

Tobias Gombocz, BSc

# Elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Länder Marokko und Tunesien

## 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, Oktober 2018

# EIDESSTÄTTLICHE ERKLÄRUNG

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

## STATUTORY DECLARATION

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

---

Datum/ Date

---

Unterschrift/ Signature

## Kurzfassung

Aufgrund des wirtschaftlichen Aufschwunges sowie der damit verbundenen Steigerung der Lebensqualität in Marokko und Tunesien, wird der Energiesektor vor immer schwierigere und für diese Regionen teilweise neue Herausforderungen gestellt.

Die Versorgung der Grundbedürfnisse privater Haushalte stellt gänzlich andere Anforderungen an die Elektrizitätsversorgung, als das Betreiben großflächiger Industriestandorte. Aufgrund von Wüstenlandschaften und anderen geographischen Gegebenheiten ist die Grundversorgung mancher Regionen ebenfalls ein Punkt, der nicht universal betrachtet werden kann und situative Entscheidungen erfordert. Effizienzsteigerungen auf der Verbrauchsseite können auch positiv zur Problematik des Klimawandels beitragen.

Auch der Übertragungssektor muss mit den steigenden Energieverbräuchen umzugehen wissen. Das Leitungsnetz hat jedoch nicht nur mit höheren Leistungen zu kämpfen, sondern aufgrund der immer komplexeren Erzeugung auch mit stark volatilen Lastflüssen. Außerdem ist die Versorgung von sauberer Solarenergie nach Europa ein aktuelles Thema, welches durch die bestehende Netzinfrastruktur nicht im gewünschten Ausmaß möglich ist.

Die immer stärker auf erneuerbaren Energien beruhende Stromproduktion, gepaart mit der kaum vorhandenen Speicherbarkeit elektrischer Energie, machen den Bereich der Erzeugung zu einem weiteren empfindlichen Instrument der Elektrizitätswirtschaft. So müssen vor allem für schwankende Erzeugungen aus Sonnen- und Windenergie, Kapazitäten zur bedarfsgerechten Kompensation verfügbar sein. Auch die Importabhängigkeit durch benachbarte Länder gilt es zu berücksichtigen und möglichst gering zu halten, damit Preisschwankungen und politische Interessen keinen Einfluss auf die Energieversorgung haben.

Diese zentralen Fragen die Energiewirtschaft der betrachteten Länder betreffend, wurden in der vorliegenden Arbeit behandelt. Es wurde eine Elektrizitätswirtschaftlich Analyse durchgeführt, sowie nationale Energiestrategien näher untersucht. Mithilfe des ATLANTIS-Modells wurden relevante Zukunftsszenarios simuliert und so etwaige Problemstellungen frühzeitig festgestellt.

## Abstract

The economical boom combined with the resulting rise of quality of life in Morocco and Tunisia is a difficult and for this region partly new challenge to the energy industry.

The supply of basic requirements to private households is challenging the electrical power supply in a complete different way than the supply of a large-scale industrial site. Because of deserts and other geographical conditions it is not possible to decide universal for basic electrical services. You have to take a closer look to every individual problem and find a proper solution. Making the power consumption more efficient is also a possible approach to influence the climate change in a positive way.

The power transmission sector has to deal with rising power consumption as well. The transmission network has not only to handle higher demands but also volatile load flow because of growing complexity of the energy production. The supply of Europe with green energy from solar production is an actual topic that can't be fully handled by the existing transmission infrastructure.

The rising of power production from renewable energy and the fact of poor options for the storage of electricity make the production sector an important player for the electricity industry. The fluctuating production of solar and wind energy causes an adequate capacity of compensation energy. The dependency of imports from neighboring countries needs to be taken into account as well and has to be kept as little as possible.

These central questions about the energy industry are handled in the following thesis. There will be an analysis about the electricity industry as well as an overview regarding the national strategies. The ATLANTIS model is used to simulate some relevant scenarios for the future and find out about possible problems.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Marokko</b> .....	<b>1</b>
1.1	Allgemeine Informationen .....	1
1.1.1	Wirtschaft.....	1
1.1.2	Politik.....	3
1.1.3	Energie.....	3
1.1.4	Entwicklung.....	6
1.1.5	Energiestrategie.....	6
1.1.6	Beweggründe für Energiewende .....	8
1.1.7	Marktstruktur .....	13
1.2	Energieerzeugung.....	16
1.3	Energieübertragung .....	19
1.3.1	Nationale Leitungsnetze .....	19
1.3.2	Internationale Verbindungen .....	20
1.4	Energieverbrauch .....	21
<b>2</b>	<b>Tunesien</b> .....	<b>24</b>
2.1	Allgemeine Informationen .....	24
2.1.1	Wirtschaft.....	24
2.1.2	Politik.....	26
2.1.3	Energie.....	26
2.1.4	Entwicklung.....	30
2.1.5	Energiestrategie.....	31
2.1.6	Marktstruktur .....	31
2.2	Energieerzeugung.....	34
2.3	Energieübertragung .....	39
2.3.1	Nationale Leitungsnetze .....	39
2.3.2	Internationale Verbindungen .....	41
2.4	Energieverbrauch .....	44
<b>3</b>	<b>Elektrizitätswirtschaftliche Simulation und Analyse</b> .....	<b>47</b>
3.1	ATLANTIS .....	47
3.2	Modellerstellung.....	48
3.2.1	Analyse Marokko .....	49
3.2.2	Analyse Tunesien .....	53
3.3	Szenario „Nationale Strategie 2030“ .....	57
3.3.1	Analyse Marokko .....	58
3.3.2	Analyse Tunesien .....	65
3.4	Szenario „Nationale Strategie 2030 stabil“ .....	72
3.4.1	Analyse Marokko .....	73
3.4.2	Analyse Tunesien .....	74
3.5	Szenario „Erneuerbare Energien 2050“.....	77
3.5.1	Analyse Marokko .....	78
3.5.2	Analyse Tunesien .....	83
<b>4</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>90</b>
<b>5</b>	<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>91</b>
<b>6</b>	<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>93</b>

<b>7</b>	<b>Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>96</b>
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>97</b>

# 1 Marokko

Die folgenden Punkte sollen einen ersten Überblick über Marokko liefern und neben grundlegenden Informationen zu Wirtschaft, Politik und Energie den Grundstein für die später detailliertere Erläuterung der Energiewirtschaft legen.

## 1.1 Allgemeine Informationen

Hier folgen einige grundlegende Informationen über Marokko.

**Staatsform:** Erbmonarchie

**Regierungssystem:** Konstitutionelle Monarchie

**Staatsoberhaupt:** König Mohammed VI.

**Hauptstadt:** Rabat

**Fläche:** 446.550 km<sup>2</sup> (mit Westsahara 710.850 km<sup>2</sup>)

**Einwohnerzahl:** 36.191.805 (Worldometers, 2018)

**Amtssprache:** Arabisch und Mazirisch

**Währung:** Dirham (MAD) (1 MAD  $\approx$  0,09 €)

**Bruttoinlandsprodukt (BIP), Mrd. USD:** 109,14 (Trading Economics, 2017)

### 1.1.1 Wirtschaft

Die marokkanische Wirtschaft befindet sich im Aufschwung und kann aufgrund des BIPs mittlerweile als die siebend stärkste in Afrika gewertet werden. 2017 wurde mit einem BIP von rund 109 Milliarden USD ein Wachstum von 4,1% zum Vorjahr erzielt. Im Zeitraum der letzten 10 Jahre wurde ein jährliches Wachstum von durchschnittlich 3,9% erreicht, was den deutlichen Aufwärtstrend bestätigt. In Abbildung 1 sowie Abbildung 2 wurde die wirtschaftliche Entwicklung seit dem Jahr 2000 anschaulich dargestellt. Durch die Stärkung der Wirtschaft konnte das Durchschnittseinkommen gesteigert werden, was einen Anstieg des Lebensstandards nach sich zieht. Aufgrund der guten wirtschaftlichen Entwicklung sowie der geographischen Lage etabliert sich Marokko als ein wichtiger Wirtschaftsknoten zwischen Europa und Afrika. (Worldbank, 2017)

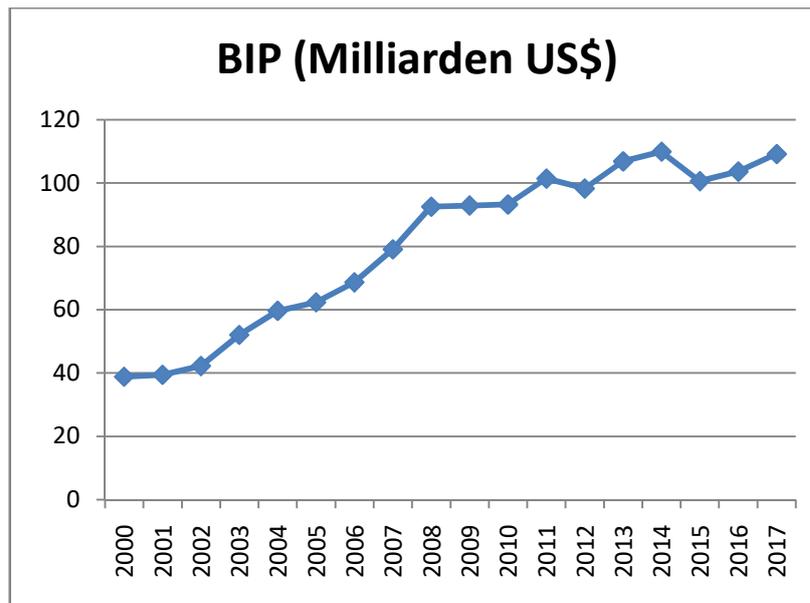


Abbildung 1: BIP-Entwicklung in Marokko (Worldbank, 2017)

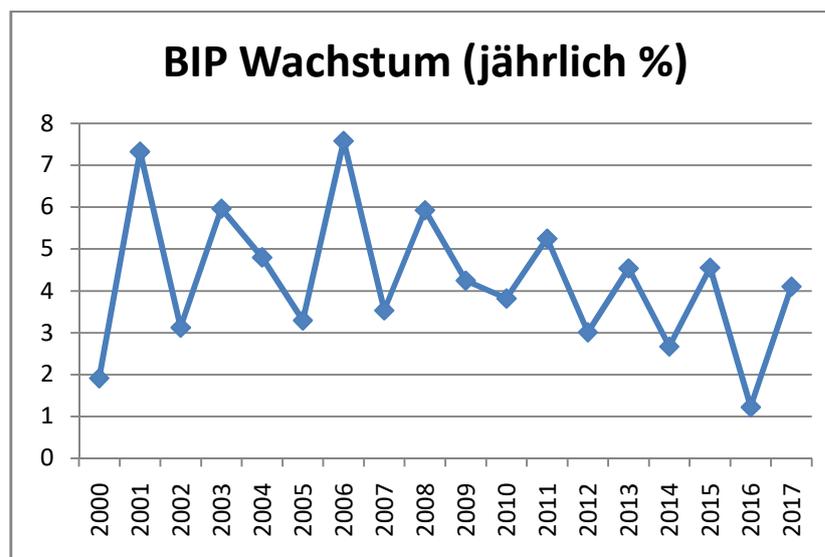


Abbildung 2: BIP-Wachstum in Marokko (Worldbank, 2017)

Das BIP teilt sich auf die Bereiche Dienstleistung, Industrie und Landwirtschaft auf. Der Dienstleistungssektor macht mit einem Anteil von 56,1% nicht nur beim Inlandsprodukt, sondern auch bei der Anzahl der Beschäftigten den bedeutendsten Bereich aus. 43% der MarokkanerInnen sind in dieser Sparte angestellt. Mit 29,1% macht die Industrie rund ein Drittel des BIPs aus. Der Anteil der Bevölkerung, die hier arbeitet beläuft sich jedoch lediglich auf 19,5%. Obwohl nur ein Anteil von 14,8% des BIP auf die Landwirtschaft zurückgeht, finden sich 37,5% der Bevölkerung in einem Beruf im Agrarwesen wieder. Ein Problem ist die relativ hohe Arbeitslosenrate von 9,3% (2016) die vor allem Jugendliche und Frauen betrifft. Wesentlich höher sind die Chancen auf einen Beruf im ländlichen Bereich, wogegen die urbanen Zentren mit deutlich höheren Arbeitslosenquoten zu kämpfen haben. (Worldbank, 2017)

Die Exporte im Land summieren sich auf 27,5 Milliarden USD. Wobei den größten Anteil neben Textilprodukten, elektrischen Geräten, Fahrzeugen und landwirtschaftlichen Gütern die chemischen Produkte bilden. Aufgrund des sehr hohen Vorkommens entfällt der Großteil dieser Sparte auf verschiedenste Phosphat-Produkte. Marokko besitzt rund drei Viertel der gesamten Phosphatreserven weltweit und ist zugleich auch der größte Exporteur. (OEC, 2016)

Mit einem Umfang von 41,5 Milliarden USD ist man nicht nur 52. Nation in der Liste an weltweiten Importen, sondern weist auch eine stark negative Handelsbilanz auf. Die Netto-Importe betragen rund 14 Milliarden USD. Der Großteil der Importe schlägt sich im Bereich der fossilen Energieträger nieder. Daneben zählen noch elektrische Maschinen, Fahrzeuge sowie Mineralprodukte zu den größeren Importwaren. (OEC, 2016)

### 1.1.2 Politik

Marokko ist eine konstitutionelle Monarchie mit König Mohammed VI. als Staatsoberhaupt. Aufgrund von demokratischen als auch autoritären Bestandteilen wird es als „Hybridregime“ bezeichnet. Als Folge von Protesten während des Arabischen Frühlings im Jahr 2011 wurde eine neue Verfassung mit der Beschränkung der Rechte des Königs veranlasst. Der Premierminister muss nun vom König aus jener Partei bestimmt werden, welche die meisten Parlamentssitze bei den Wahlen für sich gewinnen konnte.

Außenpolitisch sind die Beziehungen zu anderen Ländern sehr gut, mit gelegentlichen Ausnahmen aufgrund des Westsaharakonfliktes. Um die Region Westsahara besteht nämlich seit 1976 ein Konflikt zwischen Marokko und der militärischen und politischen Organisation „Frente Polisario“. Aktuell beherrscht Marokko rund zwei Drittel des Territoriums mitsamt den Phosphorreserven. Da die von Frente Polisario ausgerufene „Arabische Demokratische Republik Sahara“ in die Afrikanische Union aufgenommen wurde, löste Marokko die Mitgliedschaft von ebendieser im Jahr 1984 und trat erst 2017 wieder bei. Mit der EU gibt es Abkommen, die den Handel betreffen und auch für die USA zählt Marokko zu einem wichtigen Partner, der nicht der NATO angehört. (Wikipedia, 2018)

### 1.1.3 Energie

Marokko besitzt so gut wie keine eigenen fossilen Ressourcen und ist somit sehr stark von Importen abhängig. Besonders deutlich erkennt man das bei der Betrachtung des Sankey-Diagrammes aus Abbildung 3. Den größten Anteil machen die Erdölimporte aus, welche wiederum für den Transportsektor sowie die Industrie von großer Bedeutung sind. Für die Elektrizitätswirtschaft ist Kohle der treibende Rohstoff. Auch hier wird der gesamte Bedarf mit Importen gedeckt. Die gesamte importierte Primärenergie beläuft sich auf 91,3%. Eine genaue Auflistung der Rohstoffquellen ist in der nachfolgenden Tabelle zu finden. Der Punkt „Sonstige“ umfasst die Produktion aus Solar, Gezeiten und Wind.

Quelle	Rohstoff	Menge [Mtoe]	Anteil [%]
Importe	Öl Produkte	12,75	62,5
	Kohle	4,44	21,8
	Gas	0,97	4,8
	Strom	0,45	2,2
	Gesamt	18,61	91,3
Produktion	Biotreibstoff /Abfall	1,35	6,6
	Wasser	0,11	0,5
	Gas	0,06	0,3
	Sonstige	0,26	1,3
	Gesamt	1,78	8,7
	Summe	20,39	100

Tabelle 1: Energiehaushalt Importe Marokko 2016 (IEA, 2016)

Wofür die Rohstoffe verwendet werden bzw. in welchem Sektor sie eingesetzt werden ist neben der Abbildung des Sankey-Diagrammes auch in der folgenden Tabelle ersichtlich. Der gesamte Verbrauch für das Jahr 2016 lag bei 15,37 Mtoe, wobei der Großteil der Energie für den Transportsektor aufgebracht werden muss. Etwaige Verluste bzw. Vorratsspeicherungen wurden in Tabelle 2 nicht vermerkt, sondern sind ausschließlich im Energieflussdiagramm ersichtlich. Der Punkt „Sonstige“ beinhaltet die Sektoren Wohnen, Gewerbe, öffentliche Dienste, Landwirtschaft und nicht genauer unterteilte Verbrauchergruppen. Unter „Nichtenergetisch“ sind Verwendungen der Rohstoffe in den einzelnen Sektoren zu verstehen, welche nicht zur Energieumwandlung verwendet wurden.

Sektor	Rohstoff	Menge [Mtoe]	Anteil [%]
Industrie	Ölprodukte	1,79	61,1
	Strom	0,96	32,8
	Biotreibstoff /Abfall	0,1	3,4
	Erdgas	0,06	2,0
	Kohle	0,02	0,7
	Gesamt	2,93	100
Transport	Ölprodukte	5,55	99,5
	Strom	0,03	0,5
	Gesamt	5,58	100
Sonstige	Ölprodukte	3,46	54,4
	Strom	1,68	26,4
	Biotreibstoff /Abfall	1,22	19,2
	Gesamt	6,36	100
Nichtenergetisch	Ölprodukte	0,5	100

Tabelle 2: Energiehaushalt Verbrauch Marokko 2016 (IEA, 2016)

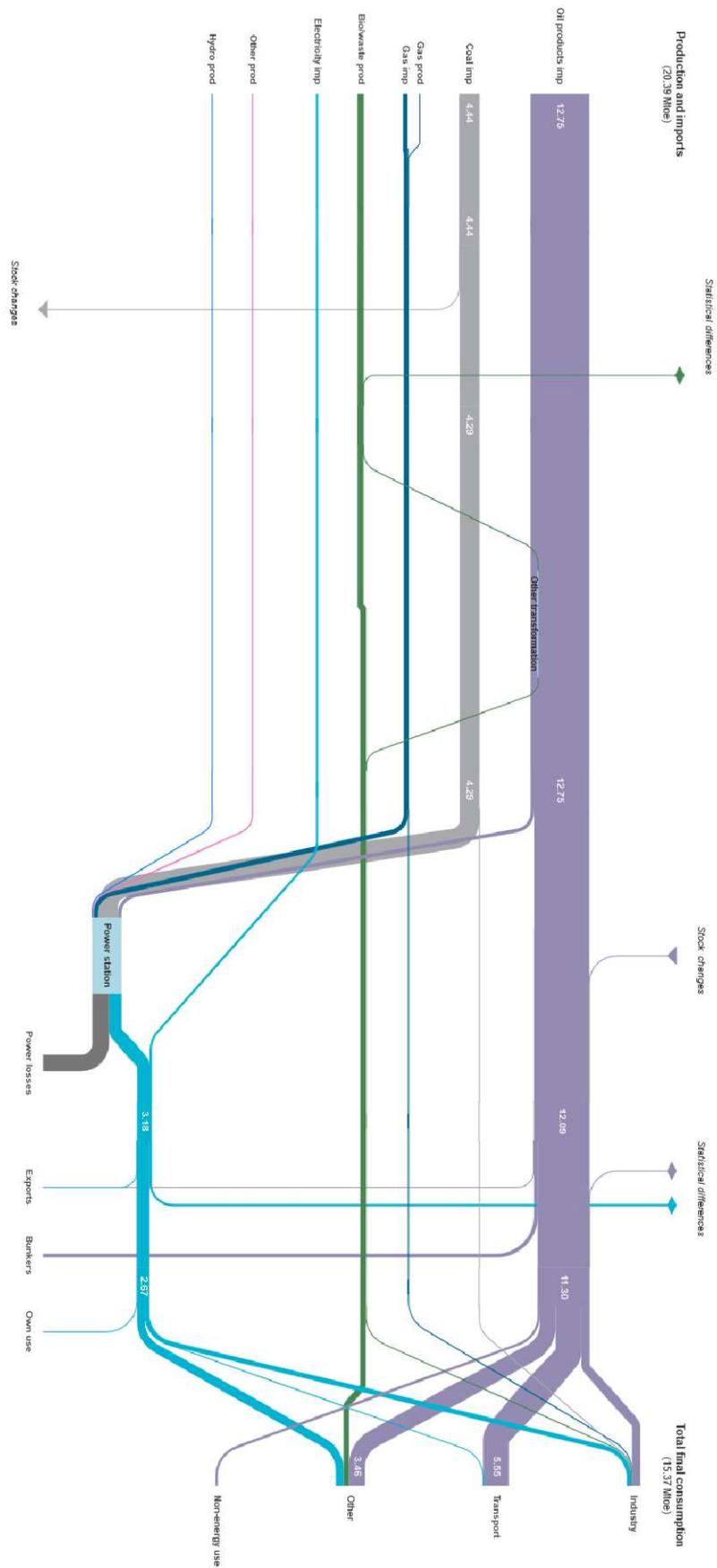


Abbildung 3: Sankey-Diagramm Marokko 2016 (IEA, 2016)

### 1.1.4 Entwicklung

Sofern nicht anders angegeben, stützt sich das folgende Kapitel auf das Paper „The development of renewables on the medium voltage grid in Morocco“ von „Renewable Energy Solutions for the Mediterranean“ (RES4MED, 2018).

Im Jahr 1963 wurde die „Office National de l’Energie et de l’Eau (ONEE)“ als staatliches Monopol im Energiebereich eingesetzt. Um international wettbewerbsfähig zu werden, sowie aufgrund ambitionierter Ziele im Bereich erneuerbare Energien wurden Maßnahmen zur Liberalisierung eingeleitet. Der erste Gesetzesentwurf von 1994 erlaubte durch Vereinbarungen, unabhängigen Erzeugern, Anlagen bis 10 MW zu betreiben. Die weiterhin vertikal integrierte ONEE fungierte als Single Buyer am Markt. In weiteren Gesetzen wurde mit Anfang 2006 die Verteilebene für private Unternehmen zugänglich gemacht.

Aufgrund der nationalen Energiestrategie, welche große Entwicklungen bei EE planen, wurde mit dem Gesetz 13-09, dem sogenannten „Erneuerbare Energien Gesetz“, ein weiterer wichtiger Schritt bei der Entwicklung des Energiesektors getätigt. Es wurde allen Produzenten aus EE erlaubt direkt an die Endkunden zu verkaufen.

Mit einer unabhängigen Regulierungsbehörde wurde der Wettbewerb im Energiesektor weiter verbessert. Die „National Energy Regulatory Authority“ (ANRE) hat als Regulator die Aufgabe der Überwachung und Steuerung der Elektrizitätswirtschaft.

### 1.1.5 Energiestrategie

Die nationale Energiestrategie baut auf einer sicheren Energieversorgung mit hoher Versorgungssicherheit auf. Der Zugang zu Energie zu erschwinglichen Preisen ist ebenso ein wichtiger Punkt, wie auch eine Verbesserung des Energiemanagements. Auch der Schutz der Umwelt ist ein als Hauptziel definierter Punkt im Strategieplan Marokkos. Um diese nationalen Vorgaben umsetzen zu können, wurden einige Initiativen gestartet. (Sustainable Development, 2012)

Das nationale Ziel sieht bis 2020 vor, einen Anteil von 42% der gesamten installierten Leistung mit erneuerbaren Energien zu decken. Die diesem Prozentteil entsprechende Leistung von 6 GW soll gleichmäßig auf Wind-, Solar- sowie Wasserkraftwerke aufgeteilt werden.

Das weitere sehr ambitionierte Bestreben für 2030 sieht vor die installierte Leistung im EE-Bereich weiter stark auszubauen. So sollen die 2 GW an Windkraftanlagen auf 5 GW erweitert werden. Die gleiche Entwicklung wird im Solarsektor angestrebt, um auch hier auf rund 5 GW installierte Leistung zugreifen zu können. Der Ausbau der Wasserkraft ist mit einer Intention von 3 GW bis 2030 nicht ganz so hoch angesetzt, wie in den anderen Bereichen. Gesamt soll sich der Anteil der Erneuerbaren dadurch auf 52% belaufen. (IEA Publications, 2014)

### **1.1.5.1 Solar**

Um den Anstieg von 160 MW (2016) auf 2 GW (2020) und in weiterer Folge auf 5 GW (2030) schaffen zu können, sind einige große Projekte in naher Zukunft notwendig um realistisch eine Chance auf die Durchführbarkeit, der doch sehr hoch gesteckten Ziele zu erreichen.

Aktuell geplante und bestätigte Großprojekte befinden sich hauptsächlich an zwei Standorten, die aufgrund der Strahlungsintensität sowie der Netzanbindung optimale Voraussetzungen liefern. Am Standort Ouarzazate wurden drei Anlagen mit einer gesamten installierten Leistung von ca. 500 MW bereits geplant bzw. bestätigt. Die Option auf weitere Erzeugungseinheiten an diesem Standort wird aktuell geprüft. Der zweite wichtige Standort befindet sich etwas nordöstlicher in Midelt. Der Komplex NOOR Midelt soll bis 2020 mit einer Leistung von rund 600 MW wesentlich zur Erreichung der gesetzten Ziele beitragen. Die Technologien, die hier zur Stromerzeugung aus Sonnenenergie verwendet werden, teilen sich gleichmäßig auf die Photovoltaik und zum anderen auf die Solarthermie auf. (PLATTS, 2018)

Die Investitionskosten für die verschiedenen Solar-Programme werden auf rund 9 Milliarden US-Dollar geschätzt. Es wird mit einer jährlichen Produktion von 4500 GWh und Einsparungen von 1 Million toe Brennstoff sowie 3,7 Millionen Tonnen an CO<sub>2</sub>-Emissionen gerechnet. (RES4MED, 2016)

### **1.1.5.2 Wind**

Die zum Jahr 2014 installierte Leistung an Windturbinen beträgt ca. 630 MW. Auch hier wurden bereits Projekte geplant, begonnen sowie teils auch schon abgeschlossen um die 2 GW bis 2020 zu erreichen. Die Anlagen werden an Standorten errichtet, an denen das ganze Jahr über mit hohen Windgeschwindigkeiten gerechnet werden kann. Neben dem bestehenden Windpark in Tafaya sind noch weitere unter anderem in Taza, Tanger sowie Midelt geplant. Doch es sind noch mehrere Groß- sowie kleinere Projekte notwendig, um einen Gesamtanteil von 14% aus Windkraftanlagen erreichen zu können. (PLATTS, 2018)

Um den Ausbau schaffen zu können und dadurch auf eine geschätzte jährliche Produktion von 6.600 GWh zu kommen, muss mit einem Investitionsaufwand von mehr als 3,5 Milliarden Dollar gerechnet werden. Durch den Anteil von rund einem Viertel an der Gesamtstromproduktion könnten pro Jahr fossile Rohstoffe in Höhe von 1,5 Millionen toe, sowie 5,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart werden. (RES4MED, 2016)

### **1.1.5.3 Wasser**

Mit einer installierten Leistung von mehr als 1.700 MW fehlt auf das für 2020 geplante Ziel (2.000 MW) nicht mehr viel. Durch ein größeres Pumpspeicherkraftwerk in Abdelmoumen sowie kleineren Laufwasser-Projekten sollte sogar eine Überschreitung des Ziels erreicht werden. Das Problem, das der Wasserkraft in Marokko entgegengesetzt, ist die extrem hohe Abhängigkeit vom Niederschlag und die damit verbundenen Erzeu-

gungsschwankungen. Dadurch ist es im Vergleich zu anderen Ländern noch schwieriger treffende Prognosen zur Erzeugung aus Wasserkraft zu treffen. (PLATTS, 2018)

### **1.1.5.4 Energieeffizienz (Energy Efficiency Plan)**

Neben einem ausgeglichenen Energie-Mix hat sich die marokkanische Regierung auch die Steigerung der Energieeffizienz als wichtigen Punkt zur Erfüllung der nationalen Vorgaben auserkoren. Mit der „National Agency for the Development of Renewable Energy and Energy Efficiency (ADEREE)“ wurde eine eigene Institution zum Fortschreiten von EE und Energieeffizienz gegründet. Das Ziel von 25-30% Steigerung der Energieeffizienz bis 2030 betrifft sowohl Unternehmen als auch private Haushalte. Durch eine Studie wurden Maßnahmen zur Effizienzsteigerung in verschiedenen Bereichen erkannt. Mit dem Gesetz 47-09 dem „Energie Effizienz Gesetz“ wurde die sinnvollere Nutzung der Energie sowie die dadurch entstehende Kostenreduktion in verschiedenen Sektoren vorangetrieben. Tatsächliche Umsetzungen aufgrund dieser Gesetzesvorlage entwickeln sich aber gezielt langsam um eine ausreichende Finanzierung zu ermöglichen. Ein Erlass, der aus dem Gesetz 47-09 hervorgeht betrifft die Isolierung neuer Gebäude und soll zwischen 39-64% Heiz- bzw. Kühlaufkommen reduzieren. (Oxford Business Group, 2015)

Erste schnell umzusetzende Maßnahmen wie zum Beispiel der Umstieg von rund 22,7 Millionen Glühbirnen auf Energiesparlampen sollen Einsparungen von 172 MW Spitzenlast bzw. 591 GWh zur Folge haben. Auch der finanzielle Anreiz zum Energiesparen soll den Konsumenten zu einem Umdenken bewegen. So gibt es für eine Einsparung von 20% auch einen Preisnachlass von 20%. Die 260 Millionen MAD an Bonuszahlung sparen rund 1500 GWh ein. Spezielle Spitzenlasttarife sowie die Einführung einer Sommerzeit waren Maßnahmen zur Steigerung der Energie Effizienz. (IEA Publications, 2014)

### **1.1.6 Beweggründe für Energiewende**

In diesem Kapitel werden sechs wichtige Punkte, warum sich der weitere Ausbau von EE für Marokko lohnt, nähergebracht. Dazu gehören nicht nur wirtschaftliche Aspekte, sondern ebenso soziale und umwelttechnisch relevante Überlegungen.

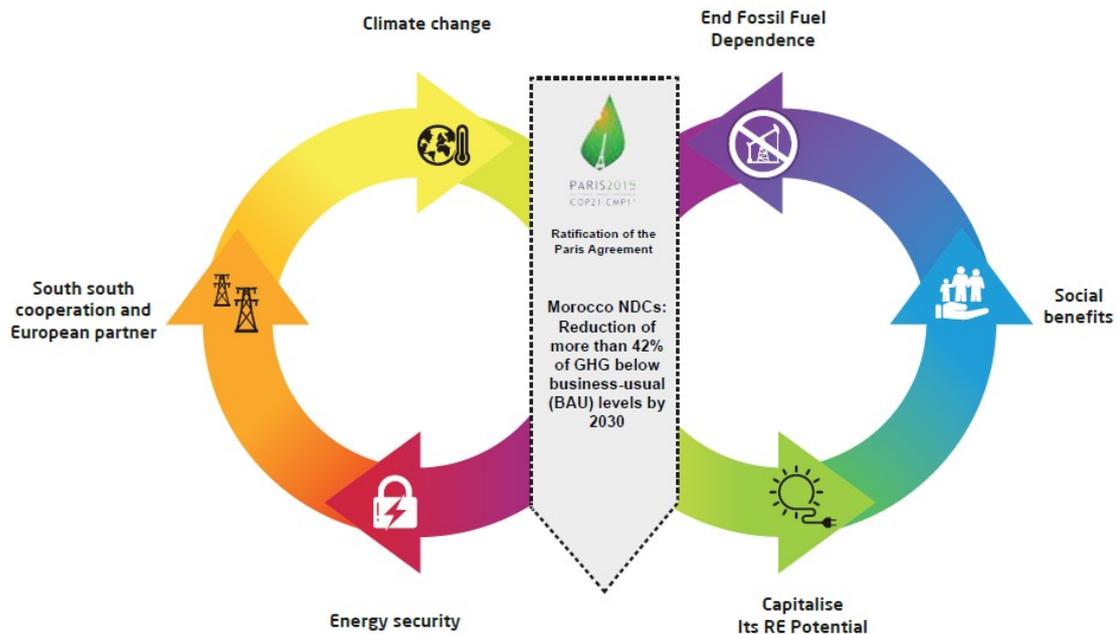


Abbildung 4: Instrumente zur Energiewende (Khatib, 2018, S. 22)

Eine Übersicht der Beweggründe für die Energiewende kann aus Abbildung 4 entnommen werden. Hier sind auch die Zusammenhänge der jeweiligen Faktoren ersichtlich. So führt beispielsweise die Nutzung von regenerativen Energiequellen zu sozialen Vorteilen der Bevölkerung, was wiederum die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen reduziert. Die daraus resultierenden Einsparungen an thermischen Kraftwerken tragen zur Einhaltung der Pariser Klimaziele bei. Die folgenden Punkte liefern eine genauere Beschreibung der jeweiligen Faktoren sowie deren Verknüpfung miteinander.

### 1.1.6.1 Klimawandel

Durch die geographische Lage und die extremen Wetterphänomene, die aufgrund des Klimawandels entstehen ist es für Marokko ein wichtiger Punkt die Ziele der Pariser Klimakonferenz 2015 einzuhalten. Um den globalen Temperaturanstieg auf maximal 2° Celsius zu begrenzen, ist es notwendig die Treibhausgase zu minimieren. Die Erhöhung der Produktion aus erneuerbaren Energieträgern wie Wind und Sonne im Gegensatz zur Erzeugung aus fossilen Brennstoffen hat eine starke Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen zur Folge und liefert somit einen wichtigen Beitrag. (BMU, 2017)

### 1.1.6.2 Potential der EE nutzen

Die klimatischen sowie geographischen Bedingungen sind in Marokko hervorragend für die Nutzung von erneuerbaren Energien. Besonders Wind, durch die hohen Windgeschwindigkeiten an der Küste, sowie Solarenergie, aufgrund der hohen Anzahl an Sonnenstunden, bieten sich zur Nutzung an.

Windgeschwindigkeiten von 8-10 m/s, wie beispielsweise an der Nordküste bzw. 7,5-9,5 m/s in Regionen in westlicher Küstennähe sind keine Seltenheit. Besonders geeig-

## 1Marokko

net sind auch die Regionen im Gebiet der Westsahara, welche ebenfalls Windgeschwindigkeiten jenseits von 9 m/s bieten können. Die folgende Abbildung 5 liefert einen detaillierten Überblick über die windintensiven Regionen Marokkos und lässt das tatsächliche Potential erkennen. Die Messwerte wurden dabei in einer Höhe von 100 m ermittelt und sind farblich dargestellt. (Wind Atlas, 2018)

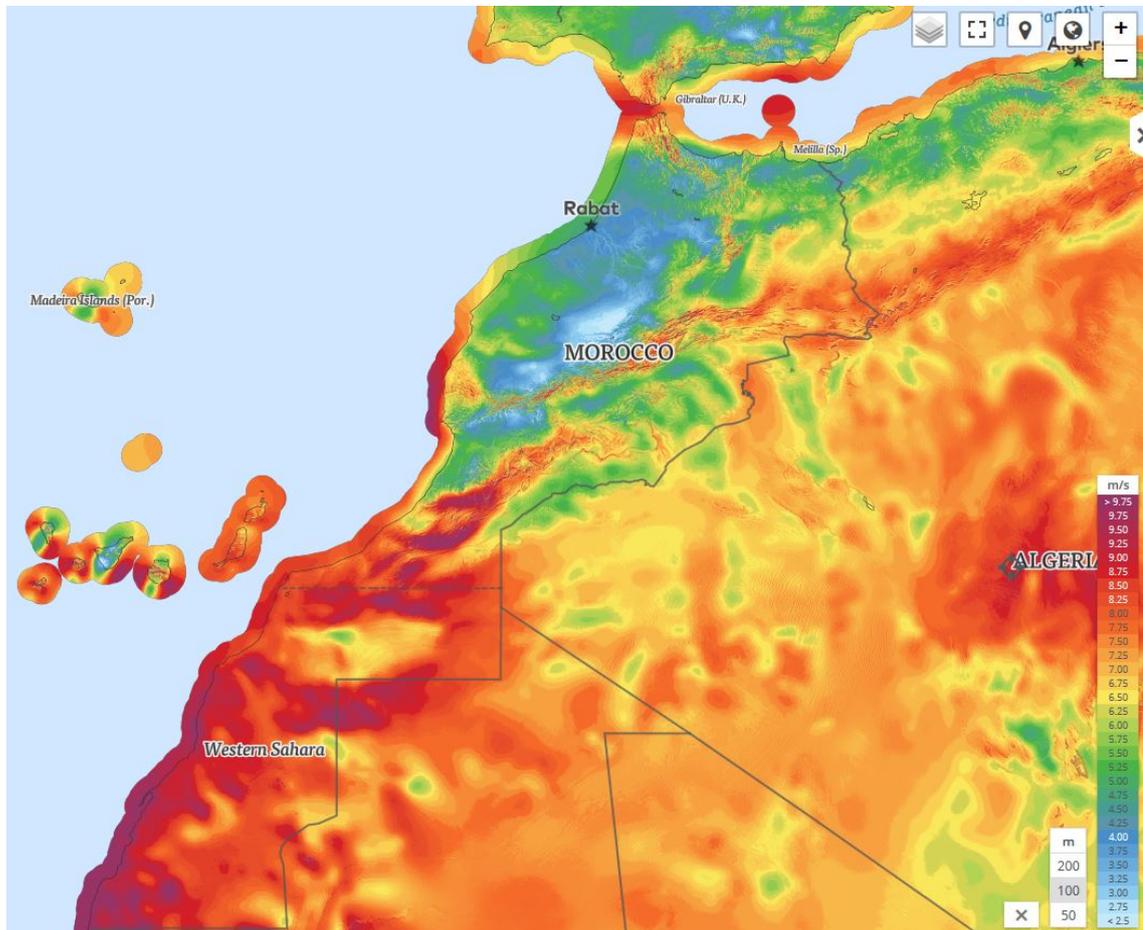


Abbildung 5: Windpotential in Marokko (Wind Atlas, 2018)

Auch die Nutzung von Solarenergie trifft in Marokko auf hervorragende Bedingungen. So können je nach Region zwischen 2.700 und 3.500 Sonnenstunden pro Jahr erwartet werden. Dadurch sind wie in Abbildung 6 ersichtlich, Sonneneinstrahlungen von jährlich mehr als 2.200 kWh/m<sup>2</sup> möglich. Besonders das Gebiet der Westsahara weist ausgezeichnete Gegebenheiten für die Nutzung von Sonnenenergie auf. Die angegebenen Strahlungswerte werden als GHI (Global Horizontal Irradiance) bezeichnet und beschreiben die globale horizontale Einstrahlung. Dieser Wert ist für die Photovoltaik von Bedeutung und setzt sich aus der direkten sowie der diffusen Strahlung zusammen. (Boris Schinke, 2016)

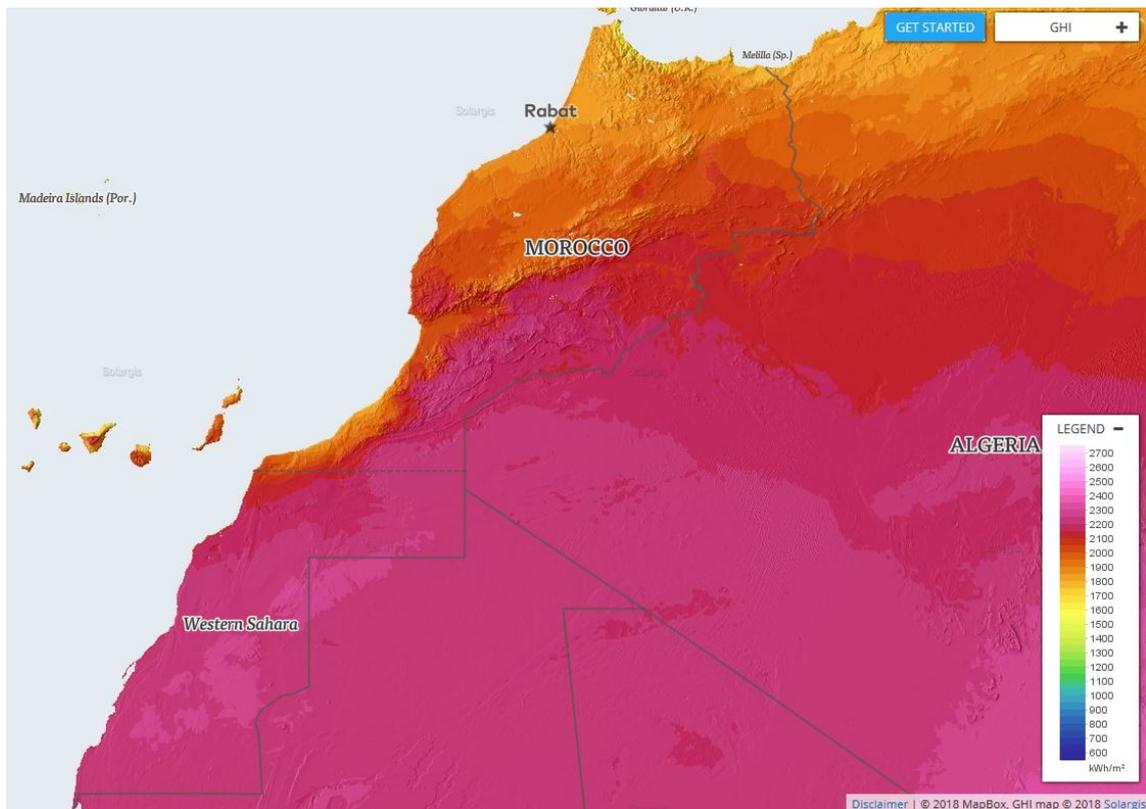


Abbildung 6: Solarpotential in Marokko (Solar Atlas, 2018)

### 1.1.6.3 Soziale Vorteile

Die Nutzung erneuerbarer Energien ist vor allem in abgelegenen Regionen von großer Bedeutung. So können ländliche, nicht so gut vernetzte Orte mittels kleiner Solar- oder Windanlagen genügend Elektrizität erzeugen um für das Leben notwendige Aufgaben erledigen zu können. Sei dies zur Wasseraufbereitung bzw. –förderung mittels örtlicher Wasserpumpe oder auch das Betreiben eines Ofens zum Kochen. Die einfache Installation einer Turbine im Inselbetrieb hat eine enorme Erhöhung der Lebensqualität zur Folge.

