



Martin Mandl, BSc

Elektrizitätswirtschaftliche Analyse von Ägypten

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Dipl.-Ing. Robert Gaugl

Begutachter

Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Graz, Oktober 2018

EIDESSTÄTTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

Datum / Date

Unterschrift / Signature

Kurzfassung

In der vorliegenden Arbeit wird das Land Ägypten einer elektrizitätswirtschaftlichen Analyse unterzogen. Die geographische Lage des Staates, welcher die beiden Kontinente Afrika und Asien verbindet und Zugang sowohl zum Mittelmeer als auch zum Roten Meer hat, macht ihn zu einer wichtigen Drehscheibe für den Handel zwischen dem afrikanischen, europäischen und dem asiatischen Kontinent. Aufgrund der hohen Potentiale für Wind- und Solarenergie könnte die elektrizitätswirtschaftliche Einbindung des nordafrikanischen Raums in den zukünftigen Entwicklungen der europäischen Energie- und Elektrizitätswirtschaft eine wichtige Rolle spielen. Gerade Ägypten könnte hier mit seinen ehrgeizigen Zielen hinsichtlich der mengenmäßig hohen Stromproduktion aus erneuerbarer Energie (EE) zu einem Vorreiter in dieser Region werden. Um diese Ziele jedoch zu erreichen, muss auch das Stromnetz diesen Vorhaben gewachsen sein. Strom aus in Wüstengebieten produzierten Wind- und Solarkraftwerken muss in die bevölkerungsreichen Zentren, welche sich entlang des Nils befinden, transportiert werden können.

Im ersten Abschnitt dieser Arbeit werden geographische, demographische und wirtschaftliche Daten und Besonderheiten des Landes präsentiert. Im zweiten Abschnitt werden energie- und elektrizitätswirtschaftliche Themen behandelt. Der dritte und letzte Abschnitt dieser Arbeit ist der elektrizitätswirtschaftlichen Modellbildung, Simulation und Analyse gewidmet. Es wird der Ist-Zustand des elektrizitätswirtschaftlichen Systems Ägyptens in ATLANTIS, einem energie- und elektrizitätswirtschaftlichen Simulationsmodell des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, auf Basis von Leitungsdaten der ENTSO-E und Open Street Map sowie den Kraftwerksdaten der PLATTS-Datenbank modelliert und analysiert. Um die zukünftige Entwicklung zu simulieren wird das Szenario der ägyptischen Energiestrategie „ISES 2035“ in ATLANTIS nachgebaut und einer detaillierten Analyse unterzogen.

Laut Energiestrategie „ISES 2035“ möchte das Land Ägypten 42 % der installierten Kraftwerksleistung durch erneuerbare Energien bis zum Jahr 2035 abdecken können. Neben dem Ausbau der Erneuerbaren, insbesondere der Wind- und Solarenergie, sollen auch Gas- und Kohlekraftwerke zugebaut werden, sowie ein Kernkraftwerk in naher Zukunft in Betrieb gehen. Aus den Simulationsergebnissen zeigt sich, dass die Stromproduktion aus regenerativen Quellen zunimmt und bis zum Jahr 2035 rund zwei Fünftel der produzierten Energie ausmacht. Teurer Strom aus Gas- und Ölkraftwerken wird durch billigeren EE-Strom verdrängt. Es zeigt sich jedoch auch, dass Bedarf bezüglich des Ausbaus des Leitungsnetzes besteht. So könnten bei einem als ideal angenommenen Leitungsnetz sogar rund drei Fünftel der produzierten Energie aus Erneuerbaren kommen.

Abstract

In this Master's thesis, the electricity economy of Egypt is analyzed. The geographical position of this country, connecting the continents of Africa and Asia and bordering on the Mediterranean and the Red Sea, make it an important hub for the trade between the African, European and the Asian continent. Due to the high potentials for wind and solar energy, the integration of the North African region could play an important role in the future development of the European energy and electricity economy. Especially Egypt could become a pioneer in this region with its ambitious goals regarding the quantitative high power production from renewable energy. In order to reach these goals, however, it is necessary that the power grid is able to match these intentions. It also needs to be guaranteed that the capacity of the power grid is sufficient so that the energy produced by wind and solar power plants in desert areas can be transported to the densely populated urban centers situated alongside the river Nile.

In the first part of this thesis, geographical, demographical and economical data as well as characteristics of the country are presented. In the second part, energy and electricity economical subjects are discussed. The third and last part of this thesis is dedicated to the electricity economical modelling, simulation and analysis. The status quo of the electricity economy in Egypt is modelled and analyzed with the help of ATLANTIS, a realistic model of the European energy and electricity economy developed by the Institute of Electricity Economics and Energy Innovation at the Graz University of Technology. The simulation data on power lines is taken from the ENTSO-E and Open Street Map and the information on power plants is extracted from the PLATTS database. For simulating the future development, the scenario of the Egyptian energy strategy "ISES 2035" is modelled in ATLANTIS and thoroughly analyzed.

According to the energy strategy „ISES 2035“, Egypt plans to be able to cover 42 % of the installed power plant capacity with renewable energy by the year 2035. Apart from renewables, wind and solar energy in particular, also energy from gas and coal power plants shall be expanded, and a nuclear power plant is scheduled to take up production in the near future. It can be deduced from the simulation results that the power production from renewable sources will increase and is going to make up about two fifths of the produced energy by the year 2035. Expensive energy from gas and oil power plants will be replaced by cheaper energy from renewable sources. However, it can also be deduced that it will be necessary to expand and improve the power grid. Thus, in a supposedly ideal power grid, it would be possible to cover even about three fifths of the produced energy with renewables.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	III
Abstract	IV
Inhaltsverzeichnis	V
Einleitung.....	1
1 Ägypten – Land und Wirtschaft	3
1.1 Allgemeines	3
1.1.1 Geographie und Regionen	3
1.1.2 Klima und Wüstenbelebung.....	5
1.1.3 Staat und Demographie.....	6
1.1.4 Kulturland und Desertifikation.....	7
1.2 Wirtschaftsstruktur.....	7
1.2.1 Bruttoinlandsprodukt und Sektoren	7
1.2.2 Wirtschaftswachstum.....	9
1.2.3 Inflation und Indizes.....	10
1.2.3.1 Mehrwertsteuer und Finanztransaktionssteuer	12
1.2.4 Exporte und Importe	12
2 Ägypten – Energie und Elektrizität	14
2.1 Energie	14
2.1.1 Primärenergieverbrauch	14
2.1.2 Sankey-Diagramm.....	15
2.1.3 Energieträger.....	18
2.1.3.1 Erdöl.....	18
2.1.3.2 Erdgas.....	19
2.1.3.3 Kohle	20
2.1.3.4 Uran	20
2.1.4 Institutionen der Energiewirtschaft.....	21
2.1.5 Energiestrategie	22
2.1.5.1 Egypt Vision 2030	22
2.1.5.2 New National Renewable Energy Strategy	23
2.1.5.3 Egyptian Solar Plan	23
2.1.5.4 ISES 2035.....	23
2.2 Elektrizität.....	24
2.2.1 Leistung und Produktion	24
2.2.2 Kraftwerke	26
2.2.2.1 Ölkraftwerke	26
2.2.2.2 Gaskraftwerke.....	27
2.2.2.3 Kohlekraftwerke	28
2.2.2.4 Wasserkraftwerke	28
2.2.2.5 Kernkraftwerke.....	29
2.2.2.6 Windkraftwerke	30
2.2.2.7 Solarenergie.....	32
2.2.2.8 Biomasse	35
2.2.3 Verbrauch, Preise, Subventionen und Energieeffizienz.....	35

2.2.3.1	Energieverteilung.....	35
2.2.3.2	Strompreise.....	36
2.2.3.3	Subventionen.....	36
2.2.3.4	Energieeinsparungen.....	37
2.2.3.5	Einspeisetarife.....	37
2.2.4	Übertragung.....	38
2.2.4.1	Auslandsleitungen.....	39
2.2.4.1.1	Sudan.....	39
2.2.4.1.2	Libyen.....	39
2.2.4.1.3	Saudi-Arabien.....	40
2.2.4.1.4	Jordanien.....	40
2.2.4.1.5	Zypern und Griechenland.....	40
3	Elektrizitätswirtschaftliche Simulation und Analyse.....	41
3.1	Simulationsmodell ATLANTIS.....	41
3.2	Modellerstellung.....	44
3.2.1	Datenlage zu Ägypten.....	44
3.2.2	Kraftwerke, Knoten und Leitungen.....	45
3.2.3	Bruttoleistung und Nettoleistung.....	46
3.2.4	Netzbild im Jahr 2018.....	47
3.2.5	Modellierung des Netzes bis zum Jahr 2035.....	53
3.2.6	Überprüfung des Modells.....	54
3.3	Stand „Ägypten 2018“.....	55
3.3.1	Zusammensetzung der installierten Leistung im Jahr 2018.....	55
3.3.2	Entwicklung der installierten Leistung der Jahre 2006 bis 2018.....	56
3.3.3	Kraftwerksparkalter aus Sicht des Jahres 2018.....	57
3.3.4	Entwicklung der produzierten Energie 2006 bis 2018.....	59
3.3.5	Lastflussbild im Jahr 2018.....	64
3.4	Szenario „ISES 2035“.....	65
3.4.1	Detailbetrachtung der Kapazitäten des Szenarios.....	67
3.4.1.1	Wasserkraft.....	67
3.4.1.2	Nuklearenergie.....	67
3.4.1.3	Windkraft.....	67
3.4.1.4	Solarenergie.....	68
3.4.1.5	Kohlekraftwerke.....	68
3.4.1.6	Gas- und Ölkraftwerke.....	68
3.4.2	Umsetzung im Simulationsmodell.....	69
3.4.2.1	Wasserkraft.....	69
3.4.2.2	Nuklearenergie.....	70
3.4.2.3	Windkraft.....	71
3.4.2.4	Solarenergie.....	71
3.4.2.4.1	Photovoltaik.....	71
3.4.2.4.2	CSP.....	72
3.4.2.5	Kohlekraftwerke.....	73
3.4.2.6	Gas- und Ölkraftwerke.....	73
3.4.3	Analyse.....	75
3.4.3.1	Netzbild im Jahr 2035.....	75
3.4.3.2	Verbrauchsentwicklung bis zum Jahr 2035.....	77
3.4.3.3	Zusammensetzung der installierten Leistung im Jahr 2035.....	78
3.4.3.4	Entwicklung der installierten Leistung bis zum Jahr 2035.....	79

3.4.3.5	Entwicklung des Kraftwerksparkalters aus Sicht des Jahres 2035	82
3.4.3.6	Entwicklung der produzierten Energie 2018 bis 2035	85
3.4.3.6.1	Lastflussmodell	85
3.4.3.6.2	Marktmodell	89
3.4.3.7	Lastflussbild im Jahr 2035	92
Zusammenfassung	94
Anhang	96
Verzeichnisse	99
Abkürzungsverzeichnis	99
Tabellenverzeichnis	102
Abbildungsverzeichnis	103
Literaturverzeichnis	108

Einleitung

Das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der Technischen Universität Graz arbeitet seit mehr als einem Jahrzehnt an der realitätsnahen Abbildung der europäischen Energie- und Elektrizitätswirtschaft und deren Erfassung in einem Simulationsmodell. Die bisher in das Simulationsmodell ATLANTIS integrierten Länder umfassten ausschließlich Länder auf dem europäischen Kontinent.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit den energie- und elektrizitätswirtschaftlichen Zusammenhängen und Besonderheiten des Landes Ägypten und integriert dieses als eines der ersten afrikanischen Länder in das Simulationsmodell. Es wurden Kraftwerke, Leitungen, Transformatorstationen und zahlreiche andere systemelektrische Komponenten und deren Daten, sowie wirtschaftliche und klimatische Informationen in das Modell übertragen. Auf Grundlage dieser Daten und unter Berücksichtigung des aktuellen Wissensstands zur zukünftigen Entwicklung von Kraftwerkspark, Leitungsnetz und anderen Gegebenheiten wurde schließlich eine elektrizitätswirtschaftliche Simulation mit ATLANTIS durchgeführt.

Die Einbindung der nordafrikanischen Länder in das Simulationsmodell ATLANTIS ist hinsichtlich der zu erwartenden Entwicklung der Energie- und Elektrizitätswirtschaft dieser Länder nicht nur aus systemelektrischer Sicht interessant, sondern auch zweckmäßig und für den europäischen Kontinent von großer Bedeutung.

Der Bedarf der ägyptischen Haushalte an Elektrizität nahm in den letzten Jahren stark zu. Die Erzeugungskapazität reichte oftmals nicht aus, sodass Stromausfälle zum Tagesgeschehen wurden. Wüstengebiete bedecken mehr als 95 % des Landes und die Bevölkerung drängt sich in einem schmalen Gürtel entlang der ägyptischen Lebensader, dem Nil. Demnächst wird Ägypten mehr als 100 Millionen Einwohner zählen. Das Wirtschaftswachstum konnte bisher mit dem rasanten Bevölkerungswachstum nicht mithalten. Diese Tatsache, gepaart mit den geographischen und klimatischen Besonderheiten, stellt das Land vor immer neue Herausforderungen. Viele sich zuspitzende Probleme gipfelten im sogenannten „Arabischen Frühling“, einem gesellschaftlich-politischen Umschwung. Nach erfolgreicher Neuordnung erkannte das Land in vielerlei Hinsicht einen Handlungsbedarf. Enorme Anstrengungen wurden unternommen um das Land neu zu positionieren – so auch im Elektrizitätswesen.

Im ersten Abschnitt der vorliegenden Arbeit wird auf die Besonderheiten des Landes Ägypten eingegangen. Es werden geographische, demographische und wirtschaftliche Herausforderungen und Kennzahlen beleuchtet, um dem Leser die wichtigsten Informationen zum Land Ägypten näherzubringen. Insbesondere wird auf ausgewählte wirtschaftliche Daten, wie etwa Bruttoinlandsprodukt, Inflation, sowie Importe und Exporte eingegangen.

Nach eingehender Betrachtung des Landes Ägyptens werden im zweiten Abschnitt energie- und elektrizitätswirtschaftliche Themen behandelt. Ausgehend von der Entwicklung des ägyptischen Primärenergieverbrauchs werden die in Ägypten vorwiegend eingesetzten Energieträger behandelt. Die von staatlichen Institutionen der

Energiewirtschaft ausgearbeiteten Energiestrategien werden kurz umrissen. Es folgt eine tiefergehende Betrachtung des ägyptischen Stromerzeugungssektors und der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien zum aktuellen als auch zukünftigen Stand. Auf Stromverbrauch, Strompreise, Energieeinsparungen und Einspeisetarife sowie staatliche Subventionen auf Energie wird ebenfalls eingegangen. Die Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie werden am Schluss dieses Abschnitts betrachtet.

Im dritten und letzten Abschnitt dieser Arbeit wird schließlich die Elektrizitätswirtschaftliche Simulation in Angriff genommen. Das Simulationsmodell ATLANTIS wird vorgestellt, die grundsätzliche Vorgehensweise der Modellbildung und deren wichtigsten Annahmen werden erläutert. Anschließend folgen eine Darstellung der aktuellen Ausgangslage bezüglich der installierten Kraftwerksleistungen, des Kraftwerksparkalters, der produzierten Energiemengen sowie ein Vorgriff auf die Simulationsergebnisse – ein Lastflussbild des Jahres 2018. Außerdem wird das durch die ägyptische Energiestrategie beschriebene Szenario „Integrated Sustainable Energy Strategy (ISES) 2035“ einer Detailbetrachtung unterzogen und für das Simulationsmodell aufbereitet. Es folgt eine detaillierte Analyse der Simulationsergebnisse dieses Szenarios, wobei wiederum auf die Entwicklung der zu installierenden Kapazitäten und deren produzierte Energie aus leitungsabhängiger und leitungsunabhängiger Sicht eingegangen wird. Als Abschluss wird das für das Szenario berechnete Lastflussbild des Jahres 2035 gezeigt.

1 Ägypten – Land und Wirtschaft

Im ersten Teil der vorliegenden Arbeit werden allgemeine Informationen des Landes Ägypten, wie etwa geographische und demographische Fakten bereitgestellt und dann auf Besonderheiten des Landes eingegangen. Danach werden wirtschaftliche Aspekte, wie etwa Bruttoinlandsprodukt, Inflation, Importe und Exporte behandelt.

1.1 Allgemeines

In den folgenden Unterkapiteln sollen in vereinfachter Weise und kurzer Darstellung nur die wichtigsten Daten und Besonderheiten zum Land Ägypten aufgezeigt werden, um ein gesamtheitliches Bild für spätere Betrachtungen und Schlussfolgerungen entstehen zu lassen.

1.1.1 Geographie und Regionen

Eine einheitliche Definition der geographisch zu Nord-Afrika gehörenden Gebiete gibt es laut Encyclopædia Britannica nicht (Warmington et al. 2016). Nach UN-Statistikabteilung bilden Ägypten, Algerien, Libyen, Marokko, der Sudan sowie Tunesien und Westsahara jedoch die Subregion Nordafrika (United Nations 2018). In nachstehender Abbildung 1 werden die zu Nordafrika gehörenden Länder sowie die unterschiedlichen Regionen von Ägypten gezeigt.

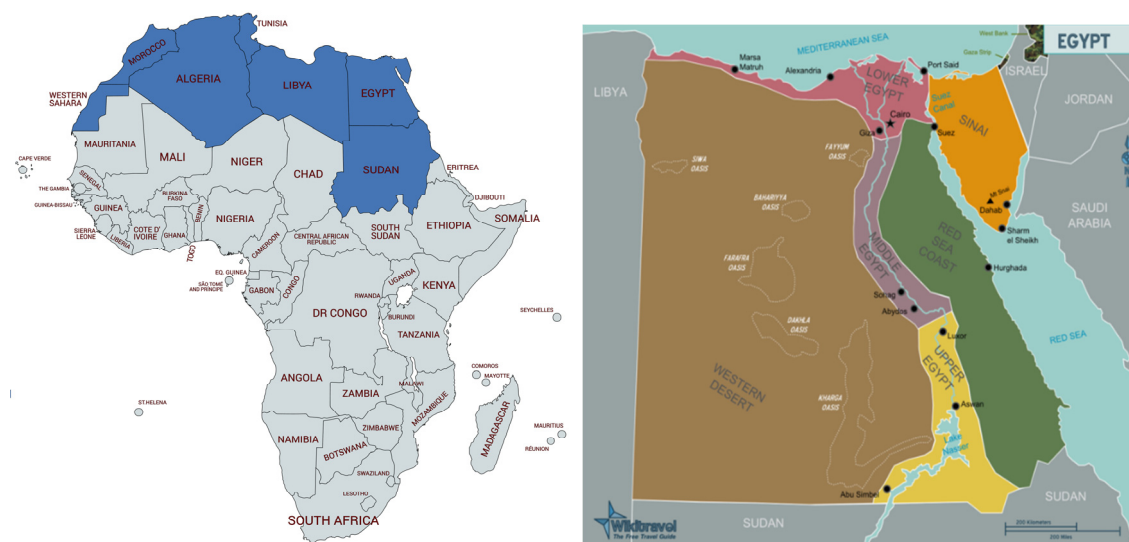


Abbildung 1: Länder Nord-Afrikas (links) (Mapchart.net 2018) und Regionen in Ägypten (rechts) (Weltkarte.com 2018b)

Die geographische Lage Ägyptens war nicht nur in antiken Zeiten von besonderer Bedeutung, sondern ist es aus wirtschaftlich-geostrategischer Sicht auch heute noch – insbesondere für den Handel. Für den afrikanischen, europäischen und asiatischen Kontinent ist Ägypten eine wichtige Drehscheibe. Der Zugang zum Mittelmeer und zum Roten Meer, der Suezkanal und der Golf von Akaba spielen hierbei ebenfalls eine wichtige Rolle (State Information Service 2009).

Ohne den rund 193 Kilometer langen Suezkanal, der zu regelmäßigen Einnahmen in die Staatskassa beiträgt, würden Tankschiffe rund 8 bis 14 Tage zusätzlich für die Umschiffung Afrikas benötigen (EIA 2018).

Ägypten grenzt an Libyen im Westen (1.115 km), das Mittelmeer im Norden (1.050 km), den Gaza Streifen (11 km), Israel (266 km) und an das Rote Meer (1.500 km) im Osten (Scheffers und Browne 2010), sowie an den Sudan im Süden (1.273 km) (State Information Service 2009).

Ägypten selbst kann in die westliche Wüstenregion, Unter- Mittel- und Ober-Ägypten, den Sinai (gehört zum Kontinent Asien) und der östlichen Region entlang des Roten Meeres gegliedert werden. Die Staatsfläche beträgt etwa 1 Mio. km². Ägypten belegt in der Liste der flächenmäßig größten Länder der Welt den 30. Platz (George 2017). Rund 96 % des Landes sind als Wüstengebiet zu deklarieren. Diese Tatsache ist nicht zu vernachlässigen, denn wo in europäischen Breiten Holz ein fester Bestandteil des Wirtschafts- und Energiesystems ist, gibt es im Vergleich dazu in Ägypten keine Wälder (State Information Service 2009). Das folgende Satellitenbild in Abbildung 2 verdeutlicht diese Situation. Wie man erkennt, ist Vegetation hauptsächlich im Nil-Delta und im Niltal vorhanden – der Rest des Landes ist Wüste.

Die höchste Erhebung ist der Mount Catherine mit 2.629 Metern. Die tiefste Stelle wird als Qattara-Senke bezeichnet und liegt 133 Meter unter Meeresniveau (CIA 2018).

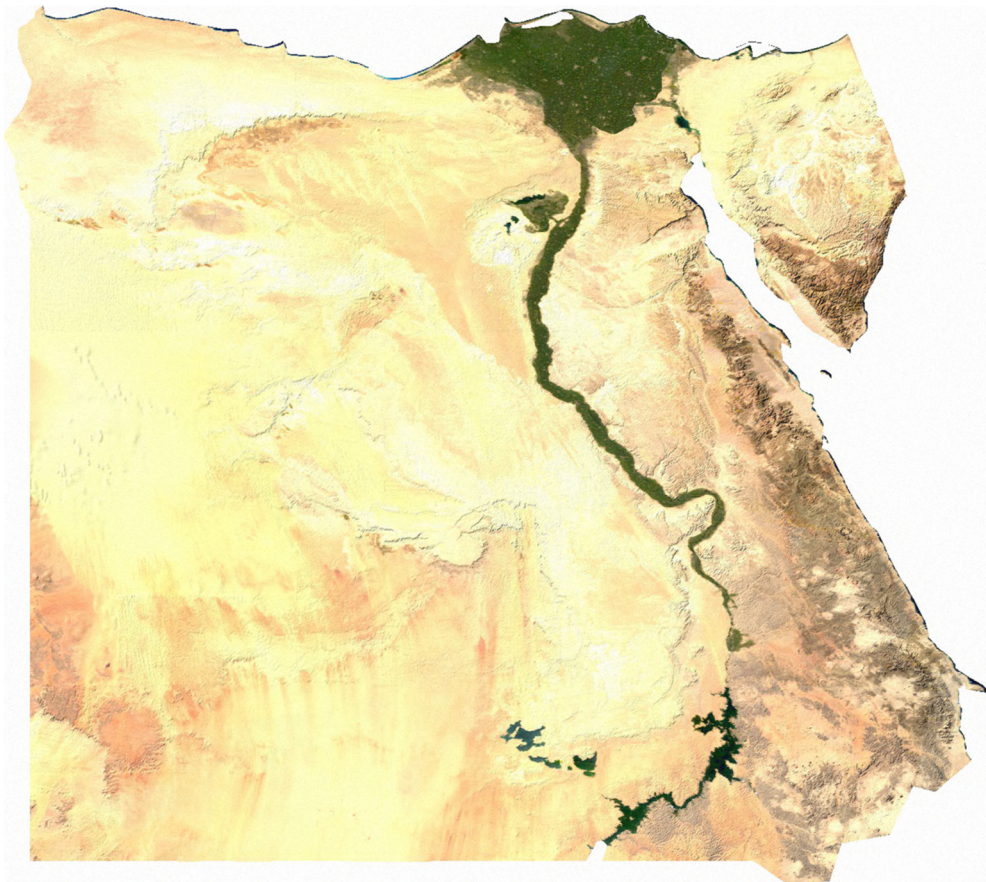


Abbildung 2: Satellitenbild von Ägypten (Weltkarte.com 2018a)

1.1.2 Klima und Wüstenbelebung

Der relativ milde Winter geht von November bis März – die Temperaturen im Jänner bewegen sich zwischen 9 und 23 °C – wobei mit 8 bis 10 Stunden Sonnenschein gerechnet werden kann. Die Sommermonate, in denen es bis zu 12 Sonnenstunden gibt, sind sehr heiß – insbesondere in den Mittagsstunden kann es beispielsweise in Kairo bis zu 41 °C heiß werden (Warmington et al. 2016).

Der Niederschlag fällt hauptsächlich in den kühleren Monaten an, in den Sommermonaten regnet es sehr selten. Der durchschnittliche Jahres-Niederschlag bewegt sich in Unter-Ägypten zwischen 25 mm (Region Kairo) und 175 mm (Region Alexandria). Auf der Sinai-Halbinsel liegt dieser bei rund 125 mm, in Ober-Ägypten (Region Aswān) bei etwa 2,5 mm. In der westlichen Wüstenregion und der Region entlang des Roten Meeres gibt es de facto keinen Niederschlag. (Warmington et al. 2016).

Das zum Ende der 90er-Jahre gestartete Mega-Projekt „Toshka / New Valley“ hatte zum Ziel, quasi ein zweites Niltal entstehen zu lassen um Wüstenbereiche zu beleben. Durch eine der größten Pumpstationen der Welt (25 Mio. Kubikmeter pro Tag; 50 Meter Pumphöhe) wird Wasser in einen derzeit 50 km langen Kanal gefördert (30 Meter breit, 6 Meter tief). Geplant war, dass der Kanal 350 km lang werden sollte, der Ausbau stockt jedoch bereits seit längerem. Über 60 Milliarden US-Dollar sollen für das Projekt zur Verfügung gestanden haben. Die Pumpstation alleine verschlang 400 Millionen US-Dollar. Aktuell haben sich eine Handvoll Investoren und Bauern in der Projekt-Region niedergelassen, hauptsächlich zur Kultivierung von Nutzpflanzen (Kartoffeln, Tomaten, Datteln, Melonen, etc.) (Blechner 2010 und Lewis 2011). Abbildung 3 (linkes Bild) zeigt den erwähnten Kanal und eine begrünte Wüstenfläche.

Ein weiteres Großprojekt, der „As-Salam-Friedenskanal“ (siehe Abbildung 3, rechtes Bild), sah vor Nilwasser mit Hilfe eines 242 Kilometer langen Kanals in die Sinai-Region zu leiten. Wüstengebiet sollte auch hier landwirtschaftlich nutzbar gemacht werden. Der Kanal unterläuft auf rund 1.300 Metern sogar den Suez-Kanal (State Information Service 2009). Das Projekt wurde unvollendet im Jahr 2006 eingestellt (Koziel 2018).



Abbildung 3: Beispiel des Toshka-Projekts (links) (Azmat 2013);
Al-Salam-Kanal (rechts) (Abulgheit 2012).

1.1.3 Staat und Demographie

Ägypten ist eine Republik. Die Amtssprache ist Arabisch. Die Hauptstadt ist Kairo. Der Ballungsraum Kairo beherbergt rund ein Fünftel der Landesbevölkerung und wird als neunt-größte Megacity der Welt genannt (United Nations 2014).

Die Bevölkerung wird für das Jahr 2018 auf rund 99,4 Millionen geschätzt, wobei rund 95 % nicht mehr als 20 km vom Nil entfernt angesiedelt sind (United Nations 2017b). So leben diese 95 % der Bevölkerung auf nur 5 % der Landfläche (George 2017). Durch den rasanten Bevölkerungszuwachs (etwa 46 % zwischen 1994 und 2014) werden vor allem natürliche Ressourcen, Wohnraum, Ausbildungs- und Arbeitsplätze sehr beansprucht. Die Landflucht, insbesondere von jungen arbeitssuchenden Menschen, hin zum Nil-Delta, stellt die größeren Metropolen Ägyptens vor Herausforderungen. Etwa 26 % der Bevölkerung (Alter >15 Jahre) können nicht lesen und schreiben (CIA 2018). Die Jugendarbeitslosenquote (Alter zwischen 15 und 24 Jahren) beträgt im Jahr 2017 rund 33 % (The Global Economy 2018).

Von 1981 bis 2011 leitete der ägyptische Präsident Hosni Mubarak das Geschick des Landes. Durch den sogenannten „Arabischen Frühling“ wurde die Präsidentschaft innerhalb von drei Jahren auf zwei provisorische und zwei gewählte Präsidenten übertragen. Seit Mai 2014 ist der frühere Verteidigungsminister des Landes Abdel Fattah Saeed Hussein Khalil El-Sisi gewählter Staatspräsident. Eingeleitete Reformen und ein Fokus auf Wirtschaftsfragen führten das Land wieder auf einen erfolgreicheren Kurs (EB 2015).

Die Landeswährung ist das Ägyptische Pfund (EGP) – ein US-Dollar entspricht etwa 18 Ägyptischen Pfund (Finanzen.net 2018). Im November 2016 gab die ägyptische Regierung den Wechselkurs für das EGP frei (Trading Economics 2018i) und Limits für ausländische Währungen wurden verworfen (EBRD 2017). Im März 2016 wurde das Ägyptische Pfund abgewertet und auf 8,78 EGP je US-Dollar festgelegt (Trading Economics 2018i). Die folgende Abbildung 4 zeigt den Kurs des EGP.

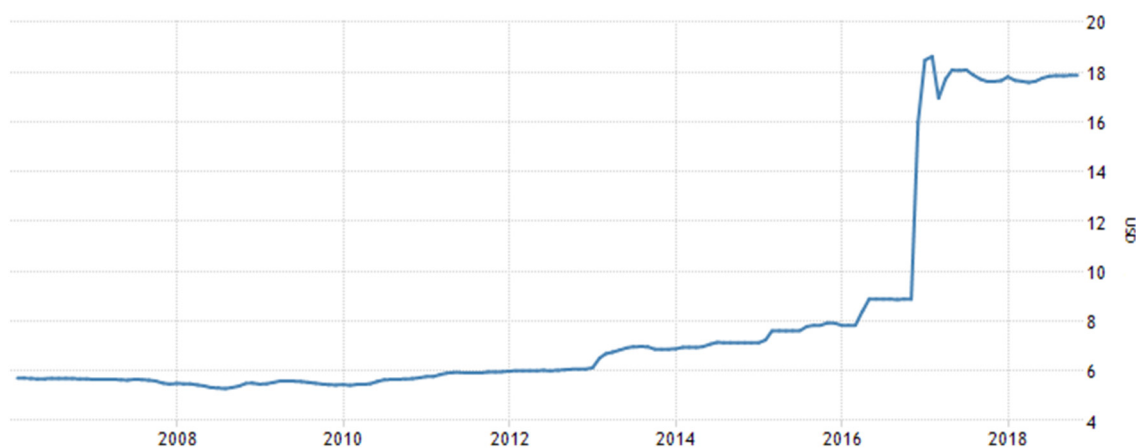


Abbildung 4: Kurs des Ägyptischen Pfunds (EGP) in US-Dollar (USD) von 01.01.2006 bis 31.10.2018; abgerufen am 31. Oktober 2018 (Trading Economics 2018i)

Die Freigabe des EGP war Teil eines Reformpakets und unterstützte vor allem den internationalen Handel und Investitionen von ausländischen Unternehmen in Ägypten. Die begleitende Inflation traf jedoch die ägyptische Bevölkerung direkt und verteuerte Importgüter enorm (Eibl 2017).

1.1.4 Kulturland und Desertifikation

Im Jahr 1985 zählte Ägypten noch eine Bevölkerung von rund 50 Millionen – im Jahr 2019 werden es vermutlich über 100 Millionen sein (United Nations 2014). Dieses Wachstum benötigt Wohnraum, sowohl in der Stadt als auch am Land – zuvor landwirtschaftlich genutzte Fläche wird bebaut. Die Wüstenregionen eignen sich jedoch nicht. Dass das ohnehin schon knappe Kulturland die ÄgypterInnen nicht alleine mit Nahrungsmitteln versorgen kann, liegt auf der Hand – durch weitere Reduzierung spitzt sich diese Situation zu. Dies spiegelt sich auch in den Importen wider (siehe Kapitel 1.2.4). Es stehen sich die landwirtschaftliche Nutzung, die industrielle Nutzung und die Siedlungsexpansion gegenüber. Dazu kommen noch staatliche Ansprüche auf die Nutzung des Bodens (Alaaeldin 2003, S. 4).

Hinzu kommt, dass durch eine Ausbreitung der Wüste (Desertifikation) vorhandenes Kulturland und Bauland gefährdet beziehungsweise unbrauchbar wird. Diese fortschreitende Verwüstung hat sowohl natürliche als auch vom Menschen verursachte Gründe (United Nations 2017a). So wurde etwa nach der Revolution im Jahr 2011 die entstandene Leere des Staatsapparates ausgenutzt, um illegal Agrarland zu bebauen (Kozziel 2018).

1.2 Wirtschaftsstruktur

In den nachfolgenden Unterkapiteln wird auf die wirtschaftliche Situation des Landes Ägypten eingegangen, um ein Verständnis für die Lage des Landes im Vergleich zu anderen Ländern zu entwickeln.

1.2.1 Bruttoinlandsprodukt und Sektoren

Das ägyptische Bruttoinlandsprodukt (BIP) betrug für das Jahr 2016 rund 233 Milliarden US-Dollar. Zehn Jahre zuvor, also im Jahr 2006, betrug es noch rund 108 Milliarden US-Dollar (Trading Economics 2018d). Das ist mehr als eine Verdoppelung. Zum Vergleich: Österreichs BIP lag im Jahr 2006 bei 336 Milliarden US-Dollar und im Jahr 2016 bei rund 391 Milliarden US-Dollar (The Global Economy 2018). Die Abbildung 5 zeigt den Verlauf des ägyptischen Bruttoinlandsprodukts der Jahr 2006 bis 2016.



Abbildung 5: Bruttoinlandsprodukt Ägyptens der Jahre 2006 bis 2016 in Milliarden US-Dollar; abgerufen am 31.10.2018 (Trading Economics 2018d)

Im Fiskaljahr 2013/2014 wurden 5,9 % des BIP für Energiesubventionen verwendet. Diese hohen Ausgaben, welche zu früheren hohen Budgetdefiziten beitrugen, wurden mittlerweile gesenkt. Für das Jahr 2017/18 werden die Subventionen auf 2,4 % geschätzt. Ausländische Investoren wurden durch die hohen Zuschüsse abgeschreckt und blieben dem Energiesektor fern (IMF 2017).

Der Dienstleistungssektor trug im Jahr 2017 mit fast 56 %, der Industriesektor mit rund 33 % und der Agrarsektor mit 12 % zum BIP bei (CIA 2018).

Waren in den 1970er Jahren noch rund 90 % der ÄgypterInnen in der Landwirtschaft tätig (Koziel 2018), sind heute Schätzungen zufolge nur mehr rund 29 % im Ackerbau und der Viehzucht beschäftigt (CIA 2018). Zu den wichtigsten Industriezweigen zählen die Textil-, Nahrungsmittelverarbeitungs-, Zement- und Automobilindustrie (Koziel 2018).

Im Dienstleistungssektor trägt vor allem der Tourismus stark zur Bildung des BIP bei. So waren im Jahr 2010 rund 11 % des BIP dem Tourismussektor geschuldet. Im Laufe des politischen Umbruchs seit dem Jahr 2011 sind die Touristenzahlen gesunken, wie im Verlauf der Touristenzahlen in Abbildung 6 zu erkennen ist. Im April 2017 wurde ein dreimonatiger Ausnahmezustand ausgerufen, was zu einem neuerlichen Einbruch der Touristenzahlen führte (Koziel 2018).

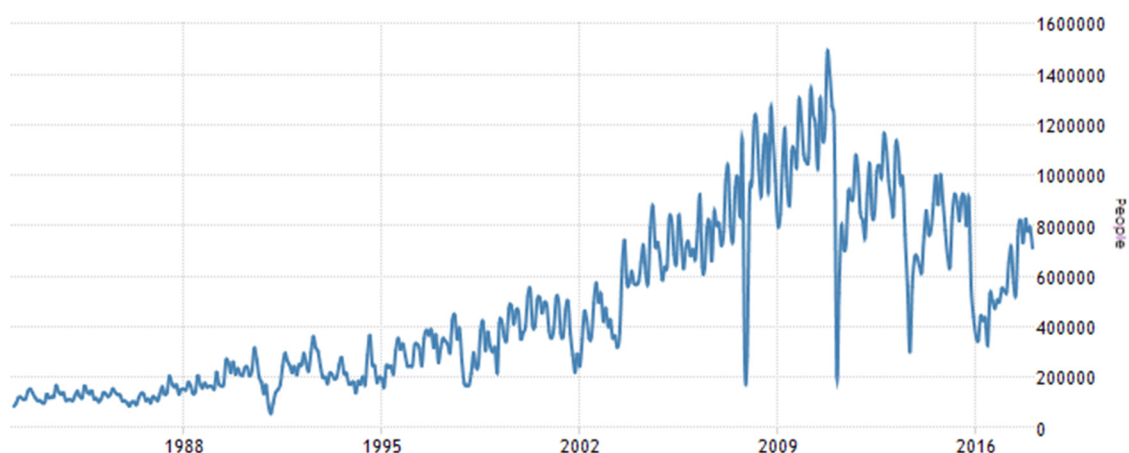


Abbildung 6: Verlauf der Touristenanzahl in Ägypten vom Jahr 1980 bis Oktober 2018; abgerufen am 31. Oktober 2018 (Trading Economics 2018h)

Verschiedene Anschläge auf diverse Einrichtungen und christliche Institutionen sowie andere Sicherheitsmängel ließen den Tourismus weiter zurückgehen. Die dadurch nicht generierten Einnahmen dieser Branche treffen abermals die Bevölkerung (Ahram Online 2016).

1.2.2 Wirtschaftswachstum

Das ägyptische Wirtschaftswachstum (Veränderungsrate des realen BIP) lag für das Fiskaljahr 2015/2016 bei 4,3 % (The Global Economy 2018) und für das Jahr 2016/2017 bei 4,1 % (EBRD 2017). Gemessen an der Bevölkerungszahl ist das Wirtschaftswachstum jedoch zu gering (Koziel 2018). In Abbildung 7 wird der Verlauf des jährlichen Wirtschaftswachstums dargestellt. Deutlich zu erkennen ist der Einbruch im Jahr 2011, zurückzuführen auf den „Arabischen Frühling“.

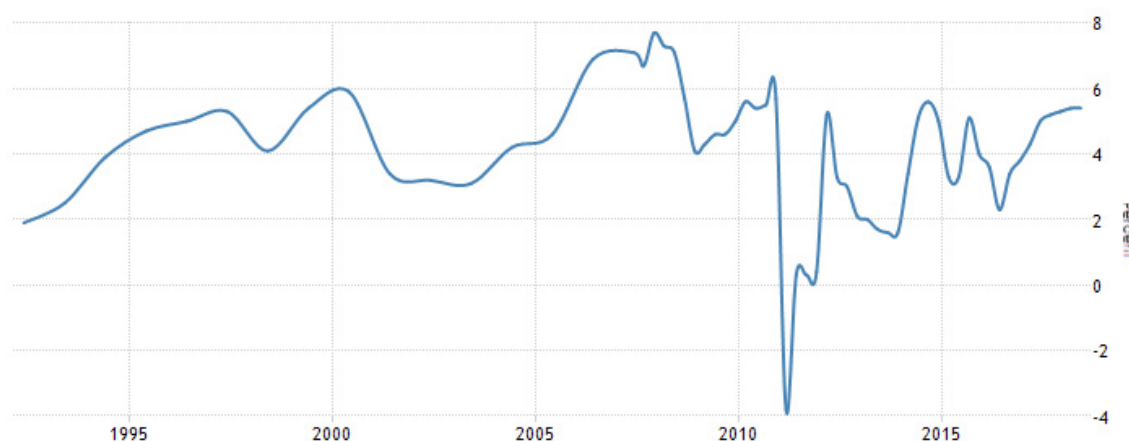


Abbildung 7: Wirtschaftswachstum Ägyptens vom Jahr 1992 bis Oktober 2018; abgerufen am 31. Oktober 2018 (Trading Economics 2018e)

In den letzten Jahren stieg die Staatsverschuldung an (siehe Abbildung 8). So betrug sie im Dezember 2017 bereits 101,2 % des Bruttoinlandsprodukts (Trading Economics 2018a). Im weltweiten Vergleich belegt Ägypten damit den 13. Platz (Trading Economics 2018f).



Abbildung 8: Staatsverschuldung von Ägypten vom Jahr 2008 bis 2017 mit Prognose für weitere Jahre; abgerufen am 31. Oktober 2018 (Trading Economics 2018a)

1.2.3 Inflation und Indizes

Die Inflation lag 2016 bei rund 10 %. Zu Ende des Jahres 2016 nahm Ägypten einen Kredit über 12 Milliarden US-Dollar beim Internationalen Währungsfonds auf (CIA 2018). Zur Absicherung wurde seitens des Staates deshalb zu höheren Steuern auf Einkommen und Immobilien gegriffen sowie eine Mehrwertsteuer-Anhebung durchgeführt. Viele staatliche Subventionen wurden gesenkt, und der Staatsapparat sollte ebenfalls verschmälert werden (Kozziel 2018). Diese Sparmaßnahmen trieben jedoch die Preise für Grundbedarfsgüter in die Höhe. All diese Bemühungen sollen, so verlautbaren es offizielle Stellen, das ägyptische Wirtschaftswachstum ankurbeln und zu mehr Beschäftigung führen. Das Land soll attraktiver für ausländische Investoren und das ägyptische Haushaltsdefizit verringert werden (Handelsblatt 2016). Die folgende Abbildung 9 zeigt die Entwicklung der Inflationsrate.



Abbildung 9: Entwicklung der Inflationsrate vom Jahr 2000 bis Oktober 2018; abgerufen am 31. Oktober 2018 (Trading Economics 2018g)

Die Inflation überschritt im Sommer 2017 zeitweise 30 %. Für das Jahr 2017 wird die Inflation mit rund 23 % angegeben (CIA 2018 und Eckelt 2018). Man rechnet mit beständigeren Inflationswerten sobald sich das Ägyptische Pfund stabilisiert hat und markteingreifende Mechanismen der Zentralbank wirken (EBRD 2017).

Auf dem Global Competitive Index 2016-2017 ist Ägypten auf Platz 115 von 138 Ländern gelistet (Schwab 2016). Laut dem Index 2017-2018 belegt Ägypten mittlerweile Platz 100 (Schwab 2017). Die komplette Übersicht des Berichtes über Ägypten, der sehr informative Daten liefert, findet sich im Anhang als Abbildung 88 und Abbildung 89.

Der Doing Business Index 2017 listet Ägypten auf Rang 122 (World Bank Group 2017) – der Index von 2018 lässt das Land auf Rang 128 (von 190 Ländern) abrutschen (World Bank Group 2018). Seit August 2017 gilt ein neues Gesetz zur Vergabe von Lizenzen im Industriebereich sowie überarbeitete Regulatorien zur schnelleren Lizenzvergabe im Investmentbereich. Ob und wie sich das auf den Index auswirkt, bleibt abzuwarten (EBRD 2017). Es ist jedoch anzunehmen, dass die Auswirkung eher positiv sein wird. Der Anhang enthält auch die Übersicht dieses Doing Business Berichtes (siehe Abbildung 90).

Wenn Ägypten auch in vielerlei Hinsicht aufgeholt hat – und das bezeugen die Berichte des Global Competitive und des Doing Business Index – so sind Probleme hinsichtlich der Transparenz und Korruption nicht unbedingt auf einem so guten Weg. Davon zeugen etwa der Korruptionsindex des Jahres 2017, wo Ägypten lediglich 32 von 100 Punkten erreicht (je höher die Punktezahl, desto besser), sowie das Korruptionsranking des Jahres 2017, wo Ägypten Platz 117 von 175 Ländern belegt (je weiter hinten, desto schlechter). Diese beiden Indizes mögen für die vorliegende Arbeit zwar nicht relevant sein, geben aber einen Einblick in die Entwicklung des Landes und zeigen Parallelen zu anderen Indizes. Für Investoren, etwa im Bereich der erneuerbaren Energien, sind diese Werte durchaus interessant. Die folgende Abbildung 10 gibt diese beiden Indizes im zeitlichen Verlauf wider.

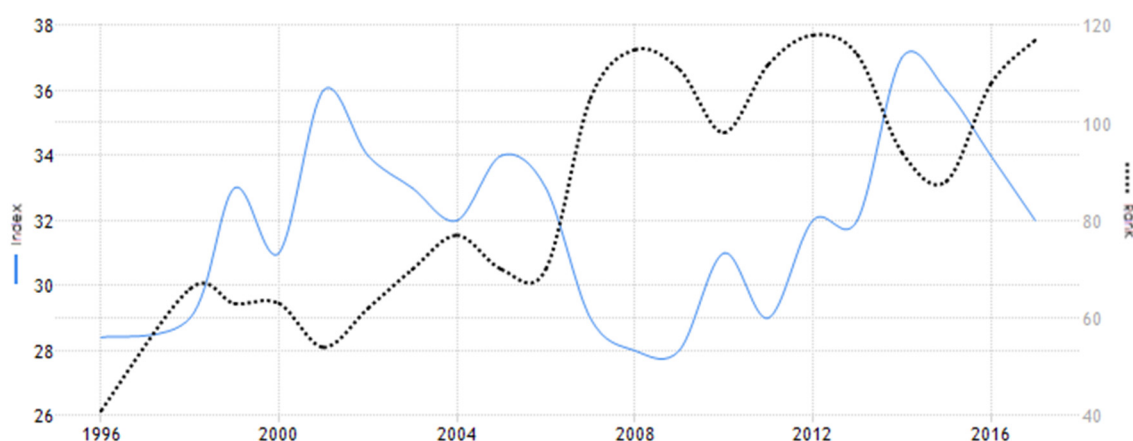


Abbildung 10: Korruptionsindex (durchgehende Linie) und Korruptionsranking (gepunktete Linie) von Jänner 1996 bis Oktober 2018; abgerufen am 31. Oktober 2018 (Trading Economics 2018b, 2018c)

1.2.3.1 Mehrwertsteuer und Finanztransaktionssteuer

Im September 2016 wurde das ägyptische Mehrwertsteuergesetz verabschiedet, das die seit dem Jahr 1991 bestehende 10-prozentige Umsatzsteuer ersetzt. Diese Steuerreform war Teil der Auflagen für den vom Internationalen Währungsfonds (IWF) gewährten Kredit und soll etwa 3 Milliarden Euro an Mehreinnahmen generieren. Die Mehrwertsteuer beträgt aktuell 14 %. Maschinen und Anlagen zum Zwecke der Erzeugung von Produkten oder Dienstleistungen werden mit 5 % besteuert. Generell sind Exporte und ausgewählte Dienstleistungen und Waren (etwa Grundnahrungsmittel oder Medikamente) von der Steuer ausgenommen (Boer 2016).

Gleichzeitig mit der Mehrwertsteuer wurde eine bereits im Jahr 2014 beschlossene Finanztransaktionssteuer eingeführt, welche den Kauf und Verkauf bei Börsengeschäften besteuert. Diese Finanztransaktionssteuer liegt laut European Bank for Reconstruction and Development (EPRD) aktuell bei 0,175 % (EBRD 2017). So sollen mehr als 1 Mrd. Euro zusätzlich eingenommen werden (derStandard.at 2014). Eine 10-prozentige Kapitalertragssteuer wurde ebenfalls eingeführt, hielt sich aufgrund des Drucks seitens vieler ausländischer Investoren jedoch nur 2 Jahre lang, und ist zurzeit ausgesetzt (Ismail 2017).

Geplante Privatisierungen von staatlich gehaltenen Unternehmungen im Finanz- und Energiebereich sind vorgesehen, verzögern sich aber (EBRD 2017).

1.2.4 Exporte und Importe

Ägypten ist seit jeher ein Importland, was sich auch in einer sehr hohen negativen Handelsbilanz ablesen lässt. Die Differenz der Exporte zu den Importen beträgt rund 26 Milliarden US-Dollar für das Jahr 2017 (The Global Economy 2018).

Die exportierten Güter sind vor allem Rohöl- und Gasprodukte (20 %), Textilien (13 %), Früchte (11 %), Chemikalien und Gold (je 10 %), Maschinen und Elektronik (7,4 %), Metalle, Lebensmittel sowie Kunststoff- und Gummiprodukte (je etwa 6 %), etc. Diese Exporte machten im Jahr 2016 rund 30 Milliarden US-Dollar aus (MIT Media Lab 2018).

Um rund 68 Milliarden US-Dollar wurden Maschinen und Elektronik (20 %), Mineralölprodukte (13 %), Metalle (11 %), Transportmittel, Früchte und Chemikalien (je rund 9 %), sowie Lebensmittel, Kunststoffe, Textilien und tierische Produkte (je etwa 5 %) importiert. Der Bedarf an Papier (2,2 %) und Holz (1,9 %) muss ebenfalls durch Importe befriedigt werden (MIT Media Lab 2018). Kaum ein anderes Land der Welt (außer Indonesien) importiert mehr Weizen als Ägypten, nämlich rund 50 % des Bedarfs. Diese hohe Importabhängigkeit bei einem Grundnahrungsmittel ist aus Sicht des Landes problematisch (Koziel 2018). Um das Ausmaß des Weizenimportes zu beziffern: Die gesamte EU importierte im Erntejahr 2017/2018 rund 5,5 Millionen Tonnen Weizen, Ägypten mehr als doppelt so viel, nämlich 12 Millionen Tonnen Weizen (Statista 2018a).

Die Abbildung 11 zeigt für das Jahr 2016, woher Importe kommen und wohin Exporte gehen, aufgeteilt nach Kontinenten. So gehen Exporte fast zur Hälfte nach Asien (Vereinte Arabische Emirate 13 %, Saudi-Arabien 7,8 %, Türkei 6,4 %, etc.). Bei den Importen von ägyptischen Gütern hingegen sind Asien und Europa gleich auf (China 13 %, Deutschland 8,8 %, Italien 4,6 %, Türkei 4,3 %, etc.) (MIT Media Lab 2018).

