

Fraunhofer ISE

Fraunhofer ISI

Fraunhofer IISB

Fraunhofer IOSB/AST

Fraunhofer IWM

Fraunhofer Zukunftsthemen » SUPERGRID « **Meilenstein 1.1: Ausbaustrategien für erneuerbare Energien in Nordafrika**

Bearbeitet von:

Inga Boie

Christoph Kost

Martin Pudlik

Mario Ragwitz

Thomas Schlegl

Frank Sensfuß

Florian Mende

3. Dezember 2013

Anschrift:

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesystem ISE

Heidenhofstrasse 2

79110 FREIBURG

Deutschland

Inhalt

1	Einleitung und Überblick	4
1.1	Ziele und Ansatz der Analyse	4
2	Datenbasis und Annahmen.....	6
2.1	Rahmenszenarien für den Ausbau der erneuerbaren Energien.....	6
2.2	Entwicklung der Stromnachfrage in Nordafrika.....	8
3	Modellaufbau und Methodik.....	13
3.1	Modellierung von Langfristszenarien für den Ausbau erneuerbarer Energien	13
3.2	Modellierung der Standortplanung und der Kraftwerkseinsatzplanung	19
3.3	Kraftwerksplanungsmodell für Solarthermische Kraftwerke für den Stromexport.....	23
4	Ergebnisse.....	27
4.1	Geographisches und techno-ökonomisches Potenzial für erneuerbare Energien in Nordafrika.....	27
4.2	Ausbau der erneuerbaren Energien in Nordafrika bis 2050	34
4.3	Standortplanung und stundenoptimierte Kraftwerkseinsatzplanung	45
4.4	Speichermodellierung für den Stromexport	52
5	Diskussion.....	58
5.1	EE-Langfristszenarien: Technologie-Unterschiede und Kosten.....	58
5.2	Standortfragen und Kraftwerksbetrieb im Regionenmodell	59
5.3	Implikationen für Netzausbau und Speichertechnologie	60

5.4	Ausblick: Simulation von Übertragungsnetzen (Modell IOSB-AST).....	60
5.5	Ausblick auf regulatorische Bewertung (MS 1.2).....	61
6	Verwertung der Ergebnisse	63
7	Zusammenfassung	64
8	Anhang	67

Inga Boie	(Fraunhofer ISI)
Christoph Kost	(Fraunhofer ISE)
Martin Pudlik	(Fraunhofer ISI)
Mario Ragwitz	(Fraunhofer ISI)
Thomas Schlegl	(Fraunhofer ISE)
Frank Sensfuß	(Fraunhofer ISI)
Florian Mende	(Fraunhofer AST)

Fraunhofer ISE/ISI
Freiburg/Karlsruhe, 3. Dezember 2013

1 Einleitung und Überblick

1.1 Ziele und Ansatz der Analyse

Ziel dieses Teilprojektes ist, in einem ersten Schritt, die Ableitung kostenoptimaler Ausbaustrategien für erneuerbare Energien und Speichertechnologien in Nordafrika. Dazu wird der Strommarkt in Nordafrika für das Zieljahr 2050 sowie für 2030 detailliert abgebildet und modelliert, sowie in eine langfristige Entwicklung des europäischen Energiemarktes integriert. Für den nordafrikanischen Strommarkt werden folgenden Fragestellungen untersucht:

- Entwicklung der Stromnachfrage bis 2050 in der Region Nordafrika
- Kostenoptimales Kraftwerksportfolio mit hohem Anteil Erneuerbarer Energietechnologien in den Jahren 2030 und 2050
- Insbesondere kostenoptimale räumliche Verteilung der Kraftwerke
- Zunahme des Stromaustausches zwischen nordafrikanischen Regionen sowie Analyse der Stromexportmöglichkeiten nach Europa
- Speicherbetrieb von CSP-Kraftwerken.

In einem zweiten Schritt (Meilenstein 1.2) zielt das Teilprojekt darauf ab, effiziente Förderinstrumente und Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen abzuleiten, um die gezeigten technologischen Entwicklungen unterstützend zu begleiten. Weiterhin bestehen enge Verknüpfungen zum Arbeitspaket 2, welches eine detaillierte Analyse der Netzinfrastruktur und Netzbetriebsführung beinhaltet.

Für die Analyse kommen drei Modelle zum Einsatz (siehe auch Abbildung 1):

Fraunhofer ISI betreibt das institutsintern entwickelte Optimierungsmodell **PowerACE**, welches es ermöglicht die optimale Zusammensetzung des Kraftwerksparks (konventionelle sowie regenerative Stromerzeugung) für Energiesysteme unter verschiedenen Rahmenparametern zu ermitteln. PowerACE dient in der aktuellen Analyse dazu, Langfristszenarien (mit dem Zeithorizont 2050) für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Nordafrika zu generieren, sowie das jeweils resultierende Potenzial für Stromexporte nach Europa abzuschätzen.

Fraunhofer ISE entwickelte im Rahmen des Projekts „SUPERGRID“ das **Modell RESlion zur regionenbasierten Standortplanung sowie zur stundenbasierten Kraftwerkseinsatzplanung**, das auf Basis der Ausgangsdaten der Langfristszenarien (installierte Kapazitäten je Technologie und Land sowie potenzielle Stromexportmengen) eine detaillierte Modellierung der auf Stundenbasis optimierten Kraftwerkseinsatzplanung sowie eine optimierte geographische Lokalisation der Kraftwerke durchführt. Dies erlaubt die Variationen von Stromerzeugung und Last auf kleinräumiger und detaillierter Ebene zu betrachten.

Am **Fraunhofer IOSB-AST** kommt im AP2 schließlich ein **Netzsimulationsmodell** zum Einsatz, welches auf Basis der zeitlich und geographisch aufgelösten Last- und Erzeugungsdaten in den verschiedenen Szenarien die optimale Betriebsführung sowie unterschiedliche Netzausbauvarianten analysiert und bewertet.

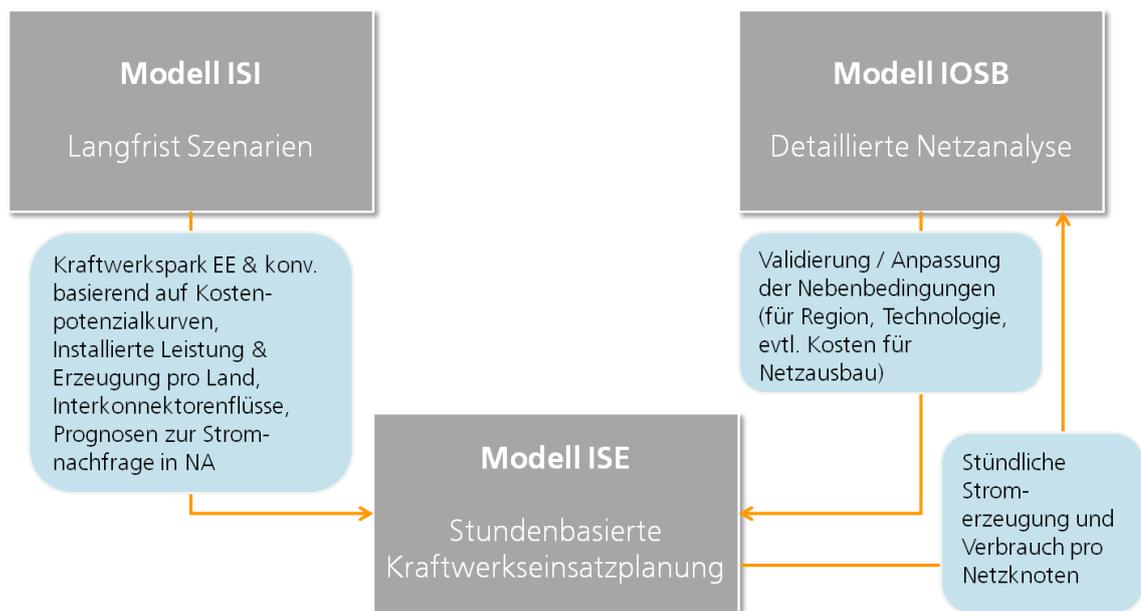


Abbildung 1 Übersicht über Schnittstellen und Datenflüsse zwischen den eingesetzten Modellen

Die einzelnen Modelle und die angewendete Methodik der Teilanalysen, werden in den nachfolgenden Abschnitten (insbes. Kapitel 3) im Detail erläutert.

2 Datenbasis und Annahmen

2.1 Rahmenszenarien für den Ausbau der erneuerbaren Energien

Für die Analyse der Ausbaustrategien erneuerbarer Energien in Nordafrika werden vier Szenarien für die Jahre 2030 und 2050 betrachtet, die sich in folgenden Parametern unterscheiden:

- **CO₂-Reduktionsziele:** Die maximal zulässigen CO₂- Emissionen pro Region bestimmen den Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung im Vergleich zu konventioneller Stromerzeugung auf Basis von fossilen Energieträgern. Es werden hierbei zwei Reduktionspfade unterschieden: Eine starke Minderung der Emissionen um 95% relativ zum Vergleichswert von 1990 und eine gemäßigte Minderung um 50% relativ zum Vergleichswert 1990 (für genaue Angaben siehe Tabelle 8 im Anhang).
- **Interkonnektivität zwischen Nordafrika und Europa:** Restriktionen für den Netzausbau (bzw. die Verfügbarkeit von Interkonnektoren) begrenzen bzw. verhindern Stromexporte von Nordafrika nach Europa und bedingen dadurch, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien in den beiden Regionen jeweils unabhängig voneinander erfolgt. Es werden zwei Szenarien betrachtet, in denen keine Interkonnektoren zur Verfügung stehen und zwei in denen ein Export möglich ist (zu Details zu Kosten und Verfügbarkeit der einzelnen Interkonnektoren siehe Tabelle 7 im Anhang).
- **Stromnachfrage in Nordafrika und Europa:** Als zusätzliche Sensitivität werden für die Stromnachfrage verschiedene Annahmen in Bezug auf zukünftige Steigerungen der Energieeffizienz getroffen. Diese beeinflussen den regionalen Strombedarf und somit indirekt das Exportpotenzial für den erzeugten Strom. Die Stromnachfrageprognose für die MENA Region basiert auf einer eigenen Prognose und geht von zwei unterschiedlichen Entwicklungen aus (siehe Abschnitt 2.2 für Details).

Aus der Kombination dieser Parameter ergeben sich verschiedene Szenarien, von denen vier mögliche für die Analyse ausgewählt wurden, um den Raum möglicher Optionen möglichst weitgehend abzudecken. Diese sind in Abbildung 2 dargestellt.

