie auch im Szenario „Brennstoffmix“ wird in den Szenariovarianten Strom komplett innerhalb Europas produziert; die weiteren gasförmigen und flüssigen Energieträger werden jedoch in den Szenariovarianten in einem stärkeren Maße innerhalb Europas produziert als im Basisszenario „Brennstoffmix“, wo diese überwiegend importiert werden. Besonders stark ausgeprägt ist dies in der Szenariovariante „BM_Risiko_herausfordernd“, in der kein Import aus MENA mehr stattfindet. Dieses Ergebnis macht deutlich, dass bei sehr hohen Investitionsrisiken in der MENA-Region die vergleichsweise geringen EE-Erzeugungskosten in MENA die hohen Investitionsrisiken nicht kompensieren können und die Produktion entsprechend vollständig nach Europa verlagert wird. Vergleichsweise hohe Importmengen ergeben sich in der Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“, welche durch eine positive Entwicklung des Investitionsrisikos in den MENA-Regionen gekennzeichnet ist. Jedoch ist auch in dieser Szenariovariante das Investitionsrisiko in den meisten MENA-Regionen größer als in vielen europäischen Ländern, insbesondere Deutschland sowie Nord- und Westeuropa. Entsprechend kommt es auch in diesem Szenario zu einer verstärkten Produktion innerhalb Europas. Das Investitionsrisiko der MENA-Regionen und damit auch die Importquoten der Szenariovariante „BM_Risiko_bau“ liegen zwischen den Ergebnissen für die Szenariovarianten „BM_Risiko_positiv“ und „BM_Risiko_herausfordernd“.

Die erhöhte Produktion in Europa findet in allen drei Szenariovarianten vor allem in Deutschland (vgl. dazu auch Tab. 2-1), *EU_West* und *EU_North* statt. Diese Regionen Europas sind mit sehr geringen risikobewerteten WACC von meist unter 5 % für Synfuel-Produktionsanlagen bzw. 5 bis 6 % für EE-Anlagen charakterisiert. Die Produktion in *EU_East_Southeast* ist nur leicht erhöht; in *EU_South* hingegen kommt es im Vergleich zum Szenario „Brennstoffmix“ zu einem Rückgang in der Produktion, was vor allem auf die Annahme eines hohen risikobewerteten WACC in Italien in diesem Cluster zurückzuführen ist. Durch die erhöhte Produktion decken *EU_West*, *EU_North* und Deutschland vor allem ihre eigene Nachfrage in einem größeren Maße und sind damit weniger auf Importe aus der MENA-Region angewiesen. Darüber hinaus sind diese Regionen Nettoexporteure für einige Energieträger in die

anderen Regionen Europas². Bezogen auf die gesamte Nachfrage sind allerdings nur *EU_North* (Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“) bzw. *EU_North* und *EU_West* (Szenariovarianten „BM_Risiko_bau“ und „BM_Risiko_herausfordernd“) Nettoexporteure. Vergleichsweise hohe Mengen werden dabei aus *EU_West* exportiert.

Die MENA-Lieferregionen ändern sich für die Szenariovarianten erheblich im Vergleich zum Basisszenario. Während dort Algerien, Ägypten, das Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg*, das Cluster *Nahost* sowie in geringem Maße das Cluster *Süd-Arabien* Energieträger für den Export nach Europa produzieren, beschränkt sich die Produktion in den Szenariovarianten auf das Cluster *Nord-Arabien* („BM_Risiko_bau“) bzw. die Cluster *Nord-Arabien* und *Maghreb ohne Tun/Alg* („BM_Risiko_positiv“)³ (vgl. Abb. 2-2).

² Zudem ist *EU_East_Southeast* Nettoexporteur für Strom. Die exportierten Mengen sind jedoch im Vergleich zum Export der anderen Regionen Europas vergleichsweise sehr gering.

³ Zudem kommt es zu einer sehr geringen Produktion in Ägypten; die dort produzierten Mengen sind jedoch im Vergleich zur Produktion in den Clustern *Maghreb ohne Tun/Alg* und *Nord-Arabien* vernachlässigbar gering, sodass sie im Rahmen der nachfolgenden Analyse nicht weiter betrachtet wird.

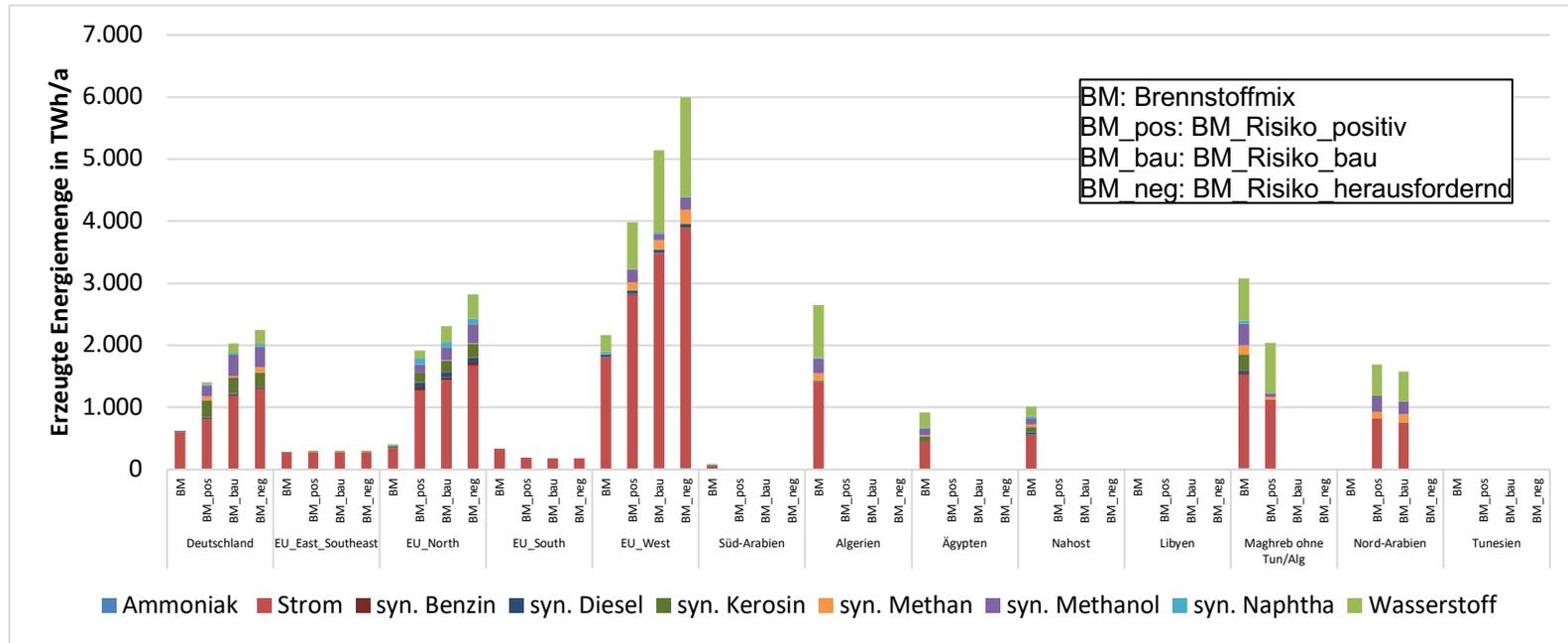


Abb. 2-2 Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte), 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (BM) sowie Szenariovarianten „BM_Risiko_positiv“ (BM_pos), „BM_Risiko_bau“ (BM_bau) und „BM_Risiko_herausfordernd“ (BM_neg)

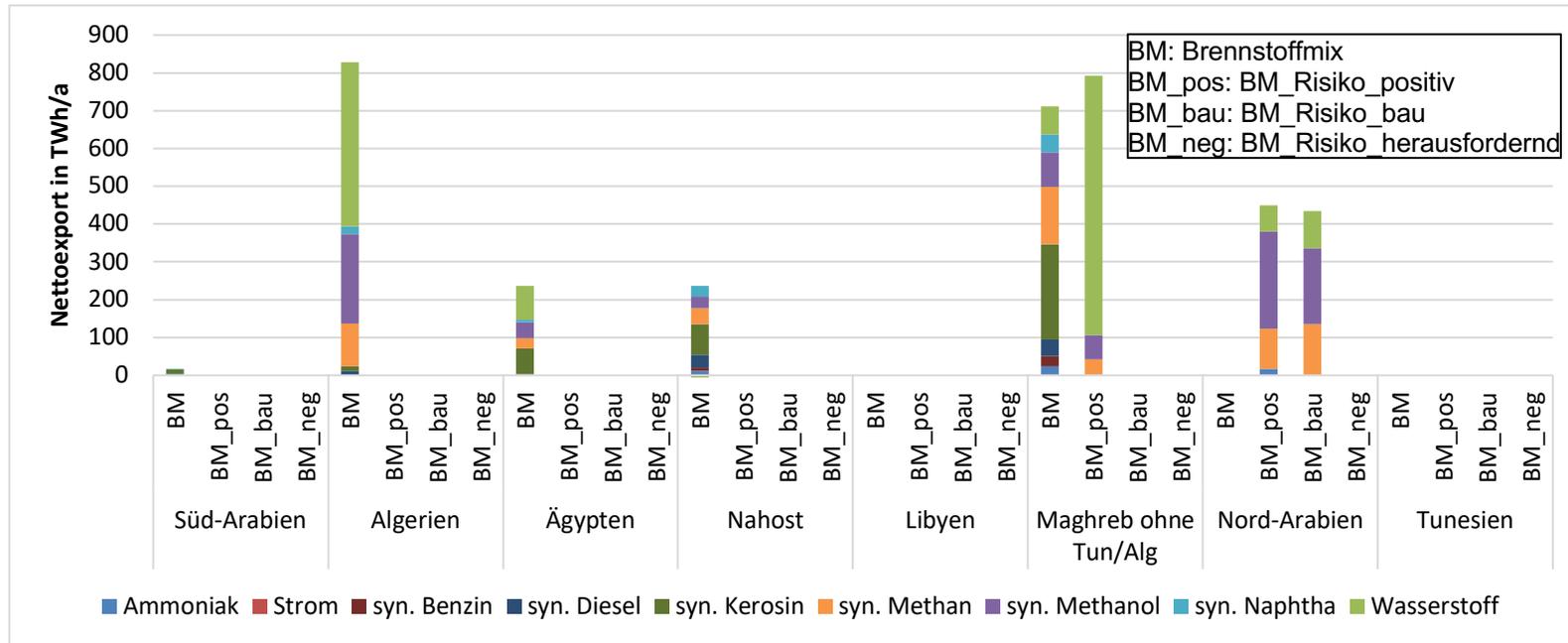


Abb. 2-3 Nettoexport je Energieträger, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ (BM) sowie Szenariovarianten „BM_Risiko_positiv“ (BM_pos), „BM_Risiko_bau“ (BM_bau) und „BM_Risiko_herausfordernd“ (BM_neg)

Tab. 2-1 Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Deutschland, 2050, Szenario „Brennstoffmix“ sowie Szenariovarianten „BM_Risiko_positiv“, „BM_Risiko_bau“ und „BM_Risiko_herausfordernd“

	Strom	Wasserstoff	syn. Methan	syn. Methanol	syn. Diesel	syn. Benzin	syn. Kerosin	syn. Naphtha	Ammoniak
Basisszenario „Brennstoffmix“									
Heimisch	98 %	0 %	0 %	0 %	6 %	16 %	2 %	7 %	0 %
Import	2 %	100 %	100 %	100 %	94 %	84 %	98 %	93 %	100 %
Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“									
Heimisch	92 %	4 %	100 % Nettoexport	50 %	45 %	100 % Nettoexport	100 % Nettoexport	59 %	0 %
Import	8 %	96 %	0 %	50 %	55 %	0 %	0 %	41 %	100 %
Szenariovariante „BM_Risiko_bau“									
Heimisch	99 %	19 %	66 %	100 % Nettoexport	65 %	100 % Nettoexport	100 % Nettoexport	85 %	76 %
Import	1 %	81 %	34 %	0 %	35 %	0 %	0 %	15 %	24 %
Szenariovariante „BM_Risiko_herausfordernd“									
Heimisch	99 %	27 %	100 % Nettoexport	100 % Nettoexport	65 %	100 % Nettoexport	100 % Nettoexport	85 %	76 %
Import	1 %	73 %	0 %	0 %	35 %	0 %	0 %	15 %	24 %

Tab. 2-2 Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Europa (inklusive Deutschland), 2050, Szenario „Brennstoffmix“ sowie Szenariovarianten „BM_Risiko_positiv“, „BM_Risiko_bau“ und „BM_Risiko_herausfordernd“

	Strom	Wasserstoff	syn. Methan	syn. Methanol	syn. Diesel	syn. Benzin	syn. Kerosin	syn. Naphtha	Ammoniak
Basisszenario „Brennstoffmix“									
Heimisch	100 %	34 %	0 %	3 %	33 %	38 %	5 %	23 %	0 %
Import	0 %	66 %	100 %	97 %	67 %	62 %	95 %	77 %	100 %
Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“									
Heimisch	100 %	55 %	55 %	61 %	100 %	100 %	100 %	100 %	52 %
Import	0 %	45 %	45 %	39 %	0 %	0 %	0 %	0 %	48 %
Szenariovariante „BM_Risiko_bau“									
Heimisch	100 %	95 %	59 %	76 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Import	0 %	5 %	41 %	24 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Szenariovariante „BM_Risiko_herausfordernd“									
Heimisch	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Import	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %

Wie die Ergebnisse der Basisszenarien werden auch die Ergebnisse der Szenariovarianten im Anschluss an die Optimierung disaggregiert. Die dafür angewendete Methodik wird in → *Teilbericht 6* in Kapitel 4 erläutert. Die Disaggregation der Ergebnisse für die Szenariovarianten „BM_Risiko_positiv“ und „BM_Risiko_bau“ ist in Abb. 2-4 dargestellt. Wie die Abbildung zeigt, wird die Produktion des Clusters *Nord-Arabien* in beiden Szenarien vollständig Saudi-Arabien zugeordnet, da nur Saudi-Arabien in diesem Cluster (im Jahr 2050) die kostengünstigen PV-15-Potenziale aufweist (es wird nur die Kostenpotenzial (KP)-Kategorie PV-15 in dem Cluster genutzt, siehe → *Teilbericht 6*).

Wie anhand von Abb. 2-5 deutlich wird, weisen Saudi-Arabien und *Maghreb ohne Tun/Alg* sowohl geringe risikobewertete Investitionskosten als auch hohe Volllaststunden von PV-Anlagen auf. Insbesondere Saudi-Arabien weist vergleichsweise geringe risikobewertete Investitionskosten auf, sodass die Investition in diesem Land trotz der hohen Transportdistanzen nach Europa unter ökonomischen Gesichtspunkten sinnvoll ist. Dabei muss jedoch bedacht werden, dass politisch langfristige Risiken in diesem Land bestehen, welche sich nicht vollständig im risikobewerteten WACC und damit den risikobewerteten Investitionskosten widerspiegeln. Entsprechend sind diese Risiken hinsichtlich potenzieller Investitionen in dieser Region mit zu berücksichtigen.

Maghreb ohne Tun/Alg weist etwas höhere risikobewertete Investitionskosten als Saudi-Arabien auf. Insbesondere in der Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“ ist das Investitionsrisiko jedoch nur geringfügig höher als das Investitionsrisiko der nord- und westeuropäischen Länder, sodass *Maghreb ohne Tun/Alg* damit insbesondere bei einer positiven Entwicklung des Investitionsrisiko aufgrund des vergleichsweise geringen Investitionsrisikos und den zusätzlichen Standortvorteilen (geografische Nähe zu Europa sowie vorteilhafte EE-Einspeisecharakteristik) einen geeigneten Standort für den Aufbau von Synfuel-Produktionsanlagen darstellt.

Die Produktion synthetischen Diesels, Benzins, Kerosins und Naphthas findet vollständig in Europa statt. Importierte Energieträger aus der MENA-Region sind vor allem Methanol, Methan und Wasserstoff (in der Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“ zudem geringe Mengen Ammoniak aus Saudi-Arabien). Insbesondere aus der Region *Maghreb ohne Tun/Alg* werden großen Mengen Wasserstoff importiert. Die in der MENA-Region erzeugten Strommengen werden dabei – ähnlich zum Basisszenario – ausschließlich für die Produktion gasförmiger und flüssiger Energieträger genutzt und nicht nach Europa exportiert. Der Import nach Europa erfolgt über Onshore-Pipelines über das Cluster *Nahost* (aus Saudi-Arabien) bzw. *EU_West* (aus *Maghreb ohne Tun/Alg*).

Im Gegensatz zum Basisszenario, in dem schon ab 2030 aus der MENA-Region importiert wird, erfolgt der Import für die Szenariovarianten erst ab 2040 („BM_Risiko_positiv“) bzw. 2050 („BM_Risiko_bau“).

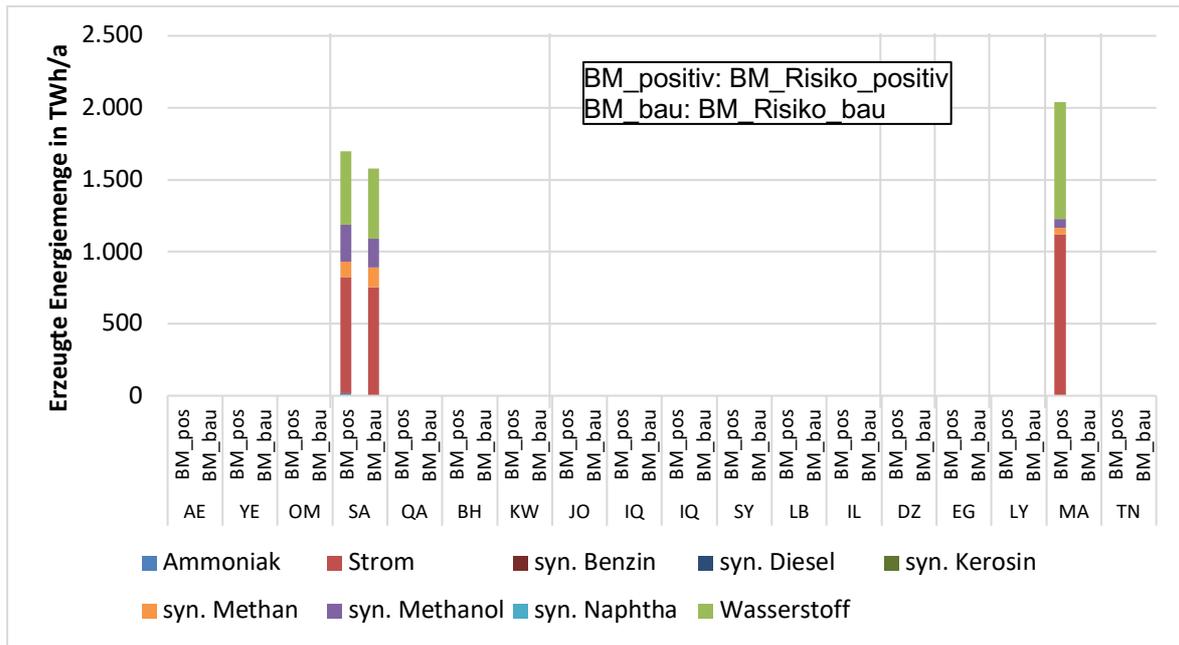
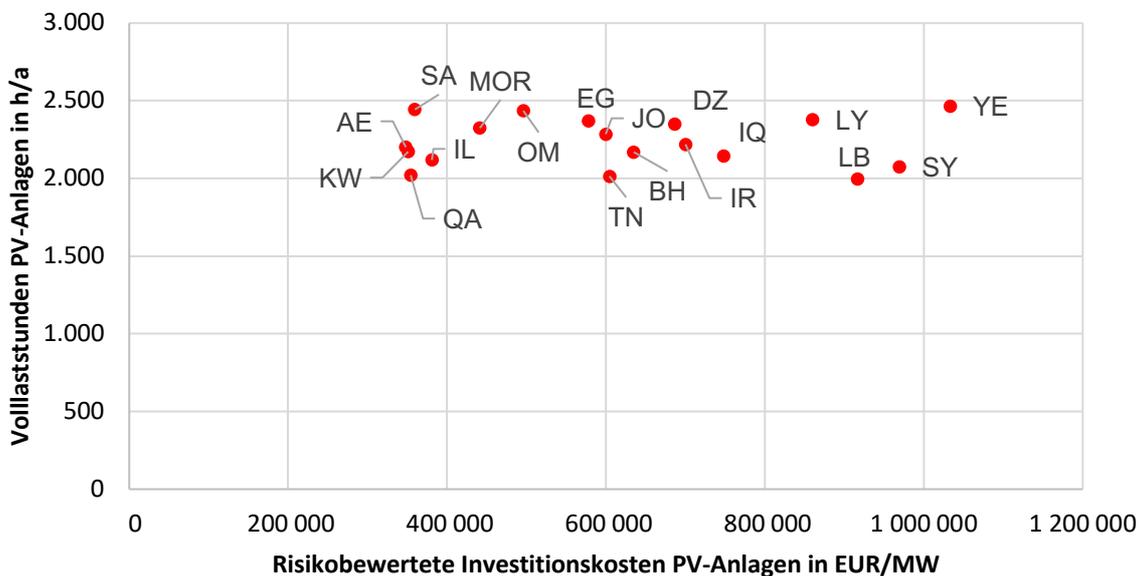


Abb. 2-4 Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte), disaggregierte Ergebnisse, 2050, Szenariovarianten „BM_Risiko_positiv“ (BM_pos) und „BM_Risiko_bau“ (BM_bau)



Hinweis: In Bahrain stehen nur bis zum Jahr 2040 PV-Potenziale zur Produktion von Energieträgern für den Export zur Verfügung.

Abb. 2-5 Risikobewertete Investitionskosten und Kapazitätsfaktoren (ausgedrückt in Volllaststunden) von PV-Anlagen in der MENA-Region

In den Abb. 9-1 bis Abb. 9-3 im Anhang ist für die drei Szenariovarianten der Anteil der in den Modellergebnissen installierten EE-Erzeugungskapazität an der maximal installierbaren Kapazität, aufgeschlüsselt nach KP-Kategorie, dargestellt. Wie ersichtlich ist, wird in der MENA-Region vor allem Solarenergie in der günstigsten KP-Kategorie PV-15 genutzt, zudem Onshore-Windenergie (Onshore-25) im Cluster

Maghreb ohne Tun/Alg. Die PV-15-Potenziale werden selbst in der Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“ nicht ausgeschöpft. Die Risikoaufschläge auf den WACC führen damit dazu, dass nur noch die günstigsten Erzeugungspotenziale ökonomisch sinnvoll sind und entsprechend genutzt werden.

In Europa wird ähnlich zum Basisszenario „Brennstoffmix“ ein Mix aus Solar- und Onshore-Windenergie genutzt. Durch die erhöhte Produktion in Europa werden die Potenziale im Vergleich zum Szenario „Brennstoffmix“ stärker ausgeschöpft. Aber selbst in der Szenariovariante „BM_Risiko_herausfordernd“, welches durch eine komplette Eigenversorgung Europas charakterisiert ist, sind noch günstige EE-Potenziale in Europa (z. B. PV-35, Onshore-45) vorhanden.

Zusammenfassend machen die Szenarioanalysen deutlich, dass ökonomisch sinnvolle Versorgungspfade Deutschlands und Europas mit EE, Wasserstoff und synthetischen Folgeprodukten sehr vom Investitionsrisiko in der MENA-Region abhängen. Entsprechend sollte dieses Risiko bei Investitionsentscheidungen explizit berücksichtigt werden. Bei einer herausfordernden Entwicklung des Investitionsrisikos in der MENA-Region mag es sogar ökonomisch sinnvoller sein, die Energieträger vollständig in Europa zu produzieren. Dabei wird im Rahmen der vorliegenden Ergebnisse deutlich, dass in Europa ausreichend EE-Potenziale vorhanden sind, um die europäische Nachfrage zumindest in dem mittleren Szenario „Brennstoffmix“ (mit moderater Nachfrage nach Synfuels) decken zu können.

