

Teilbericht 9 | November 2022

Szenarien zur Eigenbedarfs- analyse für die MENA-Länder



Bericht aus dem
Teilprojekt B.I: MENA-Potenziale

Thomas Pregger

Autor:

Dr.-Ing. Thomas Pregger

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)

Institut für Vernetzte Energiesysteme, Abteilung Energiesystemanalyse

Curiestraße 4

70563 Stuttgart

www.dlr.de

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

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). Wuppertal, Stuttgart, 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:



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	8
Abbildungsverzeichnis	8
1 Einleitung	9
2 Methodik der Szenarientwicklung	10
2.1 Modellierung des Energiesystems	10
2.2 Szenariendefinition	11
2.3 Sozioökonomische Eckdaten	13
3 Eigenbedarfsanalyse für den Verkehr	15
3.1 Allgemeine Vorgehensweise	15
3.2 Berechnung der Fahrleistungen im Straßenverkehr	16
3.3 Berechnung der Fahrleistungen sonstige Verkehre	17
3.4 Entwicklung der spezifischen Verbräuche im Verkehr	19
3.5 Entwicklung der Fahrzeugflotten im Straßenverkehr	20
4 Abschätzung zukünftiger Strombilanzen	22
4.1 Entwicklung der Endenergienachfragen im stationären Bereich	22
4.2 Abschätzung der zukünftigen Stromerzeugungsstruktur	24
5 Ergebnisse	25
5.1 Energienachfragen des Verkehrs bis 2050	25
5.2 Stromnachfragen und -erzeugungen der Länder bis 2050	26
5.3 Rückmeldungen des MENA-Beirats	29
6 Fazit und Ausblick	31
7 Literaturverzeichnis	32
8 Anhang	36

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

ADV	Advanced, ambitioniertes 100 % EE-Szenario
ALT	Alternatives, moderates Szenario
ALT2	Moderate Variante ALT mit 100 % synthetischen Brennstoffen in 2050
BEV	Battery Electric Vehicle (Batterieelektrisches Fahrzeug)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CPS	Current Policies-Szenario der IEA (WEO)
CSP	Concentrated solar power (solarthermisches Kraftwerk)
CV	Commercial vehicle, Güterfahrzeuge
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DLR-FK	DLR-Institut für Fahrzeugkonzepte, Stuttgart
EE	Erneuerbare Energien
EREV	Electric Range Extender Vehicle (Hybridelektrofahrzeug mit Range Extender)
EU	Europäische Union
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeug)
FT	Fischer-Tropsch-Synthese
GDP PPP	Gross domestic product based on purchasing power parity (BIP nach Kaufkraft)
GHD	Sektor Gewerbe-Handel-Dienstleistungen
HH	Sektor Haushalte
ICAO	International Civil Aviation Organization
ICE	Internal combustion engine, Verbrennungsmotor
IEA	International Energy Agency
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized costs of electricity (Stromgestehungskosten)
LDF	Leonardo DiCaprio-Foundation
MENA	Naher Osten (ME – englisch: middle east) und Nordafrika (NA)
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OICA	Organisation Internationale des Constructeurs d'Automobiles
PC / PKW	Passenger cars, Personenkraftfahrzeuge
PtL	Power-to-liquid, strombasierte synthetische flüssige Kohlenwasserstoffe
PV	Photovoltaik
REF	Referenzszenario
RES	Renewable energy sources, Erneuerbare Energien
SDS	Sustainable Development-Szenario der IEA (WEO)
THG	Treibhausgase
TRAEM	Transport Energy Model des DLR-FK
UIC	International Union of Railways
UN	United Nations
VAE	Vereinigte Arabische Emirate
WEO	World Energy Outlook, Publikation der IEA
WI	Wuppertal Institut für Klima Umwelt, Energie gGmbH

Einheiten und Symbole

%	Prozent
\$2015	US Dollar Preisbasis 2015
°C	Grad Celsius
a	annum
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -Äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
GJ	Gigajoule
GW	Gigawatt
H ₂	Wasserstoff
kWh	Kilowattstunde
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
PJ	Petajoule
PJ/a	Petajoule pro Jahr
pkm	Personenkilometer
tkm	Tonnenkilometer
TWh	Terawattstunden
TWh/a	Terawattstunden pro Jahr

Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1	Fläche und angenommene Entwicklung der Bevölkerung sowie der Wirtschaftsleistung (BIP) in den MENA-Ländern -----	14
Tab. 3-1	Annahmen zur Fahrzeuganzahl pro Kopf bzw. \$ BIP und zu den Jahresfahrleistungen im Basisjahr und im Szenariojahr 2050 nach Region und Szenario-----	16
Tab. 3-2	Annahmen zur Entwicklung von Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeugen im Straßenverkehr bis 2050 im Szenario ADV, abgeleitet aus Pagenkopf et al. (2019) -----	21
Tab. 5-1	Möglicher Bedarf an PtL im Verkehr und in der Industrie nach Ländern und Regionen in den Szenarien ADV und ALT2 -----	26
Tab. 5-2	Strombedarf nach Sektoren in den Szenarien ADV und ALT2-----	27
Tab. 5-3	Strombedarf in TWh/a in den Szenarien ADV und ALT2 im Vergleich zu den technischen Potenzialen und deren maximale Ausschöpfung nach Ländern (entsprechend der IEA-Systematik) und Regionen. -----	29
Tab. 7-1–7.68	Anhang Länderszenarien -----	37-105

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1	Struktur der bottom-up-Szenarienerstellung mit dem DLR-Szenariomodell -----	11
Abb. 3-1	Vorgehensweise zur Abschätzung der zukünftigen Energienachfragen des Verkehrs in den MENA-Ländern -----	15
Abb. 3-2	Ergebnisse der Projektion der regionalen Fahrleistungen PC in pkm und CV in tkm für Nordafrika und Naher Osten für die zwei Szenarien REF und ADV-----	17
Abb. 3-3	Ergebnisse der Projektion der regionalen modalen Anteile für Nordafrika und Naher Osten für die zwei Szenarien REF und ADV -----	19
Abb. 3-4	Implizite Entwicklung spezifischer Verbräuche im Verkehr (außer Schiffsverkehr) in den regionalen Szenarien, Beispiel Szenario ADV für den Nahen Osten-----	20
Abb. 4-1	Angenommene Entwicklung des Stromverbrauchs für stationäre Anlagen einschließlich Strom für direkt eingesetzten Wasserstoff (ohne Strom für PtL-Erzeugung) in den regionalen Szenarien für Nordafrika und den Nahen Osten---	23
Abb. 5-1	Ergebnisse für die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr für alle betrachteten MENA-Länder in den Szenarien REF, ALT und ADV-----	25
Abb. 5-2	Ergebnisse für die Entwicklung der Jahresmengen und installierten Leistungen der Stromerzeugung aus Sonne und Wind in den Szenarien ADV und ALT2 -----	28

1 Einleitung

Im Projekt MENA-Fuels wurde untersucht, welche Voraussetzungen zur Erzeugung und für den Export synthetischer Energieträger in der MENA-Region (Nahe Osten und Nordafrika) bestehen und zu welchen Kosten vorhandene Potenziale genutzt werden könnten. Ein wesentlicher Aspekt ist hierbei, dass die für den Export benötigten Entwicklungen und Investitionen auf einem zusätzlichen Ausbau sowohl der EE-Stromerzeugung als auch der synthetischen Kraftstoffherstellung basieren und nicht auf Kosten der eigenen Energietransformation gehen, da sonst die globalen Ziele konterkariert würden. Für die Bewertung von Exportpotenzialen und -kosten wurden deshalb Abschätzungen des möglichen langfristigen Eigenbedarfs der MENA-Länder an erneuerbarem Strom und synthetischen Kraftstoffen durchgeführt. Diese wurden sowohl bei der Modellierung der Versorgung von Deutschland und Europa mit synthetischen Kraftstoffen (→ *Teilbericht 6*) als auch bei der Ermittlung von Kostenpotenzialkurven für den Export (→ *Teilbericht 10*) berücksichtigt.

In diesem Teilbericht werden die Vorgehensweise und Ergebnisse der modellgestützten Abschätzung des möglichen zukünftigen Energiebedarfs für die zwei Regionen Nahe Osten und Nordafrika sowie die 17 einzelnen betrachteten Länder dargestellt. Es wurden jeweils drei Langfristszenarien und eine Variante des mittleren Szenarios betrachtet, die unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Narrativen folgen und den Möglichkeitsraum der Eigenbedarfsentwicklung aufspannen. Die Methode basiert auf einer bottom-up-Energieszenarienmodellierung mit einem sogenannten „accounting framework“ und einer Kalibrierung des Modells mit einerseits länderspezifischen statistischen Daten (insbesondere IEA, 2017a) und andererseits verfügbaren regionalen Szenarien, die zu den Narrativen passen. Die Bestimmung des Eigenbedarfs der MENA-Länder erfolgte bis zum Jahr 2050 abhängig von denkbaren langfristigen Zielsetzungen für den Einsatz von synthetischen Energieträgern (Wasserstoff und synthetische Folgeprodukte, hier in Form von strombasierten flüssigen Kraftstoffen PtL; power to liquid) und erneuerbaren Energien (EE). Diese liefern aus heutiger Sicht Maximalabschätzungen, mit denen ein möglicher Effekt auf die Verfügbarkeit und die Kosten von erneuerbarem Strom und damit die Exportpotenziale quantifiziert werden kann.

2 Methodik der Szenarientwicklung

2.1 Modellierung des Energiesystems

Die Szenarientwicklung für die MENA-Region folgt dem Ziel der Ermittlung möglicher Größenordnungen des Eigenbedarfs und erhebt nicht den Anspruch, für die sozio-technischen Transformationen der Energiesysteme der Länder eine differenzierte Analyse und Bewertung darzustellen. Um der Multidimensionalität einer Transformation des Energiesystems Rechnung zu tragen, findet keine primär von den Systemkosten getriebene Optimierung der zukünftigen Energieversorgung statt. Zudem liegt der Fokus auf der Entwicklung der Energiebilanzen der Länder. Weitergehende Analysen des Infrastrukturbedarfs (insbesondere Speicher, Netze und andere Flexibilitäten) durch den erforderlichen räumlichen und zeitlichen Lastausgleich im Stromsystem sowie des Energieaustauschs und -handels zwischen den Ländern konnten im Rahmen des Projekts nicht durchgeführt werden. Im Ergebnis sind die entstehenden nationalen Mengengerüste beispielhafte, den definierten Zielen und Narrativen folgende vereinfachte Abbildungen komplexer Systeme, für die konkrete Optionen und Strategien nur skizziert werden können. Trotz folglich möglicher Inkonsistenzen und Unsicherheiten bezüglich der erforderlichen wirtschaftlichen, systemischen, gesellschaftlichen und politischen Randbedingungen sind sie eine nachvollziehbare und über die Transparenz der Annahmen weitergehend plausibilisierbare Diskussionsgrundlage für eine Bewertung des zukünftigen Energieverbrauchs sowie der Energieerzeugung in den Ländern nach Stand des Wissens.

Abb. 2-1 skizziert die Struktur des eingesetzten Modells. Die grundlegenden Treiber Bevölkerungsentwicklung und Entwicklung der Wirtschaftsleistung in Form des Bruttoinlandsprodukts (BIP) werden in allen Szenarien in konsistenter Weise angenommen, die Entwicklung der Verkehrsleistungen variiert in den Szenarien aufgrund unterschiedlicher spezifischer Annahmen für die Personen- und Güterverkehre je nach Narrativ. Die Entwicklung der Endenergienachfragen hängt in allen Sektoren des Energiesystems zudem von Annahmen zu den Energieintensitäten, d. h. den spezifischen Verbräuchen pro Nutzeneinheit und entsprechenden Effizienzmaßnahmen ab. Die Veränderung des Erzeugungsmixes und damit des Primärenergieeinsatzes wird entsprechend den definierten Randbedingungen der Szenarien und ausgehend von verfügbaren Potenzialen an EE festgelegt. Beide Seiten des Energiesystems, Energienachfrage und -erzeugung, werden weitgehend über exogen getroffene Annahmen (z. B. Wirkungsgrade, spezifische Energieanteile und -verbräuche, Marktanteile) abgebildet. Die Ergebnisse der Modellierung stellen konsistente Energiebilanzen auf Länderebene ausgehend vom Basisjahr 2015 mit einer Projektion bis 2050 in 5-Jahresschritten dar. Es werden Endenergiebedarf, Primärenergiebedarf, Erzeugungsanteile und über Auslastungen abgeschätzte installierte Leistungen der Stromerzeugung ausgewiesen.

Für die Modellierung wurde ein Szenariomodell eingesetzt, das am DLR für zahlreiche internationale Studien entwickelt und eingesetzt wurde (siehe z. B. Teske et al., 2019, Gils et al., 2018, Simon et al., 2018, Teske et al., 2015). Die Einfachheit der Modell- und Datenstruktur (siehe Abb. 2-1) reflektiert die eingeschränkte Verfügbarkeit und Auflösung internationaler statistischer Daten für die Parametrierung des Modells. Vorgelagert findet jedoch für den Verkehrssektor eine deutlich differenziertere

Darstellung und Projektion von Verkehrsleistungen und Energienachfragen nach Verkehrs- und Antriebsarten statt, die auf Analysen des DLR-Instituts für Fahrzeugkonzepte im Rahmen der Studie (Teske et al. 2019) aufsetzt. Dort wurde mit dem am DLR entwickelten Flottenmodell TRAEM die Entwicklung der Neufahrzeugmärkte, Fahrzeugkonzepte und der resultierenden Energieverbräuche für 10 Weltregionen detailliert abgebildet (Pagenkopf et al. 2019). Im Folgenden werden die zur Abschätzung der zukünftigen Endenergieverbräuche im Verkehr sowie der zukünftigen Strukturen in den Energiesystemen der MENA-Länder getroffenen Annahmen und erfolgten Berechnungsschritte erläutert.

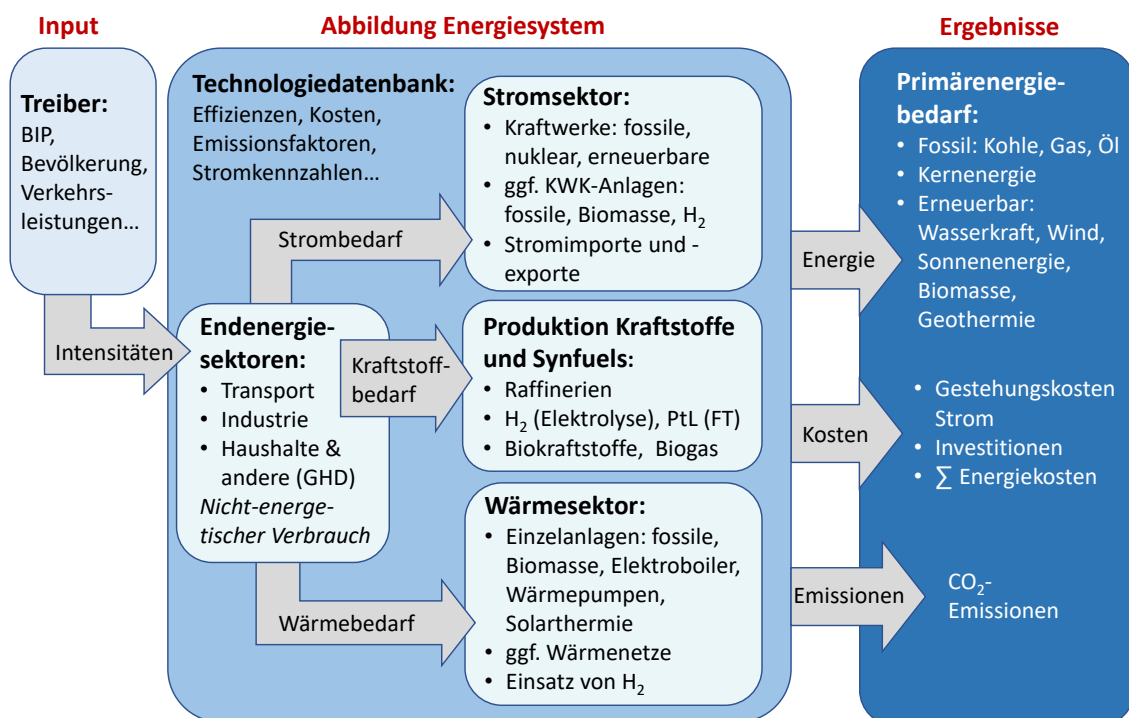


Abb. 2-1 Struktur der bottom-up-Szenarienerstellung mit dem DLR-Szenariomodell

2.2 Szenariendefinition

Über drei unterschiedliche Szenarien und eine Variante des mittleren (moderaten) Szenarios werden die möglichen Entwicklungen des Energiebedarfs in den MENA-Ländern aufgespannt:

Referenzszenario (REF)

Im Referenzfall folgt das Narrativ der Energiezukunft dem „Current Policies Scenario“ aus dem World Energy Outlook der IEA (IEA, 2017b). Dem zu Grunde liegt die Annahme einer Fortführung heutiger Politiken ohne die Berücksichtigung möglicher Politikinitiativen in der Zukunft. Das Szenario hat die Funktion, einen geringen Ausbau von EE und wenig Effizienzverbesserung abzubilden. Folglich steigt der Kraftstoffbedarf stark an; aufgrund des langfristig fossil dominierten Energiesystems entstehen deutlich höhere CO₂-Emissionen, als sie heute berichtet werden. Das Szenario bildet somit einen Referenzwert für den maximalen Bedarf an fossilen

Energieträgern und maximale CO₂-Emissionen ab, sowohl bezüglich der Jahreswerte als auch des Budgets im Zeitraum zwischen 2015 und 2050.

Alternative moderate RE-Strategie (ALT)

Das alternative Szenario mit moderaten Effizienz- und EE-Ausbaustrategien setzt beim Ambitioniertheitsgrad der heute bekannten politischen Initiativen der MENA-Länder zum EE-Ausbau an und wird ergänzt um einen regionalen Pfad, der zu einem Mindestziel von 80 % THG-Minderung bis 2050 (gegenüber 1990) um etwa 10 Jahre verzögert ist. Im Ergebnis weist dieses hybride bottom-up/top-down-Szenario zunächst keine Nachfrage strombasierter Kraftstoffe auf. Die Energienachfragen aus dem Verkehrssektor wurden mit Mittelwerten zu Verkehrsnachfragen sowie zu den Technologie- und Effizienzentwicklungen zwischen dem Referenzfall und dem nachfolgend skizzierten ambitionierten 100 % EE-Pfad abgeschätzt. Das ALT-Szenario stellt einen Vergleichsfall für einen moderaten Pfad für Effizienz, EE-Ausbau und Kraftstoffbedarf dar. Konsistent hierzu sind Annahmen einer mittleren CO₂-Bepreisung sowie einer geringen bis moderaten Ausnutzung nationaler EE-Potenziale. Im Ergebnis sinken die CO₂-Emissionen gegenüber heute, führen aber zu relativ hohen Emissionen gegenüber dem Ziel des Pariser Klimaabkommens.

100 % EE-Szenario (ADV)

Das ambitionierte Szenario folgt dem Narrativ von nationalen Pfaden, die jeweils die Ziele 100 % EE und vollständige Vermeidung von CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 erreichen. Für die Entwicklungspfade der Gesamtenergiesysteme werden regionale Annahmen und Ergebnisse aus dem globalen 2 °C-Szenario von Teske et al. (2019) genutzt. Durch die Annahme einer vollständigen Substitution von verbliebenen Nachfragen an Gas sowie Brenn- und Kraftstoffen durch synthetische Energieträger auf Basis von erneuerbarem Strom ergibt sich ein signifikanter Eigenbedarf an synthetischen Energieträgern, komplementär zur weitgehenden Elektrifizierung und direkten H₂-Nutzung in den Sektoren Wärme und Verkehr. Das 2 °C-Szenario für den Nahen Osten und Afrika widerspricht nicht direkt dem Pariser globalen Ziel „well below 2 °C“, ist aber gegenüber der im globalen Mittel notwendigen Begrenzung des Emissionsbudgets weniger ambitioniert. Im Unterschied zu Teske et al. (2019) sind zum einen Biokraftstoffe im Verkehr entsprechend den IEA SDS-Szenarien aus dem World Energy Outlook in den MENA-Ländern per se ausgeschlossen. Zum anderen wird von einem auch langfristig relevanten Anteil von Verbrennungsmotoren im Straßenverkehr ausgegangen. Durch die implizierten höheren spezifischen Verbräuche der Fahrzeuge ist das hier erstellte Szenario damit etwas konservativer, was den möglichen Eigenbedarf an EE angeht. Das Szenario berücksichtigt zudem auch den Energiebedarf für eine zusätzliche PtL-Erzeugung als Ersatz für bunker fuels (Seeschifffahrt und internationalen Flugverkehr) sowie für den nicht-energetischen Verbrauch von fossilen Energieträgern in der Industrie. Das Szenario liefert einen Vergleichswert für einen ambitionierten Pfad für Effizienz, EE-Ausbau und Kraftstoffbedarf, der konsistent zu einer sehr starken CO₂-Bepreisung und frühzeitig sehr hohen Anreizen für Investitionen in Technologien zur erneuerbaren Strom- und synthetischen Kraftstofferzeugung ist. Die energiebedingten CO₂-Emissionen im

Zeitraum 2015 bis 2050 sind in diesem Szenario am niedrigsten, die nationalen EE-Potenziale werden ohne die explizite Annahme von Importen genutzt.

Variante ALT mit 100 % synth. Brennstoffen in 2050 (ALT2)

Das alternative Szenario mit moderaten Effizienz- und EE-Ausbaustrategien wird in dieser Variante mit der Annahme verknüpft, die restlichen fossilen Brennstoffe bis zum Jahr 2050 vollständig zu ersetzen, damit doch noch das 100 % EE-Ziel erreicht wird. Geringere Anstrengungen bei der direkten Nutzung von erneuerbarem Strom durch Elektrifizierung und von erneuerbarer Wärme sowie eine weniger ambitionierte Effizienzentwicklung führen zu deutlich höheren Nachfragen nach synthetischen Energieträgern (Wasserstoff oder synthetische Kohlenwasserstoffe bzw. PtL) und einen entsprechend deutlich höheren EE-Ausbaubedarf im Stromsystem. Diese Variante liefert im Ergebnis eine Maximalabschätzung des Eigenbedarfs der Länder.

2.3 Sozioökonomische Eckdaten

Analog zu den Szenarien von Teske et al. (2019) wurden die Entwicklungen des Bruttoinlandsproduktes BIP (als GDP PPP¹) in den MENA-Ländern ausgehend von offiziellen Zahlen der Weltbank (World Bank 2019) und mittels der regionalen Wachstumsraten (Naher Osten und Afrika ohne Südafrika) aus dem World Energy Outlook (IEA, 2017b) abgeschätzt. Hierbei wurden das BIP pro Jahr und Kopf angeglichen und, im Falle der Länder im Nahen Osten, aufgrund der heutigen stark unterschiedlichen Wirtschaftsleistungen landspezifische Anpassungen vorgenommen. Die Annahmen sind sehr vereinfachend und spiegeln keine Projektion der jeweiligen Wirtschaftsaktivitäten der Länder wider. Ziel ist es, eine grobe plausible Schätzung für den Vergleich von Energieintensitäten in den Verbrauchssektoren zu bekommen. Die Entwicklung der Bevölkerungszahlen wurde aus der mittleren Bevölkerungsprojektion der UN übernommen (UN 2019). Die resultierenden Annahmen zur Entwicklung der zwei Haupttreiber sind in Tab. 2-1 aufgeführt, zur Information ebenfalls die Landesfläche.

¹ Gross domestic product based on purchasing power parity (BIP nach Kaufkraft)

Tab. 2-1 Fläche und angenommene Entwicklung der Bevölkerung sowie der Wirtschaftsleistung (BIP) in den MENA-Ländern

Land	Fläche km ²	Bevölkerung Mio.		BIP pro Kopf \$ ₂₀₁₅ PPP		BIP gesamt Mrd. \$ ₂₀₁₅ PPP	
		2015	2050	2015	2050	2015	2050
Ägypten	995.450	92,4	160,0	10.939	30.029	1.011	4.803
Algerien	2.381.740	39,7	60,9	14.711	36.453	584	2.221
Libyen	1.759.540	6,4	8,5	15.404	38.558	99	329
Marokko	446.300 (712.550)	34,7	47,1	7.823	27.734	275	1.308
Tunesien	155.360	11,2	13,8	11.599	35.716	130	493
Nordafrika	5.738.390	184,4	290,4	11.361	31.525	2.099	9.153
Bahrain	778	1,4	2,3	46.913	80.001	64	185
Iran	1.628.760	78,5	103,1	17.818	43.409	1.399	4.475
Irak	434.128	35,6	70,9	15.981	40.068	568	2.842
Jemen	527.970	26,5	48,1	3.320	18.298	88	880
Jordanien	88.780	9,3	12,9	8.979	32.170	83	416
Katar	11.610	2,6	3,9	123.822	107.241	318	413
Kuwait	17.820	3,8	5,4	75.042	80.002	288	431
Libanon	10.230	6,5	6,5	12.695	35.572	83	232
Oman	309.500	4,3	6,9	41.911	77.587	179	537
Saudi-Arabien	2.149.690	31,7	44,6	53.898	80.001	1.710	3.565
Syrien	183.630	18,0	33,1	2.900	17.848	50	591
VAE	71.020	9,3	10,4	70.262	80.001	651	834
Naher Osten	5.433.916	227,4	348,2	24.111	44.238	5.481	15.402

Quellen: UN (2019), Worldbank (2019)

3 Eigenbedarfsanalyse für den Verkehr

3.1 Allgemeine Vorgehensweise

Für die Abschätzung des zukünftigen Strom- und Kraftstoffbedarfs des Verkehrs in der MENA-Region sind nur wenige länderspezifische Informationen frei verfügbar. Es stehen jedoch für alle Verkehrsträger statistische Informationen zur Verfügung, um zunächst die heutigen (Basisjahr 2015) Verkehrsleistungen bzw. Energieverbräuche je Land darstellen zu können. Abb. 3-1 skizziert auf der rechten Seite das Vorgehen ausgehend von den landspezifischen Energiebilanzen der IEA (IEA, 2017a) und weiterer, in den nachfolgenden Kapiteln dokumentierter Quellen. Projektionen der Fahrleistungen, Flottenentwicklungen und spezifischen Verbräuche bis in das Jahr 2050 wurden dann auf Basis von regionalen Abschätzungen in den Studien von IEA (2017b) und Teske et al. (2019) vorgenommen (Abb. 3-1; linke Seite). Hierzu sind also größtenteils nur Informationen auf der Ebene der Weltregionen Naher Osten und Afrika (bzw. davon abgeleitet Nordafrika) verfügbar. Die Einbindung des MENA-Beirats ergab interessante und wertvolle Rückmeldungen, hat die Datenlage aber nicht substantiell verbessern können (siehe Kapitel 0). Die detaillierten Berechnungen der Energieverbräuche im Verkehr für die drei definierten Szenarien wurden nachfolgend in die Entwicklung der Gesamtenergiebilanzen der Länder integriert.

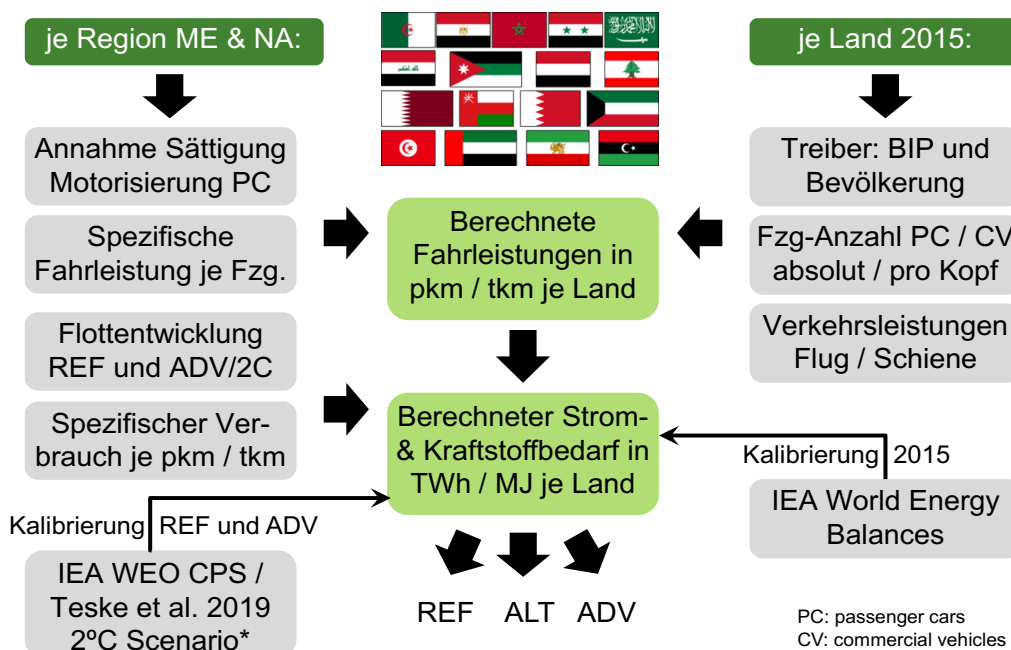


Abb. 3-1 Vorgehensweise zur Abschätzung der zukünftigen Energienachfragen des Verkehrs in den MENA-Ländern

* Modellierungen der regionalen PC/CV-Flotten des DLR-Instituts für Fahrzeugkonzepte (DLR-FK), Modell TRAEM

3.2 Berechnung der Fahrleistungen im Straßenverkehr

Als landspezifische Information zum Straßenverkehr stand die Anzahl an PKW (PC = passenger cars, mit bis zu 9 Sitzen, einschließlich Taxis und Mietfahrzeuge) und an kommerziell genutzten Fahrzeugen (CV = commercial vehicle, einschließlich leichter Nutzfahrzeuge, schwere Lkw und Busse) aus OICA (2018) zur Verfügung. Eine Abschätzung von Fahrleistungen in Form von Personenkilometer (pkm) und Tonnenkilometer (tkm) lag aus normativen Szenarien des DLR-Instituts für Fahrzeugkonzepte (DLR-FK) auf der Ebene von Weltregionen vor, die über einen bottom-up-Ansatz von Pagenkopf et al. (2019) erarbeitet wurde. Die gesamten Fahrleistungen der PC wurden für jedes Land über die mittleren regionalen pkm pro Jahr und Fahrzeug ermittelt. Diese wurden mit der rechnerischen landspezifischen Anzahl der PC pro Kopf und der Bevölkerungszahl multipliziert. Die Differenzierung nach Fahrzeugart (BEV, H₂, Gas, Hybride und Verbrenner) und die entsprechende zeitliche Entwicklung wurden in jedem Land in gleicher Weise aus dem regionalen Szenario von Pagenkopf et al. (2019) übernommen. Für die landspezifische Anzahl an Fahrzeugen pro Kopf erfolgte für das Basisjahr 2015 die Verwendung statistischer Werte und der zeitlichen Entwicklung aus dem regionalen Szenario. Für den Gütertransport (CV) erfolgte die Berechnung der Fahrleistungen in tkm auf ähnliche Weise.

Wesentliche Stellgrößen für die Entwicklung der Energieverbräuche sind damit die regionalen Annahmen zur Motorisierung in den Ländern (PC pro Kopf, CV pro \$ BIP) und zur Entwicklung der spezifischen Jahresfahrleistungen. Tab. 3-1 zeigt die hier getroffenen Annahmen auf der regionalen Ebene. Die Annahmen zur Motorisierung der Bevölkerung bleiben deutlich niedriger als in Deutschland und anderen westlichen Ländern, was einen hohen Einfluss auf die Ergebnisse hat. Damit zusammen hängen auch die Annahmen einer starken Entwicklung des Schienenverkehrs in der gesamten MENA-Region, der ein hohes Entwicklungspotenzial besitzt (siehe Kapitel 3.3 und Abb. 3-3 zur Entwicklung der modalen Anteile).

Tab. 3-1 Annahmen zur Fahrzeuganzahl pro Kopf bzw. \$ BIP und zu den Jahresfahrleistungen im Basisjahr und im Szenariojahr 2050 nach Region und Szenario

Szenario und Region	Anzahl PC pro Kopf		Fahrleistung je PC pkm pro Jahr		Anzahl CV pro Mio. \$ ₂₀₁₅ PPP		Fahrleistung je CV tkm pro Jahr	
	2015	2050	2015	2050	2015	2050	2015	2050
REF								
Nordafrika	0,07	0,30	34.000	28.000	2,51	2,23	87.000	104.000
Naher Osten	0,30	0,47	17.000	26.800	1,80	1,30	86.000	121.000
ALT								
Nordafrika	0,07	0,25	34.000	25.400	2,51	2,07	87.000	95.400
Naher Osten	0,30	0,42	17.000	21.000	1,80	1,28	86.000	105.600
ADV								
Nordafrika	0,07	0,20	34.000	23.000	2,51	1,92	87.000	87.000
Naher Osten	0,30	0,38	17.000	15.000	1,80	1,25	86.000	90.000

PC = passenger cars; CV = commercial vehicles

In Abb. 3-2 sind die resultierenden Entwicklungen der Fahrleistung im Straßenverkehr für PC und CV in pkm bzw. tkm ausgehend vom Basisjahr 2015 bis zum Jahr 2050 für die zwei Regionen Nordafrika und Naher Osten dargestellt. Die Werte für das nicht dargestellte moderate Szenario ALT liegen zwischen den Entwicklungen für die zwei extremen Pfade des Referenzfalls und des 100 % EE-Szenarios ADV. Im Ergebnis zeigt sich im Referenzszenario ein Anstieg der Fahrleistungen in der Summe um mehr als den Faktor 4 in Nordafrika und um Faktor 4,5 im Nahen Osten. Im Falle des ambitionierten ADV-Szenarios ist die Entwicklung deutlich flacher, aufgrund eines deutlich höheren Transportanteils des Schienenverkehrs und der Annahme geringerer Jahresfahrleistungen pro-Kopf bzw. pro \$ BIP. Der Anstieg liegt in diesem Fall bei etwa Faktor 2,5 sowohl in Nordafrika als auch im Nahen Osten. Abb. 3-2 zeigt auch den resultierenden Splitt der Fahrleistungen nach Antriebsart ausgehend von den Annahmen zur Flottenentwicklung im Straßenverkehr getrennt für PC und CV (siehe auch Kapitel 3.5).

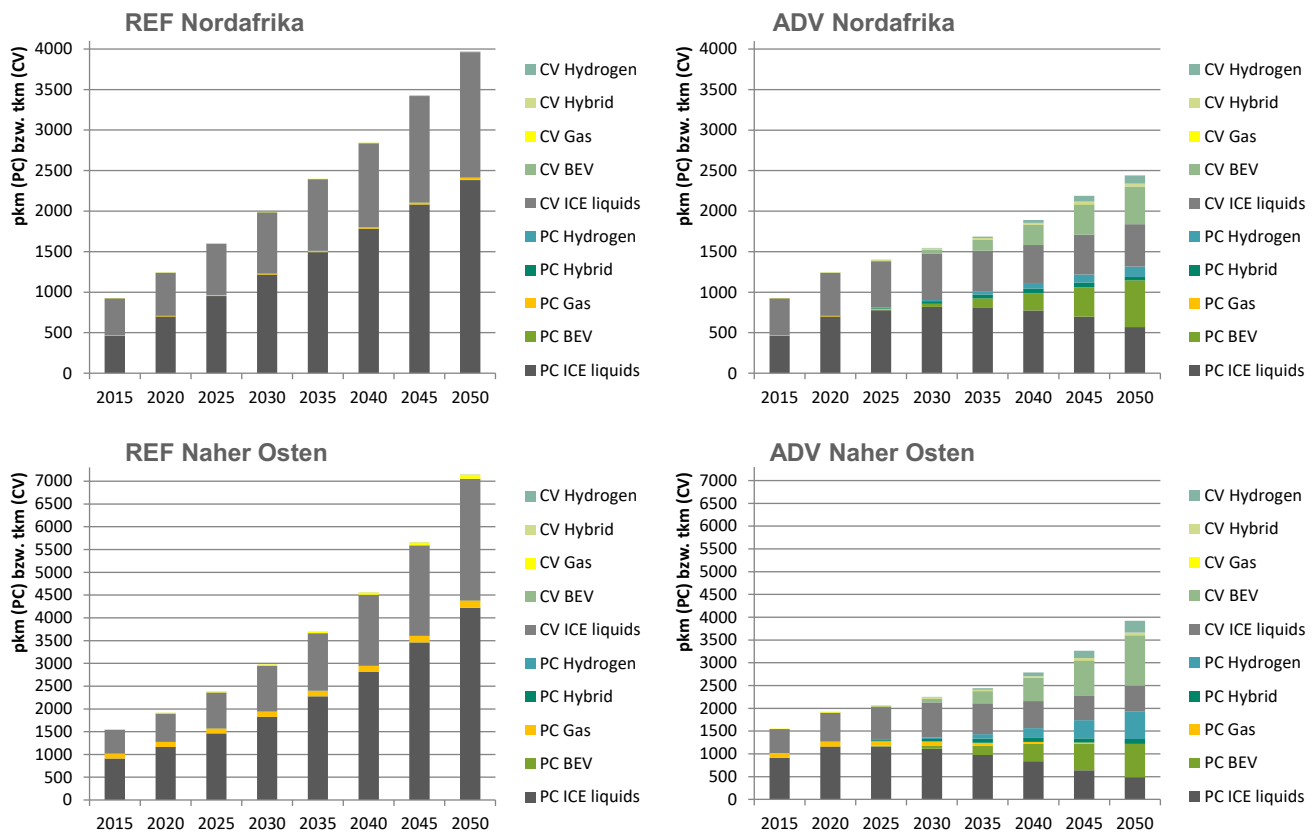


Abb. 3-2 Ergebnisse der Projektion der regionalen Fahrleistungen PC in pkm und CV in tkm für Nordafrika und Naher Osten für die zwei Szenarien REF und ADV

3.3 Berechnung der Fahrleistungen sonstige Verkehre

Zum Schienenverkehr existieren statistische Werte für die jährlichen Fahrleistungen sowohl im Passagierverkehr in pkm als auch für den Güterverkehr in tkm nach Ländern (UIC 2019). Für die Abbildung der zeitlichen Entwicklung bis 2050 wurden jeweils die regionalen Szenarien herangezogen, im Falle von Nordafrika das Referenzszenario für Afrika. Im 100 %-EE-Szenario wurde im Unterschied zum REF auch in

den Ländern ein Beginn von Personen- und Güterverkehr ab 2030 angenommen, die derzeit keinen Schienenverkehr aufweisen. Die Startwerte hierzu liegen je nach Größe des Landes, der Bevölkerung und der Wirtschaftsleistung bei 20 bis 360 Millionen pkm und 100 bis 300 Millionen tkm pro Jahr (2030), die Verkehrsleistungen entwickeln sich entsprechend den regionalen Szenarien kontinuierlich weiter. Diese Annahme besitzt einen starken hypothetischen Charakter, da hierzu in den meisten Staaten keine konkreten Planungen in dieser Größenordnung bekannt sind. Unstrittig ist jedoch das große Potenzial einer entsprechenden Infrastrukturentwicklung für den effizienten elektrischen Schienenverkehr in der gesamten Region (siehe UIC, 2008 und UIC, 2018).