Auch wenn in der Analyse das Stromsystem Nordafrika-Europa als integriertes System betrachtet wird, gilt für alle vier Szenarien, dass aus Gründen der Energieversorgungssicher-

heit mindestens 70% der jährlichen Stromversorgung eines jeden Landes jeweils aus der eigenen Erzeugung stammen müssen („self supply rate“).

Neben den oben beschriebenen Rahmendaten sind die spezifischen Investitionen der EE-Technologien wichtige Eingangsparameter für die Modellierung. Bis zum betrachteten Zielhorizont 2050 wird durch technologische Lerneffekte von substantziellen Kostensenkungen für alle drei betrachteten EE-Technologien ausgegangen. Folgende Werte werden für das Jahr 2050 angenommen: Wind onshore 900 €/kW, PV 700 €/kW, CSP (mit 6h Speicher) 2660 €/kW. Eine detaillierte Übersicht über Kostenparameter für EE-Technologien, konventionelle Kraftwerke, Brennstoffe und Stromnetze ist im Anhang (Seite 67 und Folgende) gegeben.

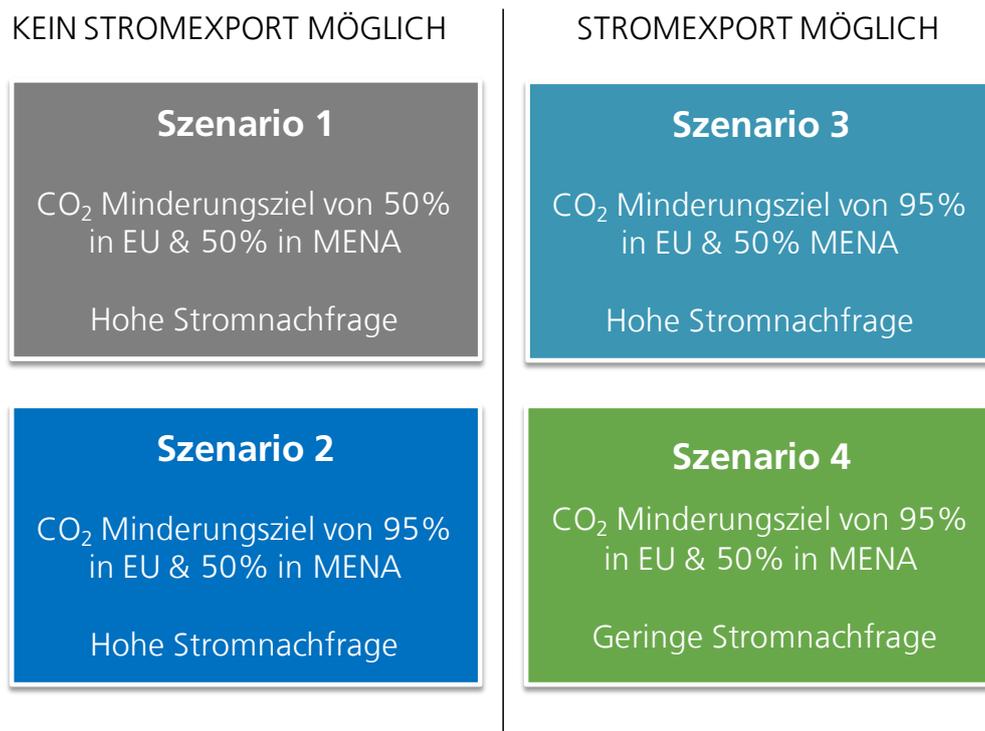


Abbildung 2 Szenarien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Nordafrika

2.2 Entwicklung der Stromnachfrage in Nordafrika

Der zukünftige Strombedarf ist ein wesentlicher Inputparameter für die Optimierung des Stromsystems. Daher wurde der künftige Strombedarf in den betrachteten MENA-Ländern mit Hilfe einer ökonometrischen Analyse abgeschätzt, die im Folgenden erläutert wird. Grundsätzlich gibt es zwei unterschiedliche Ansätze zur Beschreibung der Energienachfrage, die Bottom-Up- und die Top-Down-Methode. Während die Bottom-Up-Methode versucht die Energienachfrage anhand vorhandener Mikroumgebungsvariablen, wie z.B. dem Stromverbrauch von Haushaltsgeräten und deren Diffusion in den Haushalten, zu beschreiben, werden bei der Top-Down-Methode makroökonomische Parameter, wie das Wachstum des Bruttoinlandsproduktes oder die Entwicklung der Energieintensität, herangezogen.

Die Bottom-Up-Methode liefert dabei eine schärfere Auflösung bis hinunter in die einzelnen Haushalte und Branchen, erfordert aber auch eine entsprechend genaue Datenbasis. Selbige ist nur schwer über Landesgrenzen hinweg zu ermitteln, da die Erhebungsmethoden zwischen den Ländern abweichen oder die Daten von vorn herein nicht verfügbar sind.

Sollen gesamtwirtschaftliche Effekte prognostiziert werden, bei denen die Ökonomien ganzheitlich untersucht und verglichen werden sollen, kann auf Top-Down-Modelle zurückgegriffen werden. Diese ermöglichen unter Einsatz von relativ einfach verfügbaren Daten sowie statistischen Methoden Projektionen zu ermitteln.

Im Rahmen des Projektes wurde daher, nicht zuletzt aufgrund der begrenzten Datenverfügbarkeit insbesondere in den Nordafrikanischen Ländern, auf ein Top-Down-Modell zurückgegriffen. Die herangezogenen Daten wurden über Datenbanken der Weltbank, der IEA und nationaler Datenbanken ermittelt.

Das zugrunde liegende Top-Down-Modell besitzt gegenüber einem Bottom-up-Ansatz, welches die Entwicklung des Bedarfs auf Basis der Aktivitäten in einzelnen Sektoren beschreibt, den Vorteil, dass hierzu relativ wenige Parameter erforderlich sind. Es zeichnet sich somit durch eine gute Handhabbarkeit aus. Auf der anderen Seite ist es lediglich in der Lage, durch den statistisch-ökonometrischen Ansatz der Zeitreihenanalyse, nur in ei-

nem begrenzten Zeitspektrum eine zuverlässige Analyse zu liefern. Der Nutzen des eingesetzten Top-down-Modells beschränkt sich somit auf die Transitionsphase zwischen den historischen und den aus dem Bottom-up modellierten Werten.

Die Top-down-Zeitreihenanalyse stellt den Energieverbrauch als eine Funktion von makroökonomischen Variablen dar, wie dem Pro-Kopf-Einkommen, dem Wirtschaftswachstum, Einkommenselastizitäten oder der Energieintensität.

Das einfache Nachfragemodell von ERDMANN und ZWEIFEL (2010)¹ stellt sich, nach kleiner Modifikation im Hinblick auf den Zeitbezug der Energieintensität, ökonometrisch wie folgt dar:

$$E_t = POP_t * \frac{GDP_t}{POP_t} * \frac{E_{t-1}}{GDP_{t-1}} = POP_t + PCI_t * \frac{E_{t-1}}{GDP_{t-1}}$$

E_t: Energienachfrage

POP_t: Bevölkerung

GDP_t: Bruttoinlandsprodukt

PCI_t: ProKopfEinkommen

Weiterhin wurde auf Basis empirischer Beobachtungen noch der Effekt der Einkommenselastizität berücksichtigt. Dieser lautet:

$$\mu_{E,GDP} = \frac{\partial \ln E}{\partial \ln GDP} = \frac{\partial E}{\partial GDP} * \frac{GDP}{E}$$

Als Datengrundlage wurde für die Bevölkerungsentwicklung das mittlere Bevölkerungswachstumsszenario der UN angenommen². Die historischen Daten zum Nettoverbrauch wurden für die MENA Länder über die EIA (US Energy Information Administration³.) bezo-

¹ Erdmann, G.; Zweifel, P. (2010): Energieökonomik. Heidelberg.

² UN Population Division: Population development. <http://www.un.org/esa/population/> (05.05.2012)

³ EIA: Electricity Detailed Data Files. <http://www.eia.gov/cneaf/electricity/page/data.html> (04.05.2012)

gen Die historischen Werte für das GDP beziehen sich auf die Datenbank der Weltbank mit einem Indexwert von 2005⁴. Das GDP wurde dabei durch die Bevölkerungsanzahl der UN-Prognose geteilt, um die pro Kopf Werte zu erhalten.

Zusätzlich wurden verschiedene Energieeffizienzscenarien bei konstanter Energieintensität gerechnet. Neben einem Status quo wurde auch ein Effizienzscenari mit linearer Effizienzsteigerung von 17 Prozent zum Referenzjahr gerechnet. Die Ergebnisse der Analysen sind in Abbildung 3 und Abbildung 4 dargestellt.

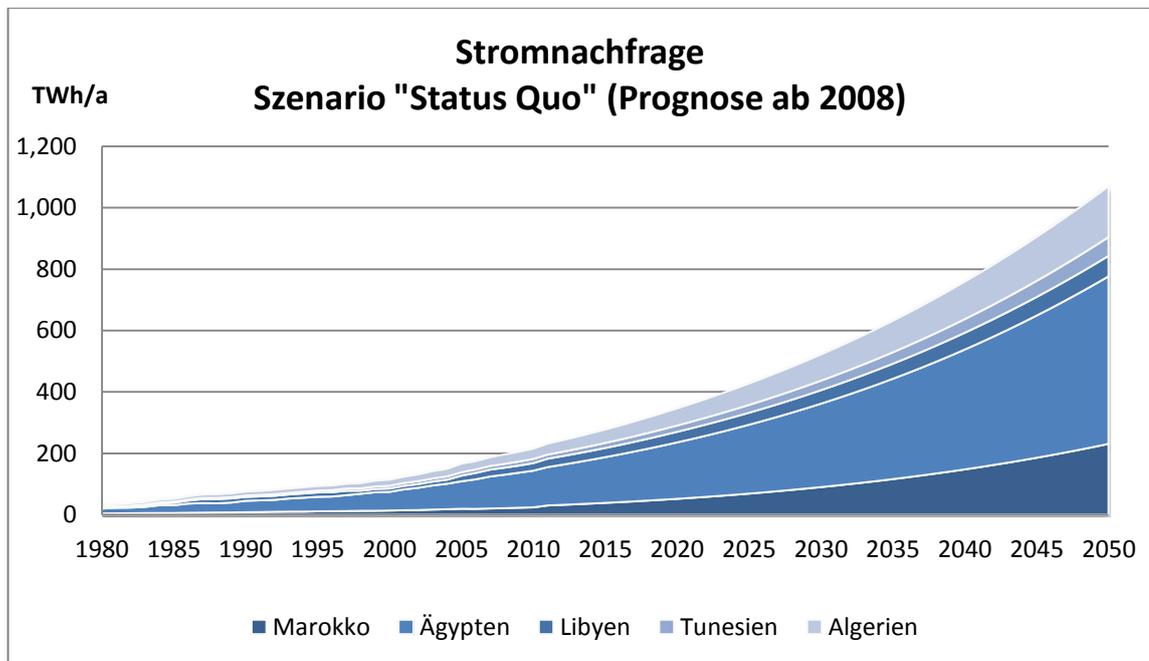


Abbildung 3 Prognose der Stromnachfrage in Nordafrika – Szenario „Status quo“

Der Stromnachfrage der fünf MENA Länder im „Status quo“-Szenario summiert sich dabei im Jahr 2030 auf 522 TWh/Jahr und in 2050 auf 1070 TWh/Jahr. Das Land mit dem größten Energiebedarf ist Ägypten mit 271 TWh/Jahr in 2030 und 545 TWh/Jahr in 2050, gefolgt von Marokko mit 90 TWh/Jahr in 2030 und 230 TWh/Jahr in 2050. Der größte Trei-

