



Thomas Golautschnig, BSc

# **Elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Türkei**

## **MASTERARBEIT**

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

**Technischen Universität Graz**

Betreuer

**Dipl.-Ing. Robert Gaugl**

Begutachter

**Assoz.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl**

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Graz, Mai 2019

# EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG AFFIDAVIT

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.

*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

## **Danksagung**

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen bedanken, die mich während der Erstellung dieser Masterarbeit unterstützt und motiviert haben.

Zuerst gebührt mein Dank Herrn Assoz.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl für das Bereitstellen dieses interessanten Themas und die Betreuung und Begutachtung meiner Masterarbeit.

Ebenfalls möchte ich mich bei meinem Betreuer Herrn Dipl.-Ing. Robert Gaugl bedanken, der mir mit viel Geduld, Interesse und Hilfsbereitschaft zur Seite stand. Bedanken möchte ich mich für die zahlreichen interessanten Ideen, die maßgeblich dazu beigetragen haben, dass diese Masterarbeit in dieser Form vorliegt.

Mein besonderer Dank gilt meiner Familie, insbesondere meinen Eltern, die mich in all meinen Entscheidungen unterstützt haben.

Außerdem möchte ich herzlich meiner Freundin für das Korrekturlesen meiner Masterarbeit und ihre nützlichen Tipps danken.

## Kurzfassung

Ziel dieser Masterarbeit ist es unter anderem, die Türkei elektrizitätswirtschaftlich zu analysieren. Die Türkei ist ein Land, das eine einzigartige geografische Position einnimmt: teilweise in Asien und teilweise in Europa. Die Türkei liegt an der Kreuzung des Balkans, des Kaukasus, des Nahen Ostens und des östlichen Mittelmeerraums und dient als wichtiges Bindeglied für den Handel mit Europa. Der nordafrikanische Raum birgt hohe Potentiale für Wind- und Solarenergie und könnte daher für die zukünftigen Entwicklungen der europäischen Energie- und Elektrizitätswirtschaft eine entscheidende Rolle spielen. Wie bereits beschrieben, liegt die Türkei geografisch gesehen zwischen dem nordafrikanischen Raum und Europa und muss mit einem demensprechenden Netz für diesen Energietransport nach Europa gewappnet sein. Doch nicht nur der nordafrikanische Raum, sondern auch die Türkei selbst, weist ein hohes Potential von erneuerbaren Energien (EE) auf.

Nach der Einleitung werden in dieser Masterarbeit geschichtliche, geographische, klimatische, demographische und wirtschaftliche Daten beschrieben. Danach werden energie- und elektrizitätswirtschaftliche Themen behandelt. Der letzte Abschnitt dieser Arbeit umfasst die elektrizitätswirtschaftliche Modellbildung, Simulation und Analyse. Der IST-Zustand des elektrizitätswirtschaftlichen Systems der Türkei wird mittels ATLANTIS, einem energie- und elektrizitätswirtschaftlichen Simulationsmodell des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, basierend auf Knoten- und Leitungsdaten der ENTSO-E sowie den Kraftwerksdaten der PLATTS-Datenbank modelliert und analysiert. Um die zukünftige Entwicklung in ATLANTIS zu simulieren werden die Energieziele des National Renewable Energy Action Plan (NREAP) und der Intended Nationally Determined Contribution (INDC) herangezogen. Diese Ziele werden anschließend durch neue Berichte aktualisiert, nachgebaut und einer detaillierten Analyse unterzogen. Aufgrund der aktuellen Berichte wurden für die Solarziele zwei unterschiedliche Ausbauszenarien für Solarenergie, 10 GW und 38 GW bis 2030, festgelegt.

Im Energiebereich zielt die Vision von 2023 darauf ab, einheimische Energieressourcen wie Kohle (Braunkohle) zu fördern und den Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix auf 30% zu erhöhen. Eine Senkung des Energieverbrauchs um 20% unter das Niveau von 2010, soll durch verbesserte Effizienz und Inbetriebnahme von zwei oder drei Kernkraftwerken erreicht werden. Die Simulationsergebnisse deuten darauf hin, dass die Stromproduktion aus regenerativen Energien ansteigt und bis zum Jahr 2030 im 10 GW Szenario ca. 50% und im 38 GW Szenario ca. 60% der produzierten Energie ausmacht. Die Kernkraftwerke werden im Jahr 2030 ungefähr 20% der erzeugten Energie herstellen. Strom aus Gas- und Kohlekraftwerken wird von Strom aus EE und Nuklearstrom abgelöst. Die staatlichen Subventionen für Kohle, sowie der Währungsverfall der türkischen Lira könnten diese vielversprechende Entwicklung jedoch stören bzw. verhindern. Es zeigt sich auch, dass trotz des teilweise bereits erfolgten Leitungsnetzausbaus, noch weiterer Bedarf zum Ausbau besteht.

## Abstract

One of the goals of this master's thesis is to analyze Turkey's electricity industry. Turkey is a country that occupies a unique geographic position: partly in Asia and partly in Europe. Turkey lies at the crossroads of the Balkans, the Caucasus, the Middle East and the Eastern Mediterranean and serves as an important link for trade with Europe. The North African region holds great potential for wind and solar energy and could therefore play a decisive role in the future development of the European energy and electricity industry. As described above, Turkey is geographically located between the North African region and Europe and must therefore be prepared for this energy transport to Europe providing a strong network. But not only the North African region, but also Turkey itself, has a high potential of renewable energies (RE).

After the introduction, this master's thesis describes historical, geographic, climate, demographic and economic data, followed by energy and electricity issues. The last section of this thesis covers electricity economy modeling, simulation and analysis. The current status of Turkey's electricity system is modeled and analyzed by ATLANTIS, an energy and electricity simulation model of the Institute of Electricity Economics and Energy Innovation, Graz University of Technology, based on node and line data from ENTSO-E and the PLATTS power plant data. To simulate the future development in ATLANTIS, the energy targets of the National Renewable Energy Action Plan (NREAP) and the Intended Nationally Determined Contribution (INDC) were used. These goals were then updated with new reports, rebuilt and subjected to a detailed analysis. Based on current reports, two different scenarios, 10 GW and 38 GW, have been set for the solar targets until 2030.

In the energy sector, the 2023 vision aims to promote indigenous energy resources such as coal (lignite) and increase the share of renewables in the electricity mix to 30%. A reduction in energy consumption by 20% below the 2010 level should be achieved through improved efficiency and commissioning of two or three nuclear power plants. The simulation results indicate that electricity production from regenerative energies will increase and account for around 50% (10 GW scenario) and about 60% (38 GW scenario) by 2030. The nuclear power plants will produce about 20% of the energy produced in 2030. Electricity from gas and coal-fired power plants will be replaced by electricity from RES and nuclear power. The government subsidies for coal, as well as the currency lapse of the Turkish lira could disturb or prevent this promising development. However, it also shows that there is still a need for grid development despite the partial electricity grid development that has already been carried out.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Türkei – Land und Wirtschaft</b>	<b>2</b>
2.1	Daten zur Türkei	2
2.1.1	Allgemeine Information	2
2.1.2	Kurze Darstellung der Geschichte	3
2.1.3	Geografie und Regionen	4
2.1.4	Klima	6
2.1.5	Demographie	7
2.2	Wirtschaftsstruktur	9
2.2.1	Bruttoinlandsprodukt und Sektoren	9
2.2.2	Wirtschaftswachstum	10
2.2.3	Inflation und Indizes	11
2.2.4	Exporte und Importe	12
2.2.5	Währungsverfall	13
<b>3</b>	<b>Türkei – Energie und Elektrizität</b>	<b>14</b>
3.1	Energie	14
3.1.1	Sankey-Diagramm	14
3.1.2	Primärenergieverbrauch	17
3.1.3	Energieträger	17
3.1.4	Institutionen der Energiewirtschaft	23
3.1.5	Energiestrategie	24
3.2	Elektrizität	28
3.2.1	Leistung und Produktion	28
3.2.2	Kraftwerke	31
3.2.3	Subventionen	43
3.2.4	Einspeisetarife	44
3.2.5	Übertragung	45
<b>4</b>	<b>Methodik und Szenarien</b>	<b>47</b>
4.1	Simulationsmodell ATLANTIS	47
4.1.1	Anwendungsbereiche	47
4.1.2	Deckungsrechnung	48
4.1.3	Spitzenlastdeckung	49
4.1.4	Börsenmodell	49
4.1.5	Gesamtmarktmodell	49
4.1.6	Zonenpreismodell	50
4.1.7	Redispatch-Zonenpreismodell	50
4.2	Ist-Stand der Türkei	51
4.2.1	Entwicklung der installierten Leistung von 2006 bis 2018	51
4.2.2	Gegenüberstellung der installierten Leistung von 2018	53
4.2.3	Anlagenalter aus Sicht des Jahres 2018	55
4.3	Szenarioerstellung	57
4.3.1	Energieziele	57
4.3.2	Entwicklung der installierten Leistung von 2019 bis 2030	58
4.3.3	Verbrauchsentwicklung von 2019 bis 2030	62
4.3.4	Leitungsnetz von 2030	63

4.4	Simulationsergebnisse und Analyse .....	65
4.4.1	Entwicklung der produzierten Energie von 2019 bis 2030.....	65
4.4.2	Anlagenalter aus der Sicht vom Jahr 2030 .....	70
4.4.3	Lastflussbilder der Jahre 2018 und 2030 .....	74
4.4.4	Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen von 2018 bis 2030.....	76
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>78</b>
<b>6</b>	<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>80</b>
<b>7</b>	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>82</b>
<b>8</b>	<b>Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>85</b>
<b>9</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>86</b>

# 1 Einleitung

Das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz widmet sich seit etlichen Jahren der möglichst realitätsnahen Darstellung der europäischen Energie- und Elektrizitätswirtschaft inklusive deren Erfassung mittels des Simulationsmodells ATLANTIS. Hauptsächlich wurden bisher europäische Länder bzw. seit kurzem Teile von Nordafrika einbezogen. Der Beleuchtung der Türkei spielt hier eine große Rolle, da dieses Land ein Bindeglied zwischen den nordafrikanischen Ländern und Europa darstellt.

In dieser Arbeit werden daher die energie- und elektrizitätswirtschaftlichen Zusammenhänge und Besonderheiten der Türkei erläutert und mittels Simulationsmodell analysiert. Kraftwerke, Leitungen, Knoten und einige andere systemelektrische Komponenten und deren Daten, sowie wirtschaftliche und klimatische Informationen wurden in das Modell einbezogen. Die Simulation mit ATALNTIS wurde mit Hilfe dieser Daten, unter Bezugnahme des aktuellen Wissensstandes zur künftigen Entwicklung von Kraftwerken, Leitungsnetzen und weiteren Bedingungen, durchgeführt.

Im ersten Teil dieser Masterarbeit werden geschichtliche, geographische, klimatische, demographische Daten der Türkei beschrieben. Die Wirtschaftsstruktur wird ebenfalls im ersten Teil hinsichtlich des Wirtschaftswachstumes, Inflation und Indizes, Exporte und Importe und Währungsverfall beleuchtet.

Dieses Grundverständnis zur Türkei ist maßgeblich für den zweiten Teil der Arbeit, in welchem energie- und elektrizitätswirtschaftliche Themen behandelt werden. Der Energieverbrauch, sowie der Einsatz und Bedarf der Energieträger in der Türkei werden näher erläutert. Die von staatlichen Institutionen der Energiewirtschaft ausgearbeitete Energiestrategie rundet das Thema Energie in dieser Arbeit ab. Das Kapitel Elektrizität umfasst die türkische Stromerzeugung und deren Erzeugungstechnologien heute und in der Zukunft, sowie Einspeisetarife, staatliche Subventionen und die Übertragung der elektrischen Energie.

Der letzte Abschnitt dieser Arbeit beinhaltet die elektrizitätswirtschaftliche Modellbildung, Simulation und Analyse. Das Simulationsmodell wird in diesem Abschnitt näher beschrieben. Anschließend folgt eine Darstellung des IST-Standes der Türkei unter Berücksichtigung der installierten Kraftwerksleistungen, des Anlagenalters und einer Gegenüberstellung zwischen Werten der Simulation und Enerji, dem Ministerium für Energie und natürliche Ressourcen (MENR). Im Weiteren werden die Energieziele, mit zwei verschiedenen Solarszenarien, für ATLANTIS definiert. Auf Grundlage dieser definierten Ziele wird die installierte Leistung der einzelnen Kraftwerkstypen, von 2019 bis 2030, erstellt. Es folgt eine detaillierte Analyse der Simulationsergebnisse dieser Szenarien, welche die produzierte Energie, das Anlagenalter und die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen einbezieht. Abschließend wird das Lastflussbild des Jahres 2030 dargestellt und mit dem Lastflussbild von 2018 verglichen.



## 2 Türkei – Land und Wirtschaft

Im ersten Kapitel werden die allgemeinen Informationen und die wirtschaftliche Daten der Türkei näher betrachtet.

### 2.1 Daten zur Türkei

In diesem Unterkapitel werden Geschichte, Geographie und Regionen, Klima und Demographie der Türkei beschrieben.

#### 2.1.1 Allgemeine Information

Nachfolgend sind einige Grundinformationen der Republik Türkei angeführt [1].

**Hauptstadt:** Ankara

**Staatsform:** Republikanischer Einheitsstaat

**Fläche:** 783.562 km<sup>2</sup>

**Bevölkerung:** 82,96 Mio. (2019) [2]

**Währung:** Türkische Lira (TRY)

**Bruttoinlandsprodukt (BIP), lauf. Preise, Mrd. USD:** 633,2 (2018) [3]

**Ethnische Gruppierungen:** Türken 70-75%, Kurden 19% (Abbildung 1), andere Minderheiten 7-12% (Araber, Tscherkessen, Bosniaken, Georgier, Lasen, Pomaken u.a.) (2016)

**Religion:** Muslime 99,8% (größtenteils Sunniten), andere Religionen 0,2% (hauptsächlich Christen und Juden) wird in Abbildung 1 dargestellt.



Abbildung 1: links die religiösen Gruppierungen und rechts die Bevölkerung mit kurdischer Abstammung in der Türkei [4].

### 2.1.2 Kurze Darstellung der Geschichte

Die moderne Türkei wurde 1923 aus den Überresten des besiegten Osmanischen Reiches vom Nationalhelden Mustafa Kemal gegründet, der später mit dem Titel Atatürk oder "Vater der Türken" geehrt wurde. Unter seiner Führung nahm das Land radikale soziale, rechtliche und politische Reformen an. Nach einer Periode der Einparteienherrschaft führte ein Experiment mit der Mehrparteienpolitik zum Wahlsieg der oppositionellen Demokratischen Partei von 1950 und zur friedlichen Machtübertragung. Seitdem haben sich die türkischen politischen Parteien vervielfacht. Die Demokratie wurde durch instabile Perioden und Militärputsche (1960, 1971, 1980) gebrochen, was letztendlich zu einer Rückkehr der formellen politischen Macht an die Zivilbevölkerung führte. Im Jahr 1997 half das Militär erneut dabei, den als "postmoderner Putsch" bezeichneten Überfall der damaligen islamisch orientierten Regierung in die Tat umzusetzen. Ein Putschversuch wurde im Juli 2016 von einer Fraktion der türkischen Streitkräfte durchgeführt. [1]

Die Türkei hat 1974 militärisch auf Zypern interveniert, um eine Übernahme der Insel durch Griechenland zu verhindern (siehe Abbildung 2) und gilt seither als Schutzherr der "Türkischen Republik Nordzypern", welche jedoch nur die Türkei anerkennt. Die Kurdistan Workers' Party (PKK), einer von den USA benannten terroristischen Organisation, begann 1984 einen separatistischen Aufstand, welcher schlussendlich mehr als 40.000 Menschenleben forderte. Die türkische Regierung und die PKK führten 2013 Verhandlungen, mit dem Ziel, die Gewalt zu beenden. Die intensiven Kämpfe wurden jedoch 2015 wiederaufgenommen. Die Türkei trat 1945 der UNO bei und wurde 1952 Mitglied der NATO. 1963 wurde die Türkei assoziiertes Mitglied der Europäischen Gemeinschaft. 2005 wurden Beitrittsverhandlungen mit der EU aufgenommen. In den letzten zehn Jahren haben Wirtschaftsreformen, zusammen mit einigen politischen Reformen, zu einer wachsenden Wirtschaft beigetragen. Grundsätzlich hat sich jedoch das Tempo des Wirtschaftswachstums in den letzten Jahren etwas verlangsamt. [1]

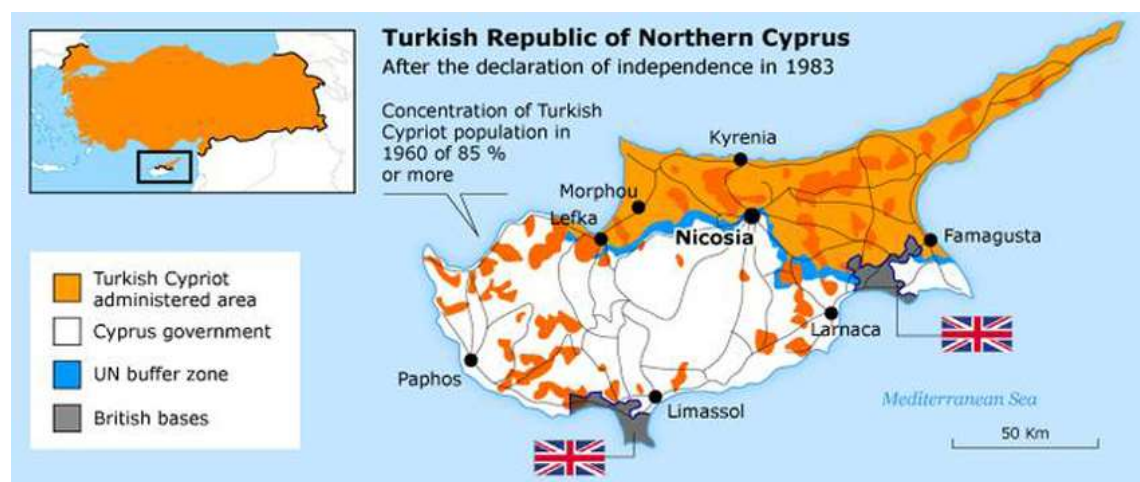


Abbildung 2: Türkische Republik Nordzypern [4]

Ab 2015 und im Laufe des Jahres 2016 erlebte die Türkei eine Zunahme terroristischer Gewalttaten, einschließlich heftiger Anschläge in Ankara, Istanbul und im überwiegend kurdischen Südosten der Türkei. Am 15. Juli 2016 versuchten Teile der türkischen Streitkräfte einen Putschversuch. Mehr als 240 Menschen wurden getötet und mehr als 2.000 verletzt. Die Reaktion der türkischen Regierungsbehörden war, dass mehr als 100.000 Personen an Sicherheitspersonal, Journalisten, Richter, Wissenschaftler und Beamten wegen ihres angeblichen Zusammenhangs mit dem Putschversuch festgenommen, suspendiert oder entlassen wurden. Die Regierung beschuldigte Anhänger einer islamischen transnationalen religiösen und sozialen Bewegung, die angeblich den gescheiterten Putsch angestiftet hatten, und bezeichnete deren Anhänger als Terroristen. Nach dem gescheiterten Putsch läutete die türkische Regierung von Juli 2016 bis Juli 2018 einen Ausnahmezustand ein. Am 16. April 2017 führte die türkische Regierung ein Referendum durch, bei dem die Wähler Verfassungsänderungen genehmigten, mit denen die Türkei von einem parlamentarischen zu einem Präsidentschaftssystem umgewandelt wurde. Die Änderungen sind nach den Präsidentschafts- und Parlamentswahlen im Juni 2018 vollständig in Kraft getreten. [1]

### 2.1.3 Geografie und Regionen

1920 ersetzte das kemalistische Regime (1923-1945) Istanbul mit Ankara als Hauptstadt der Türkei und teilte die Nation in sieben Regionen: Marmara, Aegean (Ägäis), Black Sea (Schwarzes Meer), Mediterranean (Mittelmeer), Central Anatolia (Zentralanatolien), Eastern Anatolia (Ostanatolien) und Southeast Anatolia (Südostanatolien) wie in Abbildung 3 dargestellt wird [4].



Abbildung 3: Einteilung der Türkei in sieben Regionen [5]

## 2 Türkei – Land und Wirtschaft

Die Türkei ist ein Land, das eine einzigartige geografische Position einnimmt: teilweise in Asien und teilweise in Europa (siehe Abbildung 4). Die Türkei liegt an der Kreuzung des Balkans, des Kaukasus, des Nahen Ostens und des östlichen Mittelmeerraums. [6]



Abbildung 4: Karte der Türkei [1]

Die türkischen Meerengen (Bosporus, Marmarameer, Dardanellen) dienen als strategischer Standort zur Kontrolle, da das Schwarze und das Ägäische Meer verbunden sind [1]. Die Kontrolle der Meerengen durch die Türkei, der einzige Abfluss vom Schwarzen Meer, war ein wesentlicher Faktor in ihren Beziehungen zu anderen Staaten. Die meisten Inseln entlang der ägäischen Küste sind griechisch. Nur die Inseln Gökçeada und Bozcaada blieben in türkischer Hand. Die Seegrenze zu Griechenland war seit dem Zweiten Weltkrieg bei zahlreichen Gelegenheiten ein Streitpunkt zwischen den beiden Ländern. [6]

Die 3% des türkischen Territoriums nördlich der Meerenge liegt in Europa und zählt zur europäischen Türkei [1]. Es wird auch türkisches Thrakien (Trakya) genannt und liegt im äußersten Südosten Europas, einem winzigen Rest eines Reiches, das sich einst über den großen Balkan erstreckte [6]. Die restlichen 97% des Landes in Asien werden als Anatolien bezeichnet. Istanbul, das den Bosporus überspannt, ist die einzige Metropole der Welt, die auf zwei Kontinenten liegt. [1]

Das Land hat eine Nord-Süd-Ausdehnung, die zwischen 480 bis 640 km reicht, und es erstreckt sich über 1.610 km von West nach Ost. Die Türkei ist im Norden vom Schwarzen Meer begrenzt, im Nordosten von Georgien und Armenien, im Osten von Aserbaidschan und dem Iran, im Südosten vom Irak und Syrien, im Südwesten und im Westen vom Mittelmeer und der Ägäis im Nordwesten von Griechenland und Bulgarien. Ihre größte Stadt und der größte Hafen sind in Istanbul. [6]

Die Türkei hat wenige Seen - der größte ist der Van-See mit einer Fläche von 3.755 km<sup>2</sup> -, aber es gibt viele Flüsse, darunter der Tigris (1.900 km) und der Euphrat (2.780 km), die in derselben Gegend entspringen [4]. Die Entwicklung der Wasserkraft hat zu einer Reihe künstlicher Seen geführt, von denen die größten die Atatürk- und Keban-Staudämme am Euphrat, die Hirfanlı am Kızıl, die Sarıyar an der Sakarya, die Demirköprü an der Gediz und die Seyhan auf dem Seyhan sind [6].

Die Türkei ist ein überwiegend gebirgiges Land, und das wahre Tiefland ist an den Küstenrand begrenzt. Ungefähr ein Viertel der Fläche hat eine Höhe von über 1.200 m, und weniger als zwei Fünftel liegen unterhalb von 460 m. Bergkämme übersteigen an vielen Stellen mehr als 2.300 m, besonders im Osten, wo der höchste Berg der Türkei, der Berg Ararat (Ağrı), nahe an den Grenzen zu Armenien und dem Iran 5.165 m erreicht. Steile Hänge sind im ganzen Land üblich, und flaches oder flach abfallendes Land macht kaum ein Sechstel der Gesamtfläche aus. [6]

### 2.1.4 Klima

Die Landschaft der Türkei ist vielfältig, mit starken Kontrasten von Thrakien bis zum Kaukasus, einschließlich Küstenregionen und anatolischen Steppen. Diese Vielfalt wirkt sich auf das Klima aus, welches an den Küsten der Ägäis und des Mittelmeers mediterran ist, an den Küsten des Schwarzen Meeres gemäßigt und regnerisch, im zentralen Teil kontinental und im Südosten halbtrocken ist. Kontinental sibirische Winde findet man entlang des Kaukasus, der an den Iran und Armenien grenzt. [4]

Kontraste zwischen dem Landesinneren und den Küsten erzeugen sechs Hauptklima-Regionen die im weiterem beschrieben werden [6]. Der jährliche Niederschlag wird in Abbildung 5 dargestellt.

Die Schwarzmeerküste ist die feuchteste Region mit Regen über das gesamte Jahr und einem Wintermaximum. Der jährliche Niederschlag überschreitet 813 mm und erreicht im Osten 2.438 mm. Frost kann auftreten, aber die Winter sind im Allgemeinen mild, mit einem Mittelwert im Januar von 6 bis 7°C. Die Sommer sind heiß und der Juli bedeutet auf Meereshöhe über 20°C.

Thrakien und Marmara werden durch die Meerengen beeinflusst, die Sommer sind jedoch trockener als entlang des Schwarzen Meeres. Der jährliche Niederschlag liegt zwischen 610 bis 914 mm, mit einem deutlichen Wintermaximum. Die Durchschnittstemperaturen im Januar sind nahe dem Gefrierpunkt. Die Sommer sind heiß, das bedeutet im Juli über 25°C.

Die ägäischen Küstengebiete haben ein mediterranes Regime. Die Durchschnittstemperaturen reichen von 7 bis 8°C im Januar und 25 bis 30°C im Juli. Frost ist selten. Der jährliche Niederschlag schwankt zwischen 610 bis 813 mm und es gibt eine ausgeprägte Sommerdürre.

## 2 Türkei – Land und Wirtschaft

Die Mittelmeerküste weist ähnliche Merkmale wie die Ägäis auf, ist jedoch intensiver. Juli bedeutet mehr als 28°C auf Meereshöhe. Der jährliche Niederschlag fällt von 1.000 mm im Westen auf knapp 610 mm in der Adana-Ebene und die Sommermonate sind auf Meereshöhe nahezu regenfrei.

Der Südosten ist im Sommer trocken und heiß, die Winter sind kalt, der Januar beinahe frostig. Der Mittelwert im Juli liegt im Allgemeinen über 30°C und der jährliche Niederschlag liegt zwischen 305 bis 610 mm.

Das anatolische Innere hat ein halbkontinentales Klima mit einem großen Temperaturbereich. Der Mittelwert im Januar von Ankara beträgt -2°C und der Mittelwert im Juli 23°C. Der Niederschlag wird durch das Relief beeinflusst: Konya gehört mit knapp 305 mm zu den trockensten Orten des Landes, aber im gebirgigen Osten übersteigen die jährlichen Gesamtwerte in der Regel 610 mm.

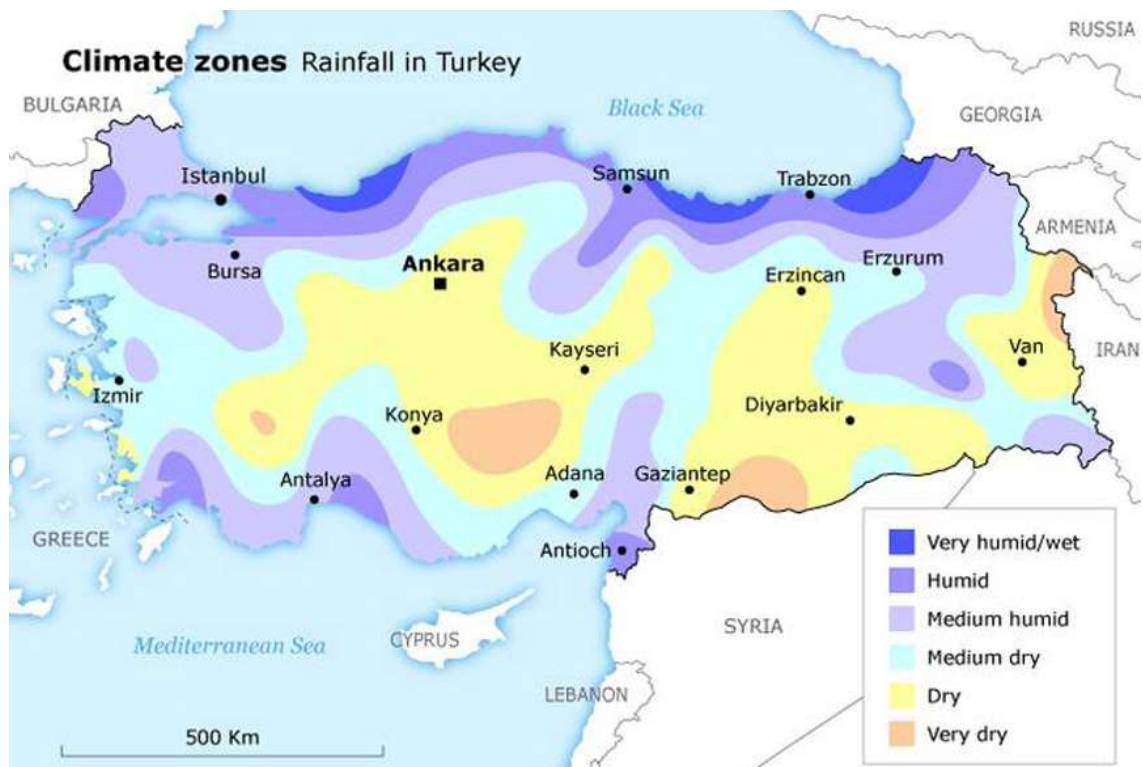


Abbildung 5: jährlicher Niederschlag in der Türkei [4]

### 2.1.5 Demographie

Die derzeitige Bevölkerung der Türkei wird auf 82,96 Mio. (2019) geschätzt. Die männliche Bevölkerung macht etwa 49,1% und die weibliche Bevölkerung 50,9% der Gesamtbevölkerung aus. Die Bevölkerung wächst kontinuierlich mit fast 3.600 Geburten pro Tag, während die Sterberate im Vergleich dazu bei 1.224 Todesfällen pro Tag signifikant niedriger ist. Dies bedeutet einen stetigen Anstieg der Bevölkerung der Türkei. Die Wachstumsrate liegt weiterhin bei rund 1,29% pro Jahr, wobei die Türkei bei der Bevölkerung auf dem 17. Platz der Welt liegt. [2]

Die Gesamtfläche der Türkei beträgt 783.562 km<sup>2</sup>. In Verbindung mit 82 Mio. Einwohnern im Jahr 2019 entspricht dies einer Bevölkerungsdichte von etwa 104,5 Einwohnern pro km<sup>2</sup>. Die Bevölkerungsdichte der Türkei wird in Abbildung 6 dargestellt. Istanbul ist die achtgrößte Stadt der Welt und ist seit ca. 3000 v. Chr. bewohnt. [2]

Etwa drei Fünftel der Bevölkerung leben in Städten. Vor Mitte des 20. Jahrhunderts war die Bevölkerung jedoch überwiegend ländlich geprägt und ihre Verteilung wurde stark durch das landwirtschaftliche Potenzial des Landes beeinflusst. Die regionalen Küstengebiete des Schwarzen Meeres, des Marmarameers und der Ägäis sind die am dichtesten besiedelten Gebiete. Die Regionen machen zusammen weniger als zwei Fünftel der Landfläche des Landes aus. Die mediterrane Küstenregion ist dünner besiedelt, obwohl sich in den Becken von Antalya und Adana eine hohe Bevölkerungsdichte befindet. Der Rest des Landes ist relativ schwach besiedelt: Im anatolischen Inneren und im Südosten, die mehr als die Hälfte des Landes ausmachen, leben weniger als zwei Fünftel der türkischen Bevölkerung. Zu Beginn des 21. Jahrhunderts war der Südosten jedoch die am schnellsten wachsende Region des Landes. [6]

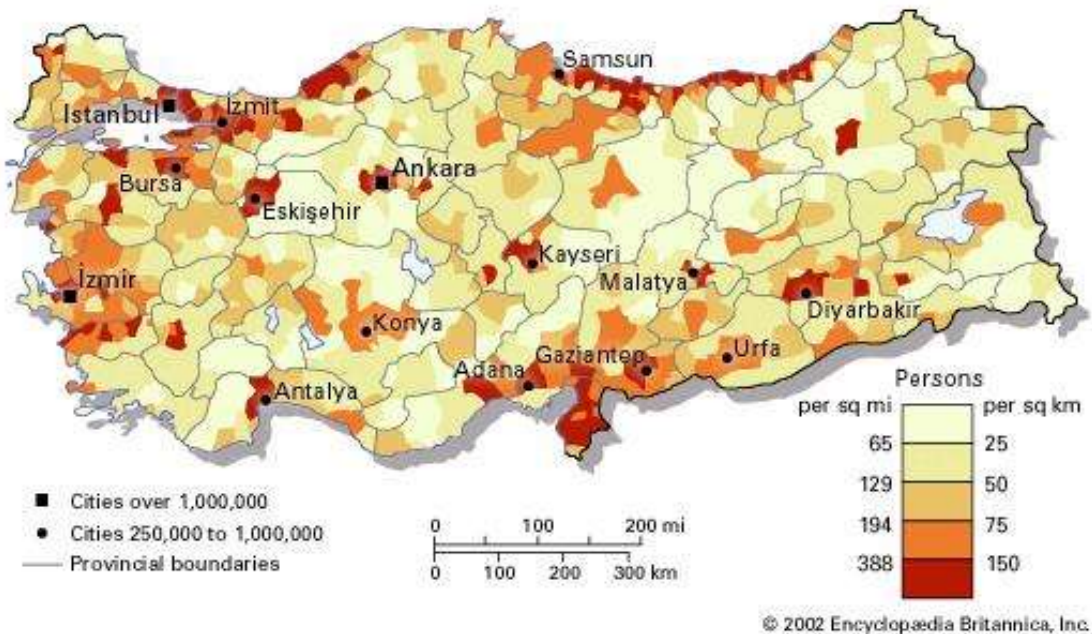


Abbildung 6: Bevölkerungsdichte der Türkei [6]

### 2.2 Wirtschaftsstruktur

In diesem Unterkapitel wird auf die wirtschaftlichen Gegebenheiten, Bruttoinlandsprodukt, Inflation, Wirtschaftswachstum und Import/Export der Türkei eingegangen.