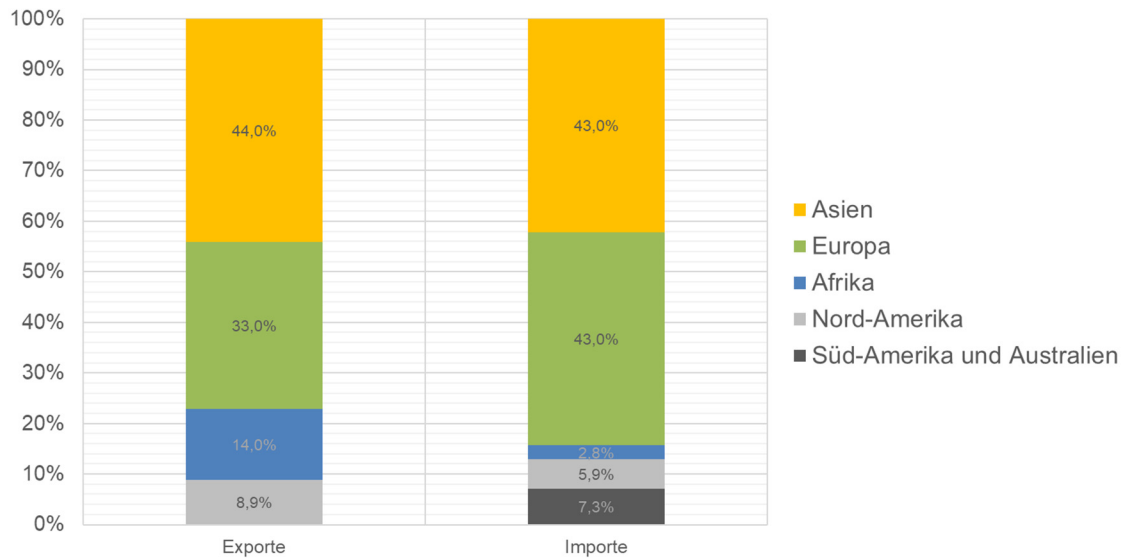


Abbildung 11: Ziel von Exporten und Herkunft von Importen nach Kontinent aufgeteilt für das Jahr 2016 (eigene Darstellung mit Zahlen von MIT Media Lab 2018)

2 Ägypten – Energie und Elektrizität

Im zweiten Teil der vorliegenden Arbeit wird auf die Bereiche Energie und Elektrizität eingegangen. Die Aufbringung, Umwandlung und Verwendung von Energie im Allgemeinen sowie die Erzeugung von Strom werden hier abgehandelt.

2.1 Energie

Beginnend mit dem Primärenergieverbrauch, über die in Ägypten vorhandenen Institutionen der Energiewirtschaft bis hin zu den in Ägypten aktuell oder in Zukunft verwendeten Kraftwerkskapazitäten sowie auf Stromverbrauch oder Stromübertragung soll in den folgenden Unterkapiteln eingegangen werden.

2.1.1 Primärenergieverbrauch

In Afrika ist Ägypten jenes Land mit dem größten Verbrauch an Öl- und Gasprodukten (BP 2018). Höherer Bedarf an Energie ist hauptsächlich der wachsenden Industrie und Wirtschaft im Allgemeinen, starkem Bevölkerungswachstum und der Bedarfszunahme im Privatsektor (hier vor allem der steigenden Zahl von Kraftfahrzeugen) geschuldet.

Ägyptens Primärenergieverbrauch lag im Jahr 2017 bei 91,6 Mtoe (entspricht etwa 1.065 TWh) (exkl. Holz, Torf und tierischer Abfälle). Die Gewinnung dieser Energie erfolgte zu 52,5 % aus Gasprodukten, 43,3 % aus Ölprodukten, 3,3 % aus Wasserkraft, 0,7 % aus Erneuerbaren und 0,2 % aus Kohle. Kernkraftwerke gibt es in Ägypten noch nicht (BP 2018). Es werden also rund 96 % des Energiebedarfs durch fossile Energieträger gedeckt.

Die folgende Abbildung 12 zeigt den nach Energieträgern aufgeteilten Primärenergieverbrauch, angefangen im Jahr 1990 bis ins Jahr 2016. Durch staatliche Subventionen auf Energie wurden Sparmaßnahmen seitens der Verbraucher kaum verfolgt. Diese Subventionen wurden aber ab dem Jahr 2014 stetig reduziert, sodass auch – wenn in der Bevölkerung auch unbeliebt – finanzielle Anreize zum Energiesparen entstanden (George 2017).

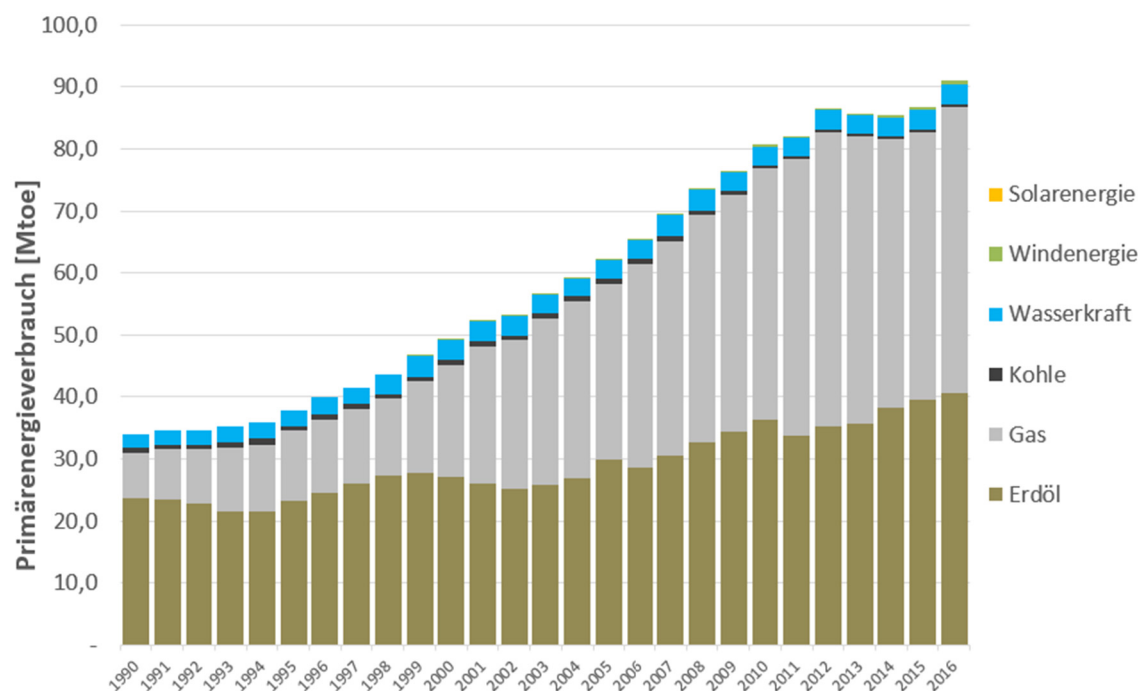


Abbildung 12: Nach Energieträger aufgeteilter Primärenergieverbrauch von Ägypten für die Jahre 1990 bis 2016 (George 2017)

Interessant ist in obiger Abbildung 12 der Rückgang des Verbrauchs zwischen den Jahren 2012 und 2014 – dieser spiegelt nicht den eigentlichen Bedarf wider. Durch eine marode Staatskassa wurden Energiesubventionen in großem Stil gestrichen. Das Land erfuhr quasi eine Energie- und Stromversorgungskrise. vielerorts hatten die Bevölkerung und auch die Industrie nicht ausreichend Strom zur Verfügung und es kam teilweise zu mehrstündigen Stromausfällen im ganzen Land (George 2017).

2.1.2 Sankey-Diagramm

Ein aktuelles Sankey-Diagramm von Ägypten aus dem Jahr 2016, welches Auskunft über die mengenmäßige Herkunft, Verarbeitung und Verwendung von Energie gibt, findet sich in Abbildung 13 und Abbildung 14. Die Breite der im Sankey-Diagramm gezeichneten Linien spiegelt deren mengenmäßigen Wert wider – hier in Mtoe angegeben.

In ersterer Abbildung (Abbildung 13) wird die Herkunft von Energie, entweder aus selbstständiger Produktion oder aus Importen, nachverfolgbar dargestellt. Wie man in der Abbildung erkennt, sind Öl und Gas die Hauptlieferanten von Energie. Sehr interessant ist auch der Bereich der Elektrizitätserzeugung in der Darstellung, gekennzeichnet mit „Power Station“. Die Verluste, die „Power Losses“, stellen einen relativ großen Teil dar.

Im zweiten Sankey-Diagramm (Abbildung 14) sind die Energieflüsse im Detail bezüglich ihrer Endverwendung dargestellt. Wie man in dieser Abbildung erkennt, wird die erzeugte Elektrizität vor allem im Privatbereich verbraucht und nur rund ein Fünftel werden dem Industriesektor zugeschrieben.

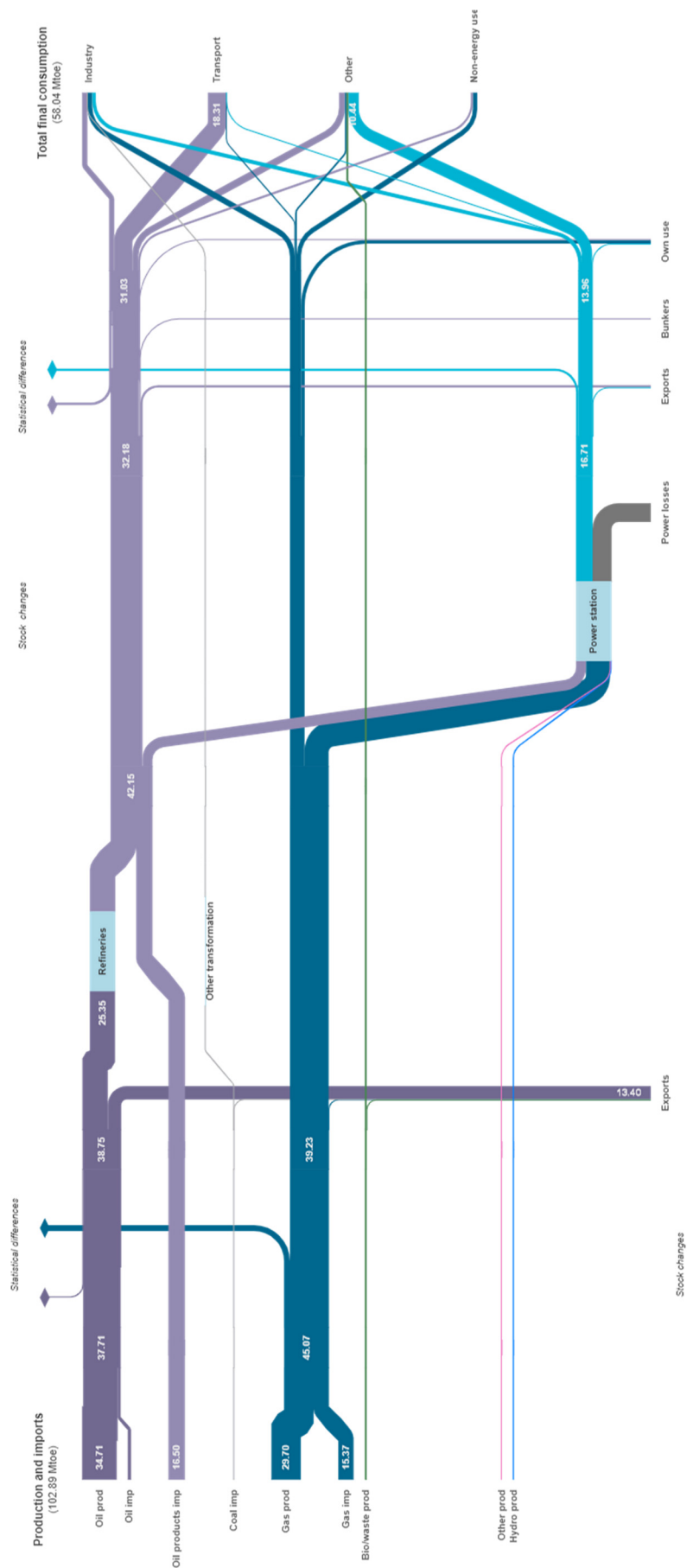


Abbildung 13: Sankey-Diagramm „Balance“ von Ägypten im Jahr 2016 (IEA 2018a)

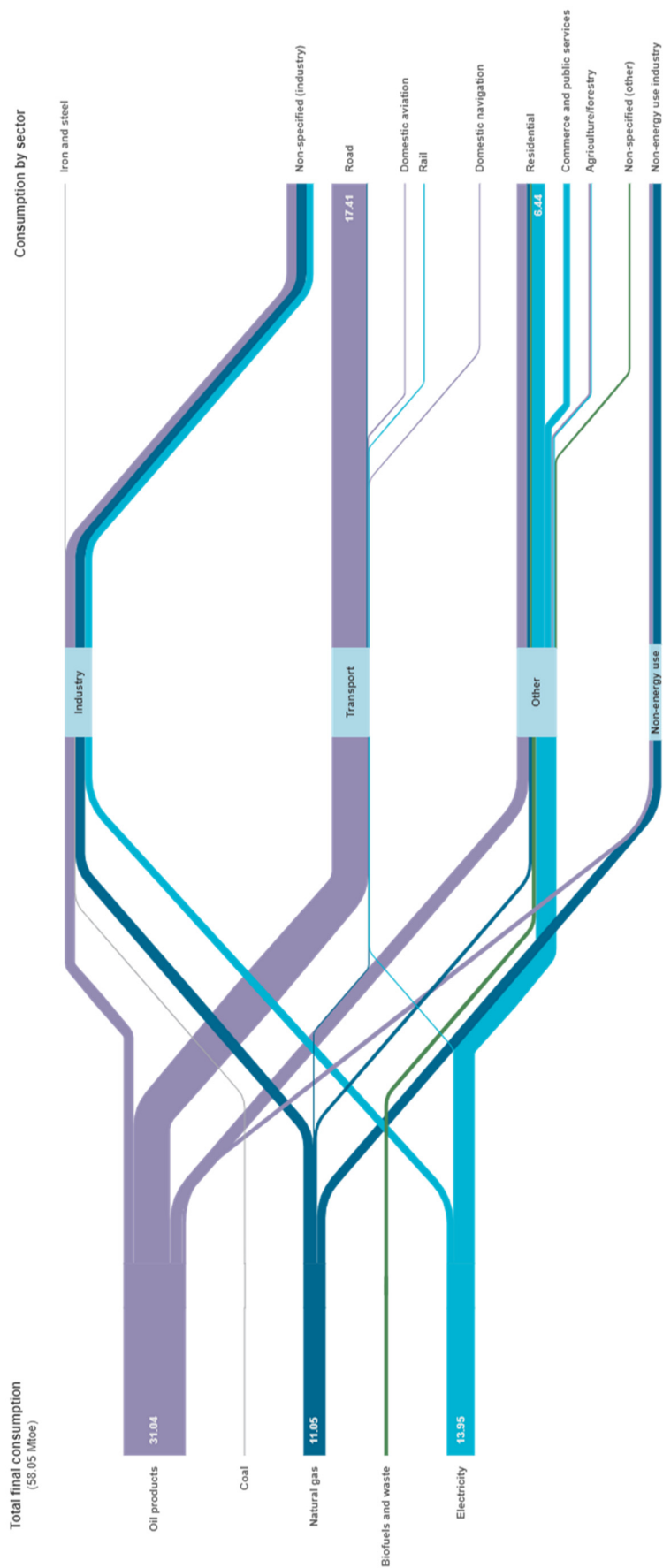


Abbildung 14: Sankey-Diagramm „Final Consumption“ von Ägypten im Jahr 2016 (IEA 2018b)

2.1.3 Energieträger

Die in Ägypten aktuell oder in Zukunft eingesetzten Energieträger Erdgas und Erdöl sowie Kohle und Uran werden in diesem Kapitel betrachtet.

2.1.3.1 Erdöl

In Ägypten wurden im Jahr 1907 erstmals Erdölvorkommen entdeckt und sieben Jahre darauf mit der Förderung dieser Ressource begonnen. Im Land des Erdöls schlechthin, nämlich in Saudi-Arabien, wurde erst 34 Jahre später mit der Erschließung von Vorkommen und gleich darauffolgender Produktion begonnen (OAPEC 2018).

Am afrikanischen Kontinent ist Ägypten der größte Erdölproduzent, der nicht zur Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) gehörenden Länder (EIA 2018). Im internationalen Umfeld der Erdölförderung spielt Ägypten jedoch keine besonders große Rolle. So etwa förderten die „drei Großen“, nämlich Russland, Saudi-Arabien und die USA, im Jahr 2017 je mehr als 11 Millionen Barrel pro Tag, Ägypten hingegen nur rund 660 Tausend Barrel pro Tag (BP 2018).

Die Ölreserven wurden im Jahr 2017 auf 3,3 Milliarden Barrel geschätzt – wenig etwa im Vergleich zu Saudi-Arabien, wo Reserven von rund 266 Milliarden Barrel vorhanden sind; nur Venezuela hat noch größere Erdölreserven. Weltweit tragen Ägyptens geschätzte Reserven nur mit 0,2 % bei. Ägypten hatte mit Stand Ende 2017 ein Reserve-to-Production-Ratio von 13,8, was bedeutet, in rund 14 Jahren wären bei gleichbleibender Förderung die Erdölreserven erschöpft (BP 2018). Seit 2008 ist der Bedarf höher als die Produktion und Ägypten seither Nettoimporteur (Crude Oil Peak 2016).

Die Kapazität der ägyptischen Raffinerien betrug 2017 etwa 810.000 Barrel – nebenbei die höchste Kapazität aller afrikanischen Raffinerien (EIA 2018) – verarbeitet wurden aber nur 508.000 Barrel täglich (BP 2018). Grund hierfür ist, dass vorhandene Erdölfelder bereits zu großen Teilen ausgebeutet wurden und die ägyptischen Raffinerien hauptsächlich eigenes Öl verarbeiteten (George 2017). Des Weiteren kommt hinzu, dass viele Raffinerien überaltert sind und keine hochwertigen Endprodukte produzieren können. Das Aufrüsten von einigen Raffinerien ist zwar im Gange, verzögert sich allerdings stets wegen finanzieller Engpässe (EIA 2018). Zur höheren Auslastung soll Öl aus Aserbaidschan verarbeitet und im Gegenzug Treibstoff geliefert werden. Um die Importabhängigkeit zu verringern setzt Ägypten zurzeit sehr stark auf die Exploration und Erschließung von neuen Ölfeldern (Eckelt 2016).

Ägypten verfügt seit 1977 über eine Öl-Pipeline, die SUMED-Pipeline (Suez-Mediterranean Oil Pipeline). Diese führt vom Golf von Suez etwa 320 Kilometer zum Mittelmeer (westlich von Alexandria) und hat eine Kapazität von 2,5 Millionen Barrel pro Tag (SUMED 2013).

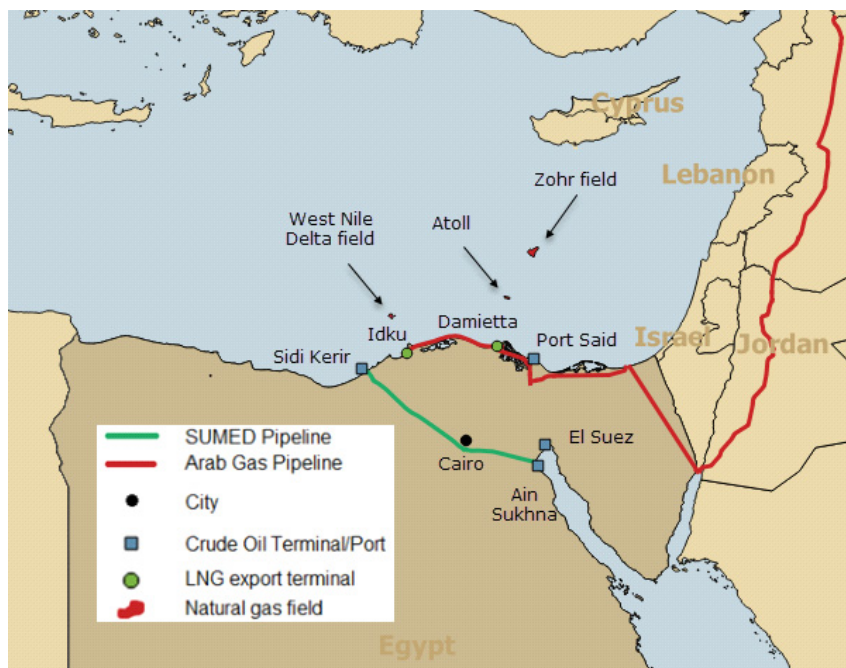


Abbildung 15: Verlauf von SUMED- und ArabGas-Pipeline sowie Gasfelder (EIA 2018)

2.1.3.2 Erdgas

Ägypten belegt Platz 3 der afrikanischen Länder hinsichtlich der Menge des geförderten Erdgases. Nur Algerien und Nigeria fördern mehr (EIA 2018).

Bis zum Jahr 2015 war Ägypten Exporteur von Erdgas. Der Inlandsbedarf stieg, die selbst geförderten Mengen reichten nicht mehr aus und das Land wurde zum Importeur – Abbildung 16 veranschaulicht dies (EIA 2018).

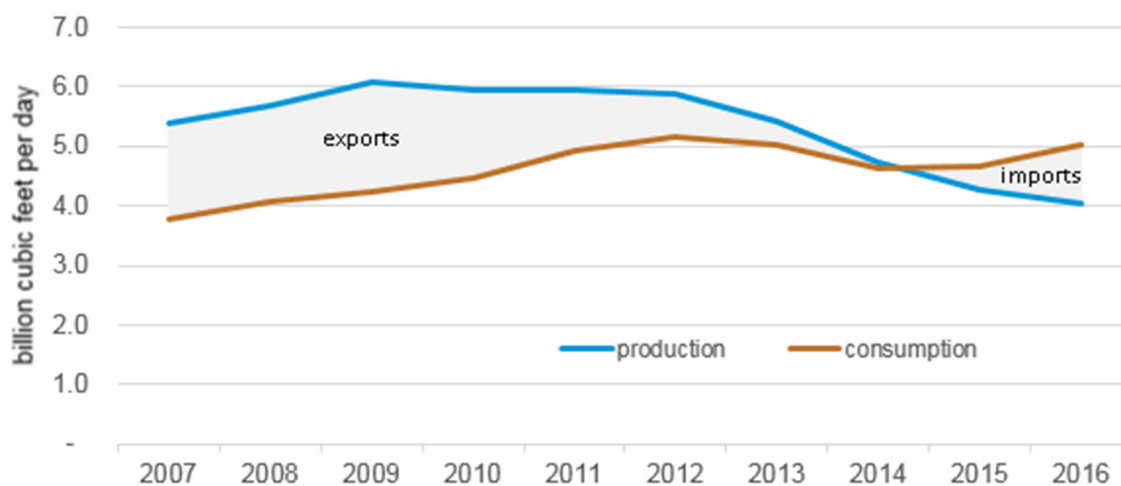


Abbildung 16: Ägyptische Erdgasförderung und Verbrauch in Milliarden Kubikfuß pro Tag der Jahre 2007 bis 2016 (EIA 2018)

Im August 2015 wurde jedoch durch den italienischen Energiekonzern Eni ein Gasfeld vor Ägyptens Küste („Zohr-Gasfeld“) mit geschätzten 850 Milliarden Kubikmetern Gas entdeckt (Eni S.p.A. 2018). Die Förderung dieses Vorkommens wurde im Dezember 2017 begonnen – im Mai 2018 wurden 700 Millionen Kubikfuß pro Tag gefördert, im September 2018 sollen es bereits 1,8 Milliarden Kubikfuß sein. Durch die volle Erschließung dieses Gasfeldes könnte Ägypten wieder zum Exporteur werden – Importe von LNG (Liquified Natural Gas) sollen demnächst nicht mehr erforderlich sein (Egypt Today 2018b). Für das Jahr 2019 wird erwartet, dass Ägypten sich mit Erdgas wieder selbst versorgen kann (Ismail und Farouk 2017).

Im August 2017 beschloss die ägyptische Regierung den Gasmarkt zu deregulieren. Dieser Schritt soll es privaten Investoren ermöglichen am Gashandel teilzunehmen und möglichen Versorgungsengpässen bei der Lieferung vorzubeugen. Eine eigens für den Gasmarkt geschaffene Regulierungsinstanz soll bis auf Verteilebene (noch in staatlichen Händen) einen Markt für Wettbewerb schaffen (EBRD 2017).

Die Erdgasfördermenge betrug im Jahr 2017 geschätzte 49 Milliarden Kubikmeter (rund 1,3 % der Weltfördermenge) – verbraucht wurden hingegen 56 Milliarden Kubikmeter. Auch bei den Reserven an Erdgas spielt Ägypten keine erwähnenswert große Rolle, nämlich nur 0,9 % des Weltvorkommens sollen sich dort befinden. Hier sind Russland mit rund 18 % und der Iran mit rund 17 % Spitzenreiter (BP 2018).

2.1.3.3 Kohle

In Afrika und dem mittleren Osten befanden sich im Jahr 2017 nur rund 1,4 % des weltweiten Kohlevorkommens. Gefördert wurden dort 4,1 %, verbraucht wurden 2,7 % des Weltvorkommens. In Ägypten lag der Verbrauch bei 0,2 Mtoe (BP 2018). Kohle wird in Ägypten an nur einem Standort, nämlich in der El Maghara Mine abgebaut (Sinai Region). Die mengenmäßige Förderung ist nicht beachtenswert – die Importe sind höher als die Produktion (IEA 2018c).

2.1.3.4 Uran

Ägypten verfügt zum aktuellen Zeitpunkt über fünf Uranlagerstätten, welche zum Großteil noch unerschlossen sind. Das Vorkommen an uranhaltigem Gestein soll mindestens rund 171 Kilotonnen (jedoch mit einem geringen Urananteil) betragen (Nucleopedia 2018).

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt gibt es keine aktiven, zur Stromproduktion verwendeten Kernkraftwerke in Ägypten (BP 2018).

2.1.4 Institutionen der Energiewirtschaft

Zwei Ministerien, nämlich das Ministerium für Elektrizität und Erneuerbare Energien (MOEE) und das Ministerium für Petroleum (MOP) (Exploration, Förderung und Verteilung von Erdgas und Öl), sind hauptsächlich für den Energiesektor in Ägypten verantwortlich. Der Supreme Council of Energy (SCE) dient als Koordinator für 11 Ministerien – so auch für die Zusammenarbeit der beiden Ministerien MOEE und MOP (George 2017).

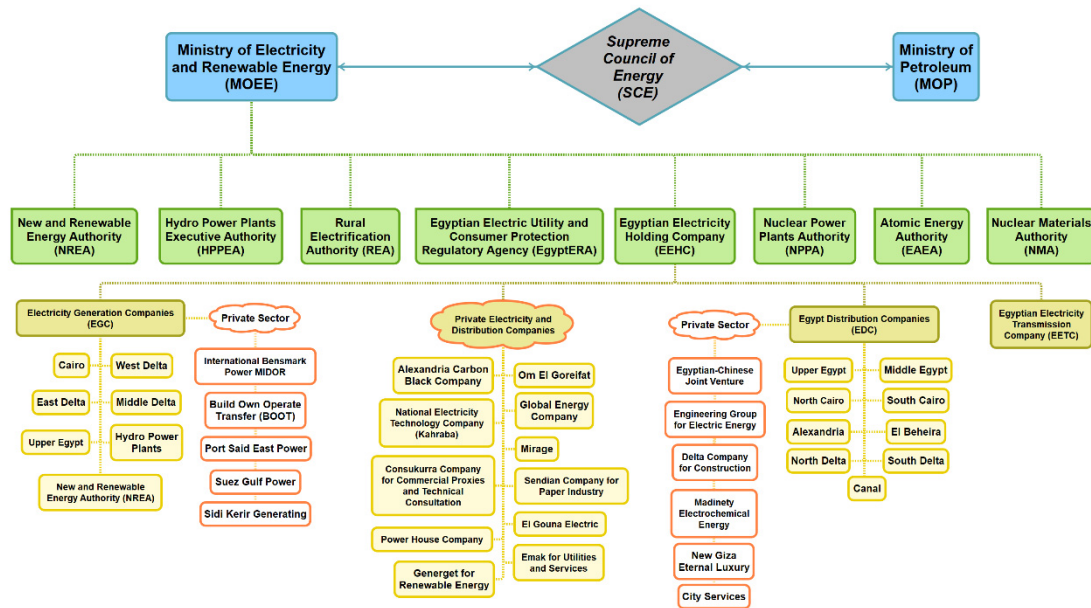


Abbildung 17: Verwaltungsstruktur der ägyptischen Energieversorgung sowie deren Dach- und Tochtergesellschaften (eigene Darstellung nach Mohina 2017 und George 2017).

Die Erzeugung, Verteilung und Übertragung von Elektrizität sind der Dachgesellschaft Egyptian Electricity Holding Company (EEHC) untergeordnet. Bei der Erzeugung und Verteilung gibt es neben staatlichen auch private Marktakteure. Des Weiteren gibt es private Unternehmen, welche Erzeugungs- und Verteilungsfunktion haben. Im Bereich der Übertragung gibt es keine privaten Gesellschaften. Auf die einzelnen Funktionen der Tochtergesellschaften des MOEE soll hier nicht weiter eingegangen werden. Rund 165.000 Personen sind für die EEHC und deren Tochtergesellschaften angestellt (EEHC 2017, S. 16).

Die Egyptian Electricity Utility and Consumer Protection Regulatory Agency (EgyptERA) ist die für den Energiemarkt zuständige Regulierungsbehörde. Die Preise für alle Energiebereiche werden aber prinzipiell vom übergeordneten MOEE festgelegt (EIA 2018).

Ausgehend von der EEHC soll in Verbindung mit dem Ministerium für Verteidigung und Militärproduktion (MOD) sowie dem MOP eine neue Instanz geschaffen werden, deren Aufgabe die Erhaltung und Wartung von Kraftwerken ist. Man möchte in diesem speziellen Bereich dadurch unabhängiger von ausländischen Partnern werden und Kosten einsparen (Theron 2017).

2.1.5 Energiestrategie

Neben dem später in Kapitel 3.4 ausführlich beschriebenen und danach simulierten und analysierten Szenario „Integrated Sustainable Energy Strategy (ISES) 2035“ werden in den folgenden Unterkapiteln drei weitere Energiestrategien der Vollständigkeit halber kurz vorgestellt.

2.1.5.1 Egypt Vision 2030

In der nationalen Strategie „Vision 2030“ werden Ziele definiert, welche das Land Ägypten bis zum Jahr 2030 erreicht haben will. Die Strategie in kurzer Zusammenfassung – bewusst nicht ins Deutsche übersetzt – lautet wie folgt:

„The new Egypt will possess a competitive, balanced and diversified economy, dependent on innovation and knowledge, based on justice, social integrity and participation, characterized by a balanced and diversified ecological collaboration system, investing the ingenuity of place and humans to achieve sustainable development and to improve Egyptians' life quality“ (SDSEGYPT2030.com 2018)

Die Strategie stützt sich auf die folgenden Pfeiler:

- Soziale Gerechtigkeit
- Wissen, Innovation, Wissenschaft und Forschung
- Wirtschaftliche Entwicklung
- Umwelt
- Kultur
- Transparenz und Effizienz staatlicher Einrichtungen
- Gesundheit
- Städtische Entwicklung
- Bildung und Ausbildung
- Energie

Die Vision für den Energiebereich lautet:

„An energy sector meeting national sustainable development requirements and maximizing the efficient use of various traditional and renewable resources contributing to economic growth, competitiveness, achieving social justice, and preserving the environment. A renewable energy and efficient resource management leader, and an innovative sector capable of forecasting and adapting to local, regional and international developments and complying with SDGs“ (SDSEGYPT2030.com 2018)

Ägypten möchte also führende Positionen in puncto erneuerbarer Energien und effizienter Ressourcenwirtschaft einnehmen. Ob dies jedoch durch den aktuell massiven Ausbau von Gaskraftwerken und den Erstbau von Atom- und Kohlekraftwerken bewerkstelligt werden wird, bleibt abzuwarten.

Im Jahr 2015 hat der Energiesektor laut SDSEGYPT2030.com (2018) mit 13,1 % zum Bruttoinlandsprodukt beigetragen. Im Jahr 2020 sollen es bereits 20 % sein, und im Jahr 2030 dann 25 %. Wie dies jedoch genau umgesetzt werden soll, geht aus der „Egypt Vision 2030“ nicht konkret hervor.

Als auf den Elektrizitätssektor gerichtete Ziele können genannt werden (Mohina 2017):

- Ausnutzung aller verfügbaren Ressourcen
- Nutzung von erneuerbaren Energien ankurbeln
- Ausbau der (länderübergreifenden) Stromnetze
- Energieeffizienz durch Richtlinien
- Umweltschutz durch Anpassung der Richtlinien auf Erzeugerseite
- Vorausschauende Energiepolitik um den wachsenden Bedarf zu decken

2.1.5.2 New National Renewable Energy Strategy

Der SCE erklärte Anfang des Jahres 2008 gegenüber der International Energy Agency (IEA), dass die Elektrizitätserzeugung von Ägypten bis zum Jahr 2020 zu 20 % aus Erneuerbaren bestehen solle (IEA 2016b).

Zwei Drittel der zu installierenden Kapazität soll durch Investoren getätigt werden. Windkraft werde dabei 12 % ausmachen, was einer Leistung von 7.200 MW entspräche. Ein sehr ambitioniertes Vorhaben, so zumindest sieht es die International Energy Agency (IEA 2016b).

Das MOEE hat das Ziel, 20 % des Strombedarfs aus erneuerbaren Energien zu decken, mittlerweile auf das Jahr 2022 verschoben. Die ägyptischen Behörden sind optimistisch dieses Ziel dieses Mal zu erreichen (Reda 2018).

2.1.5.3 Egyptian Solar Plan

Mitte des Jahres 2012 wurde der Plan verabschiedet, bis zum Jahr 2027 die installierte Kapazität aus Sonnenkraft um 3.500 MW zu erhöhen – davon sollen 700 MW aus Photovoltaik (PV) und 2.800 MW aus Concentrated Solar Power (CSP) stammen. Zwei Drittel der Leistung sollen durch Investoren übernommen werden (IEA 2013).

2.1.5.4 ISES 2035

Die ägyptische Regierung hat mit dem Plan „ISES 2035“ (Integrated Sustainable Energy Strategy) ein Vorhaben verabschiedet, das vorsieht, dass 42 % der Erzeugungskapazität bis zum Jahr 2035 aus regenerativen Kraftwerken kommt. Ab Kapitel 3.4 wird dieser Plan genauer beschrieben.

2.2 Elektrizität

Der Energiesektor wird hauptsächlich durch staatliche Institutionen gelenkt und betrieben. Wie in den meisten Ländern erfolgt in Ägypten die Aufteilung ebenfalls in die Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung (EIA 2018).

Ausfälle der Elektrizitätsversorgung waren vor allem in den letzten Jahren ein Thema in Ägypten. Es kam zu Ausfällen bei Gaslieferungen (nicht technischer Natur, sondern finanziellen Umständen geschuldet) und damit einhergehend zu nicht an den Bedarf angepasster Erzeugung von Elektrizität. Das Übertragungsnetz, welches zurzeit jedoch massiv ausgebaut wird, trug zu dieser Misere noch dazu durch fehlende Kapazitäten negativ bei. Der politisch-staatliche Umschwung (Stichwort „Arabischer Frühling“) wurde überwunden und die Notwendigkeit, im Energiesektor einzugreifen, wurde erkannt. Der Bedarf an Energie nimmt weiterhin zu (EIA 2018).

2.2.1 Leistung und Produktion

Aus dem EEHC-Bericht 2016/2017 geht hervor, dass mit Stand 30. Juni 2017 die nachfolgend aufgezählten Kapazitäten installiert waren. Die installierte Leistung aus Windkraft betrug 867 MW, aus Wasserkraft 2.800 MW, aus Solarenergie 20 MW und aus thermischen Kraftwerken (Gas und Öl) waren 41.321 MW vorhanden. Die gesamte installierte Erzeugungleistung betrug 45.008 MW.

Die folgende Abbildung 18 zeigt die prozentuale Aufteilung dieser Kapazitäten. Wie man erkennt, sind rund 92 % der installierten Leistung thermischen Kraftwerken zuzuordnen. Nur rund 8 % der installierten Leistung kann regenerativen Erzeugungseinheiten zugeordnet werden.

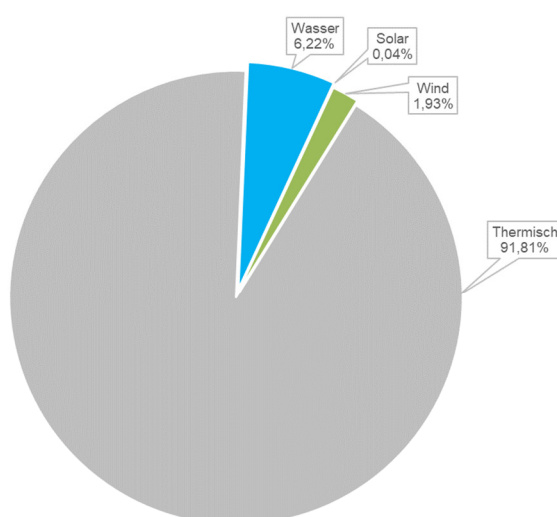


Abbildung 18: Installierte Kapazitäten verschiedener Erzeugungstechnologien in Ägypten im Jahr 2016/2017 (EEHC 2017, S. 21)

Diese Werte decken sich auch mit der PLATTS-Datenbank (2017), welche bis Ende des Jahres 2017 eine installierte Leistung von 46.124 MW voraussagt.

Die dem Stromnetz zumutbare Spitzenlast gibt das EEHC für das Jahr 2016/2017 mit 29.400 MW an. Die durchaus große Differenz zwischen installierter Leistung und Spitzenlast, nämlich 15.608 MW, ist laut EEHC auf das Alter von vielen Erzeugungseinheiten, auf unterschiedliche Typen und Qualitäten von Energieträgern (Gas und Öl) sowie auf hohe Sommertemperaturen zurückzuführen (EEHC 2017, S. 14).

Im Vergleich zu anderen Ländern (USA, Russland, Österreich, etc.), wo meist nur ein leichter Zuwachs oder sogar ein leichter Rückgang der Erzeugung festzustellen ist, ist in Ägypten die Erzeugung von Elektrizität in weit größerem Ausmaß gestiegen (BP 2018). Der EEHC-Bericht 2016/2017 gibt eine erzeugte und in das ägyptische Stromnetz gelieferte Energiemenge von 189.392 GWh an (EEHC 2016). Die folgende Abbildung 19 zeigt für die Jahre 2006 bis 2017 die erzeugten TWh in Ägypten.

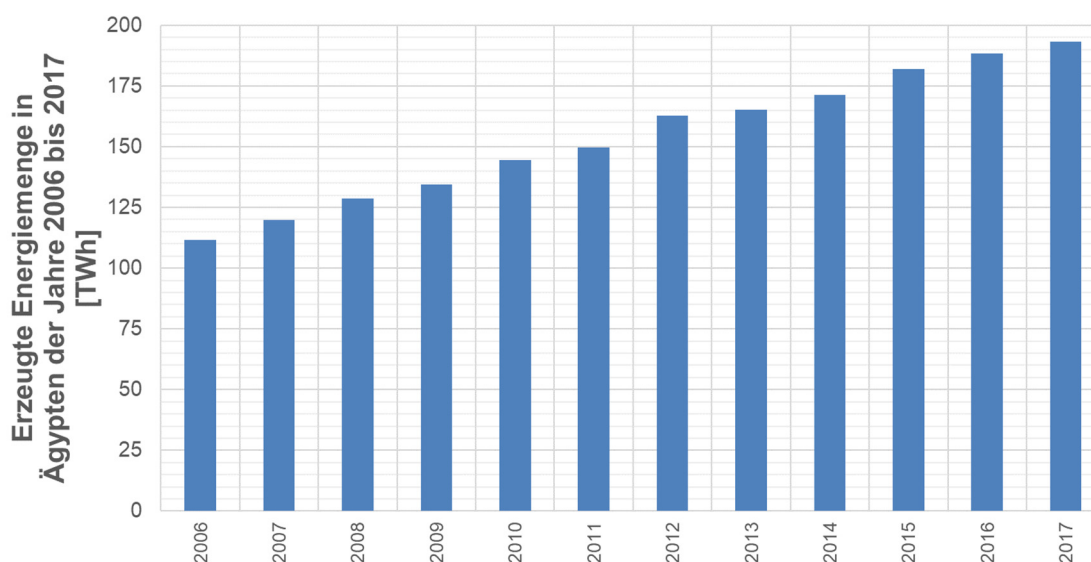


Abbildung 19: In Ägypten produzierte Elektrizität in Terawattstunden für die Jahre 2006 bis 2017 (eigene Darstellung basierend auf BP 2017 und BP 2018)

Die durchschnittliche jährliche Zuwachsrate der ägyptischen Elektrizitätserzeugung in den Jahren 2006 bis 2016 betrug 5,4 %. In Österreich gab es im gleichen Zeitraum einen Zuwachs von 0,5 %. Im europäischen Raum ist sogar ein leicht rückläufiger Trend des Zuwachses sichtbar (BP 2018).

In Abbildung 20 wird der Erzeugungsmix von Ägypten, Afrika, Europa und weltweit dargestellt.

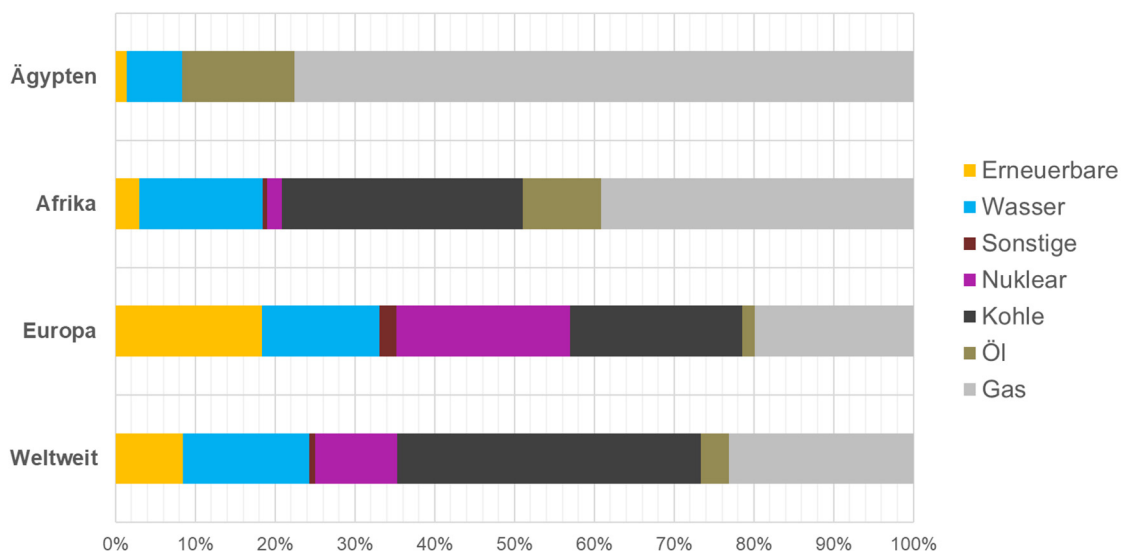


Abbildung 20: Erzeugungsmix elektrischer Energie im Vergleich (Ägypten, Afrika, Europa, Welt)
(eigene Darstellung nach BP 2018)

2.2.2 Kraftwerke

Die in Ägypten zur Stromproduktion aktuell eingesetzten Kraftwerkstechnologien werden im Folgenden vorgestellt. Kernkraftwerke und Kohlekraftwerke sind noch kein Teil des ägyptischen Kraftwerksparks. Kraftwerke auf Biomasse-Basis sind ebenfalls nicht vorhanden, theoretische Ausarbeitungen zu diesen Kraftwerken gibt es aber bereits.

2.2.2.1 Ölkraftwerke



Abbildung 21: West Assuit Ölkraftwerk (1.000 MW) (Orascom 2018)

Ägypten verfügt über zehn Ölkraftwerke. Sieben davon verarbeiten leichtes Heizöl (LFO – Light Fuel Oil), drei Kraftwerke schweres Heizöl (HFO – Heavy Fuel Oil) mit der Option, auch LFO verwerten zu können. Sechs Kraftwerksaggregate der zehn Kraftwerke gingen erst im Jahr 2016 und 2017 in Betrieb. Rund 3.290 MW an installierter Leistung sind diesen zehn Kraftwerken zuzuordnen (EEHC 2017, S. 22–23).

Im Fiskaljahr 2016/2017 wurden rund 7.300 Kilotonnen schweres Heizöl und rund 600 Kilotonnen leichtes Heizöl verwertet (EEHC 2017, S. 32).

Zum Bau oder einem Ausbau von Ölkraftwerken in Ägypten wurden keine Informationen gefunden. Auch der PLATTS-Datenbank (2017) konnte keine Information diesbezüglich entnommen werden.

2.2.2.2 Gaskraftwerke

Im EEHC-Bericht 2016/2017 sind gesamt 52 erdgasverarbeitende Kraftwerke zu zählen. Sechs Kraftwerke davon können nur mit Erdgas betrieben werden. HFO als zweites Betriebsmittel werden von 16, LFO von 22 Kraftwerken akzeptiert. Drei Kraftwerke können sowohl HFO als auch LFO verarbeiten. Die primär mit Erdgas betriebenen Kraftwerke machen zusammen eine installierte Kapazität von rund 38.152 MW aus (EEHC 2017, S. 22–23). Im Fiskaljahr 2016/2017 wurden 33.640 Millionen Kubikmeter Erdgas verwertet (EEHC 2017, S. 32).

Erwähnenswert ist der in Rekordzeit fertigstellte Bau von drei neuen Gas- und Dampfkraftwerken (Beni Suef, Burullus und New Capital) mit je 4.800 MW, welche am 24. Juli 2018 feierlich in Betrieb gingen. Die Kraftwerke wurden in rund 28 Monaten fertiggestellt (Encz 2018). Eines der drei Kraftwerke ist in Abbildung 22 zu sehen.



Abbildung 22: GuD-Kraftwerk Beni Suef (4.800 MW) (MEC 2014)

Die PLATTS-Datenbank (2017), die EEHC-Berichte und diverse andere Quellen zeugen vom Bau von neuen GuD-Kraftwerken. Das Szenario ISES 2035 sieht vor, dass der Höchststand installierter Leistung, nämlich 55.900 MW, aus Gaskraftwerken im Fiskaljahr 2019/2020 erreicht sein wird (siehe Abbildung 57). Dies würde bedeuten, dass weitere rund 17.750 MW bis Ende des Jahres 2020 zu installieren wären.

2.2.2.3 Kohlekraftwerke

Kohlekraftwerke gibt es in Ägypten laut aktuellem Stand nicht. Das erste Kohlekraftwerk Ägyptens „Ayoun Moussa Nowais“ mit 1.320 MW soll laut PLATTS-Datenbank (2017) im Jahr 2024, und das Kohlekraftwerk „Hamrawein Safaga“ mit 3.960 MW (mehrere Ausbaustufen) ab 2024 bis spätestens 2026 in das Netz einspeisen.

Weltweit sind etwa 1.600 neue Kohlekraftwerke geplant. Ausländische Investoren wie Shanghai Electric, ACWA Power und Orascom planen insbesondere den Ausbau von Kohlekraftwerken in Ägypten (EPO 2017). Diese bereits vorhandenen Pläne sehen dort einen Zubau von 17.240 MW voraus (urgewald e.V. 2017). Wo genau Kohlekraftwerke gebaut werden oder es zu einem Ausbau kommen soll, konnte nicht eruiert werden.

Das analysierte Szenario ISES 2035 (siehe Kapitel 3.4) sieht vor, dass binnen der nächsten 16 Jahre eine Leistung von 23.200 MW aus Kohlekraft installiert wird (IRENA 2018, S. 34). Zusammen mit der Information, dass bereits Pläne für mehr als 17.000 MW aus Kohlekraft vorhanden sind, und der Information aus dem ISES-Szenario, lässt dies den Schluss zu, dass Ägypten den Bau von Kohlekraftwerken sehr ernst nimmt und dass das ISES-Szenario, zumindest hinsichtlich Kohlekraft, auf einer evidenten Basis beruht.

2.2.2.4 Wasserkraftwerke

Dem trockenen Klima und vor allem den limitierten Wasserressourcen geschuldet, ist die Erzeugung von Strom aus Wasserkraft in Nord-Afrika generell kaum möglich (United Nations 2016, S. 14).

Der EEHC zufolge sind 2.800 MW aus insgesamt fünf Wasserkraftanlagen (High Dam, Aswan Dam I+II, Esna Dam und Nag Hammadi) im Fiskaljahr 2016/2017 installiert.



Abbildung 23: „Aswan High Dam“ (links) (Water-Technology.net 2018) und historische Ansicht des „Aswan Low Dam“ aus dem Jahr 1902 (rechts) (Flickr 2011)

Mit dem Bau des Assuan-Staudamms (englisch „Aswan High Dam“) wurde im Jahr 1960 begonnen. Feierlich in Betrieb genommen wurde der Staudamm im Jänner 1971. Die Abbildung 23 (links) zeigt den Damm zur heutigen Zeit. Durch die 111 Meter hohe Staumauer wurde der Nil 320 Kilometer in Ägypten und 160 Kilometer im angrenzenden Sudan aufgestaut. Der historisch bekannte Tempelkomplex „Abu Simbel“ wurde kostenaufwendig verlegt, da das aufgestaute Wasser diesen überflutet hätte. Rund

90.000 Menschen wurden umgesiedelt. Im Jahr 1902 wurde Ägyptens erster Staudamm „Aswan Low Dam“ fertiggestellt. Nicht die Erzeugung von Elektrizität war das Ziel dieses Damms, sondern das jährliche Nil-Hochwasser in den Griff zu bekommen sowie eine geführte Kanalbewässerung der Felder zu ermöglichen. Die Abbildung 23 (rechts) zeigt eine historische Aufnahme des Damms aus dem Jahr 1902.

Aktuell sind 6,8 MW aus vier Kleinwasserkraftanlagen (Small Nag Hammadi, El Lahun, El Faiyum, El Azab) installiert, das mögliche Potential liegt bei 52 MW. In Planung befinden sich drei weitere Anlagen mit 5,5 MW und zweimal je 0,55 MW. Eine leistungsmäßige Definition von Kleinwasserkraft ist in Ägypten nicht vorhanden, wird jedoch laut United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) mit weniger als 10 MW für Ägypten angewandt (United Nations 2016, S. 135). Die Kraftwerke und deren Leistungen sind in den EEHC-Berichten nicht aufgeführt.