⁴ Worldbank: DATA. <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD> (01.05.2012)

ber ist bei der Entwicklung des Energieverbrauchs nicht nur das BIP-Wachstum sondern vor allem die Bevölkerungsentwicklung. Das zugrunde gelegte UN-Szenario geht für Ägypten bis 2050 von einer Verfünffachung der Bevölkerung auf 545 Mio. aus. Dies wird vor allem deutlich, wenn bei der Berechnung das IEA (International Energy Agency) 17% Effizienz-Szenario bis 2050 angenommen wird (Abbildung 4).

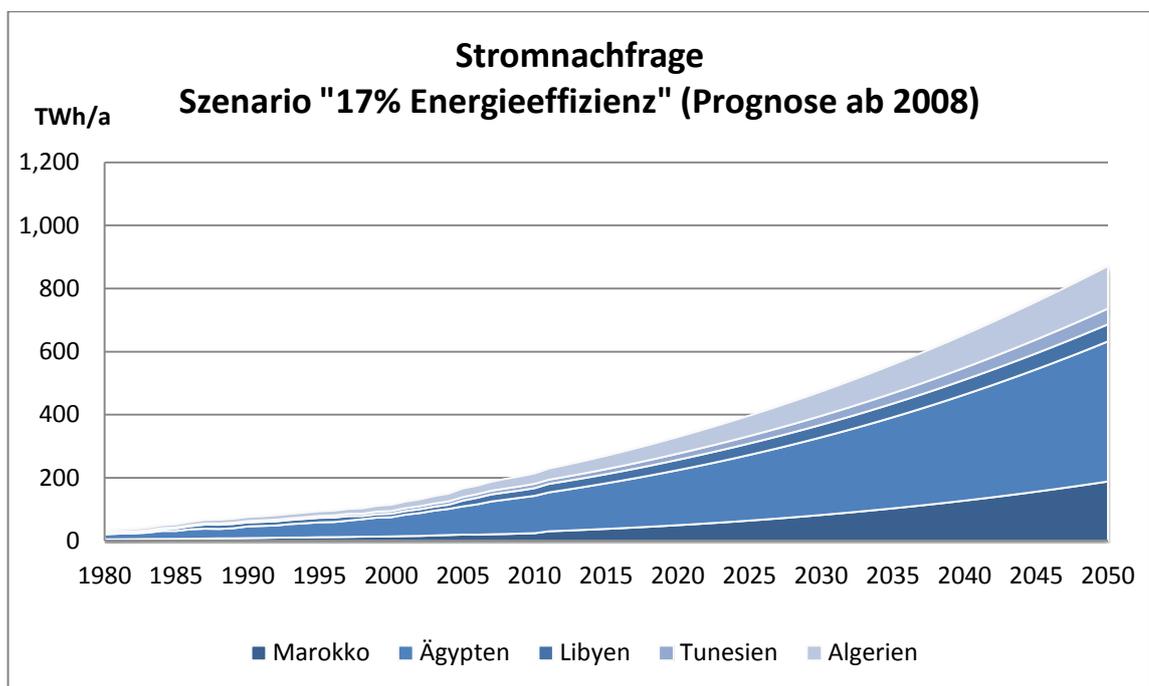


Abbildung 4 Prognose der Stromnachfrage in Nordafrika – Szenario „17% Energieeffizienz“

Zwar sinkt die gesamte Stromnachfrage relativ zu dem Status-Quo-Szenario auf 473 TWh/Jahr in 2030 und 871 TWh/Jahr in 2050, bleibt aber absolut weiter auf einem hohen absoluten Niveau. In 2050 fällt etwa der ägyptische Bedarf dabei um 22,7% auf 444 TWh/Jahr, und der marokkanische um 22,9% auf 187 TWh/Jahr. Eine nicht-kumulierte Darstellung der Daten für beide Sensitivitäten ist in Abbildung 41 und Abbildung 42 im Anhang gegeben.

Vergleicht man die Ergebnisse mit anderen Prognosen, wie der vom DLR 2005 veröffentlichten⁵, so ergeben sich, bedenkt man den Projektionshorizont, nur moderate Abweichungen (siehe Abbildung 5). Demnach variiert die Abweichung des Quotienten aus der durchgeführten Projektion und der MED-CSP Studie über den Zeitverlauf zwischen 20 und einigen wenigen Prozentpunkten.

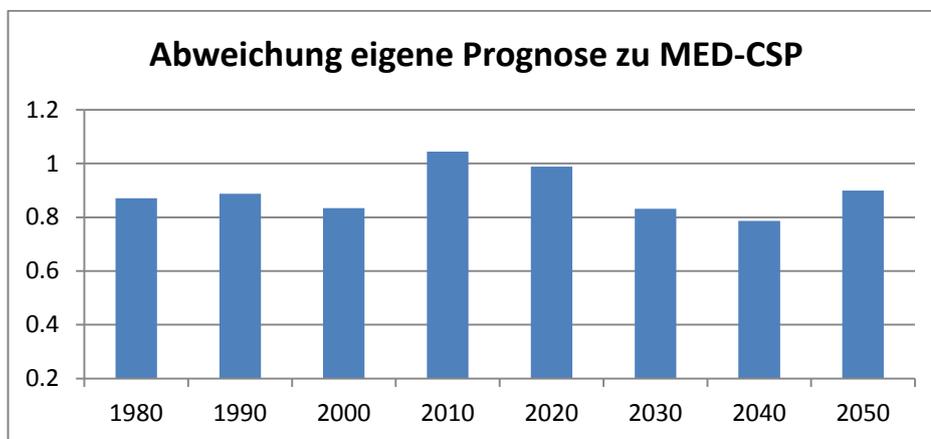


Abbildung 5 Vergleich der Prognoseabweichungen für die Energienachfrage in MENA

⁵ DLR (2005): Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/projects/MED-CSP_Full_report_final.pdf (04.03.2012)

3 Modellaufbau und Methodik

3.1 Modellierung von Langfristszenarien für den Ausbau erneuerbarer Energien

GIS basierte Potenzialanalyse für Wind und Solartechnologien

Ein zentraler Input für die Modellierung von Ausbauszenarien für erneuerbare Energien ist die detaillierte Kenntnis der entsprechenden zur Verfügung stehenden Potenziale auf Länderebene. Für die Analyse wurde die Arbeits- und Modellierungsumgebung eines geographischen Informationssystems (GIS) genutzt. GIS ermöglicht es Rauminformationen miteinander zu verknüpfen und die Ergebnisse räumlich zu verstandorten. Zusätzlich können nicht geokodierte Daten anhand vorhandener räumlicher Informationen referenziert werden. Im Konkreten Fall wurden geokodierte Landnutzungsdaten, Naturschutzkataster, Satellitenbilder (Radar/Optisch) sowie andere Raumdaten verwendet und mit noch nicht bzw. teilweise geokodierten Daten wie z.B. Zeitreihen verknüpft. Die so entstandene Datenbasis in Form einer Geodatenbank kann für die weiterführenden Analysen genutzt werden. Der Vorteil besteht darin, dass die Daten im Folgenden aufgrund der räumlichen Verknüpfung⁶ frei kombinierbar bleiben. Ferner ermöglicht die räumlich erweiterbare Geodatenbank eine Interaktionsmöglichkeit mit dem Energiesystemmodell PowerACE.

Im Folgenden werden die einzelnen Analyseschritte beschrieben. Eine Übersicht des Modellaufbaus ist in Abbildung 6 dargestellt. Zunächst werden alle verfügbaren räumlichen Daten zur Beschreibung und Modellierung von erneuerbaren Energien in ein GIS-System eingepflegt. Bei den wichtigsten Daten handelt es sich um:

Landnutzungsdaten: Sie geben die Landnutzung einer bestimmten Fläche an und werden aus Satellitenbildern gewonnen. Die Auflösung variiert dabei sehr stark. Für das vorliegende Modell wurden Daten mit einer 500 bis 250 Meter Auflösung eingesetzt. Zwar ist der Einsatz von gröbereren Daten von bis zu 90 km technisch möglich, er liefert jedoch in Vor-

⁶ Die den Daten akzessorische anhaftende, geographische Lage dient dabei ähnlich einem Primärschlüssel als verknüpfendes Element

untersuchungen deutlich schlechtere Ergebnisse, da besonders gute Standorte durch Mittelwertbildung nicht mehr identifiziert werden können.

Digitales Geländemodell: Diese Daten beinhalten Informationen über die Höhen einzelner Rasterzentroide. Mit Hilfe der Höhen ist es möglich das Gefälle und auch den Luftdruck an Standorten zu bestimmen.

Ausschlussflächen: Es steht nicht die gesamte Fläche für eine Nutzung durch erneuerbare Energietechnologien zur Verfügung. Naturschutzflächen, Abstände zu Gebäuden und anderweitige Nutzung, etwa für landwirtschaftliche Zwecke, Verkehr und Besiedlung, beschränken die zur Verfügung stehende Fläche für die einzelnen Technologien stark. Alleine für Deutschland betragen diese Beschränkungen nach eigenen Berechnungen etwa 70%.

Wind und Einstrahlungsdaten: Diese Daten enthalten Eckparameter zu der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit und Einstrahlung. Bevor diese Daten jedoch eingepflegt werden, müssen die ihnen zugrunde liegenden Zeitreihen aggregiert werden.