Die ONEE hat zwischen 1995 und 2010 im Rahmen des „Global Rural Electrification Programme“ (PERG) rund 1,9 Millionen Haushalte mit Strom, teilweise aus kleinen individuellen PV-Einheiten, ausgestattet. Der Großteil wurde jedoch ans bestehende Niederspannungsnetz angeschlossen. Diesem Programm ist es außerdem zu verdanken, dass Marokko eine Elektrifizierungsrate von über 99% vorzuweisen hat. (IEA Publications, 2014)

### 1.1.6.4 Importabhängigkeit

Da Marokko nicht so mit Bodenschätzen wie Erdöl oder Kohle gesegnet ist, wie so manch anderes afrikanisches Land, werden jegliche Rohstoffe zur Erzeugung von Elektrizität importiert. Diese Abhängigkeit nicht nur von anderen Ländern, sondern

auch von eventuell auftretenden Preisveränderungen am Markt ist ein treibender Punkt, Investitionen in erneuerbare Energien zu tätigen.

Im Jahr 2013 betragen die gesamten Kosten für energiebezogene Importe, sprich Rohstoffe wie Öl, Kohle und Gas sowie Stromimporte, 102,5 Milliarden MAD, was mehr als 9 Milliarden Euro entspricht. Das sind rund 27% der gesamten Importe des Landes, welche für den Energiesektor genutzt werden. Im Vergleich zu 2012 konnte bereits ein Rückgang der Energieimporte von 3,87% verzeichnet werden, welche sich durch die verstärkte Verwendung von Erneuerbaren natürlich noch weiter verbessern ließe. (MEM, 2013)

### **1.1.6.5 Versorgungssicherheit**

Aufgrund des ständig steigenden Verbrauchs ist die Versorgungssicherheit allgemein ein wichtiges Thema für die Zukunft. In Marokko kommen aber einige ausschlaggebende Entwicklungen zusammen, wodurch der zuverlässigen Energieversorgung noch mehr Aufmerksamkeit gewidmet werden muss.

Aufgrund des zuvor erwähnten PERG-Programms wurde in relativ kurzer Zeit eine extrem breite Masse mit Energie versorgt. Die wachsende Wirtschaft sowie Bevölkerung gipfelt in einem jährlichen Verbrauchsanstieg von ca. 7%. Durch eine höhere Lebensqualität kann damit gerechnet werden, dass der Verbrauch des durchschnittlichen Bürgers Marokkos von bisher rund 850 kWh pro Jahr auf 2.000 kWh bis 3.000 kWh im Jahr 2030 ansteigen wird. Um die steigende Energienachfrage weiter decken zu können, ohne die Importabhängigkeit weiter zu steigern, ist eine Forcierung erneuerbarer Quellen zur Stromgewinnung essentiell. (IEA Publications, 2014)

### **1.1.6.6 Schnittstelle mit Europa**

Marokko kann aufgrund seiner geographischen Lage ganz klar als Schnittstelle zwischen Europa und Afrika gesehen werden. Die direkte Nähe zu Spanien kann, kombiniert mit der hohen Anzahl an Sonnenstunden, ideal genutzt werden um den europäischen Kontinent mit sauber produzierter Energie zu versorgen. Im Gegenzug können Engpässe durch Speicherkraftwerke in der Alpenregion kompensiert werden.

Das Land hat auch eine wichtige Vorreiterrolle für andere afrikanische Länder. Zum einen operieren viele marokkanische Unternehmen im ganzen Kontinent wie zum Beispiel die ONEE. Aber auch außerhalb der Elektrizitätswirtschaftssparte operieren einige Firmen in ganz Afrika. Wirtschaftliche und politische Verbindungen werden immer wieder durch grenzüberschreitende Projekte gestärkt. Weiters wird Marokko von Europa gerne als Sprungbrett für die Erschließung des afrikanischen Marktes genutzt. Viele Firmen nutzen die Infrastruktur sowie die Verbindung zu anderen Ländern um über Marokko im Rest Afrikas Fuß zu fassen. (Khatib, 2018)

### 1.1.7 Marktstruktur

Wie in Abbildung 7 zu erkennen ist, teilt sich die Struktur in zwei verschiedenen Systeme auf. Zum einen das Single-Buyer-Modell, in welchen ONEE den regulierten Markt beherrscht und zum anderen, das Freie-Markt-System, wo Erzeuger und Verbraucher selbst die Abnahmebedingungen verhandeln können.

Auf der Erzeugerseite sind neben der ONEE und Importen (die auch von der ONEE gehandhabt werden) auch noch unabhängige Stromerzeuger (Independent Power Producers, IPP) aus EE und die MASEN tätig. Die „Moroccan Agency for Solar Energy“ ist eine staatliche Unternehmung, die verschiedene Solar- sowie andere EE-Projekte entwickelt. Direkt oder über so genannte Power Purchase Agreements (PPA), also Stromabnahmeverträge, wird die ONEE als Single Buyer für die Übertragung verwendet. In der Verteilebene agieren neben der ONEE noch lokale Behörden sowie in vier Städten private Unternehmen. Dies jedoch nur für Nieder- und Mittelspannungsabnehmer. Die Hoch- und Höchstspannungsebene wird ebenfalls nur von der ONEE bedient.

Die Erzeugung aus EE mit den Möglichkeiten zur Direktvermarktung sowie die Selbsterzeugung bestehen seit 2009 aufgrund des EEG. Die bilateralen Verträge können mit den Energieabnehmern selbst verhandelt werden. Zuerst bestand lediglich die Abnahme auf Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebene, doch seit 2015 besteht auch die Möglichkeit in der Niederspannungsebene.

Man kann klar erkennen, dass die staatliche ONEE noch immer der bedeutendste Akteur am marokkanischen Markt ist. Mit den neuen Gesetzen und der weiteren Liberalisierung kann aber ein fairer Wettbewerb und somit ein international konkurrenzfähiges Strompreisniveau erreicht werden. Auch die Nationale Energieregulierungsbehörde „ANRE“ ist ein wichtiger unabhängiger Akteur, der zur Tarifgestaltung, sowie zur Festlegung der Rahmenbedingungen der Marktteilnehmer, als Regulator installiert wurde.

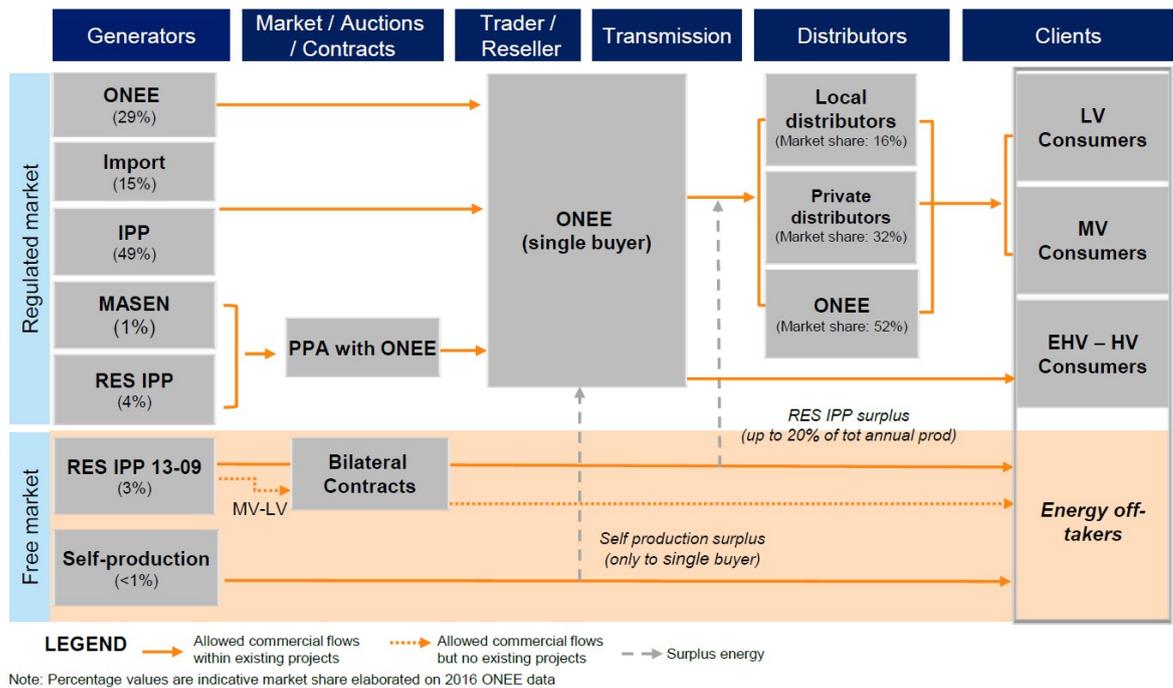


Abbildung 7: Strommarkt-Struktur Marokko (RES4MED, 2018, S. 8)

### 1.1.7.1 Strompreis

Der Strompreis für private Haushalte berechnet sich je nach bezogener Leistung. Bis zum Bezug von 100 kWh/Monat zahlt man eine fixe Summe pro Kilowattstunde. Bis 150 kWh/Monat werden jene Kilowattstunden, welche über den 100 kWh liegen mit einem höheren Satz verrechnet. Bezieht man monatlich mehr als 150 kWh zahlt man für die gesamt bezogene Leistung den dafür vorgesehenen Preis, je nachdem in welcher Gruppe man sich befindet. Die Abrechnungsgruppe kann sich monatlich ändern und beinhaltet eine Toleranz von 10 kWh. Für den Fall eines Bezugs von mehr als 500 kWh pro Monat rutscht man automatisch in eine Tarifklasse, welche Spitzen- und Nebenzeiten definiert und somit zwei verschiedene Preisklassen pro Tag aufweist. In der folgenden Tabelle 3 wird der aktuelle Standardtarif noch einmal übersichtlich dargestellt. Für verschiedene Verbrauchergruppen sowie je nach Bezug gibt es noch weitere Tarifmodelle, die sich im Wesentlichen nur an der Höhe der Gebühren unterscheiden.

Verbrauch pro Monat [kWh]	Energiepreis [MAD/kWh]		
	0-100 kWh	101-150 kWh	>150 kWh
0 – 100	0,9010	-	-
101 – 150	0,9010	1,0732	-
151 – 200	1,0732		
201 – 300	1,1676		
301 – 500	1,3817		
> 500	1,5958		

Tabelle 3: Strompreis Niederspannung Marokko (ONE, 2017)

Bei den Industrietarifen können verschiedene Modellgestaltungen unterschieden werden. Der Standardtarif beinhaltet beispielsweise eine fixe Gebühr, welche mittels Jahresgebühr durch Verbrauch berechnet wird. Der Energiepreis je Kilowattstunde richtet sich nach dem Zeitpunkt des Bezugs. So wird zwischen Tag, Abendspitze und Nacht abgegrenzt und somit der jeweilige Preis fällig.

Tarif	Jahresgebühr pro kVA [MAD]	Energiepreis [MAD/kWh]		
		Tag	Abendspitze	Nacht
Mittelspannung	512,62	1,0101	1,4157	0,7398
Hochspannung	494,09	0,9736	1,3645	0,7131

Tabelle 4: Strompreis Standard-Tarif Industrie (ONE, 2017)

Die Tarifgruppe „Optional“ führt ein zusätzliches Unterscheidungsmerkmal ein, nämlich jenes der durchschnittlichen jährlichen Nutzungsdauer. Die Abgabeberechnung erfolgt vom Prinzip her wie beim Standardtarif, jedoch sind die Preisniveaus je nach Nutzungsdauer anders. Die genaue Preisgestaltung ist in der folgenden Tabelle 5 ersichtlich.

Tarifstufe	Durchschnittliche jährliche Nutzungsdauer [h]	Jahresgebühr pro kW [MAD]	Energiepreis [MAD/kWh]		
			Tag	Abendspitze	Nacht
Höchstspannung	< 1.000	378	0,9213	1,9088	0,6394
	1.000 – 3.500	426,08	0,8924	1,6454	0,6348
	3.500 – 6.000	852,17	0,7673	1,2477	0,6077
	> 6.000	2128,6	0,6473	0,7833	0,6077
Hochspannung	< 1.000	421,81	0,9692	2,0999	0,6611
	1.000 – 3.500	475,46	0,9388	1,8101	0,6567
	3.500 – 6.000	952,76	0,7988	1,3561	0,6263
	> 6.000	2.379,13	0,6613	0,8265	0,6263

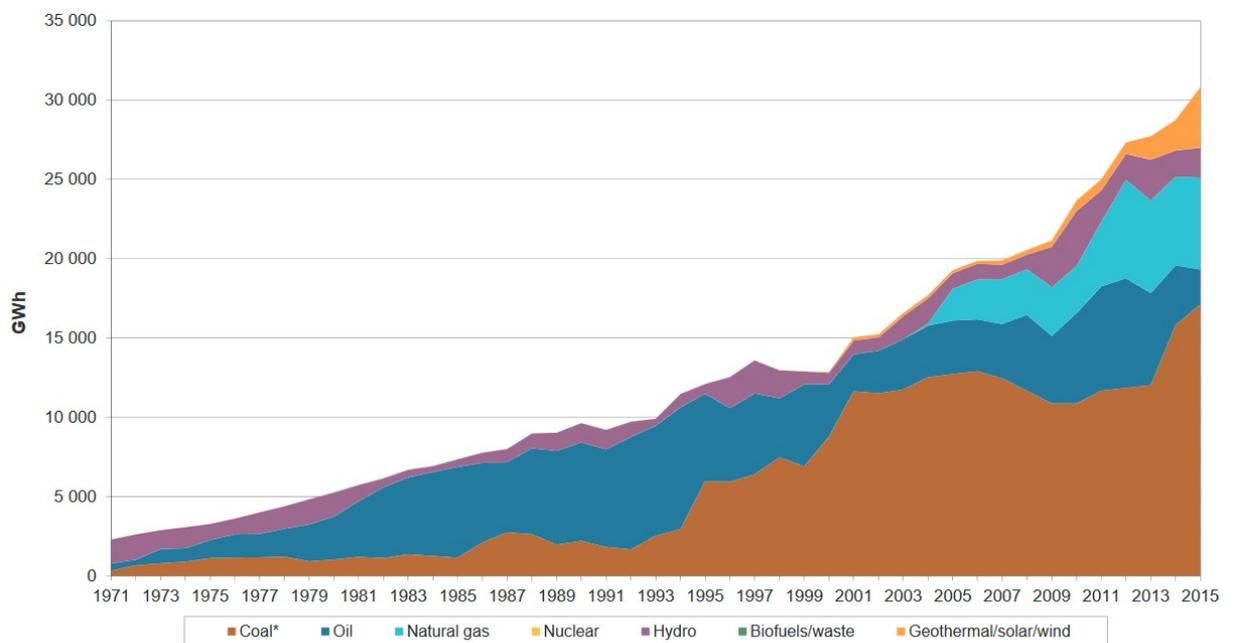
Tabelle 5: Strompreis Optionaler-Tarif Industrie (ONE, 2017)

Ein weiterer Tarif für Hochspannungsabnehmer ist jener der „Superspitze“, wo ein zusätzlicher Zeitslot mit anderer Preisgestaltung eingeführt wurde. Dieser wird hier nicht näher erläutert, sondern nur aus Gründen der Vollständigkeit erwähnt.

## 1.2 Energieerzeugung

Anhand der folgenden Grafik in Abbildung 8 kann man erkennen, dass der Großteil der Energieerzeugung den Rohstoff Kohle verwendet. Der Anteil von aus Kohle produzierter Energie liegt bei 17.113 GWh (57,2%) der gesamtproduzierten 2.9914 GWh im Jahr 2015. Doch auch Erdöl und Erdgas sowie erneuerbare Energieträger wie Wasser, Wind und Sonne tragen zur Stromproduktion bei. An zweiter Stelle in der Rangliste der Rohstoffe, die zur Energieproduktion beitragen liegt Erdgas, mit einem Anteil von fast 20% was einer erzeugten Energie von 5.784 GWh entspricht. Wind und Solarenergie tragen mit 2.525 GWh zur Deckung des Energiebedarfs bei und kommen somit auf einen Anteil von 8,4%. Die Wasserkraft speist 2.281 GWh ins marokkanische Netz ein und liegt somit hauchdünn vor den Ölkraftwerken mit 2.211 GWh. Beide liegen somit bei etwa 7,5% vom Gesamtmix. Der Energiemix Marokkos kann somit eine starke Diversifikation aufweisen. Die ersten Maßnahmen zur Steigerung der erneuerbaren Energieträger in der Stromerzeugung können aufgrund des Verlaufes der letzten Jahre bereits spürbare Erfolge verbuchen. Der Anstieg besonders im Windsektor der Erneuerbaren, sowie der Rückgang der Stromerzeugung aus Öl ist mit Sicherheit ein Schritt in die richtige Richtung. (IEA, 2015)

Da keine fossilen Ressourcen in Marokko vorhanden sind, ist die Stromerzeugung stark von Importen der Brennstoffe abhängig. Mehr als 90% der erzeugten Energie im Land wird entweder direkt mittels Stromimporte oder aus importierter Kohle, Öl oder Gas gewonnen. Auch deshalb ist es von großer Bedeutung die Produktion aus thermischen Kraftwerken weiter zu verringern und verstärkt auf regenerative Energieträger zu setzen. (Khatib, 2018, S. 12)



\* In this graph, peat and oil shale are aggregated with coal, when relevant.

Abbildung 8: Stromerzeugung je Brennstoff Marokko (IEA, 2015)

### 1.2.1.1 Kohle

Kohle ist aktuell der wichtigste Rohstoff, wenn es um die Erzeugung von Strom geht. Der bedeutendste Standort zur Stromerzeugung aus Kohle befindet sich etwas südlich von El Jadida und beheimatet mehrere Anlagen des Jorf Lasfar Kraftwerks. Hier stehen sechs Einheiten mit jeweils über 330 MW und einer gesamt installierten Leistung von 2.060 MW. Die Anlagenteile 5 und 6 wurden erst 2014 errichtet und erklären die noch weitere Steigerung der Stromproduktion aus Kohle in diesem Jahr. Anschaulich wird dies in Abbildung 8. Weitere Kohlekraftwerke sind mit 300 MW in Mohammedia sowie 165 MW in Jerada zu finden.

Trotz der Bemühungen auf Nachhaltigkeit zu setzen, wurden im Jahr 2018 zwei neue Kohlekraftwerkseinheiten in Safi umgesetzt. Die jeweils 693 MW installierte Leistung erweitern den bestehenden Kraftwerkspark somit um 1.386 MW. Auch für das Jahr 2019 wird eine Erweiterung für den Standort Jerada mit neuen Kapazitäten von 350 MW erwartet. Es bleibt abzuwarten ob dadurch in den nächsten Jahren die Erzeugung mittels Kohlekraftwerken weiter steigen wird. (PLATTS, 2018)

### 1.2.1.2 Erdgas

Die Stromproduktion aus Erdgas kann auf Kapazitäten von rund 1.000 MW zugreifen. In Tahaddart findet man die leistungsmäßig größte, mit einer installierten Leistung von 384 MW. Dieser 2005 in Betrieb genommene Anlage setzt auf die Technologie eines Kombikraftwerks. Durch die Errichtung eines GuD-Kraftwerks kann der Wirkungsgrad im Vergleich zu reinen Gaskraftwerken gesteigert werden. Auch die beiden 2010 in Betrieb genommen, jeweils 150 MW starken Kraftwerke in Ain Beni Mathar setzen auf diese Technologie. Der bereits 300 MW fassende Kohlestandort Mohammedia kann dieselbe installierte Leistung auch in Gaskraftwerken aufweisen.

Für das Jahr 2020 plant die Marokkanische Regierung die Erweiterung des Kraftwerksparks um Gaskraftwerke mit einer Kapazität von 1.230 MW. Durch die ebenfalls festgelegten Ziele im Bereich erneuerbare Energien ist es jedoch nicht sicher, dass diese Ressourcen tatsächlich vollständig zugebaut werden. (PLATTS, 2018)

Wie stark die Importabhängigkeit auch beim Erdgas ist, zeigt die Statistik über die Herkunft der rund 1.094 Millionen Kubikmeter, die 2015 verbraucht wurden. So stammen lediglich 94 Millionen Kubikmeter aus der Produktion im eigenen Land. Der Rest von 1 Milliarde Kubikmeter stammt aus Importen aus Ländern mit reicheren Gasressourcen. (CIA World Factbook, 2015)

### 1.2.1.3 Erdöl

Der Sektor Erdöl gehört als drittes Mitglied der thermischen Kraftwerke ebenso zur Stromerzeugung wie Kohle und Erdgas. Die Erzeugungskapazitäten von 1.818 MW sind auf einige Regionen des Landes verteilt. Eine Bedeutende findet sich in Mohammedia, wo schon große Kapazitäten an Kohle und Erdgas vorhanden sind, wieder. Mit den zuvor erwähnten 600 MW und den 413 MW an installierter Leistung aus Kraftwerken, die Erdöl zur Verstromung verwenden, verfügt dieser Standort über 1 GW an Er-

zeugungskapazitäten. Der leistungsintensivste Kraftwerkspark befindet sich in Kenitra. Dieses Gebiet ist als Industriestandort sehr beliebt und verfügt über Ölkraftwerke mit einer installierten Leistung von 600 MW. (PLATTS, 2018)

### **1.2.1.4 Erneuerbare Energien**

Der Anteil an Kraftwerken, die Strom aus regenerativen Quellen erzeugen ist in den letzten Jahren ständig gestiegen. Dieser Trend konnte schon in Abbildung 8 erkannt werden und wird sich aufgrund der angestrebten Ziele im EE-Sektor weiter fortsetzen. Aktuell ist der größte Stromlieferant der Erneuerbaren, die Windkraft. Mit 2.516 GWh lag sie 2015 knapp vor der Erzeugung aus Wasserkraft.

### **1.2.1.5 Wasser**

Zur Wasserkraft tragen 2018 rund 1.783 MW an Kraftwerksleistung zur Erzeugung von Strom bei. Den Großteil davon, genauer gesagt 1.317 MW, machen dabei kleine Laufwasserkraftwerke unter 100 MW aus. Die verbleibenden 466 MW können vier Pumpspeicherkraftwerken in Afourer zugeordnet werden.

Durch Projekte mit geplanter Fertigstellung 2020, sowohl im Laufwasser- als auch Speicherwasserbereich, sollen die nationalen Vorgaben erreicht werden. Ein Pumpspeicherkraftwerk mit 350 MW soll außerdem das Problem der schwankenden Erzeugung aus Wind und Sonnenkraft etwas abschwächen. Das geforderte Ziel von 2 GW an installierter Leistung im Bereich Wasserkraft liegt somit in greifbarer Nähe und sollte in den nächsten zwei Jahren nicht nur erreicht, sondern sogar übertroffen werden. (PLATTS, 2018)

### **1.2.1.6 Wind**

Die Erzeugung aus Windkraft verzeichnet in den letzten Jahren einen deutlichen Anstieg in der stark kohlelastigen Stromerzeugung in Marokko. Die in 2018 installierte Leistung ist mit 747 MW deutlich geringer als jene im Bereich der Wasserkraft. Die größte Windkraftanlage wurde 2014 in Tarfaya fertig gestellt und kann mit einer Kapazität von 301 MW, an der Westküste nahe der Grenze zum Gebiet der Westsahara, Strom erzeugen. Ein weiterer wichtiger Standort von Windkraftanlagen ist Tanger, an der Nordküste nahe der Straße von Gibraltar, wo ein Windpark mit 120 MW errichtet wurde. Ebenfalls sehr nördlich und nicht weit entfernt von Tarafaya findet sich eine weitere Anlage mit 140 MW wieder.

Das Potential für die Nutzung von Windenergie ist in Marokko hervorragend und wurde bereits unter „Punkt 1.1.6.2 Potential der EE nutzen“ genauer erläutert.

Um die Ziele von 2 GW installierte Leistung auch im Sektor Wind erreichen zu können, sind einige Projekte in Planung. Neben einer Anlage in Taza ist ein weiterer Zubau in Tanger für das Jahr 2019 geplant. Für das Jahr 2020 soll anschließend eine 200 MW Anlage in Jbel Lahdid fertiggestellt werden und ein weiterer Windpark mit 150 MW an installierter Leistung in Midelt. Um die geforderten 2 GW tatsächlich bis zum Jahr 2020

erreichen zu können, fehlen noch zusätzliche Zubauten im Ausmaß von 750 MW, die in den nächsten beiden Jahren zu erfolgen hätten.

### **1.2.1.7 Solar**

Die installierte Leistung an Kraftwerken, welche die Sonnenenergie zur Stromerzeugung verwenden, beläuft sich in Marokko auf 531 MW. Neben kleineren Photovoltaik-Anlagen trägt besonders das neue NOOR Projekt dazu bei. Dieser in den letzten Jahren errichtete Komplex nutzt die Technologie der Solarthermie zur Verstromung. Der Standort Ouarzazate wurde aufgrund der vorherrschenden Strahlungsbedingungen, der benötigten Anforderung bezüglich freier Fläche, rechtlicher Rahmen sowie elektrischer Anbindung ausgewählt.

Die Kraft der Sonne ist in den Breitengraden Marokkos besonders gut zur Nutzung von Solarkraftwerken. Eine genauere Beschreibung der gegebenen Voraussetzungen können unter „Punkt 1.1.6.2 Potential der EE nutzen“ nachgelesen werden.

Die Projektreihe NOOR hat weitere Zubauten im Sektor Sonnenenergie zur Folge. So sind am Standort Midelt ebenfalls Errichtungen im Ausmaß von 600 MW bis 2020 vorgesehen. Mitsamt anderer kleiner geplanten Projekte fehlen jedoch immer noch 800 MW um die nationalen Vorgaben bis 2020 zu erreichen. (PLATTS, 2018)

## **1.3 Energieübertragung**

Ein gut ausgebautes nationales Netz stellt die Grundlage der Energieübertragung in Marokko. Anhand der geographischen Nähe zu Europa fungiert man mittels Netzanbindung nach Spanien, als Knotenpunkt zum Rest Afrikas.

### **1.3.1 Nationale Leitungsnetze**

Das Leitungsnetz in Marokko umfasst neben dem Übertragungsnetz von 400 kV und 225 kV in der Höchstspannungsebene noch das Verteilnetz in der Hochspannungsebene von 150 kV und 60 kV. Das nationale Netz erstreckt sich über das ganze Land mit vereinzelt Mini-Netzen, sowie teilweise Selbstversorger-Lösungen für nicht angeschlossene Teilnehmer im meist ländlichen Bereich. Die ONEE agiert als Monopol in der Übertragungsebene, was in Abbildung 7 gut ersichtlich ist.

Die rund 3.000 km der 400 kV Ebene erstrecken sich in Küstennähe von Nord nach Süd, sowie als Anbindung an Algerien im Norden des Landes von West nach Ost. Die 225 kV Höchstspannungsebene vernetzt das gesamte bewohnte Gebiet flächendeckend und mit einer Gesamtlänge von mehr als 9.000 km. Für die Stärkung der Übertragungsnetze, sowie der weiteren Anbindungen von Kraftwerken wurden im Jahr 2017 rund 12 Millionen MAD (1 Million €) investiert. (Khatib, 2018)

Das Verteilnetz wird zwar mit rund 52% von ONEE dominiert, aber auch sieben lokale, staatliche, als auch private Verteiler finden sich am Markt wieder.

Die privaten Unternehmen, welche die Verteilnetze finanzieren, errichten, als auch betreiben müssen, finden sich in den Großstädten Casablancas (Lydec), Rabats (Redal) und in Tangier und Tetouan (Amendis) wieder. Um eine Befugnis als privates Unternehmen in der Verteilebene zu bekommen, werden Langzeitverträge abgeschlossen, welche die Verbraucherinteressen schützen sollen. Die effiziente Nutzung sowie technisches Know-How sind weitere Vorgaben an den Betreiber. (Khatib, 2018)

Auf Mittelspannungsebene erstreckt sich das Verteilnetz über mehr als 80.000 km. Hinzu kommen rund 200.000 km Leitungsnetz in der Niederspannungsebene. (Khatib, 2018)

Ein wichtiger Punkt, den es stark zu verbessern gilt, ist jener der Netzverluste. So kommt mehr als ein Fünftel, nämlich 21,5%, der gesamten erzeugten Energie nicht als Nutzenergie beim Verbraucher an. Die einzelnen Stufen an welchen die Verluste auftreten sind Erzeugung (4,8%), Übertragung (4,3%) und, der bedeutendste Anteil wo Energiedefizite auftreten, Verteilung (12,4%). In jedem dieser Bereiche gilt es den Wirkungsgrad zu verbessern und dadurch eine effizientere Nutzung der produzierten Energie zu ermöglichen. (Arab Union of Electricity, 2017)

### 1.3.2 Internationale Verbindungen

Da Marokko mehr Energie braucht als es produziert, ist die Anbindung an Nachbarländer von essentieller Bedeutung. Es bestehen Leitungen sowohl nach Europa (über Spanien), als auch ans östlich angrenzende Algerien.

Als wichtigere Leitung kann jene nach Spanien gesehen werden, die bereits seit 1997 besteht und als derzeit einzige Leitung die Maghreb-Region mit dem europäischen Hochspannungsnetz synchronisiert. Dieses 400 kV Unterseekabel wurde durch ein weiteres im Jahre 2006 erweitert. Die aktuelle Übertragungskapazität von 1,4 GW dient hauptsächlich dazu Energie vom europäischen Kontinent nach Marokko zu transportieren. Da der Bedarf höher als die Produktion ist und auch die Energie aus Spanien oft günstiger ist als im eigenen Land, wurde deutlich mehr importiert als exportiert. So beliefen sich die Energie-Importe im Jahr 2012 auf 4.900 GWh, wohingegen die Exporte mit 5 GWh sehr gering ausfielen. Aufgrund der Bedarfssteigerung sowie des Überangebots in Spanien wird sich in naher Zukunft daran auch nicht viel ändern. (IEA, 2016; IEA Publications, 2014)

Die Verbindung zum benachbarten Algerien dient hauptsächlich für Ausgleichs- und Hilfeleistungen bei regionalen Schwankungen zwischen den beiden Ländern. Die Importe betragen im Jahr 2012 um 57 GWh weniger als die Exporte, wodurch Marokko zumindest mit Algerien als Netto-Exporteur betrachtet werden kann. Mit diesen Leitungen können bis zu 1,2 GW übertragen werden.

Aktuell gibt es neben mehreren Ideen einer weiteren Leitung nach Spanien auch noch eine weitere Überlegung zur Anbindung an Europa. Es werden Studien durchgeführt zur Sinnhaftigkeit und Kostenanalyse einer Verbindung zwischen Marokko und Portugal. Dies könnte neben der geplanten Verbindung Tunesien-Italien eine weitere Vernetzung mit Europa zur Folge haben.

## 1Marokko

---

Auch eine Verbindung nach Mauretanien befindet sich in der Überprüfungsphase. Wobei mit dem Leitungsausbau von Laayoune - Dakhla bereits ein erster Schritt zur weiteren Vernetzung von Nordafrika getätigt wurde. Falls dieses Projekt durchgeführt wird, bestehen bereits weitere Ansätze eines Anschlusses vom noch weiter südlich gelegenen Senegal.

Die aktuelle Vernetzung sowie weitere Projekte in der Durchführungs- bzw. Planungsphase sind in Abbildung 9 ersichtlich.

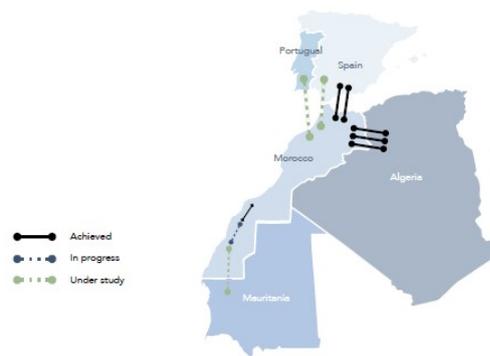


Abbildung 9: Internationale Verbindungen Marokko (Khatib, 2018, S. 20)

### 1.4 Energieverbrauch

Den Hauptteil der 2015 verbrauchten Energie von 29.939 GWh machen der Industrie sowie der Wohnsektor aus. Mit 10.864 GWh liegt der Verbrauch der Industrie bei einem Anteil von 36,3%. Dieser Sektor ist vor allem durch die Phosphaterzeugung und -verarbeitung vertreten. Der Bereich, welcher auf den häuslichen Wohngebrauch zurückzuführen ist, fällt ebenfalls mit gut einem Drittel, also 10.065 GWh, ins Gewicht. Aufgrund des steigenden Wohlstands und der Finanzstärke von Teilen der marokkanischen Bevölkerung wird dieser Sektor, aufgrund vom stärker werdenden Kühlbedarf von Wohnräumen, weiter steigen. Auf den Bereich „Gewerbe und öffentlicher Dienst“ fallen 5.090 GWh, was einem Anteil von 17% entspricht. Der Landwirtschaftssektor mitsamt der Forstwirtschaft kommt auf 3.575 GWh und rund 12%. Im Transportwesen wird noch größtenteils auf Erdölprodukte vertraut und der elektrische Energieverbrauch dieser Sparte ist mit etwas über einem Prozent nicht von Relevanz. (IEA, 2015)

Sparte	Energie [GWh]	Anteil [%]
Industrie	10.864	36,3
Transport	345	1,2
Wohnen	10.065	33,6
Gewerbe und öffentlicher Dienst	5.090	17,0
Landwirtschaft	3.575	11,9
Gesamt	29.939	100

Tabelle 6: Energieverbrauch nach Sektor Marokko 2017 (IEA, 2015)

Der durchschnittliche Stromverbrauch Marokkos pro Einwohner betrug 901,13 kWh im Jahr 2014. Der Verlauf aus Abbildung 10 zeigt den steigenden Verbrauch der letzten Jahre recht deutlich. Trotz einer Abflachung im Bereich der letzten zwei Jahre ist der durchschnittliche Verbrauch seit dem Jahr 2010 bei 4,7%. (Worldbank, 2017)

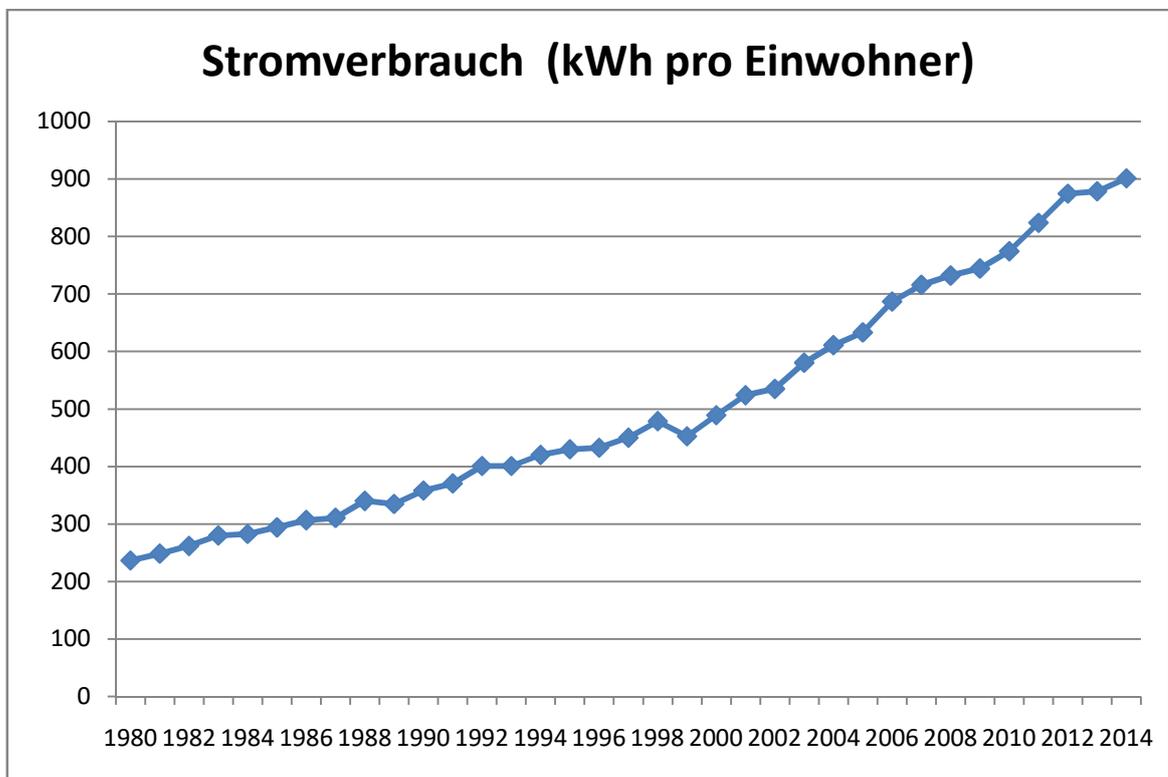


Abbildung 10: Verlauf des Stromverbrauches pro Einwohner in Marokko (Worldbank, 2017)

Im Vergleich zu anderen Staaten Afrikas liegt man weit über dem Durchschnitt von 0,57 MWh pro Einwohner. Zieht man die Verbrauchszahlen von Europa für einen Vergleich heran, liegt der Durchschnitt bei 5,97 MWh pro Einwohner und somit um mehr als den Faktor 6 darüber. Anhand dieser Werte kann man belegen, dass die marokkanische Bevölkerung einen viel höheren Lebensstandard als der Großteil Afrikas vorzuweisen hat. Der Abstand zu europäischen Ländern und von den dort vorherrschenden Möglichkeiten der Energienutzung ist jedoch beträchtlich. (IEA, 2015)

Land/Region	Stromverbrauch pro Einwohner [MWh]
Marokko	0,89
Tunesien	1,46
Afrika	0,57
Europa	5,97
Welt	3,05

*Tabelle 7: Stromverbrauch pro Einwohner (IEA, 2015)*

## 2 Tunesien

Die folgenden Punkte sollen einen ersten Überblick über Tunesien liefern und neben grundlegenden Informationen zu Wirtschaft, Politik und Energie den Grundstein für die später detailliertere Erläuterung der Energiewirtschaft legen.

### 2.1 Allgemeine Informationen

Hier folgen einige grundlegende Informationen über Tunesien.

**Staatsform:** Republik

**Regierungssystem:** semipräsidentielles System

**Staatsoberhaupt:** Präsident Beji Caid Essebsi

**Hauptstadt:** Tunis

**Fläche:** 163.610 km<sup>2</sup>

**Einwohnerzahl:** 11.659.174 (Worldometers, 2018)

**Amtssprache:** Arabisch

**Währung:** Tunesischer Dinar (TND) (1TND  $\approx$  0,31€)

**Bruttoinlandsprodukt (BIP), Mrd. USD:** 40,26 (Trading Economics, 2017)

#### 2.1.1 Wirtschaft

Tunesien verzeichnete im Jahr 2017 ein Bruttoinlandsprodukt von 40,26 Milliarden US Dollar. Was jedoch sofort ersichtlich wird bei der Betrachtung von Abbildung 11 ist, dass der Trend der letzten Jahre nach unten zeigt. So sank das BIP seit dem Jahr 2014 von seinem Höchstwert von 47,59 Milliarden US Dollar kontinuierlich auf den oben genannten Wert für 2017 ab. Diesen Rückschritt haben verschiedene Faktoren zur Ursache. Zum einen ist es auf die geringere Produktion von Erdöl- und Erdgasprodukten zurückzuführen, zum anderen ist das BIP von Tunesien auch wesentlich vom Tourismus abhängig. Dieser ist seit dem erhöhten Vorkommen von terroristischen Anschlägen nicht nur im tunesischen, sondern im gesamten nordafrikanischen Raum stark zurückgegangen. Dies sind zwei gravierende Faktoren für den Rückgang des BIPs in den letzten Jahren. (Worldbank, 2017)

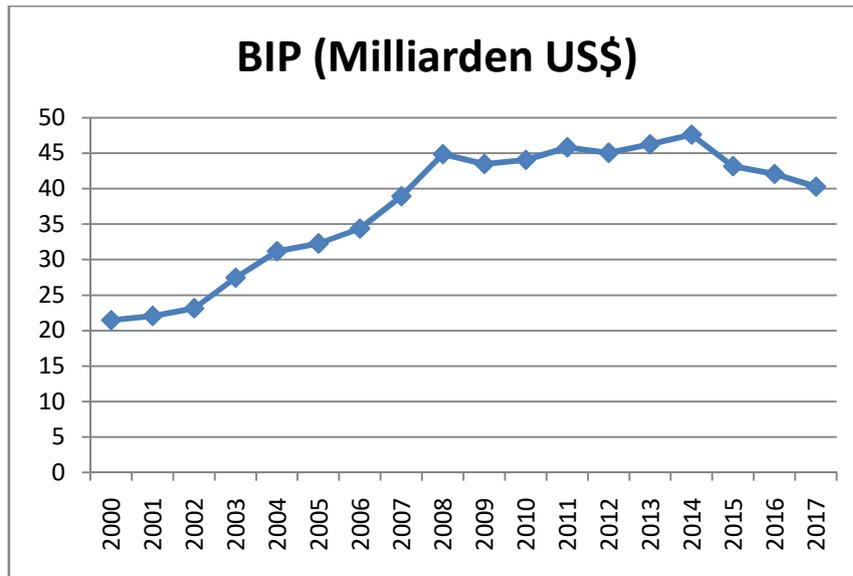


Abbildung 11: BIP-Verlauf in Tunesien (Worldbank, 2017)

Beim jährlichen Wachstum in Abbildung 12 ist sofort das Jahr 2011 ersichtlich. Das jährliche BIP Wachstum von -1,9% kann durch den arabischen Frühling erklärt werden. Proteste, die Ende Dezember 2010 in Tunesien begonnen haben und sich in weiterer Folge nach Algerien und Ägypten ausbreiten, haben diesen gravierenden Einsturz verursacht.

