Deutsch-Tunesische Industrie- und Handelskammer
الغرفة التونسية الألمانية للصناعة والتجارة
Chambre Tuniso-Allemande de l'Industrie et du Commerce

MITTELSTAND GLOBAL
EXPORTINITIATIVE ENERGIE

# TUNESIEN

## Aufbau einer integrierten Produktionsinfrastruktur für grünes Methanol

Zielmarktanalyse 2021 mit Profilen der Marktakteure

www.german-energy-solutions.de

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

# Impressum

**Herausgeber**

Deutsch-Tunesische Industrie- und Handelskammer (AHK Tunesien)
Immeuble „Le Dôme“ – Rue du Lac Léman
1053 Les Berges du Lac (Tunis)
Tunesien
Tel.: +216 71 965 280
Fax: +216 70 014 179
http://tunesien.ahk.de

**Kontaktpersonen**

Dr. Makram Ben Hamida, Stellv. Abteilungsleiter DEinternational
m.benhamida@ahktunis.org

**Stand**

Mai 2021

**Gestaltung und Produktion**

Dr. Makram Ben Hamida, Stellv. Abteilungsleiter DEinternational

**Bildnachweis**
https://rwd-sandbox.ahk.de/1/ahk-bilderpool/uebersicht-ahk-bilderpool

**Redaktion**
Dr. Makram Ben Hamida, Stellv. Abteilungsleiter DEinternational
Aya Teraoui
Rahma Ben Anes

**Urheberrecht**

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die nicht ausdrücklich vom Urheberrechtsgesetz zugelassen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung des Herausgebers.

**Haftungsausschluss**

Sämtliche Inhalte wurden mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Der Herausgeber übernimmt keine Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, haftet der Herausgeber nicht, sofern ihm nicht nachweislich vorsätzliches oder grob fahrlässiges Verschulden zur Last gelegt werden kann.

# Inhaltsverzeichnis


I. Tabellenverzeichnis ... iii
II. Abbildungsverzeichnis ... iv
III. Abkürzungen ... v
IV. Währung ... vii
V. Energieeinheiten ... viii
1 Die Projektopportunität ... 1
1.1 Projektziel und -rahmen ... 1
1.2 Energiepolitische Rahmenbedingungen ... 6
1.2.1 Rahmenbedingungen der EE in Tunesien ... 6
1.2.2 Emissionshandel in Tunesien ... 6
1.3 Projektbezogenes Potenzial ... 6
1.3.1 Sonneneinstrahlung ... 7
1.3.2 Concentrated Solar Power ... 8
1.3.3 Zielgruppe in der deutschen Industrie ... 9
1.3.4 Relevante Technologien, Erfahrungen und Know-how ... 10
1.3.5 Chancen für einen Konsortialansatz ... 10
2 Projekt und Wettbewerbsumfeld ... 10
2.1 Wasserwirtschaft in Tunesien ... 10
2.1.1 Verfügbare Wasserressourcen ... 10
2.1.2 Entsalzungsanlagen ... 11
2.2 Zementindustrie in Tunesien ... 12
2.3 $CO_2$-Emissionen in Tunesien ... 13
2.4 Ammoniak in Tunesien ... 15
2.5 Methanol in Tunesien ... 16
3 Projektbezogene politische und rechtliche Rahmenbedingungen ... 18
4 Wirtschaftliche Machbarkeit ... 23
5 Technische Lösungsansätze ... 24
5.1 Komponenten und Technologien ... 24
5.1.1 Elektrolyse ... 25
5.1.2 Carbon Capture ... 25
5.1.3 Methanolsynthese ... 26
5.2 Erforderliche Forschungs- und Entwicklungsmaßnahmen ... 26
5.3 Umsetzungsoptionen ... 28
5.3.1 Projekt- und Stakeholder-Struktur ... 28
5.3.2 Zeitplanung ... 28

6 Schlussbetrachtung inkl. SWOT-Analyse ..... 30
7 Zielgruppenanalyse ..... 32
7.1 Marktakteure im Privatsektor ..... 32
7.2 Marktakteure im öffentlichen Sektor ..... 35
7.3 Zementindustrie in Tunesien ..... 38
8 Anhang ..... 39
8.1 Länderprofil ..... 39
8.2 Internationale Abkommen ..... 41
8.3 Nationale Fördermaßnahmen ..... 42
8.4 Verfahren STEG ..... 43
8.5 Doing Business in Tunesien: Handlungsempfehlungen für deutsche Unternehmer ..... 45
8.5.1 Die Geschäftsführerrolle ..... 45
8.5.2 Interaktion und Kommunikation ..... 45
8.5.3 Geschäftskontakt von Deutschland nach Tunesien ..... 47
8.6 Ausschreibungen ..... 48
8.7 „enerMENA“-Projekt ..... 50
8.8 Zementindustrie ..... 51
8.9 Installierte Entsalzungsanlagen ..... 53
8.10 Ausblick CSP und TuNur ..... 53
8.11 Treibhausgase Tunesien ..... 56
9 Quellenverzeichnis ..... 58

# I. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Währungsumrechnungstabelle ..... vii
Tabelle 2: Wechselkurs ..... vii
Tabelle 3: Einheitenumrechnungstabelle ..... viii
Tabelle 4: Einheitendefinition ..... viii
Tabelle 5: Potenzielle Marktziele ..... 3
Tabelle 6: Wesentliche Standortkriterien ..... 4
Tabelle 7: Natürliche Wasserressourcen und ihre Mobilisierungsraten (in 2015) ..... 11
Tabelle 8: Hauptlieferanten für festes und flüssiges Ammoniak nach Tunesien ..... 16
Tabelle 9: Hauptlieferanten für Methanol und die tunesischen Importwerte in Dinar ..... 17
Tabelle 10: Bei Markierung ist die gesetzliche Regelung notwendig und nicht vorhanden ..... 20
Tabelle 11: Bei Markierung ist die gesetzliche Regelung vorhanden, aber unklar ..... 20
Tabelle 12: Bei Markierung ist die gesetzliche Regelung vorhanden und notwendig ..... 20
Tabelle 13: Finanzielle und steuerliche Vorteile für Investitionen im Land ..... 22
Tabelle 14: Anreize für die regionale Entwicklung ..... 22
Tabelle 15: Ergebnisse der Ausschreibungsrunde ..... 49
Tabelle 16: Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse im Rahmen des Genehmigungs- und Konzessionsverfahrens ..... 49
Tabelle 17: Installierte Entsalzungsanlagen und Fördermengen ..... 53
Tabelle 18: Überblick Projekt TuNur ..... 54
Tabelle 19: Zusammenfassung THG-Emissionen von Tunesien im Jahr 2012 ..... 56
Tabelle 20: $CO_2$-Ausstoß aus verschiedenen Industrien in Tunesien ..... 57

# II. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Gesamtanlagenkonzeption als Blockfließbild ..... 2
Abbildung 2: Konzepte der Standortselektion ..... 5
Abbildung 3: Potenzial der Solarenergie in Tunesien ..... 8
Abbildung 4: Monatliche elektrische Nettoleistung aus den beiden simulierten CSP-Anlagen Tataouine in Tunesien und Andasol in Spanien ..... 9
Abbildung 5: Geographische Verteilung der Zementwerke in Tunesien ..... 13
Abbildung 6: Verteilung der direkten Brutto-THG-Emissionen in Tunesien (2012) ..... 14
Abbildung 7: Industriebedingte $CO_2$-Emissionen [kt] ..... 14
Abbildung 8: Importwerte für Ammoniak in fester und gelöster Form ..... 16
Abbildung 9: Darstellung des ICPH-Kraftwerkskonzeptes ..... 24
Abbildung 10: Projektstruktur ..... 28
Abbildung 11: Möglicher zeitlicher Projektablauf ..... 29
Abbildung 12: Daten und Fakten zu Tunesien ..... 39

# III. Abkürzungen

| | |
|---|---|
| ADI | Ausländische Direktinvestitionen |
| AFD | Agence Française de Développement = französische Entwicklungsagentur |
| AHK | Auslandshandelskammer |
| ANME | Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie = Nationale Energieagentur |
| BAD | Banque africaine de développement = Afrikanische Entwicklungsbank |
| BEI | Banque européenne d'investissement = Europäische Investitionsbank |
| BERD | La Banque européenne pour la reconstruction et le développement |
| BGBl. | Bundesgesetzblatt |
| bzgl. | bezüglich |
| bzw. | beziehungsweise |
| C.A.T | Les Ciments Artificiels Tunisiens |
| C.I.O.K | Les Ciments d'Oum El Kélil |
| ca. | circa |
| CCS | Carbon Capture and Storage |
| CCU | Carbon Capture and Utilisation |
| $CH_4$ | Methan |
| $CO_2$ | Carbon Dioxide |
| CRTEn | Centre de Recherches et des Technologies de l'Energie Technopole = Das Zentrum für Forschung und Energietechnologien |
| CSI | Cement Sustainability Initiative |
| CSNER | Chambre Syndicale Nationale des Energies Renouvelables = Der Nationale Verband für Erneuerbare Energien |
| CSP | Concentrated Solar Power |
| CSPV | Chambre Syndicale du Photovoltaïque de Tunisie = Der Verband der Photovoltaikinstallateure |
| DAC | Direct Air Capture |
| DGE | Direction Générale de l'Energie = Generaldirektion für Energie |
| d.h. | das heißt |
| DHI | Diffuse Horizontal Irradiance |
| DLR | Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt |
| DNI | Direkte normale Sonneneinstrahlungswerte |
| EE | Erneuerbare Energie |
| EIB | Europäische Investitionsbank |
| ENP | Europäische Nachbarschaftspolitik |
| ETAP | Entreprise Tunisienne des Activités Pétrolières = Die tunesische Gesellschaft für Ölaktivitäten |
| ETH Zürich | Eidgenössische Technische Hochschule Zürich |
| EU | Europäische Union |
| F&E | Forschung und Entwicklung |
| ff. | fortfolgende |
| FNME | Nationale Fonds für Energieeinsparung |
| FTE | Energy Transition Fund |
| GHI | Global Horizontal Irradiance |
| GIZ | Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit |
| GTAI | Germany Trade and Invest |
| $H_2O$ | Dihydrogen monoxide |
| HFC | Hydrofluorocarbure |
| HGÜ | Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung |

| | |
|---|---|
| HT-EL | Hochtemperatur-Elektrolyse |
| i.d.R. | in der Regel |
| IBRD | Internationale Bank für Wiederaufbau und Entwicklung<br>= International Bank for Reconstruction and Development |
| ICPH | Integrated CSP-PV-Hybrid |
| IFC | International Finance Corporation |
| INS | Institut National de la Statistique |
| IRENA | International Renewable Agency |
| KfW | Kreditanstalt für Wiederaufbau |
| KMU | Kleine und mittlere Unternehmen |
| LCOE | Levelized Cost Of Electricity = Durchschnittliche Stromgestehungskosten |
| LkW | Lastkraftwagen |
| MEDA | Mesures d'accompagnement financières et techniques = finanzielle und technische Begleitmaßnahmen |
| MENA | Middle East and North Africa |
| MIEM | Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines |
| MIGA | Multilaterale Investitionsagentur |
| NDC | Nationally Determined Contribution = tunesische Klimaschutzstrategie |
| $N_2O$ | Lachgas |
| PEM | Proton Exchange Membrane |
| PEM-EL | Protone-Exchange-Material Electrolysis |
| PPA | Power Purchase Agreement = Energieabnahmevertrag |
| PPP | Private Public Partnership |
| PST | Plan solaire tunisien = tunesischer Solarplan |
| PV | Photovoltaik |
| RED | Renewable Energy Directive |
| s. | Seite |
| s.a. | siehe auch |
| S.C.B | Les Ciments de Bizerte |
| S.C.E | Les Ciments d'Enfidha |
| S.C.G | Les Ciments de Gabes |
| $SF_6$ | Sulfur hexafluoride |
| SNDP | Société Nationale de la Distribution Pétrolière = nationale Kraftstoffvertreiber |
| SONEDE | Société nationale d'exploitation et de distribution des eaux = Nationale Wasserbetreibungs- und -versorgungssgesellschaft |
| STEG | Société tunisienne de l'électricité et du gaz = Tunesische Strom- und Gasgesellschaft |
| STEG-ER | STEG-Energies Renouvelables = s.o., aber zuständig für erneuerbare Energien |
| STIR | Société Tunisienne des Industries de Raffinage = Tunesische Raffineriegesellschaft |
| SUNREF | Sustainable Use of Natural Ressources and Energy Finance in Tunisia |
| SWOT | Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats |
| THG | Treibhausgas |
| TRL | Technical Readiness Level |
| TuNur | Britisches Solarunternehmen |
| u.a. | unter anderem |
| WBCSD | World Business Council for Sustainable Development |
| z.B. | zum Beispiel |

# IV. Währung

Tabelle 1: Währungsumrechnungstabelle

| Stand 31. Dezember 2020 | Stand 31. Dezember 2019 | Stand 31. Dezember 2018 |
|---|---|---|
| 1 Euro = 3,2074 Tun. Dinar (TND) | 1 Euro = 3,2854 TND | 1 Euro = 3,1272 TND |
| 1 USD = 2,8111 TND | 1 USD = 2,9331 TND | 1 USD = 2,6468 TND |
| 1 Euro = 1,1410 USD | 1 Euro = 1,2012 USD | 1 Euro = 1,1815 USD |

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (BCT, 2019)

Tabelle 2: Wechselkurs

| Jahr | Wert |
|---|---|
| **2020** | 1 Euro = 3,2074 TND |
| **2019** | 1 Euro = 3,2854 TND |
| **2018** | 1 Euro = 3,1272 TND |
| **2017** | 1 Euro = 2,7238 TND |

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (BCT, 2019)

# V. Energieeinheiten

Tabelle 3: Einheitenumrechnungstabelle

| Einheit | Abkürzung | Umrechnung |
|---|---|---|
| **Gigawattstunde** | GWh | 1 GWh = 1.000.000 kWh |
| **Kilovolt** | kV | 1 kV = 1.000 V |
| **Kilowatt** | kW | 1 kW = 1.000 W |
| **Megawatt** | MW | 1 MW = 1.000.000 W |
| **Gigawatt** | GW | 1 GW = 1.000 Megawatt |
| **Thermie** | th | $10^6$ Kalorien = 4,1855 x $10^6$ Joule |
| **Tonne Öleinheit** | toe | 1 toe = 10.000 th |
| **Kilotonne Öleinheiten** | ktoe | 1 ktoe = 1.000 toe |
| **Tonne** | t | 1 t = 1.000 kg |
| **Hektar** | ha | 1 ha = 10.000 $m^2$ |

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 4: Einheitendefinition

| Einheit | Abkürzung | Anmerkungen |
|---|---|---|
| **Joule** | J | Häufig für Angabe von thermischer Energie (Wärme) |
| **Wattstunde** | Wh | Häufig für Angabe von elektrischer Energie (Strom) |
| **Kilokalorie** | kcal | Energie, die nötigt ist, um 1 kg Wasser um 1°C zu erwärmen (Wärme) |
| **Steinkohle-Einheiten** | SKE | Energie, die bei der Verbrennung von Steinkohle (gemessen in Tonnen) frei wird |
| **Rohöl-Einheiten** | RÖE | Energie, die bei der Verbrennung von Rohöl (gemessen in Tonnen) frei wird |
| **Gaseinheiten** | Erdgas | Energie, die bei der Verbrennung von Erdgas (gemessen in Kubikmeter) frei wird |

Quelle: Eigene Darstellung

# 1 Die Projektopportunität

## 1.1 Projektziel und -rahmen

Das Projekt hat zum Ziel, mit Strom und Wärme aus neu errichteten und den Energieverbrauchern des Projektes direkt zugeordneten, erneuerbaren Energiequellen (hier: ein Integriertes CSP-PV-Hybridkraftwerk (ICPH)[1] zur Strom- u. Wärmeversorgung) grünen Wasserstoff lokal zu erzeugen und daraus sowie aus Abgasströmen gewonnenem $CO_2$ industrieller Produktionsanlagen[2] grünes Methanol herzustellen.

Die Projektinitiatoren vertreten das Prinzip, dass jeder neuen Erzeugungsanlage für „grünen" Wasserstoff eine eigene, direkt zugeordnete und neu errichtete, erneuerbare Energiequelle zugeordnet werden sollte, die idealerweise mindestens die Jahresenergiemenge erzeugen kann, die zur Wasserstoffproduktion erforderlich ist. Erfolgt dies nicht, wird das regionale / nationale Energiesystem substanzieller Kapazitäten an erneuerbarer Energie beraubt und somit die Bemühungen zur Energiewende konterkariert.

Auch das Konzept, erneuerbare Energiesysteme zu bauen, die nur einen Teil des Elektrolyse-Energiebedarfs decken, und den restlichen Bedarf mittels vorhandener Kontingente an erneuerbarer Energie mittels Energieabnahmeverträgen (PPA[3]) zu komplettieren, stellt keine probate Lösung dar: Zum einen belastet dieses Konzept ebenfalls die regionalen / nationalen Energiesysteme, wenngleich auch in geringerer Weise; zum anderen ist jedoch zusätzlich anzumerken, dass über PPAs die Energieversorgung nur statistisch dauerhaft abgedeckt werden kann und es so im ungünstigsten Fall zur Einspeisung nicht erneuerbarer Energie zur Herstellung von grünem Wasserstoff kommen kann bzw. vorhandene zeitliche (typischerweise spätabendliche) Energieengpässe durch die Wasserstofferzeugung verstärkt werden, sodass flexible (i.d.R. fossile) Kapazitäten zugebaut werden müssten.

Diesem Umstand Rechnung tragend soll in diesem Projekt eine Kraftwerkstechnologie eingesetzt werden, die im Inselbetrieb fahren, eine hohe Anzahl an Jahresbetriebsstunden erreichen, einen planbaren Betrieb leisten, Wärmeenergie bereitstellen und einen vergleichsweise geringen LCOE[4] erreichen kann. Damit fällt die Wahl auf die derzeit wettbewerbsfähigste Form planbarer Solarenergie: ein integriertes Hybridkraftwerk mit CSP- und PV-Solarfeldern und thermischem, auf flüssigem Salz basiertem Hochtemperaturspeicher.

Die Gesamtanlagenkonzeption ist so adaptierbar, dass auch der bei der Wasserelektrolyse entstehende Sauerstoff zur Vermarktung genutzt oder die Wasserstoffproduktion über das für die Methanolsynthese

---

[1] CSP = **C**oncentrated **S**olar **P**ower (konzentrierende Solarthermie); PV = **P**hoto**v**oltaik; ICPH = **I**ntegrated **C**SP-**P**V-**H**ybrid (power plant).

[2] Hier verbleibt die Verfügbarkeit / Eignung existierender Produktionsanlagen zu überprüfen; alternativ kann die Projekteinbindung einer neu zu errichtenden Produktionsanlage erwogen werden.

[3] PPA = **P**ower **P**urchase **A**greement (Energieabnahmevertrag).

[4] LCOE = **L**evelized **C**ost **O**f **E**lectricity (Durchschnittliche Stromgestehungskosten).

erforderliche Maß erweitert werden kann, sodass der zusätzlich anfallende grüne Wasserstoff ein eigenständiges Endprodukt ist.

Die Energieversorgung des Projektes durch die ICPH-Anlage erlaubt – sofern erwünscht – über die Eigenversorgung hinaus auch die Netzeinspeisung von elektrischer Energie oder die Wärmversorgung externer Verbraucher.
Die im Projekt erzeugten Primär-, Sekundär- und Tertiärprodukte Methanol (primär), Wasserstoff (primär), Sauerstoff (sekundär), elektrischer Strom (sekundär), Wärme (sekundär) und Kohlendioxid (tertiär) können sämtlich lokal und – insbesondere Methanol, Wasserstoff und Sauerstoff – auch international kommerzialisiert werden.

Folgende Darstellung fasst das Projektvorhaben schematisch zusammen:

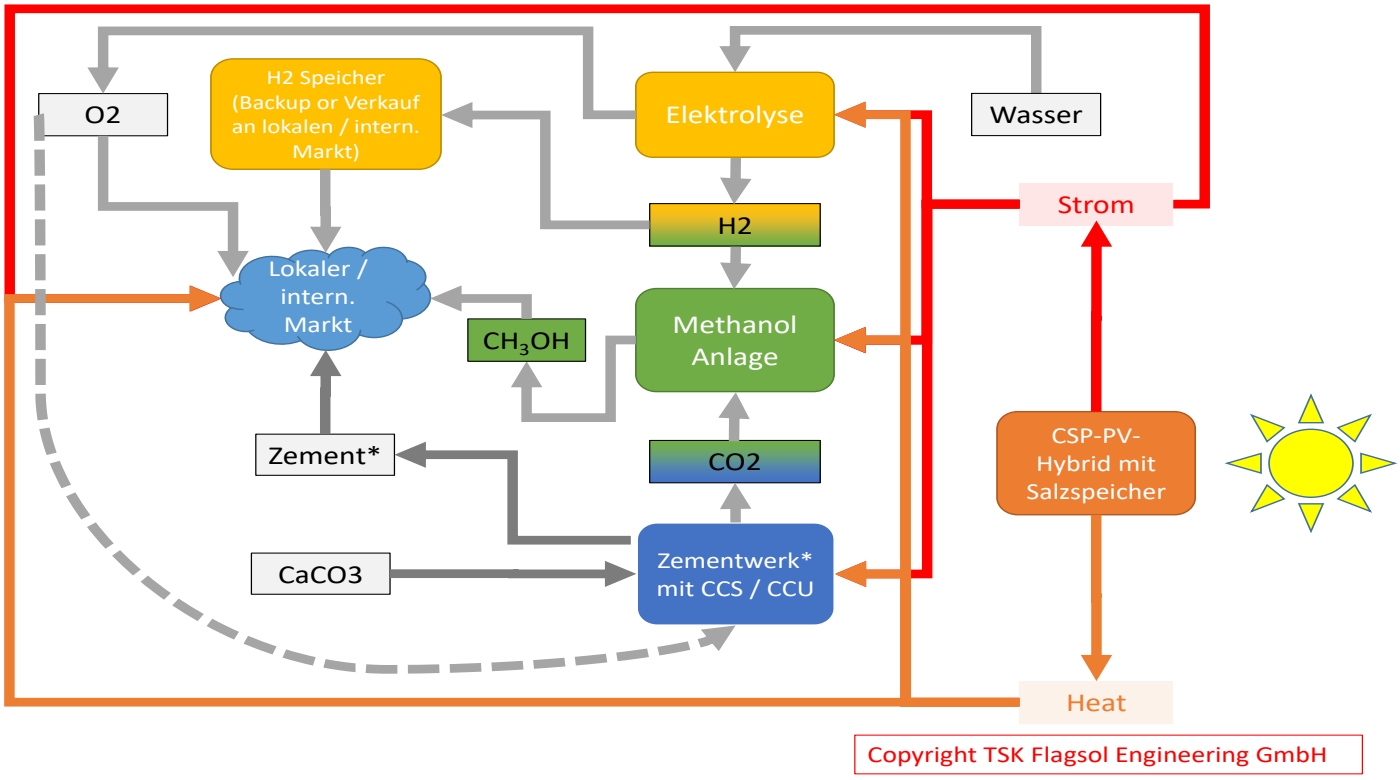


Abbildung 1: Schematische Gesamtanlagenkonzeption als Blockfließbild
Quelle: TSK Flagsol Engineering GmbH

Vor allem die lokal erzeugte erneuerbare Energie kommt nicht nur dem Betrieb der zum Projekt gehörigen Prozessanlagen zugute, an die feste Energiekontingente verkauft werden. Sie kann auch die lokale Bevölkerung und Industrie zu wettbewerbsfähigen Preisen mit Strom und Wärme versorgen. So trägt das Projekt in energiepolitischer Hinsicht zur sozioökonomischen Entwicklung bei.

Die nachstehend zusammengefassten Industrien stellen potenzielle Abnehmer dar:

Tabelle 5: Potenzielle Marktziele

| Produkt | Absatz | | |
|---|---|---|---|
| | lokal | international | Marktsegmente |
| **Methanol** | x | x | Kraftstoffindustrie<br>Raffinerien<br>Chemische Industrie<br>Reedereien / Schifffahrt<br>Luftfahrt<br>Energieversorger |
| **Wasserstoff** | x | (x)[5] | Energieversorgung<br>Chemische Industrie<br>Stahlindustrie<br>Schwerlastmobilität<br>Öffentlicher Verkehr<br>(Individualmobilität)[6] |
| **Sauerstoff** | x | x | Industriegase-Handel |
| **Elektrischer Strom** | x | (x)[7] | lokale industrielle Verbraucher<br>Einspeisung in öffentliches Netz |
| **Wärme** | x | | Lokale industrielle / kommerzielle (Groß-) Verbraucher |
| **$CO_2$** | x | x | Industriegase-Handel |

Quelle: TSK Flagsol Engineering GmbH

Wesentliche Kunden sind Mineralölkonzerne, die Methanol bereits heute den Kraftstoffen beimischen (10%). EU-Ziel ist eine Beimischung von 14%, bis 2030 soll dieses Ziel auf 21% erhöht werden (s. a. Novellierung der RED II[8]).

Die $CO_2$-Bilanz verbessert sich wesentlich: Zwar werden die Emissionen aus den $CO_2$-emittierenden Industrien (z.B. Zementwerke oder andere $CO_2$-Emittenten) nur zeitlich verlagert und durch die Verbrennung der Kraftstoffe letztlich in die Atmosphäre emittiert, jedoch wird durch die Substitution von fossilem Kraftstoff durch das grüne Methanol die zusätzliche fossile $CO_2$-Emission dieses substituierten Anteils vermieden und so die resultierende Gesamt-$CO_2$-Bilanz deutlich verbessert.