Einschränkend muss an dieser Stelle erwähnt werden, dass im Rahmen der Modellierung einzelne Länder zu Clustern zusammengefasst werden und auch entsprechend die Investitionsrisikobewertung nur aggregiert für ein gesamtes Cluster modellseitig berücksichtigt werden kann. Länder mit geringem Investitionsrisiko und damit potenziell interessante Exportregionen sind damit auch die Vereinigten Arabischen Emirate, Katar, Kuwait und Israel. Aber insbesondere für Katar und Kuwait ist die Ungenauigkeit, die sich durch das Clustering an der Stelle ergibt, gering. Denn sie werden als Teil des Clusters *Nord-Arabien* modelliert, welches gemäß den Modellergebnissen eine Exportregion in den Szenariovarianten darstellt. Darüber hinaus weisen die genannten Regionen alle tendenziell geringe PV-Volllaststunden auf, was ebenfalls ein Faktor für die Wahl einer Lieferregion darstellt.

3 Sensitivität: Variation der risikobewerteten gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten für die Länder und Regionen Oman, Jordanien und Maghreb ohne Tun/Alg

Die Ergebnisse der Szenariovarianten (vgl. Kapitel 2) zeigen auf, dass die Berücksichtigung von Investitionsrisiken in der MENA-Region die ökonomisch sinnvollen Versorgungsstrukturen Deutschlands und Europas mit EE, Wasserstoff und seinen synthetischen Folgeprodukten und hierbei insbesondere die MENA-Lieferregionen signifikant beeinflussen kann. Bei Berücksichtigung des Investitionsrisikos erweisen sich Saudi-Arabien sowie das *Cluster Maghreb ohne Tun/Alg* als ökonomisch vorteilhafte Lieferregionen.

Im Rahmen der folgenden Sensitivitätsanalyse soll daher untersucht, inwiefern die Förderung von langfristigen Investitionen, abgebildet durch eine Variation der risikobewerteten WACC in einzelnen Länder/Regionen, die modell-seitige Investitionsentscheidung beeinflussen kann. Die Sensitivitätsanalyse wird beispielhaft für den Oman, Jordanien und *Maghreb ohne Tun/Alg* durchgeführt. Sie basiert auf der Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“, welches eine vorteilhafte Entwicklung des Investitionsrisikos und damit der risikobewerteten WACC in der MENA-Region annimmt. Anpassungen dieser Szenariovariante für die vorliegende Sensitivitätsanalyse werden in Kapitel 3.1 beschrieben; die Analyse der Ergebnisse erfolgt in Kapitel 3.2.

3.1 Anpassungen im Vergleich zur Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“

Für die vorliegende Sensitivitätsanalyse werden die risikobewerteten WACC jeweils separat für Oman, Jordanien bzw. *Maghreb ohne Tun/Alg* von 1 bis 15 % (Oman)⁴, 1 bis 19 % (Jordanien)⁵ bzw. 1 bis 13 % (*Maghreb ohne Tun/Alg*)⁶ in 2 Prozent-Schritten variiert. Der risikobewertete WACC der weiteren MENA-Regionen und der europäischen Länder entspricht den Annahmen der Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“. Um den Einfluss der risikobewerteten WACC auf die Modellergebnisse eindeutig untersuchen zu können, werden Oman und Jordanien dabei jeweils als einzelne Region und nicht als Teil eines Clusters (wie in der Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“) modelliert.

Aufgrund der langen Rechenzeiten der Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“ werden darüber hinaus für die vorliegenden Sensitivitätsanalysen folgende Anpassungen zwecks Reduktion der Modellkomplexität vorgenommen: Zum einen wird die Concentrated Solar Power (CSP)-Technologie als Option ausgeschlossen, da die Ergebnisse sowohl der Basisszenarien als auch der Szenariovarianten gezeigt haben, dass

⁴ Der für den Oman ermittelte risikobewertete WACC beträgt gemäß → *Teilbericht 8* bis zu 14,96 % (Szenariovariante „BM_Risiko_herausfordernd“, Synfuel-Produktionsanlagen, 2050). Entsprechend erfolgt eine Variation bis zu 15 %.

⁵ Der für Jordanien ermittelte risikobewertete WACC beträgt gemäß → *Teilbericht 8* bis zu 18,47 % (Szenariovariante „BM_Risiko_herausfordernd“, Synfuel-Produktionsanlagen, 2050). Entsprechend erfolgt eine Variation bis zu 19 %.

⁶ Der für *Maghreb ohne Tun/Alg* ermittelte risikobewertete WACC beträgt gemäß → *Teilbericht 8* bis zu 12,04 % (Szenariovariante „BM_Risiko_herausfordernd“, Synfuel-Produktionsanlagen, 2050). Entsprechend erfolgt eine Variation bis zu 13 %.

diese Technologie unter den gegebenen Annahmen nicht gewählt wird. Zum anderen werden die im Rahmen der Basisszenarien sowie der Szenariovarianten einzeln modellierten Länder Algerien, Tunesien, Ägypten und Libyen zu einem Cluster zusammengefasst. Die Ergebnisse der Szenariovarianten zeigen auf, dass bei Berücksichtigung des Investitionsrisikos in diesen Ländern keine signifikante Produktion erfolgt, sodass ein Clustern dieser Länder die Modellergebnisse nicht beeinflusst. Diese beiden Anpassungen reduzieren die Komplexität des Modells und damit die Rechenzeiten signifikant.

Ein Abgleich der Ergebnisse der Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“ und einer Modellrechnung mit den oben erläuterten Anpassungen ohne Variation der risikobewerteten WACC für Oman, Jordanien bzw. *Maghreb ohne Tun/Alg* zeigt auf, dass weder das geänderte Regionen-Clustering noch das Ausschließen der CSP-Technologie die Modellergebnisse beeinflusst. Damit kann die Sensitivitätsanalyse auf Basis dieser angepassten Modellkonfiguration als valide betrachtet werden.

3.2 Ergebnisse

3.2.1 Variation des risikobewerteten WACC für den Oman

Abb. 3-1 stellt die Produktionsmenge im Jahr 2050 in Abhängigkeit des risikobewerteten WACC für den Oman dar; die Exportmengen der MENA-Region im Jahr 2050 sind in Abb. 3-2 dargestellt. Da sich die Ergebnisse für einen risikobewerteten WACC ab 7 % nicht signifikant ändern, werden diese Ergebnisse zusammengefasst in einem Balken dargestellt (die Ergebnisse für einen WACC ab 7 % entsprechen dabei den Ergebnissen der Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“, sodass letztere nicht zusätzlich mit dargestellt sind). Wie aus den Abbildungen deutlich wird, führt ein risikobewerteter WACC von bis zu 5 % für den Oman zu einer Verschiebung der Produktion in den Oman. Gleichzeitig nimmt die Produktions- und damit Exportmenge des Oman ab, je höher der risikobewertete WACC ansteigt.

Die Verschiebung der Produktion in den Oman bedeutet zum einen, dass keine Produktion in Saudi-Arabien und dem Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg*, welche die Lieferregionen in der Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“ darstellen, mehr stattfindet⁷. Beide haben in der Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“ einen risikobewerteten WACC von etwas mehr als 5 %⁸; entsprechend ist der Oman mit einem WACC von bis zu 5 % mit den geringsten risikobewerteten WACC in der MENA-Region assoziiert, sodass es zu einer Produktionsverlagerung kommt.

Zum anderen wird ein Teil der Produktion von Europa in den Oman verlagert, wie die Importquoten in Tab. 3-2 aufzeigen. Insbesondere bei einem geringen risikobewerteten WACC von 1 bis 3 % werden nur Strom sowie sehr geringe Mengen an

⁷ Analog zur Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“ findet unabhängig von der Höhe des WACC für den Oman eine geringe Produktion in dem Cluster um Algerien, Tunesien, Libyen und Ägypten statt. Die Produktionsmengen sind jedoch vernachlässigbar gering, sodass sie in der vorliegenden Analyse nicht weiter betrachtet werden.

⁸ Der WACC für EE-Anlagen in Saudi-Arabien liegt sogar geringfügig unter 5 %, für Synfuel-Produktionsanlagen jedoch über 5 %.

synthetischen Energieträgern innerhalb Europas produziert; für einen WACC von 5 % sinken die Importquoten, jedoch ist der Importanteil summiert über alle Energieträger immer noch höher als im Vergleichsszenario „BM_Risiko_positiv“. Ähnliche Tendenzen können für Deutschland beobachtet werden, wo es zu insgesamt höheren Importquoten mit einem sinkenden risikobewerteten WACC für den Oman kommt (vgl. Tab. 3-1). Der risikobewertete WACC für Synfuel-Produktionsanlagen liegt für einen Großteil der Länder in Nord- und Westeuropa bei unter 5 %, der risikobewertete WACC für EE-Anlagen in diesen Ländern bei etwa 5 bis 6 %. Entsprechend ist der risikobewertete WACC für den Oman insbesondere bei einem WACC von 5 % höher als in Nord- und Westeuropa. Jedoch ist der Import von Energie aus dem Oman aufgrund der dort geringen EE-Erzeugungskosten und nur eines geringfügig höheren Investitionsrisikos im Vergleich zu Nord- und Westeuropa auch bei einem angenommenen risikobewerteten WACC von 5 % ökonomisch sinnvoll.

Die Produktion der Energieträger im Oman erfolgt dabei ausschließlich aus Solarenergie (KP-Kategorie PV-15). Das PV-15-Potenzial im Oman wird im Jahr 2050 bis zu 73 % (risikobewerteter WACC Oman von 1 %) ausgeschöpft. Die produzierten Energieträger werden über Onshore-Pipelines über das Cluster Nord-Arabien bzw. die Energieträger Naphtha, Diesel, Kerosin und Benzin zusätzlich über Tanker aus dem Oman nach Europa transportiert.

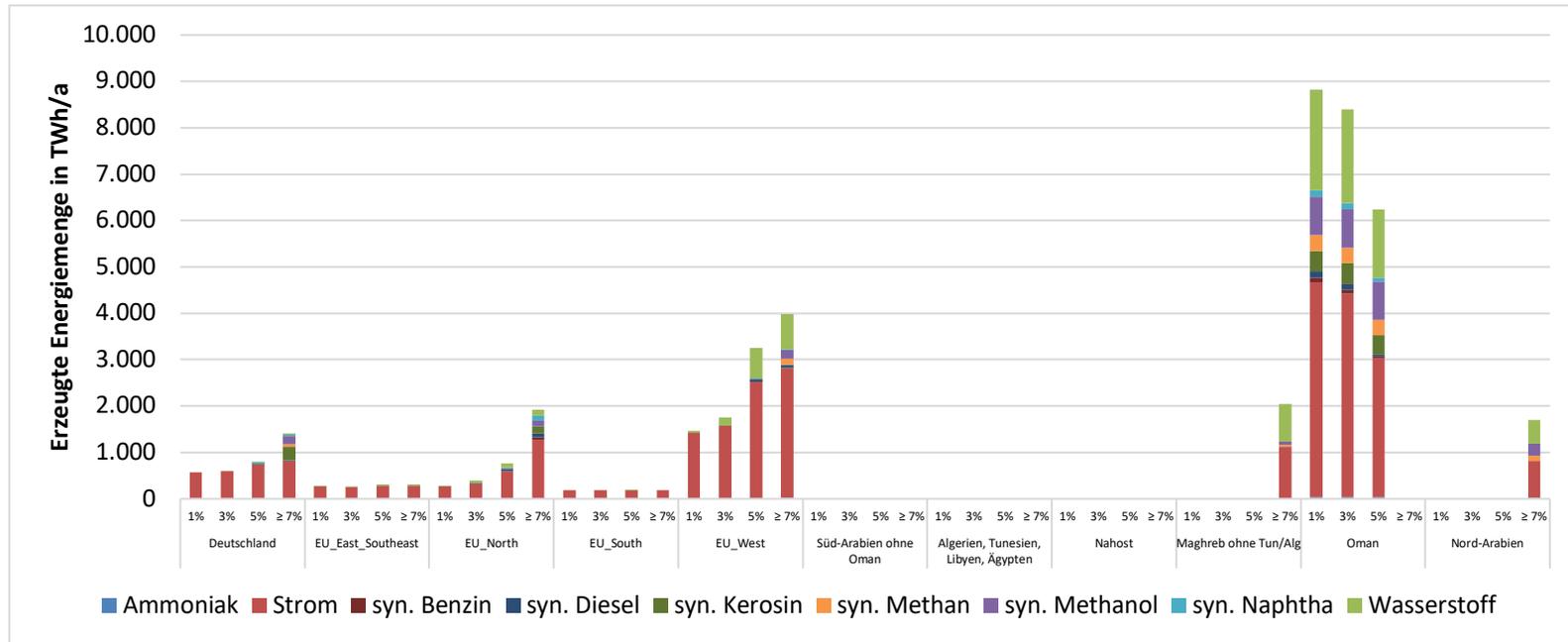


Abb. 3-1 Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte) in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für den Oman, 2050

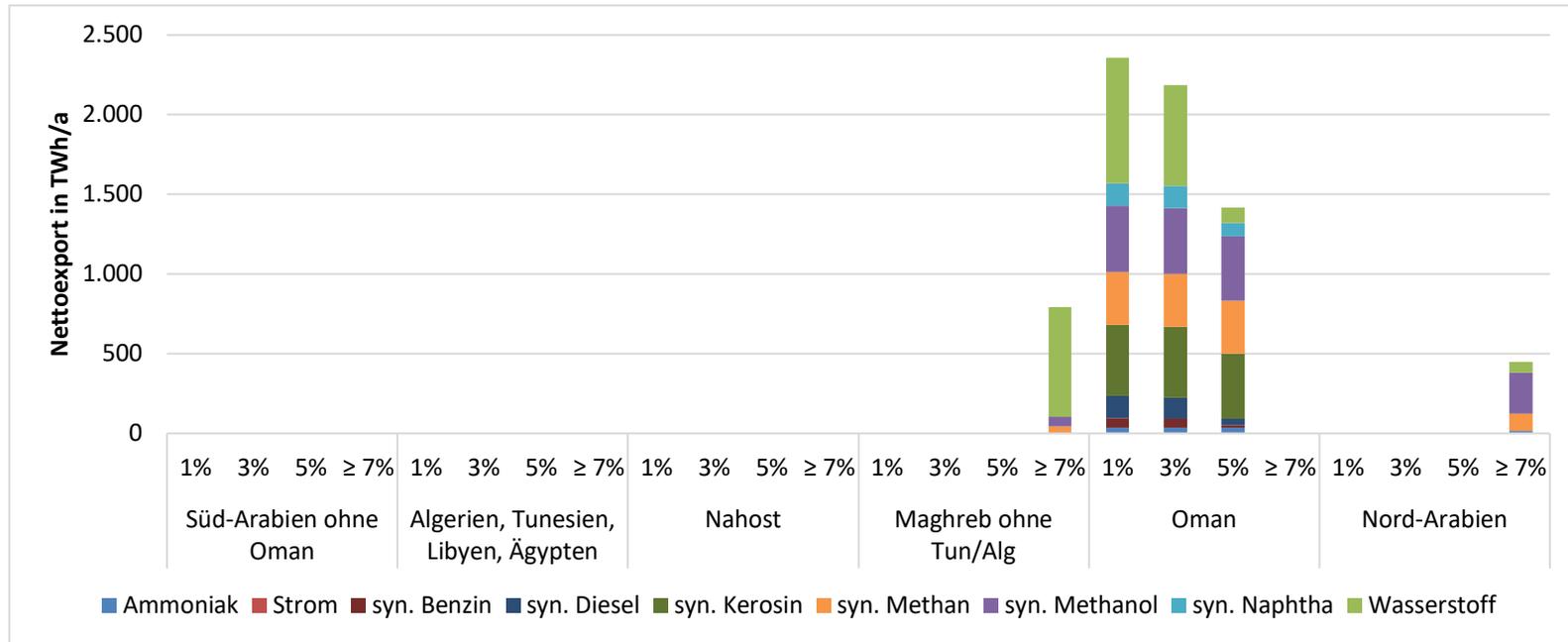


Abb. 3-2 Nettoexport je Energieträger in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für den Oman, 2050

Tab. 3-1 Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Deutschland, 2050, in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für den Oman

	Strom	Wasserstoff	syn. Methan	syn. Methanol	syn. Diesel	syn. Benzin	syn. Kerosin	syn. Naphtha	Ammoniak
Risikobewerteter WACC Oman: 1 %									
Heimisch	95 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Import	5 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Risikobewerteter WACC Oman: 3 %									
Heimisch	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Import	0 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Risikobewerteter WACC Oman: 5 %									
Heimisch	93 %	2 %	0 %	23 %	45 %	100 % Nettoexport	15 %	58 %	0 %
Import	7 %	98 %	100 %	77 %	55 %	0 %	85 %	42 %	100 %
Risikobewerteter WACC Oman: größer/gleich 7 %									
Heimisch	92 %	4 %	100 % Nettoexport	50 %	45 %	100 % Nettoexport	100 % Nettoexport	59 %	0 %
Import	8 %	96 %	0 %	50 %	55 %	0 %	0 %	41 %	100 %

Tab. 3-2 Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Europa (inklusive Deutschland), 2050, in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für den Oman

	Strom	Wasserstoff	syn. Methan	syn. Methanol	syn. Diesel	syn. Benzin	syn. Kerosin	syn. Naphtha	Ammoniak
Risikobewerteter WACC Oman: 1 %									
Heimisch	100 %	8 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Import	0 %	92 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Risikobewerteter WACC Oman: 3 %									
Heimisch	100 %	26 %	0 %	0 %	6 %	4 %	1 %	2 %	0 %
Import	0 %	74 %	100 %	100 %	94 %	96 %	99 %	98 %	100 %
Risikobewerteter WACC Oman: 5 %									
Heimisch	100 %	89 %	0 %	2 %	71 %	70 %	9 %	41 %	0 %
Import	0 %	11 %	100 %	98 %	29 %	30 %	91 %	59 %	0 %
Risikobewerteter WACC Oman: größer/gleich 7 %									
Heimisch	100 %	55 %	55 %	61 %	100 %	100 %	100 %	100 %	52 %
Import	0 %	45 %	45 %	39 %	0 %	0 %	0 %	0 %	48 %

3.2.2 Variation des risikobewerteten WACC für Jordanien

Abb. 3-3 stellt die Produktionsmenge im Jahr 2050 in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für Jordanien dar; die damit verbundenen Exportmengen der MENA-Region im Jahr 2050 sind in Abb. 3-4 dargestellt. Da sich die Ergebnisse für einen risikobewerteten WACC ab 7 % nicht signifikant ändern, werden diese Ergebnisse zusammengefasst in einem Balken dargestellt (die Ergebnisse für einen risikobewerteten WACC ab 7 % entsprechen dabei den Ergebnissen der Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“, sodass letztere nicht zusätzlich mit dargestellt sind). Die damit assoziierten Importquoten für Europa bzw. Deutschland sind in Tab. 3-4 und Tab. 3-3 zusammengefasst.

Wie ersichtlich wird, sind bei einer Variation des risikobewerteten WACC für Jordanien ähnliche Tendenzen zu beobachten wie bei der Variation für den Oman: Bei einem risikobewerteten WACC von bis zu 5 % kommt es zu einer Produktionsverlagerung von Saudi-Arabien und dem Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* nach Jordanien⁹; zudem wird ein Teil der Produktion innerhalb Europas nach Jordanien verlagert, was sich in höheren Importquoten für Europa insgesamt als auch Deutschland widerspiegelt. Dabei ist die Verlagerung um so stärker ausgeprägt, je geringer der risikobewertete WACC für Jordanien angenommen wird.

Die Energieproduktion erfolgt im Jahr 2050 in Jordanien ebenfalls ausschließlich aus Solarenergie¹⁰. Das PV-15-Potenzial ist für Jordanien jedoch sehr gering und wesentlich kleiner als für den Oman. Daher wird das PV-15-Potenzial in Jordanien bei einem risikobewerteten WACC von bis zu 5 % für Jordanien (nahezu) vollständig ausgeschöpft. Zusätzlich werden PV-Anlagen der KP-Kategorie PV-25 genutzt, wobei das PV-25-Potenzial ebenfalls bis zu 93 % im Jahr 2050 (risikobewerteter WACC für Jordanien von 1 %) ausgeschöpft wird.

Die Energieträger werden über Onshore-Pipelines über die südost-europäische Route nach Europa transportiert; zusätzlich erfolgt ein Tankertransport der flüssigen Energieträger Methanol, Diesel, Benzin und Kerosin.

⁹ Analog zur Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“ findet unabhängig von der Höhe des risikobewerteten WACC für Jordanien eine geringe Produktion in dem Cluster um Algerien, Tunesien, Libyen und Ägypten statt. Die Produktionsmengen sind jedoch vernachlässigbar gering, sodass sie bei der vorliegenden Analyse nicht weiter betrachtet werden.

¹⁰ Im Hochlauf wird in den Jahren 2030 und 2040 zusätzlich Onshore-Windenergie genutzt.