Die Daten liegen zumeist im Rasterformat vor und müssen in ein Vektor-basiertes Shapefile umgewandelt werden. Die Auflösung entspricht dabei weitestgehend der Quellauflösung. Über die zugrundeliegenden Informationen wird nun ein Vektornetz gelegt. Die Skalierung ist dabei von der zur Verfügung stehenden Rechenkapazität und von der Datenqualität abhängig. Im vorliegenden Fall wurde mit einer Auflösung von 5 km bzw. 10 km gerechnet.

Dieses Verfahren wird für die drei Technologien Wind, CSP und PV durchgeführt, da jede Technologie unterschiedlichen Restriktionen unterliegt. Basierend auf der Potentialberechnung in GIS werden mit Hilfe von PowerACE die Kostenpotentiale für die einzelnen Modellierungskacheln für das Jahr 2050 berechnet. Die Kostenpotentialkurve gibt an zu welchen marginalen Kosten eine bestimmte Menge an Energie erzeugt werden kann. Der Modellierungshorizont ist hierbei das Jahr 2050. Um die Kostendegression adäquat darstellen zu können wurden Lernkurven für alle Technologien antizipiert.

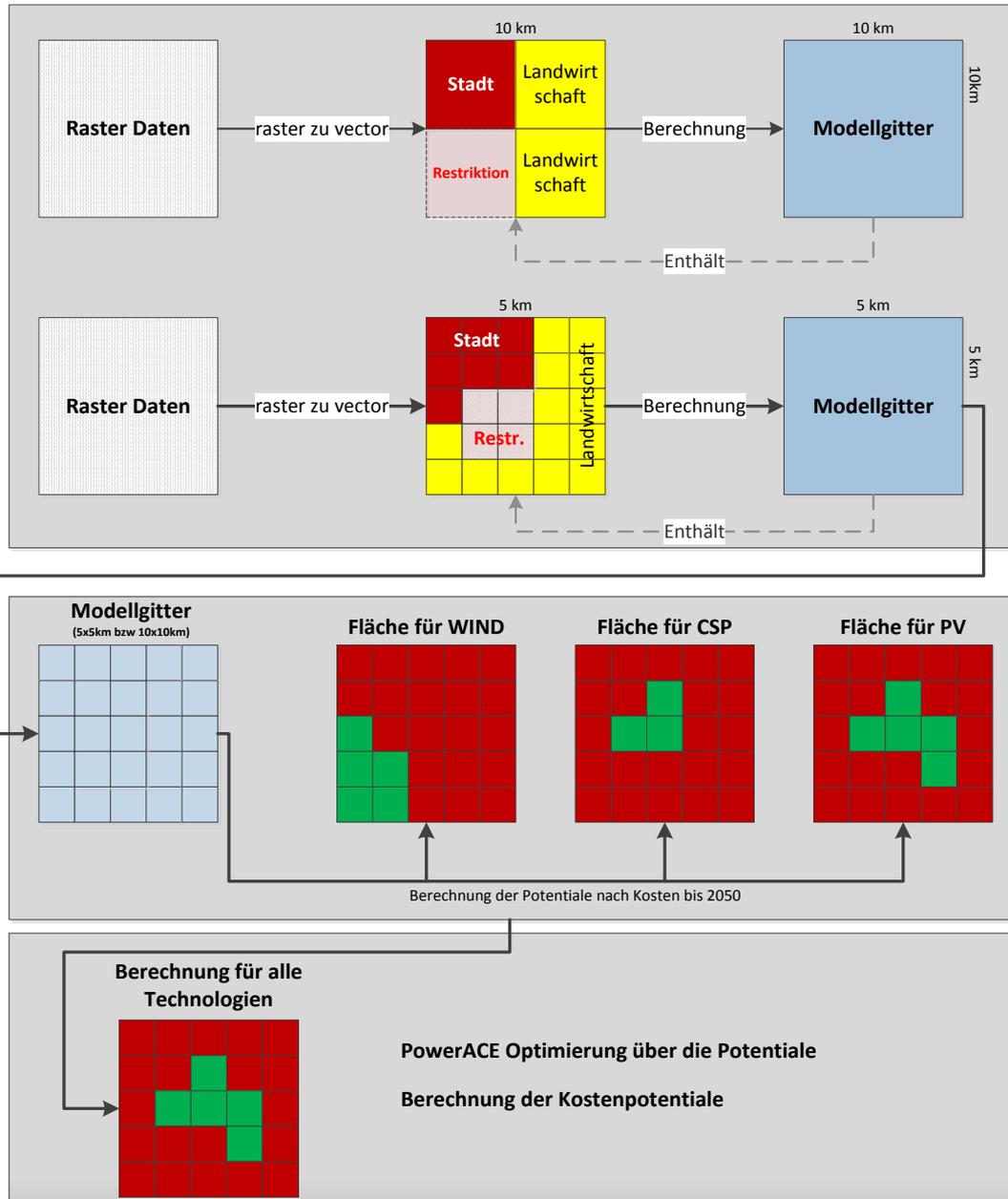


Abbildung 6 Modellbeschreibung für die GIS-basierte EE-Potenzialanalyse

Modellbeschreibung PowerACE-EUMENA

PowerACE bildet das Elektrizitätssystem der EUMENA-Region ab, d.h. es umfasst die 27 EU-Mitgliedsstaaten sowie die Schweiz, Norwegen, Marokko, Algerien, Tunesien, Libyen und Ägypten. Das Modell wird eingesetzt, um mögliche Entwicklungspfade dieses Systems bis zum Jahr 2050 zu untersuchen. Für eine gegebene Stromnachfrage berechnet PowerACE den notwendigen, kostenminimalen Infrastrukturmix, d.h. es wird der Bedarf an erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, Energiespeichern und Stromnetzen ermittelt. Als Nebenbedingung können globale oder regionale CO₂-Minderungsziele vorgegeben werden. Weiterhin kann ein Mindestanteil an regenerativer Erzeugung im Strommix als Zielgröße definiert werden. In einem Stromversorgungssystem mit hohen Anteilen fluktuierender Erzeugung beeinflusst die Stochastik wetterabhängiger Wind- und Solarstromerzeugung die Auslegung des Systems signifikant. Aus diesem Grund besitzt PowerACE eine hohe zeitliche Auflösung von 8.760 Stunden pro Jahr. Das Modell ist modular aufgebaut, so dass neue Energietechnologien wie bspw. Carbon-Capture-and-Storage (CCS) schnell und einfach als zusätzliche Entscheidungsoption im Modell hinterlegt werden können.

Methodisch handelt es sich um ein Optimierungsmodell, das in der Programmiersprache Java umgesetzt ist. Für die betrachteten Zieljahre 2030 und 2050 wird jeweils ein lineares Optimierungsproblem aufgestellt und anschließend mit dem kommerziellen Solver CPLEX gelöst.

Eingangsdaten

PowerACE benötigt verschiedene technische und wirtschaftliche Eingangsdaten zur Berechnung des kostenminimalen Erzeugungs- und Infrastrukturmixes. Die konventionellen Erzeugungstechnologien werden anhand ihrer spezifischen Investitionen, ihrer Kapazität, ihres Wirkungsgrades, ihrer Verfügbarkeit, ihres Energieträgers und ihrer Technologie parametrisiert. Zudem fließen Energieträger- und CO₂-Preise als Eingangswerte in das Modell ein.

Für die Abbildung der regenerativen Stromerzeugung sind für jede Technologie regionale Kostenpotenzialkurven im Modell hinterlegt, die aus GIS-Daten gewonnen werden. Diese

enthalten Informationen darüber, wie hoch das regenerative Stromerzeugungspotenzial für ein einzelnes Land ist und welche Kosten für das Ausschöpfen einzelner Potenzialstufen anfallen. Zudem enthält PowerACE stündliche, länderspezifische Stromerzeugungsprofile für die unterschiedlichen Energietechnologien, die mithilfe eines dedizierten Modells aus historischen Wetterdaten und Anlagenparametern generiert werden.

Ausgangsdaten

Ein wichtiges Ergebnis der Optimierung ist der Zubau an erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, Energiespeichern und Übertragungsnetzen. Dadurch wird sichtbar, in welchen Ländern bestimmte regenerative oder konventionelle Technologien zugebaut werden und zwischen welchen Ländern die Netze ausgebaut werden, um die vorgegeben Ziele kosteneffizient zu erreichen.

Weiterhin ermöglicht die hohe zeitliche Auflösung einen realitätsnahen Einblick in die Struktur der Stromerzeugung und in die länderübergreifenden Stromflüsse. Damit kann für jedes Land visualisiert werden, auf welche Weise der nationale Strombedarf gedeckt wird, d.h. welche regenerativen oder konventionellen Energieträger eingesetzt werden sowie ob und in welchem Maße Strom im- bzw. exportiert wird.