Eine wesentliche Projektaktivität stellt die Auswahl geeigneter Projektstandorte dar. Dabei ist es grundsätzlich zwar wünschenswert, Energieerzeugung und Prozessanlagen relativ nah beieinander zu errichten, rein technologisch können die Teilprojekte jedoch an unterschiedlichen Standorten errichtet werden. Die folgenden Kriterien sind wesentliche Faktoren bei der Standortwahl:

[5] In den Grenzen verfügbarer Lager- und Transportinfrastruktur.

[6] Perspektivisch.

[7] In Abhängigkeit des Standortes und der regulatorischen Randbedingungen ist eine grenzüberschreitende Vermarktung denkbar.

[8] RED = **R**enewable **E**nergy **D**irective.

Tabelle 6: Wesentliche Standortkriterien

| Teilanlage | Limitierende Faktoren |
|---|---|
| **ICPH-Kraftwerk** | • Solarstrahlung<br>• Fläche (Größe, Topographie)<br>• Möglichkeit zur Netzanbindung<br>• Verfügbarkeit von Wasser (Turbinenspeisewasser und in geringerem Umfang Spiegelwaschwasser) |
| **Elektrolyse** | • Verfügbarkeit von Wasser<br>• Verfügbarkeit von elektrischer (ggf. thermischer) Energie<br>• Nähe zu $H_2$-Verbrauchern (wg. im kleinen Maßstab teurer Lager-/Transportlogistik)[9] |
| **$CO_2$-Abscheidung (CCU[10])** | • Verfügbarkeit einer geeigneten $CO_2$-Quelle |
| **Methanol** | • Kontinuierliche Versorgung mit Wasserstoff, $CO_2$ sowie elektrischer/thermischer Energie |

Quelle: TSK Flagsol Engineering GmbH

Während in den Breiten nördlich der tunesischen Stadt Tabessa die Werte der jährlichen Direktstrahlung mit etwa 1.600 – 1.800 kWh/m² als moderat zu bewerten sind, ergeben sich südlich davon weit attraktiverer Werte von mitunter deutlich über 2.000 kWh/m². Angesichts der höheren Bevölkerungs- und Infrastrukturdichte im nördlichen Landesteil liegt ein Kraftwerksstandort in einer zentralen geographischen Lage Tunesiens nahe, beispielsweise in der Region zwischen Sfax und Tataouine.

Die Elektrolyse-Einheit sollte als Großverbraucherin von Wasser an einem Standort errichtet werden, an dem eine geeignet nachhaltige und umweltverträgliche Wasserversorgung darstellbar ist. Da der Transport von elektrischer Energie flexibel ist, kann die Elektrolyse-Einheit auch kraftwerksfern errichtet werden. Bei Einsatz von Hochtemperatur-Elektrolyse mit entsprechendem Dampfverbrauch ergibt sich jedoch ein Standort idealerweise in unmittelbarer Nähe zum Kraftwerk, um die Wärmeübertragungsverluste gering zu halten.

Vergleichbares gilt aus Sicht der Energieversorgung ebenfalls für die Methanolsynthese und -destillation: Idealerweise wird die Methanolanlage durch elektrische und thermische Energie des Kraftwerkes versorgt und sollte – zumindest im Falle, dass nicht nur die Strom-, sondern auch die Wärmeversorgung über das Kraftwerk erfolgen soll – möglichst ortsnah zum Kraftwerk errichtet werden. Im Hinblick auf die Versorgung der Methanolanlage mit Wasserstoff erscheint aus logistischen Gründen eine ortsnahe Lage zur Elektrolyse geboten. Hinsichtlich der $CO_2$-Versorgung ist zwar die Logistik von Kohlendioxid weniger komplex im Vergleich zum Wasserstoff und könnte mittels entsprechender Infrastruktur auch über mittlere / größere Distanzen erfolgen, jedoch ergeben sich auch hier Vorteile bei der Wahl eines geeigneten Standortes der CCU-Anlage in relativer Nähe zur Methanolanlage.

[9] Diese Einschränkung entfällt bei der ausschließlichen Weiterverarbeitung von $H_2$ zu Methanol, das wesentlich einfacher zu handhaben ist.

[10] CCU = **C**arbon **C**apture and Usage.

Zunächst erscheint der Standort der CCU-Anlage grundsätzlich flexibel wählbar und muss sich insofern lediglich am Standort der $CO_2$-Quelle orientieren. Unter Berücksichtigung der $CO_2$-Transportlogistik (z.B. Pipelines, Flaschengebinde mittels LKW) erscheint dennoch ein Standort in relativer Nähe zur Methanolanlage sinnvoll, ist aber nicht zwingend. Sollten auch die für die CCU-Anlage erforderlichen Wärmebedarfe durch das Kraftwerk abgedeckt werden, ergibt sich auch hier die Notwendigkeit einer kraftwerksnahen Standortwahl.

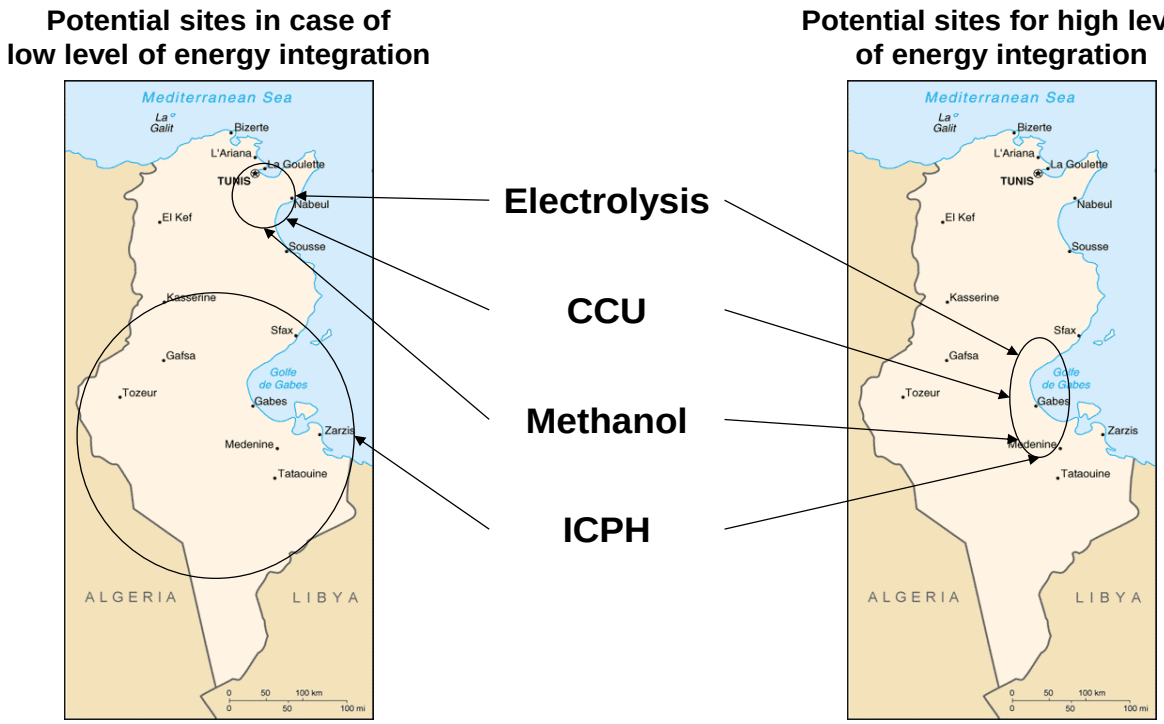


Abbildung 2: Konzepte der Standortselektion
Quelle: TSK Flagsol Engineering GmbH

Führt man die obigen Erörterungen zusammen, ergeben sich beispielhaft folgende, optimierte Möglichkeiten für die Standortwahl:[11]

- Konzentration der im Projekt erforderlichen industriellen Prozessanlagen an einem gut erschlossenen Industriestandort mit geeigneter Wasserversorgung und $CO_2$-Emittenten sowie Errichtung des Kraftwerks getrennt an einem geeigneten Kraftwerksstandort; dieser Aufbau erlaubt keine Nutzung der aus dem Kraftwerk auskoppelbaren Prozesswärme.
- Konzentration der im Projekt erforderlichen industriellen Prozessanlagen an einem Standort mit direkt angebundenem Kraftwerk unter Nutzung der im Kraftwerk erzeugten Prozesswärme.

[11] Es wird unterstellt, dass aus Synergie-Gründen für die Projektimplementierung eine standortseitige Bündelung der Teilprojekte vorteilhaft ist und von der – rein theoretisch denkbaren – Möglichkeit Abstand genommen wird, alle Teilprojekte am jeweils idealen Standort zu platzieren (Elektrolyse an Wasserversorgung; $CO_2$ an Emittenten; Methanol an Industriestandort; ICPH gemäß Einstrahlungskriterium).

## 1.2 Energiepolitische Rahmenbedingungen

### 1.2.1 Rahmenbedingungen der EE in Tunesien

Erste Maßnahmen zum Ausbau von EE werden seit mehreren Jahren umgesetzt. Bereits im Jahr 2009 wurden Förderprogramme für den Ausbau von EE eingerichtet. Mit der Veröffentlichung des Energiegesetzes vom 12. Mai 2015 sowie der Dekrete vom 30. August 2016 und vom 27. Juli 2017 verfügt Tunesien über eine gesetzliche Basis, auf der die in Frage kommenden Vertragstypen die jeweiligen Tarifsysteme (Einspeisetarife), die Subventionsmöglichkeiten und ein umfassender grid code entwickelt werden können. Das EE-Gesetz regelt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Ressourcen, die für den Verbrauch am lokalen Markt oder für den Export bestimmt sind. Es sieht drei Verfahrensmodelle im Bereich EE vor: das Eigenverbrauchsverfahren, das Genehmigungsverfahren und das Konzessionsverfahren.[12]

Die AHK Tunesien erwartet einen Entwicklungsschub für die EE-Branche. Gleichzeitig wachsen die Anforderungen an die lokalen Akteure, insbesondere von Seiten der zunehmend besser informierten Kunden. Die Zusammenarbeit Tunesiens mit Deutschland soll den begonnenen energiepolitischen Dialog zum Thema Power-to-X zwischen den Partnerländern weiter festigen und wichtige Akteure gezielt unterstützen. Durch die Begleitung bei der Entwicklung, der Umsetzung wachstumsfördernder Rahmenbedingungen sowie der daran angepassten Markt- und Unternehmensstrukturen soll ein wichtiger Beitrag geleistet werden. Ziel ist es, wesentliche Ursachen für den schleppenden Entwicklungsprozess auf dem tunesischen Energiemarkt nachhaltig abzubauen.

### 1.2.2 Emissionshandel in Tunesien

Bereits 2005 hat Tunesien begonnen Klimaanpassungsstrategien für seine wichtigsten Wirtschaftsbereiche zu entwickeln. In seinem 2015 ausgearbeiteten Nationally Determined Contribution (NDC) beabsichtigt das Land, seine Treibhausgasemissionen in allen Sektoren (Energie, Industrieprozesse, Landwirtschaft, Landnutzungen sowie Abfall) zu reduzieren, um seine Kohlenstoffintensität bis 2030 um 41% gegenüber dem Bezugsjahr 2010 zu senken. Die Minderungsanstrengungen kommen vor allem aus dem Energiesektor, auf den allein 75% der Emissionsreduktionen entfallen.

## 1.3 Projektbezogenes Potenzial

Ein 1-MWp-CSP-Kraftwerk vermeidet den Ausstoß von 688 t $CO_2$ im Vergleich zu einem Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk und von 1.360 t $CO_2$ im Vergleich zu einem Kohlekraftwerk. Ein Quadratmeter Sonnenkollektor im Solarfeld produziert während seiner 25-jährigen Lebensdauer 400 kWh Strom pro Jahr, vermeidet 12 t $CO_2$-Emissionen und spart 2,5 t an fossilen Brennstoffen.[13]

Im Süden Tunesiens, wo CSP das größte Potenzial besitzt, und in der Mitte Tunesiens sind 40% des Landes Wüste mit einem Höhenunterschied von weniger als 2%. Somit sind diese Regionen für CSP-

[12] Details im Anhan.

[13] (Balghouti, 2013).

Anlagen geeignet. Eine Schwierigkeit sind die sehr geringen Wasservorkommen in den Regionen. Für eine Studie über das EE-Potenzial in der Stromproduktion in Tunesien nimmt die GIZ an, dass in zukünftigen CSP-Anlagen Trockenkühlsysteme genutzt werden müssten.[14] Die jährliche Produktion einer durchschnittlichen Parabolrinnen-CSP-Anlage in Tunesien mit einer Nennleistung von 100 MW und einer Speicherkapazität von 6 Stunden betrüge ca. 260 GWh oder 2.600 Volllaststunden. Die Lebenszeit eines solchen Kraftwerks wird auf etwa 30 Jahre geschätzt.[15]

Weiterhin hat Tunesien ein sehr großes Potenzial durch die hohe globale horizontale Strahlung. Tunesiens beste Standorte für CSP-Anlagen könnten 20% mehr Energie fördern als die besten Standorte Europas.[16]

### 1.3.1 Sonneneinstrahlung

Die jährliche Sonnenscheindauer in Tunesien liegt zwischen 3.200 und 3.400 Stunden. Die durchschnittliche Globalstrahlung liegt zwischen 7 und 8,5 kWh/m² pro Tag. Die große Zahl der Sonnenstunden und die hohen Strahlungswerte in Tunesien bilden sehr gute natürliche Voraussetzungen für die Nutzung der Solarenergie.

Im Süden kann man am meisten aus der Sonne gewinnen, besonders da Tunesien zu 40% aus ariden und halbariden Regionen besteht. Hingegen lauten die Vergleichswerte für Deutschland wie folgt: eine jährliche Einstrahlung von 900-1.000 kWh/m², eine jährliche Sonnenscheindauer von 1.300-1.900 h und eine durchschnittliche Globalstrahlung von 2,4 bis 3,3 kWh/m² pro Tag. Tunesien hat dementsprechend deutlich mehr Potenzial als Deutschland, um Sonnenenergie zu produzieren. Im Allgemeinen ist ein großes Potenzial für CSP-Anlagen in Tunesien vorhanden. Schwierigkeiten sind die Finanzierung solcher Projekte und die gesetzlichen Rahmenbedingungen für den Bau der Anlagen (s. SWOT).

[14] (GIZ, 2013).

[15] (Stromgestehungskosten, 2018).

[16] (Solarpaces, 2017).

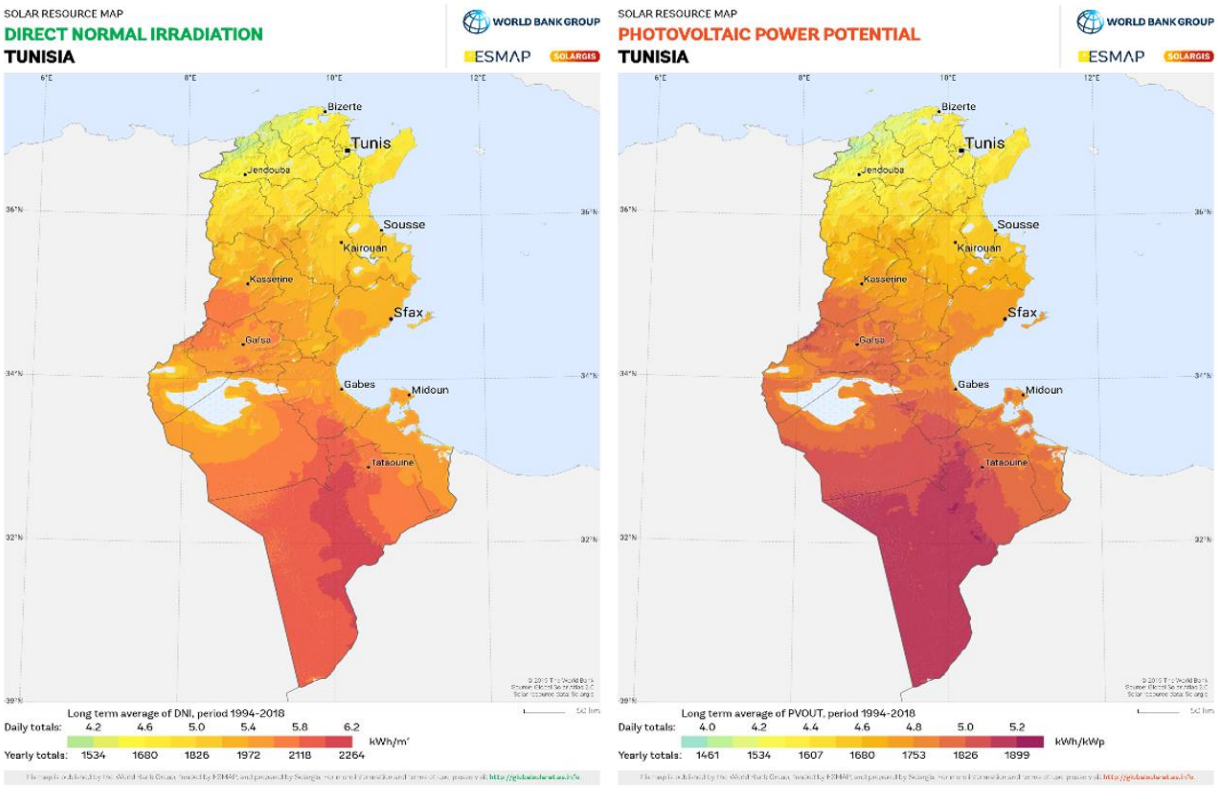


Abbildung 3: Potenzial der Solarenergie in Tunesien

Quelle: (Solargis)

### 1.3.2 Concentrated Solar Power

Während PV-Technologien die Sonneneinstrahlung direkt in Strom umwandeln, können Sonnenwärmekraftwerke (Concentrated Solar Power, CSP) für kurze Zeit Wärmeenergie speichern, um sie später in Strom umzuwandeln. In Kombination mit einer thermischen Speicherung (Wassererhitzung) können CSP-Anlagen auch noch bei bedecktem Himmel oder nach Sonnenuntergang Strom produzieren. CSP-Anlagen können auch mit Backup-Power von brennbaren Treibstoffen ausgestattet werden. CSP-Anlagen benötigen direkten Zugang zu Wasser, um durch ständige Kühlung an ihrer Leistungsgrenze arbeiten zu können. 90% des Wasserbedarfs einer Anlage fallen im Inneren an, die restlichen 10% sind für die Reinigung der Sonnenkollektoren vorgesehen.[17] Falls wie in Wüstengebieten wenig oder kein Wasser zur Kühlung der CSP-Anlagen zur Verfügung steht, gibt es die Möglichkeit Trockenkühlsysteme einzusetzen, allerdings auf Kosten des Wirkungsgrades.

CSP-Anlagen sind sehr platzintensiv. Sie erfordern große Flächen für den Aufbau von Solarfeldern, Kraftwerksblöcken und Speicherkomponenten. Die Anforderungen an die Flächen sind je nach verwendeter CSP-Technologie unterschiedlich. Wichtig ist jedoch, dass es sich um flache, halbtrockene bis trockene Regionen mit einer hohen Direkteinstrahlung handelt.[18]

[17] (Deutscher Industrieverband Concentrated Solar Power).

[18] (Balghouti, 2013).

Die Kosten von CSP-Energie sind sehr variabel. Marokkos Noor III CSP-Turm, der den geplanten Türmen des TuNur-Projektes sehr nahekommt, hat beispielsweise einen Abnahmevertrag von 149 Euro pro MWh im Jahr 2015 realisiert. Im Jahr 2016 machte die International Renewable Agency (IRENA) eine Prognose zur Preisentwicklung von CSP-Energie. Laut IRENA soll bis 2025 der Preis pro MWh auf ca. 70 Euro sinken.[19]

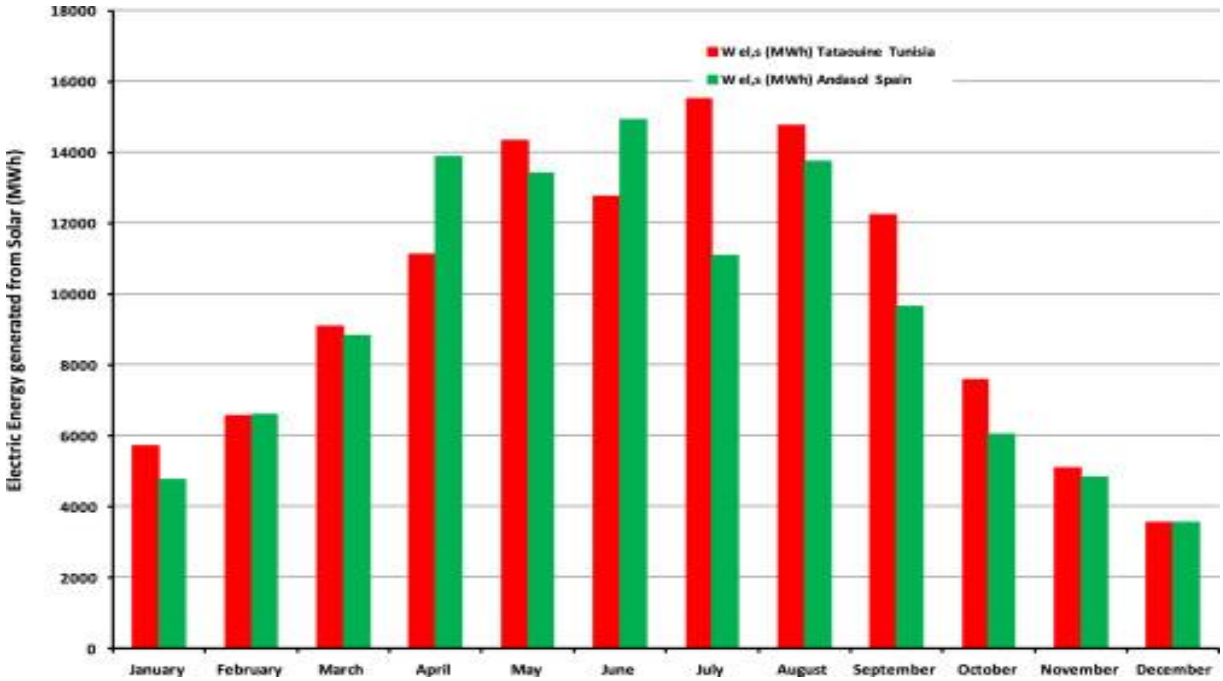


Abbildung 4: Monatliche elektrische Nettoleistung aus den beiden simulierten CSP-Anlagen Tataouine in Tunesien und Andasol in Spanien

Quelle: (Balghouti, 2013)

Ein Ausblick auf mögliche Entwicklungsperspektiven der CSP-Technologie befindet sich im Anhang.

### 1.3.3 Zielgruppe in der deutschen Industrie

Die deutsche Industrie verfügt über alle Technologien und ist in allen relevanten Absatzmärkten vertreten, um das Projekt erfolgreich implementieren zu können. Sowohl die Anlagenerrichtung kann über deutsche System- und Komponentenlieferanten abgedeckt werden als auch die Produktabnahme der wesentlichen Endprodukte (Methanol, Wasserstoff, Sauerstoff). Auch der Betrieb der Anlagen wird von deutschen Firmen und Forschern begleitet werden, um aus den Erfahrungen Konzepte für die Weiterentwicklung zu erhalten.

Angesichts der Projektgröße bedarf es jedoch eines Projektentwicklers und eines führenden Investors, um die Komplexität dieses Projektes zu beherrschen und Planung, Bau und Betrieb der Teilsysteme zu koordinieren.

[19] (Opusenergyblog).

### 1.3.4 Relevante Technologien, Erfahrungen und Know-how

Die zentrale Technologie des Projektes ist die Wasserstoffelektrolyse. Hier agieren zahlreiche deutsche Unternehmen mit Technologien von unterschiedlichem Reifegrad.

Neben der Alkali-Elektrolyse, wie sie traditionell von namhaften deutschen Unternehmen seit Jahrzehnten großskalig kommerziell angeboten wird, stehen mittlerweile auch Technologien wie die PEM[20]-Elektrolyse und die Hochtemperatur-Elektrolyse (z.T. bereits kommerziell, aber noch i.d.R. in kleineren, industriellen Skalen) zur Verfügung.

Systeme zur Abscheidung von $CO_2$ aus Abgasströmen industrieller Anlagen werden ebenfalls großskalig von deutschen Unternehmen angeboten.

Für die Methanolherstellung (Synthese und Destillation) besteht ebenfalls ein weltweit etablierter Anbietermarkt, darunter befinden sich auch deutsche Unternehmen.

Wichtige Projektpartner für die Projektimplementierung sind auch lokale tunesische Unternehmen aus dem Bereich Bau, Montage, F&E, Infrastruktur und Logistik sowie Zulieferindustrien. Im Hinblick auf die spätere Betriebsphase können tunesische Unternehmen ebenfalls eine bedeutende Rolle im Bereich Produktabnahme, Investition und Finanzierung spielen.

### 1.3.5 Chancen für einen Konsortialansatz

Der vorliegende Projektvorschlag bezieht sich auf eine hochintegrierte, industrielle Wertschöpfungskette der Wasserstoffwirtschaft: vom „grünen Elektron“ bis hin zum „grünen Molekül“. Das bedeutet, dass einerseits die einzelnen Prozessschritte direkt miteinander verkettet sind und andererseits die elektrische und thermische Energieversorgung mit den einzelnen Prozessen eng verknüpft ist. Diese Struktur erfordert ein hohes Maß an interdisziplinärer Koordination zwischen den Teilprojekten, was es nicht erlaubt, die Projekte unabhängig voneinander umzusetzen. Vielmehr wird ein integriertes Management benötigt, das sich gut in einem konsortialen Ansatz darstellen lässt.