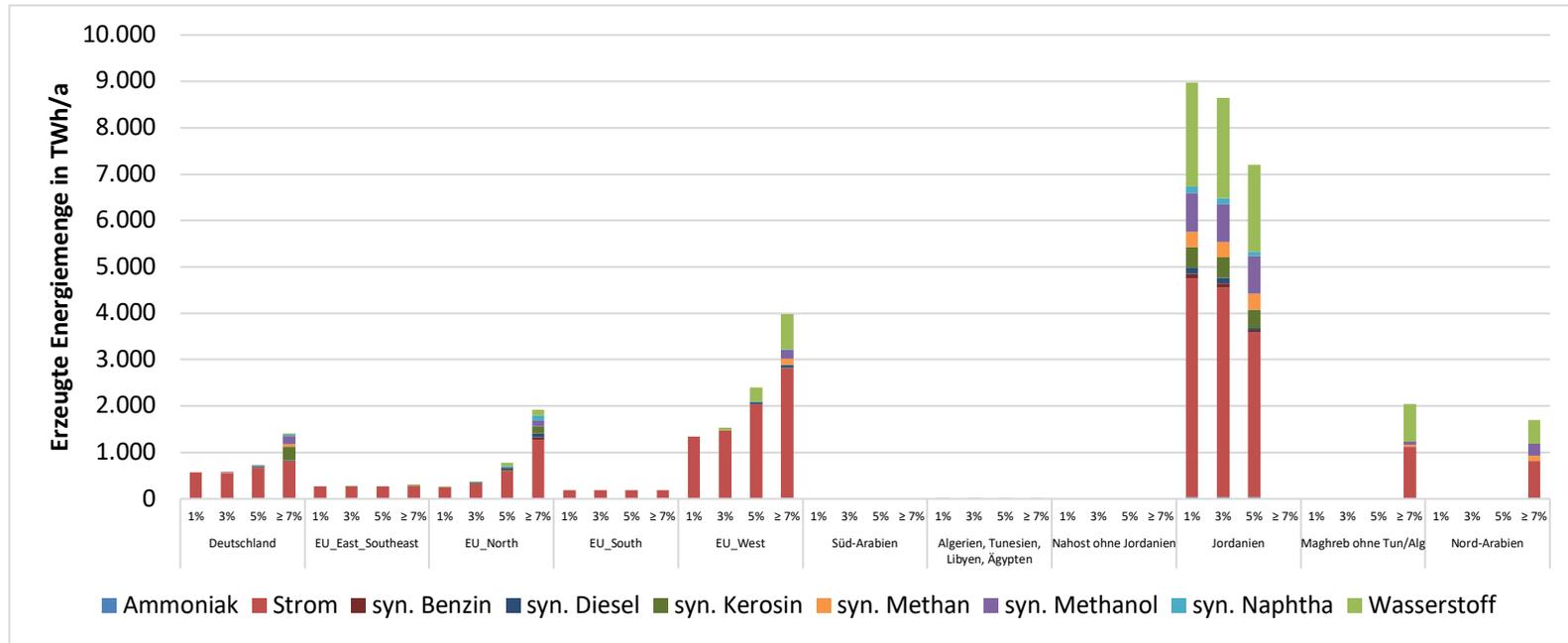


Abb. 3-3 Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte) in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für Jordanien, 2050

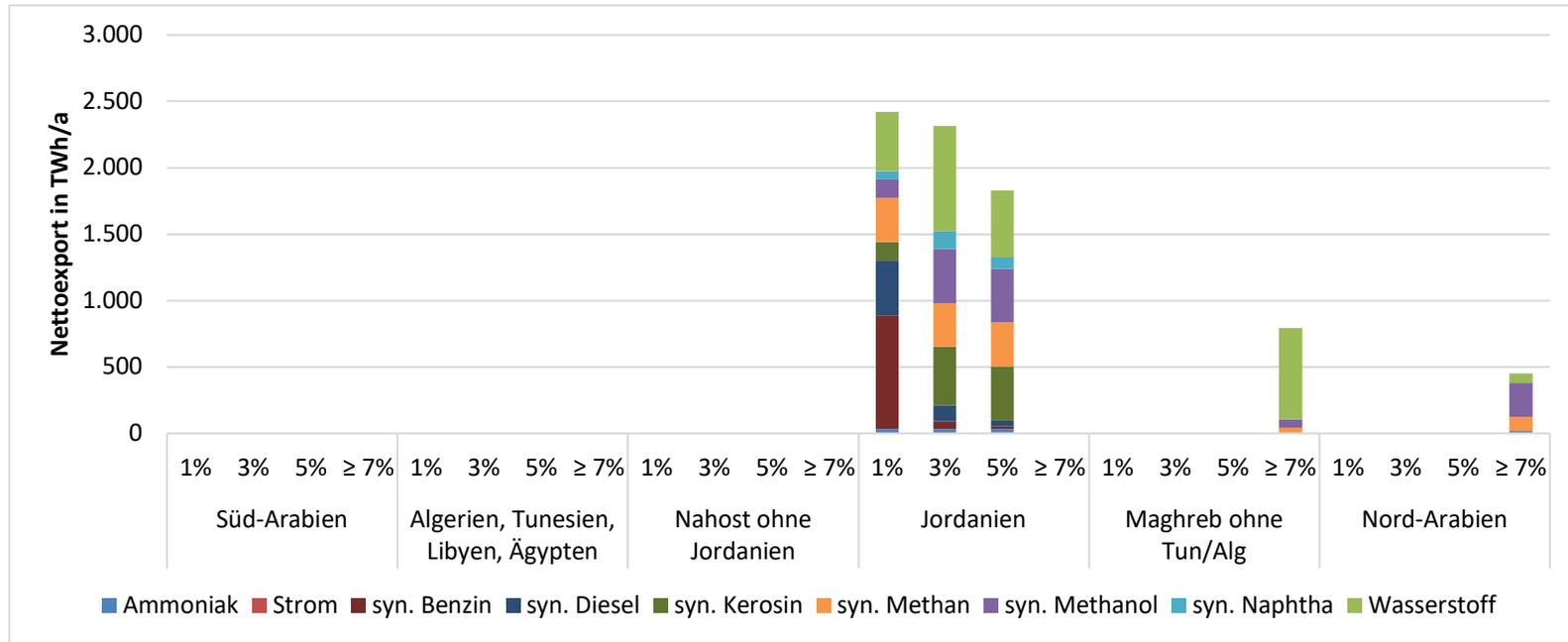


Abb. 3-4 Nettoexport je Energieträger in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für Jordanien, 2050

Tab. 3-3 Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Deutschland, 2050, in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für Jordanien

	Strom	Wasserstoff	syn. Methan	syn. Methanol	syn. Diesel	syn. Benzin	syn. Kerosin	syn. Naphtha	Ammoniak
Risikobewerteter WACC Jordanien: 1 %									
Heimisch	96 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Import	4 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Risikobewerteter WACC Jordanien: 3 %									
Heimisch	93 %	0 %	8 %	24 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Import	7 %	100 %	92 %	76 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Risikobewerteter WACC Jordanien: 5 %									
Heimisch	90 %	0 %	0 %	10 %	39 %	100 % Nettoexport	13 %	51 %	0 %
Import	10 %	100 %	100 %	90 %	61 %	0 %	87 %	49 %	100 %
Risikobewerteter WACC Jordanien: größer/gleich 7 %									
Heimisch	92 %	4 %	100 % Nettoexport	50 %	45 %	100 % Nettoexport	100 % Nettoexport	59 %	0 %
Import	8 %	96 %	0 %	50 %	55 %	0 %	0 %	41 %	100 %

Tab. 3-4 Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Europa (inklusive Deutschland), 2050, in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für Jordanien

	Strom	Wasserstoff	syn. Methan	syn. Methanol	syn. Diesel	syn. Benzin	syn. Kerosin	syn. Naphtha	Ammoniak
Risikobewerteter WACC Jordanien: 1 %									
Heimisch	100 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Import	0 %	99 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Risikobewerteter WACC Jordanien: 3 %									
Heimisch	100 %	9 %	1 %	2 %	13 %	7 %	1 %	3 %	0 %
Import	0 %	91 %	99 %	98 %	87 %	93 %	99 %	97 %	100 %
Risikobewerteter WACC Jordanien: 5 %									
Heimisch	100 %	42 %	0 %	2 %	71 %	68 %	9 %	40 %	0 %
Import	0 %	58 %	100 %	98 %	29 %	32 %	91 %	60 %	100 %
Risikobewerteter WACC Jordanien: größer/gleich 7 %									
Heimisch	100 %	55 %	55 %	61 %	100 %	100 %	100 %	100 %	52 %
Import	0 %	45 %	45 %	39 %	0 %	0 %	0 %	0 %	48 %

3.2.3 Variation des risikobewerteten WACC für *Maghreb ohne Tun/Alg*

Abb. 3-5 stellt die Produktionsmenge im Jahr 2050 in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für *Maghreb ohne Tun/Alg* dar; die Exportmengen der MENA-Region im Jahr 2050 sind in Abb. 3-6 dargestellt. Da sich die Ergebnisse für einen risikobewerteten WACC ab 9 % nicht signifikant ändern, werden diese Ergebnisse zusammengefasst in einem Balken dargestellt. Zusätzlich ist das Ergebnis für den in der Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“ zugrunde gelegten risikobewerteten WACC (in der Abbildung als „default“ bezeichnet) dargestellt. Die mit diesen Produktionsmengen assoziierten Importquoten für Europa bzw. Deutschland sind in Tab. 3-5 und Tab. 3-6 zusammengefasst.

Wie aus Abb. 3-5 und Abb. 3-6 deutlich wird, ergeben sich bei der Variation des risikobewerteten WACC für *Maghreb ohne Tun/Alg* ähnliche Tendenzen wie bei den Sensitivitäten für Oman und Jordanien: Mit geringerem risikobewerteten WACC verschiebt sich die Produktion sowohl aus Europa als auch aus Saudi-Arabien nach *Maghreb ohne Tun/Alg*¹¹. Die Produktionsverlagerung aus Europa ist um so ausgeprägter, je geringer der risikobewertete WACC ist. Dies spiegelt sich in den entsprechenden Importquoten für Deutschland und Europa (vgl. Tab. 3-5 und Tab. 3-6) wider. Im Gegensatz zu den Ergebnissen für Oman und Jordanien findet eine Produktion in *Maghreb ohne Tun/Alg* bei einem risikobewerteten WACC von bis zu 7 % statt, wobei bei einem WACC von 7 % *Maghreb ohne Tun/Alg* nicht die einzige MENA-Lieferregion darstellt und ebenfalls aus dem Cluster *Nord-Arabien* exportiert wird. Ein risikobewerteter WACC von 7 % entspricht etwa dem WACC für *Maghreb ohne Tun/Alg* in der Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“ (in der Abbildung als „default“ bezeichnet), welcher bei 6,4 % (EE-Anlagen) bzw. 7,76 % (Synfuel-Produktionsanlagen)¹² liegt. Entsprechend sind ähnliche – wenn auch nicht identische – Ergebnisse für den default-WACC sowie einen WACC von 7 % zu beobachten.

Bei einem risikobewerteten WACC ab 9 % findet keine Produktion mehr in *Maghreb ohne Tun/Alg* statt. Die Produktion wird dabei zum einen in das Cluster *Nord-Arabien* verlagert, welches ebenfalls in der Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“ eine Exportregion darstellt. Zum anderen findet eine Produktionsverlagerung nach Europa, insbesondere nach *EU_West*, statt.

Die Stromerzeugung in *Maghreb ohne Tun/Alg* erfolgt überwiegend über die PV-Technologie, zusätzlich über Onshore-Windenergieanlagen. Die PV-15-Potenziale sind bei hohen Produktionsmengen in *Maghreb ohne Tun/Alg*, welche bei einem risikobewerteten WACC von bis zu 5 % realisiert werden, vollständig ausgeschöpft. Daher werden auch PV-25-Potenziale genutzt. Bei einem risikobewerteten WACC von

¹¹ Analog zum Szenario „BM_Risiko_positiv“ findet unabhängig von der Höhe des risikobewerteten WACC für *Maghreb ohne Tun/Alg* eine geringe Produktion in dem Cluster um Algerien, Tunesien, Libyen und Ägypten statt. Die Produktionsmengen sind jedoch vernachlässigbar gering, sodass sie bei der vorliegenden Analyse nicht weiter betrachtet werden.

¹² Werte für 2050. Werte für 2030 und 2040 sind jeweils etwas höher.

7 % hingegen reichen die PV-15-Potenziale aus, sodass keine PV-Anlagen der KP-Kategorie PV-25 gebaut werden.

Der Transport erfolgt mehrheitlich über Onshore-Pipelines über Westeuropa; flüssige Energieträger (Diesel, Benzin, Kerosin, Methanol) werden zudem in geringen Mengen per Tanker transportiert.

Die Ergebnisse der Sensitivität für *Maghreb ohne Tun/Alg* unterstreichen die obigen Aussagen, wonach die Höhe des risikobewerteten WACC einen wesentlichen Einfluss auf die Wahl der MENA-Lieferregionen hat. Sie verdeutlichen aber auch, dass neben dem risikobewerteten WACC weitere Einflussfaktoren relevant sind. Während Oman und Jordanien lediglich bei einem risikobewerteten WACC von bis zu 5 % modellseitig als Exportregion gewählt werden, wird in *Maghreb ohne Tun/Alg* bei einem risikobewerteten WACC von bis zu 7 % produziert. Wie bereits in Kapitel 2 sowie in → *Teilbericht 6* dargestellt, scheint *Maghreb ohne Tun/Alg* mit der geringen Transportdistanz nach Europa sowie einer vorteilhaften EE-Einspeisecharakteristik Standortvorteile aufzuweisen, die es zu einer vorteilhafteren Lieferregion machen. Bei sehr großen WACC-Unterschieden *Maghreb ohne Tun/Alg* zu anderen Regionen (größer/gleich 9 %) überwiegt jedoch der risikobewertete WACC und *Maghreb ohne Tun/Alg* ist trotz seiner Standortvorteile ökonomisch nicht mehr attraktiv.

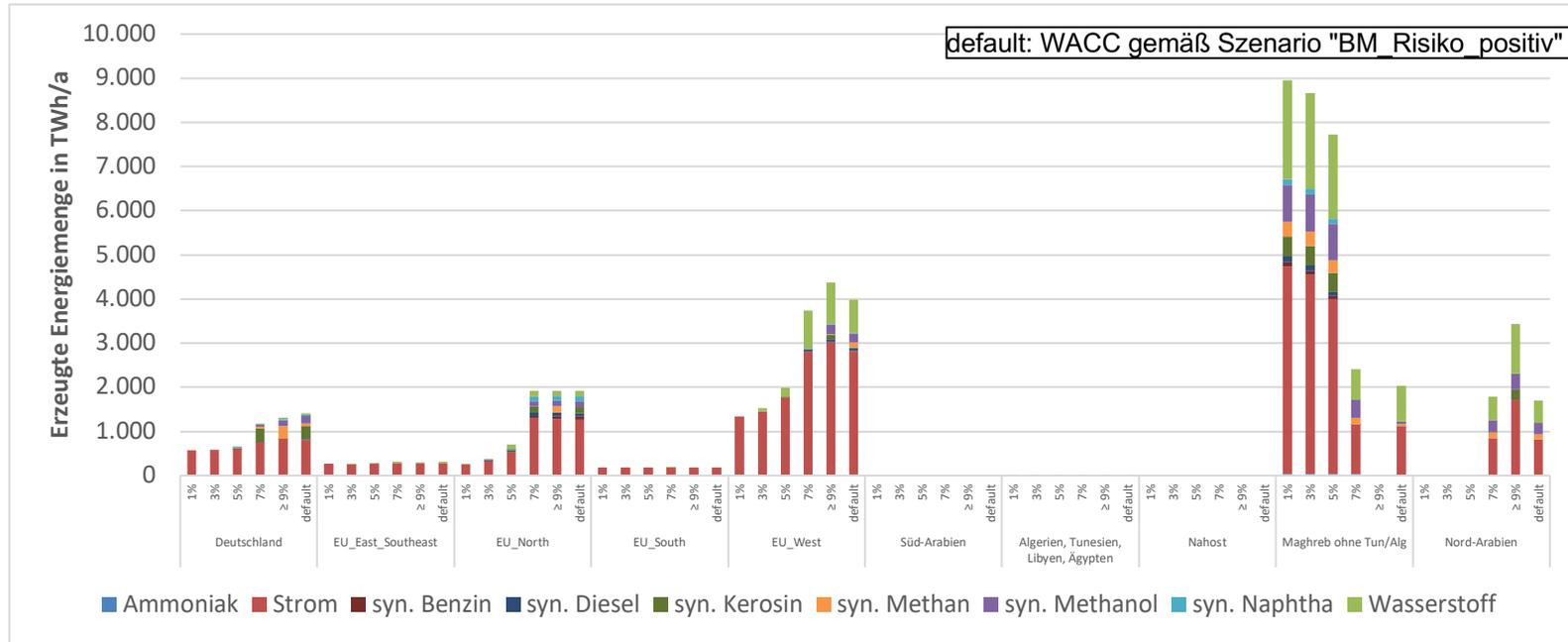


Abb. 3-5 Erzeugte Energiemengen je Energieträger (inkl. Zwischenprodukte) in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für Maghreb ohne Tun/Alg, 2050

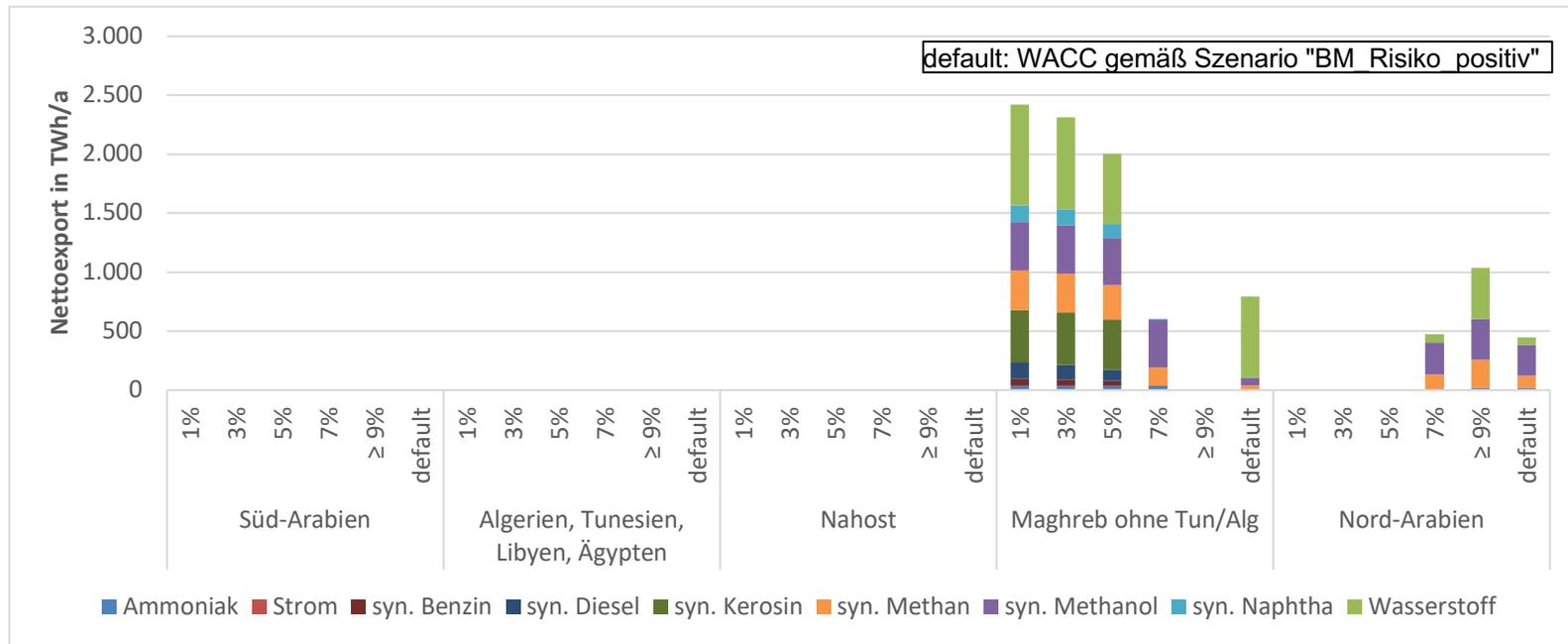


Abb. 3-6 Nettoexport je Energieträger in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für *Maghreb ohne Tun/Alg*, 2050

Tab. 3-5 Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Deutschland, 2050, in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für Maghreb ohne Tun/Alg

	Strom	Wasserstoff	syn. Methan	syn. Methanol	syn. Diesel	syn. Benzin	syn. Kerosin	syn. Naphtha	Ammoniak
Risikobewerteter WACC Maghreb ohne Tun/Alg: 1 %									
Heimisch	95 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Import	5 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Risikobewerteter WACC Maghreb ohne Tun/Alg: 3 %									
Heimisch	95 %	0 %	2 %	5 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Import	5 %	100 %	98 %	95 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Risikobewerteter WACC Maghreb ohne Tun/Alg: 5 %									
Heimisch	87 %	0 %	34 %	45 %	20 %	57 %	7 %	26 %	0 %
Import	13 %	100 %	66 %	55 %	80 %	43 %	93 %	74 %	100 %
Risikobewerteter WACC Maghreb ohne Tun/Alg: 7 %									
Heimisch	96 %	3 %	65 %	12 %	38 %	100 % Nettoexport	100 % Nettoexport	50 %	0 %
Import	4 %	97 %	35 %	88 %	62 %	0 %	0 %	50 %	100 %
Risikobewerteter WACC Maghreb ohne Tun/Alg: größer/gleich 9 %									
Heimisch	96 %	7 %	0 %	37 %	41 %	100 % Nettoexport	100 % Nettoexport	53 %	0 %
Import	4 %	93 %	100 %	63 %	59 %	0 %	0 %	47 %	100 %

Tab. 3-6 Anteil inländische Produktion und Import zur Deckung der Nachfrage in Europa (inklusive Deutschland), 2050, in Abhängigkeit vom risikobewerteten WACC für *Maghreb ohne Tun/Alg*

	Strom	Wasserstoff	syn. Methan	syn. Methanol	syn. Diesel	syn. Benzin	syn. Kerosin	syn. Naphtha	Ammoniak
Risikobewerteter WACC Maghreb ohne Tun/Alg: 1 %									
Heimisch	100 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Import	0 %	99 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Risikobewerteter WACC Maghreb ohne Tun/Alg: 3 %									
Heimisch	100 %	9 %	0 %	1 %	12 %	7 %	1 %	3 %	0 %
Import	0 %	91 %	100 %	99 %	88 %	93 %	99 %	97 %	100 %
Risikobewerteter WACC Maghreb ohne Tun/Alg: 5 %									
Heimisch	100 %	35 %	12 %	3 %	34 %	30 %	4 %	17 %	0 %
Import	0 %	65 %	88 %	97 %	66 %	70 %	96 %	83 %	100 %
Risikobewerteter WACC Maghreb ohne Tun/Alg: 7 %									
Heimisch	100 %	94 %	12 %	20 %	100 %	100 %	100 %	100 %	0 %
Import	0 %	6 %	88 %	80 %	0 %	0 %	0 %	0 %	100 %
Risikobewerteter WACC Maghreb ohne Tun/Alg: größer/gleich 9 %									
Heimisch	100 %	72 %	29 %	58 %	100 %	100 %	100 %	100 %	41 %
Import	0 %	28 %	71 %	42 %	0 %	0 %	0 %	0 %	59 %

4 Sensitivität: Einfluss unterschiedlicher Annahmen zum Transport

Es gibt in der Literatur eine große Bandbreite für die Kosten der Transportinfrastrukturen und deren Nutzung. Deswegen wird hier untersucht, welchen Einfluss unterschiedlich hohe Transportkosten auf die Modellierungsergebnisse haben und wie sich relative Änderungen der Kosten für verschiedene Transportarten auswirken. Wird mehr in Europa produziert, wenn die Transportkosten insgesamt höher angesetzt werden? Wenn niedrigere Kosten für Tanker gegenüber dem Pipelinetransport angenommen werden, führt das zu einer Verlagerung in weiter entfernte Länder? Führt günstigerer Stromtransport zu einem höheren Anteil an Stromimporten? Und was ändert sich, wenn angenommen wird, dass Wasserstoff schneller durch Pipelines fließt und damit günstiger ist? Für die Beantwortung dieser Fragen werden ein reduzierter Systemzuschnitt genutzt und die Kostenparameter für den Transport entsprechend angepasst.

Außerdem wird im Rahmen dieser Untersuchung eine weitere Sensitivität betrachtet: In den Basisszenarien findet ein relevanter Anteil der Energieproduktion im Cluster Nahost (Jordanien, Irak, Iran, Syrien, Libanon, Israel) statt. Dabei wird angenommen, dass es Onshore-Pipelineverbindungen von dort bis nach Europa gibt. Diese Verbindungen müssten über die Türkei führen. Da die Umsetzung solcher Landpipelines nicht sicher ist, wird hier zusätzlich untersucht, wie sich die Rolle dieses Clusters ändert, wenn stattdessen Seeverbindungen angenommen werden. Entsprechend wird eine Variante „Ohne Landpipeline Ost“ definiert.

4.1 Anpassungen im Vergleich zu den Basisszenarien

Für die Variationen der Transportkosten wird ein reduzierter Systemzuschnitt entworfen. Er basiert auf dem Basisszenario „Brennstoffmix“, beinhaltet aber nur die Energieträger Strom, Wasserstoff, synthetisches Methan, Diesel und Kerosin, also neben Strom jeweils zwei gasförmige und zwei flüssige Substanzen. Die Nachfragen wurden so skaliert, dass insgesamt die gleiche Endenergiemenge nachgefragt wird wie im Basisszenario „Brennstoffmix“. Mit diesem reduzierten Systemzuschnitt wurde zunächst eine Vergleichsrechnung durchgeführt, die im Folgenden als „Basis“ bezeichnet wird. Der Vergleich der Ergebnisse dieser reduzierten Konfiguration mit dem Basisszenario „Brennstoffmix“ zeigt eine hohe Übereinstimmung in der Höhe der Energieerzeugung und auch im Verhältnis der Regionen untereinander, sodass die aus dem vereinfachten System abgeleiteten Schlussfolgerungen auch für das vollständige System in den Basisszenarien angesehen werden können. Eine Ausnahme bildet der Stromtransport aus Algerien nach Europa: Während das Basisszenario „Brennstoffmix“ keinen Stromtransport über das Mittelmeer vorsieht, wird in der reduzierten Konfiguration aufgrund der durch die Skalierung höheren absoluten Stromnachfrage ein Stromtransport aus Algerien nach Südeuropa gesehen.