#### 2.2.1 Bruttoinlandsprodukt und Sektoren

Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) der Türkei, in Abbildung 7, betrug im Jahr 2017 851,10 Mrd. USD. Der BIP-Wert der Türkei macht 1,37% der Weltwirtschaft aus. Das BIP in der Türkei betrug von 1960 bis 2017 durchschnittlich 252,70 Mrd. USD und erreichte 2013 ein Allzeithoch von 950,58 Mrd. USD und ein Rekordtief von 8,02 Mrd. USD im Jahr 1961. [7]

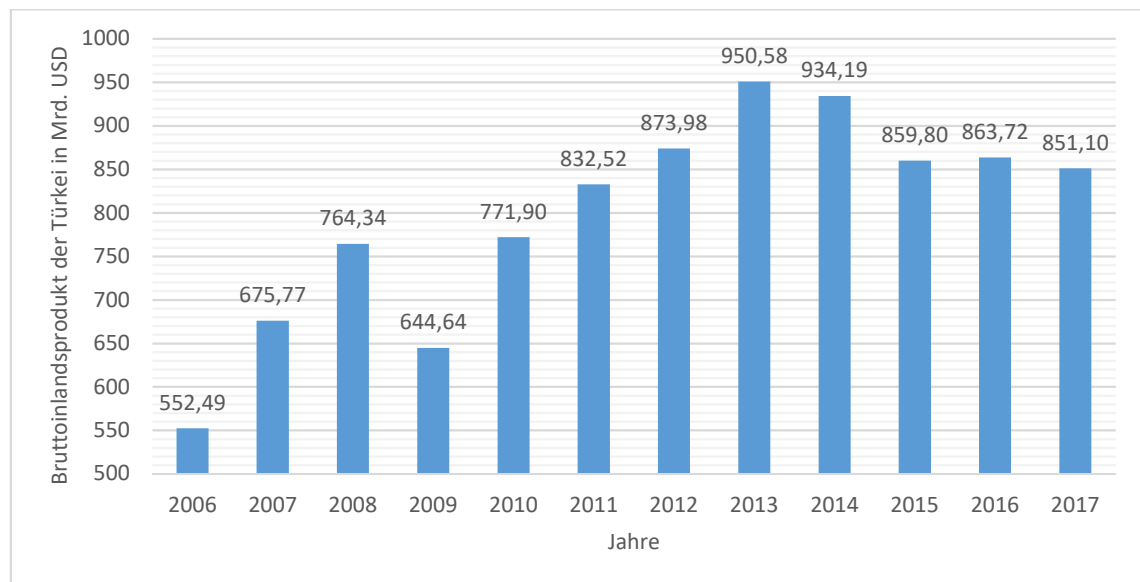


Abbildung 7: Bruttoinlandsprodukt der Türkei von 2006 bis 2017 in Mrd. USD (Eigene Darstellung nach [7])

Nachdem die Türkei 2001 eine schwere Finanzkrise durchgemacht hatte, verabschiedete Ankara im Rahmen eines IWF-Programms Finanz- und Steuerreformen. Die Reformen stärkten die wirtschaftlichen Grundlagen des Landes und führten bis 2008 zu einem starken Wachstum von durchschnittlich 6% pro Jahr. Ein aggressives Privatisierungsprogramm reduzierte auch die staatliche Beteiligung an der Grundstoffindustrie, dem Bankwesen, dem Verkehr, der Stromerzeugung und der Kommunikation. Weltwirtschaftliche Bedingungen und eine straffere Fiskalpolitik führten 2009 zu einem Rückgang des BIP. Das gut regulierte Finanzmarkt- und Bankensystem trug jedoch dazu bei, die globale Finanzkrise in der Türkei zu überstehen. Das BIP-Wachstum stieg 2010 und 2011 bei Exporten und Investitionen auf rund 9%. [1]



Im Jahr 2017 betrug der Agrarsektor 6,8%, der Industriesektor 32,3% und der Dienstleistungssektor 60,7% des BIP [1]. Der Durchschnittswert für den Agrarsektor im Zeitraum von 1960 bis 2017 lag bei 22,82% und hatte im Jahr 1960 ein Maximum von 54,92% des BIP [8]. Die Verteilung gibt den prozentualen Beitrag von Agrarwirtschaft, Industrie und Dienstleistungen am Gesamt-BIP an und beträgt 100% des BIP, wenn die Daten vollständig sind. Die Agrarwirtschaft umfasst Landwirtschaft, Fischerei und Forstwirtschaft. Die Industrie umfasst Bergbau, Fertigung, Energieerzeugung und Bauwesen. Die Dienstleistungen umfassen Regierungsaktivitäten, Kommunikation, Transport, Finanzen und alle anderen privaten wirtschaftlichen Aktivitäten, die keine materiellen Güter produzieren. [9]

### 2.2.2 Wirtschaftswachstum

Das Wirtschaftswachstum der Türkei wird in Abbildung 8 dargestellt. Die türkische Wirtschaft schrumpfte im vierten Quartal 2018 im Vergleich zum Vorjahr um 3%, verglichen mit einer nach oben korrigierten Expansion von 1,8% im vorangegangenen Dreimonatszeitraum, und schlechter als die Markterwartungen mit einem Rückgang von 2,7%. Dies war der erste Rückgang seitdem dritten Quartal 2016, da der Konsum von privaten Haushalten und die Anlageinvestitionen zurückging, während die Staatsausgaben weniger stark anstiegen. Positiv zu vermerken ist, dass die Nettoauslandsnachfrage aufgrund des Rückgangs der Importe durch die sinkende Lira einen positiven Beitrag zum BIP leistete. Für das Gesamtjahr 2018 wuchs die Wirtschaft um 2,6%, verglichen mit einem Wachstum von 7,4% im Jahr 2017. Die jährliche Wachstumsrate des BIP in der Türkei betrug von 1999 bis 2018 durchschnittlich 4,73% und erreichte im ersten Quartal 2011 ein Allzeithoch von 11,70% Ein Rekordtief von -14,4% im ersten Quartal 2009. [7]

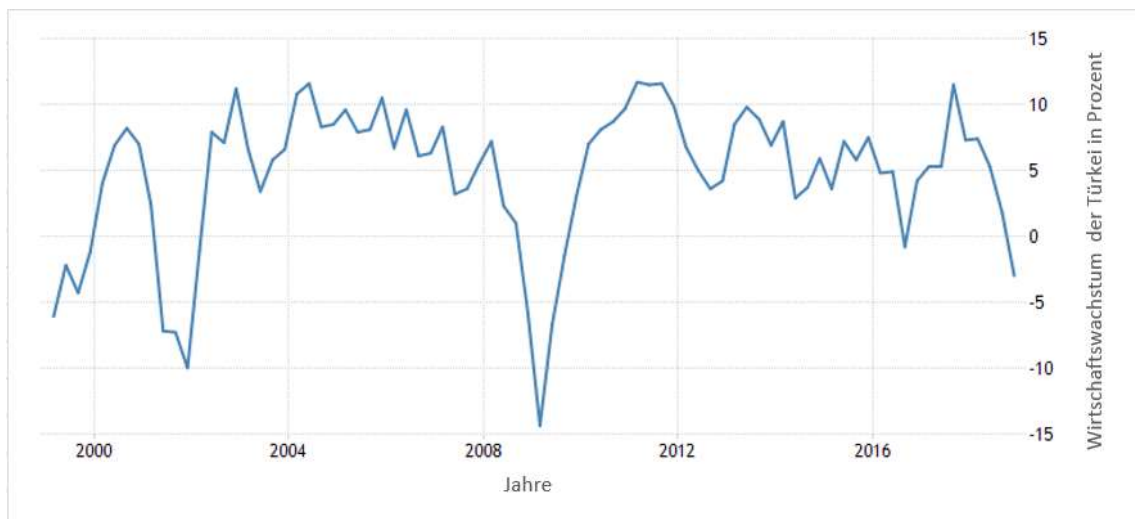


Abbildung 8: Wirtschaftswachstum der Türkei von 1999 bis 2019 in Prozent [7]

Die Türkei verzeichnete im Jahr 2017 eine Staatsverschuldung in Höhe von 28,3% des Bruttoinlandsprodukts des Landes. Die Staatsverschuldung des BIP in der Türkei betrug von 2000 bis 2017 durchschnittlich 44,03% und erreichte 2001 ein Allzeithoch von 76,1% und in 2015 ein Rekordtief von 27,6%. [7]

Die Staatsverschuldung des BIP in der Türkei wird nach den globalen Makro-Modellen von Trading Economics und den Erwartungen der Analysten bis Ende dieses Quartals 2019 bei 34,2% liegen und ist ersichtlich in Abbildung 9. Langfristig prognostizieren die Schulden der Türkei für das BIP laut ökonometrischen Modellen im Jahr 2020 einen Anstieg um 40%. [7]

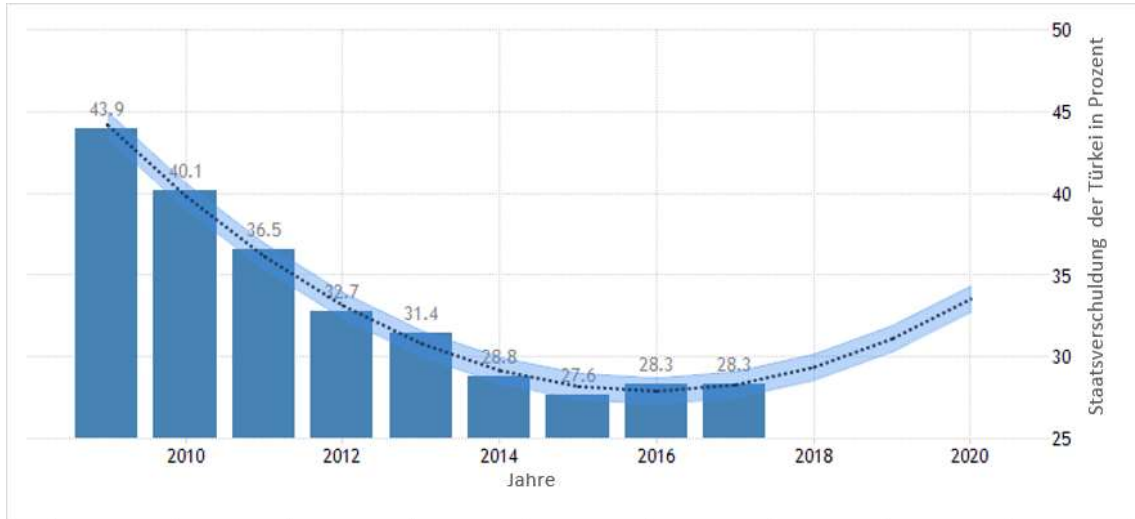


Abbildung 9: Staatsverschuldung der Türkei von 2009 bis 2020 in Prozent [7]

### 2.2.3 Inflation und Indizes

Die jährliche Inflationsrate der Türkei, in Abbildung 10, stieg von 19,67% im Vormonat auf 19,71% im März 2019, während die Märkte mit einem Rückgang auf 19,57% gerechnet hatten. Die Inflationsrate in der Türkei betrug von 1965 bis 2019 durchschnittlich 34,95% und erreichte im Mai 1980 ein Allzeithoch von 138,71% und im Juni 1968 ein Rekordtief von -4,01%. [7]

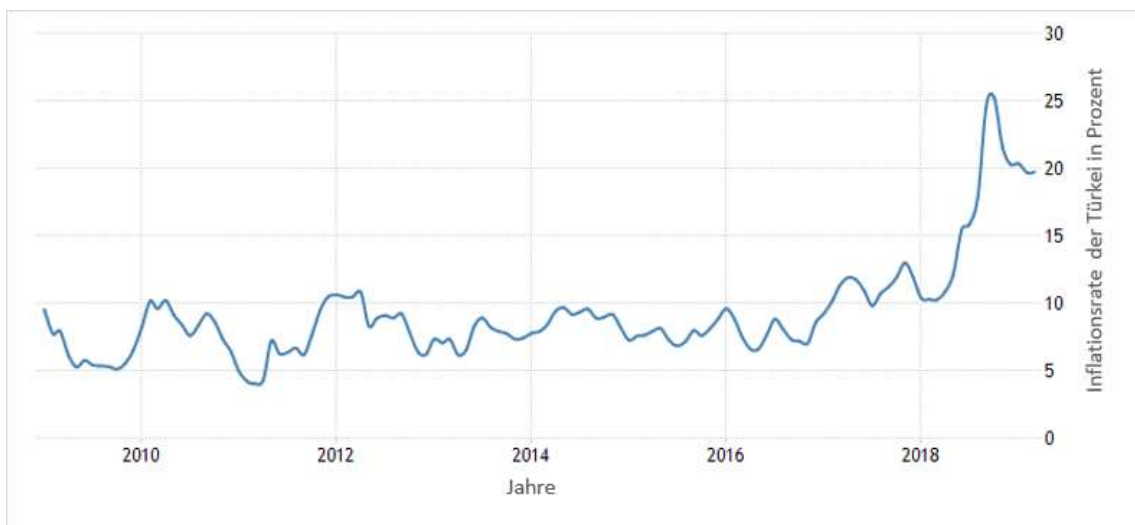


Abbildung 10: Inflationsrate der Türkei von 2009 bis 2019 in Prozent [7]

In der Türkei sind Lebensmittel und alkoholfreie Getränke (23,7% des Gesamtgewichts) die wichtigsten Kategorien im Verbraucherpreisindex (Abbildung 11). Wohnungen, Wasser, Strom, Gas und andere Brennstoffe stellen 15,9% des Verbraucherpreisindex dar, Transport macht 14,3% aus. Andere umfassen: Einrichtungsgegenstände, Haushaltsgeräte und regelmäßige Wartung (8%); Hotels, Cafés und Restaurants (7,5%); Kleidung und Schuhe (7,4%); alkoholische Getränke und Tabak (5%). Der Index enthält auch verschiedene Waren und Dienstleistungen (4,7%); Kommunikation (4,4%); Erholung und Kultur (3,8%); Gesundheit (2,7%) und Bildung (2,6%). [7]

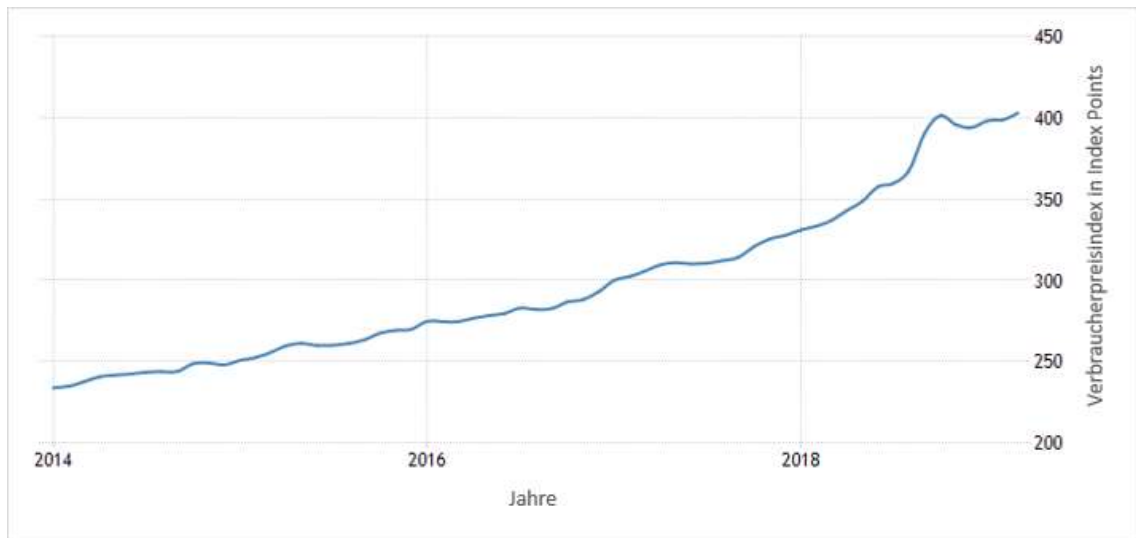


Abbildung 11: Verbraucherpreisindex der Türkei von 2014 bis 2019 in Index Points [7]

### 2.2.4 Exporte und Importe

Im Jahr 2017 exportierte die Türkei 166 Mrd. USD (27. größte Exporteur der Welt) und importierte 214 Mrd. USD (20. größte Importeur der Welt), was zu einer negativen Handelsbilanz von 48,6 Mrd. USD führte. Im Jahr 2017 betrug das BIP der Türkei 851 Mrd. USD und das Pro-Kopf-BIP 26,5 Mrd. USD. [10]

Die Hauptexportgüter der Türkei sind Autos (13,2 Mrd. USD), Gold (6,96 Mrd. USD), Lieferfahrzeuge (5,04 Mrd. USD), Fahrzeugteile (4,64 Mrd. USD) und Schmuck (3,39 Mrd. USD). Die wichtigsten Importe sind Gold (17,1 Mrd. USD), Raffiniertes Erdöl (9,8 Mrd. USD), Autos (8,78 Mrd. USD), Fahrzeugteile (6,34 Mrd. USD) und Schrott (5,84 Mrd. USD). [10]

Die wichtigsten Exportdestinationen der Türkei sind Deutschland (17,4 Mrd. USD), Großbritannien (10,1 Mrd. USD), Italien (9,4 Mrd. USD), die Vereinigten Arabischen Emirate (9,2 Mrd. USD) und der Irak (9,1 Mrd. USD). Die wichtigsten Importländer sind China (23 Mrd. USD), Deutschland (22,5 Mrd. USD), Russland (13,2 Mrd. USD), Italien (11,4 Mrd. USD) und die Vereinigten Staaten (11,3 Mrd. USD). [10]

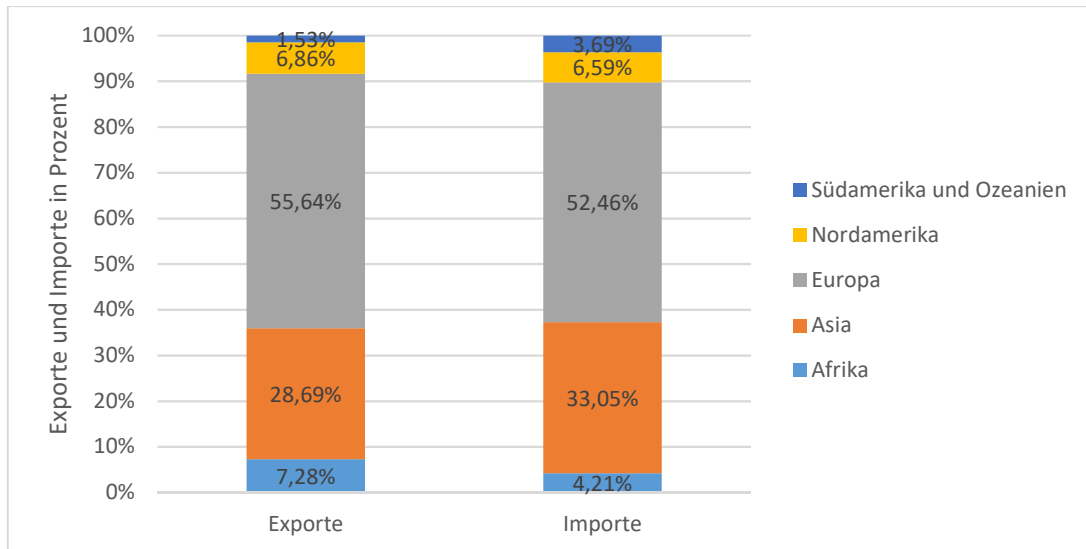


Abbildung 12: Exporte und Importe der Türkei nach Kontinente in Prozent, (eigene Darstellung nach [10])

### 2.2.5 Währungsverfall

Durch die erratische Wirtschaftspolitik des türkischen Präsidenten Recep Tayyip Erdogan hat die türkische Lira seit Anfang 2018 ein Drittel ihres Wertes verloren. Dieser Zustand entwickelt sich zunehmend in eine Krise, welche auch die Aufmerksamkeit der Europäischen Zentralbank auf sich zieht. [11]

Theoretisch schneidet die Türkei erstaunlicherweise trotz der Krisenstimmung ökonomisch gesehen gut ab. Das BIP ist 2016 um 3,2% angestiegen, das Wirtschaftswachstum betrug 2017 7,4%. Diese Werte sind höher als in jeder anderen größeren Volkswirtschaft. Auch im ersten Quartal 2019 verzeichnet die Türkei weiterhin ein Wirtschaftswachstum, vor allem in den Bereichen Konsum, Außenhandel, Industrieproduktion und Investitionen. Das Wirtschaftswachstum deutet nicht gerade auf eine Krise hin. [11]

Die hohe Arbeitslosigkeit und der Anstieg der Teuerungsraten sind unter anderem verantwortlich für die Inflation in der Türkei. Vergangenen Juli erreichte die Inflation einen Spitzenwert von nahezu 16%. Dieser fallende Kurs der türkischen Lira bedeutet für viele türkische Betriebe einen Devisenverlust. Abzüglich des Devisenvermögens ergeben sich netto 222 Mrd. USD Auslandsschulden, das sind 26% des BIP. Die Zentralbank müsste in einem solchen Fall eigentlich die Zinsen erhöhen, um die Lira zu stabilisieren und die Inflation abzuflachen. Durch das enge Regime von Erdogan gelingt dies jedoch nicht. [11]

## 3 Türkei – Energie und Elektrizität

Folgender Abschnitt beschreibt den Energieverbrauch der Türkei sowie die Stromerzeugung. Die Schwerpunkte im nachfolgenden Kapitel umfassen die Themenbereiche Primärenergieträger, Energieziele, Institutionen der Energiewirtschaft, erzeugte Energie, installierte Leistung und unterschiedliche Kraftwerkstypen.

### 3.1 Energie

Nachfolgende Ausführungen beschreiben die Primärenergieträger und deren Beschaffung, Nutzung und das Wachstum näher. Die staatlichen Energieziele dienen dazu, um Primärenergieträger sinnvoll und wirtschaftlich nutzen zu können. Die Institutionen der Energiewirtschaft regulieren diesen Vorgang.

#### 3.1.1 Sankey-Diagramm

In Abbildung 13 und Abbildung 14 ist das Sankey-Diagramm der Türkei vom Jahr 2016, welches den Energiefluss des Landes zeigt, dargestellt. Die Breite der Linien gibt die Energiemenge in Mtoe<sup>1</sup> an.

In Abbildung 13 zeigt sich, dass Gas, Kohle und Öl die größten verwendeten Primärenergieträger sind und diese durch eigene Produktion oder Importe bereitgestellt werden. Interessant ist, dass aus 49,14 Mtoe (571,5 TWh) nur 23,59 Mtoe Strom und 1,26 Mtoe Wärme erzeugt werden und die restlichen ca. 50% Verluste ergeben. In Österreich ergeben sich ca. 20% Verluste - hier besteht für die Türkei vergleichsweise noch Verbesserungspotential.

Die Total Final Consumption<sup>2</sup> (TFC) in Abbildung 14 wird in vier große Gruppen der Endverbraucher unterteilt: Industrie, Transport, Nicht-Energieverbrauch und Sonstiges (Wohnungen, Handel und öffentlicher Dienst, Land-/Forstwirtschaft und Fischerei). Es ist ersichtlich, dass nur ein Fünftel des TFC für den Stromverbrauch genutzt wird und dies jeweils zur Hälfte für die Industrie und für Sonstiges genutzt wird.

---

<sup>1</sup> Mtoe – mega tonne of oil equivalent ; Umrechnung: 1 Mtoe  $\approx$  11,63 TWh [13]

<sup>2</sup> TFC = Total Primary Energy Supply - Umwandlungsverluste

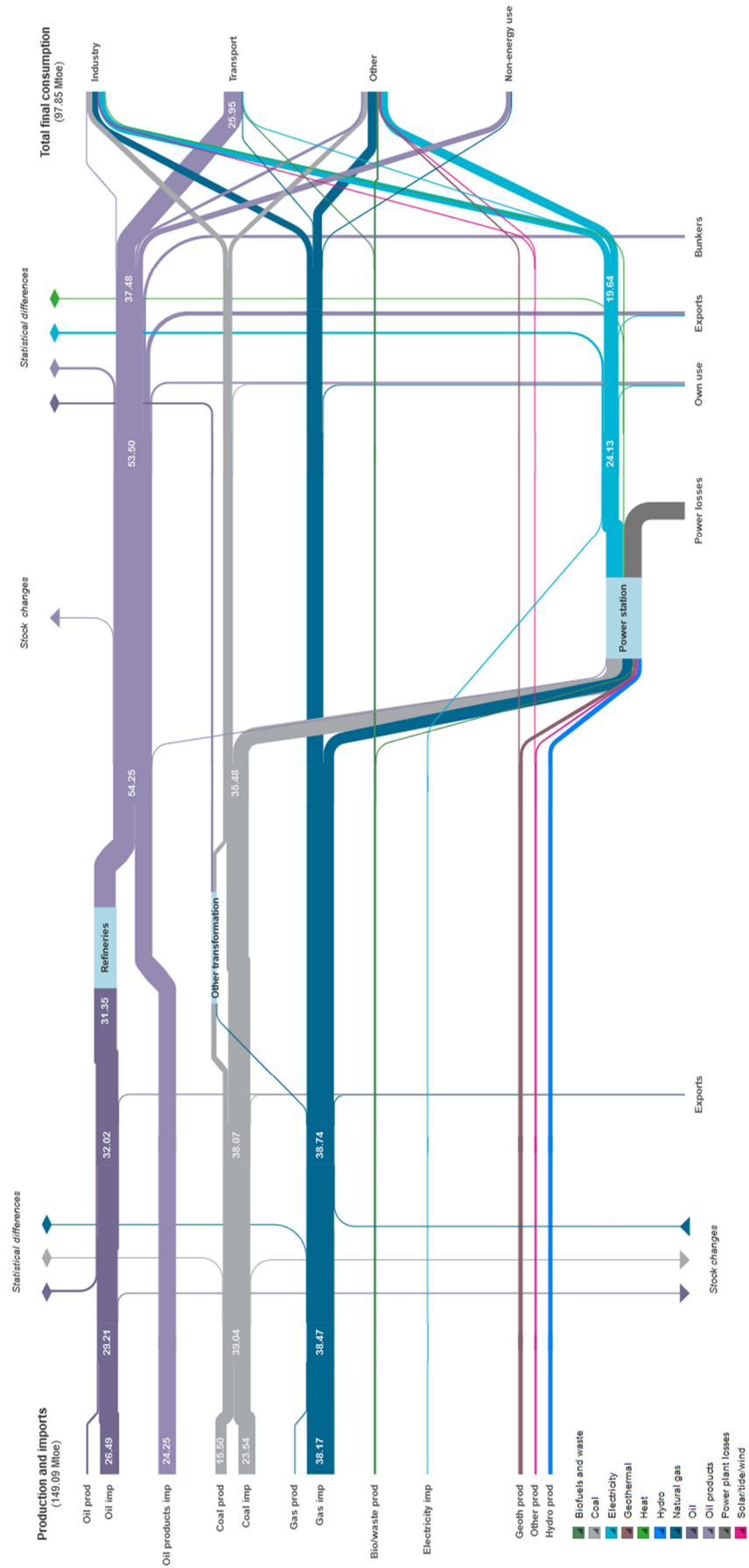


Abbildung 13: Energieflussbild der Türkei von 2016 [12]

### 3 Türkei – Energie und Elektrizität

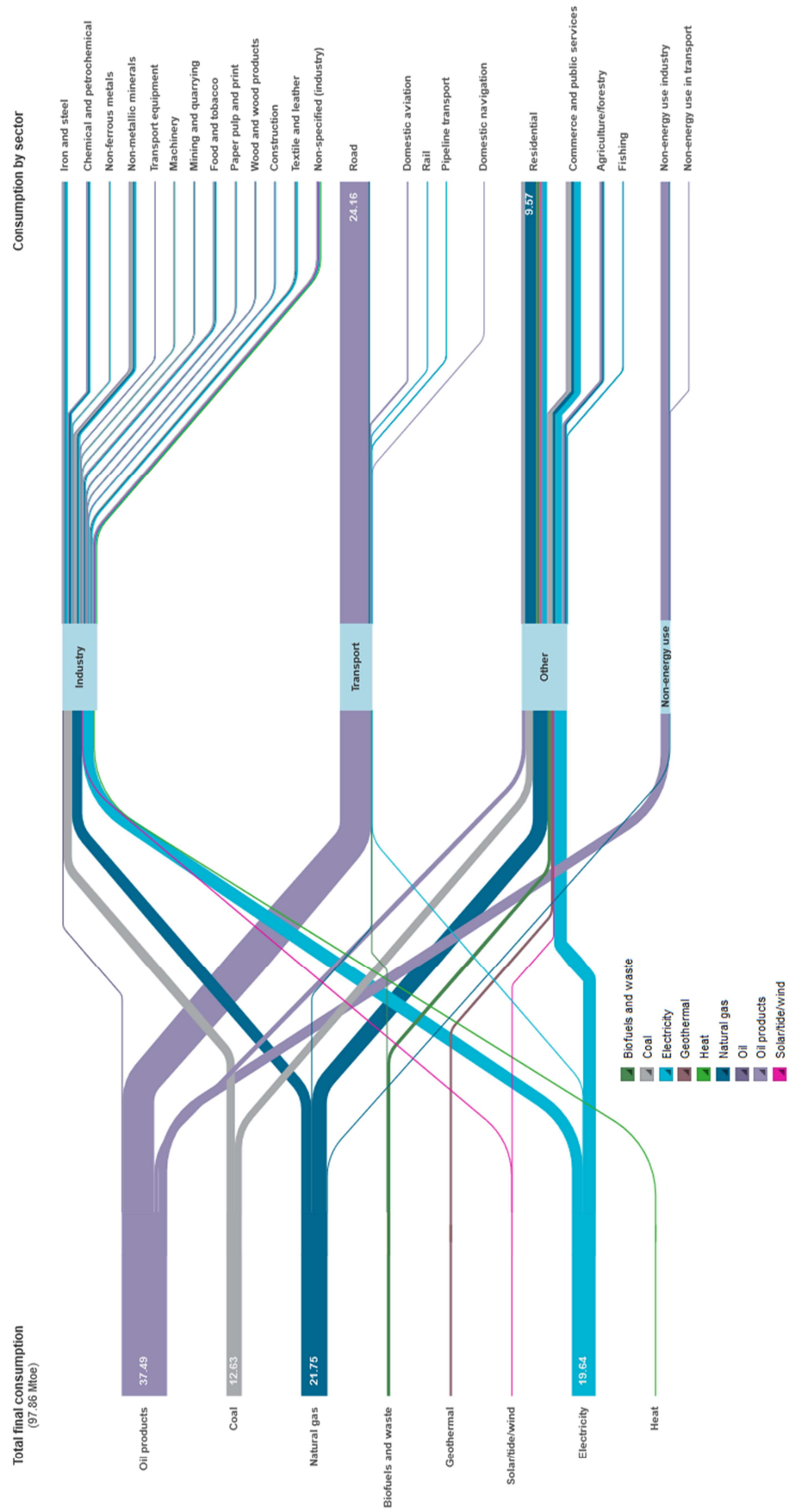


Abbildung 14: Sankey-Diagramm des Final Consumption der Türkei von 2016 [12]

#### 3.1.2 Primärenergieverbrauch

Die Nachfrage der Türkei nach Energie und natürlichen Ressourcen ist aufgrund des Wirtschafts- und Bevölkerungswachstums gestiegen. In den letzten Jahren verzeichnete die Türkei mit einer jährlichen Wachstumsrate von 5,5% seit 2002 den schnellsten Anstieg der Stromnachfrage unter den OECD-Mitgliedern. Der Energieverbrauch der Türkei wird in den nächsten zehn Jahren voraussichtlich um 50% steigen. [13]

Die Abbildung 15 zeigt den Total Primary Energy Supply<sup>3</sup> (TPES) vom Jahr 1990 bis 2016, der im Jahr 2016 einen Betrag von 136,7 Mtoe aufweist. Diese Energieträger sind in Öl (30,8%), Kohle (es umfasst gegebenenfalls auch Torf und Ölschiefer), Gas (zu je 28%), Geothermie/Solar/etc. (6,4%), Wasserkraft (4,2%) und Biokraftstoffe und Abfälle (2,3%) aufgeteilt. Somit ergibt sich, dass sich der TPES aus mehr als 86% fossiler Energieträger zusammensetzt.

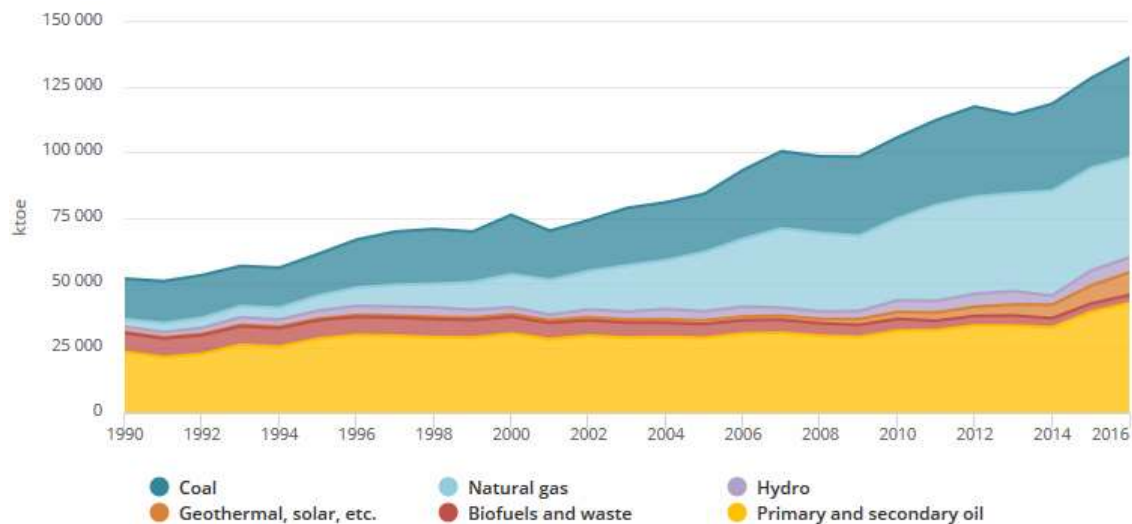


Abbildung 15: TPES der Türkei von 1990 bis 2016 in ktoe [14]

#### 3.1.3 Energieträger

Die Türkei ist gut positioniert, um als Drehscheibe für die Erdöl- und Erdgasversorgung nach Europa und zu anderen atlantischen Märkten aus Russland, der Kaspischen Region und dem Nahen Osten zu dienen. Als wichtiger Transitpunkt für Erdöl gewinnt die Türkei auch als Transitpunkt für Erdgas zunehmend an Bedeutung. Die Türkei ist darauf vorbereitet, ein bedeutender Mittelpunkt für Erdgaspipelines zu werden. Derzeit transportieren die meisten Erdgaspipeline-Verbindungen jedoch nur Erdgas durch das eigene Land, da aufgrund der wachsenden Nachfrage nur wenig Erdgas für den Export übrig bleibt. [15] Die Türkei importiert den größten Teil ihrer Energie, da die Inlandsressourcen nur 26% ihres Gesamtbedarfs decken. Öl, Erdgas und Flüssigerdgas (LNG) sind die wichtigsten Importgüter der Türkei. Sie kosteten das Land im Jahr 2016 198,6 Mrd. USD. [16]

<sup>3</sup> TPES = Produktion + Importe - Exporte



#### 3.1.3.1 Erdöl

In den letzten zehn Jahren ist die türkische Wirtschaft gewachsen und der Verbrauch von Erdöl ist angestiegen. Aufgrund begrenzter inländischer Reserven importiert die Türkei fast alle Ölvorräte. [15]

Die weltweit nachgewiesenen Erdölreserven beliefen sich im Jahr 2017 auf 1.696,6 Mrd. Barrel<sup>4</sup>. Rohöl, das eine strategische Position unter den primären Energiequellen einnimmt, hat 33,7% des Weltenergiebedarfs ab 2017 gedeckt. 807,7 Mrd. Barrel (47,6%) der Erdölreserven befinden sich in den Ländern des Nahen Ostens, 330,1 Mrd. Barrel (19,5%) in süd- und mittelamerikanischen Ländern und 226,1 Mrd. Barrel (13,3%) in Nordamerika. [17]

Zum 1. Januar 2016 schätzte das Oil & Gas Journal (OGJ) die nachgewiesenen Erdölreserven der Türkei auf 312 Mio. Barrel, hauptsächlich im Südosten des Landes. Der größte Teil der nachgewiesenen Ölreserven der Türkei befindet sich in den Provinzen Batman und Adiyaman im Südosten (wo der größte Teil der türkischen Ölförderung anfällt). Weitere Vorkommen befinden sich in Thrakien im Nordwesten. Im Jahr 2015 produzierte die Türkei geschätzte 62.000 b/d Erdöl, was etwa 7% des türkischen Ölverbrauchs entspricht. [15]

Da die Hauptkomponenten von Erdöl und Erdgas Wasserstoff und Kohlenstoff sind, werden diese auch als "Kohlenwasserstoffe" bezeichnet. Im Rahmen von Aktivitäten zur Deckung der ständig steigenden Nachfrage nach Erdöl und Erdgas aus inländischen Quellen werden die Untersuchungen in den Becken der Türkei, die nicht ausreichend erforscht wurden und insbesondere im Schwarzen Meer durchgeführt. Auch der Mittelmeerraum hat an großer Dynamik gewonnen. Insbesondere in den letzten Jahren wurden wichtige Schritte unternommen, um das Kohlenwasserstoffpotenzial des Mittelmeers und des Schwarzen Meeres zu bestimmen. [17]

Im Jahr 2015 betrug der Gesamtverbrauch an flüssigen Kraftstoffen in der Türkei rund 860.000 b/d. Über 90% der gesamten flüssigen Brennstoffe stammten aus Importen. Im Jahr 2015 stammten die meisten Rohölimporte der Türkei aus dem Irak und dem Iran, welche zusammen etwas mehr als 60% des Rohöls des Landes lieferten. Der Anteil des Rohöls aus Russland, einst das größte Quellland des türkischen Rohöls, hat abgenommen, da das russische Rohöl zunehmend in die asiatischen Märkte gelangt. [15]

Die Türkei verfügt derzeit über zwei Erdölimport-Pipelines: Die Baku-Tbilisi-Ceyhan-Pipeline (BTC) von Aserbaidshan und eine Pipeline vom Nordirak nach Ceyhan (Türkei) die in Abbildung 16 zu sehen sind. Die Irak-Pipeline hat zwei Niederlassungen. Die ursprüngliche Linie der Irak-Pipeline erstreckt sich von Fishkhabur an der Grenze zwischen Irak und Türkei bis Kirkuk im Irak. Dieser Teil der Pipeline wurde jedoch geschlossen, seit der islamische Staat Irak und Syrien (ISIS) Anfang 2014 Territorium in der Region erobert hatte und die Pipeline sabotiert wurde. [15]

---

<sup>4</sup> Barrel - Fass; 1 Barrel ≈ 159 liter [18]

Der Hafen von Ceyhan hat sich zu einem wichtigen Absatzmarkt für kaspische Ölexporte und für Öltransporte aus dem Nordirak entwickelt. Neben den beiden Rohölpipelines, die in Ceyhan, Türkei (BTC und Irak-Türkei) enden, werden auch Rohöl und Kondensat aus dem Nordirak befördert. Im Jahr 2015 wurden im Hafen von Ceyhan mehr als 650.000 Barrel kaspische und mehr als 400.000 Barrel irakische Rohölexporte abgewickelt, von denen die meisten für Europa bestimmt waren. [15]



Abbildung 16: Öl- und Gaspipelines der Türkei [18]

#### 3.1.3.2 Erdgas

Die Türkei spielt beim Erdgastransit eine strategische Rolle, da sie zwischen dem zweitgrößten Erdgasmarkt der Welt - Kontinentaleuropa - und den beträchtlichen Erdgasreserven des Kaspischen Beckens und des Nahen Ostens liegt. [15]

79,1 Bio. m<sup>3</sup> der Erdgasreserven (40,9%) befinden sich in Ländern des Nahen Ostens, 62,2 Bio. m<sup>3</sup> (32,1%) in Europa und Euroasien und 33,1 Bio. m<sup>3</sup> (17,1%) Länder in Afrika / Asien-Pazifik. [17]

Zum 1. Januar 2016 schätzt die OGJ die türkischen Erdgasreserven auf 5 Mrd. m<sup>3</sup>. Die Gesamtproduktion belief sich im Jahr 2015 auf 0,4 Mrd. m<sup>3</sup>. Im Jahr 2015 importierte die Türkei 48 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas, das 99% der gesamten Erdgasversorgung entspricht. [15] In der Türkei gibt es vier betriebliche Gaspipelines, die in Abbildung 16 zu sehen sind. Zwei davon stammen aus Russland, dem größten Erdgasversorger, der 2016 53% des Gesamtverbrauchs gedeckt hat. Es folgen Iran und Aserbaidschan, die im vergangenen Jahr 31% der Gesamtnachfrage geliefert haben. [16]

Der Erdgasverbrauch stieg von 33,9 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2007 auf 51,7 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2017 an, dargestellt in Abbildung 17. Es ergibt sich im Zeitraum von 2006 bis 2016, eine Wachstumsrate von 4,3% pro Jahr und in 2017 liegt die Wachstumsrate bei 16,6%.

Im Februar 2016 erhöhte Gazprom den Gaspreis willkürlich um 10,25%, unabhängig von Verträgen, und reduzierte das Angebot, als die türkischen Unternehmen die zusätzlichen Kosten verweigerten (Abbildung 17, Einbruch des Erdgasverbrauch in Jahr 2016) [19].