# 2 Projekt und Wettbewerbsumfeld

## 2.1 Wasserwirtschaft in Tunesien

### 2.1.1 Verfügbare Wasserressourcen

Mit einer verfügbaren Menge von nur 450 m³ Frischwasser pro Einwohner und Jahr[21] zählt Tunesien zu den von absoluter Wasserknappheit betroffenen Ländern. Laut Schätzungen sollen im Jahr 2030 sogar nur noch 300 m³ pro Einwohner und Jahr zur Verfügung stehen.[22] Rund 55% der Wasservorkommen werden durch Oberflächengewässer bereitgestellt und sind somit von den jährlich variierenden Niederschlägen abhängig. Im Durchschnitt werden die Oberflächenwasserreserven auf 2.700 Mio. m³ beziffert. Der zweite Teil der natürlichen Wasservorkommen umfasst das Grundwasser aus verschiedenen Tiefen und besitzt ein Volumen von 2.175 Mio. m³.

[20] PEM = **P**roton **E**xchange **M**embrane.

[21] (pS-Eau, 2021).

[22] (United Nations, 2014).

Tabelle 7: Natürliche Wasserressourcen und ihre Mobilisierungsraten (in 2015)

| (Mio. $m^3$) | Wasservorkommen | Mobilisierungs-potenzial | Mobilisiert | Mobilisierungsrate |
|---|---|---|---|---|
| **Oberflächengewässer** | 2.700 | 2.500 | 2.500 | 100% |
| **Grundwasser** | 746 | 746 | 903 | 121% |
| **Tiefes Grundwasser** | 1.429 | 1.429 | 1.705 | 119% |
| **Gesamt** | 4.875 | 4.675 | 5.108 | 109% |

Quelle: (Ayadi, 2017)

Die Wasservorkommen Tunesiens sind ungleich zwischen den unterschiedlichen Regionen und Gouvernoraten verteilt. Die Wassereinzugsgebiete der Flüsse im Norden Tunesiens stellen etwa 82% der gesamten Oberflächenwasserressourcen dar und bilden zusammen mit ihren Grundwasservorkommen die bei weitem wichtigste Wasserquelle des Landes sowohl für die Versorgung des Großraums Tunis als auch für den Süden des Landes.[23] Während der Norden des Landes durch das Mittelmeerklima über ausreichende Niederschläge und Oberflächenwasservorkommen verfügt, werden diese in Richtung Süden immer seltener. Dadurch gibt es, z.B. in den südlichsten Provinzen von Tataouine und Gabés, keine nennenswerten Oberflächenwasservorkommen mehr.

Aufgrund der fehlenden Wasserressourcen und einer steigenden Nachfrage befindet sich Tunesien momentan in einem kritischen Zustand der Überbeanspruchung von Wasserressourcen. Vor allem die im Süden des Landes vorhandenen Grundwasserressourcen werden ausgebeutet. Folgen der Überausbeutung sind eine Absenkung des Grundwasserspiegels und die zunehmende Versalzung des Grundwassers. Da dieses Grundwasser die einzige Wasserquelle der Region darstellt, leidet die Wasserqualität des Versorgungsnetzwerkes unter der Versalzung des Grundwassers.[24]
Um die Überbeanspruchung der Grundwasserreserven zu stoppen, müssen andere Wasserversorgungsmöglichkeiten gefunden und ein Schwerpunkt auf die Entwicklung von nichtkonventionellen Wasserquellen gelegt werden. Dazu gehören neben Klärung und Wiederverwendung von Abwasser auch die Entsalzung von Brack- und Meerwasser.

### 2.1.2 Entsalzungsanlagen

Aufgrund seines ariden Klimas kämpft der Süden von Tunesien seit Jahren gegen den hohen Wasserverbrauch und die damit einhergehende Überbeanspruchung der natürlichen Wasserressourcen an. Bei der Lösung des Problems setzt der Staat auf die Technik von Brack- und Meerwasserentsalzungsanlagen.[25] Viele Städte und Inseln in Tunesien sind auf Entsalzungsanlagen angewiesen. Die Entsalzung von Brackwasser wurde seit den 1980er Jahren in zwei städtischen

[23] (GIZ, Kompass für Kooperationen , 2014).
[24] (Kremer, 2019).
[25] Eine detaillierte Aufstellung der installierten Entsalzungsanlagen befindet sich im Anhang.

Ballungszentren (Gabés 1995, Zarzis 1999) und auf zwei Inseln (Kerkennah 1983, Djerba 2000) im Südwesten des Landes zur Verbesserung der Trinkwasserqualität vorangetrieben.[26]

SONEDE plant die verstärkte Nutzung der vorhandenen und den Bau neuer Anlagen zur Entsalzung von Brack- und Meerwasser im Süden Tunesiens. Zur Trinkwasseraufbereitung, mit dem Ziel einer Salzkonzentration von unter 1,5 g/l, sollen in einem Zweiphasenplan zunächst zehn Brackwasser-Entsalzungsanlagen mit einer Gesamtkapazität von 36.200 m³ pro Tag gebaut und drei weitere Anlagen zur Mischung von Brackwasser mit Trinkwasser errichtet werden. In einer zweiten Projektphase sollen weitere acht Entsalzungsanlagen mit einer Gesamtkapazität von 31.000 m³ pro Tag gebaut werden. Die erste Phase dieses Programms zur Verbesserung der Trinkwasserqualität in Südosttunesien wurde gegen Ende des Jahres 2017 abgeschlossen.

Trotz dieses zweiphasigen Großprojektes zur Errichtung von Brackwasserentsalzungsanlagen benötigen der Süden und Südosten Tunesiens weitere Maßnahmen zur Sicherstellung der Trinkwasserversorgung seiner Einwohner. Aufgrund dessen hat SONEDE sich auf die Errichtung von Meerwasserentsalzungsanlagen konzentriert und im Mai 2018 auf der Insel Djerba die erste Meerwasserentsalzungsanlage Tunesiens in Betrieb genommen. Zwei weitere Anlagen sollen in den Regionen Gabés und Sfax folgen.[27]

## 2.2 Zementindustrie in Tunesien

Die tunesische Zementindustrie hat die Kapazität, bis zu 12,5 Mio. Tonnen Zement im Jahr zu produzieren und beschäftigt über 3.500 Angestellte. Insgesamt gibt es in Tunesien neun Zementwerke, die meisten davon sind zum Teil im Besitz von multinationalen Firmen.[28]

2019 haben die Betreiber der Zementbranche die sogenannte Satzung für nachhaltige Entwicklung und soziale Verantwortung der Zementindustrie in Tunesien (*charte pour le développement durable et la responsabilité sociale de l'industrie du ciment en Tunisie*) unterzeichnet.[29] In diesem Entwicklungsplan, der von 2016 bis 2020 angelegt wurde, ging es darum 50% der Abfälle, die von der Zementindustrie generiert werden, zu verwerten.

[26] (BMZ, 2019).

[27] (BMZ, 2019).

[28] (l'economiste maghrebin, 2021).

[29] (l'economiste maghrebin, 2021).

Abbildung 5: Geographische Verteilung der Zementwerke in Tunesien[30]
Quelle: Eigene Darstellung

## 2.3 $CO_2$-Emissionen in Tunesien

Die weltweite Emission von Kohlenstoffdioxid steigt seit Jahren und erreichte im Jahr 2019 ihren bisherigen Höchstwert von rund 36,4 Mrd. Tonnen Kohlenstoffdioxid. Laut einer Prognose zum weltweiten $CO_2$-Ausstoß wird die Menge bis zum Jahr 2050 auf bis zu 43,1 Mrd. Tonnen ansteigen. Der hohe Kohlenstoffdioxid-Gehalt in der Erdatmosphäre führt zu einer Temperaturerhöhung auf der Erde, was sich wiederrum auf die Umwelt auswirkt. Im folgenden Diagramm ist eine detaillierte Zusammenfassung der direkten THG-Emissionen von Tunesien für das Jahr 2012 dargestellt. Gemessen in $CO_2$-Äquivalenten machte zuletzt $CO_2$ mit 36,5 Mio. Tonnen rund 78% der tunesischen Treibhausgasemissionen aus. Die übrigen 20% entfielen auf Methan, Lachgas und fluorierte Treibhausgase. $CH_4$ ist mit 15% das zweitgrößte emittierte THG im Jahr 2012, gefolgt von $N_2O$ und HFCs, die 5,5% respektive 0,7% der tunesischen Bruttoemissionen von THG darstellen. Die $SF_6$-Emissionen sind nach wie vor unbedeutend.

[30] Eine detaillierte Aufstellung der Zementwerke befindet sich im Anhang.

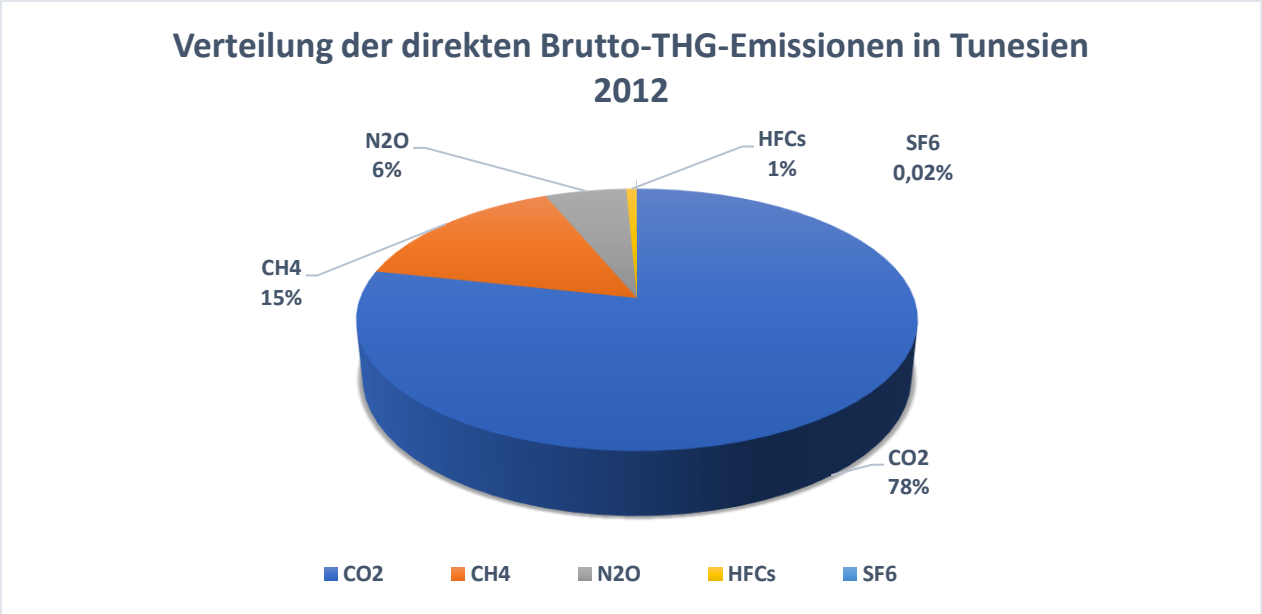


Abbildung 6: Verteilung der direkten Brutto-THG-Emissionen in Tunesien (2012)
Quelle: (Deuxième Rapport Biennal de la Tunisie, 2016)

Da die meisten Treibhausgase jedoch eine höhere Klimawirkung als $CO_2$ aufweisen, tragen sie trotz deutlich geringerer Atmosphärenanteile auch wesentlich zum Klimawandel bei. So ist Methan 28-mal und Lachgas über 300-mal so klimawirksam wie $CO_2$. Um die unterschiedliche Wirksamkeit zu berücksichtigen, werden Treibhausgasemissionen in $CO_2$-Äquivalenten ($eCO_2$) angegeben. Dabei handelt es sich um eine Maßeinheit zur Bestimmung der Klimawirkung der unterschiedlichen Treibhausgase.

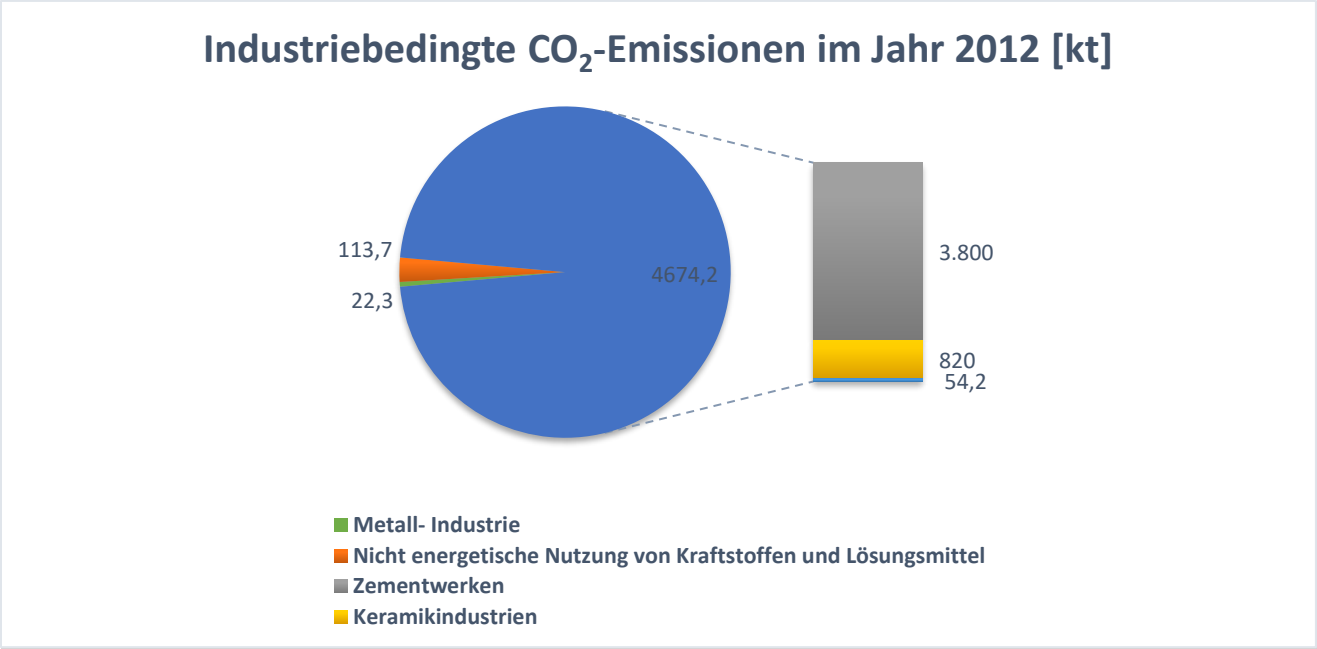


Abbildung 7: Industriebedingte $CO_2$-Emissionen [kt]
Quelle: (Deuxième Rapport Biennal de la Tunisie, 2016)

Mit einem THG-Ausstoß von 6,4 $MteCO_2$ im Jahr 2012 und einer Kohlenstoffintensität von 0,810 $teCO_2$/t Zement (davon 55% durch Prozesse, 35% durch den thermischen Energieverbrauch und 10% „indirekt“

durch den Stromverbrauch aus dem Netz) ist der Zementsektor für etwa 10% der gesamten THG-Emissionen und 79% der industriebedingten $CO_2$-Emissionen verantwortlich.

Um den tunesischen Zementsektor in ein freiwilliges THG-Minderungsprogramm einzubinden, hat die Nationale Energieagentur (ANME) eine Initiative gestartet. Diese Bemühungen werden vom deutschen Umweltministerium über die deutsche Entwicklungszusammenarbeit (GIZ) unterstützt.

Zu diesem Zweck wurde eine eingehende Studie durchgeführt, die die Ausgangssituation im Zementsektor analysiert und einen Mechanismus zur Reduzierung von Treibhausgasen vorschlägt. Die tunesische Regierung plant derzeit die Implementierung des Mechanismus. Dies zielt darauf ab, die verschiedenen Hindernisse bei der Umsetzung von THG-Minderungsmaßnahmen im Zementsektor zu beseitigen und Investitionen in weniger kohlenstoffintensive Technologien zu fördern.

Im Austausch mit tunesischen Zementherstellern wurde ein Potenzial zur Minderung von THG-Emissionen von mehr als 8 $MteCO_2$ über den gesamten Zeitraum 2014-2020 durch die Umsetzung von vier Arten von Minderungsmaßnahmen ermittelt:

- Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, die die Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2014-2020 um etwa 1,7 $MteCO_2$ reduzieren würden;
- Erneuerbare Energien, insbesondere Windkraft, die ein Minderungspotenzial von etwa 2,5 $MteCO_2$ haben;
- Eine bessere Segmentierung des Zementmarktes entsprechend der Nachfrage, die es ermöglichen würde, dass Klinker/Zement-Verhältnis zu reduzieren und damit ein Minderungspotenzial von etwa 1,2 $MteCO_2$ zu realisieren;
- Mitverbrennung (Nutzung von Abfall als Brennstoff), die ein Minderungspotenzial in der Größenordnung von 2,6 $MteCO_2$ mobilisieren könnte.

Die Umsetzung der in diesem Minderungsszenario enthaltenen Maßnahmen würde zu einer Verringerung der Kohlenstoffintensität führen, die von 0,793 $teCO_2$/t produzierten Zements gemäß dem Trendszenario bis 2020 auf 0,626 $teCO_2$/t produzierten Zements sinken würde, d. h. eine Verringerung um 21%.[31]

## 2.4 Ammoniak in Tunesien

Laut dem Institut national de la statistique (INS) weisen die tunesischen Importwerte für Ammoniak seit dem Jahr 2017 einen deutlichen Rückgang auf. Dieser Rückgang lässt sich durch die sozialen Bewegungen und Streiks, die zur Minderung der Produktion der Düngermittelindustrie geführt haben, erklären.
In Tabelle 8 sind die wichtigsten Hauptlieferländer von Ammoniak dargestellt. Seit 2017 ist Russland der wichtigste Ammoniakversorger für Tunesien.

[31] (mrv.tn, 2015).

Tabelle 8: Hauptlieferanten für festes und flüssiges Ammoniak nach Tunesien

| | Wert in Tonne | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Lieferland** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2021*** |
| **Frankreich** | 0 | 0 | 0,264 | 1,803 | 0 |
| **Spanien** | 0,06 | 0 | 0 | 0,001 | 0 |
| **Russland** | 215.363 | 182.381 | 169.050 | 150.181 | 81.658 |
| **Saudi-Arabien** | 30.002 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Total** | 245.365 | 182.381 | 169.050 | 150.183 | 81.658 |

Quelle: INS 2021

Die Importmenge in Tonnen hat sich zwischen 2017 und 2021 (Mai) um ca. 65% reduziert. Die Importkosten pro Tonne Ammoniak sind allerdings in diesem Zeitraum von 654,68 TND auf 963,5 TND kontinuierlich gestiegen, sodass sich der Gesamtimportwert nur um ca. 50% reduziert hat.

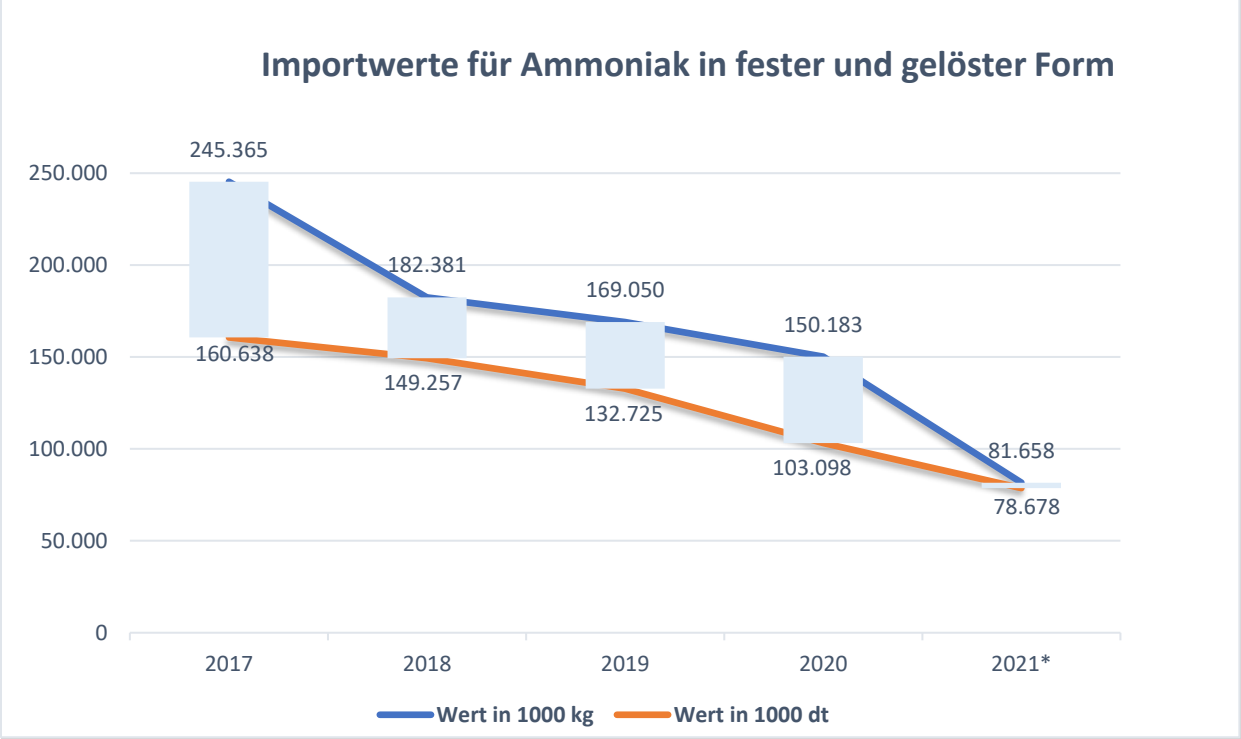


Abbildung 8: Importwerte für Ammoniak in fester und gelöster Form
2021* bis Mai
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Angaben der INS

## 2.5 Methanol in Tunesien

Methanol ($CH_3OH$) ist eine farblose, flüssige chemische Substanz, die in zahlreichen Produkten des Alltags verwendet wird, darunter Kunststoffe, Farben, Kosmetika und Kraftstoffe. Methanol ist auch eine Energieressource, die in der Schifffahrt, in der Automobilindustrie und in der Elektrizitätswirtschaft verwendet wird, und eine aufstrebende erneuerbare Energiequelle. Es ist ein sauber brennender, biologisch abbaubarer Kraftstoff. Die ökologischen und wirtschaftlichen Vorteile von Methanol machen es zunehmend zu einem attraktiven alternativen Kraftstoff für den Antrieb von Fahrzeugen und Schiffen,

zum Kochen von Lebensmitteln und zum Heizen von Häusern. Eine der Hauptrisiken bei der Arbeit mit Methanol ist die Brandgefahr.[32]

Den Großteil der Weltproduktion teilen sich China und fossile Brennstoffe produzierende Länder wie Saudi-Arabien, Trinidad und Tobago und Iran. Die Hauptlieferanten im Jahr 2020 waren Spanien, Frankreich und Saudi-Arabien. Insgesamt hat Tunesien im Laufe der Jahre Methanol aus vielen verschiedenen Ländern importiert, was darauf hindeutet, dass Methanol nicht im Rahmen von langfristigen Verträgen geliefert wird, sondern je nach Marktpreis und Nachfrage beschafft wird.

Tabelle 9: Hauptlieferanten für Methanol und die tunesischen Importwerte in Dinar

| **Import** | **Wert in Dinar** | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Land** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | Jan-Mai **2021** |
| **Belgien** | 20.990 | 72.734 | 52.948 | | |
| **Frankreich** | 135.795 | 143.367 | 166.432 | 365.529 | 283.336 |
| **Deutschland** | 34.321 | 22.107 | 6.818 | 193.080 | 5.938 |
| **Italien** | | | 53.318 | 32.543 | |
| **Niederlande** | 150.394 | 140.599 | 31.130 | 56.367 | 418 |
| **Polen** | 14.211 | | | | |
| **Spanien** | 304.603 | 203.415 | 156.930 | 772.590 | 605.344 |
| **UAE** | 7.151 | 4.520 | 37.151 | 14.387 | |
| **Südafrika** | | 62.971 | | | |
| **Ägypten** | 299.609 | 44.677 | 163.436 | 135.870 | |
| **Vereinigte Staaten** | 148 | 644 | 991 | 679 | 86.736 |
| **Trinidad und Tobago** | | | 32.788 | | 6.914 |
| **Saudi-Arabien** | 214.171 | 385.818 | 745.845 | 1.881.487 | 251.464 |
| **Indien** | 10.835 | 13.654 | 25.423 | 10.860 | |
| **Sonstiges** | | 508 | 797 | 348 | 265 |
| **Summe** | **1.192.230** | **1.095.015** | **1.474.008** | **3.463.740** | **1.240.415** |

Quelle: INS 2021

Methanol hat den Vorteil, dass es unter Umgebungsbedingungen flüssig und daher leicht zu lagern und zu transportieren ist. Darüber hinaus dient es als grundlegendes chemisches Zwischenprodukt für die Synthese anderer Produkte mit höherer Wertschöpfung.[33]

[32] (Methanol Institute, 2021).

[33] (Methanol Institute, 2021).