Die Fahrleistungen für die Schifffahrt (Binnenschifffahrt und Seeschifffahrt/Hochseebunkerungen) lagen nicht vor, weshalb hier für das Jahr 2015 auf den statistischen Endenergieverbrauch je Land aus den IEA Energy Balances (IEA, 2017a) zurückgegriffen wurde. Die Entwicklung bis 2050 wurde für alle Länder jeweils aus dem regionalen Szenario übernommen, im Falle von Nordafrika wiederum aus dem Afrika-Szenario.

Für den Luftverkehr existierten statistische Werte der Verkehrsleistungen in pkm und tkm je Land für das Jahr 2015 (ICAO, 2016). Für die regionalen Szenarien aus Teske et al. (2019) wurden die Verkehrsleistungen im Passagierverkehr projiziert, die entsprechende Entwicklung wurde auf die einzelnen Länder übertragen. In diesem Fall wurde auch für die nordafrikanischen Länder die gegenüber Gesamtafrika dynamischere Entwicklung im Nahen Osten übernommen.

Zusammenfassendes Ergebnis der Betrachtungen der Verkehrsleistungen unterschiedlicher Verkehrsarten sind die modalen Verteilungen wie in Abb. 3-3 dargestellt. Während sich im Referenzszenario zwischen 2015 und 2050 nur geringe Änderungen ergeben, sind im ambitionierten Szenario zwei Dinge vorherrschend: Der Schienenverkehr erreicht einen deutlich größeren Anteil auf Kosten des Straßen- und auch des Flugverkehrs, und es entwickelt sich, in Vorwegnahme der Annahmen aus Kapitel 3.5, ein bedeutender Anteil alternativer Antriebskonzepte im Straßenverkehr. Diese grundlegenden Annahmen im ADV-Szenario repräsentieren einen zukünftigen Entwicklungspfad, in dem zwar alternative Antriebe und damit die direkte und indirekte Elektrifizierung des Verkehrs relevant werden, aber der Verbrennungsmotor trotzdem bedeutend bleibt. Es entsteht also insgesamt – unter der Maßgabe der Klimaneutralität bis 2050 – eine relativ hohe Nachfrage an synthetischen Kraftstoffen. Im moderaten Szenario ALT liegen die Entwicklungen im Mittel zwischen den modalen Verteilungen von REF und ADV.

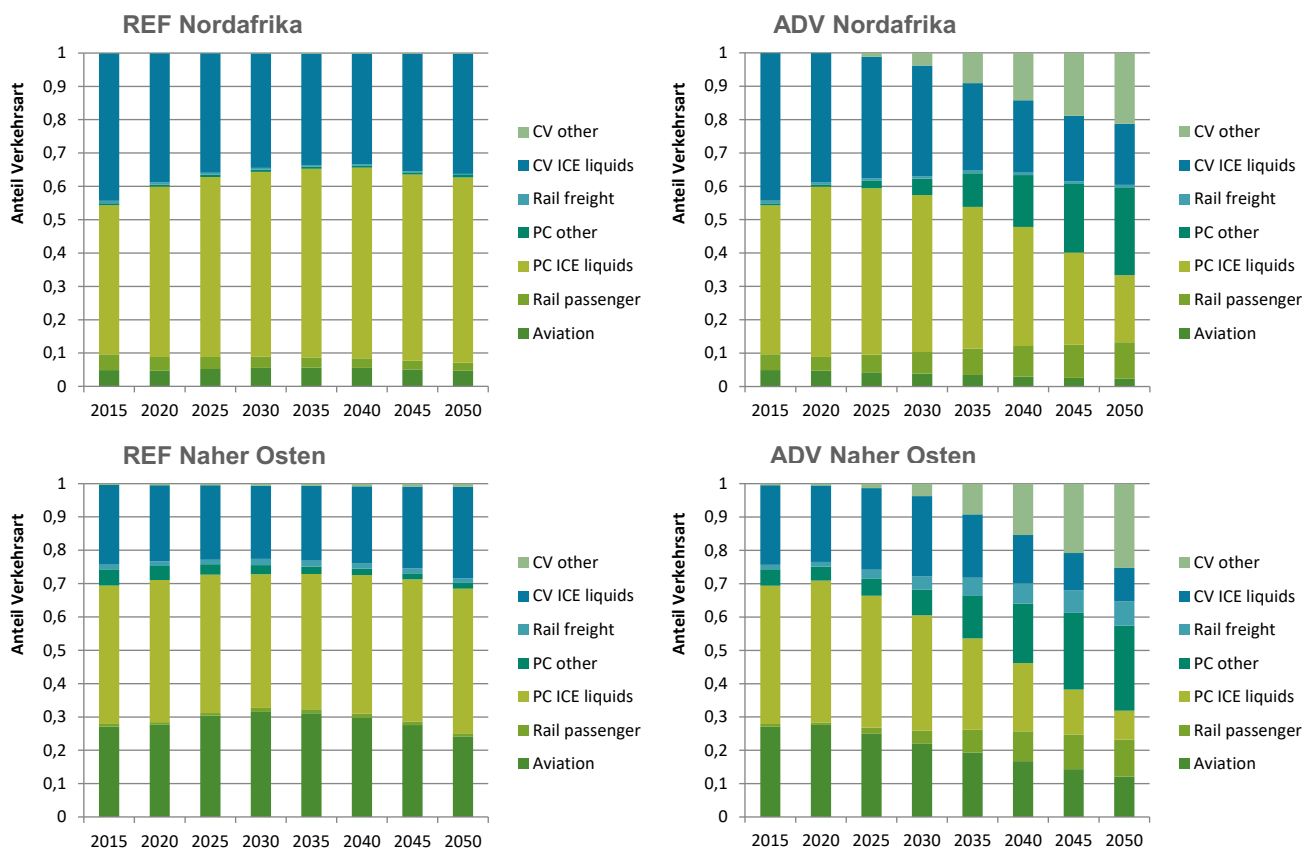


Abb. 3-3 Ergebnisse der Projektion der regionalen modalen Anteile für Nordafrika und Naher Osten für die zwei Szenarien REF und ADV

3.4 Entwicklung der spezifischen Verbräuche im Verkehr

Bei allen Verkehrsarten und Technologien wurden Verbesserungen bei den spezifischen Verbräuchen, d. h. den Energieintensitäten pro pkm oder tkm, angenommen. Im Schiffsverkehr sind diese Intensitäten mangels Daten nicht darstellbar, aber auch hier wird in den verwendeten regionalen Szenarien dem Narrativ einer steigenden Verkehrsleistung bei sinkenden spezifischen Verbräuchen gefolgt.

Die Annahmen zur Effizienzentwicklung erfolgten auf der Ebene der Weltregionen Naher Osten und Afrika bzw. Nordafrika, basierend auf den Annahmen des DLR-Instituts für Fahrzeugkonzepte, die als Grundlage für die Szenarientwicklung von Teske et al. (2019) genutzt wurden. Diese Daten wurden in der Kalibrierung mit länderspezifischen statistischen Daten und verfügbaren regionalen Szenarien so modifiziert, dass sich mit den bottom-up-Berechnungen keine Unterschiede im Gesamtverbrauch ergeben. Abb. 3-4 zeigt die in den Szenarien dadurch implizit angenommene Entwicklung der spezifischen Energieverbräuche im Verkehr beispielhaft für das Szenario ADV und den Verkehr im Nahen Osten.

In allen Bereichen sinken die Verbräuche signifikant. Hierbei werden teilweise Unterschiede zwischen den Szenarien angenommen, beispielsweise bei den Elektro- und Wasserstofffahrzeugen sowie bei den Verbrennungsmotoren (ICE – internal combustion engine) im Straßenverkehr. Unterschiede zwischen den zwei Regionen

ergeben sich durch die jeweils unterschiedlichen Startwerte im Basisjahr sowie die jeweils erfolgte Modifizierung der Werte infolge des Abgleichs mit den regionalen Szenarien. In Abb. 3-4 wird vor allem für die Verbrennungsmotoren ein sehr starker Rückgang des spezifischen Verbrauchs deutlich. Dies liegt einerseits an dem heute im internationalen Vergleich im Nahen Osten signifikant erhöhten Verbrauch, der sich aus den statistischen Daten ergibt, und andererseits an dem hohen technischen Potenzial zur Verbrauchsminderung bei den Fahrzeugen entsprechend Pagenkopf et al. (2019), an dem sich das ambitionierte Szenario für jedes Land bis 2050 orientiert. Durch die hohen Statistikwerte ergeben sich auch im Referenzszenario und im moderaten ALT-Szenario deutliche spezifische Verbrauchsminderungen für Verbrennungsmotoren bis 2050 im Bereich von 50 % gegenüber 2015.

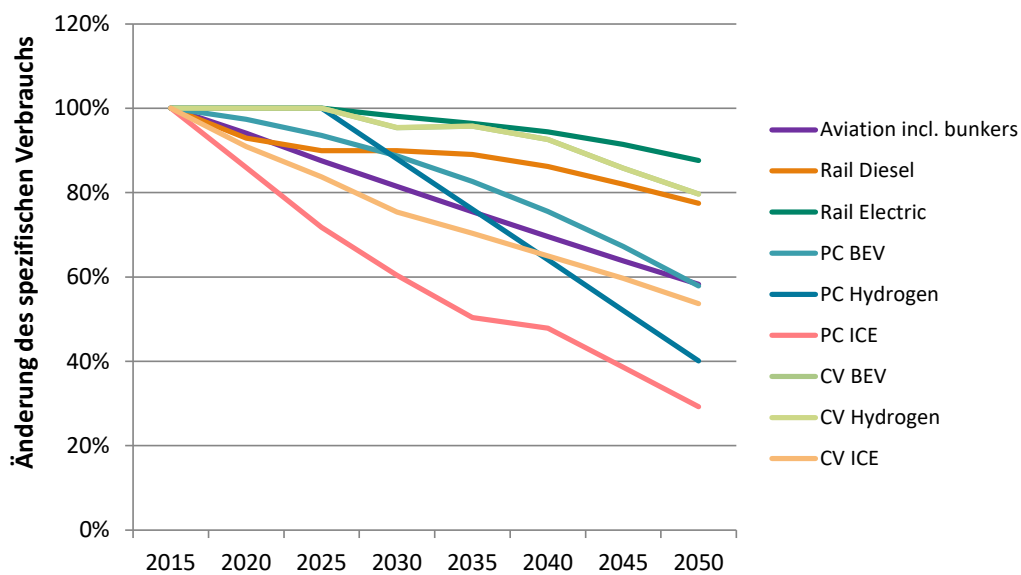


Abb. 3-4 Implizite Entwicklung spezifischer Verbräuche im Verkehr (außer Schiffsverkehr) in den regionalen Szenarien, Beispiel Szenario ADV für den Nahen Osten

3.5 Entwicklung der Fahrzeugflotten im Straßenverkehr

Entsprechend den Annahmen und resultierenden Flottenentwicklungen aus Pagenkopf et al. (2019) und den dort entwickelten regionalen Szenarien für Afrika und den Nahen Osten wurden die Anteile neuer Antriebskonzepte bis 2050 für die jeweiligen Länder festgelegt. Für zielkonforme Szenarien spielen Elektrofahrzeuge aufgrund ihrer hohen Effizienz eine wesentliche Rolle. Es wird dabei angenommen, dass sowohl Afrika als auch der Nahe Osten bezüglich der Einführung von batterieelektrischen (BEV) und hybriden (EREV) Fahrzeugen gegenüber anderen Regionen, insbesondere den OECD-Regionen, zeitlich etwas zurückbleiben. Dies gilt auch für die Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV), wobei für den Nahen Osten weitaus bessere Randbedingungen gesehen werden als für Nordafrika. Die nachfolgende Tab. 3-2 gibt die getroffenen Annahmen für die Entwicklung neuer Antriebskonzepte bei PKW (PC) und den Nutzfahrzeugen (CV) wieder.

Infolge dieser Annahmen sind in den Szenarien auch langfristig noch größere Anteile an Verbrennungsmotoren im Straßenverkehr vorhanden. Wie sich dies auf die

Verteilung der Fahrleistungen auswirkt, ist in Abb. 3-2 in Kapitel 3.2 dargestellt. Dadurch entsteht unter der Maßgabe einer vollständigen Versorgung auf EE-Basis ein erheblicher Bedarf an PtL. Der Markthochlauf wird vereinfacht in allen Ländern gleich angenommen. Die PtL-Anteile am Benzin- und Dieserverbrauch liegen 2030 bei 5 %, 2040 bei 20 % und steigen bis 2050 linear auf 100 %.

Tab. 3-2 Annahmen zur Entwicklung von Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeugen im Straßenverkehr bis 2050 im Szenario ADV

Naher Osten	PC	2020	2030	2040	2050
	BEV	0 %	5 %	24 %	38 %
	EREV	0 %	4 %	6 %	6 %
	FCEV	0 %	3 %	14 %	31 %
Afrika	PC	2020	2030	2040	2050
	BEV	0 %	4 %	19 %	44 %
	EREV	0 %	3 %	5 %	3 %
	FCEV	0 %	2 %	6 %	10 %
Naher Osten	CV	2020	2030	2040	2050
	BEV	0 %	10 %	42 %	56 %
	EREV	0 %	2 %	3 %	3 %
	FCEV	0 %	1 %	7 %	13 %
Afrika	CV	2020	2030	2040	2050
	BEV	0 %	7 %	32 %	41 %
	EREV	0 %	2 %	3 %	3 %
	FCEV	0 %	1 %	5 %	9 %

PC = passenger cars; CV = commercial vehicles

BEV= battery electric vehicle, EREV = electric range extender vehicle, FCEV = fuel cell electric vehicle

Quelle: Abgeleitet aus Pagenkopf et al. (2019)

4 Abschätzung zukünftiger Strombilanzen

Die Entwicklung des gesamten Strombedarfs unterscheidet sich in den Szenarien stark je nach der Implementierung von neuen Technologien zur direkten und indirekten Elektrifizierung von Wärmeprozessen und Fahrzeugen im Verkehr. Während der direkte Einsatz von Strom über Wärmepumpen und Elektroheizer bzw. batterieelektrische Fahrzeuge jeweils eine sehr hohe Effizienz besitzt, verursacht der Einsatz von Wasserstoff und synthetischen Kohlenwasserstoffen in Brennstoffzellen bzw. Motoren, Turbinen und anderen Feuerungen und Prozessen große Energieverluste auf der Erzeugungsseite, bedingt durch die Wasser-Elektrolyse und ggf. Synthese von Wasserstoff-Folgeprodukten. Somit hängt die zukünftige Stromnachfrage maßgeblich von der Energieverbrauchsentwicklung im Verkehr ab, wird aber auch getrieben von der Nachfrage- und Effizienzentwicklung im klassischen Stromverbrauch (insbesondere Kraft, Licht, Kühlung und IKT), von der Elektrifizierung von Wärmeprozessen in Haushalten, Gewerbebetrieben und der Industrie sowie, vor allem im Falle eines zielorientierten Szenarios, von der gesamten zusätzlichen Nachfrage nach strombasierten Energieträgern zur Substitution verbliebener fossiler Energieträger in energetischen und stofflichen Nutzungen.

4.1 Entwicklung der Endenergienachfragen im stationären Bereich

Für eine Abschätzung des zukünftigen Gesamtstrombedarfs wurden für alle Bereiche des Energiesystems Annahmen zur Entwicklung der stationären Technologieanteile und Energieintensitäten gemacht. Relevant sind hier Annahmen zur Entwicklung des klassischen Stromverbrauchs, des Anteils von Strom zur Wärmeerzeugung sowie des Wasserstoff-Anteils an der Wärmeerzeugung. Diese Annahmen erfolgten für die Länder ausgehend von den beiden regionalen Szenarien, die sich wiederum im Falle des REF an IEA (2017b) und im Falle des 100 % EE-Szenarios an Teske et al. (2019) anlehnen. Außer den Angaben aus den Energiestatistiken der IEA für das Basisjahr 2015 konnten – aufgrund mangelnder Informationen für länderspezifische Entwicklungspfade – im Wärmesektor keine nationalen Unterschiede bezüglich Potenzialen und Hindernissen berücksichtigt werden. Das ALT-Szenario stellt auch hier einen mittleren Entwicklungspfad dar. Die wesentlichen Annahmen zu den regionalen Entwicklungen sind die folgenden:

- Der Anteil der Elektrifizierung in der Wärmeerzeugung steigt im Sektor Haushalte und Sektor Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD) in Nordafrika auf im Mittel 53 % im Jahr 2050 im ADV (REF: 11 %; ALT: 32 %) und im Nahen Osten auf im Mittel 58 % (REF: 4 %; ALT: 31 %).
- Der Anteil der Elektrifizierung in der Wärmeerzeugung steigt im Sektor Industrie in Nordafrika auf über 30 % im Jahr 2050 im ADV (REF: 10 %; ALT: 20 %) und im Nahen Osten auf 38 % (REF: 2 %; ALT: 20 %).
- Der Anteil von Wasserstoff am in Feuerungen eingesetzten Gas steigt im ADV in beiden Regionen auf 100 %; im ALT liegt er bei maximal 20 % in der Industrie und bei Gaskraftwerken.

Abb. 4-1 zeigt die Entwicklung der absoluten Stromverbräuche für stationäre Anwendungen nach Sektoren für die beiden Regionen Naher Osten und Nordafrika,

einschließlich des Stromverbrauchs für die Erzeugung des nachgefragten Wasserstoffs. Der Stromeinsatz für die PtL-Erzeugung ist hier nicht mit eingerechnet. Die Szenarien gehen in allen Fällen von einem starken Anstieg des Stromverbrauchs in der Zukunft aus. Infolge der zunehmenden direkten und indirekten Elektrifizierung werden Effizienzverbesserungen in den alternativen Szenarien durch die zusätzliche Nachfrage von neuen Verbrauchern im Falle des Nahen Ostens weitgehend kompensiert, für Nordafrika liegen die Stromverbräuche im stationären Bereich sogar deutlich höher als im REF.

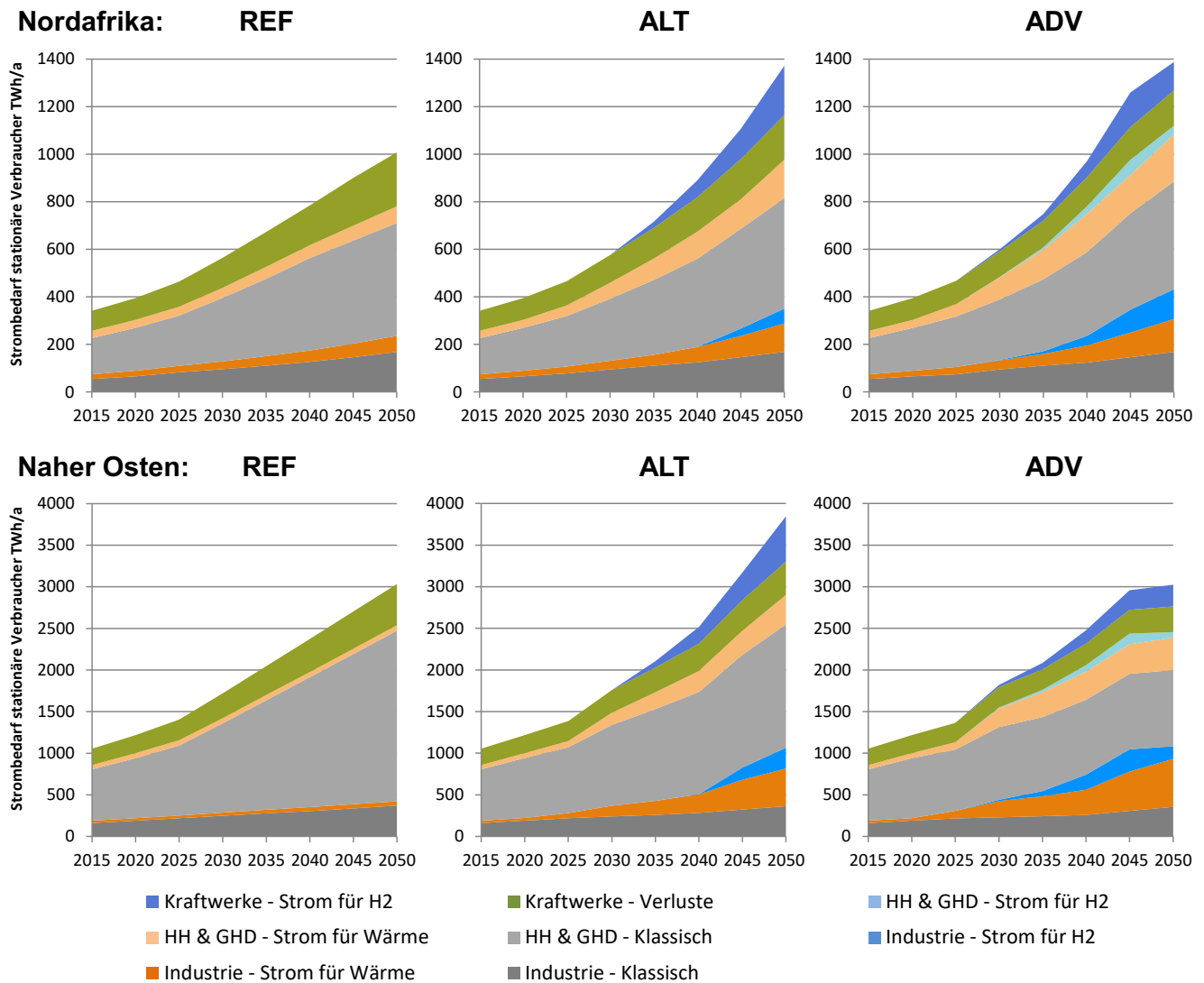


Abb. 4-1 Angenommene Entwicklung des Stromverbrauchs für stationäre Anlagen einschließlich Strom für direkt eingesetzten Wasserstoff (ohne Strom für PtL-Erzeugung) in den regionalen Szenarien für Nordafrika und den Nahen Osten

4.2 Abschätzung der zukünftigen Stromerzeugungsstruktur

Die Entwicklung der Anteile von neuen Technologien zur Stromerzeugung aus EE erfolgte ausgehend von den im Projekt MENA-Fuels berechneten Kostenpotenzialkurven für Sonnenenergie (Photovoltaik, PV und Concentrated solar power, CSP) und Windenergie (onshore und offshore) je Land (siehe → *Teilbericht 10*, Kapitel 2). Es konnte jeweils nur ein exemplarischer Pfad grob abgeschätzt werden, da im Rahmen des Projekts keine kosten- oder anderweitig optimierte Stromsystemanalyse erfolgen konnte, d. h. insbesondere die Anforderungen an Infrastrukturen und Investitionen für die Integration fluktuierender Erzeugungen durch Sonne und Wind unberücksichtigt bleiben. Damit nicht nur die günstigsten Erzeugungskosten (geringste „levelized costs of electricity“, LCOE) und die größten Gesamtpotenziale eine Rolle spielen, wurde ein heuristischer Ansatz gewählt, der eine diversifizierte Erzeugungsstruktur anstrebt. Ziel war es dabei, mögliche Co-Benefits einzelner Technologien wie Kapazitätsvorhaltung, Auskopplung von Wärme für andere Zwecke wie z. B. Wasserentsalzung, geringe Speicherkosten, höhere Volllaststunden und mögliche Unterschiede in der Wertschöpfung und im Ressourcenbedarf implizit mit zu berücksichtigen. Mit einer Abschätzung der jeweils im System vorhandenen gesicherten Erzeugungsleistung über mittlere technologiespezifische Kapazitätsfaktoren konnte der Aspekt der Versorgungssicherheit über einen einfachen Indikator ohne Systemmodellierung adressiert werden.

Für die Nutzung der EE-Kostenpotenzialkurven wurden dabei die folgenden Festlegungen getroffen: Der Anteil einer Technologie an der erneuerbaren Stromerzeugung wird mit gleicher Gewichtung zum einen ausgehend vom Gesamtpotenzial und zum anderen unter Berücksichtigung nur des Potenzials unterhalb definierter Kostengrenzen der Stromerzeugung abgeleitet. Hierzu werden aus der Potenzialbestimmung in → *Teilbericht 10* (Kapitel 2) mögliche installierbare Leistungen und Jahresstrommengen genutzt, kategorisiert in Kostenschritten von 2 Cent pro kWh Strom. Die angenommenen Kostengrenzen liegen bei der Windkraft bei 6-7 (onshore) bzw. 8 (offshore) Cent pro kWh und bei den solaren Technologien bei 3 (PV) bzw. 6 (CSP) Cent pro kWh Strom.

5 Ergebnisse

Die Ergebnisse werden im Folgenden nur zusammengefasst dargestellt. Detaillierte Werte insbesondere für die einzelnen Länder finden sich in den Tabellen im Anhang.

5.1 Energienachfragen des Verkehrs bis 2050

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

In Tab. 5-1 sind die Ergebnisse für den möglichen PtL-Bedarf in den beiden 100 %-EE-Szenarien als Summe aus dem Verkehr und der Industrie (Ersatz des nicht-energetischen Verbrauchs fossiler Energieträger) dargestellt, ausgehend von den Bedarfsanalysen und den Entwicklungspfaden alternativer Antriebe im Verkehr insgesamt. Die abgeschätzte Summe für alle MENA-Länder steigt im Falle des Szenarios ADV von 143 PJ im Jahr 2030 auf ca. 2.470 PJ im Jahr 2040 und ca. 5.360 PJ im Jahr 2050. Im bezüglich der Verbrauchsminderung moderaten Szenario ALT2 liegt der Eigenbedarf bei einer gleich angenommenen zeitlichen Implementierung von PtL durchgehend höher. Hier steigt der Bedarf von 194 PJ im Jahr 2030 auf ca. 4.380 PJ im Jahr 2040 und ca. 13.100 PJ im Jahr 2050. Dieser deutliche Unterschied im Verbrauch verursacht unter der Annahme einer jeweils heimischen Erzeugung einen in allen Ländern enorm höheren Ausbau der Technologien zur erneuerbaren Stromerzeugung wie im nachfolgenden Kapitel dargestellt.

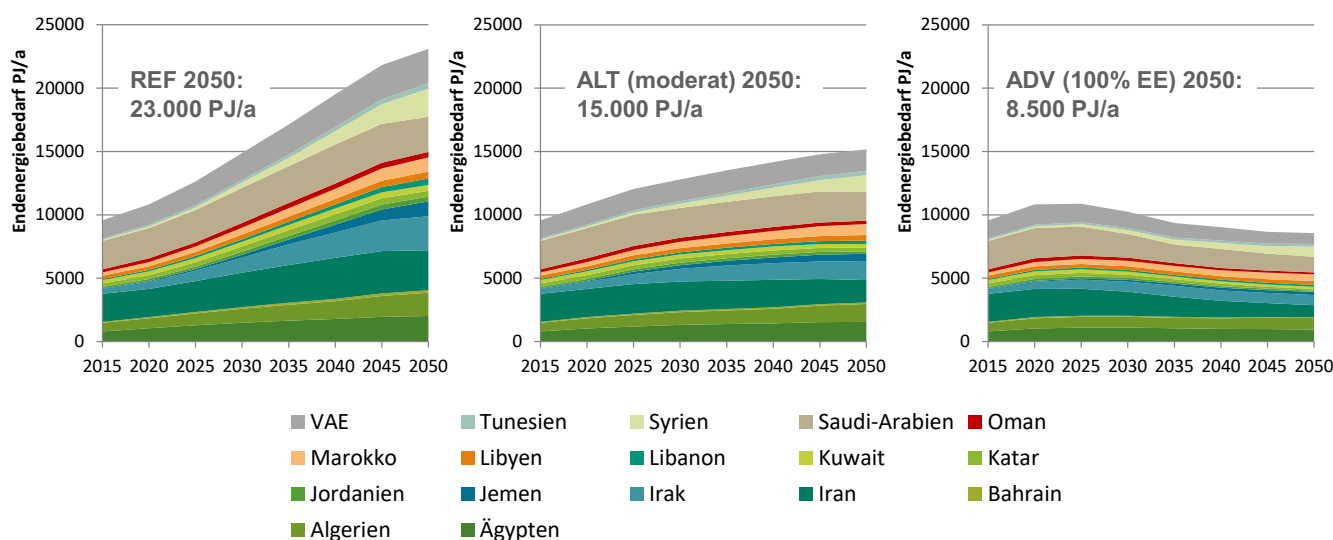


Abb. 5-1 Ergebnisse für die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr für alle betrachteten MENA-Länder in den Szenarien REF, ALT und ADV

Tab. 5-1 Möglicher Bedarf an PtL im Verkehr und in der Industrie nach Ländern und Regionen in den Szenarien ADV und ALT2

in PJ/a	Szenario ADV			Szenario ALT2		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Ägypten	14	253	609	19	411	1.333
Algerien	10	195	585	12	313	1.196
Libyen	3	68	194	4	103	372
Marokko	6	114	354	8	189	741
Tunesien	2	44	144	3	73	300
Bahrain	2	20	35	3	40	100
Iran	19	341	517	25	625	1.503
Irak	10	181	377	13	361	1.213
Jemen	2	48	119	3	126	464
Jordanien	3	30	50	4	66	181
Katar	6	56	94	9	110	269
Kuwait	4	61	102	5	106	251
Libanon	2	31	95	3	62	230
Oman	3	56	95	5	106	242
Saudi-Arabien	25	410	818	34	747	2.034
Syrien	3	112	369	4	184	1.048
VAE	27	454	799	40	761	1.657
Nordafrika	36	674	1.887	45	1.089	3.942
Naher Osten	107	1.799	3.470	149	3.294	9.192

5.2 Stromnachfragen und -erzeugungen der Länder bis 2050

Tab. 5-2 zeigt die Struktur des Strombedarfs in den zwei 100 %-EE-Szenarien getrennt für die Regionen Nordafrika und Naher Osten. Im ADV-Szenario sind die Unterschiede in der Entwicklung zwischen Nordafrika und Naher Osten etwas größer als im ALT2. Der Endenergieverbrauch an Strom steigt im ADV in Nordafrika von 2015 bis 2050 knapp um den Faktor 4,6 (ALT2: 4,1), im Nahen Osten liegt der Anstieg bei Faktor 3,1 (ALT2: 3,4). Der Anteil des Stroms für Wasserstoff (direkter H₂-Einsatz) liegt 2050 in beiden Regionen bei etwa 10-12 % des gesamten Strombedarfs (ALT2: jeweils ca. 26 %), der Anteil des Stroms für die strombasierte PtL-Erzeugung bei 43-45 % (ALT2: jeweils ca. 50 %). In Summe steigt der Gesamtstrombedarf zwischen 2015 und 2050 in Nordafrika um den Faktor 8,7 (ALT2: 14,6) und im Nahen Osten um den Faktor 6,4 (ALT2: 13,8). Im Vergleich dazu steigt der Strombedarf im REF-Szenario nur etwa um den Faktor 3 in beiden Regionen, im ALT-Szenario um den Faktor 4,6 in Nordafrika und Faktor 4 im Nahen Osten.

Tab. 5-2 Strombedarf nach Sektoren in den Szenarien ADV und ALT2

In TWh/a	Szenario ADV (100 % EE)				Szenario ALT2 (100 % EE)		
	2015	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Nordafrika							
Strom Endenergie	260	514	847	1.192	479	768	1.060
für Industrie	74	133	196	307	131	199	288
für Haushalte & GHD	183	346	512	653	328	484	626
für Verkehr	2	36	140	232	20	85	147
Strom für Wasserstoff	0	20	179	354	20	473	1.279
Strom für PtL-Erzeugung	0	35	435	1.290	40	669	2.477
für Verkehr	0	19	359	1.007	24	581	2.104
für nicht-energetischen Verbrauch	0	16	76	283	16	88	373
Netzverluste & Eigenbedarf Kraftwerke	83	108	122	149	117	145	188
Summe	343	677	1.584	2.985	656	2.055	5.003
Naher Osten							
Strom Endenergie	858	1.576	2.049	2.685	1.515	2.134	2.919
für Industrie	190	425	559	933	367	505	816
für Haushalte & GHD	668	1.099	1.239	1.309	1.119	1.482	1.836
für Verkehr	1	52	251	444	28	147	267
Strom für Wasserstoff	0	66	511	674	72	1.730	3.837
Strom für PtL-Erzeugung	0	138	1.314	3.060	181	2.322	7.384
für Verkehr	0	57	960	1.852	79	1.758	4.906
für nicht-energetischen Verbrauch	0	81	354	1.209	102	564	2.478
Netzverluste & Eigenbedarf Kraftwerke	197	248	259	309	273	329	401
Summe	1.055	2.028	4.132	6.728	2.040	6.515	14.540

Abb. 5-2 veranschaulicht die Entwicklung der Stromerzeugung aus Windkraft (onshore und offshore) sowie Sonnenenergie (PV und CSP) in den beiden 100 % EE-Szenarien in Form der erzeugten Jahresmengen und der dazu benötigten installierten Leistungen. Weitere angenommene Beiträge durch andere EE (Biomasse, Geothermie, Meeresenergie) und H₂-Rückverstromung sind nicht dargestellt. Im Ergebnis steigen die installierten Leistungen für Wind- und Sonnenstrom im ADV-Szenario auf knapp 4.500 GW bei einer Stromerzeugung von 9.700 TWh im Jahr 2050 für alle betrachteten MENA-Länder. Im ALT2-Szenario sind sowohl die im Jahr 2050 benötigten Jahresstrommengen als auch die Erzeugungskapazitäten um den Faktor 2 höher. Aufgrund der kontinuierlich stark steigenden Nachfragen an EE-Strom ist im betrachteten Zeithorizont keine plausible Sättigungskurve für den EE-Ausbau darstellbar, sondern resultiert ein durchgehend steiler Anstieg der gesamtinstallierten Leistungen. Im Ergebnis sind die Anforderungen an das Stromsystem in den beiden 100 % EE-Szenarien enorm, zumal die benötigten Größenordnungen an installierten Leistungen bei den heutigen Ausbauzielen der MENA-Länder weitgehend nicht erkennbar sind. Dennoch ist die Ausschöpfung der in → *Teilbericht 10* (Kapitel 2) gezeigten technischen Potenziale in vielen Ländern mit hohem Flächenpotenzial gering.