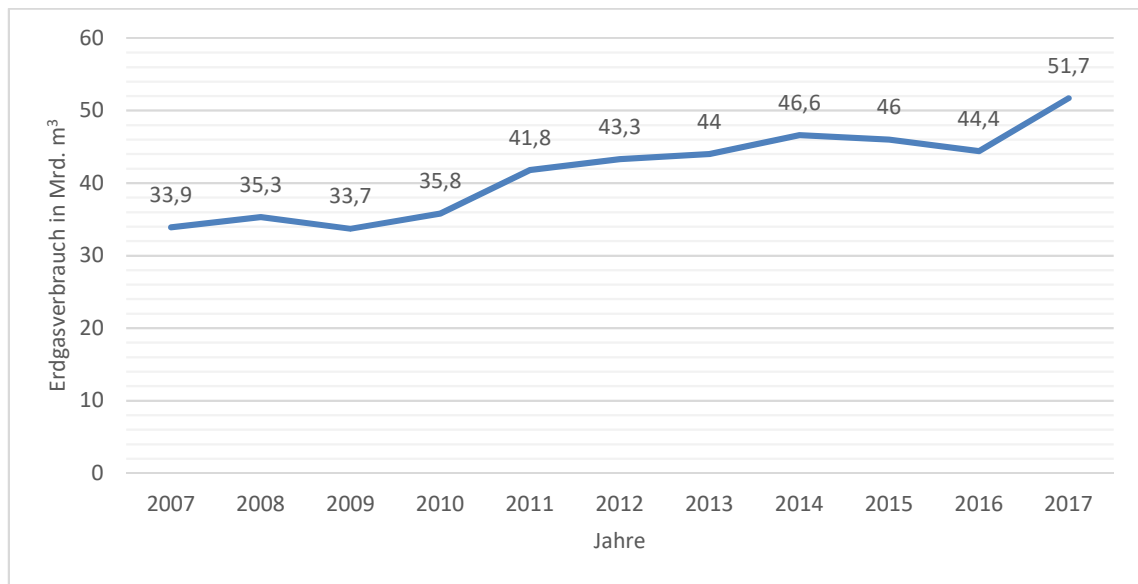


Abbildung 17: Erdgasverbrauch von 2007 bis 2017 in Mrd. m<sup>3</sup> (eigene Darstellung nach [20])

Die Türkei ist in zunehmendem Maße von Erdgasimporten abhängig, da der inländische Verbrauch, insbesondere im Stromsektor, ein deutliches Wachstum aufweist. Der wachsende Verbrauch der Türkei hat dazu beigetragen, die Entwicklung mehrerer Pipelines voranzutreiben, um Erdgas in das Land zu bringen. Obwohl nur wenig Erdgas für den Export zur Verfügung steht, wurden neue Lieferungen eingezogen und neue Pipelines sind im Bau, welche die Importe und Exporte von Naturgas der Türkei erhöhen werden. Es wird erwartet, dass das Verbrauchswachstum stark bleibt, da das Wachstum des Industriesektors und der steigende Stromverbrauch die Nachfrage weiter ankurbeln. [15]

Ankara hat zwei neue Pipelines – Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline Project (TANAP) und TurkStream Gas Pipeline Project - in Auftrag gegeben und mit dem Bau begonnen. [16] Diese Projekte sind in Abbildung 16 als orange strichlierte Linien dargestellt.

#### 3.1.3.3 Flüssigerdgas

Algerien, Katar und Nigeria sind die drei wichtigsten Länder, die LNG<sup>5</sup> in die Türkei liefern, 90% des LNG-Angebots der Türkei. Das Land importiert auch LNG aus Norwegen und Trinidad und Tobago, wobei kleine Mengen über den Seeweg in den beiden türkischen Häfen Tekirdag und Izmir einlangen. LNG machte im Jahr 2016 16% der gesamten Energieversorgung der Türkei aus. [16]

Die Ukraine, Rumänien und Bulgarien, alle an der Schwarzmeerküste, haben ebenfalls vorgeschlagen, an ihren Küsten Terminals zu errichten, um aus dem Mittelmeerraum stammendes LNG in Erdgas für den Hausgebrauch umzuwandeln. Die Türkei, deren Meerengen die einzige Möglichkeit für LNG-Tanker darstellen, um diese Länder zu erreichen, hat sich dagegen ausgesprochen. Ankara schätzt die Meerengen als gefährdet ein, da die Stadt bereits bedeutender Chokepoint<sup>6</sup> der Schifffahrt ist. [16]



Abbildung 18: türkische Häfen für den über Seeweg transportierte LNG [16]

---

<sup>5</sup> LNG - liquefied natural gas

<sup>6</sup> Chokepoint - sind von Natur aus enge Kanäle der Schifffahrt, die aufgrund ihrer strategischen Standorte viel Verkehr haben. [45]

#### 3.1.3.4 Kohle

Kohle, insbesondere Braunkohle, ist die reichste heimische Energiequelle der Türkei und ein wichtiger Brennstoff für die Stromerzeugung. [15]

Nach den vom World Energy Council durchgeführten Untersuchungen belaufen sich die weltweit nachweisbaren und verwertbaren Kohlereserven auf insgesamt 892 Gigatonnen (Gt). Davon sind 403 Gt in der Kategorie Anthrazit und Steinkohle, 287 Gt subbituminöse Kohle und 201 Gt Braunkohle. [17]

Die Türkei wird in Bezug auf die Reserven und Produktionsmengen von Braunkohle auf mittlerem Niveau und in Anthrazit auf niedrigem Niveau bewertet. Rund 3,2% der gesamten Weltreserven an Braunkohle / Steinkohle befinden sich in der Türkei. Etwa 46% der Braunkohlenvorkommen befinden sich im Afsin-Elbistan-Becken, dargestellt in Abbildung 19. Die wichtigsten Anthrazitreserven befinden sich in Zonguldak und den umliegenden Regionen. Die gesamten Anthrazitreserven im Zonguldak-Becken betragen 1,30 Gt, die sichtbaren Reserven liegen jedoch bei rund 506 Megatonnen (Mt). [17]

Braunkohle macht, im Jahr 2013, zwar fast zwei Drittel der gesamten Kohlekapazität aus, deckt jedoch knapp die Hälfte der Erzeugung. Dies spiegelt den niedrigeren Heizwert von Braunkohle im Vergleich zu Steinkohle wieder. Die Mehrheit der Steinkohlekraftwerke verwendet importierte Kohle, während der Brennstoffbedarf von Braunkohlekraftwerken aus heimischen Quellen gedeckt wird. [21]

Die Bemühungen, um die Suche nach neuen Kohlefeldern und die Erschließung der bestehenden, wurden mit dem Ziel beschleunigt heimischen Ressourcen mehr Bedeutung zu verleihen und die Abhängigkeit von Importen bei der Energieerzeugung seit 2005 zu verringern. [17]

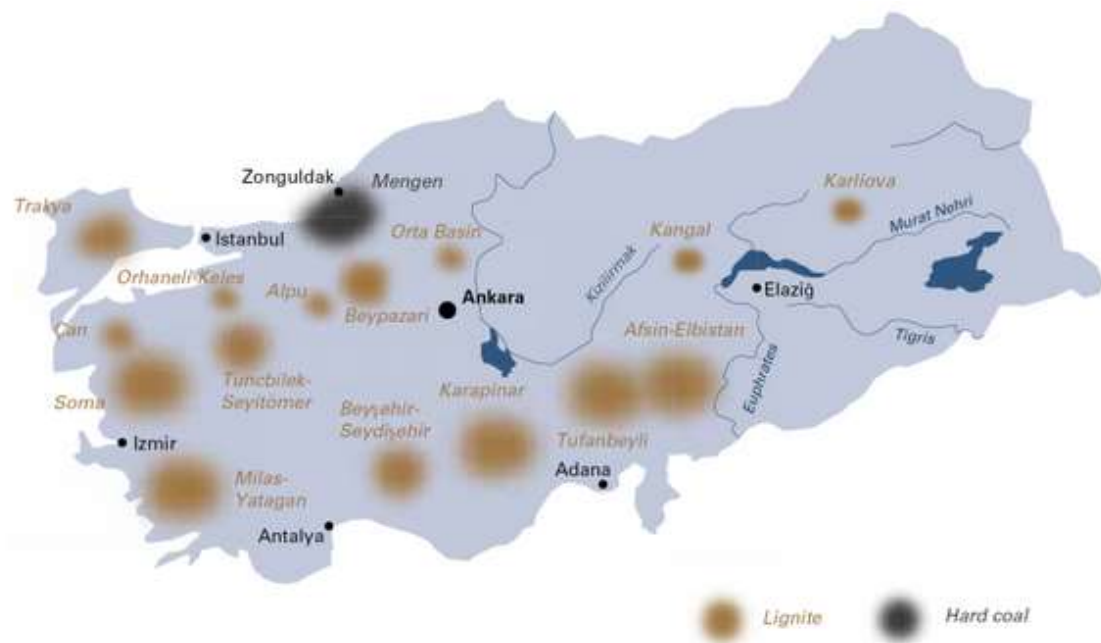


Abbildung 19: Kohlevorräte der Türkei [22]

#### 3.1.3.5 Uran

Die Uranquellen der Erde werden aufgrund ihrer unterschiedlichen Produktionskosten als nachgewiesene und mögliche Reserven eingestuft. Uran wird heute im Allgemeinen aus den nachgewiesenen Reserven für 80 USD/kg hergestellt. Weltweit gibt es nachgewiesene Uranvorkommen von 2,60 Mio. t. [17]

Die Türkei verfügt über bescheidene Uranvorkommen. Die Temrezli-Lagerstätte (Abbildung 20) in der zentralanatolischen Region 220 km östlich von Ankara wurde Anfang der 1980er Jahre von der Abteilung für Energie, Rohstoffe und Erforschung (MTA) entdeckt. [19]

Insgesamt wurden auf fünf verschiedenen Gebieten nachgewiesene Uranreserven von 9.129 t gefunden. Die entsprechenden Reserven lagen in den Jahren, in denen sie entdeckt wurden, innerhalb der anerkannten wirtschaftlichen Grenzen. Heute liegen diese Werte jedoch deutlich unter diesen Grenzwerten. Grund dafür sind die wesentlichen Änderungen in der Planung kerntechnischer Anlagen in den letzten Jahren und insbesondere die Tatsache, dass hochgradige Uranfelder mit sehr niedrigen Produktionskosten in Kanada und Australien gefunden wurden. [17]



Abbildung 20: die größte Uranreserve der Türkei [23]

#### 3.1.4 Institutionen der Energiewirtschaft

Das Ministerium für Energie und natürliche Ressourcen (MENR) hat die Hauptverantwortung für die Formulierung und Umsetzung von Politiken im Elektrizitätssektor in Abstimmung und Zusammenarbeit mit dem Ministerium für Entwicklung (MoD) und seinem High Planning Council (YPK) für die Ausarbeitung der nationalen Entwicklungspläne mit dem Industriesektor für Nachfrageprognosen und mit dem Ministerium für Umwelt und Urbanisierung (MEU) in Bezug auf Umweltgenehmigungsverfahren. [24]

Innerhalb der MENR ist die Generaldirektion für Energie (GDEA) für die Koordinierung der Elektrizitätsreformen zuständig. Zu seinen Funktionen gehört die Überwachung der Sicherheit der Stromversorgung und die Prüfung der Investitionen in das Stromnetz. [24]

Das Staatssekretariat des Finanzministeriums übernimmt die Eigentumsfunktion für die staatlichen Energieunternehmen und bereitet die jährlichen Investitions- und Finanzierungsprogramme vor. Die Privatisierungsbehörde (Premierization Administration, PA) des Premierministers hatte eine unterstützende Rolle bei der Liberalisierung des türkischen Strommarktes, der Verringerung des staatlichen Engagements in der Wirtschaft und der Anziehung privater Investitionen. [24]

Die Regulierungsbehörde für den Energiemarkt (EMRA) ist die unabhängige Regulierungsbehörde für den Strommarkt gemäß dem Strommarktgesetz. EMRA ist für die Vergabe von Lizenzen an juristische Personen zur Ausübung von Tätigkeiten auf dem Strommarkt verantwortlich. Dazu zählt die Beobachtung der Leistung des Strommarktes; Erlass, Überarbeitung, Umsetzung und Prüfung der Vorschriften zu Leistungsstandards; Vertriebs- und Kundendienste; Festlegung und Prüfung der Preisgrundsätze und des rechtmäßigen Verhaltens der Marktteilnehmer. EMRA reguliert die Netzwerktarife der Elektrizitätsübertragungsgesellschaft TEİAŞ und aller 21 Vertriebsgesellschaften. Eine Einkommensobergrenze für die Einnahmen von TEİAŞ wurde implementiert. Da die regulierten Preise in der Türkei fortbestehen, regelt EMRA die Tariffs of Electricity Trading and Contracting Corporation TETAŞ für den Energiegroßhandelsverkauf und die Stromtarife von Einzelhändlern an nicht zugelassene Kunden. [24]

Die Wettbewerbsbehörde unterstützt den Prozess der Marktöffnung, Privatisierung und Liberalisierung durch ihre Entscheidungen und Stellungnahmen in Bezug auf die Genehmigung von Fusionen oder Übernahmen, die Kontrolle von Marktmissbrauch, insbesondere in Bezug auf Ausschreibungen zur Vertriebsprivatisierung, und die allgemeine Überwachung des Wettbewerbs auf den Elektrizitäts- und Gasmärkten. Diese Behörde hat auch die rechtliche Trennung von Vertriebs- und Einzelhandelsaktivitäten im Rahmen der Privatisierung der Vertriebsgesellschaften festgelegt. [24]

In den Jahren von 1980 bis in die 1990er-Jahre verfolgte die Regierung die Privatisierung der Stromerzeugung nach vier Modellen: Übertragung der Betriebsrechte (TOOR), die das Eigentum beim Staat behielten; das Build-Own-Transfer-Modell (BOT-Modell), bei dem der Vermögenswert bei Vertragsende an den Staat übertragen wurde; und der Build-Own-Operate-Vertrag (BOO), der eine Garantie für den Kauf von Strom und die vollständige Privatisierung war. Darüber hinaus durften viele Industrieunternehmen ihren eigenen Strom erzeugen (Autoproduktion). [24]

Die Energieversorgungsunternehmen EÜAS, TEİAS, TETAS und TEDAS sind für die Erzeugung, Übertragung und Verteilung des Stromes an den Endkunden verpflichtet.

### 3.1.5 Energiestrategie

Das Ziel der Energiepolitik der Türkei ist es, eine sichere, nachhaltige und bezahlbare Energie zu gewährleisten, indem die Energieversorgungswege und -lieferländer diversifiziert werden, die heimische Energieerzeugung und Energieeffizienz gefördert werden, um das Wachstum des Endverbrauchs insgesamt zu begrenzen. Im Energiebereich zielt Vision 2023 darauf ab, einheimische Energieressourcen wie Kohle (Braunkohle) zu fördern und den Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix auf 30% zu erhöhen. Eine Senkung des Energieverbrauchs um 20% unter das Niveau von 2010 soll durch verbesserte Effizienz und Inbetriebnahme von zwei oder drei Kernkraftwerken erreicht werden. [24]

Die Türkei stützt die politischen Maßnahmen im Energiesektor auf fünfjährige wirtschaftliche Entwicklung und strategische Sektorpläne, um Investitionen und staatliche Maßnahmen in mehreren Ministerien vorzugeben. Im Jahr 2013 hat die Regierung die wichtigsten energiepolitischen Ziele im 10. Nationalen Entwicklungsplan (2014-18) festgelegt, welcher folgende Ziele beinhaltet [24]:

- inländische Versorgungsquellen erhöhen
- Importabhängigkeit verringern
- Versorgungsquellen und -routen diversifizieren
- Realisierung von Öl- und Erdgaspipeline-Projekten
- Steigerung der Energieeffizienz und erneuerbarer Energien
- den Verbrauch fossiler Brennstoffe verringern
- Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit auf den Strom- und Erdgasmärkten
- Ausbau und Bau von Erdgasspeichern
- den Betrieb von Kernkraftwerken aufnehmen.

In der Elektrizitätsmarkt- und Versorgungsstrategie von 2009 hat die Regierung ihr Ziel bekundet, bis 2023 einen Anteil von 30% erneuerbarer Energien bei der Stromerzeugung zu erreichen. Die in der Strategie von 2009 und im National Renewable Energy Action Plan (NREAP) von 2015 beschriebenen Ziele sowie die Ziele des Intended Nationally Determined Contribution (INDC) stimmen nicht überein. Mit Ausnahme des INDC hat die Türkei keine langfristigen Perspektiven für den Sektor der erneuerbaren Energien, die über 2023 hinausgehen würden. [24]

Energiestrategie der INDC bis 2030 lauten wie folgt [25]:

- Steigerung der Stromerzeugungskapazität aus Solarstrom auf 10 GW
- Steigerung der Stromerzeugung aus Windkraft auf 16 GW
- das volle Wasserkraftpotential nutzen
- Inbetriebnahme eines Kernkraftwerks
- Verringerung der Stromübertragungs- und Verteilungsverluste auf 15%
- Rehabilitation von öffentlichen Stromerzeugungsanlagen
- Einrichtung von Mikroerzeugung, KWK-Anlagen und Produktion vor Ort bei der Stromerzeugung



Energiestrategie der NREAP von 2013 bis 2023 lauten wie folgt [24]:

- alle wirtschaftlich realisierbaren Wasserkraftpotenziale zur Stromerzeugung nutzen und 34 GW erreichen
- die installierte Stromerzeugungskapazität auf 20 GW Wind erhöhen
- Ausbau der Nutzung von Sonnenenergie bei der Stromerzeugung, um das Potenzial der Türkei zu nutzen und 5 GW zu erreichen
- Nutzung des gesamten geothermischen Potenzials von 1 GW in der Türkei
- Unterstützung der Biomassenutzung von 1 GW
- einen Anteil von 10% beim Einsatz erneuerbarer Energien im Verkehrssektor erreichen.

Mit dem National Climate Change Action Plan (NCCAP) übermittelte die Türkei im Oktober 2015 vor der 21. Konferenz der Vertragsparteien (COP21) in Paris den INDC des United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). Durch das COP21-Versprechen will die Türkei die Treibhausgasemissionen des Business as Usual Szenarios (BAU) im Zeitraum 2020-30 um bis zu 21% begrenzen. Dies ist in Abbildung 21 dargestellt. [24] Die Reduzierung der Treibhausgasemissionen wird es der Türkei ermöglichen, kohlenstoffarme Entwicklungspfade zu nutzen, welche mit dem langfristigen Ziel der Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs unter 2°C vereinbar sind. [25]

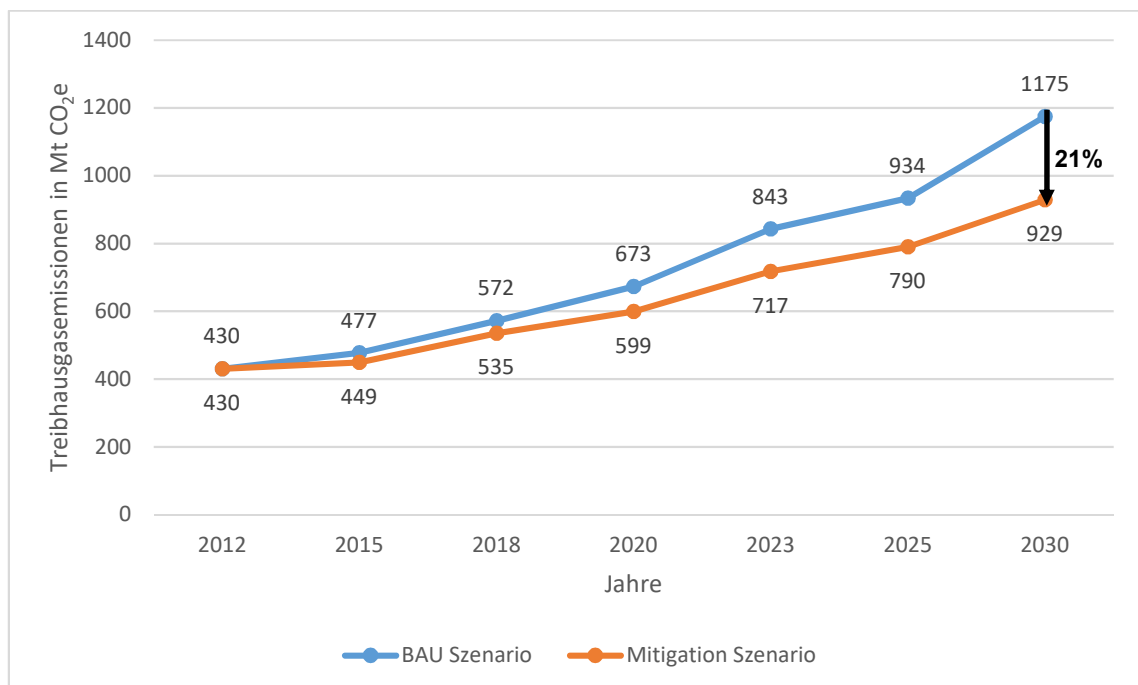


Abbildung 21: Treibhausgasemissionen mit zwei Szenarien in Mt CO<sub>2</sub>e (eigene Darstellung nach [25])

Die Regierung hat das Ziel festgelegt, die Energieintensität der Türkei im Zeitraum 2011-23 im Rahmen der EE-Strategie 2012 um mindestens 20% zu senken. Das indicative Ziel zielt darauf ab, den Energieverbrauch pro BIP (Energieintensität) im Jahr 2023 zu reduzieren. In der EE-Strategie werden die folgenden sieben Hauptziele und Teilsektorziele für das Jahr 2023 festgelegt [24]:

- Reduzierung der Energieintensität und der Energieverluste in Industrie und Dienstleistungen um mindestens 10%.
- Senkung des Energiebedarfs und der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Gebäuden, Förderung nachhaltiger Gebäude durch Nutzung erneuerbarer Energiequellen und Umwandlung mindestens eines Viertels des bestehenden Gebäudebestandes (2010) in nachhaltige Gebäude.
- Anbieten einer Markttransformation von energieeffizienten Produkten.
- Steigerung der Effizienz bei der Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Elektrizität sowie Verringerung der Energieverluste und schädlichen Umweltauswirkungen, insbesondere Verringerung der elektrischen Energieintensität um mindestens 20% und Erhöhung der durchschnittlichen Zykluseffizienz der Kohleheizkraftwerke (und Abwärmenutzung) jenseits von 45%.
- Reduzierung des Verbrauchs fossiler Einheiten von motorisierten Fahrzeugen; Erhöhung des Anteils der öffentlichen Verkehrsmittel auf Straße, See und Schiene; Vermeiden von unnötigem Kraftstoffverbrauch im Stadtverkehr.
- Energie effektiv und effizient im öffentlichen Sektor einsetzen, einschließlich durch Senkung des jährlichen Energieverbrauchs in öffentlichen Gebäuden und Einrichtungen in der Größenordnung von 10% bis 2015 und 20% bis 2023.
- Stärkung der institutionellen Kapazitäten und der Zusammenarbeit; verstärkte Nutzung modernster Technologien (Steigerung der inländischen F&E-Ergebnisse um mindestens 50 Produkte / Entwürfe in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien) und Sensibilisierungsmaßnahmen sowie Entwicklung von Finanzmechanismen (einschließlich CO<sub>2</sub>-Märkten).
- Ausbildung von mindestens 5.000 zertifizierten Energiemanagern und Gründung von bis zu 50 Energieeffizienz-Beratungsunternehmen in der Industrie bis 2015.

### 3.2 Elektrizität

Das Elektrizitätssystem in der Türkei steht vor drei Herausforderungen: Die Nachfrage nach Strom steigt, da das Wirtschaftswachstum den Energieverbrauch steigert. Es muss sichergestellt werden, dass die Strompreise bezahlbar bleiben, wenn das Stromangebot wächst, um mit der Nachfrage Schritt zu halten. Die Energieversorgungssicherheit ist für den Elektrizitätssektor von entscheidender Bedeutung, da Energie und Elektrizität im Zentrum moderner Volkswirtschaften stehen. Um die konkurrierenden Anforderungen von Nachfragewachstum, Erschwinglichkeit und Energiesicherheit auszugleichen, muss die Politik versuchen, einen Rahmen zu schaffen, der Technologien und Projekte fördert, die diesen Anforderungen entsprechen und eine nachhaltige Entwicklung ermöglichen. [21]

In nachfolgendem Unterkapitel werden die Nutzung der Primärenergieträger für die Stromerzeugung, sowie die installierte Leistung der Elektrizitätskraftwerke beschrieben. Es wird auf die verschiedenen Typen von Kraftwerken, deren staatlichen Einspeisetarife und das Übertragungsnetz eingegangen.

#### 3.2.1 Leistung und Produktion

Die installierte Leistung von 2017 hatte eine Gesamtkapazität von 85,2 GW. Diese teilt sich auf Gaskraftwerke mit 26,6 GW (31,3%), Kohlekraftwerke mit 18,7 GW (21,9%), Ölkraftwerke mit 1,1 GW (1,2%), Wasserkraft mit 27,3 GW (32%), Windkraft mit 6,5 GW (7,6%), Geothermie mit 1,1 GW (1,2%), Solarenergie mit 3,4 GW (4%) und Biomassekraftwerke mit 0,6 GW (0,7%) auf, welche in Abbildung 22 dargestellt sind. Daraus ist zu erkennen das 54,4% aus fossilen und 45,6% aus erneuerbaren Energieträgern besteht. Biomasse zählt in diesem Beispiel zu einem erneuerbaren Energieträger, wobei bei der Verbrennung Treibhausgasemissionen entstehen. Diese Treibhausgasemissionen übersteigen jedoch nicht das Level, welches die Pflanze (Baum) über Jahre durch die Atmosphäre aufgenommen hat (neutraler CO<sub>2</sub> Kreislauf) [26].

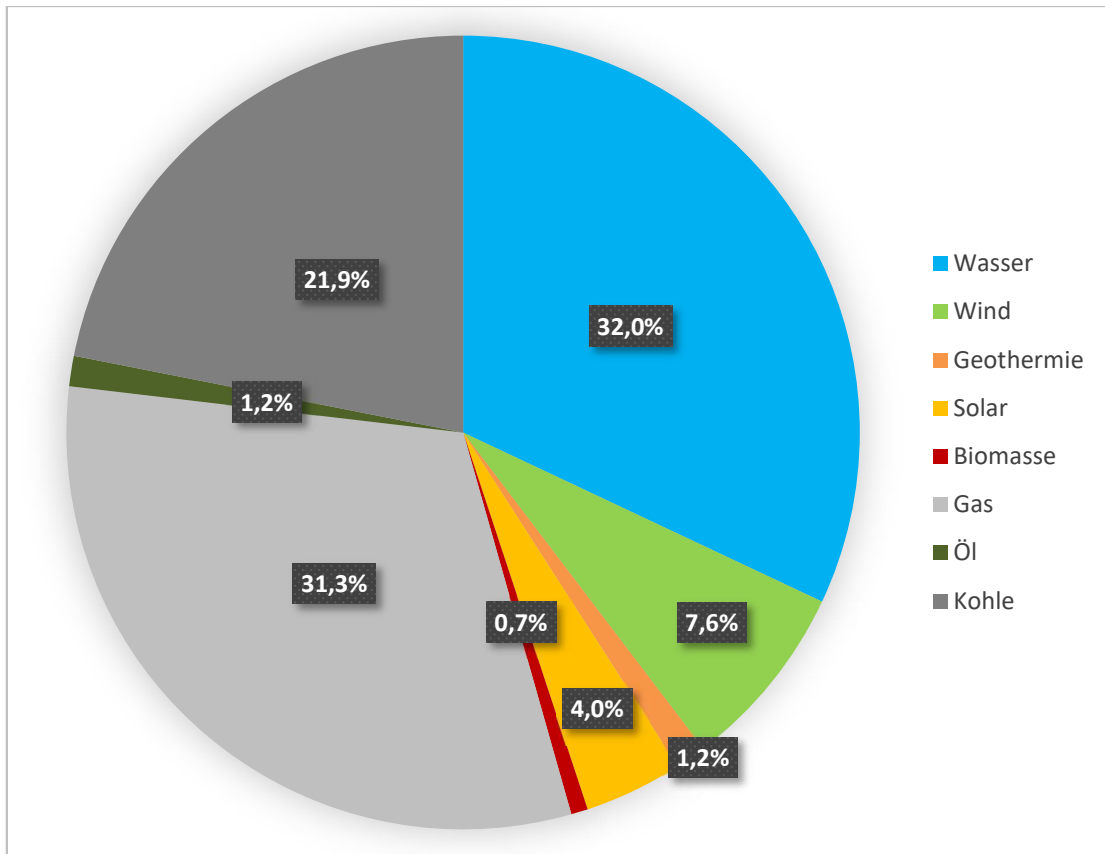


Abbildung 22: Aufteilung der installierten Leistung von 2017 in Prozent (eigene Darstellung nach [27])

Die prozentuelle Aufteilung der fossilen und erneuerbaren Energieträger ändert sich gravierend wenn die installierten Leistung in Abbildung 22 mit der produzierten Energie in Abbildung 23 verglichen wird. Die produzierte Gesamtenergie von 295,5 TWh besitzt einen Anteil von ungefähr 30% an erneuerbaren Energieträgern.

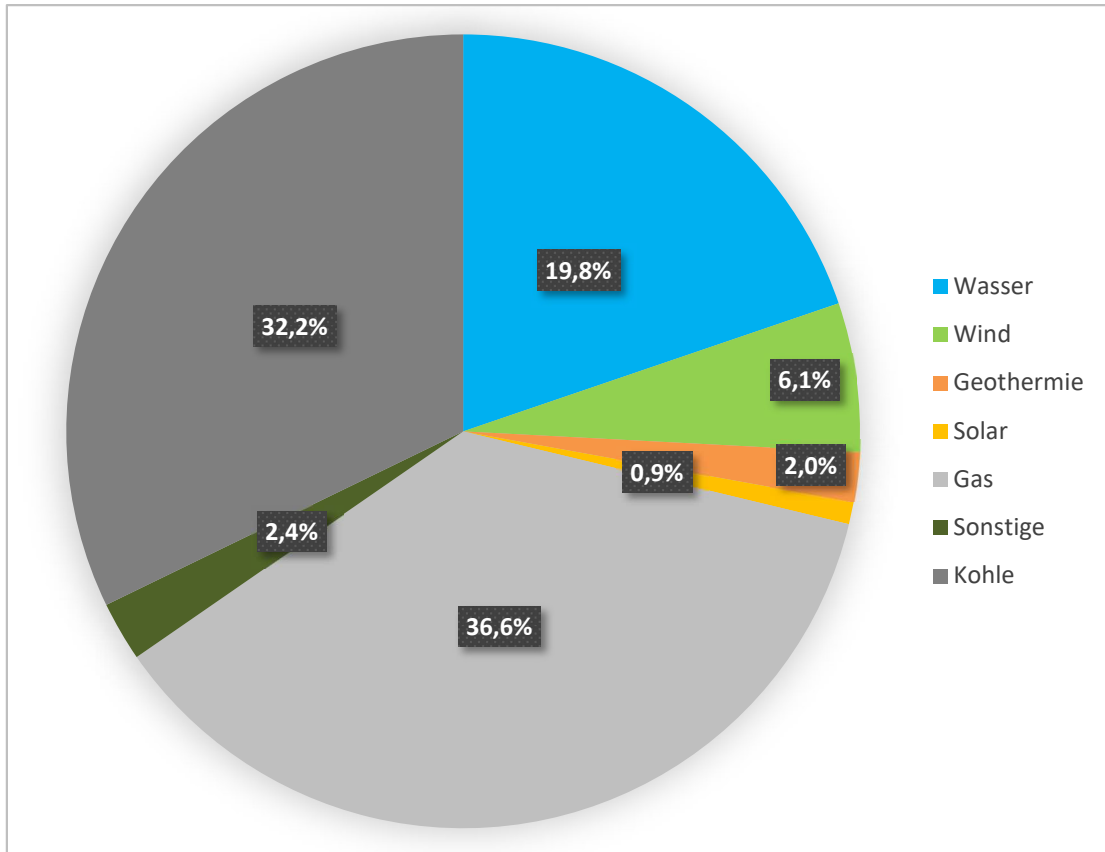


Abbildung 23: Aufteilung der produzierten Energie von 2017 in Prozent (eigene Darstellung nach [28])

Die produzierte Energie stieg von 191,6 TWh im Jahr 2007 auf 295,5 TWh im Jahr 2017 an, dargestellt in Abbildung 24. Es ergibt sich, im Zeitraum von 2006 bis 2016, eine Wachstumsrate von 4,5% pro Jahr. Im Jahr 2009 ergab dies einen Rückgang der produzierten Energie, welcher auf die Wirtschaftskrise zurückzuführen ist.

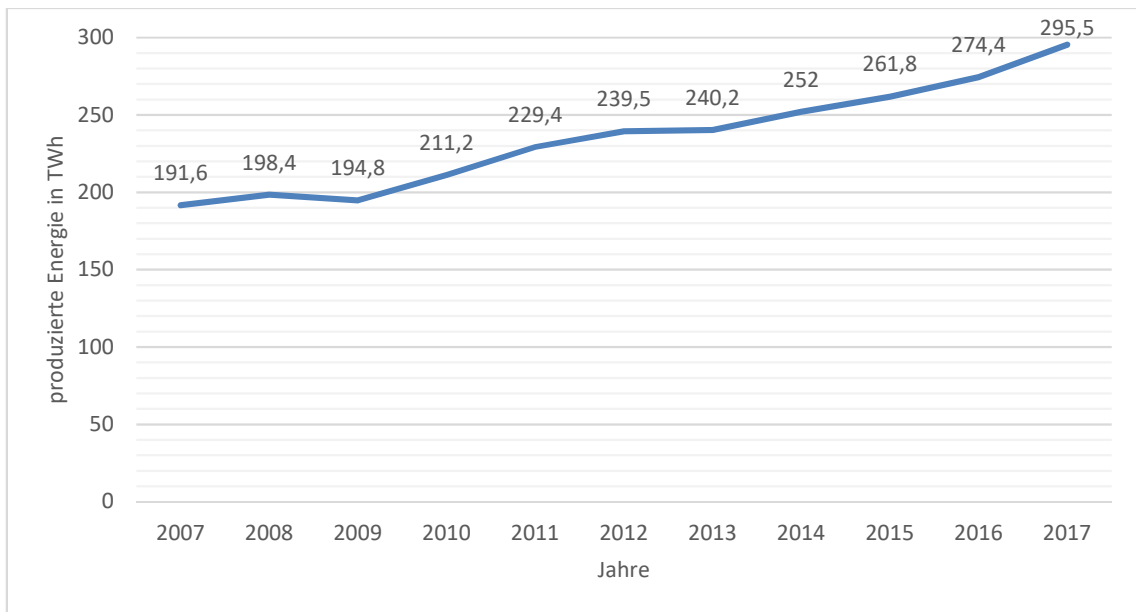


Abbildung 24: produzierte Energie von 2007 bis 2017 in TWh (eigene Darstellung nach [20])

#### 3.2.2 Kraftwerke

Ende des Jahres 2018 zählte die Anzahl der Stromerzeugungsanlagen in der Türkei 7.423 Kraftwerke. Die Anzahl der bestehenden Anlagen ist nach Energiequellen wie folgt aufgeteilt [17]:

- 653 Wasserkraftwerke
- 42 Kohlekraftwerke
- 249 Windkraftwerke
- 48 Geothermiekraftwerke
- 320 Erdgaskraftwerke
- 5.868 Solarkraftwerke
- 243 andere Kraftwerke

In der Türkei sind derzeit noch keine Kernkraftwerke in Betrieb. In diesem Kapitel wird dieses Thema dennoch beschrieben, da einige Kernkraftwerke in Planung sind.

##### 3.2.2.1 Thermische Kraftwerke

Laut der PLATTS-Datenbank (2017) und mehreren Quellen aus dem Internet ist der Ausbau von Gas- und Kohlekraftwerken geplant. Der Ausbau von Kohlekraftwerken hat den Sinn den hohen Import von Gas entgegen zu wirken, da die Türkei über größere Braunkohlereserven verfügt.

#### 3.2.2.2 Kernkraftwerke

Um den stark steigenden Strombedarf zu decken und die Risiken aus der Importabhängigkeit zu reduzieren, ist geplant, bis 2023 zwei Kernkraftwerke in Betrieb zu nehmen und mit dem Bau eines dritten Kraftwerks zu beginnen [17]. Die Standorte der drei Kernkraftwerke sind in Abbildung 25 abgebildet.