# 3 Projektbezogene politische und rechtliche Rahmenbedingungen

Das wachsende Interesse Tunesiens, den erneuerbaren Energiebereich zu entwickeln, zeigt sich deutlich an der ausführlichen Ausarbeitung von Gesetzen und Verordnungen.
Tunesien ist eines der wenigen Entwicklungsländer, die seit 1985 eine freiwillige Energiemanagementpolitik zur Förderung erneuerbarer Energien und für eine effiziente und nachhaltige Energienutzung eingeführt haben. Diese Politik hat zur Gründung der ANME beigetragen, deren Ziel es ist, die Politik des Landes im Bereich des Energiemanagements zu entwickeln und umzusetzen. Die Gesetze von 2004 und 2009, die sich auf die Energiewirtschaft beziehen, wurden verabschiedet, um die Wichtigkeit des Sektors zu bestätigen, insbesondere im Hinblick auf die Förderung von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung. Um die nationale Politik zu stärken und eine größere Veränderung in Bezug auf die Energiewirtschaft zu erreichen, hat Tunesien zur Förderung der Energiewende ein Dreijahresprogramm (2005-2007) und daran anschließend ein Vierjahresprogramm für den Zeitraum 2008-2011 aufgestellt, das vielversprechender ist als das vorherige und darauf abzielt, die Schwachstellen der tunesischen Wirtschaft zu verringern. Diese werden u. a. durch die hohen Energiekosten verursacht, die den Staatshaushalt stark belasten.[34]

Mit dem **Gesetz N°2005-82 vom 15. August 2005** wurde der Nationale Fonds für Energieeinsparung (FNME) eingeführt, derzeit Energy Transition Fund (FTE) genannt. Es handelt sich um einen speziellen Fonds des Finanzministeriums, der die Politik des Energiemanagements fördern soll, und zwar durch eine finanzielle Unterstützung in Form von Subventionen, die Wirtschaftsakteuren, die in Energiemanagementmaßnahmen investieren, gewährt werden.[35] Dieser Fonds wird von der ANME verwaltet und durch Steuern aus der Erstzulassung von PKWs mit tunesischem Kennzeichen und aus dem Import oder der lokalen Produktion von Klimaanlagen gespeist.

Das **Gesetz n°2009-7 vom 9. Februar 2009** und das dazugehörige Durchführungsdekret n°2009-2773 vom 28. September 2009 ergänzten das Gesetz n°2004-72 vom 2. August 2004 zum Thema erneuerbare Energieerzeugung und insbesondere die Eigenstromerzeugung. Dieses Gesetz gibt jedem Unternehmen die Möglichkeit, Strom für den Eigenverbrauch zu erzeugen, ohne dass eine Begrenzung der installierten Leistung besteht. Es gibt auch das Recht, das nationale Stromnetz zu nutzen, um Energie vom Erzeugungsstandort zum Verbraucher zu transportieren. Das Gesetz verpflichtet die STEG, Stromüberschüsse auf Basis eines Standardvertrags zu kaufen, der von der Energieaufsichtsbehörde genehmigt wird. Das Durchführungsdekret n°2009-2773 vom 28. September 2009 legt die Bedingungen für die Übertragung von Strom aus EE und den Verkauf seines Überschusses an STEG fest. In Artikel 3 dieses Dekrets ist festgelegt, dass der Betrieb oder die Gruppe von Betrieben die technischen Bedingungen für den Anschluss und die Abnahme von Strom erfüllen muss, die in einem durch Verordnung des Energieministers genehmigten Lastenheft festgelegt sind.

Das **Gesetz n°2015-12 wurde am 11. Mai 2015** verkündet und regelt die Umsetzung von Stromerzeugungsprojekten aus EE. Zweck des Gesetzes ist es, eine rechtliche Regelung für die

[34] (GIZ, 2021).

[35] (Ministère de l'Energie, des Mines et des Energies Renouvelables, 2021).

Durchführung von Projekten zur Erzeugung und zum Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu schaffen, und zwar durch eines der bereits erwähnten drei Verfahrensmodelle, die durch das **Dekret n°2016-1123 vom 24. August 2016** (geändert durch das Dekret n°2020-105 vom 25. Februar 2020) festgelegt wurden. Es zielt auch darauf ab, eine rechtliche Regelung für Anlagen, Geräte, Waren und Materialien zu geben, die für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und für dessen Übertragung notwendig sind.[36] Dieses Gesetz regelt auch die Rolle der technischen Kommission für die private Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die Verpflichtungen für den Rückbau von Anlagen, die Prüfverfahren und Verstöße, die Rolle der Fachbehörde, die für die Prüfung der Probleme im Zusammenhang mit Stromerzeugungsprojekten aus EE zuständig ist. Dieses Gesetz bleibt das wichtigste in Bezug auf EE in Tunesien. Laut des tunesischen Ministeriums für Industrie, Energie und Bergbau sollten wir im Jahr 2022 die Verabschiedung eines neuen Gesetzes, das die Produktion von Wasserstoff regelt, erwarten.

Die tunesische Regierung setzt seit 2017 stark auf Konzessionen und Genehmigungsregime, um den Privatsektor dazu zu bringen, zur Stromerzeugung aus EE beizutragen.[37] Im Jahr 2017 wurde das **Dekret vom 9. Februar 2017** zur Ergänzung des Gesetzes 2015-12 geschaffen, das die Rechte und Pflichten der beiden Parteien und insbesondere die Bedingungen festlegt, unter denen der Stromerzeuger die gesamte abgetretene Energie ausschließlich an die STEG verkauft, was durch Verordnung des für Energie zuständigen Ministers für die gesamte Laufzeit des Vertrags und gemäß den Bedingungen des Lastenhefts festgelegt wird. Im Jahr 2018 folgte das **Dekret vom 30. August 2018**, mit dem die Überarbeitung des Standardvertrags über den Verkauf von Strom aus EE an die STEG genehmigt wurde, der unter dem Vorbehalt der Genehmigung steht.

Selbstverständlich bedarf es, wie bei jedem anderen Projekt, einer starken Einbindung einiger Sektoren, um diese durch bestimmte Gesetzgebungen zu regeln. Einige dieser Gesetze bedürfen keiner Änderung und können genauso angewendet werden, wie sie in ihrem aktuellen Zustand sind, andere benötigen einige leichte Anpassungen, um bestimmte Bereiche in der Wertschöpfungskette abzudecken. Stattdessen fallen bestimmte Bereiche in der Kette in ein Rechtsvakuum und würden daher eine neue Regelung erfordern.

Die geplanten Projektprozesse werden je nach Einsatzgebiet auf die folgenden Gesetzgebungsebenen geprüft:

[36] (Bird&Bird, 2021).

[37] (Alexander&Partner, 2021).

Tabelle 10: Bei Markierung ist die gesetzliche Regelung notwendig und nicht vorhanden

| Wertschöpfungskette | Erdgas-gesetz | Erdölgesetz | Transportrecht | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Straßen | Schienen |
| **Elektrolyse (Wasserstofferzeugung & -speicherung)** | ✚ | ✚ | | |
| **$H_2$-Einspeisung in das Gasnetz** | ✚ | | | |
| **Wasserstoffeinsatz für den Transport** | | | ✚ | ✚ |
| **Herstellung & Verwendung von synthetischem Kraftstoff aus Wasserstoff** | | ✚ | | |

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 11: Bei Markierung ist die gesetzliche Regelung vorhanden, aber unklar

| Wertschöpfungskette | Strom-gesetz | Umwelt-recht | Wasser-Landesrecht | Transportrecht | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Straße | Schiene | Luftverkehr |
| **EE-Stromerzeugung** | | ◆ | ◆ | | | |
| **Elektrolyse (Wasserstofferzeugung & -speicherung)** | | ◆ | | | | |
| **$H_2$-Einspeisung in das Gasnetz** | | | ◆ | | | |
| **Stromerzeugung aus Wasserstoff** | ◆ | ◆ | | | | |
| **Herstellung & Verwendung von synthetischem Kraftstoff aus Wasserstoff** | | | | ◆ | ◆ | ◆ |

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 12: Bei Markierung ist die gesetzliche Regelung vorhanden und notwendig

| Wertschöpfungskette | Strom-gesetz | Industrie-gesetz | Umwelt-recht | Wasser-Landesrecht | Transportrecht Straßen |
|---|---|---|---|---|---|
| **EE-Stromerzeugung** | ✦ | | | | |
| **Elektrolyse (Wasserstofferzeugung & -speicherung)** | | ✦ | | ✦ | |
| **$H_2$-Einspeisung in das Gasnetz** | | | ✦ | | |
| **Stromerzeugung aus Wasserstoff** | | | | | ✦ |
| **Herstellung & Verwendung von synthetischem Kraftstoff aus Wasserstoff** | | ✦ | ✦ | | |
| **Ammoniak/Methanol-Herstellung aus Wasserstoff** | | ✦ | ✦ | ✦ | |

Quelle: Eigene Darstellung

Das tunesische Gesetz sieht vor, dass bis zum Jahr 2030 30% des Strombedarfs aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt werden soll. Dies ist ein anspruchsvolles Ziel, da der Anteil derzeit nur 3% beträgt und der Rest der Stromproduktion aus Gas stammt. Darüber hinaus hat sich die tunesische Regierung im Rahmen des Pariser Klimaschutzabkommens verpflichtet, national festgelegte Klimaschutzbeiträge zu leisten.[38]

Die Ziele dieser Strategie sollten die folgenden vier Kriterien ansprechen:

[38] (GIZ, 2021).

- Energieeffizienzkriterien: Verbesserung der Energieunabhängigkeit durch Reduzierung des fossilen Brennstoffverbrauchs und Diversifizierung des Energieangebots.
- Ökonomische Kriterien: Senkung der Energierechnungen, Reduzierung der öffentlichen Subventionen und industrielle Entwicklung von Energiemanagementtechnologien.
- Ökologische Kriterien: Reduzierung der Treibhausgasemissionen.
- Soziale Kriterien: Arbeitsplätze schaffen und den Lebensstandard von benachteiligten Haushalten sichern.[39]

Tunesien hat, seit dem Jahr 2017, eine Reform des rechtlichen Rahmens von Investitionen erlebt. In diesem Zusammenhang hat der Gesetzgeber die Bestimmungen des Investitionsförderungsgesetzes und eine Reihe von Vergünstigungen aufgehoben, die sowohl Steuervorteile als auch finanzielle Anreize regelten. Das **Investitionsgesetz vom 30.09.2016** und das **Gesetz für finanzielle Anreize vom 14.02.2017** haben die Investitionsfreiheit weiter gefestigt und bieten nun einen Rahmen, in dem es für ausländische Geldgeber und Unternehmen deutlich leichter ist, in Tunesien zu investieren.

Das **am 29. Mai 2019 veröffentlichte und am 23. April 2019 verabschiedete Transversalgesetz** sieht die Verbesserung des Geschäftsklimas und der damit verbundenen Transparenz vor, indem es die Finanzierungsmethoden eines Unternehmens erleichtert und die mit seiner Gründung verbundenen Verfahren vereinfacht.

Grundsätzlich geht es bei diesem Gesetz um:

- Vereinfachung und Entbürokratisierung.
- Die Förderung von Investitionen in EE durch die Genehmigung von Unternehmensgruppen oder lokalen Behörden, Strom aus EE zu produzieren und den Überschuss an die STEG oder andere Selbsterzeuger weiterzuverkaufen.
- Unternehmensfinanzierung und Vereinfachung der Verfahren im Zusammenhang mit PPPs.
- Erweiterung der Begriffsbestimmung von internationalen Handelsgesellschaften, die es inländischen internationalen Händlern erlaubt, einen Teil ihrer neu importierten Produkte wieder zu exportieren.

Tochtergesellschaften ausländischer Unternehmen mit Sitz in Tunesien sind beim Vertrieb von in Tunesien hergestellten Produkten von der Händlerkarte befreit.[40]

[39] (ITCEQ, 2021).
[40] (CTFCI, 2021).

Tabelle 13: Finanzielle und steuerliche Vorteile für Investitionen im Land

| | **Aktivität als reines Exportunternehmen** | **Direktes Investment in Prioritätssektoren** | **Investmentprojekte in regionalen Entwicklungsgebieten** |
|---|---|---|---|
| **Definition** | Produkte werden in Tunesien ausschließlich produziert oder verarbeitet.<br>Es erfolgt kein Verkauf auf dem lokalen Markt, sondern nur eine Exporttätigkeit. | Direkte Investments in Prioritätssektoren profitieren von finanziellen Vorteilen. Recycling und Behandlung von festen und flüssigen Abfällen ist einer dieser Prioritätssektoren. | Für Investmentprojekte in regionalen Entwicklungs-gebieten gibt es spezielle Vorteile.<br>Einteilung der Gebiete. |
| **Finanzielle & steuerliche Vorteile** | 1. Vollständiger Abzug aller Einnahmen, die wieder in den Aufbau von Eigenkapital reinvestiert werden.<br>2. Abzug von 2/3 der Exporteinnahmen vom zu versteuernden Einkommen.<br>3. Reduzierter KSt-Steuersatz von 10% auf Profite aus der Exporttätigkeit.<br>4. Ausnahme von der Zahlung aller Mehrwertsteuern auf importierte oder regional gekaufte Waren, die für die Ausführung der Exporttätigkeit notwendig sind. | 1. Prämie für die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit: 15% der Investmentkosten, bis zu 1 Mio. TND.<br>2. Beteiligung am Kapital des Investments, wenn < 15 Mio. TND:<br>Investment < 2 Mio. TND → Beteiligung von 60%<br>Investment > 2 Mio. TND → Beteiligung von 30%.<br>3. Prämie für die Entwicklung der Arbeitskräfte:<br>Für alle erstangestellten, tunesischen Arbeitnehmer übernimmt der Staat alle Sozialabgaben für die ersten 3 Jahre. | 1. Vollständiger Abzug aller Einnahmen, die wieder in den Aufbau von Eigenkapital reinvestiert werden.<br>2. Beteiligung am Kapital des Investments, wenn < 15 Mio. TND:<br>Investments < 2 Mio. TND → Beteiligung von 60%<br>Investments > 2 Mio. TND → Beteiligung von 30%. |

Quelle: Eigene Darstellung

Neben gemeinsamen Anreizen bietet das Investitionsgesetz spezifische Anreize für die regionale Entwicklung in Bezug auf die Sektoren Industrie, Handwerk und einige Dienstleistungsaktivitäten. Dies ist in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 14: Anreize für die regionale Entwicklung

| **Vorteile** | **Entwicklungsgebiete 1. Art** | **Entwicklungsgebiete 2. Art** |
|---|---|---|
| **Übernahme von Investmentkosten** | 15%, maximal 1,5 Mio. TND | 30%, maximal 3 Mio. TND |
| **Übernahme von Infrastrukturkosten** | 65%, maximal 1 Mio. TND und maximal 10% der Gesamtkosten | 85%, maximal 1 Mio. TND und maximal 10% der Gesamtkosten |
| **Übernahme der Sozialabgaben** | 5 Jahre, für alle tunesischen Erstangestellten | 10 Jahre, für alle tunesischen Erstangestellten |
| **Abzug der Körperschaftsteuer** | Für die ersten 5 Jahre | Für die ersten 10 Jahre |

Quelle: Eigene Darstellung

# 4 Wirtschaftliche Machbarkeit

In Abwesenheit eines operativen Konsortiums bestehend aus Expertenunternehmen der einschlägigen Technologiebereiche auf der Lieferseite und in Ermangelung eines führenden Projektentwicklers und Leitinvestors können noch keine abschließenden kommerziellen Betrachtungen abgeleitet werden. Erste Schätzungen legen nahe, dass mit dem angestrebten Konzept für die Gesamtanlage die üblichen Produktpreise für „grünes Methanol“ von 700 Euro/t erzielt bzw. sogar unterschritten werden.

Dieses Preisniveau liegt erwartungsgemäß bei einem Vielfachen des üblichen Marktpreises für herkömmliches, auf fossiler Basis hergestelltes Methanol. Damit wird ersichtlich, dass eine Marktfähigkeit des Projektes und der Produkte entweder durch Abnahmeverträge zu höheren Preisen (z.B. in Marktnischen), durch Verordnungen zur Substitution von fossilen Kraftstoffen oder durch entsprechende Subventionierung des Projektes (Investition, Produktpreis, Zertifikate, Softloans etc. …) herbeigeführt werden muss.

# 5 Technische Lösungsansätze

Allgemein ist die Erzeugung von Strom aus Sonnen- und Windenergie unweigerlich mit Schwankungen in der Bereitstellung verbunden. Die Abhängigkeit von der Verfügbarkeit der Ressource führt zu einer Lücke zwischen Produktion und Nachfrage. Daher müssen verschiedene Stromspeicher- und Verwertungssysteme eingesetzt werden, um die Energiewende auf verschiedenen Ebenen zu unterstützen. Die Speicherung von überschüssigem Strom in chemischen Verbindungen oder seine Umwandlung in hochwertige chemische Produkte könnten eine interessante Lösung zur Optimierung der Nutzung erneuerbarer Ressourcen sein. Die überschüssige entkohlte Strommenge aus EE wird für die Elektrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff eingesetzt, der wiederum in Verbindung mit anderen wertvollen Molekülen weiterverwertet wird. Ein solcher Ansatz ermöglicht zum einen die Optimierung der Nutzung von elektrischer Energie und zum anderen die Vermeidung von Emissionen von bestimmten Treibhausgasen wie $CO_2$.

Im Folgenden wird auf das aufgestellte Kraftwerkskonzept der *Flagsol GmbH* tiefer eingegangen:

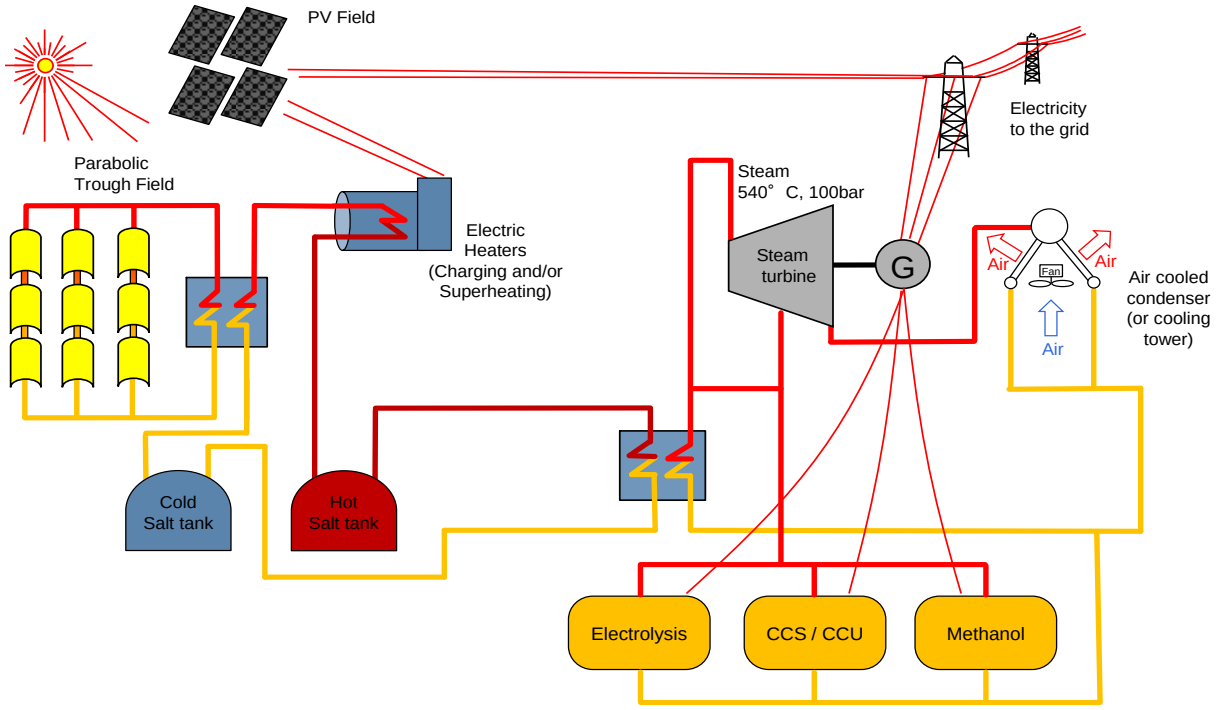


Abbildung 9: Darstellung des ICPH-Kraftwerkskonzeptes

Quelle: Flagsol GmbH

## 5.1 Komponenten und Technologien

Die im Projekt zur Anwendung kommende Kraftwerkslösung ist ein Integriertes CSP-PV-Hybridkraftwerk, das „grüne“ Energie (Strom und Wärme) mit einer vergleichsweise hohen Jahresbetriebsstundenanzahl (> 8.000 h) liefert, und zwar zu Kosten vergleichbar mit fossilen

Energieträgern. Zusätzlich ist die Bereitstellung von sehr kostengünstiger Wärme für die Methanol- und Carbon-Capture-Anlage geplant.[41]

Mittelfristig kann bei Einsatz von Hochtemperaturelektrolyse ein noch weitaus größerer Energieanteil durch die kostengünstige Wärme aus dem CSP-basierten Kraftwerksteil ausgekoppelt werden und so die Gesamteffizienz gesteigert und die spezifischen Produktkosten gesenkt werden.

Im Projekt soll die kommerzielle Machbarkeit der folgenden innovativen Optionen demonstriert werden:

- Betrieb über mindestens 8.000 h/a mit einer Leistung >/= 50% der Nominallast;
- Auskopplung und Bereitstellung der erforderlichen Wärme zur Versorgung von industriellen Prozesswärmeverbrauchern (Elektrolyse, Carbon Capture, Methanol);
- Betrieb des Solarfeldes mit hochmoderner Synthetik-Silikon-Wärmeträgerflüssigkeit und Speicherbetrieb mit Salzschmelze.

Das aufgestellte Konzept in Abbildung 9 setzt sich aus den folgenden Hauptverfahrensschritten zusammen:

### 5.1.1 Elektrolyse

Der Einsatz von Elektrolyseuren ermöglicht die Aufspaltung des Wassermoleküls durch Stromzufuhr zu den Elektroden. Aufgrund der durch die ICPH-Technologie gewährleisteten sicheren und gleichmäßigen Energieversorgung kann auf die derzeit noch kostengünstigste Alkali-Elektrolyse-Technologie zurückgegriffen werden. Es bleibt zu bewerten, inwieweit ggf. auch konkurrierende Technologien (z.B. PEM-EL[42], HT-EL[43]) zum Zeitpunkt der Projektimplementierung die kommerziellen und technischen Anforderungen des Projektes erfüllen können.

Da in diesem Projekt die Weiterverarbeitung des erzeugten Wasserstoffs zu Methanol ansteht, erscheint es sinnvoll, eine „druckaufgeladene“ Technologie zu verwenden, sodass der Wasserstoff auf einem erhöhten Druckniveau passend zum Folgeprozess bereitgestellt wird.

### 5.1.2 Carbon Capture

Während bei der Gewinnung von $CO_2$ aus der Luft (Direct Air Capture = DAC) zwar mittlerweile wesentliche Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen realisiert werden konnten und diese Technologien noch deutliches Entwicklungspotenzial besitzen, erscheinen dennoch die aminbasierten Verfahren, die $CO_2$ aus Abgasströmen waschen, als probate Wahl im gegenwärtigen Projekt. Hier stehen mittlerweile Verfahren im großskaligen Industriemaßstab kommerziell zur Verfügung mit interessanten Abscheidegraden, hohen $CO_2$-Reinheiten und zu akzeptablen Kosten.

[41] Die Machbarkeit ist aufgrund der Wärmeübertragungsverluste vom Standort jeder Teilanlage des Projektes abhängig und somit von der Entfernung zwischen Kraftwerk und Wärmeverbraucher.

[42] PEM-EL = **P**rotone-**E**xchange-**M**aterial **El**ectrolysis.

[43] HT-EL = **H**och**t**emperatur-**El**ektrolyse.

### 5.1.3 Methanolsynthese

Die Methanolherstellung aus Synthesegas[44] hat eine lange Industrietradition und es gibt weltweit Anbieter, die sich durch Details in der Prozessführung sowie durch die Verwendung andersartiger Katalysatoren unterscheiden. Auch in Deutschland finden sich zahlreiche Technologie-Anbieter und Anlagenbauer. Dabei haben sich bereits viele Bieter auf die Verwendung von Prozessgas spezialisiert, dessen $CO_2$-Komponente aus Carbon-Capture-Prozessen resultiert und dessen $H_2$-Komponente aus der „grünen“ Wasserstoff-Elektrolyse stammt.

Um diese Förderungsinstrumente bestmöglich zu nutzen, soll das Projekt ein Begleitforschungsprogramm erhalten, das über alle Teilprojekte und Technologien zukünftige Innovationspotenziale aufdecken bzw. teilweise sogar bereits umsetzen soll. So sind beispielsweise folgende F&E-Maßnahmen denkbar:

## 5.2 Erforderliche Forschungs- und Entwicklungsmaßnahmen

**F&E-Maßnahmen für das Kraftwerk:**

- Einsatz moderner Wärmeträgerfluide:
  Das CSP-Solarfeld wird für den Betrieb mit hochmodernem Synthetik-Silikon-Wärmeträgerfluid ausgelegt werden, welches im Vergleich zum konventionellen Wärmeträgeröl höhere Betriebstemperaturen erlaubt und damit sowohl zu einer energetischen Effizienzverbesserung führt als auch zu geringeren Degradationseffekten, was wiederum die Betriebskosten mindert.
  Optional (je nach TRL zum Zeitpunkt der Projektimplementierung):
  Betrieb des Solarfeldes mit Salzschmelze als Wärmeträgermedium.

- Betriebsstundenerweiterung:
  Die Speichergröße und das Betriebskonzept werden so angepasst, dass das Kraftwerk über etwa 8.000 h pro Jahr eine nahezu grundlastfähige Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Dies kann durch geeignete Vorhersagesysteme unterstützt werden.