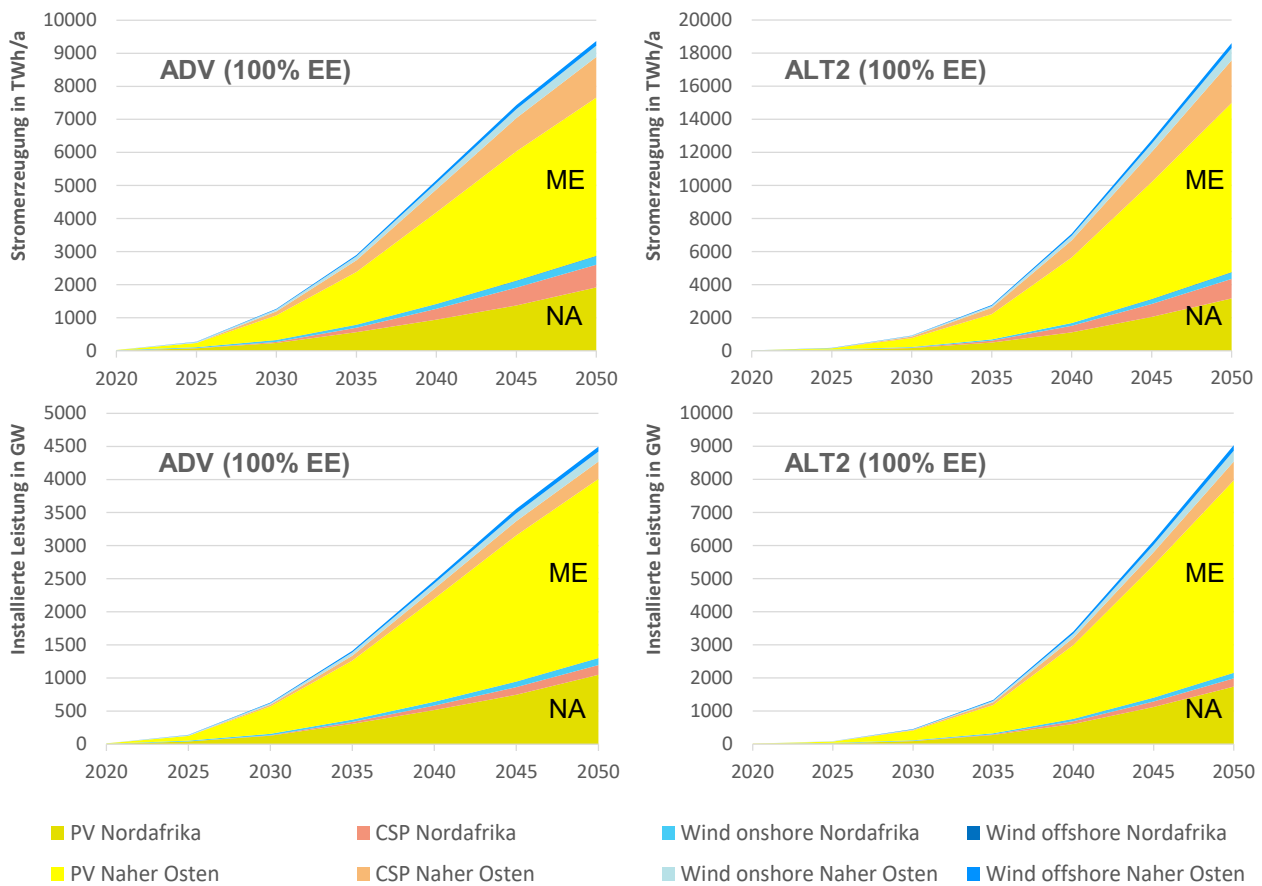


Abb. 5-2 Ergebnisse für die Entwicklung der Jahresmengen und installierten Leistungen der Stromerzeugung aus Sonne und Wind in den Szenarien ADV und ALT2

Tab. 5-3 zeigt die landspezifische maximale Ausschöpfung der Potenziale für Wind- und Sonnenstrom bezogen auf den gesamten Strombedarf im Jahr 2050. In der Summe aller MENA-Länder werden die technischen Wind- und Solarpotenziale in den zwei 100 % EE-Szenarien zu 1,5 % bzw. 3 % ausgeschöpft, wobei in diesen Zahlen keine zukünftige Flächenkonkurrenz mitberücksichtigt ist. Im Einzelergebnis zeigt sich zumeist und insbesondere in den großen Flächenstaaten ein weit höheres Potenzial als die Eigenversorgung benötigt. In kleineren Staaten würde die Eigenversorgung jedoch erhebliche Probleme verursachen. So sind in den Staaten Kuwait, Katar und Vereinigte Arabische Emirate (VAE) die Potenziale sehr deutlich ausgeschöpft, in den Staaten Bahrain und Libanon reichen die eigenen Potenziale nicht aus, so dass hier Importe aus den Nachbarstaaten erforderlich werden. Diese wurden in der Szenarioanalyse nicht betrachtet, so dass die Annahmen auf der Versorgungsseite theoretische Werte darstellen. In weitergehenden Analysen kann ausgehend von den erstellten Nachfrageszenarien der Stromaustausch zwischen den Ländern unter Berücksichtigung des räumlichen und zeitlichen Lastausgleichs modelliert und dadurch Eigenversorgungsanteile unter der Prämisse der Systemkostenoptimalität ermittelt werden. Diese Aufgabe war nicht Bestandteil der Arbeiten in MENA-Fuels.

Tab. 5-3 Strombedarf in TWh/a in den Szenarien ADV und ALT2 im Vergleich zu den technischen Potenzialen und deren maximale Ausschöpfung nach Ländern (entsprechend der IEA-Systematik) und Regionen.

in TWh/a	Strombedarf 2050		Technisches Potenzial*		Potenzialausschöpfung	
	ADV 2050	ALT2 2050	Wind gesamt	PV & CSP	ADV 2050	ALT2 2050
Ägypten	1.253	2.058	4.198	54.803	2,1 %	3,5 %
Algerien	816	1.451	9.221	116.380	0,6 %	1,2 %
Libyen	311	502	7.200	97.672	0,3 %	0,5 %
Marokko	401	645	1.356	12.142	3,0 %	4,8 %
Tunesien	203	349	798	4.637	3,7 %	6,4 %
Bahrain	123	255	62	21	149,5 %	310,7 %
Iran	1.797	4.135	6.392	67.338	2,4 %	5,6 %
Irak	521	1.054	2.089	25.737	1,9 %	3,8 %
Jemen	130	336	1.793	32.705	0,4 %	1,0 %
Jordanien	86	195	433	5.393	1,5 %	3,4 %
Katar	279	614	283	651	29,9 %	65,8 %
Kuwait	255	652	193	1.199	18,3 %	46,9 %
Libanon	110	210	11	107	94,0 %	178,7 %
Oman	230	481	1.349	19.987	1,1 %	2,3 %
Saudi-Arabien	1.902	3.887	7.651	109.761	1,6 %	3,3 %
Syrien	412	806	807	8.451	4,4 %	8,7 %
VAE	883	1.914	466	2.227	32,8 %	71,1 %
Nordafrika	2.985	5.003	22.773	285.634	1,0 %	1,6 %
Naher Osten	6.728	14.540	21.528	273.575	2,3 %	4,9 %

* Die technischen Potentiale unter Berücksichtigung von technologiespezifischen Ausschlussflächen können an dieser Stelle als Maximalabschätzung aufsummiert werden, da bei ihrer Berechnung bereits ein begrenzender Flächennutzungsfaktor von 0,33 jeweils für PV, CSP und Wind onshore angesetzt wurde (→ Teilbericht 10).

5.3 Rückmeldungen des MENA-Beirats

Der methodische Ansatz, wesentliche Annahmen und vorläufige Ergebnisse wurden am 04.11.2020 in einem (virtuellen) MENA-Beiratstreffen vorgestellt und diskutiert. Es wurde von Projektseite darauf hingewiesen, dass die Szenarientwicklung im Projekt MENA-Fuels primär der Ableitung von möglichen Eigenbedarfen im Verhältnis zu den ermittelten Potenzialen an EE dient und es sich nicht um eine im Detail preis- und politik-/maßnahmengetriebene Pfadanalyse handelt. Die Diskussion und eine abschließende Umfrage ergaben die folgenden Einschätzungen und Anmerkungen, die bei der abschließenden Szenarienberechnung berücksichtigt wurden:

- Zur wahrscheinlichen Entwicklung des individuellen Motorisierungsgrades (PC) ergaben die Rückmeldungen der Beiräte ein heterogenes Bild. Für Nordafrika wurde von allen Beiräten eine Erhöhung um den Faktor 2 bis 6 gegenüber heute für plausibel gehalten. Für den Nahen Osten sah mehr als die Hälfte der Beiräte eine Erhöhung um den Faktor 3 am wahrscheinlichsten an, einzelne Einschätzun-

gen gab es auch für die Erhöhung um den Faktor 1,5, eine konstante Entwicklung und den Rückgang um Faktor 0,8. Dass die Motorisierung der Staaten des Nahen Ostens bereits schon heute mit 30 % relativ hoch liegt (Faktor 4 höher als in Nordafrika), war mehreren Beiräten evtl. nicht bewusst.

- Bezüglich der langfristigen Entwicklung des Schienenverkehrs teilten 70 % der Beiratsmitglieder die Annahme eines langfristig ambitionierten Infrastrukturausbaus, der die Visionen des strategischen Aktionsplans der Region umsetzt.
- Hinsichtlich der Kraftstoffnachfrage im Verkehr hielt die Mehrheit der Beiräte den moderaten Pfad des ALT-Szenarios für am wahrscheinlichsten (56 %), jeweils zwei Mitglieder hielten eine ambitionierte Entwicklung (ADV) bzw. die pessimistische Entwicklung des REF-Szenarios für den wahrscheinlichen Pfad.
- Eine ambitionierte Entwicklung entsprechend dem ADV-Szenario hielten die meisten Beiratsmitglieder (80 %) in den jetzigen Regierungsstrukturen auch unter der Annahme neuer politischer Strategien nicht für realistisch.
- Bei der Frage nach der zukünftigen Landnutzungskonkurrenz und der möglicherweise resultierenden Begrenzung des berechneten technischen EE-Potenzials waren die Einschätzungen sehr unterschiedlich. Jeweils 30 % der Antworten hielten eine Reduktion der Potenziale um 20 %, 50 % bzw. 80 % für angebracht, um anderen Landnutzungen Rechnung zu tragen. Eine Antwort gab es für die Reduktion auf nur 10 % des technischen Potenzials als anzunehmendes verfügbares Potenzial in den Szenarien.

Die Aktualisierung des Referenzszenarios mit dem neusten IEA World Energy Outlook (WEO) (IEA, 2019) wurde empfohlen. Hierbei sollte auch überprüft werden, ob die derzeitigen energiepolitischen Strategien einiger Länder in Bezug auf den Ausbau der Erdgasförderung und -nutzung berücksichtigt sind. Ein erster Vergleich der WEO-Szenarien 2017 und 2019 ergab ein diffuses Bild von zumeist kleineren Unterschieden in den Ausprägungen. Da bei der IEA jedoch größere Änderungen bei den Szenariodefinitionen stattfanden, war eine allgemeine Aktualisierung der Modellparametrierung nicht umsetzbar. Jedoch konnte über den kostenpflichtigen Zugang zur Enerdata-Datenbank „Power Plant Tracker“ eine Kalibrierung der Annahmen zu den derzeit installierten Kraftwerksleistungen sowie eine Berücksichtigung des aktuell geplanten Ausbaus an Kraftwerken für die finalen Szenarien erfolgen (Enerdata, 2022).

Auch eine mögliche Berücksichtigung von COVID19-Effekten wurde diskutiert. Angesichts nicht vorliegender statistischer Informationen zu den Auswirkungen im Energiesektor und den unklaren Langzeiteffekten wurde jedoch von entsprechenden Annahmen abgesehen. Die Nutzung des Endenergieverbrauchs aus dem IEA WEO von 2017 führt im Vergleich zum IEA WEO von 2019 in der Regel zu etwas niedrigeren Verbrauchspfaden, was in der Tendenz mit den COVID19-Auswirkungen, insbesondere für das Jahr 2020 und die Folgejahre, übereinstimmen dürfte.

Mögliche Effekte durch den Ukrainekrieg sind in den Szenarien ebenfalls nicht berücksichtigt, da die Szenarientwicklung davor abgeschlossen wurde.

6 Fazit und Ausblick

Die entwickelten Szenarien für die MENA-Länder unter der Voraussetzung der langfristigen Klimaneutralität durch Nutzung erneuerbarer Energien (100 % EE) zeigen einen enormen Bedarf an struktureller und technologischer Transformation. Eine zielkonforme Energieversorgung ohne fossile Energieträger stellt für die Länder eine große Herausforderung dar. Die geschätzten erforderlichen Ausbauleistungen für Solar- und Windstrom liegen je nach Szenario bei insgesamt 4.500 GW bis knapp 9.000 GW bis zum Jahr 2050 – Größenordnungen und dafür erforderliche Ausbaudynamiken, die nicht im Ansatz in den derzeitigen Ausbauzielen der meisten Länder abgebildet sind. Ein zusätzlicher Ausbau von EE-Stromerzeugungskapazitäten für den Export von synthetischen Kraftstoffen darf nicht auf Kosten der eigenen Energietransformation gehen, da sonst die globalen Ziele konterkariert werden. Ein wesentliches Ziel einer deutschen und europäischen Energiepolitik mit der Absicht des Imports muss deshalb auch die Unterstützung der Ausbauziele und -entwicklungen in den MENA-Ländern sein, beispielsweise über die Intensivierung von Energiepartnerschaften.

In der Summe aller MENA-Länder werden die technischen Wind- und Solarpotenziale in den zwei 100 % EE-Szenarien zu 1,5 % bzw. 3 % ausgeschöpft, wobei in diesen Zahlen keine zukünftige Flächenkonkurrenz mitberücksichtigt ist. Die landspezifische maximale Ausschöpfung der Potenziale für Wind- und Sonnenstrom bezogen auf den gesamten Strombedarf im Jahr 2050 verdeutlicht das zumeist und insbesondere in den großen Flächenstaaten weitaus höhere Energiepotenzial, als es für die Eigenversorgung benötigt wird. In kleineren Staaten würde die Eigenversorgung jedoch erhebliche Probleme verursachen. Während in Kuwait, Katar und Vereinigte Arabische Emirate (VAE) die Potenziale sehr deutlich ausgeschöpft sind, können Bahrain und Libanon nicht ohne Importe ihren Eigenbedarf an erneuerbarer Energie decken.

In weitergehenden Arbeiten sollten die Szenarien – möglichst unter stärkerer Einbeziehung landspezifischer Informationen – hinsichtlich ihrer Robustheit und Ausdifferenzierung weiterentwickelt werden. Dazu gehört die regionale Modellierung der räumlichen und zeitlichen Effekte und infrastrukturellen Anforderungen von Energiesystemen auf der Basis von fluktuierenden EE. Über den engeren Austausch mit den energiewirtschaftlichen und politisch-gesellschaftlichen Stakeholdern ließen sich Opportunitäten und Hindernisse für einen zielkonformen EE-Ausbau einschließlich eines Infrastrukturausbaus für Energieexporte identifizieren und jeweils strategische Maßnahmen im landspezifischen Kontext planen. Hierzu gehört auch die Förderung eigener Forschungskapazitäten zur Modellierung und multidimensionalen Bewertung möglicher Transformationspfade und -strategien z. B. durch open source-Ansätze und gemeinsame Forschungsprojekte.

7 Literaturverzeichnis

Zitierte Literatur

- Enerdata (2022). Power Plant Tracker (Stand Januar 2022). <https://www.enerdata.net/research/power-plant-database.html>
- Gils, H. C., Simon, S. (2017). Carbon neutral archipelago – 100% renewable energy supply for the Canary Islands. *Applied Energy*, 188(C), 342–355.
- ICAO (2016). International Civil Aviation Organization (ICAO). Annual Report of the ICAO Council: 2015. Appendix 1: Tables relating to the World of Air Transport in 2015. https://www.icao.int/annual-report-2015/Documents/Appendix_1_en.pdf
- IEA (2017a). International Energy Agency (IEA): World Energy Balances 2017. OECD, Paris. IEA Publications.
- IEA (2017b). International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook 2017. OECD, Paris. IEA Publications.
- IEA (2019). International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook 2019. OECD, Paris. IEA Publications.
- OICA (2018). CV world vehicles in use / PC world vehicles in use. Organisation Internationale des Constructeurs d'Automobiles (OICA). www.oica.net
- Pagenkopf, J., van den Adel, B., Deniz, Ö., Schmid, S. (2019). Transport Transition Concepts. In S. Teske (Hrsg.), *Achieving the Paris Climate Agreement Goals* (S. 131–159). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-05843-2_6
- Simon, S., Naegler, T., Gils, H. C. (2018). Transformation towards a Renewable Energy System in Brazil and Mexico—Technological and Structural Options for Latin America. *Energies*, 11(4), Art. 4. <https://doi.org/10.3390/en11040907>
- Teske, S., Sawyer, S., Schäfer, O., Pregger, T., Simon, S., Naegler, T., Schmid, S., Özdemir, E. D., Pagenkopf, J., Kleiner, F., Rutovitz, J., Dominish, E., Downes, J., Ackermann, T., Brown, T., Boxer, S., Baitelo, R., Rodrigues, L. (2015). *Energy [R]evolution—A sustainable world energy outlook 2015*.
- Teske, S., Pregger, T., Naegler, T., Simon, S., Giurco, D., Morris, T., Nagrath, K., Mey, F., Briggs, C., Dominish, E., Florin, N., Mclellan, B., Pagenkopf, J., van den Adel, B., Deniz, Ö., Schmid, S., Meinshausen, M., Dooley, K. (2019). *Achieving the Paris Climate Agreement Goals—Global and Regional 100% Renewable Energy Scenarios with Non-Energy GHG Pathways for +1.5°C and +2°C*.
- UIC (2008). The railways of the Middle East “Visions 2025”. The International Union of Railways (UIC). Background Paper UIC Strategy, February 2008. http://db.foresight.kr/subo3/research/filedown/id/38/field/file_saved_name/rfile/06479f8173ace8b3cbc3960599655978

UIC (2018). Strategic Action Plan for UIC Middle East Railways. 2018 – 2020. The International Union of Railways (UIC). Updated version / November 2018
https://uic.org/middle-east/IMG/pdf/strategic_action_plan_for_uic_middle-east_railways_2018-2020.pdf

UIC (2019). Railway Statistics Synopsis 2019 edition. The International Union of Railways (UIC). www.uic.org

UN (2019). United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2019). Probabilistic Population Projections based on the World Population Prospects 2019 (Median (50 percent) prediction interval, 2020 – 2100). <http://population.un.org/wpp/>.

Worldbank (2019). Land area (sq. km) and GDP PPP. The World Bank Data 2019 [cited 2019 10.08.]. <https://data.worldbank.org>.

Teilberichte

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

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

8 Anhang

Tab. 8-1 Marokko – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	251,3	438,1	557,3	676,4	800,6	977,0	1121,2
electricity	PJ/yr	1,2	1,7	2,1	2,6	3,0	3,5	3,7
	TWh/yr	0,3	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	1,0
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	244,5	430,3	548,8	667,2	790,6	966,2	1109,7
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	5,6	6,1	6,3	6,6	6,9	7,4	7,7
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	35,8	49,7	59,3	70,8	82,6	94,5	105,6
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	29,9	42,2	50,2	60,1	70,2	79,4	88,5
industry		TWh/yr	10,9	16,6	18,5	21,5	24,8	28,7	33,2
other sectors		TWh/yr	18,7	25,1	31,1	37,8	44,6	49,7	54,2
transport		TWh/yr	0,3	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	1,0
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses		TWh/yr	5,5	7,1	8,7	10,4	12,0	14,6	16,7
own consumption transformation sector		TWh/yr	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
domestic net electricity production		TWh/yr	30,8	44,7	54,3	65,9	77,6	89,5	100,7

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	18,4	18,6	18,8	19,1	20,1	21,4	19,8
oil (and diesel)		TWh/yr	2,2	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	5,8	7,4	9,2	11,1	13,3	16,0	19,1
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,3	0,8	1,3	1,7
wind onshore		TWh/yr	2,5	5,8	8,1	11,6	15,5	21,0	28,7
solar PV		TWh/yr	0,0	5,0	8,2	13,3	17,2	18,8	19,5
solar CSP		TWh/yr	0,0	3,8	5,8	6,1	6,2	6,3	6,5
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,1	0,2	0,4	0,6	1,0	1,7
total public power plants and CHP		TWh/yr	30,8	44,7	54,3	65,9	77,6	89,5	100,7

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	3,8	4,5	5,5	5,5	5,8	6,2	5,7
oil (and diesel)		GW	1,5	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
gas (incl. hydrogen use)		GW	1,5	2,3	2,8	3,4	4,1	4,9	5,8
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
wind offshore		GW	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4
wind onshore		GW	0,7	1,7	2,3	3,3	4,5	6,1	8,5
solar PV		GW	0,0	2,7	4,5	7,3	9,4	10,3	10,7
solar CSP		GW	0,0	0,8	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6
total public power plants and CHP		GW	9,3	14,8	19,2	23,9	28,3	32,2	35,9

Tab. 8-2 Marokko – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	251,3	423,4	511,0	587,6	664,9	778,6	862,7
electricity	PJ/yr	1,2	5,3	14,1	34,5	56,8	79,8	95,7
	TWh/yr	0,3	1,5	3,9	9,6	15,8	22,2	26,6
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	244,5	411,5	488,6	540,9	589,3	671,3	733,5
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	5,6	6,1	6,3	6,6	6,9	7,4	7,7
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,6	2,0	5,5	11,9	20,0	25,7

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	35,8	51,9	68,7	91,5	116,8	139,9	160,9
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	29,9	44,4	59,4	79,2	99,8	115,7	130,2
	industry	TWh/yr	10,9	15,8	18,7	22,1	26,1	31,7	37,9
	other sectors	TWh/yr	18,7	27,2	36,8	47,5	58,0	61,8	65,7
	transport	TWh/yr	0,3	1,5	3,9	9,6	15,8	22,2	26,6
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,2	0,8	2,7	6,0	11,2	16,1
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses		TWh/yr	5,5	6,9	8,1	9,3	10,7	12,7	14,3
own consumption transformation sector		TWh/yr	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
domestic net electricity production		TWh/yr	30,8	46,9	63,7	86,5	111,8	134,9	155,9

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	0,6	2,0	5,5	11,9	20,0	25,7
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	3,1	5,5
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	1,2	3,6	7,2	13,4
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	0,6	2,0	6,9	15,7	30,3	44,5
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	0,9	2,8	9,7	21,5	40,3	57,9
		TWh	0,0	0,2	0,8	2,7	6,0	11,2	16,1

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	18,4	15,7	12,2	12,6	12,1	11,5	10,0
oil (and diesel)		TWh/yr	2,2	1,8	1,6	1,1	1,0	0,9	0,9
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	5,8	7,1	7,4	7,7	8,0	9,1	10,1
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	1,9	2,1	2,1	2,2	2,3	2,5	2,6
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,0	0,4	1,0	1,7	2,5	3,4
wind onshore		TWh/yr	2,5	5,6	7,5	11,4	17,0	23,2	28,1
solar PV		TWh/yr	0,0	10,9	24,8	38,4	52,5	65,1	78,1
solar CSP		TWh/yr	0,0	3,8	7,4	11,1	15,3	17,1	18,9
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,1	0,3	1,1	1,9	3,0	3,8
total public power plants and CHP		TWh/yr	30,8	46,9	63,7	86,5	111,8	134,9	155,9

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	3,8	3,8	3,5	3,7	3,5	3,4	2,9
oil (and diesel)		GW	1,5	0,8	0,8	0,6	0,5	0,5	0,4
gas (incl. hydrogen use)		GW	1,5	2,3	2,8	3,5	4,1	4,9	5,9
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	1,8	2,0	2,0	2,1	2,2	2,4	2,5
wind offshore		GW	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8
wind onshore		GW	0,7	1,6	2,2	3,3	4,9	6,7	8,4
solar PV		GW	0,0	5,9	13,5	20,9	28,6	35,5	42,6
solar CSP		GW	0,0	0,8	1,6	2,4	3,3	3,6	4,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	0,9	1,1
total public power plants and CHP		GW	9,3	17,2	26,7	37,0	48,1	58,5	68,7

Tab. 8-3 Marokko – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
total consumption transport	PJ/yr	251,3	388,7	425,8	448,2	473,2	520,2	544,9	
electricity	PJ/yr	1,2	9,9	24,5	57,9	93,8	129,3	151,4	
	TWh/yr	0,3	2,7	6,8	16,1	26,1	35,9	42,0	
synfuels	PJ/yr	0,0	0,4	6,2	42,4	113,9	207,3	354,4	
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	244,5	371,3	385,3	332,1	243,0	152,6	0,0	
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
fuel oil	PJ/yr	5,6	6,1	6,3	6,6	3,5	0,0	0,0	
hydrogen	PJ/yr	0,0	1,1	3,5	9,1	18,9	31,1	39,1	
Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		35,8	54,7	82,5	133,8	209,9	293,8	400,9
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		29,9	47,1	69,0	96,6	124,7	142,5	158,3
industry	TWh/yr		10,9	14,9	18,9	22,5	26,9	33,8	41,0
other sectors	TWh/yr		18,7	29,4	43,3	58,0	71,7	72,8	75,3
transport	TWh/yr		0,3	2,7	6,8	16,1	26,1	35,9	42,0
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,4	1,6	4,7	11,6	23,6	29,4
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,2	4,0	24,0	64,0	116,9	201,2
grid losses	TWh/yr		5,5	6,6	7,6	8,3	9,4	10,8	11,8
own consumption transformation sector	TWh/yr		0,3	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
domestic net electricity production	TWh/yr		30,8	49,7	77,6	128,9	204,9	288,8	395,9
Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	1,1	3,5	9,1	18,9	31,1	39,1
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,3	1,8	8,6	25,6	36,8
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,4	1,3	3,0	7,0	5,7
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	1,1	4,2	12,1	30,5	63,6	81,5
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	1,6	5,9	17,0	41,8	84,9	105,9
	TWh		0,0	0,4	1,6	4,7	11,6	23,6	29,4
Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	1,3	2,5	6,1	11,7	22,6
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,4	6,2	42,4	113,9	207,3	354,4
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,4	7,5	44,9	120,0	219,0	377,1
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,8	14,4	86,3	230,5	420,7	724,4
	TWh/yr		0,0	0,2	4,0	24,0	64,0	116,9	201,2
Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		18,4	13,5	5,0	0,8	0,1	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		2,2	1,3	0,9	0,2	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		5,8	6,9	6,7	4,3	2,7	2,2	1,1
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		1,9	2,2	2,3	2,6	2,8	3,0	3,3
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,0	0,8	1,6	2,6	3,7	5,2
wind onshore	TWh/yr		2,5	5,3	7,0	11,3	18,5	26,4	36,5
solar PV	TWh/yr		0,0	16,8	41,4	79,4	130,5	185,4	256,7
solar CSP	TWh/yr		0,0	3,8	13,1	27,0	44,4	63,1	87,3
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,1	0,4	1,7	3,3	5,0	5,9
total public power plants and CHP	TWh/yr		30,8	49,7	77,6	128,9	204,9	288,8	395,9
Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		3,8	3,3	1,5	0,2	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		1,5	0,6	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW		1,5	2,3	2,9	3,5	4,2	4,1	3,4
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		1,8	2,1	2,2	2,5	2,7	2,9	3,2
wind offshore	GW		0,0	0,0	0,2	0,4	0,6	0,9	1,3
wind onshore	GW		0,7	1,5	2,0	3,3	5,4	7,8	11,1
solar PV	GW		0,0	9,2	22,6	43,3	71,2	101,8	143,1
solar CSP	GW		0,0	0,8	2,8	5,8	9,7	13,9	19,4
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,0	0,1	0,5	0,9	1,4	1,6
total public power plants and CHP	GW		9,3	19,8	34,7	59,5	94,7	132,8	183,1

Tab. 8-4 Marokko – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	251,3	423,4	511,0	587,6	664,9	778,6	862,7
electricity	PJ/yr	1,2	5,3	14,1	34,5	56,8	79,8	95,7
	TWh/yr	0,3	1,5	3,9	9,6	15,8	22,2	26,6
synfuels	PJ/yr	0,0	0,5	8,2	62,5	188,8	388,9	741,2
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	244,5	411,0	480,4	478,4	404,0	289,8	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	5,6	6,1	6,3	6,6	3,5	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,6	2,0	5,5	11,9	20,0	25,7

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	35,8	52,2	74,0	130,7	239,2	408,2	644,8
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	29,9	44,4	59,4	81,1	99,8	115,7	130,2
industry		TWh/yr	10,9	15,8	18,7	22,1	26,1	31,7	37,9
other sectors		TWh/yr	18,7	27,2	36,8	49,4	58,0	61,8	65,7
transport		TWh/yr	0,3	1,5	3,9	9,6	15,8	22,2	26,6
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,2	1,0	5,1	23,9	64,2	88,5
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,3	5,1	34,8	104,5	215,3	411,5
grid losses		TWh/yr	5,5	6,9	8,1	9,3	10,7	12,7	14,3
own consumption transformation sector		TWh/yr	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
domestic net electricity production		TWh/yr	30,8	47,2	69,0	125,7	234,2	403,2	639,8

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	0,6	2,0	5,5	11,9	20,0	25,7
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	2,7	20,0	59,2	87,6
industry		PJ/yr	0,0	0,0	0,2	2,3	20,5	69,8	99,6
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,5	2,5	10,4	24,3	32,3
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	0,6	2,7	13,0	62,7	173,3	245,2
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	0,9	3,7	18,4	86,0	231,1	318,4
		TWh	0,0	0,2	1,0	5,1	23,9	64,2	88,5

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	1,3	2,7	7,1	14,5	29,9
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,5	8,2	62,5	188,8	388,9	741,2
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,5	9,5	65,2	195,8	403,5	771,1
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,9	18,2	125,4	376,2	775,2	1481,5
		TWh/yr	0,0	0,3	5,1	34,8	104,5	215,3	411,5

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	18,4	15,5	5,3	1,1	0,3	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	2,2	1,8	1,6	1,1	0,8	0,5	0,0
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	5,8	7,1	7,9	7,7	8,0	6,8	5,1
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	1,9	2,1	2,1	2,2	2,3	2,5	2,6
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,0	0,7	1,5	3,0	5,2	8,4
wind onshore		TWh/yr	2,5	5,6	7,4	10,7	20,9	36,9	59,5
solar PV		TWh/yr	0,0	11,4	32,2	74,9	147,0	259,9	418,2
solar CSP		TWh/yr	0,0	3,8	11,6	25,5	50,0	88,4	142,3
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,1	0,3	1,1	1,9	3,0	3,8
total public power plants and CHP		TWh/yr	30,8	47,2	69,1	125,7	234,2	403,2	639,8

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	3,8	3,7	1,5	0,3	0,1	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	1,5	0,8	0,8	0,6	0,4	0,2	0,0
gas (incl. hydrogen use)		GW	1,5	2,3	2,8	3,5	5,2	5,8	6,6
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	1,8	2,0	2,0	2,1	2,2	2,4	2,5
wind offshore		GW	0,0	0,0	0,2	0,4	0,7	1,3	2,2
wind onshore		GW	0,7	1,6	2,1	3,1	6,1	11,2	18,9
solar PV		GW	0,0	6,2	17,6	40,9	80,3	145,8	238,1
solar CSP		GW	0,0	0,8	2,5	5,4	11,0	19,7	32,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	0,9	1,1
total public power plants and CHP		GW	9,3	17,4	29,6	56,5	106,5	187,3	301,4

Tab. 8-5 Jordanien – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
total consumption transport	PJ/yr	122,3	188,2	236,0	284,9	339,9	379,9	383,6	
electricity	PJ/yr	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	122,1	187,9	235,6	284,4	339,3	379,2	382,8	
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
fuel oil	PJ/yr	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	19,6	26,0	31,5	37,5	43,6	49,7	56,0	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	16,7	22,3	27,1	32,3	37,6	43,0	48,5	
industry	TWh/yr	4,3	5,6	6,4	7,2	7,9	8,8	9,7	
other sectors	TWh/yr	12,4	16,6	20,6	25,1	29,5	34,1	38,7	
transport	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
grid losses	TWh/yr	2,2	3,0	3,6	4,3	5,1	5,8	6,4	
own consumption transformation sector	TWh/yr	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1	
domestic net electricity production	TWh/yr	19,0	25,4	30,9	37,0	43,0	49,2	55,4	
Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
industry	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	TWh/yr	9,6	1,4	0,9	0,7	0,6	0,6	0,5	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	9,2	20,3	26,0	31,4	36,8	42,2	47,3	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	TWh/yr	0,1	1,1	1,4	1,9	2,4	3,0	3,8	
solar PV	TWh/yr	0,0	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8	
total public power plants and CHP	TWh/yr	19,0	25,4	30,9	37,0	43,0	49,2	55,4	
Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	GW	2,0	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	
gas (incl. hydrogen use)	GW	3,3	4,3	4,4	5,3	6,2	7,1	8,0	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	GW	0,1	0,5	0,6	0,9	1,1	1,4	1,8	
solar PV	GW	0,0	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	
solar CSP	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	
total public power plants and CHP	GW	5,5	6,6	6,7	7,9	9,1	10,3	11,7	

Tab. 8-6 Jordanien – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	122,3	178,5	197,9	209,1	220,0	220,2	210,8
electricity	PJ/yr	0,0	0,7	2,9	7,6	12,8	17,5	20,8
	TWh/yr	0,0	0,2	0,8	2,1	3,6	4,9	5,8
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	122,1	177,3	194,0	199,2	202,7	195,5	181,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,2	0,7	2,0	4,2	6,8	8,7

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	19,6	25,4	31,5	38,8	48,1	57,9	69,0
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	16,7	21,8	27,1	31,9	37,1	42,0	46,7
	industry	TWh/yr	4,3	5,8	6,4	6,9	7,6	8,8	10,0
	other sectors	TWh/yr	12,4	15,7	19,9	22,9	25,9	28,3	31,0
	transport	TWh/yr	0,0	0,2	0,8	2,1	3,6	4,9	5,8
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,1	0,3	2,4	6,0	10,2	16,1
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses		TWh/yr	2,2	2,9	3,4	3,9	4,4	5,1	5,6
own consumption transformation sector		TWh/yr	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
domestic net electricity production		TWh/yr	19,0	24,8	30,9	38,3	47,7	57,6	68,7

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	0,2	0,7	2,0	4,2	6,8	8,7
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry		PJ/yr	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,7	1,4
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	3,9	11,2	20,1	34,5
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	0,2	0,8	6,1	15,7	27,6	44,5
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	0,3	1,1	8,6	21,5	36,8	57,8
		TWh	0,0	0,1	0,3	2,4	6,0	10,2	16,1

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	9,6	1,7	1,2	0,5	0,3	0,3	0,2
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	9,2	18,2	19,9	20,1	20,9	22,6	24,6
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind onshore		TWh/yr	0,1	1,5	2,0	2,4	3,1	4,0	4,6
solar PV		TWh/yr	0,0	3,3	7,2	12,6	18,5	23,4	30,0
solar CSP		TWh/yr	0,0	0,0	0,3	2,2	4,1	6,4	7,9
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	1,3
total public power plants and CHP		TWh/yr	19,0	24,9	30,9	38,4	47,8	57,7	68,8

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	2,0	0,4	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1
gas (incl. hydrogen use)		GW	3,3	4,4	4,4	4,5	4,6	4,7	5,2
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wind offshore		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind onshore		GW	0,1	0,7	0,9	1,1	1,5	1,9	2,1
solar PV		GW	0,0	1,8	3,9	6,9	10,1	12,7	16,4
solar CSP		GW	0,0	0,0	0,1	0,5	0,9	1,4	1,7
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2
total public power plants and CHP		GW	5,5	7,3	9,7	13,2	17,3	21,0	25,7

Tab. 8-7 Jordanien – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	122,3	150,0	144,2	132,9	120,8	108,1	98,9
electricity	PJ/yr	0,0	1,5	5,8	14,4	23,6	31,7	37,4
	TWh/yr	0,0	0,4	1,6	4,0	6,6	8,8	10,4
synfuels	PJ/yr	0,0	0,2	2,7	14,5	30,0	40,2	49,7
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	122,1	147,7	134,4	100,8	60,8	26,6	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,3	1,3	3,1	6,2	9,7	11,8

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	19,6	25,0	33,6	45,7	61,9	75,0	86,0
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	16,7	21,3	27,3	31,1	35,4	38,9	42,0
industry		TWh/yr	4,3	6,0	6,2	6,4	6,9	8,2	9,6
other sectors		TWh/yr	12,4	14,8	19,5	20,7	22,0	21,9	22,0
transport		TWh/yr	0,0	0,4	1,6	4,0	6,6	8,8	10,4
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,2	1,0	2,9	6,0	9,4	11,2
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,1	1,5	7,9	16,4	22,2	27,8
grid losses		TWh/yr	2,2	2,8	3,2	3,4	3,8	4,4	4,8
own consumption transformation sector		TWh/yr	0,7	0,6	0,5	0,4	0,2	0,2	0,1
domestic net electricity production		TWh/yr	19,0	24,4	32,9	45,4	61,7	74,9	85,9