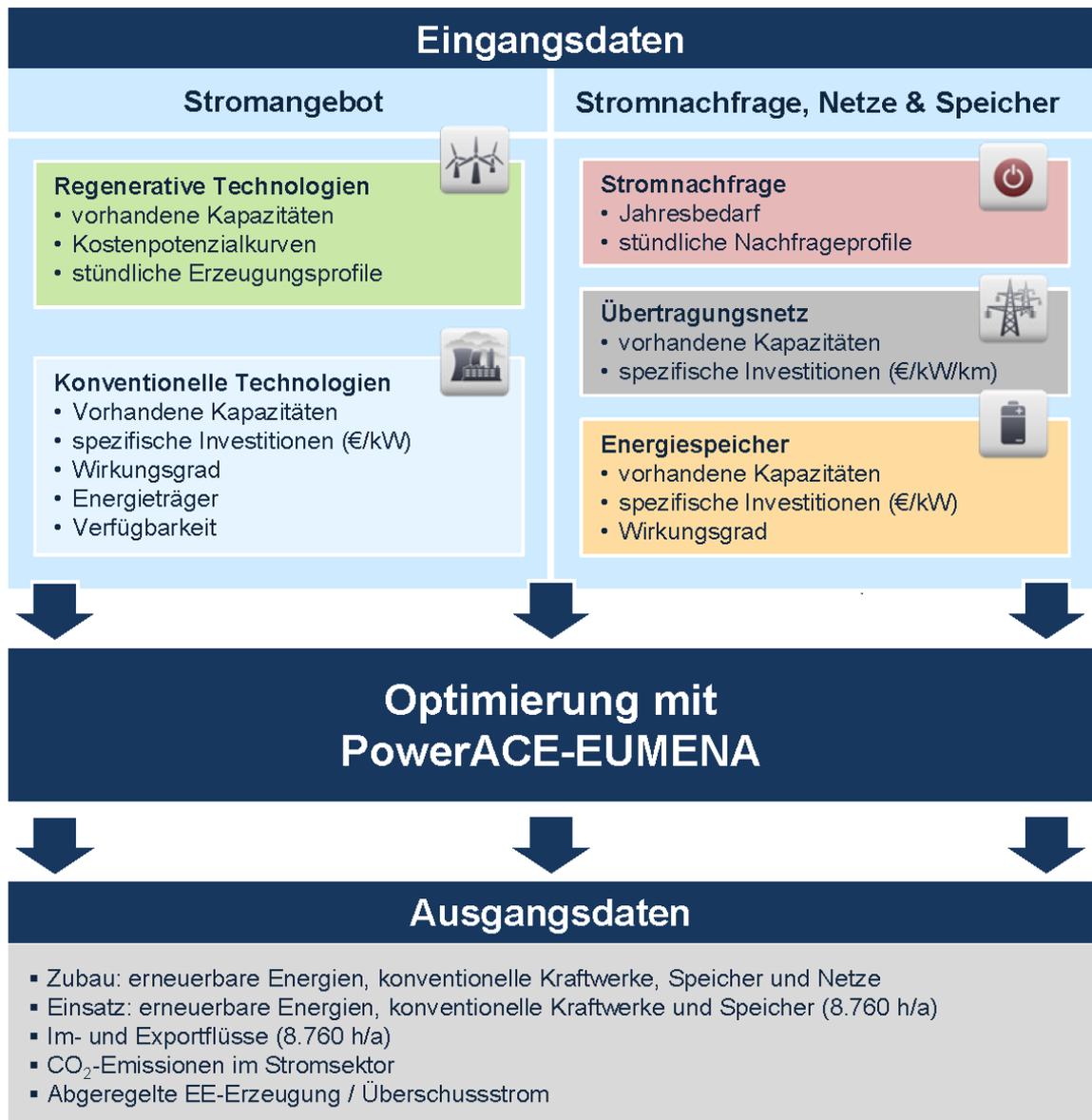


Abbildung 7 Übersicht über den Aufbau des Modells PowerACE-EUMENA

3.2 Modellierung der Standortplanung und der Kraftwerkseinsatzplanung

Modellbeschreibung

Für die detaillierte Standortplanung und den Kraftwerkseinsatz von Kraftwerken basierend auf erneuerbaren Energietechnologien wie Onshore-Windkraft, solarthermische Kraftwerke und Photovoltaikanlagen sowie konventionellen Kraftwerken in Nordafrika war es notwendig ein Modell zu entwickeln, das es ermöglicht, den Strommarkt der nordafrikanischen Staaten von Marokko bis Ägypten in hoher Auflösung abzubilden. Dazu wurde das Optimierungsmodell *RESlion* am Fraunhofer ISE entwickelt, das auf Basis einer linearen Optimierung ein kostenoptimales, regionalverteiltes Kraftwerksportfolio berechnet und den Kraftwerksbetrieb stündlich aufgelöst detailliert abbildet (gelöst wird das Problem mit dem CPLEX-Solver). Die Zielfunktion des Modells optimiert (minimiert) die gesamten Systemkosten des Stromsektors unter Berücksichtigung der Ausgaben für den Bau und Betrieb der gesamten Infrastruktur inklusive Kraftwerkspark und Hochspannungsübertragung. Mittels der mathematischen Nebenbedingungen werden die unterschiedlichen Betriebsbedingungen und technischen Einschränkungen für den Kraftwerksbetrieb hinterlegt, die für eine Simulation eines realen Kraftwerkseinsatzes notwendig sind. Die wichtigsten Kosten- und Betriebsparameter wurden hierbei identisch wie im PowerACE-Modell hinterlegt (siehe Kapitel 2 und 3.1). Für die erneuerbaren Energietechnologien wurden energetische Modelle benutzt, die die Umwandlungsprozesse für die Stromerzeugungstechnologien wie Photovoltaikkraftwerken und Windkraftanlagen ausgehend von den erneuerbaren Ressourcen (beispielsweise Solarstrahlung und Windangebot) berechnen. Für existierende Kraftwerke und potentielle Neubauten wurde eine Kraftwerksdatenbank mit genauem geographischem Standort aufgebaut, die den Stromsektor für die nordafrikanischen Staaten abdeckt und projektspezifisch angewendet werden kann. Für alle potentiellen Standorte der erneuerbaren Energietechnologien wurden Wetterinformationen in den energetischen Modellen berücksichtigt. Die nationale Stromnachfrage (siehe Kapitel 2.2) wurde in Zeitreihen mit stündlicher Auflösung und für sub-nationale Regionen für das Jahr 2050 aufgearbeitet. Zusätzlich wurde eine Verschiebung des Nachfragepeaks von heute um ca. 21- 22 Uhr auf 13-14 Uhr durchgeführt. Als Zielvorgaben wurden jährliche Gesamtnachfrageprognosen des Fraunhofer ISI verwendet. Abbildung 8 stellt die Relatio-

nen zwischen benötigten Inputparametern und Outputdaten bzw. Analysemöglichkeiten des Optimierungsmodells dar.

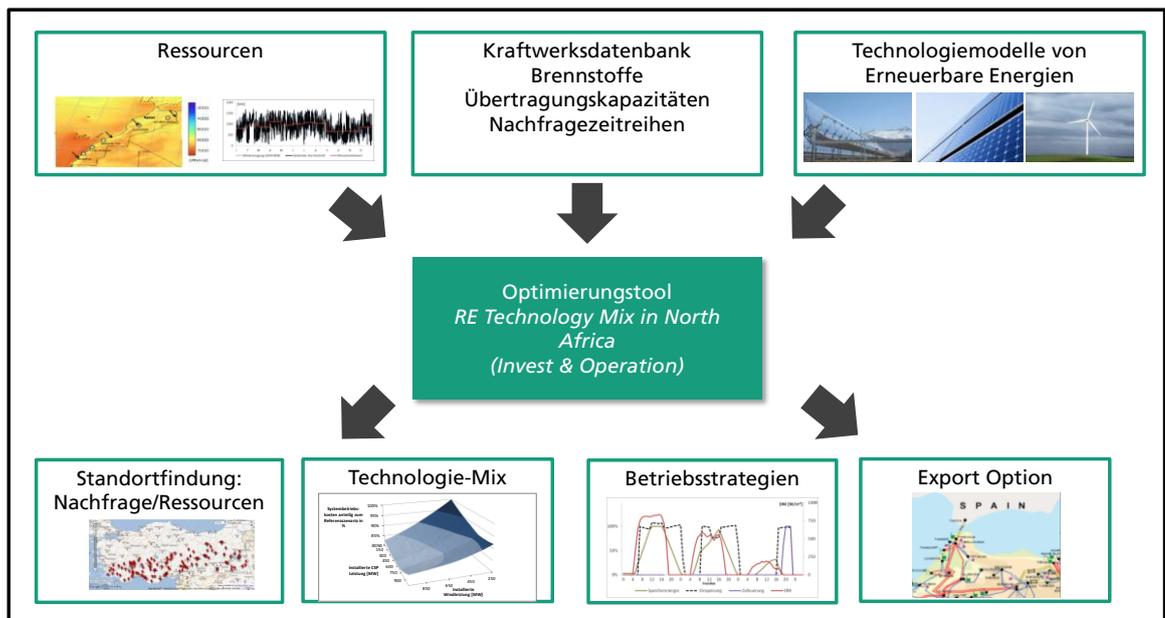


Abbildung 8: Skizze des Optimierungsmodells RESlion für den nordafrikanischen Strommarkt

Da die Modellierung der Langfristszenarien (siehe Abschnitt 3.1) nur bedingt die Stromnetze und Übertragungsverluste berücksichtigt, modelliert das hier beschriebene Modell einzelne Regionen innerhalb der zu analysierenden Länder in Nordafrika und stellt damit den Stromaustausch über Netzknoten (Netzregionen) detailliert dar. Das Modell berechnet auftretende Übertragungsverluste beim Stromtransport über Regionengrenzen hinweg, es baut zusätzlich benötigte Leitungen hinzu und weist dem Stromtransport variable Kosten für den Netzbetrieb zu. Außerdem wird die Verteilung des Stromes innerhalb der Verbrauchsregion ebenfalls mit Kosten und Übertragungsverlusten hinterlegt. Innerhalb von Nordafrika werden die Übertragungsfunktionen von einem HVAC-Netz durchgeführt; jedoch ist der Stromaustausch über einen vereinfachten DC-Flow-Ansatz zwischen den Regionen abgebildet. Im Gegensatz dazu sind verschiedene Leitungsrouten bzw. einzelne Leitungen nach Europa als HVDC-Leitungen hinterlegt. Eine Ausnahme bildet die Verbindung zwischen Marokko und Spanien, da hier bereits heute HVAC-Leitungen für den

Stromtausch sorgen. Die geringe Entfernung zwischen dem europäischen und nordafrikanischen Festland macht dies in der Straße von Gibraltar möglich. Abbildung 9 stellt die angenommenen Nachfrage- und Angebotsregionen, sowie die Verbindungen nach Europa dar. Insgesamt wurde der gesamte Strommarkt in 28 Einzelregionen unterteilt, hierzu zählen auch 3 Regionen für Ägypten, die in der folgenden Abbildung nicht dargestellt sind.

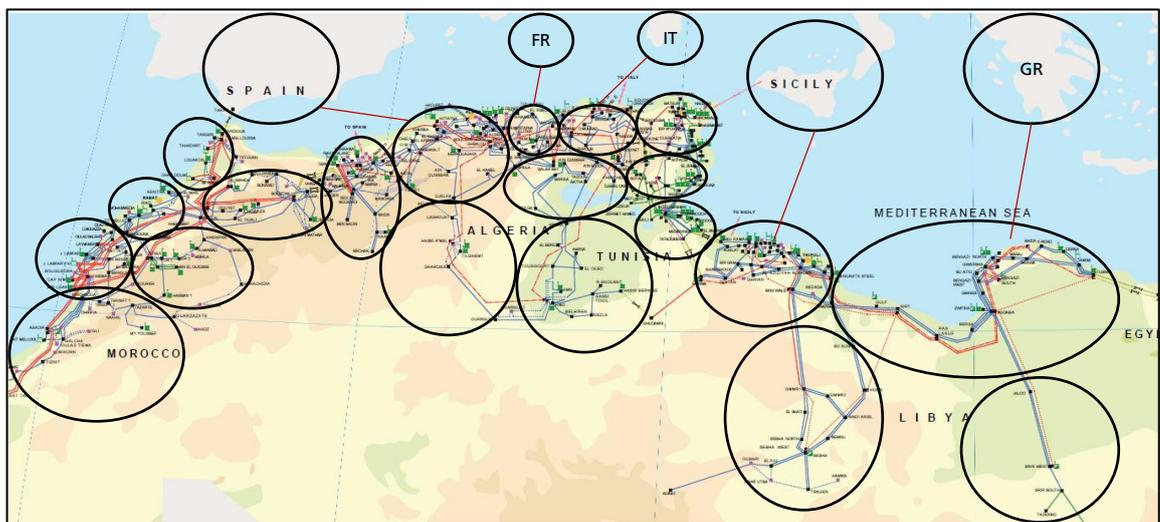


Abbildung 9: Modellierungsansatz mit Unterteilung in 28 Regionen (in der Abbildung fehlen drei Zonen für Ägypten)

Eingangsdaten

Das Modell verwendet die gleichen Kosten- und Kraftwerkparameter wie das PowerACE-Modell, die innerhalb des Projektes abgeglichen und ausgetauscht wurden, um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten. Zusätzlich beinhaltet das Modell die existierenden Kraftwerke in Nordafrika, die im Rahmen des Projektes gesammelt und integriert werden mussten. Dies ermöglicht es, neben langfristigen Szenarien für das Jahr 2050 auch aktuelle Entwicklungen auf dem Strommarkt in Nordafrika zu analysieren. Weiterhin berücksichtigt das Modell die aktuellen Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Regionen.