Das Hydropotential von Ägypten soll zu 85 % bereits ausgenutzt sein. Die ägyptische Regierung legt laut UNIDO jedoch kein besonders großes Augenmerk auf das noch vorhandene Potential (United Nations 2016, S. 136).

Das technisch realisierbare Potential zur Stromerzeugung aus Wasserkraft in Ägypten soll laut Vilanova (2018) bei 50.000 GWh pro Jahr liegen, jedoch stark von den aktuellen Gegebenheiten wie Wasserzufluss und Wasserstand des Nils abhängen.

Ein neues Kraftwerk, der „Assiut New Dam“ mit einer Leistung von 32 MW, soll Anfang des Jahres 2018 bereits in das Netz einspeisen (EEHC 2017, S. 31).

Im Jahr 2024 soll das „Ataka Pumpspeicherkraftwerk“ mit 2.400 MW in Betrieb gehen (Ingram 2018) und Ägypten zum ersten Land im Nahen Osten mit einem Pumpspeicherkraftwerk (PSKW) machen. Es sollen sechs Aggregate (Turbine-Pumpe) mit je 400 MW verbaut werden, wobei jede Turbine an eine eigene Hochdruckleitung angeschlossen sein wird (EMC Kerala 2018). Das obere Wasserreservoir soll eine Kapazität von 9 Millionen Kubikmeter haben und auf einer Höhe von 850 Metern über Meer liegen. Das untere Reservoir wird über sechs Druckleitungen (3,6 Meter Innendurchmesser) mit je 1.450 Metern Länge verbunden. Die Turbinen sind für einen Durchfluss von maximal 53 Kubikmeter pro Sekunde ausgelegt, das macht zusammen 318 m³/s. Die effektive Fallhöhe wird mit 600 Metern angegeben (Abdellatif et al. 2018). Die Gesamtkosten sollen sich auf 2,6 Milliarden US-Dollar belaufen, wobei die Finanzierung durch die „Export-Import Bank of China“ geschieht (GTAI 2018).

2.2.2.5 Kernkraftwerke

Ein Versuchsreaktor aus dem Jahr 1961 mit 2 MW thermischer Leistung ist nicht mehr betriebsfähig. Ein neuerer Versuchsreaktor mit 22 MW thermischer Leistung ist seit dem Jahr 1997 in Betrieb (World Nuclear Association 2017).

Zwar wurden schon mehrfach Pläne für Kernkraftwerke entwickelt, und das schon seit den 1960er-Jahren, aber immer wieder verworfen. Zuerst fehlten finanzielle Mittel und Investoren, dann unterbrach im Jahr 1986 der Chernobyl-Reaktorunfall die bereits geplanten Vorhaben. Ab dem Jahr 1999 wurden wieder Anstrengungen zur Errichtung von Atomkraft in Ägypten gemacht, welche jedoch bis ins Jahr 2011 – durch die

politische Instabilität des Landes – nicht konkret umgesetzt wurden. Ab dem Jahr 2013 wurden die Vorhaben wieder auf die Agenda gesetzt und konsequent umgesetzt (World Nuclear Association 2017).

Ende Juni 2018 gaben die ägyptischen Behörden bekannt, dass spätestens ab dem Jahr 2021 mit dem Bau des bereits seit 2015 geplanten Kernkraftwerks „El Dabaa“ begonnen werden soll. Das an der Mittelmeerküste, etwa 300 km Luftlinie westlich von Kairo Stadt befindliche Kernkraftwerk wird dann ab dem Jahr 2026 erstmals in das Netz einspeisen (Davison und Atallah 2018). Die Kosten für das Kraftwerk, welches dem aktuellen Stand der Technik entsprechen wird, werden 30 Milliarden US-Dollar betragen (Farag 2017).

Es werden vier Reaktoren mit je 1.190 MW elektrischer Leistung verbaut. Das Kraftwerk wird zusätzlich zur Meerwasserentsalzung eingesetzt werden, wobei sich die Leistung dann auf je 1.050 MW reduziert. In einem auf zwei Jahre angesetzten Projekt, welches seit 2016 laufen soll, wird ein möglicher Standort für ein weiteres Kernkraftwerk gesucht. Dieses könnte sich etwa 200 km Luftlinie östlich von Kairo am Mittelmeer befinden (World Nuclear Association 2017).

2.2.2.6 Windkraftwerke

Dem EEHC-Bericht 2016/2017 nach, sind 747 MW aus Windkraft in Ägypten installiert. Am Standort „Zafarana“ sind 547 MW und am Standort „Gabal El-Zeit“ 200 MW installiert (EEHC 2017, S. 21–23).

Ägypten ist eines der windreichsten Länder der Welt. Durch den Windreichtum, vor allem an den Küstenregionen im Golf von Suez, wo Windgeschwindigkeiten von 8 bis 10 m/s erreicht werden, könnte Ägypten eine weltweite Vorreiterrolle einnehmen. Die flächenmäßig schier riesigen Regionen, welche für Windausbau geeignet sind, befinden sich zudem meist in abgelegenen, nicht besiedeltem Wüstenland. Aber auch Regionen, wo Windgeschwindigkeiten von 7 bis 8 m/s erreicht werden, etwa im westlichen und östlichen Niltal, sind laut EEHC (2017) für den Ausbau prädestiniert.



Abbildung 24: Gabal El-Zeit Windpaark (links) (Egypt Today 2018c); Zafarana Windpark (rechts) (Flickr 2008)

Die Abbildung 25 zeigt eine Karte von Ägypten mit den dort vorherrschenden (berechneten) Windgeschwindigkeiten, gemessen in einer Höhe von 100 Metern. Deutlich zu erkennen, in der Farbe violett, sind jene Regionen mit den höchsten Windgeschwindigkeiten im Golf von Suez. Der Standort „Zafarana“ befindet sich etwas weiter nördlich dieser Region, der Standort „Gabal El-Zeit“ befindet sich genau in diesem violett eingefärbten Bereich.

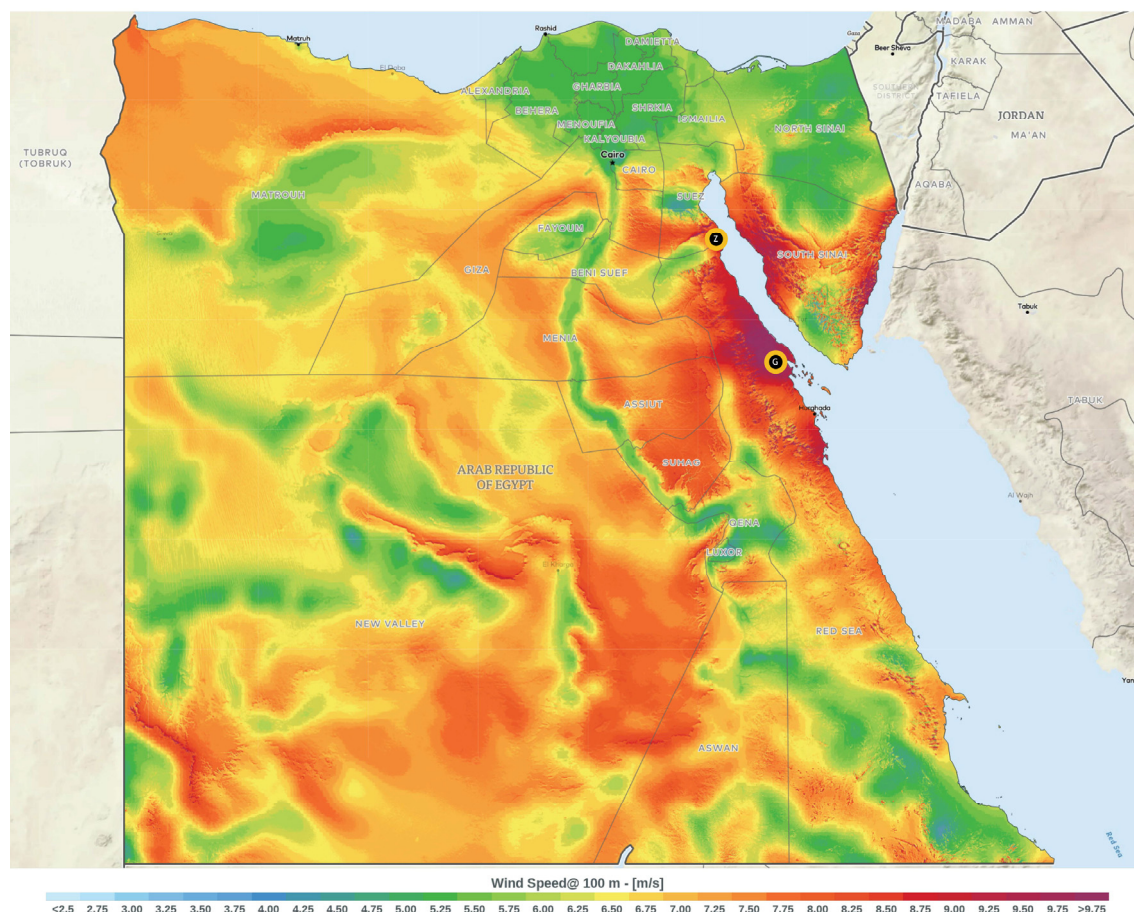


Abbildung 25: Karte von Ägypten mit Windgeschwindigkeiten. Schwarz-gelbe Punkte auf Karte zeigen die Standorte „Zafarana“ und „Gabal El-Zeit“ (Global Wind Atlas 2018)

In Abbildung 26 ist auf der rechten Seite eine Reliefkarte von Ägypten zu sehen. Auf der linken Seite eine Windkarte (numerisch berechnet anhand von Messungen je 50 m über Grund). Auf der Windkarte gibt die Farbe dunkelblau Windgeschwindigkeiten von 4-5 m/s wieder, hellblau 5-6 m/s, grün 6-7 m/s, gelb 7-8 m/s, rot 8-9 m/s, und violett 9-10 m/s (Mortensen, Niels G. et. al. 2006).

Die Karte in Abbildung 26 ist zwar nicht so detailliert wie jene aus Abbildung 25, hebt aber umso deutlicher den Unterschied zwischen Regionen unterschiedlicher Windgeschwindigkeiten hervor. Wie man erkennt, sind am Golf von Suez (Zafarana, Ras Gharib bis nach Hurghada) die besten Standorte für Windkraftanlagen hinsichtlich der Windstärke. Auch die Gebiete „westliches und östliches Niltal“ sind hier gut auszumachen. Die Reliefkarte auf der rechten Seite der Abbildung verhilft der Windkarte noch mehr an Ausdruck zu gewinnen. Hier wird deutlich, dass Ägypten von Gebirgserhebungen und Bergkämmen teils durchzogen ist, und die dadurch hervorgerufene Thermik ihren Teil zu einer der windreichsten Regionen beiträgt.

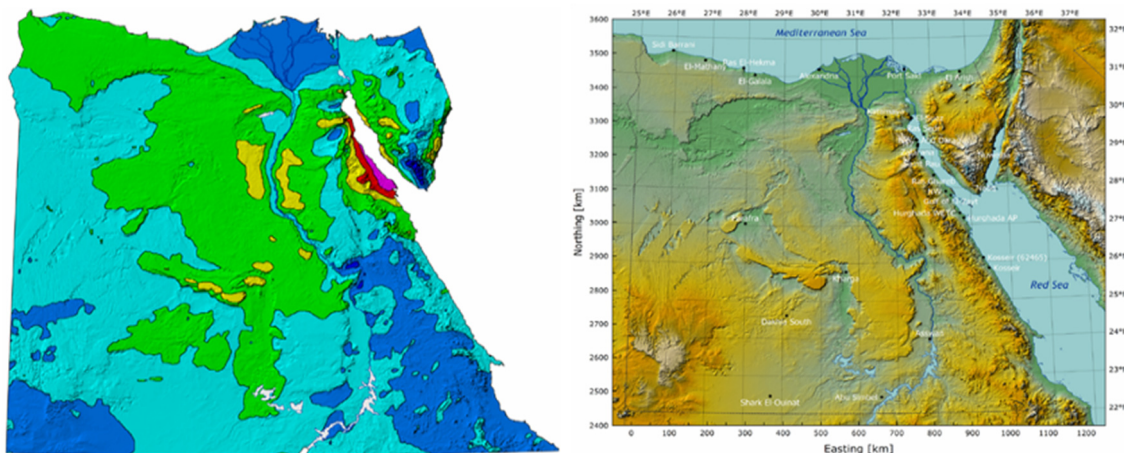


Abbildung 26: Karte von Ägypten mit Windgeschwindigkeiten (links) und Reliefkarte von Ägypten (rechts) (Mortensen, Niels G. et. al. 2006)

Bis zum Jahr 2022 will Ägypten 7.200 MW an Windkraftleistung installiert haben. So sieht es der Plan vor, der darauf abzielt, dass 22 % der installierten Leistung aus erneuerbaren Quellen stammen soll. Der Ausbau von Wind- sowie Solarenergie wird größtenteils (ausländischen) Investoren überlassen, mit welchen dann auf einem BOO-Schema (Build Own Operate) basierend, gestaffelte Einspeisetarife festgelegt werden. Dem aktuellen EEHC-Bericht ist zu entnehmen, dass 1.070 MW aus Windkraftanlagen bereits durch konkrete Projekte umgesetzt werden sollen. Eine genaue Zeitangabe der Fertigstellung ist jedoch nicht angegeben (EEHC 2017, S. 50).

Mohina (2017) folgend, sind Erzeugungskapazitäten bis 30.000 MW möglich. Das Szenario ISES 2035 (siehe Kapitel 3.4) sieht den Ausbau von Windkraft auf 20.600 MW vor.

2.2.2.7 Solarenergie

Die Globalstrahlung, definiert als die Summe der direkten und indirekten Strahlung der Sonne auf eine ebene Fläche, beträgt im Norden von Ägypten hohe 1.900 bis 2.600 kWh/m² und im südlichen Landesteil sogar bis zu 3.200 kWh/m² (Croker 2013).

Die nachfolgende Abbildung 27 zeigt die in Ägypten vorherrschende solare Globalstrahlung in kWh/m². Die Daten beruhen auf durchschnittlichen täglichen und jährlichen Werten, welche in über zwei Jahrzehnten gewonnen wurden (Global Solar Atlas 2018).

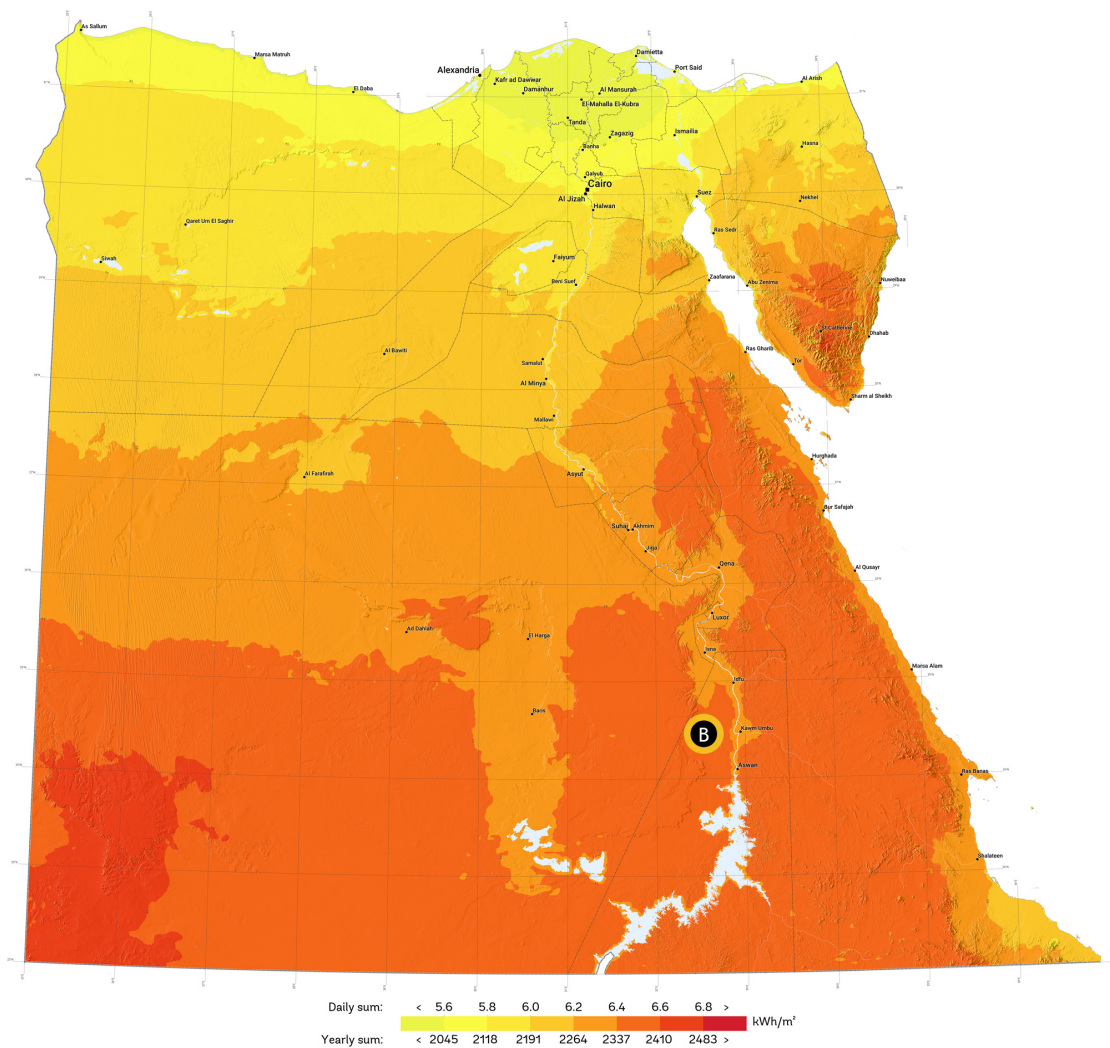


Abbildung 27: Karte von Ägypten mit global solarer Einstrahlung. Schwarz-gelber Punkt auf Karte zeigt den Standort „Benban“ (Global Solar Atlas 2018)

Wie man in obiger Abbildung 27 sieht, ist die Strahlung entlang der Mittelmeerküste noch am geringsten. Im Süden der Sinai-Halbinsel und auch in der Windregion um „Gabal El-Zeit“ nimmt die Strahlung bereits höhere Werte an. Ab etwa dem 25. Breitengrad werden die höchsten Werte erreicht.

Das von Mohina (2017) angegebene Potential für Solarthermie und Photovoltaik beträgt mehr als 50.000 MW. Der ägyptische Wind- und Solaratlas gibt für das östliche und westliche Niltal sogar ein Potential von 31.150 MW für Wind-, und 52.300 MW für Solarenergie an (export.gov 2018).

Der Solarpark „Benban“ (siehe Abbildung 28) liegt etwa 650 Kilometer südlich der Stadt Kairo und erschließt sich über eine Fläche von 37 Quadratkilometer, welche wiederum in 41 Parzellen unterteilt ist. Die einzelnen Flächen des Parks, zwischen 0,3 und 1 Quadratkilometer groß, werden an Investoren vergeben, welche dann über 25 Jahre die entsprechenden Einspeisetarife erhalten. Jeder Investor plant, baut und betreibt seine Anlage selbst (EcoConServ 2016, S. 2).

Im März 2018 wurden 186 MW der ersten Module, welche sich automatisch der Sonne nach ausrichten, fertiggestellt. Der Solarpark soll auf eine Leistung von 2.000 MW anwachsen (AllAfrica 2018). Die Investitionskosten für die genannten 186 MW sollen 180 Millionen US-Dollar betragen (AllAfrica 2018). Demnach würde 1 MW rund 1 Million US-Dollar kosten. Die Gesamtkosten werden auf 3,5 bis 4 Milliarden US-Dollar geschätzt (EcoConServ 2016, S. 2).

Der Standort „Benban“, benannt nach der nahegelegenen Ortschaft, gilt zurzeit als weltgrößter Solarpark. Ab Mitte des Jahres 2019 soll bereits eine Leistung zwischen 1.600 und 2.000 MW einspeisebereit sein (Reda 2018).



Abbildung 28: Solarpark Benban. Sich selbst justierende Kollektoren (links) (Ossenbrink 2018) und Luftaufnahme des entstehenden Solarparks (rechts) (Egypt Today 2018a)

Vier neue Transformatoren werden die Leistung in das 220 kV-Netz einspeisen. Es wird angedacht, zu einem späteren Zeitpunkt eine Verbindung zum 500 kV-Netz herzustellen (EcoConServ 2016, S. 2). Nach Fertigstellung des Solarparks werden geschätzte 4.000 neue Arbeitsplätze entstanden sein, mit der Hoffnung viele Personen aus dieser eher ärmlichen Region auf den Arbeitsmarkt zu führen – so zumindest verlautbart es die in Ägypten für erneuerbare Energie zuständige Behörde „New and Renewable Energy Authority (NREA)“ (Reda 2018).

Der aktuelle EEHC-Bericht 2016/2017 gibt an, dass aktuell 20 MW aus Solarenergie in Ägypten installiert sind – gemeint ist die CSP-Anlage in El Kureimat, welche bereits seit dem Jahr 2011 in Betrieb ist (EEHC 2017, S. 27).

Anfang Oktober 2018 dürften jedoch nur 64,1 MW aus dem Benban-Solarpark bereits in das Netz einspeisen. Bis Juni des Jahres 2019 soll der Park – so von der ägyptischen Regierung als Deadline gesetzt – seine Kapazität von 1,8 GW bereitstellen können (Bellini 2018).

Dem EEHC-Bericht ist außerdem zu entnehmen, dass weitere Solarprojekte mit einer Kapazität von 500 MW bereits projektiert sind (EEHC 2017, S. 51). In Kom Ombo etwa, östlich des Solarparks Benban gelegen, sollen 200 MW an Solarleistung errichtet werden. Angebote von Investoren werden seit März 2018 entgegengenommen. Der Auftrag wird an einen einzelnen Anbieter vergeben werden. Basierend auf einem BOOT-Schema (Build Own Operate Transfer) wird dem Investor über 20 Jahre lang ein gestaffelter Einspeisetarif bezahlt (Farag 2018). Dem Szenario ISES 2035 nach, sollen 31 GW aus PV und 8,1 GW aus CSP bis zum Jahr 2035 installiert werden (siehe Kapitel 3.4).

2.2.2.8 Biomasse

Aus der Verbrennung von natürlichen Rohstoffen, besser gesagt deren Reste, sind laut PLATTS-Datenbank (2017) insgesamt 67 MW an 3 verschiedenen Standorten vorhanden. In Quellen wie etwa IEA, BP oder EEHC-Berichten wird Biomasse nicht aufgezählt. Unter Umständen handelt es sich um lokale Aggregate, welche nicht an das ägyptische Stromnetz angebunden sind (IEA 2018c; BP 2018; EEHC 2017).

Potential für Biomasse würde bei der Verwertung von Reisstroh bestehen. Ägypten ist nach Nigeria der größte Reisproduzent in Afrika. Im Nil-Delta werden mehr als 99 % des ägyptischen Reises gewonnen. Geschätzte 3,1 Millionen Tonnen Reisstroh werden meist am offenen Feld verbrannt. Durch Verstromung dieser Masse könnten beinahe 2,5 GWh jährlich gewonnen werden (Abdelhadya et al. 2014).

2.2.3 Verbrauch, Preise, Subventionen und Energieeffizienz

Auf Energieverteilung an Industrie- und Haushaltskunden, Strompreise, staatliche Subventionen, Energieeinsparungen und Einspeisetarife soll in den folgenden Unterkapiteln eingegangen werden.

2.2.3.1 Energieverteilung

Die Elektrifizierungsrate Ägyptens beträgt laut den zuletzt im Jahr 2010 veröffentlichten Zahlen der ägyptischen Regierung etwa 99,6 % (United Nations 2016, S. 134).

Im Fiskaljahr 2016/2017 wurden 182,3 TWh von der Egyptian Electricity Transmission Company (EETC) aus Erzeugungsanlagen gekauft und 174,6 TWh weiterverkauft. Etwa 14 % der verkauften Energie ging an Direktabnehmer wie etwa Industrie, Landwirtschaft, öffentliche Einrichtungen etc. Der Rest wurde an Verteilnetzbetreiber verkauft. Die Differenz zwischen gekaufter und weiterverkaufter Energie dürfte dem Eigenverbrauch und Verlusten zuzuschreiben sein (EEHC 2017, S. 45).

Von den neun Verteilnetzbetreibern wurden 151.913 GWh gekauft und 127.070 GWh an rund 33.658.000 Kunden weiterverkauft (EEHC 2017, S. 59–61). Die Differenz zwischen gekaufter und weiterverkaufter Energie dürfte auch hier wieder dem Eigenverbrauch und den Verlusten, die im Verteilnetz wesentlich höher sind, zuzuschreiben sein. Rund 86 % der Stromkunden sind dem privaten Sektor, also Haushalten, zuzuordnen. Etwa 11 % der Stromabnehmer sind gewerbliche Kunden. Der Rest teilt sich auf in Industrie, Landwirtschaft, öffentliche Einrichtungen, Beleuchtung, etc. Die privaten Haushalte nahmen 64.125 GWh ab, was rund 51 % der von den Verteilnetzbetreibern gekauften Energiemenge entspricht (EEHC 2017, S. 61).

Es errechnet sich für nicht gewerbliche Kunden für das Fiskaljahr 2016/2017 somit ein Pro-Kopf-Verbrauch von rund 2.213 kWh pro Jahr. Zum Vergleich, in Österreich beträgt der Pro-Kopf-Stromverbrauch für das Jahr 2017 rund 8.170 kWh (Statista 2018b).

2.2.3.2 Strompreise

Im Juli des Jahres 2018 kam es zu einer Erhöhung der Strompreise. Für private Haushalte wird der Strom um 26 %, für gewerbliche Abnehmer sogar um rund 42 % teurer (Ahram Online 2018).

Die Preise sind nach Verbrauch gestaffelt. Die nachfolgende Tabelle zeigt bereits umgerechnete Preise für Haushaltskunden auf Verteilnetzebene (1 EUR = 22,44 EGP; Stand 29. Oktober 2018) (Google 2018).

Energiemenge	Preis je kWh
0 bis 50 kWh	0,011 EUR
51 bis 100 kWh	0,015 EUR
101 bis 200 kWh	0,018 EUR
201 bis 350 kWh	0,034 EUR
351 bis 650 kWh	0,044 EUR
651 bis 1.000 kWh	0,066 EUR
ab 1.001 kWh	0,071 EUR

Tabelle 1: Gestaffelte Strompreise je kWh für Haushaltskunden in Ägypten gültig seit 1. Juli 2018 (EgyptERA 2018)

Energiemenge	Preis je kWh
0 bis 100 kWh	0,027 EUR
101 bis 250 kWh	0,049 EUR
251 bis 600 kWh	0,056 EUR
601 bis 1.000 kWh	0,070 EUR
ab 1.001 kWh	0,073 EUR

Tabelle 2: Gestaffelte Strompreise je kWh für Gewerbekunden in Ägypten gültig seit 1. Juli 2018 (EgyptERA 2018)

2.2.3.3 Subventionen

Die Subvention auf Flüssiggasflaschen – die Flaschen sind in sehr vielen ägyptischen Küchen fester Bestandteil – beliefen sich im Jahr 2012 auf fast 1 Milliarde Euro jährlich. Durch Knappheit entstand ein Schwarzmarkt für Gasflaschen auf welchem dann das zehnfache bezahlt werden musste (Frefel 2012).

Subventionierte Treibstoffe halfen vor allem den wohlhabenden Bevölkerungsschichten, welche auch Kraftfahrzeuge besitzen. So sollen diese Subventionen zu 93 % an das reichste Fünftel der Bevölkerung geflossen sein. Der stattliche Zuschuss zu Öl, Gas und Elektrizität betrug mehr als 50 %. Im Jahr 2010 wurden dafür rund 16 Milliarden Euro aufgewendet. Die Subventionen in mehreren Stufen zurückzunehmen und schlussendlich ganz wegfallen zu lassen wurde bereits im Jahr 2007 überlegt. Nach dem weltweiten Finanzeinbruch im Jahr 2008 war diese Idee jedoch vom Tisch (Frefel 2012).

Im Juli 2014 wurde beschlossen, die Subventionen in mehreren Stufen innerhalb einer 5-Jahresfrist auslaufen zu lassen. Der Strompreis wurde seitdem jedes Jahr erhöht (George 2017). Im Juni 2017 wurden die Preise für Benzin Oktan 80 und Diesel um 55 %, Benzin Oktan 92 um 43 % und Benzin Oktan 95 (Super) um 5,6 % erhöht. Der Preis für eine Flüssiggasflasche wurde verdoppelt – dennoch handelt es sich dabei noch immer um das am meisten subventionierte Produkt im Energiebereich (Frefel 2012).

Die Subventionen werden für das Jahr 2018 nicht ausgesetzt, sollen aber dann bis 2021 jährlich reduziert werden. Zurzeit sollen dies jährlich rund 3,3 Milliarden Euro sein (Reda 2018).

2.2.3.4 Energieeinsparungen

Häufige Stromausfälle, insbesondere an heißen Sommertagen, ließen mancherorts das ägyptische Stromnetz immer wieder zusammenbrechen – Klimaanlage und Klimageräte trugen zu diesem Umstand bei. Der ägyptische Premierminister Hescham Kandil wandte sich deshalb im Jahr 2012 in einem Fernsehbeitrag an die Bevölkerung und sagte, dass Familien sich in einem Raum der Wohnung/des Hauses sammeln und nur dort Klimageräte betreiben sollen. Leichte Baumwollkleidung wurde vom Minister auch empfohlen – die ägyptische Bevölkerung sah die Empfehlungen des Ministers kritisch und äußerte Spott am Minister (Frefel 2012).

12 Millionen Stück Energiesparlampen und 13 Millionen Stück LED-Lampen wurden staatlich mit 50 % des Kaufpreises subventioniert. Des Weiteren werden gerade 3,9 Millionen Straßenlaternen mit effizienteren Leuchtmitteln ausgestattet und Energiesparlabel für Geräte sollen den Verbraucher über den Stromverbrauch informieren (Mohina 2017).

In einem Pilotprojekt werden 250.000 Smart-Meter installiert und in diversen Medienkampagnen wird versucht, das Bewusstsein der Stromkunden im Umgang mit der Ressource „Energie“ nachhaltig zu prägen (EEHC 2017, S. 15).

2.2.3.5 Einspeisetarife

Seit September 2014 gibt es in Ägypten einen Einspeisetarif für erneuerbare Energien (erste Regulierungsperiode). Die steigenden Energiepreise veranlassten dann auch größere Unternehmen und Hotels sich für die selbstständige Stromerzeugung aus Erneuerbaren zu interessieren und begannen auf neue, energiesparende Geräte umzustellen. Für ausländische Investoren sollte so auch eine Investitionsmöglichkeit in Ägypten geschaffen werden (George 2017, S. 15).

Die Einspeisetarife gelten für einen Ausbau von PV auf bis zu 2.300 MW und für den Ausbau von Windkraft auf bis zu 2.000 MW (IEA 2016a). Die Einspeisetarife für die zweite Regulierungsperiode wurden im September 2016 beschlossen (George 2017, S. 43). Die nachfolgende Tabelle 3 zeigt diese bereits umgerechneten Tarife (1 EUR = 22,44 EGP; 1 EUR = 1,14 USD; Stand 29. Oktober 2018) (Google 2018).

Anschlussleistung		Preis je kWh
0 bis 500 kWp	Privathaushalt	0,050 EUR/kWh
	Gewerbe	0,053 EUR/kWh
500 kWp bis 20 MWp		0,069 EUR/kWh
20 MWp bis 50 MWp		0,074 EUR/kWh

Tabelle 3: Einspeisetarife für Solarenergie (George 2017, S. 43–44)

In Tabelle 4 sind die Einspeisetarife der zweiten Regulierungsperiode für Windkraftanlagen gelistet. Die Währungsumrechnung erfolgte mit denselben Werten wie bei den PV-Tarifen.

Volllaststunden	Preis je kWh	Volllaststunden	Preis je kWh
2.500	0,070 EUR/kWh	3.800	0,046 EUR/kWh
2.600	0,067 EUR/kWh	3.900	0,045 EUR/kWh
2.700	0,065 EUR/kWh	4.000	0,044 EUR/kWh
2.800	0,062 EUR/kWh	4.100	0,043 EUR/kWh
2.900	0,060 EUR/kWh	4.200	0,042 EUR/kWh
3.000	0,058 EUR/kWh	4.300	0,041 EUR/kWh
3.100	0,056 EUR/kWh	4.400	0,040 EUR/kWh
3.200	0,055 EUR/kWh	4.500	0,039 EUR/kWh
3.300	0,053 EUR/kWh	4.600	0,038 EUR/kWh
3.400	0,051 EUR/kWh	4.700	0,037 EUR/kWh
3.500	0,050 EUR/kWh	4.800	0,036 EUR/kWh
3.600	0,049 EUR/kWh	4.900	0,035 EUR/kWh
3.700	0,047 EUR/kWh	5.000 und mehr	0,034 EUR/kWh

Tabelle 4: Einspeisetarife für Windenergie (George 2018, S. 41)

Investoren hofften auf eine Erhöhung der festgelegten Einspeisetarife. Das MOEE hielt jedoch an den Tarifen fest (Egypt Oil & Gas 2017).

2.2.4 Übertragung

Laut EEHC-Bericht 2016/2017 haben das 500kV-, 220kV- und 132kV-Netz eine Gesamtleitungslänge von 24.648 Kilometern und verfügen über eine Transformatorleistung von 67.239 MVA. Die Anzahl der Transformatorstationen beläuft sich hierbei auf 160, wobei dort 537 Transformatoren verbaut sind. Auf niedrigerer Spannungsebene (66 kV und 33 kV) erstreckt sich das Netz über 21.670 Kilometer. Hier werden bei 492 Transformatorstationen gesamt 1.997 Transformatoren betrieben, welche eine Gesamtleistung von 52.921 MVA besitzen (EEHC 2017, S. 43–63).

Auf Verteilnetzebene sind Leitungen und Kabel mit einer Gesamtlänge von 476.885 Kilometern vorhanden. Transformatoren zwischen der Verteilnetz- und Übertragungsnetzebene sind mit einer Anzahl von 182.831 angegeben und haben zusammen eine Leistung von 76.600 MVA (EEHC 2017, S. 59).

Die Verluste bei der Stromproduktion werden mit 3,1 %, jene der Übertragungs- und Verteilnetze mit 17,4 % angegeben – zusammen 20,5 %. Im Vergleich zu anderen Ländern scheint dieser Wert noch gering. Im Sudan werden die Gesamtverluste mit 27,4 %, im Jemen mit 44 % und im Irak sogar mit 62,3 % beziffert (AUPTDE 2017, S. 20).

2.2.4.1 Auslandsleitungen

Für Ägypten ist vor allem das Potential des afrikanischen Kontinents hinsichtlich der aus Wasserkraft zu gewinnenden Energie interessant – länderübergreifende Leitungen sollen diese Energie dann auch bis nach Ägypten bringen (Hanan 2018).

Gemeint sind besonders die Flüsse Kongo und Sambesi, welche sich im Herzen Afrikas befinden. Aber auch ägyptische Energie (besonders erneuerbare Energie) sollen so ins Innere des Kontinents gebracht werden. Durch den Bau von Übertragungsleitungen soll somit Nordafrika über die Republik Kongo mit Südafrika verbunden werden (GEIDCO 2016).

Mit den östlichen Ländern, hier vor allem mit Saudi-Arabien, soll in Zukunft ein gemeinsamer Elektrizitätsmarkt entstehen. Ägypten wird dabei eine zentrale Rolle für die Verbindung des afrikanischen mit dem asiatischen Kontinents einnehmen (Hanan 2018). Im Februar des Jahres 2017 haben 16 Länder eine Erklärung zur Gründung eines gemeinsamen arabischen Marktes für Elektrizität unterzeichnet (EEHC 2017, S. 49)

Durch das zeitversetzte Auftreten der Spitzenlast in den teilnehmenden Ländern, erhoffen sich die Marktteilnehmer Vorteile (Bungane 2018).

Die Verbindung nach Europa könnte dann durch Übertragungsleitungen über Zypern und Griechenland erfolgen. Noch ist hier wenig bekannt (Hanan 2018). Ägypten erhofft sich, die für spätere Jahre erwarteten Überschüsse an erneuerbaren Energien in diesen Ländern absetzen zu können (Bungane 2018).

2.2.4.1.1 Sudan

Geplant ist eine Verbindung mit dem Sudan mit einer Leistung von 300 MW. Die Projektvereinbarungen sollen demnächst gezeichnet und kurz darauf mit der Ausschreibung der Arbeiten begonnen werden (EI-Behary 2018).

Mit 6 Monaten Bauzeit wird gerechnet, wobei sich die Kosten auf rund 60 Millionen US-Dollar belaufen sollen. Diese Leitung soll laut EETC der erste Schritt zur Vernetzung mit dem südlichen Afrika sein (Hanan 2018).

2.2.4.1.2 Libyen

Nach Libyen besteht eine Verbindung mit 200 MW (EI-Behary 2018). Diese existiert seit dem Jahr 1998 und hat 220 kV-Spannungsniveau (Kharbat 2014, S. 13). Im Fiskaljahr 2016/2017 wurden laut dem EEHC-Bericht 104,6 GWh geliefert und 0,096 GWh bezogen (EEHC 2017, S. 46).

2.2.4.1.3 Saudi-Arabien

Im Juni 2018 wurde – nach längeren Pausen aber schon lange in Planung – der Vertrag mit Saudi-Arabien unterzeichnet, welcher eine Verbindung mit 3.000 MW realisieren wird. Die 500 kV-Leitung wird durch den Golf von Akaba im Meer verlaufen (Bungane 2018) und voraussichtlich Anfang des Jahres 2021 in Betrieb gehen (Hanan 2018). Das Unterseekabel wird eine Länge von 16 Kilometern haben (EEHC 2017, S. 48). Die Kosten werden sich auf rund 1,6 Milliarden US-Dollar belaufen (EI-Behary 2018).

Ausgangspunkt der 1.450 Kilometer langen HVDC-Leitung (High Voltage Direct Current) soll der Knoten „Bader“ sein. Zielpunkt der ägyptischen Einspeisung soll in Tabuk (Saudi-Arabien) liegen. Die Leitung wird dann weitere 900 Kilometer bis Madinah (Saudi-Arabien) verlaufen (Kharbat 2014). Der Probebetrieb (mit 1.500 MW) soll Ende des Jahres 2020 beginnen (EEHC 2017, S. 48).

2.2.4.1.4 Jordanien

Eine Verbindung mit 400 MW bis 450 MW ist vorhanden. Die Kapazität soll zukünftig höher sein (Hanan 2018). Es wird darüber nachgedacht, die Verbindung auf 3.000 MW auszubauen (Bungane 2018). Die Leitung nach Jordanien besteht seit dem Jahr 1998 und hat ein Spannungsniveau von 400 kV (Kharbat 2014, S. 13).

Im Fiskaljahr 2016/2017 wurden rund 229 GWh exportiert und rund 65 GWh importiert (EEHC 2017, S. 46). Die Energiemenge ist wenig in Relation zu den Errichtungskosten (Kharbat 2014, S. 14).

2.2.4.1.5 Zypern und Griechenland

Ägypten ist mit den beiden Ländern, Zypern und Griechenland, bereits in Gesprächen zur Übertragung von Elektrizität (Hanan 2018).

Im Juni 2018 wurde eine Machbarkeitsstudie in Auftrag gegeben. Ausgehend vom Standort „West Damietta“ soll ein Unterseekabel verlegt werden (EI-Behary 2018).

3 Elektrizitätswirtschaftliche Simulation und Analyse

Dieses Kapitel gliedert sich in vier Abschnitte. Das zur Durchführung der Simulation verwendete Modell ATLANTIS wird in kurzen Zügen beschrieben. Danach werden die zur Modellerstellung grundsätzlich angenommenen Parameter, Vorgehensweisen und Besonderheiten beleuchtet. Es folgt eine Beschreibung der aktuellen Ist-Situation, gefolgt von der Analyse des Szenarios ISES 2035, welches es zu untersuchen galt.

3.1 Simulationsmodell ATLANTIS

Das „ATLANTIS“ benannte Simulationsmodell des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE) der Technischen Universität Graz bildet elektrizitätswirtschaftliche und systemelektrische Gegebenheiten und Informationen in einem ganzheitlichen Modell ab. Angefangen mit Kraftwerken, Netzen, Leitungen und Transformatoren bis hin zu Verbrauchern und Endkunden von elektrischer Energie werden auch nominalwirtschaftliche Aspekte wie Unternehmensbilanzen sowie länderspezifische Daten abgebildet (IEE 2018).

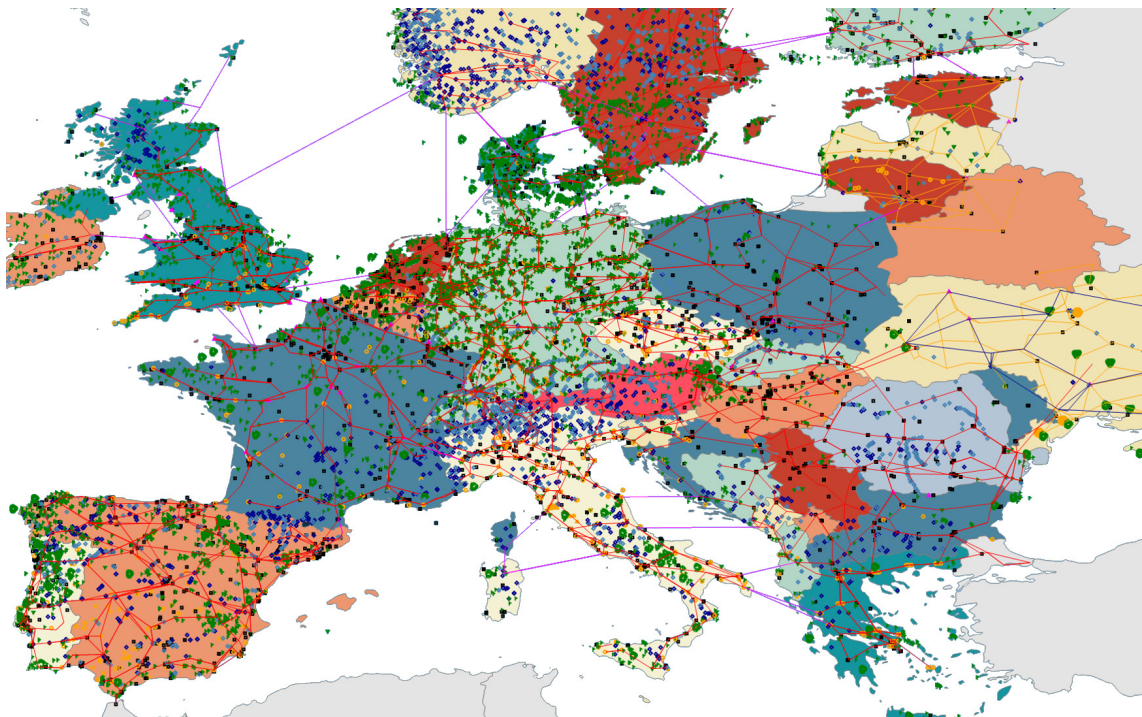


Abbildung 29: ATLANTIS Simulationsmodell –
Modellierte Knoten, Leitungen und Kraftwerke (IEE 2018)

Die in obiger Abbildung 29 dargestellte Grafik zeigt ein visualisiertes Netzbild der in ATLANTIS modellierten Länder. Neben Hochspannungsleitungen sind auch Transformatorstationen und Kraftwerke eingezeichnet.

„Seit 2002 arbeitet das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der realitätsnahen Abbildung der europäischen Elektrizitätswirtschaft in realwirtschaftlicher, nominalwirtschaftlicher und organisatorischer Dimension. Mit einem Einsatz von rund 50 Personenjahren aus den Disziplinen Energiewirtschaft, Elektrotechnik, Maschinenbau, Kraftwerkstechnik, Betriebswirtschaft, Volkswirtschaft, Operations-Research, Informatik und Recht wurde ein umfassendes Modell der europäischen Elektrizitätswirtschaft erstellt.“ (IEE 2018)

In Abbildung 30 ist der grundsätzliche Aufbau des Modells dargestellt.



Abbildung 30: Simulationsprozess in ATLANTIS (IEE 2018)

Ausgangspunkt ist eine Datenbank, welche Informationen zu Kraftwerken, Leitungen, Verbrauch, Bedarf, Unternehmen, diversen Kennwerten und Parametern sowie viele weitere Einträge enthält. Ein Szenario, welches einen definierten Verlauf gewünschter Werte wiedergibt, fließt ebenfalls in den Prozess mit ein. In der hier vorliegenden Arbeit handelt es sich um das „Szenario ISES 2035“. Dieses wird in Kapitel 3.4 beschrieben. Das Simulationsmodell startet mit einer Leistungsdeckungsrechnung, wobei die Jahreshöchstlast gedeckt werden können muss. Bei unzureichender Deckung wird an den benötigten Standorten ein virtuelles Kraftwerk errichtet und die Berechnung fortgeführt. Außerdem werden monatliche Energiedeckungsberechnungen und Lastflussberechnungen für Peak- und Off-Peak-Perioden durchgeführt. Im nächsten Schritt werden wirtschaftliche Parameter herangezogen, um etwa Aussagen über Bilanzen oder CO₂-Emissionen zu generieren. Diese Simulationsschritte werden, unter Mitberücksichtigung der Ergebnisse des bereits durchlaufenen Jahres, nun für das nächste Jahr wiederholt. Das Modell erlaubt die Simulation bis zum Jahr 2050. In der vorliegenden Arbeit ist das Jahr 2035 das Simulationsziel. Nach Beendigung der Simulation liegen zahlreiche Daten bereit, welche dann einer Auswertung durch weitere Softwaretools zugeführt werden. Je nach Anzahl der miteinander gekoppelten Länder, der gewünschten Simulationsgenauigkeit sowie des Simulationsziels (letztes Jahr der Simulation), kann die Simulation mehrere Stunden bis Tage dauern (IEE 2018).

Die Benutzeroberfläche der Software zur Darstellung des Simulationsmodells wird durch Microsoft Access und durch eine VBA-Umgebung (Visual Basic for Applications) bereitgestellt. Die Datenbank basiert auf SQL (Structured Query Language). Die mathematischen Berechnungen werden mit der Software GAMS (General Algebraic Modeling System) durchgeführt. Eine grafische Auswertung erfolgt mit der institutseigenen Software VISU (IEE 2018).

Die Einsatzmöglichkeiten zur Untersuchung, Analyse und Auswertung verschiedenster Szenarien, um wissenschaftliche fundierte Aussagen treffen zu können, wurden bereits durch mehrere Kooperationen mit diversen Unternehmen wie der Austrian Power Grid AG, der Bundesnetzagentur Deutschland oder dem Bundesamt für Energie (Schweiz) bewiesen (IEE 2018).

Ein Auszug von möglichen, durchführbaren Untersuchungen (IEE 2018):

- Entwicklung regionaler Strompreise
- Quantifizierung des volkswirtschaftlichen Nutzens von Leitungs- und Kraftwerksbauten
- Erfordernisse hinsichtlich Infrastrukturentwicklung
- Szenarioanalysen für die Integration erneuerbarer Energien
- Systemgrenzkosten erneuerbarer Energien
- Stresstests zur Simulation von Energieverknappungen
- Wirkungen von Power-Demand-Side-Management
- Vorab-Analysen von verschiedenen Regulierungen und Marktorganisationen (z.B. neue Richtlinien, CO₂-Regelungen)
- Ökonomischer Nutzen und Auswirkungen von neuen Übertragungsleitungen
- Reduktion von CO₂-Emissionen durch neue Wasserkraftprojekte
- Einfluss von EE-Erzeugungsquellen auf Börsen
- Auswirkungen von Elektromobilität und des Klimawandels auf das Elektrizitätssystem
- u.v.a.m.

3.2 Modellerstellung

Im folgenden Abschnitt wird auf einige Punkte eingegangen, welche für die Modellbildung relevant waren.

3.2.1 Datenlage zu Ägypten

Die bisher in das Simulationsmodell ATLANTIS integrierten Länder umfassten ausschließlich Länder auf dem europäischen Kontinent. Im Oktober 2018 wurden zudem die Länder Marokko und Tunesien erfolgreich in das Modell aufgenommen. Bis Anfang des Jahres 2019 werden auch Algerien und Libyen Teil des Modells sein.

Für die korrekte und detailgetreue Abbildung eines Landes bilden ebenso korrekte und detaillierte Daten die Grundlage des Modells. Für europäische Staaten stellen diverse staatliche und private Organisationen diese Daten in unterschiedlicher Qualität und Quantität (kostenfrei) zur Verfügung. Diese Daten sind neben der jeweiligen Landessprache meist auch in englischer Sprache verfügbar. Im Gegensatz dazu ist für das Land Ägypten die Datenlage eher schlecht – zumindest in einigen Belangen. Daten aus wirtschaftlichen Bereichen, wie etwa Informationen zur Entwicklung von Inflation, Wachstum diverser Sektoren, Energieverbrauch, Heizgradtagen und dergleichen sind ausreichend verfügbar. Verlässliche Daten zu Gas- und Ölpreisen, oder wirtschaftliche Daten zu Kraftwerken (Mitarbeiteranzahl, Investitionskosten, etc.) sind kaum verfügbar. Zu Leitungen des Höchst- und Hochspannungsnetzes sowie Transformatoren, Phasenschiebern oder ähnlichen Komponenten sind so gut wie keine Informationen verfügbar.

Auch wenn die benötigten Informationen zugänglich wären, stellt bereits die Suche danach aufgrund der arabischen Sprache und Schrift eine erste Hürde dar, sofern man dieser Sprache nicht mächtig ist. Oft sind Dokumente wie PDF-Dateien (etwa Jahresberichte) verlinkt, jedoch nicht abrufbar. Teilweise sind staatliche Webseiten nur in Arabisch verfügbar. Englische Versionen enthielten manchmal nicht den vollen Kontext und wurden gekürzt dargestellt. Viele Meldungen von staatlichen Institutionen werden lediglich in Zeitungen veröffentlicht – meist ebenfalls nur auf Arabisch. Zusammengefasst fehlt in Ägypten in vielen Bereichen des öffentlichen Lebens noch jene Transparenz, die wir in den meisten europäischen Ländern bereits für selbstverständlich halten.

Alles in allem gestaltete sich die Modellbildung etwas kompliziert. Es wurde aber dennoch versucht, nach bestem Wissen und Gewissen die vorhandenen Daten in das Modell einzuarbeiten und gegebenenfalls fehlende Daten mit vergleichbaren Daten aus ähnlichen Ländern zu ersetzen.