- Prozesswärmeauskopplung:
  Weiterhin wird das Kraftwerksdesign dergestalt angepasst, dass die für die „Downstream“-Prozesse des Projektes (Elektrolyse, CCS/CCU, Methanol) erforderliche Prozesswärme direkt aus dem Kraftwerk ausgekoppelt wird;
  perspektivisch ist dies von besonderem Interesse bei Einsatz der Hochtemperaturelektrolyse zur Wasserstofferzeugung – inwieweit Entwicklungsstand und TRL dieser Technologie bereits den großskaligen kommerziellen Einsatz (oder nur einen Testbetrieb) im Projekt erlauben, verbleibt mit den am Projekt interessierten Fachfirmen zu erörtern.

[44] Gasgemisch aus Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff ($H_2$).

### F&E-Maßnahmen für die Elektrolyse:

- Betriebsverhalten:
  Herkömmliche, auf Basis konventioneller Energiequellen gespeiste Elektrolyseverfahren werden bei nahezu konstanter Last im Dauerbetrieb gefahren.
  Die politische Zielvorgabe „grünen“ Wasserstoff zu erzeugen, erfordert den Einsatz erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen mit unterschiedlicher Ausprägung an intermittierender Erzeugungscharakteristik. Dies hat unmittelbare Rückwirkung auf die Fahrweisen der Elektrolyseanlagen und erfordert eine höhere Flexibilität in Bezug auf Teillastverhalten und Lastgradienten.
  Die hohe Flexibilität von ICPH-Kraftwerken erlaubt solche Lastwechsel und Gradienten in planbarer Form zu simulieren und im Realbetrieb auszutesten.

- Technologievergleich:
  Zwar soll im Hinblick auf einen kommerziellen Betrieb eine Elektrolysetechnologie für das Projekt eingesetzt werden, welche die technologische und kommerzielle Anforderung derzeit am besten erfüllt. Jedoch ist es denkbar, parallel zu der für das kommerzielle Projekt gewählten Elektrolysetechnologie kleinere (zusätzliche) Elektrolysekapazitäten auf Basis von aussichtsreichen alternativen Technologien im Projekt testweise zu betreiben.

### F&E-Maßnahmen für CCU:

- Allgemein:
  Die kommerziell und großskalig verfügbaren Technologien sind heute in der Lage, hohe $CO_2$-Abscheidegrade und industriell verwertbare Produktreinheiten zu erzielen. Nichtsdestotrotz besteht Optimierungspotenzial in der Anbindung an den spezifischen $CO_2$-Emittenten, in der Betriebsführung, insbesondere dem Einsatz geeigneter Amine und in deren Regeneration. Auch hier finden sich zahlreiche Ansätze zur Produktentwicklung, Innovation und F&E.

- Einbindung regenerativer Energie:
  Ein weiterer Punkt ist die Konzipierung der Anlagen dergestalt, dass diese ihre Energieversorgung weitreichend durch regenerative Wärme und Elektrizität abdecken können.

### F&E-Maßnahmen für die Methanol-Anlage:

- Allgemein:
  Um die Synthesereaktion von grünem Methanol aus den Edukten Wasserstoff und Kohlendioxid zu ermöglichen, wurden zahlreiche neuartige Katalysatoren entwickelt. Im Vergleich zum herkömmlichen Steamreforming unterscheidet sich die Reaktionskinetik bei dieser Synthesereaktion u. a. dadurch, dass hier nicht das reaktivere Kohlenmonoxid direkt in die Synthese eingeht. Dieses Projekt bietet sich an, die Verhaltensweisen der Katalysatoren im kommerziellen Maßstab zu analysieren und zu optimieren.

- Einbindung regenerativer Energie:
  Sowohl beim Synthese-Schritt der Herstellung von grünem Methanol bieten sich Möglichkeiten der regenerativen (Teil-)Substitution fossiler Energie (hier vor allem elektrischer Energie) als auch beim Destillationsschritt, für den vor allem Prozesswärme bereitzustellen ist. Beide Energieformen und insbesondere Wärme können sehr kostengünstig durch die CSP-basierte ICPH-Technologie bereitgestellt werden. Entsprechende Konzepte können in diesem Projekt ausgelegt und umgesetzt werden.

## 5.3 Umsetzungsoptionen

### 5.3.1 Projekt- und Stakeholder-Struktur

Die Komplexität des Projektes erfordert sowohl während der Entwicklungs- als auch in der Bau- und der darauffolgenden Betriebsphase eine geeignete Managementstruktur, aufgrund derer die wesentlichen Akteure (Entwickler, Investoren, Finanziers, Anlagenbauer und Anlagenbetreiber) effizient interagieren. Ein übliches Modell für Entwicklung, Bau und Betrieb ist das Finanzierungsmodell mittels Projektgesellschaft.

Eine denkbare Organisationstruktur der relevanten Projekt-Stakeholder kann sich am folgenden Schaubild orientieren:

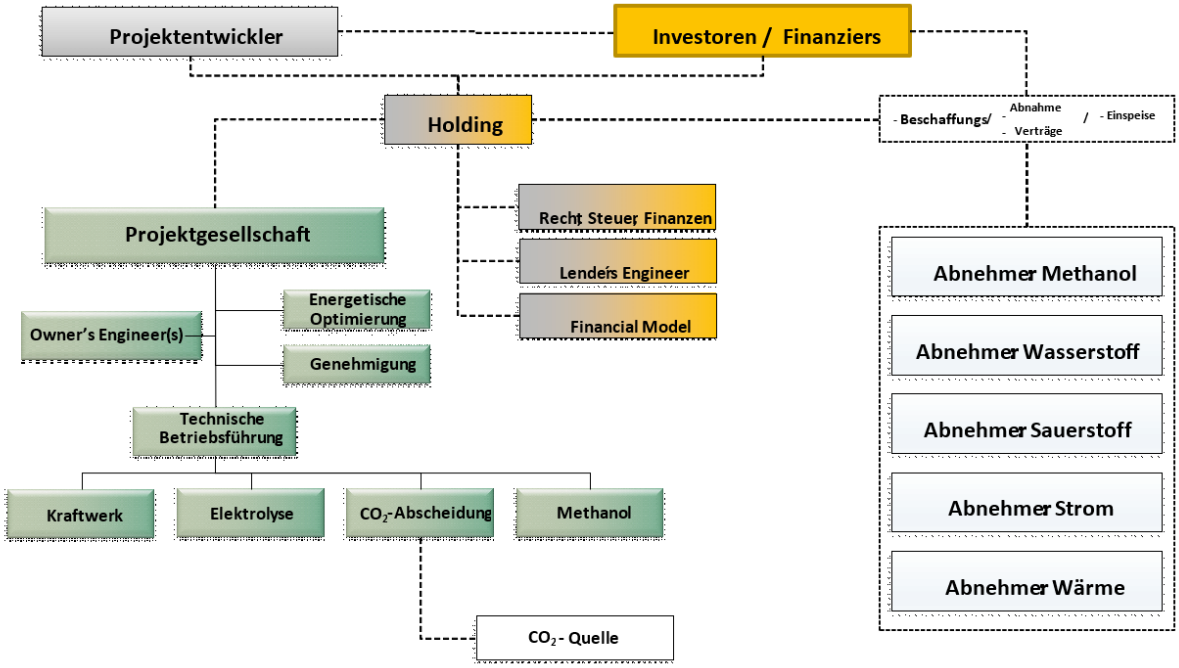


Abbildung 10: Projektstruktur
Quelle: Flagsol GmbH

### 5.3.2 Zeitplanung

Das Projekt stellt ein Großprojekt dar mit einem entsprechenden Zeitbedarf zur Implementierung. Dabei ist davon auszugehen – auch angesichts der Investitionsgrößenordnung der einzelnen Teilprojekte –,

dass der zeitliche Rahmen maßgeblich durch das Kraftwerk bestimmt wird und die Errichtung und Inbetriebsetzung der anderen Teilprojekte entsprechend an geeignete Meilensteine des Kraftwerksterminplans zu koppeln sind.

Dabei kann erwogen werden, den PV-Teil des Kraftwerkes so frühzeitig zu beginnen, dass zum einen sehr schnell erneuerbare Energie (z.B. zur Netzeinspeisung) bereitsteht und zum anderen bei entsprechendem Marktbedarf und der Darstellbarkeit von Lagerung sowie Transport ggf. erste Elektrolyse-Module aufgebaut werden, um bereits die Produktion an initialen Mengen an Wasserstoff und Sauerstoff zu starten.

Demgegenüber sollten die CCU- und Methanol-Anlagen dergestalt zeitlich getaktet sein, dass deren Produktionsanläufe mit dem des Gesamtkraftwerkes einhergehen.
Ein finaler Zeitplan kann erst zwischen den endgültigen Projektpartnern abgestimmt werden.

Der prinzipielle Zeitrahmen ist in der folgenden Übersicht dargestellt:

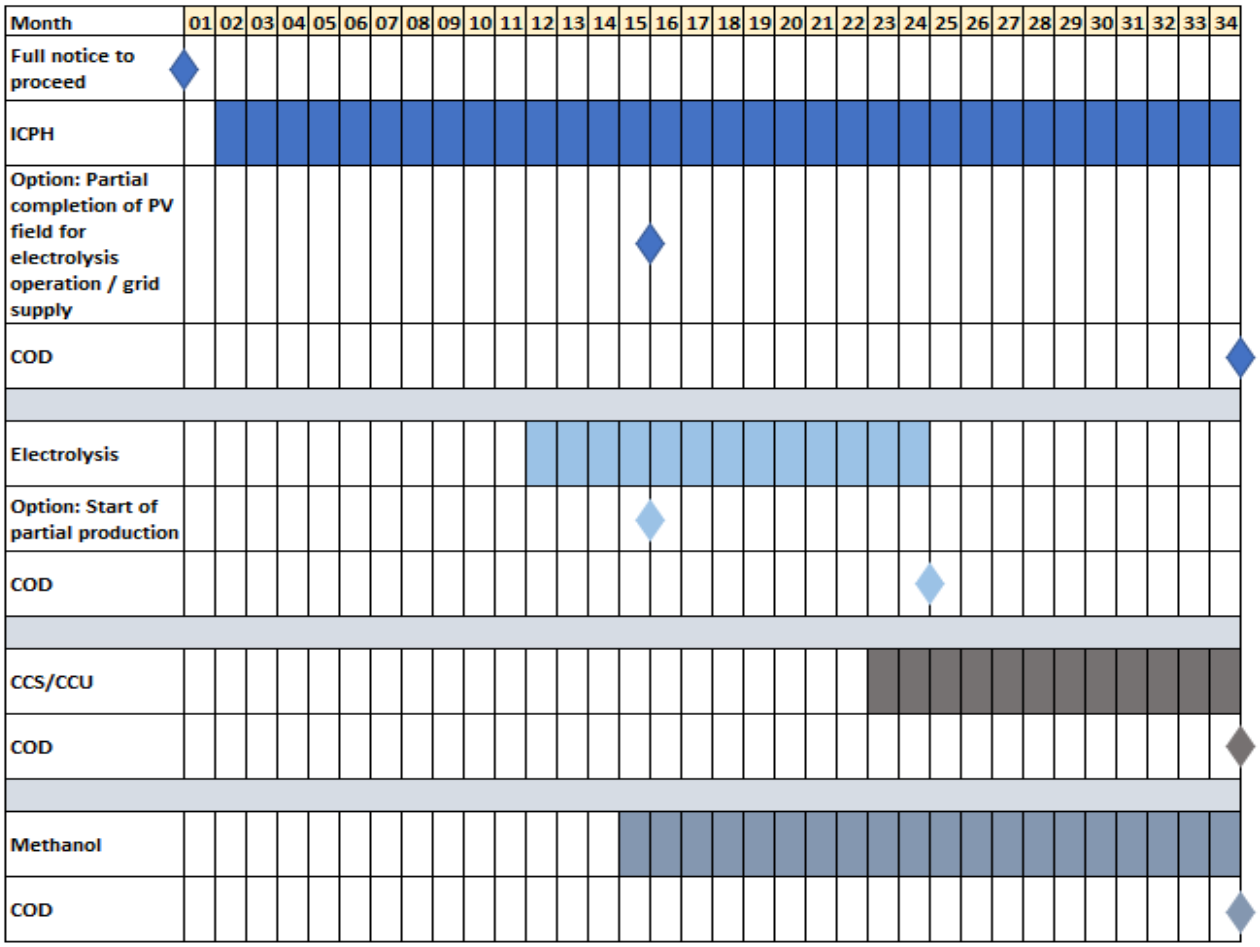


Abbildung 11: Möglicher zeitlicher Projektablauf
Quelle: Flagsol GmbH

# 6 Schlussbetrachtung inkl. SWOT-Analyse

Die Sicherung einer nachhaltigen Entwicklung und die Minimierung der anthropogenen Auswirkungen auf die Umwelt sind große Herausforderungen im 21. Jahrhundert. Die Speicherung von überschüssigem Strom in chemischen Verbindungen wie Methanol stellt eine interessante Lösung dar und eröffnet neue Wege für die Optimierung der Nutzung von regenerativen Energien in der Synthese von wertvollen chemischen Produkten. Die stark emittierenden Industrien wie die Zementwerke erhalten die Chance ihre $CO_2$-Emissionen zu verwerten. Kohlenstoffintensive Industrien stellen in diesem Fall eine wichtige $CO_2$-Quelle dar, die nicht mehr eine Umweltbelastung ist, sondern eine Ressource.

Investitionen in Solaranlagen werden bevorzugt an Standorten mit sehr vielen Sonnenstunden realisiert. Die Durchschnittssonneneinstrahlung liegt in Tunesien allgemein bei 1.850 kWh/m² und ist damit höher als in den einstrahlungsstärksten Gebieten Europas, was sich für Solarenergie perfekt eignet. Nichtdestotrotz bleibt die spezifische Standortsuche bzw. die Grundstückauswahl für die Realisierung des Projekts eine wesentliche und entscheidende Aktivität. Dabei ist es wünschenswert, Energieerzeugung und Prozessanlagen relativ nah beieinander aufzustellen, dennoch ist es rein technologisch auch möglich die Teilprojekte an unterschiedlichen Standorten zu errichten. Natürlich müssen die Verfügbarkeit von Kohlenstoff bzw. die Beteiligung und die Bereitschaft von Zementwerken CCS/CCU-Technologien einzuführen/nachzurüsten und die Installation der Entsalzungsanlagen für die Wasseraufbereitung mitberücksichtigt werden.

Stabile wirtschaftliche und politische Verhältnisse sind weitere positive Faktoren für eine Ansiedlung. Die demokratische Entwicklung ist in Tunesien auf einem guten Weg. Durch den vermehrten Regierungswechsel kommt es leider zu Verspätungen und Verzögerungen bei den Reformen bzgl. EE Beispielsweise besteht noch immer kein einheitliches Tarifsystem für eingespeisten Strom der industriellen Eigenerzeuger. Eine Schwäche ist die mangelnde Erfahrung im Bau von großen Anlagen und Parks. Da es derzeit nur wenige große Solarparks in Tunesien gibt, ist die Zahl an Unternehmen, die die kommenden Großprojekte umsetzen können, gering. Deutsche Anbieter profitieren von ihrer langjährigen Erfahrung mit erneuerbaren Energien.

Hinsichtlich der Risiken im tunesischen EE-Markt ist das Monopol der STEG zu nennen. Die Abhängigkeit vom nationalen Strom- und Gasunternehmen ist nach wie vor gegeben. Sollte das langsam vorangehende Entmonopolisieren des Marktes stocken, wird sich das negativ auf den Wettbewerb auswirken.

Projektentwicklung, Planung und Bau der Anlagen erfordern neben dem technischen Know-how eine robuste Absicherung der Investitionen. Neben dem Monopol der STEG ist die Finanzierungslage dementsprechend ein weiteres Risiko. Der FTE ist noch nicht operativ. Er gilt als eines der Hauptfinanzierungswerkzeuge für EE-Projekte in Tunesien. Weil die Finanzierungsfrage oft ungeklärt ist, können einige Projekte trotz der großen Ambitionen nicht umgesetzt werden.

Nichtsdestotrotz ist der konsequente Ausbau des EE-Anteils der zentrale Schlüssel für ein zukunftsfähiges Energiesystem. In Tunesien wurde die Bedeutung von EE für die Sicherstellung der

zukünftigen Energieversorgung erkannt. Zahlreiche Maßnahmen wurden in rechtlicher und institutioneller Hinsicht ergriffen, um diese gezielt zu fördern.

# 7 Zielgruppenanalyse

## 7.1 Marktakteure im Privatsektor

| Firma | Kontakt |
|---|---|
| **AES – Alternative Energy Systems SARL**<br>Verkäufer und Installateur von PV-Anlagen, Warmwasserbereitern, öffentlicher Beleuchtung, Windkraftanlagen, Solarpumpsystemen und Umkehrosmosen. | 29, Avenue Tahar Sfar, 4002 Sousse<br>Tel.: +216 73 212 908<br>Fax: +216 73 212 909<br>E-Mail: aes@planet.tn<br>Web: www.aes-tunisie.com |
| **AURASOL S.A.**<br>Hersteller von PV-Anlagen. | 9 Rue Oman, 2080 Menzah 8, Ariana<br>Tel.: +216 70866116<br>Fax: +216 70866118<br>Web: www.aurasol-pv.com |
| **BIOME SOLAR INDUSTRY (BSI)**<br>Hersteller und Installateur von Warmwasserbereitern. | 28 Av Mouaouia Ibn Abi Soufien - 2037 Menzeh 8, Ariana<br>Tel.: +216 71700762<br>Fax: +216 71701068<br>E-Mail: contact@biomesolar.com<br>Web: www.biome-solar.com |
| **CAMI Engineering SARL**<br>Erneuerbare Energien (Wind, Solar, PV), Projektsteuerung im Bereich Hochspannung, Durchführung von Studien, Planung, Optimierung. | 85, Boulevard Hédi Nouira - Ennasr - Ariana 2037<br>Tel.: +216 71 814 170,<br>Fax: +216 71 814 210<br>E-Mail: cami@gnet.tn<br>Web: www.cami.com.tn |
| **ENERGY INDUSTRIES**<br>Hersteller von PV-Anlagen. | Z.I Bousalem<br>8170 Jendouba<br>Tel.: +216 78635440<br>Fax: +216 78635460<br>E-Mail: kasdaouimustapha@yahoo.fr |
| **EPPM Engineering Procurement and Project Management**<br>Eines der größten EPC-Kontaktunternehmen im Nahen Osten und in Afrika, das in den Bereichen Öl & Gas (Midstream), Wasseraufbereitung, erneuerbare Energien und Industrieanlagen tätig ist. | Les Jardins du Lac 1053 LES BERGES DU LAC TUNIS Tunisie<br>Tel.: (+216) 71 168 100<br>E-Mail: eppm@eppm.com.tn<br>Web: www.eppm.com.tn |
| **FAYZER North Africa (Fayzer)**<br>Hersteller, Vertrieb und Installateur von Warmwasserbereitern. | Av.7 novembre, centre Urbain Nord Tour des Bureaux, E4 B 03, 1082 Tunis<br>Web: www.fayzer-na.com/contact.html |
| **Gamco**<br>Importeur und Installateur von PV-Anlagen. | 189, Av. Habib Bourguiba<br>8000 Nabeul<br>Tel.: +216 80101123<br>Fax: +216 72285996<br>E-Mail: info@gamco-energy.com<br>Web: www.gamco-energy.com/ |
| **IFRISOL.**<br>Hersteller von PV-Anlagen. | Zone Industrielle DIET<br>4030 Enfidha<br>Tel.: +216 73381853<br>Fax: +216 73381854<br>E-Mail: contact@ifrisol.com<br>Web: www.ifrisol.solar |

| | |
|---|---|
| **Semapsolar**<br>Beratungsbüro, Design, Lieferung, Überwachung, Montage, Schutzprüfung und Inbetriebnahme von PV-Anlagen und Transformationsstationen. | Résidence Sana-Business Center, 6ème étage, Boulevard de la terre, Centre Urbain Nord<br>1082 Tunis<br>Tel.: +216 71822733<br>Fax: +216 71822744<br>E-Mail: abdellatif.hammouda@semap.com.tn<br>Web: www.semap.com.tn |
| **NR Sol.**<br>Hersteller von PV-Anlagen. | Rue du Lac d'Ourmia, Immeuble Miniar Bloc B 3eme Etage, Les Berges du Lac, Tunis 1053<br>Tel.: +216 71961500<br>Fax: +216 72678316<br>Web: www.nr-sol.com |
| **Solar Energy Systems (SES)**<br>Installateur von PV-Anlagen, Warmwasserbereitern und stationären Batterien. | 29, Rue du Niger<br>1002 Tunis Belvedere<br>Tel.: +216 71780033<br>+216 71798405<br>Fax: +216 71798143<br>E-Mail: ses@planet.tn<br>Web: http://www.ses.com.tn/ |
| **Société Internationale de l'Énergie Renouvelable et des Sciences (Sines)**<br>Hersteller und Installateur von Warmwasserbereitern, Importeur und Installateur von PV-Anlagen. | SINES - Lot17 Rue Nabeul, Zone industrielle El Mghira 2<br>2082 Fouchana - Tunis<br>Tel.: +216 70013740<br>Fax: +216 70013750<br>E-Mail: info@sines.com.tn<br>Web: www.sines.com.tn |
| **Soften Energie Solar (Soften)**<br>Hersteller und Installateur von Warmwasserbereitern. | Rue des sciences,<br>8030 - Z.I. Grombalia<br>Tel.: +216 72210600<br>Fax: +216 72256183<br>E-Mail: commercial@soften.com.tn<br>Web: www.soften.com.tn |
| **Spectra**<br>Importeur und Installateur von PV-Anlagen. | Route de Gabès Km 1,5<br>3003 Sfax<br>Tel.: +216 74450515<br>Fax: +216 74247250<br>E-Mail: info@spectra.com.tn<br>Web: www.spectra.com.tn |
| **Tunisian Engineering Services Company (TESCO)**<br>Beratungsbüro in den Bereichen Umwelt, Wasser, Infrastruktur und Energie (erneuerbare Energien, Energieeffizienz und KWK). | 11, Rue du Lac Ichkeul Les Berges du Lac Tunis<br>1053 Tunisie<br>Tel.: +216 71 960 055<br>Fax: +216 71 962 717<br>E-Mail: info@tesco.com.tn<br>Web: www.tesco.com.tn |
| **Tunisienne des Energies Renouvelables (TER)**<br>Nutzung von Solar- und Windenergie bei der Stromproduktion, Vertrieb und Wartung von Anlagen, Studien, Verfügbarkeit internationaler Marken im PV-Bereich. | Avenu La Perle du Sahel, Imm Gahbiche Bureau 1<br>4051 - Khezema, Sousse<br>Tel.: +216 73243651<br>Fax: +216 73 243 654<br>E-Mail: commercial@ter-tn.com.tn<br>Web: www.ter-tn.com.tn |

| | |
|---|---|
| **Volta PV**<br>Importeur und Installateur von PV-Anlagen, Vertrieb von Batterien. | 28 Rue Lac Victoria Suite,<br>29 Imm. Essafa 2ème Etage<br>1053 Tunis<br>Tel.: +216 71962052<br>Fax: +216 71960272<br>Mobil: +216 29530040<br>+216 28836873<br>+216 29636007<br>E-Mail: contact@voltapv.com<br>Web: www.voltapv.com |
| **Winning Systems Energy**<br>Dienstleister für B2B und B2C, Energieaudits, Energieeinsparmaßnahmen, energieeinsparende Geräte, alternative Energieerzeugung. | Rue Hédi Mzabi, Imm. Nasr<br>4051 Sousse<br>Tel.: +216 73278931<br>Fax: +216 73274673<br>Mobil: +216 98 535 483<br>E-Mail: wsenergy@gnet.tn<br>Web: www.wsenergy.tn |