Es werden basierend auf dieser reduzierten Basiskonfiguration verschiedene Kostenvariationen vorgenommen:

- 1 | Allgemeine Erhöhung der Transportkosten: Es werden alle Transportkosten pauschal verdoppelt.

- 2 | **Niedrigere Tankerkosten:** In den Basisszenarien werden Tankerkosten als distanzunabhängig angesetzt und es werden die über alle Länderverbindungen hinweg gemittelten Kosten je Fahrt genutzt. In der Realität sind die Kosten jedoch, wenn auch in geringerem Maße als bei Pipelines, abhängig von der Entfernung (siehe Abb. 4-1). In dieser Variante werden nun statt der mittleren die günstigsten Länderverbindungskosten genutzt. Diese sind für Diesel und Kerosin deutlich geringere als die mittleren Transportkosten; für Wasserstoff und Methan ist der Unterschied gering.

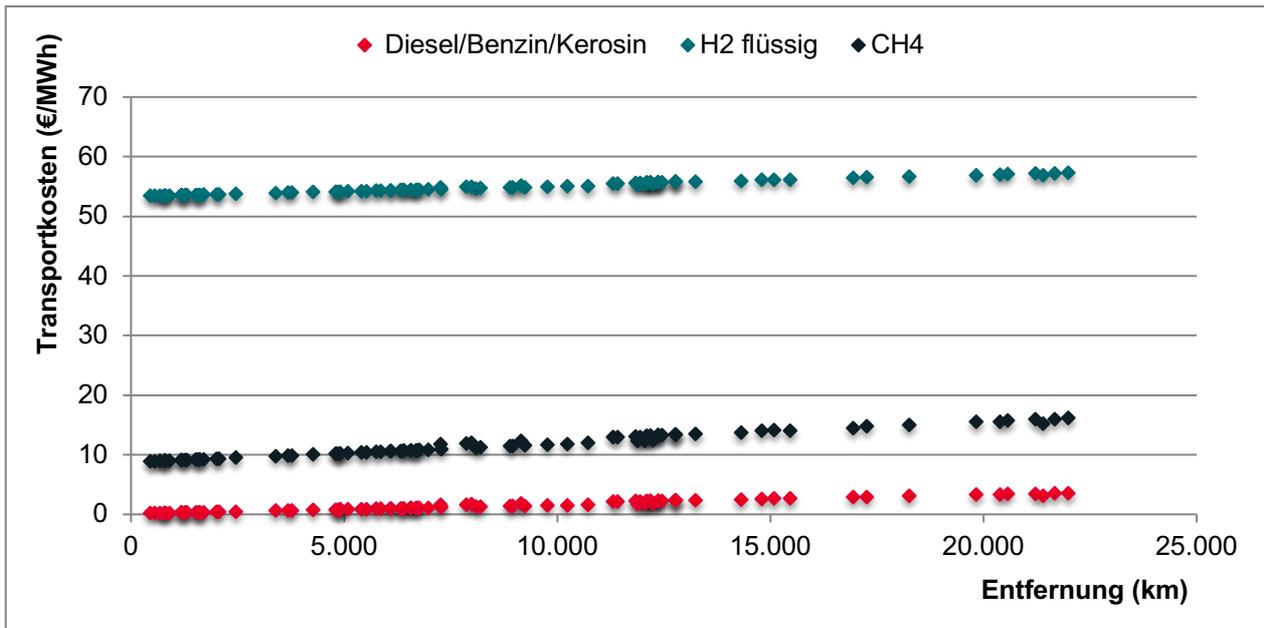


Abb. 4-1 Transportkosten im Seeverkehr über die Distanz (Auszug, nur Transportrouten nach Deutschland).

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten des IZES (Horst, 2022) (Teilbericht 12)

- 3 | **Günstigerer Stromtransport:** Hier werden halb so hohe längenspezifische Investitionskosten für die Errichtung von HVDC-Leitungen verwendet, wie von Quarton und Samsatli (2020) angegeben werden.
- 4 | **Höhere Kapazität von Wasserstoffpipelines:** Aufgrund der geringeren volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff gegenüber Methan ist in den Basisszenarien der Wasserstofftransport teurer als der Erdgastransport. Adam et al. (2020) statuieren jedoch, dass die Übertragungsgeschwindigkeit von Wasserstoff höher ist, so dass die geringere Energiedichte kompensiert wird. In dieser Variante werden deswegen für Wasserstoffpipelines dieselben längenspezifischen Investitionskosten wie für Erdgaspipelines angesetzt.

Die folgende Tab. 4-1 fasst die Kostenannahmen in den Sensitivitäten zusammen. Die Ergebnisse der Variationsrechnungen sind in Abschnitt 4.2 beschrieben. Darin sind von der Basisvariante abweichende Transportkostenannahmen grau hinterlegt.

Tab. 4-1 Variation der Transportkosten für die Sensitivitäten

	Einheit	Basis	Transport teurer	Tanker günstiger	Stromtransport günstiger	Wasserstoff Pipelines günstiger	
Strom	HVDC	€/(MW*km)	1.094,8	2.189,6	1.094,8	580	1.094,8
	Pipeline Onshore	€/(MW*km)	174,3	348,6	174,3	174,3	78,7
Wasserstoff	Pipeline Offshore	€/(MW*km)	341,7	683,4	341,7	341,7	154,2
	Tanker	€/MWh	54,8	109,6	53,3	54,8	54,8
Methan	Pipeline Onshore	€/(MW*km)	78,7	157,4	78,7	78,7	78,7
	Pipeline Offshore	€/(MW*km)	154,2	308,4	154,2	154,2	154,2
	Tanker	€/MWh	11,2	22,4	8,7	11,2	11,2
Diesel	Pipeline Onshore	€/(MW*km)	29,4	58,8	29,4	29,4	29,4
	Pipeline Offshore	€/(MW*km)	57,6	115,2	57,6	57,6	57,6
	Tanker	€/MWh	1,2	2,4	0,14	1,2	1,2
Kerosin	Pipeline Onshore	€/(MW*km)	33,5	67	33,5	33,5	33,5
	Pipeline Offshore	€/(MW*km)	65,6	131,2	65,6	65,6	65,6
	Tanker	€/MWh	1,2	2,4	0,14	1,2	1,2

Desweiteren wird wie oben beschrieben die Variante „Ohne Landpipeline Ost“ betrachtet. Diese entspricht in allen Parametern dem vollständigen Basisszenario „Brennstoffmix“ (siehe → *Teilbericht 6*) mit dem einzigen Unterschied, dass für die Landverbindung zwischen dem Cluster *Nahost* und *EU_East_Southeast* eine Offshore-Pipeline statt einer Onshore-Pipeline angenommen wird, mit entsprechend höheren Kosten. Die Ergebnisse dieser Variante werden in Kapitel 4.3 beschrieben.

4.2 Einfluss unterschiedlicher Transportkosten

4.2.1 Einfluss einer allgemeinen Erhöhung der Transportkosten

Abb. 4-2 zeigt die kumulierte Produktion von EE-Strom, Wasserstoff, synthetischem Methan, Diesel und Kerosin im Jahr 2050 nach Ländern mit den Transportkosten im Basisfall und den um Faktor zwei erhöhten Kosten in der Sensitivität¹³. Es zeigt sich, dass sich die Produktion durch die höheren Transportkosten wie zu erwarten zu den Orten der Nachfrage hin verlagert: Alle europäischen Cluster zeigen eine höhere Erzeugung, vor allem West- und Südeuropa gewinnen an zusätzlicher Bedeutung. In Deutschland ist nur eine geringfügige Steigerung ersichtlich. In den MENA-Regionen sind die Effekte je nach geografischer Lage unterschiedlich: Während die beiden

¹³ Bei dieser und den folgenden Abbildungen ist zu beachten, dass Strom und Wasserstoff zum einen als Energieträger, zum anderen aber auch als Mittel für die Herstellung von Folgeprodukten genutzt und dementsprechend mehrfach bilanziert werden.

Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* und *Nahost*, die über eine direkte Landverbindung nach Europa verfügen, leicht profitieren, kommt es zu deutlichen Produktionsverringernungen in Algerien und Ägypten. Während die Energieerzeugung in Ägypten mit seiner höheren Transportdistanz auf null sinkt, geht sie in Algerien um etwa die Hälfte zurück.

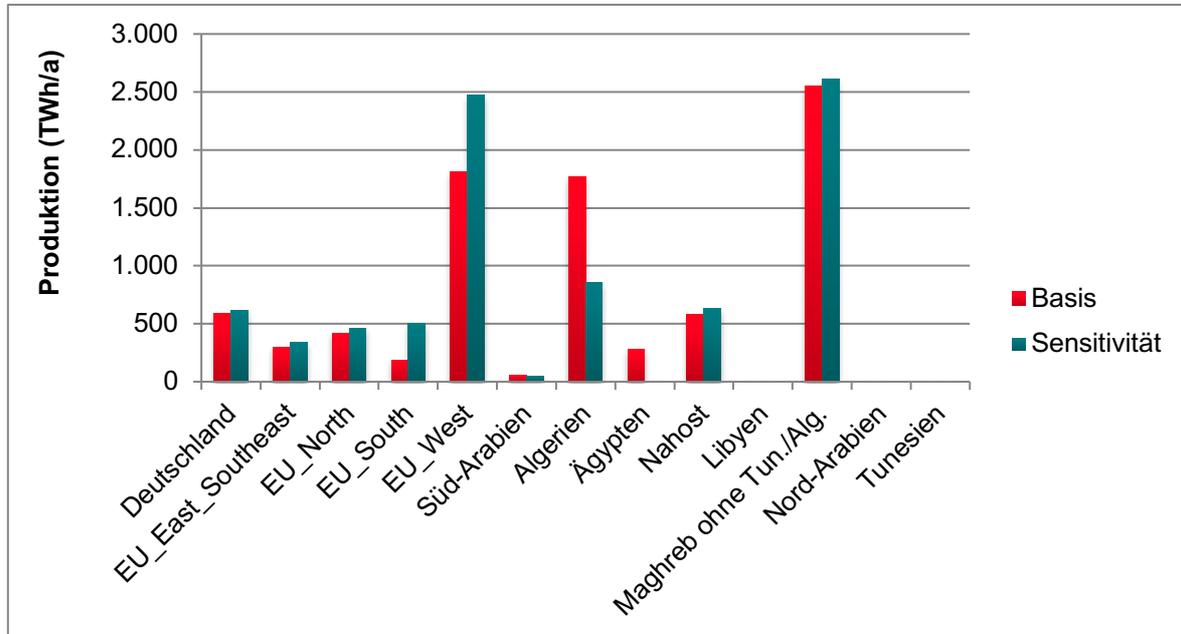


Abb. 4-2 Produzierte Energiemenge von EE-Strom, Wasserstoff, synthetischem Methan, Diesel und Kerosin im Jahr 2050 in der Basisvariante und mit pauschal erhöhten Transportkosten

Betrachtet man die Verschiebungen nach Transporttechnologien (Abb. 4-3), fällt auf, dass zwar insgesamt deutlich weniger Transport stattfindet, der Transport von Methan und Kerosin durch Onshore-Pipelines hingegen leicht steigt. Dies resultiert aus der erhöhten Produktionsmenge in den Ländern mit Landverbindungen nach Europa.

Der verhältnismäßig teure Transport von Wasserstoff und Strom wird vermieden. Dafür werden europäische Potenziale stärker für die Erzeugung dieser Energieträger genutzt. Da im Wesentlichen mehr Leistung in der KP-Kategorie PV-25 ausgebaut wird, müssen keine zusätzlichen (teureren) Kostenkategorien genutzt werden. Damit geht im Gegenzug eine geringere europäische Erzeugung von Methan und Kerosin in Europa einher, die durch höhere Produktion in den Clustern *Nahost* und *Maghreb ohne Tun/Alg* kompensiert wird. Außerdem findet mehr Export von Strom und Wasserstoff aus dem Cluster *Nahost* statt, das dafür ebenfalls weniger Kerosin exportiert. Dafür steigt die Kerosinproduktion im Cluster *Maghreb ohne Tun/Alg* und in Algerien.

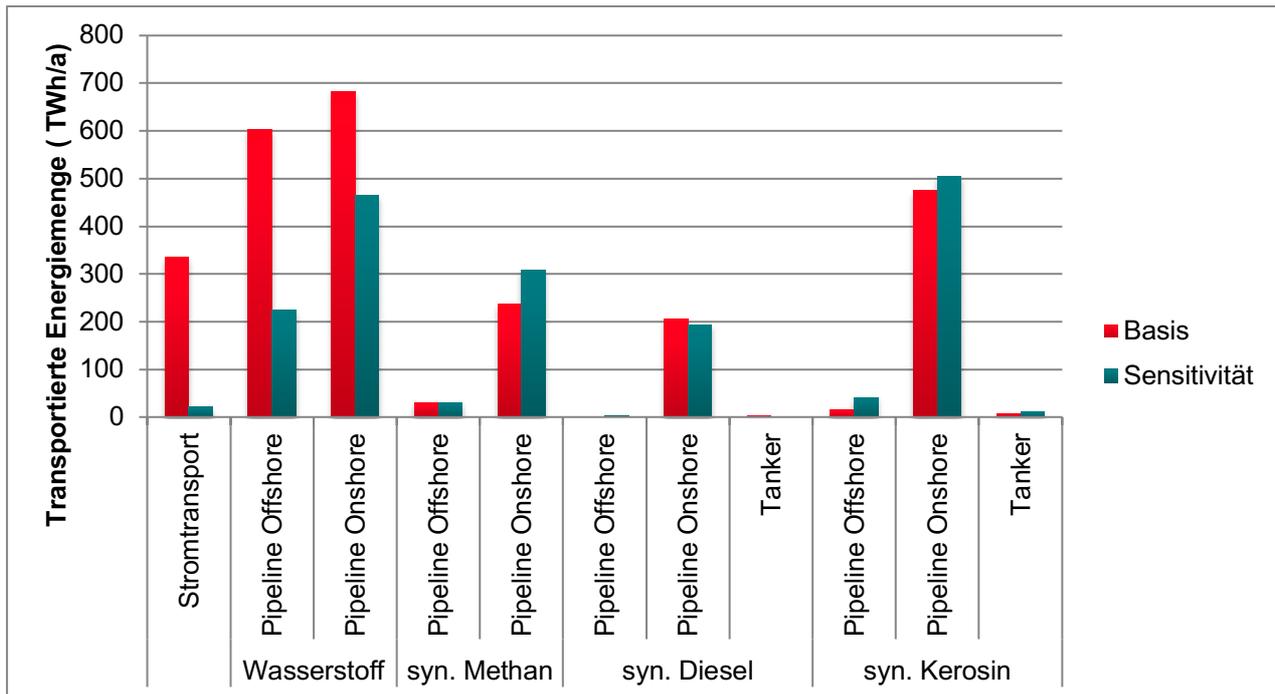


Abb. 4-3 Transportierte Energiemengen nach Transporttechnologien im Jahr 2050 in der Basisvariante und mit allgemein erhöhten Transportkosten

Es kann festgehalten werden, dass die allgemeine Höhe der Transportkosten einen Einfluss auf die beitragenden Länder und auf das Binnenverhältnis der Produktionsstätten in der MENA-Region hat. Die transportierten Energiemengen von Wasserstoff und Strom sinken besonders deutlich, da diese hohe spezifische Transportkosten haben. Da heimische oder angrenzende Potenziale dann verstärkt für die Erzeugung dieser Energieträger genutzt werden, steigt im Gegenzug der Import von synthetischem Methan und Kerosin an.

4.2.2 Einfluss niedrigerer Tankertransportkosten

In dieser Sensitivität sind, wie in Tab. 4-1 dargestellt, aufgrund der stärkeren Abweichungen vor allem die Kosten für den Transport von flüssigen Energieträgern über Tanker niedriger, während die Kosten für den Tankertransport gasförmiger Energieträger nur geringfügig reduziert werden.

Durch diese Veränderung unterscheidet sich die Art des Energietransports insbesondere für flüssige Kraftstoffe: Der Transport von Diesel und Kerosin verlagert sich zum größten Teil von Pipelines auf Tanker, wohingegen der Transport von synthetischem Methan und Wasserstoff nahezu identisch stattfindet (siehe Abb. 4-4).

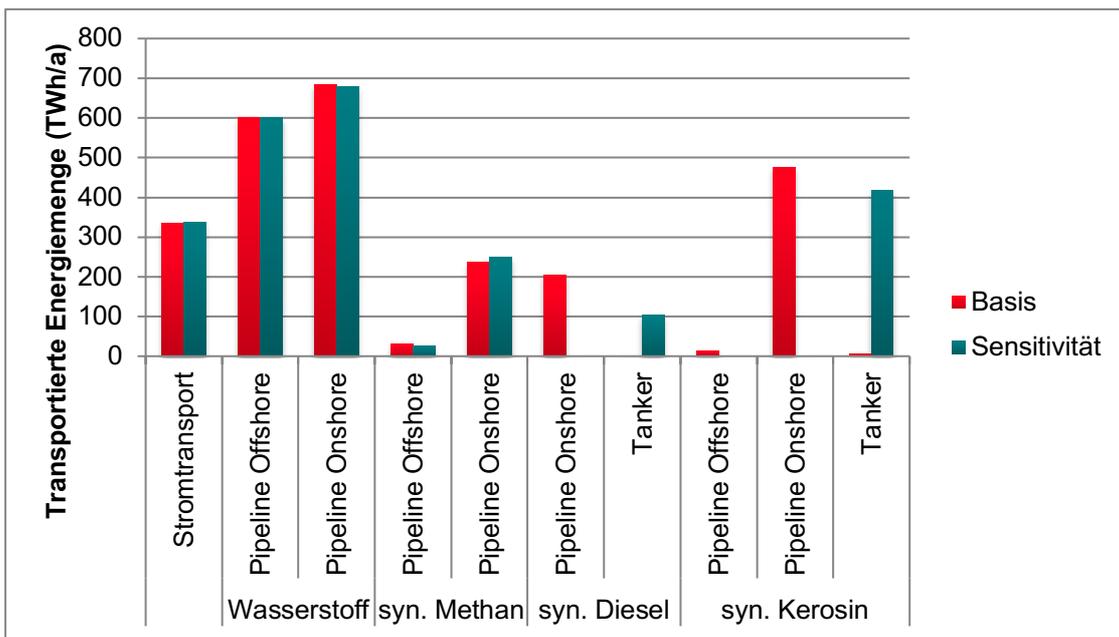


Abb. 4-4 Transportierte Energiemengen nach Transporttechnologien im Jahr 2050 in der Basisvariante und mit niedrigeren Tankertransportkosten

Abb. 4-5 zeigt die Produktionsmenge von EE-Strom, Wasserstoff und Synfuels im Jahr 2050 auf. Dabei ist zu sehen, dass sich trotz der niedrigeren Kosten für den Tankertransport in der regionalen Verteilung der Erzeugung nur sehr kleine Verschiebungen ergeben: Es findet geringfügig mehr Erzeugung in Ägypten und etwas weniger in Algerien und im Cluster *Nahost* statt. Doch die Charakteristik der regionalen Verteilung bleibt bestehen und auch die europäischen Importquoten ändern sich durch die geringeren Tankertransportkosten nicht. Auch kommen keine neuen Lieferländer hinzu.

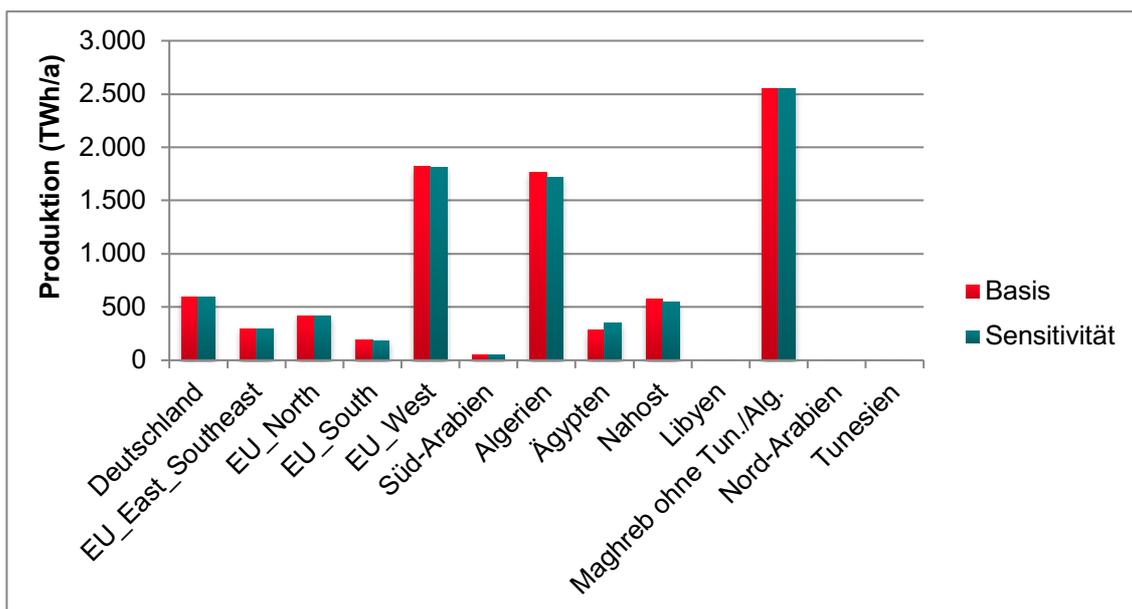


Abb. 4-5 Produzierte Energiemengen von EE-Strom, Wasserstoff, synthetischem Methan, Diesel und Kerosin nach Regionen im Jahr 2050 in der Basisvariante und mit niedrigeren Tankertransportkosten

4.2.3 Einfluss niedrigerer Stromtransportkosten

Werden die Kosten für die Errichtung von Stromleitungen auf einen unteren Wert der Spannbreite aus der Literatur gesetzt, ergibt sich eine Veränderung der transportierten Strommengen. Abb. 4-6 zeigt das Strom-Exportsaldo nach Ländern (Summe der Exporte abzüglich Summe der Importe je Region). Es ist zu erkennen, dass der Export aus Westeuropa abnimmt, Algerien aber deutlich mehr Strom exportiert und auch geringe Exportmengen aus Ägypten hinzukommen.