3.2.2 Kraftwerke, Knoten und Leitungen

Daten zu Kraftwerken wurden hauptsächlich aus der PLATTS-Datenbank (2017) und den jährlichen EEHC-Berichten entnommen. Die PLATTS-Datenbank (2017) enthält 743 verschiedene Einträge (je ein Eintrag pro Aggregat oder Turbine) zu den ägyptischen Kraftwerken oder Erzeugungsanlagen. Der Standort der Anlagen geht aus der Datenbank nicht hervor, wurde aber im Zuge dieser Arbeit für jede einzelne Anlage ausfindig gemacht. Zeitnahe Informationen, etwa zur Inbetriebnahme von in Bau befindlichen Kraftwerken, insofern dies die PLATTS-Datenbank (2017) nicht angab, wurden aus verlässlichen Quellen (Webseiten, Berichten und Präsentationen) entnommen.

Weiters ist zu erwähnen, dass das Simulationsmodell regenerative Kraftwerke nach Ablauf ihrer technischen Nutzungsdauer, mit einem etwas höheren Wirkungsgrad wieder in Betrieb nimmt. Konventionelle Kraftwerke (außer Atomkraftwerke) werden nach ihrer Nutzungsdauer nicht mehr berücksichtigt. Überholungsjahre, letztes Verwendungsjahr und diverse weitere Parameter konnten selbstverständlich auch manuell für die Modellbildung angepasst werden.

Entnahme- und Einspeisepunkte von elektrischer Energie oder Punkte, wo Leitungen unterschiedlicher Spannungsniveaus durch Transformatoren verbunden sind, werden Knoten genannt. Jedem Knoten wird ein Verbrauch zugewiesen – der Einfachheit halber wird dem Knoten ein gewisser Bevölkerungsanteil unterstellt. Die Höhe des landesweiten elektrischen Verbrauchs von Energie und die Höhe der Bevölkerung ist für jedes Jahr bis inklusive 2016 bekannt. Werte ab dem Jahr 2017 wurden hochgerechnet. Die Knoten im städtischen Bereich wurden höher gewichtet als die Knoten im ländlichen Bereich. Durch Bevölkerungszuwachs werden den Knoten jedes Jahr mehr Bevölkerungsanteile (mehr Verbrauch) zugewiesen, dies jedoch so, dass ein Knoten nie mehr als eine festgesetzte obere Grenze zu versorgen hat. Knoten, welche nur als Einspeisepunkte von Kraftwerken genutzt werden, haben keinen Verbrauch. Dasselbe gilt für Knoten, welche nur zum Zwecke der Verbindung zwischen zwei Spannungsniveaus bestehen.

Generell stellte die Verteilung auf die jeweiligen Knoten eine Herausforderung dar. Wie bereits erwähnt leben 95 % der Bevölkerung in einem 20 Kilometer breiten Streifen entlang der Ufer des Nils – rund 95 % der Fläche von Ägypten ist Wüste. Eine einfache Aufteilung des Verbrauchs, nämlich die Anzahl der Bevölkerung des jeweiligen „ägyptischen Governates“ auf die darin befindlichen Knoten zu verteilen, ergab oft keinen Sinn – insbesondere dann nicht, wenn sich wenig Bevölkerung auf viele Knoten verteilen würde (etwa im Toshka-Tal) oder es sich um Industriegebiete handelte. Unter Zuhilfenahme von Satellitenbildern und dem bestehenden Stromnetz wurde so abgeschätzt, auf welche Regionen und welche Knoten wieviel Verbrauch aufzuteilen ist. Für das Simulationsmodell wurden 279 Knoten auf drei Spannungsebenen modelliert.

Leitungen verbinden die Knoten miteinander und unterschiedliche Spannungsniveaus werden über Transformatoren miteinander verbunden. Die Transformatoren wurden im Modell aufgrund fehlender Informationen so ausgelegt, dass es nie zu einer vollen Auslastung kommt. Thermische Daten zu Leitungen wurden aus ähnlichen Leitungen des ATLANTIS Modells aus anderen Ländern übernommen.

Im Allgemeinen wurde das Leitungsnetz der 500 kV-, 220 kV- und 132 kV-Ebene modelliert. Das Leitungsnetz basiert auf Karten des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) und von Open Street Map (OSM). Die Leitungslängen wurden mit Hilfe der Software JOSM (Java Open Street Map Editor) relativ genau bestimmt. Waren keine Leitungen vorhanden, etwa für zukünftige oder noch in Bau befindliche Kraftwerke (etwas „El Dabaa“-Atomkraftwerk) oder Knoten (etwa „Benban 500 kV“), so wurde davon ausgegangen, dass die Leitung dem Straßenverlauf oder einer vorhandenen Niederspannungstrasse bis zum nächsten Knoten folgt (insbesondere in Wüstengebieten). In einigen Fällen, wie etwa im Ballungsraum Kairo Stadt, wurden direkte Verbindungen zwischen den Knoten modelliert und die gemessene Länge mit dem Faktor 1,2 skaliert.

3.2.3 Bruttoleistung und Nettoleistung

Bei den angegebenen Leistungen, etwa in der PLATTS-Datenbank (2017) oder in anderen Quellen, handelt es sich zumeist um Bruttoleistungen. So etwa wird die Leistung der vier Reaktoren des Atomkraftwerks „El Dabaa“ mit je 1.200 MW angegeben. Im Simulationsmodell wird jedoch mit Nettoleistungen gerechnet. Jeder Erzeugungstechnologie wird ein Multiplikator, der Eigenverbrauch und Verfügbarkeit abbildet, zugeordnet. Beim Nuklearreaktor des „El Dabaa“-Atomkraftwerks etwa, wurde der Faktor mit 0,95 festgelegt und es ergibt sich so die Bruttoleistung. Die Berechnungen, wie etwa die Lastflussberechnungen, werden mit Bruttoleistungen durchgeführt. In allen nachfolgenden Grafiken, in welchen die installierte Leistung angegeben wird, wurden die Nettoleistungen herangezogen – Vergleiche zwischen verschiedenen Erzeugungstechnologien und installierten Kapazitäten sind so leichter möglich. Die angenommenen Multiplikatoren wurden aus ähnlichen Kraftwerken der bisher in ATLANTIS bestehenden Datenbank gewonnen.

3.2.4 Netzbild im Jahr 2018

Basis für die Modellierung des Netzes war die von der ENTSO-E bereitgestellte Netzkarte, so wie sie in nachfolgender Abbildung 31 zu sehen ist.

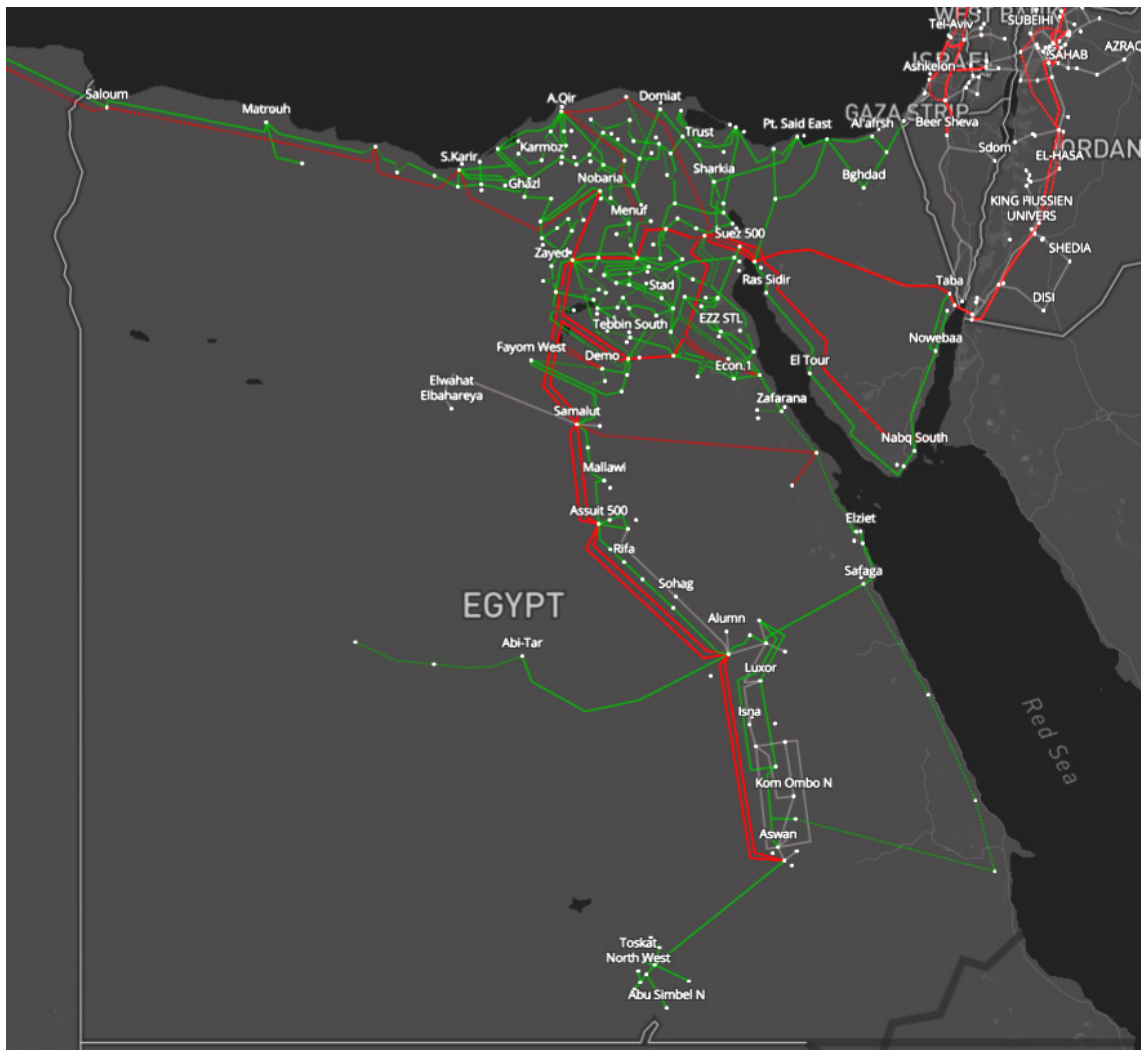


Abbildung 31: Leitungen und Knoten der ENTSO-E Karte von Ägypten mit Stand Oktober 2018. Grün 220 kV und rot 500 kV. Weisse Punkte sind Knoten. Strichlierte Linien kennzeichnen Leitungsprojekte (ENTSOE 2018).

Im Zuge dieser Arbeit wurde festgestellt, dass die Karte der ENTSO-E – zumindest für die Region Ägypten – teils unvollständig und nicht aktuell war. Leitungslängen werden in der ENTSO-E Karte nicht angegeben. Die Position mancher Knoten dürfte vermutlich idealisiert dargestellt sein, um die Karte grafisch für den Betrachter zu optimieren. Mit Hilfe der Software Java Open Street Map Editor (JOSM) wurden fehlende Leitungen ergänzt. Die ENTSO-E Karte wurde als hochauflösende Grafik in JOSM importiert, entzerrt und ausgerichtet. Die Überlagerung der Karten und die in den Open Street Map-Daten verfügbaren zusätzlichen Informationen zu Leitungen erlaubten es, ein relativ gutes Abbild der wirklichen Gegebenheiten entstehen zu lassen. In Abbildung 32 ist ein Ausschnitt dieser Überlagerung der ENTSO-E Karte mit einem Satellitenbild dargestellt. Das ägyptische Leitungsnetz, so wie es in OSM mit Stand 23. Oktober 2018 eingetragen ist, wird in Abbildung 33 gezeigt.

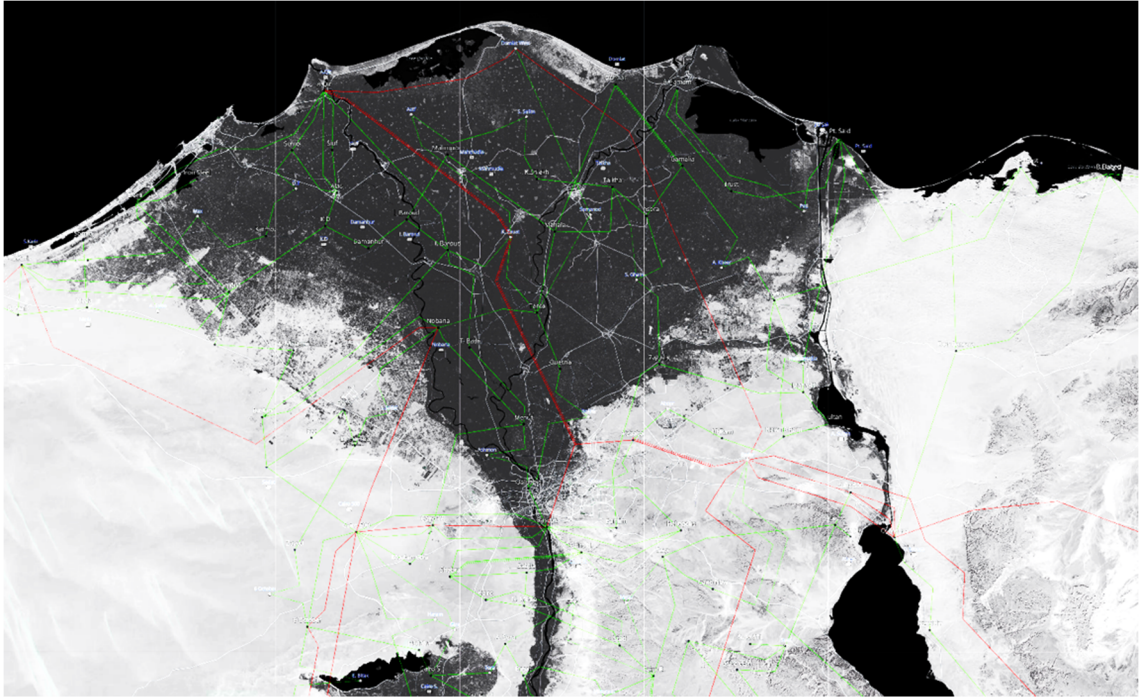


Abbildung 32: Überlagerung der ENTSO-E Karte von Oktober 2018 mit einem Satellitenbild in JOSM (ENTSOE 2018 und OSM 2018).



Abbildung 33: Ägyptisches Stromnetz (alle Spannungsebenen) im Oktober 2018 laut OSM

Durch Herausfiltern in JOSM der jeweiligen Leitungen und Kabel (132 kV, 220 kV, 500 kV) sowie einer Farbzuzuweisung ergibt sich eine etwas bessere Darstellung des ägyptischen Leitungsnetzes der OSM-Daten – zu sehen in nachfolgender Abbildung 34.



Abbildung 34: Stromnetz (132 kV-, 220 kV- und 500 kV-Netz) im Oktober 2018 laut OSM

Vergleicht man die beiden Abbildungen, die ENTSO-E (Abbildung 31) und die OSM-Karte (Abbildung 34), so bemerkt man Unterschiede im Leitungsnetz, und das bereits auf sehr niedrigem Zoomlevel.

Die Karte der ENTSO-E zeigt etwa, dass im Süden des Landes beim Knoten „Abu Simbel“ oder „Toskat North West“ das Leitungsnetz praktisch endet. Die OSM-Karte zeigt hingegen eine nach Westen verlaufende, mehr als 300 Kilometer lange Leitung bis zum Ort „Shark El Oweinat“. Auf Satellitenbildern, welche mit 2016 datiert waren, sind die dazugehörigen Leitungsmasten bereits bespannt. Besonders gut auf Satellitenbildern erkennbar sind (neue oder in Bau befindliche) 500 kV-Masten oder deren typische Beton-Fundamente. Durch Betrachten der Satellitenbilder mehrerer Anbieter über verschiedene Jahre hinweg und Nachfahren der Leitungen in JOSM konnte auch ein möglicher Ist-Zustand von in Bau befindlichen Trassen abgeschätzt werden.

Um die Detailtreue der in OSM enthaltenen Daten zu demonstrieren wird der Knoten „Nag Hammadi“ in Abbildung 35 dargestellt.

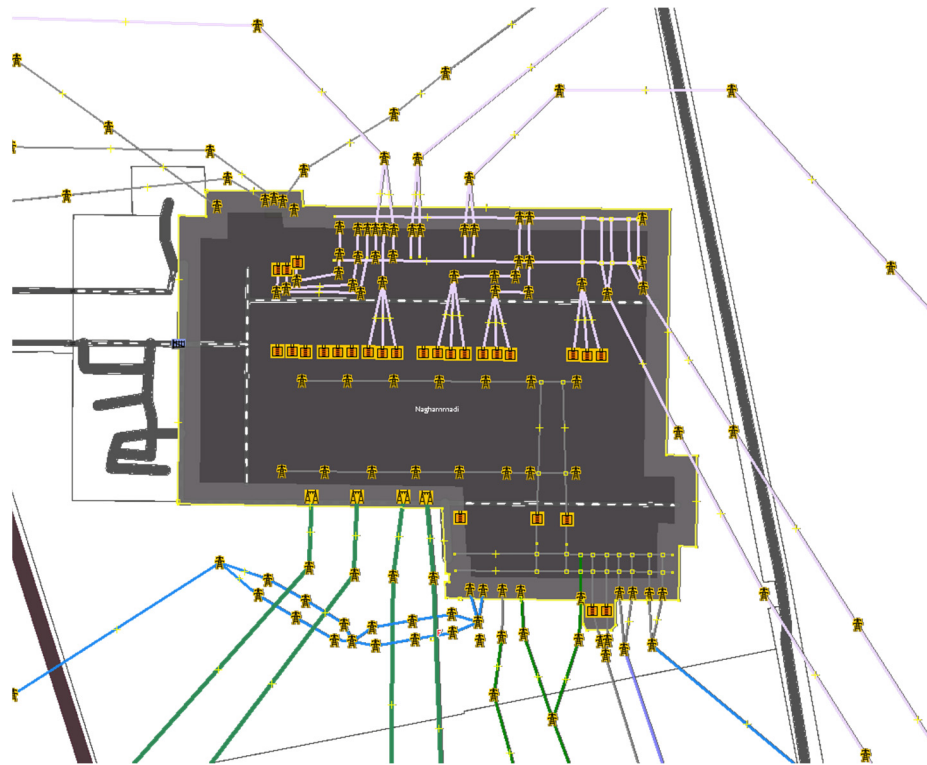


Abbildung 35: Knoten „Nag Hammadi“ laut OSM-Daten mit Stand Oktober 2018

Mit dem Softwaretool „VISU“ des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz können Knoten, Leitungen, Kraftwerke, Transformatoren und andere Komponenten auf einer Landkarte abgebildet werden.

Die nachfolgende Abbildung 36 zeigt die erwähnten Komponenten für das Jahr 2018, dargestellt mit der Software VISU. Die Abbildung 37 zeigt eine vergrößerte Darstellung des Großraums Kairo und des Nil-Deltas.

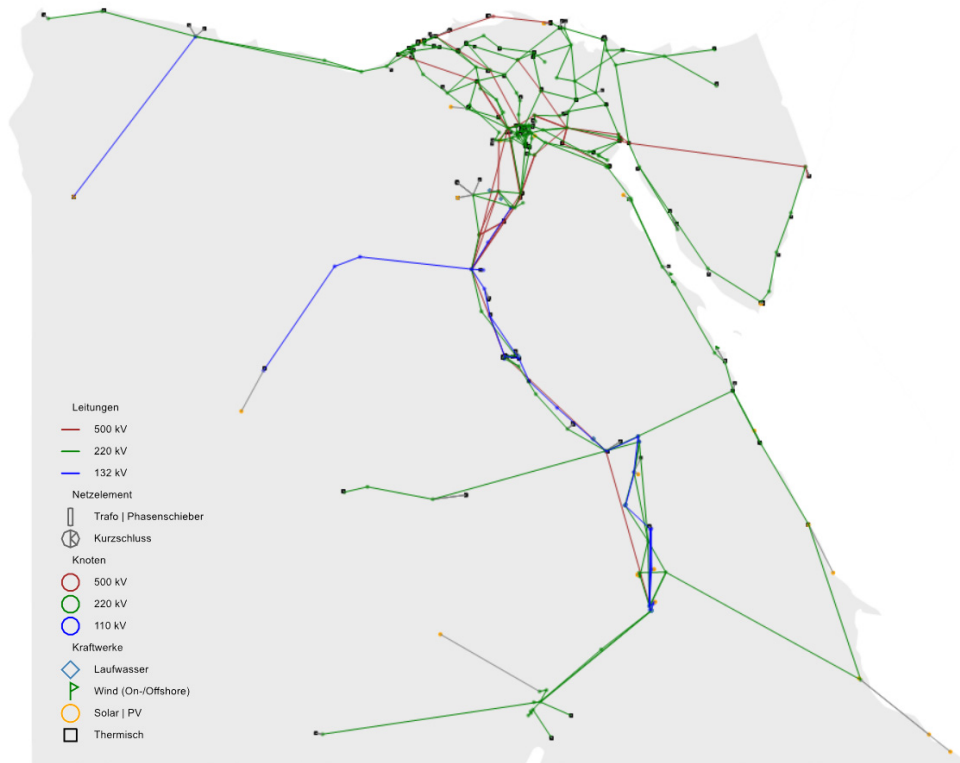


Abbildung 36: VISU – Modelliertes Leitungsnetz von Ägypten mit Knoten und Kraftwerken für das Jahr 2018

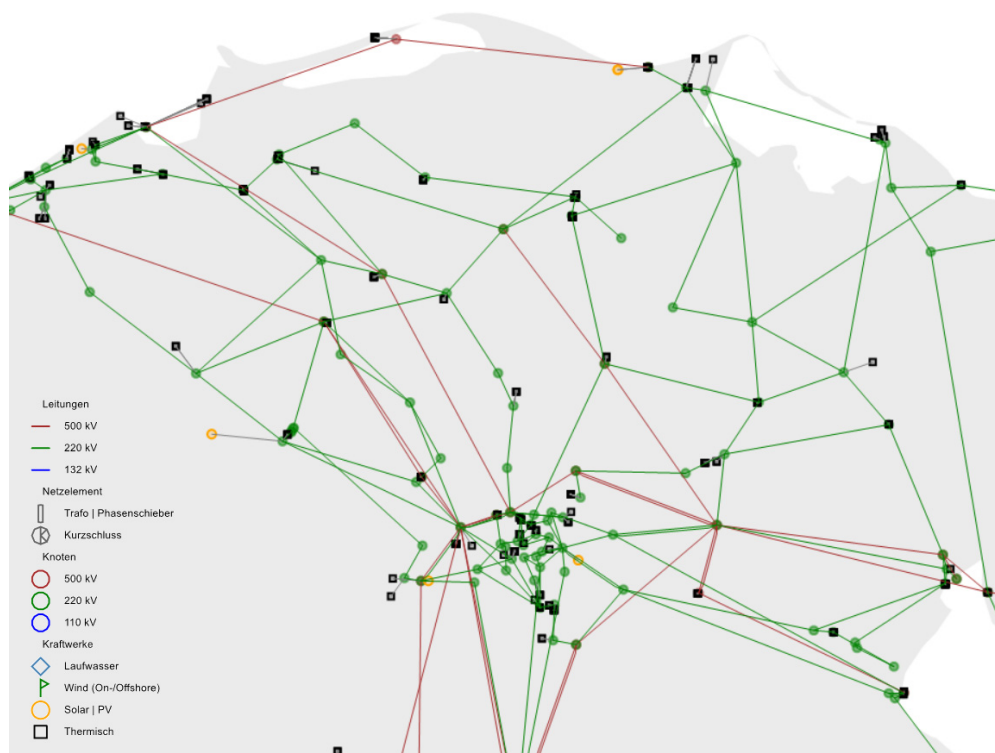


Abbildung 37: VISU – Modelliertes Leitungsnetz von Ägypten mit Knoten und Kraftwerken für das Jahr 2018 (Zoom auf nördliches Ägypten)

Das von VISU gelieferte Netzbild (Abbildung 36) wurde in JOSM mit einem Satellitenbild unterlagert – gezeigt in nachfolgender Abbildung 38. Das Nil-Delta und die besiedelten Gebiete kommen in diesem Satellitenbild gut zur Geltung. Wie man sieht, drängt sich das Leitungsnetz, so wie auch die Bevölkerung, dicht an den Verlauf des Nils. Einige wenige „Wüstenleitungen“ bilden hier jedoch die Ausnahme.

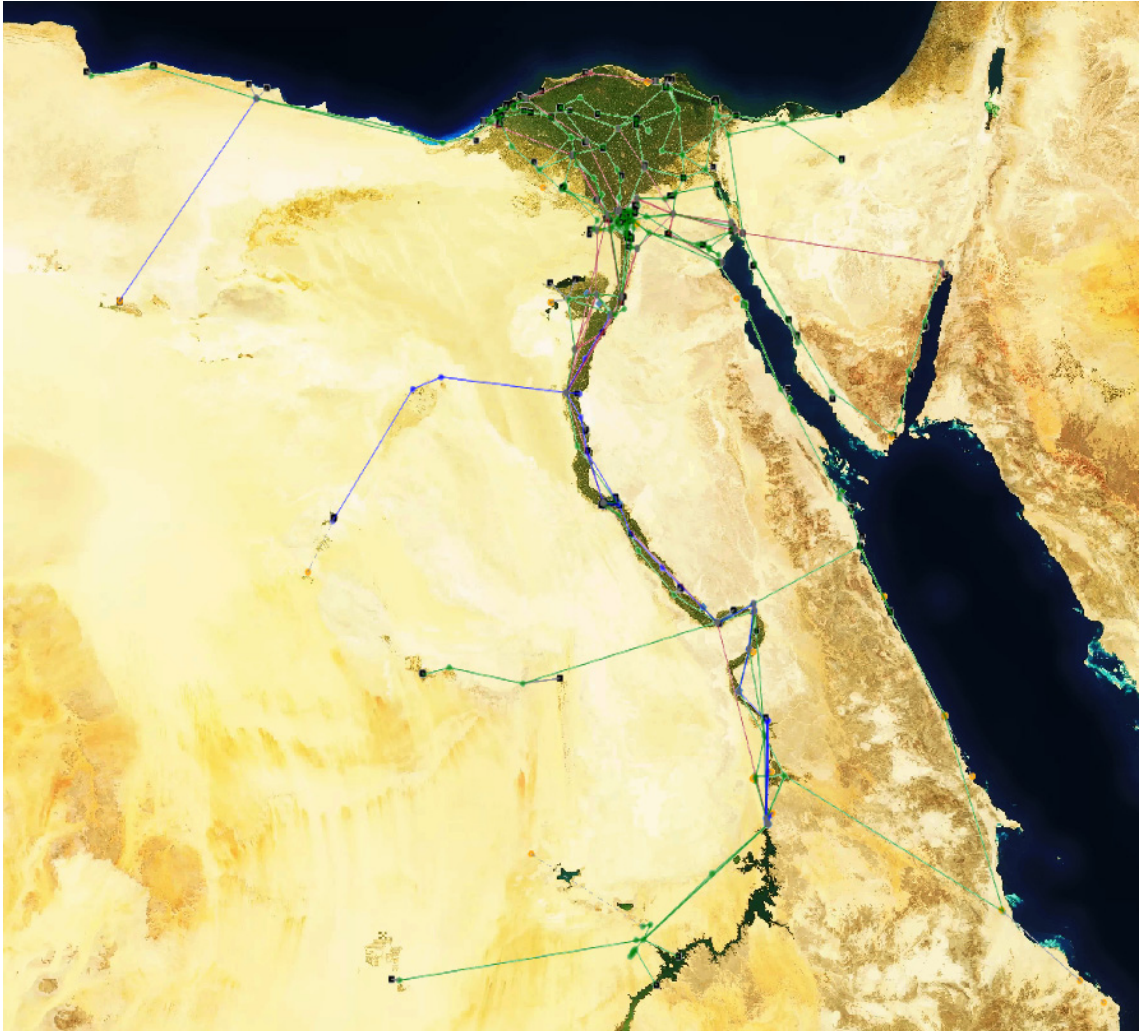


Abbildung 38: JOSM – Das VISU-Netzbild überlagert in JOSM mit einem Satellitenbild Ägyptens

3.2.5 Modellierung des Netzes bis zum Jahr 2035

Konkrete Angaben zu Leitungsprojekten (exakter Anfangs- und Endpunkt; Längen) und den Ausbau von Transformatorstationen (exakter Standort; Leistungsangaben) sind nur sehr spärlich verfügbar. Projekte werden durch das MOEE oder andere öffentliche Institutionen oft über ägyptische Nachrichtenagenturen veröffentlicht. Der Informationsgehalt hinsichtlich Leitungen und Knoten ist dementsprechend gering. Andere (verlässliche) Quellen mit notwendigen Informationen wurden so gut wie gar nicht gefunden – womöglich sind diese Informationen jedoch in arabischer Sprache verfügbar.

In einem von der Siemens AG veröffentlichten Dokument befindet sich ein Netzbild von Ägypten. Dieses Bild stammt ursprünglich von MOEE und EETC und zeigt ein mögliches Zukunftsbild der ägyptischen Übertragungsleitungen auf 500 kV- und 220 kV-Ebene für das Jahr 2025 (Siemens AG 2017).

Dieses Bild wurde für das Simulationsmodell zur Modellierung der Leitungen und Knoten für zukünftige Jahre herangezogen. Das Bild hat eine Auflösung von 845 mal 766 Pixel – etwas wenig für eine detaillierte Nachbildung.

Auf Nachfrage bei der Siemens AG, ob das Bild womöglich in höherer Auflösung zur Verfügung gestellt werden kann, wurde mitgeteilt, dass dies aus bildrechtlichen Gründen seitens Siemens leider nicht möglich ist (Dirksen 2018).

Das Netzbild aus Abbildung 39 zeigt etwa, wie das Atomkraftwerk „El Dabaa“ an das 500 kV-Netz angebunden sein könnte, oder wie die Leitungen des 500 kV-Netzes am rechten Nil-Ufer geführt werden. Auch die Anbindung des in Bau befindlichen Kohlekraftwerks „Hamrawein“ ist zu erkennen. Auf 220 kV-Ebene sind ebenfalls neue Verbindungen zu erkennen – etwa eine rund 360 Kilometer lange Wüstenleitung zwischen „Shark El Oweinat“ und der Region „Kharga“. Nicht nur neue Leitungen, sondern auch neue Knoten konnten mit Hilfe dieses Bildes gefunden werden. Auch wenn die Auflösung des Bildes sehr gering ist, konnten daraus wertvolle Informationen für das später analysierte Szenario ISES 2035 gewonnen werden. So konnten neue Leitungen und Knoten unter Zuhilfenahme dieser Information nachgebildet werden.

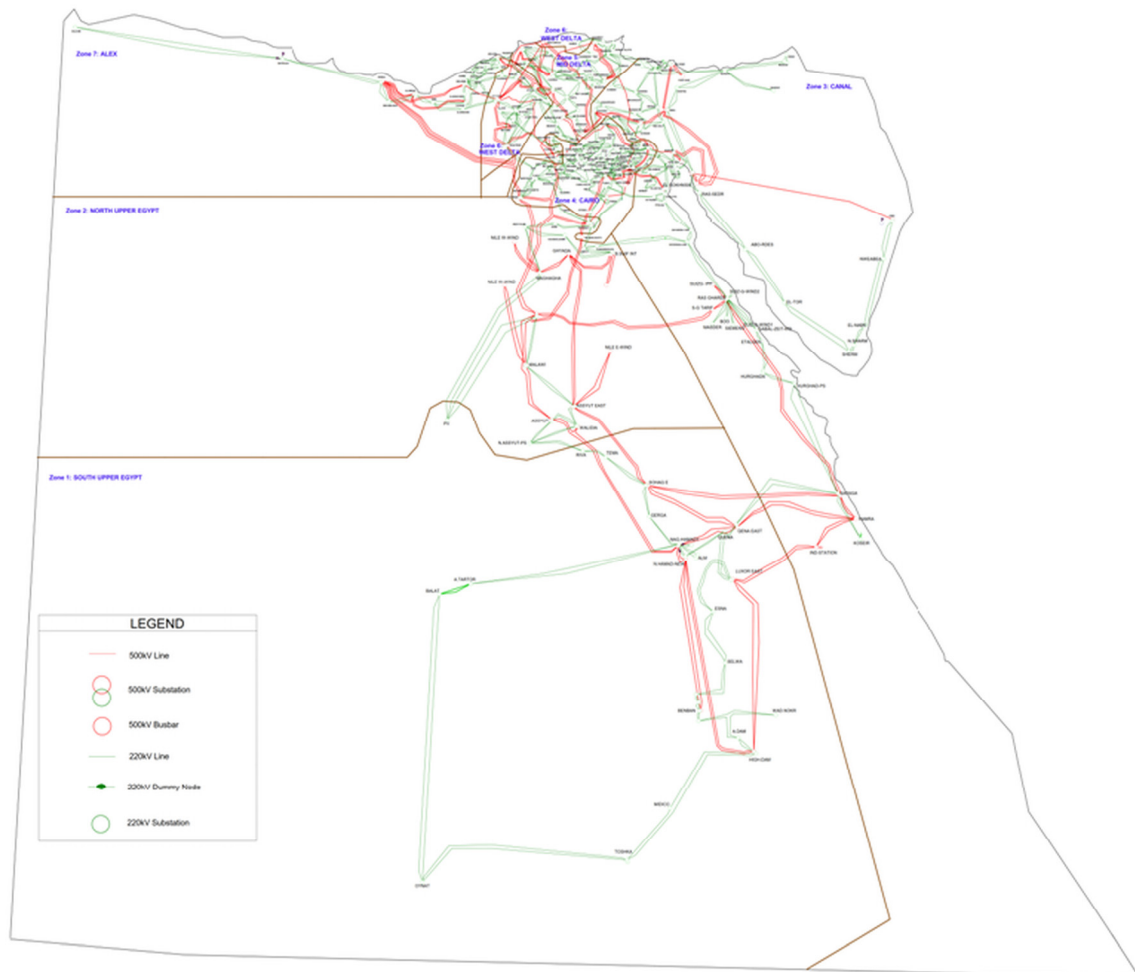


Abbildung 39: Mögliches Netzbild des Jahres 2025 von Ägypten (Siemens AG 2017)

3.2.6 Überprüfung des Modells

Laut EEHC-Bericht beträgt die installierte Leistung 38.857 MW im Fiskaljahr 2015/2016. Für das Jahr 2016/2017 gibt der Bericht 45.008 MW an. Das Fiskaljahr läuft in Ägypten vom Julimonatsersten bis zum Junimonatsletzten des nachfolgenden Jahres (EEHC 2017, S. 21). Das ATLANTIS-Modell erlaubt die Inbetriebnahme von Komponenten wie Kraftwerken, Leitungen und Knoten nur jahresweise. Es wird deshalb der Mittelwert der beiden Leistungen der genannten Fiskaljahre herangezogen. Es ergibt sich eine mittlere installierte Leistung von rund 41.933 MW für das Jahr 2016. Das ATLANTIS-Modell liefert für das Jahr 2016 eine installierte Leistung von rund 42.006 MW. Die Abweichung beträgt 73 MW, was einem Fehler von rund 0,2 % entspricht.

Die IEA gibt für das Jahr 2016 einen Energieverbrauch von 162.275 GWh an (IEA 2018c). Das ATLANTIS-Modell liefert 162.268 GWh an produzierter Energie für das selbe Jahr. Die Abweichung beträgt 7 GWh.

3.3 Stand „Ägypten 2018“

Die Simulationsergebnisse für das Jahr 2018 werden in den folgenden Unterkapiteln präsentiert. Die zum gegenwärtigen Zeitpunkt (Ende Oktober 2018) neuesten Informationen zu Kraftwerken, Leistungen und Energiemengen etc. wurden unter anderem aus dem EEHC-Bericht 2016/2017 sowie der PLATTS-Datenbank (2017) entnommen. Der EEHC-Bericht umfasst jedoch nur Daten bis Ende Juni 2017.

Im Folgenden sollen die gelieferten Simulationsergebnisse für das Jahr 2018 überblicksmäßig und ohne tiefere Analyse gezeigt werden. Für das Szenario ISES 2035 (siehe ab Kapitel 3.4) werden jedoch einzelne Abbildungen, Besonderheiten und Ergebnisse sehr wohl im Detail betrachtet und analysiert.

3.3.1 Zusammensetzung der installierten Leistung im Jahr 2018

Für das Jahr 2018 liefert das Simulationsmodell eine Zusammensetzung der installierten Leistungen. Diese Zusammensetzung wird in Abbildung 40 dargestellt.

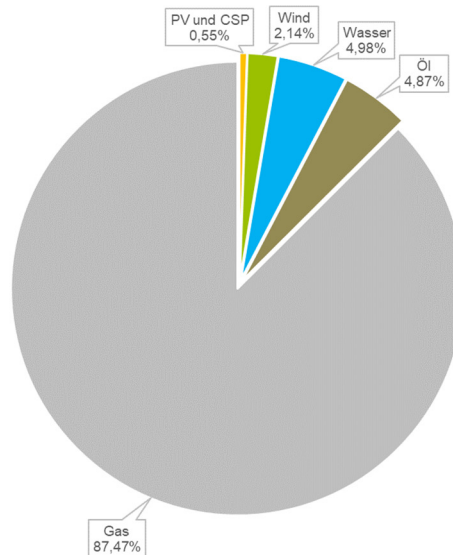


Abbildung 40: Zusammensetzung installierter Leistungen im Jahr 2018

Rund 57.784 MW sind den Ergebnissen der Simulation zu entnehmen. Rund 92 % der installierten Leistung ist konventionellen Kraftwerken und rund 8 % erneuerbaren Quellen zuzurechnen.

3.3.2 Entwicklung der installierten Leistung der Jahre 2006 bis 2018

Die Abbildung 41 zeigt den Verlauf der installierten Kraftwerksleistung aus verschiedenen Erzeugungstechnologien der Jahre 2006 bis 2018. Änderungen in diesem Zeitraum hinsichtlich installierter Leistungen gab es hauptsächlich bei Gas- und Ölkraftwerken sowie Windkraftanlagen. Bei Wasserkraft- und Solaranlagen kam es hingegen kaum zu Änderungen. Vom Jahr 2017 auf das Jahr 2018 kam es zu einem deutlichen Leistungszuwachs welcher hauptsächlich den drei neuen Gaskraftwerken (siehe Kapitel 2.2.2.2) zuzuordnen ist. In Abbildung 42 werden die installierten Kraftwerksleistungen des Jahres 2018 in prozentualer Aufteilung dargestellt.

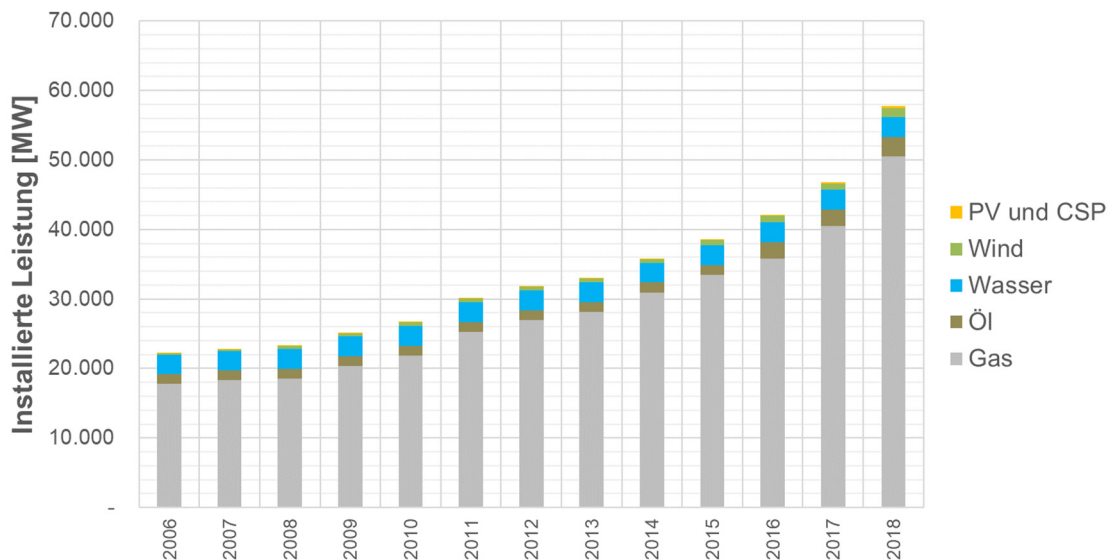


Abbildung 41: Entwicklung der installierten Leistung der Jahre 2006 bis 2018

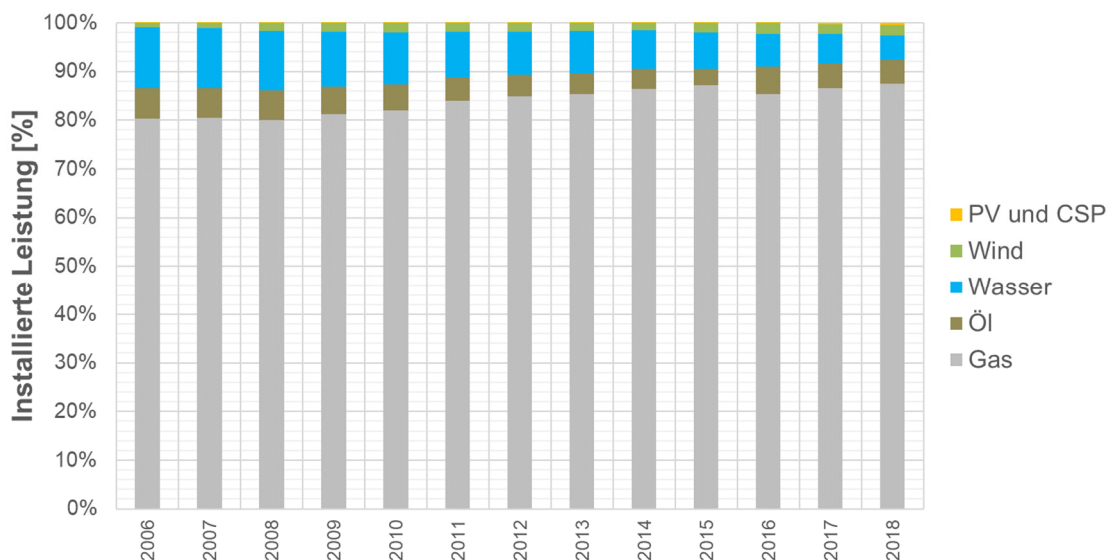


Abbildung 42: Entwicklung der installierten Leistung (normiert) der Jahre 2006 bis 2018

Die Abbildung 43 zeigt installierte und deinstallierte Kraftwerksleistungen der Jahre 2006 bis 2018. Es handelt sich bei den Werten um die Differenz zum Vorjahr. Wie man erkennt, wurden vor allem Kapazitäten aus Gaskraftwerken installiert. Im Jahr 2015 wurden rund 90 MW aus Ölkraftwerken deinstalliert.

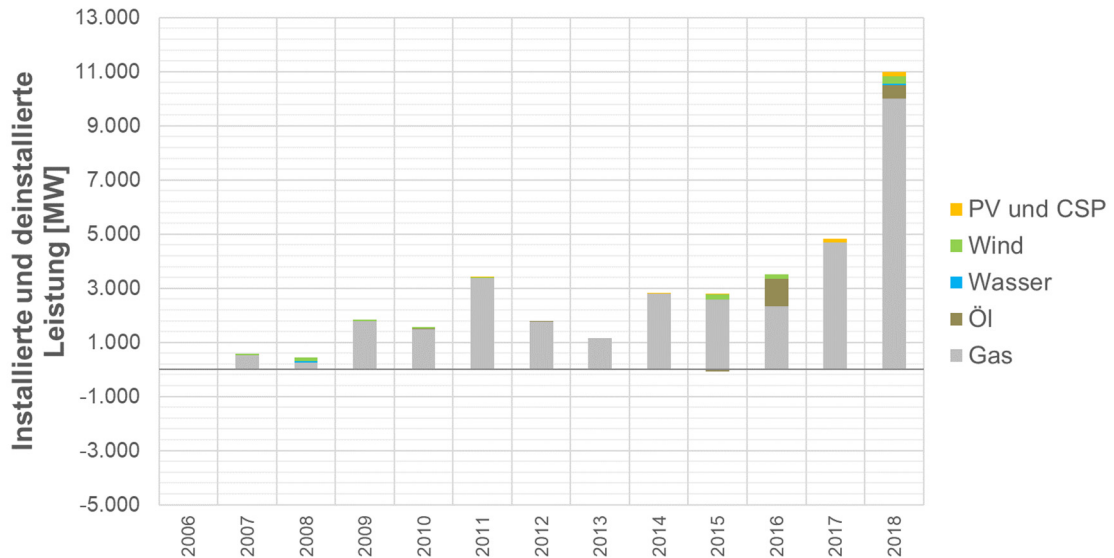


Abbildung 43: Änderung der installierten Leistung der Jahre 2006 bis 2018

3.3.3 Kraftwerksparkalter aus Sicht des Jahres 2018

Auskunft über das Alter des Kraftwerksparks aus Sicht des Jahres 2018 gibt nachstehende Abbildung 44. In nach Jahren gestaffelter Ansicht gibt Abbildung 45 Auskunft über das Alter der installierten Kraftwerksaggregate.

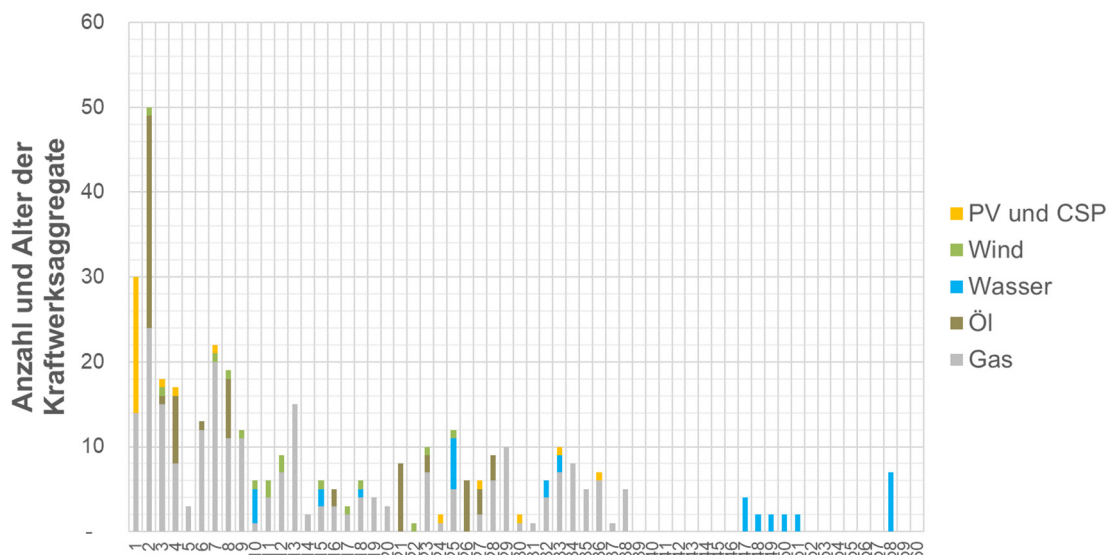


Abbildung 44: Alter des Kraftwerksparks in Jahren aus Sicht des Jahres 2018

Die meisten Wasserkraftwerksaggregate sind in einem relativ hohen Alter und nähern sich ihrer technischen Nutzungsdauer. Im Simulationsmodell wurde diese Dauer auf 60 Jahre festgelegt. Wasserkraftwerke verfügen jedoch über eine lange Lebensdauer, und

durch relativ geringen Investitionsaufwand können ältere Aggregate/Turbinen auf den neusten Stand gebracht werden (Stichwort „Refurbishment“ siehe Kapitel 3.4.3.5). Auch viele Aggregate von Gas- und Ölkraftwerken sind bereits in fortgeschrittenem Alter. Im Modell werden für Ölkraftwerke 40 Jahre, und für Gaskraftwerke 45 Jahre technische Nutzungsdauer angenommen.

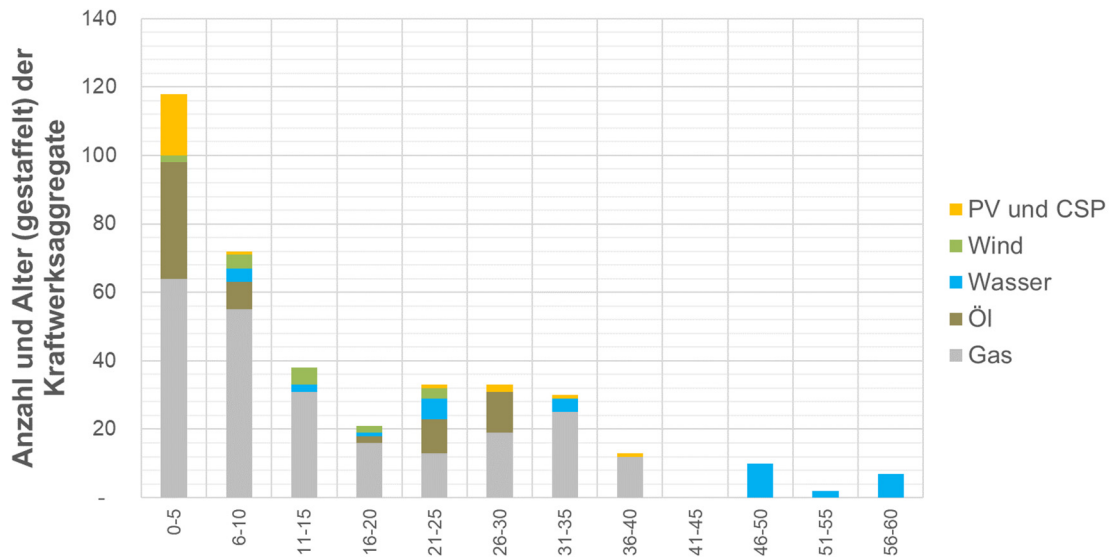


Abbildung 45: Alter des Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2018

Die nachfolgende Abbildung 46 zeigt neben dem Alter auch die Leistung der installierten Kraftwerksaggregate aus der Sicht des Jahres 2018. Abbildung 47 zeigt eine nach Jahren gestaffelte Ansicht. Zu erkennen ist etwa ein kleiner Anteil von installierter Solarleistung im ersten Jahr – verantwortlich dafür, wie in Kapitel 2.2.2.7 zu lesen, sind erste in Betrieb gegangene PV-Module des Benban-Solarparks.