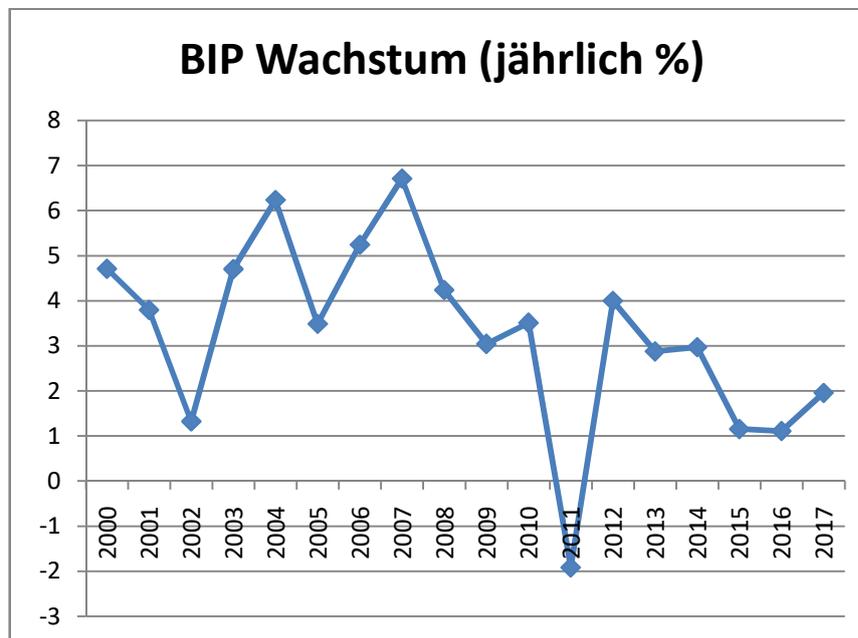


Abbildung 12: BIP-Wachstum in Tunesien (Worldbank, 2017)

Die Exporte von Tunesien sind neben den beiden Hauptsparten Maschinen (30%) und Textilien (23%), noch Mineralölprodukte (7%), Chemikalien (5,9%) und der Beförderungssektor (5,3%). Viele weitere Produktionserzeugnisse ermöglichen es dem Land einen breiten Mix am Weltmarkt anbieten zu können. Gesamterlöse aus getätigten Exporten betragen im Jahr 2016, 15,3 Milliarden US Dollar. Die bedeutendsten Abnehmer

tunesischer Waren sind Frankreich, Italien und Deutschland. Fast ein Drittel der Exporte des Landes werden nach Frankreich geliefert. Gesamt werden 77% des Außenhandels mit Europa betrieben. Auch bei den Importen sind wieder Frankreich, Italien und Deutschland an der Spitze der Partnerländer. Die europäische Vorherrschaft schlägt hier mit 62% zu Buche, gefolgt von Asien mit 26%, am Gesamtanteil der Importe in Tunesien. Die Gesamtsumme von 19,5 Milliarden US Dollar übersteigt die Exporte deutlich und verursacht somit ein Handelsdefizit von 4,22 Milliarden US Dollar. (OEC, 2016)

### 2.1.2 Politik

Die Republik Tunesien ist eine repräsentative Demokratie mit Präsident Beji Caid Essebsi als Staatsoberhaupt. Er geht 2014 als Präsident der ersten demokratisch abgehaltenen Wahl, nach den Revolutionen des Arabischen Frühlings hervor. Als Regierungschef wurde Ministerpräsident Youssef Chahed 2016 ins Amt gewählt. Die neue, 2014 verabschiedete Verfassung beinhaltet mehrere Punkte zur Religionsfreiheit, sowie der Gleichstellung zwischen Mann und Frau. Damit übernahm Tunesien eine klare Vorreiterrolle in der arabischen Welt.

Als wichtigster außenpolitischer Partner von Tunesien kann die EU gesehen werden. Die gute Zusammenarbeit rührt neben wichtigen Handelsgeschäften auch von den vielen europäischen Touristen, die für die Wirtschaft Tunesiens von großer Bedeutung sind. Auch mit den USA unterhält Tunesien schon lange eine gute politische Beziehung. Tunesien ist außerdem Mitglied der Afrikanischen Union. (Wikipedia, 2018)

### 2.1.3 Energie

Im Jahr 2016 betrug die gesamte produzierte Energie samt Importe 13.745 ktoe. Der Primärenergiebedarf in Tunesien setzt sich hauptsächlich aus den beiden fossilen Rohstoffen Erdgas und Erdöl bzw. Produkten aus Erdöl zusammen. Erneuerbare Energieträger findet man aktuell nur in überschaubaren Mengen wieder. Mit 56% kommt mehr als die Hälfte, der in Tunesien benötigten Energie aus dem Ausland. Die nachfolgende Tabelle 8 gibt Aufschluss darüber woher die Energie stammt sowie aus welchen Anteilen sie sich zusammensetzt.

Quelle	Rohstoff	Menge [ktoe]	Anteil [%]
Importe	Öl	913	6,6
	Öl Produkte	3.840	27,9
	Gas	2.935	21,4
	Strom	12	0,1
	Gesamt	7.700	56
Produktion	Öl	2.507	18,2
	Gas	2.280	16,6
	Biotreibstoff/Abfall	1.081	7,9
	Wärme	77	0,6
	Sonstige	96	0,7
	Wasser	4	0,03
	Gesamt	6.045	44
Summe	13.745	100	

Tabelle 8: Energiehaushalt Importe Tunesien 2016 (IEA, 2016)

Die Verbrauchsseite weist wiederum mit dem Transportsektor einen bedeutenden Abnehmer auf, welcher den Energiehaushalt mit 2.388 ktoe belastet. Die Bereiche für Wohnen, Gewerbe, öffentliche Einrichtungen sowie Landwirtschaft verbuchen unter dem zusammengelegten Sektor „Sonstige“ 3.185 ktoe der gesamten Verbrauchsseite von 7.997 ktoe. Um das Gleichgewicht zwischen Energieeingang und -ausgang herzustellen müssen noch Punkte wie Exporte, Speicheränderungen sowie Ungenauigkeiten berücksichtigt werden. In der nachfolgenden Tabelle 9 wird die genaue Aufteilung der relevanten Verbrauchergruppen aufgezeigt.

Sektor	Rohstoff	Menge [ktoe]	Anteil [%]
Industrie	Ölprodukte	875	41,1
	Erdgas	786	37
	Strom	466	21,9
	Gesamt	2.127	100
Transport	Ölprodukte	2.149	90
	Erdgas	231	9,7
	Strom	8	0,3
	Gesamt	2.388	100
Sonstige	Ölprodukte	1.013	31,8
	Erdgas	387	12,2
	Biotreibstoff /Abfall	871	27,3
	Solar/Gezeiten/Wind	50	1,6
	Strom	864	27,1
	Gesamt	3.185	100
Nichtenergetisch	Ölprodukte	297	100

*Tabelle 9: Energiehaushalt Verbrauch Tunesien 2016 (IEA, 2016)*

Die beste Übersicht über die Primärenergiebilanz bietet Abbildung 13. Hier können die genauen Verwendungszwecke der einzelnen Energieträger sowie deren Herkunft übersichtlich veranschaulicht werden.

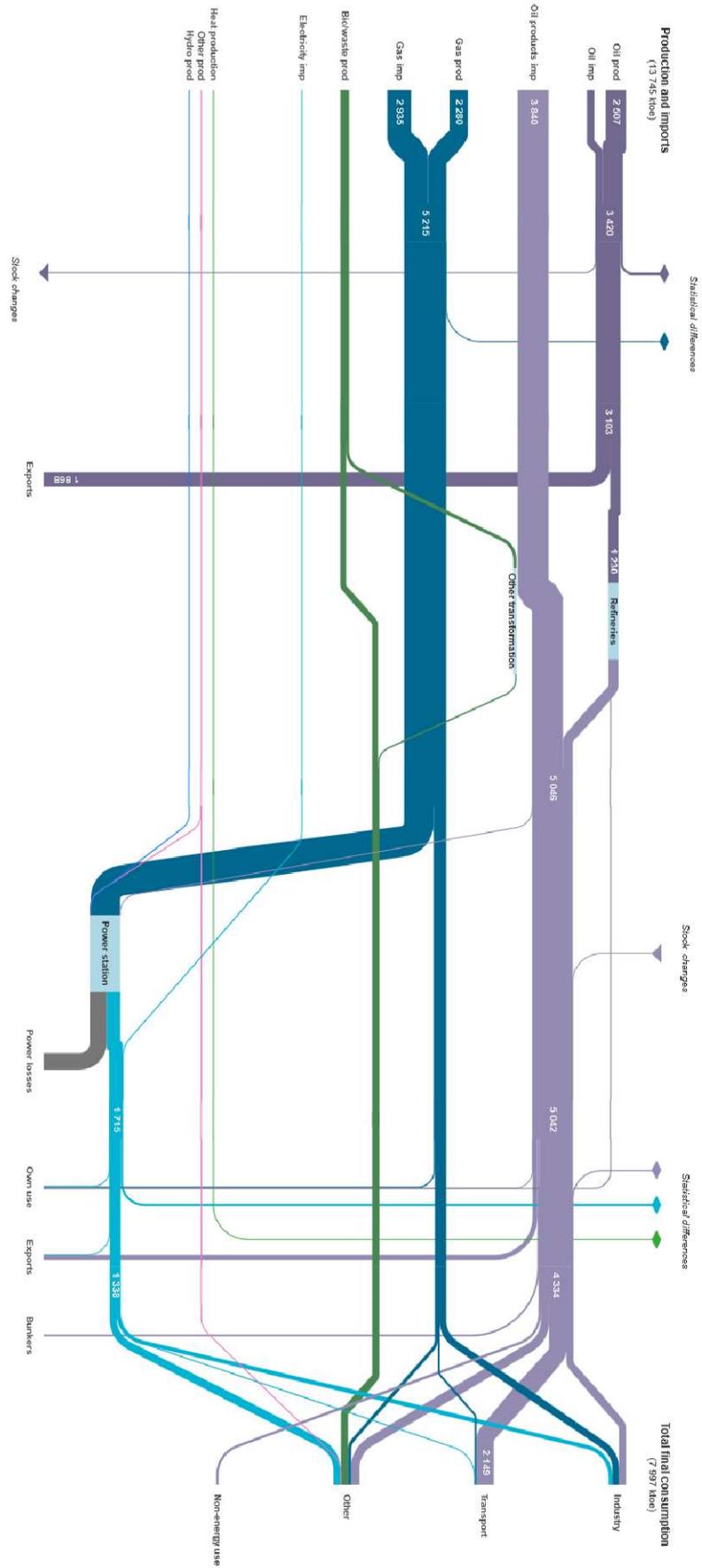


Abbildung 13: Sankey-Diagramm Tunesien 2016 (IEA, 2016)

### 2.1.4 Entwicklung

Mit dem Erlass 62-08 im Jahr 1962 wurde die „Société Tunisienne d'Electricité et du Gaz“ (STEG) gegründet, mit der Aufgabe der Erzeugung, Übertragung und dem Vertrieb von Elektrizität. In darauf folgenden Jahren wurden weitere Gesetze zur Erzeugung von IPP's mit PPA's erlassen. Der erste Ansatz für die Förderung von erneuerbaren Energien wurde mit dem Gesetz 2004-72 geleistet, welches erste Inhalte bezüglich der Nutzung von EE, hauptsächlich Wind und Solar, beinhaltete. (Cessac, 2014)

Auf Grundlage des Gesetzes von 2004 wurde das Gesetz 2009-7 erlassen, welches die weitere Forcierung von EE gewährleisten soll. Es beinhaltet unter anderem gesetzliche Rahmenbedingungen zur Eigenerzeugung sowie Bedingungen zum Verkauf von Übererzeugungen aus erneuerbaren Ressourcen. Weiters wurde mit dem „Grid Code 2011“ die Netzanbindung von Energie aus regenerativen Quellen geregelt. (Detoc, Country Profile Tunisia Report, 2016)

Der nächste bedeutende Schritt wurde mit dem Gesetz 2015-12 getätigt. Durch dieses Gesetz wurden Rahmenbedingungen für EE-Projekte gelegt. Wie in Abbildung 14 ersichtlich, werden Eigenverbrauch, Verkauf sowie Exporte für die Erzeugung aus EE geregelt. Unter dem Punkt „Self-consumption“ fällt der gesamte Industriesektor, dem die Möglichkeit zur Eigenerzeugung angeboten wird. Etwaige Überkapazitäten können ausschließlich an die STEG verkauft werden und das nur bis zum Grenzwert von 30% der jährlich gesamt erzeugten Leistung. Für den lokalen Verbrauch also die „Local consumption“ gibt es die beiden unterschiedlichen Vergabeformen der Autorisierung (Authorisation) und der Konzession (Concession). Je nachdem ob das Kapazitätslimit des Erlasses 2016-1123 überschritten wurde oder nicht greift das jeweilige Vergabeverfahren. Auch Projekte, die für den Export von Energie bestimmt sind, werden nach dem Konzessionsschema behandelt. (Detoc, Auction Study Tunisia, 2018)

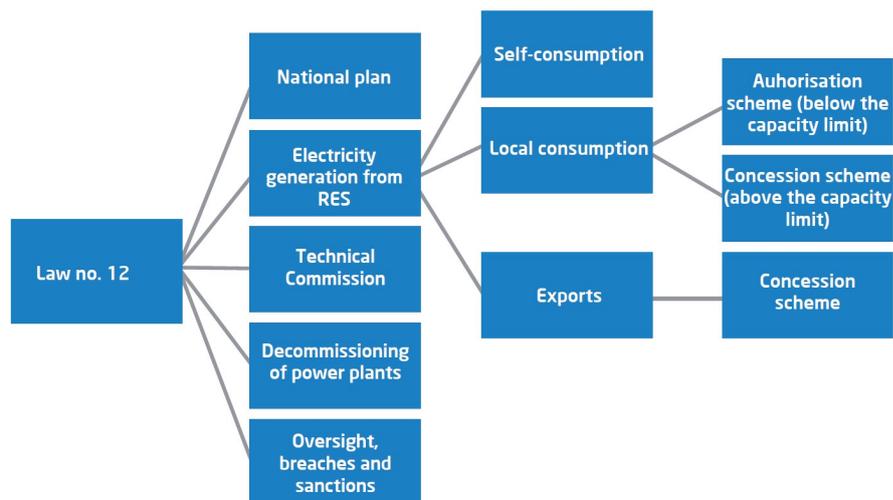


Abbildung 14: Übersicht von Gesetz 2015-12 (Detoc, Auction Study Tunisia, 2018, S. 24)

### 2.1.5 Energiestrategie

Um das Handelsdefizit, welches seit Jahren besteht etwas besser in den Griff zu bekommen und den Klimawandel etwas zu bremsen, hat sich die tunesische Regierung den verstärkten Gebrauch von erneuerbaren Ressourcen zur Energieerzeugung vorgenommen. Konkret wurde der Tunesische Solar Plan (TSP) als der nationale Leitplan zu einer Erhöhung der Kapazitäten aus regenerativen Energieträgern verfasst. Unter dem Namen Solar Plan wird der gesamte EE-Bereich zusammengefasst, d.h. nicht nur Solar Energie, sondern auch Wind, Biomasse und CSP-Anlagen. Weiters soll die Abhängigkeit von Importen durch diese Maßnahmen gesenkt werden.

Die Ziele, die sich die Regierung 2009 durch den TSP gesetzt hat, beinhalten langfristige Ziele bis 2030 sowie die Definition der bis 2020 zu erreichenden Maßnahmen. So sollen bis im Jahr 2030 erneuerbare Energien 30% der gesamt installierten Leistung des Landes ausmachen. Diese Kapazitäten von 3.815 MW sollen nach Tabelle 9 auf die jeweiligen Energieträger aufgeteilt werden. Der Großteil, der zumeist neu errichteten Anlagen soll durch Wind und Photovoltaik realisiert werden. Bis 2020 soll bereits ein Gesamtanteil von 14%, was einer installierten Leistung von 1.225 MW entsprechen würde, an EE den Kraftwerksmix vervollständigen. (Detoc, Country Profile Tunisia Report, 2016)

Energieträger	2018		2030	
	Installierte Leistung [MW]	Anteil am Gesamtmix [%]	Installierte Leistung [MW]	Anteil am Gesamtmix [%]
Windkraft	208	2,9	1.755	13,8
Photovoltaik	20	0,3	1.510	11,9
CSP	0	0	450	3,5
Biomasse	0	0	100	0,8
Gesamt	228	3,2	3.815	30

Tabelle 10: TSP Ziele 2030 (PLATTS, 2018);(Detoc, Country Profile Tunisia Report, 2016)

Ein weiterer Punkt, welcher in der Energiestrategie des Landes stark verankert ist, ist jener der Steigerung der Energieeffizienz. Ziel ist es den Primärverbrauch bis 2030 um 30% zu senken. Damit ist gemeint im Vergleich zum Jahr 2030 und jenem Szenario in welchem keine Maßnahmen zur effizienteren Energienutzung umgesetzt werden würden. Durch die oben erwähnte Aufstockung der Kapazitäten im erneuerbaren Energien Sektor und der Effizienzsteigerung, erwartet sich die Regierung Einsparungen von rund 77 Mtoe im Zeitraum zwischen 2015 und 2030. Zu drei viertel stammen diese Einsparungen aus der effizienteren Verwendung von Energie. Gesamt sollen so bis zu 6.340 Millionen € eingespart werden. (Detoc, Country Profile Tunisia Report, 2016)

### 2.1.6 Marktstruktur

Der Markt in Tunesien wird ganz klar von der STEG dominiert. Man besitzt Monopolstellung im Übertragungs- sowie Verteilsektor und auch der Stromverkauf an den Endkunden wird ausschließlich von der STEG übernommen. Bei der Erzeugung der Energie besitzt das Unternehmen einen Anteil von 86% der gesamten Stromproduktion. Die

anderen 14% können auf unabhängige Stromerzeuger, den IPP's, aufgeteilt werden. Allen voran der Carthage Power Company, die mit der Anlage in Rades rund 480 MW installierte Leistung zur Verfügung stellt. Alles was nicht für die Eigenverwendung verbraucht wird, geht weiter in den Handel. Dieser erfolgt aber nur über vorverhandelte Verträge, den PPA's, und wiederum nur über die STEG. Somit kann ganz klar die STEG als die bestimmende Kraft am Markt definiert werden. (Detoc, Country Profile Tunisia Report, 2016)

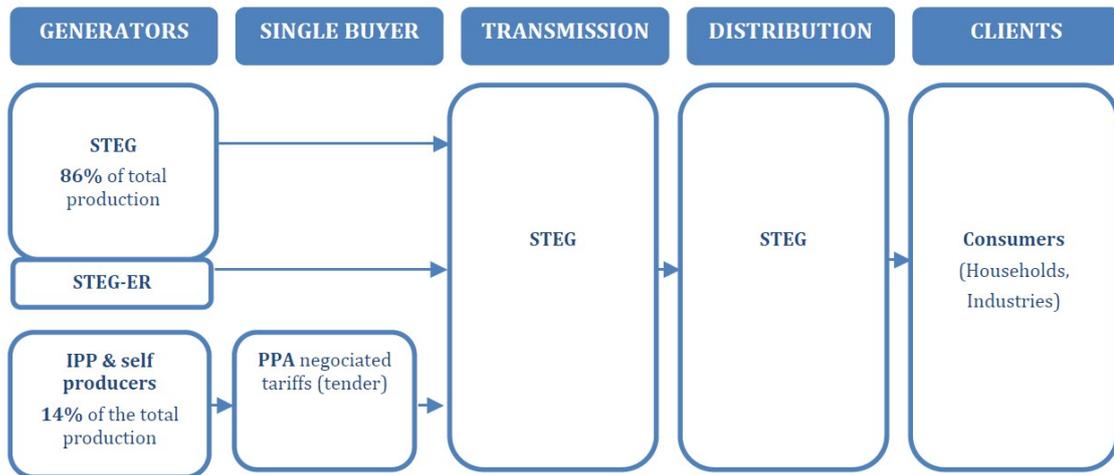


Abbildung 15: Strommarkt-Struktur in Tunesien (Detoc, Country Profile Tunisia Report, 2016)

### 2.1.6.1 Strompreise

Die Strompreisgestaltung in Tunesien kann als durchaus komplex beschrieben werden. So unterteilen sich die Tarife zunächst einmal nach der Spannungsebene die bezogen wird. Niederspannungstarife für den Wohn- und Gewerbesektor und Mittel- und Hochspannungstarife für industrielle Abnehmer. Weiters gibt es je nach Sparte im jeweiligen Tarif noch Unterteilungen je nach Einsatzgebiet.

Die Preisgestaltung im Niederspannungsbereich sieht folgendermaßen aus. Je nachdem wofür die Energie benötigt wird, wird eine monatliche Leistungsgebühr fällig. Dazu kommen die tatsächlich verbrauchten Kilowattstunden. Der Preis pro kWh hängt wiederum von der Menge der benötigten Energie ab. Je größer der monatliche Verbrauch ist, desto teurer wird die kWh. In manchen Tarifen gibt es eine Deckelung des jeweiligen Strompreises, sprich die ersten 200kWh sind günstiger als die folgenden. Genaue Tarifstufen und Preise sind in nachfolgender Tabelle 10 und Tabelle 11 ersichtlich. Die Währung der beiden Tabellen ist Millimes (eine Tausenderwährung des Dinars; 1 Dinar = 1000 Millimes).

Befindet man sich beispielsweise im Tarif Economy und verbraucht im Monat 180 kWh dann ist man in der Tarifgruppe mit einem monatlichen Verbrauch kleiner als 200 kWh. Der Preis von 162 Mill/kWh ergibt für die 180kWh eine Summe von 29.160 Mill. Hinzu kommt die Leistungsgebühr von 500 Mill was eine Gesamtsumme von 29.660 Mill ergibt. Dies entspricht in etwa 9,3 €.

Tarif	Sektor	Leistungsgebühr (mill/kVA/Monat)	Energiepreis für monatliche Verbrauchsgruppe (mill/kWh)					
			1-50	51-100	101-200	201-300	301-500	500+
Economy (1 und 2 kVA und Verbrauch <= 200 kWh/Monat)	Wohnen	500	75					
	Wohnen und Gewerbe		108					
	Wohnen und Gewerbe		162					
Economy (1 und 2 kVA und Verbrauch > 200 kWh/Monat)	Wohnen	500	167		198	285	350	
Standard (>2 kVA)	Wohnen und Gewerbe					260	295	

Tabelle 11: Stromtarif Normal Niederspannung Tunesien (STEG, 2018)

Der Spezialtarif im Niederspannungssektor beinhaltet bereits eine Preisstaffelung je nach Tageszeit. So kostet Energie zu den Spitzenbelastungszeiten mehr als bei weniger beliebten Zeitpunkten zur Energienutzung, wie beispielsweise in der Nacht. In gewissen Bereichen wie bei der Beleuchtung von öffentlichen Einrichtungen gibt es jedoch wieder einen Einheitstarif. Die Ausprägung dieser vier Zeitslots ist im Niederspannungstarifmodell nicht so präsent wie in den nachfolgenden Mittel- und Hochspannungsbereichen.

Tarif	Leistungsgebühr (mill/kW/Monat)	Energiepreis (mill/kWh)			
		Tag	Sommer Morgenspitze	Abendspitze	Nacht
Öffentliches Licht	700	224			
Wasser Boiler	500	285	-	-	285
Heizung und Kühlung	500	350			
Bewässerung	1.000	113	NA	295	103

Tabelle 12: Stromtarif Spezial Niederspannung Tunesien (STEG, 2018)

In den Industrietarifen, wie in nachfolgender Tabelle 13 ersichtlich, gibt es wie bei den Tarifmodellen zuvor eine Unterteilung nach Spannungsebene sowie je nach Verwen-

dungszweck. Die jeweilige Leistungsgebühr unterscheidet sich dadurch ebenso wie die tatsächlichen Preise für genutzte Energie. Die höherpreisigen Entgelte zur Sommermorgenspitze sowie der ganzjährlich auftretenden Abendspitze sollen eine Veränderung der Nutzungszeitpunkte bewirken, sowie den Deckungsbeitrag für Spitzenlastkraftwerke angemessen verrechnen. Auch hier sind wieder alle Werte in Millimes angegeben, also in tausendstel Dinar.

Tarifstufe	Tarif	Leistungsgebühr (mill/kW/Monat)	Energiepreis (mill/kWh)			
			Tag	Sommer Morgenspitze	Abendspitze	Nacht
Hochspannung	Vier Zeitslots	7.500	168	279	243	129
	Notstromversorgung	3.000	185	315	279	135
Mittelspannung	Einheitskurs	2.600	189			
	Vier Zeitslots	8.000	173	294	252	133
	Landwirtschaft Bewässerung	-	126	N.A	144	96
	Notstromversorgung	3.700	188	322	284	140

*Tabelle 13: Stromtarife Industrie Tunesien (STEG, 2018)*

Die Preisgestaltung erfolgt jährlich vom Staat aufgrund von vielen Parametern. So fließt neben dem Ölpreis auch beispielsweise die finanzielle Stärke des Elektrizitätsunternehmens STEG in die Berechnungen ein. Eine Unmenge anderer Faktoren wird ebenso verwendet um die Preise der jeweiligen Tarife und Zeitslots zu ermitteln. (Cessac, 2014)

Da der Strompreis steigt, je mehr Energie man bezieht, ist die Tarifgestaltung ein Mittel zur Energieeffizienzsteigerung. Jeder Stromabnehmer versucht seinen Verbrauch so niedrig wie möglich zu halten um nicht in eine teurere Tarifklasse zu steigen. Dadurch wird nicht nur eine Einsparung an Energie vorangetrieben, sondern auch die effiziente Nutzung der tatsächlich bezogenen Energie herbeigeführt. Durch die finanzielle Entlastung von Energiesparern wird die Öffentlichkeit bewusst mit dem Thema Energie konfrontiert und somit der verantwortungsvolle Umgang mit Strom nähergebracht.

## 2.2 Energieerzeugung

Tunesien erzeugt den Großteil seiner Energie aus der Verbrennung von Gas. Aus dem Jahresbericht 2017 der Arabischen Union für Elektrizität geht hervor, dass der Gesamtbetrag von 19.083 GWh aus rund 97% Erdgas gewonnen wird, was die deutliche Vorherrschaft dieses Rohstoffes klar macht. Der restliche, eher geringe Anteil kann auf Erdöl sowie erneuerbare Energien aufgeteilt werden. Anhand dieser Zahlen kann man durchaus von einer fehlenden Diversifikation im Energiemix sprechen. Diese extreme

Abhängigkeit spiegelt sich auch in den Gasimporten wieder. Die genaue Erzeugungsverteilung kann aus Abbildung 16 entnommen werden.

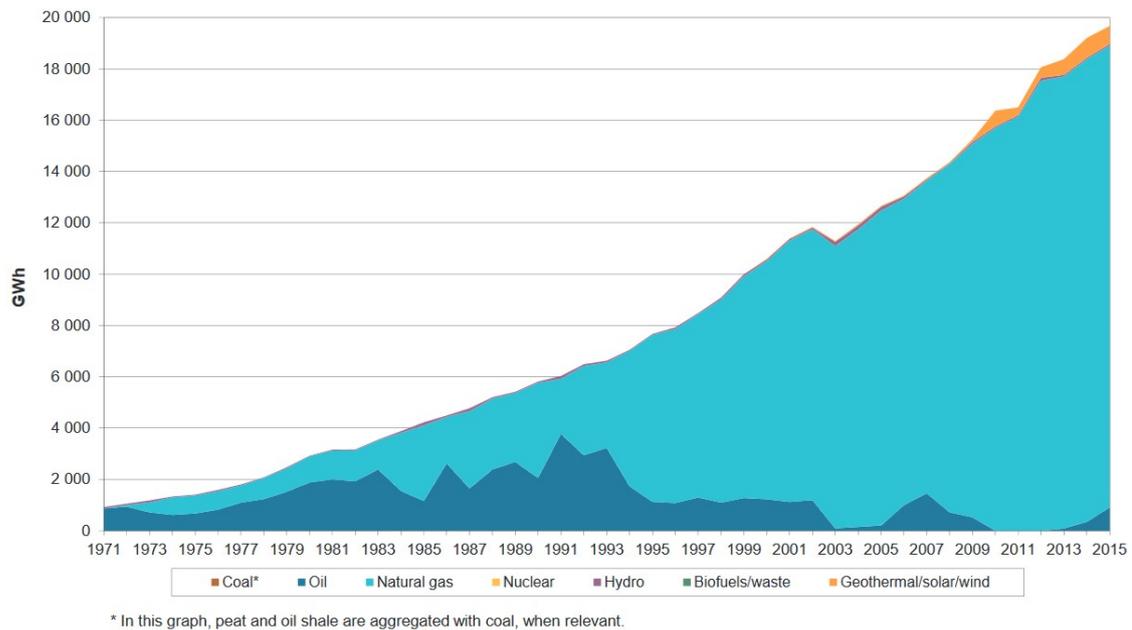


Abbildung 16: Stromerzeugung je Brennstoff Tunesien (IEA, 2015)

### 2.2.1.1 Erdgas

Der Energiemix in Tunesien besteht im Grunde genommen nur aus Erdgasanlagen. Dabei kann man zwischen drei verschiedenen Technologien, welche verwendet werden unterscheiden. Zum einen gibt es gewöhnliche Gaskraftwerke die als Brennstoff Erdgas verwenden um damit mittels Gasturbinen Strom erzeugen. Die neueren Kraftwerke werden jedoch immer häufiger als Gas-und-Dampf-Kraftwerke (GuD) bzw. als Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (KWK) konzipiert. Die GuD-Kraftwerke funktionieren im ersten Schritt wie ein klassisches Gaskraftwerk, nutzen jedoch die Abwärme in einem darauffolgenden Energiegewinnungsprozess mittels Dampfturbine. Damit kann ein höherer Wirkungsgrad erzielt werden. Die dritte Kraftwerksart ist das KWK-Kraftwerk. Hierbei wird die Abwärme des Gaskraftwerks zu Heizzwecken verwendet. Aufgrund des gemäßigten Klimas in Tunesien machen GuD-Kraftwerke jedoch deutlich mehr Sinn und sind demnach auch wesentlich zahlreicher vertreten als KWK-Anlagen.

Die enormen Erzeugungsmengen erfordern natürlich auch eine große Menge an Gasreserven. Die Erdgasproduktion in Tunesien im Jahr 2015 konnte mit 1,575 Milliarden Kubikmetern den Bedarf von 4,545 Milliarden Kubikmetern jedoch bei weitem nicht decken. Die Differenz von 2,97 Milliarden Kubikmetern kommt zum Großteil aus Algerien. So werden die Gebühren für den Betrieb einer Gasleitung, welche von Algerien über Tunesien nach Italien führt, mit Gas beglichen. (CIA Worldfactbook, 2015)

Die gesamt installierte Leistung an Gaskraftwerken im Jahr 2018 betrug 5.618 MW. Der bedeutendste Anlagenkomplex befindet sich in Sousse, wo mit 1.205 MW ein Großteil der Erzeugungskapazitäten ihren Standort hat. Ein weiterer Standort mit

enormer Kraftwerksleistung findet sich in El Haouaria mit 1.200 MW wieder. Die mit 2018 fertig gestellte Anlage soll neben den tunesischen Markt, nach Fertigstellung der geplanten Unterseeleitung nach Sizilien, auch den italienischen Markt mit Energie versorgen. Mit 480 MW setzt der Standort Rades als drittgrößter Komplex Tunesiens ebenso auf die GuD-Technologie, wie die beiden zuvor erwähnten Erzeugungsanlagen. (PLATTS, 2018)

### **2.2.1.2 Erdöl**

Obwohl Tunesien Ölkraftwerke mit einer Gesamtleistung von mehr als 1.220 MW besitzt hält sich die Erzeugung durchaus in Grenzen. Dies ist sicherlich auch darauf zurückzuführen, dass die größeren Ölkraftwerke zwischen 20 und 40 Jahre alt sind und mit den moderneren Gaskraftwerken in Bezug auf Wirkungsgrad nicht mehr mithalten können. Wiederum befinden sich die großen Elektrizitätswerke in Sousse und Rades. In Sousse finden sich zwei Einheiten zu je 160 MW wieder, welche bereits 1979 errichtet wurden und in Rades sind es sogar 4 Anlagen mit je 170 MW installierter Leistung. (PLATTS, 2018)

### **2.2.1.3 Erneuerbare Energien**

Bisher spielt die Energieerzeugung aus regenerativen Quellen eine eher untergeordnete Rolle. Erst in den letzten Jahren hat ein Umdenken in diese Richtung stattgefunden und dadurch die Regierung veranlasst entsprechende Gesetze und Regelungen zur Produktion aus EE zu gestalten. Bisher haben es jedoch lediglich kleinere Windkraftanlagen geschafft im Kraftwerksmix aufzuscheinen. Das Potential für die Nutzung erneuerbare Energieträger ist in Tunesien aber durchaus gegeben. Besonders für Solar- und Windenergie finden sich herausragende Bedingungen im Land wieder, die es in zukünftigen Projekten zu nutzen gilt.

### **2.2.1.4 Wind**

Die erste Windkraftanlage in Tunesien wurde in Sidi-Daoud an der nordöstlichen Küste Tunesiens mit einer installierten Leistung von 10,56 MW im Jahr 2000 errichtet. Neben dem Ausbau dieses Standortes wurden im Jahr 2013 die Hafenstadt Bizerte zur Windkraftherzeugung ausgewählt und zwei Anlagen mit einmal 94 MW, sowie einmal 95 MW errichtet. Gesamt beträgt die aktuell installierte Leistung gerade mal 208 MW was in Bezug auf die Gegebenheit und auftretenden Windgeschwindigkeiten im Land enormes Verbesserungspotential aufweist. Mit dem für 2020 geplanten 230 MW Projekt in Thala soll ein wichtiger Schritt zum Ausbau im Windsektor sowie zur Erfüllung der geforderten Ziele des nationalen Aktionsplans erreicht werden. (PLATTS, 2018)

Um die Ziele bis 2030 zu erreichen sind zwischen 2020 und 2030 Zubauten im Umfang von 150 WM pro Jahr nötig. Das Potential für eine viel intensivere Windkraftnutzung ist durchaus gegeben. Abbildung 17 gibt einen Überblick der Windsituation im Land, an welcher man erkennen kann, dass Windgeschwindigkeiten zwischen 6 m/s und 9 m/s keine Seltenheit sind. Vor allem die Küstenregion sowie die südliche Wüstenlandschaft

## 2Tunesien

liefern enorme Winde, die es zu nutzen gilt. Die Messwerte der nachfolgenden Abbildung wurden in einer Höhe von 100 m gemessen.

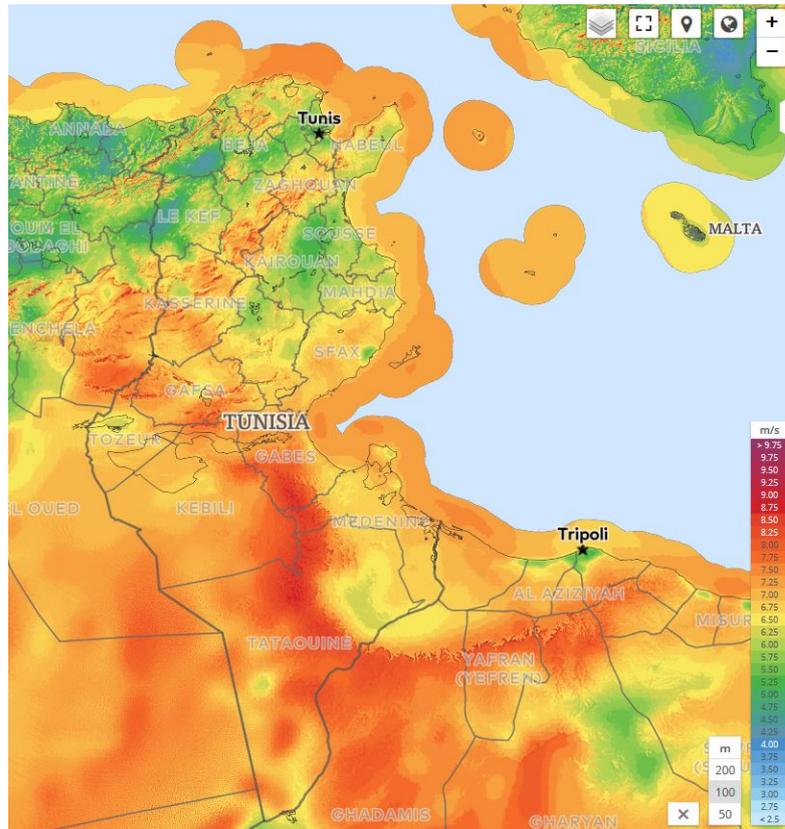


Abbildung 17: Windpotential in Tunesien (Wind Atlas, 2018)

### 2.2.1.5 Solar

Die aktuell installierte Leistung an Kraftwerken, welche die Sonnenstrahlung zur Energiegewinnung benutzen, beträgt nur 20 MW. Durch den TSP soll sich der Anteil an Solarenergie aber drastisch erhöhen. Die Zielsetzung von 1.960 MW bis zum Jahre 2030 teilt sich dabei auf 1.510 MW aus Photovoltaik-Anlagen und 450 MW aus Sonnenwärmekraftwerken auf. Mithilfe von CSP-Kraftwerken kann außerdem die schwankende Sonneneinstrahlung etwas kompensiert werden. Mit dieser Technologie ist es also möglich mittels Wärmespeicher eine gewisse Speicherbarkeit von Energie zu erreichen. Über welchen Zeitraum sich die Speicherung durchführen lässt, hängt vor allem von der tatsächlich verwendeten Technologie ab.

Die Voraussetzungen für eine viel stärkere Nutzung der Sonnenenergie sind zumindest anhand der Strahlungsintensität sowie der Einstrahlungsdauer auf dem Tunesischen Staatsgebiet mehr als gegeben. Die jährlich erzielbaren Leistungen pro Quadratmeter liegen zwischen 1.600 kWh und 2.200 kWh. Die exakte Verteilung der Einstrahlstärke kann in Abbildung 18 genau eruiert werden. Dass sich die Intensität der Sonne in südliche Richtung, erhöht ist dabei keine Überraschung. Im Süden des Landes sind somit mehr als 2.000 kWh/m<sup>2</sup> pro Jahr möglich. Die dargestellte Strahlungsart GHI (Global Horizontal Irradiation) berechnet sich aus der DHI, der „Diffuse Horizontal Irradiation“,

## 2Tunesien

und der DNI, der „Direct Normal Irradiation“. Vereinfacht ausgedrückt setzt sich die Globalstrahlung aus der direkt auf das Objekt auftreffenden und der indirekt, also über Partikel gestreuten Strahlung zusammen. Diese Gesamtstrahlung ist für die Berechnung von Photovoltaikanlagen von Bedeutung. Für die Verwendung von CSP, sprich Sonnenwärmekraftwerken, hat der DHI Faktor keine Relevanz. Hierfür ist lediglich die direkte Einstrahlung als der DNI Faktor von Wichtigkeit.

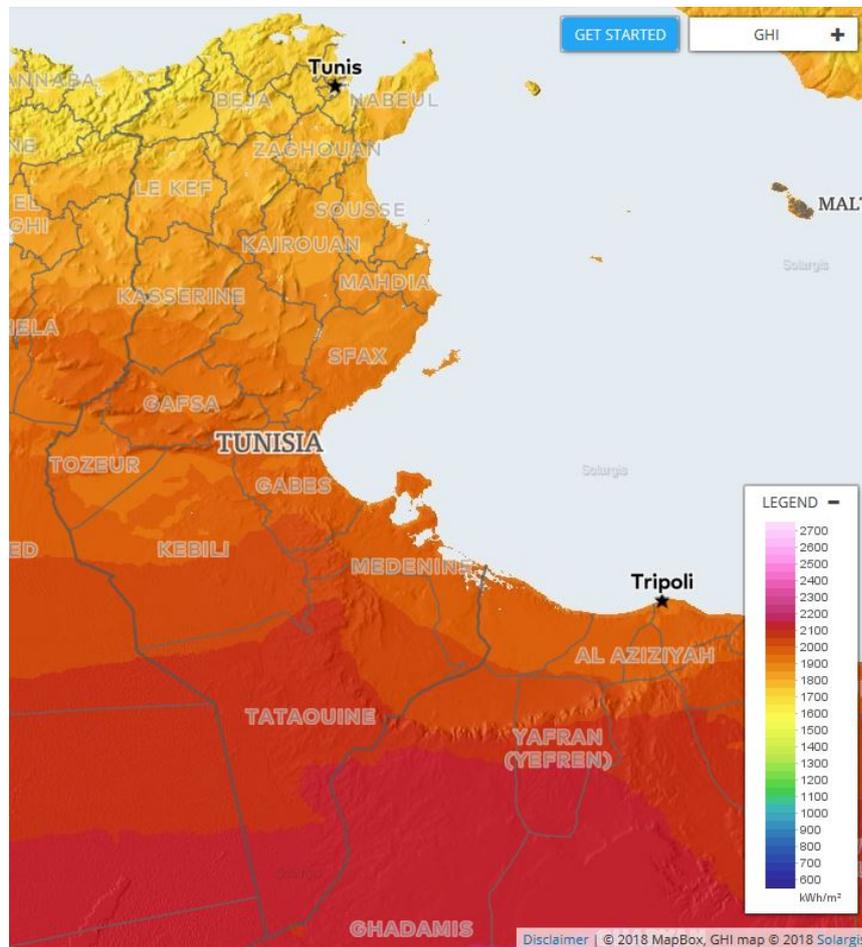


Abbildung 18: Solarpotential in Tunesien (Solar Atlas, 2018)

### 2.2.1.6 Biomasse

Aktuell besitzt Tunesien keine Biomassekraftwerke in ihrem Kraftwerkspark. Für die Erreichung der 2030 Ziele ist es jedoch vorgesehen 100 MW an Biomasse zu installieren.

### 2.2.1.7 Wasser

Der Sektor Wasserkraft ist aufgrund der geographischen Lage sehr überschaubar. Die 62 MW installierte Leistung in diesem Bereich sind sehr stark von den Niederschlagsmengen und Wetterbedingungen abhängig. Aufgrund der warmen und trockenen Gegebenheit im Großteil des Landes sind auch keine weiteren Projekte geplant. Für den nationalen Aktionsplan 2030 wurden auch keine Schritte bzw. Zielwerte festgelegt.

### 2.3 Energieübertragung

Das Übertragungsnetz in Tunesien deckt das gesamte Land flächendeckend ab. Die Elektrifizierungsrate ist mit 99,8% (Arab Union of Electricity, 2017) schon recht hoch und noch weiter steigend. Was es jedoch in den Griff zu kriegen gilt, sind die hohen Verluste. Durch die steigende Wirtschaftsleistung sowie die immer höher werden Ansprüche der Bevölkerung und der damit verbundene höhere Energieverbrauch müssen auf jeden Fall Investitionen im Stromnetz getätigt werden, um die Effizienz zu steigern und die Leitungsverluste zu verringern.

#### 2.3.1 Nationale Leitungsnetze

Das Übertragungsnetz in Tunesien umfasst neben der Höchstspannungsebene von 400 kV und 225 kV auch noch eine 150 kV und 90 kV Hochspannungsebene. Die 400 kV Leitungen erstrecken sich dabei über eine Länge von rund 200km im Norden des Landes vom westlichen Mornaguia bis nach Algerien im Osten des Landes. Den größeren Teil des Übertragungsnetzes machen die 225 kV und 150 kV Leitungen aus. Die 225 kV Ebene verbindet im Wesentlichen die östliche Küstenregion mit dem Gesamtnetz sowie eine bedeutende Verbindung von Nord nach Süd im Landesinneren. Im Jahr 2014 betrug die gesamte Leitungslänge, die das 225 kV Netz umfasst 2.669 km. Auf eine ähnliche Ausbreitung, nämlich 2.067 km, bringen es die Hochspannungsleitungen in der 150 kV Ebene. Diese Leitungen vernetzen den weniger bewohnten südwestlichen Teil des Landes ebenso, wie auch vereinzelte Regionen im gesamten restlichen Land. (German Energy Solutions, 2017)

In der Verteilebene werden zum Großteil Spannungsebenen von 10 kV, 15 kV und 30 kV verwendet. Netzausdehnungen von 56.576 km konnten in der Mittelspannungsebene 2015 verzeichnet werden. Die Niederspannungsebene in Tunesien beinhaltet Leitungen in der Länge von 165.090 km im gleichen Jahr. Als Netzbetreiber agiert die STEG in Monopolstellung sowohl für die Übertragung als auch die Verteilung der Energie. (Detoc, Auction Study Tunisia, 2018)

Ein großes Problem der nationalen Leitungsnetze bleiben die recht hohen Verluste. So kommen rund 15,7% der gesamt erzeugten Energie nicht beim Verbraucher an, sondern gehen bei der Übertragung verloren. Die Erzeugungs- und Übertragungsnetzverluste tragen nur mit einem Anteil von 2,2% bei. Deutlich höher sind die Verluste in den niedrigeren Spannungsebenen der Verteilebene. 13,5% der gesamten produzierten Energie geht hier in Verlustenergie über. Hier gilt es das Netz durch modernere Infrastruktur auszustatten und damit deutlich dazu beizutragen die Verluste zu verringern. Der weitere Ausbau des Verteilnetzes sollte somit ein vorrangiger Punkt des Netzausbaues sein. (Arab Union of Electricity, 2017)

##### 2.3.1.1 Projekte

Sofern nicht anders angegeben, stützt sich das folgende Kapitel auf das Paper „STEG Power Transmission Project Environmental and social assessment“ von Artelia Eau & Environmental. (Artelia Eau & Environnement, 2016)

## 2Tunesien

Das Energieübertragungsprogramm aus dem 12ten Nationalen Plan beinhaltet unter anderem diese drei Projekte zur Verbesserung der Leitungssituation in Tunesien:

- Hochspannungskabel in der Tunis-Ariana Region
- Hochspannungsleitung in der Nabeul Region
- Hochspannungsleitung in der Manouba Region

Außerdem beinhalten die Leitungsprojekte erforderliche Neubauten bzw. Erweiterungen von Trafostationen. All diese Projekte stehen im Zusammenhang mit der European Bank for Reconstruction and Development (EBRD).