Für das Modell wurden Schnittstellen definiert, so dass das Modell mit den Modellierungsergebnissen von PowerACE (jährliche Energiemengen oder definierten Anteil jeder Technologie pro Land) gespeist werden kann.

Ausgangsdaten

Aus dem Modell der Kraftwerksstandortplanung auf einzelne Regionen und des Kraftwerkseinsatzes über den Zeitraum eines Jahres ergeben sich folgende Ergebnisse und Ausgangsdaten:

- Stündliche Stromerzeugung pro Region und Technologie
- Stündlicher Stromaustausch zwischen den Regionen
- Stündlich verfügbare Blindleistung (vereinfachter Berechnungsansatz)
- Kosten des Kraftwerkseinsatzes und der Stromübertragung
- Kosten für den Bau von Kraftwerken und Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen

3.3 Kraftwerksplanungsmodell für Solarthermische Kraftwerke für den Stromexport

Solarthermische Kraftwerke (engl. Concentrating Solar Power, CSP) mit integrierten thermischen Speichern erlauben, die Stromproduktion optimal auf die aktuelle Stromnachfrage und/oder die Börsenpreise anzupassen, da thermische Energie tagsüber aus solarer Einstrahlung gewonnen, in riesigen thermischen (Salz-) Speichern zwischengespeichert und variabel zu einem späteren Zeitpunkt in Strom umgewandelt werden kann. In Zukunft könnten CSP-Kraftwerke mit integrierten Wärmespeichern Solarenergie nutzen, thermische Energie speichern und den erzeugten Strom nachfrageorientiert in großem Umfang nach Europa liefern. Durch die aktuell sinkenden Subventionen und eine stärkere Marktintegration von erneuerbare Energien in den nächsten Jahren müssen Investoren und Betreiber von CSP-Kraftwerken die täglichen Stromnachfragen und Preiseschwankungen an den Strombörsen (siehe dazu Abbildung 10) deutlich stärker in ihren Investitions- und Betriebsentscheidungen berücksichtigen. Deshalb wurde ein Modellansatz entwickelt, der die Speicherbewertung in Arbeitspaket 6 von der Strommarktperspektive unterstützt und die Analysen der Strommarktmodellierung aus Kapitel 3.1 und 3.2 weiter detailliert. Die Forschungsfrage lautete, wie CSP-Kraftwerke (insbesondere Parabolrinnenkraftwerke) mit Speichern so zu optimieren sind, dass die Gewinne durch den Verkauf des Stroms an europäischen Strombörsen maximiert werden. In der vorliegenden Untersuchung werden hierfür historische Daten der Day-Ahead-Preise für Elektrizität in Spanien, Italien und Deutschland aus dem Jahr 2010 herangezogen.

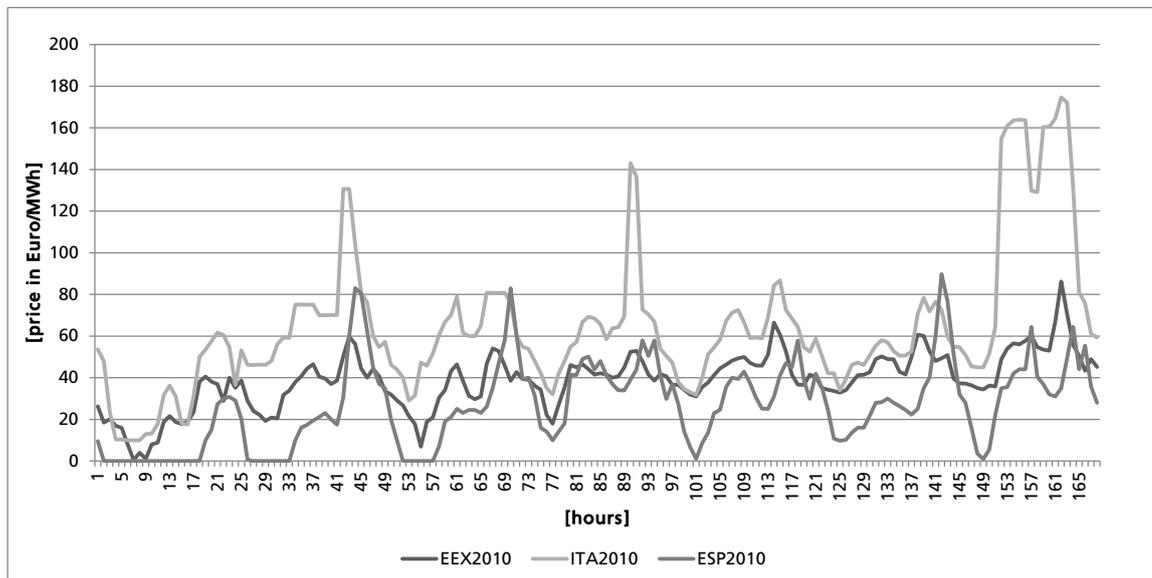


Abbildung 10: Stündliche Strommarktpreise für Strom in einer Woche im Jahr 2010 in Spanien, Italien und Deutschland (Quelle: EEX 2010, OMEL 2010, GME 2010)

Auf der technischen Seite konnten Effizienz und Energieertrag von CSP-Kraftwerken in den vergangenen Jahren erheblich gesteigert werden. Dadurch sanken die Anlagenpreise bezogen auf den Stromoutput. In einem Optimierungsmodell soll eine marktnahe Betriebsweise und eine optimale Kraftwerksauslegung für die Größendimensionierung der solaren Spiegelfelder und der thermischen Speicher für eine feste Turbinengröße von 100 MW anhand der Strommarktpreise durchgeführt. Abbildung 11 zeigt den Zusammenhang zwischen Solarfeldgröße, Speichergröße und der Turbinenleistung. Der Solar Multiple (SM) gibt die Größe des Solarfeldes im Vergleich zur Turbinenleistung an. Mit einem SM von 1 stellt das Solarfeld der Turbine die volle Leistung nur bei guten Wetterbedingungen zur Verfügung. Die Größe des thermischen Speichers kann sowohl als thermische Energiemenge als auch in Stunden ausgedrückt werden, mit denen die Turbine unter Volllast betrieben werden kann. Das Modell berücksichtigt außerdem die Zuführung von Erdgas und berücksichtigt verschiedene Erdgasanteile an der Gesamtstromproduktion des Kraftwerks. Dieser reicht von 2% (Frostschutz) über 12% (Hybridisierung in Spanien) bis zu 25% in den USA. Im Modell wurde der Anteil auf bis zu 10% ermöglicht. Zusätzliche neue Betriebsstrategien von CSP-Kraftwerken könnten elektrisch erzeugte Wärme aus Überschussstrom aus dem Übertragungsnetz (beispielsweise aus Windkraftproduktion)

darstellen, der in den thermischen Speichern zwischengespeichert wird. Das Modell erlaubt diese Option mittels eines elektrischen Erhitzers (Heizstab), welcher Strom aus dem Netz als thermische Energie in den thermischen Salzspeichern speichert. Da erwartet wird, dass der Strompreis in Zukunft in Zeiten hoher Windstromproduktion auf ein sehr niedriges Niveau fallen wird, kann diese Möglichkeit evtl. ein neues Geschäftsmodell für CSP-Kraftwerke darstellen.

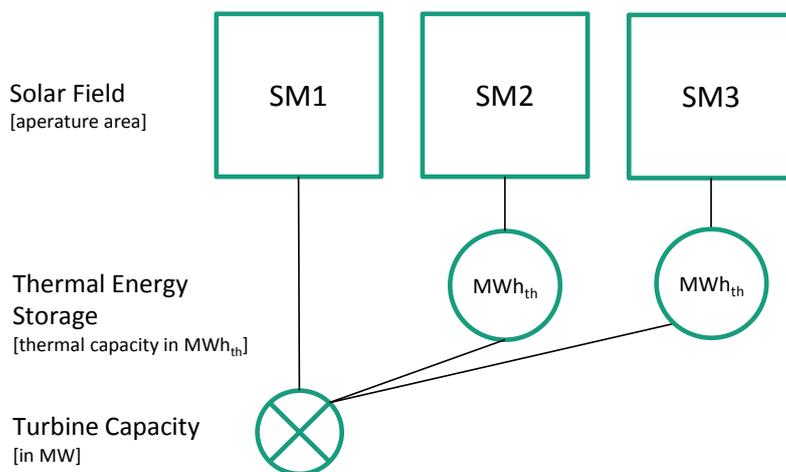


Abbildung 11: Skizze eines CSP-Kraftwerks zur Illustration des Solar Multiples und thermischen Energiespeichern

Die Regelbarkeit des Kraftwerkes über den thermischen Speicher ermöglicht es, einen optimalen Kraftwerksfahrplan zu modellieren. Dieser Kraftwerksfahrplan hat Auswirkung auf die Auslastung und die Betriebsweise des Kraftwerkes und damit implizit auf die Investitionsentscheidung. Hierfür wird ein zweistufiger Ansatz zur Kraftwerksevaluierung benutzt. Zunächst wird eine angemessene Auswahl möglicher Kraftwerksgrößen mit unterschiedlicher Kollektorfläche bzw. Solar Multiple (SM) und unterschiedlich großen Speichern erstellt. Darauf aufbauend wird der optimale Betrieb zu jeder Zeiteinheit (hier ein Jahr) für jedes einzelne Kraftwerk ermittelt. Dies geschieht mit Hilfe einer Ganzzahligen Optimierung. Nachdem die optimale Betriebsstrategie für jedes Kraftwerk definiert wurde, wird die optimale Investitionsentscheidung mittels Cash-Flow-Methode analysiert. Abbildung 12 gibt einen Überblick über den verwendeten Modellierungs- und Bewertungsansatz.