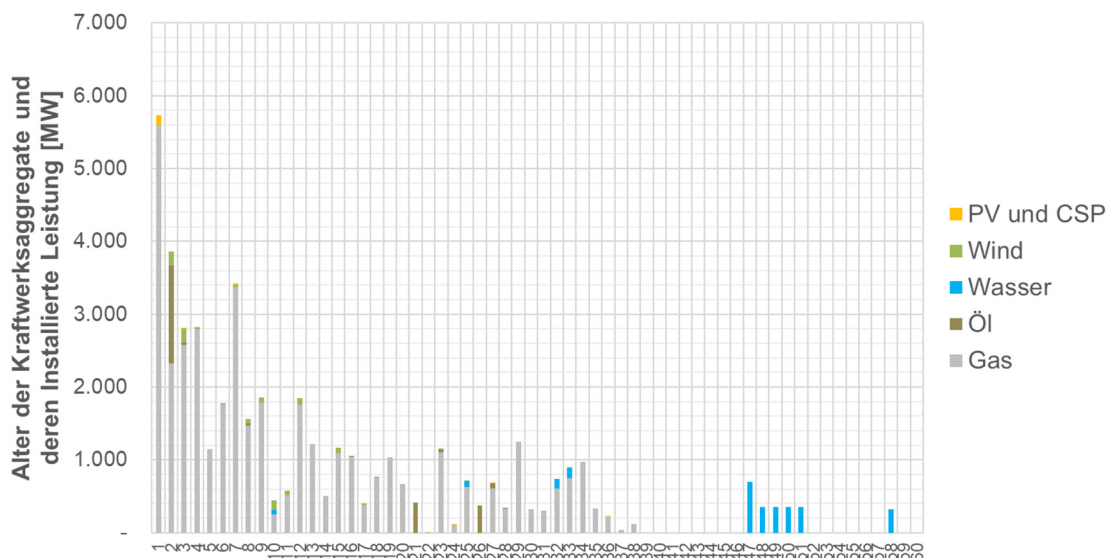


Abbildung 46: Alter des Kraftwerksparks in Jahren aus Sicht des Jahres 2018

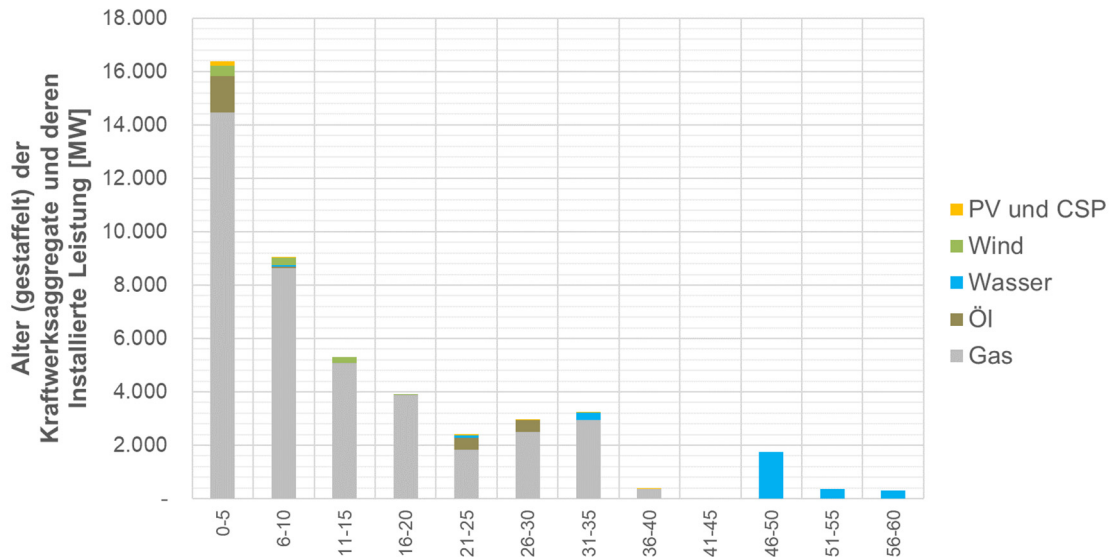


Abbildung 47: Alter des Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2018

3.3.4 Entwicklung der produzierten Energie 2006 bis 2018

Das Simulationsmodell berechnet mehrere verschiedene Varianten hinsichtlich der Aufteilung der zu produzierenden Energiemenge – grundsätzlich aber zwei verschiedene Modelle, nämlich ein Börsen- und Zonenpreismodell (Marktmodelle) und ein Gesamtmarkt- und Redispatchmodell (Lastflussmodelle).

Bei den Lastflussmodellen wird das Stromnetz durch Bedingungen aus Leitungs- oder Marktrestriktionen in der Simulation mitberücksichtigt. Beim Gesamtmarktmodell werden nur physikalische Einschränkungen, etwa thermische Belastungen der Leitungen, als Nebenbedingungen im Simulationsmodell formuliert. Beim Redispatchmodell kommt zusätzlich zu physikalischen Gegebenheiten auch noch der Stromhandel mit seinen Forderungen und Beschränkungen zum Tragen. Die an Ägypten angrenzenden Länder sind noch nicht modelliert, und der Handel (Import und Export) von Elektrizität fällt somit simulationsbedingt aus. Das Gesamtmarktmodell entspricht deshalb dem Redispatchmodell. Als „Redispatch“ bezeichnet man einen gesteuerten Eingriff in den Fahrplan der Kraftwerke um den erwarteten Verbrauch und die dazu notwendige Produktion in Einklang, und so die Stabilität des Netzes aufrecht zu erhalten.

Im Gegensatz zu den Lastflussmodellen werden bei den Marktmodellen keine leitungsgebundenen Übertragungsrestriktionen im Simulationsmodell formuliert. Das Börsenmodell berechnet einen kostenminimierenden Kraftwerkseinsatz auf Basis einer Angebots- und Nachfragekurve (Bedarfsdeckung versus Kraftwerkskapazitäten). Beim Zonenpreismodell werden Forderungen und Beschränkungen zwischen verbundenen Zonen basierend auf „Net Transfer Capacities“ (NTC) und einer separaten Merit-Order für jede Handelszone berücksichtigt. Kurz zusammengefasst, versteht man unter NTC die maximal übertragbare Leistung zwischen den jeweiligen Zonen (Regionen) inklusiver gewisser Unsicherheiten und unter Merit-Order die aufsteigende Sortierung der einzelnen Kraftwerkskapazitäten nach deren Grenzkosten. Wie bereits im vorherigen Kapitel beschrieben, sind die an Ägypten angrenzenden Länder noch nicht modelliert. Das Börsenmodell entspricht deshalb dem Zonenpreismodell.

Die Simulation lieferte für das Lastflussmodell die in Abbildung 48 dargestellte Entwicklung der produzierten Energiemenge in GWh der Jahre 2006 bis 2018.

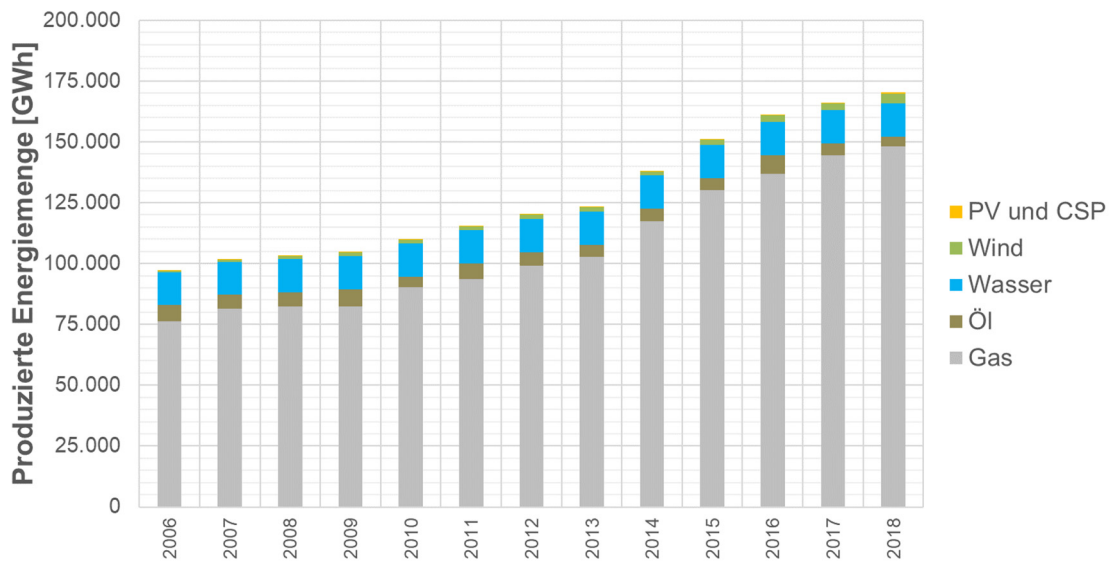


Abbildung 48: Entwicklung der produzierten Energiemenge der Jahre 2006 bis 2018 (Lastflussmodell)

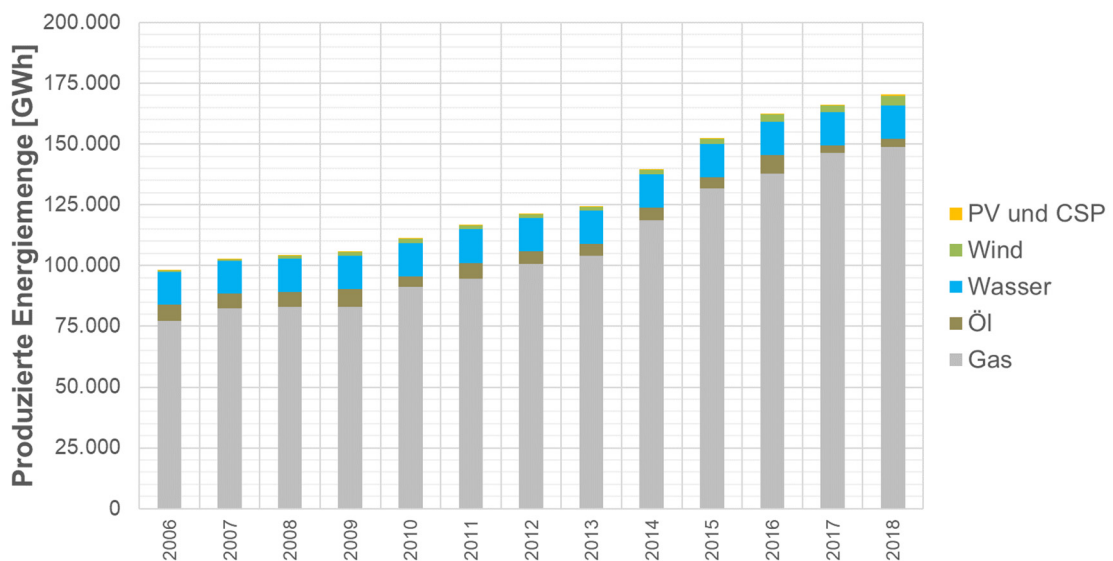


Abbildung 49: Entwicklung der produzierten Energiemenge der Jahre 2006 bis 2018 (Marktmodell)

In Abbildung 49 sind die Ergebnisse für das Marktmodell zu sehen. Unterschiede sind kaum auszumachen. Die Zusammensetzung der installierten Leistungen aus verschiedenen Erzeugungstechnologien ist noch sehr homogen und besteht zum Großteil aus konventionellen Kapazitäten – Redispatchmaßnahmen wurden vom Simulationsmodell dem Anschein nach kaum angewandt.

Die Abbildung 50 zeigt eine normierte Darstellung des Verlaufs der produzierten Energiemengen der Jahre 2006 bis 2018 des Lastflussmodells und Abbildung 51 die des Marktmodells. Unterschiede sind auch in dieser Darstellung kaum auszumachen.

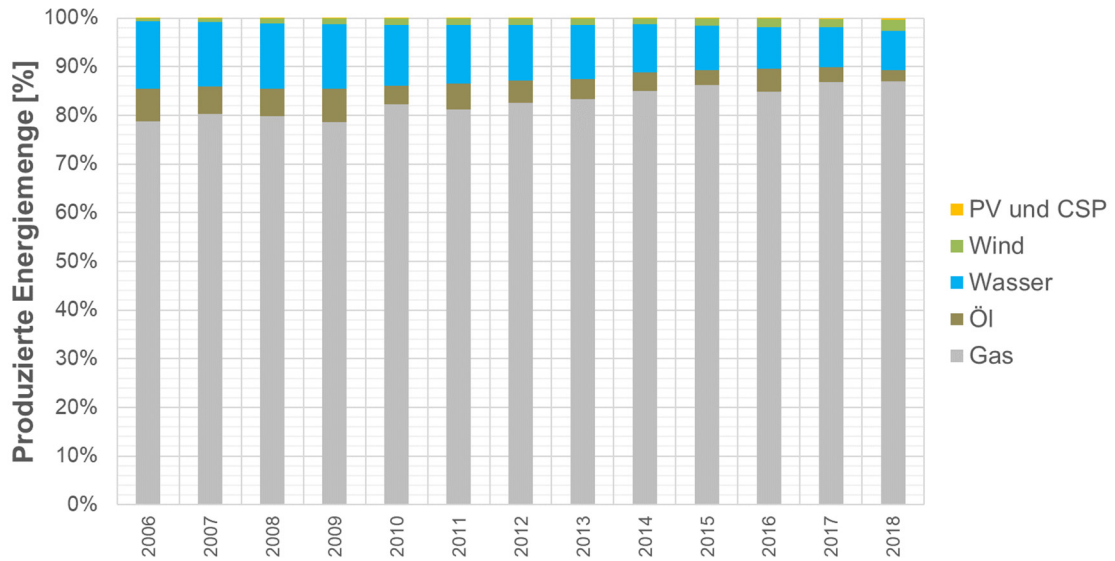


Abbildung 50: Entwicklung der produzierten Energiemenge (normiert) der Jahre 2006 bis 2018 (Lastflussmodell)

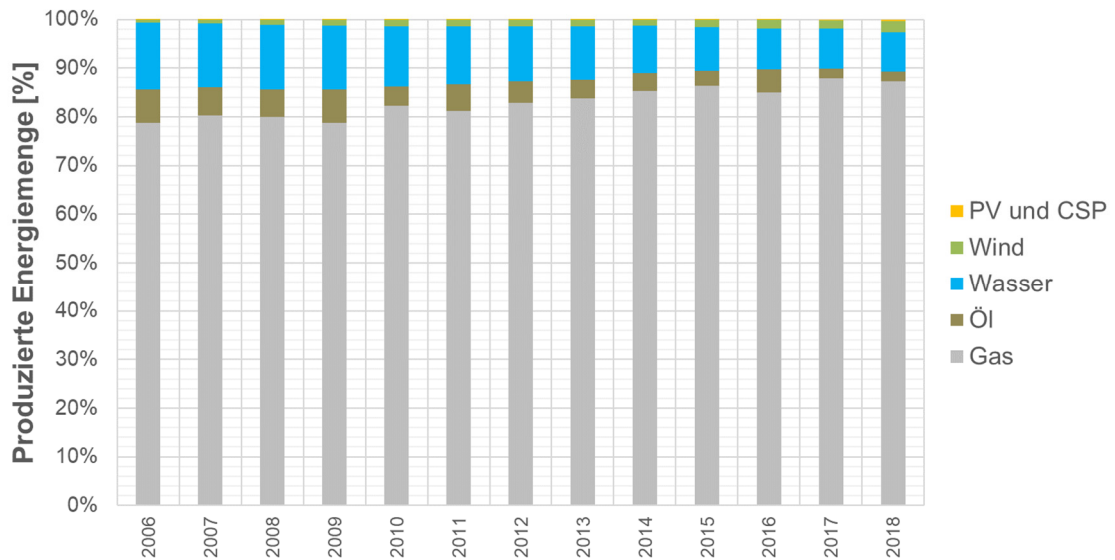


Abbildung 51: Entwicklung der produzierten Energiemenge (normiert) der Jahre 2006 bis 2018 (Marktmodell)

Der Unterschied zwischen Lastfluss- und Marktmodell ist in den beiden nachfolgenden Abbildungen etwas deutlicher zu erkennen. Die Abbildungen zeigen die Änderungen der produzierten Energiemengen zum Jahr davor. Die Abbildung 52 zeigt die Änderungen des Lastflussmodells, die Abbildung 53 jene des Marktmodells.

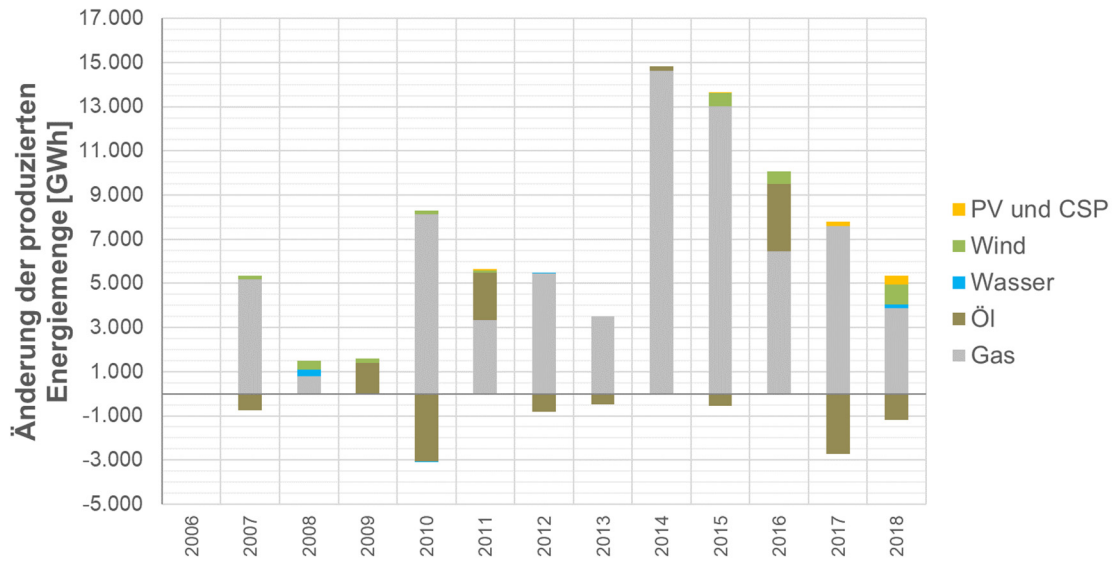


Abbildung 52: Änderung der produzierten Energiemenge aus jeweiligen Erzeugungstechnologien der Jahre 2006 bis 2018 (Lastflussmodell)

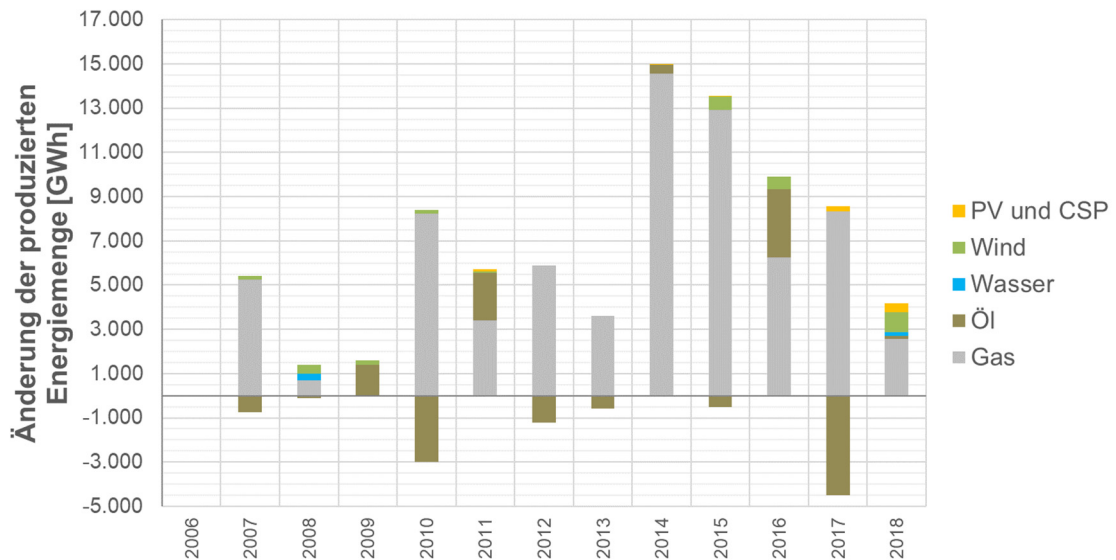


Abbildung 53: Änderung der produzierten Energiemenge aus jeweiligen Erzeugungstechnologien der Jahre 2006 bis 2018 (Marktmodell)

Das Marktmodell, dargestellt durch Abbildung 53, nimmt im Jahr 2017 beispielsweise 4.493 GWh aus Ölkraftwerken gegenüber dem Vorjahr zurück und bevorzugt stattdessen billigere Energie aus Gaskraftwerken. Entgegen dem Lastflussmodell und dessen zugrunde liegenden Restriktionen kann diese Energie nicht ohne weiteres durch Energie aus Gaskraftwerken ersetzt werden, wie durch einen Vergleich mit Abbildung 52 zu erkennen ist – hier wurden nur 2.721 GWh zurückgenommen.

Die Simulationsergebnisse des Lastfluss- und Marktmodells bezüglich der Zusammensetzung der produzierten Energiemengen für das Jahr 2018 werden in Abbildung 54 und Abbildung 55 dargestellt. Die Unterschiede sind marginal.

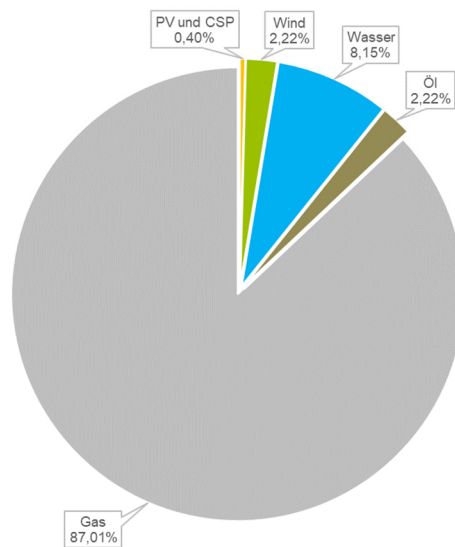


Abbildung 54: Zusammensetzung produzierter Energie aus verschiedenen Erzeugungstechnologien im Jahr 2018 (Lastflussmodell)

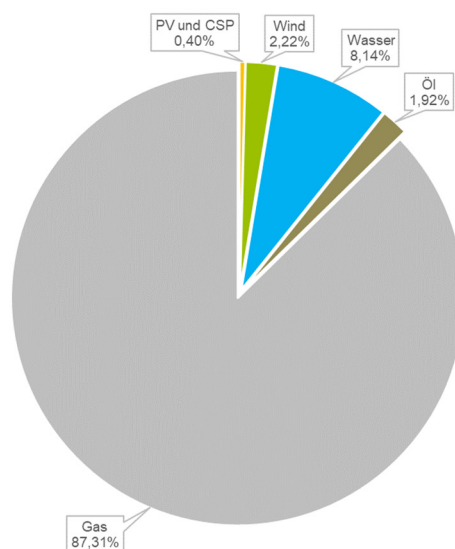


Abbildung 55: Zusammensetzung produzierter Energie aus verschiedenen Erzeugungstechnologien im Jahr 2018 (Marktmodell)

3.3.5 Lastflussbild im Jahr 2018

Die Software VISU erlaubt nicht nur die nicht Darstellung des Netzbildes, sondern zeigt nach Simulationsende auch die Lastflüsse im Netz an. Die Abbildung 56 zeigt das modellierte Stromnetz und den dazugehörigen Lastfluss zur Jahreshöchstlast (im Monat August) an.

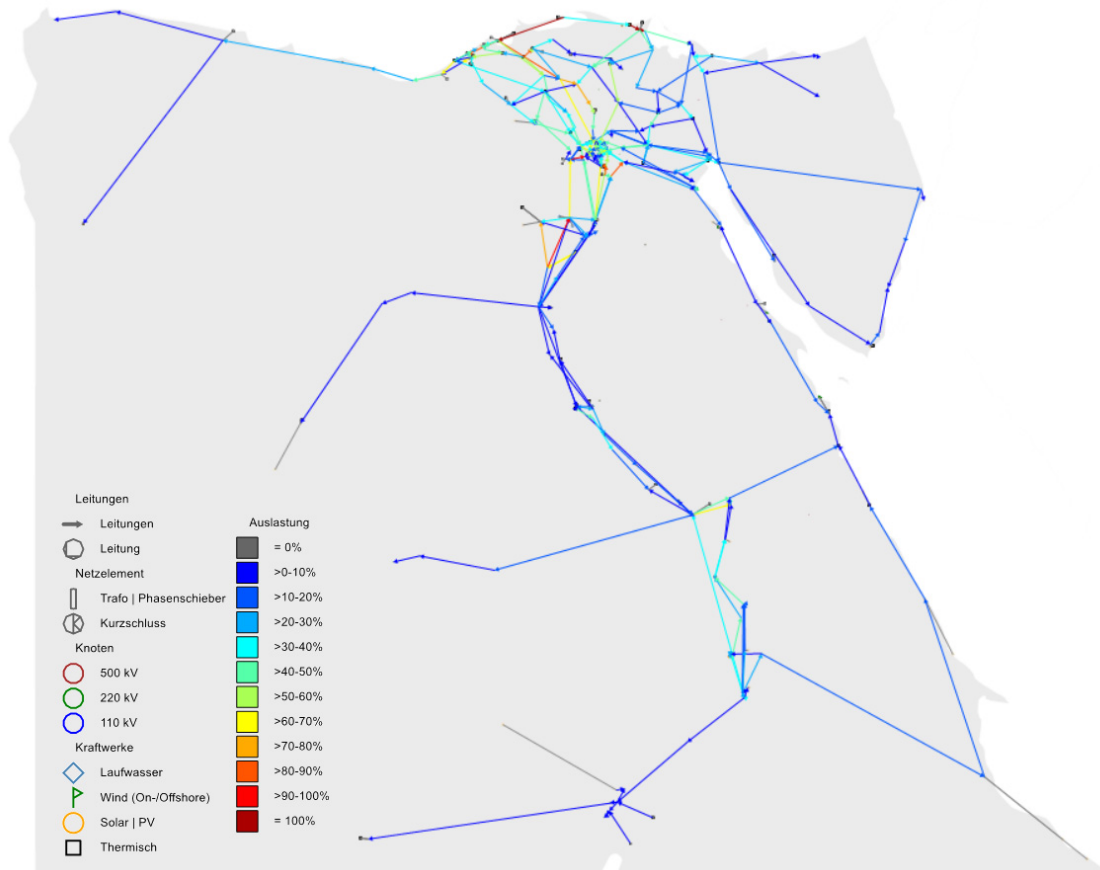


Abbildung 56: Lastfluss zur Jahreshöchstlast im August 2018

Wie man in obiger Abbildung 56 erkennt, sind im Ballungsraum Kairo und generell im stark besiedelten Nil-Delta die Leitungen belastet – vereinzelt sind diese sogar an ihren thermischen Grenzen (rote Leitungen). Energie wird vor allem in den nördlichen Städten des Landes gebraucht – genau dorthin ist auch der Lastfluss meistens gerichtet.

3.4 Szenario „ISES 2035“

Die erste ägyptische Energiestrategie aus dem Jahr 1982 sah vor, dass 5 % der erzeugten Elektrizität bis zum Jahr 2000 aus erneuerbaren Energien kommen soll. Das Ziel wurde auf Grund der damals noch relativ hohen Kosten für EE-Technologien nicht erreicht. Zudem wurden Investitionsanreize für Erneuerbare, verursacht durch hohe staatliche Subventionen auf Energie, nicht ausgebildet. Im Jahr 2008 wurden erneut Ziele vereinbart. So sollten bis zum Jahr 2020 die Erneuerbaren 20 % ausmachen. Aufgrund von politischen Unruhen und wirtschaftlichen Unsicherheiten um das Jahr 2011 („Arabischer Frühling“) wurden die Vorhaben nicht umgesetzt. Erst im Jahr 2013 nahm die ägyptische Regierung die Arbeit in Bezug auf den Energiesektor und einer neuen Energiestrategie wieder auf (IRENA 2018, S. 31).

Im Rahmen des Energy Sector Policy Support Programme (ESPSP) wurde durch Zusammenarbeit mit der Europäischen Union eine Strategie ausgearbeitet, welche bis zum Jahr 2035 gerichtet ist. Die Strategie trägt den Namen „Integrated Sustainable Energy Strategy 2015 to 2035“, kurz „ISES 2035“. Mehrere Szenarien wurden dabei erstellt und das optimale Szenario im Oktober 2016 genehmigt. Der Anteil erneuerbarer Energieträger wurde mit 37 % für das Jahr 2035 festgelegt (George 2018, S. 36).

Der geplante Anteil von 37 % wurde mittlerweile durch ein überarbeitetes Szenario auf 42 % für das Jahr 2035 erhöht (Mohina 2017). Dieses neue Szenario für Ägypten wird ausführlich im Bericht der International Renewable Energy Agency (IRENA) des Jahres 2018 beschrieben (IRENA 2018).

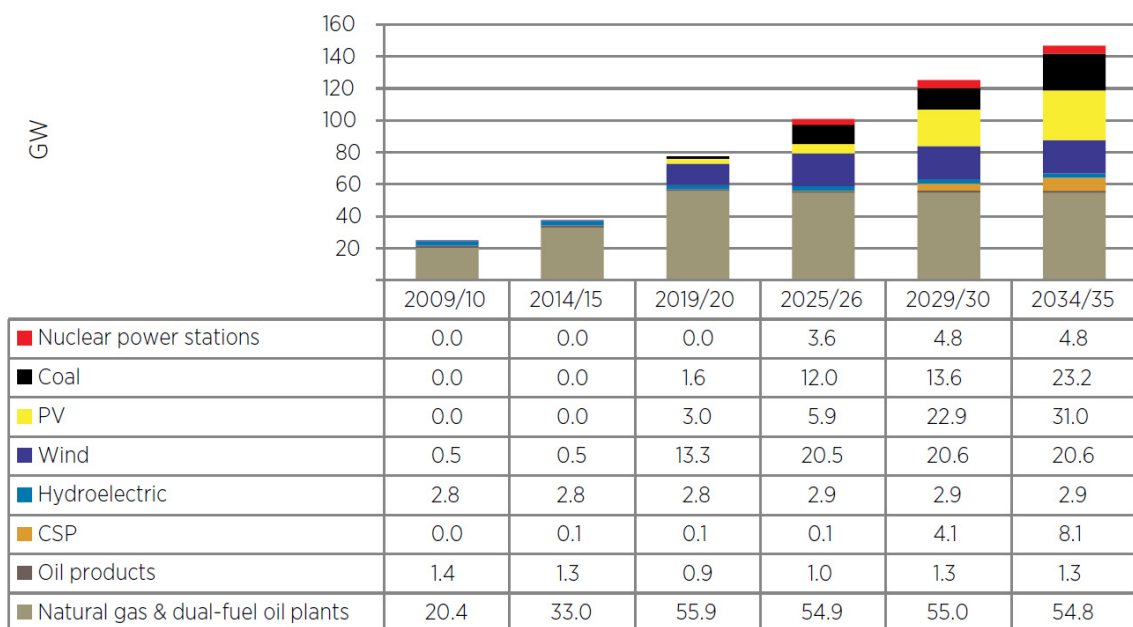


Abbildung 57: Szenario ISES 2035 – Installierte Kraftwerkskapazitäten nach Erzeugungstechnologien (IRENA 2018, S. 34)

In obiger Abbildung 57, entnommen aus dem IRENA-Bericht für Ägypten 2018, werden die installierten Kraftwerkskapazitäten für das Szenario 2035 gelistet. Die gesamte installierte Kapazität soll im Jahr 2035 demnach 146,7 GW betragen. Die installierten Kapazitäten sollen für Photovoltaik (PV) 31 GW, für Concentrated Solar Power (CSP) 8,1 GW, für Windkraft 20,6 GW und für Wasserkraft 2,9 GW betragen. Zusammen ergeben diese Erneuerbaren 62,6 GW – was rund 42 % der installierten Gesamtkapazität ausmachen wird (IRENA 2018).

In nachfolgender Abbildung 58 wird die Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazitäten, ausgehend vom Jahr 2009/2010, bis zum Jahr 2029/2030 entsprechend dem Szenario dargestellt. Auch wenn die Darstellung nicht bis zum Jahr 2035 reicht, lässt sich trotzdem sehr deutlich erkennen, dass es zu einem enormen Zuwachs an installierten Kraftwerkskapazitäten kommen wird. Außerdem wird die Reserveleistung (die Differenz zwischen installierter Kapazität und Spitzenlast) verglichen mit früheren sehr niedrigen Werten in der Darstellung ab dem Jahr 2025 um die 20 % betragen.

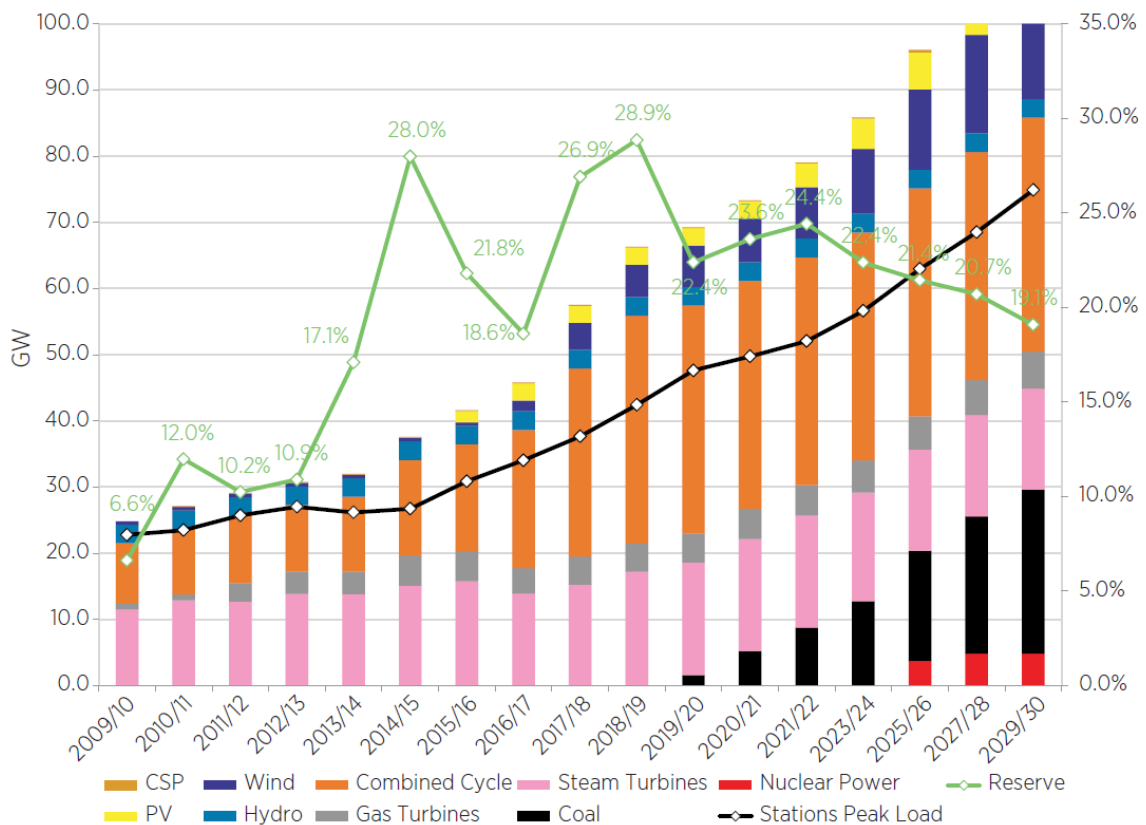


Abbildung 58: Szenario ISES 2035 – Installierte Kraftwerkskapazitäten, Spitzenlast und Reserveleistung (IRENA 2018, S. 35)

3.4.1 Detailbetrachtung der Kapazitäten des Szenarios

Auf die im Szenario ISES 2035 vorkommenden verschiedenen Stromerzeugungstechnologien wird im Folgenden kurz eingegangen.

3.4.1.1 Wasserkraft

Laut EEHC-Bericht 2016/2017 beträgt die zurzeit installierte Kapazität aus Wasserkraft 2.800 MW – die daraus erzeugte Menge an Energie wird mit 12.850 GWh angegeben. Die Jahre zuvor wurden etwas mehr GWh erzeugt, wobei die installierte Kapazität gleich geblieben ist (EEHC 2017, S. 17 und EEHC 2016, S. 21). Es ergeben sich daraus gerundet 4.850 Volllaststunden. Für das Jahr 2034/2035 wird die Leistung im IRENA-Bericht mit 2.900 MW angegeben, also nur 100 MW mehr als derzeit (IRENA 2018, S. 22). Der Leistungszuwachs um 100 MW dürfte am Bau der „New Assuit“- und „Zefta“-Sperrre liegen, so wie an kleineren Leistungssteigerungen bis zum Jahr 2035.

Das voraussichtlich im Jahr 2024 mit einer Leistung von 2.400 MW in Betrieb gehende „Gabal Galala“ Pumpspeicherkraftwerk wird im IRENA-Bericht des ISES Szenario 2035 in den Zahlen nicht berücksichtigt (IRENA 2018, S. 58). Andernfalls wäre die installierte Kapazität aus Wasserkraft ab dem Jahr 2024 in den obigen Darstellungen (Abbildung 57 und Abbildung 58) um 2,4 GW höher. Die Nicht-Berücksichtigung des Pumpspeicherkraftwerks im Bericht könnte daran liegen, dass zum Erstellungszeitpunkt des Berichts noch keine definitiv sichere Aussage über den Bau des Kraftwerks vorlag, oder dass das Kraftwerk trotz der geplanten hohen installierten Leistung aber wegen seiner Funktion als reiner Energiespeicher nicht in den Bericht miteinging.

Mit der im Szenario ISES 2035 angeführten Wasserkraftleistung von 2.900 MW errechnen sich unter der Annahme von gleichbleibenden 4.850 Volllaststunden somit 14.065 GWh für das Jahr 2035, welche produziert werden könnten.

3.4.1.2 Nuklearenergie

Das laut dem Szenario im Jahr 2026 in Betrieb gehende Atomkraftwerk „El Dabaa“ wird eine Kapazität von 4.800 MW aufweisen. Wie in Abbildung 57 ersichtlich, wird das Kraftwerk nicht sofort mit voller Leistung einspeisen, sondern frühestens im Jahr 2027 seine volle Kapazität zur Verfügung stellen. Bei einem Kapazitätsfaktor von 92 % würden sich rund 8.060 Volllaststunden ergeben, was bedeuten würde, dass 38.684 GWh produziert werden könnten (IRENA 2018).

3.4.1.3 Windkraft

Ägypten ist das windreichste arabische Land und ermöglicht hohe 3.015 Volllaststunden (GlobalData Energy 2018). Man kann durchaus annehmen, dass sich die Anzahl der Volllaststunden durch Leistungssteigerungen der Windkraftanlagen bis zum Jahr 2035 erhöhen wird. Für das Jahr 2035 werden im Szenario 20,6 GW an installierter Leistung angegeben (IRENA 2018). Bei voraussichtlich 3.100 Volllaststunden könnten so 63.860 GWh produziert werden.

3.4.1.4 Solarenergie

Das Szenario ISES 2035 sieht vor, 3 GW aus Photovoltaik bis Ende des Jahres 2020 installiert zu haben. Der „Benban“-Solarpark wird nach Fertigstellung rund 2 GW bereitstellen – dies könnte bereits in den nächsten anderthalb Jahren geschehen. Bis Ende des Jahres 2026 sollen in Ägypten weitere 2,9 GW installiert werden und bis Ende 2035 soll die installierte Solarleistung stolze 31 GW betragen. Der Anteil an CSP wird dann 8,1 GW ausmachen (26 % aus CSP und 74 % aus PV) (IRENA 2018).

Eine moderne CSP-Anlage in Saudi-Arabien mit einer 50 MW Turbine und einem mehr als 9-stündigen Speicher konnte zu Bestzeiten den Betrieb für 20 Stunden pro Tag unter Volllast aufrechterhalten. Dies entspricht einem Kapazitätsfaktor von rund 80 %, was wiederum rund 7.000 Volllaststunden bedeuten würde (MPS 2018). CSP soll laut dem Szenario frühestens ab dem Jahr 2029 ausgebaut werden. Es ist anzunehmen, dass die Volllaststundenanzahl sich bis dahin sogar noch weiter erhöhen wird. Es würden sich bei 7.000 Volllaststunden und einer installierten Kapazität von 8,1 MW im Jahr 2035 so 56.700 GWh ergeben (IRENA 2018).

Der Kapazitätsfaktor für den „Benban“-Solarpark soll rund 26 % betragen (EcoConServ 2016). Dies würde rund 2.280 Volllaststunden bedeuten. Bei einer installierten Kapazität von 31 GW im Jahr 2035, kann also mit rund 70.700 GWh an produzierter Energie gerechnet werden.

3.4.1.5 Kohlekraftwerke

Aktuell wird in Ägypten kein Strom aus Kohle gewonnen. Dies soll sich aber laut Szenario ISES 2035 spätestens ab dem Jahr 2020 ändern. Dann sollen bereits 1,6 GW aus Kohlekraftkapazitäten installiert sein. Für das Jahr 2035 sind beachtliche 23,2 GW an installierter Leistung aus Kohlekraftwerken vorgesehen (IRENA 2018).

Die beiden Kohlekraftwerke „Ayoun Moussa“ und „Hamrawein“ werden laut aktuellem Wissensstand bis zum Jahr 2026 zusammen etwa 9,3 GW bereitstellen. Das Szenario 2035 sieht zu diesem Zeitpunkt aber bereits 12 GW vor (IRENA 2018).

Für ein deutsches Kohlekraftwerk wird im Mittellastbetrieb mit rund 4.000 Volllaststunden gerechnet. Wird das Kraftwerk zur Deckung der Grundlast eingesetzt, kann mit rund 7.100 Volllaststunden gerechnet werden (Reich und Reppich 2018, S. 45). Rechnet man mit diesen Werten weiter, so würden mit einer installierten Kohlekraftleistung von 23,2 GW zwischen 164.720 GWh im Grundlast- und 92.800 GWh im Mittellastbetrieb erzeugt werden können.

3.4.1.6 Gas- und Ölkraftwerke

Der Anteil der Erzeugungskapazität aus Gas- und Ölkraftwerken machte laut EEHC-Bericht im Fiskaljahr 2016/2017 rund 91,8 % oder 41.321 MW aus (EEHC 2017). Das Szenario ISES 2035 sieht 1,3 GW aus Ölkraftwerken und 54,8 GW aus Gaskraftwerken vor (IRENA 2018). Die Volllaststunden für Gaskraftwerke sind sicher höher anzunehmen, zumindest bis zum Vorhandensein der geplanten hohen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten. Es sollen durchschnittlich geschätzte 4.000 Volllaststunden für

Gaskraftwerke und 1.000 Volllaststunden für Ölkraftwerke, eingesetzt als Spitzenlastkraftwerke, angenommen werden. Dem Szenario folgend, könnten so 1.300 GWh aus Ölkraftwerken und rund 219.000 GWh aus Gaskraftwerken produziert werden.

3.4.2 Umsetzung im Simulationsmodell

In den Berichten der EEHC oder auch im IRENA-Bericht werden prinzipiell Fiskaljahre angegeben. Den ägyptischen EEHC-Berichten zufolge laufen diese von Anfang Juli eines Jahres bis Ende Juni des nächsten Jahres (EEHC 2016, EEHC 2017 und IRENA 2018). Wenn nun etwa, wie in Abbildung 57 ersichtlich, für das Jahr 2025/2026 erstmals Atomenergie zur Verfügung steht, dann kann dies Folgendes bedeuten: Frühestens am ersten Juli des Jahres 2025, oder spätestens am 30. Juni des Jahres 2026 sind jene 3,6 GW aus Nuklearenergie installiert. Es kann aber auch bedeuten, zumindest der Grafik in Abbildung 57 nach – wenn auch nicht wahrscheinlich – dass das Atomkraftwerk „El Dabaa“ bereits im Jahr 2021, 2022, 2023 oder 2024 in Betrieb geht, denn im Jahr 2025 stehen bereits 3,6 GW zur Verfügung.

Im Simulationsmodell werden Kraftwerke nur jahresweise berücksichtigt, was bedeutet, dass Inbetrieb- und Außerbetriebnahmen von Kraftwerkskapazitäten am Jahresersten beziehungsweise Jahresletzten erfolgen. Die dadurch entstehenden Unsicherheiten in Bezug auf das auszuwählende Jahr wurden deshalb im Zweifelsfall durch das Aufteilen der Kapazitäten auf das Vor- und Folgejahr auszugleichen versucht.

Diese Unsicherheiten sind wie im Falle des Atomkraftwerks relativ leicht zu beheben, da Zeitungsberichte oder sonstige Quellen über den aktuellen Status informieren. Schwieriger gestaltet sich die Situation etwa bei der zu installierenden Kapazität aus Kohlekraft, über die generell kaum Informationen (außer für die Kraftwerke „Ayoum Moussa“ und „Hamrawein“) vorliegen. Es wurde jedoch stets versucht, alle im Umfang dieser Arbeit erreichbaren und zugänglichen Informationen in die Datenlage mit einfließen zu lassen, um ein ausgeglichenes Bild des Szenarios ISES 2035 zu erlangen.

3.4.2.1 Wasserkraft

Die installierte Leistung aus Wasserkraft steigt laut dem Szenario ISES 2035 bis zum Jahr 2035 um nur 100 MW. Wie bereits erwähnt, geht das in Planung befindliche Pumpspeicherkraftwerk laut IRENA (2018) nicht in die Zahlen des Szenarios mit ein. Der Vollständigkeit halber wurde das Pumpspeicherkraftwerk jedoch für eine etwaige spätere Verwendung mitmodelliert, aber nicht in der Simulation des Szenarios ISES 2035 berücksichtigt. Für den Fall, dass das Szenario ISES 2035 in späteren Jahren in einer möglichen überarbeiteten Version veröffentlicht wird (mit Berücksichtigung des PSKW), könnte das Pumpspeicherkraftwerk dann im Simulationsmodell ATLANTIS einfach aktiviert werden.

Die nachfolgende Abbildung 59 zeigt den Verlauf der installierten Leistung aus Wasserkraft für die Jahre 2006 bis 2035.

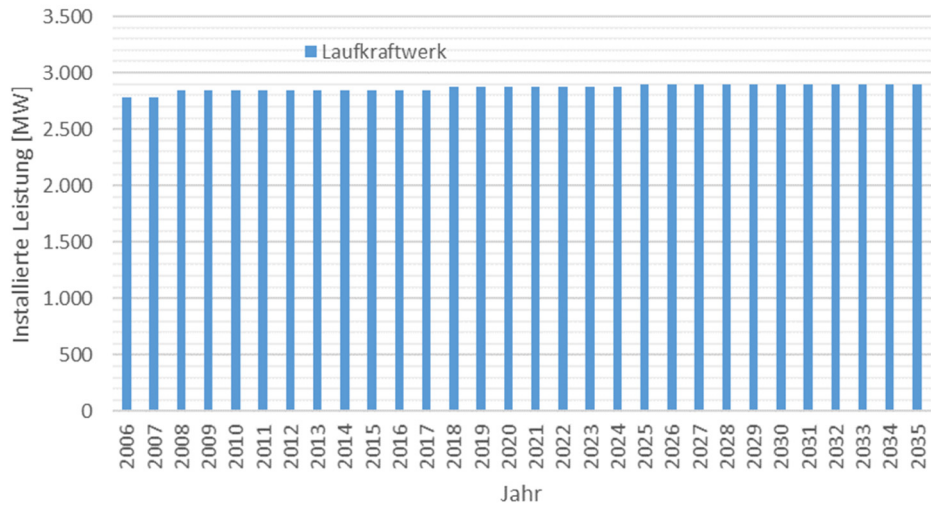


Abbildung 59: Szenario ISES 2035 – Installierte Leistung aus Wasserkraft von 2006 bis 2035

Wie man der obigen Abbildung 59 entnehmen kann, ändert sich die installierte Leistung aus Wasserkraft über die Jahre 2006 hinweg bis zum Jahr 2035 kaum bis gar nicht.

3.4.2.2 Nuklearenergie

Ab dem Jahr 2026 werden 3,6 GW an installierter Kapazität aus dem Atomkraftwerk „El Dabaa“ bereitstehen. Ab dem Jahr 2028 wird davon ausgegangen, dass das Kraftwerk mit voller Leistung fährt (IRENA 2018).

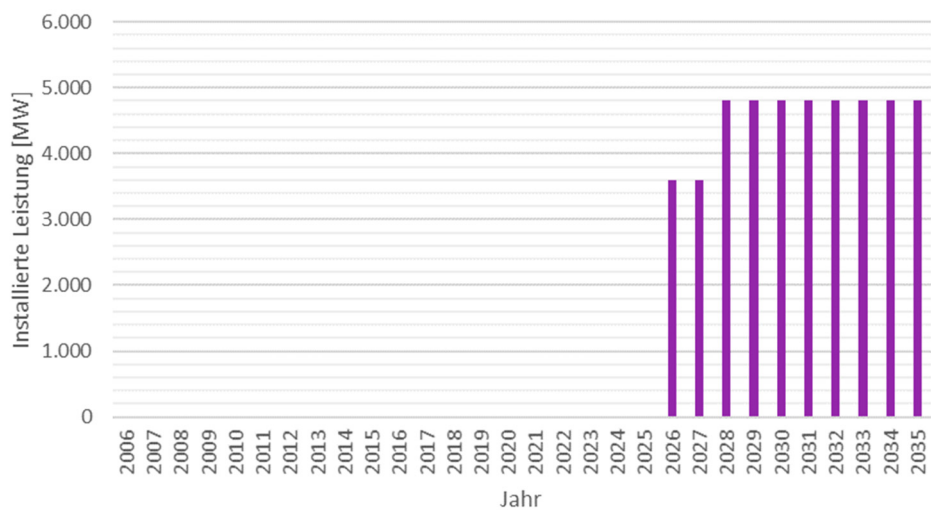


Abbildung 60: Szenario ISES 2035 – Installierte Leistung aus Atomkraft von 2006 bis 2035

3.4.2.3 Windkraft

Für das Jahr 2019/2020, auch zu sehen in Abbildung 57, gibt das Szenario ISES 2035 bereits 13,3 GW an installierter Kapazität aus Windkraft an (IRENA 2018). Zurzeit sind laut EEHC (2017) weniger als 1 GW installiert. Bis zum Jahr 2025/2026 soll sich die Leistung auf 20,5 GW erhöhen (IRENA 2018). Für die Simulation wird davon ausgegangen, dass der Ausbau einem linearen Verlauf folgt.