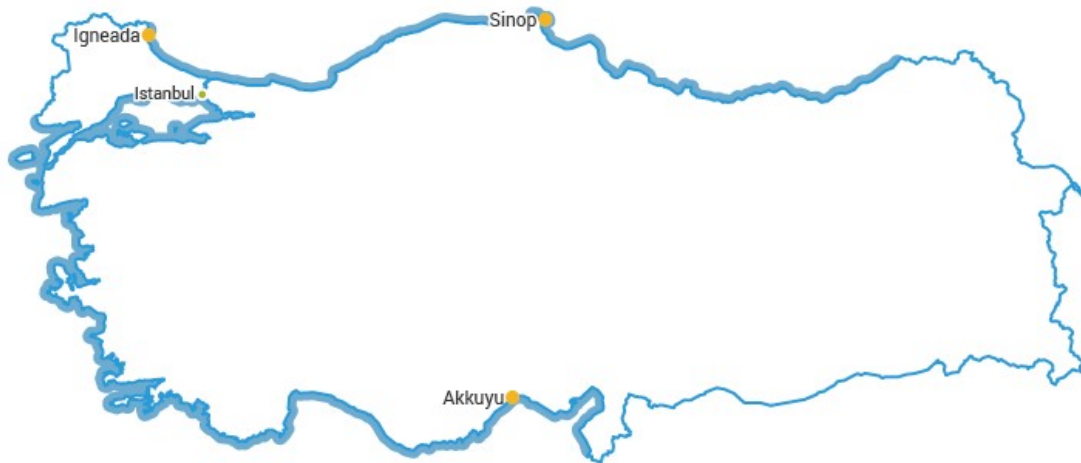


Abbildung 25: Standorte der drei geplanten Kernkraftwerke [19]

Im Mai 2010 unterzeichneten die russischen und türkischen Staatschefs ein zwischenstaatliches Abkommen für Rosatom, um das Kernkraftwerk Akkuyu aus vier AES-2006-Einheiten mit einer Kapazität von 1.200 MW zu bauen und zu betreiben. Dies ist die erste ausländische Anlage auf dieser BOO-Basis, erklärt in Kapitel 3.1.4. Rosatom wird über Atomstroyexport und Inter RAO UES (russische Unternehmen) das Projekt finanzieren und mit hundertprozentiger Beteiligung an der türkischen Akkuyu-Projektgesellschaft beginnen, die die Anlage errichtet, besitzt, betreibt und stilllegt. Längerfristig beabsichtigen die Unternehmen von Rosatom, mindestens 51% des Unternehmens zu bewahren. Es wurde erwartet, dass die türkische Firma Park Teknik und das staatliche Erzeugungsunternehmen Elektrik Uretim AS (EUAS) wesentliche Anteile übernehmen werden. Inzwischen hat EUAS den Standort an die Projektgesellschaft übertragen. [19]

Die Turkish Atomic Energy Authority (TAEK) erteilte Anfang April 2018 eine Baugenehmigung für das Projekt, in Tabelle 1 dargestellt. Der Baubeginn für Block 1 wurde am 3. April 2018 angekündigt. Im Dezember 2018 erteilte die TAEK eine befristete Arbeitserlaubnis für Block 2. Atomstroyexport ist Generalunternehmer für den Bau. Es wird jedoch erwartet, dass türkische Unternehmen 35-40% der Arbeit übernehmen. [19]

Im Mai 2013 akzeptierte die Regierung den Vorschlag eines Konsortiums unter Mitsubishi Heavy Industries (MHI) und Areva (französisches Unternehmen) sowie mit Beteiligung von Itochu (japanisches Unternehmen) und Engie (französisches Unternehmen), welche vier Atmea1-Reaktoren mit einer Gesamtkapazität von etwa 4.600 MW vorgeschlagen haben. Dies wäre die erste Einheit, welche als Atmea1 gebaut wird. Die Reaktoren sind für Lastfolgen ausgelegt und verwenden dieselben Dampferzeuger wie Arevas großer EPR (aber drei statt vier). Damals wurden die Kosten auf rund 22 Mrd. USD geschätzt, obwohl sich diese Zahl inzwischen verdoppelt hat. Nach der Annahme des Vorschlags wurde mit Japan ein zwischenstaatliches Abkommen über „ausschließliche Verhandlungsrechte für den Bau eines Atomkraftwerks“ geschlossen. Im Oktober 2013 wurde ein offizielles Abkommen auf Premier-Ebene für das Projekt unterzeichnet. Dieses wurde im März 2015 vom Parlament ratifiziert und sieht eine Darlehensfinanzierung von 70% und ein Eigenkapital von 30% vor. [19]

EUAS beabsichtigte, 35% der Anteile an der Projektgesellschaft zu übernehmen, wobei Mitsubishi, Itochu und Engie den Rest teilen sollten. MHI gab bekannt, dass es geplant sei, 15% zu übernehmen, und erwartete dasselbe von Itochu bzw. einen Anteil von 21% durch Engie. EUAS beabsichtigte, 49% der Anteile zu übernehmen. Betreiber sollte Engie werden, da das Unternehmen in Belgien bereits sieben Atomreaktoren führt. Regierungsquellen beschreiben die Übernahme des Kraftwerks als BOT, während Engie es als BOO bezeichnet (erklärt in Kapitel 3.1.4). Im April 2018 zog sich Itochu jedoch aus dem Projekt zurück. [19]

Eine Machbarkeitsstudie war ursprünglich für Mitte 2017 geplant. Der angekündigte Zeitplan hat den Baubeginn im Jahr 2017 und den Betrieb ab 2023 vorgesehen. Das operative Zieldatum 2023 wurde gestrichen. Im Dezember 2018 wurde berichtet, dass MHI und seine Partner verhandelten, um das Projekt aufzugeben. [19]

	Typ	Bruttoleistung in MW	Baustart	Inbetriebnahme
<b>Akkuyu1</b>	VVER-1200	1200	April 2018	2023
<b>Akkuyu 2</b>	VVER-1200	1200	2019	2023
<b>Akkuyu 3</b>	VVER-1200	1200	2020	2024
<b>Akkuyu 4</b>	VVER-1200	1200	2021	2025
<b>Sinop 1</b>	Atmea	1150		
<b>Sinop 2</b>	Atmea	1150		
<b>Sinop 3</b>	Atmea	1150		
<b>Sinop 4</b>	Atmea	1150		
<b>Igneada 1-4</b>	AP1000x2	2x1250		
	CAP1400x2	2x1400		

Tabelle 1: Auflistung der geplanten Kernkraftwerke (eigene Darstellung nach [19])

Im November 2014 unterzeichnete EUAS eine Vereinbarung mit der State Nuclear Power Technology Corporation (SNPTC) in China und Westinghouse (amerikanisches Unternehmen), um exklusive Verhandlungen über die Entwicklung und den Bau eines Kernkraftwerks mit vier Einheiten in der Türkei aufzunehmen. Neben der auf Westinghouse basierenden passiven Reaktortechnologie - zwei AP1000 und zwei CAP1400 -



umfasste der Vertrag auch alle Aktivitäten im Lebenszyklus, einschließlich Betrieb, Kernbrennstoff, Wartung, Engineering, Anlagenservice und Stilllegung. SNPTC war jenes Unternehmen, welches die Westinghouse AP1000-Technologie in China eingeführt hat, und sie zur CAP1400 weiterentwickelt hat. Sechs AP1000-Einheiten befinden sich im Bau oder sind in China und den USA in Betrieb. Die erste CAP1400 wird in Shidaowan in China gebaut. Im Juni 2018 bestätigte der türkische MENR, dass die Region Thrakien (Igneada) mit relativ hoher Wahrscheinlichkeit der Standort des dritten Kernkraftwerks des Landes sein wird. [19]

#### 3.2.2.3 Wasserkraftwerke

Das Land treibt sein ehrgeiziges Ziel voran, sein gesamtes geschätztes wirtschaftliches Wasserkraftpotenzial von 166 TWh pro Jahr auszuschöpfen, das voraussichtlich rund 24.000 Wasserkraftwerke umfassen wird. Bislang wurden rund 50% dieses Potenzials ausgeschöpft, weitere 15% befinden sich im Bau, sodass das Land noch viel vor sich hat, um sein Ziel zu erreichen. [29]

Laut Veysel Eroglu, Forst- und Wasserminister des Landes, plant die Türkei 110 TWh Strom aus Wasserkraft bis Ende 2019 zu erzeugen. Zusätzlich wurden 511 Wasserkraftwerke seit 2003 erbaut. Dies diente als Investitionsstrategie, um die Zusammenarbeit zwischen dem öffentlichen und dem privaten Sektor zu stärken. [30]

Der Atatürk Dam, in Abbildung 26 dargestellt, liegt inmitten der fünf Staudämme, die derzeit am Euphrat in Betrieb sind. Der Karakaya-Staudamm und der Keban-Staudamm liegen stromaufwärts von Atatürk, während die Staudämme Karkamış und Birecik flussabwärts liegen. Zwei weitere Dämme werden gerade gebaut. [31]



Abbildung 26: Atatürk Staudamm am Euphrat [32]

Der Rockfill-Damm mit zentralem Kern hat eine Scheitellänge von 1.820 m und eine Höhe von 184 m. Es hat ein Volumen von 84,5 Mio. m<sup>3</sup>. Der Atatürk-Staudamm hat ein Einzugsgebiet von 92.240 km<sup>2</sup> und einen jährlichen Zufluss von 26.585 Mio. m<sup>3</sup>. [31]

Das Wasser aus dem Damm wird in ein oberirdisches Kraftwerk in Şanlıurfa geleitet. Es umfasst acht 300-MW-Francis-Turbinen mit einer installierten Gesamtleistung von 2.400 MW. Jede Turbine hat eine Nennleistung von 218,5 m<sup>3</sup>/s und eine Förderhöhe von 151 m. Das Kraftwerk erzeugt jährlich 8,9 TWh Strom. [31]

Zwei 26,5 km lange parallele Tunnel mit einem Durchmesser von 7,62 m des Şanlıurfa-Bewässerungs-Tunnelsystems leiten Wasser aus dem Stausee in die Ebenen des oberen Mesopotamiens. Das Tunnelsystem verfügt über mehrere Zweigkanäle und Bewässerungsnetze. Das Atatürk-Staudammprojekt unterstützt die Bewässerung von 727.700 Hektar Land in den Mardin-Ceylanpinar-Ebenen. [31]

#### **3.2.2.4 Windkraftwerke**

Das Windenergiepotenzial der Türkei wurde auf 48 GW geschätzt. Die Gesamtfläche, die diesem Potenzial entspricht, beträgt nur 1,30% der Gesamtfläche der Türkei. Wind entsteht durch Temperaturunterschiede, die durch Sonneneinstrahlung auf der Erdoberfläche erzeugt werden. Durch diese unterschiedlichen Temperaturen variieren auch die Feuchtigkeits- und Druckniveaus. Aufgrund der unterschiedlichen Druckniveaus bewegt sich die Luft. Etwa 2% der Sonnenenergie, die die Erde erreicht, wird in Windenergie umgewandelt. [17]

Sinkende Kosten, dank der sich ständig weiterentwickelnden Technologie, haben die türkischen Energieinvestoren dazu veranlasst, ihre Investitionen auf erneuerbare Energien zu konzentrieren. Dies entspricht dem Ziel der Türkei, den Anteil lokaler und erneuerbarer Ressourcen an der Stromerzeugung zu steigern. Infolge öffentlicher Anreize und Bemühungen des privaten Sektors verzeichneten die Windenergieinvestitionen einen enormen Anstieg. Im vergangenen Jahr beliefen sich die Investitionen in diesem Sektor auf 650 Mio. USD. [33]

Die installierte Windkraftkapazität der Türkei stieg im Jahr 2018 um 497 MW (siehe Abbildung 27). Die installierte Leistung in der Windenergiebranche erreichte somit 7.369 MW, ein Plus von 7,2%. Im Jahr 2009 wurde die Gesamtkapazität von Windkraftanlagen mit 792 MW verzeichnet. Dies stellt einen mehr als neunfachen Anstieg in den letzten neun Jahren dar. Der Anteil der Windkraftanlagen an der gesamten Stromerzeugung der Türkei wurde im vergangenen Jahr mit durchschnittlich 6,78% berechnet. [33] Im Jahr 2018 beträgt der Strom aus Windenergie insgesamt 19,88 TWh [17].

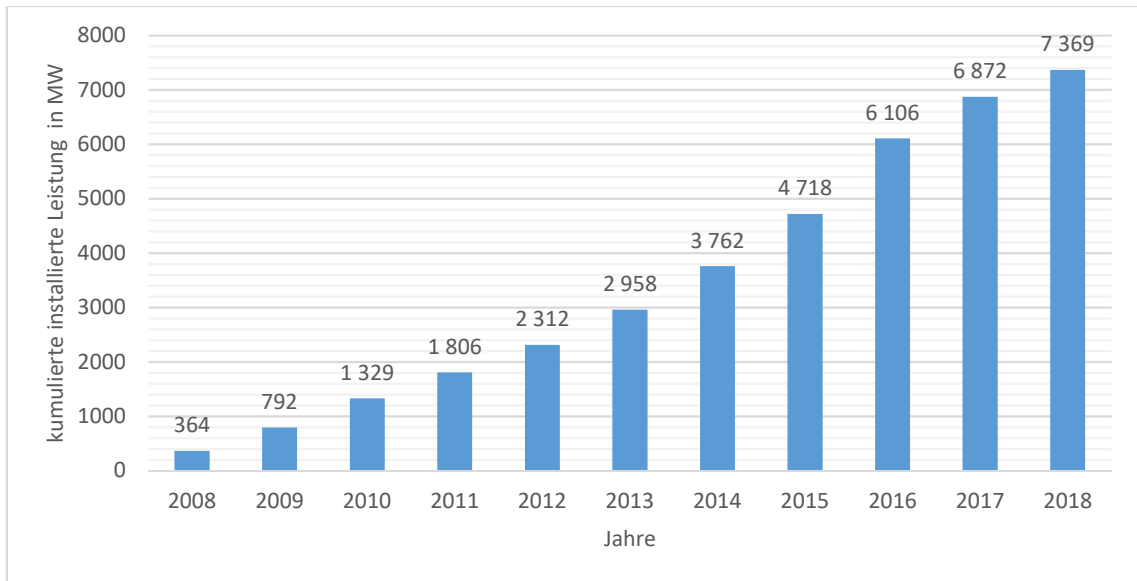


Abbildung 27: die kumulierte installierte Leistung der Windkraftwerke in MW (eigene Darstellung nach [34])

Bei der Energieerzeugung aus Windenergie ist der effizienteste Faktor die Windgeschwindigkeit. Je mehr Windgeschwindigkeit in einem bestimmten Gebiet vorhanden ist, desto mehr Energie kann produziert werden. Abbildung 28 zeigt die Verteilung der Windenergieintensität in 50 m Höhe über dem Boden. [35]

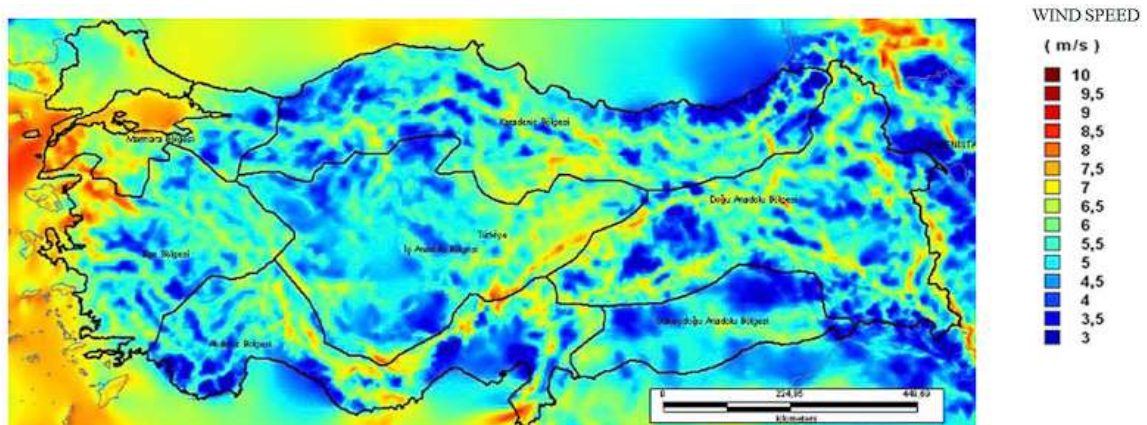


Abbildung 28: Karte für Windgeschwindigkeiten in der Türkei in m/s [35]

38% der in Betrieb befindlichen Windkraftanlagen befinden sich in der Ägäisregion, 33% in der Marmararegion, 13% im Mittelmeerraum und 9% in Zentralanatolien. [33]

#### 3.2.2.5 Solarkraftwerke

Gemäß der vom MENR erstellten Solarenergiekarte (SEM) der Türkei (Abbildung 29) wurde festgestellt, dass die jährliche Sonneneinstrahlung insgesamt 2.741 Stunden (insgesamt 7,5 Stunden pro Tag) und die gesamte Sonnenenergie pro Jahr 1.527 kWh/m<sup>2</sup> (insgesamt 4,18 kWh/m<sup>2</sup> pro Tag) beträgt. [17]

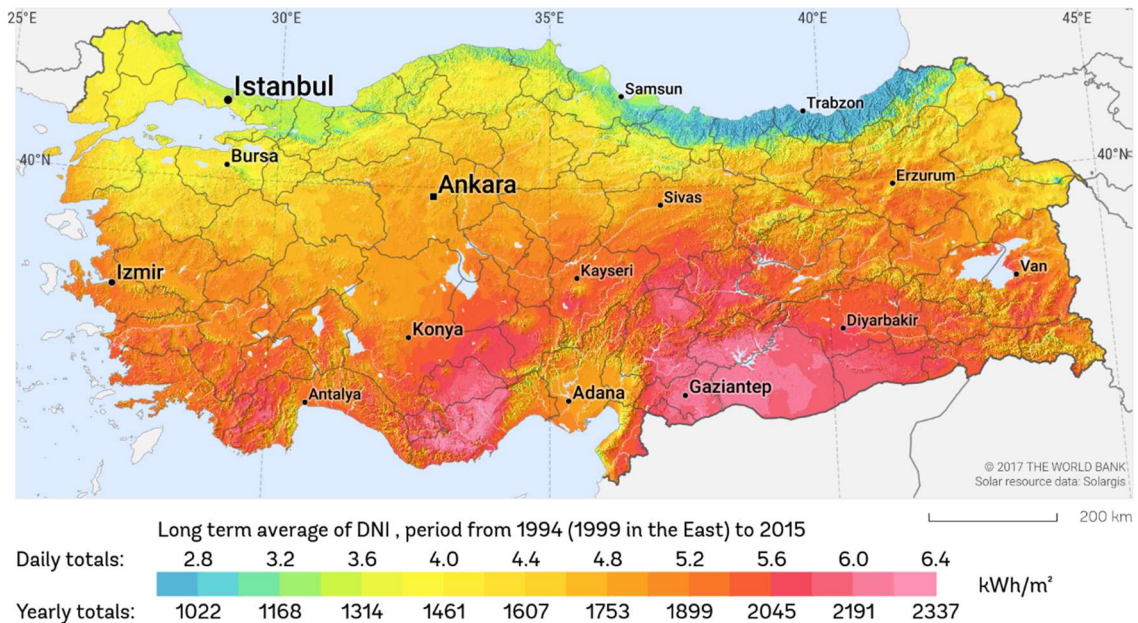


Abbildung 29: SEM der Türkei in kWh/m<sup>2</sup> [36]

Heutzutage werden zwei verschiedene Technologien mit sehr unterschiedlichen Formen und Bereiche zur Erzeugung elektrischer Energie aus Sonnenenergie verwendet. Obwohl sich die Technologien der Solarenergie in methodischer, materieller und technologischer Hinsicht unterscheiden, können sie in zwei Hauptgruppen unterteilt werden [17]:

**Photovoltaik-Technologie:** Halbleitende Materialien, auch Photovoltaik-Solarsysteme genannt, wandeln das Sonnenlicht direkt in elektrischen Strom um. [17]

**Fotoemittierende Solartechnologien und Concentrated Solar Power (CSP):** In diesem System wird Wärme aus Sonnenenergie gewonnen und kann entweder direkt oder bei der Stromerzeugung verwendet werden. [17]

Bis Ende 2018 wurden insgesamt 5.863 Solarkraftwerke errichtet und die installierte Kapazität der Solarkraftwerke beträgt 5.063 MW, wovon 4.981,2 MW nicht lizenziert und 81,8 MW lizenziert sind. Die Stromerzeugung aus Sonnenenergie erhöhte sich mit 7.477,3 GWh bei der gesamten Stromproduktion auf 2,5%. [17]

Insgesamt machen unlizenzierte kleine Solarparks mit rund 4,92 GW immer noch den größten Teil der gesamten kumulierten PV-Kapazität der Türkei aus, während Solarparks mit einer Kapazität von über 1 MW nur 81,7 MW ausmachen. [37]

Die kumulierte Kapazität von 5 GW dürfte jedoch nicht an alle türkischen Netze angeschlossen sein, ein Teil davon befindet sich im Inselbetrieb. Tatsächlich wurden die eigenen Zahlen des Netzbetreibers in den letzten Monaten von mehreren Experten im türkischen Solarenergiesektor in Frage gestellt. Einige von ihnen behaupten, dass einige Projekte möglicherweise lediglich für den Netzanschluss registriert und nicht installiert wurden. [37]

Der lizenzierte Markt umfasst nur 600 MW für 2014 und 2015 ausgeschriebene Projekte. Da jedoch die meisten Genehmigungen für nicht lizenzierte Projekte auslaufen und keine neuen Anträge angenommen werden, prüfen die Anleger die Aussichten für größere Projekte. [38]

Von der lizenzierten Kapazität von 600 MW wurden nur 80 MW installiert, dargestellt in Tabelle 2. Im letzten Jahr kamen rund 51 MW hinzu, was das wachsende Interesse der Investoren widerspiegelt. [38]

<b>Projektname</b>	<b>Provinz</b>	<b>Installierte Leistung in MW</b>	<b>Investor</b>
<b>Yaysun</b>	Konya	9,98	Akfen Renewable Energy
<b>MT Dogal</b>	Konya	9,98	Akfen Renewable Energy
<b>ME-SE</b>	Konya	9,9	Akfen Renewable Energy
<b>Omicron Engil</b>	Van	9,95	Akfen Renewable Energy
<b>PSI Engil</b>	Van	9,95	Akfen Renewable Energy
<b>Solentegre</b>	Elazig	8	Akfen Renewable Energy
<b>Hamal</b>	Sivas	9	YBT Energy
<b>Reno Acipayam</b>	Denizli	9	Erkoglu Holding
<b>Erzurum</b>	Erzurum	4	Halk Enerji

Tabelle 2: installierte lizenzierte Leistung der Türkei 2019 (eigene Darstellung nach [38])

Für Kayseri OSB (Organized Industrial Zone), das größte Solarkraftwerk der Türkei (Abbildung 30), lieferte ABB modulare Hochleistungs-Wechselrichter. Das Kayseri OSB ist ein einzigartiger Industriepark, der einen großen Teil seines Energiebedarfs aus lokalen Ressourcen erzeugt. [39]

Die installierte Kapazität der Anlage beträgt 51 MWp und hat die höchste Nutzung erneuerbarer Energien in den Industriezonen der Türkei. [39]



Abbildung 30: Das größte Solarkraftwerk der Türkei [39]

Murtaza Ata, Präsident der Kalyon Holding Energy Group, kündigte an, das Kraftwerk Karapınar mit einer Kapazität von 1 GW zu erweitern. Das Kraftwerk soll gemeinsam mit dem südkoreanischen Partner Hanwha Q-Cells in Konya im Rahmen des Vertrags Renewable Energy Resource Areas (YEKA) errichtet werden. [40]

Laut Ata beabsichtigt Kalyon in den kommenden Jahren in Konya-Karapınar eine elektrische Speichereinrichtung mit einer Kapazität von einigen hundert MW zu errichten, sobald das Kraftwerk in Betrieb ist. Es wird argumentiert, dass Speicher, die schnell aktiviert und deaktiviert werden können, wirtschaftliche Vorteile haben werden. Der Strom der tagsüber überproduziert wird, kann einfach gespeichert und nachts dem System zugeführt werden. Des Weiteren kann er im Übertragungsnetzbetrieb bisher unerreichte Verbesserungen erzielen. [40]

Durch die Errichtung einer Fabrik werden die Solarmodulen zu 60% lokal produziert. Der Bereich Solarenergie soll durch den Aufbau eines Forschungs- und Entwicklungszentrums vorangetrieben werden. [17]

#### 3.2.2.6 Geothermie Kraftwerke

Die Türkei liegt in einer aktiven tektonischen Zone. Als geologischer und geografischer Standort ist die Türkei somit reich an geothermischen Energieressourcen. Es gibt ungefähr 1.000 geothermische Quellen, die im ganzen Land verschiedene Temperaturen aufweisen. [17]

Italien und die Türkei befinden sich in einer tektonischen Knautschzone, dargestellt in Abbildung 31. In Italien verursacht die Afrikanische Platte den Druck von Süden. Da sich die Arabische Platte gegen die Anatolische drückt, schiebt sich die Eurasische Platte jedes Jahr um 2,5 cm nach Westen. Dieses Aufeinandertreffen verursacht gewaltige Kräfte. „Die Anatolische Platte wird kontinuierlich mit Spannung aufgeladen“, beschreibt der Erdbebenforscher Marco Bohnhoff vom Geoforschungszentrum Potsdam (GFZ) die Energie. Im Norden des Landes ist die Erde wortwörtlich zum Zerreißen gespannt. Heftige Erdbeben resultieren an Störungen (Magnitude in Klammern). Im Norden der Türkei nähern sich die Beben der letzten Jahrzehnte Istanbul an. [41]

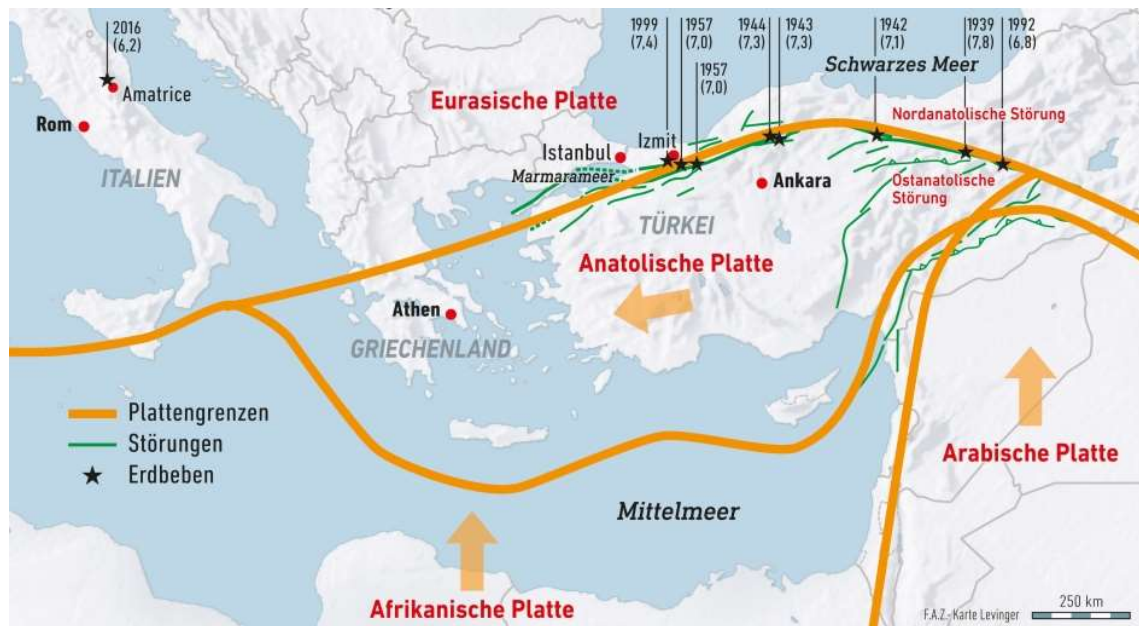


Abbildung 31: Tektonischen Platten der Türkei [41]

Die Geothermiekapazität der Türkei ist sehr hoch, wie Abbildung 32 widerspiegelt. 78% dieser geothermischen Felder befinden sich in Westanatolien, 9% in Zentralanatolien, 7% in der Marmararegion, 5% in Ostanatolien und 1% in den übrigen Regionen. 90% dieser geothermischen Ressourcen sind geothermische Gebiete mit niedriger und mittlerer Enthalpie, die für direkte Anwendungen (Heizung, thermischer Tourismus, industrieller Einsatz usw.) geeignet sind, während 10% für indirekte Anwendungen (Stromerzeugung) geeignet sind. Die erste geothermische Stromerzeugung aus dem Jahr 1975 wurde vom Kraftwerk Kizildere mit einer Leistung von 0,5 MWe initiiert. [17]

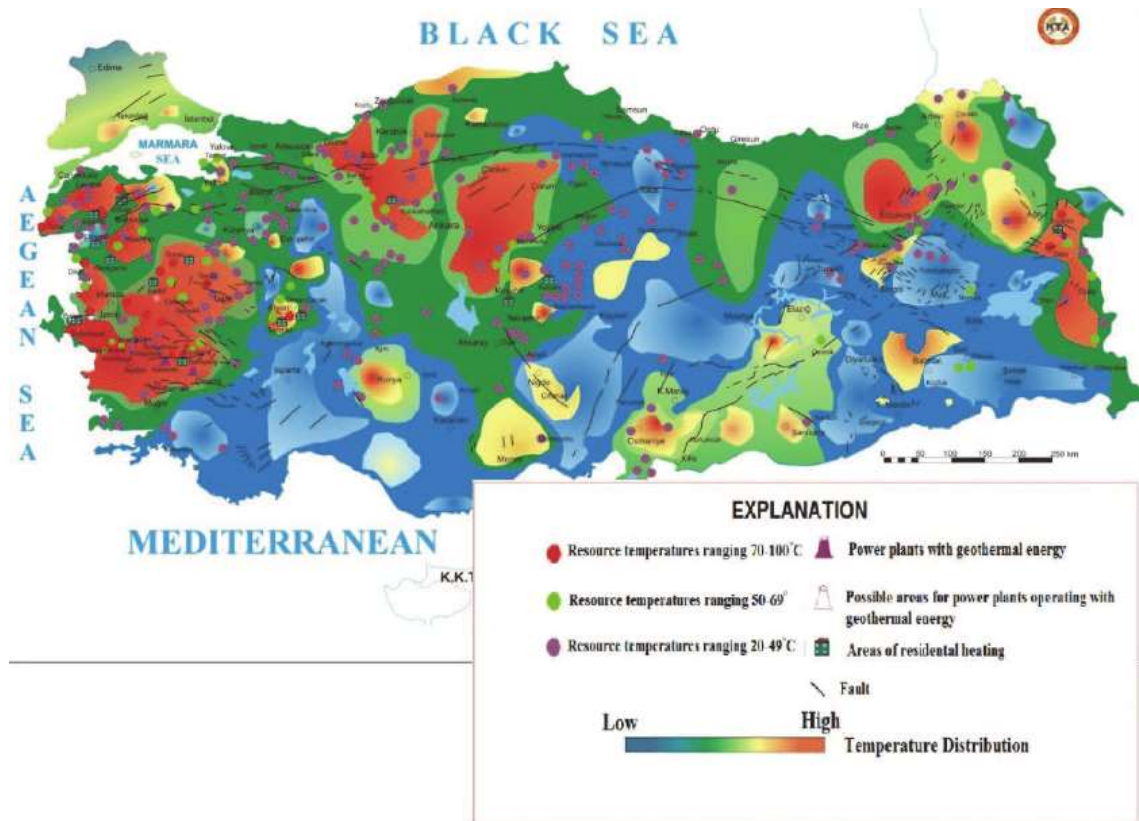


Abbildung 32: Karte für die Geothermiekapazität der Türkei [42]

Die installierte Kapazität der Geothermie weltweit betrug im Jahr 2018 14.369 GWe. Die fünf wichtigsten Länder in diesem Bereich sind die USA, die Philippinen, Indonesien, die Türkei und Neuseeland. Seit 2005 wurde mit der Unterstützung des Ministeriums die Erschließung vorhandener geothermischer Ressourcen initiiert und mit der Suche nach neuen potenziellen Gebieten begonnen. [17] Die Türkei lag 2017 weltweit an vierter Stelle, in Bezug auf die installierte Kapazität [43].

Die Kapazitäten der Geothermie wurden vom Jahr 2008 bis 2012 kontinuierlich erweitert. Von 2013 bis 2018 begann ein stärkerer Zubau von Geothermiekraftwerken aufgrund von relativ hohen Einspeisetarifen der Regierung. Damit wurde 2018 eine Kapazität von 1.347 MW erreicht, welche in Abbildung 33 dargestellt ist.



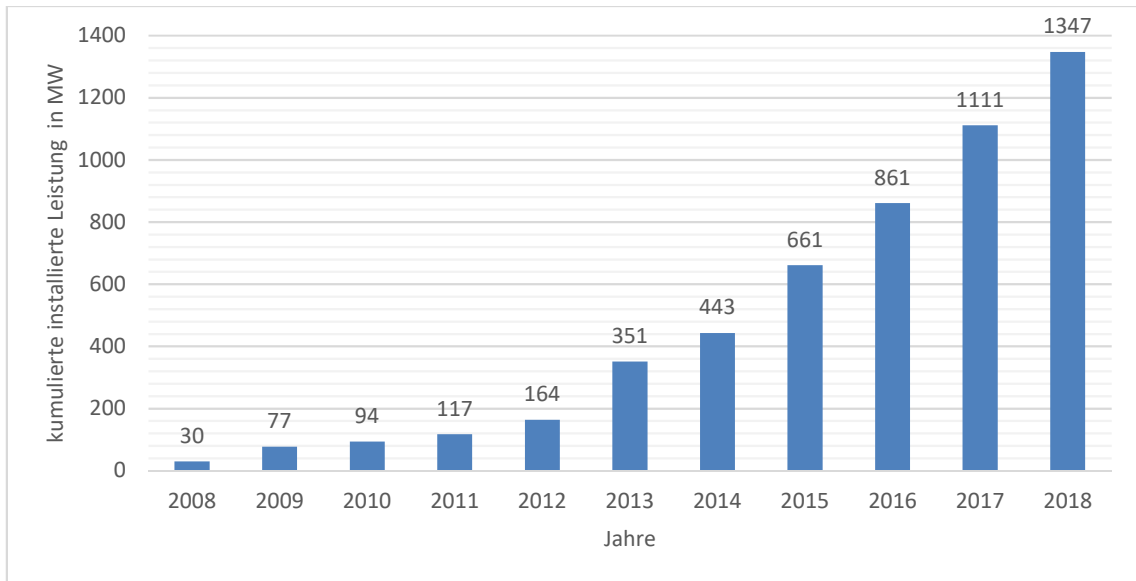


Abbildung 33: die kumulierte installierte Leistung der Geothermie in MW (eigene Darstellung nach [44])

Kizildere wird nach Fertigstellung der gesamten Anlage die größte Geothermie-Anlage in der Türkei. Die erste Einheit von Kizildere III hat eine installierte Stromerzeugungskapazität von 99,5 MW und soll jährlich 720 GWh Strom erzeugen. Das Geothermie Kraftwerk Kizildere III besitzt nach Fertigstellung eine Gesamtkapazität von 165 MW. [45]



Abbildung 34: Geothermie Kraftwerk Kizildere III [45]

### 3.2.2.7 Biomassekraftwerke

Im Jahr 2018 wurden 3.216 GWh Strom aus Biomassekraftwerken mit einer installierten Gesamtleistung von 811 MW erzeugt. [17] Die Türkei verfügt in diesem Bereich über ein großes Potential, da das Land über große landwirtschaftliche Flächen und Nutztiere verfügt [46].

In der türkischen ägäischen Stadt Aydin und in der südöstlichen Stadt Sanliurfa wurden im Jahr 2017 zwei neue Biomassekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 17,2 MW in Betrieb genommen [46].