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	0,3	1,3	3,1	6,2	9,7	11,8
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry		PJ/yr	0,0	0,1	0,3	1,3	3,3	6,4	8,7
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	1,1	3,1	6,3	9,3	10,6
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	0,4	2,7	7,4	15,8	25,3	31,1
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	0,6	3,8	10,5	21,7	33,7	40,4
		TWh	0,0	0,2	1,0	2,9	6,0	9,4	11,2

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	0,2	0,3	0,7	1,3	2,5
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,2	2,7	14,5	30,0	40,2	49,7
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,2	2,8	14,8	30,7	41,5	52,1
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,4	5,4	28,4	59,0	79,8	100,1
		TWh/yr	0,0	0,1	1,5	7,9	16,4	22,2	27,8

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	9,6	2,0	1,5	0,3	0,1	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	9,2	16,2	13,9	8,9	5,0	3,0	2,0
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind onshore		TWh/yr	0,1	1,9	2,6	2,9	3,9	5,0	5,4
solar PV		TWh/yr	0,0	4,1	11,9	24,5	38,5	48,8	56,9
solar CSP		TWh/yr	0,0	0,0	2,6	8,0	13,2	16,6	19,8
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,2	0,4	0,8	1,0	1,4	1,7
total public power plants and CHP		TWh/yr	19,0	24,4	32,9	45,4	61,7	74,9	85,9

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	2,0	0,4	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)		GW	3,3	4,4	4,4	4,2	4,1	3,8	3,6
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wind offshore		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind onshore		GW	0,1	0,9	1,2	1,4	1,8	2,3	2,5
solar PV		GW	0,0	2,2	6,5	13,4	20,9	26,6	31,0
solar CSP		GW	0,0	0,0	0,6	1,7	2,9	3,6	4,3
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4
total public power plants and CHP		GW	5,5	8,0	13,2	20,9	30,0	36,7	41,8

Tab. 8-8 Jordanien – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	122,3	178,5	197,9	209,1	220,0	220,2	210,8
electricity	PJ/yr	0,0	0,7	2,9	7,6	12,8	17,5	20,8
	TWh/yr	0,0	0,2	0,8	2,1	3,6	4,9	5,8
synfuels	PJ/yr	0,0	0,3	3,8	25,1	66,2	114,8	181,3
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	122,1	177,1	190,2	174,2	136,6	81,1	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	0,2	0,2	0,2	0,3	0,1	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,2	0,7	2,0	4,2	6,8	8,7

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	19,6	25,6	34,3	54,9	93,3	145,5	195,3
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	16,7	21,8	27,1	32,3	37,3	42,0	46,7
	industry	TWh/yr	4,3	5,8	6,4	7,1	7,8	8,8	10,0
	other sectors	TWh/yr	12,4	15,7	19,9	23,1	25,9	28,3	31,0
	transport	TWh/yr	0,0	0,2	0,8	2,1	3,6	4,9	5,8
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,1	1,0	4,4	15,0	35,2	42,9
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,1	2,2	13,6	35,9	62,5	99,5
grid losses		TWh/yr	2,2	2,9	3,4	3,9	4,4	5,1	5,6
own consumption transformation sector		TWh/yr	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
domestic net electricity production		TWh/yr	19,0	25,0	33,7	54,4	92,9	145,1	195,0

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	0,2	0,7	2,0	4,2	6,8	8,7
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,7	3,0	10,0	12,8
industry		PJ/yr	0,0	0,0	0,1	0,8	3,6	10,0	13,8
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	1,6	7,9	28,8	68,3	83,6
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	0,2	2,5	11,4	39,5	95,1	118,9
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	0,3	3,5	16,0	54,2	126,8	154,4
		TWh	0,0	0,1	1,0	4,4	15,0	35,2	42,9

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	0,2	0,4	1,2	2,4	5,1
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,3	3,8	25,1	66,2	114,8	181,3
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,3	4,0	25,5	67,3	117,2	186,4
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,5	7,8	49,1	129,4	225,2	358,1
		TWh/yr	0,0	0,1	2,2	13,6	35,9	62,5	99,5

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	9,6	1,7	1,2	0,5	0,3	0,1	0,0
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	9,2	18,2	19,9	20,1	18,8	16,9	12,3
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind onshore		TWh/yr	0,1	1,5	2,0	2,2	4,8	8,4	11,9
solar PV		TWh/yr	0,0	3,4	8,2	23,0	50,6	88,0	125,7
solar CSP		TWh/yr	0,0	0,0	2,2	8,0	17,7	30,7	43,9
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	1,3
total public power plants and CHP		TWh/yr	19,0	25,0	33,8	54,5	92,9	145,2	195,1

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	2,0	0,4	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)		GW	3,3	3,9	5,3	6,8	6,8	9,9	11,2
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wind offshore		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind onshore		GW	0,1	0,7	0,9	1,0	2,2	3,9	5,5
solar PV		GW	0,0	1,8	4,5	12,5	27,6	47,9	68,4
solar CSP		GW	0,0	0,0	0,5	1,7	3,8	6,6	9,5
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2
total public power plants and CHP		GW	5,5	6,9	11,5	22,4	40,7	68,6	94,9

Tab. 8-9 Oman – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	260,2	322,3	369,7	409,2	429,7	444,3	431,4
electricity	PJ/yr	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	208,4	257,8	297,6	328,3	340,3	345,4	322,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	51,9	64,4	72,1	80,7	89,2	98,6	109,1
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	32,8	43,6	53,3	64,0	74,6	85,3	95,8
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	28,9	38,6	47,2	56,8	66,4	75,9	85,4
	industry	TWh/yr	4,7	6,2	7,1	7,9	8,8	9,6	10,3
	other sectors	TWh/yr	24,2	32,4	40,1	48,8	57,5	66,3	75,0
	transport	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses		TWh/yr	3,2	4,3	5,3	6,3	7,3	8,3	9,3
own consumption transformation sector		TWh/yr	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1
domestic net electricity production		TWh/yr	32,8	43,6	53,3	64,0	74,6	85,3	95,8

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	31,9	39,3	38,4	38,6	38,7	34,1	22,8
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind onshore		TWh/yr	0,0	0,5	1,3	2,5	3,6	5,3	7,7
solar PV		TWh/yr	0,0	2,6	12,3	21,5	30,7	44,0	62,8
solar CSP		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,1	0,2	0,4	0,6	0,9	1,4
total public power plants and CHP		TWh/yr	32,8	43,6	53,3	64,0	74,6	85,3	95,8

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	0,3	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
gas (incl. hydrogen use)		GW	9,1	8,7	8,5	8,6	8,6	7,6	5,1
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind onshore		GW	0,0	0,2	0,5	1,0	1,5	2,2	3,2
solar PV		GW	0,0	1,4	6,6	11,6	16,6	23,7	34,0
solar CSP		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3
total public power plants and CHP		GW	9,4	10,9	16,3	21,8	27,3	34,2	43,0

Tab. 8-10 Oman – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	260,2	308,0	313,1	312,9	308,7	288,1	274,1
electricity	PJ/yr	0,0	0,8	3,1	8,5	14,4	19,8	23,5
	TWh/yr	0,0	0,2	0,9	2,4	4,0	5,5	6,5
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	208,4	248,9	250,4	239,6	223,5	190,8	166,8
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	51,9	58,1	58,9	62,9	66,8	71,0	75,5
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,2	0,7	1,9	4,0	6,5	8,3

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		32,8	46,3	59,5	72,8	88,5	123,6	149,5
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		28,9	41,3	53,6	63,4	74,8	92,9	107,5
industry	TWh/yr		4,7	10,5	14,7	17,8	22,3	34,2	42,9
other sectors	TWh/yr		24,2	30,7	38,0	43,2	48,5	53,2	58,1
transport	TWh/yr		0,0	0,2	0,9	2,4	4,0	5,5	6,5
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,1	0,3	3,1	6,6	22,8	33,2
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses	TWh/yr		3,2	4,2	5,0	5,6	6,4	7,4	8,2
own consumption transformation sector	TWh/yr		0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
domestic net electricity production	TWh/yr		32,8	46,3	59,5	72,8	88,5	123,6	149,5

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,2	0,7	1,9	4,0	6,5	8,3
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	37,5	65,6
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	5,8	13,2	17,7	18,2
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,2	0,8	7,8	17,5	61,6	92,1
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,3	1,1	11,0	23,9	82,1	119,6
	TWh		0,0	0,1	0,3	3,1	6,6	22,8	33,2

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		0,9	1,1	0,9	0,6	0,6	0,5	0,5
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		31,9	38,0	34,9	29,3	25,0	20,4	13,6
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,2	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9
wind onshore	TWh/yr		0,0	1,1	2,1	3,3	4,7	6,2	7,9
solar PV	TWh/yr		0,0	5,3	19,4	34,2	47,8	80,9	104,2
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	0,5	1,9	5,1	8,6	15,3
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,7	1,5	3,3	4,9	6,4	7,1
total public power plants and CHP	TWh/yr		32,8	46,3	59,5	72,8	88,5	123,7	149,5

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		0,3	0,6	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3
gas (incl. hydrogen use)	GW		9,1	8,4	7,8	6,5	5,5	4,5	3,0
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	GW		0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3
wind onshore	GW		0,0	0,4	0,8	1,3	1,9	2,5	3,3
solar PV	GW		0,0	2,9	10,5	18,5	25,8	43,7	56,3
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,1	0,4	1,0	1,7	3,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,1	0,3	0,7	1,1	1,4	1,6
total public power plants and CHP	GW		9,4	12,5	20,0	27,8	35,9	54,4	67,8

Tab. 8-11 Oman – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	260,2	272,3	243,9	210,4	179,9	161,6	150,4
electricity	PJ/yr	0,0	1,6	6,1	16,0	26,8	37,0	43,8
	TWh/yr	0,0	0,4	1,7	4,4	7,5	10,3	12,2
synfuels	PJ/yr	0,0	0,3	3,3	17,7	55,5	85,8	94,7
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	208,4	218,3	187,5	128,7	69,3	29,3	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	51,9	51,9	45,7	45,1	22,2	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,4	1,2	3,0	6,1	9,5	11,9

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	32,8	48,5	70,6	95,0	146,0	202,7	230,1
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	28,9	43,5	57,9	65,1	73,5	90,5	101,9
industry		TWh/yr	4,7	14,1	20,0	23,1	27,1	41,1	50,1
other sectors		TWh/yr	24,2	28,9	36,1	37,6	38,9	39,2	39,6
transport		TWh/yr	0,0	0,4	1,7	4,4	7,5	10,3	12,2
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,2	2,8	9,7	24,3	36,3	27,3
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,1	4,7	14,9	42,3	69,3	93,8
grid losses		TWh/yr	3,2	4,1	4,6	5,0	5,6	6,4	7,0
own consumption transformation sector		TWh/yr	0,7	0,6	0,5	0,4	0,2	0,2	0,1
domestic net electricity production		TWh/yr	32,8	48,5	70,6	95,0	145,9	202,7	230,1

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	0,4	1,2	3,0	6,1	9,5	11,9
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,1	0,3	0,7	1,2	0,6
industry		PJ/yr	0,0	0,1	3,4	13,8	41,2	62,9	35,1
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	2,6	7,7	16,0	24,5	28,0
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	0,4	7,2	24,7	64,0	98,1	75,6
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	0,6	10,2	34,8	87,7	130,8	98,2
		TWh	0,0	0,2	2,8	9,7	24,3	36,3	27,3

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	5,4	10,2	23,8	44,0	81,2
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,3	3,3	17,7	55,5	85,8	94,7
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,3	8,8	27,9	79,3	129,9	175,8
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,5	16,9	53,6	152,3	249,5	337,8
		TWh/yr	0,0	0,1	4,7	14,9	42,3	69,3	93,8

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	0,9	1,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	31,9	36,6	31,4	20,1	11,3	6,7	4,5
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,4	0,3	0,6	1,0	1,5	1,7
wind onshore		TWh/yr	0,0	1,7	2,9	4,1	5,8	7,0	8,1
solar PV		TWh/yr	0,0	7,5	26,3	50,2	92,4	139,0	157,9
solar CSP		TWh/yr	0,0	0,0	6,0	13,7	26,1	36,6	45,1
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	1,2	2,9	6,2	9,3	11,9	12,8
total public power plants and CHP		TWh/yr	32,8	48,5	70,6	95,0	145,9	202,7	230,1

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	0,3	0,5	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)		GW	9,1	8,1	7,0	6,5	5,4	4,1	3,4
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore		GW	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,5	0,6
wind onshore		GW	0,0	0,6	1,1	1,6	2,4	2,9	3,3
solar PV		GW	0,0	4,1	14,2	27,1	49,9	75,1	85,3
solar CSP		GW	0,0	0,0	1,2	2,7	5,2	7,2	8,9
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,3	0,6	1,4	2,1	2,7	2,9
total public power plants and CHP		GW	9,4	13,7	24,6	39,7	65,3	92,6	104,5

Tab. 8-12 Oman – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	260,2	308,0	313,1	312,9	308,7	288,1	274,1
electricity	PJ/yr	0,0	0,8	3,1	8,5	14,4	19,8	23,5
	TWh/yr	0,0	0,2	0,9	2,4	4,0	5,5	6,5
synfuels	PJ/yr	0,0	0,3	4,6	29,3	105,5	182,1	242,3
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	208,4	248,6	245,7	210,3	151,4	79,7	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	51,9	58,1	58,9	62,9	33,4	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,2	0,7	1,9	4,0	6,5	8,3

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		32,8	46,5	68,5	116,0	239,0	377,6	481,4
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		28,9	41,3	53,6	63,7	74,8	92,9	107,5
industry	TWh/yr		4,7	10,5	14,7	17,8	22,3	34,2	42,9
other sectors	TWh/yr		24,2	30,7	38,0	43,5	48,5	53,2	58,1
transport	TWh/yr		0,0	0,2	0,9	2,4	4,0	5,5	6,5
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,1	3,2	22,7	80,5	137,0	146,6
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,2	6,1	23,4	76,6	139,8	218,6
grid losses	TWh/yr		3,2	4,2	5,0	5,6	6,4	7,4	8,2
own consumption transformation sector	TWh/yr		0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
domestic net electricity production	TWh/yr		32,8	46,5	68,5	116,0	239,0	377,6	481,4

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,2	0,7	1,9	4,0	6,5	8,3
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,1	1,0	5,2	17,1	20,4
industry	PJ/yr		0,0	0,0	4,4	43,6	168,5	286,3	334,4
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	2,9	11,6	33,9	60,0	43,1
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,2	8,1	58,1	211,6	369,9	406,2
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,3	11,4	81,9	289,8	493,2	527,6
	TWh		0,0	0,1	3,2	22,7	80,5	137,0	146,6

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	6,9	14,5	38,1	79,9	167,4
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,3	4,6	29,3	105,5	182,1	242,3
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,3	11,5	43,8	143,6	262,0	409,7
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,6	22,1	84,1	275,9	503,3	787,1
	TWh/yr		0,0	0,2	6,1	23,4	76,6	139,8	218,6

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		0,9	1,1	0,9	0,6	0,4	0,3	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		31,9	38,0	34,9	29,3	22,5	15,3	6,8
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,2	0,3	0,7	1,7	2,9	3,8
wind onshore	TWh/yr		0,0	1,1	2,0	4,2	8,1	13,6	17,9
solar PV	TWh/yr		0,0	5,5	24,5	65,5	158,8	265,8	357,4
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	4,4	12,6	42,6	73,4	88,6
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,7	1,5	3,3	4,9	6,4	7,1
total public power plants and CHP	TWh/yr		32,8	46,5	68,5	116,0	239,0	377,7	481,5

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		0,3	0,6	0,5	0,3	0,2	0,1	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW		9,1	8,4	7,8	6,5	5,0	3,4	1,5
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	GW		0,0	0,1	0,1	0,2	0,6	1,0	1,3
wind onshore	GW		0,0	0,4	0,8	1,7	3,3	5,6	7,3
solar PV	GW		0,0	3,0	13,2	35,4	85,8	143,7	193,1
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,9	2,5	8,4	14,5	17,5
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,1	0,3	0,7	1,1	1,4	1,6
total public power plants and CHP	GW		9,4	12,5	23,5	47,3	104,5	169,7	222,4

Tab. 8-13 Algerien – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	684,2	940,3	1096,1	1243,0	1395,9	1649,8	1838,0
electricity	PJ/yr	3,5	3,9	4,6	5,4	6,1	6,9	7,4
	TWh/yr	1,0	1,1	1,3	1,5	1,7	1,9	2,1
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	643,7	898,5	1053,0	1198,5	1350,1	1602,3	1789,3
natural gas	PJ/yr	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6
fuel oil	PJ/yr	11,3	12,3	12,9	13,5	14,0	15,0	15,6
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	68,8	91,6	110,0	130,1	150,6	176,7	202,0	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	50,2	68,7	83,6	100,1	116,9	137,2	157,7	
industry	TWh/yr	17,4	25,1	29,7	34,5	39,8	45,8	52,9	
other sectors	TWh/yr	31,7	42,5	52,7	64,1	75,5	89,4	102,8	
transport	TWh/yr	1,0	1,1	1,3	1,5	1,7	1,9	2,1	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
grid losses	TWh/yr	11,2	14,5	17,7	21,1	24,3	29,7	33,9	
own consumption transformation sector	TWh/yr	7,4	8,4	8,7	8,9	9,4	9,8	10,3	
domestic net electricity production	TWh/yr	68,8	91,8	110,2	130,3	150,9	176,9	202,2	

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr	0,9	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	67,7	89,6	107,0	126,2	146,0	171,0	194,9	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	TWh/yr	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	
solar PV	TWh/yr	0,1	1,0	2,1	2,7	3,5	4,4	5,6	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total public power plants and CHP	TWh/yr	68,8	91,8	110,3	130,3	150,9	176,9	202,2	

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	
gas (incl. hydrogen use)	GW	17,0	27,1	29,5	33,0	36,2	40,4	44,0	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
wind offshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	GW	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	
solar PV	GW	0,0	0,6	1,1	1,5	1,9	2,4	3,1	
solar CSP	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total public power plants and CHP	GW	17,9	28,5	31,5	35,4	39,1	43,9	48,2	

Tab. 8-14 Algerien – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	684,2	908,4	1001,6	1070,0	1149,0	1308,8	1417,8
electricity	PJ/yr	3,5	8,6	22,9	58,4	96,7	136,7	163,8
	TWh/yr	1,0	2,4	6,4	16,2	26,9	38,0	45,5
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	643,7	863,1	942,0	970,4	1001,7	1107,8	1180,6
natural gas	PJ/yr	25,6	23,4	20,5	18,5	16,4	14,7	12,8
fuel oil	PJ/yr	11,3	12,3	12,9	13,5	14,0	15,0	15,6
hydrogen	PJ/yr	0,0	1,0	3,3	9,2	20,2	34,6	44,9

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	68,8	92,0	115,6	151,7	201,3	275,3	370,4	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	50,2	69,4	89,9	114,8	145,7	185,7	243,8	
industry	TWh/yr	17,4	24,8	30,4	36,3	44,2	55,4	68,5	
other sectors	TWh/yr	31,7	42,2	53,1	62,2	74,6	92,3	129,8	
transport	TWh/yr	1,0	2,4	6,4	16,2	26,9	38,0	45,5	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,4	1,3	11,0	27,5	57,7	91,7	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
grid losses	TWh/yr	11,2	14,0	16,5	19,0	21,7	25,8	29,0	
own consumption transformation sector	TWh/yr	7,4	8,2	7,9	6,9	6,4	6,1	5,9	
domestic net electricity production	TWh/yr	68,8	92,2	115,8	151,9	201,5	275,5	370,6	

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	1,0	3,3	9,2	20,2	34,6	44,9	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
industry	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	28,5	60,4	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	18,9	52,0	92,7	148,8	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	1,0	3,3	28,2	72,4	155,8	254,1	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	1,4	4,6	39,8	99,1	207,7	330,0	
	TWh	0,0	0,4	1,3	11,0	27,5	57,7	91,7	

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	67,7	85,2	92,7	88,2	88,7	98,6	103,7	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	TWh/yr	0,0	1,5	2,5	6,1	10,4	17,2	24,1	
solar PV	TWh/yr	0,1	4,6	18,3	50,2	85,6	121,0	190,0	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	1,5	6,1	15,0	36,3	50,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,7	1,3	1,9	2,4	
total public power plants and CHP	TWh/yr	68,8	92,2	115,8	151,9	201,5	275,5	370,7	

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	
gas (incl. hydrogen use)	GW	17,0	27,0	29,4	31,5	34,0	36,5	38,4	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	
wind offshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	GW	0,0	0,6	1,1	2,7	4,7	7,8	11,0	
solar PV	GW	0,0	2,5	10,0	27,4	46,7	66,0	103,7	
solar CSP	GW	0,0	0,0	0,3	1,3	3,1	7,6	10,4	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,5	0,6	
total public power plants and CHP	GW	17,9	30,9	41,5	63,7	89,5	119,0	164,7	

Tab. 8-15 Algerien – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	684,2	849,3	854,4	831,8	832,3	892,3	919,9
electricity	PJ/yr	3,5	15,5	41,7	100,7	163,6	226,5	265,8
	TWh/yr	1,0	4,3	11,6	28,0	45,5	62,9	73,8
synfuels	PJ/yr	0,0	0,4	9,7	72,7	194,7	346,3	585,3
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	643,7	798,2	769,1	618,4	427,7	261,9	0,0
natural gas	PJ/yr	25,6	21,2	15,3	11,4	7,1	3,7	0,0
fuel oil	PJ/yr	11,3	12,3	12,9	13,5	7,0	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	1,8	5,7	15,1	32,2	53,9	68,8

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	68,8	93,1	135,3	220,3	381,5	601,0	815,8	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	50,2	70,6	95,7	125,0	162,7	209,9	276,7	
industry	TWh/yr	17,4	24,4	30,9	37,2	45,8	58,7	72,4	
other sectors	TWh/yr	31,7	41,9	53,2	59,8	71,4	88,3	130,4	
transport	TWh/yr	1,0	4,3	11,6	28,0	45,5	62,9	73,8	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,7	7,2	25,3	69,7	138,0	116,1	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,2	10,0	48,2	126,7	228,9	397,5	
grid losses	TWh/yr	11,2	13,5	15,3	16,8	19,1	22,0	24,0	
own consumption transformation sector	TWh/yr	7,4	8,0	7,1	4,9	3,3	2,3	1,5	
domestic net electricity production	TWh/yr	68,8	93,3	135,6	220,5	381,8	601,2	816,1	

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	1,8	5,7	15,1	32,2	53,9	68,8	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	3,9	19,2	68,2	138,9	77,9	
industry	PJ/yr	0,0	0,0	1,9	8,9	30,7	68,2	86,6	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	6,9	21,4	51,9	111,5	88,6	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	1,8	18,4	64,6	183,1	372,5	321,9	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	2,7	26,0	91,0	250,9	496,7	418,0	
	TWh	0,0	0,7	7,2	25,3	69,7	138,0	116,1	

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	9,1	17,6	42,7	82,5	159,4	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,4	9,7	72,7	194,7	346,3	585,3	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,4	18,8	90,4	237,4	428,8	744,7	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,7	36,1	173,6	456,2	823,9	1430,8	
	TWh/yr	0,0	0,2	10,0	48,2	126,7	228,9	397,5	

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr	0,9	0,5	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	67,7	80,8	78,4	50,2	31,4	26,1	12,5	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	TWh/yr	0,0	2,9	4,8	12,0	24,4	39,8	55,6	
solar PV	TWh/yr	0,1	8,9	46,8	136,8	237,3	357,9	501,2	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	4,9	20,0	85,9	173,3	241,8	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,1	0,2	1,3	2,6	3,9	4,7	
total public power plants and CHP	TWh/yr	68,8	93,3	135,6	220,6	381,8	601,2	816,1	

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW	0,6	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW	17,0	27,1	28,0	28,0	26,9	25,9	20,6	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	
wind offshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	GW	0,0	1,2	2,1	5,4	11,0	18,0	25,3	
solar PV	GW	0,0	4,9	25,5	74,7	129,5	195,4	273,7	
solar CSP	GW	0,0	0,0	1,0	4,2	17,9	36,2	50,5	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,0	0,1	0,4	0,7	1,0	1,3	
total public power plants and CHP	GW	17,9	33,8	57,2	113,0	186,5	276,9	371,8	

Tab. 8-16 Algerien – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	684,2	908,4	999,6	1066,0	1143,0	1300,8	1407,8
electricity	PJ/yr	3,5	8,6	22,9	58,4	96,7	136,7	163,1
	TWh/yr	1,0	2,4	6,4	16,2	26,9	38,0	45,3
synfuels	PJ/yr	0,0	0,4	12,0	103,0	313,3	634,3	1196,3
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	643,7	862,7	930,0	867,4	695,4	488,5	0,0
natural gas	PJ/yr	25,6	23,4	18,5	13,5	8,4	3,7	0,0
fuel oil	PJ/yr	11,3	12,3	12,9	13,5	7,0	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	1,0	3,3	10,2	22,2	37,6	48,4

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	68,8	92,2	132,9	255,0	554,0	988,0	1450,7
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	50,2	69,4	89,9	114,8	145,7	185,7	243,6
industry		TWh/yr	17,4	24,8	30,4	36,3	44,2	55,4	68,5
other sectors		TWh/yr	31,7	42,2	53,1	62,2	74,6	92,3	129,8
transport		TWh/yr	1,0	2,4	6,4	16,2	26,9	38,0	45,3
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,4	7,2	49,1	186,5	377,3	421,3
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,2	11,4	65,3	193,8	393,1	750,8
grid losses		TWh/yr	11,2	14,0	16,5	19,0	21,7	25,8	29,0
own consumption transformation sector		TWh/yr	7,4	8,2	7,9	6,9	6,4	6,1	5,9
domestic net electricity production		TWh/yr	68,8	92,4	133,1	255,3	554,2	988,2	1450,9

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	1,0	3,3	10,2	22,2	37,6	48,4
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	4,7	51,3	218,9	369,1	420,8
industry		PJ/yr	0,0	0,0	2,3	26,3	115,3	293,8	328,0
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	8,2	37,8	133,7	318,2	370,8
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	1,0	18,4	125,6	490,0	1018,7	1167,9
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	1,4	25,9	176,9	671,3	1358,3	1516,7
		TWh	0,0	0,4	7,2	49,1	186,5	377,3	421,3

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	9,4	19,3	49,7	102,4	210,6
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,4	12,0	103,0	313,3	634,3	1196,3
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,4	21,4	122,3	363,1	736,7	1406,8
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,9	41,1	235,0	697,5	1415,3	2702,9
		TWh/yr	0,0	0,2	11,4	65,3	193,8	393,1	750,8

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	0,9	0,7	0,6	0,5	0,3	0,2	0,0
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	67,7	85,2	92,7	88,2	79,8	73,9	51,9
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind onshore		TWh/yr	0,0	1,5	3,8	11,4	33,4	64,4	98,6
solar PV		TWh/yr	0,1	4,9	29,6	130,7	314,1	567,6	869,1
solar CSP		TWh/yr	0,0	0,0	6,2	23,7	125,1	280,1	428,8
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,7	1,3	1,9	2,4
total public power plants and CHP		TWh/yr	68,8	92,4	133,1	255,3	554,2	988,3	1450,9

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0
gas (incl. hydrogen use)		GW	17,0	27,0	29,4	31,5	33,2	33,8	34,4
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
wind offshore		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind onshore		GW	0,0	0,6	1,7	5,1	15,0	29,2	44,9
solar PV		GW	0,0	2,7	16,2	71,4	171,5	309,9	474,6
solar CSP		GW	0,0	0,0	1,3	4,9	26,1	58,4	89,5
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,5	0,6
total public power plants and CHP		GW	17,9	31,1	49,3	113,7	246,7	432,3	644,4

Tab. 8-17 Ägypten – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	798,3	1278,3	1490,1	1657,5	1792,1	1959,0	2025,3
electricity	PJ/yr	2,2	2,8	3,7	4,7	5,6	6,6	7,4
	TWh/yr	0,6	0,8	1,0	1,3	1,6	1,8	2,1
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	764,7	1236,0	1444,8	1609,4	1741,2	1905,1	1969,3
natural gas	PJ/yr	13,3	19,7	20,9	21,8	22,8	23,3	23,5
fuel oil	PJ/yr	18,2	19,8	20,7	21,6	22,6	24,1	25,1
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	181,0	242,2	294,1	352,2	411,1	463,1	511,0	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	154,2	208,7	254,4	306,2	358,8	400,6	440,4	
industry	TWh/yr	39,2	54,7	63,5	73,9	85,1	98,7	113,8	
other sectors	TWh/yr	114,4	153,2	189,9	231,0	272,2	300,2	324,6	
transport	TWh/yr	0,6	0,8	1,0	1,3	1,6	1,8	2,1	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
grid losses	TWh/yr	20,4	26,4	32,3	38,4	44,3	54,1	61,8	
own consumption transformation sector	TWh/yr	6,3	7,2	7,4	7,6	8,0	8,4	8,8	
domestic net electricity production	TWh/yr	182,1	243,3	295,2	353,3	412,2	464,2	512,1	

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr	38,2	38,2	38,0	36,1	34,3	32,6	30,9	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	128,7	180,6	215,8	268,3	321,0	366,7	405,9	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	13,4	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4	0,5	
wind onshore	TWh/yr	1,4	7,7	22,0	26,1	30,6	33,9	37,5	
solar PV	TWh/yr	0,2	3,7	5,8	7,7	9,8	12,5	15,9	
solar CSP	TWh/yr	0,2	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3	0,4	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,3	0,8	2,0	3,2	5,1	8,2	
total public power plants and CHP	TWh/yr	182,1	243,4	295,2	353,3	412,2	464,3	512,1	

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW	5,4	5,4	5,4	5,1	4,9	4,6	4,4	
gas (incl. hydrogen use)	GW	29,7	52,2	55,9	61,6	68,9	74,0	80,3	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	
wind offshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	
wind onshore	GW	0,6	3,2	9,4	11,1	13,0	14,4	16,0	
solar PV	GW	0,1	2,0	3,1	4,2	5,3	6,7	8,5	
solar CSP	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,1	0,3	0,7	1,2	1,9	3,0	
total public power plants and CHP	GW	38,7	65,8	77,0	85,6	96,3	104,7	115,3	

Tab. 8-18 Ägypten – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
total consumption transport	PJ/yr	798,3	1192,8	1316,8	1390,7	1446,5	1535,7	1556,6	
electricity	PJ/yr	2,2	9,6	25,2	59,0	98,7	142,7	180,9	
	TWh/yr	0,6	2,7	7,0	16,4	27,4	39,6	50,2	
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	764,7	1145,8	1255,7	1289,0	1293,1	1323,6	1295,8	
natural gas	PJ/yr	13,3	16,7	11,7	11,3	11,5	11,8	11,9	
fuel oil	PJ/yr	18,2	19,8	20,7	21,6	22,6	24,1	25,1	
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,9	3,5	9,9	20,6	33,5	42,9	
Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		181,0	246,1	308,0	394,7	499,7	622,7	758,3
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		154,2	213,2	269,8	337,7	411,2	477,9	546,5
	industry	TWh/yr	39,2	53,5	64,9	77,3	93,2	116,0	141,3
	other sectors	TWh/yr	114,4	157,1	197,9	244,1	290,6	322,3	354,9
	transport	TWh/yr	0,6	2,7	7,0	16,4	27,4	39,6	50,2
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,4	1,4	16,6	43,6	92,5	154,0
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses	TWh/yr		20,4	25,4	30,1	34,5	39,5	47,0	52,8
own consumption transformation sector	TWh/yr		6,3	7,0	6,7	5,9	5,4	5,2	5,1
domestic net electricity production	TWh/yr		182,1	247,2	309,1	395,8	500,8	623,8	759,4
Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,9	3,5	9,9	20,6	33,5	42,9
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	41,2	84,9
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	32,4	93,7	175,1	299,0
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	1,0	3,5	42,3	114,5	249,8	426,8
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	1,4	5,0	59,6	156,8	333,1	554,2
	TWh		0,0	0,4	1,4	16,6	43,6	92,5	154,0
Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		38,2	29,0	26,2	19,3	17,5	16,3	15,5
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		128,7	176,0	191,1	187,4	193,8	211,1	216,3
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		13,4	14,0	14,3	15,1	15,9	16,7	17,6
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,0	0,1	0,4	0,7	1,0	1,3
wind onshore	TWh/yr		1,4	11,0	25,0	36,3	50,5	66,0	74,4
solar PV	TWh/yr		0,2	16,8	47,7	112,3	177,5	235,3	343,2
solar CSP	TWh/yr		0,2	0,3	3,8	22,2	40,2	70,1	81,6
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,3	0,9	2,9	4,9	7,4	9,6
total public power plants and CHP	TWh/yr		182,1	247,2	309,1	395,8	500,9	623,8	759,4
Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		5,4	5,3	5,0	4,5	4,1	3,8	3,7
gas (incl. hydrogen use)	GW		29,7	52,2	55,3	57,5	61,3	64,8	68,4
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		2,9	3,1	3,2	3,4	3,5	3,7	3,9
wind offshore	GW		0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
wind onshore	GW		0,6	4,6	10,6	15,4	21,4	28,0	31,6
solar PV	GW		0,1	9,0	25,6	60,3	95,4	126,4	184,4
solar CSP	GW		0,0	0,1	0,7	4,2	7,8	13,7	16,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,1	0,3	1,0	1,6	2,5	3,2
total public power plants and CHP	GW		38,7	74,5	100,8	146,5	195,5	243,4	311,9

Tab. 8-19 Ägypten – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	798,3	1106,4	1097,7	1047,2	1001,5	992,8	952,6
electricity	PJ/yr	2,2	15,4	42,0	96,5	159,4	226,0	279,4
	TWh/yr	0,6	4,3	11,7	26,8	44,3	62,8	77,6
synfuels	PJ/yr	0,0	1,0	14,5	99,2	253,0	411,0	608,8
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	764,7	1055,3	1012,2	813,2	545,0	304,1	0,0
natural gas	PJ/yr	13,3	13,2	2,2	0,6	0,3	0,2	0,0
fuel oil	PJ/yr	18,2	19,8	20,7	21,6	11,3	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	1,8	6,1	16,1	32,6	51,6	64,4

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	181,0	250,1	341,0	490,9	723,6	1003,4	1253,5	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	154,2	217,5	283,8	362,0	445,8	523,4	603,1	
industry	TWh/yr	39,2	52,2	66,0	79,5	97,3	124,4	153,0	
other sectors	TWh/yr	114,4	161,1	206,1	255,7	304,1	336,2	372,4	
transport	TWh/yr	0,6	4,3	11,7	26,8	44,3	62,8	77,6	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,7	8,3	27,2	71,8	154,0	155,4	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,5	14,9	66,8	168,5	284,1	449,9	
grid losses	TWh/yr	20,4	24,5	27,9	30,7	34,8	40,0	43,8	
own consumption transformation sector	TWh/yr	6,3	6,8	6,1	4,2	2,9	2,0	1,3	
domestic net electricity production	TWh/yr	182,1	251,3	342,1	492,0	724,8	1004,5	1254,6	

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	1,8	6,1	16,1	32,6	51,6	64,4	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,8	3,8	13,5	27,6	15,5	
industry	PJ/yr	0,0	0,0	2,5	13,0	51,0	126,8	168,3	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	11,7	36,7	91,4	209,8	182,6	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	1,8	21,1	69,6	188,6	415,7	430,8	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	2,7	29,7	98,0	258,3	554,3	559,5	
	TWh	0,0	0,7	8,3	27,2	71,8	154,0	155,4	

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	13,4	25,9	62,7	121,3	234,2	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	1,0	14,5	99,2	253,0	411,0	608,8	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	1,0	27,9	125,1	315,8	532,3	843,0	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	1,9	53,6	240,4	606,7	1022,7	1619,7	
	TWh/yr	0,0	0,5	14,9	66,8	168,5	284,1	449,9	

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr	38,2	19,7	14,5	2,6	0,7	0,1	0,0	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	128,7	171,4	166,4	106,5	66,5	55,5	26,6	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	13,4	15,1	15,8	17,4	18,9	20,6	22,5	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,3	0,6	1,1	1,6	2,1	
wind onshore	TWh/yr	1,4	14,3	34,0	52,5	74,3	102,2	119,3	
solar PV	TWh/yr	0,2	30,0	98,6	244,5	407,2	585,1	816,3	
solar CSP	TWh/yr	0,2	0,5	11,6	64,1	149,4	229,8	256,8	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,3	1,1	3,8	6,6	9,6	11,0	
total public power plants and CHP	TWh/yr	182,1	251,3	342,1	492,0	724,8	1004,5	1254,6	