Für das Projekt in Tunis, der dicht besiedelten Hauptstadt des Landes, werden rund 50 km Erdkabel verlegt. In der 225 kV Ebene werden zwei 10 km Erdkabel von Chotrana nach Kram und ein 12,8 km langes Kabel von Chotrana nach Mnihla verlegt. Die genaue Route der Verlegung ist für dieses Projekt noch nicht entschieden. Die beiden Varianten sind in der folgenden Übersicht eingezeichnet. Die restlichen 17 km Kabel sind in der 90 kV Ebene angesiedelt. Der genaue Verlauf dieser sowie der zuvor erwähnten 225 kV Leitungen sind der nachfolgenden Grafik Abbildung 19 zu entnehmen. Die weiß strichlierte Linie zeigt die schematische Verbindung der Transformatorstationen.

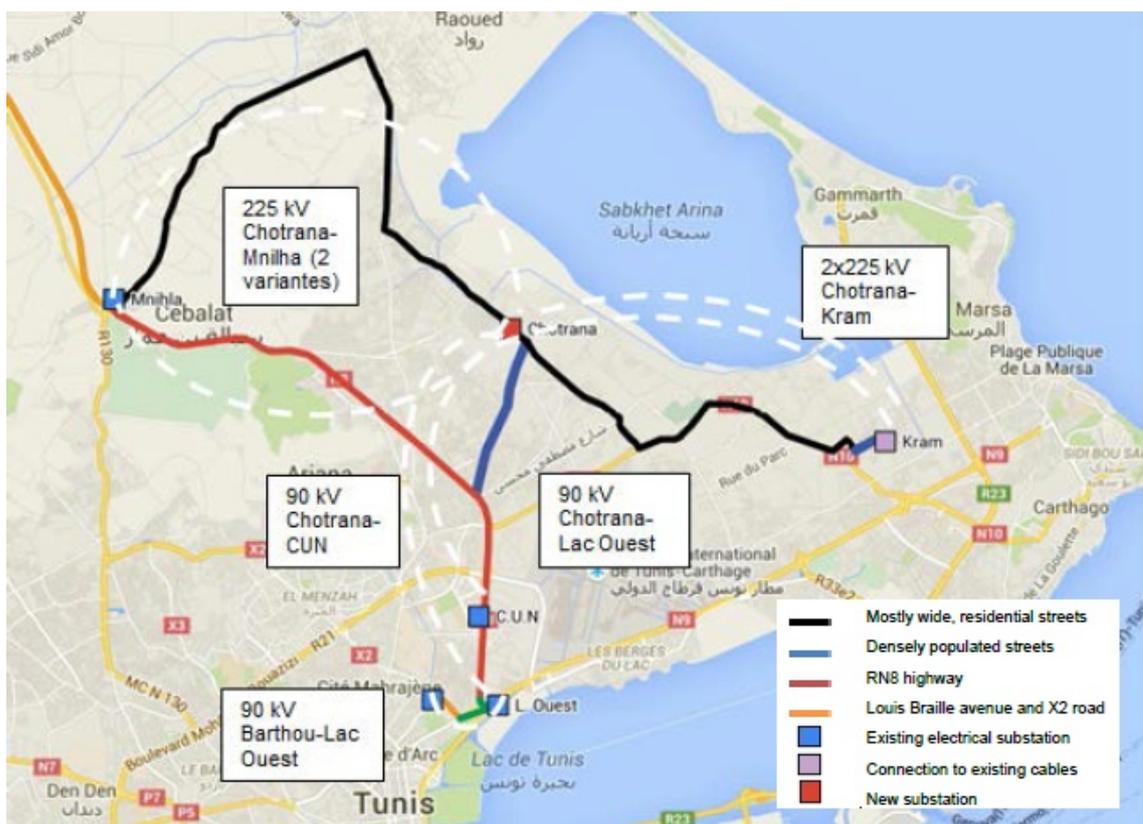


Abbildung 19: Leitungsverlauf des Tunis Projekts (Artelia Eau & Environnement, 2016, S. 3)

Unter dem Nabeul Projekt kann man sich den Zubau einer 225 kV Leitung in der Nabeul-Hammamet Region vorstellen. Diese neue Übertragungsleitung soll das zuvor erwähnte Gebiet an das 225 kV Netz anbinden sowie eine Verbindung zur Übertra-

gungsstrecke Bou Ficha – Bou Argoub herstellen. Die geplante Transformatorstation in Bou Argoub ist nicht Teil dieses Projektes aber soll ebenfalls in naher Zukunft errichtet werden. Die nachfolgende Abbildung 20 zeigt die Region um die es sich bei dieser Netzerweiterung handelt.

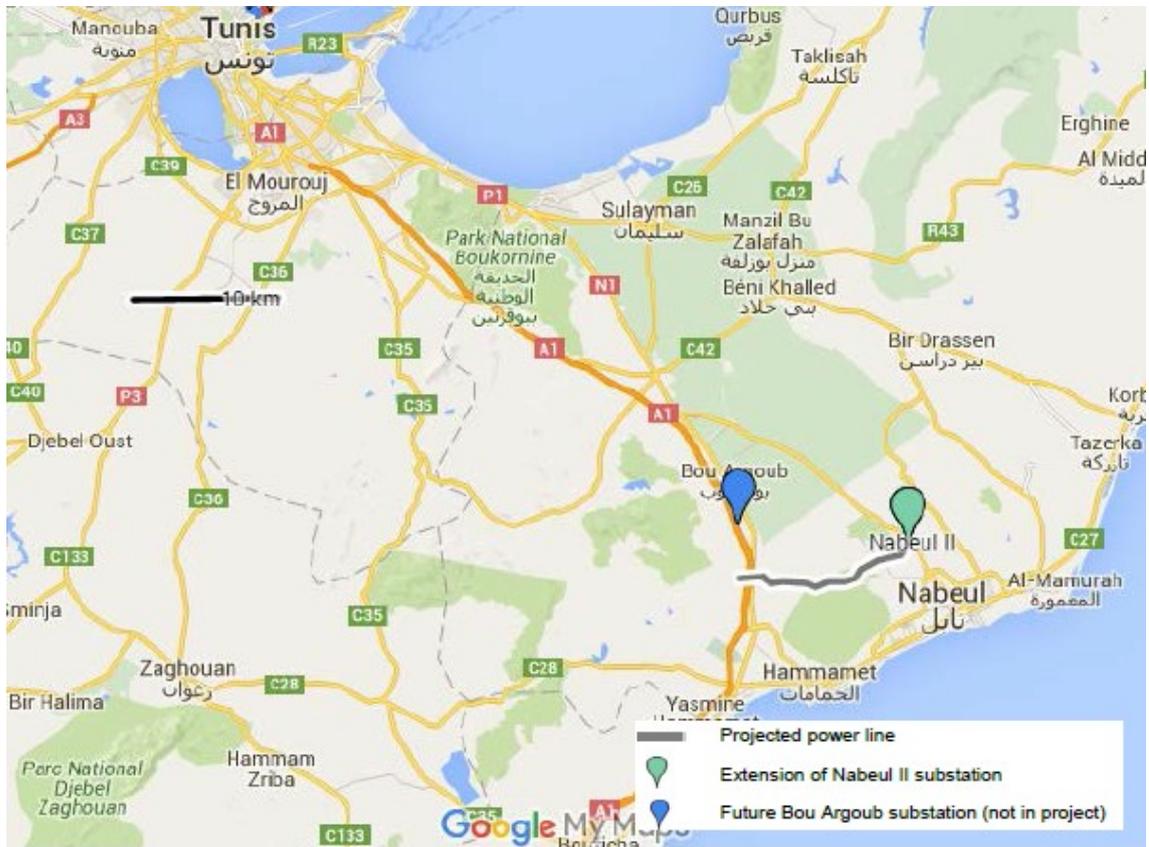


Abbildung 20: Leitungsverlauf des Nabeul Projekts (Artelia Eau & Environnement, 2016, S. 4)

Das oben erwähnte dritte Projekt beinhaltet neben der Errichtung einer 225 kV Übertragungsleitung zwischen Mornaguia und Laroussia und den Aufbau eines neuen Umspannwerkes auch die Erweiterung von bestehenden Transformatoranlagen sowie den Abriss einer Trafostation.

### 2.3.2 Internationale Verbindungen

Die Anbindung des nationalen Netzes an die Nachbarstaaten Algerien und Libyen bestehen auf mehreren Spannungsebenen. Die bedeutendere Verbindung ist ganz klar jene nach Algerien. Hier gibt es neben einer 90 kV und zwei 150 kV Leitungen auch eine 220 kV Anbindung. Die in der nachfolgenden Abbildung 21 eingezeichnete 400 kV Verbindung, welche von Jendouba (Tunesien) nach Chefia (Algerien) geplant war, wurde bereits fertiggestellt und erweitert die bestehenden Leitungen ins Nachbarland.

Auch die Anbindung nach Libyen besteht grundsätzlich schon, sollte aber nicht als ständige Verbindung gesehen werden, aufgrund der sehr schlechten Elektrizitätsinfrastruktur von Libyen. Sprunghafte Änderungen im Leistungsfluss könnten für das tune-

sische Netz gravierende Auswirkungen haben, wodurch man den Leistungsaustausch mit Lybien eher als Option sehen sollte und nicht als relevanter Partner zur Strombedarfsdeckung. (Detoc, Country Profile Tunisia Report, 2016)

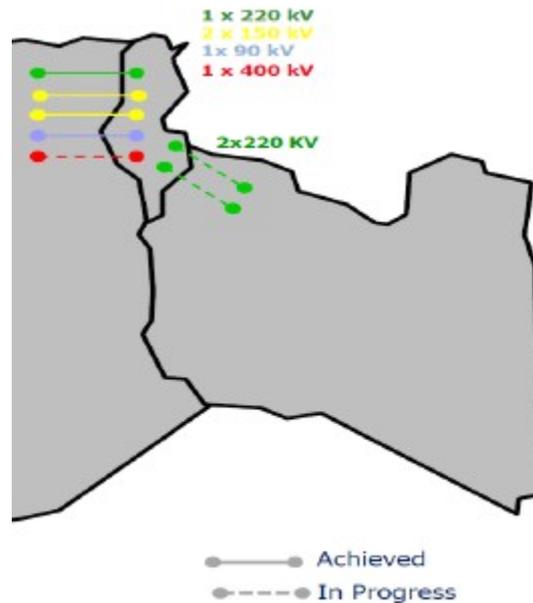


Abbildung 21: Internationale Verbindungen Tunesien (Boris Schinke, 2016, S. 20)

### 2.3.2.1 Projekte

Aktuell sind zwei Projekte in der Planungsphase, die eine weitere Anbindung Afrikas, neben der bestehenden Marokko-Spanien-Verbindung, an Europa zur Folge haben. Beide Projekte sollen Tunesien mit Italien verbinden und sind im TYNDP2018 enthalten. Ziel soll es sein einen erhöhten Energieaustausch zwischen dem europäischen und afrikanischen Kontinent zu ermöglichen.

Das Projekt 29 des TYNDP2018 sieht eine Verbindung zwischen der tunesischen Nordostküste und Sizilien in Italien vor. Das geplante HGÜ-Unterwasserkabel soll von der tunesischen Stadt El Hawaria ins sizilianische Partanna führen und eine Nennspannung von 400 kV DC besitzen. Die maximal übertragbare Leistung wird mit 2 x 500 MW beziffert. Die Länge des Kabels, welches bis zu einer Tiefe von 750 m im Meer liegt, beträgt in etwa 2 x 200 km. Im Jahr 2025 soll diese Verbindung nach Italien unter der Zusammenarbeit der tunesischen und italienischen Regierung in Betrieb gehen. (Guarniere, 2008)



Abbildung 22: Leitungsverlauf von Projekt 29 des TYNDP2018 (ENTSOE, 2018)

Das zweite Projekt, welches dasselbe Ziel, nämlich eine Verbindung mit dem europäischen Festland herzustellen, hat verbindet ebenfalls Tunesien mit Italien. Im TYNDP2018 der ENTSO-E mit der Bezeichnung Projekt 283 - TuNur gelistet, ist dieses Projekt um einiges umfangreicher als das zuvor vorgestellte. Dieses Projekt soll ein CSP-Kraftwerk im Süden Tunesiens mit Europa verbinden. Das Kraftwerk in Rejim Maatoug soll eine Kapazität von 2.000 MW aufweisen und mit HGÜs die Leistung transkontinental nach Italien transportieren. Dazu ist eine 500 kV HGÜ von Rejim Maatoug an die tunesische Nordküste und von dort weiter ein 400 kV HGÜ Unterseekabel nach Montalto di Castro im Norden Roms nach Italien vorgesehen. Die übertragbare Leistung soll 2 x 1 GW betragen. Das Projekt sollte ursprünglich mit 2020 abgeschlossen sein. Aufgrund von rechtlichen Rahmenbedingungen, die die tunesische Regierung erst kürzlich festgelegt hat, verzögert sich die Fertigstellung jedoch. Das neue Inbetriebnahmejahr wurde mit 2025 festgelegt. Die Gesamtkosten des Projekts werden auf 2.500-2.900 Millionen Euro geschätzt. (ENTSOE, 2018)

Das vom Unternehmen NURENERGIE finanzierte Projekt TuNur beinhaltet eine CSP Anlage mit einer Gesamtkapazität von 2.250 MW installierter Leistung. Die dort produzierte Energie ist für den europäischen Markt bestimmt und wird mittels der ebenfalls geplanten HGÜ-Anbindung nach Italien transportiert. Bis zu 9.000 GWh pro Jahr erwartet man sich aus dem Mega-Projekt. In der nachfolgenden Abbildung 23 kann das Ausmaß sowie die Größe des Projektes etwas besser abgeschätzt werden. (Nurenergie, 2018)

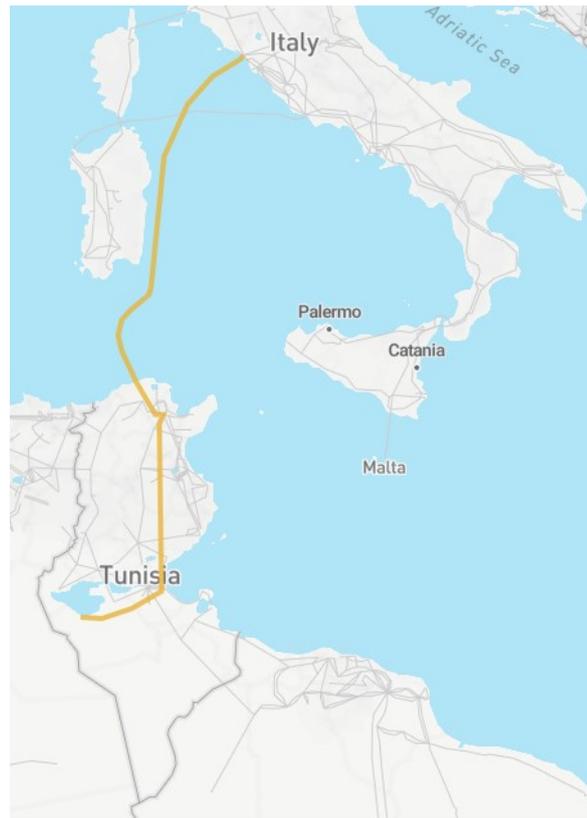


Abbildung 23: Leitungsverlauf von Projekt 283 des TYNDP2018 (ENTSOE, 2018)

### 2.4 Energieverbrauch

Der Energieverbrauch der letzten Jahre ist kontinuierlich gestiegen. Neben der sehr hohen Elektrifizierungsrate von 99,8%, tragen vor allem die sich gut entwickelnde Wirtschaft, sowie der damit verbundene Anstieg der Lebensqualität dazu bei. Die 2015 gesamt konsumierte Energie von 15.437 GWh teilt sich auf die Sektoren Industrie, Transport, Wohnen, Gewerbe und öffentlicher Dienst und Landwirtschaft auf. Wobei mit in etwa einem Drittel die Sektoren Industrie (5.478 GWh), sowie Wohnen (4.650 GWh) den Verbrauch dominieren. Auch Tunesien setzt im Transportwesen ganz klar auf fossile Brennstoffe, was den verschwindend kleinen Anteil des elektrischen Energiebedarfs dieser Sparte erklärt. In der folgenden Tabelle 14 werden die jeweiligen Verbrauchswerte pro Sparte aufgelistet. (IEA, 2015)

Sparte	Energie [GWh]	Anteil [%]
Industrie	5.478	35,5
Transport	94	0,6
Wohnen	4.650	30,1
Gewerbe und öffentlicher Dienst	4.167	27
Landwirtschaft	1.048	6,8
Gesamt	15.437	100

Tabelle 14: Energieverbrauch nach Sektor Tunesien 2017 (IEA, 2015)

Was den durchschnittlichen Stromverbrauch betrifft, so liegt Tunesien bei 1.444 kWh pro Einwohner. Der langjährige Trend weist eine Steigerung der Durchschnittsverbräuche auf. Im Jahr 2003 sowie 2011 konnten jedoch sogar Rückgänge in dieser Kategorie verzeichnet werden. Der Einbruch im Jahr 2011 kann anhand der Proteste im Land, welche den Arabischen Frühling einleiteten, begründet werden. Der Stromverbrauch stieg im Mittel um rund 3% jährlich seit 2000. (Worldbank, 2017)

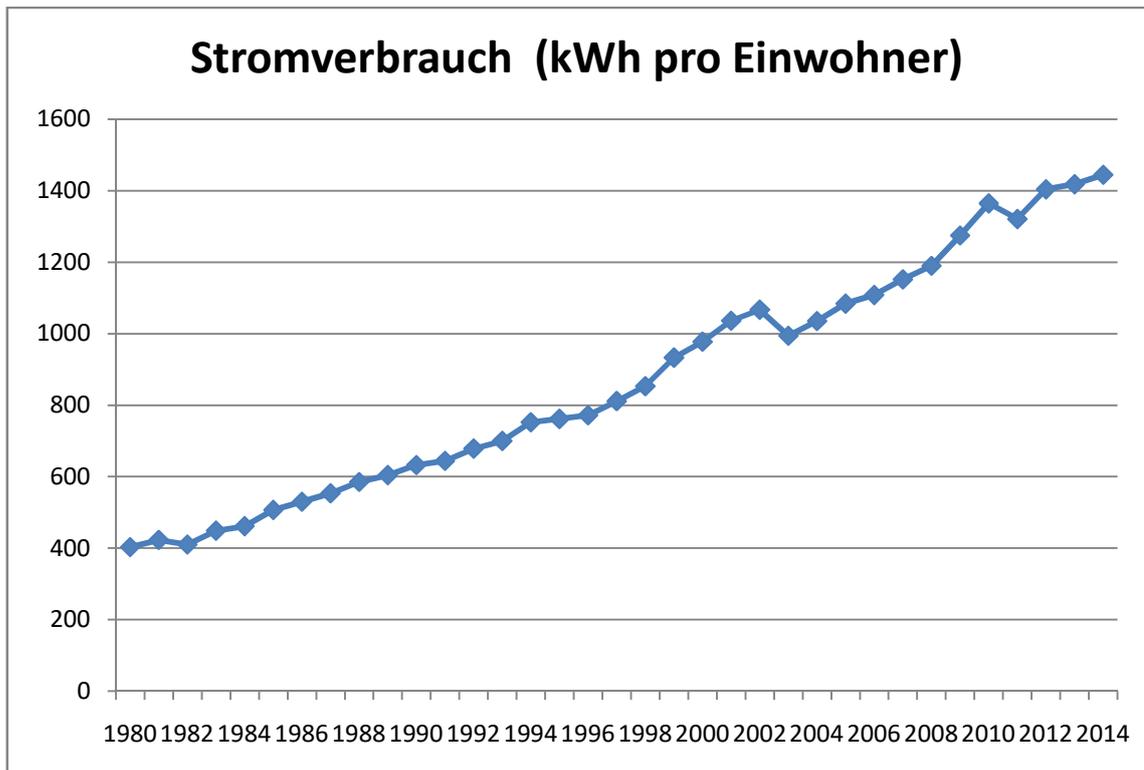


Abbildung 24: Verlauf des Stromverbrauchs pro Einwohner in Tunesien (Worldbank, 2017)

Im Vergleich mit anderen afrikanischen Ländern kann man auch in Tunesien erkennen, dass das Land fortschrittlicher als der restliche Kontinent zu bewerten ist. Liegen die Werte mit 1,46 MWh pro Einwohner doch deutlich über dem Durchschnitt von 0,57 MWh pro Einwohner in Afrika. Der Vergleich mit dem zuvor behandelten Marokko, zeigt auch ein höheres Niveau des Stromverbrauches und dadurch eine intensivere Energienutzung der tunesischen Bevölkerung. Mit den fast 6 MWh pro Einwohner in Europa kann man jedoch bei Weitem nicht mithalten. Auch hier sind die Lebensbedin-

## 2Tunesien

---

gungen nicht vergleichbar mit europäischen Standards. Die nachfolgende Tabelle 15 soll einen Überblick über die unterschiedlichen Stromverbräuche verschiedener Regionen deutlich machen. (IEA, 2015)

Land/Region	Stromverbrauch pro Einwohner [MWh]
Marokko	0,89
Tunesien	1,46
Afrika	0,57
Europa	5,97
Welt	3,05

*Tabelle 15: Stromverbrauch pro Einwohner (IEA, 2015)*

## 3 Elektrizitätswirtschaftliche Simulation und Analyse

Der folgende Teil beinhaltet die Simulation verschiedener Szenarien mithilfe des ATLANTIS Modells.

### 3.1 ATLANTIS

Das ATLANTIS Modell ist eine Errungenschaft des Institutes für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der TU Graz. Es bildet die gesamte europäische Energie- und Elektrizitätswirtschaft realitätsnahe ab. Neben technischen Informationen zu einzelnen Netzknoten, Kraftwerken, Transformatoren und Leitungen beinhaltet es auch die geographischen Standorte an denen sich die einzelnen Elemente tatsächlich befinden. Weiters sind viele länderspezifische Wirtschaftsdaten wie BIP, Inflation oder Rohstoffpreise in den Datenbanken enthalten um nur einige der erforderlichen Daten zu erwähnen.

Wenn alle erforderlichen Daten für das Modell aufgearbeitet wurden, können verschiedenen Untersuchungen durchgeführt werden, wie beispielsweise:

- Ermittlung der Auswirkungen von neuen Leitungen und Kraftwerken
- Szenario-Analyse bei Umstieg auf erneuerbare Energien
- Strompreisentwicklungen
- Lastflussanalysen
- Feststellen von Engpässen
- etc.

Wenn alle technischen Daten so aufgearbeitet wurden, dass das Programm damit umgehen kann, geht es an die Definitionen der Szenarios. Hierfür müssen gewisse Annahmen und Prognosen, wie zum Beispiel die Stromverbrauchsentwicklung gut abgeschätzt werden. All diese Daten sind, wenn möglich aus verlässlichen Quellen, ansonsten aus Erfahrungswerten bzw. realitätsnahen Annahmen nachzubilden. In weiterer Folge startet das Modell die Berechnung der Leistungsdeckung. Wenn sich daraus ergibt, dass durch die installierte Leistung die Deckung der Jahreshöchstlast nicht gewährleistet ist, werden automatisch so lange Gaskraftwerke zugebaut bis dies der Fall ist. Anschließend erfolgt eine monatliche Energiedeckungsrechnung, sowohl für Peak- als auch Off-Peak-Perioden. Zur Unterteilung dieser Abschnitte wird die Jahresdauerlinie, also eine geordnete Lastganglinie, benötigt. Teilt man diese bei 50% der Fläche vertikal, so ergibt sich links des Schnittpunktes die Peak-Periode, rechts die Off-Peak-Periode. Die jeweilige Seite wird für berechnungsrelevante Zwecke noch in a- und b-Bereiche unterteilt. Die jeweilige Teilung kann bei jeder Simulation je nach Anwendungsfall eingestellt werden. Als nächster Schritt werden die Lastflussrechnung sowie ein Redispatch durchgeführt. Auch hier werden wieder für Spitzen- sowie Schwachlastzeiten Kalkulationen erledigt. Sind ausreichend unternehmensspezifische Fakten vorhanden, werden GuV-Rechnungen, Bilanzen und CO<sub>2</sub>-Emissionen erstellt. Wenn dieser Punkt erledigt ist startet das Modell die Berechnung für das nächste Jahr. Dies wird so lange gemacht, bis das gewünschte End-Jahr erreicht ist. Die Berechnungen

starten ab dem Jahr 2006 und können bis maximal 2050 simuliert werden. Im Anschluss können die ermittelten Daten ausgewertet und gegebenenfalls graphisch dargestellt werden. Abbildung 25 zeigt anschaulich die hier erläuterten Schritte, die das Modell durchläuft.



Abbildung 25: Funktionsweise von ATLANTIS (IEE, 2018)

## 3.2 Modellerstellung

Um die im Zuge dieser Arbeit geforderte Simulation und in weiterer Folge eine Analyse durchzuführen zu können, ist die Modellerstellung von großer Bedeutung. Es sei vorab zu erwähnen, dass einige Daten nicht so umfangreich zu finden bzw. verfügbar waren, wie es für europäische Länder üblich ist. Dies kann zum einen auf sprachliche Barrieren zurückzuführen sein, liegt jedoch hauptsächlich an der fehlenden Transparenz der offiziellen Behörden und Stellen der jeweiligen Staaten. Für alle nicht vorhandenen Informationen wurden geeignete Annahmen getroffen, die entweder von vergleichbaren Anordnungen übernommen wurden oder auf Erfahrungswerten beruhten.

Der erste Schritt war es die notwendigen Knoten zu definieren. Neben der geographischen Lage waren noch die Verbrauchsgewichtungen von großer Wichtigkeit. Diese wurden aufgrund der Bevölkerungszahlen der 12 Regionen auf den jeweils zum Knoten gehörenden Gebiet zugeteilt. Somit entspricht die Gesamtgewichtung der Einwohnerzahl Marokkos, was in guter Näherung der tatsächlichen Verbrauchsverteilung entspricht. Große Industrieanlagen oder Verbraucher konnten mittels Zusatzgewichtung falls nötig berücksichtigt werden.

Die bestehenden Knoten konnten nun mit Leitungen und Transformatoren vernetzt werden. Das Leitungsnetz beruht im Allgemeinen auf den Daten der ENTSO-E Karten (ENTSO-E, 2018). Zur Ermittlung der Leitungslängen wurden die Luftlinie der Anfangs- und Endkoordinaten berechnet und mit dem Faktor 1,2 multipliziert. Da auch keine Werte für die Leitungsimpedanz verfügbar waren, wurde diese mithilfe der Anzahl an

Strängen, des Masttypen sowie der Leitungslänge berechnet. Die zur Kopplung der verschiedenen Spannungsebenen verwendeten Transformatoren wurden so konzipiert, dass es hier zu keiner Überlastung kommt.

Der Großteil der relevanten Werte der Kraftwerke wurde aus der PLATTS-Datenbank bezogen. Durch die jeweilige Lage der Anlagen konnten sie an einen passenden Knoten angebunden werden. Um das Regelarbeitsvermögen zu ermitteln, werden die Volllaststunden des jeweiligen Kraftwerktyps benötigt. Für Windkraft in Marokko liegen die Volllaststunden bei 4.000 h/Jahr, wohin bei Solarthermie mit 3.300 h/Jahr gerechnet wurde. Im Vergleich dazu liegen die Werte für Tunesien mit jeweils 3.000 h/Jahr etwas darunter.

Weiters wurden noch relevante Szenarien für die Entwicklung von Brennstoffkosten, Verbrauchszuwachs, Inflation, etc. festgelegt. Auch die bekannten Übertragungskapazitäten zwischen Nachbarländern wurden übernommen. Viele weitere Daten wurden ermittelt, auf die hier nicht genauer eingegangen wird.

#### 3.2.1 Analyse Marokko

In Tabelle 16 wurde die über ATLANTIS ermittelte Erzeugung mit den Daten der IEA aus dem Jahr 2015 verglichen. Anhand der rechten Spalte, der Differenz zwischen der Internationalen Energie Agentur und der Simulationswerte des Modells, kann man erkennen, dass die Berechnungen recht gut mit den realen Werten übereinstimmen. Die in den Daten der IEA noch nicht berücksichtigten Verluste scheinen in den Daten von ATLANTIS nicht mehr auf, wodurch in Wahrheit eine noch bessere Annäherung erreicht wird.

Produktion aus:	ATLANTIS	IEA	Differenz
Kohle	15.831	17.113	1.282
Gas	3.311	5.784	2.473
Wasser	2.594	2.281	-313
Öl	1.544	2.211	667
Andere	1.781	1.302	-479
Solar	0	6	6
Wind	2.340	2.519	179
Gesamt	27.402	31.216	-3.814

*Tabelle 16: Erzeugung Marokko 2015 [GWh] (IEA, 2015)*

Das erstellte Netzwerk aus Kraftwerken, Leitungen und Netzknoten ist in Abbildung 26 dargestellt. Die Farbe der jeweiligen Leitungen gibt Aufschluss über die Spannungsebene ebenjener. Außerdem ist der Kraftwerkspark durch entsprechende Symbole und Farben definiert und zeigt an, in welche Knoten die einzelnen Anlagen einspeisen. Die Leitungen und Kraftwerke die unterhalb von Marokko anscheinend im Meer enden, befinden sich tatsächlich an der gezeigten Stelle. Es handelt sich allerdings nicht um den Atlantik, sondern um das Gebiet der Westsahara. Dieses ist jedoch im Kartensatz von ATLANTIS leider nicht vorhanden, wodurch diese Darstellung zustande kommt.

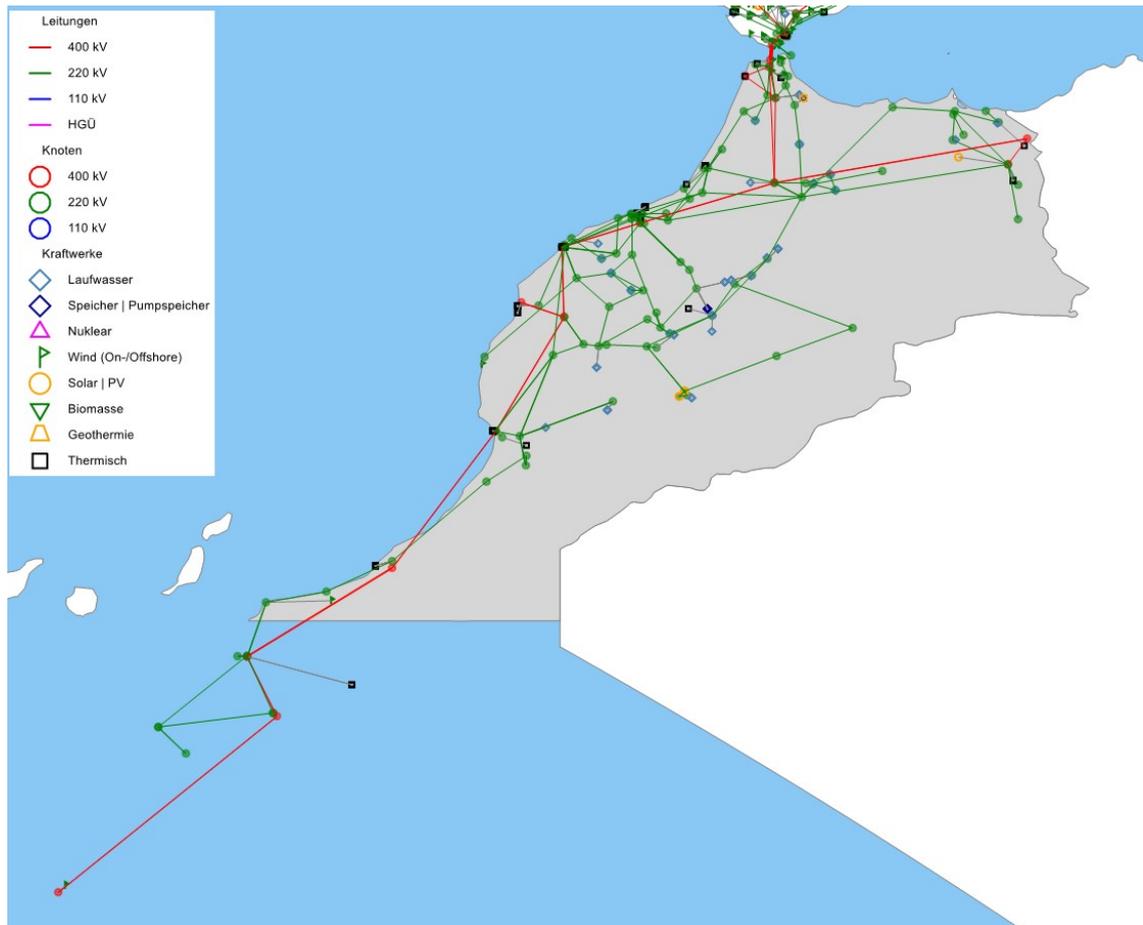


Abbildung 26: Überblick der Ausgangssituation in Marokko 2018

Die aktuelle Situation in Marokko wird durch Abbildung 27 anschaulich erläutert. Die thermischen Kraftwerke nehmen einen Anteil von fast 65% ein. Und obwohl die Zukunft Marokkos auf EE aufgebaut werden soll, ist mit der Anlage Safi ein 1.386 GW Steinkohlekraftwerk für das Jahr 2018 geplant. Diese beiden Erzeugungseinheiten werden die größten Kraftwerke im Land und gesellen sich somit zu den Kohlekraftwerken Jorf Lasfar.

Auch Abbildung 28 verdeutlicht die Vorherrschaft der thermischen Kraftwerke, allen voran Kohle. Der Trend geht jedoch in die richtige Richtung, da der Anteil der erzeugten Energie vom Jahr 2006 von über 82% auf unter 72% im Jahr 2019 reduziert werden konnte. Die weiteren Bemühungen zur Forcierung Erneuerbarer soll diese Tendenz weiter verstärken.

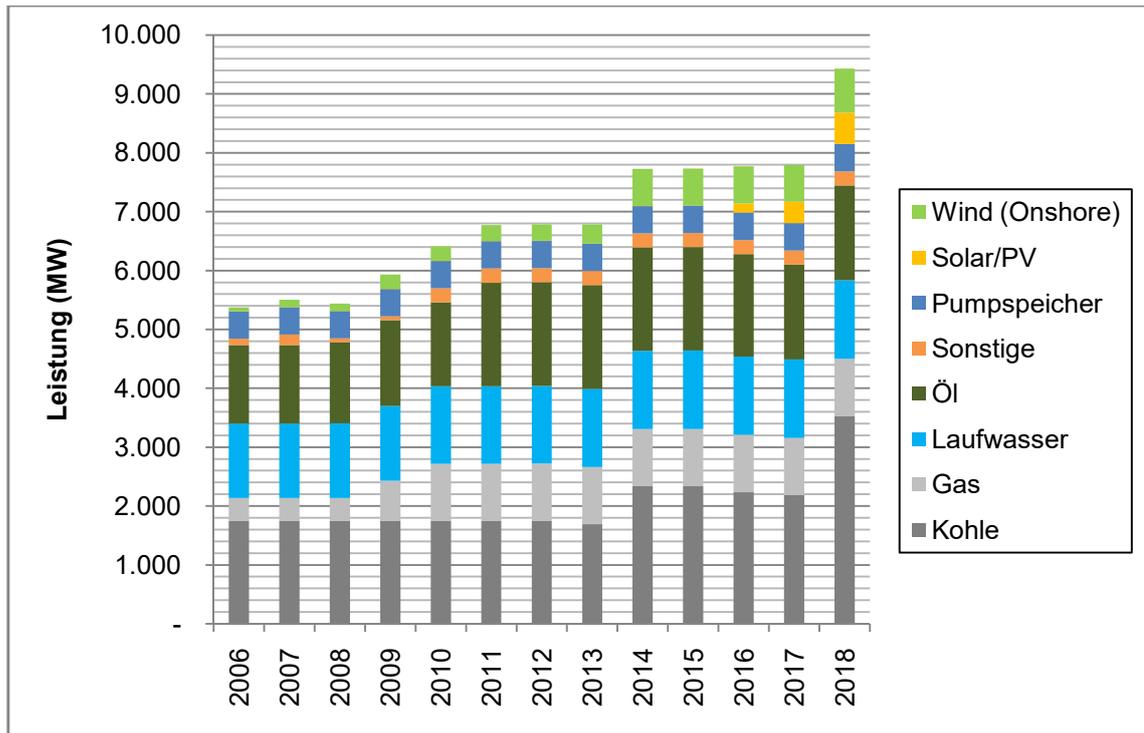


Abbildung 27: Entwicklung der installierten Leistung in Marokko 2018

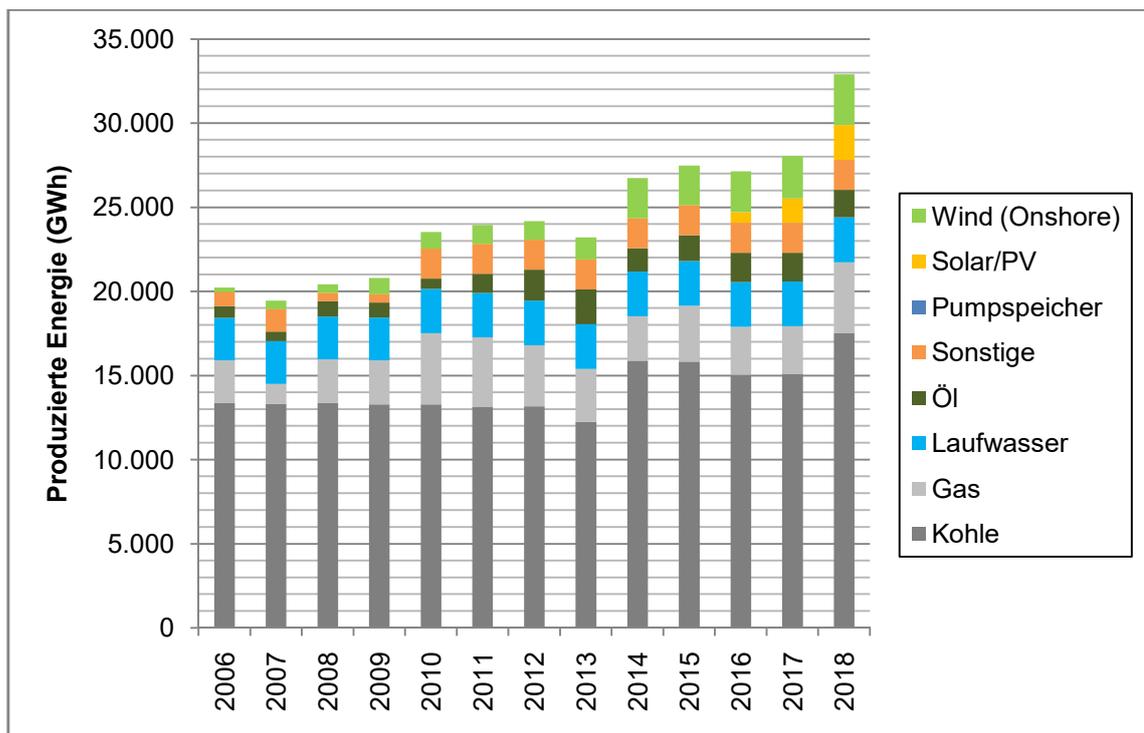


Abbildung 28: Entwicklung der erzeugten Energie in Marokko 2018

Bei der Betrachtung des Alters in Abbildung 29 kann man klar erkennen, dass die Vielzahl der aktiven Kraftwerke Marokkos, jünger als 25 Jahre ist. Nicht nur zahlenmäßig, sondern auch in leistungstechnischer Hinsicht ist dieser Bereich der bedeutendste. Mit 37 Elektrizitätswerken machen die 6-10 Jährigen die größte Anzahl aus, die neuesten

Kraftwerke überbieten diese, in Bezug auf die installierte Leistung mit rund 1.600 MW trotz zahlenmäßiger klarer Unterlegenheit etwas. Die ältesten Kraftwerke sind hauptsächlich Wasserkraftanlagen, welche jedoch aufgrund der geringen Leistungen kaum ins Gewicht fallen.