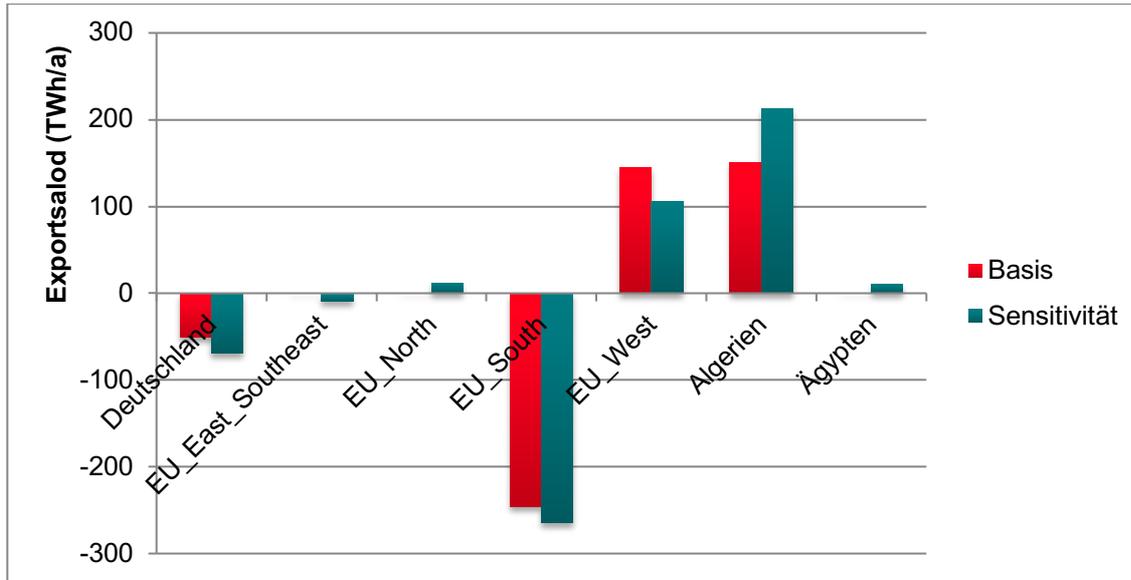


Abb. 4-6 Stromexportsaldo im Jahr 2050 in der Basisvariante und mit niedrigeren Stromtransportkosten

Wird nicht der Transport, sondern die Energieproduktion betrachtet, zeigt sich auch hier eine weniger deutliche Veränderung (vgl. Abb. 4-7): In Deutschland ergibt sich fast keine Änderung der Energieproduktion, während sie in Europa insgesamt zurück geht; die europäische Strom-Importquote steigt von 4 % auf 7 %. Die Erzeugung in Algerien steigt an; im Gegenzug geht die Gesamterzeugung in Ägypten und im Cluster *Nahost* zurück: Ägypten exportiert nun wegen der günstigen Anbindung Energie in Form von Strom, sodass dieser Strom nicht weiter zur Produktion von Wasserstoff oder Synfuels genutzt wird, wodurch die Gesamterzeugung zurückgeht; die insgesamt exportierte Energiemenge ist jedoch konstant. Im Cluster *Nahost* hingegen geht auch die Exportmenge zurück; es verliert einen Teil seines Standortvorteils an Algerien. In Algerien steigt die Stromerzeugung um 15 % an; diese zusätzliche Energieerzeugung wird neben dem Stromexport auch für die vermehrte Erzeugung von synthetischem Methan, Kerosin und Wasserstoff genutzt.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass niedrigere Stromtransportkosten zu einer leichten Verschiebung der Energieproduktion nach Algerien und etwas höheren europäischen Importquoten führen, aber nicht zu grundsätzlichen Änderungen der Versorgungsstruktur.

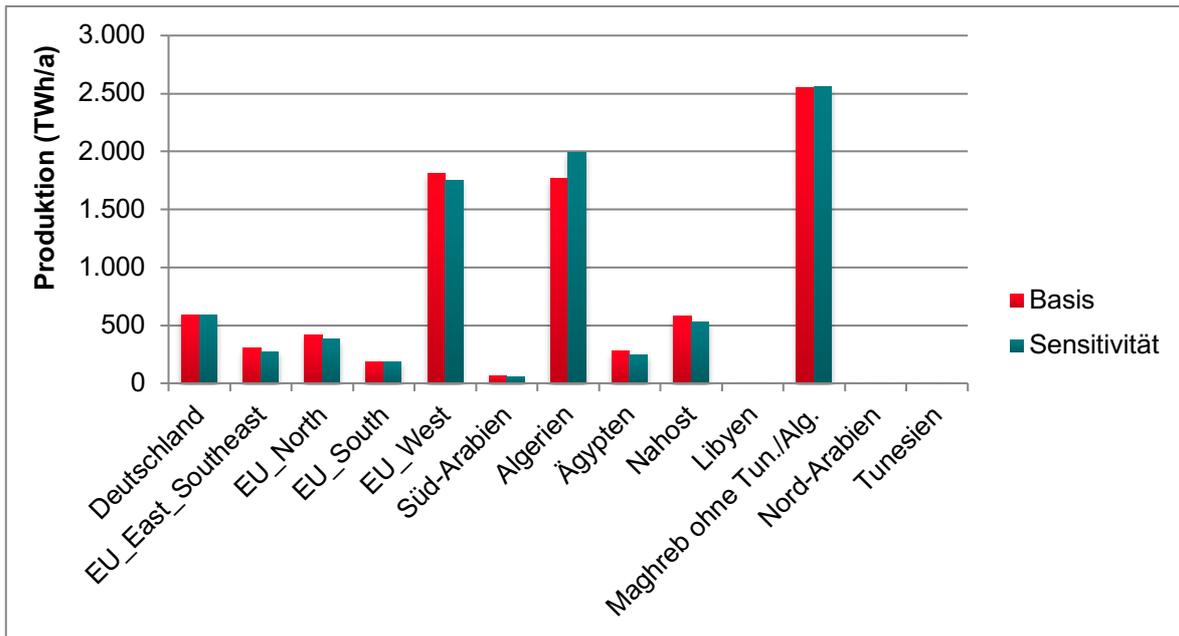


Abb. 4-7 Produzierte Energiemengen von EE-Strom, Wasserstoff, synthetischem Methan, Diesel und Kerosin im Jahr 2050 in der Basisvariante und mit niedrigeren Stromtransportkosten

4.2.4 Der Einfluss niedrigerer Wasserstoff-Pipelinekosten

Wird angenommen, dass die Fließgeschwindigkeit in Wasserstoffpipelines höher ist und damit die spezifischen Kosten je Übertragungsleistung sinken, führt dies zu einer Steigerung des Wasserstofftransports um etwa 16 %. Vor allem der Wasserstoffexport aus der Region Maghreb ohne Tunesien und Algerien nimmt zu, wie Abb. 4-8 zeigt.

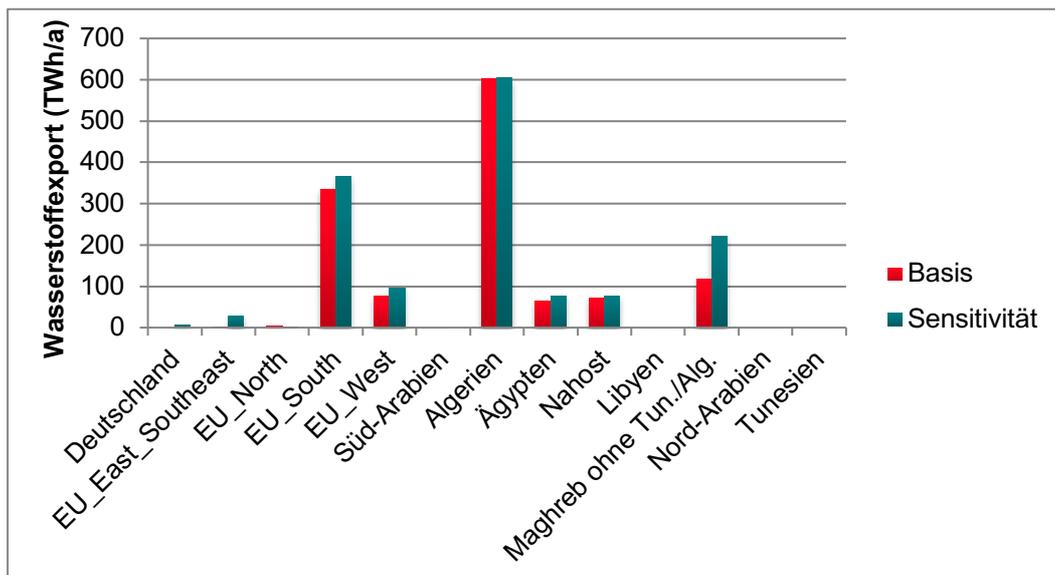


Abb. 4-8 Exportierte Wasserstoffmengen im Jahr 2050 in TWh in der Basisvariante und mit niedrigeren Kosten für Wasserstoffpipelines

Bei der Betrachtung der insgesamt produzierten Energiemengen (vgl. Abb. 4-9) fällt auf, dass die Erzeugung in der Region *Maghreb ohne Tun/Alg* nahezu konstant bleibt. Es findet also eine Verlagerung der Produktion von anderen Energieträgern hin zu Wasserstoff statt. In Algerien steigt die Gesamterzeugung, obwohl es dort keine zunehmenden Wasserstoffexporte gibt. Hier wird die Produktionsverlagerung kompensiert: Die Menge an Wasserstoff-Folgeprodukten, die in der Region *Maghreb ohne Tun/Alg* nicht mehr produziert werden, werden nun in Algerien erzeugt und von dort exportiert.

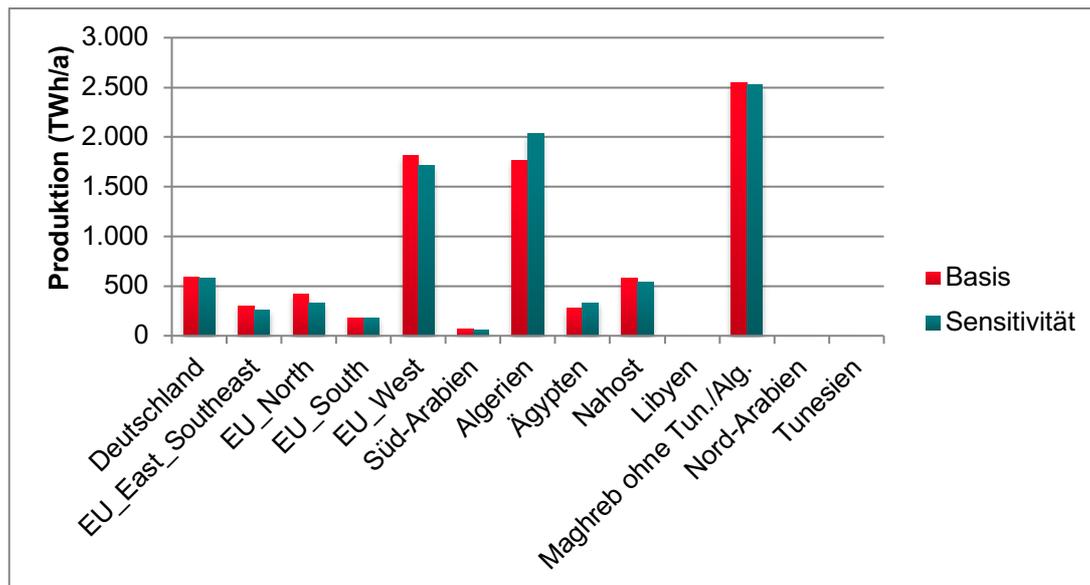


Abb. 4-9 Produzierte Energiemengen von EE-Strom, Wasserstoff, synthetischem Methan, Diesel und Kerosin im Jahr 2050 in der Basisvariante und mit niedrigeren Kosten für Wasserstoffpipelines

Auch für die Sensitivität zu niedrigeren Kosten für Wasserstoffpipelines lässt sich festhalten, dass die Variation der Parameter zu einer leichten Verschiebung innerhalb der Produktion und des Transports der Energieträger führt, während sich die regionale Erzeugungscharakteristik kaum ändert und robust gegenüber der Variation dieses Parameters ist.

4.3 Einfluss einer See- statt Land-Pipelineverbindung zwischen Nahostcluster und Südosteuropa

Diese Sensitivität baut nicht wie die vorhergehenden Transportsensitivitäten auf dem reduzierten Systemzuschnitt, sondern auf dem vollständigen Basisszenario „Brennstoffmix“ für das System „DE+Europa+MENA“ auf. Einziger Unterschied zu diesem ist, dass die möglichen Pipeline-Verbindungen zwischen dem Cluster *Nahost* und dem Cluster *EU_East_Southeast* nicht über Land führen, sondern zu höheren Kosten durch das Mittelmeer. Hiermit soll überprüft werden, ob das Nahostcluster auch ohne eine (womöglich schwierig umzusetzende) Landverbindung nach Europa Standortvorteile bietet.

Es zeigt sich in den Ergebnissen dieser Sensitivität, dass die Summe des Energieexports über die Energieträger aus dem Nahostcluster insgesamt abnimmt (siehe Abb.

4-10). Der Export von Kerosin hingegen nimmt zu, es wird zum größten Teil über Tanker transportiert.

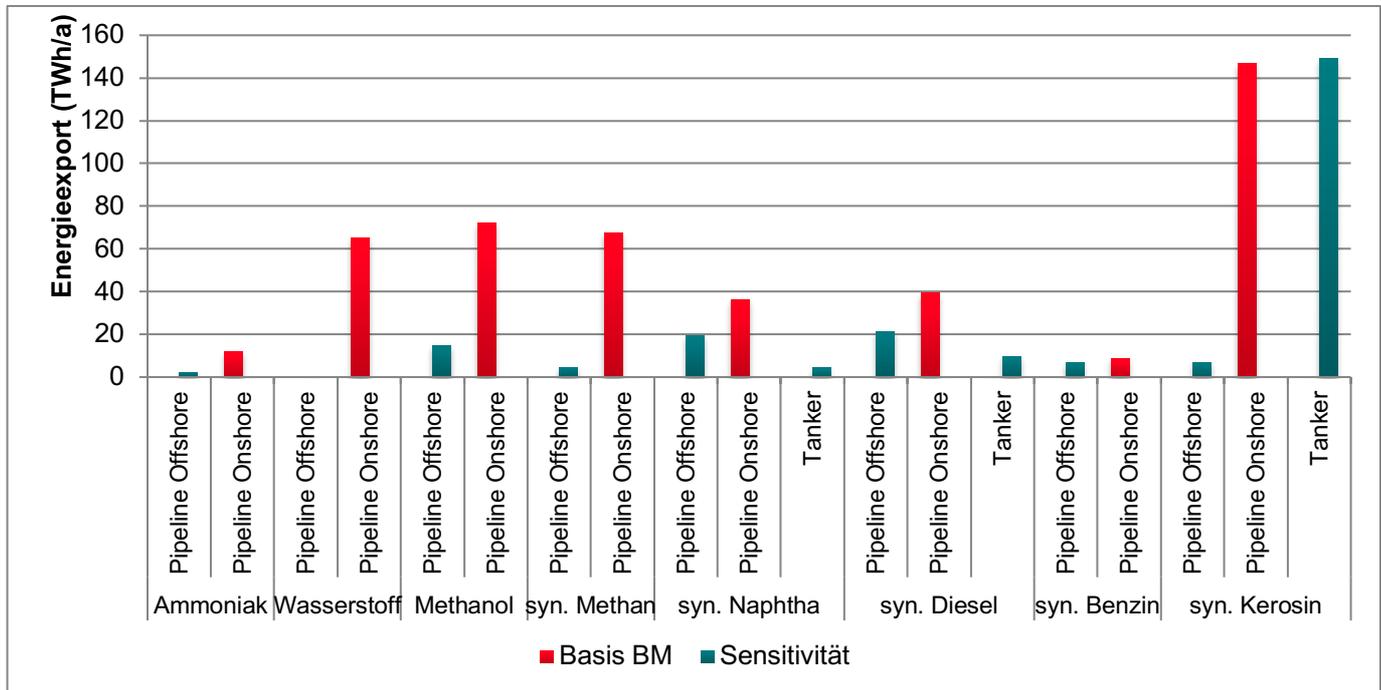


Abb. 4-10 Exportierte Energiemengen aus dem Cluster Nahost im Basisszenario „Brennstoffmix“ (BM) und in der Sensitivität mit See- statt Landverbindung im Jahr 2050

Bei der Betrachtung der Erzeugungsstruktur in der Region (Abb. 4-11), zeigt sich der Grund für die Verlagerung: Die Stromerzeugung, die die Basis aller weiteren Syntheseschritte ist, ist nahezu konstant und auch die Wasserstoffmenge unterscheidet sich nicht. Diese Energieformen werden im Folgenden nicht mehr dazu genutzt, Methan oder Ammoniak zu produzieren. Stattdessen wird mehr Methanol und daraus Kerosin produziert, das über Tanker verschifft wird. Der Energieaufwand dafür ist insgesamt höher, sodass trotz gleichem Energieeinsatz eine geringere Gesamtenergiemenge exportiert wird.

Mit Kerosin wird aus der zu günstigen Konditionen verfügbaren Energiemenge das „höherwertige“, also mit mehr Energieaufwand verbundene Gut, produziert, das jedoch im Verhältnis zum Herstellungsaufwand geringere Transportkosten aufweist.

Im Gegenzug zur Energieträgerverschiebung im Cluster Nahost sinkt in der Sensitivität in der Region Maghreb ohne Tunesien und Algerien die Kerosin-Produktion, dafür steigt der Export von Wasserstoff, Methan und Methanol über Landpipelines an. Die erzeugte Strommenge bleibt für Maghreb ohne Tunesien und Algerien ebenso wie für alle anderen Regionen nahezu konstant. Dieses Ergebnis zusammen mit der Tatsache, dass keine Verlagerung in andere Exportregionen stattfindet, die durch die Tankeranbindung konkurrenzfähig werden könnten, lässt darauf schließen, dass die Charakteristik der regenerativen Erzeugung in der Region als Standortvorteil die Landanbindung überwiegt.

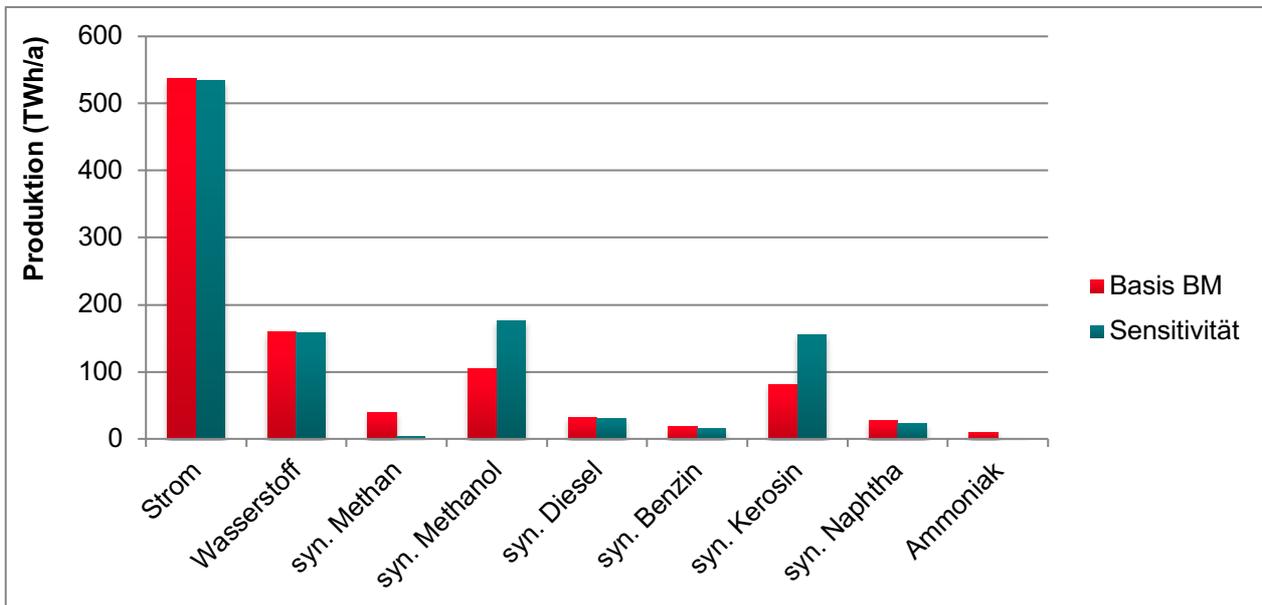


Abb. 4-11 Produzierte Energiemengen im Cluster Nahost im Basisszenario „Brennstoffmix“ (BM) und in der Sensitivität mit See- statt Landverbindung im Jahr 2050

4.4 Zusammenfassung und Implikationen zu Transportsensitivitäten

Die Variationen der Transportkosten zeigen, dass die Modellierungsergebnisse eine hohe Robustheit gegenüber diesen Änderungen aufweisen.

Die größten Änderungen sind in der Variante mit allgemein höheren Transportkosten zu beobachten, wo besonders die transportierten Energiemengen von Strom und Wasserstoff, somit den Produkten, die im Verhältnis zum notwendigen Energieeinsatz hohe Transportkosten haben, zurückgehen und sich ein Teil der Erzeugung aus der MENA-Region nach Europa, insbesondere nach Westeuropa, verlagert. Doch der Import aus der MENA-Region spielt weiterhin eine wichtige Rolle, wobei vor allem in Zentral-Nordafrika (Algerien, Ägypten) die Produktion zurückgeht.

Bei allen anderen Kostenvariationen sind die Auswirkungen geringer und die regionale Verteilung der Energieproduktion verändert sich nur wenig: Durch niedrigere Tankerkosten ändert sich zwar die Transportform, aber nicht die Struktur der Energieerzeugung in den Lieferregionen oder deren Verhältnis untereinander. Auch werden dadurch keine neuen Lieferregionen erschlossen. Werden geringere Kosten für den Stromtransport angenommen, zeigen die Ergebnisse eine zusätzliche Stromverbindungen aus Ägypten und eine Steigerung der Rolle Algeriens sowie etwas höhere Importquoten in Europa. Doch auch hier lässt sich keine grundsätzlichere Änderung der Versorgungsstruktur feststellen. Auch günstigere Wasserstoffpipelines führen nicht zu einer wesentlichen Änderung der regionalen Erzeugungscharakteristik, sondern nur zu einer leichten Verschiebung innerhalb der Produktion und des Transports der Energieträger.

Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass trotz leichter Verschiebungen in den Transportformen die Auswahl der Erzeugungsregionen und die dort produzierte Energie-

menge eher robust gegenüber einzelnen Variationen der Transportkosten ist, solange sich ausschließlich die Binnenverhältnisse der Transportkosten ändern. Dies wird in Abb. 4-12 verdeutlicht: Die Stromproduktion, Basis für alle weiteren Prozessschritte, in den Regionen, ändert sich in den Sensitivitäten nur geringfügig. Einzig eine deutliche Erhöhung aller Transportkosten führt zu geringerer Erzeugung in MENA und höherer Erzeugung in Europa. Das führt zu der Schlussfolgerung, dass die regionale Charakteristik der regenerativen Stromerzeugung die Rolle der Erzeugungsregionen dominiert und die Kostenannahmen zum Transport von geringerer Bedeutung sind. Am stärksten sind die Erzeugungsländer Algerien und Ägypten von Variationen der Transportkosten betroffen. Die Aussage, dass die Kosten des Transports sekundär gegenüber der Erzeugungscharakteristik in den Regionen sind, wird auch durch die Ergebnisse zur Sensitivität See- statt Landverbindungen im Osten (siehe Kapitel 4.3) gestützt: Durch die geänderten Transportkosten verschiebt sich die Herstellung von Methan und Ammoniak hin zu stärker prozessierten Kraft- und Brennstoffen, doch die dafür genutzte Strommenge ist nahezu identisch. Vor dem Hintergrund muss die im Bericht zu den Ergebnissen der Basisszenarien → *Teilbericht 6* getroffene Aussage, dass die geringe Transportdistanz und die Landanbindung entscheidende Standortvorteile sind, relativiert werden.