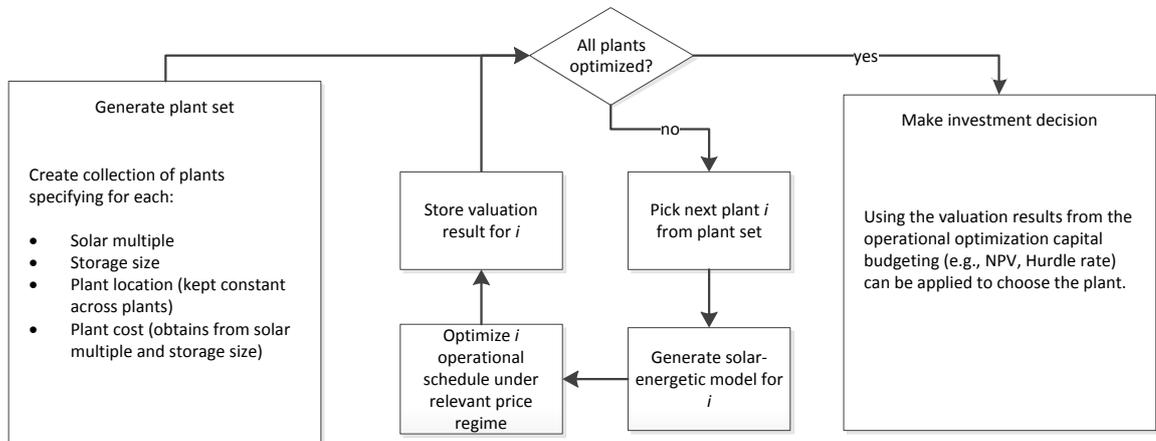


Abbildung 12: Struktur des Modellierungs- und Bewertungsansatzes

Die Zielfunktion in diesem Modell maximiert den operativen Gewinn des Kraftwerkes über den Planungshorizont T . Darin enthalten sind der Verkauf von Strom $\alpha_t \phi_t$, die Kosten für Erdgas $k^g \phi_t^g$, die variablen Betriebskosten k^v , der Bezug von Strom aus dem Netz ϕ_t^p und Kosten, die mit einer Laständerung $k^\Delta \Delta_t$ auftreten.

$$\max_{\phi_t, \phi_t^g, \phi_t^w, \phi_t^s} \sum_{t=1}^T [(\alpha_t - k^v) \phi_t - (k^g \phi_t^g + k^w \phi_t^w + (\psi + p_t) \phi_t^p + k^\Delta \Delta_t)]$$

Das Modell stellt drei interessante Optionen für einen erweiterten Kraftwerksbetrieb bereit. Dadurch können zukünftige Betriebsweisen noch besser abgebildet und in Forschungsprojekten berücksichtigt werden:

- Modellierung von Laständerungen und Berücksichtigung von entstehenden Kosten durch häufiges Anfahren oder Laständerungen
- Zufeuerung (Hybridisierung) von Erdgas zur Optimierung der Stromproduktion und Bereitstellung von gesicherter Kraftwerksleistung
- Einkauf von Elektrizität aus dem Netz (im Fall eines Überangebotes), um daraus Wärme für den Wärmespeicher zu erzeugen, die zu einem späteren Zeitpunkt wieder in Strom umgewandelt wird.

4 Ergebnisse

4.1 Geographisches und techno-ökonomisches Potenzial für erneuerbare Energien in Nordafrika

In Kapitel 3.1 wurde das Vorgehen zur Erarbeitung der EE-Potentiale beschrieben. Im Folgenden sollen die Ergebnisse der Analyse vorgestellt werden. Dabei werden zunächst die Restriktionen erläutert. Anschließend werden die Potentialdaten dargestellt und anhand einer Kostenpotentialkurve erläutert. Einer der wichtigsten Faktoren für den Ausbau von erneuerbaren Energien ist die Verfügbarkeit von geeigneten Flächen. Wie in Kapitel 3.1 gezeigt wurde, wird hierzu zunächst die Flächennutzung analysiert und später, von dem als zur Verfügung stehend identifizierten Land, die Restriktionen (Ausschlussflächen) abgezogen.

Die Gesamtübersicht zur Flächennutzung in Nordafrika ist in Abbildung 13 dargestellt. Es wird deutlich, dass ein Großteil der Fläche, nämlich über 85%, aus Brachland besteht. Anders als in Europa steht somit vermeintlich viel ungenutztes bzw. extensiv genutztes Land zur Verfügung. Allerdings müssen die verschiedenen Restriktionen, wie Hangneigung, Abstände zu Siedlungen oder Naturschutzgebiete von diesen Landflächen abgezogen werden. Auch Wandergeschwindigkeiten von Dünen wurden in der Modellierung berücksichtigt.

Werden diese Restriktionen abgezogen, so ergibt sich ein Ergebnis wie in Abbildung 14 dargestellt. In Rot sind die absoluten Ausschlussflächen markiert, in Gelb Flächen mit einem Gefälle von über 5%. Letztere sind in dem relativ kleinen gewählten Maßstab nur bei großen Flächen zu erkennen. Die roten Flächen in den MENA Ländern sind größtenteils Wanderdünen. Hier wurden die Ausschlussflächen so gewählt, dass sie eine antizipierte Wanderung von 190 m pro Jahr über einen Zeitraum von 20 Jahre zurücklegen. Die Restriktionen werden technologiespezifisch angewendet, da sich die Anforderungen an das Gelände je nach Technologie unterscheiden.

Abbildung 15 zeigt die Restriktionen für CSP. Die Karte zeigt am Beispiel Algerien, dass obwohl Nordalgerien zunächst offensichtlich über viele Brachflächen verfügt, diese aufgrund anderer Restriktionen zu großen Teilen nicht für CSP zur Verfügung stehen.