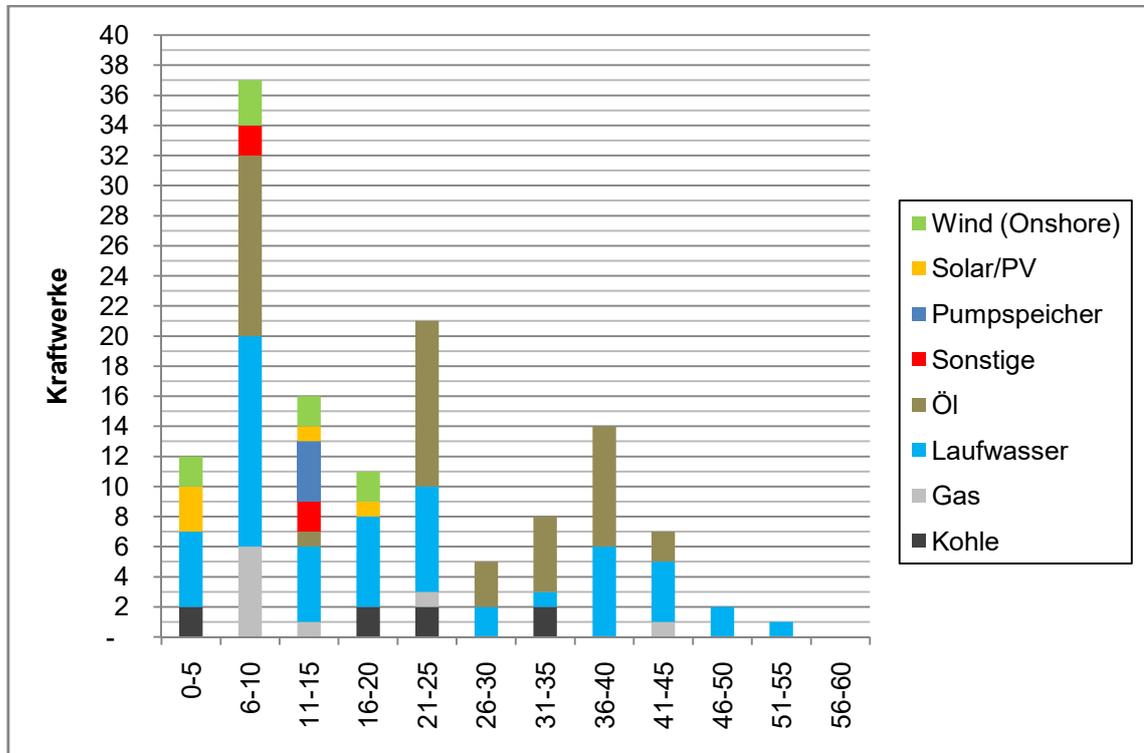


Abbildung 29: Kraftwerksalter in Marokko 2018

Die Grafik des Lastflusses bei Jahreshöchstlast veranschaulicht Abbildung 30. Die Jahreshöchstlast tritt in Marokko im August auf, weshalb dieser Monat zur Darstellung verwendet wird. Die Farbe der jeweiligen Leitung gibt Aufschluss über den Grad der Auslastung ebener. Dunkle Blautöne lassen sofort erkennen, dass die Leitung kaum ausgelastet ist und noch genug Reserven für einen erhöhten Stromtransport zur Verfügung stehen. Eine höhere Belastung der Leitungen wird durch gelbe und in weiterer Folge rote Farbe symbolisiert. Daraus können Engstellen in der Leistungsübertragung erkannt werden, sowie Gebiete, in welchen Handlungsbedarf in nächster Zeit gefragt ist. Für das dargestellte Jahr 2018 ist das Leitungssystem großteils kaum belastet. Lediglich vereinzelt bei Großstädten oder beachtenswerten Kraftwerkskapazitäten treten teilweise höhere Auslastungen auf.

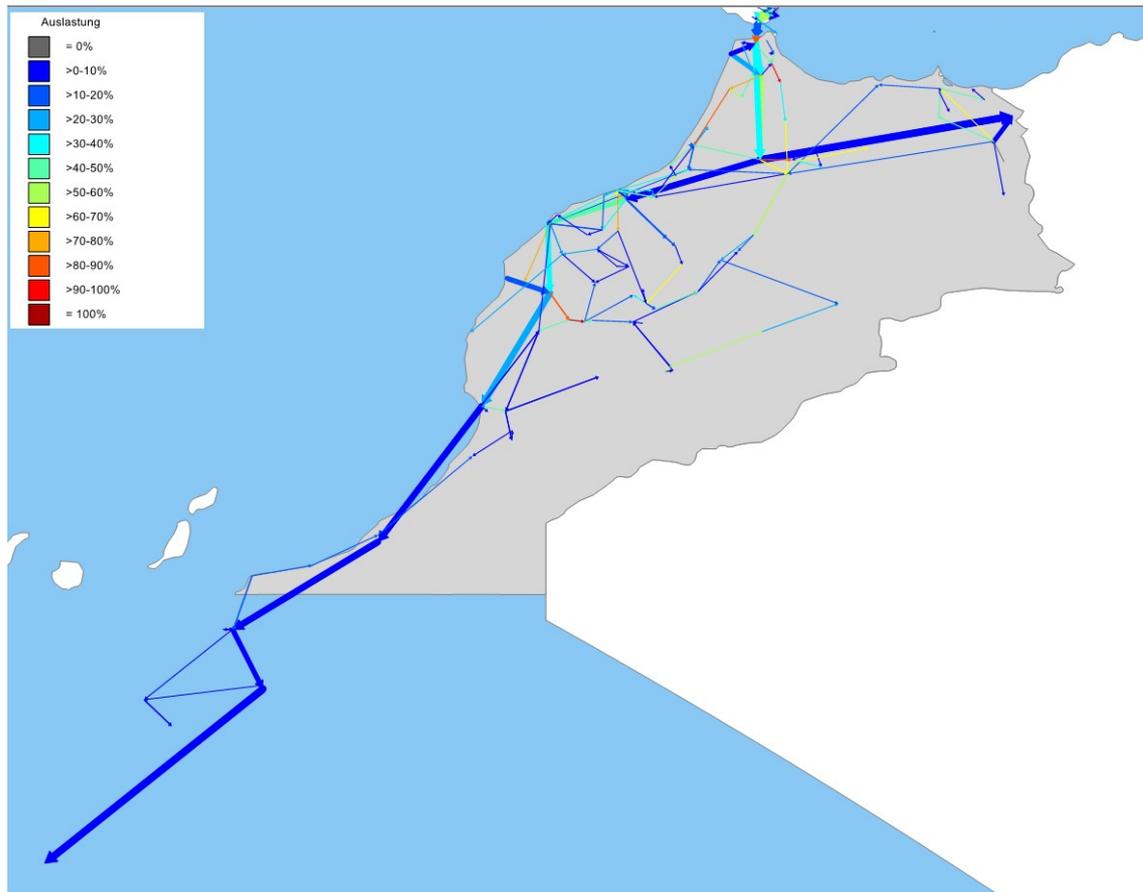


Abbildung 30: Lastfluss zur Jahreshöchstlast in Marokko 2018

### 3.2.2 Analyse Tunesien

Die Erzeugung Tunesiens stammt zum Großteil aus Gaskraftwerken. Mit über 17.000 GWh ist dieser Fakt auch im ATLANTIS Modell die maßgebende Erzeugungsquelle. Anhand der Differenz kann man in der nachstehenden Tabelle 17 erkennen, dass die Abweichung von rund 5% auf eine angemessene Genauigkeit der eingelesenen Daten zurückzuführen ist.

Produktion aus:	ATLANTIS	IEA	Differenz
Gas	17.353	17.992	639
Wasser	125	69	-56
Öl	531	912	381
Andere	-	214	214
Solar	-	41	41
Wind	624	448	-176
Gesamt	18.633	19.676	-1.043

Tabelle 17: Erzeugung Tunesien 2015 [GWh] (IEA, 2015)

Auch im elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtüberblick in Abbildung 31 ist die hohe Anzahl an Gaskraftwerken deutlich zu erkennen. Die Hauptstadt des Landes im Nordos-

ten, sowie die größeren Ballungszentren entlang der Küste können durch die Dichte des Leitungsnetzes, sowie der Knotenpunkte erkannt werden. Der südliche Bereich von Tunesien besitzt kein Hochspannungsnetz, aufgrund der sich dort befindenden Wüstenregion genügen niedrigere Spannungsebenen für die Anbindung. Es können jedoch drei Gaskraftwerke in diesem Gebiet erkannt werden, welche im südlichsten verfügbaren Knotenpunkt eingespeist werden. Die grauen Linien symbolisieren nämlich keine Leitungen, sondern die Kraftwerksanbindung an den jeweiligen Knoten.

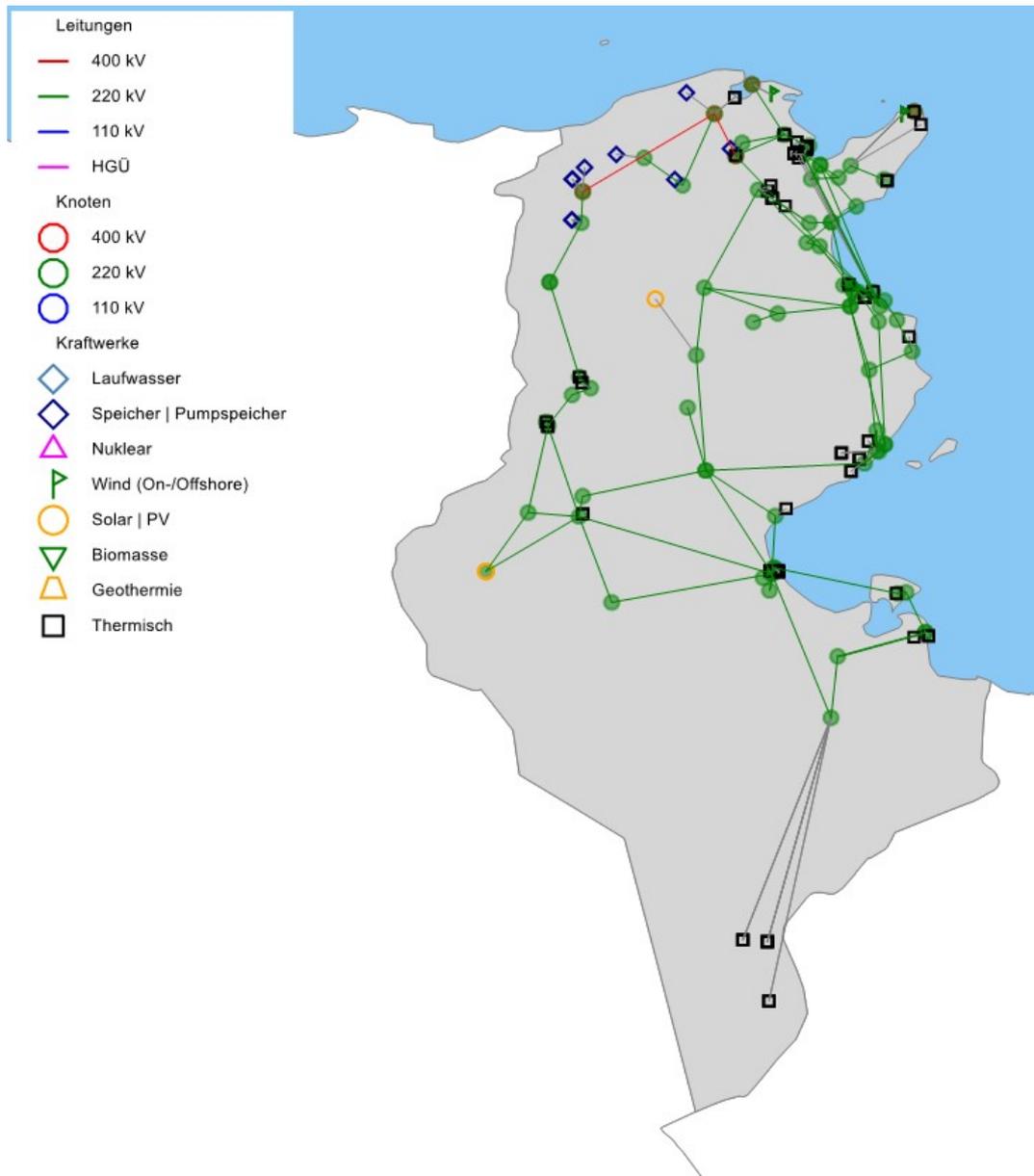


Abbildung 31: Überblick der Ausgangssituation in Tunesien 2018

Die Dominanz von Gas zur Produktion von elektrischer Energie ist in den nachfolgenden beiden Grafiken mehr als deutlich zu erkennen. Mit einem Anteil von fast 94 Prozent der erzeugten Leistung, kann die Elektrizitätswirtschaft Tunesiens fast ausschließlich mittels Gaskraftwerken beschrieben werden. Der Bruchteil, der auf erneuerbare Energieträger zurückzuführen ist, ist mit rund 4,3% sowohl in der Rubrik der gesamt installierten, als auch der erzeugten Energie aktuell noch ein sehr unbedeutender Bei-

trag. Trotz der relativ großen Kapazitäten der Ölkraftwerke ist der Anteil bei der Erzeugung vergleichsweise gering und wie die Regenerativen in Gegenüberstellung zu den Gaskraftwerken wenig relevant.

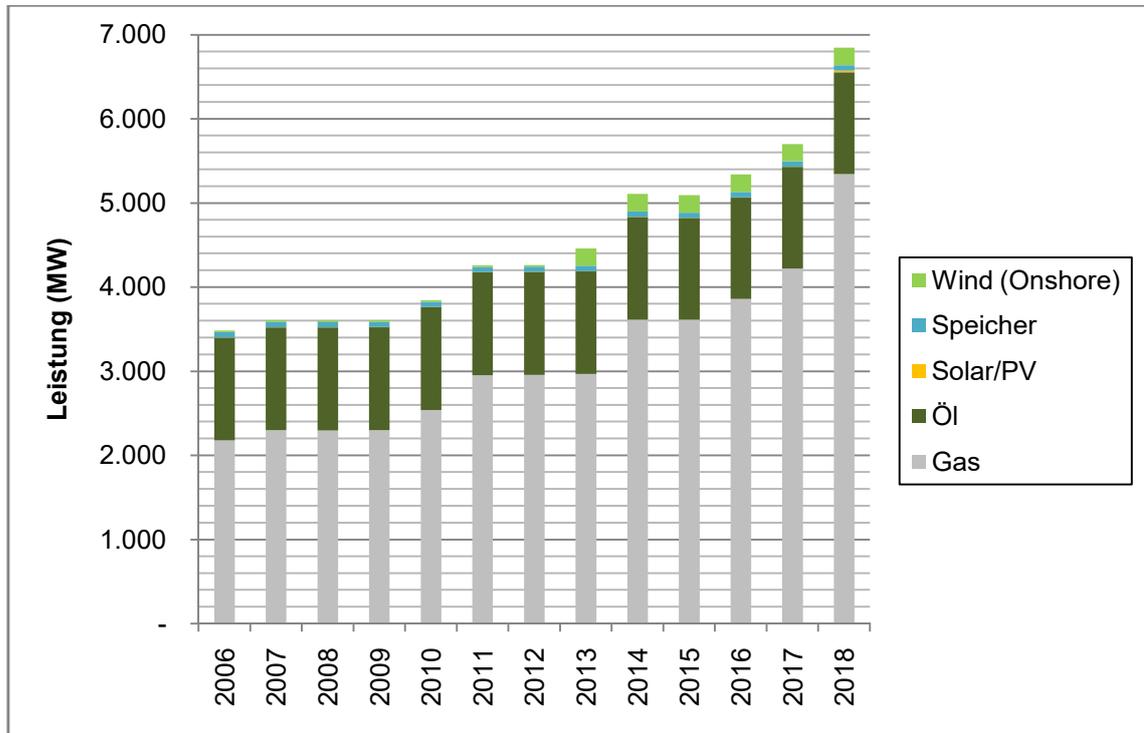


Abbildung 32: Entwicklung der installierten Leistung in Tunesien 2018

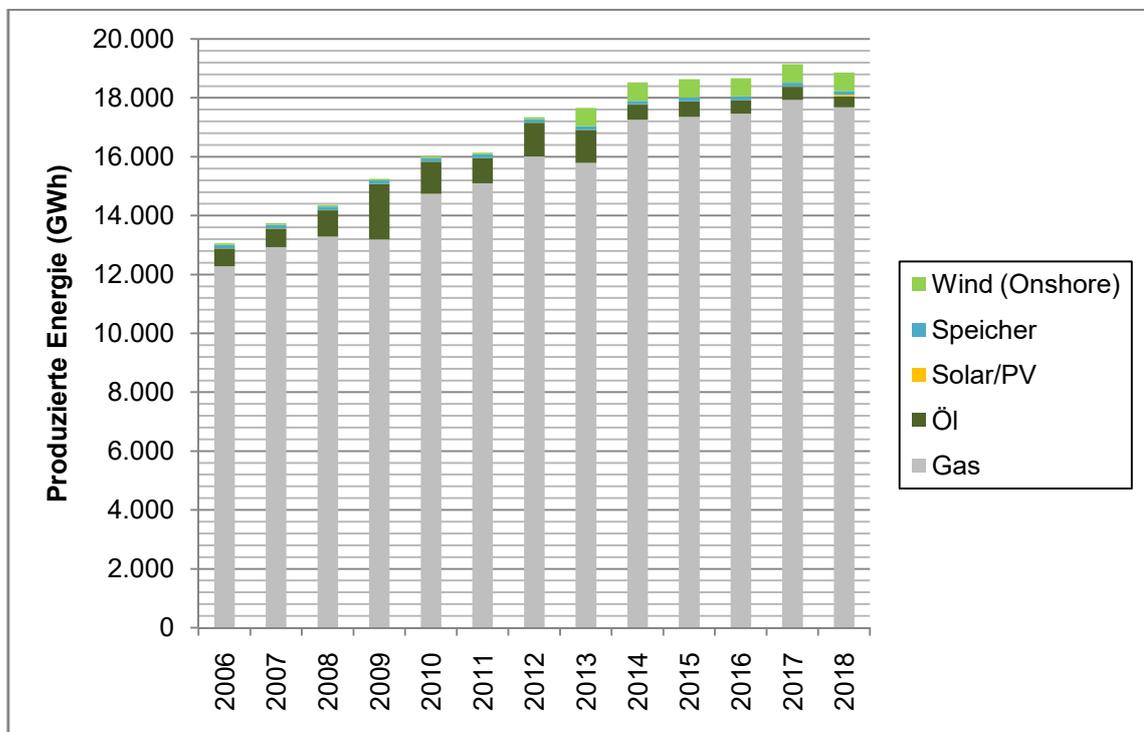


Abbildung 33: Entwicklung der erzeugten Energie in Tunesien 2018

Der Kraftwerkspark bietet mit einem Anteil von 30% der Anlagen über 30 Jahre gute Voraussetzungen für einen Umbruch der Energiewirtschaft. Durch Ersetzen der auslaufenden Kraftwerkskapazitäten durch neue Erneuerbare könnte die Gasdominanz in Tunesien zurückgedrängt werden. Betrachtet man jedoch die Entwicklung der letzten 15 Jahre kann man dem raschen Umstieg durchaus skeptisch gegenüberstehen, da auch hier zumeist Gaskraftwerke zugebaut wurden. Die Grafik zur Verteilung des Kraftwerksalters entspricht für die installierte Leistung, in etwa jener der Anzahl an Kraftwerken im jeweiligen Alter.

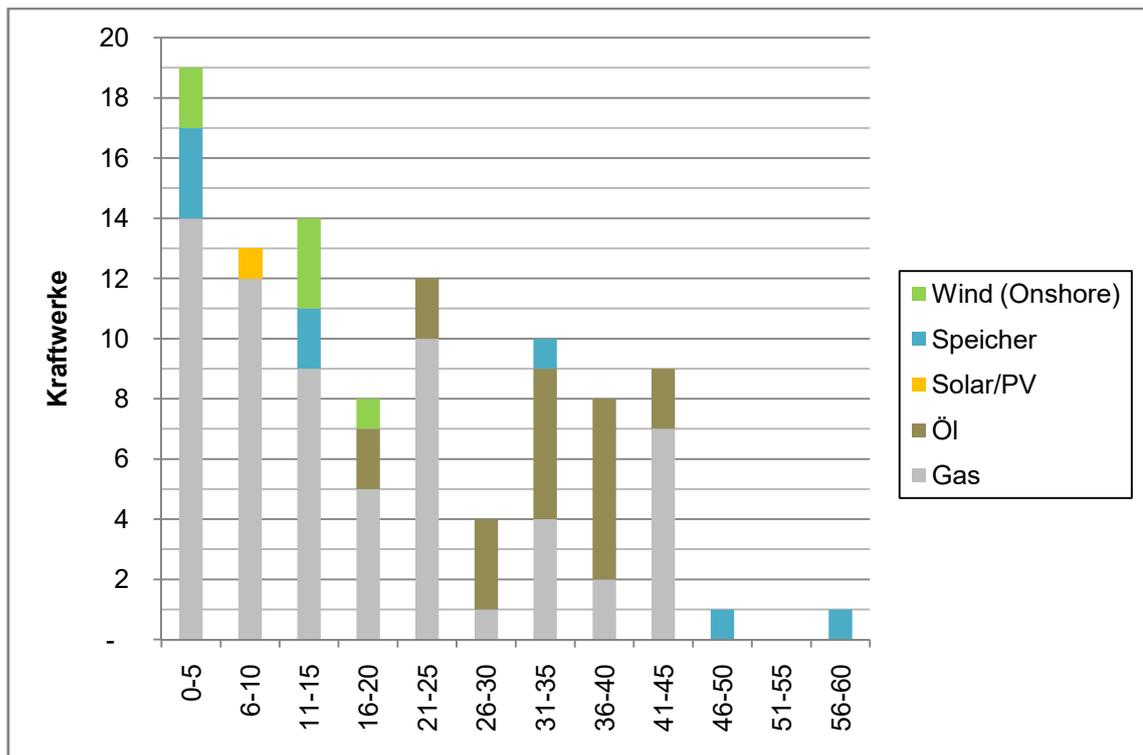


Abbildung 34: Kraftwerksalter in Tunesien 2018

Tunesien weist seine höchste Auslastung des Leitungsnetzes im August auf. Die Lastflüsse aus Abbildung 35 sind für diese Jahreshöchstlast dargestellt. Die Leitungsausnutzung im Jahr 2018 ist auch hier sehr ausgeglichen, mit vereinzelt Problemstellen. Die Leitung von Naassen nach Sousse kann beispielsweise eine Auslastung von mehr als 90% aufweisen. Neben diesen einigen wenigen, stark ausgelasteten Leitungen, kommt es zu keinen relevanten Überlastungen bzw. Engpässen.

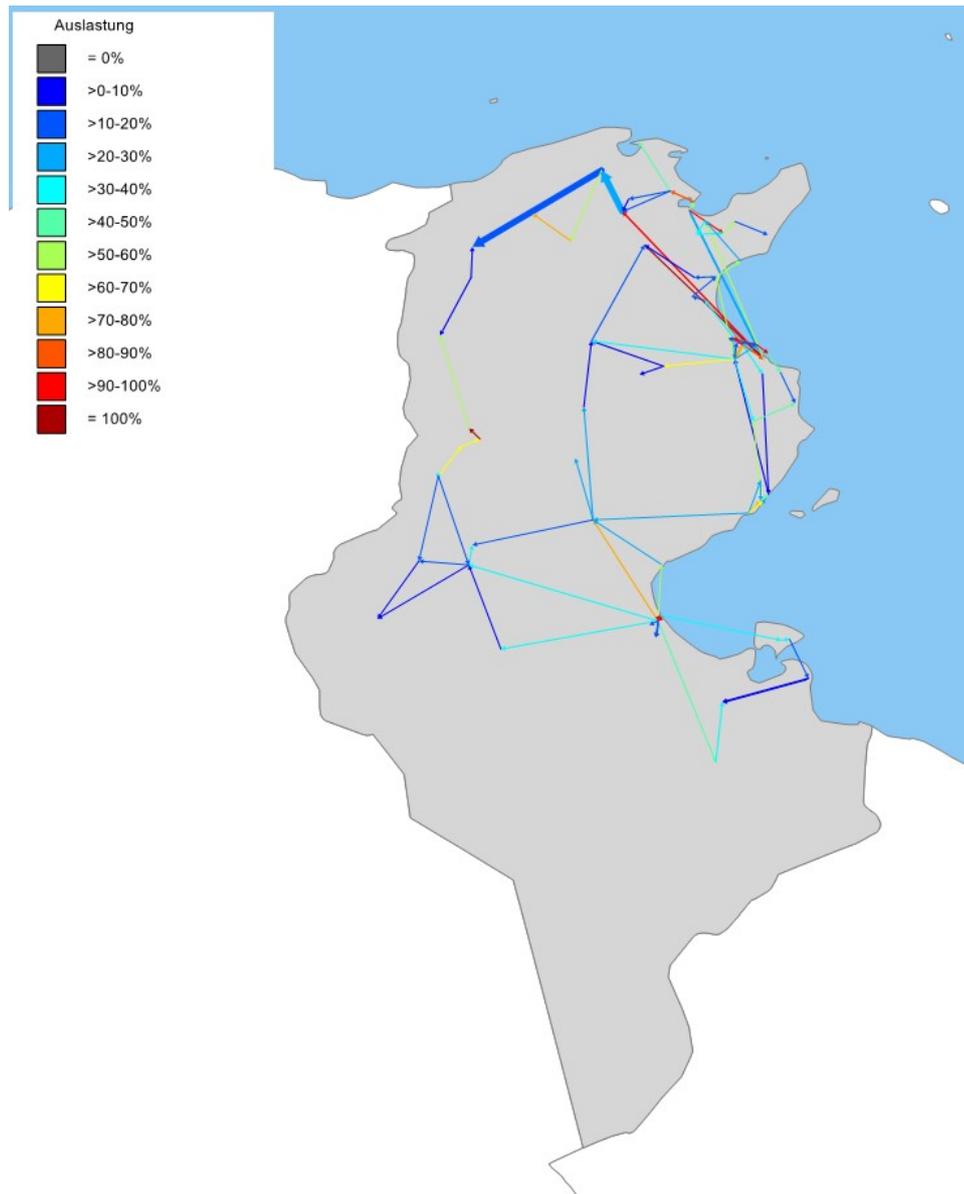


Abbildung 35: Lastfluss zu Jahreshöchstlast in Tunesien 2018

### 3.3 Szenario „Nationale Strategie 2030“

Das Szenario „Nationale Strategie 2030“ versucht die Ziele der jeweiligen Länder bis zum Jahr 2030 möglichst sinnvoll umzusetzen.

Marokko hat sich vorgenommen bis zum Jahr 2020 jeweils 2 GW in den Bereichen Wind, Solar und Wasser an installierter Leistung zur Verfügung haben. Dies würde einem Anteil von 42% an Kraftwerken aus erneuerbaren Energien bedeuten. Die weiteren Ziele bis zum Ende des Szenarios im Jahr 2030 sehen einen Ausbau der Wind- und Solaranlagen auf 5 GW und den der Wasserkraft auf 3 GW vor. Anhand dieser Vorgaben wurden die jeweilig benötigten Kapazitäten über die verfügbare Zeitspanne linear zugebaut. Die Einspeisepunkte, wurden der verwendeten Kraftwerksart entsprechend gewählt. So wurden die Solaranlagen hauptsächlich an 5 Standorten erweitert, an denen es lt. Studien am sinnvollsten ist neue Anlagen zu errichten. Als Lage für

erforderliche Windkraft-Zubauten wurden die Küstenregion sowie windintensive Regionen im Landesinneren bevorzugt. Aufgrund der Problematik der Dargebotsabhängigkeit von erneuerbaren Energien wurden bei den neuen Wasserkraftwerken einige Pumpspeicherkraftwerke errichtet, um eine gewisse Speicherbarkeit zur Spitzenlastabdeckung zu gewährleisten.

Die nationale Energiestrategie in Tunesien ist nicht so ambitioniert wie jene in Marokko, erfordert aber auch einige Vorgaben die es umzusetzen gilt. So wird der Gesamtanteil an installierter Leistung aus EE bis 2020 auf 12% angehoben. Im Jahr 2030 soll dieser Anteil bereits auf 30% erweitert werden. Durch den Ausbau der Biomasse auf 100 MW, der Windkraftanlagen auf 1.755 MW und den im Solarsektor auf 1.960 MW. Die Aufteilung der Sonnenenergie soll sich mit 450 MW auf CSP beschränken und den bedeutenderen Anteil von 1.510 MW auf Photovoltaik richten. Auch hier wurden die Szenario-Ausbauten jährlich linear aufgestockt und den regionalen Gegebenheiten entsprechend aufgeteilt. Das Megaprojekt „TuNur Solar Park“ in Rjim Maatoug mit einer Gesamtkapazität von 2,25GW installierter Leistung wurde für die Quoten des Szenarios nicht berücksichtigt, da die hier erzeugte Energie für den europäischen Markt bestimmt ist.

	Marokko [GW]		Tunesien [MW]
	2020	2030	2030
Wind	2	5	1.755
Solar	2	5	1.960
Wasser	2	3	-
Biomasse	-	-	100
Gesamt	6	13	3.815

*Tabelle 18: Ziele 2030*

#### 3.3.1 Analyse Marokko

Im Jahr 2030 kann man schon einige Fortschritte der nationalen Zielsetzung erkennen. So sind in Abbildung 36 bereits zahlreiche Kraftwerke, die auf Solar- und Windenergie setzen zu erkennen. Verschiedene Standorte, die entsprechende Bedingungen im jeweiligen Sektor vorweisen können, sind durch die seit 2018 neu hinzugefügten Kapazitäten gut erkennbar.

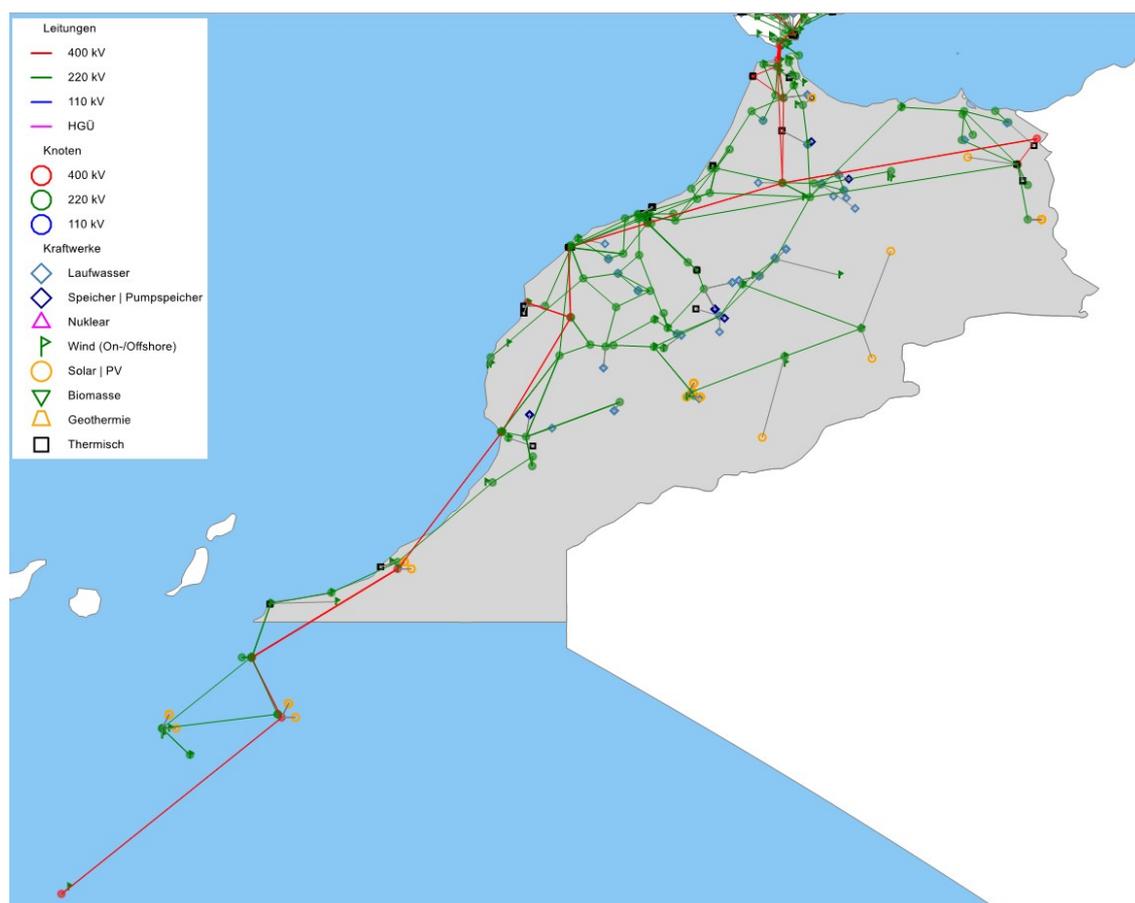


Abbildung 36: Überblick von Marokko 2030

Der Verbrauchsanstieg wird in der Vergangenheit mit den realen Werten abgebildet und ab dem Jahr 2016 mit einem konstanten Faktor angenommen. Trotz der guten wirtschaftlichen Entwicklung in den vergangenen Jahren, kann der durchschnittliche Mittelwert von 4,7% der letzten 10 Jahre nicht als langfristiger Verbrauchszuwachs erwartet werden. Es wird von einem Anstieg von 2% pro Jahr ausgegangen. Dies hat einen erwarteten Verbrauch von 42 TWh im Jahr 2030 zur Folge. Zur besseren Übersicht ist die Verlaufsentwicklung in nachfolgender Abbildung graphisch dargestellt.

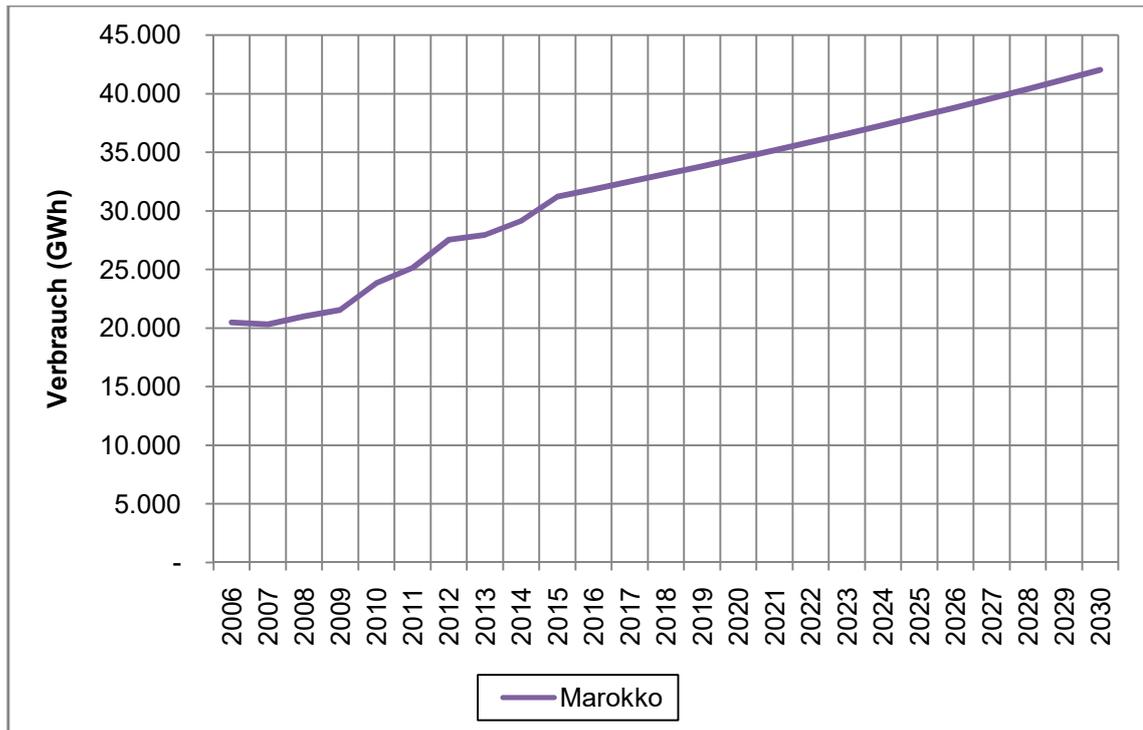


Abbildung 37: Verbrauchsentwicklung Marokko 2030

Die Leistungsaufteilung in Marokko bis ins Jahr 2030 verdeutlicht die geplanten nationalen Ziele und den damit verbundenen massiven Anstieg an Wind, Solar und Wasserkraft. Der deutlich erkennbare Sprung im Jahr 2020 lässt sich zum einen durch den Zubau von drei 400 MW Gaskraftwerken, zum anderen aufgrund deutlicher Erhöhung von regenerativen Anlagen erklären. Diese beinhalten Pumpspeicheranlagen in Abdelmoumen mit einer Gesamtkapazität von 350 MW sowie geplanten, als auch zur Erfüllung der 2020 Vorgabe benötigte Solar- und Windkraftanlagen. Anhand des Verlaufes ab 2020 ist der lineare Anstieg bei Solar/PV als auch bei Wind deutlich zu erkennen. Nur durch die jährliche Erweiterung um 300 MW im jeweiligen Sektor können die Vorgaben wie in Tabelle 18 erreicht werden. Der Anteil von 42% bis 2020 konnte anhand des gewählten Szenarios leicht überschritten werden. Die für 2030 angezielten 52% konnten aufgrund des Verzichtes von zusätzlichen aktuell nicht geplanten thermischen Zubauten sogar deutlich überschritten werden und betragen laut Simulation 64%. Weiters kann man eine Verdoppelung der installierten Leistung vom jetzigen Zeitpunkt bis ins Jahr 2030 erkennen, wenn man die geplanten nationalen Vorgaben umsetzt.

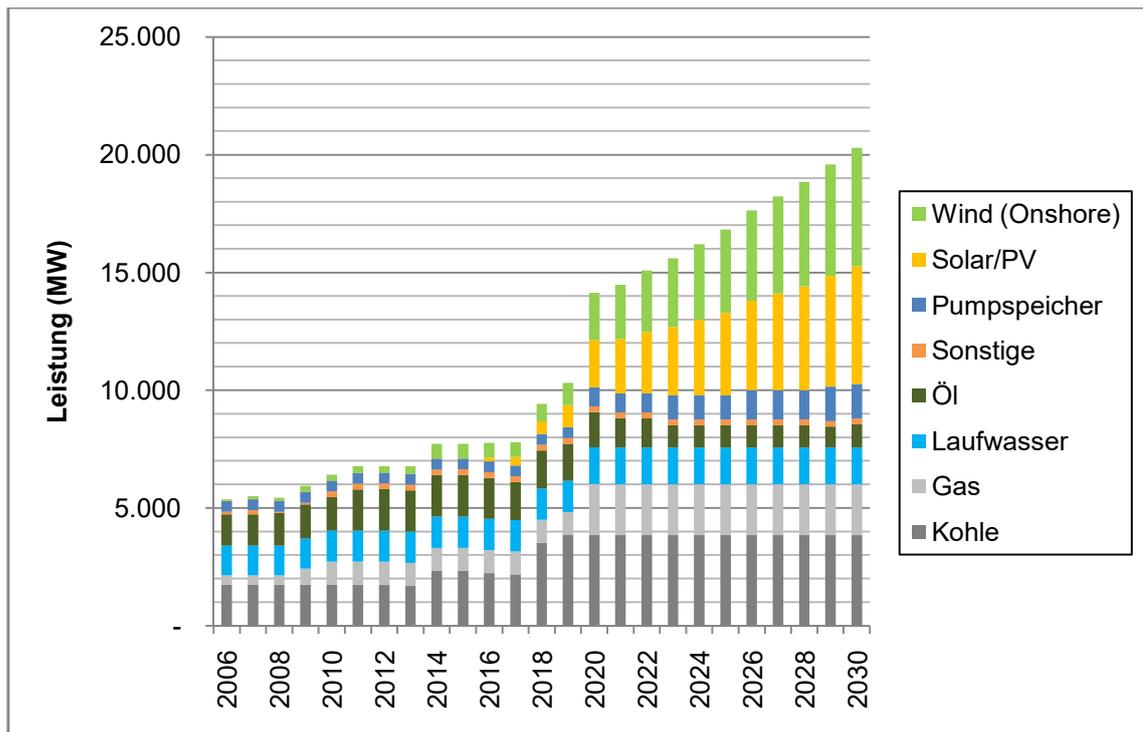


Abbildung 38: Entwicklung der installierten Leistung in Marokko 2030

Anhand von Abbildung 39 kann die jährliche Änderung im Kraftwerksmix anschaulich wiedergegeben werden. Der zuvor erwähnte Sprung im Jahr 2020 ist auch hier deutlich zu erkennen. Die Kraftwerke, die aufgrund ihrer Lebensdauer aus dem Kontingent ausscheiden, werden durch negatives Vorzeichen verdeutlicht. Hierbei handelt es sich hauptsächlich um Ölkraftwerke, die in den 70ern und 80ern errichtet wurden und in ATLANTIS eine technische Nutzungsdauer von 42 Jahren besitzen. Ab dem Jahr 2021 werden in diesem Szenario mit einer einzigen Ausnahme nur noch erneuerbare Energien Kraftwerke gebaut. Bei diesem geplanten Kraftwerk handelt es sich um ein Ölkraftwerk welches 2030 in Tarfaya in Betrieb gehen soll, wobei aufgrund der langen Zeit bis zur Inbetriebnahme die tatsächliche Durchführung dieses Projekts noch nicht gesichert ist.

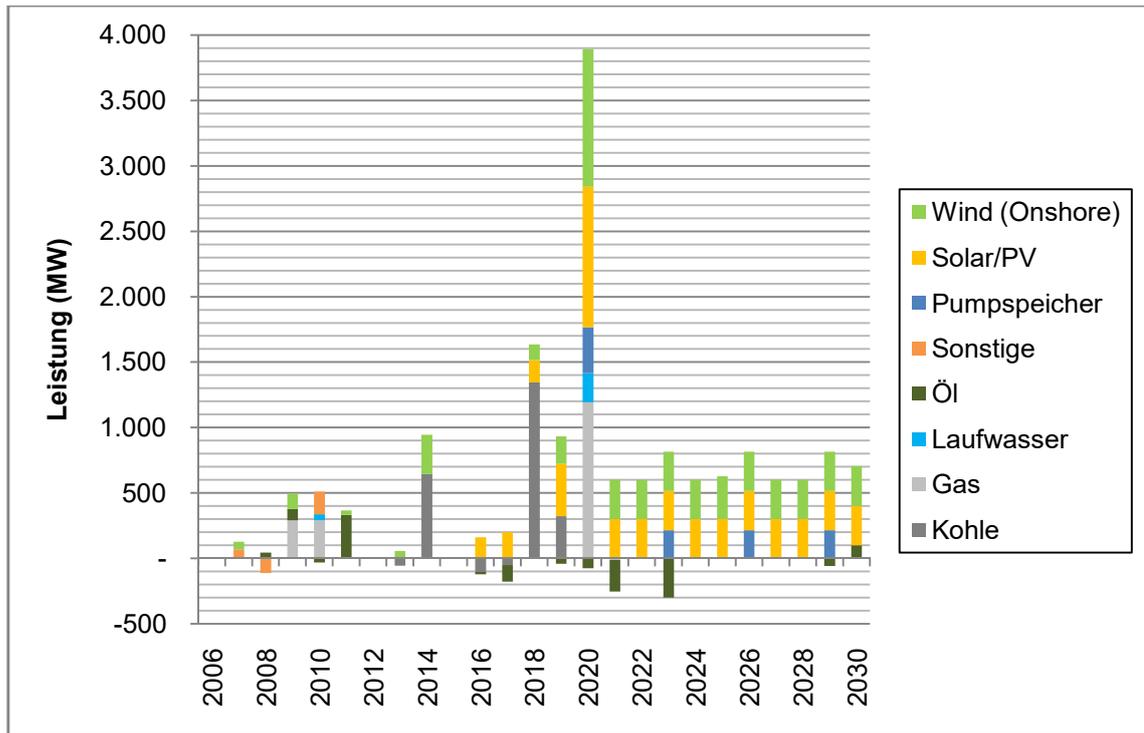


Abbildung 39: Leistungsänderung in Marokko 2030

Bei der Betrachtung der Import/Export Darstellung aus Abbildung 40 kann man erkennen, dass Marokko ab 2019 zu den Netto-Exporteuren zählt. Dieses Resultat setzt natürlich voraus, dass sich der Bedarfsanstieg mit 2% einstellt. Doch auch wenn der tatsächliche Zuwachs etwas stärker ausfällt, kann durchaus davon ausgegangen werden, dass das Land in naher Zukunft Stromexporte verzeichnen kann. Die größte Importabhängigkeit in der kürzeren Vergangenheit kann im Jahr 2013 festgestellt werden. Hier beträgt der Prozentsatz der importierten Energie im Verhältnis zum Gesamtbedarf über 17%.