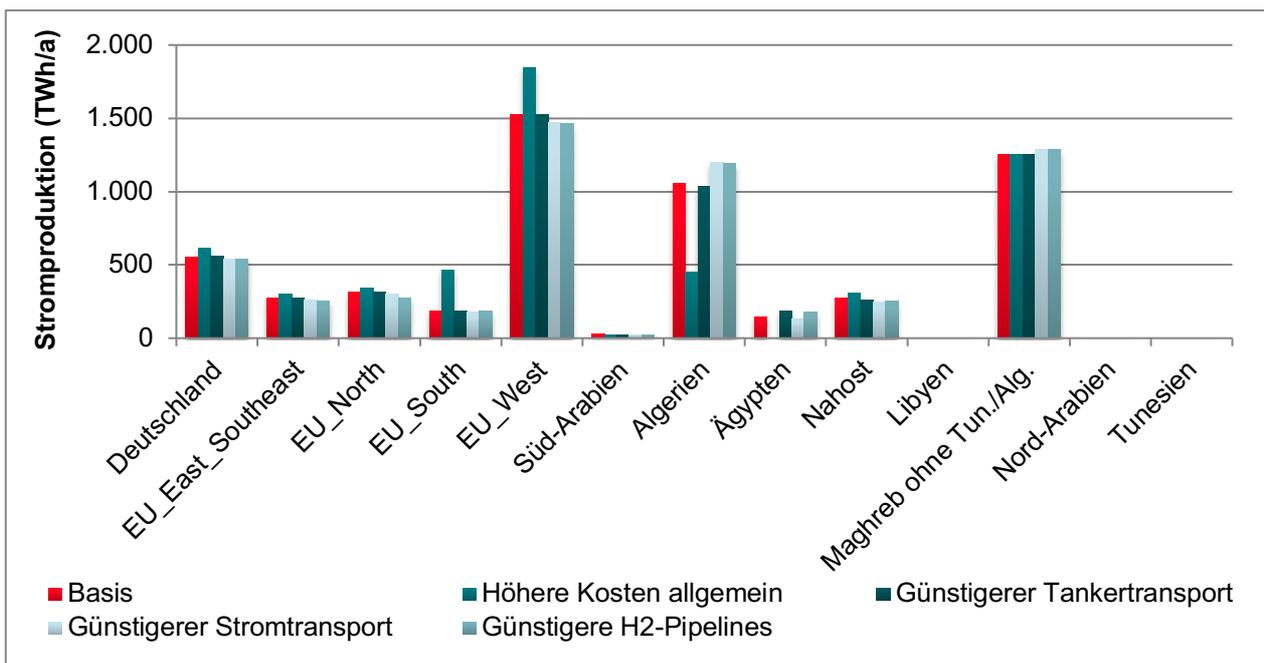


Abb. 4-12 Stromproduktion nach Regionen im Jahr 2050 in den Sensitivitätsrechnungen zu Transportkosten

5 Sensitivität: Variation in der unterjährigen zeitlichen Auflösung

Die Modellkomplexität in den Basisszenarien ist aufgrund der Vielzahl an zu berücksichtigenden Regionen, Energieträgern, Erzeugungs-, Konversions-, Speicher- und Transporttechnologien und dem weiten zeitlichen Bezugsrahmen von 2030-2059 hoch (→ *Teilbericht 6*). Da die Rechenleistung jedoch begrenzt ist, müssen an anderen Stellen Maßnahmen zur Komplexitätsreduktion getroffen werden. So wird unter anderem die unterjährige zeitliche Auflösung auf 25 Stunden reduziert. Durch die Datenvorbereitung ist sichergestellt, dass die jeweiligen Volllaststunden einer Last- bzw. Einspeiseganglinie stets denjenigen der eingehenden, nicht aggregierten Ursprungszeitreihe entsprechen. Insbesondere wöchentliche und saisonale Schwankungen im Verlauf eines Jahres über die gesamten 8.760 Stunden können durch die Aggregation der unterjährigen Zeitverläufe auf die 25 Stunden jedoch nur bedingt und beispielhaft repräsentiert werden. Entsprechend können regionen-spezifische Charakteristika im Jahresverlauf besser repräsentiert werden, je höher die unterjährige zeitliche Auflösung ist. Diese können jedoch für die Auswahl von Erzeugungs- sowie Weiterverarbeitungsstandorten in der Systemauslegung durch das Optimierungsmodell und damit auch für die benötigte Transportinfrastruktur mitentscheidend sein.

Um diesem Aspekt Rechnung zu tragen, wird in einem räumlich- und technologisch reduzierten System der Einfluss höherer, unterjähriger Zeitaufösungen auf die Auswahl der Erzeugungsstandorte und die Ausgestaltung der Transportinfrastrukturen analysiert. Die Anpassungen des Systemzuschnitts gegenüber den Basisszenarien werden in Kapitel 5.1 beschrieben. In Kapitel 5.2 werden anschließend die Ergebnisse der für die Sensitivitätsanalyse durchgeführten Modellrechnungen analysiert und basierend darauf in Kapitel 5.3 Implikationen abgeleitet.

5.1 Anpassungen im Vergleich zu den Basisszenarien

Der reduzierte Systemzuschnitt für die Sensitivität zur zeitlichen Auflösung basiert auf dem räumlichen Systemzuschnitt „DE+Europa+MENA“ sowie dem Basisszenario „Brennstoffmix“ (→ *Teilbericht 6*). Da die Modellkomplexität hier jedoch bezüglich der zur Verfügung stehenden Rechenleistung bereits ausgereizt ist, muss zur Erhöhung der zeitlichen Auflösung eine starke Reduktion bezüglich sowohl der berücksichtigten Energieträger als auch der zur Verfügung stehenden Technologien vorgenommen werden. Aus diesem Grund wird nur die Endnachfrage nach Strom und Wasserstoff im System berücksichtigt – in diesem Untersuchungsfall interessiert im Wesentlichen die Frage, welche EE genutzt werden, und weniger die technologische Ausgestaltung der Konversionsrouten. Um in Summe einen Gesamtbedarf aller Kraftstoffe und den dafür notwendigen zusätzlichen Strombedarf zu berücksichtigen, der demjenigen im zugrunde liegenden Basisszenario „Brennstoffmix“ entspricht, wird der Wasserstoffbedarf hochskaliert. Auf diesem Weg kommen die Potenzialgrenzen der Stromerzeugungstechnologien mit derselben Relevanz zum Tragen wie im vollständigen System auch. Entsprechend können alle Technologien ausgeschlossen werden, die nicht zur Strom- und Wasserstoffproduktion sowie ihrem Transport benötigt werden.

Da in dieser angestrebten Konfiguration jedoch noch immer keine für die Sensitivitätsanalyse ausreichende zeitliche Auflösung erreicht werden kann, muss der Systemzuschnitt noch weiter reduziert werden. So wird jeweils nur eine Technologie zur Wasserelektrolyse (alkalische Elektrolyse) und Meerwasserentsalzung (Umkehrosmose) zugelassen. Um eine möglichst hohe Komplexitätsreduktion zu erreichen, werden nur diejenigen Technologien berücksichtigt, die ohne den zusätzlichen Hilfsenergieträger Wärme als Input bzw. Output im Modell abgebildet sind. Da zudem in den vorangegangenen Modellrechnungen PV gegenüber CSP innerhalb der Stromerzeugungstechnologie im gesetzten Systemzuschnitt unter techno-ökonomischen Gesichtspunkten bevorzugt wurde, wird auch CSP ausgeschlossen. Darüber hinaus wird auch der räumliche Zuschnitt gegenüber den Basisszenarien begrenzt, indem diejenigen MENA-Länder ausgeschlossen werden, die in den gelösten Testrechnungen mit der zunächst angestrebten Systemkonfiguration (siehe oben), aber für die Sensitivitätsanalyse noch zu geringer zeitlicher Auflösung, nicht als Erzeugungsstandorte ausgewählt werden. Dabei handelt es sich um Libyen, Ägypten und das Cluster *Nord-Arabien*. Da zudem in diesen Testrechnungen keine Transportkapazitäten zwischen den MENA-Ländern aufgebaut werden, werden diese als Transpotrouten ebenfalls ausgeschlossen.

Die erreichte Systemkonfiguration unterscheidet sich schließlich recht stark von dem Basissystem im Szenario Brennstoffmix und enthält keine flüssigen Brenn- und Kraftstoffe sowie einen begrenzten räumlichen Zuschnitt hinsichtlich der berücksichtigten MENA-Regionen. Der Vergleich der Ergebnisse dieser reduzierten Konfiguration mit dem Basisszenario „Brennstoffmix“ zeigt jedoch eine grundsätzlich hohe Übereinstimmung in der Höhe der Energieerzeugung und auch im Verhältnis der Regionen untereinander, so dass die aus dem vereinfachten System abgeleiteten Schlussfolgerungen größtenteils als valide auch für das vollständige System in den Basisszenarien angesehen werden können. Eine Ausnahme stellen Ägypten und das Cluster *Süd-Arabien* dar, die in den Basisszenarien mit geringen Produktionsmengen als Standorte ausgewählt wurden und in dem reduzierten Systemzuschnitt für die zeitliche Sensitivität nicht enthalten sind. In der Sensitivitätsanalyse stehen jedoch übergeordnete Schlussfolgerungen bezüglich der Robustheit der Modellergebnisse gegenüber Variationen in der unterjährigen zeitlichen Auflösung im Vordergrund, als dass Einzelbeobachtungen zu spezifischen Clustern auf die Ergebnisse des Basissystems übertragen werden sollen.

In dieser Konfiguration wurden schließlich vier Rechnungen durchgeführt, um die Sensitivität der Systemauslegung durch eine steigende zeitliche Auflösung zu testen. Diese sind in Tab. 5-1 dargestellt. In der maximalen zeitlichen Auflösung kann diese gegenüber derjenigen in der Basis-Konfiguration und damit der Auflösung in allen anderen Szenariorechnungen um den Faktor 7,2 erhöht werden.

Tab. 5-1 Berücksichtigte unterjährige Auflösungen in den Rechnungen zur zeitlichen Sensitivität

Unterjährige zeitliche Auflösung in h/a + Bezeichnung	Faktor gegenüber Basis
25 h/a (Basis)	1
52 h/a	2,01
120 h/a	4,8
179 h/a	7,2

5.2 Ergebnisse

Eine Analyse der Erzeugungs- und Produktionsstandorte zeigt, dass sich mit zunehmender zeitlicher Auflösung die Erzeugung von Strom und Wasserstoff aus der MENA-Region nach Europa verlagert. Dies ist in Tab. 5-2 für Strom (welcher als Zwischenprodukt auch zur Wasserstoffherstellung benötigt wird) dargestellt. Besonders deutlich wird der Effekt ab einer zeitlichen Auflösung von 120 Zeitschritten. In der Basis-Konfiguration mit 25 Zeitschritten werden 31 % der über den gesamten Zeitraum kumuliert erzeugten Strommenge in der MENA-Region produziert. Bei 52 Zeitschritten ist der Anteil mit 29 % noch ähnlich groß. Bei 120 bzw. 179 Zeitschritten sind es jeweils nur noch 19 % bzw. 18 %.

Tab. 5-2 Stromerzeugungsanteile nach Regionen über den gesamten Betrachtungszeitraum

Zeitliche Auflösung	25 h/a	52 h/a	120 h/a	179 h/a
MENA	31 %	29 %	19 %	18 %
Europa (außer Deutschland)	56 %	59 %	71 %	69 %
Deutschland	13 %	12 %	11 %	14 %

Entsprechend zeigen sich mit zunehmend zeitlicher Auflösung sinkende Importquoten Deutschlands bzw. Europas, die beispielhaft für das Jahr 2050 in Tab. 5-3 dargestellt sind. Eine Ausnahme stellt der Stromimport nach Deutschland dar: Dieser steigt in den höheren zeitlichen Auflösungen gegenüber der Basis-Konfiguration recht stark an, da Deutschland in diesen Konfigurationen auch heimisch Wasserstoff erzeugt und dafür Strom aus dem umliegenden europäischen Ausland importiert. Kumuliert für Gesamt-Europa nimmt der Stromimport jedoch von 3,2 % bei einer berücksichtigten zeitlichen Auflösung von 25 Zeitschritten ab auf 2,5 % bei 52 Zeitschritten ab. Für 120 und 179 Zeitschritte wird fast gar kein Strom mehr aus der MENA-Region nach Europa importiert. Für Wasserstoff beläuft sich der Import in 2050 in den beiden geringen zeitlichen Auflösungen auf ca. 75 %, in den beiden höheren zeitlichen Auflösungen liegt er bei ca. 45%.

Tab. 5-3 Importquoten für Deutschland und Gesamteuropa nach Energieträgern für Modellläufe in unterschiedlicher zeitlicher Auflösung für 2050

Zeitliche Auflösung	25 h/a	52 h/a	120 h/a	179 h/a
Deutschland				
Stromimport	1,3 %	24,5 %	29,4 %	11,3 %
Wasserstoffimport	100,0 %	92,5 %	92,3 %	87,6 %
Europa (inkl. Deutschland)				
Stromimport	3,2 %	2,5 %	0,0 %	0,6 %
Wasserstoffimport	74,8 %	77,1 %	43,3 %	46,4 %

Auch ein Vergleich der produzierten Energiemengen in 2050 differenziert nach Clustern für die verschiedenen zeitlichen Auflösungen zeigt, dass sich besonders die Standortwahl innerhalb der MENA-Region als sensitiv in Bezug auf die zeitliche Auflösung der Modellierung erweist. Dies ist in Abb. 5-1 veranschaulicht.

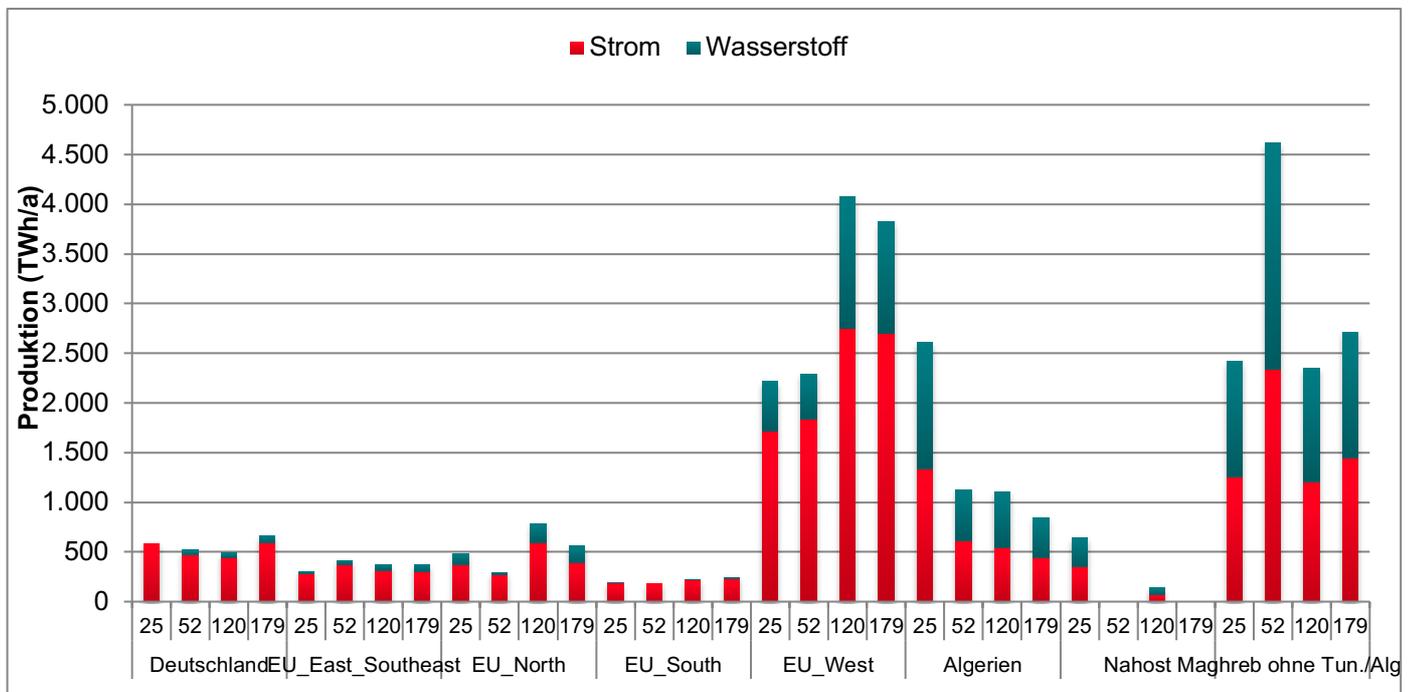


Abb. 5-1 Jährliche Produktion von Wasserstoff und Elektrizität in 2050 nach Ländern und Regionen für Modellläufe in unterschiedlicher zeitlicher Auflösung

Das Nahost-Cluster wird in den höheren zeitlichen Auflösungen als Erzeugungsstandort fast gar nicht mehr genutzt. Bei einer Verdopplung der Zeitschritte verlagert sich die Produktion von Strom bzw. des schließlich exportieren Wasserstoffs in die Region *Maghreb ohne Tun./Alg.* Auch aus Algerien verlagert sich ein Großteil der Erzeugung hierhin. Die regenerativen Potenziale dieser Regionen zeigen sehr ähnlich günstige Erzeugungscharakteristika und ähnlich weite Transportdistanzen. Hier zeigen sich sogenannte „Penny-Switching-Effekte“, die ein bekanntes Phänomen im

Einsatz von linearen Kostenoptimierungsalgorithmen sind¹⁴. Die optimalen Modell-ergebnisse liegen unter den gegebenen Konfigurationen nah beieinander und die Standortauswahl innerhalb dieser drei MENA-Regionen zeigt sich nicht vollständig robust gegenüber Variationen in der zeitlichen Auflösung zwischen 25 und 52 Zeitschritten. Bei noch weiter steigender zeitlicher Auflösung wird dieser Erzeugungsanteil aus Algerien anstatt in die Region *Maghreb ohne Tun/Alg* in das Cluster *Westeuropa* verschoben. Zwischen den zeitlichen Auflösungen von 120 und 179 Stunden pro Jahr ergeben sich weniger starke Schwankungen in der Auswahl der Erzeugungsstandorte in der MENA-Region.

Auch neben der besonders prägnanten Verlagerung aus den MENA-Ländern in das Cluster *EU_West* zeigen sich Schwankungen in der Standortauswahl in den berücksichtigten Modellläufen, die sich nur in Teilen ebenfalls durch eine Standortverlagerung aus der MENA-Region erklären lassen und auch Verlagerungen zwischen den europäischen Regionen zeigen. Die höchste Abweichung ergibt sich innerhalb des Clusters *EU_North*: Die erzeugte Strommenge über den gesamten Betrachtungszeitraum liegt im Modelllauf mit einer zeitlichen Auflösung von 120 h/a ca. eineinhalb mal so hoch wie in der Basis-Konfiguration. Deutschland gewinnt als Erzeugungsstandort in Summe über alle Energieträger vor allem in der höchsten zeitlichen Auflösung an Relevanz; außerdem wird in allen Systemen außer der Basis-Konfiguration Wasserstoff auch heimisch erzeugt. Zudem nimmt die Erzeugung von Strom und Wasserstoff sowohl im Cluster *EU_East_Southeast* als auch im Cluster *EU_South* zu.

Die Standortverlagerung der Strom- und Wasserstofferzeugung aus der MENA-Region nach Europa ergibt sich vor allem durch eine Verschiebung innerhalb der genutzten Stromerzeugungstechnologien von PV zu Wind. In einer zunehmenden zeitlichen Auflösung erweist es sich in der gegebenen Systemkonfiguration als günstiger, stärker Wind-Potenziale zu nutzen als in der Basis-Konfiguration. Wie Tab. 5-4 zeigt, wird in der Basis-Konfiguration noch 46 % der erzeugten Strommenge aus PV zur Verfügung gestellt. In der höchsten berücksichtigten zeitlichen Auflösung mit 179 Zeitschritten beläuft sich dieser Anteil nur noch auf etwas mehr als ein Drittel. Der Anteil der Stromerzeugung aus Wind steigt entsprechend an.

Tab. 5-4 Erzeugungsanteil nach Technologiegruppen über alle Regionen für Modellläufe in unterschiedlicher zeitlicher Auflösung für 2030 bis 2050

	25 h/a	52 h/a	120 h/a	179 h/a
PV	46,2%	43,5%	37,5%	34,6%
Wind	53,8%	56,5%	62,5%	65,4%

Hierbei ist im Folgenden stets die Summe der Potenzialnutzung aus Wind-Onshore und Wind-Offshore gemeint, wobei die Erzeugung aus Wind-Offshore über den

¹⁴ Üblicherweise wird dieser Begriff genutzt, um einen Umstieg auf andere Technologien unter marginaler Variationen der entsprechenden Investitionskosten zu beschreiben, wodurch bestimmte Technologien oder sogar ganze Wertschöpfungsketten unterschätzt werden (Lopion et al., 2019). In diesem Fall wird er auf die Parametervariation der unterjährigen zeitlichen Auflösung übertragen.

gesamten Betrachtungszeitraum in allen berücksichtigten zeitlichen Auflösungen konstant bleibt und sich die Verschiebung ausschließlich durch eine Nutzung zusätzlicher Onshore-Potenziale ergibt. Diese steigende Relevanz der Wind- bzw. sinkende Relevanz der Solarpotenziale lässt sich mit der Methode begründen, mit der die unterjährigen Zeitreihen aggregiert werden (siehe auch → *Teilbericht 4*). Für Solarenergie werden die Jahreszeitreihen zu synthetischen Tageszeitreihen reduziert, indem Datenpunkte mit definierten Abständen (beispielsweise jede 25. oder 49. Stunde) aus der Jahreszeitreihe genutzt werden. Für Windenergie hingegen wird ein zusammenhängendes Zeitintervall aus der Jahreszeitreihe genutzt, welches die höchste Spreizung zwischen maximalen und minimalen Erzeugungsleistungen beinhaltet, um sicherzustellen, dass die Fluktuation hinreichend abgebildet ist. Für beide Technologien wird die gewonnene Zeitreihe anschließend so skaliert, dass die mittlere Energieerzeugung der im Jahresmittel entspricht.

In Abb. 5-2 sind beispielhaft die daraus resultierenden Einspeisegänglinien in zwei PV-Potenzialkategorien in zwei Regionen dargestellt. Die Leistung ist dabei für die bessere Vergleichbarkeit auf die Nennleistung normiert und stellt somit die Auslastung der Erzeugungsanlagen dar.