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW	5,4	5,2	4,4	3,4	2,6	1,4	0,0	
gas (incl. hydrogen use)	GW	29,7	52,2	55,8	57,4	56,1	55,2	48,0	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	2,9	3,4	3,5	3,9	4,2	4,6	5,0	
wind offshore	GW	0,0	0,0	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	
wind onshore	GW	0,6	6,0	14,4	22,3	31,6	43,4	50,7	
solar PV	GW	0,1	16,1	53,0	131,4	218,9	314,5	438,7	
solar CSP	GW	0,0	0,1	2,2	12,5	29,4	45,4	50,7	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,1	0,4	1,2	2,1	3,0	3,5	
total public power plants and CHP	GW	38,7	83,2	133,7	232,4	345,3	468,1	597,5	

Tab. 8-20 Ägypten – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	798,3	1192,8	1316,8	1390,7	1446,5	1535,7	1556,7
electricity	PJ/yr	2,2	9,6	25,2	59,0	98,7	142,7	180,9
	TWh/yr	0,6	2,7	7,0	16,4	27,4	39,6	50,2
synfuels	PJ/yr	0,0	1,2	18,5	142,3	411,2	768,0	1332,9
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	764,7	1144,7	1237,2	1147,7	896,2	584,7	0,0
natural gas	PJ/yr	13,3	16,7	11,7	10,3	8,5	6,8	0,0
fuel oil	PJ/yr	18,2	19,8	20,7	21,6	11,3	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,9	3,5	9,9	20,6	33,5	42,9

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	181,0	246,7	332,0	519,3	918,9	1487,5	2057,8
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	154,2	213,2	269,8	339,5	421,4	477,9	546,5
industry		TWh/yr	39,2	53,5	64,9	79,0	103,4	116,0	141,3
other sectors		TWh/yr	114,4	157,1	197,9	244,1	290,6	322,3	354,9
transport		TWh/yr	0,6	2,7	7,0	16,4	27,4	39,6	50,2
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,4	8,1	48,4	194,1	467,2	577,0
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,6	17,2	91,1	258,4	490,1	876,5
grid losses		TWh/yr	20,4	25,4	30,1	34,5	39,5	47,0	52,8
own consumption transformation sector		TWh/yr	6,3	7,0	6,7	5,9	5,4	5,2	5,1
domestic net electricity production		TWh/yr	182,1	247,8	333,1	520,5	920,0	1488,6	2058,9

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	0,9	3,5	9,9	20,6	33,5	42,9
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,9	12,7	63,2	170,0	224,8
industry		PJ/yr	0,0	0,0	3,0	36,4	185,2	456,4	585,4
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	13,4	64,7	241,0	601,5	746,3
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	1,0	20,8	123,6	510,0	1261,5	1599,4
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	1,4	29,3	174,1	698,7	1682,0	2077,1
		TWh	0,0	0,4	8,1	48,4	194,1	467,2	577,0

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	13,8	28,4	73,1	150,4	309,4
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	1,2	18,5	142,3	411,2	768,0	1332,9
total synfuel production		PJ/yr	0,0	1,2	32,3	170,7	484,3	918,4	1642,4
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	2,2	62,0	327,9	930,4	1764,5	3155,5
		TWh/yr	0,0	0,6	17,2	91,1	258,4	490,1	876,5

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	38,2	29,0	26,2	19,3	13,1	8,2	0,0
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	128,7	176,0	191,1	187,4	174,4	158,3	108,1
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	13,4	14,0	14,3	15,1	15,9	16,7	17,6
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,5	1,2	2,3	3,4
wind onshore		TWh/yr	1,4	11,0	28,0	48,4	79,3	125,8	164,7
solar PV		TWh/yr	0,2	17,4	66,7	203,5	456,7	860,5	1318,7
solar CSP		TWh/yr	0,2	0,3	5,8	43,3	174,5	309,5	436,8
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,3	0,9	2,9	4,9	7,4	9,6
total public power plants and CHP		TWh/yr	182,1	247,8	333,1	520,5	920,0	1488,7	2059,0

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	5,4	5,3	5,0	4,4	3,9	2,7	0,0
gas (incl. hydrogen use)		GW	29,7	52,2	55,3	57,5	60,1	63,8	64,7
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	2,9	3,1	3,2	3,4	3,5	3,7	3,9
wind offshore		GW	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5	1,0	1,4
wind onshore		GW	0,6	4,6	11,8	20,5	33,7	53,4	70,0
solar PV		GW	0,1	9,3	35,8	109,4	245,4	462,5	708,7
solar CSP		GW	0,0	0,1	1,1	8,4	34,4	61,2	86,4
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,1	0,3	1,0	1,6	2,5	3,2
total public power plants and CHP		GW	38,7	74,7	112,6	204,8	383,3	650,8	938,4

Tab. 8-21 Tunesien – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	102,7	172,7	218,5	265,4	316,2	392,7	457,5
electricity	PJ/yr	0,3	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5
	TWh/yr	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	98,6	168,5	214,1	260,8	311,3	387,6	452,3
natural gas	PJ/yr	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
fuel oil	PJ/yr	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		19,5	27,8	35,6	43,3	51,5	61,2	71,3
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		15,4	22,6	29,5	36,3	43,5	51,5	60,4
industry	TWh/yr		5,5	8,7	11,4	13,8	16,5	19,7	23,4
other sectors	TWh/yr		9,9	13,7	17,9	22,2	26,7	31,5	36,5
transport	TWh/yr		0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses	TWh/yr		3,2	4,1	5,0	6,0	6,9	8,4	9,6
own consumption transformation sector	TWh/yr		0,9	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3
domestic net electricity production	TWh/yr		19,6	27,9	35,8	43,5	51,7	61,3	71,4

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TWh		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		0,9	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		18,0	23,4	26,3	30,2	34,4	40,1	45,7
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4	0,5
wind onshore	TWh/yr		0,5	1,3	2,3	3,1	4,0	4,8	5,9
solar PV	TWh/yr		0,0	2,2	6,0	8,9	11,8	14,6	17,5
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,7	1,1
total public power plants and CHP	TWh/yr		19,7	27,9	35,8	43,5	51,7	61,3	71,4

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
gas (incl. hydrogen use)	GW		4,4	5,5	6,4	7,4	8,0	8,9	10,1
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wind offshore	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
wind onshore	GW		0,2	0,5	0,9	1,2	1,5	1,8	2,2
solar PV	GW		0,0	1,3	3,6	5,3	7,0	8,6	10,4
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4
total public power plants and CHP	GW		5,2	7,8	11,4	14,5	17,2	20,2	23,7

Tab. 8-22 Tunesien – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	102,7	168,1	201,8	231,7	263,5	313,5	352,5
electricity	PJ/yr	0,3	1,8	5,5	14,3	23,8	33,6	40,2
	TWh/yr	0,1	0,5	1,5	4,0	6,6	9,3	11,2
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	98,6	162,6	192,2	212,2	232,1	269,1	299,5
natural gas	PJ/yr	3,6	3,3	3,0	2,8	2,5	2,2	1,8
fuel oil	PJ/yr	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,2	0,8	2,3	4,9	8,4	10,9

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		19,5	30,0	40,5	54,3	71,1	90,3	112,0
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		15,4	24,9	34,5	45,5	58,0	68,8	81,3
industry	TWh/yr		5,5	8,9	11,5	13,9	17,1	21,6	26,7
other sectors	TWh/yr		9,9	15,5	21,5	27,6	34,2	37,9	43,5
transport	TWh/yr		0,1	0,5	1,5	4,0	6,6	9,3	11,2
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,1	0,3	2,6	6,2	13,5	21,8
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses	TWh/yr		3,2	3,9	4,7	5,4	6,1	7,3	8,2
own consumption transformation sector	TWh/yr		0,9	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7
domestic net electricity production	TWh/yr		19,6	30,2	40,6	54,4	71,3	90,5	112,2

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,2	0,8	2,3	4,9	8,4	10,9
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	7,7	16,0
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	4,2	11,3	20,2	33,6
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,2	0,8	6,6	16,4	36,3	60,5
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,4	1,2	9,3	22,5	48,4	78,5
	TWh		0,0	0,1	0,3	2,6	6,2	13,5	21,8

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		18,0	23,1	24,0	22,1	21,6	23,7	24,6
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,0	0,3	0,8	1,4	2,0	2,8
wind onshore	TWh/yr		0,5	1,8	2,7	4,4	6,9	10,2	12,9
solar PV	TWh/yr		0,0	4,4	12,5	24,5	36,1	46,6	61,4
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	0,2	1,2	3,0	4,7	6,7
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,1	0,3	1,0	1,9	2,9	3,5
total public power plants and CHP	TWh/yr		19,6	30,2	40,6	54,4	71,3	90,5	112,2

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
gas (incl. hydrogen use)	GW		4,4	5,5	6,5	7,1	7,6	8,1	8,6
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wind offshore	GW		0,0	0,0	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9
wind onshore	GW		0,2	0,7	1,0	1,7	2,6	3,9	4,9
solar PV	GW		0,0	2,6	7,4	14,5	21,4	27,6	36,3
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,1	0,5	1,3	2,1	3,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,0	0,1	0,3	0,5	0,8	1,0
total public power plants and CHP	GW		5,2	9,3	15,6	24,9	34,4	43,6	55,2

Tab. 8-23 Tunesien – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	102,7	154,0	169,0	177,9	189,1	211,4	224,9
electricity	PJ/yr	0,3	3,2	9,7	24,1	39,4	54,6	63,9
	TWh/yr	0,1	0,9	2,7	6,7	11,0	15,2	17,7
synfuels	PJ/yr	0,0	0,1	2,3	16,4	43,6	80,8	144,3
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	98,6	147,1	152,9	131,6	96,7	62,0	0,0
natural gas	PJ/yr	3,6	3,0	2,5	2,0	1,4	0,8	0,0
fuel oil	PJ/yr	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,4	1,4	3,7	7,9	13,2	16,7

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		19,5	32,3	46,8	70,5	107,7	154,0	203,1
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		15,4	27,2	38,5	50,7	63,8	74,0	84,8
industry	TWh/yr		5,5	9,1	11,5	13,8	17,0	21,7	26,9
other sectors	TWh/yr		9,9	17,2	24,3	30,2	35,9	37,1	40,2
transport	TWh/yr		0,1	0,9	2,7	6,7	11,0	15,2	17,7
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,2	1,5	5,0	13,1	27,1	27,9
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,1	1,6	9,5	25,0	46,4	83,4
grid losses	TWh/yr		3,2	3,8	4,3	4,8	5,4	6,2	6,8
own consumption transformation sector	TWh/yr		0,9	1,0	0,9	0,6	0,4	0,3	0,2
domestic net electricity production	TWh/yr		19,6	32,4	47,0	70,7	107,9	154,2	203,2

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,4	1,4	3,7	7,9	13,2	16,7
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,2	1,1	3,7	7,6	4,3
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,6	2,8	10,2	25,1	33,8
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	1,7	5,2	12,5	27,3	22,4
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,5	3,9	12,7	34,4	73,2	77,2
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,7	5,5	17,9	47,1	97,6	100,3
	TWh		0,0	0,2	1,5	5,0	13,1	27,1	27,9

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	0,7	1,3	3,2	6,2	11,9
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,1	2,3	16,4	43,6	80,8	144,3
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,1	3,0	17,7	46,8	86,9	156,2
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,3	5,7	34,1	89,9	167,1	300,2
	TWh/yr		0,0	0,1	1,6	9,5	25,0	46,4	83,4

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		0,9	0,5	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		18,0	22,8	21,8	13,9	8,7	7,3	3,5
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,0	0,5	1,4	2,5	3,7	5,0
wind onshore	TWh/yr		0,5	2,3	3,1	5,6	9,8	14,6	19,9
solar PV	TWh/yr		0,0	6,7	18,4	41,5	72,3	107,1	146,4
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	2,3	6,3	11,0	16,3	22,3
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,1	0,4	1,8	3,4	5,1	6,0
total public power plants and CHP	TWh/yr		19,7	32,4	47,0	70,7	107,9	154,2	203,2

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW		4,4	5,5	6,5	6,8	7,0	6,6	5,9
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wind offshore	GW		0,0	0,0	0,2	0,5	0,8	1,2	1,7
wind onshore	GW		0,2	0,9	1,2	2,1	3,7	5,6	7,6
solar PV	GW		0,0	3,9	10,9	24,5	42,8	63,4	86,7
solar CSP	GW		0,0	0,0	1,0	2,8	4,9	7,3	9,9
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,0	0,1	0,5	1,0	1,5	1,7
total public power plants and CHP	GW		5,2	10,9	20,4	37,7	60,5	85,7	113,6

Tab. 8-24 Tunesien – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	102,7	168,1	201,8	231,7	263,5	313,5	352,5
electricity	PJ/yr	0,3	1,8	5,5	14,3	24,2	34,4	41,5
	TWh/yr	0,1	0,5	1,5	4,0	6,7	9,6	11,5
synfuels	PJ/yr	0,0	0,2	3,0	24,0	72,5	152,6	299,6
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	98,6	162,4	189,3	188,2	159,6	116,7	0,0
natural gas	PJ/yr	3,6	3,3	3,0	2,8	2,0	1,2	0,0
fuel oil	PJ/yr	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,2	0,8	2,3	5,0	8,6	11,3

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		19,5	30,1	43,5	73,4	138,8	240,9	348,5
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		15,4	24,9	34,5	45,5	58,1	69,0	81,7
industry	TWh/yr		5,5	8,9	11,5	13,9	17,1	21,6	26,7
other sectors	TWh/yr		9,9	15,5	21,5	27,6	34,2	37,9	43,5
transport	TWh/yr		0,1	0,5	1,5	4,0	6,7	9,6	11,5
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,1	1,4	8,2	33,1	78,3	89,6
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,1	2,0	13,6	40,7	85,5	168,3
grid losses	TWh/yr		3,2	3,9	4,7	5,4	6,1	7,3	8,2
own consumption transformation sector	TWh/yr		0,9	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7
domestic net electricity production	TWh/yr		19,6	30,3	43,7	73,6	139,0	241,0	348,7

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,2	0,8	2,3	5,0	8,6	11,3
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,3	3,6	19,2	43,2	43,7
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,6	6,5	33,6	90,6	110,5
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	1,9	8,5	29,1	69,0	82,8
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,2	3,5	20,9	87,0	211,4	248,4
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,4	5,0	29,4	119,2	281,9	322,6
	TWh		0,0	0,1	1,4	8,2	33,1	78,3	89,6

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	0,7	1,4	3,7	7,6	15,7
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,2	3,0	24,0	72,5	152,6	299,6
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,2	3,7	25,4	76,3	160,2	315,4
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,3	7,1	48,8	146,5	307,8	605,9
	TWh/yr		0,0	0,1	2,0	13,6	40,7	85,5	168,3

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		0,9	0,7	0,6	0,5	0,3	0,2	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		18,0	23,1	24,0	22,1	19,4	17,8	12,3
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,0	0,4	1,3	3,1	5,7	8,6
wind onshore	TWh/yr		0,5	1,8	2,9	5,1	12,1	22,6	34,2
solar PV	TWh/yr		0,0	4,5	13,5	37,8	88,7	166,4	251,6
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	1,9	5,8	13,5	25,4	38,4
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,1	0,3	1,0	1,9	2,9	3,5
total public power plants and CHP	TWh/yr		19,6	30,3	43,7	73,6	139,0	241,1	348,7

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,1	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW		4,4	5,5	6,5	7,1	7,9	8,6	8,9
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
wind offshore	GW		0,0	0,0	0,1	0,4	1,0	1,9	2,9
wind onshore	GW		0,2	0,7	1,1	2,0	4,6	8,6	13,0
solar PV	GW		0,0	2,7	8,0	22,4	52,5	98,5	148,9
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,9	2,6	6,0	11,3	17,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,0	0,1	0,3	0,5	0,8	1,0
total public power plants and CHP	GW		5,2	9,4	17,1	35,2	72,8	129,9	192,0

Tab. 8-25 Iran – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	2212,2	2442,6	2719,3	2976,8	3229,3	3328,8	3154,2
electricity	PJ/yr	2,0	2,7	3,0	3,6	4,2	4,9	5,6
	TWh/yr	0,5	0,8	0,8	1,0	1,2	1,4	1,5
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	1733,5	1942,2	2177,9	2410,1	2625,3	2675,8	2455,2
natural gas	PJ/yr	281,8	255,5	267,5	259,8	264,4	277,3	283,4
fuel oil	PJ/yr	194,9	242,3	270,9	303,4	335,4	370,8	410,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		278,0	368,5	444,8	527,9	611,1	698,6	785,7
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		225,7	300,6	363,0	431,5	500,0	573,4	646,9
industry	TWh/yr		70,0	92,3	104,9	117,4	129,9	143,3	157,6
other sectors	TWh/yr		155,1	207,6	257,3	313,1	368,9	428,8	487,8
transport	TWh/yr		0,5	0,8	0,8	1,0	1,2	1,4	1,5
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses	TWh/yr		41,6	56,7	68,9	82,4	95,9	109,2	122,0
own consumption transformation sector	TWh/yr		10,7	11,2	12,8	14,0	15,2	16,0	16,8
domestic net electricity production	TWh/yr		280,6	358,2	434,4	517,6	600,8	688,2	775,3

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TWh		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		40,5	37,3	31,8	30,2	28,6	27,1	25,7
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		222,9	304,6	374,7	446,6	520,7	594,3	660,8
nuclear	TWh/yr		2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind onshore	TWh/yr		0,2	1,0	6,8	12,8	16,7	21,9	28,8
solar PV	TWh/yr		0,0	0,8	5,8	10,9	16,0	23,4	34,3
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,5	1,2	3,0	4,7	7,4	11,8
total public power plants and CHP	TWh/yr		280,6	358,2	434,4	517,6	600,8	688,3	775,3

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		14,1	14,7	14,7	14,7	13,9	13,2	12,5
gas (incl. hydrogen use)	GW		44,6	64,3	79,1	94,3	109,9	125,4	139,5
nuclear	GW		0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
wind offshore	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind onshore	GW		0,1	0,3	2,0	3,8	5,0	6,6	8,7
solar PV	GW		0,0	0,4	3,2	5,9	8,7	12,7	18,7
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,1	0,2	0,5	0,9	1,4	2,1
total public power plants and CHP	GW		70,8	91,3	110,7	130,7	149,8	170,7	192,9

Tab. 8-26 Iran – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	2212,2	2334,8	2318,0	2232,7	2161,9	1986,3	1778,4
electricity	PJ/yr	2,0	8,4	28,3	72,8	120,4	160,7	187,0
	TWh/yr	0,5	2,3	7,9	20,2	33,4	44,6	52,0
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	1733,5	1876,6	1854,7	1738,4	1608,8	1364,8	1118,2
natural gas	PJ/yr	281,8	229,2	205,7	165,1	141,0	130,1	110,6
fuel oil	PJ/yr	194,9	218,6	221,4	236,4	251,1	266,9	283,8
hydrogen	PJ/yr	0,0	2,0	7,9	20,1	40,6	63,7	78,8

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		278,0	371,0	505,3	651,6	820,8	1060,0	1318,6
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		225,7	304,4	426,5	537,5	650,5	781,8	923,2
industry	TWh/yr		70,0	96,9	119,0	141,8	171,4	227,1	271,5
other sectors	TWh/yr		155,1	205,2	299,7	375,5	445,7	510,1	599,7
transport	TWh/yr		0,5	2,3	7,9	20,2	33,4	44,6	52,0
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,8	3,1	30,4	76,4	172,5	279,2
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses	TWh/yr		41,6	55,3	64,9	73,8	84,4	96,4	106,9
own consumption transformation sector	TWh/yr		10,7	10,5	10,7	9,9	9,6	9,4	9,3
domestic net electricity production	TWh/yr		280,6	361,8	499,7	663,3	842,6	1088,4	1350,6

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	2,0	7,9	20,1	40,6	63,7	78,8
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	124,8	216,2
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	57,4	160,0	277,3	479,1
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	2,0	8,0	77,6	200,9	465,7	774,0
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	2,9	11,2	109,3	275,2	620,9	1005,2
	TWh		0,0	0,8	3,1	30,4	76,4	172,5	279,2

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		40,5	35,8	28,5	17,4	14,9	13,6	12,8
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		222,9	288,1	302,3	296,7	301,8	321,6	346,7
nuclear	TWh/yr		2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		14,1	16,3	16,7	17,7	18,6	19,6	20,8
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,2	0,3	0,7	1,2	1,6	1,9
wind onshore	TWh/yr		0,2	4,7	13,5	28,3	44,6	60,1	70,4
solar PV	TWh/yr		0,0	14,8	133,2	287,7	438,4	642,1	862,8
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	1,1	7,8	12,5	15,9	18,8
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	2,0	4,1	7,1	10,7	14,0	16,6
total public power plants and CHP	TWh/yr		280,6	361,8	499,7	663,3	842,6	1088,5	1350,7

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		14,1	14,1	13,2	8,4	7,2	6,6	6,2
gas (incl. hydrogen use)	GW		44,6	60,8	63,8	62,6	63,7	67,9	73,2
nuclear	GW		0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		11,5	13,2	13,6	14,4	15,1	16,0	16,9
wind offshore	GW		0,0	0,1	0,1	0,3	0,5	0,7	0,8
wind onshore	GW		0,1	1,4	4,2	9,4	14,8	20,0	24,2
solar PV	GW		0,0	8,1	72,5	157,4	244,5	362,4	490,1
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,2	1,5	2,5	3,3	3,9
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,4	0,8	1,5	2,3	2,9	3,4
total public power plants and CHP	GW		70,8	98,1	168,5	255,6	350,7	479,8	618,8

Tab. 8-27 Iran – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
total consumption transport	PJ/yr	2212,2	2133,4	1897,3	1594,8	1329,6	1093,4	940,4	
electricity	PJ/yr	2,0	15,7	52,0	128,9	208,2	271,9	313,7	
	TWh/yr	0,5	4,4	14,5	35,8	57,8	75,5	87,1	
synfuels	PJ/yr	0,0	1,0	19,3	124,6	341,0	466,1	517,2	
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	1733,5	1697,8	1472,1	1037,0	579,0	233,0	0,0	
natural gas	PJ/yr	281,8	220,3	168,6	103,5	57,6	31,0	0,0	
fuel oil	PJ/yr	194,9	194,9	171,9	169,4	83,4	0,0	0,0	
hydrogen	PJ/yr	0,0	3,7	13,5	31,3	60,4	91,4	109,5	
Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	278,0	373,4	605,7	850,5	1228,6	1599,6	1797,4	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	225,7	307,7	478,1	588,7	672,6	777,5	878,0	
industry	TWh/yr	70,0	100,8	127,9	152,5	182,5	249,6	297,7	
other sectors	TWh/yr	155,1	202,5	335,8	400,4	432,3	452,3	493,2	
transport	TWh/yr	0,5	4,4	14,5	35,8	57,8	75,5	87,1	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	1,5	25,1	81,9	198,7	304,2	212,8	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,5	32,9	108,8	280,6	431,5	612,8	
grid losses	TWh/yr	41,6	53,8	60,9	65,2	72,8	83,7	91,9	
own consumption transformation sector	TWh/yr	10,7	9,9	8,7	5,9	3,9	2,7	1,8	
domestic net electricity production	TWh/yr	280,6	365,4	604,9	884,1	1282,5	1666,7	1871,7	
Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	3,7	13,5	31,3	60,4	91,4	109,5	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	20,9	74,9	201,5	341,1	173,9	
industry	PJ/yr	0,0	0,1	11,7	46,8	136,1	198,2	84,2	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	18,2	56,5	124,2	190,7	222,3	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	3,7	64,2	209,4	522,3	821,4	589,9	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	5,5	90,5	295,0	715,5	1095,3	766,1	
	TWh	0,0	1,5	25,1	81,9	198,7	304,2	212,8	
Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	42,3	79,2	184,7	342,4	631,1	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	1,0	19,3	124,6	341,0	466,1	517,2	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	1,0	61,6	203,9	525,7	808,5	1148,3	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	1,9	118,4	391,7	1010,0	1553,3	2206,2	
	TWh/yr	0,0	0,5	32,9	108,8	280,6	431,5	612,8	
Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	TWh/yr	40,5	34,2	25,2	4,5	1,1	0,1	0,0	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	222,9	271,6	229,9	146,8	82,8	48,9	32,6	
nuclear	TWh/yr	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	14,1	18,4	19,3	21,2	23,1	25,2	27,4	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,4	0,7	1,5	2,4	3,3	3,7	
wind onshore	TWh/yr	0,2	9,0	20,3	43,8	72,5	98,2	112,1	
solar PV	TWh/yr	0,0	28,2	270,5	585,6	968,8	1314,9	1496,9	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	32,1	69,5	115,0	155,7	177,6	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	3,6	6,9	11,3	16,7	20,5	21,4	
total public power plants and CHP	TWh/yr	280,6	365,4	604,8	884,1	1282,5	1666,8	1871,7	
Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	GW	14,1	13,5	11,7	2,2	0,6	0,1	0,0	
gas (incl. hydrogen use)	GW	44,6	55,0	50,7	37,2	21,0	15,5	11,0	
nuclear	GW	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	11,5	15,0	15,7	17,3	18,8	20,5	22,3	
wind offshore	GW	0,0	0,2	0,3	0,6	1,1	1,4	1,6	
wind onshore	GW	0,1	2,6	6,2	14,8	25,3	34,7	39,8	
solar PV	GW	0,0	15,3	147,3	329,7	551,5	751,8	857,2	
solar CSP	GW	0,0	0,0	6,8	15,3	25,6	34,7	39,7	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,7	1,4	2,4	3,7	4,5	4,7	
total public power plants and CHP	GW	70,8	102,3	240,1	419,6	647,4	863,2	976,4	

Tab. 8-28 Iran – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
total consumption transport	PJ/yr	2212,2	2334,8	2318,0	2232,7	2160,9	1982,3	1772,3	
electricity	PJ/yr	2,0	8,4	28,3	72,8	121,4	162,7	190,6	
	TWh/yr	0,5	2,3	7,9	20,2	33,7	45,2	52,9	
synfuels	PJ/yr	0,0	1,2	25,2	189,4	624,7	1056,2	1503,0	
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	1733,5	1875,4	1829,5	1549,0	1119,7	615,5	0,0	
natural gas	PJ/yr	281,8	229,2	205,7	165,1	129,0	84,1	0,0	
fuel oil	PJ/yr	194,9	218,6	221,4	236,4	125,6	0,0	0,0	
hydrogen	PJ/yr	0,0	2,0	7,9	20,1	40,6	63,7	78,8	
Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	278,0	371,7	572,9	997,4	2032,1	3247,7	4135,3	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	225,7	304,4	426,5	537,5	650,7	782,3	924,2	
industry	TWh/yr	70,0	96,9	119,0	141,8	171,4	227,1	271,5	
other sectors	TWh/yr	155,1	205,2	299,7	375,5	445,7	510,1	599,7	
transport	TWh/yr	0,5	2,3	7,9	20,2	33,7	45,2	52,9	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,8	28,9	215,0	796,1	1464,3	1598,3	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,7	41,9	161,1	491,3	895,2	1496,7	
grid losses	TWh/yr	41,6	55,3	64,9	73,8	84,4	96,4	106,9	
own consumption transformation sector	TWh/yr	10,7	10,5	10,7	9,9	9,6	9,4	9,3	
domestic net electricity production	TWh/yr	280,6	362,5	567,3	1009,0	2053,9	3276,1	4167,3	
Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	2,0	7,9	20,1	40,6	63,7	78,8	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	26,8	265,6	1063,8	1953,4	2021,1	
industry	PJ/yr	0,0	0,0	15,1	149,2	576,5	984,2	1135,3	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	23,9	114,8	411,4	952,4	1195,3	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	2,0	73,8	549,6	2092,3	3953,6	4430,4	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	2,9	103,9	774,1	2866,1	5271,5	5753,8	
	TWh	0,0	0,8	28,9	215,0	796,1	1464,3	1598,3	
Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	53,3	112,5	295,9	621,2	1301,3	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	1,2	25,2	189,4	624,7	1056,2	1503,0	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	1,2	78,5	301,8	920,6	1677,4	2804,3	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	2,4	150,8	579,9	1768,7	3222,9	5388,0	
	TWh/yr	0,0	0,7	41,9	161,1	491,3	895,2	1496,7	
Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	TWh/yr	40,5	35,8	28,5	17,4	11,2	6,8	0,0	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	222,9	288,1	302,3	296,7	271,6	241,2	173,4	
nuclear	TWh/yr	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	14,1	16,3	16,7	17,7	18,6	19,6	20,8	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,2	0,5	1,4	3,6	6,2	8,2	
wind onshore	TWh/yr	0,2	5,0	13,5	42,0	109,0	186,6	247,6	
solar PV	TWh/yr	0,0	15,2	180,4	560,4	1456,4	2506,0	3308,3	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	21,4	66,5	172,8	295,8	392,6	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	2,0	4,1	7,1	10,7	14,0	16,6	
total public power plants and CHP	TWh/yr	280,6	362,5	567,3	1009,0	2053,9	3276,1	4167,4	
Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	GW	14,1	14,1	13,2	8,4	5,4	3,3	0,0	
gas (incl. hydrogen use)	GW	44,6	57,2	56,6	51,7	47,4	44,4	36,6	
nuclear	GW	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	11,5	13,2	13,6	14,4	15,1	16,0	16,9	
wind offshore	GW	0,0	0,1	0,2	0,6	1,6	2,7	3,6	
wind onshore	GW	0,1	1,5	4,2	13,9	38,7	68,4	91,8	
solar PV	GW	0,0	8,3	98,2	315,1	833,7	1441,5	1906,0	
solar CSP	GW	0,0	0,0	4,5	14,6	38,6	66,2	88,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,4	0,8	1,5	2,3	2,9	3,4	
total public power plants and CHP	GW	70,8	94,7	191,3	420,3	982,8	1645,4	2146,4	

Tab. 8-29 Irak – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
total consumption transport	PJ/yr	387,2	822,6	1177,0	1636,3	2012,4	2432,4	2682,8	
electricity	PJ/yr	0,0	0,0	0,2	0,6	1,1	1,7	2,4	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	378,2	811,3	1164,2	1621,6	1995,8	2413,5	2661,4	
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
fuel oil	PJ/yr	9,0	11,2	12,5	14,0	15,5	17,1	18,9	
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	79,3	103,2	123,8	146,4	168,8	191,1	213,1	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	42,6	53,8	63,8	74,9	85,8	96,9	108,0	
industry	TWh/yr	13,5	14,8	15,4	15,9	16,2	16,5	16,7	
other sectors	TWh/yr	29,1	39,0	48,3	58,8	69,3	79,9	90,6	
transport	TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
grid losses	TWh/yr	34,9	47,6	57,9	69,2	80,5	91,7	102,4	
own consumption transformation sector	TWh/yr	1,7	1,8	2,1	2,3	2,5	2,6	2,7	
domestic net electricity production	TWh/yr	68,9	92,9	113,5	136,0	158,5	180,8	202,8	
Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
industry	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	TWh/yr	49,5	50,6	51,9	53,0	55,0	57,1	59,3	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	16,8	37,7	53,1	72,3	86,8	96,7	98,7	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	
solar PV	TWh/yr	0,0	1,9	5,5	7,3	12,8	22,4	39,0	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,1	0,3	0,7	1,2	1,8	2,9	
total public power plants and CHP	TWh/yr	68,9	92,9	113,4	136,0	158,5	180,8	202,8	
Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	GW	11,5	11,8	14,8	15,1	15,2	15,4	15,6	
gas (incl. hydrogen use)	GW	9,7	16,9	22,8	28,5	31,7	33,0	33,6	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
wind offshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	
solar PV	GW	0,0	1,1	3,3	4,4	7,7	13,4	23,4	
solar CSP	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	
total public power plants and CHP	GW	23,7	32,3	43,4	50,7	57,4	64,7	75,7	

Tab. 8-30 Irak – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	387,2	780,4	985,8	1194,3	1313,4	1382,0	1493,0
electricity	PJ/yr	0,0	4,0	18,4	61,8	113,4	157,7	198,5
	TWh/yr	0,0	1,1	5,1	17,2	31,5	43,8	55,1
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	378,2	765,3	952,8	1107,5	1154,8	1153,5	1199,6
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	9,0	10,1	10,2	10,9	11,6	12,3	13,1
hydrogen	PJ/yr	0,0	1,0	4,3	14,0	33,6	58,5	81,8

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		79,3	103,8	128,8	164,1	210,2	259,8	307,7
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		42,6	55,2	70,9	91,2	114,4	136,5	157,3
industry	TWh/yr		13,5	17,0	18,1	19,3	20,9	25,1	28,4
other sectors	TWh/yr		29,1	37,1	47,7	54,7	62,1	67,6	73,7
transport	TWh/yr		0,0	1,1	5,1	17,2	31,5	43,8	55,1
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,4	1,7	9,4	23,3	40,8	59,1
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses	TWh/yr		34,9	46,4	54,5	62,0	70,8	81,0	89,8
own consumption transformation sector	TWh/yr		1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5
domestic net electricity production	TWh/yr		68,9	92,5	116,8	152,2	198,4	248,0	295,9

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	1,0	4,3	14,0	33,6	58,5	81,8
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	4,9	8,5
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	9,7	27,4	46,9	73,5
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	1,0	4,4	23,9	61,3	110,2	163,8
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	1,5	6,2	33,7	84,0	147,0	212,7
	TWh		0,0	0,4	1,7	9,4	23,3	40,8	59,1

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		49,5	46,3	41,4	29,2	28,2	28,6	29,7
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		16,8	34,0	39,6	44,5	48,1	51,1	51,2
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		2,6	3,0	3,1	3,2	3,4	3,6	3,8
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,2	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2
wind onshore	TWh/yr		0,0	2,0	2,9	5,0	8,4	11,4	14,6
solar PV	TWh/yr		0,0	6,2	26,7	60,2	89,5	119,8	154,5
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	1,1	5,8	14,3	25,1	32,8
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,9	2,1	4,2	6,4	8,1	9,1
total public power plants and CHP	TWh/yr		68,9	92,5	116,8	152,2	198,4	248,1	296,0

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		11,5	10,8	11,8	8,3	7,8	7,7	7,8
gas (incl. hydrogen use)	GW		9,7	15,2	16,9	17,5	17,6	17,4	17,4
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		2,5	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5	3,7
wind offshore	GW		0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
wind onshore	GW		0,0	0,9	1,3	2,3	3,9	5,3	6,8
solar PV	GW		0,0	3,7	16,0	36,1	53,7	71,8	92,6
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,3	1,5	3,6	6,4	8,3
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,2	0,5	1,0	1,5	1,8	2,1
total public power plants and CHP	GW		23,7	33,8	49,8	69,9	91,4	114,1	138,8

Tab. 8-31 Irak – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
total consumption transport	PJ/yr	387,2	708,8	798,3	851,3	815,0	801,0	811,6	
electricity	PJ/yr	0,0	7,9	33,9	106,8	183,8	258,8	319,5	
	TWh/yr	0,0	2,2	9,4	29,7	51,1	71,9	88,7	
synfuels	PJ/yr	0,0	0,4	9,7	76,4	180,9	262,2	377,1	
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	378,2	689,7	739,4	638,4	397,6	195,4	0,0	
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
fuel oil	PJ/yr	9,0	9,0	7,9	7,8	3,9	0,0	0,0	
hydrogen	PJ/yr	0,0	1,9	7,3	21,9	48,8	84,6	115,0	
Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	79,3	104,4	140,0	212,7	318,0	416,6	521,4	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	42,6	56,6	77,6	102,6	129,4	156,5	179,0	
industry	TWh/yr	13,5	19,1	20,4	21,8	24,0	30,6	36,0	
other sectors	TWh/yr	29,1	35,3	47,8	51,1	54,4	54,0	54,2	
transport	TWh/yr	0,0	2,2	9,4	29,7	51,1	71,9	88,7	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,8	4,1	12,4	27,5	44,4	54,3	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,2	5,8	42,0	99,3	145,0	210,6	
grid losses	TWh/yr	34,9	45,2	51,1	54,7	61,1	70,2	77,2	
own consumption transformation sector	TWh/yr	1,7	1,6	1,4	1,0	0,6	0,4	0,3	
domestic net electricity production	TWh/yr	68,9	92,2	126,3	199,2	304,8	403,4	508,1	
Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	1,9	7,3	21,9	48,8	84,6	115,0	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
industry	PJ/yr	0,0	0,1	0,7	3,1	9,7	14,8	12,4	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	2,4	6,8	13,8	20,4	23,2	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	1,9	10,5	31,8	72,3	119,7	150,6	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	2,8	14,8	44,8	99,1	159,7	195,6	
	TWh	0,0	0,8	4,1	12,4	27,5	44,4	54,3	
Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	1,2	2,2	5,1	9,5	17,6	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,4	9,7	76,4	180,9	262,2	377,1	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,4	10,9	78,6	186,1	271,8	394,7	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,7	20,9	151,1	357,5	522,2	758,3	
	TWh/yr	0,0	0,2	5,8	42,0	99,3	145,0	210,6	
Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	TWh/yr	49,5	41,9	30,8	5,5	1,4	0,2	0,0	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	16,8	30,3	26,0	16,6	9,4	5,5	3,7	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	2,6	3,4	3,5	3,9	4,2	4,6	5,0	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,4	0,1	0,1	0,3	0,4	0,4	
wind onshore	TWh/yr	0,0	4,0	5,7	9,9	16,6	22,7	29,0	
solar PV	TWh/yr	0,0	10,6	50,0	121,2	188,2	256,4	327,9	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	6,3	34,4	73,0	99,1	126,8	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	1,6	3,9	7,6	11,7	14,5	15,4	
total public power plants and CHP	TWh/yr	68,9	92,2	126,3	199,2	304,8	403,4	508,1	
Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	GW	11,5	11,1	8,8	1,6	0,4	0,0	0,0	
gas (incl. hydrogen use)	GW	9,7	13,6	11,1	9,3	7,9	6,2	5,5	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	2,5	3,3	3,4	3,8	4,1	4,5	4,9	
wind offshore	GW	0,0	0,2	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	
wind onshore	GW	0,0	1,9	2,7	4,6	7,7	10,5	13,5	
solar PV	GW	0,0	6,4	30,0	72,6	112,8	153,7	196,5	
solar CSP	GW	0,0	0,0	1,6	8,7	18,5	25,2	32,2	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,3	0,9	1,8	2,8	3,4	3,6	
total public power plants and CHP	GW	23,7	36,7	58,5	102,5	154,4	203,7	256,4	