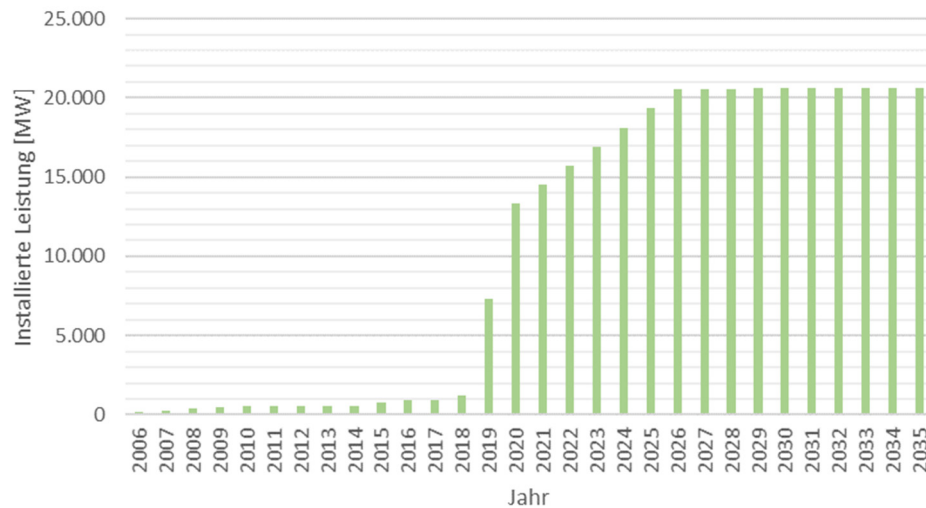


Abbildung 61: Szenario ISES 2035 – Installierte Leistung aus Windkraft von 2006 bis 2035

Die noch zu installierende Kapazität aus Windkraft wird für die Simulation an den bisherigen Standorten von Windkraftanlagen („Ras Gharib“ und „Zafarana“) erweitert. Die NREA gibt auf der Website „www.nrea.gov.eg/Investors/Lands“ speziell für ausländische Investoren bereits genehmigte Standorte von Windparks an. Für die Simulation wird davon ausgegangen, dass rund 8 GW am Standort „westliches Nilal“ errichtet und dort eingespeist werden. Ein Knoten der 500 kV-Spannungsebene befindet sich ebenfalls dort.

3.4.2.4 Solarenergie

Die Erzeugungstechnologien PV und CSP werden im Folgenden separat behandelt.

3.4.2.4.1 Photovoltaik

Aktuell sind etwa 300 MW aus Photovoltaik installiert – erste Solarmodule des Solarparks „Benban“ gingen vor kurzem ans Netz. Bis spätestens Ende des Jahres 2020 soll laut dem Szenario ISES 2035 die installierte Leistung 10-mal höher sein, nämlich bei 3 GW (IRENA 2018). Für das Jahr 2025/2026 wird mit 5,9 GW, für das Jahr 2029/2030 mit 20,6 GW und für das Jahr 2034/2035 mit 31 GW installierter Leistung aus PV-Modulen gerechnet. Der jährliche Zuwachs zwischen den genannten Jahren wurde für die Simulation wieder als linearer Zuwachs interpretiert. In der Simulation wurde für den größten Teil des Zubaus der bereits bestehende Solar-Standort „Benban“ gewählt.

Als weiterer Standort für PV wurde derselbe Standort wie für den Windzubau, nämlich „westliches Nilal“ gewählt. Dieser Standort ist laut George (2018) auch für Solarenergie

freigegeben (George 2018, S. 53). Hier wird ebenfalls von einem Anschluss an die 500 kV-Leitung ausgegangen. Für die Simulation soll ab dem Jahr 2029/2030 der Ausbau nur mehr an diesem neuen Standort erfolgen. Dort sollen rund 8,5 GW bereitgestellt werden.

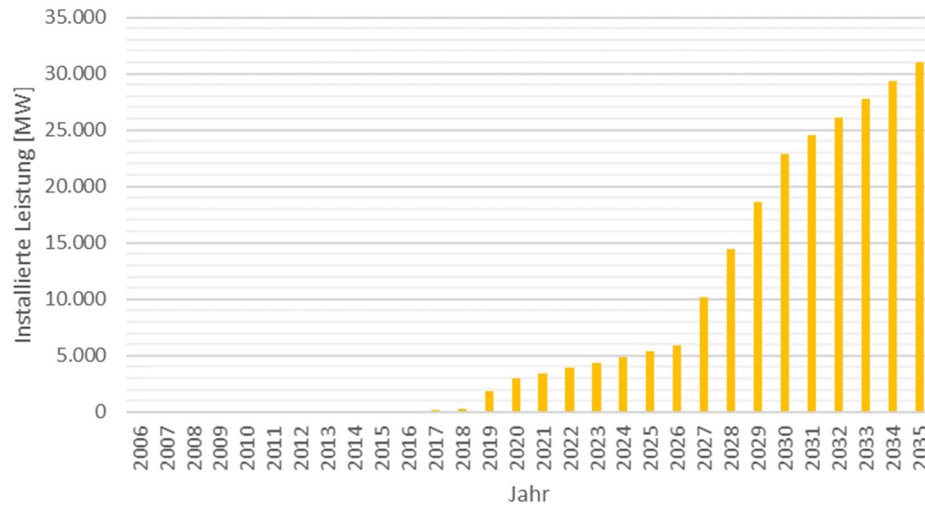


Abbildung 62: Szenario ISES 2035 – Installierte Leistung aus PV von 2006 bis 2035

3.4.2.4.2 CSP

Zumindest bis Ende des Jahres 2026 sind laut dem Szenario ISES 2035 keine weiteren CSP-Anlagen geplant. Bis zum Jahr 2029/2030 sollen 4 GW hinzukommen, und bis zum Jahr 2034/2035 nochmals 4 GW. Aktuell gibt es eine CSP-Anlage in „El Kureimat“, welche 20 MW aus Solarenergie bereitstellt (IRENA 2018). Für die Simulation wird davon ausgegangen, dass der Standort der bestehenden Anlage günstig ist und dort fast 4 GW eingespeist werden können. Als weiterer Standort für die restlichen Kapazitäten wird wieder der zuvor erwähnte Standort „westliches Nilal“ herangezogen.

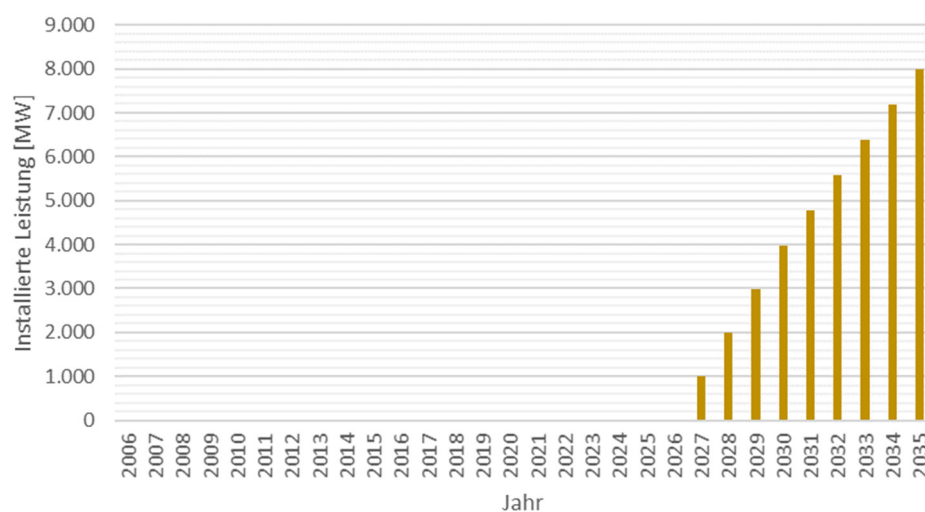


Abbildung 63: Szenario ISES 2035 – Installierte Leistung aus CSP von 2006 bis 2035

3.4.2.5 Kohlekraftwerke

Zurzeit wird in Ägypten kein Strom aus Kohle gewonnen. Laut dem Szenario ISES 2035 sollen 23,2 GW aus Kohlestrom bis zum Jahr 2035 zur Verfügung stehen. Die beiden in Zukunft in Betrieb gehenden Kohlekraftwerke befinden sich im Golf von Suez und lassen dadurch Kohlelieferungen per Schiff zu (IRENA 2018). Für die Simulation wird davon ausgegangen, dass die beiden Standorte ausgebaut werden. Der Zubau der installierten Leistung soll diesmal nicht einem linearen Verlauf folgen, sondern schrittweise geschehen. Abbildung 64 zeigt den Zubau an installierten Kapazitäten.

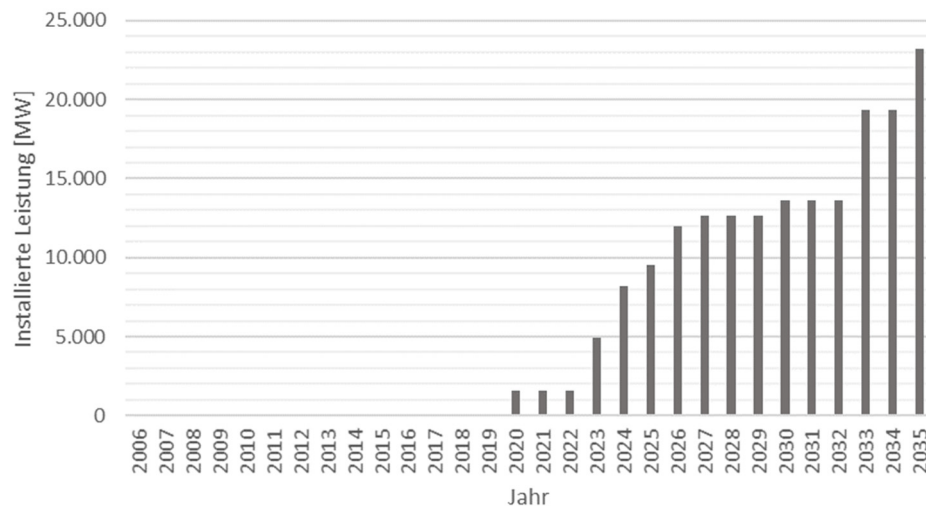


Abbildung 64: Szenario ISES 2035 – Installierte Leistung aus Kohlekraft von 2006 bis 2035

3.4.2.6 Gas- und Ölkraftwerke

Wie in Abbildung 65 zu erkennen, ist die installierte Kapazität aus Gas- und Ölkraftwerken seit dem Jahr 2006 stark angestiegen – die Ölkraftwerke spielen hier jedoch nur eine Nebenrolle. Die insgesamt installierte Leistung beträgt laut EEHC (2017) für das Jahr 2016/2017 rund 41 GW. Laut dem Szenario ISES 2035 wird diese Kapazität bis zum Jahr 2019/2020 auf 55,9 GW erweitert, danach soll die Kapazität bis zum Jahr 2034/2025 jedoch auf 54,8 GW sinken (IRENA 2018).

In Abbildung 65 ist außerdem ersichtlich, dass etwa für das Jahr 2021 die installierte Leistung rund 3 GW höher liegt, als das Ziel des Szenarios angibt. Die Gründe für diese Abweichung sind die folgenden. Einerseits sagt die PLATTS-Datenbank (2017) die installierte Leistung etwas höher voraus (PLATTS 2017) und andererseits wird davon ausgegangen, dass neuere Gaskraftwerke nicht frühzeitig außer Betrieb gehen, nur, weil es im Szenario leistungsmäßig so vorgesehen wäre. Des Weiteren kam es in den letzten Jahren immer wieder zu Verzögerungen von in Bau befindlichen Kraftwerken, sodass der Inbetriebnahmezeitpunkt etwas später war. Als Folge verschiebt sich der wie in Abbildung 65 gezeigte Verlauf nach rechts und die Spitze wird nach dem Jahr 2019/2020 ausgebildet.

Es wurden in der Simulation keine weiteren Gas- und Ölkraftwerke zu bereits vorhandenen Standorten zugebaut, da bereits mehr Kapazität zur Verfügung stand, als laut dem Szenario ISES 2035 vorgesehen. Ältere Kraftwerke (beginnend mit Ölkraftwerken) wurden für die Simulation schrittweise Jahr für Jahr außer Betrieb genommen, um den Rückgang des im Szenario dargestellten Verlaufs abzubilden.

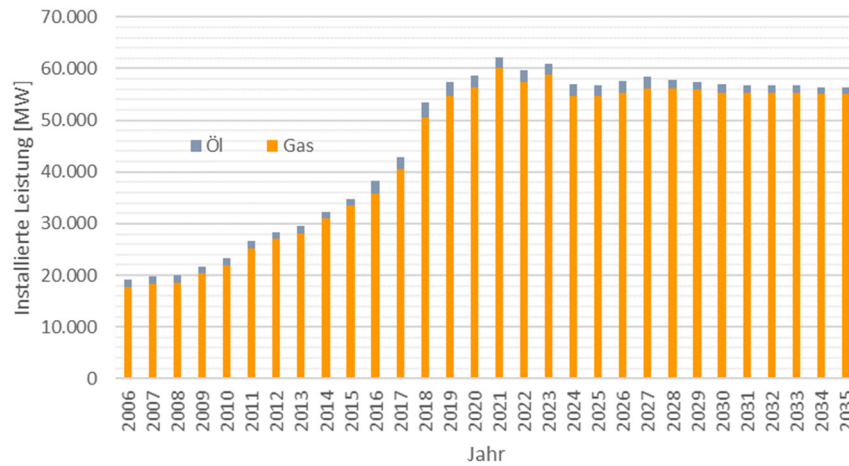


Abbildung 65: Szenario ISES 2035 – Installierte Leistung aus Gas- und Ölkraftwerken von 2006 bis 2035

3.4.3 Analyse

Nach Aufbereitung aller Daten wurde mit dem Simulationsmodell ATLANTIS eine Elektrizitätswirtschaftliche Simulation des Szenarios ISES 2035 durchgeführt. Die folgenden Unterkapitel gehen auf diverse Ergebnisse der abgeschlossenen Simulation ein. Angefangen vom Netzbild des Jahres 2035 über die Entwicklung der installierten Leistungen und produzierten Energiemengen, hin zum Alter der Kraftwerke und deren installierten Kapazitäten und anderen interessanten Details, wird in den nachfolgenden Kapiteln eingegangen. Unterschiedliche Simulationsergebnisse des Lastfluss- und Marktmodells werden analysiert. Als Abschluss wird das durch ATLANTIS berechnete und mit VISU dargestellte Lastflussbild des Jahres 2035 auf Grundlage des untersuchten Szenarios ISES 2035 präsentiert.

3.4.3.1 Netzbild im Jahr 2035

Das unter anderem auf Grundlage der in Abbildung 39 gezeigten Leitungen modellierte Netz, zeigt sich als VISU-Grafik für das Jahr 2035 in nachstehender Abbildung 66.

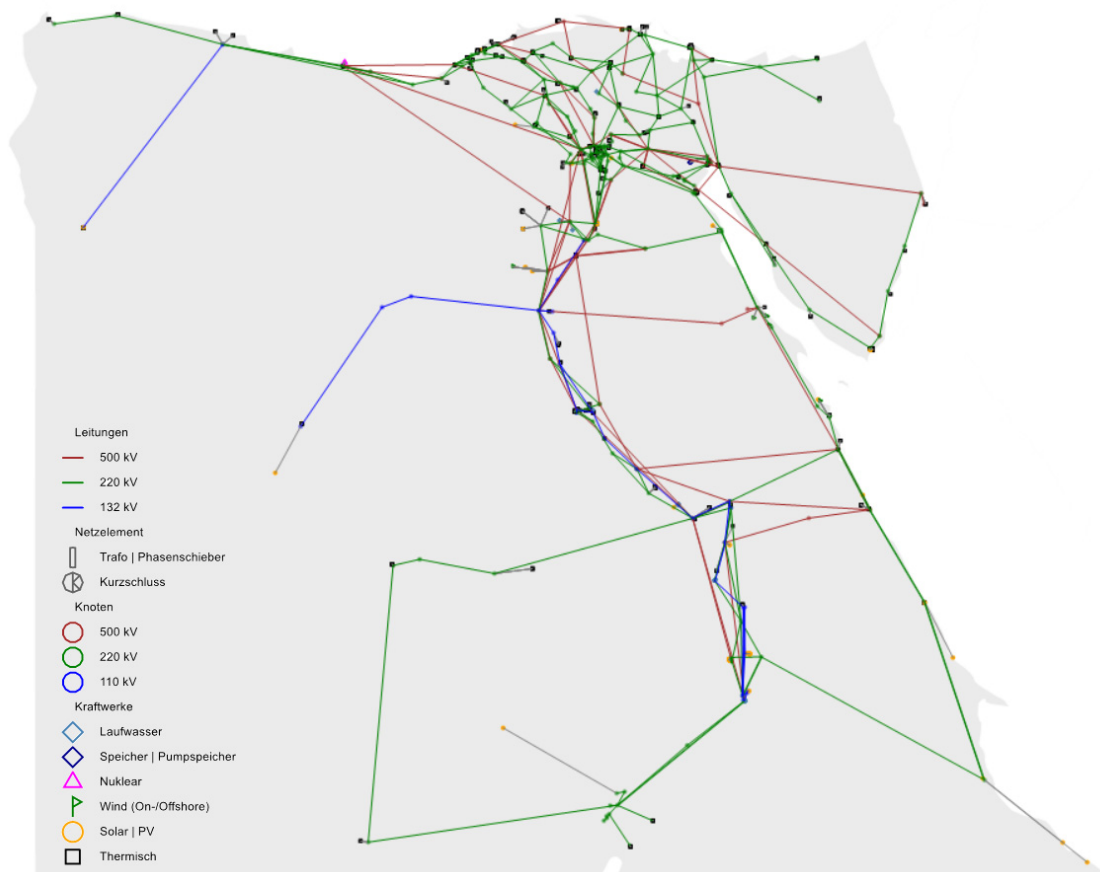


Abbildung 66: VISU – Modelliertes Leitungsnetz von Ägypten mit Knoten und Kraftwerken für das Jahr 2035

Wie man in der Gegenüberstellung der beiden Netzbilder der Jahre 2018 und 2035 erkennt (siehe Abbildung 67), ist das Stromnetz um zahlreiche Leitungen erweitert worden. Am deutlichsten erkennt man die hinzugekommenen 500 kV-Leitungen des Atomkraftwerks „El Dabaa“ (in Abbildung 67 rechts markiert mit Buchstabe „E“) und des Kohlekraftwerks „Hamrawein“ (Buchstabe „H“). Auch die über 300 Kilometer lange 220 kV-Wüstenleitung (Buchstabe „S“) zwischen „Shark El Oweinat“ und der Region „Kharga“ fällt sofort auf.

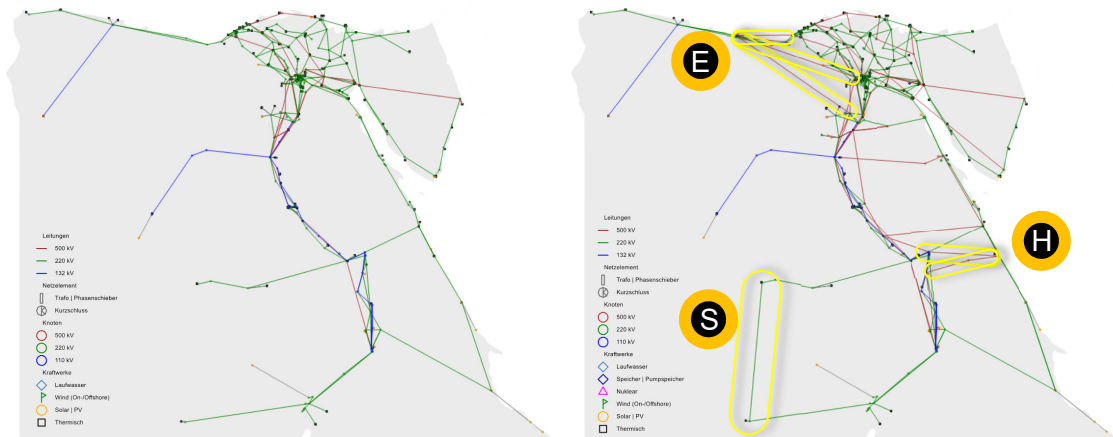


Abbildung 67: VISU – Gegenüberstellung Netzbild des Jahres 2018 (links) und Netzbild des Jahres 2035 (rechts). Schwarz-gelbe Punkte mit Buchstaben deuten den Standort an. Atomkraftwerk El Dabaa (Buchstabe E); Hamrawein (Buchstabe H); Leitung von Shark El Oweinat nach Kharga (Buchstabe S)

In folgender Abbildung 68 wurde das für das Jahr 2035 erwartete und modellierte Leitungsnetz in JOSM mit unterlagertem Satellitenbild dargestellt. Die den Leitungen zugeordneten Farben entsprechen den Farben im Softwaretool VISU.



Abbildung 68: Satellitenbild und Leitungsnetz für das Jahr 2035 in JOSM

3.4.3.2 Verbrauchsentwicklung bis zum Jahr 2035

Laut IEA (2018d) lag der Verbrauch an elektrischer Energie (gerechnet beim Endkunden) im Jahr 2006 bei 98.443 GWh. Für das Jahr 2016 gibt die IEA einen Verbrauch von 162.275 GWh an. Diese und dazwischenliegende Werte wurden für die Simulation verwendet. Für die Jahre 2017 bis 2021 wurde von einem jährlichen Zuwachs von 3 % ausgegangen, für die Jahre 2022 bis 2026 von 2,5 %, vom Jahr 2027 bis zum Jahr 2030 von 2 %, und ab dem Jahr 3031 wurde der Zuwachs mit nur mehr 1,5 % angenommen. Es wurde also ein leichter Rückgang des Verbrauchs unterstellt. In nachfolgender Abbildung 69 ist die Entwicklung des Verbrauchs dargestellt.

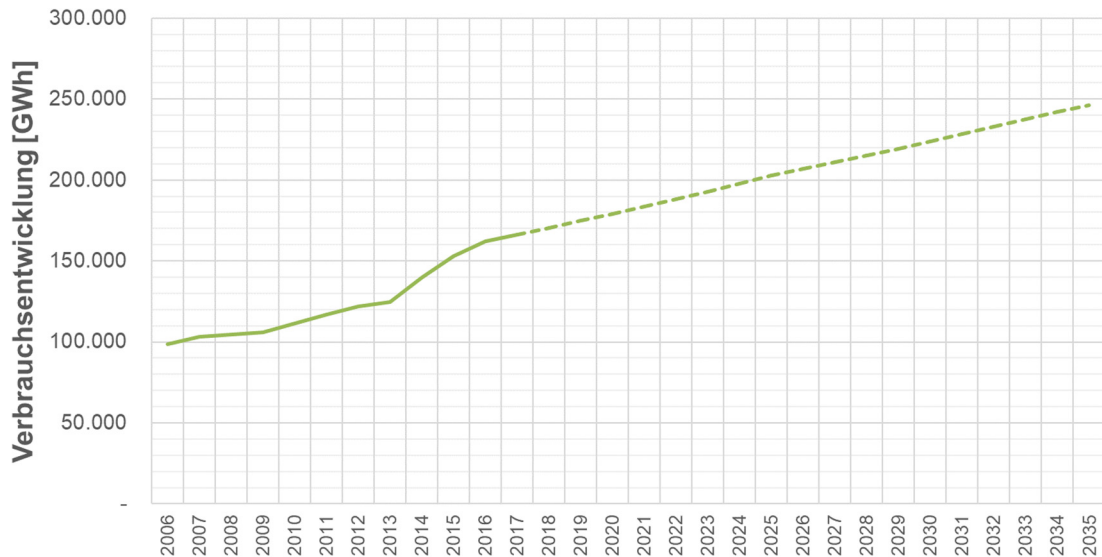


Abbildung 69: Szenario ISES 2035 – Verbrauchsentwicklung in GWh für die Jahre 2006 bis 2035. Werte der durchgehenden Linie von (IEA 2018d); strichlierte Linie zeigt angenommenen Zuwachs.

Der unter diesen Annahmen erwartete Verbrauch an elektrischer Energie wird im Jahr 2035 rund 246.500 GWh betragen.

Selbst wenn die Verbrauchsentwicklung einen etwas stärkeren Anstieg vorweisen würde, so würde dies in Hinblick auf das Szenario ISES 2035 kein Problem darstellen. Die Energieverluste betragen laut IEA (2018d) im Jahr 2016 rund 14 %. Es ist zu erwarten, dass dieser Wert sich in Zukunft verringert, sei es durch effizientere Übertragungs- und Verteilnetze sowie Transformatoren oder ähnliche Verbesserungen. Die Reservekapazität soll im Jahr 2035 laut dem Szenario bei rund 19 % liegen (siehe Abbildung 58). Selbst abzüglich der Verluste würde so ausreichend Energie zur Verfügung stehen um einen höheren Bedarf decken zu können. Durch Ausreizung der Volllaststunden der Kraftwerkskapazitäten (wie in Kapitel 3.4 beschrieben) könnte theoretisch sogar die doppelte Energiemenge produziert werden.

3.4.3.3 Zusammensetzung der installierten Leistung im Jahr 2035

In den beiden Diagrammen, welche in der nachstehenden Abbildung 70 zu sehen sind, wird die Zusammensetzung der Kraftwerkskapazitäten nach Technologie im Jahr 2035 dargestellt. Das Diagramm auf der linken Seite zeigt die Zusammensetzung, wie es das Szenario ISES 2035 (siehe dazu Abbildung 57) vorsieht. Auf der rechten Seite befindet sich die Zusammensetzung nach Durchlauf der Simulation.

Die beiden Diagramme unterscheiden sich sowohl in ihren Werten als auch in der Zusammensetzung nur sehr gering.

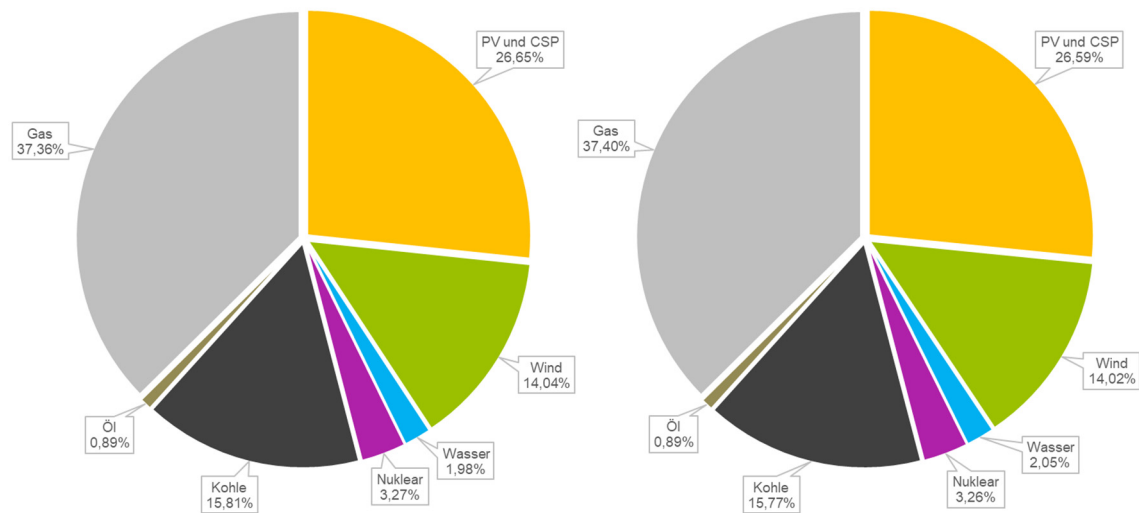


Abbildung 70: Szenario ISES 2035 – Zusammensetzung installierter Leistungen im Jahr 2035 laut Szenario ISES 2035 (links) und laut Simulationsergebnissen (rechts)

Die Leistung des Atomkraftwerks hat sich seit der Inbetriebnahme im Jahr 2026 nicht geändert, es hat im Jahr 2035 immer noch 4.800 MW. Genauso liegt die Leistung der Kohlekraftwerke unverändert bei 23.200 MW. Geändert haben sich jedoch die Leistungen aller anderen Erzeugungstechnologien. Die Hydrokapazität etwa hat sich nach erfolgter Simulation geringfügig um rund 121 MW erhöht, die Leistung aus Windkraftanlagen um rund 24 MW, und für die Aggregate in Gas- und Ölkraftwerken erfolgte eine Erhöhung um rund 220 MW – zusammen ergeben sich so rund 365 MW. Grund für diese Abweichung ist das sogenannte „Refurbishment“. Im Kapitel 3.4.3.5 wird auf das Refurbishment weiter eingegangen.

3.4.3.4 Entwicklung der installierten Leistung bis zum Jahr 2035

Die überarbeitete ägyptische Energiestrategie ISES 2035 sieht vor, dass bis zum Jahr 2035 rund 42 % der Erzeugungskapazitäten aus dem Bereich der Erneuerbaren kommen (vergleiche Kapitel 3.4). Wind- und Solarenergie sollen dieses Ziel in absehbarer Zeit erreichbar machen – das Potential dafür ist hoch in Ägypten. Den erneuerbaren Energien werden dann vor allem hohe Kapazitäten aus Grund- und Mittellastkraftwerken zur Seite gestellt (siehe Abbildung 57). Die Entwicklung der bisher installierten Kraftwerkskapazitäten und die geplante Entwicklung derselben bis zum Jahr 2035 sind in Abbildung 71 grafisch veranschaulicht.

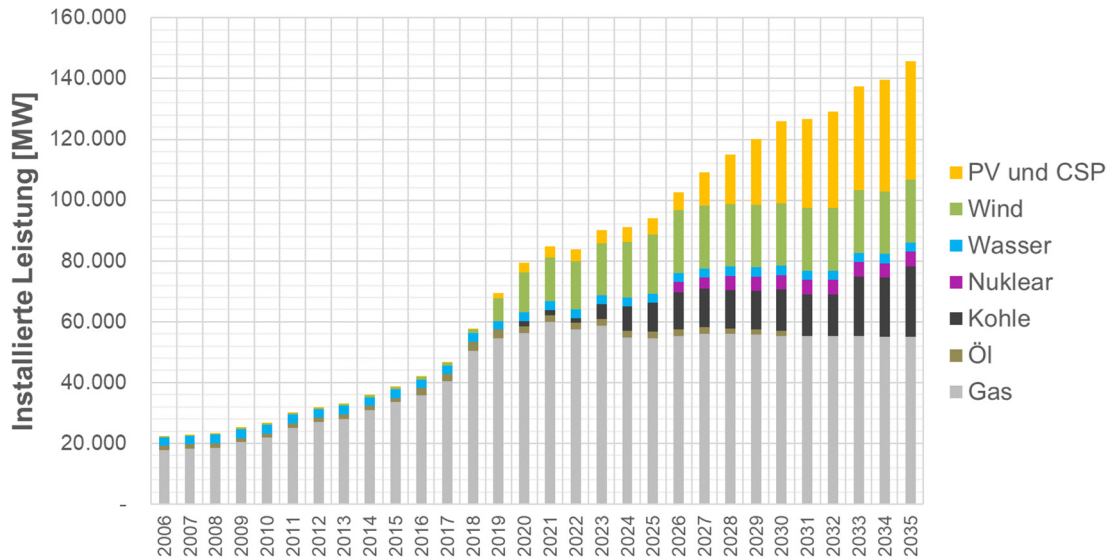


Abbildung 71: Szenario ISES 2035 – Entwicklung der installierten Leistung der Jahre 2006 bis 2035

Wie in obiger Abbildung zu erkennen, ist die Leistung bis dato hauptsächlich von konventionellen Kraftwerken abrufbar. Es kam, und kommt immer noch, zu einem starken Ausbau von GuD-Kraftwerken (Gas- und Dampfkraftwerken). Ein starker Anstieg ist hier vom Jahr 2017 auf das Jahr 2018 auszumachen, was an der Teilinbetriebnahme von drei Gaskraftwerken mit je 4,8 GW liegt. Ab dem Jahr 2023 kommt es zu einem leichten Rückgang der Gas- und Ölkraftwerkskapazitäten, deren Platz aber durch Kohlekraftwerke eingenommen wird. Die Kraftwerkskapazität von Kohlekraftwerken wird angefangen vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2035 auf 23,2 GW anwachsen.

Die Leistung aus Wasserkraft erhöht sich nur marginal, was größten Teils dem Refurbishment zuzuschreiben ist.

Ab dem Jahr 2026 wird dann Nuklearenergie aus dem zu diesem Zeitpunkt noch in Teilbetrieb fahrenden Atomkraftwerk „El Dabaa“ verfügbar sein. Ab dem Jahr 2028 stehen dann 4,8 GW an Leistung bereit.

Enorme Zuwächse sind bei Wind- und Solarenergie auszumachen, welche laut dem Szenario besonders ab dem Jahr 2019 einen immer größer werdenden Anteil an der dann installierten Leistung ausmachen. Die installierte Leistung aus PV und CSP wird im Jahr 2035 insgesamt 39,1 GW betragen.

Im EEHC-Bericht des Jahres 2006/2007 wird die installierte Leistung des ägyptischen Kraftwerksparks mit rund 22 GW angegeben. Folgt man dem Szenario ISES 2035 so wird der Kraftwerkspark innerhalb von drei Jahrzehnten auf rund 147 GW angewachsen sein. Dies würde einen durchschnittlichen Zuwachs von mehr als 4 GW pro Jahr bedeuten oder beinahe einer Versiebenfachung der Leistung gleichkommen.

Die nachstehende Abbildung 72 verdeutlicht noch einmal den für das Szenario ISES 2035 entstehenden Verlauf der installierten Kraftwerkskapazitäten – diesmal jedoch in prozentualer Darstellung.

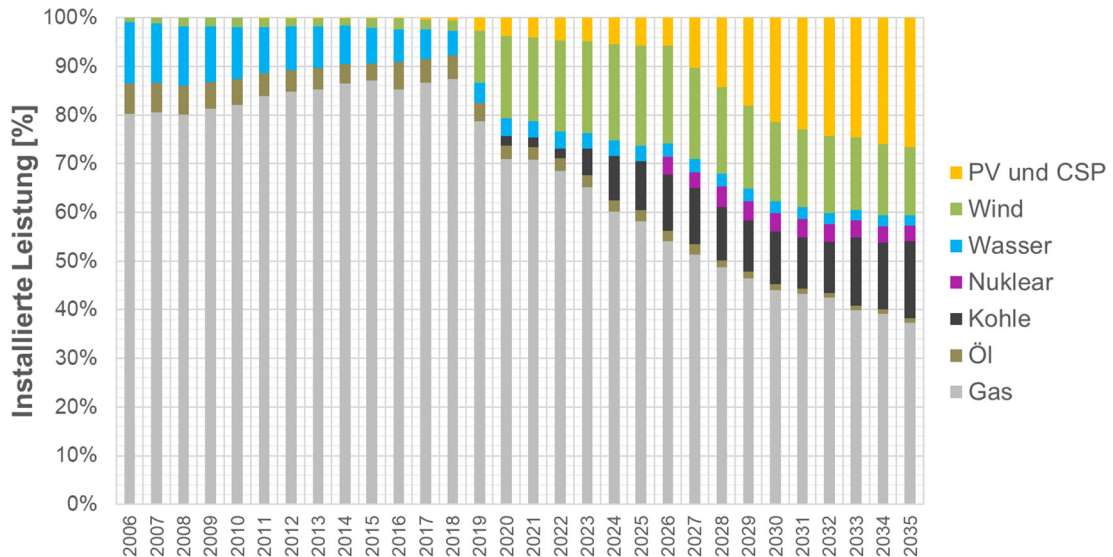


Abbildung 72: Szenario ISES 2035 – Entwicklung der installierten Leistung (normiert) der Jahre 2006 bis 2035

Die Darstellung der Kraftwerkskapazitäten in prozentualer Weise zeigt noch deutlicher, welchen Stellenwert die einzelnen Erzeugungsarten über den Verlauf der Jahre einnehmen werden. Wie schon beschrieben, sieht man in der vorletzten Abbildung 71 einen starken Zuwachs bei Gaskraftwerken, welcher dann langsam wieder abnimmt. In dieser Darstellung wird jedoch deutlich, dass die Kapazitäten der konventionellen Kraftwerke nun durch voranschreitenden Ausbau von regenerativen Energien aufgeholt und verdrängt werden. Schlussendlich ergibt sich ein Anteil von rund 42 % an Erneuerbaren.

Um die Geschehnisse in Hinblick auf Inbetrieb- und Außerbetriebnahme im Kraftwerkspark des Szenarios ISES 2035 zu veranschaulichen, dient Abbildung 73. Die erste Außerbetriebnahme (Ölkraftwerk) erfolgte im Jahr 2015. Bei den hinzukommenden Leistungen fällt der starke Zuwachs von Gaskraftwerkskapazität vom Jahr 2017 auf das Jahr 2018 auf, wohingegen in den Jahren 2022 und 2024 erstmals Leistungen von älteren Gaskraftwerken zurückgestellt werden. Bis zum Jahr 2035 wird dann weitere Leistung aus Gas- und Ölkraftwerken zurückgenommen. Gut zu erkennen ist auch das plötzliche Auftauchen von Leistung aus Nuklearenergie im Jahr 2026, gefolgt von starkem Zuwachs aus Solarenergie im darauffolgenden Jahr. In den letzten drei Jahren des Szenarios ISES 2035 kommt es dann noch einmal zu einem Schub an Leistung aus Kohlekraftwerken. Generell ist zu erkennen, dass es zu relativ wenig Leistungsabbau und relativ hohem Leistungszubau kommen soll.

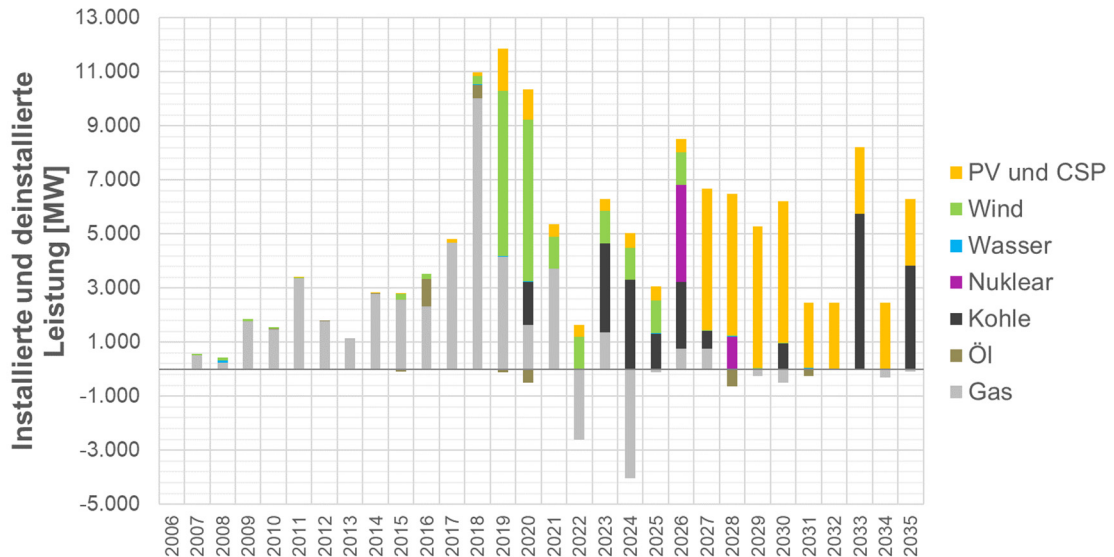


Abbildung 73: Szenario ISES 2035 – Änderung der installierten Leistung der Jahre 2006 bis 2035

3.4.3.5 Entwicklung des Kraftwerksparkalters aus Sicht des Jahres 2035

Wie es um das Alter des Kraftwerksparks im Jahr 2035 steht, zeigt die folgende Abbildung 74. Im engeren Sinne handelt es sich nicht um das Alter der einzelnen Kraftwerke selbst, sondern um das Alter der im Kraftwerk enthaltenen einzelnen Turbinen oder Aggregate. Wie man nun in der Abbildung unten erkennt, befindet sich der Großteil der Kraftwerke respektive der Aggregate in einem jungen Alter von weniger als 20 Jahren. Zu den älteren Kraftwerken zählen vor allem Gas- und Ölkraftwerke sowie Wasserkraftwerke.

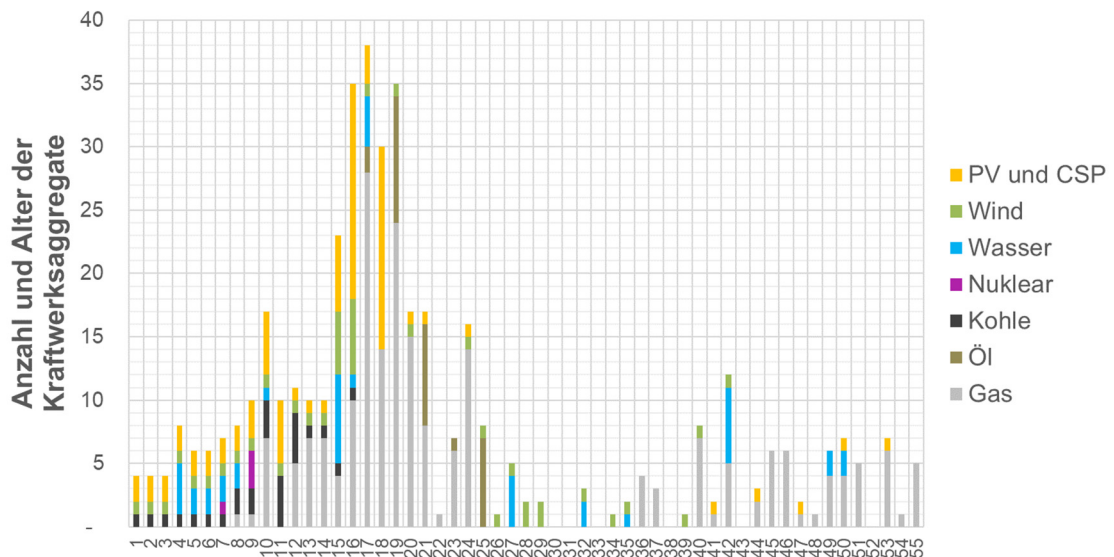


Abbildung 74: Szenario ISES 2035 – Alter des Kraftwerksparks in Jahren aus Sicht des Jahres 2035

In obiger Abbildung erkennt man, dass kein Aggregat älter als 55 Jahre ist. Es könnte die Frage auftauchen, wohin etwa die in den 60er-Jahren des letzten Jahrhunderts erstmals in Betrieb gegangenen Turbinen des Assuan-Staudamms verschwunden sind. Diese Frage klärt sich wie folgt: Im Simulationsmodell ist für jeden Kraftwerkstyp eine maximale technische Nutzungsdauer festgelegt. Regenerative Kraftwerke werden nach Ablauf dieser Lebensdauer wieder in Betrieb genommen, jedoch mit einem leicht höheren Wirkungsgrad. Dieser Vorgang ist bekannt als „Refurbishment“. Konventionelle Kraftwerke werden nach deren Nutzungsdauer nicht erneut in Betrieb genommen, es sei denn, es wurde explizit ein Überholungsjahr definiert. Betrachtet man nun in obiger Abbildung 74 etwa die letzteren Werte auf der Abszisse des Diagramms, so erkennt man, dass es sich unter anderem auch um Wasserkraftwerksleistung handelt. Die durchgehende technische Nutzungsdauer dieses Kraftwerktyps wurde für die Simulation auf 60 Jahre festgesetzt. Rechnet man diese Zeitspanne zurück, so kann man daraus schließen, dass es zu einem Refurbishment im Jahr 1989 gekommen ist – wenn dem nicht so wäre, dann wäre im Diagramm ein Eintrag für dieses Kraftwerk mit dem Alter von 75 Jahren vorhanden.

Eine vereinfachte Darstellung der obigen Abbildung 74, allerdings mit einer gestaffelten Aufteilung der Jahre und Aufsummierung der Leistungen, findet sich in untenstehender Abbildung 75. Aus dem Diagramm ist ablesbar, dass sich eine relativ große Anzahl von Gaskraftwerksaggregaten in einem Alter zwischen 16 und 20 Jahren befindet. Aus Sicht des Jahres 2035 und bei einer technischen Nutzungsdauer von etwa 40 Jahren wären diese Kraftwerkskapazitäten – zumindest in der Simulation – bis zum Jahr 2055 einem Refurbishment zu unterziehen. Ob es jedoch so weit kommt oder ob regenerative Energien auch diese konventionellen Kapazitäten verdrängen werden – beispielsweise durch sich bis dahin ergebende Kostenvorteile von Erneuerbaren gegenüber fossilen Kraftwerken – ist eine andere Frage.

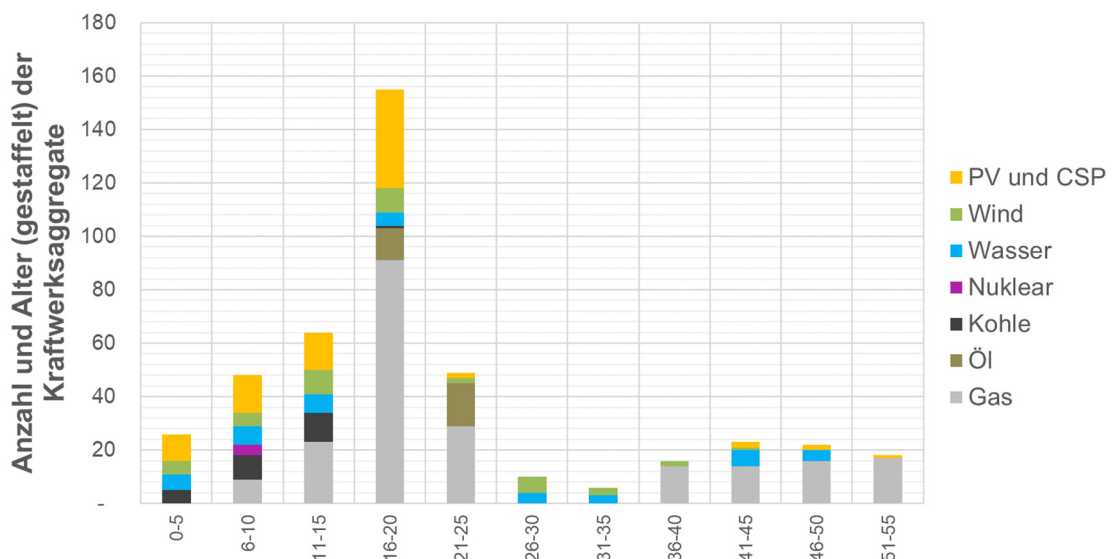


Abbildung 75: Szenario ISES 2035 – Alter des Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2035

Analog zu obiger Abbildung 74 zeigt die nachfolgende Abbildung 76 wieder den Kraftwerkspark aus der Sicht des Jahres 2035, diesmal jedoch nicht die Anzahl der installierten Aggregate sondern die installierten Leistungen der jeweiligen Kraftwerkstypen. Wie man erkennen kann, ist der Großteil der installierten Leistung relativ zur technischen Nutzungsdauer in einem jungen Alter. Älter sind wieder nur Aggregate aus Gas- und Wasserkraft – diese sind jedoch leistungsmäßig nicht von großer Relevanz.

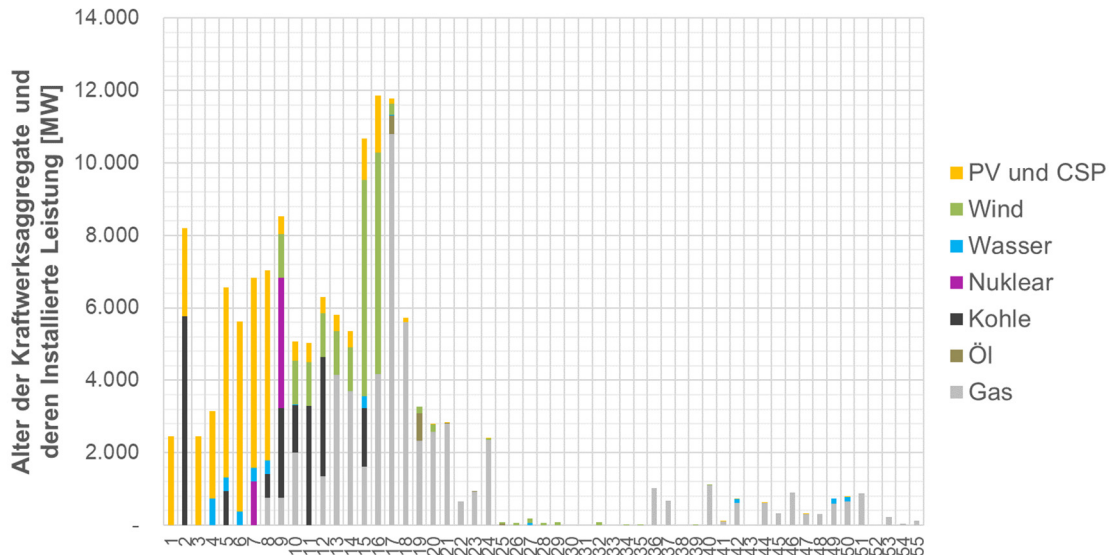


Abbildung 76: Szenario ISES 2035 – Alter des Kraftwerksparks in Jahren und dessen installierte Leistung aus Sicht des Jahres 2035

Wiederum nach Alter in 5-Jahres-Schritten gestaffelt und aufsummiert gibt die nachstehende Abbildung 77 Auskunft über die installierte Leistung des Kraftwerksparks aus Sicht des Jahres 2035. Diese Darstellung eignet sich besonders gut, um sich einen schnellen Überblick zu verschaffen.