Das 12 MW Kraftwerk in Aydin verwendet nach der Ernte verbleibende Baumwollstrohhalme. Die Anlage wird zunächst jährlich 80 GWh Strom erzeugen, was für den Bedarf von fast 30.000 Haushalten ausreicht, um diese Kapazität 2018 zu verdoppeln. Die Biomasseanlage in Sanliurfa mit einer installierten Leistung von 5,2 MW nutzt landwirtschaftliche Biomasse und tierische Abfälle zur Stromerzeugung und deckt den Bedarf von ungefähr 15.000 Haushalten. Die jährliche Produktionskapazität beträgt 35 GWh. [46]

### 3.2.3 Subventionen

Die Politik in der Türkei gibt derzeit die Empfehlung, die Stromversorgung durch erhebliche Investitionen in die Kohleverstromung zu erhöhen. Die Gewinnung von Kohle bedeutet wirtschaftliche, soziale und ökologische Kosten. Abbildung 35 gibt einen Überblick über die Kosten für die Förderung von Investitionen in Kohle in Form von Subventionen. Berücksichtigt werden auch die externen Kosten der Kohleverwendung (einschließlich Umwelt- und Gesundheitskosten). Zum Vergleich werden die Kosten zusammen mit einer Analyse der Kosten und Auswirkungen von Solar- und Windenergie dargestellt. [21]

Subventionen für fossile Brennstoffe sind oft kostspielig, was dazu führt, dass die öffentlichen Haushalte in anderen Bereichen gekürzt werden, der verschwenderische Konsum zunimmt und die Märkte negativ beeinflusst werden. Trotz dieser Nachteile setzen die Regierungen Subventionen ein, um schutzbedürftige Gruppen zu unterstützen und die wirtschaftliche Entwicklung, sowie die Energiesicherheit zu fördern. Subventionen erfüllen jedoch häufig nicht die angestrebten Ziele. [21]

In der Türkei gibt es erhebliche Subventionen für Kohle, mit einer vorläufigen Schätzung von 0,01 und 0,02 USD pro kWh. Die bezifferte Gesamtsubvention für den Steinkohlenbergbau belief sich 2013 auf rund 730 Mio. USD. Diese Zahl umfasst direkte Transfers in den Steinkohlebergbau, Subventionen für die Exploration von Kohlevorkommen und die Sanierung von Kraftwerken. Weitere Subventionen wurden identifiziert, aber nicht quantifiziert. Die Schätzung würde erheblich ansteigen, wenn zusätzlich unter dem Marktzinssatz nicht quantifizierte Investitions Garantien, die Befreiungen von Zollgebühren, Mehrwertsteuer, sozialer Sicherheit und Flächennutzung berücksichtigt werden. Die Quantifizierung dieser Maßnahmen würde dazu beitragen, die tatsächlichen Kosten von Kohlesubventionen besser zu beleuchten. [21]

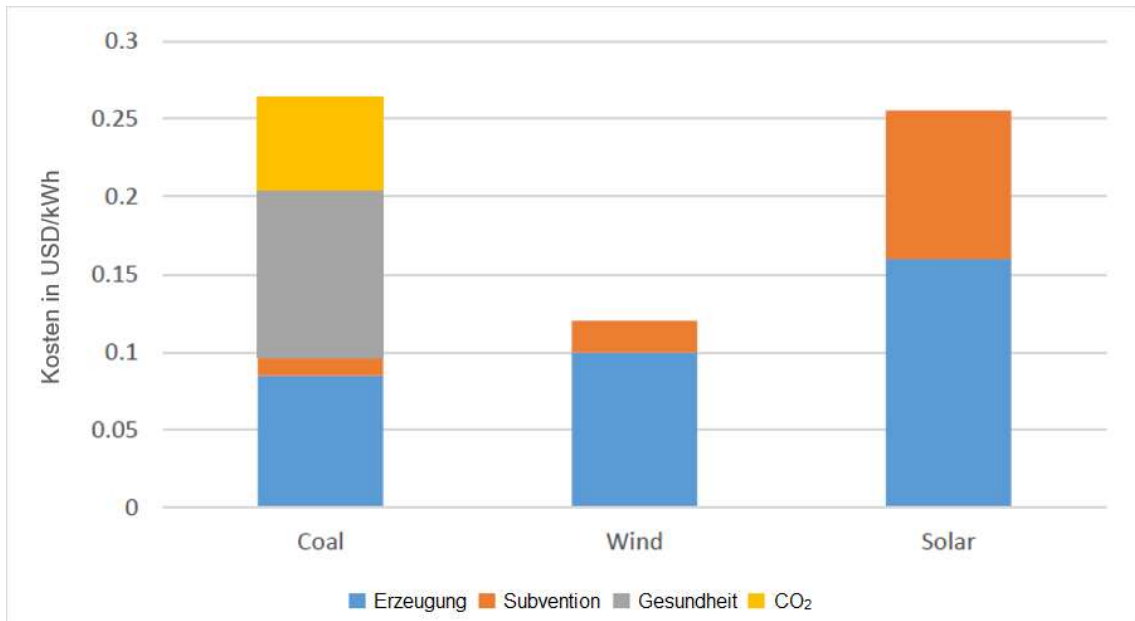


Abbildung 35: vollständige Kosten im Zusammenhang mit der Erzeugung von Kohle, Solar/PV und Wind (USD/kWh, 2013) [21]

Quantifizierbare Subventionen für Kohle im Jahr 2013 machen rund 0,1% des nominalen BIP der Türkei aus, was möglicherweise nicht signifikant erscheint. Die Fortführung dieser Subventionen sowie neue Anreize und Garantien binden das Land jedoch an eine Reihe von technischen, institutionellen und rechtlichen Strukturen, die von Kohle abhängig sind, und behindern die Entwicklung erneuerbarer Energien. Es wird empfohlen, dass die Türkei die Subventionen für fossile Brennstoffe einstellt. In Fällen wo der Abbau von Subventionen nachteilige Auswirkungen haben wird (wie z. B. ein Beschäftigungsrückgang in der Kohleindustrie), sollten Minderungsstrategien entwickelt werden. Die tatsächlichen Kohlekosten einschließlich der sozialen und ökologischen Auswirkungen sollten in die Entscheidungsprozesse im Energiesektor einfließen. Das Potential für EE im Energiemix der Türkei ist in Zukunft viel größer. Schließlich sollte die Annahme überdacht werden, dass die heimische Kohleförderung für Energieversorgungssicherheit sorgt. [21]

#### 3.2.4 Einspeisetarife

Der Einspeisetarif, in Tabelle 3 dargestellt, variiert je nach Energiequelle und Herkunft der Anlagenteile. Die Anlage muss zwischen dem 01.01.2016 und dem 31.12.2020 in Betrieb gehen (Ministerialbeschluss 2013). Der Einspeisetarif ist auf zehn Jahre begrenzt. Der Prämientarif für den Local-Content-Bonus<sup>7</sup> ist auf die ersten fünf Betriebsjahre begrenzt (§ 6 Art. 1 YEK). Der Einspeisetarif wird im Rahmen einer öffentlichen Auktion ausgeschrieben. Sie enthält unter anderem auch Bedingungen für F&E-Aktivitäten und Regelungen für lokale Inhalte. [47]

<sup>7</sup> Um die heimische Produktion anzukurbeln, wird für in der Türkei hergestellte Komponenten ein Local-Content-Bonus angeboten. [60]

	<b>Einspeisetarif pro kWh</b>	<b>Local-Content-Bonus pro kWh</b>
<b>Windenergie (On- und Off-Shore)</b>	0,064 €	0,005 - 0,033 €
<b>Solar - PV</b>	0,117 €	0,005 - 0,059 €
<b>Solar - CSP</b>	0,117 €	0,005 - 0,081 €
<b>Geothermie</b>	0,092 €	0,006 - 0,024 €
<b>Biogas</b>	0,117 €	0,004 - 0,033 €
<b>Wasserkraft</b>	0,064 €	0,009 - 0,020 €
<b>Biomasse</b>	0,117 €	0,004 - 0,016 €

Tabelle 3: Einspeisetarife für erneuerbare Energie (Alle Preise basieren auf USD-Euro-Wechselkursen vom 12.12.2018; eigene Darstellung nach [47])

#### 3.2.5 Übertragung

Das Übertragungsnetz umfasst im Jahr 2014 fast 54.000 km. Die Gesamtübertragungskapazität stieg im Zeitraum 2008-2012 um jährlich 1,7%. Das Übertragungsnetz besteht aus einer Vielzahl von Hochspannungsleitungen von 154 kV und 400 kV und einigen Leitungen von 66 kV. Seit 2011 ist das Übertragungsnetz ein staatliches Monopol, das sich im Besitz und Betrieb der TEİAŞ befindet. [24]

2015 hat die Türkei ihre technischen und administrativen Vorbereitungen für die Zusammenarbeit mit dem Europäischen Netz von Übertragungsnetzbetreibern (ENTSO-E) abgeschlossen und nach vierjähriger Testlaufzeit (Start am 18. September 2010) das Energiesystem mit dem kontinentaleuropäischen Energiesystem synchronisiert, um Systemstabilität und grenzüberschreitenden Handel zu gewährleisten. [24]

Das türkische Übertragungsnetz verfügt über grenzüberschreitende Verbindungen zu den Stromnetzen aller Nachbarländer. Die Türkei ist jedoch nur synchron mit Griechenland und Bulgarien verbunden, also mit dem kontinentaleuropäischen System im Westen. [24]

Das Schwarzmeer-Übertragungsnetzprojekt wurde 2009 ins Leben gerufen, um eine asynchrone Verbindung zwischen dem 500-kV-Netz von Georgien und dem 400-kV-Netz der Türkei herzustellen. Das Projekt womit 700 MW Leistung zwischen dem georgischen und dem türkischen Stromnetz bereitgestellt wird, wurde im Jahr 2013 erfolgreich abgeschlossen. Es wurde durch die Sanierung / den Bau der 500-kV-Freileitung Gardabani-Akhalsikhe-Zestaponi, der 400-kV-Verbindungsleitung von Akhalsikhe zur türkischen Grenze und der 500/400/220kV-Umspannstation mit HGÜ-Anlage in Akhalsikhe beendet. [48]

Die Türkei arbeitet asynchron mit allen anderen Ländern: Armenien, Aserbaidschan, Iran, Irak und Syrien. Standardübertragungsverbindungen haben ein Spannungsniveau von 400 kV und 154 kV. Es gibt zwei Verbindungsleitungen, die das türkische System im asynchronen Inselbetrieb von 220 kV mit Georgien und Armenien verbindet, wobei letzteres nicht in Betrieb ist. Die Verbindungsleitungen Türkei-Syrien und Türkei-Irak wurden fertiggestellt. Die Türkei exportierte Strom bis Oktober 2012 nach Syrien und bis Juni 2015 im asynchronen Inselbetrieb in den Irak. Es bestehen bereits zwei Verbindungsleitungen mit dem Iran. Eine davon ist die 400-kV-Verbindungsleitung Khoy-Başkale, die seit Anfang 2015 in Betrieb ist. 2015 betrug die Gesamtverbindungskapazität 7 GW. [24]

# 4 Methodik und Szenarien

Die Simulationen erfolgen mit Hilfe des elektrizitätswirtschaftlichen Modells ATLANTIS des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz (IEE). Das ATLANTIS-Modell und die verschiedenen Berechnungsmodelle werden im nachfolgenden Kapitel kurz beschrieben. [49]

In den weiteren Kapiteln werden der Ist-Stand der Türkei im Jahr 2018, die Szenarioerstellung mit den Zielen und die Simulationsergebnisse mit einer Analyse dargestellt.

## 4.1 Simulationsmodell ATLANTIS

Bei ATLANTIS handelt es sich um ein techno-ökonomisches Simulationsmodell (siehe Abbildung 36). Es umfasst einen physikalischen Modellansatz zur Berechnung des Lastflusses (Kraftwerke, Leitungen, Knoten mit Verbrauchsgewichtung, ...) und einen wirtschaftlichen Modellansatz zur Ermittlung des Stromhandels zwischen Unternehmen, Marktpreisen sowie Bilanzen und Gewinn-/Verlustrechnungen. Folgende vier verschiedene Arten der Modellrechnung kommen bei ATLANTIS zur Anwendung: Zwei lastflussbasierte Modelle (Gesamtmarktmodell und Redispatch-Zonenpreismodell) und zwei Modelle ohne leitungsgebundene Übertragungsrestriktionen (Börsenmodell und Zonenpreismodell). [49]

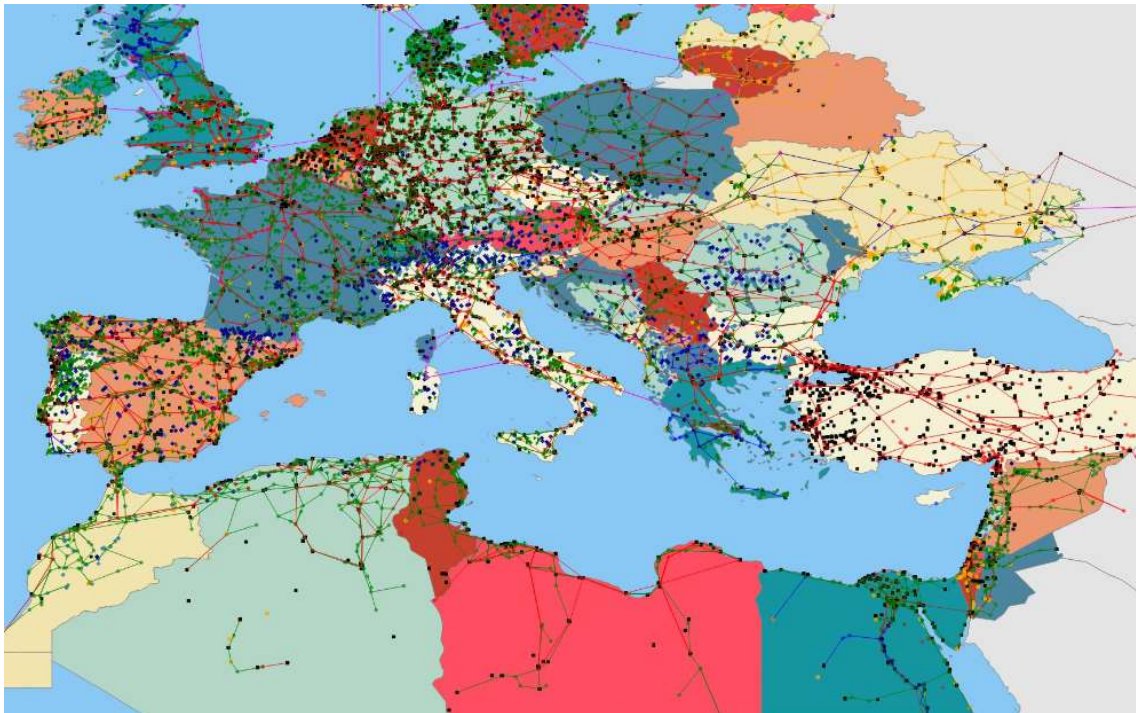


Abbildung 36: Darstellung des Simulationsmodell ATLANTIS [50]

### 4.1.1 Anwendungsbereiche

Mit ATLANTIS können beispielsweise folgende Untersuchungen ausgeführt werden [51]:

- die Entwicklung von regionalen Strompreisen
- die Quantifizierung des volkswirtschaftlichen Nutzens durch Leitungs- und Kraftwerksbauten
- Szenarioanalysen zum Zwecke der Integration erneuerbarer Energien
- Systemgrenzkosten von erneuerbaren Energien
- Infrastrukturentwicklung und dessen Erfordernisse
- Stresstests, um Energieverknappungen zu simulieren
- Vorab-Analysen für verschiedenen Regulierungen und Marktorganisationen (z.B. neue Richtlinien, CO<sub>2</sub>-Regelungen)
- Wirkungen des Power-Demand-Side-Managements
- uvm.

Das Simulationsmodell ATLANTIS kann basierend auf Szenarioanalysen wissenschaftlich fundierte Aussagen treffen. Dadurch leistet ATLANTIS einen entsprechenden Beitrag zur weiteren Entwicklung der europäischen Energie- und Elektrizitätswirtschaft. [51]

In Abbildung 37 ist der grundsätzliche Aufbau des Simulationsprogramm ATLANTIS beschrieben.

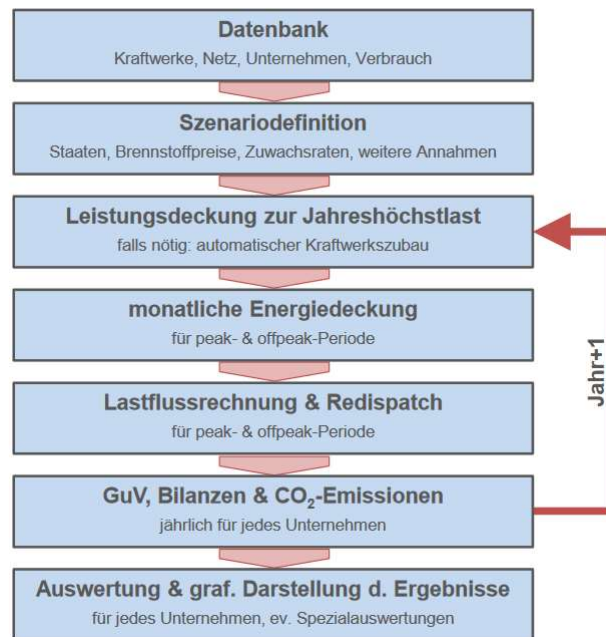


Abbildung 37: Simulationsprozess in ATLANTIS [50]

### 4.1.2 Deckungsrechnung

Mit Hilfe des Deckungsrechnungsrasters können die in der Simulation eigens errechneten Ergebnisse graphisch dargestellt werden. Dazu zählt die Dauerlinie, die Merit Order, die Strombörse und eine graphische Darstellung der Zonen- und Lastflussergebnisse (jeweils für eine gewöhnliche Simulation, als auch für Ergebnisse von Simulationen im Extremfall). [52]

### 4.1.3 Spitzenlastdeckung

Sehr kurzfristig im Netz auftretende Leistungsnachfragen werden als Spitzenlast definiert. Eine Spitzenlast muss mit Hilfe von vorhandener Kraftwerkskapazität (Gesamtleistung) gedeckt werden können. Gelingt das nicht, können sogenannte Blackouts, also großflächigere Stromausfälle, die Folge sein. Um Blackouts verhindern zu können wird in ATLANTIS eine Spitzenlastabdeckung durchgeführt, welche überprüft ob die vorhandene Kraftwerkskapazität zur Abdeckung der Spitzenlast ausreicht. Ist nicht genügend Kraftwerkskapazität vorhanden, werden an den entsprechenden Knoten automatisch Gaskraftwerke dazu gebaut. [52]

In unserer Simulation wurden 82 Kraftwerke hinzu gebaut mit einer Bruttoleistung von 5.868 MW.

#### **Jahreshöchstlast**

Die Jahreshöchstlast wird als Zeitpunkt definiert mit der höchsten Leistungsnachfrage im ganzen Jahr. Die Jahreshöchstlast tritt üblicherweise in Mitteleuropa in den Wintermonaten auf (Türkei im August). [52]

#### **Sommerhöchstlast**

Die Sommerhöchstlast wird im Zeitraum zwischen Juni und September berechnet. [52]

### 4.1.4 Börsenmodell

Das Börsenmodell betrachtet alle berücksichtigten Länder als eine „Kupferplatte“ und ist ein Berechnungsmechanismus, welcher einen Marktpreis, in einer bestimmten Periode, in einem bestimmten Jahr, abhängig von Angebot und Nachfrage ermittelt. Sämtliche Angebots- und Nachfragekraftwerke aller implementierten Unternehmen werden anhand des Preises aufsteigend (Angebotskurve) oder absteigend (Nachfragekurve) gereiht. Der Schnittpunkt der beiden Kurven ergibt den Market Clearing Price (MCP) mit der „optimalen“ Menge. [52]

### 4.1.5 Gesamtmarktmodell

Beim Gesamtmarktmodell wird ein kostenoptimaler Kraftwerkseinsatz ermittelt indem mögliche Marktrestriktionen ausgeschlossen werden und gegebene Produktions-, Verbrauchs- und Übertragungsstrukturen berücksichtigt werden. Es handelt sich dabei um einen wirtschaftlich kosteneffizienten Optimierungsansatz. Eine schematische Darstellung zum Gesamtmarktmodell ist in Abbildung 38 ersichtlich. Es soll durch gegebene Produktions- (Kraftwerke) und Verbrauchsstrukturen unter Berücksichtigung der gegebenen Übertragungsstrukturen (nationale als auch länderübergreifende [cross boarder] Übertragungsleitungen) ein länderübergreifender kostenoptimaler Kraftwerkseinsatz ermittelt werden. In der Darstellung in Abbildung 38 sind die drei Länder A, B und C mit jeweils einer länderübergreifenden Leitung (in Rot gehalten) miteinander verbunden. [52]



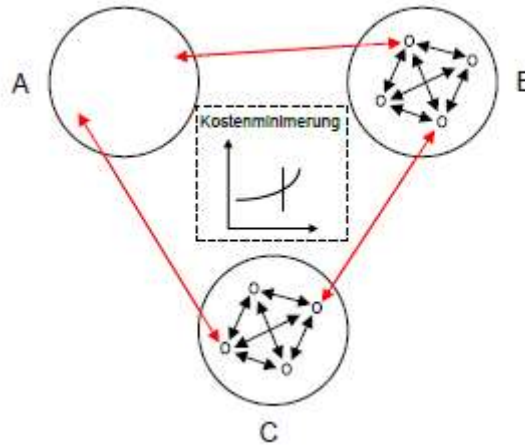


Abbildung 38: Schematische Darstellung des Gesamtmarktmodells [52]

### 4.1.6 Zonenpreismodell

Die verschiedenen Zonen (entsprechen in ATLANTIS jeweils einem Land) werden im Zonenpreismodell als Kupferplatte dargestellt. Eine Einschränkung bei Stromimporten sowie -exporten bewirken die sogenannten Net Transfere Capacities (NTC) zwischen den Ländern. Der kostenoptimale Kraftwerkseinsatz wird innerhalb einer Zone unter Berücksichtigung der NTCs berechnet und der jeweilige Zonenpreis (Markträumungspreis jeder Zone) ermittelt. Folglich kann unter Einhaltung der kommerziellen Restriktionen (NTCs) ein Handel zwischen einer kostengünstigeren Preiszone zu einer kostenintensiveren Preiszone entstehen. Das Zonenpreismodell liefert den (Zonen-) Preis je Land, die Auslastung und produzierte Energie je Kraftwerk und die Handelsflüsse zwischen den Ländern. Dieses Modell dient unter anderem dazu, um den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz innerhalb eines Landes zu berechnen, da das Netz als optimal (Kupferplatte; keine Engpässe) betrachtet wird. [49]

### 4.1.7 Redispatch-Zonenpreismodell

Beim Redispatch-Zonenpreismodell werden, anders als beim Zonenpreismodell, auch physikalische Leitungsrestriktionen (thermische Limits) neben den kommerziellen Beschränkungen zwischen den Ländern (NTCs) berücksichtigt. Die Berechnung des Lastflusses erfolgt mit einer vereinfachten DC-Lastflussrechnung. Diese hat sich im Hoch- und Höchstspannungsnetz als ausreichend genau herausgestellt. Im Falle einer Netzüberlastung nach der Lastflussrechnung wird zusätzlich zunächst ein Zonen-interner Redispatch durchgeführt. Sollte dies nicht ausreichen, erfolgt ein Redispatch über mehrere Zonen. Durch das Redispatch-Zonenpreismodell lassen sich zusätzlich zu den Ergebnissen des Zonenpreismodells auch die Leitungsauslastung und den „positiven“ sowie „negativen“ Redispatch je Kraftwerk darstellen. Dieses Modell berücksichtigt sowohl kommerzielle Marktbeschränkungen (NTCs) als auch physikalische Leitungsbeschränkungen und bildet den realen Kraftwerkseinsatz somit am besten ab. [49] In weiterer Folge wird dieses Modell für die Simulation in dieser Arbeit verwendet.

### 4.2 Ist-Stand der Türkei

In diesem Kapitel wird der Ist-Stand der Türkei im Jahr 2018 aufgezeigt. Dabei wird die Entwicklung der installierten Leistung vom Simulationsbeginn 2006 bis 2018, das Anlagentaler der Kraftwerke aus dem Jahr 2018 und eine Gegenüberstellung der installierten Leistung, Simulation vs. aktueller Daten, dargestellt.

#### 4.2.1 Entwicklung der installierten Leistung von 2006 bis 2018

Die Abbildung 39 gibt die Entwicklung der installierten Leistung verschiedener Kraftwerkstypen vom Jahr 2006 bis 2018 an. Es lässt sich feststellen, dass sich die installierte Leistung von 2006 bis 2018 mehr als verdoppelt hat. Bei den thermischen Anlagen ist ein Ausbau der Gas- und Kohlekraftwerke und eine Stagnation bei den Ölkraftwerken zu erkennen. Unter Sonstige sind die Geothermiekraftwerke sowie andere Kraftwerke vertreten. Im Laufe der Jahre haben sich die Kapazitäten der EE beinahe in allen Bereichen erhöht.

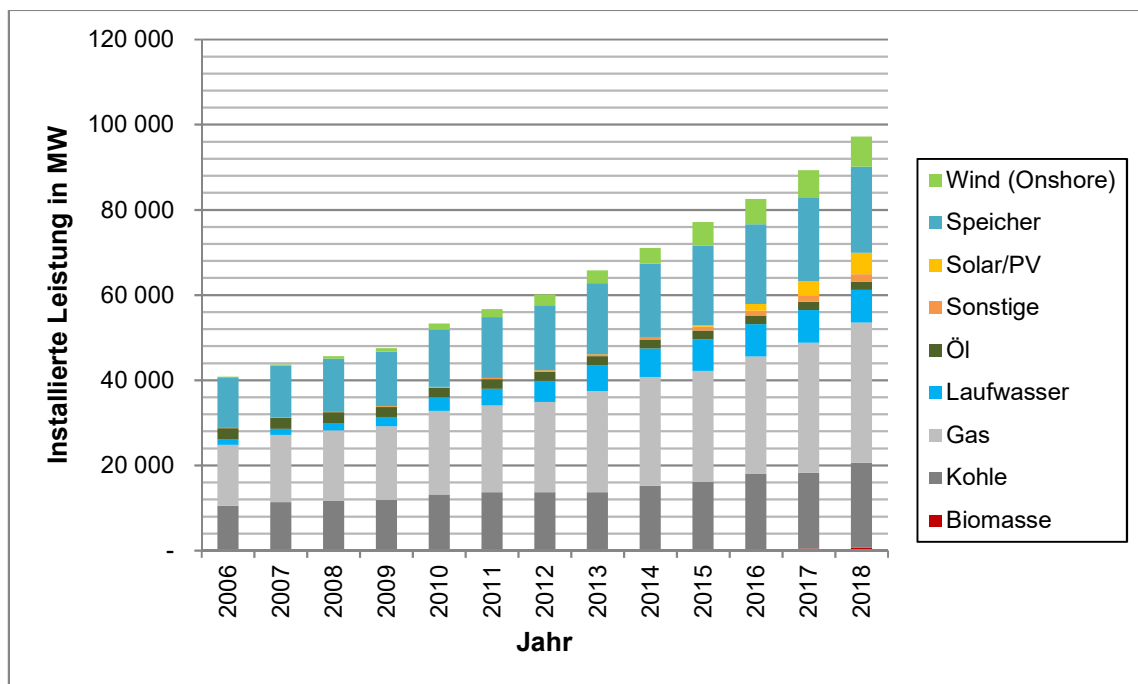


Abbildung 39: Entwicklung der installierten Leistung in MW

Die nächste Abbildung 40 zeigt die vollständige Aufteilung der Anlagen in Prozent vom Jahr 2006 bis 2018. In den Jahren 2014 bis 2018 ist ein Anstieg von Solar- und Geothermiekraftwerke (unter Sonstige) aufgrund der hohen Einspeisetarife zu erkennen. Von 2006 bis 2018 haben sich die Windkraftwerke kontinuierlich erhöht. Die thermischen Anlagen halten die Prozentanzahl, beinahe konstant, mit Ausnahme der Ölkraftwerke, welche kontinuierlich sinken.

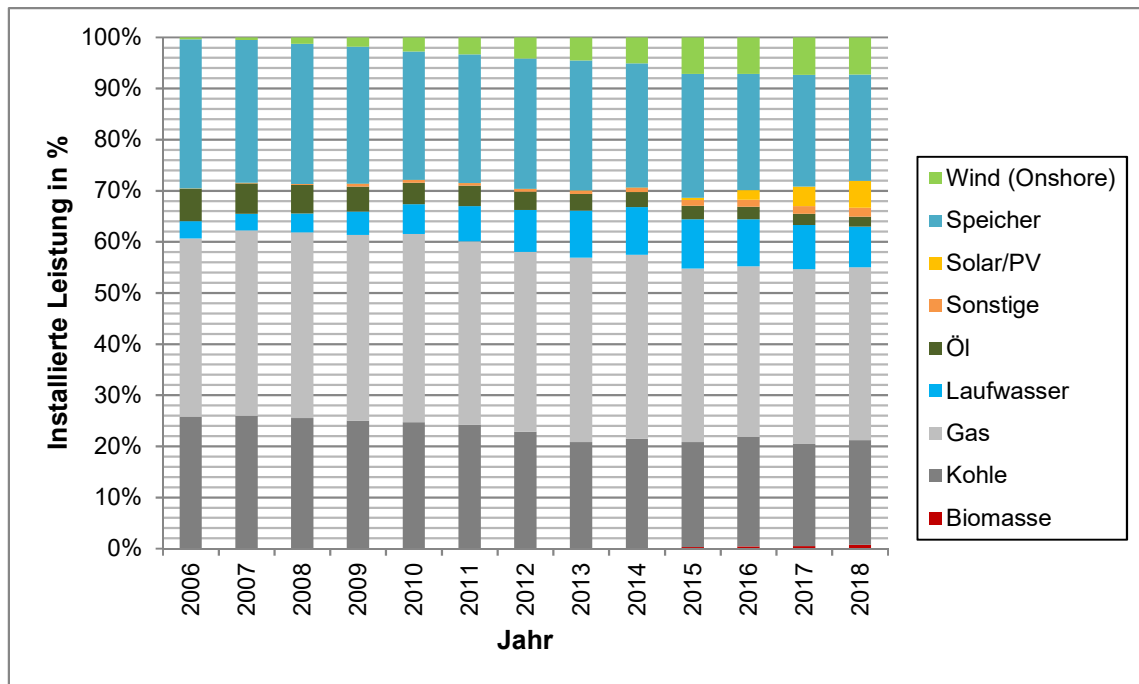


Abbildung 40: Entwicklung der installierten Leistung in Prozent

In Abbildung 41 wird von 2006 bis 2018 der jährliche Zu- oder Abbau von Kraftwerken im Vergleich zum Vorjahr aufgezeigt. Da bei dieser Simulation mit dem Jahr 2006 gestartet wird, gibt es in diesem Jahr keine Änderung zum Vorjahr. Es ist ersichtlich, dass Ölkraftwerke jährlich abgebaut werden. Von 2007 bis 2013 wurden nahezu ausschließlich thermische-, Wasser- und Windkraftwerke errichtet. Von 2014 bis 2018 wurden zum bisher üblichen Kraftwerksmix weitere EE-Anlagen installiert.

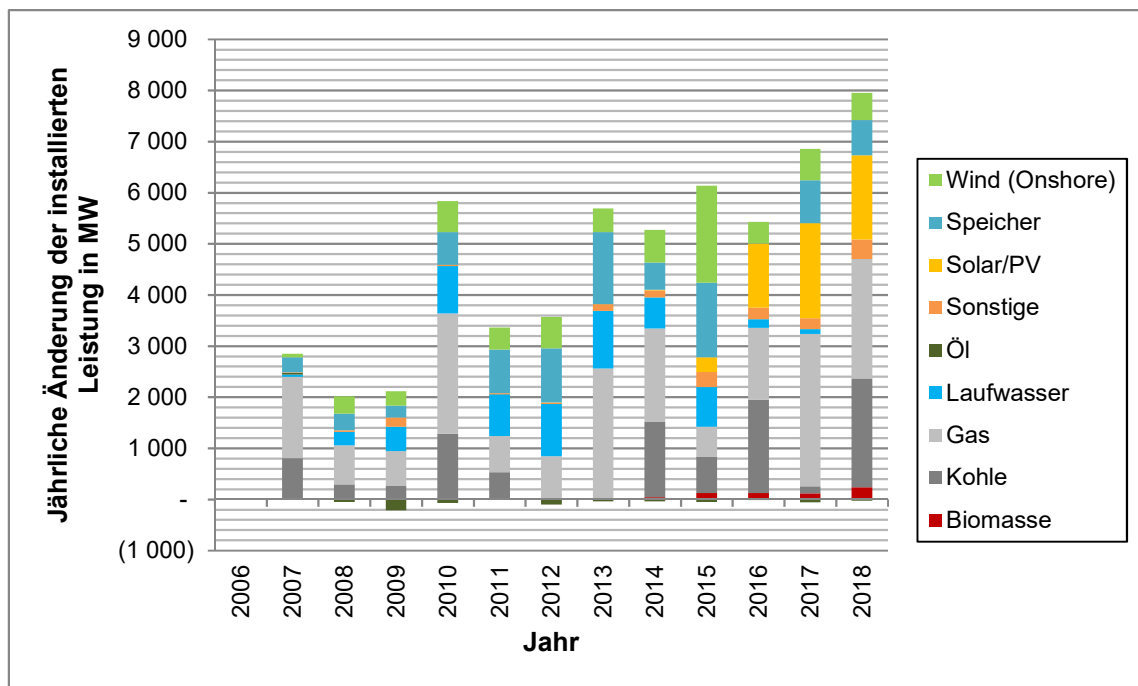


Abbildung 41: jährliche Änderung der installierten Leistung in MW

### 4.2.2 Gegenüberstellung der installierten Leistung von 2018

Abbildung 42 zeigt eine Gegenüberstellung der installierten Leistung von 2018 zwischen den Werten der Simulation und den aktuellen Daten von Enerji in MW. Der Unterschied zwischen den zwei Balken kann durch den automatischen Zubau von Gaskraftwerken im Simulationsprogramm zum Erreichen der Jahresspitze begründet werden. Der Anlass für den automatischen Zubau könnte daran liegen, dass nur das 400-kV-Netz im Simulationsprogramm abgebildet wurde. Das 154-kV-Netz ist auf der ENT-SO-E Netzkarte nicht verfügbar.

## 4 Methodik und Szenarien

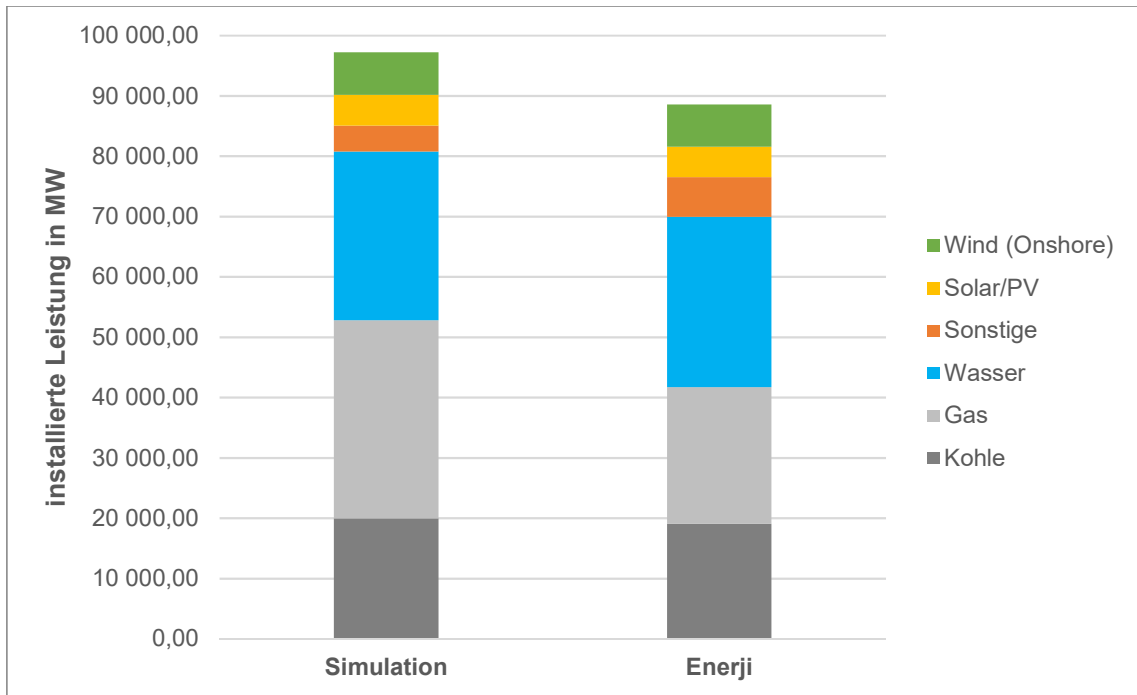


Abbildung 42: Installierte Leistung von 2018 in MW (eigene Darstellung nach [17])

Hier in Abbildung 43 wird dieselbe Gegenüberstellung in Prozent statt MW abgebildet. Die Aufteilung der Kraftwerke zeigt ein kleines Ungleichgewicht aufgrund des vorhin beschriebenen automatischen Zubaus von Gaskraftwerken.

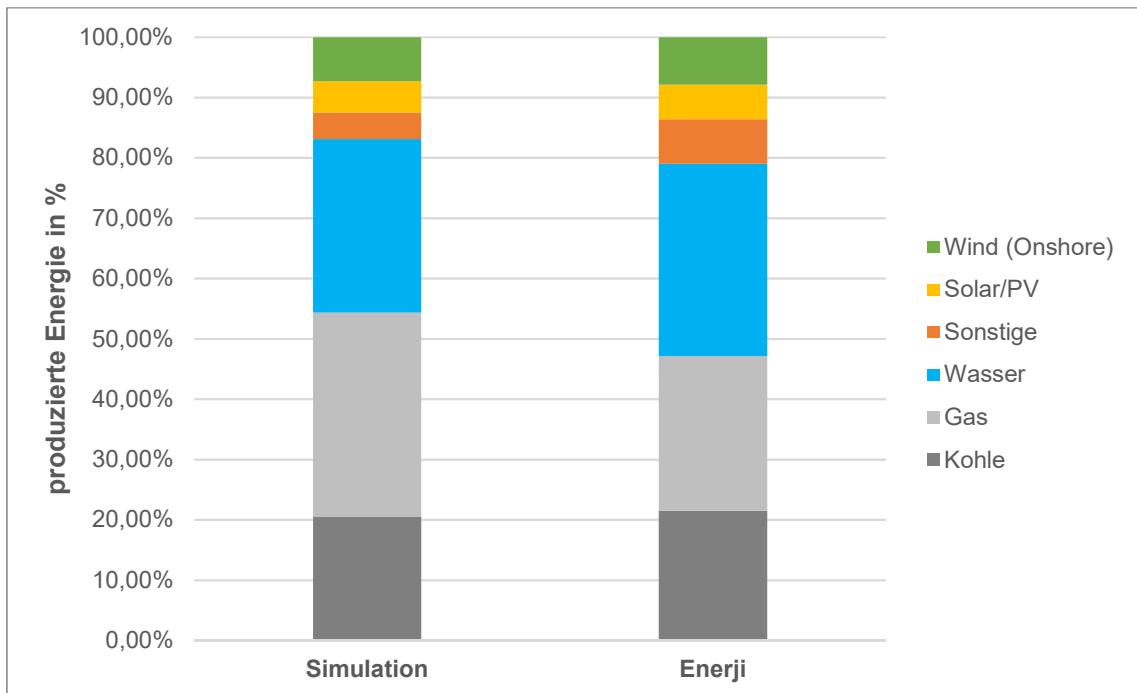


Abbildung 43: installierte Leistung von 2018 in Prozent (eigene Darstellung nach [17])

### 4.2.3 Anlagenalter aus Sicht des Jahres 2018

Das Alter der Anlagen in fünf Jahresschritten zeigen Abbildung 44 und Abbildung 45. Abbildung 44 zeigt das Anlagenalter bezogen auf die Anzahl der Kraftwerke und Abbildung 45 das Anlagenalter in Bezug auf die installierte Leistung in MW. Im Simulationsprogramm ATLANTIS wurden technische Nutzungsdauern für Kraftwerke festgelegt, welche in Tabelle 4 zu finden sind. Dies gelten solange kein anderes Außerbetriebnahmejahr oder Überholungsjahr angegeben wird.

<b>Kraftwerkstyp</b>	<b>technische Nutzungsdauer</b>
	[Jahre]
<b>Biomasse</b>	25
<b>Braunkohle</b>	50
<b>Erdgas</b>	40-45
<b>Geothermie</b>	50
<b>Nuklear</b>	60
<b>Öl</b>	30-42
<b>Photovoltaik</b>	25
<b>Steinkohle</b>	45
<b>Wasser</b>	60
<b>Wind</b>	25

Tabelle 4: technische Nutzungsdauer der verschiedenen Kraftwerkstypen

Die Sanierung und Erneuerung von Wasserkraftwerken (Refurbishment) ist aufgrund des stetig andauernden Energiemangels und des langsamen Tempos bei neuen Wasserkraftadditionsprogrammen zu einem wichtigen Thema geworden. Infolgedessen bestand in den letzten Jahren ein großes Interesse an der Erneuerung und Modernisierung von Wasserkraftwerken zur effektiven Nutzung des Wasserpotentials. [53] Das Refurbishment kann auch auf andere Kraftwerke (z.B. Wind, Gasanlagen usw.) angewandt werden.

Abbildung 44 zeigt auf, dass viele Wasserkraftwerke im fortschreitenden Alter sind und in den letzten Jahren eine erhöhte Anzahl von Solaranlagen zu verzeichnen ist. Erkennbar ist auch, dass das letzte neue Ölkraftwerk vor über 10 Jahre in Betrieb gegangen ist. Dies ist ein Hinweis, dass keine neuen Ölkraftwerke aufgrund der Klimaziele gebaut werden.