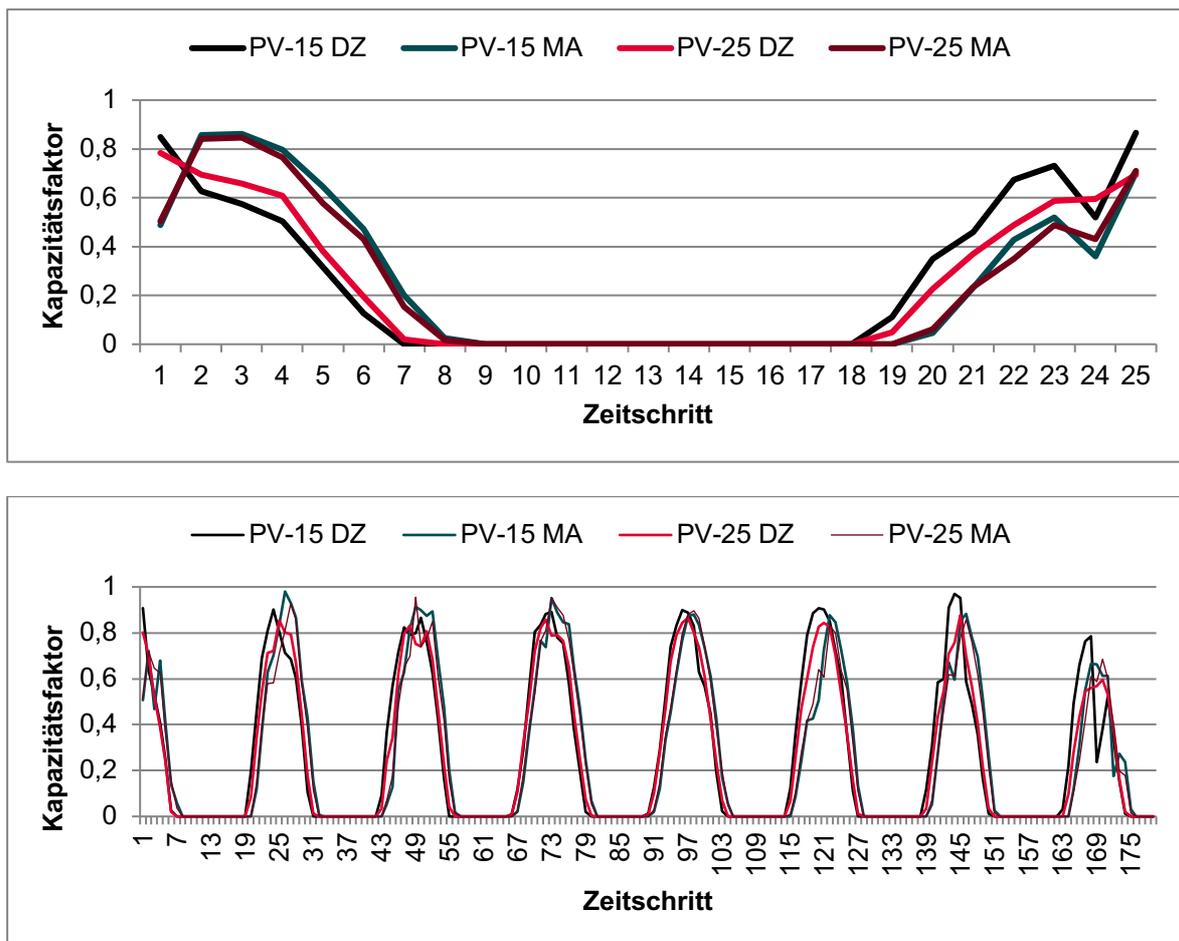


Abb. 5-2 Beispielhafte Anlagenauslastungen für Kostenpotenzialkategorien PV-15 und PV-25, in der Region Maghreb ohne Tunesien und Algerien (MA) und in Algerien (DZ), für eine zeitliche Auflösung von 25 (oben) und 179 Zeitschritten (unten)

Diese Auslastung erreichen in den Wintermonaten nicht so hohe Tagesspitzen wie in der Mitte des Jahres. Bei einer geringen zeitlichen Auflösung (oberes Diagramm) verwischt dieser Effekt hingegen durch die stärkere temporale Aggregation. Obwohl beide Zeitreihen das gleiche Jahresmittel haben, nimmt die Streuung um diese mittlere Auslastung mit steigender zeitlicher Auflösung zu. Da gleichmäßige Auslastungen aber geringere Systemkosten nach sich ziehen (da die Leistung von Speichern, Elektrolyseanlagen etc. entsprechend genauer angepasst werden können), wird die PV-Technologie also mit höherer zeitlicher Auflösung unvorteilhafter.

Dieser Effekt zeigt sich bei der Windenergie nicht. Vielmehr nimmt in einem Ausschnitt über einen längeren Zeitraum die Streuung der Auslastung ab, so dass die Technologie mit höherer zeitlicher Auflösung vorteilhafter wird.

Wegen der unterschiedlichen Verteilung der Potenziale geht mit der Verschiebung von PV zu Wind eine Verschiebung von MENA nach Europa einher. Darüber hinaus werden auch Verschiebungen in der Standortauswahl innerhalb Europas beobachtet (siehe Abb. 5-1). Um diese besser einordnen zu können, ist in Abb. 5-3 die jährlich erzeugte Strommenge in 2050 differenziert nach PV und Wind und europäischen Regionen für die unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen aufgetragen. Für das Cluster *EU_West* zeigt sich, dass bei einer Erhöhung von 25 auf 52 Zeitschritten zunächst eine Verschiebung der erzeugten Energiemenge von PV zu Wind stattfindet. In der zeitlichen Auflösung von 120 und 179 Zeitschritten wird dann die Produktion aus PV sowie Wind gleichermaßen bedeutsam, da ein Großteil der zuvor in der MENA-Region produzierten Energieträger in diesem Cluster erzeugt wird.

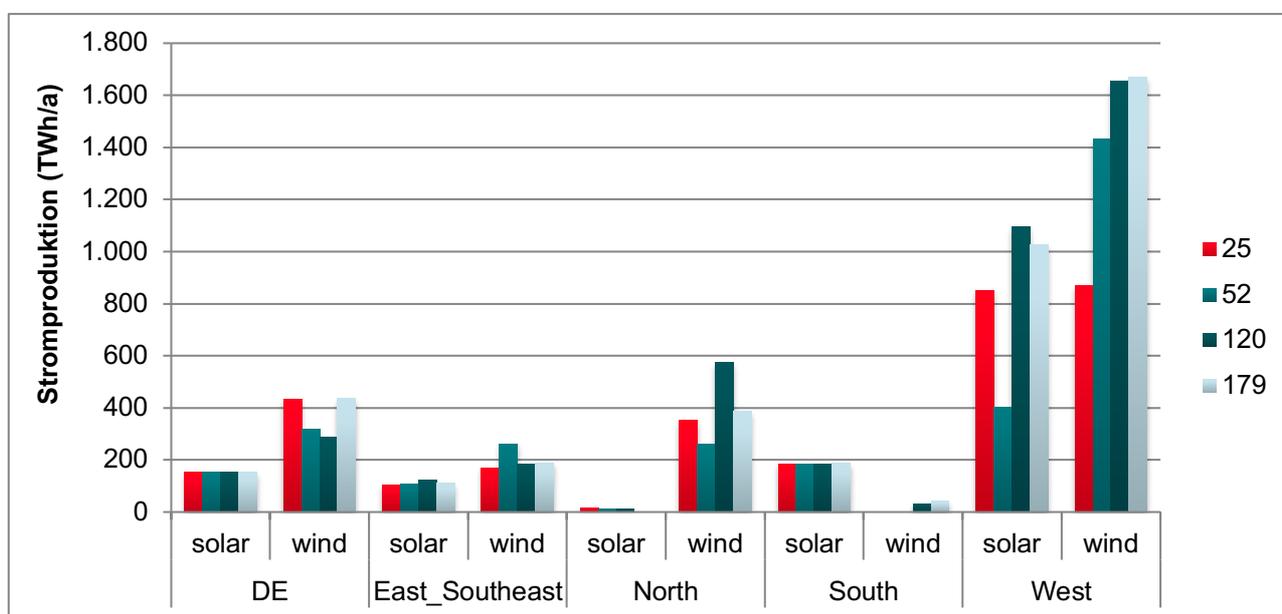


Abb. 5-3 Jährlich erzeugte Strommenge in Europa 2050 nach Technologiegruppe und Region für unterschiedliche zeitlicher Auflösung

Die Verschiebung der Produktionsstandorte zwischen den weiteren europäischen Clustern ergibt sich vor allem aufgrund von Variationen in der Nutzung der Windpotenziale je Cluster. Dies ist durch die Auswahl des Zeitreihenausschnittes der Windpotenziale bestimmt. Wie bei den PV-Einspeiseprofilen wird auch hier

gewährleistet, dass die mittlere Auslastung stets derjenigen der nicht aggregierten Ursprungszeitreihe entspricht. Durch das alleinige Auswahlkriterium der größtmöglichen Spreizung ist es jedoch möglich, dass sich die Verläufe der Einspeiseprofile in den genutzten zeitlichen Auflösungen untereinander unterscheiden. Zufallsbedingt können sich deshalb in einer gewählten zeitlichen Auflösung Einspeiseprofile mehrerer Wind-KP-Kategorien eines Clusters besser ergänzen als in anderen oder aber hinsichtlich einer Kombination mit den PV-Einspeiseprofilen eine besonders hohe Wertigkeit aufweisen.

Eine Konsequenz aus einer höheren zeitlichen Auflösung ist, wie oben erläutert, eine realistischere Abbildung der Speicherbedarfe; die Systemkosten liegen in der höheren zeitlichen Auflösung deswegen höher. Die Verlagerungen auf von PV auf Wind und von MENA nach Europa wirken dabei leicht kostendämpfend. Nichtsdestotrotz zeigt eine Analyse der diskontierten Gesamtkosten über den gesamten Betrachtungszeitraum: Eine Verdoppelung der zeitlichen Auflösung resultiert in ca. 10 % höheren Kosten gegenüber der Basis-Konfiguration. Dies nimmt, wie in Tab. 5-5 dargestellt, bei den hier untersuchten Zeitschritten mit einer weiteren Steigerung der zeitlichen Auflösung nicht weiter zu. Aus diesen Ergebnissen kann allerdings keine Aussage zur Entwicklung der Kosten bei weiter erhöhter zeitlicher Auflösung abgeleitet werden.

Tab. 5-5 Veränderung der diskontierten Gesamtkosten gegenüber Basis-Konfiguration für unterschiedliche zeitliche Auflösungen

Modelllauf	25 h/a (Basis)	52 h/a	120 h/a	179 h/a
Diskontierte Gesamtkosten gegenüber Basis	100%	109,7%	108,8%	110,5%

5.3 Implikationen

Zusammenfassend bestätigen die Ergebnisse der zeitlichen Sensitivitätsanalyse, dass Europa zur Versorgung mit EE-Strom, Wasserstoff und seinen synthetischen Folgeprodukten wesentlich auf Importe angewiesen sein wird. Die genaue Höhe der Importe erweist sich jedoch als sensitiv gegenüber Variationen in der unterjährigen zeitlichen Auflösung. Mit steigender zeitlicher Auflösung verlagert sich die Erzeugung von Strom und Wasserstoff aus der MENA-Region nach Europa, bedingt durch eine zunehmende Nutzung der Wind-Potenziale in Europa anstelle der PV-Potenziale in der MENA-Region. Die Wasserstoff-Importquote für Europa sinkt von ca. 75 % in Basis-Auflösung von 25 h auf ca. 45 % in der höchsten untersuchten zeitlichen Auflösung von 179 h. Dies deutet darauf hin, dass die Rolle der MENA-Region in der Versorgung von Deutschland und Europa mit Strom, Wasserstoff und Synfuels in den durchgeführten techno-ökonomischen Szenarien- und Variantenrechnungen überschätzt worden sein könnte. Auf der anderen Seite sind werden die diskontierten Gesamtkosten vermutlich unterschätzt. Die mithilfe der durchgeführten Sensitivitätsanalysen abgeschätzte Kostensteigerung liegt bei ca. 10 % in den Modellrechnungen mit höherer zeitlicher Auflösung gegenüber der Basis-Konfiguration.

Die Sensitivität bestätigt zudem die Auswahl der bevorzugten Lieferländer aus der MENA-Region, die größtenteils geografisch nah an Europa liegen und über günstige Erzeugungspotenziale verfügen. Sie deutet jedoch auch darauf hin, dass die Auswahl

der Produktionsstandorte sowohl innerhalb der MENA-Region als auch innerhalb von Europa nicht vollständig robust gegenüber Variationen in der zeitlichen Auflösung in der Abbildung der Einspeisecharakteristik ist und sich möglicherweise sogenannte „Penny-Switching-Effekte“ manifestieren. Im Rahmen von weiterführenden Forschungsarbeiten sollte die Robustheit der Modellergebnisse gegenüber der durch die Zeitreihenaggregation bedingten parametrischen Unsicherheit vertieft validiert werden. In diesem Rahmen sollte auch eine Überarbeitung der vereinfachten temporalen Zeitreihenaggregation überprüft werden, da die Auswirkungen der zeitlichen Auflösung mit der Qualität der Technik zur Komplexitätsreduzierung zusammenhängt (Siala et al., 2022).

6 Sensitivität: Einfluss geringerer fixer Betriebskosten für Offshore-Windenergieanlagen

Bei der Modellierung der Basisszenarien wurde fälschlicherweise ein hoher Wert für die fixen Kosten von Offshore-Windenergieanlagen angenommen: Durch einen Rundungsfehler wurden jährliche Fixkosten in Höhe von 10 % der Investitionen angesetzt, korrekt wären aber Fixkosten in Höhe von 5,5 %. In den Ergebnissen der Basisszenarien mit dem hohen Fixkostenwert zeigt sich, dass nur in sehr geringem Umfang in Offshore-Windenergie investiert wird: Es werden nur die vorgeschriebenen Mindestausbauziele in 2030 umgesetzt, darüber hinaus finden keine Investitionen statt. Nach dem Ende der Lebensdauer der Anlagen wird in 2050 keine Reinvestition vorgenommen. Die modell-seitige Entscheidung für bzw. gegen die Investition in Offshore-Windenergieanlagen hängt dabei von mehreren Parametern ab, u. a. den Betriebs- und Investitionskosten der verschiedenen EE-Anlagen (Wind-Onshore, Wind-Offshore, PV, CSP) sowie dem Potenzial und der zeitlichen Einspeisung der EE-Träger. Dennoch wird im Rahmen der vorliegenden Sensitivität untersucht, inwiefern sich geringere fixe Betriebskosten für Offshore-Windenergieanlagen auf die modell-seitige Investitionsentscheidung für EE-Anlagen auswirken. Die Anpassungen im Rahmen der Sensitivität werden in Kapitel 6.1 beschrieben; die Ergebnisse werden in Kapitel 6.2 erläutert. Implikationen, welche sich aus den hohen Betriebskosten für Offshore-Windenergieanlagen ergeben, werden in Kapitel 6.3 zusammengefasst.

6.1 Anpassungen im Vergleich zu den Basisszenarien

Diese Sensitivität wird auf Grundlage des Szenarios „Klassische Antriebe“ für das System „DE+Europa+MENA“ durchgeführt. Dieses bildet die höchste Energienachfrage der drei Szenarien ab, was zu einer stärkeren Ausnutzung auch der teureren EE-Erzeugungspotenziale führt. Tab. 6-1 zeigt, wie die fixen Betriebskosten der Offshore-Windenergieanlagen für diese Sensitivität gegenüber den Basisszenarien variiert werden. Alle weiteren Inputdaten werden für die Sensitivität gemäß dem Szenario „Klassische Antriebe“ übernommen.

Tab. 6-1 Angenommene Kosten für Offshore-Windenergie in den Basisszenarien und in der Sensitivität

		2030		2040		2050	
		Basis (10 %)	Sensitivität (5,5 %)	Basis (10 %)	Sensitivität (5,5 %)	Basis (10 %)	Sensitivität (5,5 %)
Investitionskosten	€/kW	1.800		1.500		1.300	
fixe Betriebskosten	€/(kW*a)	180	99	150	82.5	130	71.5

6.2 Ergebnisse

Es zeigt sich, dass die geringen Fixkosten der Offshore-Windenergie in den Jahren 2030 und 2040, in denen eine Mindestleistung für Offshore-Windenergie in Europa vorgegeben ist, nur zu sehr geringfügigen Änderungen führen. Im Jahr 2050 ist der

Unterschied deutlicher: In den Basisszenarien findet im Jahr 2050 keine Reinvestition statt, in der hier untersuchten Sensitivität hingegen wird in Deutschland fast die gesamte Leistung reinvestiert, in Südost- und Westeuropa wird zudem zusätzliche Kapazität errichtet (siehe Abb. 6-1). Dabei werden die Offshore-Potenziale in der günstigen KP-Kategorie (Offshore-35) vollständig ausgeschöpft. Im Süden und Norden Europas hingegen wird 2050 nicht in Offshore-Windenergieanlagen investiert. Zudem findet in der MENA-Region ebenfalls kein Aufbau von Offshore-Windenergie-Kapazitäten statt. Dabei sei jedoch angemerkt, dass die Offshore-Windenergiepotenziale in der MENA-Region im Vergleich zu den europäischen Potenzialen gering sind; es bestehen lediglich Potenziale in der Region *Maghreb ohne Tun und Alg* sowie im Cluster *Süd-Arabien*.

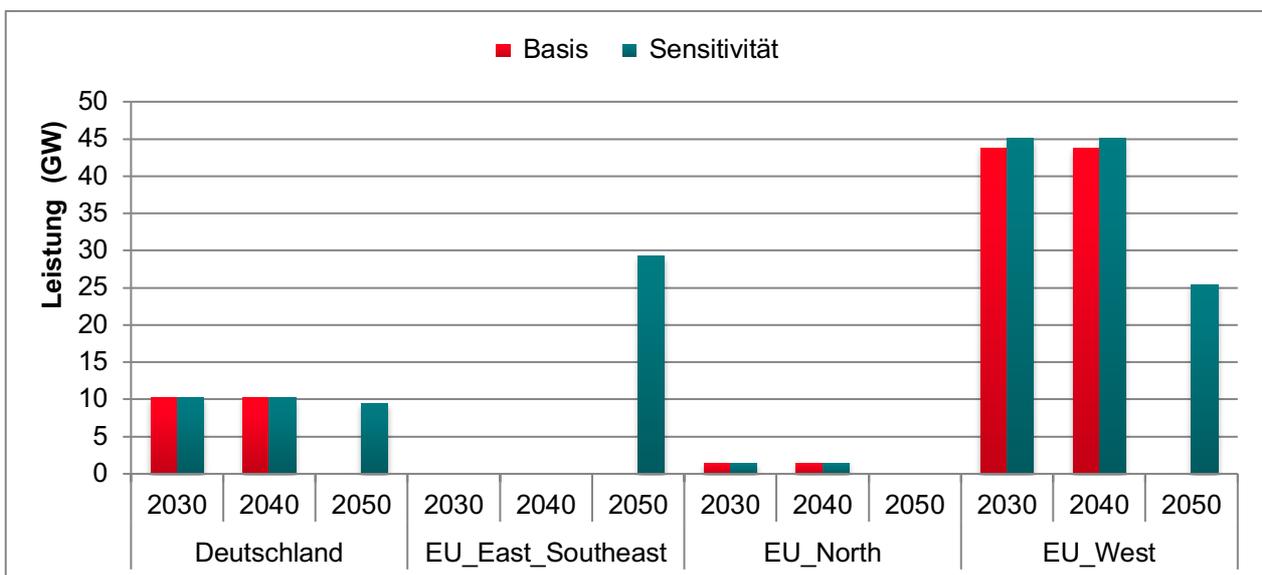


Abb. 6-1 Installierte Leistung der Offshore-Windenergie im Basisszenario und der Sensitivität

Es lässt sich also feststellen, dass die Nutzung der Offshore-Windenergie nur im Jahr 2050 durch die zu hoch angesetzten Kosten unterschätzt wird, in den vorherigen Jahren nicht. Es stellt sich jedoch die Frage, ob diese Unterschätzung einen Einfluss auf die Erzeugungsregionen hat – wird also Strom dadurch in anderen Regionen produziert oder ersetzt die Offshore-Erzeugung nur andere regenerative Erzeugung in denselben Regionen? Abb. 6-2 zeigt die erzeugten Strommengen aus Offshore-Windenergie und aus anderen EE-Technologien in Europa im Jahr 2050. Es zeigt sich, dass die Summe der Erzeugung sich in Deutschland und in Westeuropa etwas ändert: In Deutschland findet im Jahr 2050 insgesamt eine etwas höhere Erzeugung statt, sie steigt um 5 %. In Westeuropa kommt zwar zusätzliche Offshore-Windenergieerzeugung hinzu, die Erzeugung der anderen regenerativen Energien wird aber stärker reduziert, sodass in der Summe die Stromerzeugung in dieser Region um knapp 10 % zurück geht. Abb. 6-2 macht ebenfalls deutlich, dass der Beitrag von Offshore-Windenergie zur gesamten Stromerzeugung vergleichsweise gering ist: Die Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie macht in 2050 nur 9 % der gesamten europäischen Stromerzeugung aus. Sowohl im Basisszenario als auch der Sensitivität

wird in Europa der Strom größtenteils über Onshore-Windenergie, gefolgt von der PV-Technologie erzeugt.

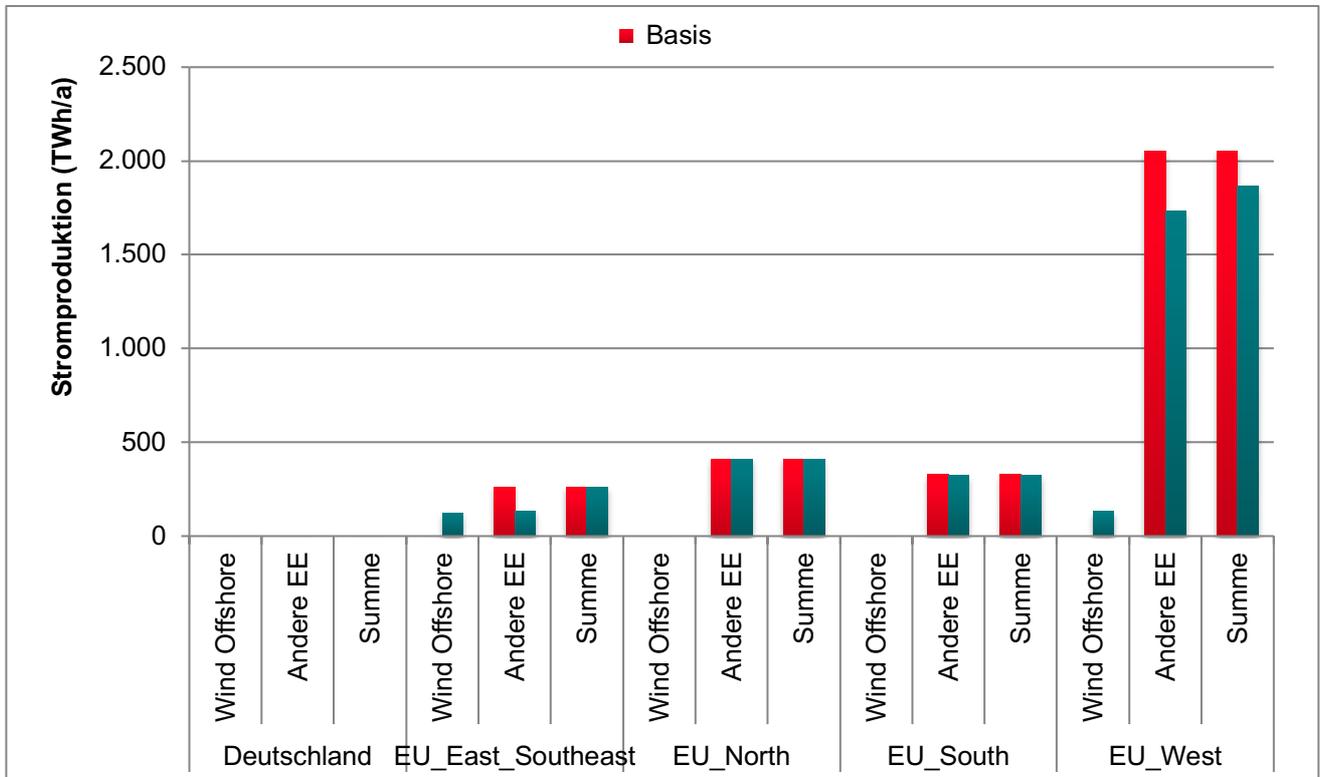


Abb. 6-2 Produzierte Strommenge in Europa im Jahr 2050 im Basisszenario und der Sensitivität

Diese Verschiebungen sind jedoch im Verhältnis zu den gesamten Erzeugungsmengen zu sehen (Abb. 6-3). Hier ist zu erkennen, dass sich zwar leichte Unterschiede in der Höhe der Stromproduktion in den Regionen ergeben, diese aber gering im Verhältnis zur insgesamt produzierten Strommenge sind.