Tab. 8-32 Irak – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	387,2	780,4	985,8	1194,3	1313,4	1382,0	1493,0
electricity	PJ/yr	0,0	4,0	18,4	61,8	113,4	157,7	198,5
	TWh/yr	0,0	1,1	5,1	17,2	31,5	43,8	55,1
synfuels	PJ/yr	0,0	0,4	12,7	119,3	361,4	662,6	1212,8
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	378,2	764,8	940,1	988,2	799,2	503,3	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	9,0	10,1	10,2	10,9	5,8	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	1,0	4,3	14,0	33,6	58,5	81,8

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	79,3	104,0	138,1	237,2	438,3	697,7	1053,9
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	42,6	55,2	70,9	92,1	114,4	136,5	157,3
industry		TWh/yr	13,5	17,0	18,1	19,6	20,9	25,1	28,4
other sectors		TWh/yr	29,1	37,1	47,7	55,3	62,1	67,6	73,7
transport		TWh/yr	0,0	1,1	5,1	17,2	31,5	43,8	55,1
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,4	3,4	16,1	54,2	115,8	138,7
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,2	7,6	65,4	197,3	362,8	666,6
grid losses		TWh/yr	34,9	46,4	54,5	62,0	70,8	81,0	89,8
own consumption transformation sector		TWh/yr	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5
domestic net electricity production		TWh/yr	68,9	92,7	126,1	225,2	426,5	685,9	1042,1

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	1,0	4,3	14,0	33,6	58,5	81,8
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	1,9	7,8	25,8	47,9
industry		PJ/yr	0,0	0,0	0,6	5,8	30,6	68,1	73,5
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	3,8	19,4	70,4	160,4	181,1
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	1,0	8,7	41,2	142,5	312,7	384,4
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	1,5	12,3	58,1	195,2	416,9	499,2
		TWh	0,0	0,4	3,4	16,1	54,2	115,8	138,7

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	1,5	3,1	8,2	17,3	36,3
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,4	12,7	119,3	361,4	662,6	1212,8
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,4	14,2	122,5	369,7	679,9	1249,0
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,9	27,3	235,3	710,3	1306,3	2399,8
		TWh/yr	0,0	0,2	7,6	65,4	197,3	362,8	666,6

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	49,5	46,3	41,4	29,2	21,2	14,3	0,0
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	16,8	34,0	39,6	44,5	43,3	38,4	25,6
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	2,6	3,0	3,1	3,2	3,4	3,6	3,8
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,2	0,0	0,2	0,3	0,4	0,5
wind onshore		TWh/yr	0,0	2,2	4,4	8,7	21,1	37,2	60,1
solar PV		TWh/yr	0,0	6,2	34,2	98,2	238,6	421,0	679,7
solar CSP		TWh/yr	0,0	0,0	1,4	37,1	92,3	162,9	263,3
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,9	2,1	4,2	6,4	8,1	9,1
total public power plants and CHP		TWh/yr	68,9	92,8	126,1	225,3	426,6	685,9	1042,1

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	11,5	10,8	11,8	8,3	7,3	4,9	0,0
gas (incl. hydrogen use)		GW	9,7	15,2	16,9	17,5	15,8	13,1	8,7
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	2,5	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5	3,7
wind offshore		GW	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2
wind onshore		GW	0,0	1,0	2,0	4,0	9,8	17,3	27,9
solar PV		GW	0,0	3,7	20,5	58,9	143,0	252,3	407,5
solar CSP		GW	0,0	0,0	0,4	9,4	23,4	41,4	66,8
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,2	0,5	1,0	1,5	1,8	2,1
total public power plants and CHP		GW	23,7	33,9	55,1	102,4	204,3	334,5	516,9

Tab. 8-33 Libyen – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	257,7	316,6	357,1	391,8	429,9	500,6	551,5
electricity	PJ/yr	0,0	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1,1
	TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	254,4	305,8	340,6	374,3	411,4	480,7	530,7
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	3,3	10,8	16,3	17,0	17,7	18,9	19,7
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		37,8	54,4	67,4	80,1	92,6	109,4	123,4
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		9,8	18,3	23,4	27,8	32,3	35,9	39,4
industry	TWh/yr		1,4	4,0	5,4	6,8	8,2	10,0	12,0
other sectors	TWh/yr		8,4	14,2	17,9	20,9	23,9	25,7	27,1
transport	TWh/yr		0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses	TWh/yr		27,4	35,4	43,4	51,6	59,5	72,7	83,1
own consumption transformation sector	TWh/yr		0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9
domestic net electricity production	TWh/yr		37,7	54,3	67,4	80,1	92,5	109,3	123,3

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TWh		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		17,5	10,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		20,3	43,0	56,0	67,7	79,2	94,9	107,5
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4	0,5
wind onshore	TWh/yr		0,0	0,6	2,5	3,1	3,6	4,2	4,8
solar PV	TWh/yr		0,0	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,1	0,2	0,4	0,6	0,9	1,5
total public power plants and CHP	TWh/yr		37,7	54,3	67,3	80,1	92,5	109,3	123,3

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		3,4	3,3	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
gas (incl. hydrogen use)	GW		6,5	13,4	18,4	22,3	26,1	31,2	35,4
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2
wind onshore	GW		0,0	0,2	0,9	1,1	1,3	1,6	1,8
solar PV	GW		0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5
total public power plants and CHP	GW		9,9	17,1	22,5	26,7	30,9	36,5	41,1

Tab. 8-34 Libyen – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	257,7	310,4	331,9	343,0	359,5	403,0	432,3
electricity	PJ/yr	0,0	1,5	5,9	16,6	28,0	39,6	47,1
	TWh/yr	0,0	0,4	1,6	4,6	7,8	11,0	13,1
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	254,4	297,8	309,5	307,3	308,5	334,9	353,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	3,3	10,8	15,5	16,2	16,9	18,0	18,8
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,3	1,0	2,8	6,1	10,4	13,3

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		37,8	54,0	67,0	85,8	108,9	137,8	166,3
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		9,8	19,0	25,5	34,1	43,0	51,0	58,0
industry	TWh/yr		1,4	4,1	5,5	6,9	8,5	10,7	13,2
other sectors	TWh/yr		8,4	14,5	18,4	22,6	26,7	29,3	31,7
transport	TWh/yr		0,0	0,4	1,6	4,6	7,8	11,0	13,1
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,1	0,4	4,8	12,3	23,1	36,8
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses	TWh/yr		27,4	34,2	40,5	46,4	53,1	63,2	71,0
own consumption transformation sector	TWh/yr		0,6	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5
domestic net electricity production	TWh/yr		37,7	53,9	66,9	85,7	108,8	137,7	166,2

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,3	1,0	2,8	6,1	10,4	13,3
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	3,8	7,7
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	9,2	26,0	48,2	81,1
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,3	1,1	12,2	32,3	62,3	102,1
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,5	1,5	17,1	44,2	83,1	132,6
	TWh		0,0	0,1	0,4	4,8	12,3	23,1	36,8

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		17,5	9,3	7,2	4,8	4,4	4,3	4,3
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		20,3	36,1	42,1	42,9	45,3	52,1	56,0
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,0	0,1	0,3	0,5	0,7	0,7
wind onshore	TWh/yr		0,0	1,7	3,5	4,9	6,8	10,5	12,2
solar PV	TWh/yr		0,0	6,8	13,3	29,3	43,7	57,1	77,1
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	0,4	2,5	6,3	10,1	12,3
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,1	0,3	1,1	2,0	3,0	3,7
total public power plants and CHP	TWh/yr		37,7	53,9	66,9	85,7	108,8	137,8	166,3

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		3,4	2,9	2,5	1,7	1,5	1,5	1,5
gas (incl. hydrogen use)	GW		6,5	11,3	13,9	14,1	14,9	17,1	18,4
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	GW		0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3
wind onshore	GW		0,0	0,6	1,3	1,8	2,5	3,9	4,5
solar PV	GW		0,0	3,7	7,2	15,9	23,6	30,9	41,7
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,1	0,5	1,3	2,0	2,5
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	0,9	1,1
total public power plants and CHP	GW		9,9	18,5	25,1	34,4	44,6	56,6	70,0

Tab. 8-35 Libyen – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	257,7	293,4	288,6	273,3	267,7	282,8	289,5
electricity	PJ/yr	0,0	2,8	10,5	28,0	46,4	64,5	75,1
	TWh/yr	0,0	0,8	2,9	7,8	12,9	17,9	20,9
synfuels	PJ/yr	0,0	0,1	3,3	24,1	68,3	121,5	194,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	254,4	279,1	258,3	201,0	135,1	80,6	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	3,3	10,8	14,8	15,4	8,1	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,6	1,8	4,7	9,8	16,2	20,4

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		37,8	53,6	71,6	104,9	161,0	233,0	311,5
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		9,8	19,7	27,3	39,0	50,3	60,6	68,9
industry	TWh/yr		1,4	4,2	5,6	7,0	8,6	11,0	13,6
other sectors	TWh/yr		8,4	14,7	18,8	24,3	28,9	31,7	34,4
transport	TWh/yr		0,0	0,8	2,9	7,8	12,9	17,9	20,9
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,3	1,8	5,4	12,6	25,4	25,6
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,1	4,3	18,9	51,0	93,1	158,0
grid losses	TWh/yr		27,4	33,0	37,5	41,2	46,7	53,7	58,9
own consumption transformation sector	TWh/yr		0,6	0,7	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1
domestic net electricity production	TWh/yr		37,7	53,5	71,5	104,8	160,9	232,9	311,4

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,6	1,8	4,7	9,8	16,2	20,4
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,3	1,5	5,5	13,9	19,3
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	2,5	7,6	17,9	38,6	31,2
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,6	4,6	13,8	33,2	68,7	70,9
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,9	6,5	19,4	45,5	91,6	92,1
	TWh		0,0	0,3	1,8	5,4	12,6	25,4	25,6

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	4,7	11,3	27,3	52,9	102,1
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,1	3,3	24,1	68,3	121,5	194,0
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,1	8,0	35,4	95,6	174,4	296,1
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,2	15,3	68,0	183,8	335,0	568,9
	TWh/yr		0,0	0,1	4,3	18,9	51,0	93,1	158,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		17,5	8,1	5,9	1,1	0,3	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		20,3	29,1	28,3	18,1	11,3	9,4	4,5
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,0	0,2	0,4	0,7	0,9	1,0
wind onshore	TWh/yr		0,0	2,8	4,5	6,7	11,9	18,9	23,5
solar PV	TWh/yr		0,0	13,5	29,3	61,8	96,5	138,5	199,9
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	2,8	14,9	36,9	60,1	76,6
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,1	0,4	1,8	3,3	5,1	5,9
total public power plants and CHP	TWh/yr		37,7	53,5	71,5	104,8	160,9	233,0	311,4

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		3,4	2,6	2,1	0,4	0,1	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW		6,5	8,3	10,1	10,2	10,0	10,0	9,6
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	GW		0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4
wind onshore	GW		0,0	1,0	1,7	2,5	4,4	7,0	8,7
solar PV	GW		0,0	7,3	15,9	33,5	52,2	75,0	108,2
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,6	3,0	7,4	12,0	15,3
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,0	0,1	0,5	0,9	1,4	1,7
total public power plants and CHP	GW		9,9	19,2	30,5	50,2	75,3	105,8	143,9

Tab. 8-36 Libyen – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	257,7	310,4	331,9	343,0	359,5	403,0	432,3
electricity	PJ/yr	0,0	1,5	5,9	16,6	28,0	39,6	47,1
	TWh/yr	0,0	0,4	1,6	4,6	7,8	11,0	13,1
synfuels	PJ/yr	0,0	0,1	3,7	32,4	103,0	206,0	371,8
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	254,4	297,8	305,8	274,9	213,9	147,0	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	3,3	10,8	15,5	16,2	8,5	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,3	1,0	2,8	6,1	10,4	13,3

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		37,8	54,0	73,1	115,0	204,3	345,1	501,6
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		9,8	19,0	25,5	34,5	43,0	51,0	58,0
industry	TWh/yr		1,4	4,1	5,5	7,1	8,5	10,7	13,2
other sectors	TWh/yr		8,4	14,5	18,4	22,8	26,7	29,3	31,7
transport	TWh/yr		0,0	0,4	1,6	4,6	7,8	11,0	13,1
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,1	2,0	9,9	35,8	85,7	102,4
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,0	4,5	23,6	71,8	144,6	269,7
grid losses	TWh/yr		27,4	34,2	40,5	46,4	53,1	63,2	71,0
own consumption transformation sector	TWh/yr		0,6	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5
domestic net electricity production	TWh/yr		37,7	53,9	73,0	114,9	204,2	345,0	501,5

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,3	1,0	2,8	6,1	10,4	13,3
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,7	3,2	11,6	16,7
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,3	3,4	18,1	44,3	52,3
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	3,7	18,5	66,8	165,2	201,5
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,3	5,0	25,3	94,2	231,4	283,8
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,5	7,1	35,7	129,0	308,5	368,5
	TWh		0,0	0,1	2,0	9,9	35,8	85,7	102,4

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	4,7	11,8	31,6	65,0	133,6
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,1	3,7	32,4	103,0	206,0	371,8
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,1	8,4	44,3	134,6	271,0	505,4
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,2	16,2	85,0	258,6	520,7	971,1
	TWh/yr		0,0	0,0	4,5	23,6	71,8	144,6	269,7

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		17,5	9,3	7,2	4,8	3,3	2,1	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		20,3	36,1	42,1	42,9	40,7	39,1	28,0
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,0	0,2	0,4	0,7	1,0	1,1
wind onshore	TWh/yr		0,0	1,7	1,6	4,5	10,8	20,5	32,0
solar PV	TWh/yr		0,0	6,9	19,6	50,0	106,0	192,8	306,0
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	2,0	11,2	40,8	86,5	130,8
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,1	0,3	1,1	2,0	3,0	3,7
total public power plants and CHP	TWh/yr		37,7	53,9	73,0	114,9	204,2	345,0	501,6

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		3,4	2,9	2,5	1,7	1,2	0,7	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW		6,5	11,3	13,9	14,8	17,7	22,9	26,5
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	GW		0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
wind onshore	GW		0,0	0,6	0,6	1,7	4,0	7,6	12,0
solar PV	GW		0,0	3,7	10,6	27,0	57,4	104,3	165,6
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,4	2,2	8,2	17,3	26,2
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	0,9	1,1
total public power plants and CHP	GW		9,9	18,6	28,1	47,9	89,2	154,2	231,9

Tab. 8-37 Bahrain – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	72,5	114,3	141,1	163,8	185,6	198,4	196,3
electricity	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	69,2	108,0	133,4	154,8	174,9	185,8	182,0
natural gas	PJ/yr	0,0	2,1	3,0	3,8	4,8	6,1	7,2
fuel oil	PJ/yr	3,3	4,1	4,6	5,2	5,7	6,3	7,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	28,5	37,9	45,0	52,7	60,4	68,4	76,6	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	27,8	36,9	43,9	51,4	58,9	66,6	74,6	
industry	TWh/yr	14,0	18,4	21,0	23,5	26,0	28,7	31,7	
other sectors	TWh/yr	13,8	18,5	22,9	27,9	32,9	37,9	42,8	
transport	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
grid losses	TWh/yr	0,7	0,9	1,1	1,3	1,6	1,8	2,0	
own consumption transformation sector	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
domestic net electricity production	TWh/yr	28,5	37,9	45,0	52,7	60,4	68,4	76,6	

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	28,5	37,3	43,9	51,1	58,3	65,5	72,7	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
solar PV	TWh/yr	0,0	0,5	1,1	1,6	2,2	2,9	3,9	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total public power plants and CHP	TWh/yr	28,5	37,9	45,0	52,7	60,4	68,4	76,6	

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW	6,8	9,6	9,6	11,1	12,7	14,3	15,8	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
solar PV	GW	0,0	0,3	0,6	0,9	1,3	1,7	2,2	
solar CSP	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total public power plants and CHP	GW	6,8	9,9	10,2	12,1	13,9	15,9	18,1	

Tab. 8-38 Bahrain – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	72,5	104,5	113,0	116,1	116,8	114,7	110,4
electricity	PJ/yr	0,0	0,3	1,3	3,3	5,3	6,9	7,7
	TWh/yr	0,0	0,1	0,4	0,9	1,5	1,9	2,2
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	69,2	98,7	105,8	106,2	103,4	98,1	91,7
natural gas	PJ/yr	0,0	1,6	1,7	1,7	2,0	2,5	2,9
fuel oil	PJ/yr	3,3	3,7	3,8	4,0	4,3	4,6	4,9
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,1	0,4	0,9	1,8	2,7	3,2

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		28,5	37,5	43,5	52,6	63,9	78,3	95,3
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		27,8	36,5	42,3	47,5	53,1	60,4	67,4
industry	TWh/yr		14,0	19,0	20,7	22,7	25,0	29,3	33,5
other sectors	TWh/yr		13,8	17,4	21,2	23,9	26,6	29,2	31,8
transport	TWh/yr		0,0	0,1	0,4	0,9	1,5	1,9	2,2
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,0	0,2	3,9	9,4	16,3	26,2
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses	TWh/yr		0,7	0,9	1,1	1,2	1,4	1,6	1,7
own consumption transformation sector	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
domestic net electricity production	TWh/yr		28,5	37,5	43,7	53,4	64,9	79,5	96,7

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,1	0,4	0,9	1,8	2,7	3,2
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	3,7	6,7
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	8,9	22,7	37,6	62,7
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,1	0,4	9,9	24,7	44,0	72,6
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,2	0,6	14,0	33,8	58,6	94,3
	TWh		0,0	0,0	0,2	3,9	9,4	16,3	26,2

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		28,5	35,1	36,1	34,5	34,2	35,7	38,4
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,2	1,5	5,7	11,0	15,5	20,1
wind onshore	TWh/yr		0,0	0,3	0,4	0,9	0,9	1,0	1,1
solar PV	TWh/yr		0,0	1,5	4,2	8,7	13,4	19,6	27,9
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	0,4	0,9	1,4	2,4	3,7
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,5	1,2	2,7	4,1	5,2	5,5
total public power plants and CHP	TWh/yr		28,5	37,5	43,7	53,4	64,9	79,6	96,8

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW		6,8	9,6	9,6	10,0	10,5	11,0	11,8
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	GW		0,0	0,1	0,7	2,8	5,5	7,8	10,1
wind onshore	GW		0,0	0,2	0,2	0,5	0,5	0,6	0,6
solar PV	GW		0,0	0,9	2,4	5,1	7,8	11,4	16,2
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,6	0,9
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,1	0,3	0,6	0,9	1,1	1,2
total public power plants and CHP	GW		6,8	10,9	13,4	19,2	25,5	32,4	40,7

Tab. 8-39 Bahrain – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
total consumption transport	PJ/yr	72,5	90,4	83,9	74,4	65,9	58,1	52,2	
electricity	PJ/yr	0,0	1,4	3,1	6,5	9,7	12,0	13,2	
	TWh/yr	0,0	0,4	0,9	1,8	2,7	3,3	3,7	
synfuels	PJ/yr	0,0	0,2	2,2	9,6	19,7	28,2	34,6	
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	69,2	84,4	74,7	53,9	32,4	14,0	0,0	
natural gas	PJ/yr	0,0	0,8	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	
fuel oil	PJ/yr	3,3	3,3	2,9	2,9	1,4	0,0	0,0	
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,2	0,6	1,4	2,6	3,9	4,4	
Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	28,5	37,3	46,5	57,9	76,4	99,1	122,8	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	27,8	36,1	40,6	43,1	46,0	51,6	56,6	
industry	TWh/yr	14,0	19,4	20,2	21,3	23,0	27,8	32,3	
other sectors	TWh/yr	13,8	16,4	19,5	19,9	20,3	20,5	20,6	
transport	TWh/yr	0,0	0,4	0,9	1,8	2,7	3,3	3,7	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,1	1,7	4,8	9,8	14,5	15,7	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,1	3,2	9,0	19,4	31,6	49,0	
grid losses	TWh/yr	0,7	0,9	1,0	1,1	1,2	1,4	1,5	
own consumption transformation sector	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
domestic net electricity production	TWh/yr	28,5	37,4	46,9	59,4	78,5	101,6	125,5	
Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,2	0,6	1,4	2,6	3,9	4,4	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
industry	PJ/yr	0,0	0,1	0,5	2,0	5,5	9,5	9,8	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	3,1	8,8	17,6	25,8	29,1	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,2	4,2	12,3	25,7	39,2	43,4	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,3	6,0	17,3	35,3	52,2	56,4	
	TWh	0,0	0,1	1,7	4,8	9,8	14,5	15,7	
Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	3,8	7,2	16,8	31,1	57,3	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,2	2,2	9,6	19,7	28,2	34,6	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,2	6,0	16,8	36,4	59,3	91,8	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,5	11,6	32,4	70,0	113,9	176,5	
	TWh/yr	0,0	0,1	3,2	9,0	19,4	31,6	49,0	
Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	28,5	32,8	28,2	18,0	10,2	6,0	4,0	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,4	5,9	13,2	22,0	31,1	40,3	
wind onshore	TWh/yr	0,0	0,6	0,9	1,7	2,9	4,0	5,2	
solar PV	TWh/yr	0,0	2,6	7,3	16,2	27,0	38,2	49,6	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	2,2	5,0	8,4	11,9	15,4	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,9	2,4	5,3	8,1	10,4	11,0	
total public power plants and CHP	TWh/yr	28,5	37,4	46,9	59,4	78,5	101,6	125,5	
Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas (incl. hydrogen use)	GW	6,8	9,7	9,7	9,1	8,1	7,4	5,9	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	GW	0,0	0,2	3,0	6,6	11,0	15,5	20,2	
wind onshore	GW	0,0	0,3	0,5	1,0	1,6	2,3	3,0	
solar PV	GW	0,0	1,5	4,2	9,4	15,7	22,2	28,7	
solar CSP	GW	0,0	0,0	0,5	1,2	1,9	2,7	3,6	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,2	0,5	1,1	1,7	2,2	2,4	
total public power plants and CHP	GW	6,8	12,0	18,4	28,3	40,1	52,4	63,7	

Tab. 8-40 Bahrain – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	72,5	104,5	113,0	116,1	116,8	114,7	110,4
electricity	PJ/yr	0,0	0,3	1,3	3,3	5,3	6,9	7,7
	TWh/yr	0,0	0,1	0,4	0,9	1,5	1,9	2,2
synfuels	PJ/yr	0,0	0,3	3,3	16,8	39,7	67,8	99,5
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	69,2	98,3	102,5	89,4	66,3	36,3	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	1,6	1,7	1,7	1,5	1,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	3,3	3,7	3,8	4,0	2,1	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,1	0,4	0,9	1,8	2,7	3,2

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	28,5	37,6	49,6	72,1	118,8	188,0	255,2	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	27,8	36,5	42,3	47,6	53,1	60,4	67,4	
industry	TWh/yr	14,0	19,0	20,7	22,7	25,0	29,3	33,5	
other sectors	TWh/yr	13,8	17,4	21,2	23,9	26,6	29,2	31,8	
transport	TWh/yr	0,0	0,1	0,4	0,9	1,5	1,9	2,2	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,0	1,9	8,9	28,8	59,7	69,9	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,2	4,4	14,4	35,5	66,3	116,2	
grid losses	TWh/yr	0,7	0,9	1,1	1,2	1,4	1,6	1,7	
own consumption transformation sector	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
domestic net electricity production	TWh/yr	28,5	37,7	49,8	72,9	119,9	189,2	256,5	

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,1	0,4	0,9	1,8	2,7	3,2	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,9	1,6	
industry	PJ/yr	0,0	0,0	0,5	4,1	15,6	29,3	35,2	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	4,0	17,8	58,1	128,4	153,7	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,1	4,8	22,8	75,7	161,2	193,7	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,2	6,8	32,2	103,7	215,0	251,5	
	TWh	0,0	0,0	1,9	8,9	28,8	59,7	69,9	

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	4,8	10,2	26,9	56,4	118,1	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,3	3,3	16,8	39,7	67,8	99,5	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,3	8,2	27,0	66,6	124,2	217,6	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,6	15,7	51,9	128,0	238,7	418,2	
	TWh/yr	0,0	0,2	4,4	14,4	35,5	66,3	116,2	

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	28,5	35,1	36,1	34,5	30,8	26,8	19,2	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,2	4,6	13,0	31,0	57,4	84,6	
wind onshore	TWh/yr	0,0	0,3	0,6	1,7	4,0	7,5	11,0	
solar PV	TWh/yr	0,0	1,6	5,6	16,0	38,2	70,6	104,0	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	1,8	5,0	11,8	21,9	32,3	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,5	1,2	2,7	4,1	5,2	5,5	
total public power plants and CHP	TWh/yr	28,5	37,7	49,8	72,9	119,9	189,3	256,6	

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas (incl. hydrogen use)	GW	6,8	9,6	9,6	10,6	13,8	15,9	17,7	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	GW	0,0	0,1	2,3	6,5	15,5	28,7	42,3	
wind onshore	GW	0,0	0,2	0,3	1,0	2,3	4,2	6,2	
solar PV	GW	0,0	1,0	3,3	9,3	22,1	40,9	60,4	
solar CSP	GW	0,0	0,0	0,4	1,1	2,7	5,1	7,5	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,1	0,3	0,6	0,9	1,1	1,2	
total public power plants and CHP	GW	6,8	11,0	16,2	29,1	57,3	95,9	135,2	

Tab. 8-41 Kuwait – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
total consumption transport	PJ/yr	266,9	334,6	379,0	418,3	454,8	475,2	466,4	
electricity	PJ/yr	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	210,5	264,5	300,5	330,4	357,5	367,6	347,4	
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
fuel oil	PJ/yr	56,4	70,1	78,4	87,8	97,1	107,3	118,7	
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	67,9	86,8	105,8	126,2	146,7	166,4	186,1	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	43,3	58,0	71,9	87,4	103,0	118,6	134,2	
industry	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other sectors	TWh/yr	43,3	58,0	71,8	87,4	103,0	118,6	134,1	
transport	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
grid losses	TWh/yr	9,7	13,3	16,1	19,3	22,5	25,6	28,6	
own consumption transformation sector	TWh/yr	14,9	15,6	17,8	19,5	21,2	22,2	23,4	
domestic net electricity production	TWh/yr	67,9	86,8	105,8	126,2	146,7	166,4	186,1	
Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
industry	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	TWh/yr	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	24,7	43,0	59,3	78,1	96,9	114,4	130,9	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	TWh/yr	0,0	0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	1,4	
solar PV	TWh/yr	0,0	0,5	2,8	3,8	4,8	6,0	7,6	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,1	0,3	0,7	1,2	1,9	3,0	
total public power plants and CHP	TWh/yr	67,9	86,8	105,8	126,2	146,7	166,4	186,1	
Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	GW	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	
gas (incl. hydrogen use)	GW	7,6	12,5	17,2	22,7	28,1	33,2	38,0	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	GW	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	
solar PV	GW	0,0	0,3	1,6	2,2	2,7	3,4	4,4	
solar CSP	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	
total public power plants and CHP	GW	15,9	21,1	27,2	33,4	39,6	45,7	51,8	

Tab. 8-42 Kuwait – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	266,9	317,0	320,3	316,2	307,3	295,3	284,3
electricity	PJ/yr	0,0	1,0	3,7	10,0	16,2	20,9	23,4
	TWh/yr	0,0	0,3	1,0	2,8	4,5	5,8	6,5
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	210,5	252,4	251,4	235,2	213,2	189,2	169,1
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	56,4	63,3	64,1	68,4	72,7	77,3	82,2
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,3	1,0	2,6	5,2	8,0	9,7

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		67,9	85,3	103,5	120,6	143,0	179,0	215,2
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		43,3	57,5	72,9	84,6	96,9	112,7	126,0
industry	TWh/yr		0,0	2,7	5,5	7,1	9,3	15,7	20,2
other sectors	TWh/yr		43,3	54,6	66,4	74,8	83,1	91,2	99,3
transport	TWh/yr		0,0	0,3	1,0	2,8	4,5	5,8	6,5
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,1	0,4	4,9	13,0	30,7	51,3
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses	TWh/yr		9,7	12,9	15,2	17,3	19,7	22,6	25,0
own consumption transformation sector	TWh/yr		14,9	14,6	14,9	13,8	13,3	13,0	12,9
domestic net electricity production	TWh/yr		67,9	85,2	103,5	120,6	143,0	179,0	215,2

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,3	1,0	2,6	5,2	8,0	9,7
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	22,7	40,2
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	9,8	28,8	52,3	92,3
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,3	1,1	12,6	34,3	83,0	142,2
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,4	1,5	17,7	47,0	110,7	184,7
	TWh		0,0	0,1	0,4	4,9	13,0	30,7	51,3

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		43,2	40,6	35,6	24,1	22,2	21,7	21,6
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		24,7	37,4	43,3	47,8	53,4	60,1	67,4
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,2	0,8	1,6	2,4	3,3	3,8
wind onshore	TWh/yr		0,0	1,3	2,1	4,2	6,6	8,9	10,4
solar PV	TWh/yr		0,0	5,4	20,3	40,2	54,2	79,2	104,0
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	0,4	1,1	1,5	2,2	3,1
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,4	1,0	1,8	2,7	3,6	5,0
total public power plants and CHP	TWh/yr		67,9	85,2	103,5	120,6	143,1	179,0	215,3

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		8,2	7,8	6,8	4,6	4,2	4,1	4,1
gas (incl. hydrogen use)	GW		7,6	10,9	12,6	13,9	15,5	17,5	19,6
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	GW		0,0	0,1	0,4	0,7	1,1	1,5	1,8
wind onshore	GW		0,0	0,6	1,0	1,9	3,0	4,1	4,8
solar PV	GW		0,0	3,1	11,6	22,9	30,9	45,2	59,3
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,1
total public power plants and CHP	GW		15,9	22,4	32,6	44,6	55,7	73,6	91,3

Tab. 8-43 Kuwait – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	266,9	284,1	254,4	223,3	196,1	172,0	154,9
electricity	PJ/yr	0,0	2,0	6,9	17,6	28,0	35,2	38,9
	TWh/yr	0,0	0,6	1,9	4,9	7,8	9,8	10,8
synfuels	PJ/yr	0,0	0,3	3,6	18,8	60,6	93,4	102,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	210,5	224,8	192,3	133,7	75,3	31,5	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	56,4	56,4	49,7	49,0	24,1	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,5	1,8	4,2	8,0	11,9	14,0

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		67,9	83,5	106,6	125,7	172,4	223,2	255,2
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		43,3	56,8	72,4	78,1	84,1	94,3	100,6
industry	TWh/yr		0,0	5,0	9,5	11,1	13,2	20,8	25,6
other sectors	TWh/yr		43,3	51,2	61,0	62,2	63,1	63,7	64,3
transport	TWh/yr		0,0	0,6	1,9	4,9	7,8	9,8	10,8
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,2	2,5	7,7	18,3	27,8	24,7
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,2	5,4	16,5	47,4	77,7	105,9
grid losses	TWh/yr		9,7	12,6	14,3	15,3	17,0	19,6	21,5
own consumption transformation sector	TWh/yr		14,9	13,7	12,1	8,1	5,5	3,8	2,5
domestic net electricity production	TWh/yr		67,9	83,5	106,6	125,7	172,3	223,1	255,2

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,5	1,8	4,2	8,0	11,9	14,0
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,1	2,1	8,7	26,3	42,6	31,2
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	2,4	6,8	13,8	20,5	23,4
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,6	6,3	19,7	48,1	75,0	68,6
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,9	8,9	27,7	65,9	100,0	89,0
	TWh		0,0	0,2	2,5	7,7	18,3	27,8	24,7

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	6,5	12,1	28,2	52,3	96,3
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,3	3,6	18,8	60,6	93,4	102,0
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,3	10,1	30,9	88,8	145,6	198,4
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,6	19,4	59,3	170,7	279,8	381,1
	TWh/yr		0,0	0,2	5,4	16,5	47,4	77,7	105,9

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		43,2	38,0	28,0	5,0	1,3	0,1	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		24,7	31,9	27,3	17,4	9,9	5,8	3,9
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,4	1,5	3,1	4,8	6,5	7,5
wind onshore	TWh/yr		0,0	2,5	4,0	8,0	12,5	16,9	19,4
solar PV	TWh/yr		0,0	10,0	41,3	76,2	116,6	154,9	177,0
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	2,9	13,1	23,1	33,5	40,2
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,7	1,6	2,8	4,3	5,4	7,1
total public power plants and CHP	TWh/yr		67,9	83,5	106,6	125,7	172,4	223,1	255,2

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		8,2	7,3	5,3	1,0	0,2	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW		7,6	12,2	12,2	12,0	9,1	6,5	5,8
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	GW		0,0	0,2	0,7	1,4	2,3	3,1	3,5
wind onshore	GW		0,0	1,2	1,8	3,7	5,8	7,8	9,0
solar PV	GW		0,0	5,7	23,5	43,5	66,5	88,3	100,9
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,6	2,7	4,8	7,0	8,3
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,1	0,3	0,6	1,0	1,2	1,6
total public power plants and CHP	GW		15,9	26,7	44,6	64,9	89,6	113,9	129,2

Tab. 8-44 Kuwait – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	266,9	317,0	320,3	316,2	307,3	295,3	284,3
electricity	PJ/yr	0,0	1,0	3,7	10,0	16,2	20,9	23,4
	TWh/yr	0,0	0,3	1,0	2,8	4,5	5,8	6,5
synfuels	PJ/yr	0,0	0,4	5,0	29,7	106,1	188,6	251,3
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	210,5	252,0	246,4	205,5	143,4	77,8	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	56,4	63,3	64,1	68,4	36,3	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,3	1,0	2,6	5,2	8,0	9,7

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		67,9	85,5	113,0	159,8	284,5	463,4	652,4
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		43,3	57,5	72,9	84,6	96,9	112,7	126,0
industry	TWh/yr		0,0	2,7	5,5	7,1	9,3	15,7	20,2
other sectors	TWh/yr		43,3	54,6	66,4	74,8	83,1	91,2	99,3
transport	TWh/yr		0,0	0,3	1,0	2,8	4,5	5,8	6,5
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,1	2,9	19,1	73,8	163,9	248,4
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,2	7,0	25,0	80,7	151,3	240,1
grid losses	TWh/yr		9,7	12,9	15,2	17,3	19,7	22,6	25,0
own consumption transformation sector	TWh/yr		14,9	14,6	14,9	13,8	13,3	13,0	12,9
domestic net electricity production	TWh/yr		67,9	85,5	113,0	159,8	284,5	463,4	652,4

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,3	1,0	2,6	5,2	8,0	9,7
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	2,2	3,6
industry	PJ/yr		0,0	0,0	2,6	26,3	105,8	192,6	213,7
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	3,9	19,7	82,3	239,9	461,6
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,3	7,5	48,7	193,9	442,7	688,6
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,4	10,6	68,6	265,7	590,2	894,3
	TWh		0,0	0,1	2,9	19,1	73,8	163,9	248,4

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	8,1	17,2	45,2	94,8	198,6
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,4	5,0	29,7	106,1	188,6	251,3
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,4	13,2	46,9	151,3	283,5	449,9
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,8	25,3	90,1	290,7	544,6	864,4
	TWh/yr		0,0	0,2	7,0	25,0	80,7	151,3	240,1