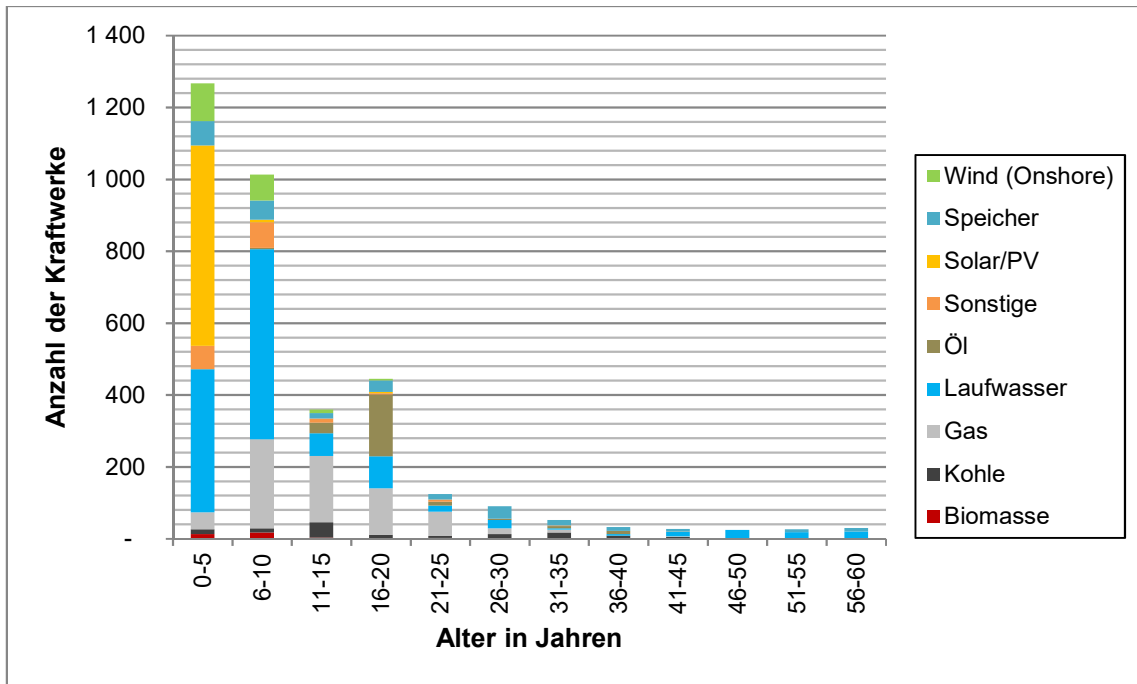


Abbildung 44: Anlagenalter von 2018 in Anzahl der Kraftwerke

In Abbildung 45 ist ersichtlich, dass die installierte Leistung nicht so hoch ist, wie es Abbildung 44 vermuten lässt, da Photovoltaik-Anlagen meist kleine Kapazitäten aufweisen. Die Anzahl von Laufkraftwerken ist sehr hoch verglichen mit den Speicherkraftwerken. Bei Speicherkraftwerken ist im Gegenzug dazu die installierte Leistung jedoch höher als bei Laufkraftwerken.

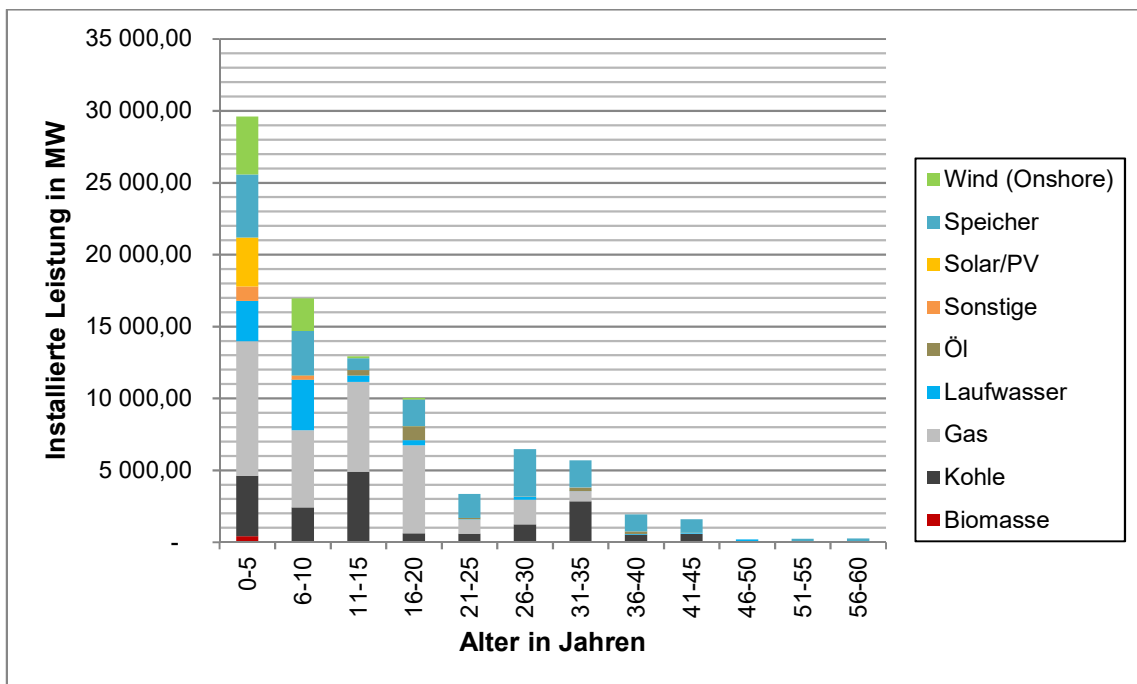


Abbildung 45: Anlagenalter von 2018 in MW

### 4.3 Szenarioerstellung

In diesem Kapitel werden die Energieziele für die Simulation definiert und die daraus entstandenen Szenarien für die Entwicklung der installierten Leistung von 2019 bis 2030 betrachtet. Im Weiteren wird auch die Verbrauchsentwicklung von 2019 bis 2030 und das Leitungsnetz von 2030 erklärt.

#### 4.3.1 Energieziele

Die Energieziele der EE für diese Simulation wurden aus dem Kapitel 3.1.5 mit Hilfe von Aktualisierungen aus Berichten in Tabelle 5 eingetragen. Alle Kapazitäten, die bis zum Jahr 2018 nicht über die PLATTS-Datenbank gedeckt werden konnten, wurden mit Differenzkraftwerken aufgefüllt. Die Ziele bis 2030 wurden mit den offenen Projekten der PLATTS-Datenbank festgelegt und durch den Einsatz von Szenariokraftwerken wurden die restlichen noch zu installierenden Kapazitäten gedeckt.

In Bezug auf die Wasserkraft ist laut NREAP ein eindeutiges Ziel vor 34 GW bis 2023 zu erreichen. Durch Extrapolation wurden die Ziele für ATLANTIS bis 2030 definiert.

Durch Windkraft sollen folgende zwei Ziele erreicht werden: Laut NREAP 20 GW bis 2023 und INDC 16 GW bis 2030. Der Verlauf der letzten Jahre hat gezeigt, dass die Kapazität langsam zunimmt und die PLATTS-Datenbank eine geringe Anzahl von geplanten Projekten vorweist. Da die Ziele von 2017 von 9,5 GW [54] mit 6,5 GW um 3 GW nicht erreicht wurden, wurde für ATLANTIS das Ziel von INDC mit 16 GW ausgewählt.

Bei der Eröffnungssitzung des Workshops und Kongresses der Geothermischen Türkei in Ankara wurde das geothermische Ziel für das Jahr 2023 von 1 GW installierter Leistung bereits erreicht. Dadurch wurde das Ziel von 2023 durch ein neues Ziel, bis 2030 4 GW zu erreichen, abgelöst. [43]

Da die Solarziele von NREAP von 5 GW bis 2023 schon 2018 erreicht wurden, wurde als Szenario der INDC das Ziel von 10 GW bis 2030 festgelegt. Laut dem türkischen Solarenergieverband Günder, können die Solaranlagen im Jahr 2023/2030 eine kumulierte Kapazität von 14/38 GW erreichen [55], was in dieser Simulation als zweites Szenario verwendet wurde.

Wie bei der Wasserkraft wurde auch bei der Biomasse das Ziel von 2023 verwendet und bis 2030 extrapoliert.

Es ist geplant bis 2030 drei Kernkraftwerke, wie in Kapitel 3.2.2.2 erklärt, mit 13,6 GW in Betrieb zu nehmen. Für die thermischen Anlagen wurden keine exakten Ziele gefunden. Aus diesem Grund wurden die geplanten Projekte der PLATTS-Datenbank, die kein Jahr der Inbetriebnahme aufweisen, bis 2030 gleichmäßig aufgeteilt.



KW Typ	Ziele 2030
	[GW]
Wasser	37,5
Wind	16
Geothermie	4
Solar / PV	10 / 38
Biomasse	1,28
Nuklear	13,6

Tabelle 5: Energieziele der EE bis 2030

### 4.3.2 Entwicklung der installierten Leistung von 2019 bis 2030

In der Abbildung 46 und Abbildung 47 wird die Entwicklung der installierten Leistung von 2019 bis 2030 in MW dargestellt. Abbildung 46 zeigt das erste Szenario mit Solaranlagen von 10 GW bis 2030. Abbildung 47 stellt das zweite Szenario mit 38 GW installierter Leistung bis 2030 dar. In beiden Abbildungen ist zu sehen, dass Kohle- und Gaskraftwerke weiter ausgebaut werden und eine Kapazität von 41,9 GW und 45,9 GW aufweisen, sowie 2025 ein großes Pumpspeicherkraftwerk mit einer Kapazität von 1,4 GW gebaut wird. Das erste Szenario weist eine Gesamtkapazität von 171,2 GW auf und zeigt auf, dass mehr als die Hälfte der installierten Leistung durch thermische Kraftwerke gedeckt wird. Die Kapazitäten der Ölkraftwerke sind vernachlässigbar klein.

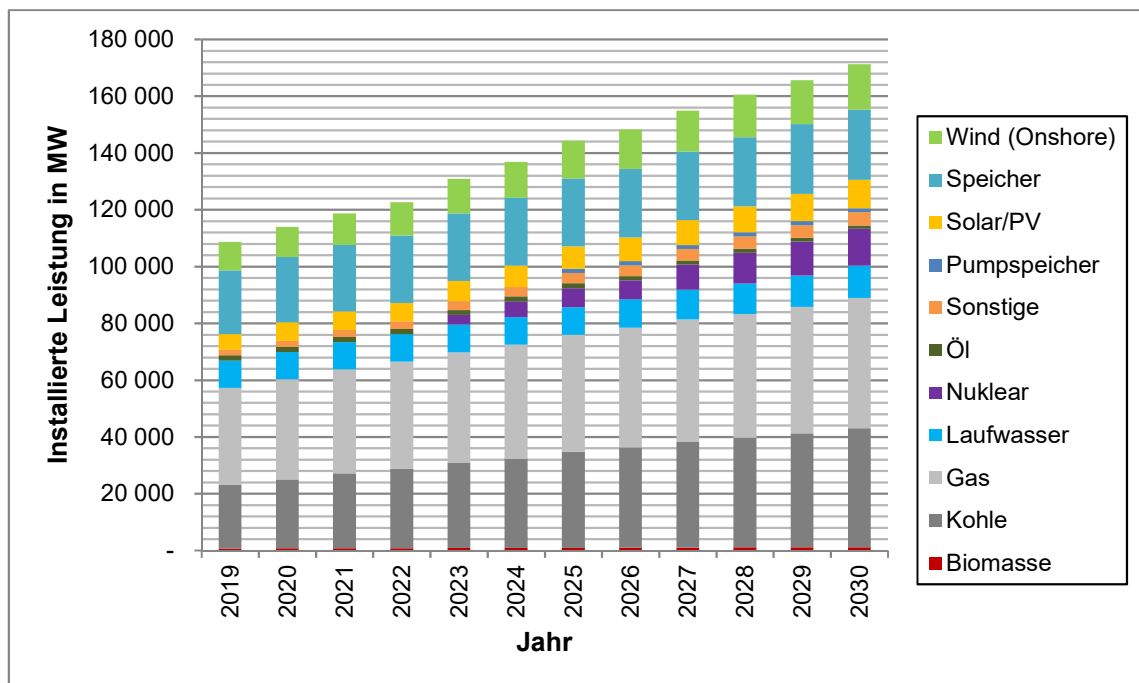


Abbildung 46: Entwicklung der installierten Leistung des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) in MW

## 4 Methodik und Szenarien

Im zweiten Szenario liegt die Gesamtkapazität bei 199,2 GW, aufgrund der höheren installierten Solarkapazität.

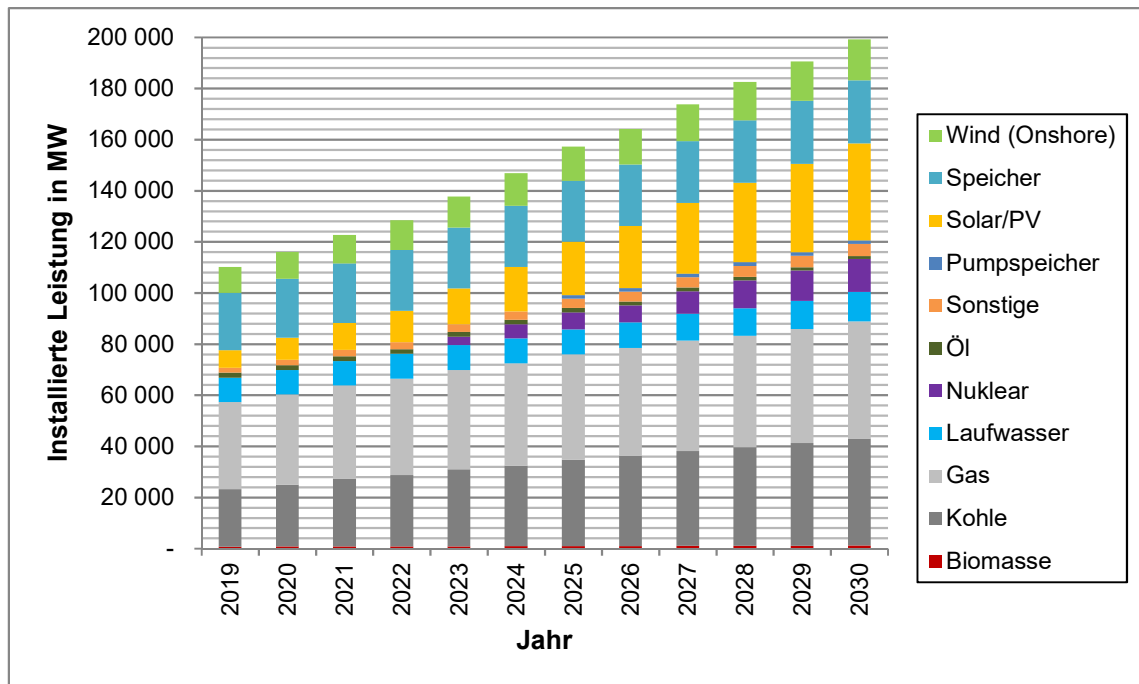


Abbildung 47: Entwicklung der installierten Leistung des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) in MW

Als weiterer Schritt werden in Abbildung 48 und Abbildung 49 die Entwicklungen der installierten Leistung von 2019 bis 2030 in Prozent dargestellt. Wie bereits beschrieben weisen die thermischen Kraftwerke, in Abbildung 48, mehr als die Hälfte der installierten Leistung auf. Bei den Kernkraftwerken ist ersichtlich, dass diese den zahlenmäßigen größten Anstieg aller Anlagen von 2023 bis 2030 aufweisen. Die restlichen Anlagen stagnieren oder weisen kleinere Schwankungen auf.

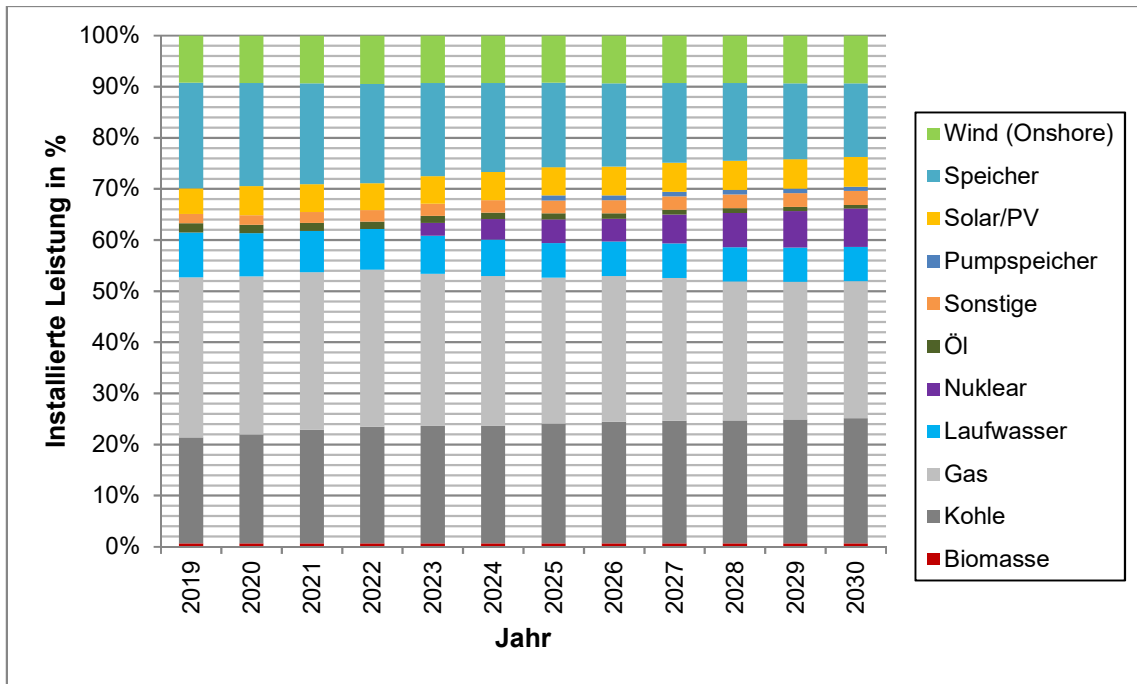


Abbildung 48: Entwicklung der installierten Leistung des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) in Prozent

Das zweite Szenario in Abbildung 49 zeigt einen enormen Kapazitätsanstieg der Solaranlagen. Diese nehmen ungefähr 20% der installierten Leistung 2030 ein und dezimieren den Prozentanteil der restlichen Anlagen. Dadurch sinkt der Anteil der thermischen Kraftwerke stark unter die Hälfte der installierten Leistung.

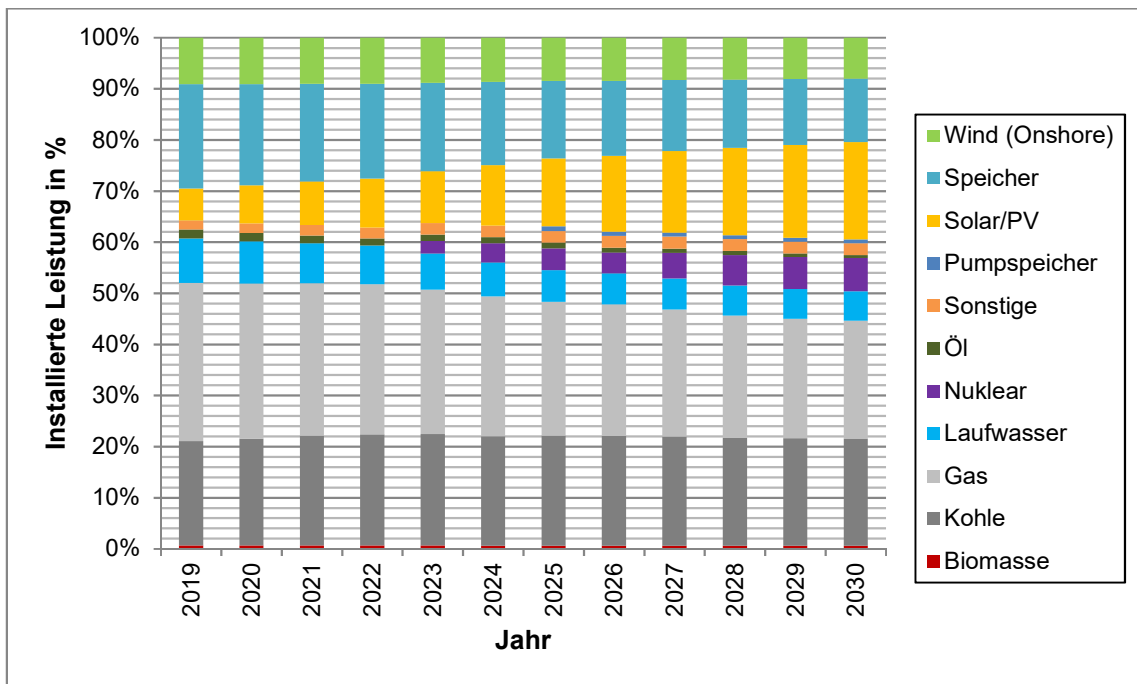


Abbildung 49: Entwicklung der installierten Leistung des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) in Prozent

Abbildung 50 und Abbildung 51 zeigen die jährliche Änderung der installierten Leistung von 2019 bis 2030 in MW. Der Zubau von mehr Kohle- als Gaskraftwerken ist ein Lösungsansatz, um gegen die hohen Erdgasimporte vor zu gehen, was jedoch nicht förderlich für die Erreichung der Klimaziele ist. Das gewünschte Ziel von 2019 mit einer Windkapazität von 10 GW, ermöglichte den großen Windzubau von 3 GW [54]. Ein vergleichbar großer Zubau wurde auch bei den Wasserkraftwerken mit Szenario-kraftwerken bewerkstelligt. Von 2023 bis 2030 ist, in beiden Abbildungen, das aktivieren der Kernkraftwerke und ihrer einzelnen Blöcke, sowie der Abbau von Ölkraftwerken ersichtlich. In Abbildung 50 wird durch das im Jahr 2020 geplante Solargroßprojekt von 1 GW der lineare Zuwachs im Jahr 2021 und 2022 unterbrochen.

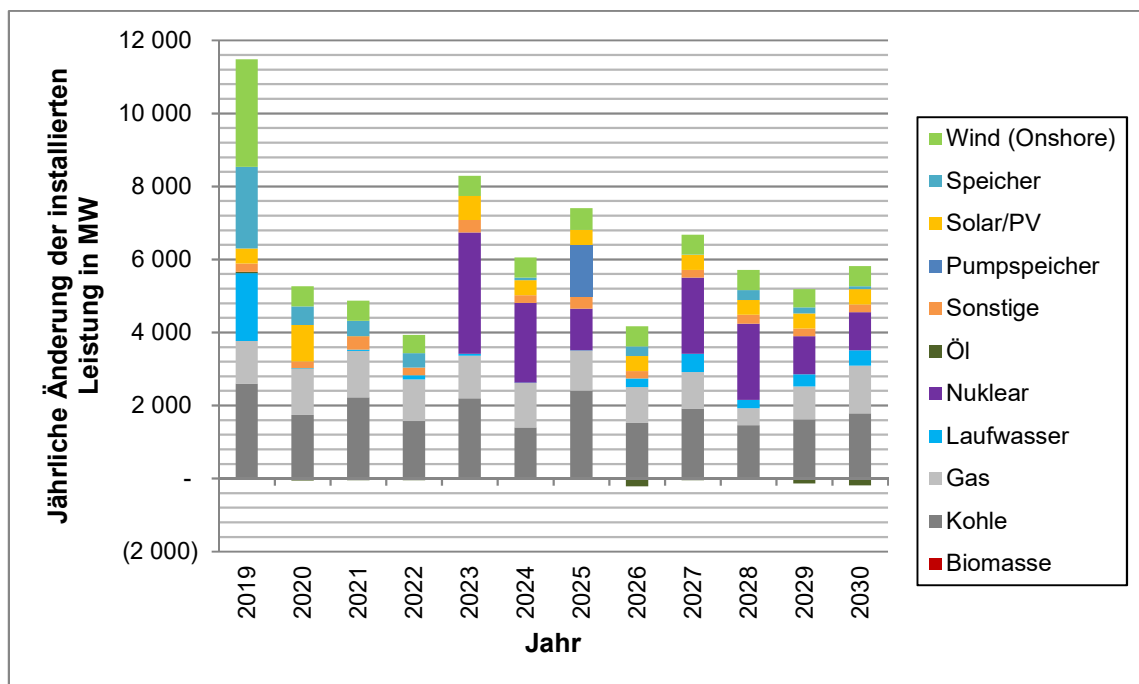


Abbildung 50: jährliche Änderung der installierten Leistung des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) in MW

## 4 Methodik und Szenarien

In Abbildung 51 lässt sich der enorme Leistungszuwachs verglichen mit Abbildung 50 auf die großen Solarziele des zweiten Szenarios zurückführen. Um die 14 GW bis 2023 erreichen zu können, ist ein Zubau von ungefähr 1,8 GW pro Jahr geplant. Von 2024 bis 2030 steigt dieser Zubau von 1,8 auf 3,4 GW pro Jahr, um die 38 GW zu realisieren.

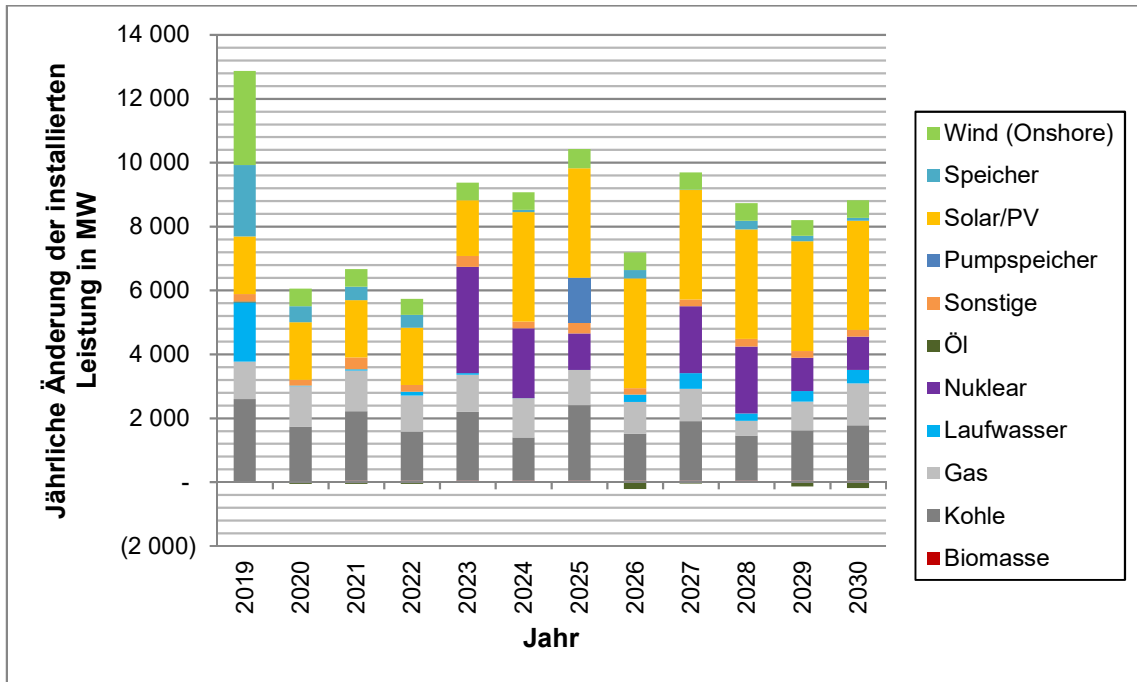


Abbildung 51: jährliche Änderung der installierten Leistung des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) in MW

### 4.3.3 Verbrauchsentwicklung von 2019 bis 2030

Der Verbrauchszuwachs der Türkei von 2019 bis 2030 in GWh wird in Abbildung 52 dargestellt. Die Daten des Verbrauchszuwachses bis 2016 stammen von der IEA. Für den weiteren Verlauf wurde von 2017 bis 2030 ein Wert von 2% angenommen, was die konstante Steigung von 2019 bis 2030 erklärt. In Kapitel 3.2.1 wurde aufgezeigt, dass die Türkei 295,5 TWh im Jahr 2017 produzierte. Dies stimmt mit dem Verlauf aus Abbildung 52 nicht überein. Für die erste Simulation wird der „Final Consumption“ (ohne Verluste und Eigenverbrauch der Anlagen) der IEA angenommen. Der Final Consumption betrug im Jahr 2017 233 TWh.

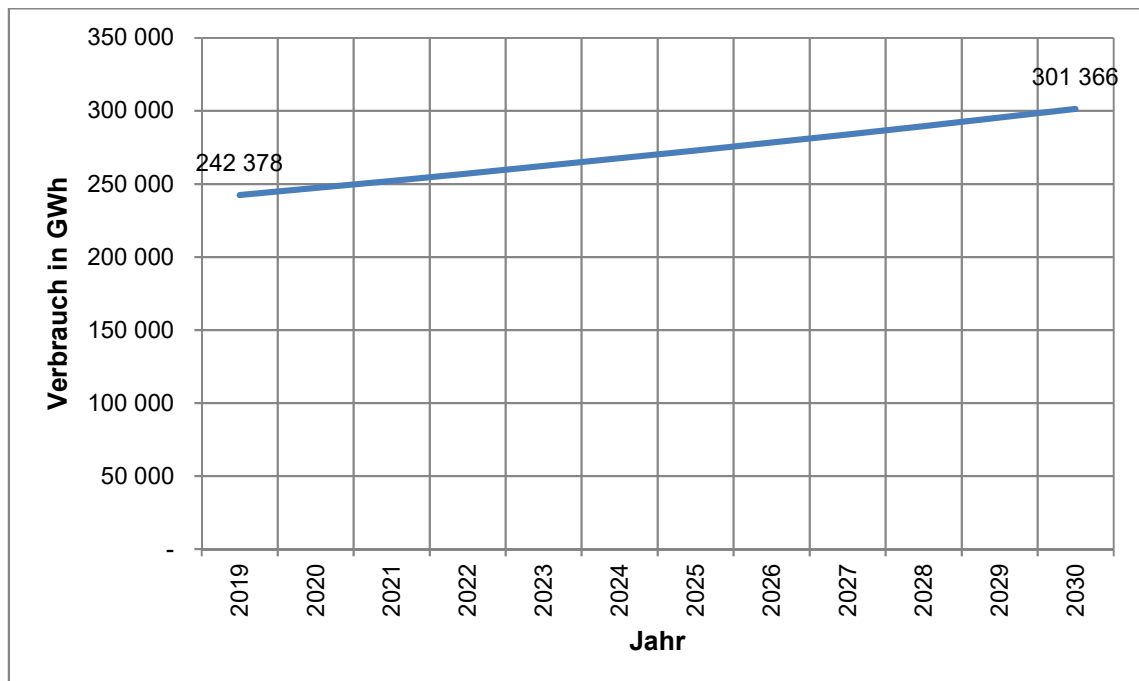


Abbildung 52: Verbrauchszuwachs der Türkei von 2019 bis 2030 in GWh

### 4.3.4 Leitungsnetz von 2030

Das Leitungsnetz der Türkei im Jahr 2030 mit dazugehöriger Legende wird in Abbildung 53 dargestellt. Auf der Karte sind alle implementierten Kraftwerke, Leitungen und Knoten bis 2030 ersichtlich. Die Knoten mit einer Verbrauchsgewichtung wurden ab 2019 mit Szenariokraftwerken aus Solaranlagen überlagert. Orangefarbige Knoten bedeuten eine Überlagerung von roten (400kV-Knoten) und gelben (Solar/PV) Kreisen. Die Größe der installierten Leistung je Knoten wurde durch prozentuelle Anteile der Verbrauchsgewichtung je Knoten zugewiesen. Es lässt sich außerdem aus Abbildung 53 ableiten, dass im Westen hauptsächlich Wind- und Geothermiekraftwerke und Richtung Osten hauptsächlich Wasserkraftwerke gebaut werden.

## 4 Methodik und Szenarien

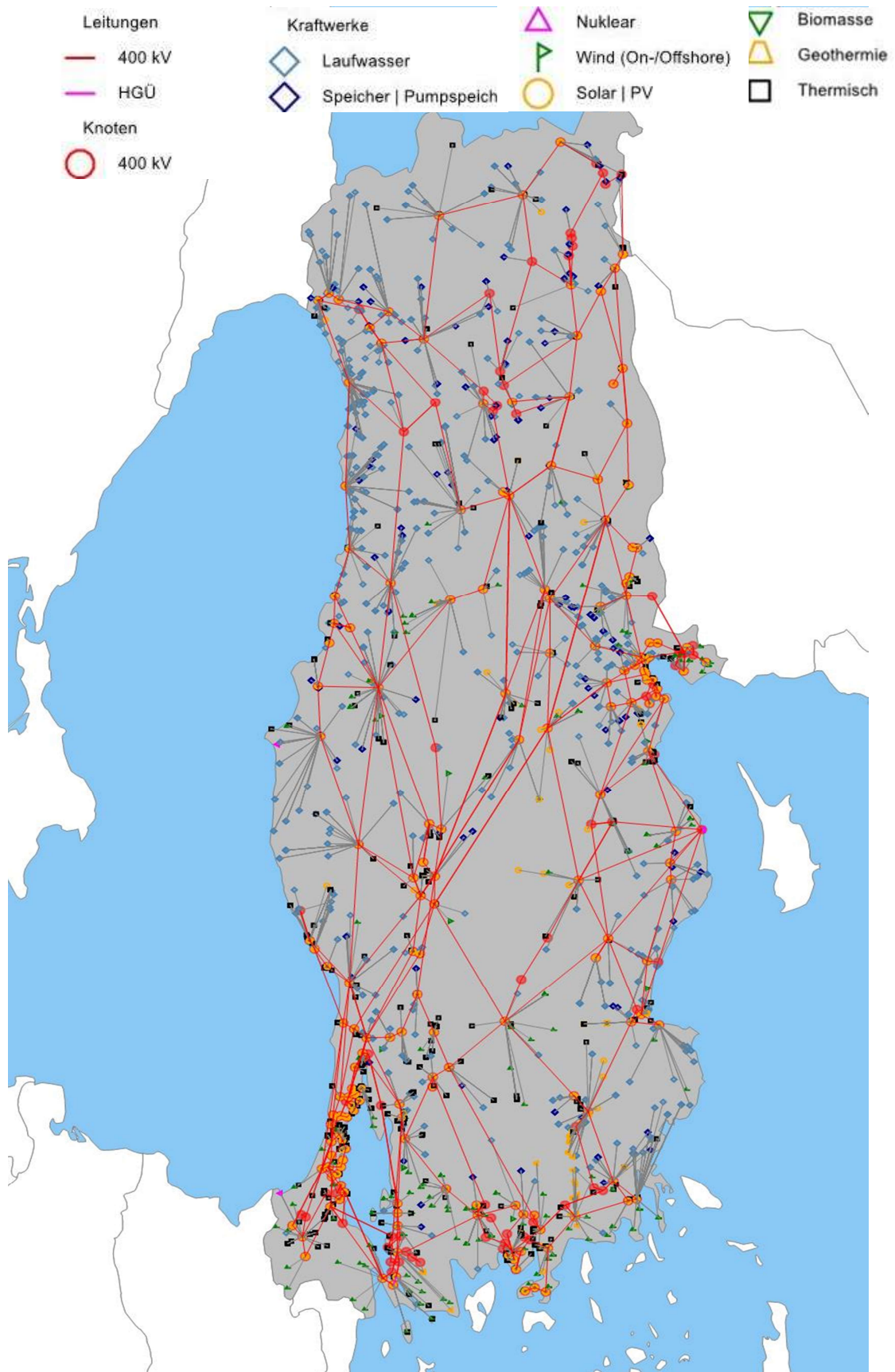


Abbildung 53: Leitungsnetz der Türkei im Jahr 2030 mit Legende

### 4.4 Simulationsergebnisse und Analyse

Es werden die Ergebnisse der Entwicklung, die jährliche Änderung der produzierten Energie, das Anlagenalter aus Sicht des Jahres 2030, die Lastflussbilder sowie die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den zwei unterschiedlichen Szenarien betrachtet und analysiert.

#### 4.4.1 Entwicklung der produzierten Energie von 2019 bis 2030

In Abbildung 54 und Abbildung 55 wird die Entwicklungen der produzierten Energie von 2019 bis 2030 in GWh der zwei unterschiedlichen Szenarien aufgezeigt. Bei beiden Abbildungen liegt die gesamte produzierte Energie im Jahr 2030 bei 301,4 TWh und steigt kontinuierlich um 2%, wie bereits im Kapitel 4.3.3 beschrieben. Ölkraftwerke werden nur in geringem Ausmaß zur Stromerzeugung genutzt, weshalb diese auf den Abbildungen kaum ersichtlich sind. Unter Sonstiges sind verschiedene Kraftwerkstypen zusammengefasst. Die Geothermie stellt den Großteil der sonstigen Anlagen dar (im Jahr 2030 mit 4 GW installierter Leistung). Diese weist in Abbildung 54 mit 31 TWh im Jahr 2030 mehr als das doppelte an produzierter Energie auf, verglichen mit Solar/PV mit 15 TWh und 10 GW installierter Leistung. Da die EE und die Nuklearenergie an Kapazitäten zunehmen, kann daraus umso mehr Energie erzeugt werden. Dadurch wird der Einsatz der thermischen Kraftwerke bis 2030 verringert. Den größten Anteil weisen in Abbildung 54 die Kernkraftwerke auf, welche einen enormen Anstieg von 2023 bis 2030 zeigen. Die Grundidee der Türkei ist es, mehr Kohlekraftwerke für die Stromerzeugung zu nutzen, um die Erdgasimporte zu reduzieren. ATLANTIS hat jedoch mittels den eingestellten Rohstoffpreisen hauptsächlich Gas- anstatt Kohlekraftwerke herangezogen.