## 7.2 Marktakteure im öffentlichen Sektor

| Instanz | Kontakt |
|---|---|
| **Agence de Promotion de l'Industrie et de l'Innovation (APII)**<br>Aufgabe der APII ist es, die Regierungspolitik zur Förderung des Industriesektors sowie zur Unterstützung von Unternehmen und Projektträgern umzusetzen. | 63, rue de Syrie<br>1002 Tunis-Belvédère<br>Tel.: +216 71792144<br>Fax: +216 71782482<br>E-Mail: apii@apii.tn<br>Web: www.tunisieindustrie.nat.tn/fr/ |
| **Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME)**<br>Mission der nationalen Energieagentur ist es, die Politik in den Bereichen Energieeffizienz und Förderung erneuerbarer Energien umzusetzen. Dies umfasst alle Initiativen und Maßnahmen, deren Zielsetzung es ist, die Energieeffizienz auszubauen und die Diversifizierung des Energiemix in Tunesien voranzutreiben. | Renewable Energy Department - ANME<br>Cité administratif Montplaisir Rue de Japon Tunis BP 213<br>Tel.: +216 71 906 900<br>Fax: +216 71 904 624<br>E-Mail: boc@anme.nat.tn<br>Web: www.anme.nat.tn |
| **Centre de Recherche et des Technologie de l'énergie (CRTEn)**<br>Das Zentrum für Forschung und Energietechnik (CRTEn) ist eine Forschungs- und Entwicklungseinrichtung, die zum Ministerium für Hochschulbildung und wissenschaftlicher Forschung gehört.<br>Die CRTEn besteht aus drei großen Laboratorien:<br>- das Labor für Photovoltaik (LPV)<br>- das Labor für Thermische Verfahren (LPT)<br>- das Labor für Windenergie und Abfallwirtschaft (LMEEVED). | Route Touristique Borj Cédria – Soliman, B.P. 95, 2050 Hammam-Lif<br>Tel.: +216 79325811<br>E-Mail: Admin@Crten.Rnrt.Tn<br>Web: http://www.crten.rnrt.tn |
| **Centre International des Technologies de l'Environnement de Tunis (CITET)**<br>Das CITET ist dem Ministerium für lokale Angelegenheiten und Umwelt unterstellt. Unterstützt Unternehmen u. a. bei der Umsetzung von Umweltmanagementsystemen, Umweltanalysen und deren Auswertungen. | Boulevard du Leader Yassar Arafat<br>1080 Tunis<br>Tel.: +216 71206642<br>E-Mail: cdi-info@citet.nat.tn<br>Web: www.citet.nat.tn |
| **Deutsche Botschaft Tunis – Ambassade d'Allemagne Tunis**<br>Vertretung der Bundesrepublik Deutschland in Tunesien. | Impasse du Lac Windermere 1<br>Les Berges du Lac<br>1053 Tunis<br>Tel.: +216 71143200<br>Fax: +216 71143299<br>E-Mail: info@tunis.diplo.de<br>Web: www.tunis.diplo.de |
| **Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**<br>Zu den Schwerpunkten der deutschen internationalen Zusammenarbeit in der Region gehören seit 2008 erneuerbare Energien, Klima und Wasser. | Friedrich-Ebert-Allee 36 + 40<br>53113 Bonn<br>Tel.: +49 22844600<br>Fax: +49 22844601766<br>E-Mail: info@giz.de<br>Web: www.giz.de/en/worldwide/22600.html |

| | |
|---|---|
| **Deutsch-Tunesische Industrie- und Handelskammer (AHK Tunesien)**<br>Die AHK Tunesien ist Teil eines globalen Netzwerks von deutschen Auslandshandelskammern (AHKs). Mit Kenntnis des deutschen sowie des tunesischen Marktes begleitet die AHK Tunesien deutsche Unternehmen und Institutionen als Partner vor Ort in allen Phasen eines geplanten Markteinstiegs in Tunesien professionell. Im Bereich Energie unterstützt die AHK Tunesien deutsche Unternehmen durch Investitionsberatung, Identifizierung potenzieller Vertriebspartner, Marktstudien und Organisation von und Begleitung zu Business-to-Business- und Business-to-Government-Gesprächen. | Rue du Lac Léman, Immeuble „Le Dôme“, 1053 Les Berges du Lac<br>Tel.: +216 71 965 280<br>Fax: +216 70 014 179<br>E-Mail: info@ahktunis.org<br>Web: tunesien.ahk.de |
| **La Société Nationale d'Exploitation et de Distribution des Eaux (SONEDE)**<br>Die SONEDE ist die öffentliche Einrichtung des Staates zur Wasserförderung und zum Transport in den urbanisierten Zonen sowie in größeren Landflächen. Die SONEDE ist dem Ministerium für Landwirtschaft, Wasserressourcen und Fischerei zugeordnet.<br>Aufbereitung und Bereitstellung von Trinkwasser.<br>Technische Überwachung von Netzwerken.<br>Kaufmännische Verwaltung von Abonnenten. | Avenue Slimen Ben Slimen, El Manar II - Tunis 2092.<br>Tel.: +216 71 887 000<br>Fax: +216 71 871 000<br>E-Mail: sonede@sonede.com.tn<br>Web: www.sonede.com.tn |
| **STEG International Services (STEG-IS)**<br>Die STEG-IS ist neben der STEG-ER eine Tochter der STEG. Zu den Aktivitäten der STEG-IS zählen u. a. die allgemeine Stromversorgung und Elektrizitätsversorgung in ländlichen Gebieten, Stromproduktion, Elektrizitätstransport, industrielle Instandhaltung und Instandhaltung elektrischer Anlagen sowie Energiemanagement. | Résidence du Parc - Les Jardins de Carthage 2046 Tunis<br>Tel.: +216 70 247 800<br>Fax: +216 70 247 801<br>E-Mail: stegis@steg-is.com<br>Web: www.steg-is.com.tn |
| **Nationaler Verband für Erneuerbare Energien CSNER (*Chambre Syndicale Nationale des Energies Renouvelables*)**<br>Wurde im Juli 2003 gegründet. Der CSNER hat sich die Schaffung und Aufrechterhaltung eines nachhaltigen Marktes für EE sowie eine starke, landesweite Stellung als Vertreter der Branche zur Hauptaufgabe gemacht. | N°1, Chott Meriem, Immeuble Assurance Maghrébia, 4ème Etage, Monplaisir<br>Tel.: +216 71 904 477<br>Fax: +216 71 904 852<br>E-Mail: Wafa.beddey@csner-tn.com<br>Web: https://csner-tn.com/<br>http://www.tunisieindex.com/entreprises/Energies-Renouvelables-Solaire-3161.html |
| **Nationaler Kraftstoffvertreiber SNDP (*Société Nationale de la Distribution Pétrolière*)**<br>Wurde 1960 gegründet, um Erdölprodukte und ihre Derivate zu vermarkten. | BP 762 Ave Mohamed Ali Akid, Tunis 1003<br>Tel.: +216 71 707 222<br>Web: www.agil.com.tn/ |

| | |
|---|---|
| **Die tunesische Raffineriegesellschaft STIR (*Société Tunisienne des Industries de Raffinage*)**<br>Wurde 1961 gegründet. Ihre Hauptaufgabe ist der Import und die Raffination von Rohöl. | BP 45/46 - BIZERTE TUNISIE<br>Tel.: +216 72 592 744<br>Fax: +216 72 590 457<br>E-Mail: stir@stir.com.tn<br>Web: https://www.stir.com.tn/ |
| **Die tunesische Gesellschaft für Ölaktivitäten ETAP (*Entreprise Tunisienne des Activités Pétrolières*)**<br>Wurde 1972 gegründet, um Erdöl und Erdgas in tunesischen Landesgebieten und Gewässern zu erschließen, zu erforschen und zu fördern. | 54, Avenue Mohamed V - 1002 Tunis, Tunisie Tunisie<br>Tel.: +216 71 28 53 00<br>Fax: +216 71 28 52 80<br>E-Mail: saidi@etap.com.tn<br>Web: http://www.etap.com.tn/ |

## 7.3 Zementindustrie in Tunesien

| | |
|---|---|
| **Les Ciments d'Enfidha (S.C.E.) / Cimenterie M'dhaker** | 1, rue Salem Ben Hmida, Ksar Tej, El Menzah 5 et rte de Zaghouan, Aïn M'dhaker<br>4030 Enfidha<br>Tel.: +216 73.333.300<br>Fax: +216 73.333.335<br>E-Mail: contact@sce.com.tn<br>Web: www.uniland.es |
| **Les Ciments de Jebel El-Oust (C.J.O.)** | 9, rue de Touraine, Cité Jardins, Le Belvédère<br>1082 Cité Mahrajène<br>Tel.: +216 71.784.551<br>Fax: +216 71.783.094<br>E-Mail: cjo@cimpor.com.tn<br>Web: www.votorantimcimentos.tn |
| **Les Ciments d'Oum El Kélil (C.I.O.K.)** | 20, rue de Cologne<br>1002 Tunis<br>Tel.: +216 71.841.118 / 71.842.233<br>Fax: +216 71.794.436<br>E-Mail: commercial@ciok.com.tn<br>Web: http://www.ciok.com.tn |
| **Les Ciments de Bizerte (S.C.B.)** | Baie de Sebra, BP 53<br>7018 Bizerte<br>Tel.: +216 +216 72 51 00 03 / 72 51 09 09<br>Fax: +216 72 51 00 02<br>E-Mail: boc@scb.ind.tn<br>Web: http://www.lescimentsdebizerte.ind.tn |
| **Les Ciments Artificiels Tunisiens (C.A.T.)** | Route Z4, Km 2<br>1009 El Ouardia<br>Tel.: +216 71 135 311<br>Fax: +216 71 393 642<br>E-Mail: info@tn.colacem.com<br>Web: www.cat.colacem.com |
| **Carthage Cement** | Bloc A de l'immeuble situé en face de l'ambassade des Etats Unis d'Amérique<br>Lot HSC 1-4-3- Les jardins du Lac2<br>1053 Tunis<br>Tel.: +216 71 19 03 01<br>Fax: +216 71 19 02 89<br>E-Mail: info@carthagecement.com.tn<br>Web: http://www.carthagecement.com.tn |
| **SOTACIB Kairouan** | Immeuble Alyssa,Rue Du lac Tanganica.<br>Les Berges Du Lac<br>1053 Tunis<br>Tel.: +216 70 020 880<br>Fax: +216 70 014 229<br>E-Mail: commercialsk@sotacib.com<br>Web: www.sotacib.com |

# 8 Anhang

## 8.1 Länderprofil

(© Kämmer-Kartographie, Berlin 2011)

| | |
|---|---|
| **Staatsform** | **Republik** |
| **Staatsoberhaupt** | Kais Saied |
| **Premierminister** | Hichem Mechichi |
| **Fläche** | 163.610 km$^2$ |
| **Einwohnerzahl**[45] | 11,7 Mio. - Schätzung (07/2020) |
| **Bevölkerungswachstum**[46] | 0,85% - Schätzung (07/2020) |
| **BIP (nominal, Mrd. TND)** | 121,0 (2021) |
| **BIP (nominal, Mrd. EUR)** | 37,35 (2021) |
| **BIP pro Kopf**[47] | 10.069 TND (2021)<br>3.107 EUR (2021) |
| **Inflationsrate** | 5,8% (2020)[48]<br>5,3% (2021) Schätzung[49] |
| **Größere Städte (Einwohner)**[50] | Tunis (1,073 Mio.)<br>Sfax (1 ,02 Mio.)<br>Sousse (743.300)<br>Kairouan (594.600)<br>Bizerte (595.000)<br>Gabes (402.600) |

Abbildung 12: Daten und Fakten zu Tunesien

Tunesien ist ein nordafrikanisches Land, das zur Region des Maghreb gehört. Es grenzt im Norden und Osten an das Mittelmeer, im Westen an Algerien und im Südosten an Libyen. Die Hauptstadt Tunis liegt im Nordosten des Landes am Fuße des Golfs von Tunesien.

Mit einer Nord-Süd-Ausdehnung von ca. 900 km und einer Ost-West-Ausdehnung von 300 km besitzt das Land eine Fläche von ca. 164.000 km², was es zum kleinsten aller Maghreb-Staaten macht.[51] Die Küstenlänge beträgt 1.566 km.[52] Der höchste Punkt des Landes mit 1.544 m über dem Meeresspiegel befindet sich in der Bergkette Djebel Chambi im westlichen Zentraltunesien. Durch den Norden des Landes fließt der Fluss Medjerda, der im Atlasgebirge Algeriens entspringt und an der Ostküste Tunesiens ins Mittelmeer mündet. Diese Region ist sehr fruchtbar und vom Weizenanbau geprägt. Das zentraltunesische Steppenland im Zentrum Tunesiens ist sehr trocken und geht im Osten des Landes in die Sahel-Region entlang der Mittelmeerküste über. Das Steppenland und der Sahel sind für den

[45] (CIA The World Factbook, 2021).
[46] Ebd.
[47] (GTAI, 2020).
[48] Ebd.
[49] (Außenwirtschaftskammer Österreich, 2021).
[50] (Institut National de la statistique, 2020).
[51] (Auswärtiges Amt, 2018).
[52] (APAL, 2015).

Olivenanbau besonders geeignet. An der Mittelmeerküste herrscht ein mediterranes Klima mit heißen, trockenen Tagen im Sommer. Mehr als 30% des Territoriums sind von der Sahara-Wüste eingenommen, der Rest besteht aus Bergregionen und fruchtbaren Ebenen.[53]

Die Hauptstadt Tunis ist mit ca. 1 Mio. Einwohnern die bevölkerungsreichste Stadt Tunesiens.[54] Weitere wichtige Städte wie Bizerte, Nabeul, Sousse, Monastir und Sfax befinden sich, wie Tunis, an der Mittelmeerküste. Insgesamt hat Tunesien ca. 11,55 Mio. Einwohner, wobei 67,8% der Bevölkerung in den städtischen Ballungsräumen leben.[55] Das durchschnittliche Bevölkerungswachstum liegt bei ca. 1% pro Jahr.[56] Etwa 99% der Bevölkerung sind Muslime sunnitischer Glaubensrichtung.[57] Offizielle Sprache ist das Hocharabische, wobei Tunesier im Alltag fast ausschließlich den tunesischen Dialekt sprechen.[58] Im Geschäftsbereich wird überwiegend Französisch verwendet, wobei die englische Sprache bei internationalen Unternehmen immer mehr an Bedeutung gewinnt. Viele Mitarbeiter in deutschen Unternehmen sprechen zudem fließend Deutsch, da sie ihr Studium in Deutschland absolviert haben.[59]

Tunesien befand sich 300 Jahre lang unter der Herrschaft des Osmanischen Reiches, welches 1881 durch das französische Protektorat abgelöst wurde. Tunesien erlangte seine Unabhängigkeit von Frankreich 1956 und der Anwalt Habib Bourguiba, der den Kampf für die tunesische Unabhängigkeit vorangetrieben hatte, wurde der erste tunesische Präsident. Im Jahr 1987 übernahm der damalige Premierminister Zine Ben Ali das Amt des Staatspräsidenten und regierte das Land über 23 Jahre. Im Dezember 2010 kam es zu Protesten, die sogenannte Jasminrevolution, gegen das Regime von Ben Ali. Dem folgten mehrere Übergangsregierungen, die immer wieder gestürzt wurden. Erst 2014 kam es zu einer Lösung. Am 27. Januar 2014 wurde eine Verfassung gewählt, die aus Tunesien ein semi-präsidentielles und semi-parlamentarisches System machte, welches einzigartig auf der Welt ist. Im Herbst desselben Jahres kam es zu den ersten freien Parlaments- und Präsidentschaftswahlen. Der heutige tunesische Präsident ist Kais Saied. Er wurde am 23. Oktober 2019 in das Präsidentenamt gewählt. Er gehört keiner Partei an, gilt aber als konservativ.

[53] (populationdata, 2019).
[54] (Auswärtiges Amt, 2018).
[55] (Institut National de la Statistique, 2017).
[56] (GTAI, 2020).
[57] (U.S. Department of State).
[58] Ebd.
[59] Erfahrungen der AHK Tunesien.

## 8.2 Internationale Abkommen

Seit dem 6. Februar 1966 (BGBl. 1965 II, S. 1.377 ff.) besteht ein Investitionsschutzabkommen zwischen Deutschland und Tunesien, das im Rahmen des „Vertrags über die Förderung und den gegenseitigen Schutz von Kapitalanlagen“ vereinbart wurde. Ziel ist es, eine Risikoabsicherung für deutsche Direktinvestitionen zu gewährleisten. Darüber hinaus trat am 23. Dezember 1975 das deutsch-tunesische Doppelbesteuerungsabkommen in Kraft.

Im Jahr 1995 unterzeichnete Tunesien ein Assoziierungsabkommen mit der EU, das seitdem angewandt wird. Seit dem 1. Januar 2008 können in der EU hergestellte Industrieprodukte mit der Zertifizierung EUR.1 oder EUROMED zollfrei ein- und ausgeführt werden.

Die bilateralen Beziehungen zwischen Tunesien und der EU wurden durch das 2004 ins Leben gerufene Programm „Europäische Nachbarschaftspolitik“ (ENP) weiter gestärkt. Zu den Handlungsbereichen dieser Politik zählen die Entwicklung des tunesischen Transportsektors, die Zusammenarbeit im Energiebereich und die Verbesserung der Bedingungen für ADI. Das sogenannte Nachbarschafts- und Partnerschaftsinstrument ersetzt das ursprüngliche Instrument aus dem MEDA-Programm (*Mesures d’accompagnement financières et techniques*). Dieses Finanzierungsinstrument fördert u.a. Investitionen in die Umwelt und einen nachhaltigen Umgang mit natürlichen Ressourcen.

Investoren erhalten Förderungen durch Projektfinanzierung oder Kreditvergünstigungen bei verschiedenen Banken und Organisationen. Zum Beispiel gewährt die Europäische Investitionsbank (EIB) finanzielle Unterstützung bei der Durchführung von Entwicklungsprojekten in Tunesien. Die International Finance Corporation (IFC), die zur Weltbankgruppe gehört, fördert Investitionen in den Privatsektor von Entwicklungsländern. Weitere direkte oder indirekte Förder- und Finanzierungsmöglichkeiten erhalten Investoren bei der multilateralen Investitionsagentur (MIGA), bei der französischen Entwicklungsagentur (AFD: *Agence Française de Développement*) und der afrikanischen Entwicklungsbank (BAD), der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) und der Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

Außerdem gibt es das Finanzierungsprogramm SUNREF (Sustainable Use of Natural Ressources and Energy Finance in Tunisia) für Projekte, die sich auf den Bereich Energieeffizienz und erneuerbare Energien beziehen. Es umfasst max. 100 Mio. Euro und wird von der AFD, der BEI und der BERD finanziert. Die Projekte richten sich vor allem an kleine und mittelständische Unternehmen.

## 8.3 Nationale Fördermaßnahmen

Seit ihrem Amtsantritt im Jahr 2014 arbeitet die tunesische Regierung mit dem Ziel, die Attraktivität des Landes für ausländische Investoren weiter zu steigern.

**Der Erlass Nr. 2016-71 vom 30. September 2016**, welcher am 1. April 2017 mit dem neuen Investitionsgesetz in Kraft trat, zielt darauf ab, Investitionen zu begünstigen und die Gründung von Unternehmen und ihre Entwicklung entsprechend den Prioritäten der Volkswirtschaft zu fördern. Dies soll u. a. durch die Steigerung der Wertschöpfung, der Wettbewerbsfähigkeit und der Exportkapazität der Volkswirtschaft und ihrer technologischen Inhalte auf regionaler und internationaler Ebene sowie der Entwicklung vorrangiger Sektoren geschehen. Darüber hinaus sieht der Erlass die Schaffung von Arbeitsplätzen und die Förderung der Ausbildungsqualität vor. Letztlich verstärkt er die Umsetzung einer integrierten und ausgewogenen regionalen Entwicklung.[60]

**Der Erlass Nr. 2017-8 vom 14. Februar 2017** zur Neufassung des Steuervergünstigungssystems ändert das System der Steuervorteile, insbesondere in den Bereichen regionale und landwirtschaftliche Entwicklung. Auch der Exportsektor und neu gegründete Unternehmen erhielten neue Steuervorteile. Umweltschutzmaßnahmen, innovative Sektoren, die Förderung junger Projektträger und Steuer- und Zollvorschriften für vollständig exportierende Unternehmen sind im Erlass berücksichtigt worden.[61]

**Der Erlass Nr. 2017-389 vom 9. März 2017** über finanzielle Anreize für Investitionen im Rahmen des Investitionsgesetzes beinhaltet u.a. die Definition klarer und transparenter Regeln für den Marktzugang. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der Methoden zur Festlegung der Liste der genehmigungspflichtigen Tätigkeiten und der Liste der für die Durchführung von Investitionsvorhaben erforderlichen behördlichen Genehmigungen, Fristen, Verfahren und Bedingungen. Darüber hinaus beinhaltet er die Schaffung eines einheitlichen rechtlichen Rahmens für Investitionen, einschließlich der Definition von Bedingungen im Zusammenhang mit Investitionsmaßnahmen und Kontrollbehörden. Er sieht auch die Verbesserung des Investitionsklimas durch die Einführung neuer staatlicher Institutionen und eines neuen Förderrahmens vor. Des Weiteren betont der Erlass die Verpflichtungen und Garantien des Anlegers und stellt den Grundsatz der fairen Behandlung zwischen tunesischen und ausländischen Investoren sicher. Zudem reguliert es Kapitaltransfers ins Ausland und in ausländische Währungen gemäß den geltenden Devisenbestimmungen.[62]

Laut den neu in Kraft getretenen Investitionsgesetzen sind u.a. Investitionen, die sich positiv auf den Umweltschutz auswirken, förderfähig. Dies können z.B. Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz und Nutzung von EE sein.

Fördermaßnahmen und Investitionsfreiheit gelten für in- und ausländische Investitionen gleichermaßen. Fast alle Wirtschaftsbereiche sind von Fördermaßnahmen abgedeckt.

---

[60] (Loi n° 2016-71 du 30 septembre 2016, portant loi d'investissement, 2016).

[61] (Loi n° 2017-8 du 14 février 2017, portant refonte du dispositif des avantages fiscaux., 2017).

[62] (Décret gouvernemental n° 2017-389 du 9 mars 2017, relatif aux incitations financières au profit des investissements réalisés dans le cadre de la loi de l'investissement., 2017).

## 8.4 Verfahren STEG

Eines der Verfahren ist das **Eigenverbrauchsverfahren**. Aufbauend auf dem Gesetz von 2009 und bezugnehmend auf das Modell zum Eigenverbrauch besteht nicht mehr nur für private und öffentliche Einrichtungen, sondern auch für alle Stadtgemeinden die Möglichkeit, Strom aus EE zu erzeugen und gegen Entgelt über das nationale Stromnetz zum jeweiligen städtischen Verbrauchsort zu transportieren. Eigenerzeuger erhalten die Möglichkeit, Strom aus EE zum Eigenverbrauch zu produzieren und Überschüsse bis zu 30% an die STEG abzugeben. Projekte, die im Rahmen des Eigenverbrauchsverfahrens realisiert werden, erhalten gemäß den Interventionsmodalitäten des FTEs mehrere finanzielle Unterstützungen. Im April 2019 wurde ein Rahmengesetz verabschiedet, welches das Investitionsklima verbessern soll. Unter anderem soll es Unternehmen erleichtern, EE-Projekte für den Eigenverbrauch umzusetzen. Gleichzeitig wurde im Juni 2019 ein weiteres Gesetz veröffentlicht, welches die Erzeugung von Strom aus EE für Eigenverbrauchszwecke für öffentliche oder private Einrichtungen, die in den Bereichen Industrie, Landwirtschaft oder Dienstleistungen tätig sind, ermöglicht. Projekte der Stromerzeugung aus EE dürfen auf privaten Flächen und gegebenenfalls auf Flächen in staatlichem Eigentum oder im Eigentum lokaler Gemeinschaften gegründet werden. Im Hinblick auf die Bestimmungen des Gesetzes über den Schutz landwirtschaftlicher Flächen erfordert die Realisierung von Stromerzeugungsprojekten aus EE keine Änderung mehr der landwirtschaftlichen Flächen.

Im Bereich Eigenverbrauch wurden Niederspannungsanlagen mit insgesamt 70 MW installiert sowie Mittel-/Hochspannungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 26 MW (146 erteilte Genehmigungen).

Ein weiteres Verfahren ist das **Genehmigungsverfahren**. Dieses Modell besteht im exklusiven und vollständigen Stromverkauf an die STEG. Für den Verkauf unterhalb einer bestimmten, durch eine Verordnung festgelegten Strommenge besteht ein Standard-Stromabnahmevertrag zwischen dem Produzenten und der STEG. Die Stromerzeugung aus EE zur Deckung des örtlichen Verbrauchsbedarfs unterliegt einer Genehmigung des Ministeriums für Industrie und KMU. Diese Genehmigung ist innerhalb einer festgelegten maximalen installierten Leistung erforderlich (10 MW für PV-Anlagen und solarthermische Kraftwerke, 15 MW für Biomasse, 30 MW für Windenergie und 5 MW für andere EE). Sollen Projekte, die eine bestimmte Leistungsgrenze überschreiten, durchgeführt werden, müssen diese im Rahmen von staatlichen Konzessionen freigegeben werden.

Das dritte Verfahren ist das **Konzessionsverfahren**. Die Konzessionsvereinbarung ermächtigt den Projektträger auf Grundlage einer Finanzierung ohne staatliche Garantie ein Kraftwerk zu bauen, zu besitzen und zu betreiben. Außerdem werden Projekte für den Export von Strom im Rahmen von staatlichen Konzessionen durchgeführt. Es besteht die Möglichkeit, den Strom über Einspeisung in das nationale Stromnetz zu exportieren. Für diese Verfahren werden die Nutzungskonditionen in einem Vertrag zwischen dem Betreiber und der STEG geregelt.

Eine der größten Schwierigkeiten ist der Abnahmepreis. Im Eigenverbrauchsverfahren bietet die STEG feste Abnahmepreise pro kWh an. Die Tagesabnahme liegt bei 115 Millimes (3,833 Eurocent), Morgen-

und Abendspitze liegen bei 182 Millimes (6,066 Eurocent) und 168 Millimes (5,6 Eurocent) und der Nachtabnahmepreis bei 87 Millimes (2,9 Eurocent). Im Konzessions- und Genehmigungsverfahren gibt es bisher keine Projekte zu CSP. In den bisherigen Ausschreibungen wurde der Abnahmepreis von den Projektträgern in der Ausschreibungsphase festgelegt. Es gibt keine feste, standardisierte Vergütung.