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		43,2	40,6	35,6	24,1	16,7	10,8	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		24,7	37,4	43,3	47,8	53,4	60,1	67,4
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,2	1,0	2,7	6,5	12,0	17,9
wind onshore	TWh/yr		0,0	1,4	2,6	6,9	16,9	31,0	46,2
solar PV	TWh/yr		0,0	5,5	25,6	60,8	149,9	287,4	442,1
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	3,9	15,8	38,5	58,6	73,9
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,4	1,0	1,8	2,7	3,6	5,0
total public power plants and CHP	TWh/yr		67,9	85,5	113,0	159,8	284,6	463,5	652,5

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		8,2	7,8	6,8	4,6	3,2	2,1	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW		7,6	10,9	11,7	16,4	19,7	36,2	63,7
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	GW		0,0	0,1	0,5	1,2	3,1	5,6	8,4
wind onshore	GW		0,0	0,6	1,2	3,2	7,8	14,3	21,3
solar PV	GW		0,0	3,1	14,6	34,7	85,5	163,9	252,1
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,8	3,3	8,0	12,2	15,3
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,1
total public power plants and CHP	GW		15,9	22,6	35,8	63,8	127,8	234,9	361,9

Tab. 8-45 Qatar – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	260,2	352,6	404,6	444,0	482,0	494,9	452,5
electricity	PJ/yr	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	260,2	352,6	404,5	443,9	481,8	494,6	452,2
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	41,5	54,6	65,7	77,8	89,8	101,9	114,2	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	36,4	48,5	58,5	69,4	80,4	91,5	102,7	
industry	TWh/yr	11,9	15,7	17,8	19,9	22,1	24,3	26,8	
other sectors	TWh/yr	24,5	32,8	40,6	49,4	58,3	67,1	75,9	
transport	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
grid losses	TWh/yr	2,5	3,4	4,1	4,9	5,7	6,5	7,3	
own consumption transformation sector	TWh/yr	2,6	2,8	3,2	3,5	3,8	4,0	4,2	
domestic net electricity production	TWh/yr	41,5	54,6	65,7	77,8	89,8	101,9	114,2	

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	41,5	54,4	64,9	76,6	88,2	99,8	111,3	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
solar PV	TWh/yr	0,0	0,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	1,2	1,6	2,2	2,9	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total public power plants and CHP	TWh/yr	41,5	54,6	65,7	77,8	89,8	101,9	114,2	

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW	9,3	13,1	14,9	17,6	20,2	22,9	25,5	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
solar PV	GW	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	
solar CSP	GW	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,5	0,6	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total public power plants and CHP	GW	9,3	13,2	15,3	17,8	20,6	23,3	26,1	

Tab. 8-46 Qatar – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	260,2	328,3	332,1	320,5	334,7	317,2	298,0
electricity	PJ/yr	0,0	0,8	3,2	8,8	14,5	18,8	21,5
	TWh/yr	0,0	0,2	0,9	2,4	4,0	5,2	6,0
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	260,2	327,3	328,2	309,8	316,2	292,0	268,6
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,2	0,7	1,9	4,0	6,3	7,9

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	41,5	55,1	66,7	80,6	98,4	129,0	159,8
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	36,4	49,1	59,8	69,0	79,1	93,6	106,0
industry		TWh/yr	11,9	18,0	21,4	24,3	28,0	36,8	43,9
other sectors		TWh/yr	24,5	30,9	37,6	42,3	47,0	51,6	56,2
transport		TWh/yr	0,0	0,2	0,9	2,4	4,0	5,2	6,0
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,1	0,3	4,8	11,9	27,3	45,2
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses		TWh/yr	2,5	3,3	3,9	4,4	5,0	5,7	6,4
own consumption transformation sector		TWh/yr	2,6	2,6	2,7	2,5	2,4	2,3	2,3
domestic net electricity production		TWh/yr	41,5	55,1	66,6	80,6	98,4	129,0	159,8

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	0,2	0,7	1,9	4,0	6,3	7,9
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry		PJ/yr	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	20,2	35,4
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	10,1	27,2	47,2	81,8
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	0,2	0,8	12,1	31,4	73,8	125,2
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	0,3	1,1	17,1	43,0	98,4	162,5
		TWh	0,0	0,1	0,3	4,8	11,9	27,3	45,2

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	41,5	51,0	52,4	51,0	51,3	54,1	58,5
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,2	1,2	3,7	7,3	11,1	16,0
wind onshore		TWh/yr	0,0	0,5	1,1	2,0	3,9	5,7	7,5
solar PV		TWh/yr	0,0	3,1	10,7	21,4	31,3	48,4	63,5
solar CSP		TWh/yr	0,0	0,0	0,7	1,5	3,1	7,6	11,9
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,3	0,5	1,0	1,5	2,1	2,5
total public power plants and CHP		TWh/yr	41,5	55,1	66,7	80,7	98,4	129,1	159,9

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)		GW	9,3	13,6	13,9	14,1	14,2	14,4	15,5
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore		GW	0,0	0,1	0,6	1,8	3,5	5,4	7,7
wind onshore		GW	0,0	0,3	0,5	1,0	1,9	2,8	3,7
solar PV		GW	0,0	1,7	5,8	11,6	17,1	26,4	34,6
solar CSP		GW	0,0	0,0	0,2	0,3	0,6	1,6	2,5
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,5	0,6
total public power plants and CHP		GW	9,3	15,7	21,2	29,1	37,7	51,0	64,7

Tab. 8-47 Qatar – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	260,2	288,5	254,0	211,9	192,7	162,3	142,6
electricity	PJ/yr	0,0	1,7	6,0	15,8	25,6	32,5	36,6
	TWh/yr	0,0	0,5	1,7	4,4	7,1	9,0	10,2
synfuels	PJ/yr	0,0	0,6	6,1	27,6	55,8	75,3	94,3
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	260,2	285,8	240,7	165,5	105,1	44,9	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,4	1,2	3,0	6,2	9,6	11,7

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		41,5	55,7	78,3	106,7	156,4	215,1	278,7
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		36,4	49,5	59,9	65,6	72,0	84,5	93,5
industry	TWh/yr		11,9	20,0	23,7	26,0	29,1	39,4	46,9
other sectors	TWh/yr		24,5	29,0	34,5	35,2	35,8	36,1	36,4
transport	TWh/yr		0,0	0,5	1,7	4,4	7,1	9,0	10,2
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,2	2,5	8,1	19,1	28,6	25,6
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,3	10,2	27,7	60,0	96,3	153,7
grid losses	TWh/yr		2,5	3,2	3,6	3,9	4,3	5,0	5,5
own consumption transformation sector	TWh/yr		2,6	2,4	2,1	1,4	1,0	0,7	0,4
domestic net electricity production	TWh/yr		41,5	55,6	78,3	106,7	156,4	215,1	278,7

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,4	1,2	3,0	6,2	9,6	11,7
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,1	2,0	7,9	23,5	36,4	22,9
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	3,2	9,8	20,5	31,3	36,5
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,4	6,4	20,7	50,1	77,3	71,1
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,7	9,1	29,2	68,7	103,1	92,3
	TWh		0,0	0,2	2,5	8,1	19,1	28,6	25,6

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	13,0	24,3	56,7	105,1	193,8
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,6	6,1	27,6	55,8	75,3	94,3
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,6	19,1	51,9	112,5	180,5	288,0
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	1,2	36,6	99,7	216,1	346,8	553,4
	TWh/yr		0,0	0,3	10,2	27,7	60,0	96,3	153,7

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		41,5	47,7	40,0	25,5	14,4	8,5	5,7
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,4	4,5	9,5	16,6	24,2	32,1
wind onshore	TWh/yr		0,0	1,0	2,1	4,5	7,8	11,4	15,1
solar PV	TWh/yr		0,0	6,0	27,4	58,9	103,0	147,8	194,0
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	3,5	6,4	11,5	19,1	26,9
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,6	0,9	2,0	3,0	4,2	5,0
total public power plants and CHP	TWh/yr		41,5	55,7	78,3	106,7	156,4	215,1	278,7

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW		9,3	13,6	13,4	12,4	10,5	8,8	7,5
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	GW		0,0	0,2	2,2	4,6	8,0	11,7	15,5
wind onshore	GW		0,0	0,5	1,0	2,2	3,9	5,8	7,8
solar PV	GW		0,0	3,2	14,9	32,1	56,1	80,6	108,6
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,7	1,3	2,4	4,0	5,6
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,1	0,2	0,5	0,8	1,1	1,3
total public power plants and CHP	GW		9,3	17,7	32,5	53,1	81,8	111,9	146,4

Tab. 8-48 Qatar – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	260,2	328,3	332,1	320,5	334,7	317,2	298,0
electricity	PJ/yr	0,0	0,8	3,2	8,8	14,5	18,8	21,5
	TWh/yr	0,0	0,2	0,9	2,4	4,0	5,2	6,0
synfuels	PJ/yr	0,0	0,8	8,7	45,5	109,8	180,3	268,6
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	260,2	326,5	319,5	264,3	206,4	111,7	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,2	0,7	1,9	4,0	6,3	7,9

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		41,5	55,5	82,6	136,7	257,2	420,7	614,5
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		36,4	49,1	59,8	69,1	79,1	93,6	106,0
industry	TWh/yr		11,9	18,0	21,4	24,3	28,0	36,8	43,9
other sectors	TWh/yr		24,5	30,9	37,6	42,3	47,0	51,6	56,2
transport	TWh/yr		0,0	0,2	0,9	2,4	4,0	5,2	6,0
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,1	2,9	18,0	63,6	121,0	143,2
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,4	13,4	42,7	107,1	198,0	356,6
grid losses	TWh/yr		2,5	3,3	3,9	4,4	5,0	5,7	6,4
own consumption transformation sector	TWh/yr		2,6	2,6	2,7	2,5	2,4	2,3	2,3
domestic net electricity production	TWh/yr		41,5	55,5	82,6	136,6	257,2	420,7	614,5

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,2	0,7	1,9	4,0	6,3	7,9
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	1,1	2,1
industry	PJ/yr		0,0	0,0	2,4	23,8	93,2	157,6	184,0
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	4,3	20,2	69,8	161,8	202,8
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,2	7,4	46,0	167,3	326,8	397,0
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,3	10,4	64,8	229,1	435,8	515,5
	TWh		0,0	0,1	2,9	18,0	63,6	121,0	143,2

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	16,4	34,5	90,8	190,7	399,6
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,8	8,7	45,5	109,8	180,3	268,6
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,8	25,1	80,1	200,6	371,1	668,2
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	1,5	48,1	153,8	385,4	712,9	1283,8
	TWh/yr		0,0	0,4	13,4	42,7	107,1	198,0	356,6

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		41,5	51,0	52,4	51,0	46,2	40,6	29,2
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,2	1,6	6,1	15,1	35,2	59,7
wind onshore	TWh/yr		0,0	0,5	1,7	4,8	11,8	21,3	32,8
solar PV	TWh/yr		0,0	3,5	23,0	63,7	157,8	276,7	426,1
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	3,5	10,1	24,9	45,0	64,3
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,3	0,5	1,0	1,5	2,1	2,5
total public power plants and CHP	TWh/yr		41,5	55,5	82,6	136,7	257,2	420,8	614,6

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW		9,3	12,3	14,2	15,0	15,1	15,0	14,5
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	GW		0,0	0,1	0,8	3,0	7,3	17,0	29,1
wind onshore	GW		0,0	0,3	0,8	2,3	6,0	11,2	17,8
solar PV	GW		0,0	1,9	12,5	34,7	86,4	159,9	253,1
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,7	2,1	5,2	9,4	13,5
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,5	0,6
total public power plants and CHP	GW		9,3	14,6	29,1	57,3	120,4	213,0	328,6

Tab. 8-49 Libanon – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	91,7	154,8	203,8	254,5	322,2	409,6	486,3
electricity	PJ/yr	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	90,4	153,2	202,0	252,4	319,9	406,9	483,2
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	1,2	1,5	1,7	1,9	2,1	2,4	2,6
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	18,7	24,9	30,3	36,1	42,0	47,9	54,0	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	16,7	22,3	27,1	32,3	37,5	42,8	48,4	
industry	TWh/yr	4,4	5,9	6,7	7,4	8,2	9,1	10,1	
other sectors	TWh/yr	12,3	16,5	20,4	24,8	29,2	33,6	38,1	
transport	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
grid losses	TWh/yr	1,9	2,6	3,2	3,8	4,4	5,1	5,6	
own consumption transformation sector	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
domestic net electricity production	TWh/yr	18,4	24,7	30,0	35,9	41,7	47,6	53,7	

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr	17,9	23,2	26,4	31,2	36,0	40,5	44,7	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	0,5	0,8	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	TWh/yr	0,0	0,2	0,4	0,4	0,5	0,7	0,8	
solar PV	TWh/yr	0,0	0,5	1,9	2,7	3,6	4,7	6,2	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8	
total public power plants and CHP	TWh/yr	18,4	24,7	30,0	35,9	41,7	47,6	53,8	

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW	2,4	3,0	3,4	4,0	4,6	5,1	5,7	
gas (incl. hydrogen use)	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	0,3	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
wind offshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	GW	0,0	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	
solar PV	GW	0,0	0,3	1,1	1,6	2,1	2,7	3,6	
solar CSP	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	
total public power plants and CHP	GW	2,7	3,9	5,2	6,4	7,6	8,9	10,4	

Tab. 8-50 Libanon – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	91,7	146,5	167,5	186,2	209,2	236,7	270,0
electricity	PJ/yr	0,0	0,6	2,4	7,1	13,6	21,3	29,5
	TWh/yr	0,0	0,2	0,7	2,0	3,8	5,9	8,2
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	90,4	144,4	163,2	176,1	190,3	206,6	227,8
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	1,2	1,4	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,1	0,5	1,6	3,8	7,2	10,8

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		18,7	25,4	31,9	38,4	46,6	54,6	63,7
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		16,7	22,7	28,6	34,2	41,1	47,1	54,3
industry	TWh/yr		4,4	6,0	6,5	7,0	7,7	8,9	10,0
other sectors	TWh/yr		12,3	16,6	21,5	25,2	29,6	32,4	36,1
transport	TWh/yr		0,0	0,2	0,7	2,0	3,8	5,9	8,2
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,1	0,2	0,7	1,6	3,0	4,5
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses	TWh/yr		1,9	2,6	3,0	3,4	3,9	4,5	5,0
own consumption transformation sector	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
domestic net electricity production	TWh/yr		18,4	25,1	31,6	38,0	46,3	54,3	63,4

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,1	0,5	1,6	3,8	7,2	10,8
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,7	1,4
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,1
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,2	0,6	1,8	4,2	8,0	12,3
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,2	0,9	2,5	5,7	10,7	16,0
	TWh		0,0	0,1	0,2	0,7	1,6	3,0	4,5

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		17,9	21,0	20,1	16,8	18,3	20,3	22,3
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		0,0	0,2	0,3	0,6	0,6	0,4	0,3
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,5	0,7	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3
wind onshore	TWh/yr		0,0	0,3	0,8	1,0	1,4	1,9	2,7
solar PV	TWh/yr		0,0	2,1	8,0	15,5	20,2	24,5	30,2
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,5	1,4	2,9	4,5	5,9	6,5
total public power plants and CHP	TWh/yr		18,4	25,1	31,6	38,1	46,3	54,3	63,5

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		2,4	2,9	3,1	3,2	3,3	3,4	3,7
gas (incl. hydrogen use)	GW		0,0	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6
wind offshore	GW		0,0	0,2	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2
wind onshore	GW		0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,1	1,6
solar PV	GW		0,0	1,2	4,6	8,9	11,6	14,0	17,3
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,1	0,3	0,6	1,0	1,3	1,4
total public power plants and CHP	GW		2,7	5,1	9,0	14,0	17,5	20,6	24,8

Tab. 8-51 Libanon – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	91,7	130,6	130,2	118,2	123,0	136,4	159,7
electricity	PJ/yr	0,0	1,2	4,5	12,2	22,9	35,6	49,2
	TWh/yr	0,0	0,3	1,2	3,4	6,4	9,9	13,7
synfuels	PJ/yr	0,0	0,2	2,2	12,6	30,8	53,2	95,1
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	90,4	127,7	121,5	89,9	63,1	37,2	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	1,2	1,2	1,1	1,1	0,5	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,2	0,9	2,4	5,6	10,3	15,5

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	18,7	25,8	33,7	43,6	59,8	79,6	110,2
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	16,7	23,1	29,2	32,3	36,5	40,8	45,7
industry		TWh/yr	4,4	6,1	6,2	6,4	6,8	8,0	9,3
other sectors		TWh/yr	12,3	16,7	21,7	22,5	23,3	22,9	22,7
transport		TWh/yr	0,0	0,3	1,2	3,4	6,4	9,9	13,7
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,1	0,5	1,4	3,2	6,0	8,7
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,1	1,3	6,9	16,7	28,9	51,7
grid losses		TWh/yr	1,9	2,5	2,8	3,0	3,4	3,9	4,3
own consumption transformation sector		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
domestic net electricity production		TWh/yr	18,4	25,5	33,4	43,2	59,5	79,2	109,9

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	0,2	0,9	2,4	5,6	10,3	15,5
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry		PJ/yr	0,0	0,1	0,3	1,2	2,9	5,8	8,5
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	0,3	1,2	3,5	8,5	16,2	24,0
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	0,5	1,7	5,0	11,6	21,6	31,2
		TWh	0,0	0,1	0,5	1,4	3,2	6,0	8,7

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5	0,9	1,7
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,2	2,2	12,6	30,8	53,2	95,1
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,2	2,4	12,9	31,3	54,2	96,8
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,3	4,5	24,7	60,2	104,1	186,0
		TWh/yr	0,0	0,1	1,3	6,9	16,7	28,9	51,7

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	17,9	18,7	13,8	2,5	0,6	0,1	0,0
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	0,0	0,4	0,6	1,2	1,1	0,8	0,5
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	0,5	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,4	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6
wind onshore		TWh/yr	0,0	0,5	0,8	1,6	2,3	3,2	4,7
solar PV		TWh/yr	0,0	3,8	14,8	31,3	45,5	62,5	90,8
solar CSP		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	1,0	2,7	5,7	8,8	11,4	12,3
total public power plants and CHP		TWh/yr	18,4	25,5	33,4	43,2	59,5	79,2	109,9

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	2,4	2,6	2,6	2,3	1,6	0,4	0,0
gas (incl. hydrogen use)		GW	0,0	0,1	0,2	0,3	0,2	0,2	0,1
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5
wind offshore		GW	0,0	0,3	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4
wind onshore		GW	0,0	0,3	0,4	0,9	1,4	1,9	2,7
solar PV		GW	0,0	2,2	8,4	17,9	26,1	35,8	52,0
solar CSP		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,2	0,6	1,2	1,9	2,5	2,8
total public power plants and CHP		GW	2,7	6,1	12,6	23,2	31,9	41,5	58,6

Tab. 8-52 Libanon – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	91,7	146,5	167,5	186,2	209,2	236,7	270,0
electricity	PJ/yr	0,0	0,6	2,4	7,1	13,6	21,3	29,5
	TWh/yr	0,0	0,2	0,7	2,0	3,8	5,9	8,2
synfuels	PJ/yr	0,0	0,2	3,1	21,8	62,3	121,6	229,7
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	90,4	144,2	160,0	154,2	128,7	86,7	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	1,2	1,4	1,4	1,5	0,8	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,1	0,5	1,6	3,8	7,2	10,8

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	18,7	25,5	33,7	51,4	85,0	131,8	209,7	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	16,7	22,7	28,6	34,7	41,1	47,1	54,3	
industry	TWh/yr	4,4	6,0	6,5	7,1	7,7	8,9	10,0	
other sectors	TWh/yr	12,3	16,6	21,5	25,7	29,6	32,4	36,1	
transport	TWh/yr	0,0	0,2	0,7	2,0	3,8	5,9	8,2	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,1	0,3	1,4	6,3	14,4	25,9	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,1	1,8	11,8	33,7	65,8	124,5	
grid losses	TWh/yr	1,9	2,6	3,0	3,4	3,9	4,5	5,0	
own consumption transformation sector	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
domestic net electricity production	TWh/yr	18,4	25,2	33,3	51,0	84,7	131,5	209,4	

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,1	0,5	1,6	3,8	7,2	10,8	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	1,5	7,3	10,2	11,9	
industry	PJ/yr	0,0	0,0	0,1	0,5	2,3	5,8	10,6	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	15,7	38,6	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,2	0,6	3,6	16,6	38,8	71,9	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,2	0,9	5,1	22,7	51,8	93,4	
	TWh	0,0	0,1	0,3	1,4	6,3	14,4	25,9	

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	0,1	0,3	0,8	1,7	3,5	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,2	3,1	21,8	62,3	121,6	229,7	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,2	3,3	22,1	63,1	123,3	233,2	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,4	6,3	42,5	121,3	236,8	448,0	
	TWh/yr	0,0	0,1	1,8	11,8	33,7	65,8	124,5	

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr	17,9	21,0	20,1	16,8	13,7	10,1	0,0	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	0,0	0,2	0,3	0,6	2,6	4,4	6,3	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	0,5	0,7	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,2	0,1	0,2	0,4	0,7	1,2	
wind onshore	TWh/yr	0,0	0,3	0,5	1,4	3,1	5,4	9,5	
solar PV	TWh/yr	0,0	2,2	10,0	28,0	59,3	103,9	184,7	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,5	1,4	2,9	4,5	5,9	6,5	
total public power plants and CHP	TWh/yr	18,4	25,2	33,3	51,1	84,7	131,5	209,4	

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW	2,4	2,9	3,0	2,9	2,5	2,0	0,0	
gas (incl. hydrogen use)	GW	0,0	0,1	0,1	0,2	0,6	1,0	1,4	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	
wind offshore	GW	0,0	0,2	0,0	0,1	0,3	0,5	0,9	
wind onshore	GW	0,0	0,2	0,3	0,8	1,8	3,1	5,6	
solar PV	GW	0,0	1,3	5,7	16,0	34,0	59,5	105,8	
solar CSP	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,1	0,3	0,6	1,0	1,3	1,4	
total public power plants and CHP	GW	2,7	5,2	9,9	21,1	40,7	68,0	115,7	

Tab. 8-53 VAE – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
total consumption transport	PJ/yr	1422,2	1855,5	2115,8	2357,1	2597,5	2696,8	2693,3	
electricity	PJ/yr	0,0	0,0	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	784,4	1062,8	1229,3	1364,3	1499,7	1482,9	1350,9	
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
fuel oil	PJ/yr	637,8	792,6	886,4	992,5	1097,4	1213,3	1341,4	
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	127,4	177,7	225,6	270,9	312,3	353,3	393,9	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	111,1	157,7	201,8	243,3	281,0	318,5	355,8	
industry	TWh/yr	13,0	20,5	22,8	25,1	27,4	29,6	31,5	
other sectors	TWh/yr	98,1	137,2	179,0	218,2	253,4	288,8	324,1	
transport	TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
grid losses	TWh/yr	9,1	12,5	15,2	18,1	21,1	24,0	26,8	
own consumption transformation sector	TWh/yr	7,2	7,5	8,6	9,4	10,2	10,7	11,3	
domestic net electricity production	TWh/yr	127,4	177,8	225,7	271,1	312,5	353,4	394,1	
Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
industry	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	8,0	23,0	23,4	23,6	23,3	22,4	
oil (and diesel)	TWh/yr	1,6	1,5	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	125,5	144,7	159,2	183,3	212,4	240,1	264,4	
nuclear	TWh/yr	0,0	13,5	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	
hydro	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	
solar PV	TWh/yr	0,1	7,8	9,9	29,8	40,8	53,2	69,5	
solar CSP	TWh/yr	0,2	1,5	3,4	3,9	4,4	4,7	4,8	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	1,0	2,0	2,6	3,2	4,0	4,9	
total public power plants and CHP	TWh/yr	127,4	177,9	225,7	271,1	312,5	353,4	394,1	
Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	2,4	6,9	7,0	7,1	7,0	6,7	
oil (and diesel)	GW	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	
gas (incl. hydrogen use)	GW	29,8	37,9	41,7	45,0	49,4	53,0	58,4	
nuclear	GW	0,0	2,7	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	
hydro	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	
solar PV	GW	0,0	4,3	5,4	16,3	22,3	29,1	38,0	
solar CSP	GW	0,1	0,3	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,3	0,6	0,7	0,9	1,1	1,4	
total public power plants and CHP	GW	30,4	48,3	61,1	75,7	86,4	97,1	111,4	

Tab. 8-54 VAE – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	1422,2	1680,5	1710,9	1773,2	1750,0	1731,2	1680,9
electricity	PJ/yr	0,0	1,3	3,5	7,8	11,9	14,8	16,1
	TWh/yr	0,0	0,4	1,0	2,2	3,3	4,1	4,5
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	784,4	963,7	982,1	989,7	912,2	836,7	728,8
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	637,8	715,2	724,3	773,3	821,6	873,2	928,6
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,3	1,0	2,4	4,4	6,4	7,4

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		127,4	174,1	226,9	270,9	322,8	435,3	535,5
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		111,1	154,8	205,0	236,3	269,2	323,0	366,8
industry	TWh/yr		13,0	25,2	45,1	54,3	67,2	101,8	126,8
other sectors	TWh/yr		98,1	129,2	158,9	179,9	198,7	217,1	235,5
transport	TWh/yr		0,0	0,4	1,0	2,2	3,3	4,1	4,5
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,1	0,4	11,7	28,6	84,8	138,9
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses	TWh/yr		9,1	12,2	14,3	16,2	18,6	21,2	23,5
own consumption transformation sector	TWh/yr		7,2	7,1	7,2	6,7	6,4	6,3	6,2
domestic net electricity production	TWh/yr		127,4	174,3	227,1	271,1	323,0	435,5	535,7

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,3	1,0	2,4	4,4	6,4	7,4
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	104,2	180,7
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	27,3	70,5	118,3	197,0
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,3	1,1	29,8	75,2	229,0	385,0
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,4	1,5	42,0	103,1	305,3	500,1
	TWh		0,0	0,1	0,4	11,7	28,6	84,8	138,9

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	5,9	8,2	8,4	7,7	7,2	6,3
oil (and diesel)	TWh/yr		1,6	1,4	1,1	0,7	0,6	0,5	0,5
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		125,5	138,6	136,5	128,0	126,7	132,1	140,2
nuclear	TWh/yr		0,0	13,5	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2
hydro	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,2	3,7	7,4	15,8	24,5	25,7
wind onshore	TWh/yr		0,0	1,0	1,8	2,9	5,5	9,2	13,1
solar PV	TWh/yr		0,1	10,7	48,1	85,2	123,1	185,3	240,9
solar CSP	TWh/yr		0,2	1,5	4,2	12,8	15,4	46,5	77,7
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	1,6	3,3	5,6	8,1	10,1	11,0
total public power plants and CHP	TWh/yr		127,4	174,3	227,1	271,1	323,0	435,5	535,7

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	1,8	2,5	2,5	2,3	2,2	1,9
oil (and diesel)	GW		0,5	0,5	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2
gas (incl. hydrogen use)	GW		29,8	37,5	40,1	44,0	46,8	48,8	51,8
nuclear	GW		0,0	2,7	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
hydro	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	GW		0,0	0,1	2,2	4,4	9,3	15,0	15,7
wind onshore	GW		0,0	0,7	1,2	1,9	3,6	6,0	8,7
solar PV	GW		0,0	5,8	26,3	46,6	67,3	101,3	132,5
solar CSP	GW		0,1	0,3	0,9	2,7	3,2	9,6	16,1
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,4	0,9	1,5	2,1	2,6	2,8
total public power plants and CHP	GW		30,4	49,7	78,4	107,8	139,0	189,7	233,7

Tab. 8-55 VAE – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
total consumption transport	PJ/yr	1422,2	1460,1	1274,5	1152,0	1046,4	929,6	836,0	
electricity	PJ/yr	0,0	1,7	5,5	13,0	19,8	24,5	26,4	
	TWh/yr	0,0	0,5	1,5	3,6	5,5	6,8	7,3	
synfuels	PJ/yr	0,0	3,8	27,3	102,7	453,9	777,1	799,0	
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	784,4	816,4	677,7	478,2	293,0	118,5	0,0	
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
fuel oil	PJ/yr	637,8	637,8	562,3	554,1	272,9	0,0	0,0	
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,5	1,7	3,8	6,8	9,5	10,6	
Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	127,4	171,5	247,4	324,4	580,2	845,7	882,7	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	111,1	150,8	201,6	215,8	232,1	277,1	306,0	
industry	TWh/yr	13,0	29,1	61,1	70,6	82,9	125,2	152,4	
other sectors	TWh/yr	98,1	121,2	139,0	141,6	143,7	145,1	146,2	
transport	TWh/yr	0,0	0,5	1,5	3,6	5,5	6,8	7,3	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,2	8,3	28,5	71,1	103,6	73,6	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	2,0	18,3	61,8	258,4	444,7	481,7	
grid losses	TWh/yr	9,1	11,8	13,4	14,3	16,0	18,4	20,2	
own consumption transformation sector	TWh/yr	7,2	6,6	5,8	3,9	2,6	1,8	1,2	
domestic net electricity production	TWh/yr	127,4	171,7	247,7	324,6	580,5	845,9	882,9	
Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,5	1,7	3,8	6,8	9,5	10,6	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
industry	PJ/yr	0,0	0,1	9,4	38,4	116,1	173,4	83,1	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	10,2	30,6	63,9	96,7	110,3	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,5	21,3	72,8	186,8	279,7	204,0	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,8	30,0	102,6	255,9	372,9	265,0	
	TWh	0,0	0,2	8,3	28,5	71,1	103,6	73,6	
Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	6,9	13,0	30,3	56,2	103,6	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	3,8	27,3	102,7	453,9	777,1	799,0	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	3,8	34,2	115,7	484,2	833,3	902,5	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	7,3	65,8	222,4	930,4	1601,1	1734,1	
	TWh/yr	0,0	2,0	18,3	61,8	258,4	444,7	481,7	
Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	2,0	1,6	1,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	TWh/yr	1,6	1,3	1,0	0,2	0,0	0,0	0,0	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	125,5	132,6	113,7	72,6	41,0	24,2	16,1	
nuclear	TWh/yr	0,0	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	
hydro	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,4	7,3	14,7	31,5	49,0	51,4	
wind onshore	TWh/yr	0,0	2,0	3,5	5,6	10,9	18,1	18,0	
solar PV	TWh/yr	0,1	16,3	87,4	164,6	365,4	546,7	560,4	
solar CSP	TWh/yr	0,2	1,5	15,1	43,8	105,2	178,3	206,6	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	2,1	4,7	8,6	13,1	16,1	17,0	
total public power plants and CHP	TWh/yr	127,4	171,7	247,7	324,6	580,5	845,9	882,9	
Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,8	0,7	0,4	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	GW	0,5	0,5	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	
gas (incl. hydrogen use)	GW	29,8	37,9	40,6	40,4	36,5	33,2	31,4	
nuclear	GW	0,0	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
hydro	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	GW	0,0	0,2	4,3	8,7	19,5	30,7	32,2	
wind onshore	GW	0,0	1,3	2,3	3,7	7,2	11,9	11,9	
solar PV	GW	0,0	8,9	47,8	90,0	206,0	312,9	321,0	
solar CSP	GW	0,1	0,3	3,1	9,1	21,8	38,0	44,8	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,5	1,2	2,2	3,3	4,1	4,3	
total public power plants and CHP	GW	30,4	53,2	103,0	157,3	297,1	433,6	448,3	

Tab. 8-56 VAE – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	1422,2	1680,5	1710,9	1773,2	1750,0	1731,2	1680,9
electricity	PJ/yr	0,0	1,3	3,5	7,8	11,9	14,8	16,1
	TWh/yr	0,0	0,4	1,0	2,2	3,3	4,1	4,5
synfuels	PJ/yr	0,0	4,7	40,4	177,6	761,2	1428,4	1657,4
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	784,4	959,0	941,6	812,1	561,8	281,5	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	637,8	715,2	724,3	773,3	410,8	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,3	1,0	2,4	4,4	6,4	7,4

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		127,4	176,6	262,6	433,1	964,8	1599,6	1914,2
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		111,1	154,8	205,0	236,4	269,2	323,0	366,8
industry	TWh/yr		13,0	25,2	45,1	54,3	67,2	101,8	126,8
other sectors	TWh/yr		98,1	129,2	158,9	180,0	198,7	217,1	235,5
transport	TWh/yr		0,0	0,4	1,0	2,2	3,3	4,1	4,5
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,1	10,0	69,4	239,1	433,8	522,3
for synfuel production	TWh/yr		0,0	2,5	26,2	104,5	431,5	815,3	995,4
grid losses	TWh/yr		9,1	12,2	14,3	16,2	18,6	21,2	23,5
own consumption transformation sector	TWh/yr		7,2	7,1	7,2	6,7	6,4	6,3	6,2
domestic net electricity production	TWh/yr		127,4	176,8	262,8	433,3	965,0	1599,8	1914,4

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,3	1,0	2,4	4,4	6,4	7,4
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,3	1,2	3,4	5,5
industry	PJ/yr		0,0	0,0	12,3	121,8	478,9	817,1	944,9
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	12,2	52,8	144,0	344,2	490,0
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,3	25,5	177,3	628,5	1171,2	1447,8
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,4	35,9	249,7	860,9	1561,6	1880,2
	TWh		0,0	0,1	10,0	69,4	239,1	433,8	522,3

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	8,6	18,1	47,3	99,3	207,7
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	4,7	40,4	177,6	761,2	1428,4	1657,4
total synfuel production	PJ/yr		0,0	4,7	49,0	195,7	808,5	1527,7	1865,1
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	9,0	94,2	376,1	1553,4	2935,1	3583,4
	TWh/yr		0,0	2,5	26,2	104,5	431,5	815,3	995,4

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	5,9	6,5	2,9	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		1,6	1,4	1,1	0,7	0,4	0,3	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		125,5	138,6	135,5	124,0	90,7	84,1	70,1
nuclear	TWh/yr		0,0	13,5	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2
hydro	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,2	6,2	18,0	54,5	95,6	116,8
wind onshore	TWh/yr		0,0	1,2	3,0	8,7	26,3	46,2	56,4
solar PV	TWh/yr		0,1	13,0	73,1	169,0	510,5	896,6	1094,6
solar CSP	TWh/yr		0,2	1,5	13,9	84,2	254,4	446,8	545,5
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	1,6	3,3	5,6	8,1	10,1	11,0
total public power plants and CHP	TWh/yr		127,4	176,8	262,8	433,3	965,1	1599,8	1914,5

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	1,8	1,1	0,8	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		0,5	0,5	0,4	0,2	0,1	0,1	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW		29,8	37,5	39,8	42,7	45,1	46,5	46,4
nuclear	GW		0,0	2,7	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
hydro	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	GW		0,0	0,1	3,7	10,8	34,2	61,2	75,1
wind onshore	GW		0,0	0,8	2,0	5,7	17,3	30,8	37,9
solar PV	GW		0,0	7,1	40,0	92,4	291,6	519,3	636,1
solar CSP	GW		0,1	0,3	2,9	17,5	52,7	103,1	127,1
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,4	0,9	1,5	2,1	2,6	2,8
total public power plants and CHP	GW		30,4	51,1	94,7	175,6	447,3	767,6	929,5

Tab. 8-57 Jemen – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
total consumption transport	PJ/yr	47,4	122,6	236,5	381,2	612,1	862,7	1170,9	
electricity	PJ/yr	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,6	1,1	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	44,6	118,2	230,5	374,4	604,4	854,0	1160,9	
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
fuel oil	PJ/yr	2,7	4,4	5,9	6,6	7,3	8,1	8,9	
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	5,3	8,0	9,8	11,7	13,7	15,8	17,9	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	3,1	5,3	6,5	7,9	9,3	10,9	12,6	
industry	TWh/yr	0,1	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7	
other sectors	TWh/yr	3,0	4,8	6,0	7,3	8,6	10,1	11,5	
transport	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
grid losses	TWh/yr	1,4	1,9	2,3	2,7	3,2	3,6	4,0	
own consumption transformation sector	TWh/yr	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,3	
domestic net electricity production	TWh/yr	5,3	8,0	9,8	11,7	13,7	15,8	17,9	
Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
industry	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	TWh/yr	3,2	3,0	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	2,1	4,5	5,6	7,3	8,9	10,6	12,3	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	TWh/yr	0,0	0,1	0,2	0,4	0,5	0,7	0,9	
solar PV	TWh/yr	0,0	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,1	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	
total public power plants and CHP	TWh/yr	5,3	8,0	9,8	11,7	13,7	15,8	17,9	
Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	GW	1,1	1,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
gas (incl. hydrogen use)	GW	0,3	1,1	1,8	2,2	2,6	2,9	3,3	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	GW	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	
solar PV	GW	0,0	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	
solar CSP	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total public power plants and CHP	GW	1,5	2,6	3,7	4,2	4,6	5,1	5,7	