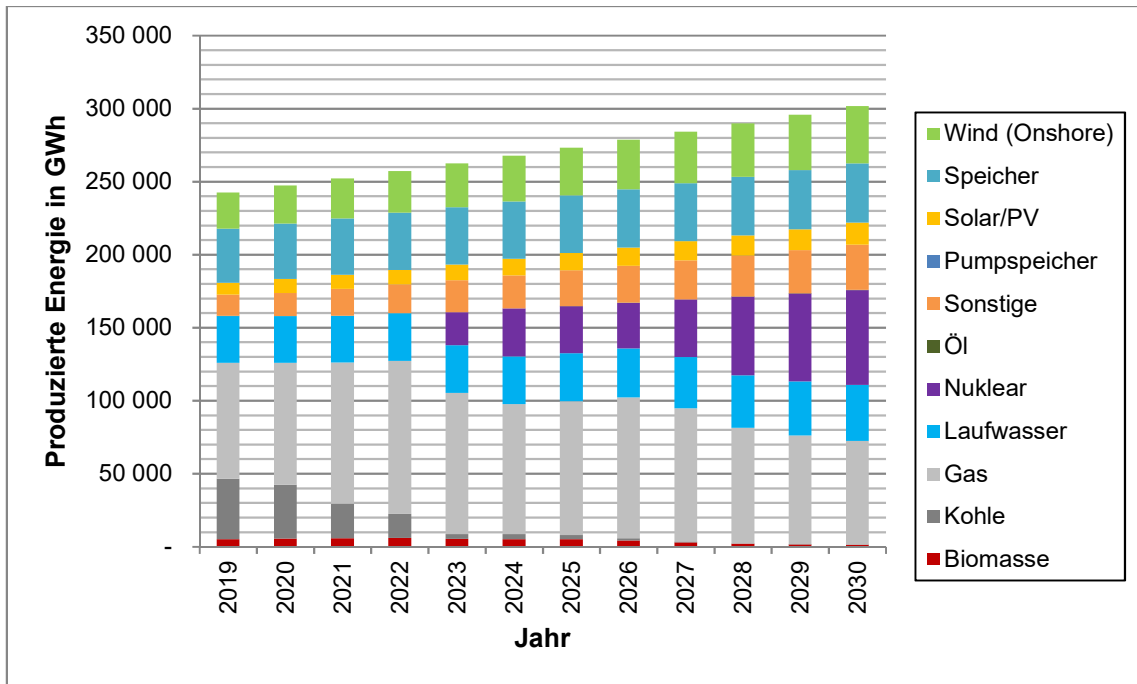


Abbildung 54: Entwicklung der produzierten Energie des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) in GWh

In Abbildung 55 wird, im Vergleich zum ersten Szenario, die Nutzung der thermischen Kraftwerke durch den knapp vierfachen Anstieg der produzierten Energie von Solar/PV, noch weiter verringert. Dieser enorme Anstieg senkt auch etwas die Nutzung der Nuklearenergie und verursacht einen Produktionsstopp mit Biomasse ab 2027.

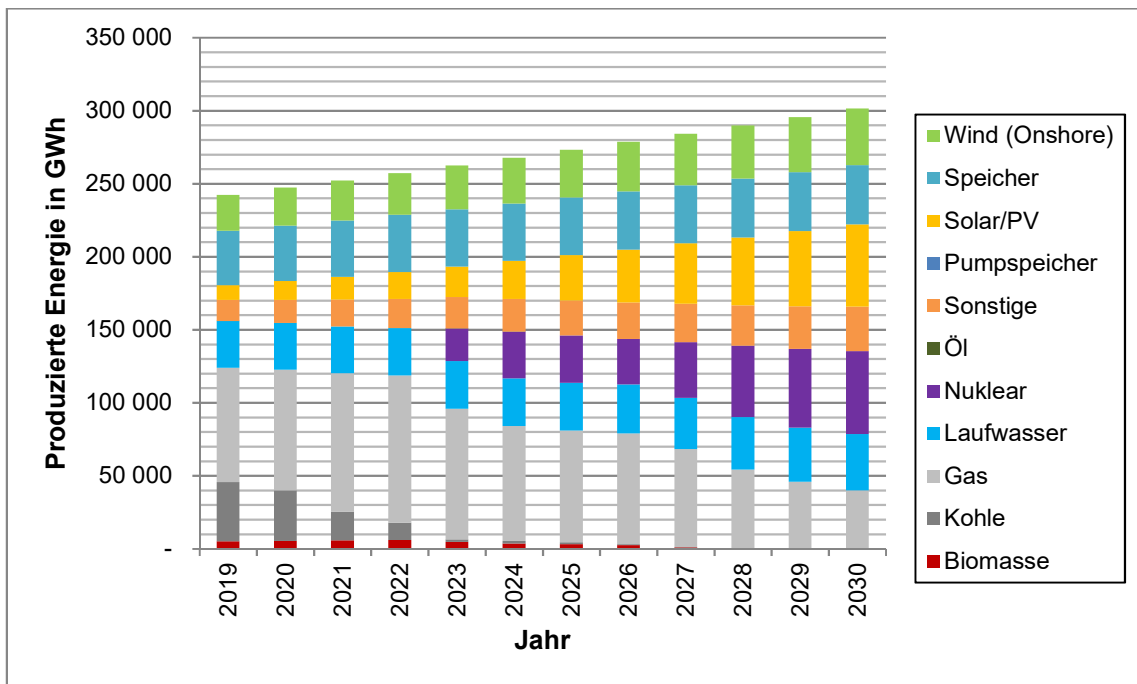


Abbildung 55: Entwicklung der produzierten Energie des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) in GWh

## 4 Methodik und Szenarien

Die Abbildung 56 und Abbildung 57 zeigen die Entwicklungen der produzierten Energie von 2019 bis 2030 in Prozent der zwei verschiedenen Szenarien. Im Jahr 2019 wird ungefähr die Hälfte aus thermischen Kraftwerken bzw. aus regenerativen Energien erzeugt. Der prozentuelle Anteil aller EE bleibt in den Jahren von 2019 bis 2030, mit Ausnahme einiger Schwankungen in Abbildung 56, beinahe konstant. Dies würde bedeuten, dass die thermischen Kraftwerke weiterhin die Hälfte der Energie produzieren, was durch den Bau der Kernkraftwerke bis 2030 auf weniger als 25% verringert wird. Nur ein Viertel der produzierten Energie aus thermischen Kraftwerken stellt ein gewünschtes Ergebnis für die Klimaziele dar. Die Kernkraftwerke nehmen vom ersten Inbetriebnahmejahr 2023 ungefähr 8%, bis 2030 in etwa 20% der produzierten Energie ein. Kohlekraftwerke werden Jahr für Jahr weniger genutzt und nähern sich dem Nullpunkt.

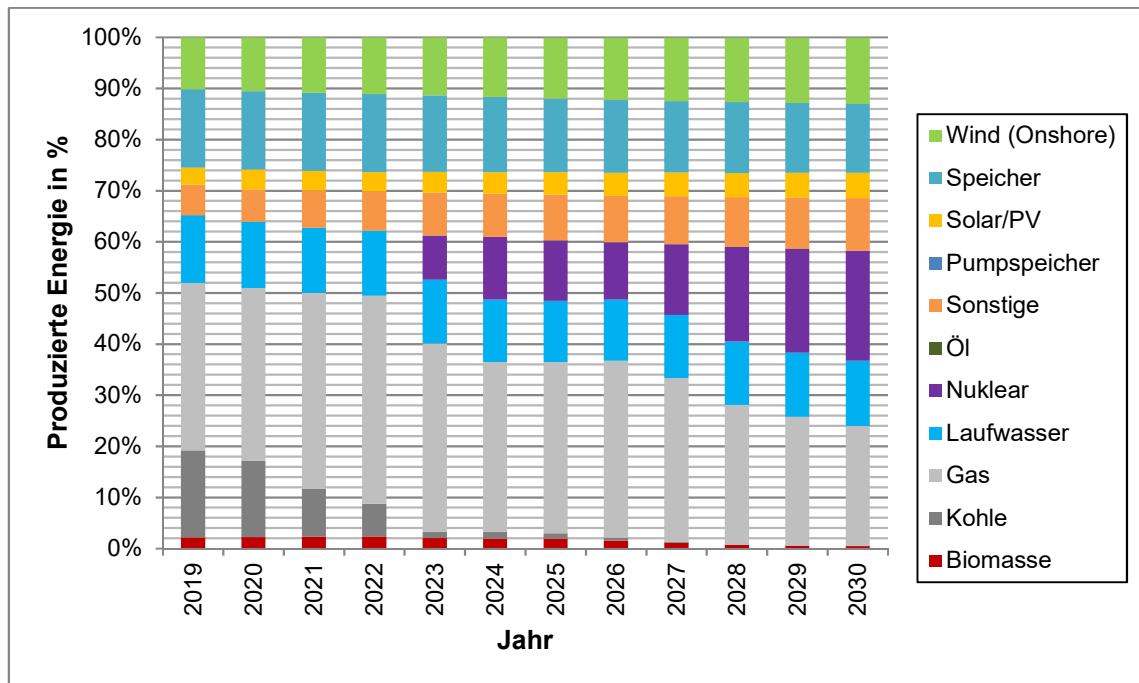


Abbildung 56: Entwicklung der produzierten Energie des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) in Prozent

## 4 Methodik und Szenarien

Der gewaltige Anstieg der EE durch Solar/PV, siehe Abbildung 57, verringert den Gebrauch von thermischen Kraftwerken im Jahr 2019 bis 2030 noch stärker als in Abbildung 56. Dadurch decken die thermischen Kraftwerke nur mehr ca. 13% der produzierten Energie ab.

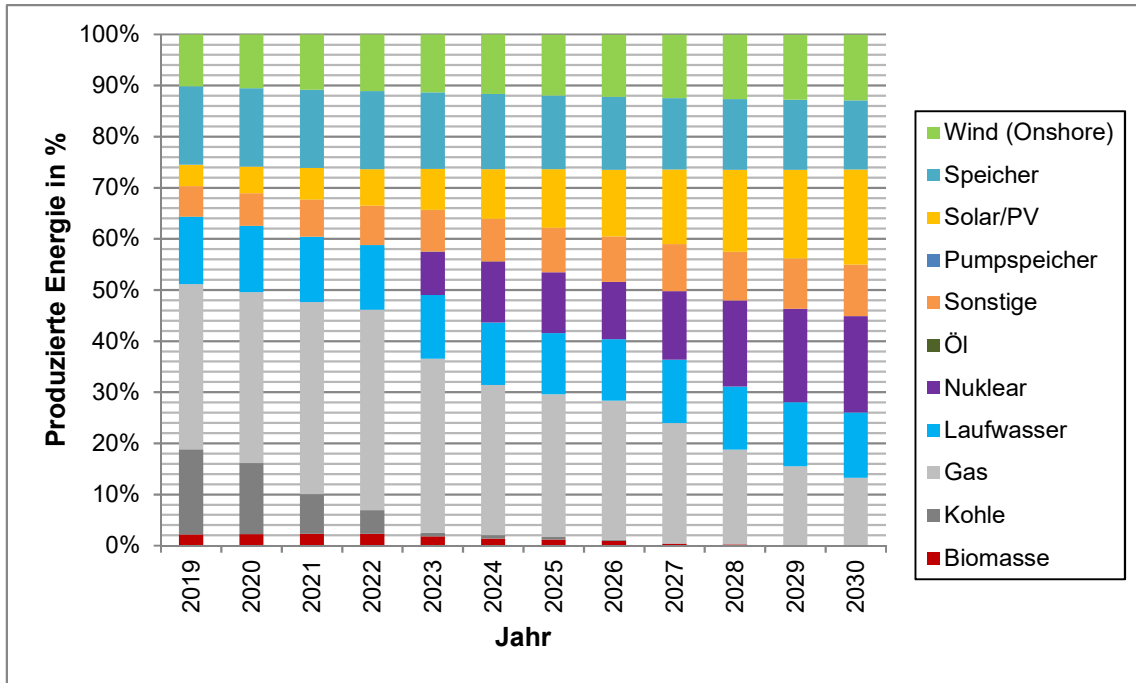


Abbildung 57: Entwicklung der produzierten Energie des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) in Prozent

## 4 Methodik und Szenarien

Die jährliche Änderung der produzierten Energie von 2019 bis 2030 in GWh für die zwei unterschiedliche Szenarien, lassen sich in Abbildung 58 und Abbildung 59 ablesen. Im Jahr 2019 wurde in etwa 15 TWh weniger Energie durch Kohle und Gaskraftwerke erzeugt, als im Jahr zuvor. Jene 15 TWh zuzüglich des zweiprozentigen Verbrauchsanstieges vom Vorjahr, wurden durch EE ersetzt. Diese hohe Übernahme der thermischen Kraftwerke durch EE wurde durch die Zunahme ihrer installierten Kapazitäten, erklärt in Kapitel 4.3.2, ermöglicht. Im Jahr 2020 bis 2022 ist ersichtlich, dass die Kohlekraftwerke in der Produktion von Strom durch Gaskraftwerke ersetzt werden. Der jährliche Verbrauchsanstieg wird hauptsächlich durch die EE gedeckt. Die Inbetriebnahme des Kernkraftwerks 2023 verringert die Produktion von Kohle- und Gaskraftwerken, sowie einen kleinen Teil der Biomasse. Die nächsten Jahre bis 2030 werden, wie soeben beschrieben, einen ähnlichen Verlauf nehmen, mit Ausnahme der Jahre 2025 und 2026, in welchen sich kurzzeitig die Produktion der Gaskraftwerke erhöht, um die Produktion der Kohlekraftwerke, sowie den Verbrauchszuwachs zu kompensieren.

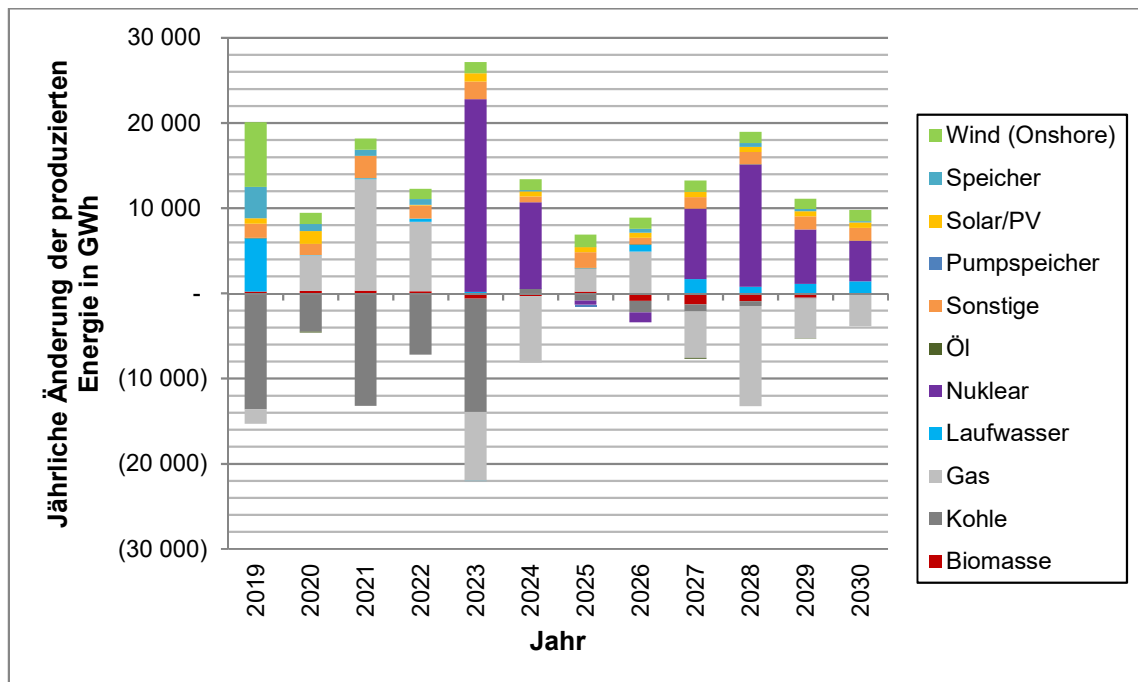


Abbildung 58: jährliche Änderung der produzierten Energie des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) in GWh

Da laut Abbildung 59 jährlich eine größere Menge an regenerativen Energien durch Solar/PV zu verzeichnen ist, kann verglichen mit Abbildung 58, die Erzeugung durch thermische Kraftwerke verringert werden. Im Jahr 2021 und 2022 werden darüber hinaus noch weniger Gaskraftwerke zur Produktionskompensation der Kohlekraftwerke verwendet. Im Jahr 2025 und 2026 ergibt sich durch die größere Menge an EE keine kurzzeitige Produktionserhöhung der Gaskraftwerke (siehe Abbildung 58), im Gegensatz dazu ist in Abbildung 59 eine Senkung ersichtlich.

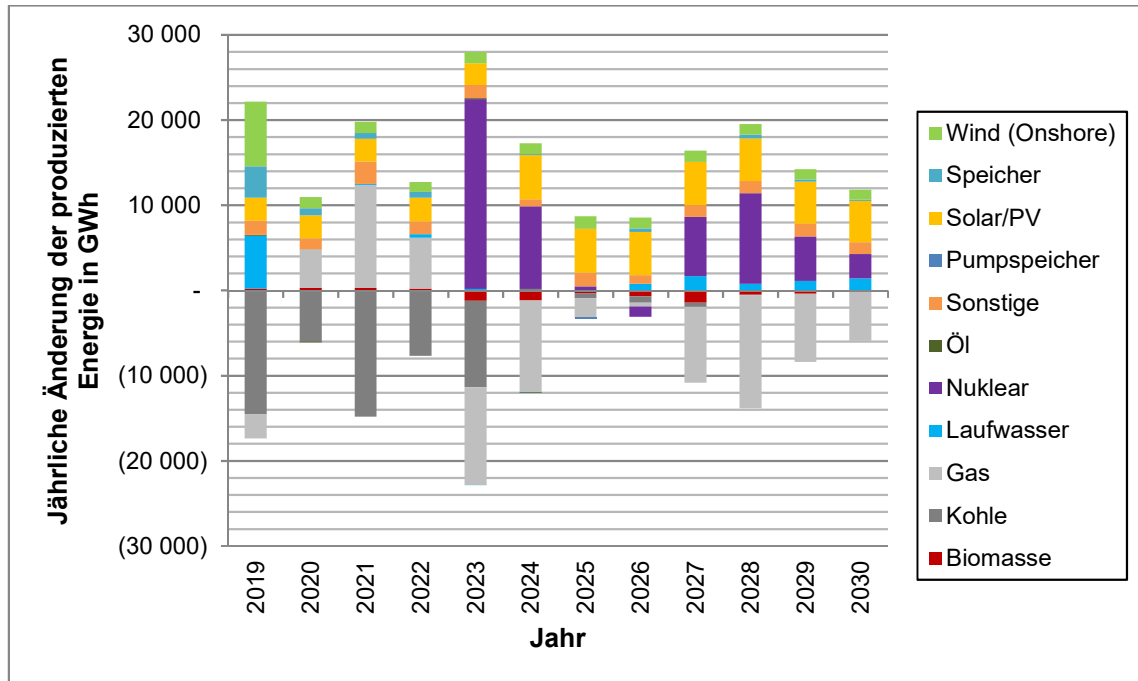


Abbildung 59: jährliche Änderung der produzierten Energie des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) in GWh

### 4.4.2 Anlagentalter aus der Sicht vom Jahr 2030

Wie bereits in Kapitel 4.2.3 wird auch in diesem Abschnitt, in Abbildung 60 und Abbildung 61, das Anlagentalter im Jahr 2030, nach Anzahl der Kraftwerke, in den zwei unterschiedlichen Szenarien dargestellt. Beide Abbildungen sind identisch, mit Ausnahme des Anlagentalters im Bereich zwischen 6-10 Jahren. Hier ist die Anzahl der Anlagen in Abbildung 61 größer. Die Ursache dafür ist auf das erste Szenario im Kapitel 4.3.2. in Abbildung 50 zurückzuführen: Aufgrund des Solargroßprojekts 2020 von 1 GW wurden im Jahr 2021 und 2022 keine Anlagen gebaut. Der größte Zuwachs von Anlagen befindet sich im Bereich Solar/PV und Laufwasser.

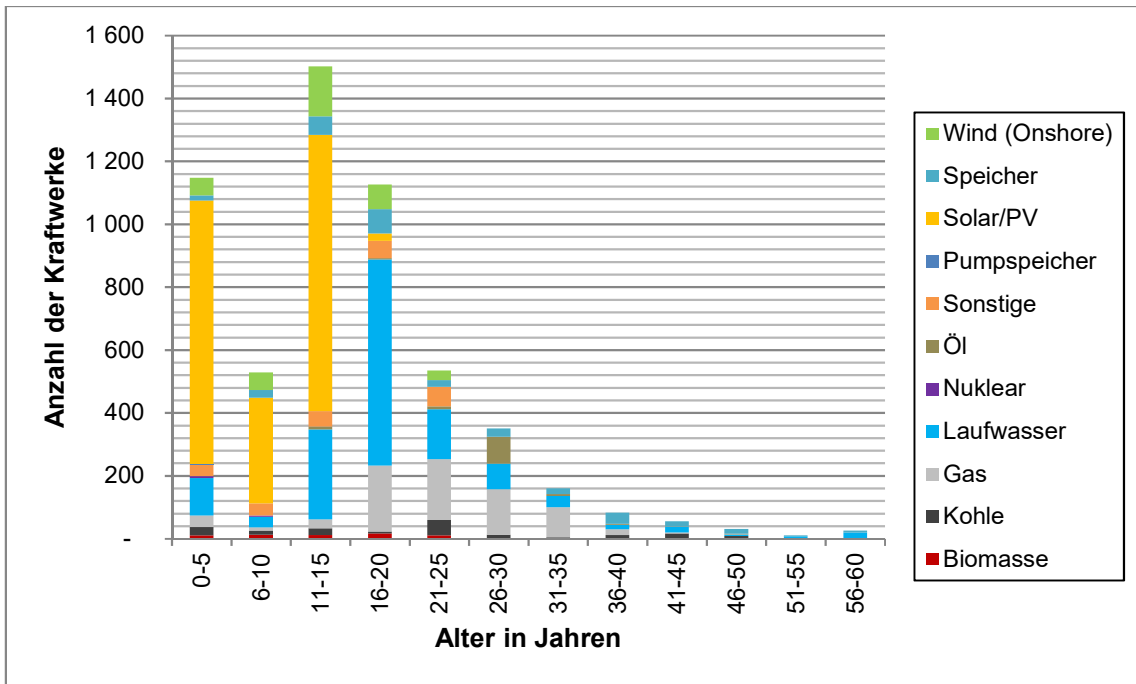


Abbildung 60: Anlagenalter des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) von 2030 in Anzahl der Kraftwerke

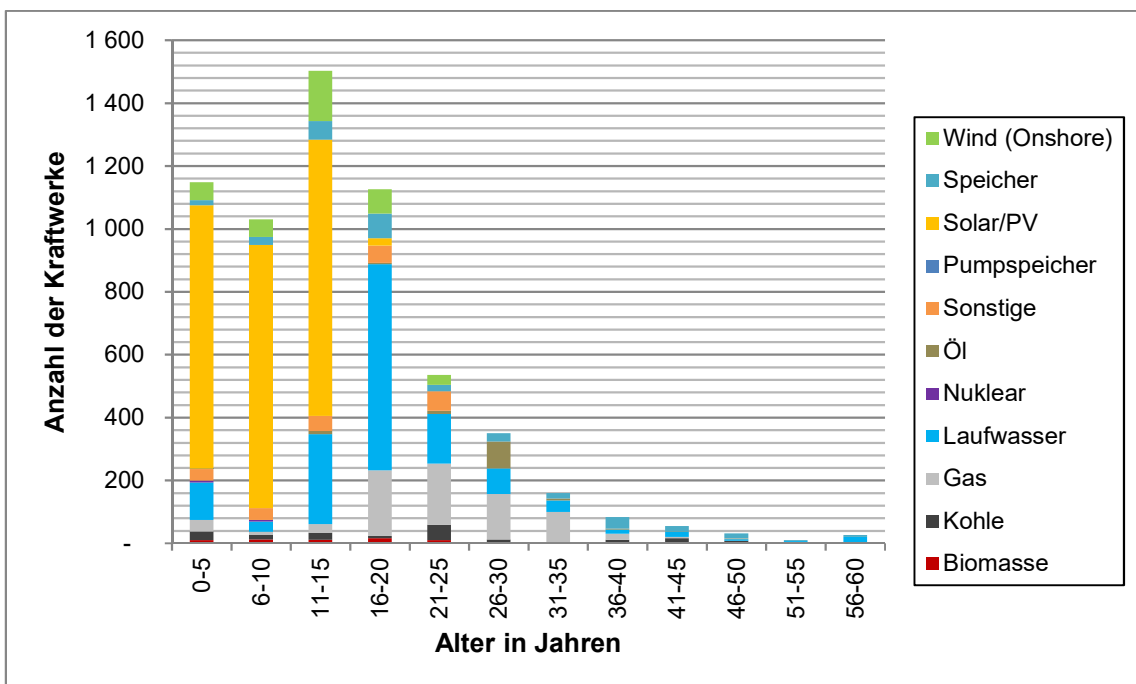


Abbildung 61: Anlagenalter des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) von 2030 in Anzahl der Kraftwerke

#### 4 Methodik und Szenarien

In Abbildung 62 und Abbildung 63 wird das Anlagenalter in MW im Jahr 2030 der zwei unterschiedlichen Szenarien dargestellt. Es lässt sich ableiten, dass die Solar/PV und Laufwasser mehr Anlagen aufbauen, diese jedoch eine geringere Kapazität aufweisen, wie beispielsweise Kohle-, Gaskraftwerke, Kern- oder Speicherkraftwerke. Etliche Kohle- und Wasserkraftwerke sind bezogen auf die Nutzungsdauer im fortgeschrittenen Alter. Das Erreichen der technischen Nutzungsdauer ist bei Solar/PV und Geothermie derzeit noch kein Problem. Im Gegensatz dazu existieren bezogen auf die Windenergie bereits einige Anlagen, welche sich dem Ende der technischen Nutzungsdauer nähern und ein Refurbishment der Anlage sinnvoll wäre. Ölkraftwerke werden nicht mehr nachgerüstet und sind bereits am Ende der Nutzungsdauer.

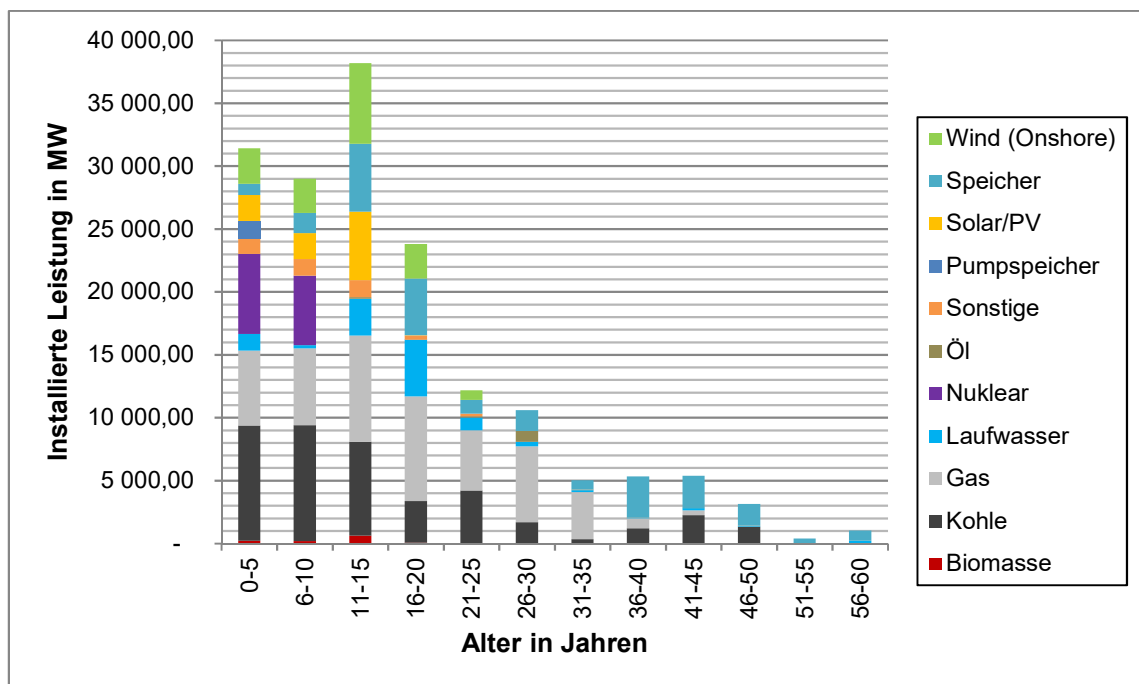


Abbildung 62: Anlagenalter des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) von 2030 in MW

## 4 Methodik und Szenarien

Das zweite Szenario entspricht der Darstellung des ersten Szenarios, mit Ausnahme der höheren Kapazitäten der Solar/PV, aufgrund der Energieziele in Kapitel 4.3.1.

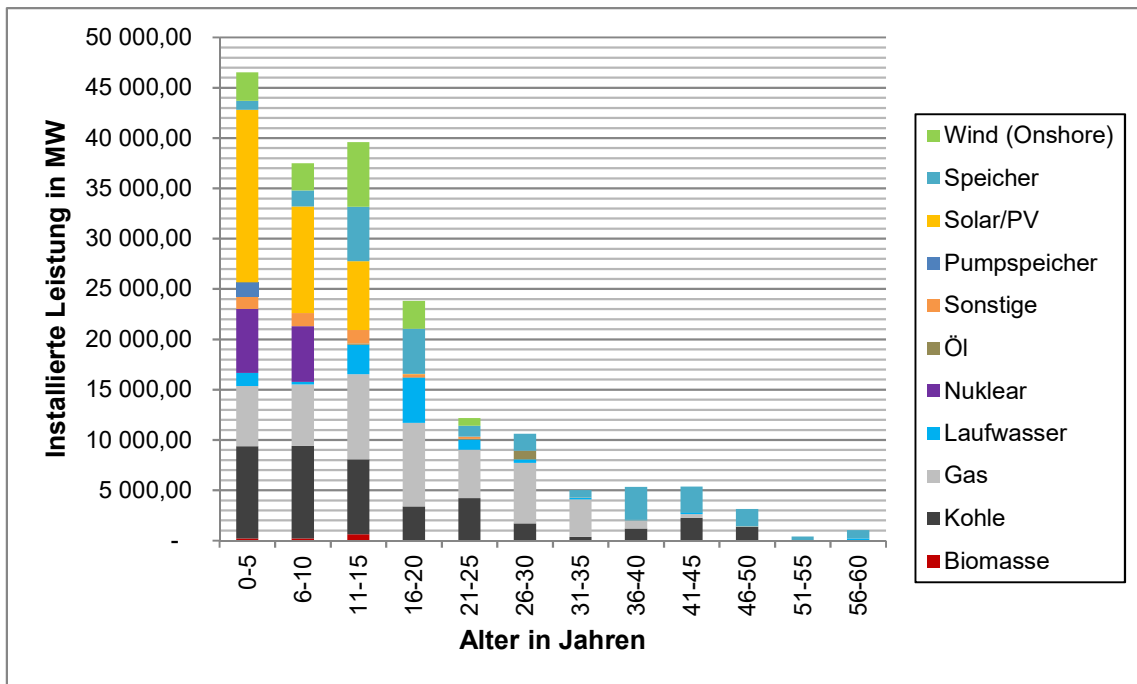


Abbildung 63: Anlagenalter des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) von 2030 in MW



### 4.4.3 Lastflussbilder der Jahre 2018 und 2030

In Abbildung 64, Abbildung 65 und Abbildung 66 sind die Lastflussbilder zur Jahreshöchstlast im August 2018 und 2030 dargestellt. Gebiete, welche genauer beschrieben werden, sind mit schwarzen Formen umrahmt und mit einem Buchstaben gekennzeichnet.

Im Bereich A der Abbildung 64 ist ein Lastfluss mit Maximal-Auslastung erkennbar. Der Lastfluss bewegt sich von Gelibolu Südwest nach Nordost in Richtung Istanbul. Bereich B zeigt auch einen Lastfluss, von Osten nach Westen in Richtung Ankara, welcher sich an den thermischen Grenzen bewegt. Im östlichen Teil der Türkei ist ein weniger stark vernetztes Gebiet und eine weniger große Bevölkerung, im Vergleich zum Westen, verfügbar. Aus diesem Grund ist im Bereich C nur eine Leitung mit einer stärkeren Belastung zu sehen, welche den Norden mit dem südlicheren Netz verbindet.

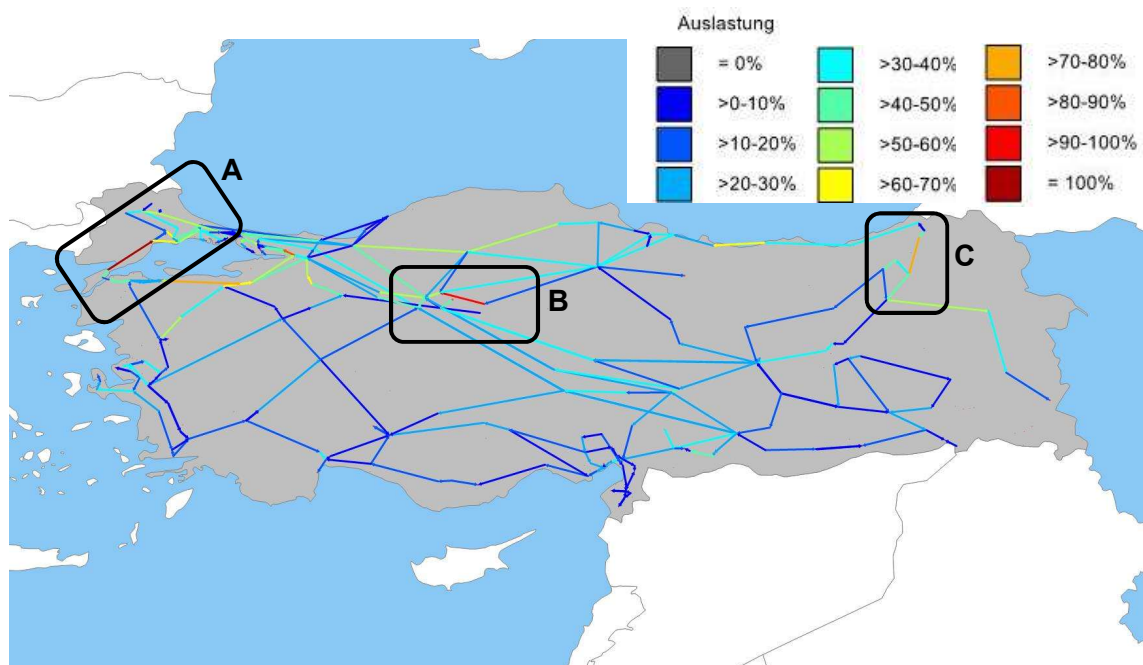


Abbildung 64: Lastflussbild zur Jahreshöchstlast im August 2018

Zum Vergleich zu Abbildung 64 wurde in Abbildung 65 das 400-kV-Netz um einige Knoten und Leitungen erweitert. Durch den Bau von zwei neuen Leitungen wurde im Bereich A von Gelibolu Richtung Istanbul die maximale Auslastung des Lastflusses verbessert. Der Lastfluss im Bereich B, von Osten in Richtung Ankara, wurde ebenso durch neue Leitungen und Knoten optimiert. Im Osten, Bereich C, wurden die Leitungen, welche den Norden mit dem südlichen Netz verbindet, um eine weitere Leitung erweitert. Das Netz wurde im Norden bis zur Mitte der Türkei um etliche Leitungen und Knoten ausgedehnt.

Ein Kernkraftwerk wurde im Bereich D mit einem größeren Leitungsnetz aufgebaut. Diese große Anzahl von Leitungen ermöglicht einen Lastfluss im normalen Belas-

## 4 Methodik und Szenarien

tungsbereich. Der Ring mit zahlreichen Vernetzungen im Bereich E wurde geschlossen. Dies ist hier von Vorteil, da viele Wasserkraftwerke vorhanden sind.

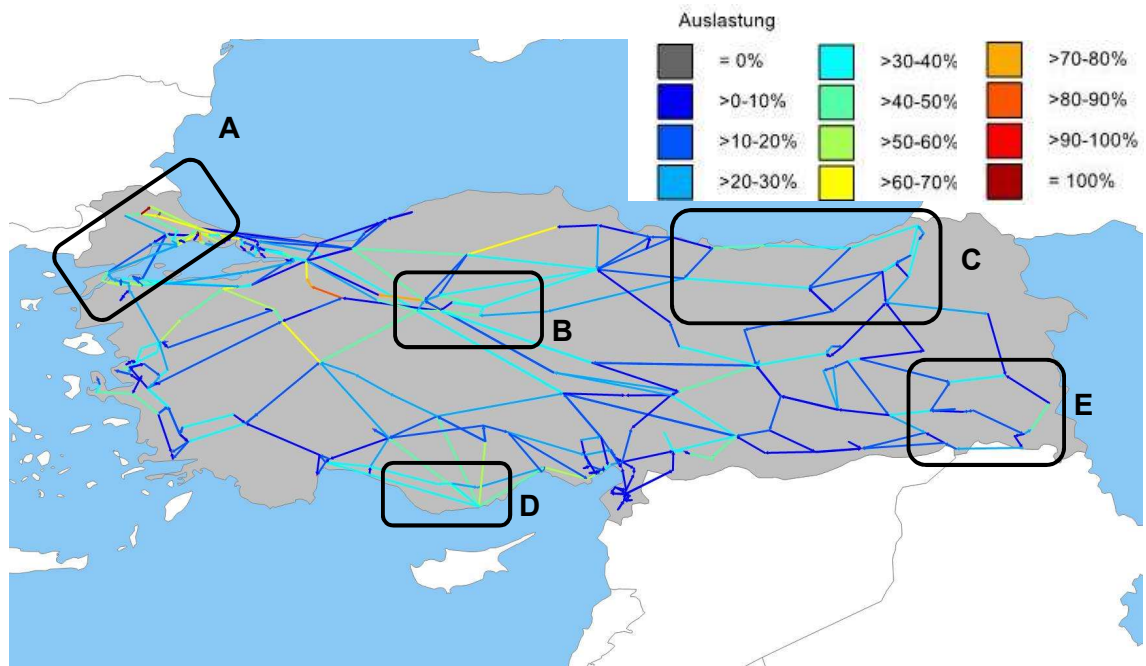


Abbildung 65: Lastflussbild des ersten Szenario zur Jahreshöchstlast im August 2030

Abbildung 65 unterscheidet sich zu Abbildung 66 nur durch die höhere Einspeisung der Solarenergie und somit ergibt sich dadurch ein leicht abgeänderter Lastfluss.