## 8.5 Doing Business in Tunesien: Handlungsempfehlungen für deutsche Unternehmer

Die „Interkulturelle Handlungskompetenz“ ist für deutsche Unternehmer im Ausland eine der wichtigsten Voraussetzungen für erfolgreiche Geschäftsaktivitäten. Die nonverbale sowie die verbale Kommunikation der nordwesteuropäischen Geschäftspraktiken unterscheiden sich oft von denen im Ausland. Dies trifft trotz seiner geographischen Nähe zu Europa auch auf Tunesien zu. Im Folgenden werden Besonderheiten, die im Rahmen von Geschäftsaktivitäten in Tunesien auftreten können, erläutert. Handlungsempfehlungen für am tunesischen Markt interessierte deutsche Unternehmer werden formuliert.[63]

### 8.5.1 Die Geschäftsführerrolle

Formelle Aspekte sind in der tunesischen Geschäftskultur äußerst wichtig. Business-Etikette, sozialer Status und Prestige sind nur einige der Punkte, die eine große Rolle spielen, erfolgreiche Unternehmungen umzusetzen. Unternehmen sind in deutlichen Hierarchien organisiert, die die Unterschiede in Status und Macht reflektieren. Das hierarchische Gefälle ist in Tunesien wesentlich ausgeprägter, als dies in deutschen Firmen anzutreffen ist. Aufgrund dessen ist in Tunesien die Rolle des „Chefs“ von wesentlich größerer Bedeutung. Konkret bedeutet dies im tunesischen Geschäftsalltag, dass z.B. tendenziell weniger Entscheidungen in den jeweiligen Fachabteilungen getroffen werden. Verhandlungen sind i.d.R. Angelegenheiten der Geschäftsführer. Diese schalten sich zu einem relativ frühen Zeitpunkt zu diesen ein. Vor diesem Hintergrund erwartet der tunesische Geschäftsführer und/oder Firmeninhaber zu Geschäftsmeetings auch den deutschen Geschäftsführer und/oder Firmeninhaber. Ein oftmals vom deutschen Unternehmen mit der Verhandlung beauftragter Abteilungsleiter oder verantwortlicher Ingenieur hat es in einem solchen Umfeld erfahrungsgemäß schwerer, seinen Aussagen die nötige Aussagekraft bzw. Gewichtung zu verleihen. Es ist deutschen Unternehmern vor diesem Hintergrund zu empfehlen, zu den ersten Verhandlungen/Gesprächen gemeinsam mit dem zuständigen Mitarbeiter nach Tunesien zu reisen und die Gespräche zu führen. Auf diese Weise wird der Mitarbeiter „stark“ gemacht, was dann für alle weiteren für ihn zu führenden Gespräche von Vorteil ist.

Neben formeller Business-Kleidung empfiehlt es sich, während des Aufenthaltes in Tunesien in einem renommierten Hotel zu residieren oder gar das Geschäftsmeeting in einem solchen Hotel anzuberaumen.[64]

### 8.5.2 Interaktion und Kommunikation

Sowohl die deutsche als auch die tunesische Geschäftskultur sind überaus unterschiedlich in Interaktion und Kommunikation. Die deutsche Geschäftskultur kann häufig als zu direkt oder undiplomatisch eingeschätzt werden. Dabei steht der Informationsaustausch im Vordergrund, während die Art und

[63] (GTA, 2018).

[64] Eigene Erfahrung der AHK Tunesien.

Weise der Informationsübermittlung in den Hintergrund rückt. Mögliche Empfindlichkeiten, etwa die eines tunesischen Geschäftspartners, werden in solchen Momenten häufig nicht hinreichend berücksichtigt oder gar wahrgenommen. Dies kann nicht nur zu Missverständnissen führen, sondern auch die Entwicklung einer Geschäftsbeziehung beeinträchtigen. Hinzu kommt außerdem, dass der tunesische Kommunikationsstil im Geschäftsalltag weniger direkt, sondern eher als implizit zu beschreiben ist. Es kann so beispielsweise durchaus vorkommen, dass als Antwort auf eine Frage kein klares „Nein“ von tunesischer Seite formuliert wird, da dies als unhöflich und ablehnend interpretiert werden könnte. Die häufige Reaktion von deutscher Seite „Warum haben Sie mir das nicht gleich gesagt? Ich hätte mir die Zeit sparen können!“ sollte man an dieser Stelle aus Rücksicht auf den tunesischen Gesprächspartner nicht aussprechen. Deutsche Unternehmer sollten sich darüber im Klaren sein, dass in dem zum arabisch-mediterranen Kulturkreis zugehörigen Tunesien die Kommunikationsweise deutlich gewichtiger ist. Sachliche und technische Aspekte sind in Gesprächen mit tunesischen Geschäftspartnern zunächst zweitrangig. In Geschäftsmeetings und Verhandlungen mit tunesischen Geschäftspartnern stehen die persönliche Beziehung und die Kommunikationsweise zunächst im Vordergrund.[65]

In Tunesien wird der Businesspartner auf weitaus persönlicherer Ebene behandelt als in Deutschland. Dieser Aspekt sollte berücksichtigt werden und ist ausschlaggebend für zukünftige Verhandlungen. Die Bedeutung der „persönlichen“ Komponente in einer geschäftlichen Beziehung sollte in Tunesien nicht unterschätzt werden. Ein Geschäftsabschluss kommt aus tunesischer Sicht i.d.R. erst infrage, wenn eine persönliche und freundschaftliche Gesprächsatmosphäre und eine Vertrauensbasis geschaffen wurden. Ein Vertragsabschluss ist daher auch als ein Zeichen des Vertrauens und einer guten zwischenmenschlichen Beziehung zu interpretieren. Insbesondere zu Beginn einer Geschäftsbeziehung müssen Energie und Geduld investiert werden, um eine persönliche Beziehung mit dem tunesischen Geschäftspartner aufzubauen. Da ein Vertrag häufiger als längerfristige Verbindung ausgelegt wird denn als Endpunkt geschäftlicher Verhandlungen, ist eine weitere Pflege der Geschäftsbeziehung insbesondere nach einem Vertragsabschluss erforderlich. Gerade bei großen Auftragsvolumina sollten nicht alle offenen Fragen per E-Mail oder telefonisch geklärt werden. Es sollte vorzugsweise ein Besuch in Tunesien abgestattet werden und zwischendurch immer wieder beim tunesischen Geschäftspartner angerufen werden. Der Mix aus persönlichen und gesellschaftlichen Beziehungen stellt die Nachhaltigkeit des Geschäftserfolges sicher.[66]

Die Zeitwahrnehmung ist in Tunesien anders als im deutschen Geschäftsumfeld. Zeit wird nicht linear wahrgenommen. „Ihr habt die Uhren, wir haben die Zeit“ ist ein Satz, der den Umgang mit Zeit in der tunesischen Geschäftskultur durchaus treffend beschreibt. Tunesische Verhandlungspartner haben häufig ein lockeres Verhältnis zur Zeit, erwarten jedoch von einem deutschen Geschäftspartner die sprichwörtliche „deutsche Pünktlichkeit“. Entsprechend „ungewohnt“ gestalten sich auch Sitzungen und Meetings. Diese beginnen häufig mit einem ausführlichen Smalltalk. Tagesordnungspunkte (sofern

[65] (GTA, 2018).
[66] Ebd.

vorhanden) werden häufig kurzfristig geändert. Wichtig ist dabei, dass jeder zu Wort kommt. Dabei kommt es vor, dass die aus deutscher Sicht scheinbar sinnlosen Abweichungen von der Tagesordnung zu kreativen Lösungen führen und am Ende mithelfen, zu einer Einigung zu gelangen. Des Weiteren können sich Meetings mitunter zu „multiplen“ Veranstaltungen entwickeln. Dies bedeutet beispielsweise, dass der tunesische Partner das Gespräch unterbricht, Besucher kommen und gehen, die Sekretärin eine Unterschriftsmappe vorlegt oder Telefonate durchstellt. Zudem ist es üblich, seine Mobiltelefone während der Meetings nicht auszuschalten und ankommende Gespräche anzunehmen. All dies sollte von deutscher Seite jedoch nicht als Respektlosigkeit aufgefasst werden. Es entspricht dem familiären Stil, in dem ein Geschäftsgespräch in Tunesien durchaus geführt werden kann. Ein solches Meeting, ursprünglich für vielleicht eine Stunde angesetzt, kann sich daher mitunter über mehrere Stunden hinziehen. I.d.R. beginnt jedes Meeting in Tunesien mit einem Smalltalk, welcher von Fall zu Fall auch weniger „small“ ausfallen kann. Deutsche Unternehmer sollten dies in ihrer Zeitplanung berücksichtigen und ausreichend zeitlichen Puffer einplanen. Darüber hinaus ist eine strukturierte Abhandlung von Tagesordnungspunkten in Gesprächen mit tunesischen Geschäftspartnern oftmals nicht umsetzbar. Geduld und Ruhe gilt es zu bewahren, dies ist oftmals der Schlüssel zum Erfolg.[67]

In Betrachtung der Handelstradition Tunesiens wird ersichtlich, dass Tunesien ein Land mit einer großen Historie ist. Schon in frühen Zeiten galt es in den Handelszentren aufgeweckt zu agieren. Aus diesem Grund sind tunesische Geschäftsleute hart im Verhandeln. Nachverhandlungen von Verträgen und vor allem Preisen können durchaus vorkommen. Deutsche Geschäftsleute sollten sich im Vorfeld auf länger dauernde Vertrags- und Preisverhandlungen einstellen. Bei öffentlichen Aufträgen erhält tendenziell der preislich günstigste Anbieter den Zuschlag.[68]

### 8.5.3 Geschäftskontakt von Deutschland nach Tunesien

Die Nutzung einer Vertriebsniederlassung aus einem französischsprachigen EU-Land zur Geschäftsunternehmung in Tunesien wird häufig nicht von Seiten des Partners geschätzt. Ein deutscher Ansprechpartner ist somit ein Muss, wenn schon das teurere deutsche Produkt aufgrund der besseren Qualität gekauft werden soll. Gleiches gilt für Geschäftsmeetings, Verhandlungen und Verkaufsabwicklungen. Diese möchte ein tunesischer Geschäftspartner bevorzugt mit zuständigen Mitarbeitern aus Deutschland besprechen und umsetzen. Keiner wird vom deutschen Geschäftspartner die Beherrschung eines perfekten Französisch oder gar Arabisch erwarten, allerdings erleichtern Französischkenntnisse den Gesprächskontakt. Das Produkt „Made in Germany“ steht im Mittelpunkt – sprachlich wird sich dann eine Lösung finden.[69]

Mit technischer Finesse haben deutsche Produkthersteller in Tunesien nicht zwangsläufig einen komparativen Konkurrenzvorteil. Ein Produkt kann über besondere technische Möglichkeiten verfügen und trotzdem dem Endkunden keinen Mehrwert bieten. Teilweise ist mit einer technisch „einfacheren“,

[67] (GTA, 2018).
[68] (Außenwirtschaftskammer Österreich, 2021).
[69] Ebd.

an den lokalen Bedarf angepassten Version zu entsprechend günstigeren Konditionen ein erfolgversprechenderer Absatzmarkt zu erschließen.[70]

## 8.6 Ausschreibungen

Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens wurden in der ersten Runde im Frühjahr 2018 zehn Projekte für PV-Anlagen mit einer Gesamtkapazität von ca. 64 MW für den privaten Sektor eingeleitet. Zehn Unternehmen wurde die Erlaubnis erteilt, in Tunesien zu operieren und Strom aus PV-Anlagen zu produzieren: sechs PV-Energieprojekte mit Kapazitäten von 10 MW und vier PV-Energieprojekte mit Kapazitäten von 1 MW. Die zweite Ausschreibungsrunde forderte im Rahmen des Genehmigungsregimes im Januar 2019 Projekte für die Produktion von Strom aus Windkraft. Erstmals durften ausländische Unternehmen Windkraftanlagen im Land bauen und betreiben. Die vier ausgewählten Projekte werden eine Gesamtleistung von 120 MW erbringen. Die Betreiber sind die französischen Unternehmen Lucia Holding und VSB Energies Nouvelles, das deutsche Unternehmen Abo Wind und die tunesische Tochtergesellschaft des internationalen Unternehmens UPC Renewables. Im Rahmen der zweiten Runde des Genehmigungsantrags zur Stromerzeugung aus PV-Energie wurden im März 2019 6 Projekte mit einer maximalen Leistung von 10 MW und im April 2019 10 Projekte von 1 MW erteilt.[71]

Im Rahmen der dritten Ausschreibungsrunde wurden 16 weitere PV Projekte mit einer Gesamtleistung von 70 MW ausgeschrieben. Es gibt 6 Projekte mit 10 MW und 10 Projekte mit 1 MW. Diese Projekte werden in den Gouvernoraten Gabes, Kasserine, Kairouan, Medenine, Sfax, Sidi Bouzid und Tataouine, die sich in der Mitte und im Süden des Landes befinden, durchgeführt. Mit Gesamtkosten von 150 Mio. TND werden die Projekte mehr als 150 Arbeitsplätze schaffen.

Darüber hinaus hat das Ministerium für Industrie, Energie und Bergbau einige Ausschreibungen zur Präqualifizierung für die Realisierung von über 800 MW durch den Bau von acht Kraftwerken über Konzessionen gestartet. Nach Ablauf der Frist für die Angebotsabgabe am 19. Juli 2019 für die 500-MW-PV erhielt das tunesische Ministerium acht finanzielle Angebote mit niedrigen Tarifen, von denen das beste rund 72 Millimes/kWh betrug, was 2,4 $c/kWh entspricht.

Am 20. Dezember 2019 gab das Ministerium das Ergebnis der beschränkten Ausschreibung bekannt und vergab die Projekte an die folgenden vorläufigen Gewinner:

[70] (Außenwirtschaftskammer Österreich, 2021).

[71] (Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines, 2020).

Tabelle 15: Ergebnisse der Ausschreibungsrunde

| Projekt | Unternehmen | Leistung in MW | Tarif (TND/MWh) |
|---|---|---|---|
| **Tozeur (A)** | SCATEC SOLAR | 50 | 79,379 |
| **Sidi Bouzid** | SCATEC SOLAR | 50 | 39,379 |
| **Kairouan** | TBEA/AMEA | 100 | 97,920 |
| **Gafsa** | ENGIE/NAREVA | 100 | 79,950 |
| **Tatatouin** | SCATEC SOLAR | 200 | 71,783 |

Quelle: (Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines, 2020)

Für die STEG (Nationale Strom- und Gasgesellschaft) werden insgesamt zwei PV-Anlagen in Tozeur mit jeweils 10 MW gebaut. Für eine PV-Anlage haben die Produktionstests am 08.08.2019 begonnen und für die andere starteten die Bauarbeiten am 19.03.2019.

Tabelle 16: Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse im Rahmen des Genehmigungs- und Konzessionsverfahrens

| Genehmigungsverfahren | Datum der Veröffentlichung | Energieart | Anzahl | Leistung pro Projekt (MW) |
|---|---|---|---|---|
| **1. Ausschreibungsrunde** | 03.05.2018 | PV | 6 | 10 |
| | 03.05.2018 | PV | 4 | 1 |
| **2. Ausschreibungsrunde** | 25.01.2019 | Wind | 4 | 30 |
| | 19.03.2019 | PV | 6 | 10 |
| | 23.04.2019 | PV | 10 | 1 |
| **3. Ausschreibungsrunde** | Juli 2019 | PV | 6 | 10 |
| | Juli 2019 | PV | 10 | 1 |
| **4. Ausschreibungsrunde** | Sept 2020 | PV | X | 70 |
| **Konzessionsverfahren** | **Ausschreibungsdatum** | **Energieart** | **Anzahl** | **Leistung Insgesamt (MW)** |
| **Präqualifikations-verfahren** | Mai 2018 | PV | 16 | 50 in Tozeur |
| | | | | 50 in Sidi Bouzid |
| | | | | 100 in Kairouan |
| | | | | 100 in Gafsa |
| | | | | 200 in Tataouin |
| | Mai 2018 | Wind | 12 | 200 in Nabeul |
| | | | | 100 in Kebili |
| **Präqualifikations-verfahren (Fortlaufend)** | Mai 2018 | Wind | 2 | 200; max. 100 MW/Projekt (private Standorte) |

Quelle: (Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines, 2020)

Im Hinblick auf die verbesserten Rahmenbedingungen sowie die neue Gesetzgebung im Eigenversorgungsbereich in Tunesien wird das Jahr 2021 neue Projekte mit sich bringen und den Markt weiter formen.

## 8.7 „enerMENA“-Projekt

Im Rahmen des enerMENA-Projekts,[72] das vom Auswärtigen Amt finanziert wird, untersucht das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) für eine Studie das Potenzial von Solarenergie und die notwendigen Konditionen für einen Einsatz von Solarkraftwerken in Tunesien. Die enerMENA-Studie soll den Weg zu einer nachhaltigen Implementierung von Solarkraftwerken in Nordafrika und einer möglichen Nutzung des erneuerbaren Solarstroms in europäischen Ländern bereiten. Angesichts der beträchtlichen Bedeutung, die Forscher und Umweltschützer einer intensivierten Nutzung von Solarenergie beimessen, wurde das strategische Konzept DESERTEC entwickelt.

Das DESERTEC-Konzept basiert ebenfalls auf DLR-Studien und beschäftigt sich mit der Implementierung einer nachhaltigen und kostengünstigen Stromversorgung aus erneuerbaren Energien für die Region Europa-Mittlerer Osten und Nordafrika „EU-MENA“. Angedacht sind in diesem Zusammenhang Solaranlagen in der nordafrikanischen Wüste.

Im Rahmen einer Kooperation zwischen DLR und internationalen Forschungseinrichtungen und Industriepartnern wurde das enerMENA-Meteonetzwerk[73] ins Leben gerufen. Ziel ist, zuverlässige meteorologische Parameter für die MENA-Region bereitzustellen. Genaue Angaben bzgl. der direkten normalen Sonneneinstrahlungswerte (DNI) sind für die Implementierung von auf Solarenergie basierenden Technologien besonders relevant. Die notwendigen Daten werden über mehrere Stationen in Marokko, Algerien, Tunesien, Ägypten und Jordanien erfasst. Diese verfügen über Pyrheliometer für die DNI-Messung und thermische Pyranometer für diffuse und globale horizontale Strahlung (DHI und GHI).[74] Der tunesische Partner des enerMENA-Projekts ist das Zentrum für Forschung und Energietechnologien (*Centre de Recherches et des Technologies de l'Energie Technopole* (CRTEn).

Aufgrund der geographischen Nähe Tunesiens zur EU könnte der in Nordafrika erzeugte Solarstrom exportiert werden und einen Beitrag zur Verwirklichung der Ziele der EU im Bereich der erneuerbaren Energien leisten. Das Netzwerk für Solarstrahlungsmessungen in Tataouine im Süden Tunesiens liefert sehr präzise Solardaten über die lokalen Wetterkonditionen, welche für den Betrieb von Solarkraftwerken im Sommer optimal geeignet und auch im Frühling und Herbst akzeptabel sind.

Des Weiteren wurden in Tataouine, im Süden Tunesiens, Simulationen von 50 MW Parabolrinnen-Solarkraftwerken auf Basis der Sonneneinstrahlungsparameter und Klimadaten durchgeführt. Die energetischen und wirtschaftlichen Leistungen der tunesischen Simulationsanlage wurden mit einer Referenz-CSP-Anlage Andasol in Spanien verglichen.

Die Simulation zeigt, dass der jährlich an das Netz abgegebene Strom bei 114.219 MWhe liegt, der mittlere thermische Wirkungsgrad der Anlage 39% und der durchschnittliche Wert der Umwandlungseffizienz von Sonne zu Elektrizität etwa 15% betragen würde. Die Anzahl der Volllast-

[72] (Balghouti, 2013).

[73] (Röger, 2021).

[74] (Schüler & Wilbert, 2016).

Betriebsstunden liegt bei 2.548 Stunden, während die Anzahl der Stunden, die den Betriebsvorgängen bei mittlerer Betriebszeit aus dem Speichersystem entsprechen, bei 1.024 Stunden liegt. Durch die Verwendung einer CSP-Anlage anstelle eines Kraftwerks mit fossilen Brennstoffen kann eine Vermeidung von 78.811,110 t/Jahr an $CO_2$-Emissionen erzielt werden.

Abgesehen von den Monaten April und Juni könnte gemäß der Simulation in Tataouine das ganze Jahr über mehr Solarstrom erzeugt werden als in Andasol. Die jährliche Gesamtstromproduktion, die in Tataouine erzeugt wird, übersteigt die des Referenzwerks von Andasol um einen Betrag von 1.793 MWhe.

Die Ergebnisse legen nahe, dass Tunesien über ausreichend Solarstrahlung für CSP-Anlagen verfügt. Allerdings sind die Investitionskosten für ein solches Werk hoch. Laut der Studie wäre ein eigenes CSP-Projekt für Tunesien wirtschaftlich betrachtet nur dann attraktiv, wenn ein Großteil der Anlagenteile wie die Kollektorstruktur, die Spiegel und das Speichersystem lokal produziert und somit Transportkosten minimiert und Arbeitsplätze geschaffen würden.

## 8.8 Zementindustrie

- **Les Ciments d'Enfidha (S.C.E.) / Cimenterie M'dhaker:**

87,86% der Anteile dieser Zementfirma gehören der spanischen Firma Cementos Portland Valderrivas, 12,12% gehören der Islamischen Entwicklungsbank (*banque islamique de developpment*) und die restlichen Anteile gehören privaten Investoren.[75] Die Produktionskapazität liegt bei ca. 2 Mio. t Zement im Jahr. Produziert werden Grau- oder Normalzement, Weißzement und Beton. Les Ciments d'Enfidha (S.C.E.) hat einen Umsatz, der im Jahr 2011 100 Mio. Euro erreichte, und beschäftigt 800 Mitarbeiter.[76]

- **Les Ciments de Jebel El-Oust (C.J.O.):**

C.J.O. ist der zweitgrößte Zementproduzent Tunesiens. Im Jahr 2012 wurde das Unternehmen von einer portugiesischen Firma, Votorantim Cimentos, übernommen. Es betreibt eine Zementfabrik und eine Aggregatanlage. Die Zementfabrik beschäftigt 200 Mitarbeiter und hat die Kapazität bis zu 1,8 Mio. t Zement im Jahr herzustellen, welcher für den lokalen und internationalen Markt ist.[77]

- **Les Ciments de Gabes (S.C.G.):**

S.C.G. ist eine Aktiengesellschaft, die zu 98% dem portugiesischen Unternehmen SECIL gehört. Die Produktionskapazität liegt bei ca. 1.4 Mio. t Zement im Jahr, was 35% der Nachfrage im Land ausmacht. Sie produziert Betonfertigteile, Hydraulischen Kalk und Beschichtungen. Ihr jährlicher Umsatz beträgt 700 Mio. TND und sie beschäftigt mehr als 320 Mitarbeiter.[78]

---

[75] (valderrivas, 2018).

[76] (Invest in Tunisia, 2021).

[77] (votorantim cimentos, 2021).

[78] (invest in tunisia, 2021).

- **Les Ciments d'Oum El Kélil (C.I.O.K.):**

Les ciments d'Oum El Kélil wurde im Jahr 1976 gegründet. Sie ist eine Aktiengesellschaft, die auf den Verkauf von Zementen und künstlichem Baukalk spezialisiert ist. Ihre Produktionsstätten sind in Tajerouine, bei le Kef und in Djebel Ouest, jeweils mit angeschlossenen Klinkermahlwerken.[79]

- **Les Ciments de Bizerte (S.C.B.):**

S.C.B. ist eine Aktiengesellschaft mit 14.598.283,00 TND Kapital und gehört zu 99,52% dem tunesischen Staat und zu 0,48% privaten Unternehmen. Ihre Produktionsstätte befindet sich südöstlich von Bizerte im Norden des Landes. Sie produziert künstlichen Hydraulischen Kalk und Portlandzement aus Kalkstein und exportiert über den See- wie auch über den Landweg und den Schienenverkehr.[80]

- **Les Ciments Artificiels Tunisiens (C.A.T.):**

C.A.T. ist eine Aktiengesellschaft, die 1932 gegründet wurde. Seit 2000 gehört die Firma einem italienischen privaten Unternehmen, COLACEM, an. Heutzutage produziert die Firma eine Mio. t Zement im Jahr.[81] Um seinen $CO_2$-Ausschuss zu verringern, hat die Firma auf eine neue Technologie, die sie als einziges Unternehmen benutzt, gesetzt. Alte Olivenkerne werden benutzt, um einen Teil der fossilen Energien zu ersetzen. 6 Mio. TND wurden schon investiert, um die 6 bis 7% $CO_2$-Ausschuss, die die Firma durch die Produktion erzeugt, zu verringern, sodass 62.328,67 Tonnen/Jahr an $CO_2$ eingespart werden können.[82]

- **Carthage Cement:**

Carthage Cement wurde 2008 gegründet und ist eines der größten Projekte des letzten Jahrzehnts in Tunesien, mit einer Gesamtinvestition von ca. 800 Mio. TND. Es ist in drei Feldern spezialisiert: Aggregatverkauf, Verkauf von Beton und Fertigung von hydraulischen Bindemitteln. Carthage Cement produziert im Durchschnitt 2,2 Mio. Tonnen Zement im Jahr und bietet derzeit fast 1.000 Arbeitsplätze.[83]

- **SOTACIB Kairouan:**

SOTACIB ist eine Aktiengesellschaft und betreibt seit 2012 ein integriertes Grauzementwerk in Kairouan, der Zentralregion von Tunesien, mit einer Nennkapazität von 1 Mio. Tonnen Klinker/Jahr. Die Mehrheit der Aktien wird von der Gruppe CEMENTOS MOLINS aus Spanien gehalten mit der Beteiligung weiterer einbringender Aktionäre aus Tunesien.[84]

---

[79] (ciok, 2019).
[80] (les ciments de bizerte, 2020).
[81] (colacem, 2021).
[82] Ebd.
[83] (carthage cement, 2021).
[84] (SOTACIB-Kairouan, 2021).

Die oben genannten Zementindustrien sind geographisch in Abbildung 5: Geographische Verteilung der Zementwerke in Tunesien verteilt.