Tab. 8-58 Jemen – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	47,4	204,7	287,4	368,8	452,7	531,0	565,3
electricity	PJ/yr	0,0	0,9	4,7	15,7	33,1	54,6	69,2
	TWh/yr	0,0	0,3	1,3	4,4	9,2	15,2	19,2
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	44,6	199,4	276,1	343,0	402,1	447,5	458,1
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	2,7	4,1	5,1	5,4	5,7	6,1	6,4
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,3	1,4	4,7	11,8	22,8	31,7

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	5,3	8,9	14,3	21,2	32,1	44,6	55,3
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	3,1	6,2	10,8	15,7	22,9	29,9	35,5
	industry	TWh/yr	0,1	0,5	0,6	0,6	0,7	0,9	1,0
	other sectors	TWh/yr	3,0	5,4	8,9	10,8	13,0	13,9	15,3
	transport	TWh/yr	0,0	0,3	1,3	4,4	9,2	15,2	19,2
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,1	0,6	2,2	5,6	10,8	15,5
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses		TWh/yr	1,4	1,8	2,1	2,4	2,8	3,2	3,5
own consumption transformation sector		TWh/yr	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7
domestic net electricity production		TWh/yr	5,3	8,9	14,3	21,2	32,0	44,6	55,3

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	0,3	1,4	4,7	11,8	22,8	31,7
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry		PJ/yr	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	1,3	2,6
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,9	2,7	4,9	8,7
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	0,3	1,5	5,7	14,8	29,0	43,0
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	0,4	2,1	8,0	20,3	38,7	55,8
		TWh	0,0	0,1	0,6	2,2	5,6	10,8	15,5

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	3,2	2,8	2,7	1,9	1,7	1,7	1,7
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	2,1	3,5	3,9	4,6	5,3	5,8	6,5
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2
wind onshore		TWh/yr	0,0	0,3	0,8	1,3	2,0	2,6	3,3
solar PV		TWh/yr	0,0	2,0	5,9	10,7	18,6	28,0	36,5
solar CSP		TWh/yr	0,0	0,0	0,3	0,8	1,6	2,9	3,3
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,3	0,8	1,9	2,8	3,6	3,9
total public power plants and CHP		TWh/yr	5,3	8,9	14,4	21,2	32,1	44,6	55,4

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	1,1	1,1	1,2	0,8	0,8	0,7	0,7
gas (incl. hydrogen use)		GW	0,3	1,2	1,6	2,4	3,2	4,1	4,8
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
wind onshore		GW	0,0	0,1	0,2	0,4	0,5	0,7	0,9
solar PV		GW	0,0	1,1	3,1	5,8	10,0	15,0	19,6
solar CSP		GW	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,0	0,2	0,4	0,7	0,8	0,9
total public power plants and CHP		GW	1,5	3,5	6,4	9,9	15,5	22,0	27,6

Tab. 8-59 Jemen – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	47,4	98,8	147,1	175,2	209,1	222,0	245,1
electricity	PJ/yr	0,0	1,2	6,4	20,3	42,1	62,6	87,9
	TWh/yr	0,0	0,3	1,8	5,6	11,7	17,4	24,4
synfuels	PJ/yr	0,0	0,1	1,8	15,8	48,3	78,0	119,3
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	44,6	93,5	133,1	130,2	103,9	57,1	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	2,7	3,7	4,3	4,2	2,1	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,3	1,4	4,7	12,7	24,4	37,9

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	5,3	9,6	18,5	33,3	63,5	92,1	129,8
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	3,1	6,8	13,8	19,3	27,0	32,3	39,4
industry		TWh/yr	0,1	0,5	0,6	0,7	0,7	1,0	1,2
other sectors		TWh/yr	3,0	6,0	11,4	13,0	14,6	14,0	13,8
transport		TWh/yr	0,0	0,3	1,8	5,6	11,7	17,4	24,4
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,1	0,8	2,6	7,1	13,5	20,5
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,0	1,2	8,8	26,7	43,3	66,8
grid losses		TWh/yr	1,4	1,8	2,0	2,2	2,4	2,8	3,0
own consumption transformation sector		TWh/yr	0,8	0,8	0,7	0,5	0,3	0,2	0,1
domestic net electricity production		TWh/yr	5,3	9,6	18,5	33,3	63,5	92,1	129,8

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	0,3	1,4	4,7	12,7	24,4	37,9
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry		PJ/yr	0,0	0,1	0,4	1,6	5,1	11,3	18,0
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,2	0,3	0,9	0,8	0,9
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	0,3	1,9	6,6	18,7	36,5	56,8
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	0,5	2,7	9,3	25,6	48,6	73,8
		TWh	0,0	0,1	0,8	2,6	7,1	13,5	20,5

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	0,4	0,7	1,7	3,1	5,8
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,1	1,8	15,8	48,3	78,0	119,3
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,1	2,2	16,5	50,0	81,1	125,1
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,1	4,3	31,7	96,1	155,8	240,3
		TWh/yr	0,0	0,0	1,2	8,8	26,7	43,3	66,8

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	3,2	2,7	2,0	0,4	0,1	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	2,1	2,6	2,2	1,9	1,6	0,9	0,6
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4
wind onshore		TWh/yr	0,0	0,5	1,4	2,3	3,5	4,6	5,7
solar PV		TWh/yr	0,0	3,3	10,3	21,2	43,5	65,0	96,0
solar CSP		TWh/yr	0,0	0,0	1,0	3,8	9,1	14,3	19,6
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,5	1,6	3,7	5,6	7,0	7,6
total public power plants and CHP		TWh/yr	5,3	9,6	18,5	33,3	63,5	92,1	129,8

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	1,1	1,1	0,9	0,2	0,0	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)		GW	0,3	1,2	1,8	2,6	2,6	2,4	2,1
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
wind onshore		GW	0,0	0,1	0,4	0,6	0,9	1,2	1,5
solar PV		GW	0,0	1,8	5,5	11,3	23,3	34,9	51,5
solar CSP		GW	0,0	0,0	0,2	0,7	1,7	2,7	3,7
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,1	0,4	0,9	1,3	1,7	1,8
total public power plants and CHP		GW	1,5	4,3	9,2	16,3	30,0	43,0	60,7

Tab. 8-60 Jemen – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	47,4	204,7	287,4	368,8	452,7	531,0	565,3
electricity	PJ/yr	0,0	0,9	4,7	15,7	33,1	54,6	69,2
	TWh/yr	0,0	0,3	1,3	4,4	9,2	15,2	19,2
synfuels	PJ/yr	0,0	0,1	3,5	36,4	125,9	256,4	464,5
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	44,6	199,3	272,7	306,5	279,0	197,1	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	2,7	4,1	5,1	5,4	2,9	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,3	1,4	4,7	11,8	22,8	31,7

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	5,3	9,0	16,6	42,9	107,6	203,7	335,7
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	3,1	6,2	10,8	16,2	22,9	29,9	35,5
industry		TWh/yr	0,1	0,5	0,6	0,6	0,7	0,9	1,0
other sectors		TWh/yr	3,0	5,4	8,9	11,2	13,0	13,9	15,3
transport		TWh/yr	0,0	0,3	1,3	4,4	9,2	15,2	19,2
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,1	0,8	3,6	12,9	30,8	43,3
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,0	2,1	19,9	68,3	139,1	252,6
grid losses		TWh/yr	1,4	1,8	2,1	2,4	2,8	3,2	3,5
own consumption transformation sector		TWh/yr	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7
domestic net electricity production		TWh/yr	5,3	9,0	16,6	42,9	107,6	203,7	335,7

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	0,3	1,4	4,7	11,8	22,8	31,7
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	1,5	6,9	21,8	40,2
industry		PJ/yr	0,0	0,0	0,1	1,2	8,4	22,4	28,9
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,4	1,8	6,9	16,2	19,2
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	0,3	1,9	9,2	34,0	83,2	120,0
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	0,4	2,7	13,0	46,6	110,9	155,8
		TWh	0,0	0,1	0,8	3,6	12,9	30,8	43,3

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	0,4	0,8	2,1	4,3	8,8
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,1	3,5	36,4	125,9	256,4	464,5
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,1	3,9	37,2	128,0	260,7	473,3
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,2	7,5	71,6	245,9	500,9	909,4
		TWh/yr	0,0	0,0	2,1	19,9	68,3	139,1	252,6

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	3,2	2,8	2,7	1,9	1,3	0,8	0,0
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	2,1	3,5	3,9	4,6	4,7	4,3	3,2
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	1,1
wind onshore		TWh/yr	0,0	0,3	1,3	3,1	5,0	7,9	10,0
solar PV		TWh/yr	0,0	2,1	6,9	26,8	79,3	160,7	278,9
solar CSP		TWh/yr	0,0	0,0	1,0	4,7	14,2	25,8	38,7
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,3	0,8	1,9	2,8	3,6	3,9
total public power plants and CHP		TWh/yr	5,3	9,0	16,6	42,9	107,7	203,8	335,8

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	1,1	1,1	1,2	0,8	0,6	0,4	0,0
gas (incl. hydrogen use)		GW	0,3	1,2	1,8	2,5	3,3	4,2	4,8
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3
wind onshore		GW	0,0	0,1	0,3	0,8	1,3	2,1	2,6
solar PV		GW	0,0	1,1	3,7	14,4	42,6	86,2	149,6
solar CSP		GW	0,0	0,0	0,2	0,9	2,7	4,9	7,4
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,0	0,2	0,4	0,7	0,8	0,9
total public power plants and CHP		GW	1,5	3,6	7,5	19,9	51,2	98,8	165,6

Tab. 8-61 Saudi Arabien – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
total consumption transport	PJ/yr	2234,7	2556,6	2767,1	2906,7	3056,5	3078,7	2779,6	
electricity	PJ/yr	0,0	0,1	0,4	0,8	1,2	1,7	2,1	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	2106,9	2397,7	2589,1	2707,1	2835,4	2833,9	2508,7	
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
fuel oil	PJ/yr	127,8	158,8	177,6	198,9	219,9	243,1	268,8	
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	338,4	446,6	544,1	651,0	758,0	864,7	971,7	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	292,8	390,9	477,9	574,4	670,8	767,9	865,7	
industry	TWh/yr	49,5	65,2	74,1	83,0	91,8	101,2	111,3	
other sectors	TWh/yr	243,3	325,6	403,7	491,2	578,7	666,2	753,8	
transport	TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
grid losses	TWh/yr	25,3	34,5	41,9	50,1	58,3	66,4	74,2	
own consumption transformation sector	TWh/yr	20,3	21,2	24,2	26,6	28,9	30,3	31,8	
domestic net electricity production	TWh/yr	338,4	446,6	544,0	651,0	758,0	864,6	971,6	
Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
industry	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	TWh/yr	149,5	171,0	226,6	251,6	286,6	316,5	349,5	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	188,8	272,7	303,1	378,0	440,6	503,8	558,2	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	TWh/yr	0,0	1,5	4,0	6,5	9,0	12,5	17,3	
solar PV	TWh/yr	0,0	1,5	10,3	14,8	21,7	31,8	46,6	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total public power plants and CHP	TWh/yr	338,3	446,6	544,0	651,0	758,0	864,6	971,6	
Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	GW	38,1	51,3	68,0	75,5	86,0	94,9	104,8	
gas (incl. hydrogen use)	GW	36,1	45,0	51,7	64,5	75,2	85,9	95,2	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind offshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	GW	0,0	0,6	1,8	2,9	4,1	5,7	7,9	
solar PV	GW	0,0	0,8	5,5	8,0	11,7	17,2	25,2	
solar CSP	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total public power plants and CHP	GW	74,2	97,7	127,0	150,9	176,9	203,7	233,1	

Tab. 8-62 Saudi Arabien – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	2234,7	2456,8	2354,5	2380,1	2423,2	2443,8	2266,6
electricity	PJ/yr	0,0	5,8	22,9	64,0	108,1	143,8	167,6
	TWh/yr	0,0	1,6	6,4	17,8	30,0	39,9	46,5
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	2106,9	2306,2	2181,2	2146,8	2119,4	2074,3	1847,5
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	127,8	143,3	145,1	154,9	164,6	175,0	186,1
hydrogen	PJ/yr	0,0	1,5	5,3	14,3	31,0	50,8	65,4

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	338,4	434,4	539,0	641,6	765,2	941,7	1115,2
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	292,8	380,2	477,1	550,0	627,4	726,9	812,2
industry		TWh/yr	49,5	71,8	97,3	111,4	129,5	173,4	206,5
other sectors		TWh/yr	243,3	306,8	373,4	420,8	467,9	513,5	559,1
transport		TWh/yr	0,0	1,6	6,4	17,8	30,0	39,9	46,5
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,6	2,1	28,0	68,4	138,4	220,4
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
grid losses		TWh/yr	25,3	33,6	39,5	44,9	51,3	58,6	65,0
own consumption transformation sector		TWh/yr	20,3	20,0	20,3	18,8	18,2	17,7	17,6
domestic net electricity production		TWh/yr	338,4	434,3	538,9	641,6	765,1	941,6	1115,1

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	1,5	5,3	14,3	31,0	50,8	65,4
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry		PJ/yr	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	71,7	124,6
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	57,1	148,3	251,3	420,8
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	1,5	5,3	71,5	179,6	373,8	610,9
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	2,2	7,5	100,7	246,1	498,4	793,3
		TWh	0,0	0,6	2,1	28,0	68,4	138,4	220,4

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	149,5	162,2	177,6	143,4	151,5	159,1	174,7
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	188,8	251,8	268,1	263,4	262,3	276,7	295,6
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,6	0,2	0,6	1,0	1,4	1,9
wind onshore		TWh/yr	0,0	3,7	7,2	16,2	27,3	38,8	51,1
solar PV		TWh/yr	0,0	15,7	82,2	189,7	275,2	390,8	510,7
solar CSP		TWh/yr	0,0	0,0	2,4	25,5	43,5	69,1	74,8
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,5	1,3	2,8	4,4	5,8	6,4
total public power plants and CHP		TWh/yr	338,4	434,4	538,9	641,6	765,1	941,7	1115,2

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	38,1	50,1	56,7	54,4	53,5	52,4	52,4
gas (incl. hydrogen use)		GW	36,1	42,9	49,1	57,7	61,5	64,9	71,0
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore		GW	0,0	0,3	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8
wind onshore		GW	0,0	1,6	3,2	7,4	12,5	17,8	23,5
solar PV		GW	0,0	8,5	44,4	102,4	148,6	211,0	275,8
solar CSP		GW	0,0	0,0	0,4	4,8	8,3	13,4	14,5
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,1	0,3	0,6	1,0	1,3	1,4
total public power plants and CHP		GW	74,2	103,5	154,1	227,6	285,7	361,4	439,4

Tab. 8-63 Saudi Arabien – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
total consumption transport	PJ/yr	2234,7	2276,7	1875,8	1468,3	1495,9	1337,3	1232,5	
electricity	PJ/yr	0,0	11,8	44,4	118,8	199,6	265,1	310,1	
	TWh/yr	0,0	3,3	12,3	33,0	55,4	73,6	86,1	
synfuels	PJ/yr	0,0	2,4	25,5	138,8	410,0	609,9	817,6	
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	2106,9	2131,9	1683,9	1075,9	780,9	380,3	0,0	
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
fuel oil	PJ/yr	127,8	127,8	112,7	111,0	54,7	0,0	0,0	
hydrogen	PJ/yr	0,0	2,8	9,4	23,8	50,7	82,0	104,8	
Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		338,4	423,0	591,0	754,4	1103,5	1484,7	1902,1
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		292,8	369,1	471,9	513,6	559,8	640,6	697,0
industry	TWh/yr		49,5	77,8	115,9	129,8	147,6	206,9	248,0
other sectors	TWh/yr		243,3	288,0	343,6	350,8	356,8	360,0	362,9
transport	TWh/yr		0,0	3,3	12,3	33,0	55,4	73,6	86,1
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	1,2	14,8	46,2	110,6	161,2	154,0
for synfuel production	TWh/yr		0,0	1,3	50,9	143,9	381,4	626,9	991,8
grid losses	TWh/yr		25,3	32,7	37,0	39,6	44,3	50,9	55,9
own consumption transformation sector	TWh/yr		20,3	18,7	16,4	11,1	7,4	5,1	3,4
domestic net electricity production	TWh/yr		338,4	422,9	590,9	754,3	1103,4	1484,6	1902,0
Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	2,8	9,4	23,8	50,7	82,0	104,8
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry	PJ/yr		0,0	0,1	6,6	30,3	105,6	149,9	90,9
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	21,8	64,1	134,2	203,2	231,2
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	2,8	37,7	118,2	290,5	435,2	426,9
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	4,2	53,1	166,4	398,0	580,2	554,4
	TWh		0,0	1,2	14,8	46,2	110,6	161,2	154,0
Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	69,8	130,7	304,6	564,8	1040,9
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	2,4	25,5	138,8	410,0	609,9	817,6
total synfuel production	PJ/yr		0,0	2,4	95,3	269,5	714,6	1174,6	1858,5
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	4,5	183,1	517,9	1372,9	2256,8	3570,6
	TWh/yr		0,0	1,3	50,9	143,9	381,4	626,9	991,8
Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		149,5	153,4	128,6	35,2	16,4	1,7	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		188,8	230,9	233,0	148,7	84,0	49,6	33,1
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	TWh/yr		0,0	1,3	0,5	1,1	2,0	2,9	3,7
wind onshore	TWh/yr		0,0	7,0	10,4	25,9	45,5	65,1	85,0
solar PV	TWh/yr		0,0	29,5	166,9	380,7	653,9	940,6	1252,0
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	49,1	157,1	292,9	413,1	515,5
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,9	2,5	5,7	8,8	11,6	12,8
total public power plants and CHP	TWh/yr		338,3	422,9	590,9	754,3	1103,4	1484,6	1902,0
Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		38,1	46,0	38,6	10,6	4,9	0,5	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW		36,1	44,7	46,9	46,9	38,5	26,3	18,5
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore	GW		0,0	0,5	0,2	0,5	0,8	1,2	1,5
wind onshore	GW		0,0	3,1	4,7	11,8	20,9	30,0	39,2
solar PV	GW		0,0	15,9	90,1	205,6	353,1	508,0	676,1
solar CSP	GW		0,0	0,0	9,4	30,9	58,2	83,0	104,2
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,2	0,5	1,3	2,0	2,6	2,9
total public power plants and CHP	GW		74,2	110,5	190,5	307,4	478,4	651,6	842,4

Tab. 8-64 Saudi Arabien – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	2234,7	2456,8	2354,5	2380,1	2423,2	2443,8	2266,6
electricity	PJ/yr	0,0	5,8	22,9	64,0	108,1	143,8	167,6
	TWh/yr	0,0	1,6	6,4	17,8	30,0	39,9	46,5
synfuels	PJ/yr	0,0	2,4	34,4	245,3	746,6	1352,2	2033,6
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	2106,9	2303,8	2146,8	1901,5	1455,2	897,0	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	127,8	143,3	145,1	154,9	82,3	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	1,5	5,3	14,3	31,0	50,8	65,4

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	338,4	435,7	617,2	937,9	1685,2	2736,6	3886,5
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	292,8	380,2	477,1	559,1	627,4	726,9	812,2
industry		TWh/yr	49,5	71,8	97,3	120,2	129,5	173,4	206,5
other sectors		TWh/yr	243,3	306,8	373,4	421,2	467,9	513,5	559,1
transport		TWh/yr	0,0	1,6	6,4	17,8	30,0	39,9	46,5
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,6	15,0	85,2	329,5	664,9	760,9
for synfuel production		TWh/yr	0,0	1,3	65,3	229,9	658,9	1268,5	2230,8
grid losses		TWh/yr	25,3	33,6	39,5	44,9	51,3	58,6	65,0
own consumption transformation sector		TWh/yr	20,3	20,0	20,3	18,8	18,2	17,7	17,6
domestic net electricity production		TWh/yr	338,4	435,6	617,1	937,8	1685,1	2736,6	3886,5

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	1,5	5,3	14,3	31,0	50,8	65,4
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	1,1	4,4	14,6	27,5
industry		PJ/yr	0,0	0,0	8,1	88,2	449,2	867,0	967,6
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	25,1	114,1	381,2	862,8	1048,7
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	1,5	38,4	217,7	211,6	1795,2	2109,2
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	2,2	54,1	306,6	1186,1	2393,6	2739,2
		TWh	0,0	0,6	15,0	85,2	329,5	664,9	760,9

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	87,9	185,5	488,0	1024,6	2146,5
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	2,4	34,4	245,3	746,6	1352,2	2033,6
total synfuel production		PJ/yr	0,0	2,4	122,3	430,8	1234,6	2376,9	4180,0
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	4,5	235,0	827,7	2372,0	4566,7	8031,0
		TWh/yr	0,0	1,3	65,3	229,9	658,9	1268,5	2230,8

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	149,5	162,2	177,6	143,4	113,6	79,6	0,0
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	188,8	251,8	268,1	263,4	236,1	207,5	147,8
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,6	0,3	1,1	2,7	4,9	7,5
wind onshore		TWh/yr	0,0	4,3	7,8	24,2	60,9	111,9	170,9
solar PV		TWh/yr	0,0	16,3	125,2	362,1	911,9	1712,5	2616,9
solar CSP		TWh/yr	0,0	0,0	36,9	140,9	355,5	614,5	937,1
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,5	1,3	2,8	4,4	5,8	6,4
total public power plants and CHP		TWh/yr	338,4	435,6	617,1	937,9	1685,1	2736,6	3886,6

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	38,1	50,1	56,7	54,4	55,9	52,5	0,0
gas (incl. hydrogen use)		GW	36,1	42,9	49,1	57,7	58,1	58,2	57,5
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind offshore		GW	0,0	0,3	0,1	0,4	1,1	2,0	3,0
wind onshore		GW	0,0	1,9	3,5	11,1	28,1	51,6	78,9
solar PV		GW	0,0	8,8	67,6	195,5	492,5	924,8	1413,2
solar CSP		GW	0,0	0,0	7,0	27,7	71,1	124,7	191,3
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,1	0,3	0,6	1,0	1,3	1,4
total public power plants and CHP		GW	74,2	104,1	184,3	347,5	707,6	1215,0	1745,4

Tab. 8-65 Syrien – Referenzszenario (REF, wie IEA (2017b) CPS)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
total consumption transport	PJ/yr	97,5	213,0	410,4	661,4	1069,1	1542,5	2217,5	
electricity	PJ/yr	0,0	0,1	0,2	0,4	0,8	1,4	2,6	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,7	
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	90,0	198,6	374,2	620,7	1023,8	1491,9	2160,5	
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
fuel oil	PJ/yr	7,5	14,3	36,0	40,3	44,6	49,3	54,5	
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	17,6	27,2	41,0	48,5	56,0	63,8	71,8	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	13,0	21,5	34,2	40,6	47,1	53,8	60,9	
industry	TWh/yr	4,4	7,1	10,9	12,2	13,5	14,9	16,5	
other sectors	TWh/yr	8,6	14,3	23,3	28,3	33,4	38,5	43,7	
transport	TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,7	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
grid losses	TWh/yr	2,6	3,6	4,3	5,2	6,0	6,9	7,7	
own consumption transformation sector	TWh/yr	2,0	2,1	2,4	2,7	2,9	3,1	3,2	
domestic net electricity production	TWh/yr	17,9	27,2	41,0	48,5	56,0	63,8	71,8	
Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
industry	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	TWh/yr	5,2	6,4	7,3	7,4	7,4	7,4	7,4	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	12,3	19,6	32,1	39,0	46,0	52,9	59,8	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	0,4	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	TWh/yr	0,0	0,1	0,2	0,4	0,5	0,7	0,9	
solar PV	TWh/yr	0,0	0,3	0,5	0,8	1,1	1,4	1,9	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4	0,7	1,1	
total public power plants and CHP	TWh/yr	17,9	27,2	41,0	48,5	56,0	63,8	71,8	
Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	GW	1,4	1,9	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	
gas (incl. hydrogen use)	GW	6,5	8,9	10,6	10,9	11,8	12,5	13,8	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
wind offshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	GW	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	
solar PV	GW	0,0	0,2	0,3	0,5	0,6	0,9	1,1	
solar CSP	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	
total public power plants and CHP	GW	8,2	11,5	13,7	14,3	15,4	16,5	18,3	

Tab. 8-66 Syrien – Alternativszenario (ALT, moderate Entwicklung zwischen REF & ADV)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
total consumption transport	PJ/yr	97,5	201,4	332,8	477,8	686,8	902,3	1313,3	
electricity	PJ/yr	0,0	1,3	7,4	26,6	64,5	113,2	192,4	
	TWh/yr	0,0	0,4	2,0	7,4	17,9	31,4	53,5	
synfuels	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	90,0	191,4	315,3	436,0	594,2	739,2	1037,1	
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
fuel oil	PJ/yr	7,5	8,4	8,5	9,1	9,6	10,2	10,9	
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,3	1,6	6,1	18,5	39,6	72,9	
Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr	17,6	28,3	47,0	61,6	86,6	119,3	166,9	
electricity consumption (final energy)	TWh/yr	13,0	22,7	40,2	50,8	67,2	86,7	114,8	
industry	TWh/yr	4,4	7,8	12,1	13,4	14,9	18,1	20,9	
other sectors	TWh/yr	8,6	14,5	26,0	30,0	34,3	37,2	40,5	
transport	TWh/yr	0,0	0,4	2,0	7,4	17,9	31,4	53,5	
for hydrogen production	TWh/yr	0,0	0,1	0,7	4,3	12,3	24,7	43,6	
for synfuel production	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
grid losses	TWh/yr	2,6	3,5	4,1	4,6	5,3	6,1	6,7	
own consumption transformation sector	TWh/yr	2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,8	1,8	
domestic net electricity production	TWh/yr	17,9	28,3	47,0	61,6	86,6	119,3	166,9	
Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr	0,0	0,3	1,6	6,1	18,5	39,6	72,9	
other sectors	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
industry	PJ/yr	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	2,8	4,9	
gas CHP plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
gas power plants (public)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	4,8	13,6	24,2	43,2	
total hydrogen demand	PJ/yr	0,0	0,3	1,7	11,0	32,3	66,6	121,0	
efficiency electrolysis	PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%	
total electricity demand for electrolysis	PJ	0,0	0,4	2,4	15,5	44,3	88,8	157,1	
	TWh	0,0	0,1	0,7	4,3	12,3	24,7	43,6	
Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
total synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
efficiency synfuel production	PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	
power demand for synfuel production	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	TWh/yr	5,2	6,1	5,7	4,1	3,8	3,7	3,7	
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr	12,3	16,2	21,5	23,0	25,0	27,6	30,7	
nuclear	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	TWh/yr	0,4	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,1	
wind offshore	TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	TWh/yr	0,0	1,1	1,6	2,2	4,7	7,3	11,4	
solar PV	TWh/yr	0,0	3,7	15,9	27,7	45,8	70,6	109,1	
solar CSP	TWh/yr	0,0	0,0	0,1	1,1	2,3	3,6	5,1	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr	0,0	0,5	1,3	2,8	4,2	5,5	6,0	
total public power plants and CHP	TWh/yr	17,9	28,3	47,0	61,6	86,6	119,3	167,0	
Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
oil (and diesel)	GW	1,4	1,7	1,7	1,2	1,1	1,1	1,1	
gas (incl. hydrogen use)	GW	6,5	9,0	10,1	10,4	10,9	11,7	12,8	
nuclear	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
hydro	GW	0,3	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	
wind offshore	GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
wind onshore	GW	0,0	0,5	0,7	1,0	2,2	3,4	5,4	
solar PV	GW	0,0	2,2	9,5	16,5	27,3	42,0	65,0	
solar CSP	GW	0,0	0,0	0,0	0,3	0,5	0,9	1,2	
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW	0,0	0,1	0,3	0,6	0,9	1,1	1,2	
total public power plants and CHP	GW	8,2	14,2	22,9	30,6	43,6	61,1	87,5	

Tab. 8-67 Syrien – 100% EE-Szenario (ADV, wie Teske et al. (2019), 2C Szenario)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	97,5	189,5	303,1	378,3	487,4	583,5	797,5
electricity	PJ/yr	0,0	2,6	13,9	47,5	111,9	192,0	321,3
	TWh/yr	0,0	0,7	3,9	13,2	31,1	53,3	89,3
synfuels	PJ/yr	0,0	0,1	3,0	29,6	112,2	201,0	369,3
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	90,0	172,0	247,5	256,1	217,4	131,3	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	7,5	14,3	36,0	35,5	17,5	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,5	2,8	9,6	28,5	59,2	106,9

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption		TWh/yr	17,6	29,5	55,8	87,3	165,7	257,2	411,7
electricity consumption (final energy)		TWh/yr	13,0	24,0	45,9	58,5	80,1	106,2	145,8
industry		TWh/yr	4,4	8,4	13,3	14,2	15,5	19,8	23,3
other sectors		TWh/yr	8,6	14,8	28,7	31,1	33,4	33,1	33,2
transport		TWh/yr	0,0	0,7	3,9	13,2	31,1	53,3	89,3
for hydrogen production		TWh/yr	0,0	0,2	1,7	5,6	15,3	28,4	45,2
for synfuel production		TWh/yr	0,0	0,1	2,8	18,0	65,0	116,8	214,6
grid losses		TWh/yr	2,6	3,4	3,8	4,1	4,6	5,3	5,8
own consumption transformation sector		TWh/yr	2,0	1,9	1,7	1,1	0,7	0,5	0,3
domestic net electricity production		TWh/yr	17,9	29,5	55,8	87,3	165,7	257,2	411,7

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport		PJ/yr	0,0	0,5	2,8	9,6	28,5	59,2	106,9
other sectors		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
industry		PJ/yr	0,0	0,1	0,5	2,3	7,0	11,1	10,8
gas CHP plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)		PJ/yr	0,0	0,0	0,9	2,5	4,6	6,5	7,6
total hydrogen demand		PJ/yr	0,0	0,6	4,2	14,4	40,1	76,8	125,3
efficiency electrolysis		PJ/PJ	65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis		PJ	0,0	0,9	6,0	20,3	54,9	102,4	162,8
		TWh	0,0	0,2	1,7	5,6	15,3	28,4	45,2

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use		PJ/yr	0,0	0,0	2,2	4,1	9,6	17,8	32,9
synfuel demand transport (incl. bunkers!)		PJ/yr	0,0	0,1	3,0	29,6	112,2	201,0	369,3
total synfuel production		PJ/yr	0,0	0,1	5,2	33,7	121,8	218,8	402,1
efficiency synfuel production		PJ/PJ	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production		PJ/yr	0,0	0,2	10,0	64,7	234,1	420,4	772,6
		TWh/yr	0,0	0,1	2,8	18,0	65,0	116,8	214,6

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		TWh/yr	5,2	5,7	4,2	0,8	0,2	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)		TWh/yr	12,3	12,8	11,0	7,0	4,0	2,3	1,6
nuclear		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		TWh/yr	0,4	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
wind offshore		TWh/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind onshore		TWh/yr	0,0	2,7	2,9	5,7	11,8	18,9	30,9
solar PV		TWh/yr	0,0	6,5	33,8	63,5	125,6	199,5	326,8
solar CSP		TWh/yr	0,0	0,0	0,6	4,0	14,9	24,8	40,1
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		TWh/yr	0,0	0,9	2,4	5,3	8,1	10,4	10,9
total public power plants and CHP		TWh/yr	17,9	29,5	55,8	87,3	165,7	257,2	411,7

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)		GW	1,4	1,6	1,2	0,2	0,1	0,0	0,0
gas (incl. hydrogen use)		GW	6,5	8,4	8,4	8,0	6,7	3,9	2,6
nuclear		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro		GW	0,3	0,8	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1
wind offshore		GW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind onshore		GW	0,0	1,3	1,4	2,7	5,6	8,9	14,6
solar PV		GW	0,0	3,9	20,1	37,8	74,8	118,8	194,7
solar CSP		GW	0,0	0,0	0,1	1,0	3,6	5,9	10,2
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)		GW	0,0	0,2	0,5	1,1	1,7	2,2	2,3
total public power plants and CHP		GW	8,2	16,2	32,5	51,6	93,4	140,8	225,6

Tab. 8-68 Syrien – Alternativszenario (2) (ALT2, 100% EE über synth. Kraftstoffe)

Transport - Final energy + bunkers		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
total consumption transport	PJ/yr	97,5	201,4	332,8	477,8	686,8	902,3	1313,3
electricity	PJ/yr	0,0	1,3	7,4	26,6	64,5	113,2	192,4
	TWh/yr	0,0	0,4	2,0	7,4	17,9	31,4	53,5
synfuels	PJ/yr	0,0	0,1	3,8	45,0	184,4	420,8	1048,0
diesel + gasoline + kerosene	PJ/yr	90,0	191,3	311,5	391,0	414,6	328,7	0,0
natural gas	PJ/yr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
fuel oil	PJ/yr	7,5	8,4	8,5	9,1	4,8	0,0	0,0
hydrogen	PJ/yr	0,0	0,3	1,6	6,1	18,5	39,6	72,9

Electricity balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
net electricity consumption	TWh/yr		17,6	28,4	51,0	92,4	208,8	400,6	805,7
electricity consumption (final energy)	TWh/yr		13,0	22,7	40,2	51,3	67,2	86,7	114,8
industry	TWh/yr		4,4	7,8	12,1	13,4	14,9	18,1	20,9
other sectors	TWh/yr		8,6	14,5	26,0	30,5	34,3	37,2	40,5
transport	TWh/yr		0,0	0,4	2,0	7,4	17,9	31,4	53,5
for hydrogen production	TWh/yr		0,0	0,1	1,5	8,1	29,8	68,5	96,3
for synfuel production	TWh/yr		0,0	0,1	3,2	26,5	104,7	237,6	586,1
grid losses	TWh/yr		2,6	3,5	4,1	4,6	5,3	6,1	6,7
own consumption transformation sector	TWh/yr		2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,8	1,8
domestic net electricity production	TWh/yr		17,9	28,4	51,0	92,4	208,8	400,6	805,7

Hydrogen balance (direct use)		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
transport	PJ/yr		0,0	0,3	1,6	6,1	18,5	39,6	72,9
other sectors	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	1,6	6,6	22,0	42,5
industry	PJ/yr		0,0	0,0	0,4	3,6	18,6	40,8	46,1
gas CHP plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gas power plants (public)	PJ/yr		0,0	0,0	1,9	9,5	34,7	82,5	105,5
total hydrogen demand	PJ/yr		0,0	0,3	3,9	20,8	78,4	184,9	266,9
efficiency electrolysis	PJ/PJ		65%	68%	71%	71%	73%	75%	77%
total electricity demand for electrolysis	PJ		0,0	0,4	5,5	29,3	107,4	246,6	346,6
	TWh		0,0	0,1	1,5	8,1	29,8	68,5	96,3

Synfuel balance		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
synfuel demand for non-energy use	PJ/yr		0,0	0,0	2,2	4,6	11,8	24,4	50,2
synfuel demand transport (incl. bunkers!)	PJ/yr		0,0	0,1	3,8	45,0	184,4	420,8	1048,0
total synfuel production	PJ/yr		0,0	0,1	6,0	49,6	196,2	445,1	1098,3
efficiency synfuel production	PJ/PJ		52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
power demand for synfuel production	PJ/yr		0,0	0,2	11,5	95,2	376,9	855,2	2110,1
	TWh/yr		0,0	0,1	3,2	26,5	104,7	237,6	586,1

Gross electricity generation power plants		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	TWh/yr		5,2	6,1	5,7	4,1	2,8	1,9	0,0
gas (incl. hydrogen use)	TWh/yr		12,3	16,2	21,5	23,0	22,5	20,7	15,4
nuclear	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	TWh/yr		0,4	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,1
wind offshore	TWh/yr		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind onshore	TWh/yr		0,0	1,1	1,7	4,8	13,9	28,9	60,8
solar PV	TWh/yr		0,0	3,7	19,6	53,3	145,3	291,9	624,4
solar CSP	TWh/yr		0,0	0,0	0,3	3,6	19,2	50,8	98,2
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	TWh/yr		0,0	0,5	1,3	2,8	4,2	5,5	6,0
total public power plants and CHP	TWh/yr		17,9	28,4	51,0	92,4	208,9	400,7	805,8

Installed capacities power generation		unit	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hard coal / lignite	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
oil (and diesel)	GW		1,4	1,7	1,7	1,2	0,8	0,5	0,0
gas (incl. hydrogen use)	GW		6,5	9,0	10,1	10,7	11,3	13,6	14,1
nuclear	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydro	GW		0,3	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9
wind offshore	GW		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
wind onshore	GW		0,0	0,5	0,8	2,3	6,5	13,6	28,6
solar PV	GW		0,0	2,2	11,7	31,7	86,6	173,9	371,9
solar CSP	GW		0,0	0,0	0,1	0,9	4,6	12,1	23,5
other renewables (bio-, geothermal, ocean energy, H2 fuel cells)	GW		0,0	0,1	0,3	0,6	0,9	1,1	1,2
total public power plants and CHP	GW		8,2	14,2	25,2	48,0	111,5	215,6	440,2

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/