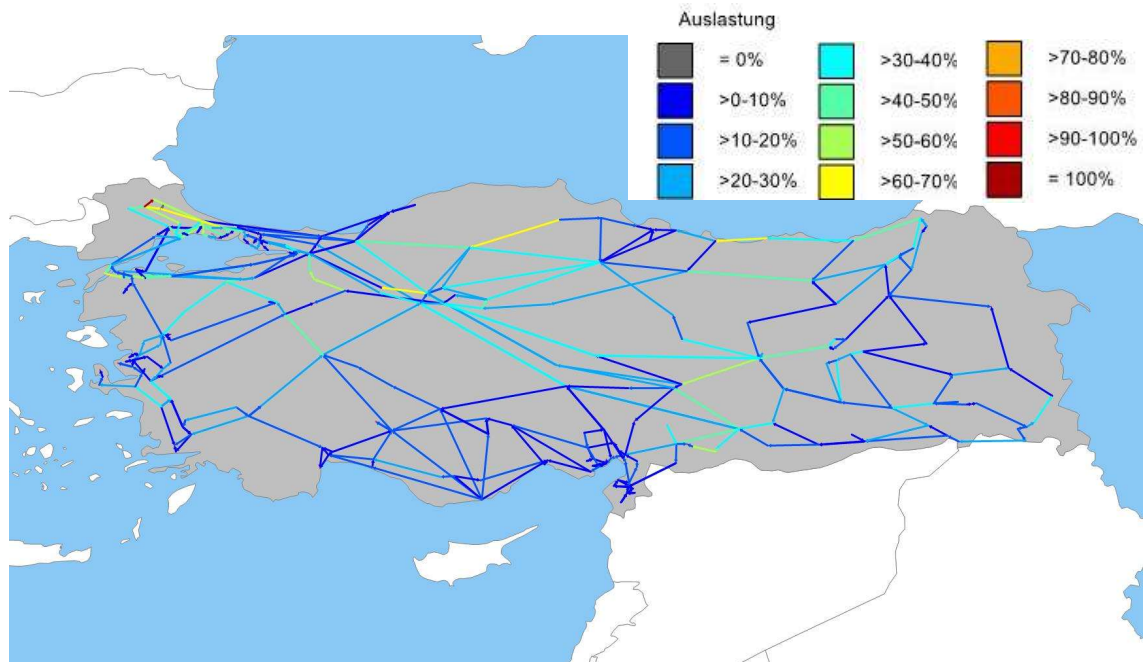


Abbildung 66: Lastflussbild des zweiten Szenario zur Jahreshöchstlast im August 2030

### 4.4.4 Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 2018 bis 2030

Im abschließenden Kapitel werden in Abbildung 67 und Abbildung 68 die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 2018 bis 2030 in Kilotonnen (kt) dargestellt. Die beiden Abbildungen zeigen einen gewünschten Verlauf der CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Klimaziele. Der Plan der türkischen Regierung vermehrt auf Kohlekraftwerke zu setzen, könnte diese Entwicklung jedoch negativ beeinflussen. Durch die jährliche Senkung der Produktion aus fossilen Brennstoffen, beschrieben in Kapitel 4.4.1, sinken auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen von 2018 bis 2030 auf weniger als ein Drittel. Der konstante Anstieg der regenerativen Energien spiegelt sich in der fallenden Treppenform der Abbildung 67 wider. Im Jahr 2023 zeigt sich eine stärkere Reduktion durch das Aktivieren des ersten Kernkraftwerks.

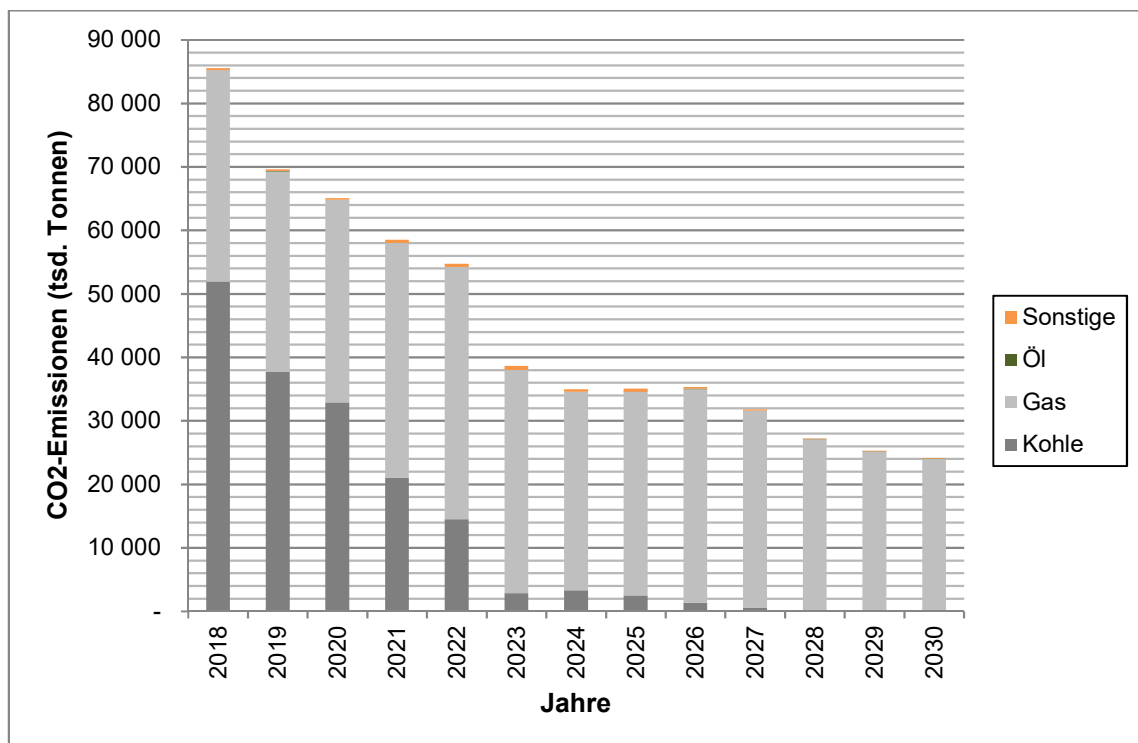


Abbildung 67: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) in kt

#### 4 Methodik und Szenarien

Abbildung 68 weist denselben Verlauf wie Abbildung 67 auf, mit Ausnahme einer stärker fallenden Treppenform aufgrund der höheren Solarenergie. In diesem Fall würden die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf weniger als ein Sechstel reduziert werden.

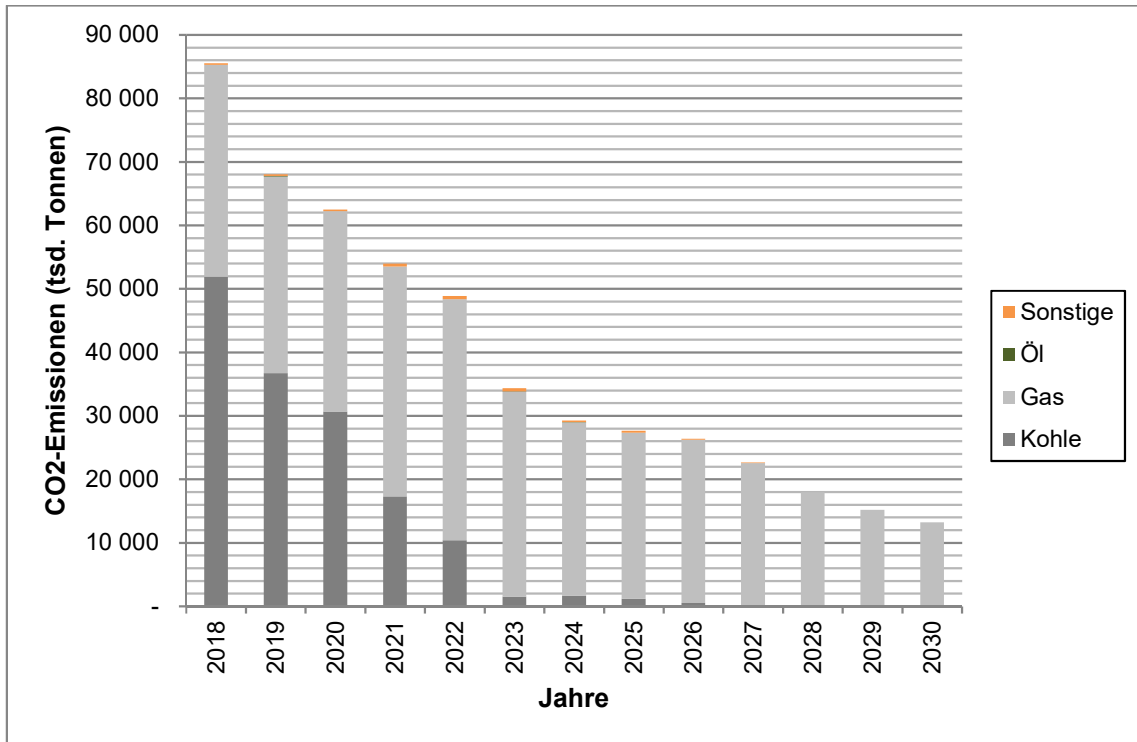


Abbildung 68: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) in kt

# 5 Zusammenfassung

Aus der durchgeführten Simulation unter Berücksichtigung der beiden geplanten Szenarien lässt sich ableiten, dass die zu installierenden Kraftwerksleistungen bis zum Jahr 2030 weitgehend ausreichen werden, um den angenommenen Strombedarf der Türkei zu decken. Im Simulationsmodell wurden jedoch, mangels fehlender Anbindung anderer Länder im Modell, der Import bzw. Export von Energie ausgegrenzt. Der automatische Zubau von Gaskraftwerken konnte nicht verhindert werden. Dies könnte daran liegen, dass nur das 400-kV-Netz im Simulationsprogramm abgebildet wurde, wie bereits in Kapitel 4.2.2 erläutert. Durch das Integrieren des 154-kV-Netzes könnte sich ein besserer Lastfluss ergeben und somit der automatische Zubau gestoppt werden. Würde der Import und Export von Energie an den Landesgrenzen berücksichtigt werden, könnte dies ebenfalls einen Teil des automatischen Zubaus verhindern.

Weiters zeigten die Simulationsergebnisse auf, dass Energie aus regenerativen Quellen sukzessive Energie aus Gas- und Kohlekraftwerken verdrängen und EE in Zukunft im 10 GW Szenario ca. 50% und im 38 GW Szenario 60% der Energie erzeugen werden. Das im Jahr 2025 geplante Pumpspeicherkraftwerk mit 1,4 GW könnte den hohen EE-Anteil zwischenspeichern. Des Weiteren spielen Kernkraftwerke eine wichtige Rolle, um Energie bedarfsgerecht zu erzeugen. Erfreulich in Bezug auf die Klimaziele ist es, dass durch die Reduktion der Energieerzeugung durch thermische Kraftwerke, auch eine Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht wird. Diese Ergebnisse führen dazu, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Bereich Stromerzeugung im ersten Szenario auf weniger als ein Drittel und im zweiten Szenario auf weniger als ein Sechstel reduziert werden. Dabei ist der kontinuierliche Leitungsausbau von Bedeutung, welcher laut ENTSO-E geplant ist, um den Energiefluss der zusätzlich installierten Leistungen zu gewährleisten.

Diese Ergebnisse scheinen auf den ersten Blick sehr gut zu sein, jedoch sind die Einflussfaktoren, welche die Zielerreichung behindern könnten, zu berücksichtigen. Die dargebotsabhängigen Unregelmäßigkeiten durch Dürreperioden, bewölkten Himmel, fehlender Windgeschwindigkeiten und dem möglichen Stopp des Kernkraftwerksprojektes Sinop (siehe Kapitel 3.2.2.2), können sich auf die Zielerreichung auswirken. Die staatlichen Subventionen für Kohle (siehe Kapitel 3.2.3) sollen den hohen Importkosten für Erdgas und deren Abhängigkeit entgegenwirken. Diese staatlichen Subventionen hindern jedoch das Wachstum der EE und würden die hervorragenden Werte der CO<sub>2</sub>-Emissionen, wie in der Simulation dargestellt, negativ beeinflussen. Kohlekraftwerke verfolgen eigentlich das Ziel, in Zukunft die Sicherheit der Energieversorgung zu gewährleisten, anstatt die Entwicklung der Klimaziele negativ zu beeinflussen. Ein weiterer Einflussfaktor in der Simulation ist der Währungsverfall der türkischen Lira, wie in Kapitel 2.2.5 beschrieben. Die zu tilgenden Schulden der Türkei steigen dadurch an, was womöglich wiederum den EE-Ausbau reduziert, da auf günstigere thermische Kraftwerke zurückgegriffen wird, um den Schuldenberg zu bewältigen.

## **5 Zusammenfassung**

---

Diese genannten Aspekte könnten der Zielerreichung im Wege stehen. Es wird sich in Zukunft herausstellen, wo sich die Türkei positionieren möchte. Die Entscheidung ob der Weg in eine nachhaltige und saubere Zukunft eingeschlagen wird, könnte die Türkei dadurch steuern, indem die staatlichen Subventionen für Kohle überdacht werden.

---

## 6 Abkürzungsverzeichnis

%	Prozent
°C	Grad Celsius
b/d	Barrel pro Tag
BAU	Business as Usual
Bio	Billionen
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BOO	Build-Own-Operate
BOT	Build-Own-Transfer
BTC	Baku-Tbilisi-Ceyhan-Pipeline
bzw.	beziehungsweise
cm	Zentimeter
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CO <sub>2</sub> e	Kohlendioxidäquivalent
COP21	21. Konferenz der Vertragsparteien
CSP	Concentrated Solar Power
EE	erneuerbaren Energien
EMRA	Regulierungsbehörde für den Energiemarkt
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPR	European Pressurized Reactor
EU	Europäische Union
EÜAS	Elektrik Uretim AS
F&E	Forschung und Entwicklung
GDEA	Generaldirektion für Energie
Gt	Gigatonnen
GW	Gigawatt
GWe	Gigawatt elektrisch
GWh	Gigawattstunden
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IEA	International Energy Agency
IEE	Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
INDC	Intended Nationally Determined Contribution
Inter RAO UES	Inter RAO Unified Energy System
ISIS	islamische Staat Irak und Syrien
IWF	Internationaler Währungsfonds
kg	Kilogramm
km	Kilometer
km <sup>2</sup>	Quadratkilometer
kt	Kilotonnen
ktoe	Kilo tonne of oil equivalent
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Flüssigerdgas
m	Meter

---

m <sup>3</sup>	Kubikmeter
m <sup>3</sup> /s	Kubikmeter pro Sekunde
MCP	Market Clearing Price
MENR	Ministerium für Energie und natürliche Ressourcen
MEU	Ministerium für Umwelt und Urbanisierung
MHI	Mitsubishi Heavy Industries
Mio.	Millionen
mm	Millimeter
MoD	Ministerium für Entwicklung
Mrd.	Milliarde
Mt.	Megatonnen
MTA	Abteilung für Energie, Rohstoffe und Erforschung
Mtoe	Mega tonne of oil equivalent
MW	Megawatt
MWe	Megawatt elektrisch
MWp	Megawatt Peak
NATO	North Atlantic Treaty Organization
NCCAP	National Climate Change Action Plan
NREAP	National Renewable Energy Action Plan
NTC	Net Transfere Capacities
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OGJ	Oil & Gas Journal
PA	Premierization Administration
PKK	Kurdistan Workers´ Party
PV	Photovoltaik
RE	renewable energies
SNPTC	State Nuclear Power Technology Corporation
t.	Tonnen
TAEK	Turkish Atomic Energy Authority
TANAP	Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline
TEDAS	Turkey Electricity Distribution Company
TEİAŞ	Turkish Electricity Transmission Company
TETAŞ	Tariffs of Electricity Trading and Contracting Corporation
TFC	Total Final Consumption
TOOR	Übertragung der Betriebsrechte
TPES	Total Primary Energy Supply
TRY	Türkische Lira
TWh	Terawattstunde
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UNO	United Nations Organization
USA	United States of America
USD	United States Dollar
v. Chr.	vor Christus
VVER	Water-Water Energetic Reactor
YPK	High Planning Council



---

## 7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: links die religiösen Gruppierungen und rechts die Bevölkerung mit kurdischer Abstammung in der Türkei [4]. .....	2
Abbildung 2: Türkische Republik Nordzypren [4].....	3
Abbildung 3: Einteilung der Türkei in sieben Regionen [5].....	4
Abbildung 4: Karte der Türkei [1].....	5
Abbildung 5: jährlicher Niederschlag in der Türkei [4].....	7
Abbildung 6: Bevölkerungsdichte der Türkei [6].....	8
Abbildung 7: Bruttoinlandsprodukt der Türkei von 2006 bis 2017 in Mrd. USD (Eigene Darstellung nach [7]) .....	9
Abbildung 8: Wirtschaftswachstum der Türkei von 1999 bis 2019 in Prozent [7] .....	10
Abbildung 9: Staatsverschuldung der Türkei von 2009 bis 2020 in Prozent [7].....	11
Abbildung 10: Inflationsrate der Türkei von 2009 bis 2019 in Prozent [7].....	11
Abbildung 11: Verbraucherpreisindex der Türkei von 2014 bis 2019 in Index Points [7] .....	12
Abbildung 12: Exporte und Importe der Türkei nach Kontinente in Prozent, (eigene Darstellung nach [10]) .....	13
Abbildung 13: Energieflussbild der Türkei von 2016 [12] .....	15
Abbildung 14: Sankey-Diagramm des Final Consumption der Türkei von 2016 [12]....	16
Abbildung 15: TPES der Türkei von 1990 bis 2016 in ktoe [14] .....	17
Abbildung 16: Öl- und Gaspipelines der Türkei [18].....	19
Abbildung 17: Erdgasverbrauch von 2007 bis 2017 in Mrd. m <sup>3</sup> (eigene Darstellung nach [20]).....	20
Abbildung 18: türkische Häfen für den über Seeweg transportierte LNG [16] .....	21
Abbildung 19: Kohlevorräte der Türkei [22] .....	22
Abbildung 20: die größte Uranreserve der Türkei [23] .....	23
Abbildung 21: Treibhausgasemissionen mit zwei Szenarien in Mt CO <sub>2</sub> e (eigene Darstellung nach [25]) .....	26
Abbildung 22: Aufteilung der installierten Leistung von 2017 in Prozent (eigene Darstellung nach [27]) .....	29
Abbildung 23: Aufteilung der produzierten Energie von 2017 in Prozent (eigene Darstellung nach [28]) .....	30

---

Abbildung 24: produzierte Energie von 2007 bis 2017 in TWh (eigene Darstellung nach [20]).....	31
Abbildung 25: Standorte der drei geplanten Kernkraftwerke [19].....	32
Abbildung 26: Atatürk Staudamm am Euphrat [32].....	34
Abbildung 27: die kumulierte installierte Leistung der Windkraftwerke in MW (eigene Darstellung nach [34]) .....	36
Abbildung 28: Karte für Windgeschwindigkeiten in der Türkei in m/s [35].....	36
Abbildung 29: SEM der Türkei in kWh/m <sup>2</sup> [36].....	37
Abbildung 30: Das größte Solarkraftwerk der Türkei [39] .....	39
Abbildung 31: Tektonischen Platten der Türkei [41].....	40
Abbildung 32: Karte für die Geothermiekapazität der Türkei [42].....	41
Abbildung 33: die kumulierte installierte Leistung der Geothermie in MW (eigene Darstellung nach [44]) .....	42
Abbildung 34: Geothermie Kraftwerk Kizildere III [45].....	42
Abbildung 35: vollständige Kosten im Zusammenhang mit der Erzeugung von Kohle, Solar/PV und Wind (USD/kWh, 2013) [21] .....	44
Abbildung 36: Darstellung des Simulationsmodell ATLANTIS [50] .....	47
Abbildung 37: Simulationsprozess in ATLANTIS [50] .....	48
Abbildung 38: Schematische Darstellung des Gesamtmarktmodells [52] .....	50
Abbildung 39: Entwicklung der installierten Leistung in MW .....	51
Abbildung 40: Entwicklung der installierten Leistung in Prozent .....	52
Abbildung 41: jährliche Änderung der installierten Leistung in MW.....	53
Abbildung 42: Installierte Leistung von 2018 in MW (eigene Darstellung nach [17]) ....	54
Abbildung 43: installierte Leistung von 2018 in Prozent (eigene Darstellung nach [17]) .....	54
Abbildung 44: Anlagenalter von 2018 in Anzahl der Kraftwerke.....	56
Abbildung 45: Anlagenalter von 2018 in MW .....	56
Abbildung 46: Entwicklung der installierten Leistung des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) in MW .....	58
Abbildung 47: Entwicklung der installierten Leistung des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) in MW .....	59
Abbildung 48: Entwicklung der installierten Leistung des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) in Prozent .....	60

---

---

Abbildung 49: Entwicklung der installierten Leistung des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) in Prozent .....	60
Abbildung 50: jährliche Änderung der installierten Leistung des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) in MW .....	61
Abbildung 51: jährliche Änderung der installierten Leistung des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) in MW .....	62
Abbildung 52: Verbrauchszuwachs der Türkei von 2019 bis 2030 in GWh .....	63
Abbildung 53: Leitungsnetz der Türkei im Jahr 2030 mit Legende.....	64
Abbildung 54: Entwicklung der produzierten Energie des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) in GWh .....	66
Abbildung 55: Entwicklung der produzierten Energie des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) in GWh .....	66
Abbildung 56: Entwicklung der produzierten Energie des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) in Prozent .....	67
Abbildung 57: Entwicklung der produzierten Energie des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) in Prozent .....	68
Abbildung 58: jährliche Änderung der produzierten Energie des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) in GWh .....	69
Abbildung 59: jährliche Änderung der produzierten Energie des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) in GWh .....	70
Abbildung 60: Anlagenalter des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) von 2030 in Anzahl der Kraftwerke .....	71
Abbildung 61: Anlagenalter des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) von 2030 in Anzahl der Kraftwerke .....	71
Abbildung 62: Anlagenalter des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) von 2030 in MW .....	72
Abbildung 63: Anlagenalter des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) von 2030 in MW .....	73
Abbildung 64: Lastflussbild zur Jahreshöchstlast im August 2018.....	74
Abbildung 65: Lastflussbild des ersten Szenario zur Jahreshöchstlast im August 2030 .....	75
Abbildung 66: Lastflussbild des zweiten Szenario zur Jahreshöchstlast im August 2030 .....	75
Abbildung 67: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen des ersten Szenarios (10 GW Solar bis 2030) in kt .....	76
Abbildung 68: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen des zweiten Szenarios (38 GW Solar bis 2030) in kt.....	77

---

---

## 8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Auflistung der geplanten Kernkraftwerke (eigene Darstellung nach [19]) ....	33
Tabelle 2: installierte lizenzierte Leistung der Türkei 2019 (eigene Darstellung nach [38]).....	38
Tabelle 3: Einspeisetarife für erneuerbare Energie (Alle Preise basieren auf USD-Euro-Wechselkursen vom 12.12.2018; eigene Darstellung nach [47]) .....	45
Tabelle 4: technische Nutzungsdauer der verschiedenen Kraftwerkstypen .....	55
Tabelle 5: Energieziele der EE bis 2030 .....	58

---

## 9 Literaturverzeichnis

- [1] CIA, „The world Factbook of Turkey,“ 25 02 2019. [Online]. Available: <https://www.cia.gov/library/publications/resources/the-world-factbook/geos/tu.html>. [Zugriff am 22 03 2019].
- [2] World Population Review, „Turkey Population 2019,“ 18 02 2019. [Online]. Available: <http://worldpopulationreview.com/countries/turkey-population/>. [Zugriff am 26 03 2019].
- [3] WKO, „Wirtschaftsprofil Türkei,“ 02 2018. [Online]. Available: <http://wko.at/statistik/eu/wp-tuerkei.pdf>. [Zugriff am 12 03 2019].
- [4] Fanack, „Geographie und Klima,“ 13 04 2017. [Online]. Available: <https://fanack.com/turkey/geography/>. [Zugriff am 11 03 2019].
- [5] AllAboutTurkey, „Infos,“ [Online]. Available: <http://www.allaboutturkey.com/de/regions.htm>. [Zugriff am 11 03 2019].
- [6] Britannica, „Geographie, Klima, Bevölkerung usw.,“ 17 03 2019. [Online]. Available: <https://www.britannica.com/place/Turkey>. [Zugriff am 22 03 2019].
- [7] Trading Economics, „Turkey - Economic Indicators,“ 2019. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/turkey/indicators>. [Zugriff am 02 04 2019].
- [8] The Global Economy, „Turkey: GDP share of agriculture,“ 2019. [Online]. Available: [https://www.theglobaleconomy.com/Turkey/wind\\_electricity\\_generation/](https://www.theglobaleconomy.com/Turkey/wind_electricity_generation/). [Zugriff am 02 04 2019].
- [9] Indxmundi, „Turkey GDP - composition by sector,“ 20 01 2018. [Online]. Available: [https://www.indexmundi.com/turkey/gdp\\_composition\\_by\\_sector.html](https://www.indexmundi.com/turkey/gdp_composition_by_sector.html). [Zugriff am 02 04 2019].
- [10] OEC, „OEC - Turkey,“ 2019. [Online]. Available: <https://atlas.media.mit.edu/en/profile/country/tur/#Exports>. [Zugriff am 03 04 2019].
- [11] Frankfurt Allgemeine, „Währungsverfall,“ 10 08 2018. [Online]. Available: <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/tuerkei-die-komplexe-wirtschaftliche-lage-im-ueberblick-15731552.html>. [Zugriff am 16 05 2019].

- 
- [12] IEA, „Turkey - Sankey Diagram,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/Sankey/#?c=Turkey&s=Balance>. [Zugriff am 04 04 2019].
- [13] MFA, „TURKEY’S ENERGY PROFILE AND STRATEGY,“ 2019. [Online]. Available: <http://www.mfa.gov.tr/turkeys-energy-strategy.en.mfa>. [Zugriff am 05 04 2019].
- [14] IEA, „Turkey - Statistics data browser,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/statistics/?country=TURKEY&year=2016&category=Energy%20supply&indicator=TPESbySource&mode=chart&dataTable=BALANCES>. [Zugriff am 05 04 2019].
- [15] EIA, „Turkey - Oil, Gas,“ 02 02 2017. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=TUR>. [Zugriff am 08 04 2019].
- [16] TRTWORLD, „Is Turkey becoming an energy hub?,“ 06 11 2017. [Online]. Available: <https://www.trtworld.com/turkey/is-turkey-becoming-an-energy-hub--11912>. [Zugriff am 08 04 2019].
- [17] ENERJİ, „Electricity uvm.,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.enerji.gov.tr/en-US/Pages/Electricity>. [Zugriff am 08 04 2019].
- [18] Middle East Eye, „Oil and gas pipelines in Turkey,“ 30 07 2015. [Online]. Available: <https://www.middleeasteye.net/news/oil-and-gas-pipelines-turkey>. [Zugriff am 09 04 2019].
- [19] World Nuclear Association, „Nuclear Power in Turkey,“ 12 2018. [Online]. Available: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/turkey.aspx>. [Zugriff am 17 04 2019].
- [20] BP, „Statistical Review of World Energy,“ 06 2018. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>. [Zugriff am 12 04 2019].
- [21] IISD, „Subsidies to Coal and Renewable Energy in Turkey,“ 03 2015. [Online]. Available: [https://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/ffsandrens\\_turkey\\_coal\\_eng.pdf](https://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/ffsandrens_turkey_coal_eng.pdf). [Zugriff am 15 04 2019].

- 
- [22] EURACOAL, „Turkey,“ 2015. [Online]. Available: <https://euracoal.eu/info/country-profiles/turkey/>. [Zugriff am 19 04 2019].
- [23] Westwater Resources, „Uranium Resources,“ 04 05 2017. [Online]. Available: [https://www.westwaterresources.net/docs/default-source/presentations/2017-05-04-uranium-resources-mines-and-money-new-york.pdf?sfvrsn=2e3936cf\\_0](https://www.westwaterresources.net/docs/default-source/presentations/2017-05-04-uranium-resources-mines-and-money-new-york.pdf?sfvrsn=2e3936cf_0). [Zugriff am 19 04 2019].
- [24] IEA, „Turkey - 2016 Review,“ 2016. [Online]. Available: <https://euagenda.eu/upload/publications/untitled-53148-ea.pdf>. [Zugriff am 03 04 2019].
- [25] INDC, „Turkey,“ 30 09 2015. [Online]. Available: [https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/Published%20Documents/Turkey/1/The\\_INDC\\_of\\_TURKEY\\_v.15.19.30.pdf](https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/Published%20Documents/Turkey/1/The_INDC_of_TURKEY_v.15.19.30.pdf). [Zugriff am 10 04 2019].
- [26] Rest, „Erneuerbare Energien: Biomasse,“ 2013. [Online]. Available: <https://reset.org/knowledge/erneuerbare-energien-biomasse>. [Zugriff am 12 04 2019].
- [27] Invest, „Turkey,“ 2018. [Online]. Available: <http://www.invest.gov.tr/en-US/infocenter/publications/Documents/ENERGY.INDUSTRY.pdf>. [Zugriff am 12 04 2019].
- [28] EPIAS, „Annual Report 2017,“ 02 03 2018. [Online]. Available: [https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2018/06/EPIAS\\_Annual\\_Report\\_2017.pdf](https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2018/06/EPIAS_Annual_Report_2017.pdf). [Zugriff am 12 04 2019].
- [29] International Hydropower Association, „Turkey,“ 08 2015. [Online]. Available: <https://www.hydropower.org/country-profiles/turkey>. [Zugriff am 19 04 2019].
- [30] AA Energy, „Turkey produces 58.4 billion kWh of hydropower in 2017,“ 16 03 2018. [Online]. Available: <https://www.aa.com.tr/en/energy/hydro/turkey-produces-584-billion-kwh-of-hydropower-in-2017/19250>. [Zugriff am 19 04 2019].
- [31] Water Technology, „Atatürk Dam, Euphrates River, Anatolia,“ [Online]. Available: <https://www.water-technology.net/projects/aturk-dam-anatolia-turkey/>. [Zugriff am 19 04 2019].

- 
- [32] NPR, „Tide Of Arab-Turk Tension Rises Amid Water Shortage,“ 08 01 2010. [Online]. Available: <https://www.npr.org/templates/story/story.php?storyId=122365133&t=1555672211488>. [Zugriff am 19 04 2019].
- [33] Daily Sabah, „Turkey invested \$650M in wind power plants last year,“ 13 02 2019. [Online]. Available: <https://www.dailysabah.com/energy/2019/02/13/turkey-invested-650m-in-wind-power-plants-last-year>. [Zugriff am 19 04 2019].
- [34] Türkisch Wind Energy Association, „Statistic Report 2019,“ 2019. [Online]. Available: [https://www.tureb.com.tr/files/bilgi\\_bankasi/turkiye\\_res\\_durumu/istatistik\\_raporu\\_ocak\\_2019.pdf](https://www.tureb.com.tr/files/bilgi_bankasi/turkiye_res_durumu/istatistik_raporu_ocak_2019.pdf). [Zugriff am 19 04 2019].
- [35] EchoGeo, „Development potential of wind energy in Turkey,“ 2011. [Online]. Available: <https://journals.openedition.org/echogeo/12457>. [Zugriff am 19 04 2019].
- [36] Global Solar Atlas, „Turkey,“ [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/downloads/turkey>. [Zugriff am 23 04 2019].
- [37] PV-Magazin, „Turkey hits 5 GW of registered PV capacity,“ 07 12 2018. [Online]. Available: [https://www.pv-magazine.com/2018/12/07/turkey-hits-5-gw-of-registered-pv-capacity/?utm\\_source=Biblio](https://www.pv-magazine.com/2018/12/07/turkey-hits-5-gw-of-registered-pv-capacity/?utm_source=Biblio). [Zugriff am 23 04 2019].
- [38] PV-Magazin, „Tracking Turkey’s licensed PV market,“ 16 04 2019. [Online]. Available: [https://www.pv-magazine.com/2019/04/16/tracking-turkeys-licensed-pv-market/?utm\\_source=Biblio](https://www.pv-magazine.com/2019/04/16/tracking-turkeys-licensed-pv-market/?utm_source=Biblio). [Zugriff am 23 04 2019].
- [39] ABB, „Turkey’s largest solar power plant,“ [Online]. Available: <https://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/utility-scale/turkey-s-largest-solar-power-plant>. [Zugriff am 23 04 2019].
- [40] Daily Sabah, „1,000-MW Karapınar solar plant to have power storage facilities,“ 22 03 2018. [Online]. Available: <https://www.dailysabah.com/energy/2018/03/23/1000-mw-karapinar-solar-plant-to-have-power-storage-facilities>. [Zugriff am 23 04 2019].
- [41] Frankfurt Allgemein, „Erde und Klima - Die Zerreiprobe,“ 17 09 2016. [Online]. Available: <https://www.faz.net/aktuell/wissen/erde-klima/seismologie-die-zerreissprobe-14429590.html>. [Zugriff am 24 04 2019].



- 
- [42] ResearchGate, „Turkey Geothermal Map,“ 2012. [Online]. Available: [https://www.researchgate.net/figure/Geothermal-sources-and-application-map-of-Turkey-24\\_fig1\\_262560905](https://www.researchgate.net/figure/Geothermal-sources-and-application-map-of-Turkey-24_fig1_262560905). [Zugriff am 24 04 2019].
- [43] Hurriyet Daily News, „Turkey’s geothermal target for 2030 quadruples,“ 12 04 2018. [Online]. Available: <http://www.hurriyetdailynews.com/turkeys-geothermal-target-for-2030-quadruples-130176>. [Zugriff am 24 04 2019].
- [44] ThinkGeoenergy, „Turkey targets 2,000 MW geothermal power generation capacity by 2020,“ 01 2019. [Online]. Available: <http://www.thinkgeoenergy.com/turkey-targets-2000-mw-geothermal-power-generation-capacity-by-2020/>. [Zugriff am 24 04 2019].
- [45] ThinkGeoenergy, „Zorlu Enerji brings 99.5 MW Kizildere III geothermal plant online, Turkey,“ 25 08 2017. [Online]. Available: <http://www.thinkgeoenergy.com/zorlu-enerji-brings-99-5-mw-kizildere-iii-geothermal-plant-online-turkey/>. [Zugriff am 24 04 2019].
- [46] AA Energy, „Two new 17 MW biomass plants begin operations in Turkey,“ 03 11 2017. [Online]. Available: <https://www.aa.com.tr/en/energy/renewable/two-new-17-mw-biomass-plants-begin-operations-in-turkey/41>. [Zugriff am 24 04 2019].
- [47] Res Legal, „Turkey-Feed-in Tariff,“ 23 01 2019. [Online]. Available: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/turkey/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-7/lastp/207/>. [Zugriff am 24 04 2019].
- [48] GSE, „Black Sea Transmission Network Project (BSTN),“ [Online]. Available: <http://www.gse.com.ge/M9Ltvi2EQCCNYg7LvHW0JQ.html>. [Zugriff am 24 04 2019].
- [49] Erneuerbare Energien in Nordafrika, „Potentiale, Szenarien und Chancen für Afrika und Europa,“ 2019. [Online]. Available: [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiw9Y-i8fThAhVKyYUKHWD5BrIQFjAAegQIABAC&url=https%3A%2F%2Fiewt2019.ee.g.tuwien.ac.at%2Fdownload%2Fcontribution%2Ffullpaper%2F178%2F178\\_fullpaper\\_20190212\\_122624.pdf&us](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiw9Y-i8fThAhVKyYUKHWD5BrIQFjAAegQIABAC&url=https%3A%2F%2Fiewt2019.ee.g.tuwien.ac.at%2Fdownload%2Fcontribution%2Ffullpaper%2F178%2F178_fullpaper_20190212_122624.pdf&us). [Zugriff am 29 04 2019].
- [50] Alpenforce, „Energieforschungsgespräche,“ 25 01 2019. [Online]. Available: [https://www.alpenforce.com/media/EFGD19\\_Bachhiesl.pdf](https://www.alpenforce.com/media/EFGD19_Bachhiesl.pdf). [Zugriff am 29 04 2019].

- 
- [51] TU Graz, „ATLANTIS - Modell der Europäischen Elektrizitätswirtschaft,“ [Online]. Available: <https://www.tugraz.at/institute/iee/atlantis/>. [Zugriff am 29 04 2019].
- [52] IEE, „Atlantis v3.0 - Dokumentation,“ TU Graz, Graz, 2018.
- [53] O.P.Rahi und A.K. Chandel, „Refurbishment and uprating of hydro power plants—A literature review,“ 08 2015. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115003032>. [Zugriff am 06 05 2019].
- [54] IEA, „Strategy Plan 2015-2019,“ 01 12 2015. [Online]. Available: <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/turkey/name-148506-en.php>. [Zugriff am 01 05 2019].
- [55] E. Bellini, „Turkey expected to reach 14 GW of solar in 2023,“ 04 10 2018. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2018/10/04/turkey-expected-to-reach-14-gw-of-solar-in-2023/>. [Zugriff am 01 05 2019].
- [56] Wikipedia, „Tonne of oil equivalent,“ 15 12 2018. [Online]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Tonne\\_of\\_oil\\_equivalent](https://en.wikipedia.org/wiki/Tonne_of_oil_equivalent). [Zugriff am 04 04 2019].
- [57] Wikipedia, „Barrel,“ 25 12 2018. [Online]. Available: <https://de.wikipedia.org/wiki/Barrel>. [Zugriff am 08 04 2019].
- [58] Marineinsight, „What are Maritime Chokepoints?,“ 03 03 2017. [Online]. Available: <https://www.marineinsight.com/marine-navigation/what-are-maritime-chokepoints/>. [Zugriff am 09 04 2019].
- [59] I. Röpcke, „SunWindEnergy,“ 07 2014. [Online]. Available: [http://www.sunwindenergy.com/system/files/swe\\_0714\\_010-011\\_review\\_pv\\_manufactures\\_in\\_turkey.pdf](http://www.sunwindenergy.com/system/files/swe_0714_010-011_review_pv_manufactures_in_turkey.pdf). [Zugriff am 16 05 2019].