Laut GTAI ist ebenfalls der Bau eines Zementwerks in Sidi Bouzid geplant. Dieses Projekt, dessen Kosten auf 220 Mio. Euro geschätzt werden, wird von der singapurischen Firma „Power King International“ durchgeführt und geleitet. Das Zementwerk wird eine Produktionskapazität von 1 Mio. Tonnen pro Jahr haben und fast 700 Arbeitsplätze schaffen. Bei einer Kapazität von 3.300 Tonnen pro Tag werden 30% lokal vermarkt und der Rest für den Export zur Verfügung gestellt.[85]

## 8.9 Installierte Entsalzungsanlagen

Tabelle 17: Installierte Entsalzungsanlagen und Fördermengen

| Station | In Betrieb seit | Wassermenge ($m^3$/Tag) |
|---|---|---|
| Kerkennah | 1983 | 3.300 |
| Gabès | 1995 | 34.000 |
| Zarzis | 1999 | 15.000 |
| Djerba | 2000 | 20.000 |
| Djerba 2 (Ausbaustufe) | 2007 | 5.000 |
| Ben Guerdane | 2013 | 1.800 |
| Mareth | 2015 | 5.000 |
| Matmata | 2015 | 4.000 |
| Kébili | 2015 | 6.000 |
| Souk Lahad | 2015 | 4.000 |
| Douz | 2015 | 4.000 |
| Belkhir | 2015 | 1.600 |

Quelle: (Tunesienexplore, 2017)

## 8.10 Ausblick CSP und TuNur

Hinsichtlich der Zukunft von CSP in Tunesien ist die von der STEG geplante Anlage in Akarit in der Region Gabès zu nennen. Die Anlage soll bei einer Kapazität von 50 MW eine Produktion von 135 GWh pro Jahr erbringen und eine Speicherdauer von 4 Stunden haben. Der Wasserverbrauch wurde auf 1,2 Mio. m²/Jahr geschätzt. Das Projekt ist seit 2012 angekündigt und bestätigt, allerdings wurde aufgrund der ungeklärten Finanzierung noch keine Ausschreibung für das Projekt begonnen. 2012 schätzte die

[85] (GTAI, 2020).

STEG die Kosten auf 320 Mio. Euro. Die Durchführung des Projekts wird laut STEG-Mitarbeitern von der STEG noch bekanntgegeben.[86]

Das möglicherweise bis zum heutigen Tage wichtigste CSP-Vorhaben für Tunesien und den Maghreb ist das von der TuNur Ltd. geplante CSP-Projekt. TuNur Ltd. ist eine Privatgesellschaft aus dem Vereinigten Königreich, dessen Hauptanteilseigner das Londoner Solarkraftunternehmen Nur-Energie und tunesische und maltesische Investoren sind. Die Investoren waren auch alle am ambitionierteren Projekt Desertec beteiligt, welches aufgrund von Bedenken bzgl. der Kosten und regionalen Stabilität aufgegeben wurde. TuNur möchte diese Schwierigkeiten umgehen, indem es einen kleineren Kreis von Partnern bildet und ein spezifisches Projekt in einem einzigen Land plant.

Tabelle 18: Überblick Projekt TuNur

| **Projektname** | **TuNur** |
|---|---|
| **Standort** | Rejim Maatoug, Region Kebili, Süd-Tunesien |
| **Sonnenstrahlung** | DNI: langfristig 2.500 kWh/m²/Jahr |
| **Jährliche Produktion** | 9 Mio. GWh pro Jahr (für 2 GW) |
| **Fläche** | 100 km² und 1.000 km Verbindungsstrecke |
| **Technologie** | 4,5 GW CSP (Turmanlage) mit zwei HGÜ-Leitungen unter See von jeweils 1 GW |
| **Status** | Autorisierungsantrag von Entwicklern beim MIEM eingereicht |

Quelle: (TuNur, 2018)

Wie das Unternehmen heißt auch das riesige Solarprojekt TuNur. Die Umsetzung soll in der südwestlichen Saharawüste Tunesiens, in der Nähe von Réjim Maâtoug, im Gouvernorat Kébili erfolgen. Das Projekt soll eine Gesamtkapazität von 4,5 GW aufbringen. Es ist in 3 Phasen aufgeteilt. Jede der Phasen sieht die Verlegung einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) vor, welche unterseeisch den produzierten Strom nach Europa exportieren soll. Ziel ist es, Tunesiens Wirtschaft anzukurbeln und Europas $CO_2$-Ausstoß zu verringern.[87]

Ende 2017 ging das Projekt TuNur in die nächste Phase. Die Projektentwickler reichten einen Autorisierungsantrag beim tunesischen Energieministerium ein. Das Einreichen des Antrages vom Entwicklerteam ist die erste Bewegung, die seit einem Jahr bzgl. des Fortschritts des Projektes zu sehen ist. Falls die Autorisierung freigegeben wird, könnte die erste Phase im Jahr 2020 bereits fertiggestellt sein. Die erste Phase umfasst ein kleineres 250 MW-CSP-Kraftwerk. Diese Phase beinhaltet auch die Verlegung einer HGÜ zwischen Malta und dem Projektstandort. Dann könnte bis zu 1 TWh jedes Jahr über die bestehende Malta-Sizilien-Verbindung ins europäische Festland transportiert werden. Die zweite Phase umfasst ein 2,25-GW-Kraftwerk mit einer direkten 2-GW-HGÜ-Verbindung zwischen dem Kraftwerk und Italien. Die zweite Phase könnte jährlich weitere 9 TWh transportieren.[88] Die HGÜ-Verbindung ist bereits in Entwicklung und wird momentan von der EU, als Projekt gemeinsamen

[86] (SoMed!, 2018).
[87] (TuNur, 2018).
[88] (Solarpaces, 2017).

Interesses, untersucht. Die dritte Phase umfasst die Verbindung zwischen Südfrankreich und Tunesien, welche die Projektgröße auf 4,5 GW anwachsen lassen könnte. Entwicklungen zu den dazugehörigen Anlagen sind noch nicht fertiggestellt.[89] Bei Inbetriebnahme des Kraftwerks wird es laut TuNur voraussichtlich 9.400 GWh/Jahr an ausschließlich erneuerbarer und abrufbarer Energie („*Dispatchables*“) liefern. Das entspricht dem Konsum von 2,5 Mio. europäischen Haushalten. Dieser Grundstrom kann die Nachfrage zu Spitzenzeiten bedienen und wird laut Nur-Energie günstiger sein als viele Alternativen. So soll der Strom etwa 20% günstiger sein als der aus der Produktion von Offshore-Windenergie in Großbritannien.[90]

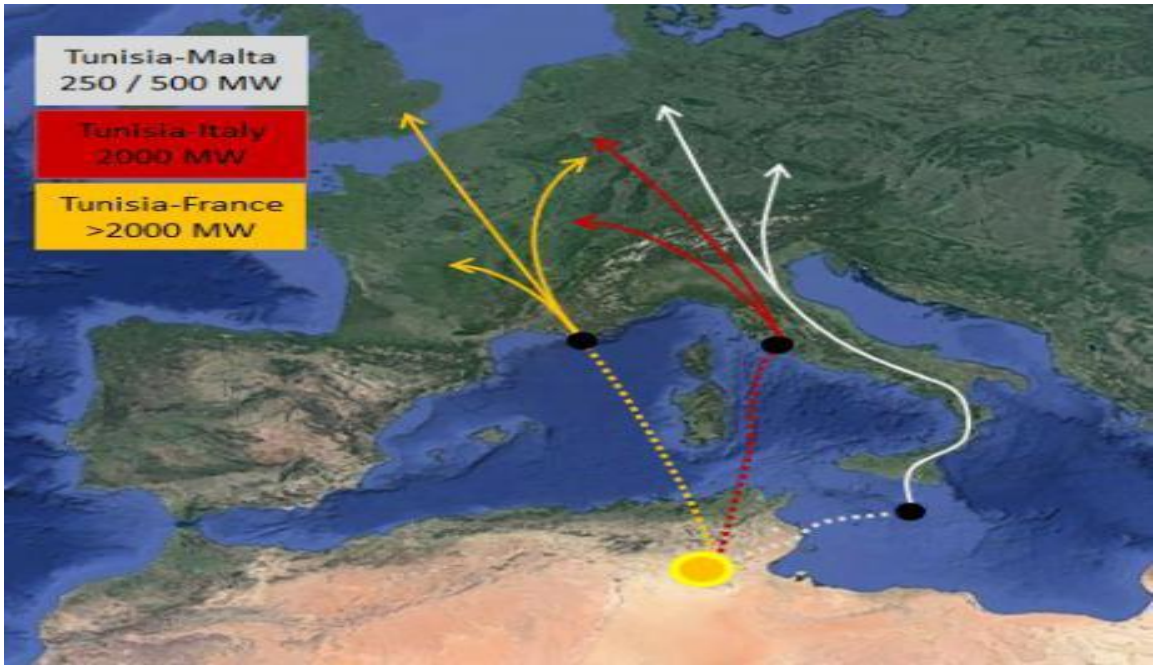


Abbildung 13: Geplante HGÜ-Verbindungen nach Europa
Quelle: (Hamouchene, 2017)

[89] (newsbase, 2017).
[90] (TuNur, 2018).

## 8.11 Treibhausgase Tunesien

Tabelle 19: Zusammenfassung THG-Emissionen von Tunesien im Jahr 2012

| Treibhausgas-Emissionen | $CO_2$ | $CH_4$ | $N_2O$ | HFCs | $SF_6$ | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Summe in Kilotonne $CO_2$-Äquivalente** | 36.567 | 7.145 | 2.567 | 343,7 | 8,4 | 46.632 |
| **Energie** | 25.172 | 1.616 | 234,2 | - | - | 27.023 |
| **Direkte Emissionen aus der Verbrennung** | 23.857 | 804,8 | 229,7 | - | - | 24.892 |
| **Flüchtige Emissionen** | 1.314 | 811,9 | 4,4 | - | - | 2.131 |
| **Industrielle Prozesse & Produktverwendung** | 4.810 | - | 278,7 | 343,7 | 8,4 | 5.441 |
| **Landwirtschaft, Forstwirtschaft & andere Landnutzung** | 6.568 | 2.636 | 1.945 | - | - | 11.150 |
| **Abfälle** | 17 | 2.892,2 | 109 | - | - | 3.018 |

Quelle: Deuxième Rapport Biennal de la Tunisie Ministère des Affaires Locales et de l'Environnement

Die Ergebnisse des Ministeriums für Kommunalverwaltung und Umwelt (Ministère des Affaires Locales et de l'Environnement) zeigen, dass der Energiesektor mit 27 Mio. te$CO_2$ am meisten zu den direkten Brutto-THG-Emissionen beiträgt; das entspricht gewissermaßen 58% der nationalen Brutto-Emissionen im Jahr 2012. Zu 90% stammen die THG im Energiesektor aus der Verbrennung fossiler Energieträger. Relevant sind aber auch die Emissionen der Industrieprozesse und der Landwirtschaft, Letztere durch die Freisetzung von Methan und Lachgas. Mit mehr als 11 Mio. te$CO_2$, d.h. ca. 24% der Brutto-Emissionen, ist die Landwirtschaft die zweitgrößte Verursacherin der tunesischen Brutto-Emissionen. Danach folgen die industriellen Prozesse und die Abfälle, deren Emissionen zusammen 18% der tunesischen Bruttoemissionen ausmachen, wobei der Abfallsektor den geringsten Beitrag zu den nationalen Bruttoemissionen leistet (6%).

Abbildung 14: Verteilung der direkten Brutto-THG-Emissionen Tunesiens nach Verursacher (2012)
Quelle: (Deuxième Rapport Biennal de la Tunisie, 2016)

Im Jahr 2011 zeigt die Datenbank der CSI (Cement Sustainability Initiative), dass die Produktion einer Tonne Zement durchschnittlich 646 kg $CO_2$ freisetzt. Dieser Wert schwankt in verschiedenen Regionen der Welt zwischen 630 und 760 kg $CO_2$ pro Tonne Zement. Fast die Hälfte des von Zementwerken emittierten $CO_2$ ist auf die Umwandlungsreaktion von Kalkstein ($CaCO_3$) in Kalziumoxid (CaO) zurückzuführen. Darüber hinaus stammen 40% der Emissionen im Zementwerk gemäß WBCSD (World Business Council for Sustainable Development) aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe. Der Rest verteilt sich auf Stromerzeugung und Transport.

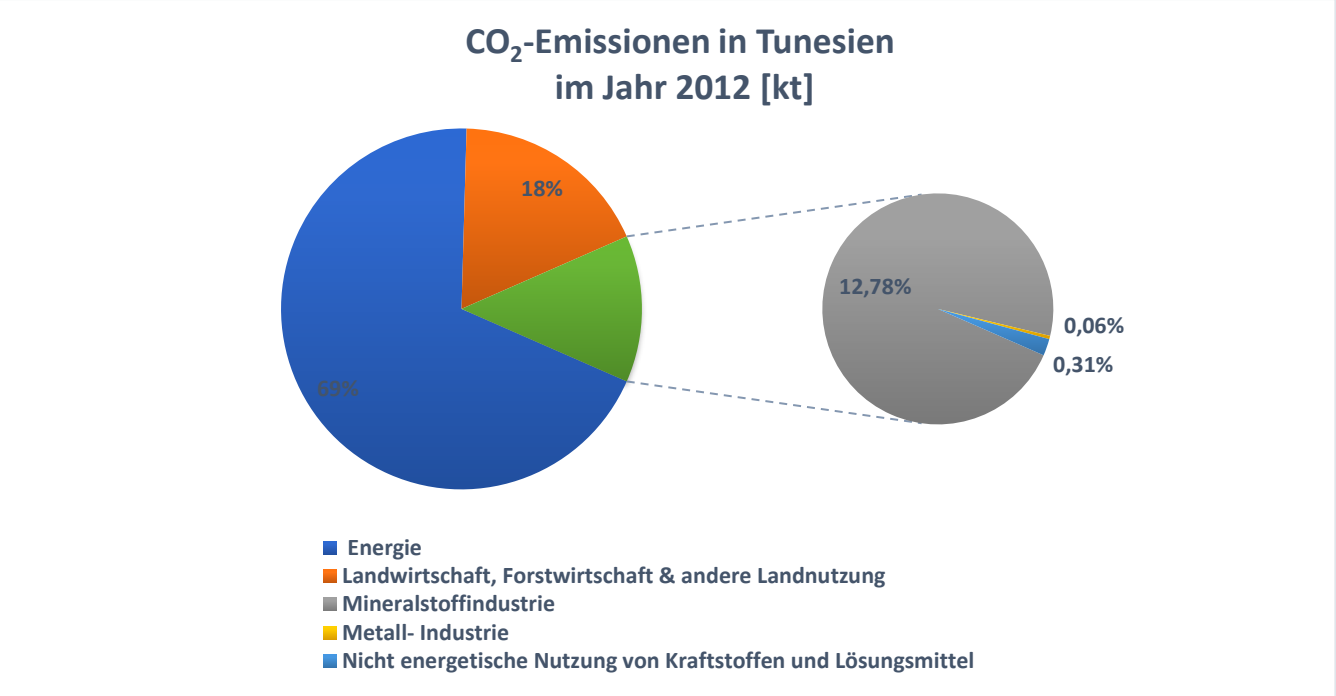


Abbildung 15: $CO_2$-Emissionen in Tunesien für das Jahr 2012
Quelle: (Deuxième Rapport Biennal de la Tunisie, 2016)

Die Tabelle 20 zeigt den $CO_2$-Ausstoß verschiedener Industrien in Tunesien. Die Werte spiegeln eine überwältigende Dominanz der Mineralstoffindustrie mit fast 4,7 Mio. t $CO_2$ wider, was 86% der gesamten THG-Emissionen entspricht, wobei über 70% der Prozessemissionen aus Zementwerken stammen, die 6,8 Mio. Tonnen Klinker im Jahr produzieren und mehr als 3,8 Mio. t $CO_2$ freisetzen. Die Keramikindustrie ist ebenfalls für 15% der Prozessemissionen verantwortlich, wobei die Ziegeleien im Jahr 2012 etwa 820 kt $CO_2$ in die Atmosphäre emittierten.

Tabelle 20: $CO_2$ -Ausstoß aus verschiedenen Industrien in Tunesien

| **Industriesektor** | **$CO_2$-Emissionen in [kt]** |
|---|---|
| **Mineralstoffindustrie** | 4.674,2 |
| **Metall-Industrie** | 22,3 |
| **Nicht-energetische Nutzung von Kraftstoffen und Lösungsmittel** | 113,7 |
| **Total** | 4.810,2 |

Quelle: (Deuxième Rapport Biennal de la Tunisie, 2016)

# 9 Quellenverzeichnis


Alexander&Partner. (2021). Abgerufen am 30. April 2021 von https://www.alexander-partner.com/fileadmin/downloads/energie_renouvelable_en_tunisie_-_r%C3%A9gime_de_la_production_autonome_sur_autorisation_.pdf

APAL. (2015). Nouveaux Chiffres sur le Littoral Tunisien.

Außenwirtschaftskammer Österreich. (31. März 2021). Handelsabkommen der EU mit Tunesien. Abgerufen am 21. April 2021 von https://www.wko.at/service/aussenwirtschaft/die-tunesische-wirtschaft.html#heading_wirtschaftslage

Auswärtiges Amt. (2018). Abgerufen am 18. Oktober 2018 von https://www.auswaertiges-amt.de/de/aussenpolitik/laender/tunesien-node/tunesien/219022

Ayadi, M. (2017). AHK Tunesien.

Balghouti. (2013). Potential of concentrating solar power (CSP) technology in Tunisia and the possibility of interconnection with Europe.

BCT. (2019). Moyennes des cours du marché interbancaire (ANNUEL). Von Banque Centrale de Tunis: https://www.bct.gov.tn/bct/siteprod/tableau_statistique_a.jsp?params=PL212010 abgerufen

Bird&Bird. (2021). Abgerufen am 30. April 2021 von https://www.twobirds.com/fr/news/articles/2017/global/africa-newsletter-june/le-regime-juridique-tunisien-de-production-de-electricite-dakhlaoui#:~:text=La%20production%20d'%C3%A9lectricit%C3%A9%20%C3%A0%20partir%20des%20%C3%A9nergies%20renouvelables%20po

BMZ. (2019). Abgerufen am 12. Mai 2021 von https://iati.bmz.de/de/ministerium/zahlen_fakten/transparenz-fuer-mehr-Wirksamkeit/iati/index.jsp

carthage cement. (März 2021). Abgerufen am 01. Juni 2021 von http://www.carthagecement.com.tn/fr/en-bref-1: http://www.carthagecement.com.tn/fr/en-bref-1

CIA The World Factbook. (Januar 2021). Abgerufen am 04. März 2021 von https://www.cia.gov/the-world-factbook/countries/tunisia/

ciok. (März 2019). Abgerufen am 01. Juni 2021 von http://www.ciok.com.tn/presentation.php?page=2&bt=1

colacem. (März 2021). Abgerufen am 01. Juni 2021 von https://www.colacem.com/tn/fr/profil_de_lentreprise_2

CTFCI. (2021). Abgerufen am 19. Mai 2021 von http://www.ctfci.org/article/75/loi-transversale-pour-l-amelioration-du-climat-des-affaires-les-principaux-apports

(2017). Décret gouvernemental n° 2017-389 du 9 mars 2017, relatif aux incitations financières au profit des investissements réalisés dans le cadre de la loi de l'investissement. JORT.

Deutscher Industrieverband Concentrated Solar Power. (kein Datum). Abgerufen am 29. Mai 2018 von https://deutsche-csp.de/

(2016). Deuxième Rapport Biennal de la Tunisie. Tunis: Ministère des Affaires locales et de l'Environnement.

DOH NEW YORK STATE DEPARTMENT OF HEALTH. (Juli 2004). Chemical Terrorism. Abgerufen am 25. Juni 2021 von https://www.health.ny.gov/environmental/emergency/chemical_terrorism/docs/ammonia_tech.pdf

GIZ. (2013). Rapport Final, Etude sur les Potentiels des Energies Renouvelables pour la production de l'électricité destinée à la consommation nationale en Tunisie ainsi que pour l'exportation vers l'UE.

GIZ. (2014). Kompass für Kooperationen . GIZ.

GIZ. (2021). Abgerufen am 28. April 2021 von https://energypedia.info/images/d/dc/FR_EmploiEREE_GWS_122012_GIZ.pdf

GIZ. (05.04.2021). Von https://www.giz.de/en/worldwide/61321.html abgerufen

GIZ/BMU. (07.05.2021). Von https://www.giz.de/en/downloads/giz2014-fr-energies-renouvables-tunisie.pdf abgerufen

GTA. (27. April 2018). Abgerufen am 05. Mai 2021 von https://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/Maerkte/Geschaeftspraxis/verhandlungspraxis-kompakt,t=verhandlungspraxis-kompakt--tunesien,did=1728466.html#container

GTAI. (27.01.2020). Abgerufen am 06. Mai 2021 von https://www.gtai.de/gtai-de/trade/entwicklungsprojekte/tunesien/bau-eines-zementwerks-212252

GTAI. (30. November 2020). Wirtschaftsdaten Kompakt Tunesien. Abgerufen am 17. März 2021 von https://www.gtai.de/gtai-de/trade/wirtschaftsumfeld/wirtschaftsdaten-kompakt/tunesien/wirtschaftsdaten-kompakt-tunesien-156616

Institut National de la Statistique. (2017). Abgerufen am 14. Juni 2021 von http://www.ins.nat.tn/sites/default/files/publication/pdf/bms%20novembre%202017.pdf

Institut National de la statistique. (2020). Bulletin Mensuel de Statistique.

invest in tunisia. (März 2021). Abgerufen am 01. Juni 2021 von http://www.investintunisia.tn/Fr/success-stories_113_114_D120#.YGHPE69KiUk

Invest in Tunisia. (16.04.2021). Abgerufen am 11. Mai 2021 von http://www.investintunisia.tn/Fr/success-stories_113_114_D107#.YHmI6uhKiUk

ITCEQ. (2021). Abgerufen am 06. Mai2021 von http://www.itceq.tn/files/developpement-durable/politique-energetique.pdf

Kremer, S. (2019). Meerwasserentsalzungsanlage Djerba, Projektkurzdarstellung.

l'economiste maghrebin. (März 2021). Abgerufen am 30. März 2021 von https://www.leconomistemaghrebin.com/2019/04/16/ciment-signature-charte-developpement-durable/

les ciments de bizerte. (März 2020). Abgerufen am 01. Juni 2021 von http://www.lescimentsdebizerte.ind.tn/en-bref/: http://www.lescimentsdebizerte.ind.tn/en-bref/

(2016). Loi n° 2016-71 du 30 septembre 2016, portant loi d'investissement. JORT.

(2017). Loi n° 2017-8 du 14 février 2017, portant refonte du dispositif des avantages fiscaux. JORT.

maghrebin, l. (März 2021). https://www.leconomistemaghrebin.com/2019/04/16/ciment-signature-charte-developpement-durable/. Von https://www.leconomistemaghrebin.com/2019/04/16/ciment-signature-charte-developpement-durable/

Methanol Institute. (2021). About Methanol. Abgerufen am 09. Juni 2021 von https://www.methanol.org/about-methanol/

Ministère de l’Energie, des Mines et des Energies Renouvelables. (2021). Abgerufen am 30. April 2021 von https://www.energiemines.gov.tn/fr/themes/energie/efficacite-energetique/fonds-de-transition-energetique-fte/

Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines. (2020). Energie renouvelables Projets et Programmes. Abgerufen am 04. März 2021 von https://www.energiemines.gov.tn/fr/themes/energie/electricite-gaz/electricite/production-de-lelectricite/

mrv.tn. (2015). NAMA Ciment. Von http://www.mrv.tn/namanmm-ciment/ abgerufen

newsbase. (August 2017). Abgerufen am 30. Mai 2018 von https://newsbase.com/topstories/tunisian-csp-project-takes-step-forward

Opusenergyblog. (kein Datum). Abgerufen am 30. Mai 2018 von http://www.opusenergyblog.com/concentrated-solar-power-soon-come-tunisia/

populationdata. (2019). Abgerufen am 05. Mai 2021 von https://www.populationdata.net/pays/tunisie/

pS-Eau. (11. Juni 2021). Abgerufen am 2021 von https://www.pseau.org/outils/ouvrages/ps_eau_fiche_pays_tunisie_2021.pdf

Röger. (11. Mai 2021). enerMena Meteoforum. Abgerufen am 11. Mai 2021 von https://www.dlr.de/sf/desktopdefault.aspx/tabid-8680/12865_read-32404/

Schüler, & Wilbert. (2016). The enerMENA Meteorological Network - Solar Radiation Measurements in the MENA Region. AIP Publishing.

Solargis. (kein Datum). Abgerufen am 21. April 2021 von https://apps.solargis.com/prospect/map?show-registration=1&s=32.934929,10.469971&c=34.511083,7.459717,7&m=solargis-ghi&l=true

Solarpaces. (2017). Abgerufen am 18.März2021 von http://www.solarpaces.org/tur-nur-revives-sahara-europe-csp-export-idea/

SoMed! (2018). Abgerufen am 19. Mai 2018 von http://www.so-med.info/content/centrale-csp-akarit

SOTACIB-Kairouan. (12.04.2021). Abgerufen am 01. Juni 2021 von https://sotacib.com/kairouan/fr/qui-sommes-nous

(2018). Stromgestehungskosten. Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme.

Tunesienexplore. (17. Mai 2017). News rund um Tunesien. Abgerufen am 02. Juni 2021 von https://www.tunesienexplorer.de/2017/05/17/die-wasserversorgung-tunesiens-produktion-von-trinkwasser/

TuNur. (2018). Abgerufen am 30. Mai 2018 von http://www.nurenergie.com/tunur/

United Nations. (2014). Abgerufen am 04. März 2021 von https://www.un.org/waterforlifedecade/scarcity.shtml

valderrivas. (2018). Abgerufen am 11. Mai 2021 von http://www.valderrivas.es/en/portal.do?IDR=429&TR=C

votorantim cimentos. (März 2021). Abgerufen am 11. Mai 2021 von https://www.votorantimcimentos.tn/fr-fr/soci%C3%A9t%C3%A9