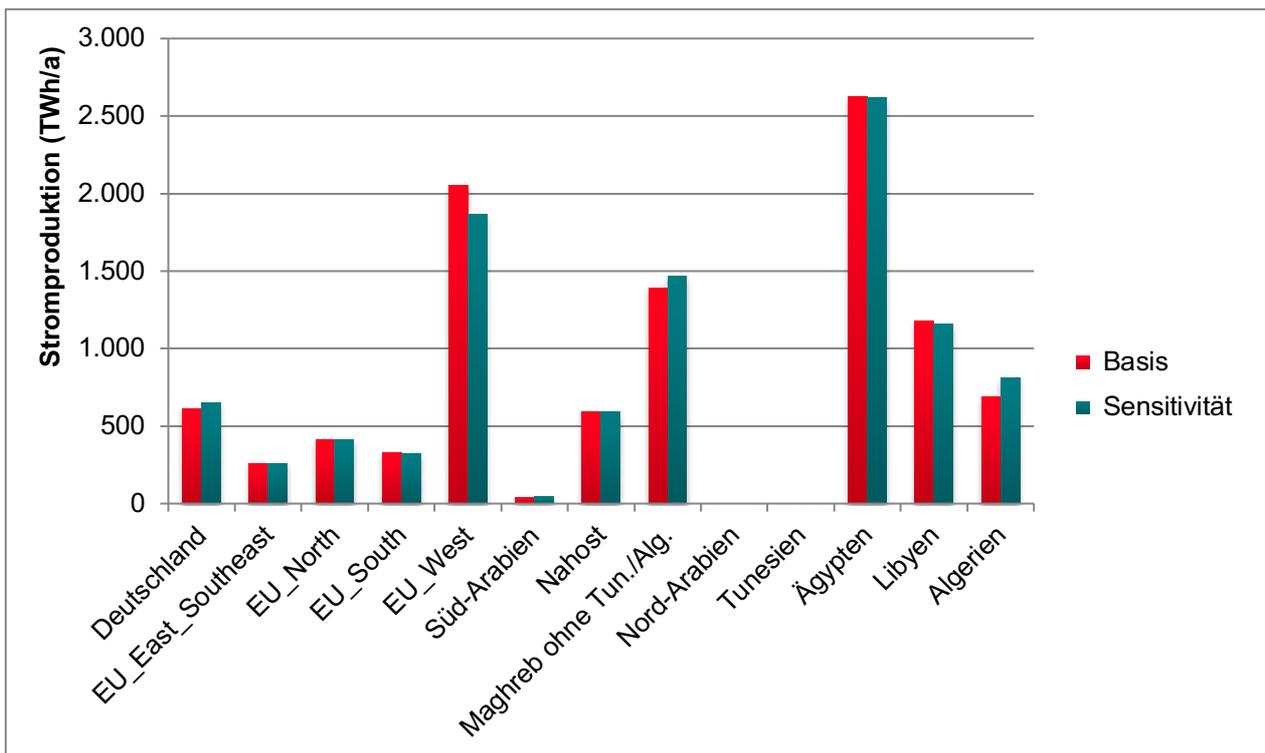


Abb. 6-3 Produzierte Strommenge in Europa und MENA im Basisszenario und der Sensitivität

6.3 Implikationen

Die zu hoch angesetzten Fixkosten der Offshore-Windenergie führen zu einer leichten Verschiebung der Energieproduktion von anderen EE hin zur Offshore-Stromerzeugung. Es wird in 2050 über den vorgegebenen Mindestausbau investiert, allerdings nur in Europa; insgesamt bleibt die Rolle der Offshore-Windenergie untergeordnet gegenüber Onshore-Windenergie und PV. Die Rolle der Erzeugungsländer wird von dieser Verschiebung nur wenig beeinflusst: Das Binnenverhältnis der Erzeugungsmengen bleibt sehr ähnlich und ist den geänderten Fixkosten der Offshore-Windenergie gegenüber als robust anzusehen.

7 Zusammenfassung und kritische Reflexion der Modellierungsergebnisse

Innerhalb des Vorhabens wurde ein umfassendes Energieversorgungsmodell entwickelt und angewendet, um techno-ökonomisch sinnvolle Versorgungspfade Deutschlands und Europas mit EE-Strom, Wasserstoff und seinen synthetischen Folgeprodukten unter Einbezug der MENA-Region identifizieren zu können. Dem Modell liegt eine umfassende Datenbasis zu Erzeugungs- und Konversionstechnologien und damit auch Endprodukten zugrunde. Insbesondere werden Synergien zwischen verschiedenen Technologien, wie zum Beispiel die Wasser- oder Abwärmenutzung, explizit abgebildet. Darüber hinaus wird eine Vielzahl an Transporttechnologien abgebildet: Neben dem Stromtransport werden sowohl der Tanker- als auch der Pipelinetransport berücksichtigt, zudem wird zwischen dem Pipelinetransport auf Land und auf See differenziert. Der Transport wird differenziert für alle nachgefragten Energieträger modelliert und es können Verbindungen zwischen allen Ländern Europas und der MENA-Region abgebildet werden.

Eine weitere Stärke des Ansatzes ist die explizite Modellierung der MENA-Region. Der zeitliche und geografische Ausbau von Anlagenkapazitäten in der MENA-Region kann damit explizit und differenziert nach Ländern bzw. Regionen abgebildet werden. Darüber hinaus werden die EE-Potenziale in der MENA-Region sehr differenziert nach KP-Kategorie modelliert. Diese detaillierte Berücksichtigung der MENA-Region erlaubt fundierte Aussagen über deren vorteilhafte Exportregionen. Durch die Analyse der Szenariovarianten wird zudem dem Investitionsrisiko in der MENA-Region Rechnung getragen.

Diese geografisch und technologisch große Bandbreite bedeutet eine hohe Komplexität des Planungsansatzes und bedingt die Reduktion der Komplexität an anderen Stellen, indem räumlich und zeitlich aggregiert wird: Zum einen werden einzelne Länder zu größeren Regionen, sogenannten Clustern, zusammengefasst (vgl. → *Teilbericht 6*). Das Clustering reduziert die Anzahl der zu modellierenden Standorte erheblich, dabei werden jedoch die techno-ökonomischen Daten einzelner Länder aggregiert für das gesamte Cluster modelliert. Entsprechend können Vorteile einzelner Länder zum Beispiel hinsichtlich geringer EE-Erzeugungskosten, vorteilhafter EE-Einspeisecharakteristik oder eines geringen Investitionsrisikos nicht mehr explizit im Modell berücksichtigt werden. Ein Land kann so durch ein umgebendes Cluster „benachteiligt“ werden. Darüber hinaus werden die Transportdistanzen und damit die Transportkosten durch das Clustering unterschätzt. Zum anderen wird die Modellkomplexität durch eine geringe zeitliche Auflösung von 25 Stunden/Jahr reduziert. Wie die Sensitivität zur zeitlichen Auflösung in Kapitel 5 aufzeigt, verzerrt die reduzierte zeitliche Auflösung die Vorteilhaftigkeit der PV- gegenüber der Wind-Technologie und damit die Bedeutung von Importen aus der MENA-Region.

Darüber hinaus wird der Transport von Energieträgern an verschiedenen Stellen vereinfacht abgebildet: Zum einen werden bestehende Infrastrukturen im Modell nicht explizit berücksichtigt (stattdessen erfolgt ein ex-post-Vergleich der Modellergebnisse mit bestehenden Infrastrukturen); der Standortvorteil einer bestehenden Pipelineanbindung kann also beispielsweise im Modell nicht berücksichtigt werden. Zum anderen wird für den Transport innerhalb einer Region eine „Kupferplatte“, also eine

uneingeschränkte Übertragungsfähigkeit, angenommen. Das heißt, der Transport innerhalb einer Region wird nicht modelliert, was die Transportaufwendungen insgesamt unterschätzt. Darüber hinaus werden Größendegressionseffekte bei Pipelines modell-seitig nicht berücksichtigt.

Ein weiterer Punkt, der kritisch zu beleuchten ist, ist die Berücksichtigung des Investitionsrisikos im Modell. Zum einen bedeutet die Quantifizierung des Risikos in Form eines Aufschlags auf die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten bereits eine Vereinfachung, da lediglich das Investitionsrisiko beziffert wird und entsprechend weitergehende Informationen zum Risiko bei der Quantifizierung verloren gehen. Zum anderen sind in der Grundstruktur des angewendeten Energieversorgungsmodells WISEE-ESM keine gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten berücksichtigt (vgl. dazu auch Erläuterungen in → *Teilbericht 4*). Daher erfolgt die Berücksichtigung der länderspezifischen risikobewerteten WACC im Modell durch länderspezifische Investitionskosten, welche entsprechend der risikobewerteten WACC skaliert werden. Dieses Vorgehen ermöglicht die Berücksichtigung unterschiedlicher risikobewerteter WACC in der MENA-Region. Jedoch ist die Skalierung der Investitionskosten und damit auch die Bedeutung des risikobewerteten WACC im Verhältnis zu den weiteren Kosten in einem gewissen Maße abstrakt gewählt.

Unter Berücksichtigung dieser kritischen Reflexion der Modellierung sowie den durchgeführten Sensitivitäten können folgende robuste Schlussfolgerungen aus den Modellierungsergebnissen abgeleitet werden:

- Bei einer rein techno-ökonomischen Bewertung ohne Berücksichtigung des Investitionsrisikos in der MENA-Region werden Deutschland wie auch Europa wesentlich auf Importe von Energieträgern aus der MENA-Region zurückgreifen.
- Durch die geringe zeitliche Auflösung werden zwar die Vorteilhaftigkeit der PV- gegenüber der Windtechnologie verzerrt und damit die Importe aus der MENA-Region überschätzt. Aber auch ein System mit einer höheren zeitlichen Auflösung sieht wesentliche Importmengen aus der MENA-Region.
- Bei Berücksichtigung des Investitionsrisikos in der MENA-Region verlagert sich die Produktion deutlich nach Europa, was sich in geringeren Importquoten niederschlägt. Im Falle einer negativen Entwicklung des Investitionsrisikos ist sogar eine vollständige Produktion innerhalb Europas techno-ökonomisch sinnvoll.
- Es werden dabei vor allem gasförmige und flüssige Energieträger importiert. Strom wird aufgrund der vergleichsweise hohen Stromtransportkosten vor allem innerhalb Europas erzeugt.
- Treiber für den Import der Energieträger sind die vergleichsweise geringen EE-Erzeugungskosten in der MENA-Region. Dort wird vor allem Solarenergie zur Stromerzeugung genutzt aufgrund der geringen Erzeugungskosten sowie den großen Potenzialen. Günstige Onshore-Windpotenziale werden ergänzend eingesetzt, wobei die günstigen Windpotenziale in der MENA-Region sehr begrenzt sind. In Europa hingegen wird ein Mix aus Solar- und Windenergie genutzt.

- Vorteilhafte MENA-Exportregionen zeigen eine vorteilhafte EE-Einspeisecharakteristik, das heißt hohe Kapazitätsfaktoren, aber auch die Möglichkeit, günstige Wind-Potenziale zum Ausgleich der solaren Schwankungen nutzen zu können. Auch geringe Transportdistanzen, also eine geografische Nähe zu Europa, zeigen sich als Standortvorteil.
- Die Transport-Sensitivitäten zeigen aber, dass der Einfluss der Transportkosten nicht überschätzt werden sollte. Die Höhe der Transportkosten hat Einfluss darauf, welche Energieträger in den Regionen hergestellt werden, aber nur wenig Einfluss auf die zum Zuge kommenden Lieferregionen oder die Höhe der Energienutzung in den Regionen.
- Die Sensitivitäten zur zeitlichen Auflösung zeigen jedoch deutlich, dass insbesondere die unterjährigen EE-Einspeisezeitreihen aufgrund der geringen unterjährigen Auflösung von 25 Stunden/Jahr nur unzureichend abgebildet werden können. Da alle MENA-Regionen günstige EE-Potenziale mit hohen Kapazitätsfaktoren aufweisen, kann eine geringe Anpassung der zeitlichen Auflösung und damit der Einspeisezeitreihen zu einer Verschiebung in der Rolle der Lieferregionen führen (wie in Kapitel 5 aufgezeigt).
- Bei Berücksichtigung des Investitionsrisikos haben die risikobewerteten WACC als weiterer Treiber einen sehr großen Einfluss auf die Wahl der Exportregionen. Entsprechend kann die Berücksichtigung des Investitionsrisikos zu großen Produktionsverlagerungen in der MENA-Region führen.

8 Literaturverzeichnis

Zitierte Literatur

- Adam, P., Heunemann, F., Bussche, C. von dem, Engelshove, S., Thiemann, T. (2020). Wasserstoffinfrastruktur—Tragende Säule der Energiewende [Whitepaper]. Siemens Energy, Nowega GmbH, Cascade Gastransport GmbH. <https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/200915-whitepaper-h2-infrastruktur-DE.pdf>
- Lopion, P., Markewitz, P., Stolten, D., Robinius, M. (2019). Cost Uncertainties in Energy System Optimization Models: A Quadratic Programming Approach for Avoiding Penny Switching Effects. *Energies*, 12(20), 4006. <https://doi.org/10.3390/en12204006>
- Quarton, C. J., Samsatli, S. (2020). The value of hydrogen and carbon capture, storage and utilisation in decarbonising energy: Insights from integrated value chain optimisation. *Applied Energy*, 257, 113936. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113936>
- Siala, K., Mier, M., Schmidt, L., Torralba-Díaz, L., Sheykkha, S., Savvidis, G. (2022). Which model features matter? An experimental approach to evaluate power market modeling choices. arXiv:2010.16142 [physics]. <http://arxiv.org/abs/2010.16142>

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 Risiko-kostenanalyse 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).

9 Anhang

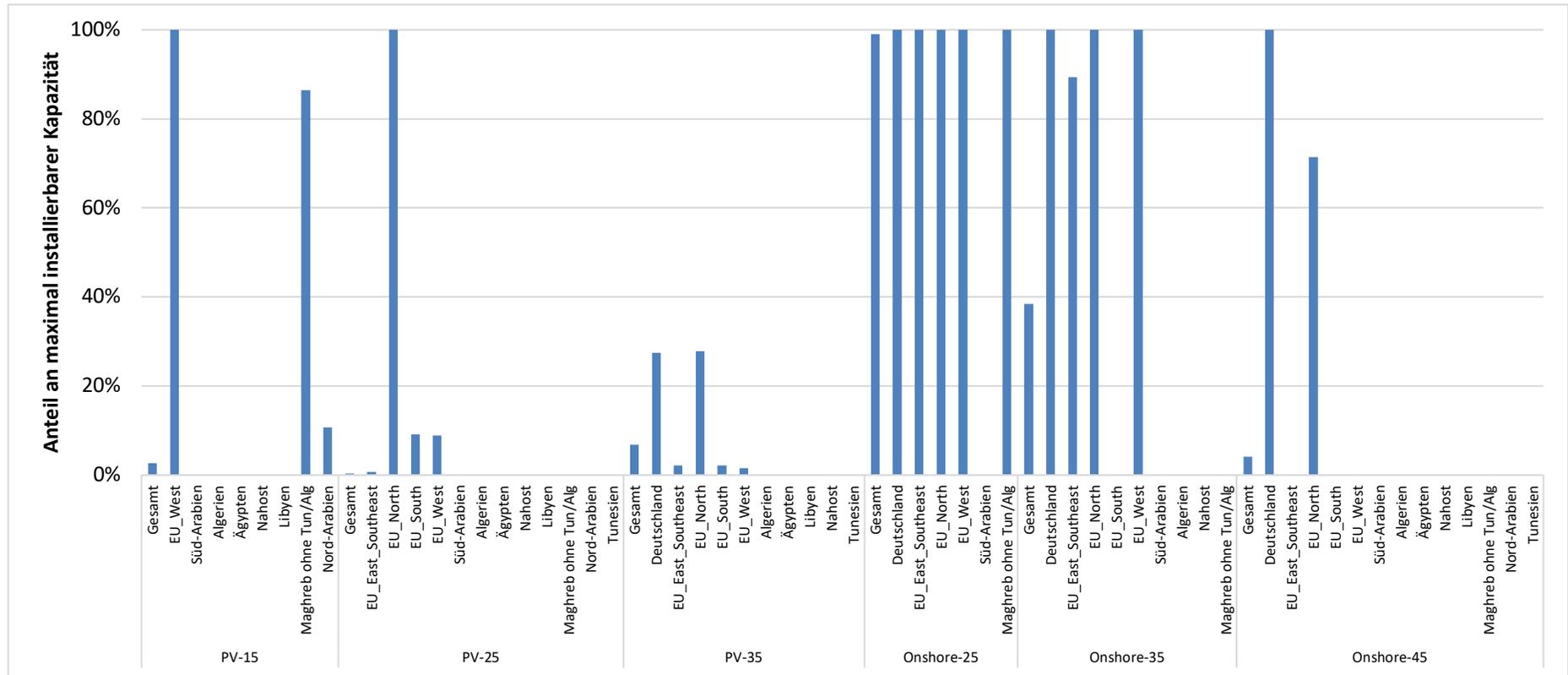


Abb. 9-1 Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenariovariante „BM_Risiko_positiv“

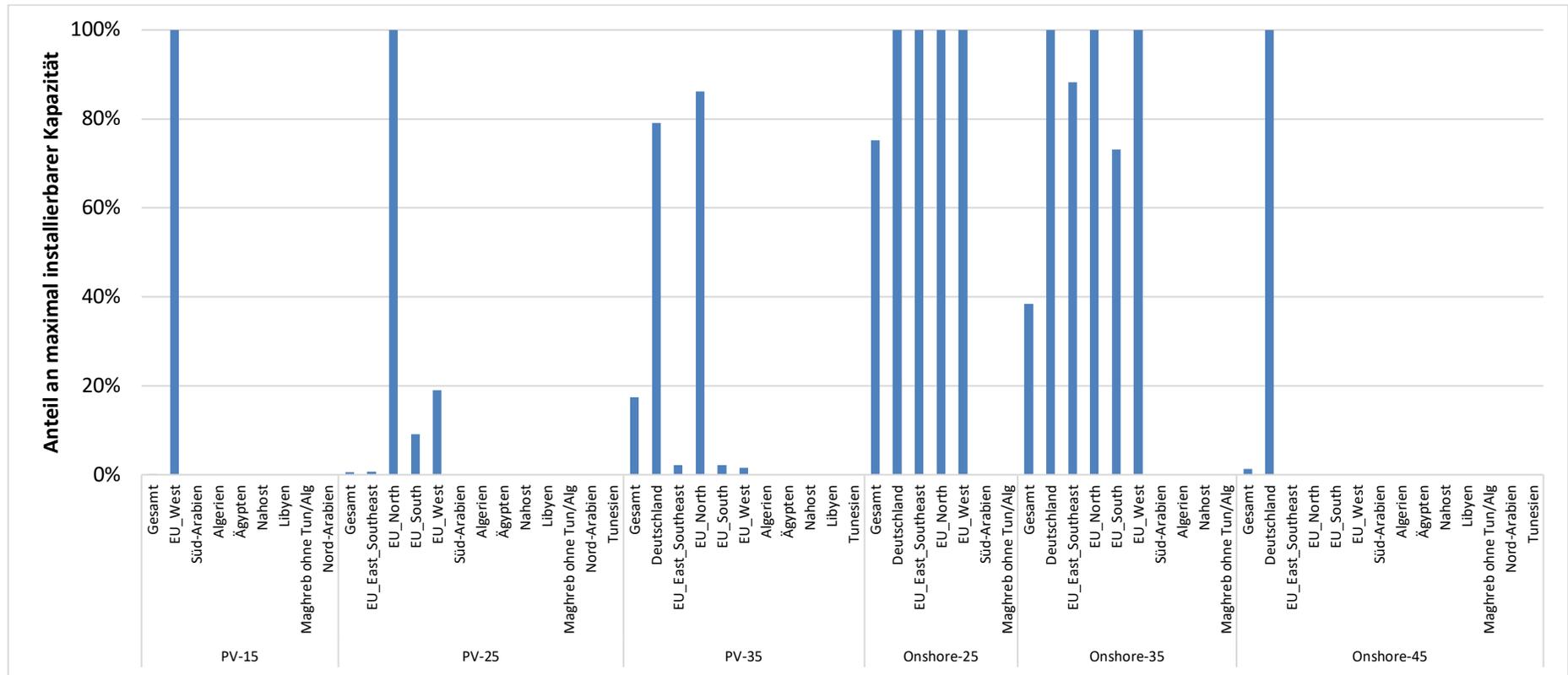


Abb. 9-2 Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenariovariante „BM_Risiko_herausfordernd“

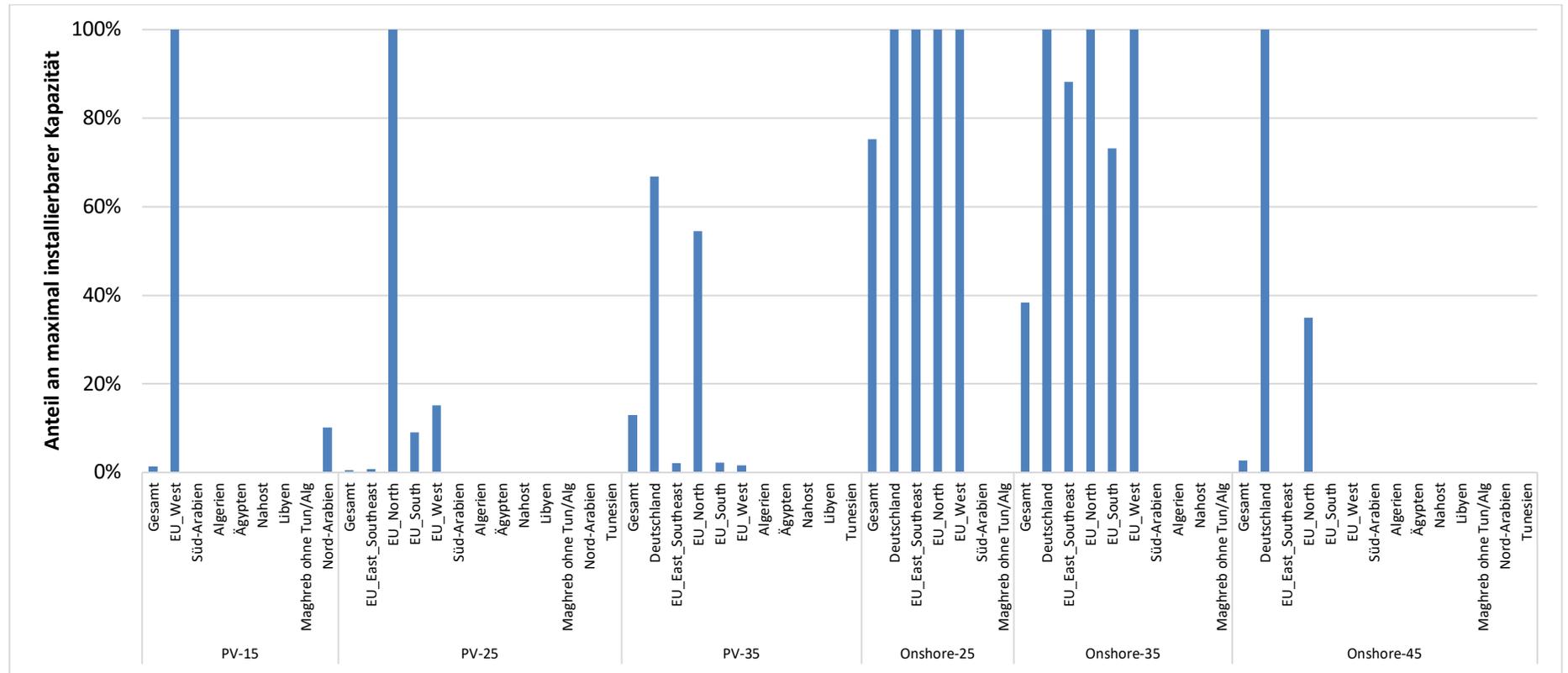


Abb. 9-3 Anteil der installierten Kapazität an der maximal installierbaren Kapazität der Stromerzeugungstechnologien, aufgeschlüsselt nach Kostenpotenzialkategorie, 2050, Szenariovariante „BM_Risiko_bau“

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/