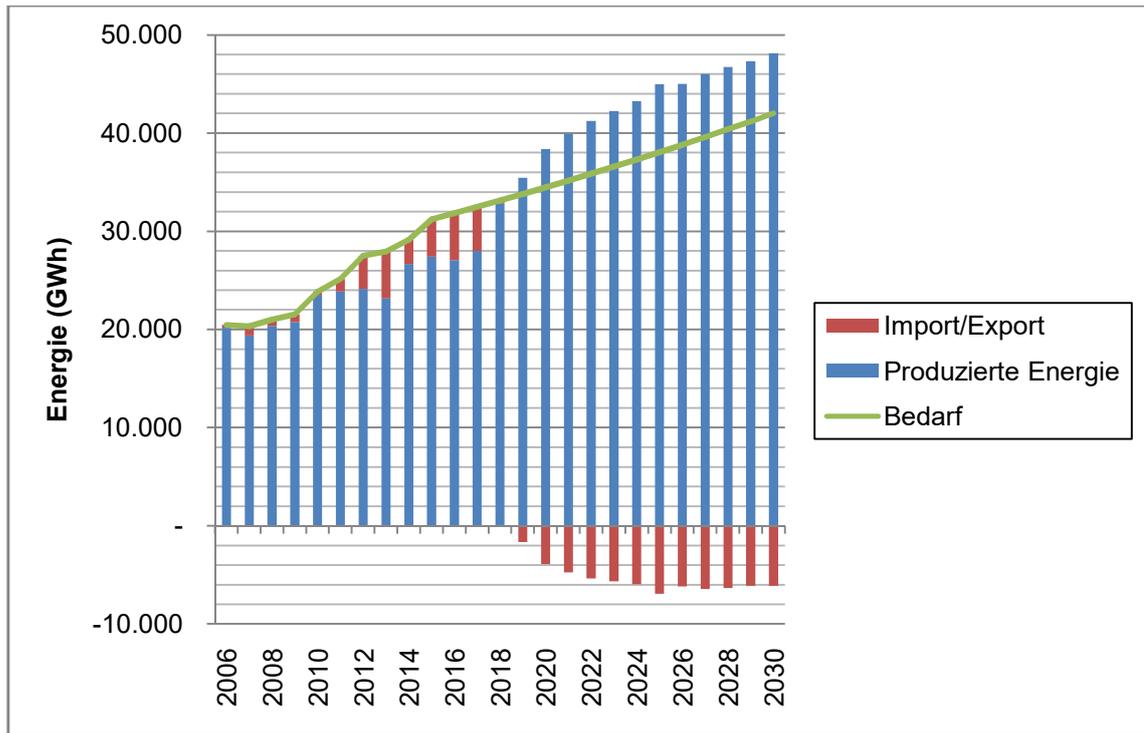


Abbildung 40: Entwicklung von Import/Export in Marokko 2030

Durch die Forcierung von erneuerbaren Energieträgern in der Energietechnik kann der Anteil an sauber produzierter Energie innerhalb der nächsten 10 Jahre deutlich gesteigert werden. Von rund 17% in 2013 auf mehr als 44% in 2020 ist bereits ein erster Schritt in die richtige Richtung. Die Ergebnisse dieses Szenarios lassen jedoch auf noch weit bessere Resultate bis 2030 hoffen. Die erzeugte Energie von über 41 TWh aus Wasser, Sonne und Wind entsprechen einer Beteiligung von rund 85% am Gesamtmix.

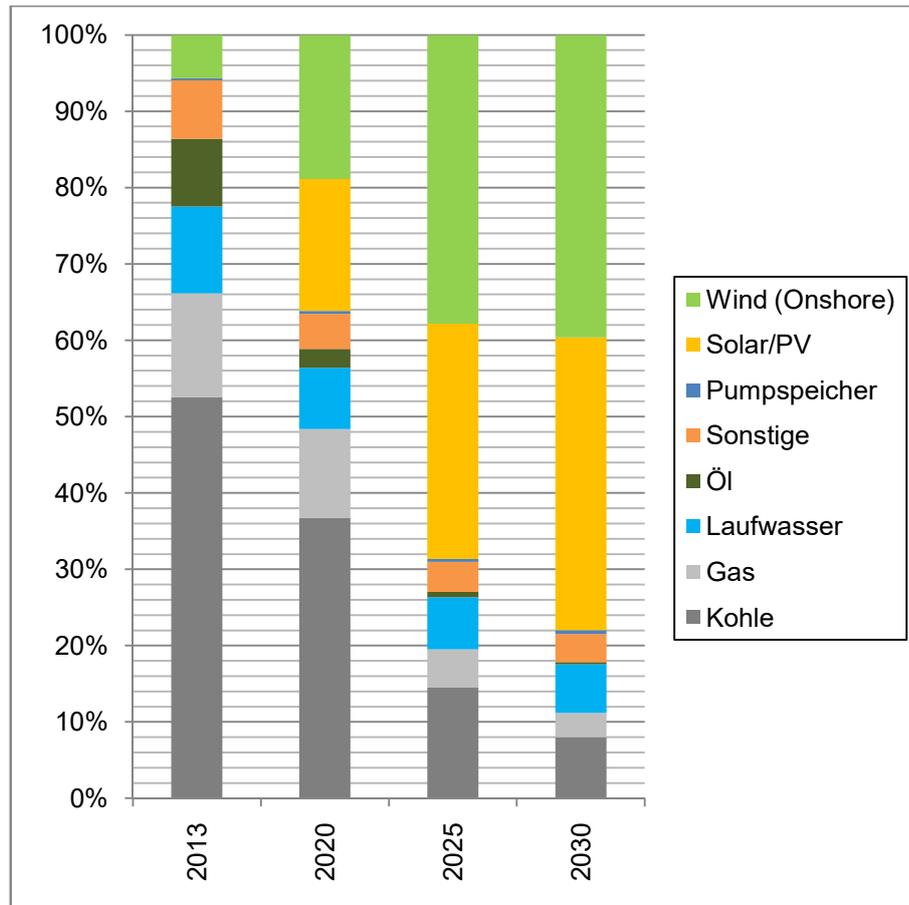


Abbildung 41: Anteil der produzierten Energie in Marokko 2030

Anhand des Lastflussverlaufes der Jahreshöchstlast für das Jahr 2030 aus Abbildung 42 kann man klar erkennen, dass einige Leitungen bereits an ihre Limits kommen. Durch die Pfeilrichtung ist auch gut ersichtlich, wo der größte Bedarf besteht. Dies ist neben den küstennahen Großstädten wie Casablanca und Rabat auch noch die Verbindungsstelle nach Spanien. Wie in Abbildung 40 bereits festgestellt wurde, handelt es sich bei Marokko im Jahr 2030 um einen Netto-Stromexporteur. Um das Leitungsnetz nicht so stark auszulasten, ist es mit Sicherheit notwendig weitere Mittel in die Infrastruktur zu investieren und den Aus- sowie Zubau neuer Verbindungen zum Schutze der Ausfallsicherheit zur Verfügung zu stellen.

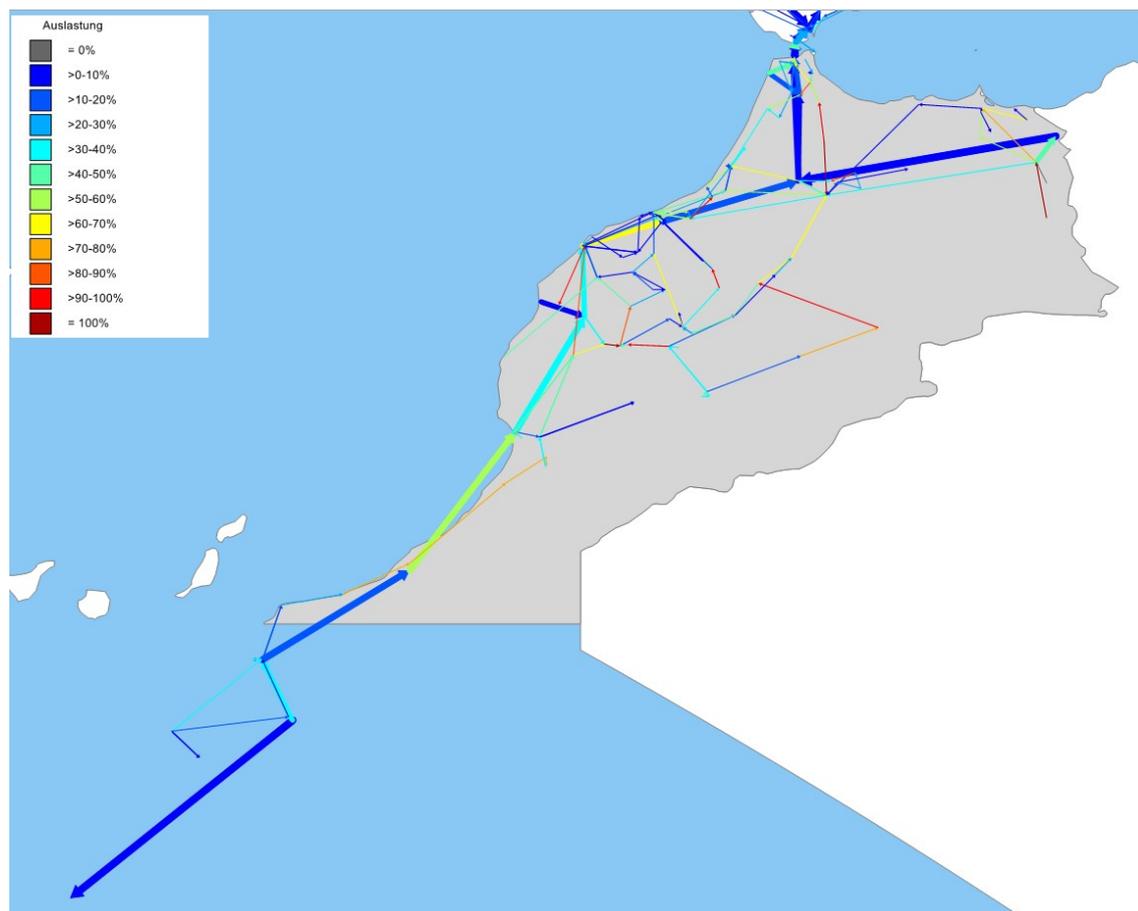


Abbildung 42: Lastfluss zu Jahreshöchstlast in Marokko 2030

#### 3.3.2 Analyse Tunesien

Die auffälligste Veränderung im Jahr 2030, im Vergleich zum Jahr 2018, ist die Leitungsanbindung an Italien. Neben der in Abbildung 43 ersichtlichen Leitung Richtung Osten nach Sizilien, geht auch die nach Norden aus der Grafik führende Leitung nach Italien. Diese beiden Leitungen ermöglichen einen Austausch an Energie mit Europa. Außerdem ist ein starker Zuwachs an erneuerbaren Energien ersichtlich. Neben den PV- und Solaranlagen im südlichen Teil des Landes können noch Windkraftanlagen hauptsächlich an der Küstenregion erkannt werden.

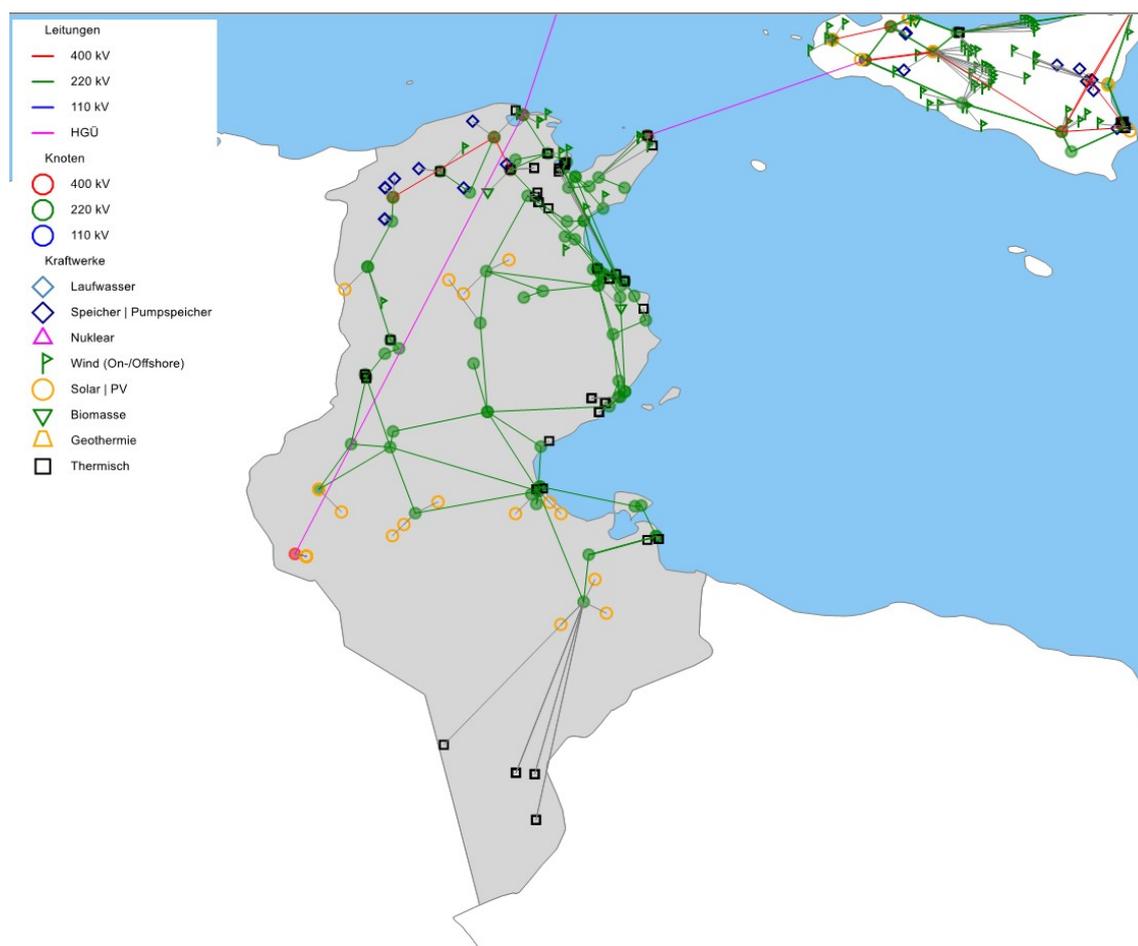


Abbildung 43: Überblick von Tunesien 2030

Die Verbrauchsentwicklung für Tunesien wird aufgrund der starken Schwankung der letzten Jahre, wo es zu Wachstumsraten zwischen 0,8% und 9,5% kam, moderat mit 2% gewählt. Im diesem Fall wird das eine Steigerung des Verbrauchs auf rund 26,5 TWh bis ins Jahr 2030 zur Folge haben. Die Daten der Verbrauchskennlinie beinhalten auch die Leitungsverluste die in den vorangegangenen Jahren mit Werten um die 2-3 TWh zu Buche schlagen.

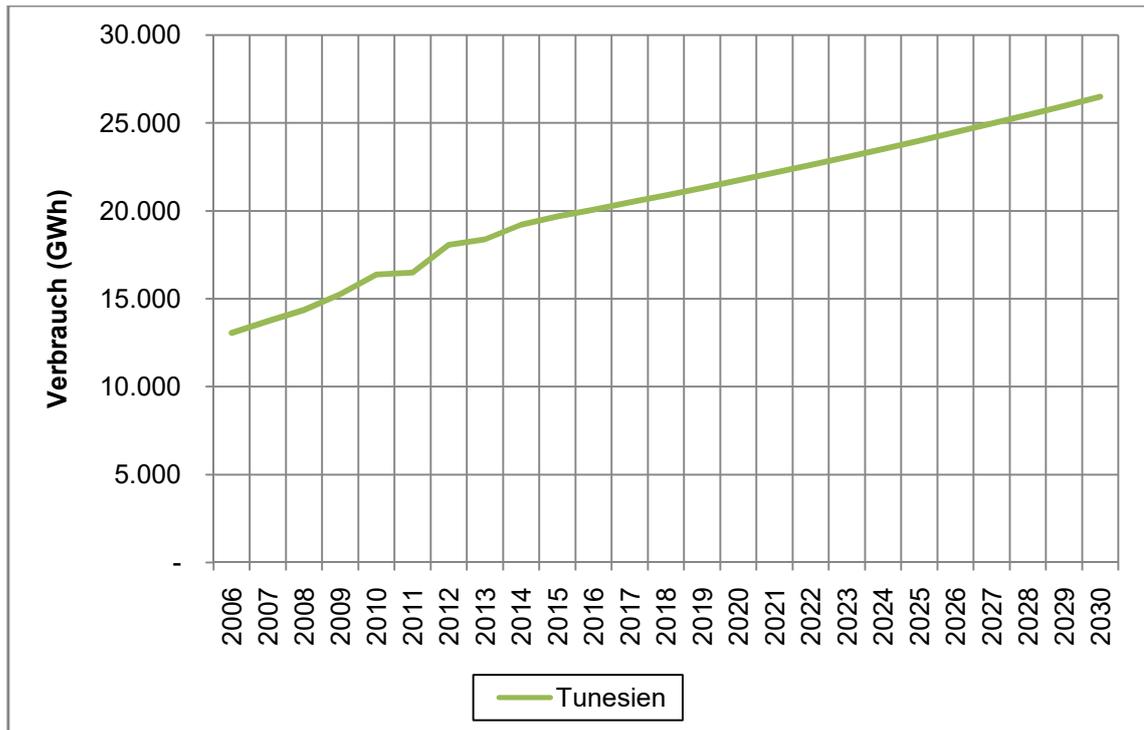


Abbildung 44: Verbrauchsentwicklung in Tunesien 2030

Die Entwicklung der installierten Leistung wurde in den nachfolgenden beiden Abbildungen veranschaulicht. Wobei Abbildung 45 den tatsächlich auf tunesischem Hoheitsgebiet installierten Kraftwerken entspricht. Für den markanten Sprung der Solarkraft im Jahr 2025 ist das zuvor erwähnte Kraftwerk in Rjim Maatoug verantwortlich. Da die dort produzierte Energie jedoch für den europäischen Markt vorgesehen ist, wurde eine bereinigte Grafik erstellt. Diese soll die tatsächlich für den tunesischen Markt bestimmten Kraftwerksleistungen widerspiegeln. Anhand dieser Darstellung kann die Verteilung der thermischen und erneuerbaren Kraftwerksressourcen besser wahrgenommen werden. Die bisherige Entwicklung der installierten Leistung an EE von 2,3% auf 4,3% vom Gesamtanteil im Zeitraum von 2006-2018 kann nicht den gezielten Umschwung bringen. Durch die Verwirklichung des national geforderten Zieles kann dieser Prozentsatz auf über 37% angehoben werden, was annähernd dem 9-fachen Anteil des aktuellen Standes entsprechen würde. Diese Zahlen stützen sich auf die bereinigte Illustration aus Abbildung 46.

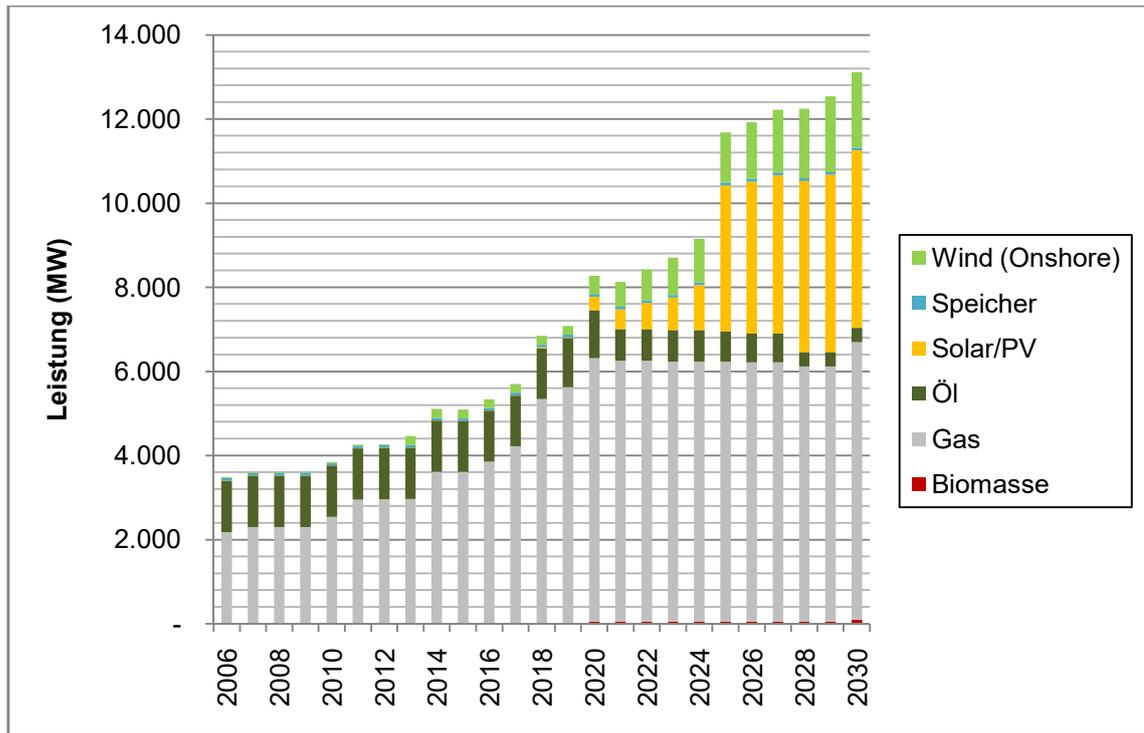


Abbildung 45: Entwicklung der installierten Leistung in Tunesien 2030

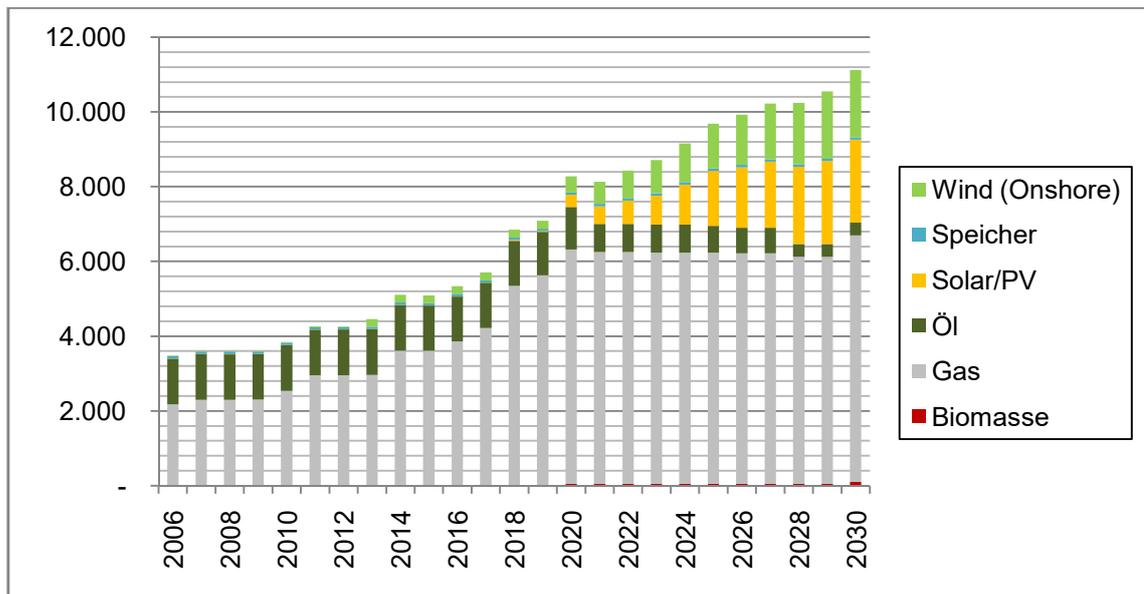


Abbildung 46: Entwicklung der installierten Leistung in Tunesien 2030 bereinigt

In Abbildung 47, welche die Leistungsänderung pro Jahr zeigt, ist das TuNur Projekt mit Fertigstellung im Jahr 2025 wieder deutlich erkennbar. Weiters geht der Hauptbestandteil der Zubauten in den letzten Jahren auf das Konto von Gaskraftwerken, was die ausgeprägte Vorherrschaft in Tunesien widerspiegelt. Die aus dem Kraftwerksverbund ausscheidenden Anlagen betreffen hauptsächlich die beiden Standorte Rades, wo zwei Anlagen mit 170 MW, sowie Sousse, wo ebenfalls 2 Anlagen jedoch mit 160 MW, die technische Nutzungsdauer im Laufe der 2020er überschreiten. Auffallend

ist auch der markante Gas-Zubau im Jahr 2030. Dabei handelt es sich um eine einzelne Einheit in Bizerte mit einer Bruttoleistung von 500 MW.

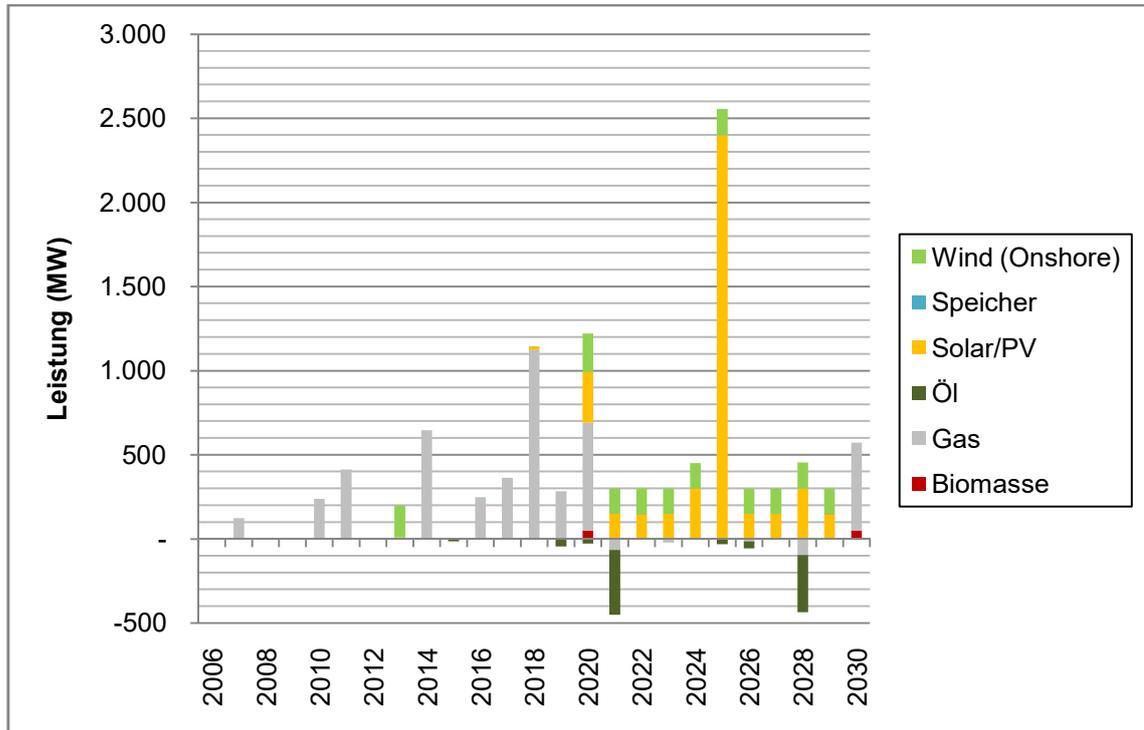


Abbildung 47: Leistungsänderung in Tunesien 2030

Der relativ lineare Bedarfsanstieg der vergangenen Jahre kann in Abbildung 48 festgestellt werden. Da die Anbindung an die Nachbarstaaten aufgrund aktuell fehlender Modellauflösung nicht gegeben ist, kann auch kein Stromhandel erfolgen. Die in der Grafik ersichtlichen Importe seit 2010 können durch den automatischen Zubau von Gaskraftwerken erklärt werden, welche in dieser Grafik als Import dargestellt werden. Das Modell errichtet aufgrund unzureichender Ressourcen diese Anlagen selbständig, die dort erzeugten Energiemengen werden der Rubrik Importe zugeordnet. Durch das Solarkraftwerk im Süden Tunesiens können ab dem Jahr 2025 große Energieflüsse mittels der für dasselbe Jahr geplanten HGÜ-Leitung über Nordtunesien und weiter nach Italien transportiert werden. Somit sind ab diesem Jahr tatsächliche Handlungsoptionen möglich. Das deutliche Erzeugungsplus spiegelt sich in der nachfolgenden Abbildung zum Import/Export-Verhalten des Landes wieder. Der Großteil der exportierten Leistung kann dem neuen 2,25 GW Projekt zugeordnet werden.

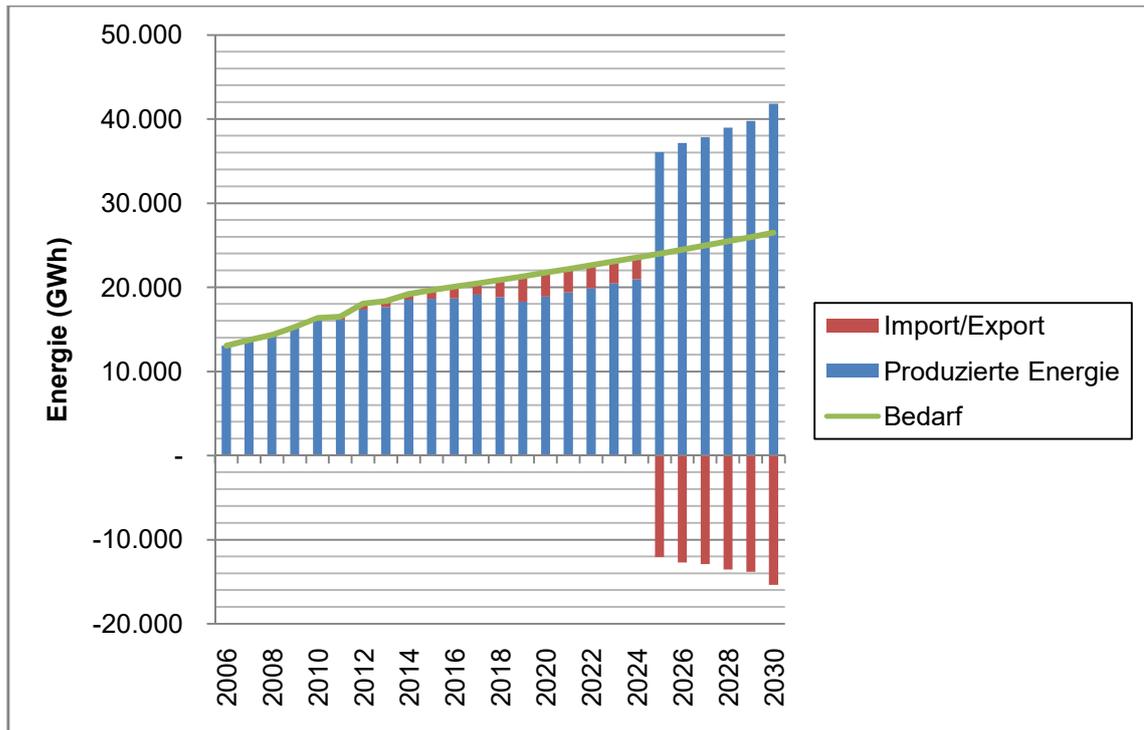


Abbildung 48: Entwicklung von Import/Export in Tunesien 2030

Abbildung 49 stellt den Mix der Erzeugung dar. Auf den ersten Blick kann man erkennen, dass die mehr als 6% aus Öl produzierte Energie im Jahr 2020 bereits zur Gänze verschwunden ist. Die größeren Anlagen gehen wie zuvor in Abbildung 47: Leistungsänderung in Tunesien 2030 erläutert erst 2021 und 2028 vom Netz. Der fehlende Anteil kann somit nur auf die Erzeugungskosten zurückgeführt werden. Die Preise pro kWh erzeugter Leistung, der neu installierten Solar und Windkraftanlagen sind niedriger als jene für die Erzeugung aus Öl, wodurch diese nach dem Merit-Order-Prinzip verdrängt werden. In weiterer Folge kann wieder der Einfluss des Solarpark-Projektes festgestellt werden. Trotz dieser Verzerrung des Diagrammes kann die Tendenz zur Erhöhung der Beteiligung der Erneuerbaren am Gesamtmix klar erkannt werden.

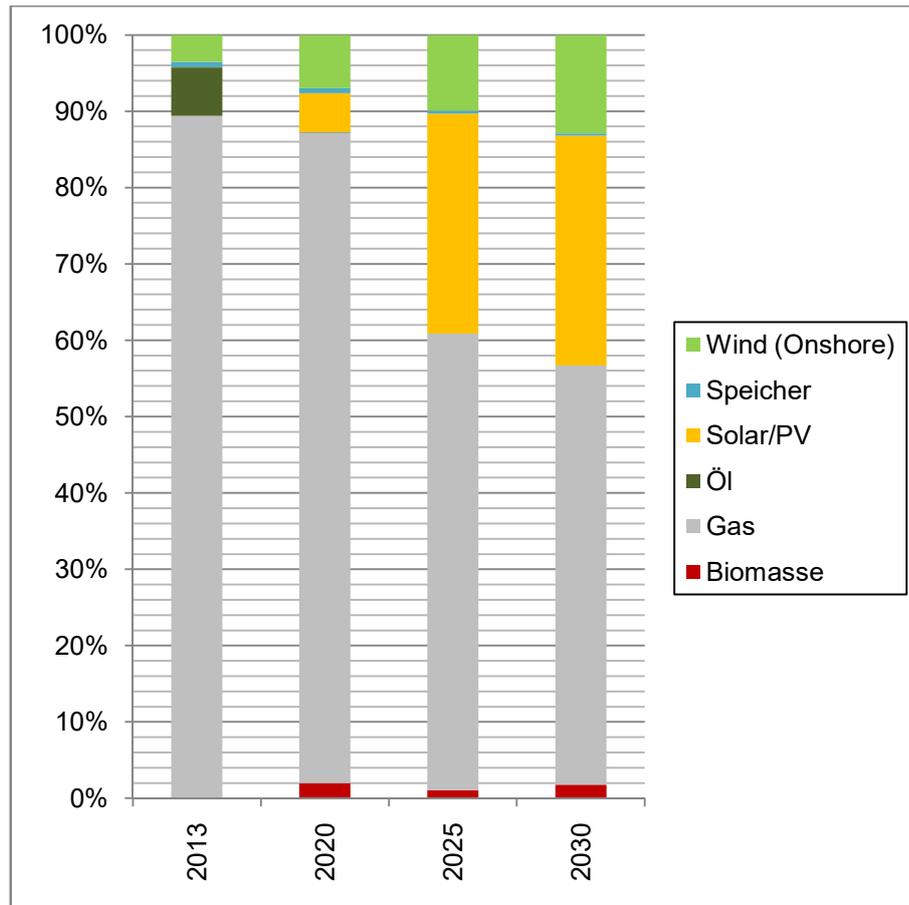


Abbildung 49: Anteil der produzierten Energie in Tunesien 2030

Die Leitungen im Jahr 2030 zeigen weiterhin eine eher geringe Auslastung bei der Jahreshöchstlastrechnung. Vereinzelt sind Leitungen bereits voll ausgelastet, doch im Großen und Ganzen scheint das Netz stabil. Was deutlich zu erkennen ist, ist die Tatsache, dass die 2025 neu hinzugekommenen grenzüberschreitenden HGÜ-Seekabel nach Italien, mit bereits mehr als 70%, stark belastet sind. Auch die inländische HGÜ vom Solarpark Rjim Maatoug nach Menzel Jemil an die Küste weist eine identische Übertragungsleistung auf. Wiederum ist die fehlende Anbindung an Algerien und die daraus folgende Verbindung zu Marokko und Spanien ein Mitgrund dieser starken Belastung. Die neuen Leitungen im Mittelmeer sind somit die einzige Verbindung von Tunesien zu einem anderen Staat. An einer Implementierung der anderen Staaten wird derzeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovationen gearbeitet. Zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieser Arbeit sind diese jedoch noch nicht vorhanden.

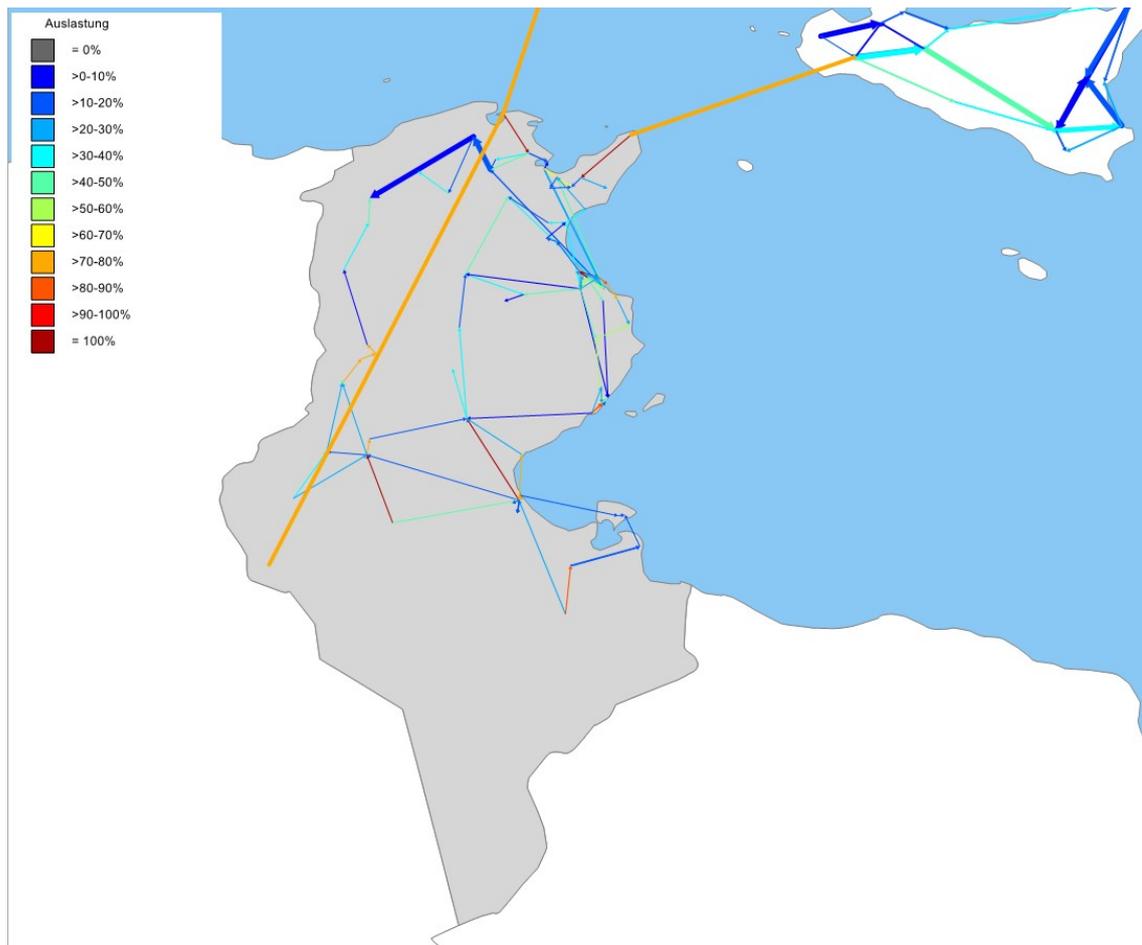


Abbildung 50: Lastfluss zu Jahreshöchstlast in Tunesien 2030

#### 3.4 Szenario „Nationale Strategie 2030 stabil“

Dieses Szenario baut auf dem Szenario „Nationale Strategie 2030“ auf, hat jedoch Rücksicht auf die von ATLANTIS erkannten Probleme genommen und ein überarbeitetes Szenario zur Folge. Da bei der Simulation des Szenarios „Nationale Strategie 2030“ automatisch zugebaute Gaskraftwerke auftreten, welche zur Deckung des Bedarfs an Knoten zugebaut werden, an denen es sonst zu Problemen kommen würde, wurde die Kraftwerksdatenbank um zusätzliche EE-Kraftwerke erweitert, um das zu verhindern. Die manuellen Zubauten müssen aufgrund der geringeren Volllaststunden von regenerativen Erzeugerquellen eine höhere Leistung als die Autozubau-Gaskraftwerke besitzen. Diese neuen Kraftwerke befinden sich allesamt in Tunesien, was auch aufgrund der fehlenden Anbindung an die Nachbarländer, allen voran Algerien, zu begründen ist. Die somit fehlende Importmöglichkeit verursacht eine erhöhte Kraftwerkskapazität im eigenen Land. Die Aufarbeitung dieser Länder waren zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht so weit fortgeschritten um mit relevanten Daten rechnen zu können. Durch die bestehenden Leitungen nach Spanien und somit nach Europa hat kein automatischer Zubau in Marokko zu erfolgen. Der Vergleich, der bei der Simulation erkannten und dadurch automatisch zugebauten Leistung, mit der anschließend tatsächlich zugebauten Kapazität, ist für das jeweilige Jahr und den betreffenden Kno-

ten in Tabelle 19 ersichtlich. Die Simulation für dieses Szenario wurde anschließend, ohne auftretende automatische Zubauten von Gaskraftwerken durchgeführt.

Knoten	Jahr	Automatischer Gas-Zubau [MW]	Manueller EE-Zubau [MW]
K'Chabta	2009	51,55	100
Naassen	2009	103,1	250
Boulaaba	2012	51,55	100
K'Chabta	2012	103,1	250
Boulaaba	2016	51,55	100
Akouda	2018	51,55	100
K'Chabta	2018	51,55	100
Sousse	2018	51,55	100
Monastir	2019	103,1	250
Monastir	2027	51,55	100

*Tabelle 19: Vergleich zwischen automatischem und tatsächlichen Zubau in Tunesien*

#### 3.4.1 Analyse Marokko

Obwohl sich am Gesamtsystem in Marokko nichts geändert hat, kann man in der folgenden Abbildung 51 kleinere Änderung zu Abbildung 42 erkennen. Beide Grafiken zeigen den gleichen Parameter, nämlich die Jahreshöchstlast für das Jahr 2030. Durch den Zubau der zehn Kraftwerke in Tunesien haben sich die Lastflüsse jedoch teilweise geringfügig verändert, wodurch eine andere Auslastung der Leitungen in Marokko beobachtet werden kann. Ansonsten können die oben dargestellten Lösungen von „Nationale Strategie 2030“ auch für das Szenario „Nationale Strategie 2030 stabil“ herangezogen werden.