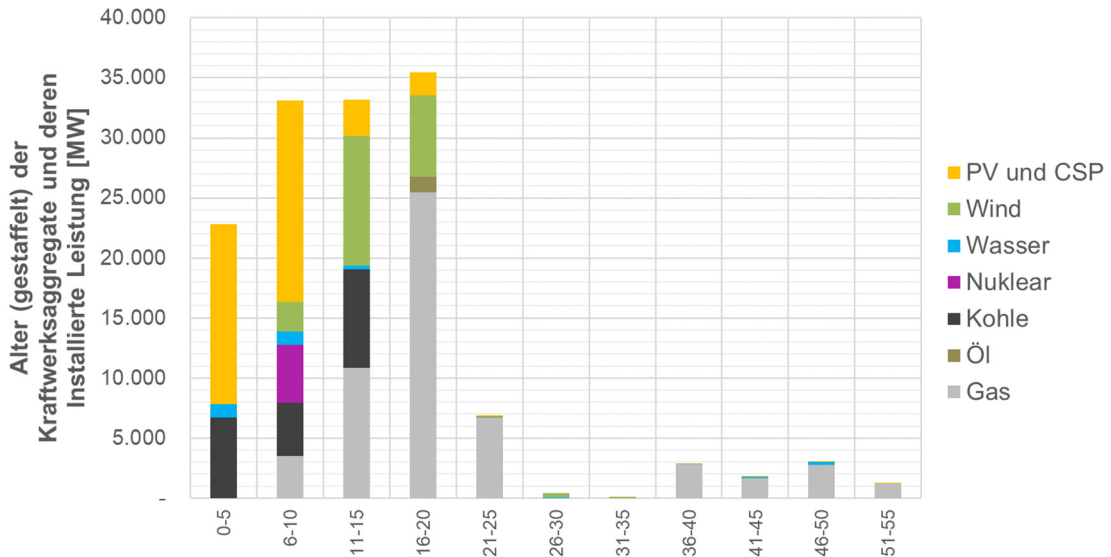


Abbildung 77: Szenario ISES 2035 – Alter des Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) und dessen installierte Leistung aus Sicht des Jahres 2035

Wie man in obiger Abbildung sieht, ist der Großteil der Anlagen in einem Alter bis zu 25 Jahren angesiedelt. Nur wenig Kapazität kommt aus älteren Kraftwerksaggregaten.

3.4.3.6 Entwicklung der produzierten Energie 2018 bis 2035

Wie in Kapitel 3.4.3.2 beschrieben und in Abbildung 69 dargestellt, wurde angenommen, dass die jährliche Zuwachsrate des Energieverbrauchs mit fortschreitenden Jahren schrittweise leicht abnimmt. Für das Jahr 2035 ergab sich so ein Verbrauch von rund 246.500 GWh.

Diese erwartete Energiemenge muss nun vom Kraftwerkspark produziert und über das Stromnetz an den Endverbraucher transportiert werden. Die Leitungsverluste sind bereits inkludiert. Das Simulationsmodell berechnet mehrere verschiedene Varianten hinsichtlich der Aufteilung der zu produzierenden Energiemenge – grundsätzlich aber zwei verschiedene Modelle, nämlich ein Börsen- und Zonenpreismodell (Marktmodell) sowie ein Gesamtmarkt- und Redispatchmodell (Lastflussmodell). Die Erklärung der Unterschiede des Marktmodells gegenüber dem Lastflussmodell werden in Kapitel 3.3.4 beschrieben.

3.4.3.6.1 Lastflussmodell

Die nachfolgende Abbildung 78 zeigt die produzierte Energiemenge der einzelnen Kraftwerkstechnologien für die Jahre 2006 bis 2035, so wie es die installierten Kraftwerkskapazitäten (siehe Abbildung 57) des Szenario ISES 2035 nach Durchlauf der Simulation ergeben. Wie man sofort erkennt, entspricht die im Jahr 2035 nachgefragte Menge von 246.500 GWh auch der produzierten Menge. Könnte der Bedarf der einzelnen Jahre nicht gedeckt werden, so würde das Simulationsmodell augenblicklich und eigenständig virtuelle (Gas)-Kraftwerke an den benötigten Standorten errichten – dies war jedoch nicht der Fall.

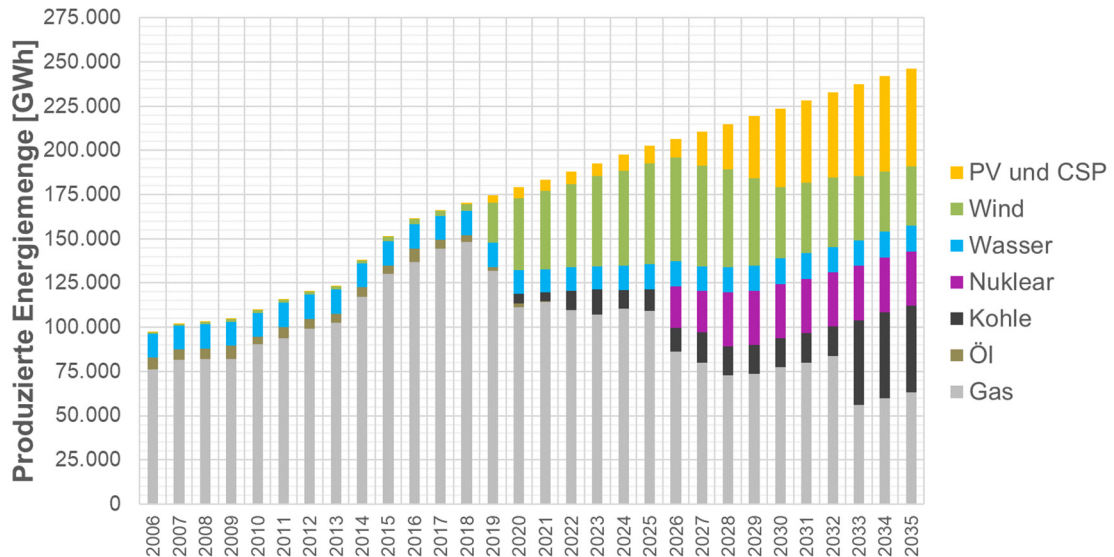


Abbildung 78: Szenario ISES 2035 – Entwicklung der produzierten Energiemenge der Jahre 2006 bis 2035 (Lastflussmodell)

Den einzelnen Erzeugungstechnologien liegen verschiedene Erzeugungskosten je produzierter Energiemenge zugrunde. Die Erzeugung der Energie muss dem Verbrauch der Energie stets folgen und um den Bedarf zu decken, werden verständlicherweise jene Kraftwerke mit den niedrigsten Produktionskosten zuerst eingesetzt – allerdings so, dass Leitungen nicht überlastet werden. Als Eingriffskriterium sieht das Simulationsmodell eine Leitungsauslastung von 70 % der thermischen Grenzlast vor.

In obiger Darstellung ist erkennbar, dass ab dem Jahr 2019 die Energie aus Gaskraftwerken hauptsächlich durch jene aus Windkraftanlagen ersetzt wird. Obwohl die installierte Kapazität aus Gaskraftwerken bis zum Jahr 2021 zunimmt (siehe Abbildung 71), geht die produzierte Menge an Energie aus diesen Kraftwerken bereits ab dem Jahr 2019 zurück. Ab dem Jahr 2020 beginnt dann auch billigerer, aus Kohle produzierter Strom die Energie aus Gas zu verdrängen. Ab dem Jahr 2026 wird wiederum die Produktion aus Kohle durch noch billigere Energie aus dem „El Dabaa“-Atomkraftwerk ersetzt, und das obwohl währenddessen weitere Kapazitäten aus Kohle installiert werden. Die produzierte Menge Energie aus Windkraftanlagen steigt bis zum Jahr 2026 an und wird ab dem Jahr 2027 durch kostengünstigere Solarenergie zurückgedrängt.

In Abbildung 79 werden die produzierten GWh in prozentualer Darstellung abgebildet.

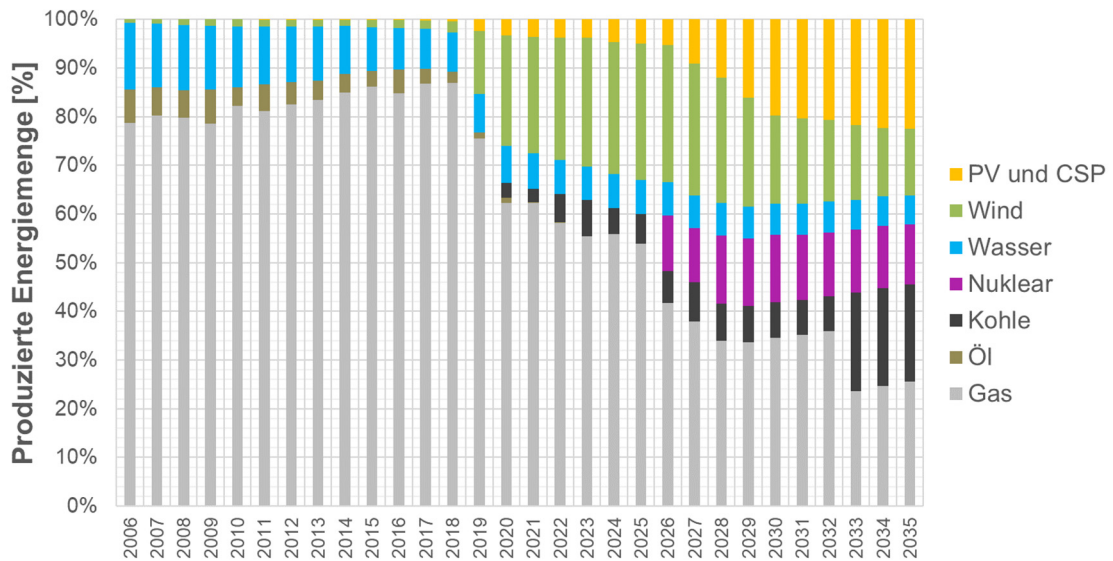


Abbildung 79: Szenario ISES 2035 – Entwicklung der produzierten Energiemenge (normiert) der Jahre 2006 bis 2035 (Lastflussmodell)

In Abbildung 78 sowie auch in obiger Abbildung mit prozentualer Aufteilung fällt auf, dass aus Ölkraftwerken produzierte Energie ab dem Jahr 2021 wegfällt – zumindest in der Grafik. Das Simulationsmodell gab für das Jahr 2021 rund 320 GWh an, für das Jahr 2022 nur mehr rund 45 GWh, und ab dem Jahr 2023 wird überhaupt keine Energie mehr aus Ölkraftwerken produziert werden.

In der prozentualen Darstellung erkennt man besonders gut den anteilmäßigen Rückgang der produzierten Energie aus Gaskraftwerken und deren Ersatz durch kostengünstigen erneuerbaren Strom. Nun fällt auf, dass der Anteil aus EE bis zum Jahr 2029 stetig anwächst, dann aber ab dem Jahr 2030 durch Energie aus konventionellen Kraftwerken wieder zurückgedrängt wird. Der Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien erreicht sein Maximum von fast 45 % im Jahr 2029. Ob die darauffolgende Verdrängung von EE dem Lastfluss zuzuschreiben ist – etwa durch unzureichenden Abtransport der erneuerbaren Energie über das Netz – wird sich im nächsten Kapitel herausstellen, wenn durch das Marktmodell eine leitungsunabhängige Simulation betrachtet wird.

In Abbildung 80 wird die jährliche Änderung der produzierten Energiemenge für die Jahre 2006 bis 2035 in Hinblick auf die jeweiligen Erzeugungstechnologien abgebildet.

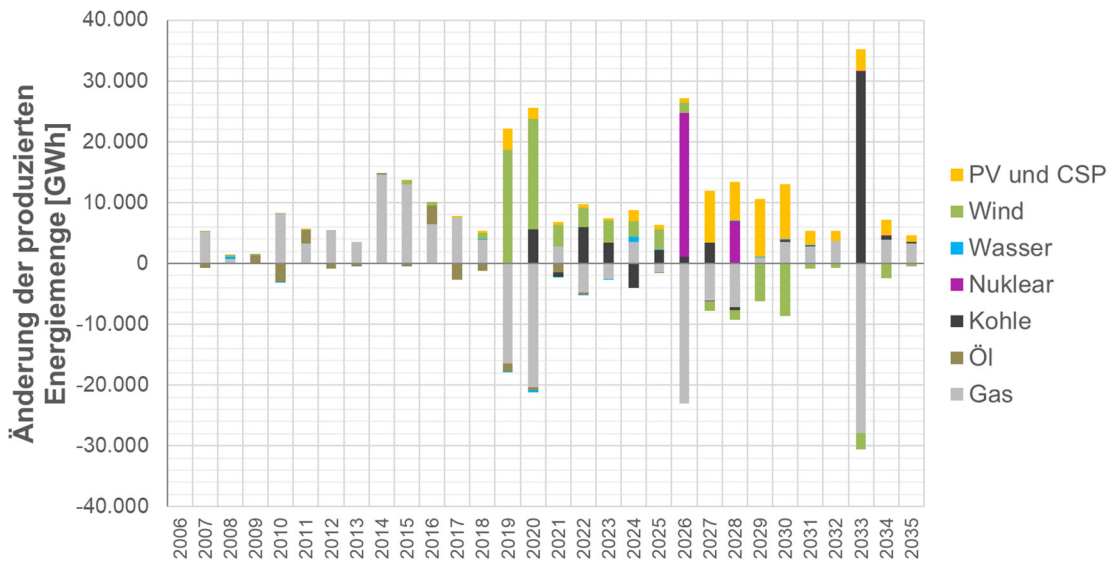


Abbildung 80: Szenario ISES 2035 – Änderung der produzierten Energiemenge aus den jeweiligen Erzeugungstechnologien für die Jahre 2006 bis 2035 (Lastflussmodell)

Wie in der Grafik ersichtlich wird bis zum Jahr 2018 vor allem Strom aus Gaskraftwerken erzeugt. Im Jahr 2019 werden hingegen rund 16.400 GWh aus diesen Kraftwerken und auch einigen Ölkraftwerken zurückgenommen und durch Wind- und Solarenergie ersetzt. Im Jahr 2026 findet wieder eine Rücknahme statt, diesmal jedoch aufgrund der Netzzuschaltung des Atomkraftwerks „El Dabaa“ und dessen billigeren Stroms. Im Jahr 2033 wird Strom aus neu installierter Leistung von Kohlekraftwerken anstatt aus Gaskraftwerken gewonnen. Auch wird vor allem ab dem Jahr 2029 Strom aus Windkraftanlagen durch günstigeren Strom aus Solarenergie ersetzt.

Die folgende Abbildung 81 zeigt final die Ergebnisse der Simulation unter Einsatz des Lastflussmodells hinsichtlich der mengenmäßigen Zusammensetzung der Energie aus den laut dem Szenario ISES 2035 installierten Kapazitäten.

Aus erneuerbaren Energieträgern würden demnach im Jahr 2035 rund 42 % der erzeugten GWh stammen. Der Rest, rund 58 %, wird aus fossilen und nuklearen Energieträgern gewonnen werden.

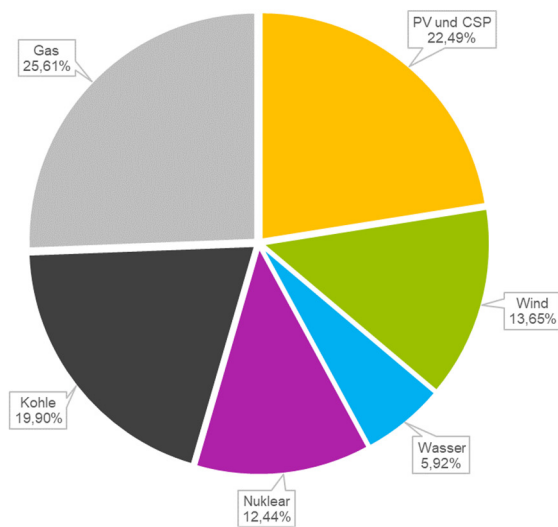


Abbildung 81: Szenario ISES 2035 – Zusammensetzung produzierter Energie aus verschiedenen Erzeugungstechnologien im Jahr 2035 laut Szenario ISES 2035 nach beendeter Simulation (Lastflussmodell)

3.4.3.6.2 Marktmodell

Die folgende Abbildung 82 zeigt die produzierte Energiemenge der Jahre 2006 bis 2035 hinsichtlich der einzelnen Kraftwerkstechnologien, so wie es die installierten Kraftwerkskapazitäten des Szenario ISES 2035 nach Durchlauf der Simulation ergeben (siehe Abbildung 57). Wie aus der Grafik ablesbar entspricht auch beim Marktmodell die in den jeweiligen Jahren nachgefragte Energiemenge der produzierten Menge.

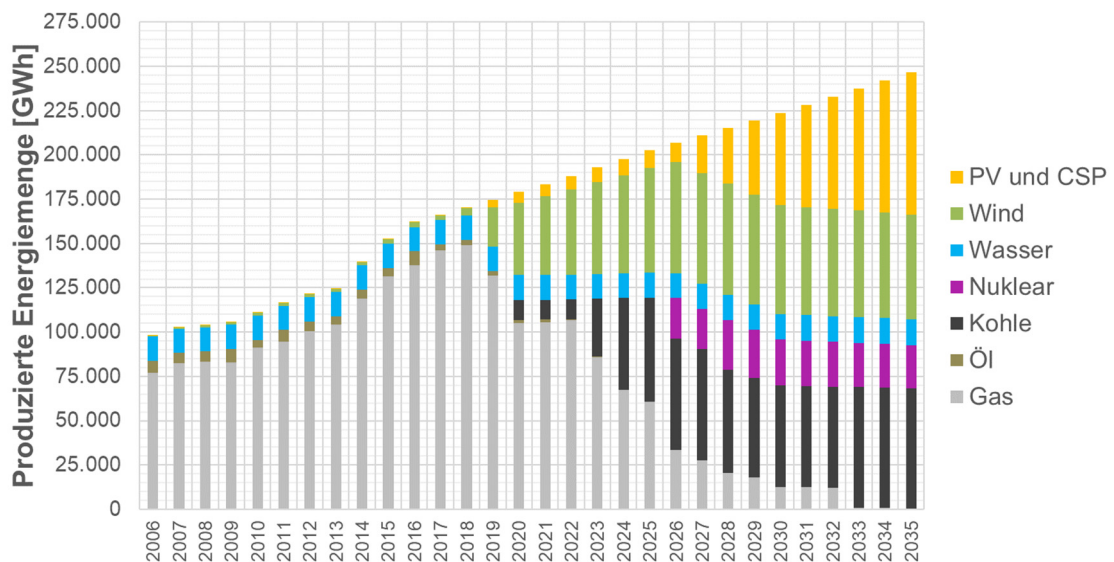


Abbildung 82: Szenario ISES 2035 – Entwicklung der produzierten Energiemenge der Jahre 2006 bis 2035 (Marktmodell)

Die obige Abbildung 82 des Marktmodells zeigt im Vergleich zum Lastflussmodell in Abbildung 78 jedoch einen sehr markanten Unterschied bei der gelieferten Energiemenge aus Gaskraftwerken. Bis zum Jahr 2018 steigen die GWh aus Gaskraftwerken an und werden ab dann durch regenerative Energie und billigeren Strom aus Kohle abgelöst. Ab dem Jahr 2033 ist der Anteil an Energie aus Gaskraftwerken

kaum noch auszumachen und im Jahr 2035 ist dieser vollkommen verschwunden. Der Vorzug von billigeren EE gegenüber Strom aus konventionellen Kraftwerken ist deutlich zu erkennen und bildet auch die Grundlage der Marktmodelle.

In Abbildung 83 werden die produzierten GWh der einzelnen Jahre und Kraftwerkstechnologien in prozentualer Darstellung gezeigt.

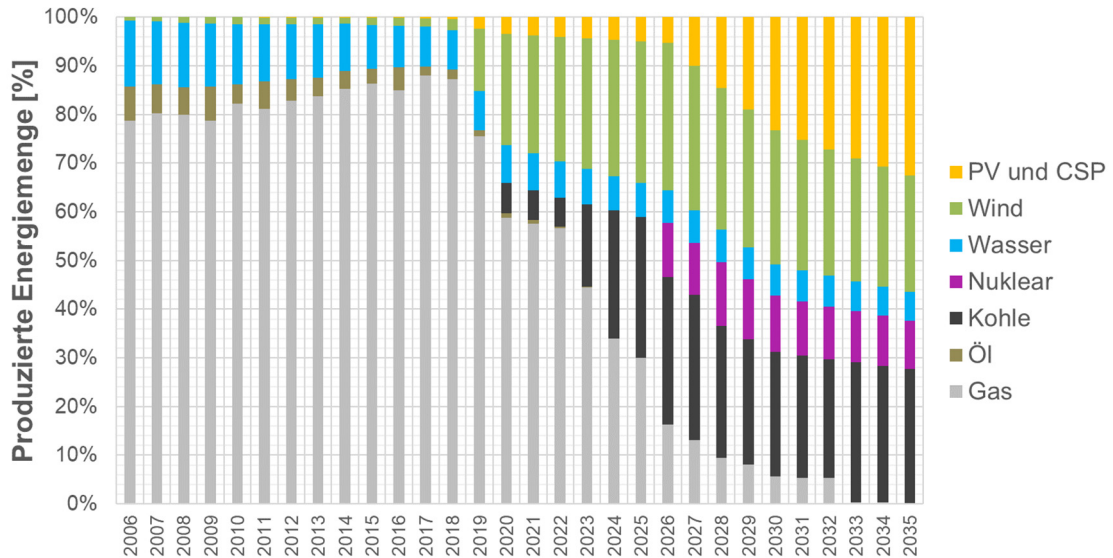


Abbildung 83: Szenario ISES 2035 – Entwicklung der produzierten Energiemenge (prozentual) der Jahre 2006 bis 2035 (Marktmodell)

Beim Lastflussmodell erreichte der Anteil aus EE im Jahr 2029 mit 45 % sein Maximum. Beim Marktmodell hingegen ist dies nicht der Fall, wie man der obigen Abbildung 83 entnehmen kann. Der Anteil aus EE-Strom (PV, CSP, Wasser) nimmt stetig zu und erreicht im Jahr 2035 rund 62 %. Aus regenerativen Kraftwerkstechnologien kommen somit im Jahr 2035 rund 153.750 GWh. Die Frage, ob der Rückgang von erneuerbarer Energie und das gleichzeitige Zunehmen von Energie aus konventionellen Kraftwerken beim Lastflussmodell ab dem Jahr 2029 dem Netz zuzuschreiben ist, kann also nun beantwortet werden. Der Import und Export von Energie ist in beiden Modellen nicht berücksichtigt. Der Unterschied zwischen den beiden Modellen liegt daher nur in der Anwendung der Restriktionen des Lastflussmodells. Somit ist davon auszugehen, dass der zuvor erwähnte Rückgang zum Teil dem Netz geschuldet sein muss.

In nachstehender Abbildung 84 wird wie bereits im Lastflussmodell wiederum die jährliche Änderung der produzierten Energiemenge für die Jahre 2006 bis 2035 hinsichtlich der jeweiligen Erzeugungstechnologien abgebildet.

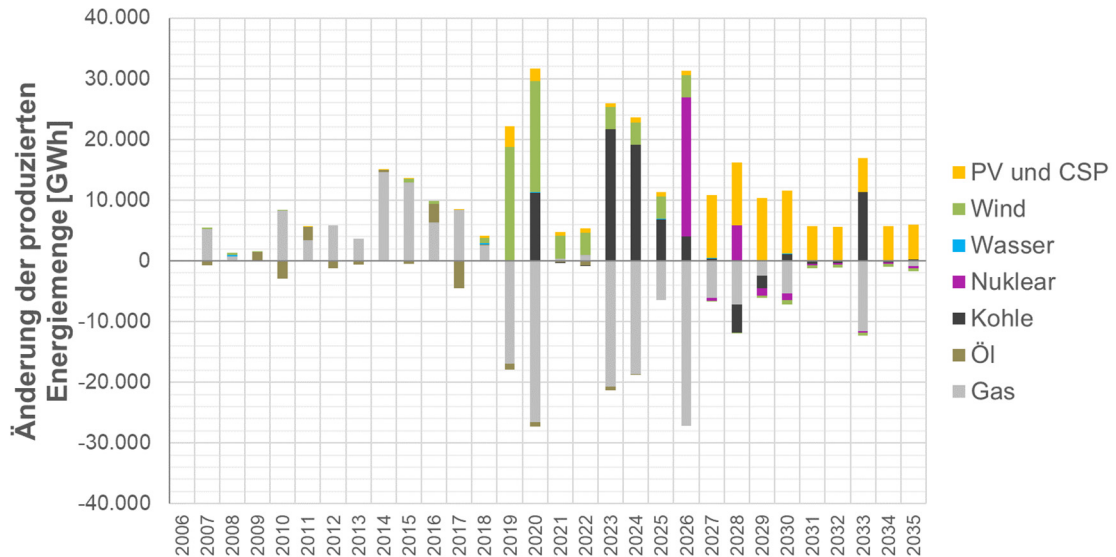


Abbildung 84: Szenario ISES 2035 – Änderung der produzierten Energiemenge aus den jeweiligen Erzeugungstechnologien für die Jahre 2006 bis 2035 (Marktmodell)

Ein Vergleich der obigen Abbildung 84 des Marktmodells mit der Abbildung 80 des Lastflussmodells zeigt, dass beide Darstellungen relativ ähnlich sind. Beim Marktmodell kommt es jedoch aufgrund der Nicht-Berücksichtigung des Netzes zu weitaus mehr Rücknahmen von teurer Energie aus Gaskraftwerken, da billigerer regenerativer Strom ohne Hindernisse vom Erzeugungsort an den Bedarfsort transportiert werden kann.

So zeigt sich in folgender Abbildung 85 nun die finale Zusammensetzung der produzierten Energie aus den verschiedenen Kraftwerkstechnologien für das Jahr 2035 wie folgt: Waren unter Berücksichtigung des Lastflusses 42 % der produzierten GWh aus erneuerbaren Anlagen möglich, so könnte mit einem idealen Netz beim hier analysierten Szenario ISES 2035 sogar rund 62 % des für das Jahr 2035 angenommenen Bedarfs aus erneuerbaren Anlagen gedeckt werden.

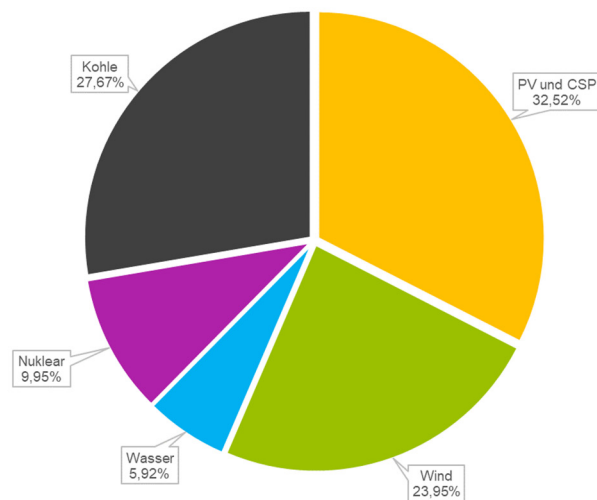


Abbildung 85: Szenario ISES 2035 – Zusammensetzung produzierter Energie aus verschiedenen Erzeugungstechnologien im Jahr 2035 laut Szenario ISES 2035 nach beendeter Simulation (Marktmodell)

3.4.3.7 Lastflussbild im Jahr 2035

Das durch ATLANTIS berechnete und mit VISU dargestellte Lastflussbild des Jahres 2035 auf Grundlage des untersuchten Szenarios ISES 2035 wird in nachfolgender Abbildung 86 gezeigt. Es handelt sich um die Darstellung der Jahreshöchstlast, welche im Monat August auftritt. Da das Marktmodell Leitungen als ideal annimmt – sozusagen Leitungen keinen Restriktionen unterliegen – gibt es in der Betrachtungsweise des Marktmodells kein Lastflussbild. Es handelt sich daher selbstverständlich um das Lastflussbild aus dem Lastflussmodell. Zum Vergleich wird in Abbildung 87 das Lastflussbild der Jahresniedriglast im Monat Jänner gezeigt.

Zur Jahreshöchstlast (siehe Abbildung 86) sind im Großraum Kairo und im stark besiedelten Nil-Delta die Leitungen etwas belastet – vereinzelt sind diese sogar an ihren thermischen Grenzen (rote Leitungen). Energie wird vor allem in den nördlichen Städten des Landes gebraucht – genau dorthin ist auch der Lastfluss gerichtet. Zu stärkeren Belastungen kommt es nur vereinzelt, etwa bei der 500 kV-Leitung welche den Strom der Nil-Kraftwerke und des Benban-Solarparks transportiert.

Zur Jahresniedriglast (siehe Abbildung 87) sind die Leitungen im Nil-Delta kaum beansprucht und es zeigt sich ein ausgeglicheneres Lastflussbild. Die bereits erwähnte 500 kV-Leitung im Süden des Landes ist weiterhin nahe der thermischen Grenze. Zudem ist eine andere 500 kV-Leitung, welche den Ballungsraum Kairo Stadt versorgt, zum Teil ausgelastet.

Die Erzeugung der aufzubringenden Energie und deren Transport über das Leitungsnetz konnte durch die ägyptischen Kraftwerke und Leitungen bewerkstelligt werden, ohne dass das Simulationsmodell ATLANTIS den automatischen Zubau von virtuellen Kraftwerken veranlassen musste um leistungs- oder leitungsmäßige Engpässe auszugleichen.

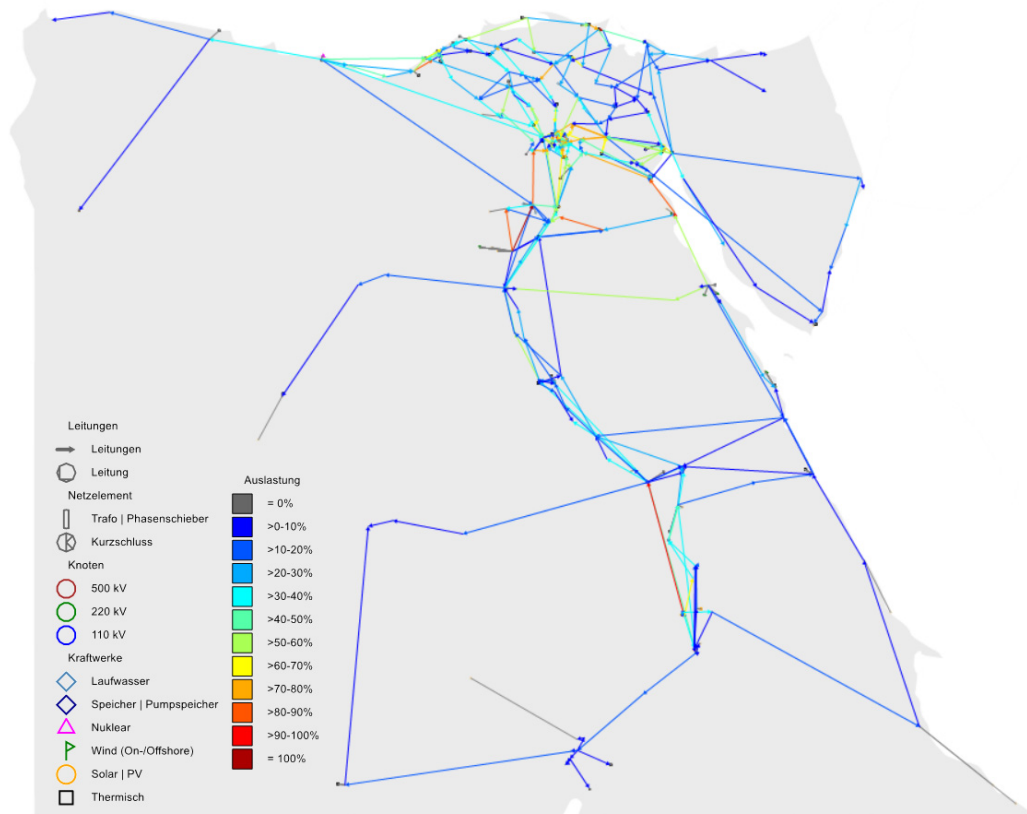


Abbildung 86: VISU – Lastfluss zur Jahreshöchstlast im August 2035

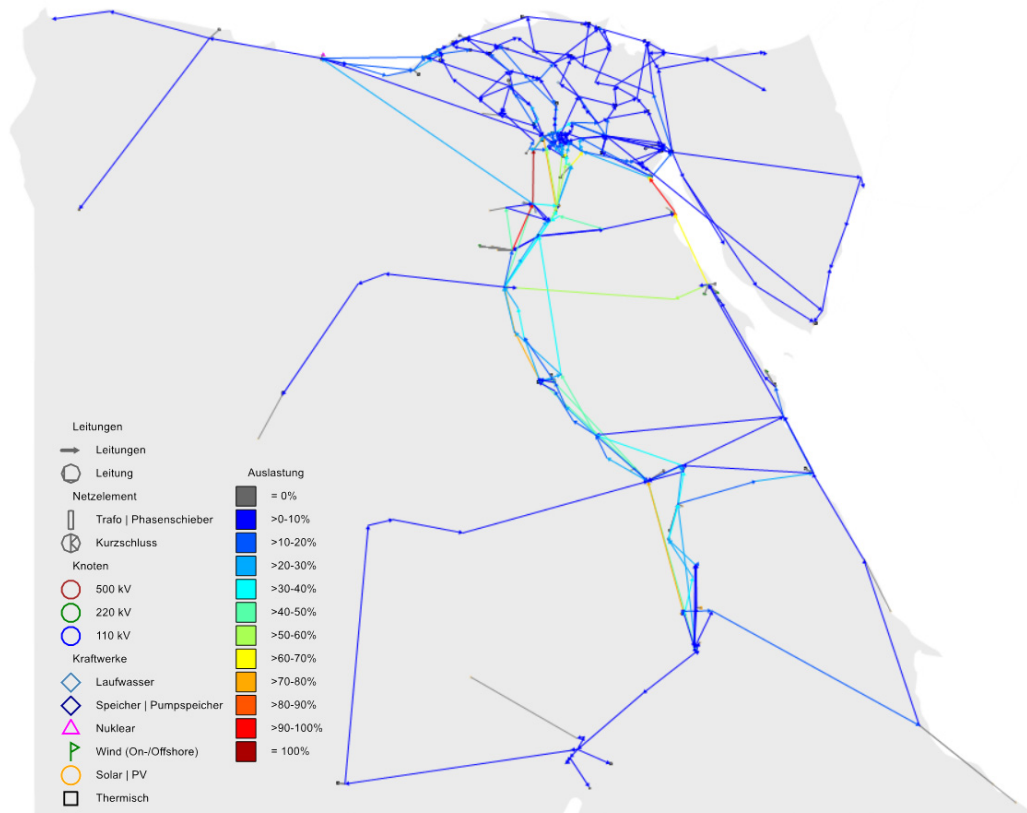


Abbildung 87: VISU – Lastfluss zur Jahresniedrigstlast im Jänner 2035

Zusammenfassung

Das Land Ägypten wurde im ersten und zweiten Teil der vorliegenden Arbeit vorgestellt. Neben wirtschaftlichen Aspekten wie etwa dem Bruttoinlandsprodukt, den einzelnen Wirtschaftssektoren oder den Importen und Exporten wurden auch geographische und demographische Besonderheiten des Landes behandelt. Der Verbrauch von Energie, die Institutionen der Energiewirtschaft und die wichtigsten zum Einsatz kommenden Energieträger wurden neben dem vorhandenen ägyptischen Kraftwerkspark und der Übertragung elektrischer Energie thematisiert. Im dritten Abschnitt wurde eine elektrizitätswirtschaftliche Simulation durchgeführt und die Analyse der Ergebnisse vorgenommen. Es wurde dazu das Simulationsmodell ATLANTIS vorgestellt und der Vorgang der Modellbildung beschrieben. Alsdann wurde der aktuelle Stand des ägyptischen Kraftwerksparks sowie dessen Leistung und produzierte Energiemengen analysiert. Zum Abschluss wurde das ägyptische Energieszenario ISES 2035 im Detail betrachtet und nach Aufbereitung einer ATLANTIS-Simulation zugeführt. Die Ergebnisse der Simulation wurden ausführlich analysiert.

Ziel der Arbeit war es, das Land Ägypten in das Simulationsmodell ATLANTIS aufzunehmen. Zahlreiche aktuelle Daten, wie etwa Inflationswerte, Bevölkerungsentwicklung, Personalkostenentwicklung, Brennstoffpreise und Energiepreise, aber auch historische Werte wie etwa Baukostenindex, Klimatabellen und diverse andere Indizes wurden verwendet, um eine realitätsnahe Abbildung zu generieren. Das Leitungsnetz der 132 kV- bis 500 kV-Ebene und alle ägyptischen Kraftwerke wurden in das Modell aufgenommen. So wurde ein detailgetreues Modell der ägyptischen Elektrizitäts- und Energiewirtschaft geschaffen. Nach erfolgreicher Simulation der ägyptischen Energiestrategie ISES 2035, ausgehend vom Jahr 2006 und unter Berücksichtigung der aktuell vorherrschenden Lage, wurden die Simulationsergebnisse ausgewertet.

Die Simulation zeigte, dass die vom Szenario ISES 2035 geplante zu installierende Kraftwerksleistung bis zum Jahr 2035 mehr als ausreichend sein wird, um den angenommenen Strombedarf des Landes zu befriedigen. Auch die vorgesehene Zusammensetzung der Leistung wurde durch das Simulationsmodell bestätigt – durch Refurbishment älterer Kraftwerksaggregate kam es hier nur zu marginalen Abweichungen.

Die Simulationsergebnisse des Lastflussmodells zeigten, dass Energie aus regenerativen Quellen nach und nach Energie aus Gas- und Ölkraftwerken verdrängen und erneuerbare Energie künftig mehr als zwei Fünftel der Energie ausmachen wird.

Die Simulationsergebnisse für das Marktmodell, welches das Stromnetz als ideal voraussetzt, sagten eine noch größere Menge produzierten Stroms aus Erneuerbaren voraus. Mehr als drei Fünftel der produzierten Energie könnten demnach aus erneuerbaren Quellen stammen. Dies lässt den Schluss zu, dass das ägyptische Stromnetz, wie bereits vorhin beschrieben, den Anforderungen der Zukunft gewachsen, aber laut Simulation nicht in der Lage sein wird, diese großen Mengen erneuerbarer

Energie optimal abzutransportieren. Es muss natürlich dazugesagt werden, dass kein Import und Export von Energie zwecks fehlender Anbindung anderer Länder im Simulationsmodell erfolgen konnte und dass Daten zur Entwicklung des Leitungsnetzes kaum verfügbar waren. Unter der Annahme, dass das Leitungsnetz jedoch in den nächsten Jahrzehnten mit dem Zuwachs an installierter Wind- und Solarleistung mithält und kontinuierlich ausgebaut wird, sind die derzeit verlautbarten Zahlen bezüglich des regenerativen Stroms im Jahr 2035 sogar noch zu niedrig geschätzt.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Ägypten sich aus elektrizitäts- und energiewirtschaftlicher Sicht wieder auf einem soliden Weg in Richtung Zukunft befindet. Die Zeit kurz vor und nach dem Arabischen Frühling ließ das Land in eine Starre verfallen, in der viele bereits geplante Vorhaben, seien es Auslandsleitungen oder Kraftwerke, verschoben oder nicht umgesetzt wurden. Das Land erkannte danach schnell seinen Reichtum an regenerativem Energiepotential, denn hohe Windgeschwindigkeiten und eine hohe Sonneneinstrahlung sind kennzeichnend für das Land am Nil. Noch verfügt Ägypten nicht über die den erneuerbaren Energien zur Seite stehenden konventionellen Kapazitäten oder notwendigen Auslandsleitungen – was sich jedoch demnächst ändern wird. Energie aus drei neu gebauten GuD-Kraftwerken, mehreren bereits in Planung befindlichen Kohlekraftwerken, einem Pumpspeicherkraftwerk und einem Atomkraftwerk, werden so nicht nur die Nutzung von hoch verfügbarem erneuerbaren Energiepotential ermöglichen, auch Ägyptens Position als zukünftige Energiedrehscheibe im Nahen Osten, in Richtung Europa und für den afrikanischen Kontinent wird sich ausbilden. Sind der afrikanische, asiatische und europäische Kontinent in nicht zu ferner Zukunft durch ein gut ausgebautes Stromnetz miteinander verbunden – und das nicht nur in einem Simulationsmodell – könnten die Potentiale erneuerbarer Energieträger eine neue Ära des Energiezeitalters einläuten.

Anhang

The Global Competitiveness Index 2017-2018 edition



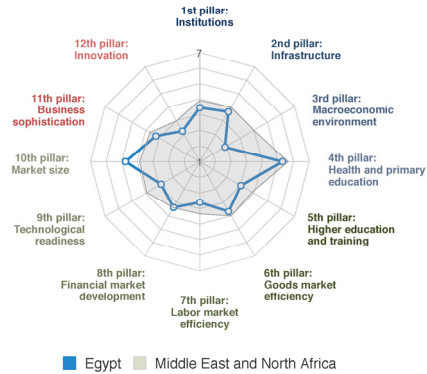
Key indicators, 2016

Source: International Monetary Fund; World Economic Outlook Database (April 2017)

Population millions	90.2	GDP per capita US\$	3,684.6
GDP US\$ billions	332.3	GDP (PPP) % world GDP	0.95

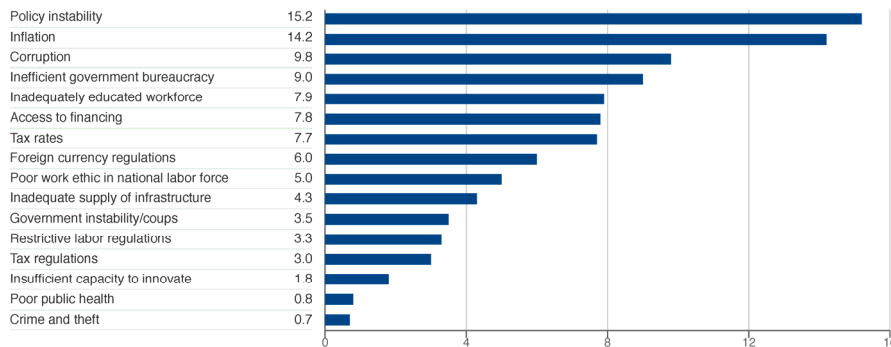
Performance overview

Index Component	Rank/137	Score (1-7)	Trend	Distance from best	Edition	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18
Global Competitiveness Index	100	3.9			Rank	107 / 144	118 / 148	119 / 144	116 / 140	115 / 138	100 / 137
Subindex A: Basic requirements	106	4.0			Score	3.7	3.6	3.6	3.7	3.7	3.9
1st pillar: Institutions	64	3.9									
2nd pillar: Infrastructure	71	4.1									
3rd pillar: Macroeconomic environment	132	2.6									
4th pillar: Health and primary education	87	5.5									
Subindex B: Efficiency enhancers	8/	3.9									
5th pillar: Higher education and training	100	3.6									
6th pillar: Goods market efficiency	90	4.1									
7th pillar: Labor market efficiency	134	3.2									
8th pillar: Financial market development	77	3.9									
9th pillar: Technological readiness	94	3.5									
10th pillar: Market size	25	5.1									
Subindex C: Innovation and sophistication factors	101	3.4									
11th pillar: Business sophistication	84	3.8									
12th pillar: Innovation	109	2.9									



Most problematic factors for doing business

Source: World Economic Forum, Executive Opinion Survey 2017



Note: From the list of factors, respondents to the World Economic Forum's Executive Opinion Survey were asked to select the five most problematic factors for doing business in their country and to rank them between 1 (most problematic) and 5. The score corresponds to the responses weighted according to their rankings.

Abbildung 88: Global Competitiveness Index Ägypten (Seite 1) (Schwab 2017)

Index Component	Rank/137	Value	Trend	Index Component	Rank/137	Value	Trend
1st pillar: Institutions	64	3.9		6th pillar: Goods market efficiency	90	4.1	
1.01 Property rights	94	3.9		6.01 Intensity of local competition	88	4.8	
1.02 Intellectual property protection	132	3.0		6.02 Extent of market dominance	51	3.9	
1.03 Diversion of public funds	52	4.0		6.03 Effectiveness of anti-monopoly policy	115	3.1	
1.04 Public trust in politicians	67	3.0		6.04 Effect of taxation on incentives to invest	63	3.7	
1.05 Irregular payments and bribes	57	4.2		6.05 Total tax rate % profits	92	43.5	
1.06 Judicial independence	31	5.1		6.06 No. of procedures to start a business	18	4	
1.07 Favoritism in decisions of government officials	48	3.5		6.07 Time to start a business days	35	6.5	
1.08 Efficiency of government spending	63	3.3		6.08 Agricultural policy costs	88	3.5	
1.09 Burden of government regulation	87	3.2		6.09 Prevalence of non tariff barriers	85	4.2	
1.10 Efficiency of legal framework in settling disputes	77	3.5		6.10 Trade tariffs % duty	131	14.9	
1.11 Efficiency of legal framework in challenging regulations	61	3.4		6.11 Prevalence of foreign ownership	116	3.7	
1.12 Transparency of government policymaking	129	3.0		6.12 Business impact of rules on FDI	120	3.4	
1.13 Business costs of terrorism	104	4.5		6.13 Burden of customs procedures	81	3.9	
1.14 Business costs of crime and violence	79	4.4		6.14 Imports % GDP	120	21.6	
1.15 Organized crime	60	5.0		6.15 Degree of customer orientation	72	4.6	
1.16 Reliability of police services	50	4.8		6.16 Buyer sophistication	91	3.1	
1.17 Ethical behavior of firms	69	3.8		7th pillar: Labor market efficiency	134	3.2	
1.18 Strength of auditing and reporting standards	82	4.4		7.01 Cooperation in labor-employer relations	104	4.0	
1.19 Efficacy of corporate boards	107	4.4		7.02 Flexibility of wage determination	98	4.5	
1.20 Protection of minority shareholders' interests	64	4.1		7.03 Hiring and firing practices	70	3.7	
1.21 Strength of investor protection 0-10 (best)	95	4.8		7.04 Redundancy costs weeks of salary	129	36.8	
2nd pillar: Infrastructure	71	4.1		7.05 Effect of taxation on incentives to work	55	4.1	
2.01 Quality of overall infrastructure	73	4.0		7.06 Pay and productivity	107	3.4	
2.02 Quality of roads	75	3.9		7.07 Reliance on professional management	92	3.9	
2.03 Quality of railroad infrastructure	50	3.3		7.08 Country capacity to retain talent	103	2.9	
2.04 Quality of port infrastructure	41	4.7		7.09 Country capacity to attract talent	116	2.4	
2.05 Quality of air transport infrastructure	42	5.1		7.10 Female participation in the labor force ratio to men	131	0.31	
2.06 Available airline seat kilometers millions/week	41	648.2		8th pillar: Financial market development	77	3.9	
2.07 Quality of electricity supply	63	5.0		8.01 Availability of financial services	73	4.2	
2.08 Mobile-cellular telephone subscriptions /100 pop.	77	113.7		8.02 Affordability of financial services	85	3.6	
2.09 Fixed-telephone lines /100 pop.	90	7.1		8.03 Financing through local equity market	41	4.3	
3rd pillar: Macroeconomic environment	132	2.6		8.04 Ease of access to loans	66	3.9	
3.01 Government budget balance % GDP	128	-12.0		8.05 Venture capital availability	74	2.8	
3.02 Gross national savings % GDP	122	9.4		8.06 Soundness of banks	49	5.4	
3.03 Inflation annual % change	124	10.2		8.07 Regulation of securities exchanges	50	4.7	
3.04 Government debt % GDP	121	97.1		8.08 Legal rights index 0-10 (best)	106	2	
3.05 Country credit rating 0-100 (best)	93	32.1		9th pillar: Technological readiness	94	3.5	
4th pillar: Health and primary education	87	5.5		9.01 Availability of latest technologies	91	4.3	
4.01 Malaria incidence cases/100,000 pop.	1	0.0		9.02 Firm-level technology absorption	100	4.1	
4.02 Business impact of malaria	n/a	6.6		9.03 FDI and technology transfer	75	4.3	
4.03 Tuberculosis incidence cases/100,000 pop.	38	15.0		9.04 Internet users % pop.	93	39.2	
4.04 Business impact of tuberculosis	25	6.5		9.05 Fixed-broadband Internet subscriptions /100 pop.	88	5.2	
4.05 HIV prevalence % adult pop.	1	<0.1		9.06 Internet bandwidth kb/s/user	100	17.2	
4.06 Business impact of HIV/AIDS	16	6.6		9.07 Mobile-broadband subscriptions /100 pop.	77	52.6	
4.07 Infant mortality deaths/1,000 live births	90	20.3		10th pillar: Market size	25	5.1	
4.08 Life expectancy years	91	71.3		10.01 Domestic market size index	19	5.1	
4.09 Quality of primary education	133	2.4		10.02 Foreign market size index	45	5.0	
4.10 Primary education enrollment rate net %	33	98.0		10.03 GDP (PPP) PPP \$ billions	21	1,132.4	
5th pillar: Higher education and training	100	3.6		10.04 Exports % GDP	128	11.9	
5.01 Secondary education enrollment rate gross %	84	86.1		11th pillar: Business sophistication	84	3.8	
5.02 Tertiary education enrollment rate gross %	76	36.2		11.01 Local supplier quantity	85	4.3	
5.03 Quality of the education system	130	2.5		11.02 Local supplier quality	95	4.0	
5.04 Quality of math and science education	122	2.8		11.03 State of cluster development	56	3.9	
5.05 Quality of management schools	124	3.2		11.04 Nature of competitive advantage	95	3.1	
5.06 Internet access in schools	119	3.2		11.05 Value chain breadth	56	3.9	
5.07 Local availability of specialized training services	135	2.8		11.06 Control of international distribution	92	3.3	
5.08 Extent of staff training	116	3.4		11.07 Production process sophistication	70	3.8	
				11.08 Extent of marketing	104	4.1	
				11.09 Willingness to delegate authority	118	3.7	
				12th pillar: Innovation	109	2.9	
				12.01 Capacity for innovation	123	3.4	
				12.02 Quality of scientific research institutions	121	2.8	
				12.03 Company spending on R&D	103	2.9	
				12.04 University-industry collaboration in R&D	117	2.8	
				12.05 Gov't procurement of advanced technology products	61	3.4	
				12.06 Availability of scientists and engineers	55	4.1	
				12.07 PCT patents applications/million pop.	73	0.9	

Note: Values are on a 1-to-7 scale unless indicated otherwise. Trend lines depict evolution in values since the 2012-2013 edition (or earliest edition available). For detailed definitions, sources, and periods, consult the interactive Economy Profiles and Rankings at <http://gcr.weforum.org/>

Abbildung 89: Global Competitiveness Index Ägypten (Seite 2) (Schwab 2017)

EGYPT, ARAB REP.		Middle East & North Africa		GNI per capita (US\$)	3,160
Ease of doing business rank (1–190)	128	Overall distance to frontier (DTF) score (0–100)	56.22	Population	95,688,681
Starting a business (rank)	103	Getting credit (rank)	90	Trading across borders (rank)	170
DTF score for starting a business (0–100)	84.53	DTF score for getting credit (0–100)	50.00	DTF score for trading across borders (0–100)	42.23
Procedures (number)	8.5	Strength of legal rights index (0–12)	2	Time to export	
Time (days)	14.5	Depth of credit information index (0–8)	8	Documentary compliance (hours)	88
Cost (% of income per capita)	7.4	Credit bureau coverage (% of adults)	25.3	Border compliance (hours)	48
Minimum capital (% of income per capita)	0.0	Credit registry coverage (% of adults)	7.8	Cost to export	
				Documentary compliance (US\$)	100
Dealing with construction permits (rank)	66	✓ Protecting minority investors (rank)	81	Border compliance (US\$)	258
DTF score for dealing with construction permits (0–100)	71.43	DTF score for protecting minority investors (0–100)	55.00	Time to import	
Procedures (number)	19	Extent of disclosure index (0–10)	8	Documentary compliance (hours)	265
Time (days)	172	Extent of director liability index (0–10)	3	Border compliance (hours)	240
Cost (% of warehouse value)	1.9	Ease of shareholder suits index (0–10)	3	Cost to import	
Building quality control index (0–15)	14.0	Extent of shareholder rights index (0–10)	5	Documentary compliance (US\$)	1,000
		Extent of ownership and control index (0–10)	7	Border compliance (US\$)	554
		Extent of corporate transparency index (0–10)	7		
Getting electricity (rank)	89	Paying taxes (rank)	167	Enforcing contracts (rank)	160
DTF score for getting electricity (0–100)	71.24	DTF score for paying taxes (0–100)	50.67	DTF score for enforcing contracts (0–100)	42.75
Procedures (number)	5	Payments (number per year)	29	Time (days)	1,010
Time (days)	53	Time (hours per year)	392	Cost (% of claim)	26.2
Cost (% of income per capita)	324.7	Total tax and contribution rate (% of profit)	45.3	Quality of judicial processes index (0–18)	5.5
Reliability of supply and transparency of tariffs index (0–8)	3	Postfiling index (0–100)	26.62	Resolving insolvency (rank)	115
Registering property (rank)	119			DTF score for resolving insolvency (0–100)	38.89
DTF score for registering property (0–100)	55.50			Time (years)	2.5
Procedures (number)	8			Cost (% of estate)	22.0
Time (days)	75			Recovery rate (cents on the dollar)	25.8
Cost (% of property value)	1.1			Strength of insolvency framework index (0–16)	8.0
Quality of land administration index (0–30)	7.0				

Note: Most indicator sets refer to a case scenario in the largest business city of an economy, though for 11 economies the data are a population-weighted average for the two largest business cities. For some indicators a result of "no practice" may be recorded for an economy; see the data notes for more details. In starting a business, procedures (number), time (days) and cost (% of income per capita) are calculated as the average of both men and women. For the postfiling index, a result of "not applicable" may be recorded for an economy.