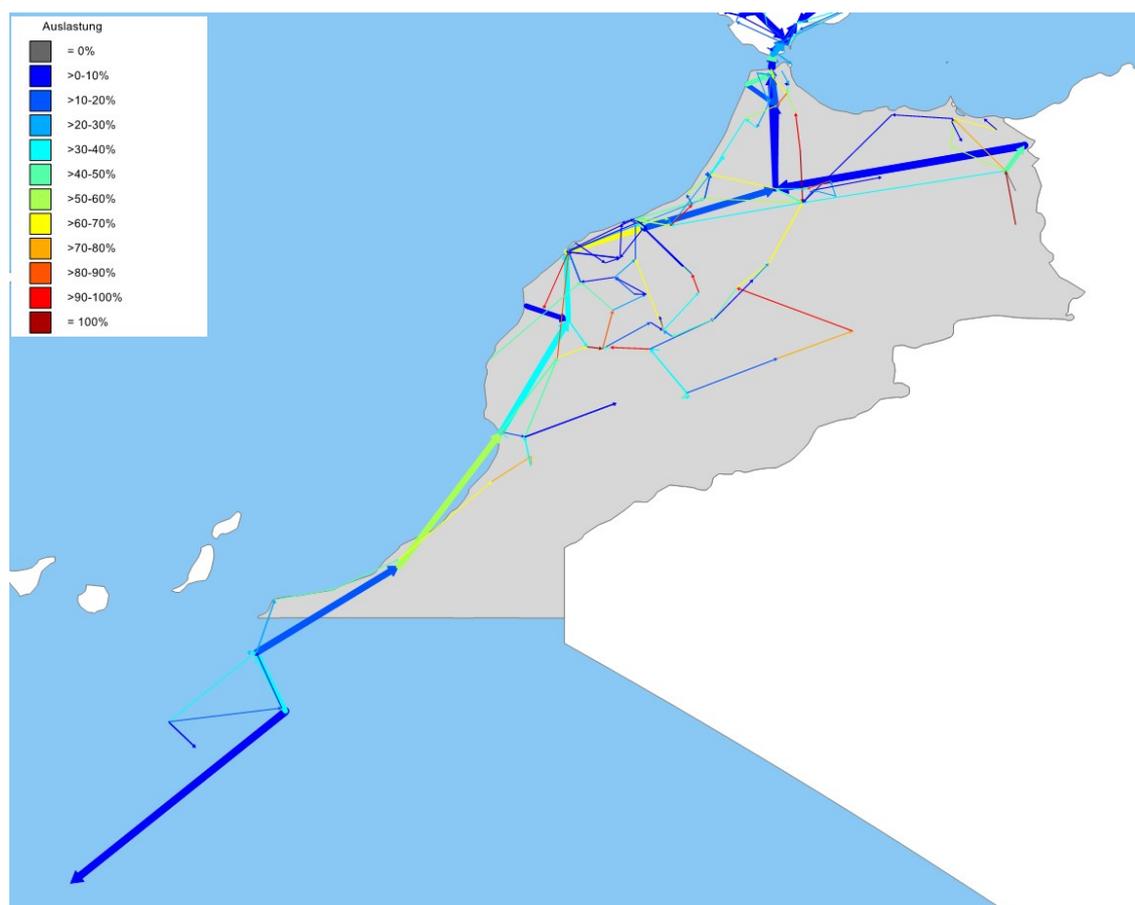


Abbildung 51: Lastfluss zu Jahreshöchstlast in Marokko 2030 stabil

#### 3.4.2 Analyse Tunesien

In Tunesien ändert sich das Lastflussdiagramm aus Abbildung 52 ebenfalls geringfügig. Der Zubau der Kraftwerke hat den Lastfluss einiger Leitungen geändert. Je nachdem an welchen Knoten diese Kraftwerke einspeisen, sind Leistungstransporte notwendig. Die Leitungen die dadurch betroffen sind, weisen dadurch leicht unterschiedliche Werte auf, als zuvor im Szenario „Nationale Strategie 2030 stabil“.

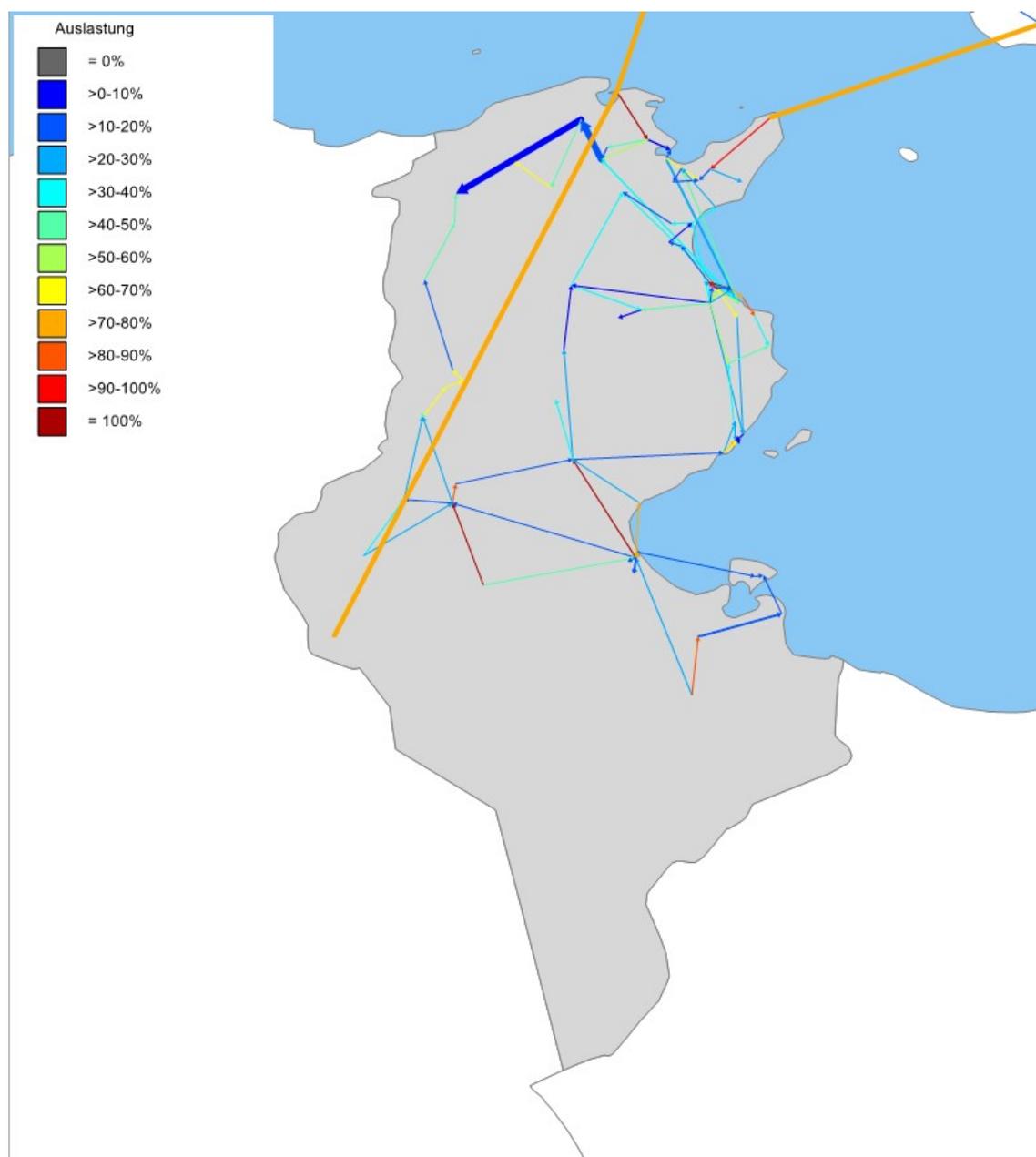


Abbildung 52: Lastfluss zu Jahreshöchstlast in Tunesien 2030 stabil

Der Kraftwerkspark wurde durch weitere erneuerbare Anlagen erweitert um den automatischen Zubau von ATLANTIS zu verhindern. In der nachfolgenden Abbildung kann die Erhöhung der installierten Leistung im Vergleich zum Basisszenario „Nationale Strategie 2030“ erkannt werden. Gesamt wurden 10 Kraftwerke mit 1.450 MW im Solar/PV Bereich ausgebaut.

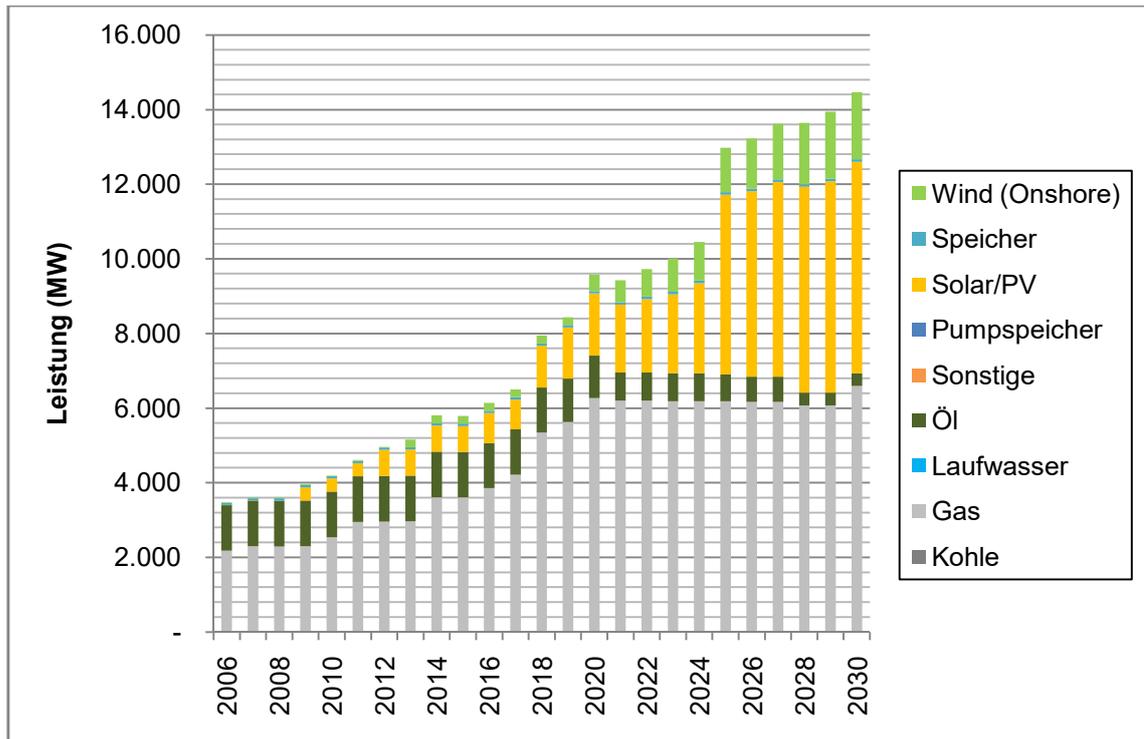


Abbildung 53: Entwicklung der installierte Leistung in Tunesien 2030 stabil

In der jährlichen Leistungsänderung kann man erkennen in welchen Jahren die jeweiligen Kraftwerkskapazitäten erweitert wurden. Es wurden ab dem Jahr 2009 Anlagen von 100 MW bis 250 MW zugebaut. So sind zum Beispiel im Jahr 2012 Leistungen von 350 MW erweitert hinzugekommen und im Jahr 2016 ein Anlagenteil mit 100 MW. Im Vergleich mit Abbildung 47 können die Kraftwerkserweiterungen genauer erkannt werden.

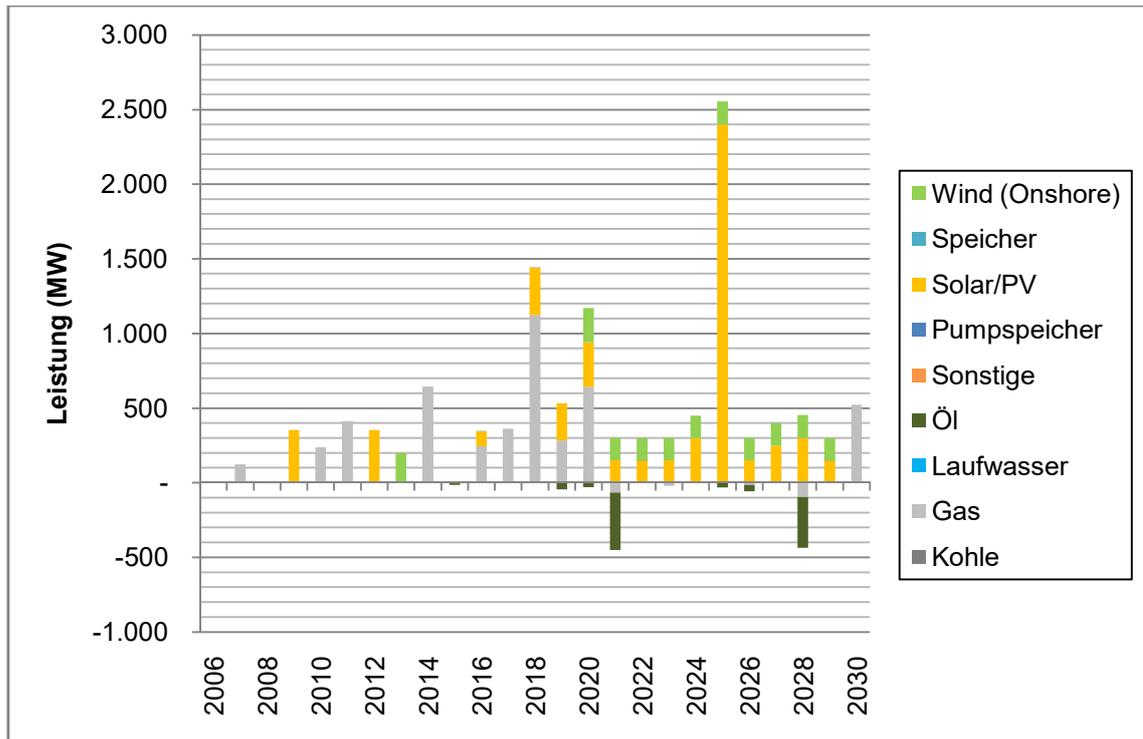


Abbildung 54: Leistungsänderung in Tunesien 2030 stabil

### 3.5 Szenario „Erneuerbare Energien 2050“

Beim Szenario „Erneuerbare Energien 2050“ handelt es sich um eine Weiterentwicklung des Szenarios „Nationale Strategie 2030 stabil“. Zusätzlich wurde ein kompletter Ausstieg aus fossilen Energieträgern bis 2050 als Ziel gesetzt. Dazu wurden alle bestehenden thermischen Kraftwerke die im Zeitraum zwischen 2030 und 2049 außer Betrieb gehen mit Anlagen aus EE ersetzt. Die Leistung sowie der Standort wurden von den alten Einheiten übernommen. Fossile Kraftwerke mit einer Nutzungsdauer über 2049 hinaus wurden ebenfalls 2049 abgestellt. Da erneuerbare Kraftwerke aufgrund der Volllaststunden nicht die gleiche Energie erzeugen können, hat ATLANTIS wieder automatisch Gaskraftwerke zugebaut. Wie im Szenario zuvor wurde dies nach der ersten Simulation behoben und durch zusätzliche EE-Kraftwerke verhindert. Alle Kraftwerke, die nach 2021 geplant sind und auf fossile Brennstoffe zurückgreifen wurden nicht errichtet. Weiters wurden einzelne Leitungen, die im Verlauf der Berechnungen an ihre Grenzen gelangten durch eine zweite Parallelleitung verstärkt, um so Ergebnisse zu erzielen.

Da aufgrund von unzureichenden Ausarbeitungen von anderen Ländern im ATLANTIS-Modell Berechnungen im Jahr 2050 fehlerhaft sind, wurde wie oben beschrieben das Endjahr auf 2049 gesetzt. Mit Ende dieses Jahres werden alle thermischen Kraftwerke vom Netz genommen.

#### 3.5.1 Analyse Marokko

In der Gesamtübersicht von Marokko im Jahr 2049 kann man bereits erkennen, dass der Hauptbestandteil der Erzeugungseinheiten auf Erneuerbaren beruht. Es können sechs Standorte mit großen Solarkapazitäten, zwei davon im Gebiet Westsahara, festgestellt werden. Außerdem sind Windkraftanlagen entlang der Küste sowie in ertragreichen Standorten im Landesinneren auszumachen. Außerdem können die Pumpspeichereinheiten in bergigen Regionen ausgemacht werden, welche zur Zwischenspeicherung der volatilen Erzeugung von Nöten sind. Die noch vereinzelt auftretenden thermischen Kraftwerke werden mit Ende des Jahres 2049 ebenfalls aus dem Kraftwerkspark entfernt, wodurch lediglich Anlagen die Energie aus erneuerbaren Energieträgern gewinnen an der Energieerzeugung beteiligt sind.

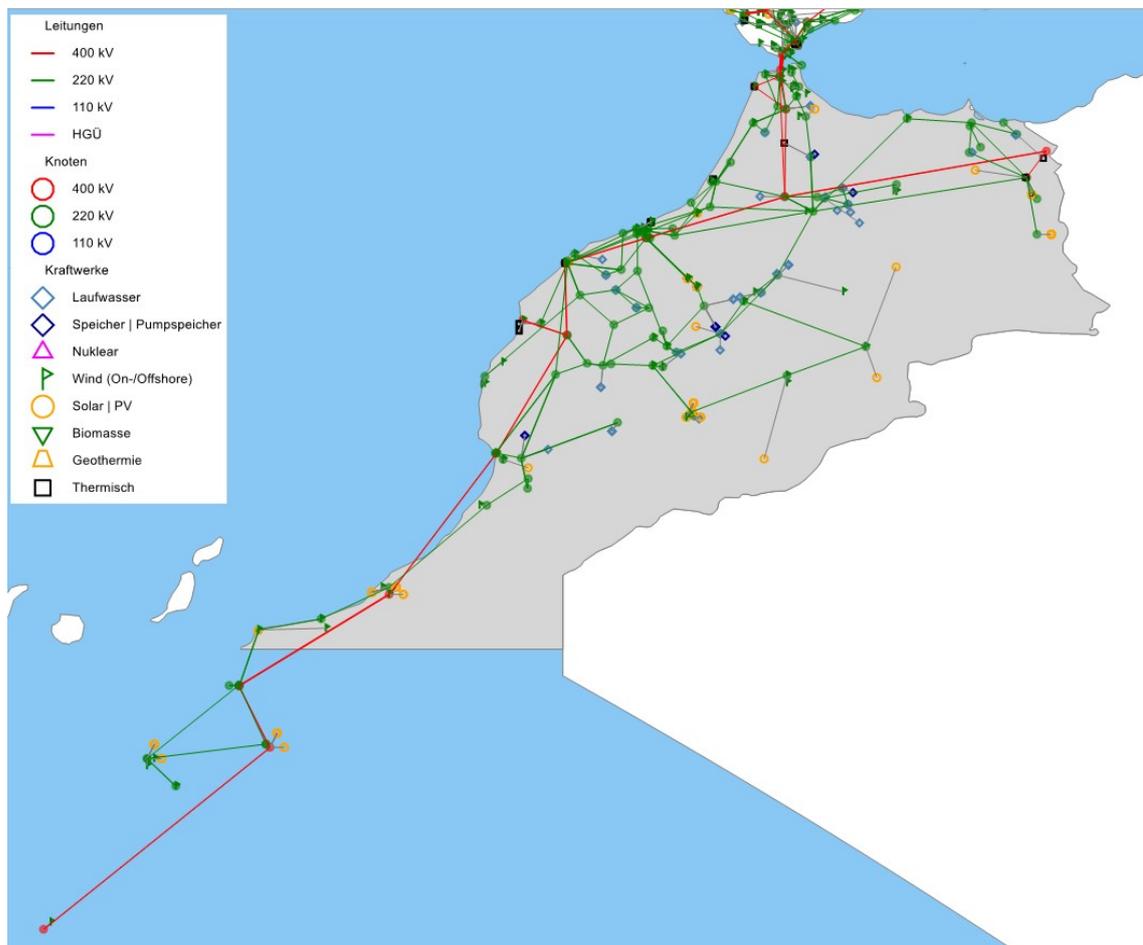


Abbildung 55: Überblick von Marokko 2049

Der Verbrauch für Marokko wird mit einer kontinuierlichen Steigung von 2% bis ins Jahr 2049 angenommen. Dadurch ergibt sich ein Leistungsbedarf von 61.204 GWh. Es wurde bewusst ein eher schwacher Anstieg gewählt, da die starke Steigung der Vorjahre nicht auf Dauer bestehen kann.

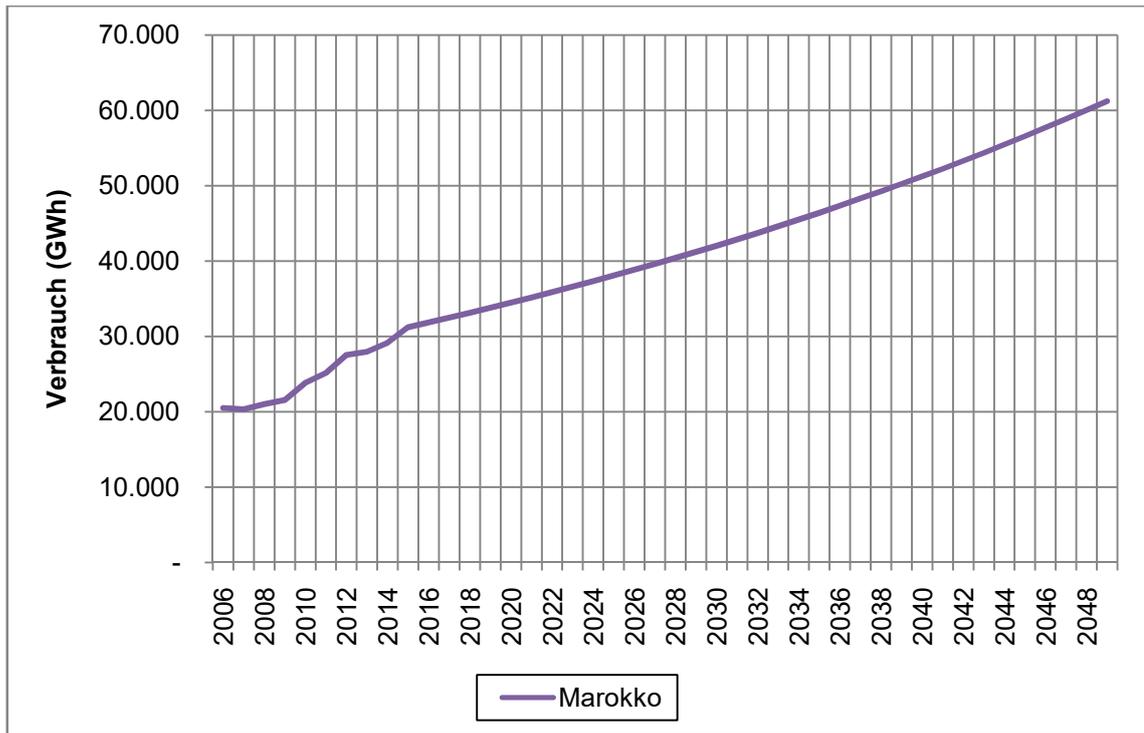


Abbildung 56: Verbrauchsentwicklung Marokko 2049

Wie in Abbildung 57 ersichtlich ist, wird ein Großteil der erzeugten Energie aus Wind- und Solaranlagen gewonnen. Der Anteil an thermischen Kraftwerken beträgt im Erzeugungsmix 10,6% und würde im darauffolgenden Jahr, also 2050, auf 0 fallen. Die Gesamt hervorgebrachte Leistung von 66.465 GWh deckt den Bedarf und ermöglicht es 5.260 GWh zu exportieren.

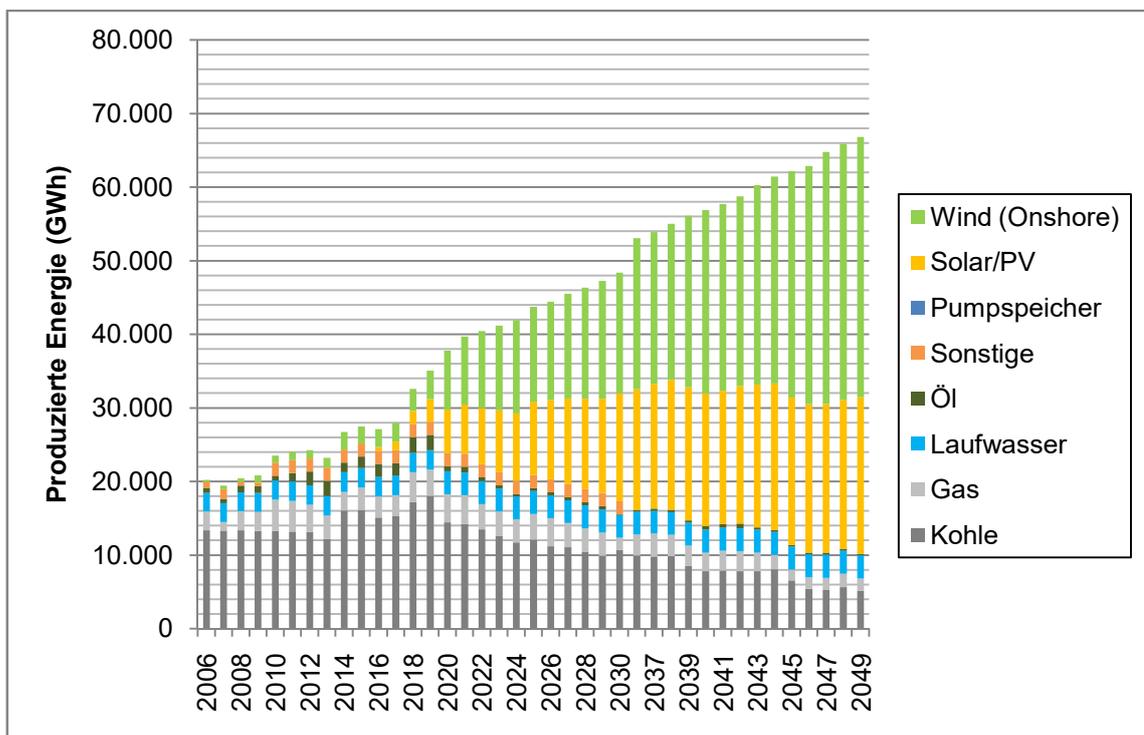


Abbildung 57: Entwicklung der produzierten Energie in Marokko 2049

Welchen Prozentsatz die Erzeugung aus einzelnen Quellen im Vergleich zum Gesamtanteil einnimmt, kann in nachfolgender Abbildung 58 erkannt werden. So besitzt die Windenergie mit rund 53% im Jahr 2049 den gravierendsten Anteil am Gesamtmix. Hinzu kommen 32% aus Solaranlagen, was einen Gesamtanteil dieser beiden regenerativen Energiequellen von 85% ergibt. Mit dem Wegfall der thermischen Kraftwerke im Jahr 2050 werden auch rund 11% aus Kohle, Gas und Öl wegfallen und Marokko wird zu 100% „Grün“ versorgt.

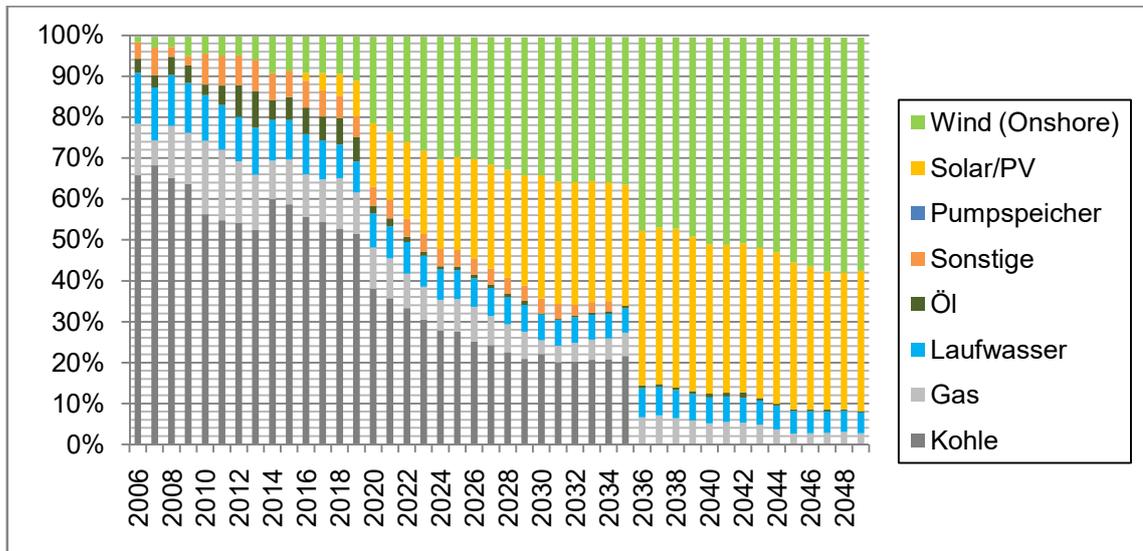


Abbildung 58: Anteil der produzierten Energie in Marokko 2049

Auch anhand der installierten Leistung kann das Übergewicht an Windkraftanlagen erkannt werden. Was jedoch auf den ersten Blick noch deutlich auffällt, ist der doch noch relativ große Anteil an thermischen Kraftwerken im Jahr 2049. Dies ist dadurch zu begründen, dass aufgrund der langen Nutzungsdauer von bis zu 45 Jahren und den vielen Anlagen, welche nach 2007 errichtet wurden, einige Kraftwerke noch nach 2049 in Betrieb wären. Diese thermischen Kraftwerke gehen erst mit Ende des Jahres 2049 außer Betrieb. Aufgrund der großen Anzahl an „jungen“ Kraftwerken scheinen in Abbildung 59 noch einige davon auf. Im Jahr 2050 werden die restlichen thermischen Kraftwerke vom Netz genommen und die tatsächlich installierte Leistung besteht nur noch, wie bei der Definition des Szenarios gefordert, aus Kraftwerken aus erneuerbaren Energien.

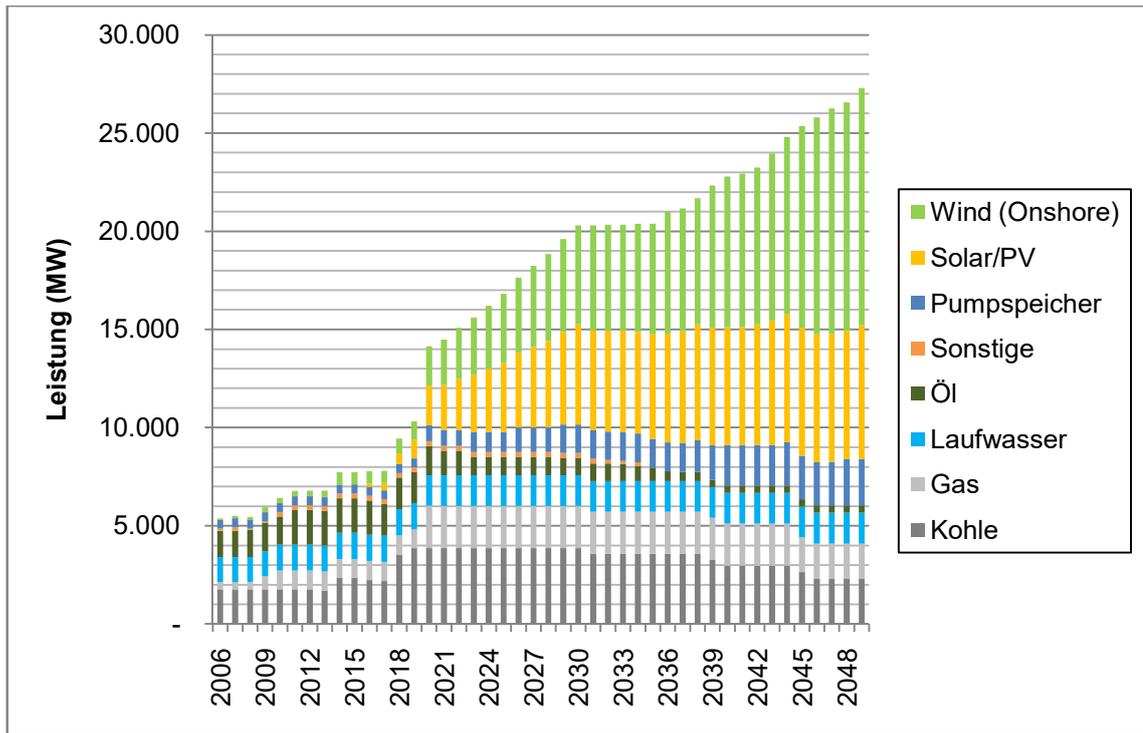


Abbildung 59: Entwicklung der installierten Leistung in Marokko 2049

Die Leistungsänderungen können der nachfolgenden Grafik aus Abbildung 60 entnommen werden. Die vom Netz gehenden Fossilen wurden eins zu eins durch regenerative Anlagen ersetzt, was auf den ersten Blick jedoch nicht gleich ersichtlich ist, da aufgrund anderer Zubauten keine gleich großen Balken entstehen. Dies geschieht daher nicht, da zum einen andere Zubauten aufgrund des ATLANTIS-Modelles notwendig sind, welche manuell ergänzt wurden, zum anderen aufgrund der automatischen Verlängerung bei Erneuerbaren bei denen die Nutzungsdauer überschritten wurde. Das Repowering erfolgt so, dass beispielsweise ein Windkraftwerk, welches laut Nutzungsdauer ausscheiden würde, mit der 1,5-fachen installierten Leistung wieder neu im Kraftwerksmix angelegt wird. Es ist jedoch eindeutig zu erkennen, dass alle thermischen Kraftwerke, welche die technische Nutzungsdauer nicht früher überschritten haben, spätestens mit 2050 vom Netz genommen werden. Aufgrund der zuvor erwähnten hohen Anzahl an relativ neuen Kraftwerken, fallen viele erst mit 2050 aus dem Erzeugungsmix. Weiters ist die zuvor erwähnte Bedingung, nach 2020 keine thermischen Kraftwerke mehr in Betrieb zu nehmen, anhand der Grafik klar ersichtlich.

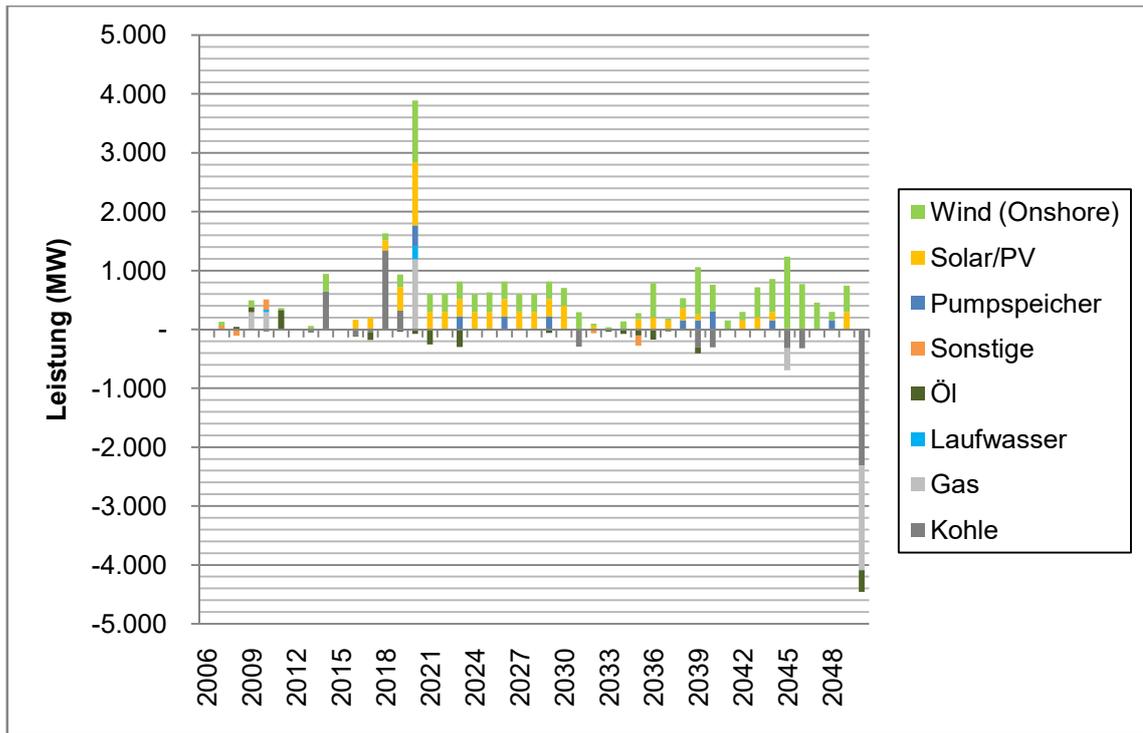


Abbildung 60: Leistungsänderung in Marokko 2049

Mit ATLANTIS kann jeder Monat zur Spitzen- und außerhalb der Spitzenlast betrachtet werden. Zur Lastflussanalyse wurde der Monat August zur Peakzeit verwendet, was der Jahreshöchstlast entspricht. Wie zuvor erwähnt sind Leitungserweiterungen nötig um überhaupt eine Lösung ermitteln zu können. Die erweiterten Leitungen sind in Abbildung 61 durch rote Ringe hervorgehoben. Anhand des Lastflussdiagrammes kann man deutlich erkennen, dass weitere Ausbauarbeiten bis 2049 dringend notwendig sind um überlastete Leitungen zu unterstützen und Engpässe zu vermeiden. Aufgrund der Annahme, dass ausscheidende thermische Kraftwerke am selben Standort durch Erneuerbare ersetzt werden, kann das bestehende Leitungsnetz trotzdem mit den Herausforderungen bis 2049 umgehen. Sollten jedoch neue Kraftwerkskomplexe in anderen Regionen errichtet werden, müssen dadurch auch andere Belastungsverteilungen erwartet und somit gravierende Erweiterungen im Leitungssegment eingeplant werden. Einige Leitungen befinden sich jedoch schon weit über der erwünschten Auslastung, teilweise bei Auslastungen gleich 100%, wodurch Erweiterungen wichtig sind um die betroffenen Leitungen zu entlasten.

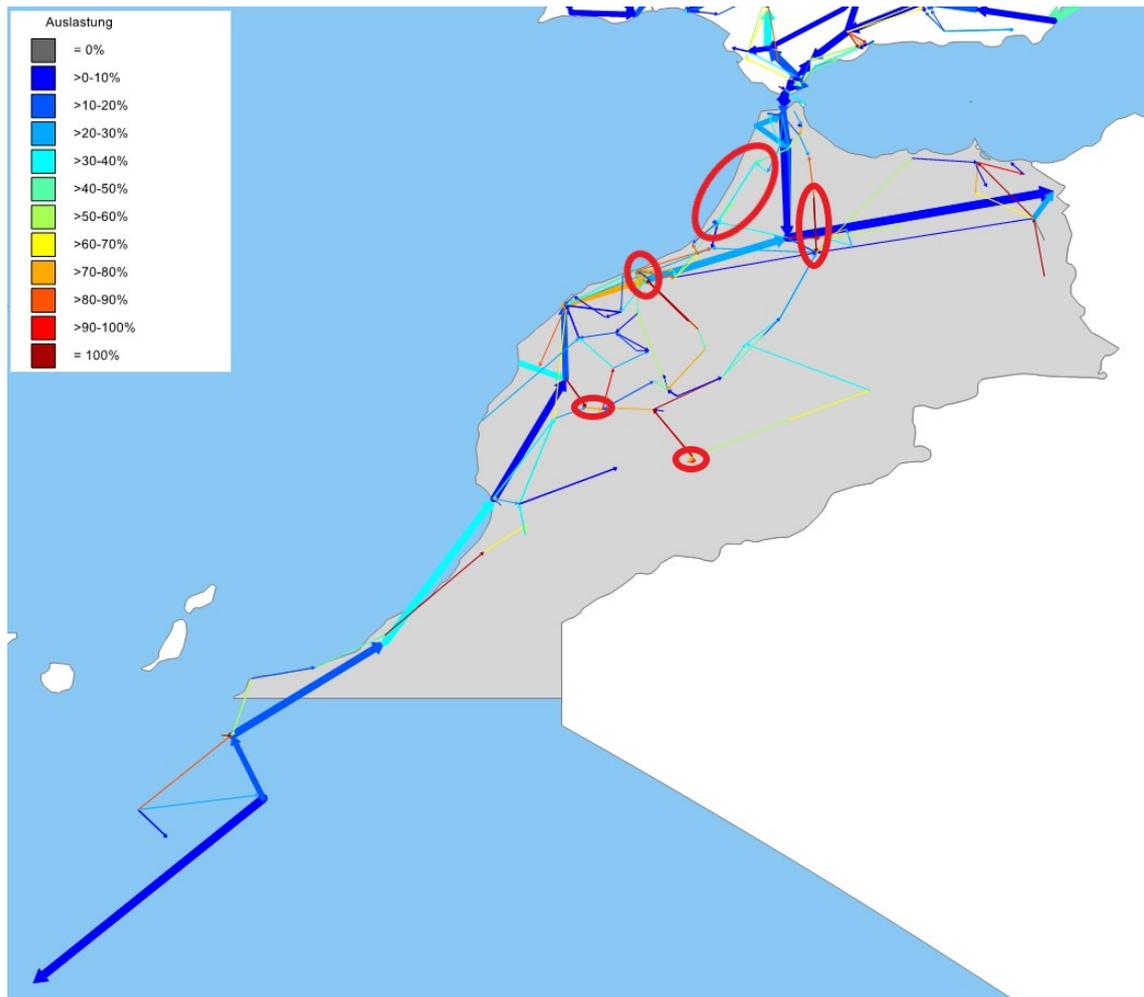


Abbildung 61: Lastfluss zu Jahreshöchstlast in Marokko 2049

#### 3.5.2 Analyse Tunesien

Anhand von Abbildung 62 kann man erkennen, dass sich der Großteil der betriebenen Kraftwerke auf Wind- und Solaranlagen beschränkt. Der Solar/PV Sektor zielt dabei vorwiegend auf den südlichen Bereich Tunesiens sowie vereinzelte Regionen im Landesinneren, wohingegen die Windkraftanlagen an windstarken Küstenabschnitten ihren Hauptsitz haben. Die noch vereinzelt erkennbaren thermischen Kraftwerke fallen mit Jahresende aus dem Kraftwerksmix hinaus, wodurch nur noch erneuerbare Energien am Netz hängen. Wie zuvor erläutert, hauptsächlich Wind und Sonnenenergie, sowie verschwindend kleinen Anteilen an Biomasse und Speicherkraftwerken die lediglich zur Vollständigkeit erwähnt werden.

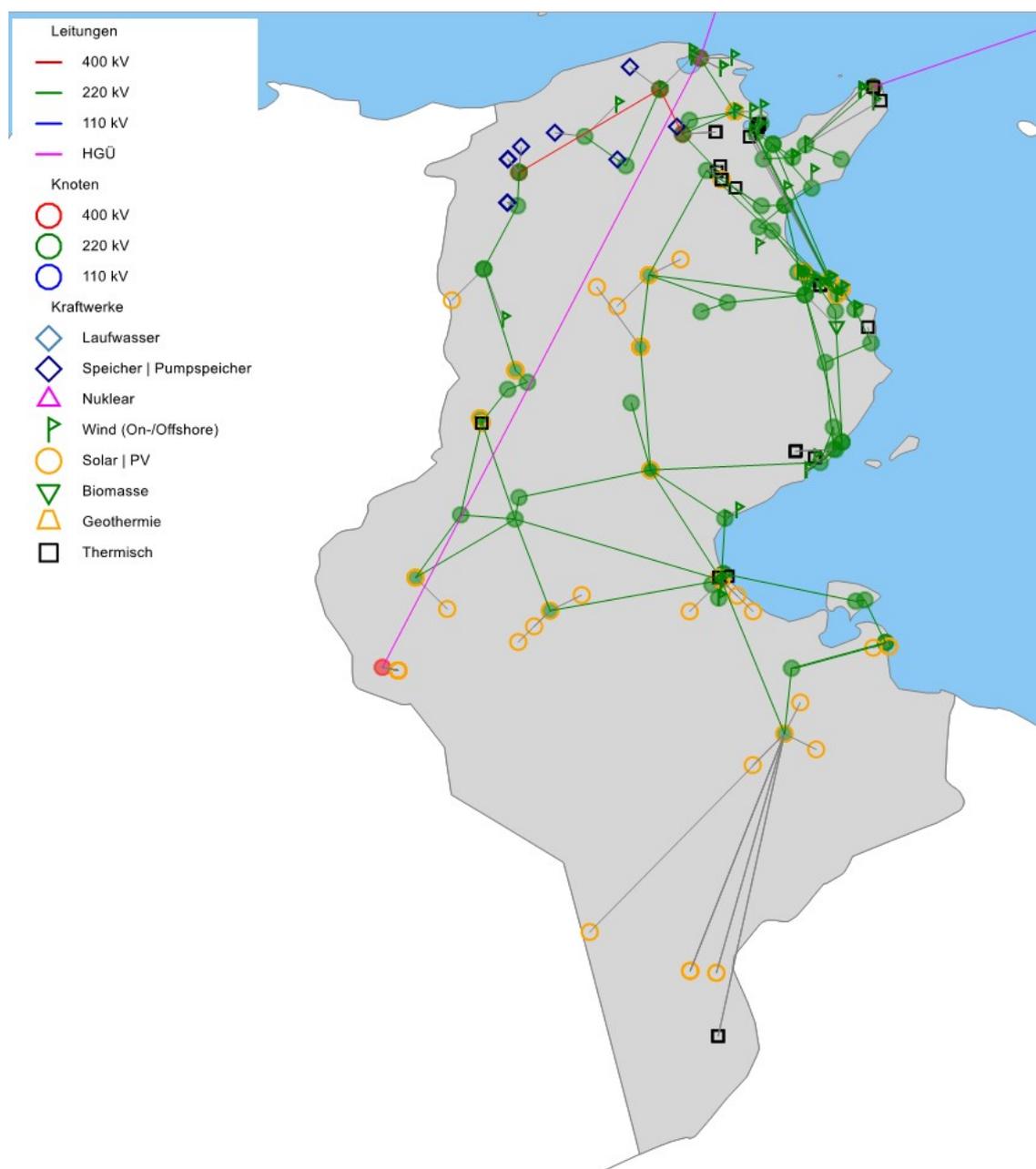


Abbildung 62: Überblick von Tunesien 2049

Der jährliche Verbrauchsanstieg wird auch hier wieder mit 2% gewählt. Dadurch ergibt sich für das Szenario „Erneuerbare Energien 2050“ ein Verbrauch für Tunesien von 38.579 GWh für das Jahr 2049. Dies entspricht in etwa einer Verdoppelung im Vergleich zu den Werten von 2018.



Abbildung 63: Verbrauchsentwicklung von Tunesien 2049

Für 2049 kann der Großteil der erzeugten Leistung bereits mit erneuerbaren Energiequellen erfolgen. Auch hier kann der große Sprung im Jahr 2025 aufgrund des Mega-Solarprojekts erkannt werden. Der enorme Überschuss von fast 17 GWh im Vergleich zum Bedarf ist auch dadurch zu erklären und bestätigt das Projektziel dieser Anlage und den Export nach Europa.

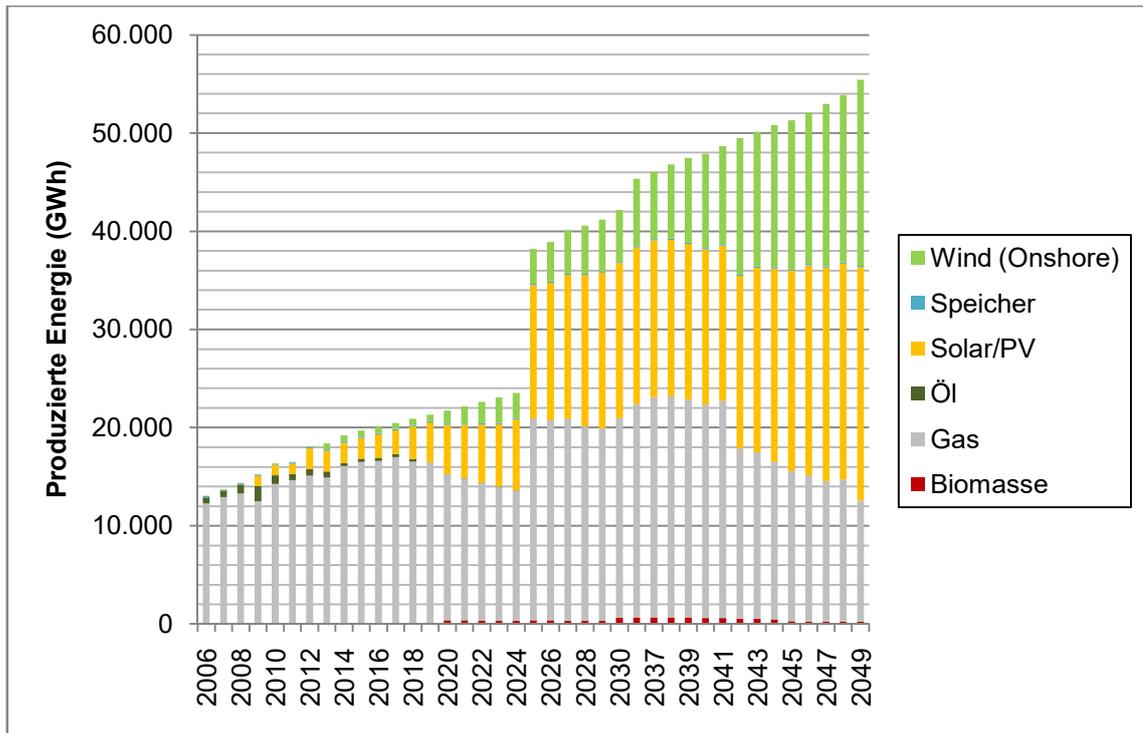


Abbildung 64: Entwicklung produzierter Energie in Tunesien 2049

Beim Erzeugungsmix aus Abbildung 65 kann man erkennen, dass sich der Anteil an Erzeugung aus Gaskraftwerken im Land stetig verringert und im Jahr 2049 nur mehr 22,3% ausmacht. Im Jahr 2050 teilt sich die Erzeugung faktisch nur mehr auf Solar- und Windkraftanlagen aus. Die rund 350 GWh aus Biomasse und Speicherkraftwerken tragen nur anteilig zur Gesamterzeugung bei.

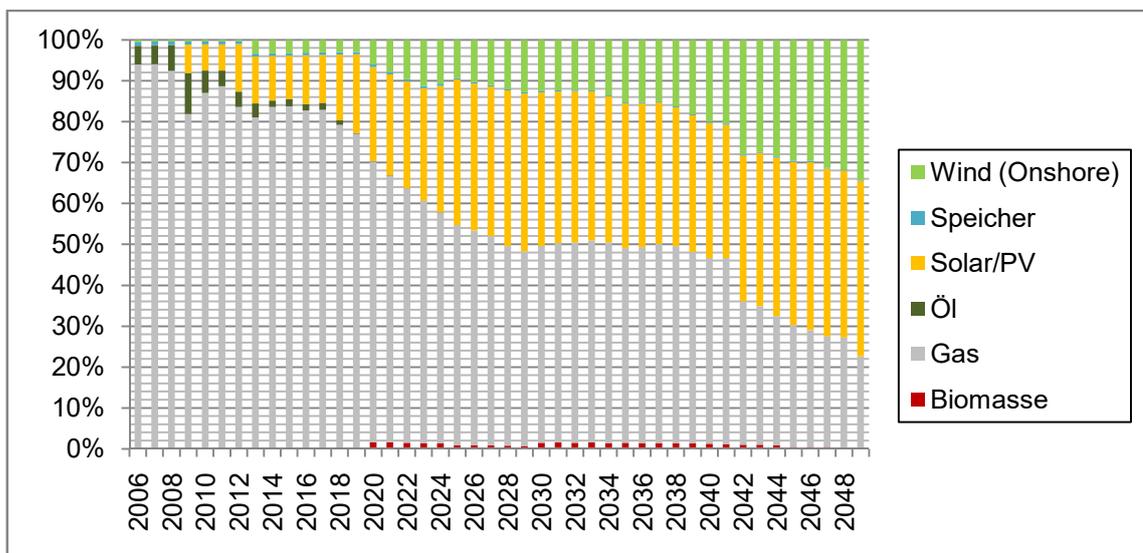


Abbildung 65: Anteil der produzierten Energie in Tunesien 2049

Der doch noch starke Anteil an Gaskraftwerken kann, wie bei der Analyse von Marokko, aufgrund der großen Anzahl an auslaufenden Kraftwerken im Jahr 2049 erklärt werden. Die technische Nutzungsdauer würde noch über dieses Jahr hinausgehen,

wodurch diese Kraftwerke manuell mit Ende 2049 vom Netz genommen werden. Man sieht auch, dass mit 2039 die letzten Ölkraftwerke vom Netz gehen, wodurch ab 2040 nur mehr Gaskraftwerke die thermischen Kraftwerke vertreten. Mit einer installierten Leistung von 8.845 MW stellen der Solar/PV Bereich das größte Kontingent des Kraftwerkparks. Die Windkraftanlagen kommen an zweiter Stelle und ergänzen mit 7.591 MW den Mix der gesamt installierten Leistung von 21.067 MW.

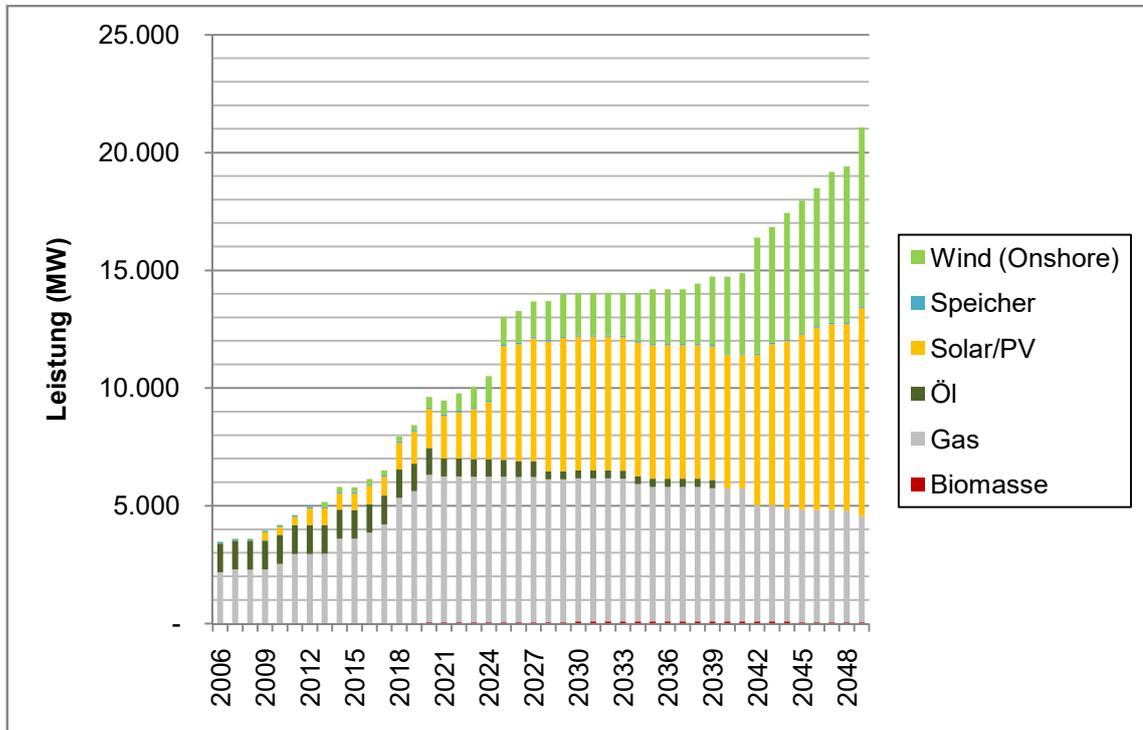


Abbildung 66: Entwicklung der installierten Leistung in Tunesien 2049

Die jährlichen Zubauten und Abschaltungen der Kraftwerke kann in Abbildung 67 nachverfolgt werden. Im Jahr 2042 kann ein kräftiger Zubau von Wind und Solar verzeichnet werden, wohingegen mit 720MW ein beträchtlicher Anteil an installierter Leistung von Gaskraftwerken vom Netz genommen wird.

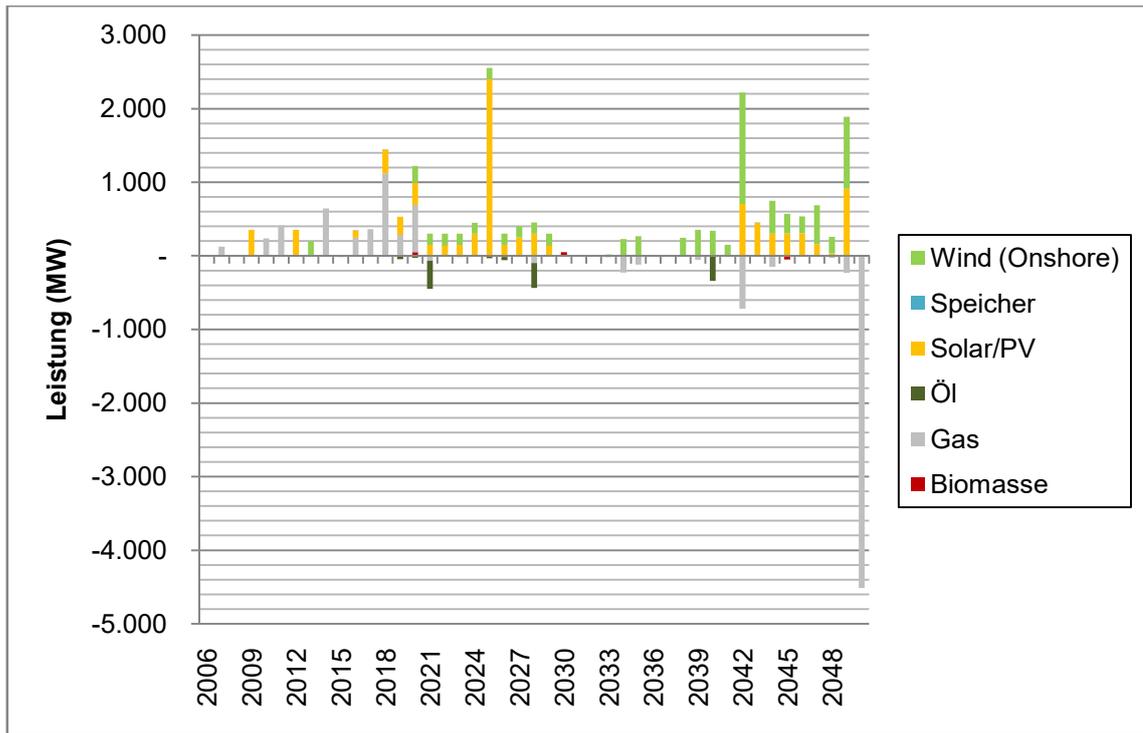


Abbildung 67: Leistungsänderung in Tunesien 2049

Anhand des Lastflussdiagramms zur Jahreshöchstlast kann man erkennen, dass vor allem die grenzüberschreitenden HGÜ-Leitungen nach Italien stark überlastet sind. Auch die HGÜ-Leitung von Rjim Maatoug an die Nordküste Tunesiens ist mit 100% Auslastung mehr als gefordert. Weiters ist zu erkennen, dass einige Leitungen von großen Kraftwerksanlagen bzw. zu starken Abnehmern über dem Soll betrieben werden. Obwohl im bestehenden Leitungsnetz keine Änderungen vorgenommen wurden, kann die Auslastung der Leitungen im Jahr 2049 als durchaus gut betrachtet werden. Durch vereinzelte Erweiterungen kann das Übertragungsnetz durchaus mit den kommenden Herausforderungen zurechtkommen.

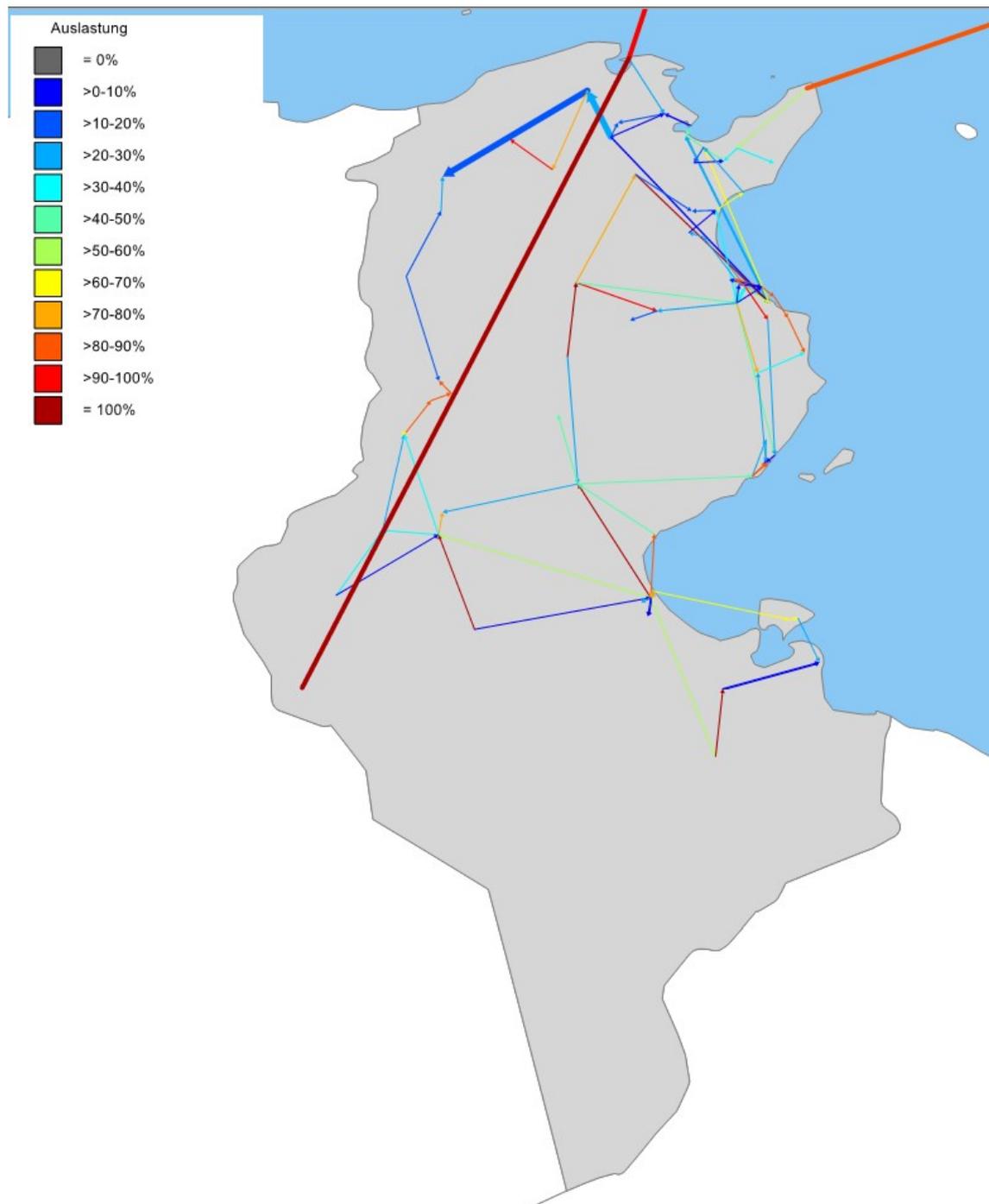


Abbildung 68: Lastfluss zu Jahreshöchstlast in Tunesien 2049

# 4 Zusammenfassung

Im Zuge dieser Arbeit wurde eine elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Länder Marokko und Tunesien durchgeführt, sowie zukunftsrelevante Szenarien mit Hilfe des ATLANTIS Modells simuliert und analysiert.

Sowohl Marokko als auch Tunesien sind aktuell stark von fossilen Brennstoffen abhängig. Die Stromerzeugung stammt wie erwartet hauptsächlich aus thermischen Kraftwerken. Die schon fast ausnahmslose Versorgung der Einwohner beider Länder spiegelt sich in den hohen Elektrifizierungsraten wieder. Auch die gute wirtschaftliche Lage treibt die weitere Entwicklung der Energiebranche voran.

Die, besonders in Marokko, sehr ambitionierten Ziele im Sektor der erneuerbaren Energien deuten jedoch eine starke Veränderung der Energiewirtschaft an. Das vorherrschende hohe Potential von Sonne und Wind soll endlich sinnvoll genutzt werden. Die weitere Kooperation mit europäischen Unternehmen, soll die Weiterentwicklung neuer Technologien vorantreiben.

Um diese nationalen Zielvorgaben tatsächlich erreichen zu können, ist die weitere Unterstützung und Förderung der Regierungen von großer Bedeutung. Nur durch den weiteren Ausbau in allen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft kann eine zukunftssichere Versorgung erreicht werden. Sowohl Erzeugung, Übertragung als auch Verbrauch müssen aufeinander abgestimmt werden, um so mit den neuen Herausforderungen umgehen zu können. Die Finanzierung der kostenintensiven Energiewirtschaft gilt es mittels Förderungen, sowie Projekten mit in- als auch ausländischen Konzernen zu gewährleisten.

Die Umsetzung der jeweiligen Ziele liegt durchaus im Möglichen. Anhand der erzielten Ergebnisse der ATLANTIS Simulation wurden jedoch auch bereits einige auftretende Probleme erkannt, die es in den nächsten Jahren zu lösen gilt. Die bisher getätigten Ansätze der nationalen Institutionen geben durchaus Anlass zu der Annahme, dass die Zielsetzung weiterverfolgt wird und einer nachhaltigen Elektrizitätswirtschaft nichts mehr im Weg steht.

---

## 5 Abkürzungsverzeichnis

ADEREE.....	National Agency for the Development of Renewable Energy and Energy Efficiency
ANME.....	National Agency for Energy Management
ANRE.....	National Energy Regulatory Authority
BIP.....	Bruttoinlandsprodukt
BMU.....	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
bzw. ....	beziehungsweise
CIA.....	Central Intelligence Agency
CO <sub>2</sub> .....	Kohlenstoffdioxid
CSP.....	Concentrated Solar Power
DC.....	Gleichspannung
DHI.....	Diffuse Horizontal Irradiation
DNI.....	Direct Normal Irradiation
EBRD.....	European Bank for Reconstruction and Development
EE.....	Erneuerbare Energien
EEG.....	Energie Effizienz Gesetz
EHV.....	Extra High Voltage
ENTSO-E.....	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EU.....	Europäische Union
GHI.....	Global Horizontal Irradiation
GuD.....	Gas und Dampf
GW.....	Gigawatt
GWh.....	Gigawattstunde
h.....	Stunde
HGÜ.....	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HV.....	High Voltage
IEA.....	International Energy Agency
IEE.....	Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
IPP.....	Independent Power Producers
km <sup>2</sup> .....	Quadratkilometer
ktoe.....	Kilotonne Öleinheiten
kV.....	Kilovolt

---

kVA .....	Kilovoltampere
kW.....	Kilowatt
kWh.....	Kilowattstunde
KWK.....	Kraft-Wärme-Kopplung
LV .....	Low Voltage
m.....	Meter
m <sup>2</sup> .....	Quadratmeter
MAD.....	Marokkanischer Dirham
MASEN .....	Moroccan Agency for Solar Energy
MEM .....	Ministry of Energy, Mines and Sustainable Development
Mill .....	Tunesischer Millimes
Mtoe.....	Megatonne Öleinheiten
MV .....	Medium Voltage
MW .....	Megawatt
MWh .....	Megawattstunde
NATO.....	Nordatlantikpakt-Organisation
OEC .....	Observatory of Economic Complexity
ONEE.....	National Office for Electricity and Potable Water
PERG.....	Global Rural Eletrification Programme
PPA.....	Power Purchase Agreements
PV .....	Photovoltaik
RES4MED.....	Renewable Energy Solutions for the Mediterranean
STEG .....	Tunisian Company of Electricity and Gas
STEG-ER.....	Tunisian Company of Electricity and Gas Renewable Energy
TND .....	Tunesischer Dinar
TSP .....	Tunesischer Solar Plan
TU .....	Technische Universität
TYNDP.....	Ten Year Network Development Plan
USD .....	United States Dollar

---

## 6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: BIP-Entwicklung in Marokko (Worldbank, 2017) .....	2
Abbildung 2: BIP-Wachstum in Marokko (Worldbank, 2017) .....	2
Abbildung 3: Sankey-Diagramm Marokko 2016 (IEA, 2016).....	5
Abbildung 4: Instrumente zur Energiewende (Khatib, 2018, S. 22).....	9
Abbildung 5: Windpotential in Marokko (Wind Atlas, 2018).....	10
Abbildung 6: Solarpotential in Marokko (Solar Atlas, 2018) .....	11
Abbildung 7: Strommarkt-Struktur Marokko (RES4MED, 2018, S. 8) .....	14
Abbildung 8: Stromerzeugung je Brennstoff Marokko (IEA, 2015).....	16
Abbildung 9: Internationale Verbindungen Marokko (Khatib, 2018, S. 20).....	21
Abbildung 10: Verlauf des Stromverbrauches pro Einwohner in Marokko (Worldbank, 2017).....	22
Abbildung 11: BIP-Verlauf in Tunesien (Worldbank, 2017).....	25
Abbildung 12: BIP-Wachstum in Tunesien (Worldbank, 2017) .....	25
Abbildung 13: Sankey-Diagramm Tunesien 2016 (IEA, 2016).....	29
Abbildung 14: Übersicht von Gesetz 2015-12 (Detoc, Auction Study Tunisia, 2018, S. 24).....	30
Abbildung 15: Strommarkt-Struktur in Tunesien (Detoc, Country Profile Tunisia Report, 2016).....	32
Abbildung 16: Stromerzeugung je Brennstoff Tunesien (IEA, 2015).....	35
Abbildung 17: Windpotential in Tunesien (Wind Atlas, 2018).....	37
Abbildung 18: Solarpotential in Tunesien (Solar Atlas, 2018) .....	38
Abbildung 19: Leitungsverlauf des Tunis Projekts (Artelia Eau & Environnement, 2016, S. 3) .....	40
Abbildung 20: Leitungsverlauf des Nabeul Projekts (Artelia Eau & Environnement, 2016, S. 4) .....	41
Abbildung 21: Internationale Verbindungen Tunesien (Boris Schinke, 2016, S. 20).....	42
Abbildung 22: Leitungsverlauf von Projekt 29 des TYNDP2018 (ENTSOE, 2018).....	43
Abbildung 23: Leitungsverlauf von Projekt 283 des TYNDP2018 (ENTSOE, 2018).....	44
Abbildung 24: Verlauf des Stromverbrauchs pro Einwohner in Tunesien (Worldbank, 2017).....	45

---

Abbildung 25: Funktionsweise von ATLANTIS (IEE, 2018).....	48
Abbildung 26: Überblick der Ausgangssituation in Marokko 2018 .....	50
Abbildung 27: Entwicklung der installierten Leistung in Marokko 2018 .....	51
Abbildung 28: Entwicklung der erzeugten Energie in Marokko 2018 .....	51
Abbildung 29: Kraftwerkalter in Marokko 2018.....	52
Abbildung 30: Lastfluss zur Jahreshöchstlast in Marokko 2018.....	53
Abbildung 31: Überblick der Ausgangssituation in Tunesien 2018 .....	54
Abbildung 32: Entwicklung der installierten Leistung in Tunesien 2018 .....	55
Abbildung 33: Entwicklung der erzeugten Energie in Tunesien 2018 .....	55
Abbildung 34: Kraftwerkalter in Tunesien 2018.....	56
Abbildung 35: Lastfluss zu Jahreshöchstlast in Tunesien 2018 .....	57
Abbildung 36: Überblick von Marokko 2030 .....	59
Abbildung 37: Verbrauchsentwicklung Marokko 2030 .....	60
Abbildung 38: Entwicklung der installierten Leistung in Marokko 2030 .....	61
Abbildung 39: Leistungsänderung in Marokko 2030 .....	62
Abbildung 40: Entwicklung von Import/Export in Marokko 2030.....	63
Abbildung 41: Anteil der produzierten Energie in Marokko 2030.....	64
Abbildung 42: Lastfluss zu Jahreshöchstlast in Marokko 2030 .....	65
Abbildung 43: Überblick von Tunesien 2030 .....	66
Abbildung 44: Verbrauchsentwicklung in Tunesien 2030.....	67
Abbildung 45: Entwicklung der installierten Leistung in Tunesien 2030 .....	68
Abbildung 46: Entwicklung der installierten Leistung in Tunesien 2030 bereinigt.....	68
Abbildung 47: Leistungsänderung in Tunesien 2030 .....	69
Abbildung 48: Entwicklung von Import/Export in Tunesien 2030.....	70
Abbildung 49: Anteil der produzierten Energie in Tunesien 2030.....	71
Abbildung 50: Lastfluss zu Jahreshöchstlast in Tunesien 2030 .....	72
Abbildung 51: Lastfluss zu Jahreshöchstlast in Marokko 2030 stabil.....	74
Abbildung 52: Lastfluss zu Jahreshöchstlast in Tunesien 2030 stabil.....	75
Abbildung 53: Entwicklung der installierte Leistung in Tunesien 2030 stabil.....	76

---

---

Abbildung 54: Leistungsänderung in Tunesien 2030 stabil .....	77
Abbildung 55: Überblick von Marokko 2049 .....	78
Abbildung 56: Verbrauchsentwicklung Marokko 2049 .....	79
Abbildung 57: Entwicklung der produzierten Energie in Marokko 2049.....	79
Abbildung 58: Anteil der produzierten Energie in Marokko 2049.....	80
Abbildung 59: Entwicklung der installierten Leistung in Marokko 2049 .....	81
Abbildung 60: Leistungsänderung in Marokko 2049 .....	82
Abbildung 61: Lastfluss zu Jahreshöchstlast in Marokko 2049 .....	83
Abbildung 62: Überblick von Tunesien 2049 .....	84
Abbildung 63: Verbrauchsentwicklung von Tunesien 2049.....	85
Abbildung 64: Entwicklung produzierter Energie in Tunesien 2049 .....	86
Abbildung 65: Anteil der produzierten Energie in Tunesien 2049.....	86
Abbildung 66: Entwicklung der installierten Leistung in Tunesien 2049 .....	87
Abbildung 67: Leistungsänderung in Tunesien 2049 .....	88
Abbildung 68: Lastfluss zu Jahreshöchstlast in Tunesien 2049 .....	89

---

## 7 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Energiehaushalt Importe Marokko 2016 (IEA, 2016).....	4
Tabelle 2: Energiehaushalt Verbrauch Marokko 2016 (IEA, 2016) .....	4
Tabelle 3: Strompreis Niederspannung Marokko (ONE, 2017).....	15
Tabelle 4: Strompreis Standard-Tarif Industrie (ONE, 2017) .....	15
Tabelle 5: Strompreis Optionaler-Tarif Industrie (ONE, 2017) .....	15
Tabelle 6: Energieverbrauch nach Sektor Marokko 2017 (IEA, 2015) .....	22
Tabelle 7: Stromverbrauch pro Einwohner (IEA, 2015).....	23
Tabelle 8: Energiehaushalt Importe Tunesien 2016 (IEA, 2016).....	27
Tabelle 9: Energiehaushalt Verbrauch Tunesien 2016 (IEA, 2016) .....	28
Tabelle 10: TSP Ziele 2030 (PLATTS, 2018);(Detoc, Country Profile Tunisia Report, 2016).....	31
Tabelle 11: Stromtarif Normal Niederspannung Tunesien (STEG, 2018).....	33
Tabelle 12: Stromtarif Spezial Niederspannung Tunesien (STEG, 2018) .....	33
Tabelle 13: Stromtarife Industrie Tunesien (STEG, 2018) .....	34
Tabelle 14: Energieverbrauch nach Sektor Tunesien 2017 (IEA, 2015).....	45
Tabelle 15: Stromverbrauch pro Einwohner (IEA, 2015).....	46
Tabelle 16: Erzeugung Marokko 2015 [GWh] (IEA, 2015) .....	49
Tabelle 17: Erzeugung Tunesien 2015 [GWh] (IEA, 2015) .....	53
Tabelle 18: Ziele 2030.....	58
Tabelle 19: Vergleich zwischen automatischem und tatsächlichen Zubau in Tunesien	73

---

## 8 Literaturverzeichnis

Arab Union of Electricity. (2016). *Statistical Bulletin 2016*. Abgerufen am 8. 8 2018 von [http://auptde.org/Article\\_Files/inside%202017.pdf](http://auptde.org/Article_Files/inside%202017.pdf)

Arab Union of Electricity. (2017). *Statistical Bulletin 2017*. Abgerufen am 8. 8 2018 von [http://auptde.org/Article\\_Files/inside%20final.pdf](http://auptde.org/Article_Files/inside%20final.pdf)

Artelia Eau & Environnement. (2016). *Power Transmission Project Environmental and social assessment*. Abgerufen am 28. 8 2018 von STEG: [http://www.steg.com.tn/dwl/EIES\\_2016/EIES\\_anglais/46575\\_STEG\\_V\\_Tunisie\\_1\\_NTS\\_EN.pdf](http://www.steg.com.tn/dwl/EIES_2016/EIES_anglais/46575_STEG_V_Tunisie_1_NTS_EN.pdf)

BMU. (2017). *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit*. Abgerufen am 31. 8 2018 von <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/pariser-abkommen/>

Boris Schinke, J. K. (2016). *Mena Select*. Abgerufen am 13. 6 2018 von [https://menaselect.info/uploads/countries/morocco/Country\\_Fact\\_Sheet\\_Morocco\\_Background.pdf](https://menaselect.info/uploads/countries/morocco/Country_Fact_Sheet_Morocco_Background.pdf)

Cessac, C. B. (2014). *Analysis of the regulatory framework Governing network access for producers of electricity from renewable energy sources in Tunisia*. Abgerufen am 25. 8 2018 von GIZ: <https://energypedia.info/images/temp/1/17/20140618100416!phpQVWdtt.pdf>

CIA World Factbook. (2015). *Marokko*. Abgerufen am 31. 8 2018 von <https://www.cia.gov/library/publications/resources/the-world-factbook/geos/mo.html>

CIA Worldfactbook. (2015). *Tunisia*. Abgerufen am 28. 8 2018 von <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/ts.html>

Detoc, L. (2018). *Auction Study Tunisia*. Abgerufen am 26. 8 2018 von RES4MED: [https://www.res4med.org/wp-content/uploads/2018/06/Auction-StudyTunisia\\_ENG\\_bassa\\_FINAL.pdf](https://www.res4med.org/wp-content/uploads/2018/06/Auction-StudyTunisia_ENG_bassa_FINAL.pdf)

Detoc, L. (2016). *Country Profile Tunisia Report*. Abgerufen am 15. 5 2018 von RES4MED: [https://www.res4med.org/wp-content/uploads/2017/11/Country-Profile-Tunisia-Report\\_05.12.2016.pdf](https://www.res4med.org/wp-content/uploads/2017/11/Country-Profile-Tunisia-Report_05.12.2016.pdf)

ENTSOE. (2018). *Project 283 - TuNur*. Abgerufen am 28. 8 2018 von <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/283>

ENTSOE. (2018). *Project 29 Italy-Tunisia*. Abgerufen am 28. 8 2018 von <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/29>

ENTSO-E. (2018). *Transmission System Map*. Abgerufen am 6. 9 2018 von <https://www.entsoe.eu/data/map/>

German Energy Solutions. (2017). *Tunesien Windenergie Zielmarktanalyse 2017 mit Profilen der Marktakruere*. Abgerufen am 7. 8 2018 von [https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2017/zma\\_tunesien\\_2017\\_windenergie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2017/zma_tunesien_2017_windenergie.pdf?__blob=publicationFile&v=3)

- 
- Guarniere, M. (2008). *Elmed Project Technical characteristics of the interconnection*. Abgerufen am 24. 8 2018 von Industrie: [http://www.industrie.gov.tn/fr/projetelmed/images/pdf/9\\_1\\_characteristics\\_interconnection.pdf](http://www.industrie.gov.tn/fr/projetelmed/images/pdf/9_1_characteristics_interconnection.pdf)
- IEA. (2015). *IEA Statistics World*. Abgerufen am 4. 9 2018 von <https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2015&category=Key%20indicators&indicator=ElecConsPerCapita&mode=chart&categoryBrowse=false&dataTable=ELCTRICITYANDHEAT&showDataTable=true>
- IEA. (2016). *Interconnection*. Abgerufen am 12. 6 2018 von <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Interconnection.pdf>
- IEA. (2015). *International Energy Agency Morocco*. Abgerufen am 20. 6 2018 von <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=Morocco&product=electricityandheat>
- IEA. (2015). *International Energy Agency Tunisia*. Abgerufen am 20. 6 2018 von <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=Tunisia&product=electricityandheat>
- IEA Publications. (2014). *IEA*. Abgerufen am 12. 4 2018 von <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Morocco2014.pdf>
- IEA. (2016). *Sankey Marokko*. Abgerufen am 30. 8 2018 von <https://www.iea.org/Sankey/#?c=Morocco&s=Balance>
- IEA. (2016). *Sankey Tunesien*. Abgerufen am 30. 8 2018
- IEE. (2018). *Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation*. Abgerufen am 31. 8 2018 von <https://www.tugraz.at/institute/iee/atlantis/>
- Khatib, N. (2018). *RES4MED*. Abgerufen am 9. 8 2018 von Renewable Energy Solutions for the Mediterranean: <http://www.res4med.org/wp-content/uploads/2018/06/Country-profile-Marocco-2.pdf>
- MEM. (2013). *Statistiques Energetiques*. Abgerufen am 31. 8 2018 von Ministere de l'Energie, des Mines et du Developpement Durable: <http://www.mem.gov.ma/SiteAssets/PdfChCle1/energie/mensuel/2014/chiffres2-2014final.pdf>
- Nurenergie. (2018). *Project TuNur*. Abgerufen am 27. 8 2018 von <http://www.nurenergie.com/tunur/index.php/english/project/overview>
- OECD. (2016). *Marokko*. Abgerufen am 28. 8 2018 von Observatory of Economic Complexity: <https://atlas.media.mit.edu/en/profile/country/mar/>
- OECD. (2016). *Tunisia*. Abgerufen am 28. 8 2018 von Observatory of Economic Complexity.
- ONE. (2017). *Marokko Tarife*. Abgerufen am 30. 8 2018
- Oxford Business Group. (2015). *Morocco Sets regulations for energy efficiency*. Abgerufen am 25. 7 2018 von <https://oxfordbusinessgroup.com/analysis/morocco-sets-regulations-energy-efficiency>

---

PLATTS. (2018). PLATTS Datenbank Afrika.

RES4MED. (April 2016). *RES4MED*. Abgerufen am 28. 8 2018 von [https://www.res4med.org/wp-content/uploads/2017/11/Country-Profile-Morocco\\_Final.pdf](https://www.res4med.org/wp-content/uploads/2017/11/Country-Profile-Morocco_Final.pdf)

RES4MED. (Februar 2018). *RES4MED*. Abgerufen am 28. 8 2018 von [http://www.res4med.org/wp-content/uploads/2018/04/RES4MED\\_Position-Paper\\_Morocco\\_RES-on-MV\\_v02.pdf](http://www.res4med.org/wp-content/uploads/2018/04/RES4MED_Position-Paper_Morocco_RES-on-MV_v02.pdf)

Solar Atlas. (2018). *Global Solar Atlas*. Abgerufen am 29. 8 2018 von <http://globalsolaratlas.info/>

STEG. (5 2018). *Tarife Tunesien*. Abgerufen am 30. 8 2018 von [http://www.steg.com.tn/fr/clients\\_ind/tarifs\\_mt.html](http://www.steg.com.tn/fr/clients_ind/tarifs_mt.html)

Sustainable Development. (2012). *Sustainable Development*. Abgerufen am 9. 8 2018 von <https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/1010file.pdf>

Trading Economics. (2017). *GDP Tunisia*. Abgerufen am 15. 8 2018 von <https://tradingeconomics.com/tunisia/indicators>

Trading Economics. (2017). *Morocco GDP*. Abgerufen am 12. 6 2018 von <https://tradingeconomics.com/morocco/gdp>

Wikipedia. (2018). *Marokko*. Abgerufen am 6. 9 2018 von <https://de.wikipedia.org/wiki/Marokko>

Wikipedia. (2018). *Tunesien*. Abgerufen am 4. 9 2018 von <https://de.wikipedia.org/wiki/Tunesien>

Wind Atlas. (2018). *Globalwindatlas*. Abgerufen am 29 8 von <https://globalwindatlas.info/>

Worldbank. (2017). *Daten Marokko*. Abgerufen am 25. 8 2018 von <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?locations=MA>

Worldbank. (2017). *Daten Tunesien*. Abgerufen am 28. 8 2018 von <https://data.worldbank.org/country/tunisia>

Worldometers. (2018). *World Population Morocco*. Abgerufen am 19. 7 2018 von <http://www.worldometers.info/world-population/morocco-population/>

Worldometers. (2018). *World Population Tunisia*. Abgerufen am 4. 8 2018 von <http://www.worldometers.info/world-population/tunisia-population/>