Abbildung 90: Doing Business Index 2018 (World Bank Group 2018)

Verzeichnisse

Abkürzungsverzeichnis

°C	Grad Celsius
%	Prozent
>	größer
<	kleiner
AG	Aktiengesellschaft
AUPTDE	Arab Union of Producers, Transporters and Distributors of Electricity
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BOO	Build Own Operate
BOOT	Build Own Operate Transfer
BP	British Petroleum
CIA	Central Intelligence Agency
CO ₂	Kohlendioxid
CSP	Concentrated Solar Power
e.V.	eingetragener Verein
EB	Bureau of Economic and Business Affairs
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
EE	Erneuerbare Energie
EEHC	Egyptian Electricity Holding Company
EETC	Egyptian Electricity Transmission Company
EGP	Egyptian Pound
EgyptERA	Egyptian Electricity Utility and Consumer Protection Regulatory Agency
EIA	US Energy Information Administration
EMC	Energy Management Centre
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPO	Entwicklungspolitik Online
ESPSP	Energy Sector Policy Support Programme
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
EUR	Euro
EUR/kWh	Euro pro Kilowattstunde
exkl.	exklusive
GAMS	General Algebraic Modeling System
GEIDCO	Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization
GTAI	Germany Trade & Invest
GuD	Gas- und Dampf
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
HFO	Heavy Fuel Oil
HVDC	High Voltage Direct Current

IEA	International Energy Agency
IEE	Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
IMF	International Monetary Fund
IRENA	International Renewable Energy Agency
ISES	Integrated Sustainable Energy Strategy
IWF	Internationaler Währungsfonds
JOSM	Java Open Street Map Editor
km	Kilometer
km ²	Quadratkilometer
ktoe	Kilotonne Öleinheit
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunde
kWh/m ²	Kilowattstunden pro Quadratmeter
kWp	Kilowatt Peak
LED	Light Emitting Diode
LFO	Light Fuel Oil
LNG	Liquified Natural Gas
m	Meter
m/s	Meter pro Sekunde
m ²	Quadratmeter
m ³ /s	Kubikmeter pro Sekunde
Mio.	Million
MIT	Massachusetts Institute of Technology
mm	Millimeter
MOD	Ministry of Defence and Military Production
MOEE	Ministry of Electricity and Renewable Energy
MOP	Ministry Of Petroleum
MPS	Modern Power Systems
Mrd.	Milliarde
Mtoe	Megatonne Öleinheit
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWp	Megawatt Peak
NTC	Net Transfer Capacity
NREA	New and Renewable Energy Authority
OAPEC	Organization of Arab Petroleum Exporting Countries
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OSM	Open Street Map
PDF	Portable Document Format
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
PV	Photovoltaik
SCE	Supreme Council of Energy
SDSEGYPT	Sustainable Development Strategy Egypt
SQL	Structured Query Language
SUMED	Suez-Mediterranean Oil Pipeline

TWh	Terawattstunde
UNIDO	United Nations Industrial Development Organization
US	United States of America
USA	United States of America
USD	United States Dollar
u.v.a.m.	und viele andere mehr
VBA	Visual Basic for Applications
VISU	Softwaretool des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
z.B.	zum Beispiel

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gestaffelte Strompreise je kWh für Haushaltskunden in Ägypten gültig seit 1. Juli 2018 (EgyptERA 2018).....	36
Tabelle 2: Gestaffelte Strompreise je kWh für Gewerbekunden in Ägypten gültig seit 1. Juli 2018 (EgyptERA 2018).....	36
Tabelle 3: Einspeisetarife für Solarenergie (George 2017, S. 43–44).....	38
Tabelle 4: Einspeisetarife für Windenergie (George 2018, S. 41).....	38

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Länder Nord-Afrikas (links) (Mapchart.net 2018) und Regionen in Ägypten (rechts) (Weltkarte.com 2018b)	3
Abbildung 2: Satellitenbild von Ägypten (Weltkarte.com 2018a)	4
Abbildung 3: Beispiel des Toshka-Projekts (links) (Azmat 2013); Al-Salam-Kanal (rechts) (Abulgheit 2012).	5
Abbildung 4: Kurs des Ägyptischen Pfunds (EGP) in US-Dollar (USD) von 01.01.2006 bis 31.10.2018; abgerufen am 31. Oktober 2018 (Trading Economics 2018i)	6
Abbildung 5: Bruttoinlandsprodukt Ägyptens der Jahre 2006 bis 2016 in Milliarden US-Dollar; abgerufen am 31.10.2018 (Trading Economics 2018d)	8
Abbildung 6: Verlauf der Touristenanzahl in Ägypten vom Jahr 1980 bis Oktober 2018; abgerufen am 31. Oktober 2018 (Trading Economics 2018h)	9
Abbildung 7: Wirtschaftswachstum Ägyptens vom Jahr 1992 bis Oktober 2018; abgerufen am 31. Oktober 2018 (Trading Economics 2018e)	9
Abbildung 8: Staatsverschuldung von Ägypten vom Jahr 2008 bis 2017 mit Prognose für weitere Jahre; abgerufen am 31. Oktober 2018 (Trading Economics 2018a)	10
Abbildung 9: Entwicklung der Inflationsrate vom Jahr 2000 bis Oktober 2018; abgerufen am 31. Oktober 2018 (Trading Economics 2018g)	10
Abbildung 10: Korruptionsindex (durchgehende Linie) und Korruptionsranking (gepunktete Linie) von Jänner 1996 bis Oktober 2018; abgerufen am 31. Oktober 2018 (Trading Economics 2018b, 2018c)	11
Abbildung 11: Ziel von Exporten und Herkunft von Importen nach Kontinent aufgeteilt für das Jahr 2016 (eigene Darstellung mit Zahlen von MIT Media Lab 2018)	13
Abbildung 12: Nach Energieträger aufgeteilter Primärenergieverbrauch von Ägypten für die Jahre 1990 bis 2016 (George 2017)	15
Abbildung 13: Sankey-Diagramm „Balance“ von Ägypten im Jahr 2016 (IEA 2018a)	16
Abbildung 14: Sankey-Diagramm „Final Consumption“ von Ägypten im Jahr 2016 (IEA 2018b)	17
Abbildung 15: Verlauf von SUMED- und ArabGas-Pipeline sowie Gasfelder (EIA 2018)	19
Abbildung 16: Ägyptische Erdgasförderung und Verbrauch in Milliarden Kubikfuß pro Tag der Jahre 2007 bis 2016 (EIA 2018)	19
Abbildung 17: Verwaltungsstruktur der ägyptischen Energieversorgung sowie deren Dach- und Tochtergesellschaften (eigene Darstellung nach Mohina 2017 und George 2017)	21

Abbildung 18: Installierte Kapazitäten verschiedener Erzeugungstechnologien in Ägypten im Jahr 2016/2017 (EEHC 2017, S. 21)	24
Abbildung 19: In Ägypten produzierte Elektrizität in Terawattstunden für die Jahre 2006 bis 2017 (eigene Darstellung basierend auf BP 2017 und BP 2018)	25
Abbildung 20: Erzeugungsmix elektrischer Energie im Vergleich (Ägypten, Afrika, Europa, Welt) (eigene Darstellung nach BP 2018)	26
Abbildung 21: West Assuit Ölkraftwerk (1.000 MW) (Orascom 2018)	26
Abbildung 22: GuD-Kraftwerk Beni Suef (4.800 MW) (MEC 2014)	27
Abbildung 23: „Aswan High Dam“ (links) (Water-Technology.net 2018) und historische Ansicht des „Aswan Low Dam“ aus dem Jahr 1902 (rechts) (Flickr 2011)	28
Abbildung 24: Gabal El-Zeit Windpaark (links) (Egypt Today 2018c); Zafarana Windpark (rechts) (Flickr 2008)	30
Abbildung 25: Karte von Ägypten mit Windgeschwindigkeiten. Schwarz-gelbe Punkte auf Karte zeigen die Standorte „Zafarana“ und „Gabal El-Zeit“ (Global Wind Atlas 2018)	31
Abbildung 26: Karte von Ägypten mit Windgeschwindigkeiten (links) und Reliefkarte von Ägypten (rechts) (Mortensen, Niels G. et. al. 2006)	32
Abbildung 27: Karte von Ägypten mit global solarer Einstrahlung. Schwarz-gelber Punkt auf Karte zeigt den Standort „Benban“ (Global Solar Atlas 2018)	33
Abbildung 28: Solarpark Benban. Sich selbst justierende Kollektoren (links) (Ossenbrink 2018) und Luftaufnahme des entstehenden Solarparks (rechts) (Egypt Today 2018a)	34
Abbildung 29: ATLANTIS Simulationsmodell – Modellierte Knoten, Leitungen und Kraftwerke (IEE 2018)	41
Abbildung 30: Simulationsprozess in ATLANTIS (IEE 2018)	42
Abbildung 31: Leitungen und Knoten der ENTSO-E Karte von Ägypten mit Stand Oktober 2018. Grün 220 kV und rot 500 kV. Weisse Punkte sind Knoten. Strichlierte Linien kennzeichnen Leitungsprojekte (ENTSOE 2018)	47
Abbildung 32: Überlagerung der ENTSO-E Karte von Oktober 2018 mit einem Satellitenbild in JOSM (ENTSOE 2018 und OSM 2018).	48
Abbildung 33: Ägyptisches Stromnetz (alle Spannungsebenen) im Oktober 2018 laut OSM	48
Abbildung 34: Stromnetz (132 kV-, 220 kV- und 500 kV-Netz) im Oktober 2018 laut OSM	49
Abbildung 35: Knoten „Nag Hammadi“ laut OSM-Daten mit Stand Oktober 2018	50

Abbildung 36: VISU – Modelliertes Leitungsnetz von Ägypten mit Knoten und Kraftwerken für das Jahr 2018.....	51
Abbildung 37: VISU – Modelliertes Leitungsnetz von Ägypten mit Knoten und Kraftwerken für das Jahr 2018 (Zoom auf nördliches Ägypten).....	51
Abbildung 38: JOSM – Das VISU-Netzbild überlagert in JOSM mit einem Satellitenbild Ägyptens.....	52
Abbildung 39: Mögliches Netzbild des Jahres 2025 von Ägypten (Siemens AG 2017)	54
Abbildung 40: Zusammensetzung installierter Leistungen im Jahr 2018.....	55
Abbildung 41: Entwicklung der installierten Leistung der Jahre 2006 bis 2018	56
Abbildung 42: Entwicklung der installierten Leistung (normiert) der Jahre 2006 bis 2018	56
Abbildung 43: Änderung der installierten Leistung der Jahre 2006 bis 2018.....	57
Abbildung 44: Alter des Kraftwerksparks in Jahren aus Sicht des Jahres 2018.....	57
Abbildung 45: Alter des Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2018	58
Abbildung 46: Alter des Kraftwerksparks in Jahren aus Sicht des Jahres 2018.....	58
Abbildung 47: Alter des Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2018	59
Abbildung 48: Entwicklung der produzierten Energiemenge der Jahre 2006 bis 2018 (Lastflussmodell)	60
Abbildung 49: Entwicklung der produzierten Energiemenge der Jahre 2006 bis 2018 (Marktmodell)	60
Abbildung 50: Entwicklung der produzierten Energiemenge (normiert) der Jahre 2006 bis 2018 (Lastflussmodell)	61
Abbildung 51: Entwicklung der produzierten Energiemenge (normiert) der Jahre 2006 bis 2018 (Marktmodell)	61
Abbildung 52: Änderung der produzierten Energiemenge aus jeweiligen Erzeugungstechnologien der Jahre 2006 bis 2018 (Lastflussmodell) ...	62
Abbildung 53: Änderung der produzierten Energiemenge aus jeweiligen Erzeugungstechnologien der Jahre 2006 bis 2018 (Marktmodell).....	62
Abbildung 54: Zusammensetzung produzierter Energie aus verschiedenen Erzeugungstechnologien im Jahr 2018 (Lastflussmodell)	63
Abbildung 55: Zusammensetzung produzierter Energie aus verschiedenen Erzeugungstechnologien im Jahr 2018 (Marktmodell).....	63
Abbildung 56: Lastfluss zur Jahreshöchstlast im August 2018	64

Abbildung 57: Szenario ISES 2035 – Installierte Kraftwerkskapazitäten nach Erzeugungstechnologien (IRENA 2018, S. 34).....	65
Abbildung 58: Szenario ISES 2035 – Installierte Kraftwerkskapazitäten, Spitzenlast und Reserveleistung (IRENA 2018, S. 35)	66
Abbildung 59: Szenario ISES 2035 – Installierte Leistung aus Wasserkraft von 2006 bis 2035	70
Abbildung 60: Szenario ISES 2035 – Installierte Leistung aus Atomkraft von 2006 bis 2035	70
Abbildung 61: Szenario ISES 2035 – Installierte Leistung aus Windkraft von 2006 bis 2035	71
Abbildung 62: Szenario ISES 2035 – Installierte Leistung aus PV von 2006 bis 2035	72
Abbildung 63: Szenario ISES 2035 – Installierte Leistung aus CSP von 2006 bis 2035	72
Abbildung 64: Szenario ISES 2035 – Installierte Leistung aus Kohlekraft von 2006 bis 2035	73
Abbildung 65: Szenario ISES 2035 – Installierte Leistung aus Gas- und Ölkraftwerken von 2006 bis 2035	74
Abbildung 66: VISU – Modelliertes Leitungsnetz von Ägypten mit Knoten und Kraftwerken für das Jahr 2035.....	75
Abbildung 67: VISU – Gegenüberstellung Netzbild des Jahres 2018 (links) und Netzbild des Jahres 2035 (rechts). Schwarz-gelbe Punkte mit Buchstaben deuten den Standort an. Atomkraftwerk El Dabaa (Buchstabe E); Hamrawein (Buchstabe H); Leitung von Shark El Oweinat nach Kharga (Buchstabe S).....	76
Abbildung 68: Satellitenbild und Leitungsnetz für das Jahr 2035 in JOSM.....	77
Abbildung 69: Szenario ISES 2035 – Verbrauchsentwicklung in GWh für die Jahre 2006 bis 2035. Werte der durchgehenden Linie von (IEA 2018d); strichlierte Linie zeigt angenommenen Zuwachs.....	78
Abbildung 70: Szenario ISES 2035 – Zusammensetzung installierter Leistungen im Jahr 2035 laut Szenario ISES 2035 (links) und laut Simulationsergebnissen (rechts).....	79
Abbildung 71: Szenario ISES 2035 – Entwicklung der installierten Leistung der Jahre 2006 bis 2035	80
Abbildung 72: Szenario ISES 2035 – Entwicklung der installierten Leistung (normiert) der Jahre 2006 bis 2035.....	81
Abbildung 73: Szenario ISES 2035 – Änderung der installierten Leistung der Jahre 2006 bis 2035	82
Abbildung 74: Szenario ISES 2035 – Alter des Kraftwerksparks in Jahren aus Sicht des Jahres 2035	82

Abbildung 75: Szenario ISES 2035 – Alter des Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) aus Sicht des Jahres 2035.....	83
Abbildung 76: Szenario ISES 2035 – Alter des Kraftwerksparks in Jahren und dessen installierte Leistung aus Sicht des Jahres 2035	84
Abbildung 77: Szenario ISES 2035 – Alter des Kraftwerksparks in Jahren (gestaffelt) und dessen installierte Leistung aus Sicht des Jahres 2035	85
Abbildung 78: Szenario ISES 2035 – Entwicklung der produzierten Energiemenge der Jahre 2006 bis 2035 (Lastflussmodell)	86
Abbildung 79: Szenario ISES 2035 – Entwicklung der produzierten Energiemenge (normiert) der Jahre 2006 bis 2035 (Lastflussmodell)	87
Abbildung 80: Szenario ISES 2035 – Änderung der produzierten Energiemenge aus den jeweiligen Erzeugungstechnologien für die Jahre 2006 bis 2035 (Lastflussmodell)	88
Abbildung 81: Szenario ISES 2035 – Zusammensetzung produzierter Energie aus verschiedenen Erzeugungstechnologien im Jahr 2035 laut Szenario ISES 2035 nach beendeter Simulation (Lastflussmodell).....	89
Abbildung 82: Szenario ISES 2035 – Entwicklung der produzierten Energiemenge der Jahre 2006 bis 2035 (Marktmodell)	89
Abbildung 83: Szenario ISES 2035 – Entwicklung der produzierten Energiemenge (prozentual) der Jahre 2006 bis 2035 (Marktmodell)	90
Abbildung 84: Szenario ISES 2035 – Änderung der produzierten Energiemenge aus den jeweiligen Erzeugungstechnologien für die Jahre 2006 bis 2035 (Marktmodell)	91
Abbildung 85: Szenario ISES 2035 – Zusammensetzung produzierter Energie aus verschiedenen Erzeugungstechnologien im Jahr 2035 laut Szenario ISES 2035 nach beendeter Simulation (Marktmodell).....	92
Abbildung 86: VISU – Lastfluss zur Jahreshöchstlast im August 2035.....	93
Abbildung 87: VISU – Lastfluss zur Jahresniedrigstlast im Jänner 2035.....	93
Abbildung 88: Global Competitiveness Index Ägypten (Seite 1) (Schwab 2017)	96
Abbildung 89: Global Competitiveness Index Ägypten (Seite 2) (Schwab 2017)	97
Abbildung 90: Doing Business Index 2018 (World Bank Group 2018)	98

Literaturverzeichnis

- Abdelhadya, Suzan; Borello, Domenico; Shaban, Ahmed; Rispoli, Franco (2014): Viability Study of Biomass Power Plant Fired with Rice Straw in Egypt. The 6th International Conference on Applied Energy – ICAE2014. Sapienza Università di Roma, Fayoum University. Rom. Online verfügbar unter <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214029026>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Abdellatif, Diaa; AbdelHady, Rameen; Ibrahim, Ahmed M.; Abu El-Zahab, Essam (2018): Conditions for economic competitiveness of pumped storage hydroelectric power plants in Egypt. *Renewables: Wind, Water, and Solar*. Hg. v. Springer Open. Online verfügbar unter <https://jrenewables.springeropen.com/articles/10.1186/s40807-018-0048-1>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Abulghait, Zeinab (2012): The revival of Al Salam Canal, supposed to develop Sinai. In: *Egypt Independent*, 21.05.2012. Online verfügbar unter <http://www.egyptindependent.com/revival-al-salam-canal-supposed-develop-sinai/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Ahram Online (2016): Egypt tourism receipts down 15% in 2015 on back of security, currency woes. In: *Ahram Online*, 19.01.2016. Online verfügbar unter <http://english.ahram.org.eg/NewsContent/3/12/181415/Business/Economy/Egypt-tourism-receipts-down--in--on-back-of-securi.aspx>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Ahram Online (2018): Egypt's Minister of Electricity announces rates of hikes in electricity bills for fiscal year 2018/2019. In: *Ahram Online*, 12.06.2018. Online verfügbar unter <http://english.ahram.org.eg/NewsContent/3/12/302259/Business/Economy/Egypt's-Minister-of-Electricity-announces-rates-of-.aspx>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Alaaeldin, Elwan (2003): Siedlungsentwicklung im nordwestlichen Nildelta. Eine Untersuchung unter Anwendung von Fernerkundungsdaten, GIS und Karteninterpretation. Dissertation. Freie Universität Berlin, Berlin. Geowissenschaften. Online verfügbar unter http://www.diss.fu-berlin.de/diss/receive/FUDISS_thesis_000000000870, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- AllAfrica (Hg.) (2018): Egypt: China's Green Energy Company Starts Construction of Biggest Solar Plant in Egypt. *Forum on China-Africa Cooperation*. Online verfügbar unter <https://allafrica.com/stories/201804120269.html>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- AUPTDE (2017): *Statistical Bulletin 2017*. Hg. v. Arab Union of Electricity (AUE). Arab Union of Producers, Transporters and Distributors of Electricity (AUPTDE). Online verfügbar unter http://auptde.org/Article_Files/inside%20final.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2018.

- Azmat (2013): Toshka Project. Hg. v. skyscrapercity.com. Online verfügbar unter <http://www.skyscrapercity.com/showthread.php?t=1207213&page=2>, zuletzt aktualisiert am 13.04.2013, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Bellini, Emiliano (2018): Developers' alliance helps bring Egypt's 1.8 GW Benban PV complex online. In: PV Magazine, 03.10.2018. Online verfügbar unter <https://www.pv-magazine.com/2018/10/03/developers-alliance-helps-bring-egypts-1-8-gw-benban-pv-complex-online/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Blechner, Notker (2010): Riesige Wasserprojekte lassen Ägyptens Wüste aufblühen. In: ingenieur.de, 19.03.2010. Online verfügbar unter <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/riesige-wasserprojekte-lassen-aegyptens-wueste-aufbluehen/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Boer, Tonio (2016): Ägypten will Mehrwertsteuer einführen. Industrie- und Handelskammer Hannover. Online verfügbar unter <https://www.hannover.ihk.de/internationalzoll/laender-und-maerkte/naher-ostennordafrika/egyptvat.html>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- BP (Hg.) (2017): BP Statistical Review of World Energy 2017. British Petroleum (BP). Online verfügbar unter <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- BP (Hg.) (2018): BP Statistical Review of World Energy 2018. British Petroleum (BP). Online verfügbar unter <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Bungane, Babalwa (2018): Egypt seeks to become regional electricity interconnection hub. In: ESI Africa - Africa's Power Journal, 22.01.2018. Online verfügbar unter <https://www.esi-africa.com/egypt-become-regional-electricity-interconnection-hub/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- CIA (Hg.) (2018): The World Factbook. Egypt. Central Intelligence Agency (CIA). Online verfügbar unter <https://www.cia.gov/library/publications/resources/the-world-factbook/geos/eg.html>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Croker, Angela (2013): Renewable energy in Egypt: hydro, solar and wind. Hg. v. Norton Rose Fulbright. Dubai. Online verfügbar unter <http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/74735/renewable-energy-in-egypt-hydro-solar-and-wind>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Crude Oil Peak (Hg.) (2016): Egypt. Online verfügbar unter <http://crudeoilpeak.info/egypt>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Davison, John; Atallah, Momen Saeed (2018): Egypt says to start building nuclear plant in next two years. In: Reuters, 01.07.2018. Online verfügbar unter <https://www.reuters.com/article/us-egypt-russia-nuclearpower/egypt-says-to-start-building-nuclear-plant-in-next-two-years-idUSKBN1JR1M0>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.

- derStandard.at (2014): Ägypten beschließt Finanztransaktionssteuer. In: derStandard.at, 01.06.2014. Online verfügbar unter <https://derstandard.at/2000001692714/Aegypten-beschloss-Finanztransaktionssteuer>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Dirksen, Kathrin (2018): E-Mail vom 20.03.2018. Siemens AG, Energy Management Division, Digital Grid, Business Development. Erlangen.
- EB (2015): 2015 Investment Climate Statement - Egypt. US Department of State, Bureau of Economic and Business Affairs (EB). Online verfügbar unter <https://www.state.gov/e/eb/rls/othr/ics/2015/241546.htm>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- EBRD (2017): Transition Report 2017-18. Country Assessments: Egypt. Hg. v. European Bank for Reconstruction and Development (EBRD). Online verfügbar unter <http://www.ebrd.com/documents/oce/pdf-transition-report-201718-egypt.pdf>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Eckelt, Meike (2016): Petrochemiesektor in Ägypten hat gute Zukunftsaussichten. GTAI Germany Trade & Invest. Online verfügbar unter <https://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/Maerkte/suche,t=petrochemiesektor-in-aegypten-hat-gute-zukunftsaussichten,did=1427252.html?view=renderPdf>, zuletzt aktualisiert am 16.03.2016, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Eckelt, Meike (2018): Ägypten: Wirtschaftsdaten kompakt. GTAI Germany Trade & Invest. Online verfügbar unter http://www.gtai.de/GTAI/Content/DE/Trade/Fachdaten/MKT/2016/11/mkt201611222079_159250_wirtschaftsdaten-kompakt---aegypten.pdf?v=3, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- EcoConServ (2016): Benban 1.8 GW PV Solar Park, Egypt. Strategic Environmental & Social Assessment. Final Report. Hg. v. EcoConServ Environmental Solutions. NREA New and Renewable Energy Authority. Online verfügbar unter <http://www.miga.org/sites/default/files/archive/Documents/SPGDisclosures/Benban%20Strategic%20Environmental%20and%20Social%20Assessment-%20Feb2016%20-%20Final%20Report.pdf>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- EEHC (2016): Annual Report 2015/2016. Hg. v. Egyptian Electricity Holding Company (EEHC). Egypt Ministry of Electricity and Renewable Energy (MOEE). Online verfügbar unter http://www.moee.gov.eg/english_new/EEHC_Rep/2015-2016en.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- EEHC (2017): Annual Report 2016/2017. Hg. v. Egyptian Electricity Holding Company (EEHC). Egypt Ministry of Electricity and Renewable Energy (MOEE). Online verfügbar unter <http://www.eehc.gov.eg/eehcportal/Eng/YearlyReport/report%20E.pdf>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Egypt Oil & Gas (2017): Egypt's Feed-in-Tariff to Remain Unchanged. In: Egypt Oil & Gas Newspaper, 19.02.2017. Online verfügbar unter <https://egyptoil-gas.com/news/egypts-feed-in-tariff-to-remain-unchanged/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.

- Egypt Today (2018a): Benban solar plant starts operating, Egypt targets 37% clean energy by 2035: Shaker. Online verfügbar unter <http://www.egypttoday.com/Article/3/45157/Benban-solar-plant-starts-operating-Egypt-targets-37-clean-energy>.
- Egypt Today (2018b): Production from Zohr gas field to reach 1.8B cfd in September. In: Egypt Today, 01.04.2018. Online verfügbar unter <http://www.egypttoday.com/Article/3/46693/Production-from-Zohr-gas-field-to-reach-1-8B-cfd>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Egypt Today (2018c): Electricity Ministry to inaugurate wind power plant by end of June. In: Egypt Today, 24.06.2018. Online verfügbar unter <http://www.egypttoday.com/Article/3/52668/Electricity-Ministry-to-inaugurate-wind-power-plant-by-end-of>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- EgyptERA (2018): Tarife 2018-2019. Hg. v. Egypt Electricity Regulatory Authority (ERA). Online verfügbar unter <http://egyptera.org/ar/Tarrif5.aspx>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- EIA (2018): Egypt. Hg. v. US Energy Information Administration (EIA). Online verfügbar unter <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=EGY>, zuletzt aktualisiert am 24.05.2018, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Eibl, Ferdinand (2017): The political economy of energy subsidies in Egypt and Tunisia: the untold story. Hg. v. The Oxford Institute for Energy Studies. University of Oxford (Forum: A Quarterly Journal for Debating Energy Issues and Policies, Issue 108). Online verfügbar unter <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/04/OEF-108.pdf>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- El-Behary, Hend (2018): Egypt-Saudi electricity power link project to start in 2021. In: Egypt Independent, 23.05.2018. Online verfügbar unter <https://www.egyptindependent.com/egypt-saudi-electricity-power-link-project-to-start-in-2021/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- EMC Kerala (Hg.) (2018): Attaqa PSPP, Egypt. National Workshop on Pumped Storage Hydropower Projects. Compendium of Presentations Day 2. Energy Management Centre Kerala. Online verfügbar unter https://www.keralaenergy.gov.in/files/pdf2018/presentations09_02_2018.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Encz, Philipp (2018): Weltgrößte GuD-Kraftwerke in Rekordzeit fertiggestellt. Hg. v. Siemens AG. München. Online verfügbar unter <https://www.siemens.com/press/de/feature/2015/corporate/2015-06-egypt.php>, zuletzt aktualisiert am 27.07.2018, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Eni S.p.A. (Hg.) (2018): Eni's activities in Egypt. Online verfügbar unter https://www.eni.com/enipedia/en_IT/international-presence/africa/enis-activities-in-egypt.page?lnkfrm=enipedia, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- ENTSOE (2018): ENTSO-E Transmission System Map. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/data/map/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.

- EPO (2017): Neue Datenbank zu Bau von Kohlekraftwerken. Massive Neubaupläne für Kohlekraftwerke in 33 Ländern. In: Entwicklungspolitik Online (EPO), 29.06.2017. Online verfügbar unter https://www.epo.de/index.php?option=com_content&view=article&id=13915:neue-datenbank-zu-bau-von-kohlekraftwerken-massive-neubauplaene-fuer-kohlekraftwerke-in-33-laendern&catid=15&Itemid=85, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- export.gov (Hg.) (2018): Egypt - Renewable Energy. Egypt Country Commercial Guide. International Trade Administration. US Department of Commerce. Online verfügbar unter <https://www.export.gov/article?id=Egypt-Renewable-Energy>, zuletzt aktualisiert am 18.09.2018, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Farag, Mohamed (2017): Electricity ministry to hold popular conference announcing details of Dabaa nuclear plant. In: Daily News Egypt, 12.02.2017. Online verfügbar unter <https://www.dailynewsegypt.com/2017/02/12/615252/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Farag, Mohamed (2018): EETC receives bids for Kom Ombo solar tender next month. Winning company will inaugurate a 200MW plant. In: Daily News Egypt, 17.02.2018. Online verfügbar unter <https://dailynewsegypt.com/2018/02/17/eetc-receives-bids-kom-ombo-solar-tender-next-month/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Finanzen.net (Hg.) (2018): Währungsrechner: Euro - Ägyptisches Pfund (EUR in EGP). Online verfügbar unter https://www.finanzen.net/waehrungsrechner/euro_aegyptisches-pfund, zuletzt aktualisiert am 31.10.2018, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Flickr (2008): Zafarana Wind Farm. Hg. v. danishwindindustryassociation. Online verfügbar unter <https://www.flickr.com/photos/danishwindindustryassociation/4270614673>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Flickr (2011): Aswan Dam in 1902. Hg. v. Tulipe Noire. Online verfügbar unter <https://www.flickr.com/photos/8637723@N05/4575580110>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Frefel, Astrid (2012): Ägypten: Das Geschäft mit dem Mangel. In: derStandard.at, 02.09.2012. Online verfügbar unter <https://derstandard.at/1345165922329/Aegypten-Subventionspolitik-Mangel>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- GEIDCO (Hg.) (2016): Africa Interconnection. Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization (GEIDCO). Online verfügbar unter http://www.geidco.org/html/qnycoen/col2015100797/column_2015100797_1.html, zuletzt geprüft am 31.10.2018.

- George, Christine (2017): Ägypten Photovoltaik. Zielmarktanalyse 2017 mit Profilen der Marktakteure. Hg. v. Deutsch Arabische Industrie- und Handelskammer. Online verfügbar unter https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2017/zma_aegypten_2017_solarenergie.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- George, Christine (2018): Ägypten Onshore-Windenergie (inkl. Netzausbau). Zielmarktanalyse 2018 mit Profilen der Marktakteure. Hg. v. Deutsch Arabische Industrie- und Handelskammer. Online verfügbar unter https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2018/zma_aegypten_2018_onshore-windenergie.html, zuletzt aktualisiert am 06.09.2018, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Global Solar Atlas (Hg.) (2018): Egypt. Online verfügbar unter <https://globalsolaratlas.info/downloads/egypt>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Global Wind Atlas (Hg.) (2018): Arab Republic of Egypt. Online verfügbar unter <https://globalwindatlas.info/en/area/Arab%20Republic%20of%20Egypt?print=true>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- GlobalData Energy (Hg.) (2018): Egypt looking to introduce coal and nuclear while expanding gas, wind and solar capacity. Power-Technology. Online verfügbar unter <https://www.power-technology.com/comment/egypt-looking-introduce-coal-nuclear-expanding-gas-wind-solar-capacity/>, zuletzt aktualisiert am 27.06.2018, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Google (Hg.) (2018): Suchergebnis "Euro to Egyptian Pound". Online verfügbar unter <https://www.google.at/search?hl=de&source=hp&q=euro+to+egyptian+pound&oq=euro+to+egypt>, zuletzt geprüft am 29.10.2018.
- GTAI (Hg.) (2018): Pumpspeicherkraftwerk in Ataka. GTAI Germany Trade & Invest. Online verfügbar unter <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/Projekte-Ausschreibungen/Entwicklungsprojekte/suche,t=pumpspeicherkraftwerk-in-ataka,did=1872614.html>, zuletzt aktualisiert am 21.02.2018, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Hanan, Mohamed (2018): Egypt to have electricity interconnection with Sudan. In: Egypt Today, 24.04.2018. Online verfügbar unter <http://www.egypttoday.com/Article/3/48528/Egypt-to-have-electricity-interconnection-with-Sudan>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Handelsblatt (2016): Ägypten erhält Milliarden-Finanzspritze. In: Handelsblatt, 11.11.2016. Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/finanzen/geldpolitik/iwf-aegypten-erhaelt-milliarden-finanzspritze/14833556.html>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- IEA (Hg.) (2013): Egyptian Solar Plan. International Energy Agency (IEA). Online verfügbar unter <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/egypt/name-31164-en.php>, zuletzt aktualisiert am 31.03.2013, zuletzt geprüft am 31.10.2018.

- IEA (Hg.) (2016a): Feed-in tariff for wind and solar PV projects. International Energy Agency (IEA). Online verfügbar unter <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/egypt/name-131470-en.php>, zuletzt aktualisiert am 31.08.2016, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- IEA (Hg.) (2016b): New National Renewable Energy Strategy. International Energy Agency (IEA). Online verfügbar unter <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/egypt/name-24583-en.php>, zuletzt aktualisiert am 01.09.2016, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- IEA (Hg.) (2018a): Sankey Diagram "Balance". Egypt 2016. International Energy Agency (IEA). Online verfügbar unter <https://www.iea.org/Sankey/#?c=Egypt&s=Balance>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- IEA (Hg.) (2018b): Sankey Diagram "Final Consumption". Egypt 2016. International Energy Agency (IEA). Online verfügbar unter <https://www.iea.org/Sankey/#?c=Egypt&s=Final%20consumption>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- IEA (Hg.) (2018c): Statistics. Egypt: Coal for 2016. International Energy Agency (IEA). Online verfügbar unter <https://www.iea.org/statistics/?country=EGYPT&year=2016&category=Key%20indicators&indicator=TPESbySource&mode=chart&categoryBrowse=false&dataTable=COALANDPEAT&showDataTable=true>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- IEA (Hg.) (2018d): Statistics. Egypt: Electricity and heat for 2006. International Energy Agency (IEA). Online verfügbar unter <https://www.iea.org/statistics/?country=EGYPT&year=2016&category=Key%20indicators&indicator=TPESbySource&mode=chart&categoryBrowse=false&dataTable=ELECTRICITYANDHEAT&showDataTable=true>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- IEE (Hg.) (2018): ATLANTIS - Modell der Europäischen Elektrizitätswirtschaft. Technische Universität Graz. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Online verfügbar unter <https://www.tugraz.at/institute/iee/atlantis/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- IMF (Hg.) (2017): Arab Republic of Egypt. International Monetary Fund (IMF) (IMF Country Report No. 18/14). Online verfügbar unter <https://www.imf.org/~media/Files/Publications/CR/2018/cr1814.ashx>, zuletzt aktualisiert am 11.12.2017, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Ingram, Elizabeth (2018): Project Spotlight: 2,400-MW Ataqqa pumped storage in Egypt. In: HydroWorld.com, 07.02.2018. Online verfügbar unter <https://www.hydroworld.com/articles/2018/02/project-spotlight-2-400-mw-ataqa-pumped-storage-in-egypt.html>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- IRENA (Hg.) (2018): Renewable Energy Outlook: Egypt. International Renewable Energy Agency (IRENA). Online verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Oct/IRENA_Outlook_Egypt_2018_En.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2018.

- Ismail, Amina (2017): Egypt president ratifies capital gains tax freeze extension, approves stamp duty. In: Reuters, 22.06.2017. Online verfügbar unter <https://www.reuters.com/article/us-egypt-economy-tax/egypt-president-ratifies-capital-gains-tax-freeze-extension-approves-stamp-duty-idUSKBN19D2DM>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Ismail, Amina; Farouk, Ehab (2017): UPDATE 1-Egypt sets sights on doubling natural gas output by 2020. In: Reuters, 17.07.2017. Online verfügbar unter <https://www.reuters.com/article/egypt-gas-idUSL8N1K81KH>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Kharbat, Fawzi (2014): Interconnection between Arab countries. Enabling renewable energy in the electricity systems workshop. Hg. v. Arab Union of Electricity (AUE). Tunis. Online verfügbar unter <http://www.medelec.org/media/1066/khabat-2014-04-16.pdf>, zuletzt aktualisiert am 16.04.2014, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Koziel, Rama (2018): Ägypten. Hg. v. LIPortal - Das Länder-Informations-Portal. Online verfügbar unter <https://www.liportal.de/aegypten/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Lewis, Martin W. (2011): The Toshka Scheme: Egypt's Salvation or Mubarak's Folly? In: GeoCurrents, 17.02.2011. Online verfügbar unter <http://www.geocurrents.info/economic-geography/the-toshka-scheme-egypts-salvation-or-mubaraks-folly>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Mapchart.net (Hg.) (2018): Africa. Online verfügbar unter <https://mapchart.net/africa.html>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- MEC (Hg.) (2014): Beni Suef 4800MW Combined Cycle Power Plant. Mariout Engineering and Construction (MEC). Online verfügbar unter <http://www.mariout.com/media/Projects/d6043d54-af6f-42a2-9b83-3d10959a1502.jpg>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- MIT Media Lab (Hg.) (2018): The Observatory of Economic Complexity: Egypt. Massachusetts Institute of Technology Media Laboratory. Online verfügbar unter <https://atlas.media.mit.edu/en/profile/country/egy/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Mohina, Ahmed (2017): Sustainable Energy Deployment in Egypt. Egypt Ministry of Electricity and Renewable Energy (MOEE). Online verfügbar unter <https://www.ieta.org/resources/COP%2023/Side-Event-Presentations/2,1%20Renewable%20Energy%20in%20Egypt%202-11-2016.pdf>, zuletzt aktualisiert am 09.11.2017, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Mortensen, Niels G. et. al. (2006): Wind Atlas for Egypt: Measurements, Micro- and Mesoscale Modelling. Wind Energy Department, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark; Wind Energy Department, New and Renewable Energy Authority, Cairo, Egypt; Research Department, Egyptian Meteorological Authority, Cairo, Egypt. Roskilde, Cairo. Online verfügbar unter <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.486.2414&rep=rep1&type=pdf>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.

- MPS (2018): ACWA Power takes a shine to CSP, PV and SolarCoin. In: Modern Power Systems (MPS), 02.04.2018. Online verfügbar unter <http://www.modernpowersystems.com/features/featureacwa-power-takes-a-shine-to-csp-pv-and-solarcoin-6097167/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Nucleopedia (Hg.) (2018): Liste von Uranlagerstätten: Ägypten. Online verfügbar unter https://de.nucleopedia.org/wiki/Liste_von_Uranlagerst%C3%A4tten#.C3.84gypten, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- OAPEC (Hg.) (2018): Member countries. OAPEC Organization of Arab Petroleum Exporting Countries. Online verfügbar unter <http://www.oapec.org/Home/About-Us/Member-Countries>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Orascom (Hg.) (2018): Assuit Power Plant. Online verfügbar unter <http://www.orascom.com/media/thumbnail/f2/dc/f2dc65b710ffd2cb1f3390abbf436e ce@2x.jpg>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- OSM (Hg.) (2018): Open Street Map. Online verfügbar unter <https://www.openstreetmap.org>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Ossenbrink, Ralf (2018): Mounting Systems liefert Tracker für Ägyptens größten Solarpark. In: Sonne Wind & Wärme, 06.02.2018. Online verfügbar unter <http://www.sonnewindwaerme.de/photovoltaik/mounting-systems-liefert-tracker-fuer-aegyptens-groessten-solarpark>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- PLATTS (2017): PLATTS Datenbank Afrika. S&P Global. Online verfügbar unter <https://www.spglobal.com/platts/en/products-services/electric-power>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Reda, Lolwa (2018): Benban solar plant starts operating, Egypt targets 37% clean energy by 2035: Shaker. In: Egypt Today, 13.03.2018. Online verfügbar unter <https://www.egypttoday.com/Article/3/45157/Benban-solar-plant-starts-operating-Egypt-targets-37-clean-energy>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Reich, Gerhard; Reppich, Marcus (2018): Regenerative Energietechnik. Überblick über ausgewählte Technologien zur nachhaltigen Energieversorgung. 2. Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Scheffers, Anja; Browne, Tony (2010): Egypt, Red Sea Coast. Encyclopedia of the World's Coastal Landforms. Hg. v. Springer. Dordrecht (Encyclopedia of the World's Coastal Landforms). Online verfügbar unter https://link.springer.com/referenceworkentry/10.1007/978-1-4020-8639-7_185, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Schwab, Klaus (2016): The Global Competitiveness Report 2016-2017. Insight Report. World Economic Forum. Online verfügbar unter http://www3.weforum.org/docs/GCR2016-2017/05FullReport/TheGlobalCompetitivenessReport2016-2017_FINAL.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2018.

- Schwab, Klaus (2017): The Global Competitiveness Report 2017-2018. Insight Report. World Economic Forum. Online verfügbar unter <http://www3.weforum.org/docs/GCR2017-2018/05FullReport/TheGlobalCompetitivenessReport2017%E2%80%932018.pdf>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- SDSEGYPT2030.com (Hg.) (2018): Egypt's Vision 2030. Sustainable Development Strategy. Online verfügbar unter <http://sdsegypt2030.com/?lang=en>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Siemens AG (Hg.) (2017): Strategic roadmap for Egypt's grid. Siemens PTI and EETC plan Egyptian transmission network development accomodating large generation projects. Online verfügbar unter <https://www.siemens.com/content/dam/webassetpool/mam/tag-siemens-com/smdb/energy-management/services-power-transmission-power-distribution-smart-grid/consulting-and-planning/power-systems-consulting/pti-psc-eetc-casestudy.pdf>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- State Information Service (Hg.) (2009): Egypt Location. Online verfügbar unter <http://www.sis.gov.eg/Story/2?lang=en-us>, zuletzt aktualisiert am 20.07.2009, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Statista (Hg.) (2018a): Importmenge der wichtigsten Importländer von Weizen weltweit in den Erntejahren 2016/17 bis 2018/19 * (in 1.000 Tonnen). Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/165145/umfrage/groesste-weizenimporteure-weltwei/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Statista (Hg.) (2018b): Pro-Kopf-Stromverbrauch in Österreich in den Jahren 1920 bis 2017 (in Kilowattstunden). Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/325785/umfrage/pro-kopf-stromverbrauch-in-oesterreich/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- SUMED (Hg.) (2013): Main Pipelines. SUMED Arab Petroleum Pipelines Company. Online verfügbar unter <http://www.sumed.org/index.php/sumed-system/main-pipelines.html>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- The Global Economy (Hg.) (2018): Ägypten Wirtschaftsindikatoren. Online verfügbar unter <https://de.theglobaleconomy.com/Egypt>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Theron, Ashley (2017): Egypt prepares for 2018 power export target. In: ESI Africa - Africa's Power Journal, 04.12.2017. Online verfügbar unter <https://www.esi-africa.com/egypt-prepares-2018-power-export-target/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Trading Economics (Hg.) (2018a): Country List Government Debt to GDP. Online verfügbar unter <https://tradingeconomics.com/country-list/government-debt-to-gdp>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Trading Economics (Hg.) (2018b): Egypt Corruption Index. Online verfügbar unter <https://tradingeconomics.com/egypt/corruption-index>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.

- Trading Economics (Hg.) (2018c): Egypt Corruption Rank. Online verfügbar unter <https://tradingeconomics.com/egypt/corruption-rank>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Trading Economics (Hg.) (2018d): Egypt GDP. Online verfügbar unter <https://tradingeconomics.com/egypt/gdp>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Trading Economics (Hg.) (2018e): Egypt GDP Annual Growth Rate. Online verfügbar unter <https://tradingeconomics.com/egypt/gdp-growth-annual>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Trading Economics (Hg.) (2018f): Egypt Government Debt to GDP - Forecast. Online verfügbar unter <https://tradingeconomics.com/egypt/government-debt-to-gdp/forecast>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Trading Economics (Hg.) (2018g): Egypt Inflation Rate. Online verfügbar unter <https://tradingeconomics.com/egypt/inflation-cpi>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Trading Economics (Hg.) (2018h): Egypt Tourist Arrivals 2001-2018. Online verfügbar unter <https://tradingeconomics.com/egypt/tourist-arrivals>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Trading Economics (Hg.) (2018i): Egyptian Pound 2002-2018. Online verfügbar unter <https://tradingeconomics.com/egypt/currency>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- United Nations (Hg.) (2014): The World's Cities in 2016. United Nations Department of Economic and Social Affairs (DESA), Population Division. Online verfügbar unter http://www.un.org/en/development/desa/population/publications/pdf/urbanization/the_worlds_cities_in_2016_data_booklet.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- United Nations (Hg.) (2016): World Small Hydropower Development Report 2016. United Nations Industrial Development Organization (UNIDO), Vienna; International Center on Small Hydro Power, Hangzhou. Online verfügbar unter http://www.smallhydroworld.org/fileadmin/user_upload/pdf/2016/WSHPDR_2016_full_report.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- United Nations (Hg.) (2017a): Climate change and desertification. United Nations Convention to Combat Desertification (UNCCD) (UNCCD thematic fact sheet series No. 1). Online verfügbar unter http://www2.unccd.int/sites/default/files/relevant-links/2017-01/Desertificationandclimatechange_0.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- United Nations (Hg.) (2017b): World Population Prospects 2017. United Nations Department of Economic and Social Affairs (DESA), Population Division. Online verfügbar unter <https://esa.un.org/unpd/wpp/DataQuery/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- United Nations (Hg.) (2018): Countries or areas / geographical regions. United Nations Department of Economic and Social Affairs (DESA), Statistics Division. Online verfügbar unter <https://unstats.un.org/unsd/methodology/m49/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.

- urgewald e.V. (Hg.) (2017): List of Planned Coal Power Capacity by Country. Online verfügbar unter https://coalexit.org/sites/default/files/download_public/List%20of%20Planned%20Coal%20Capacity%20by%20Country_coalexit.org__1_0.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Vilanova, Diego (2018): Egypt - Gift of the Nile. Hg. v. Andritz Hydro. Online verfügbar unter <https://www.andritz.com/hydro-en/hydronews/hydropower-africa/egypt>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Warmington, Brian H.; Abun-Nasr, Jamil M.; Brett, Michael (2016): North Africa. Hg. v. Encyclopædia Britannica. Online verfügbar unter www.britannica.com/place/North-Africa, zuletzt aktualisiert am 20.04.2016, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Water-Technology.net (Hg.) (2018): Aswan High Dam, River Nile, Sudan, Egypt. Verdict Media Limited. Online verfügbar unter <https://www.water-technology.net/projects/aswan-high-dam-nile-sudan-egypt/>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Weltkarte.com (Hg.) (2018a): Landkarte Ägypten (Satellitenkarte). Virgil Interactive GmbH. Online verfügbar unter <https://www.weltkarte.com/afrika/aegypten/satellitenkarte-aegypten.htm>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- Weltkarte.com (Hg.) (2018b): Landkarte Ägypten (Übersichtskarte/Regionen). Virgil Interactive GmbH. Online verfügbar unter <https://www.weltkarte.com/afrika/aegypten/karte-regionen-aegypten.htm>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- World Bank Group (Hg.) (2017): Doing Business 2017. Equal Opportunity for All. A World Bank Group Flagship Report. International Bank for Reconstruction and Development. Online verfügbar unter http://www.doingbusiness.org/~/_media/WBG/DoingBusiness/Documents/Annual-Reports/English/DB17-Report.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- World Bank Group (Hg.) (2018): Doing Business 2018. Reforming to Create Jobs. A World Bank Group Flagship Report. International Bank for Reconstruction and Development. Online verfügbar unter http://russian.doingbusiness.org/~/_media/WBG/DoingBusiness/Documents/Annual-Reports/English/DB2018-Full-Report.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2018.
- World Nuclear Association (Hg.) (2017): Nuclear Power in Egypt. Online verfügbar unter <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/egypt.aspx>, zuletzt geprüft am 31.10.2018.