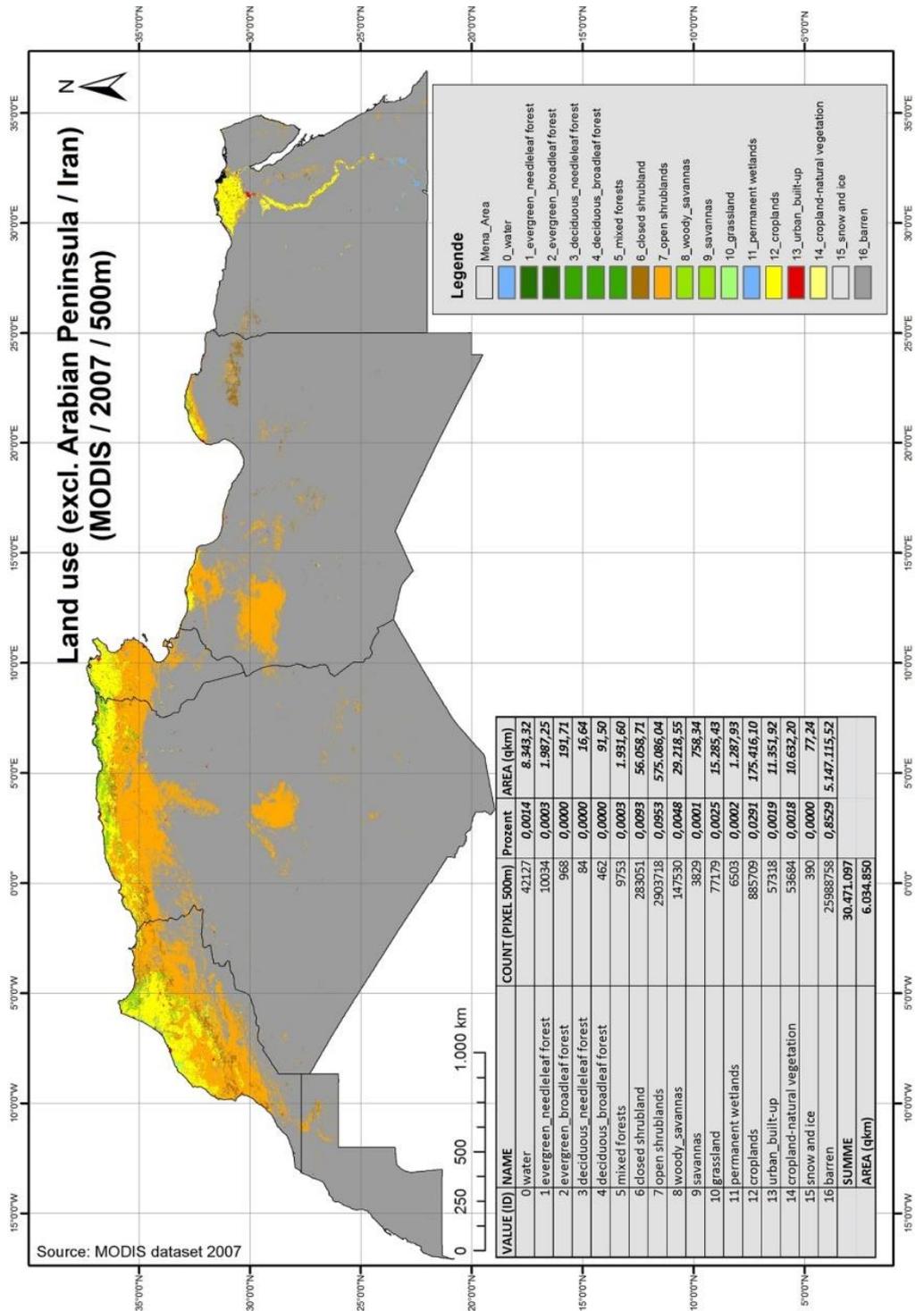


Abbildung 13 Karte der Landnutzung in Nordafrika

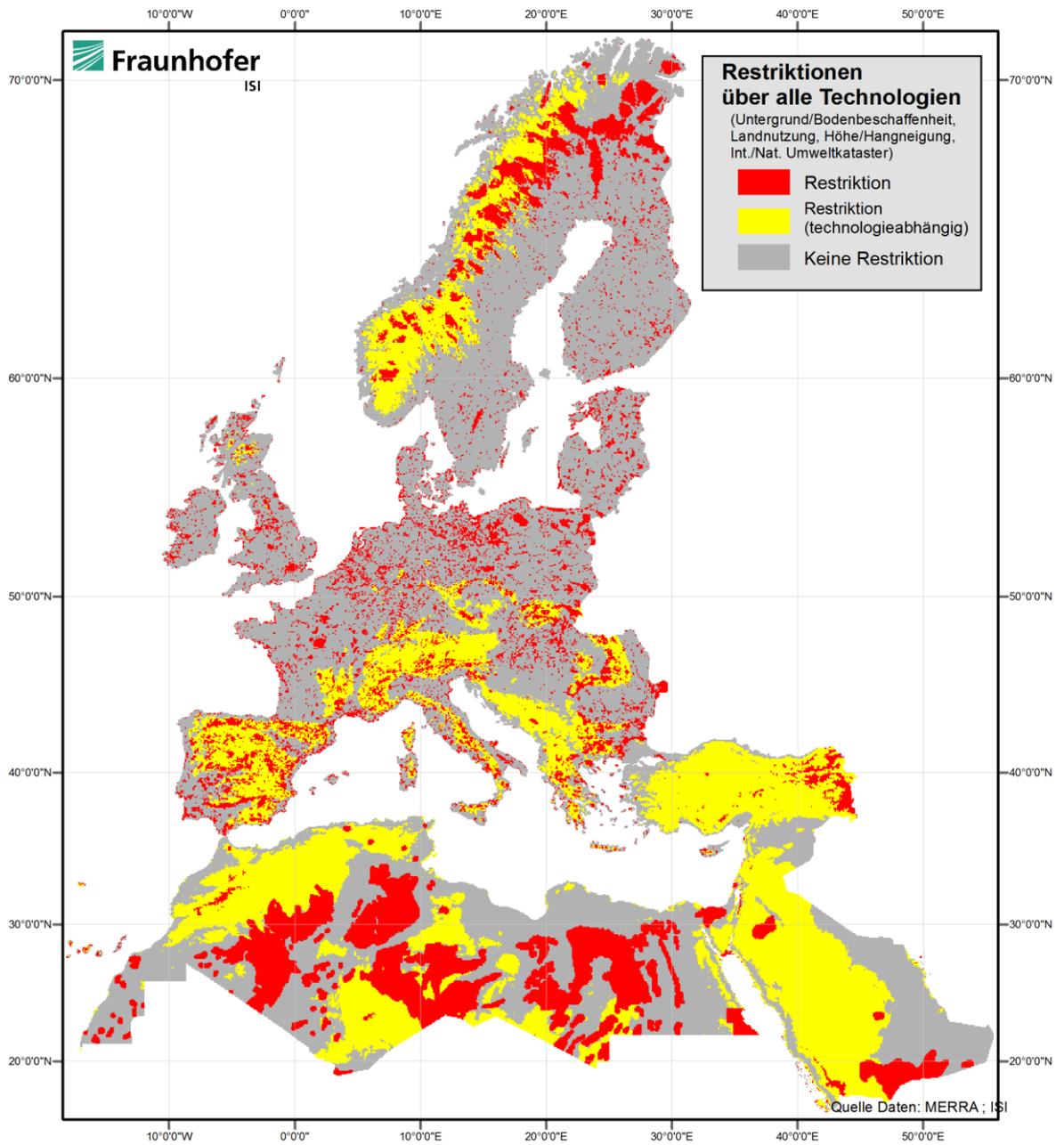


Abbildung 14 Flächenrestriktionen für den Ausbau von EE-Technologien in MENA und Europa

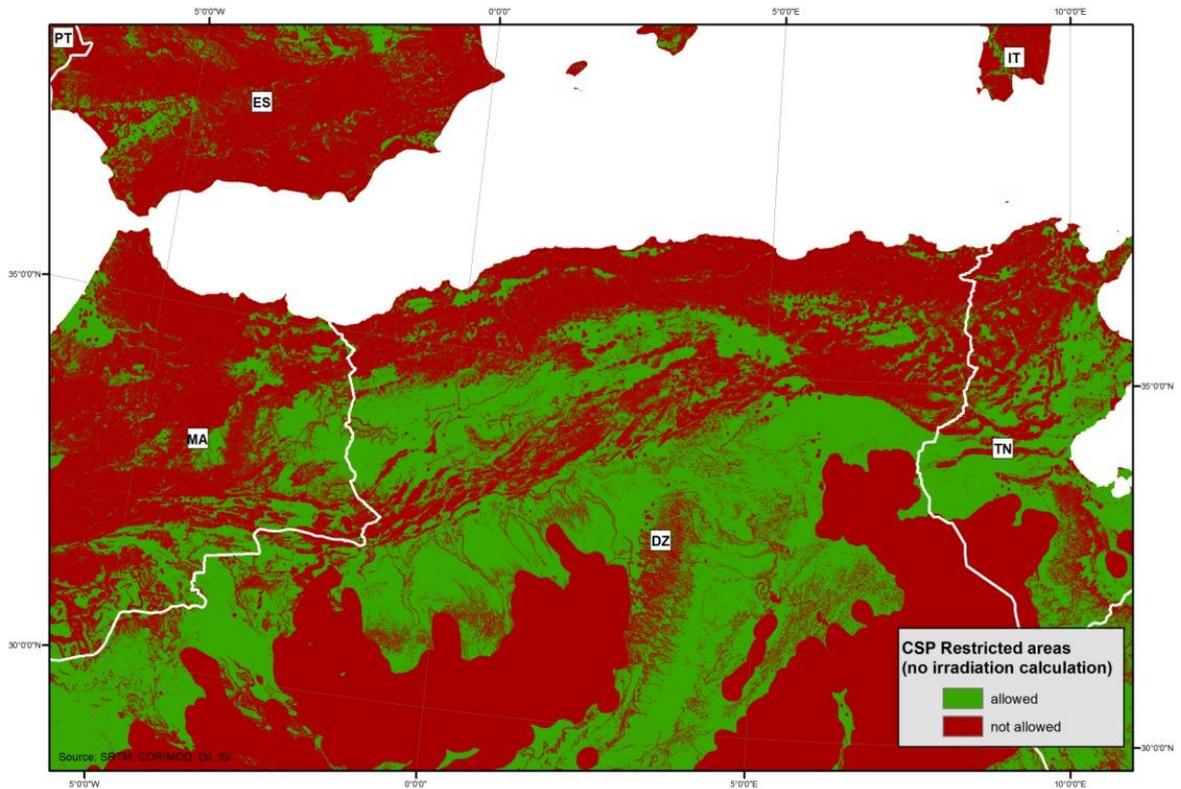


Abbildung 15 Flächenrestriktionen für den Bau von CSP-Kraftwerken (ohne Einstrahlungsniveaus)

Im nächsten Schritt werden die die Restriktionen in die Modellgitter eingepflegt und um die eigentlichen meteorologischen Daten ergänzt. Diese Modifikationen werden am Beispiel der Winddaten im Folgenden verdeutlicht. Die Winddaten, welche in stündlicher Auflösung vorliegen, müssen zunächst aggregiert und ausgewertet werden. Im Folgenden werden diese Parameter am Beispiel der Standardabweichung und der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit dargestellt.

Abbildung 16 zeigt die mittlere Windgeschwindigkeit und die Standardabweichung exemplarisch für Europa. Es ist zunächst ersichtlich, dass im UK die Windgeschwindigkeiten relativ hoch sind. Aber auch in anderen Teilen Nord-Mittel-Europas erreichen sie hohe Werte. Für die die Windenergieerzeugung sind aber konstante Windverhältnisse beson-

ders wichtig. Daher ist die Standardabweichung als grober Orientierungswert auf den Merra-Kacheln-Zentroiden⁷ abgetragen.

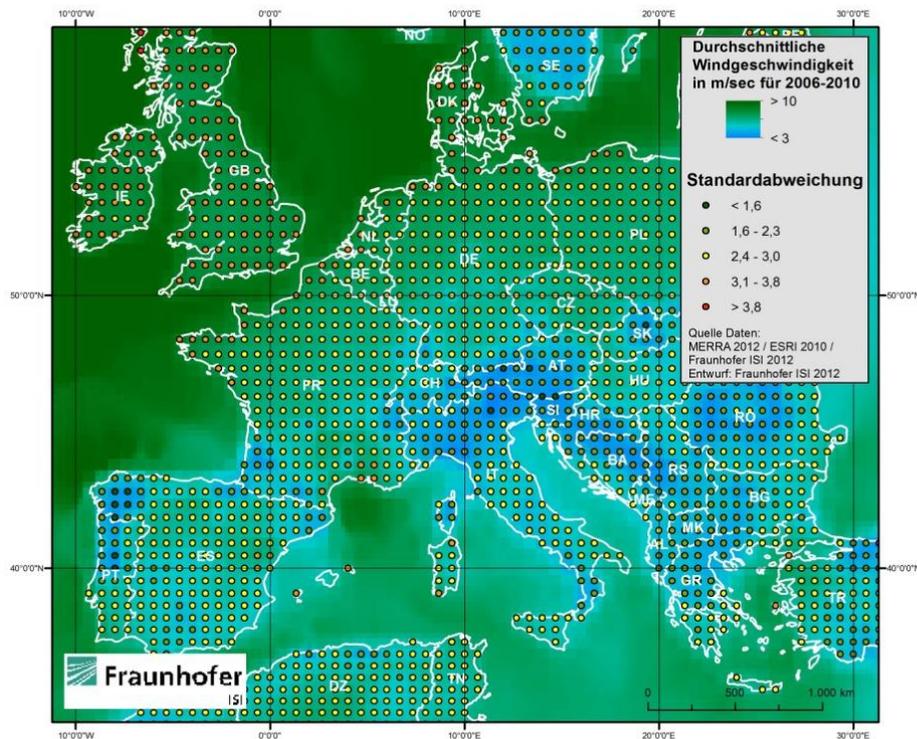


Abbildung 16 Durchschnittliche Windgeschwindigkeit und Standardabweichung in Europa 2006-2010

Nach Berücksichtigung aller Ausschlusskriterien sowie der meteorologischen Daten werden im PowerACE Modell die Kostenpotentialkurven für alle Technologien berechnet. Trägt man die so ermittelten Ergebnisse in eine Grafik ein, so ergibt sich eine Kostenpotentialkurve, die das verfügbare Potenzial für die erneuerbaren Energien in der Region in Abhängigkeit von den Stromgestehungskosten aggregiert abbildet (siehe Abbildung 17).

⁷ Eine Merrakachel besteht aus einer Kantenlänge von etwa 90km. Von jeder Kachel wird ein Zentroid berechnet, dem alle Werte der Merra-Kachel zugeordnet werden.

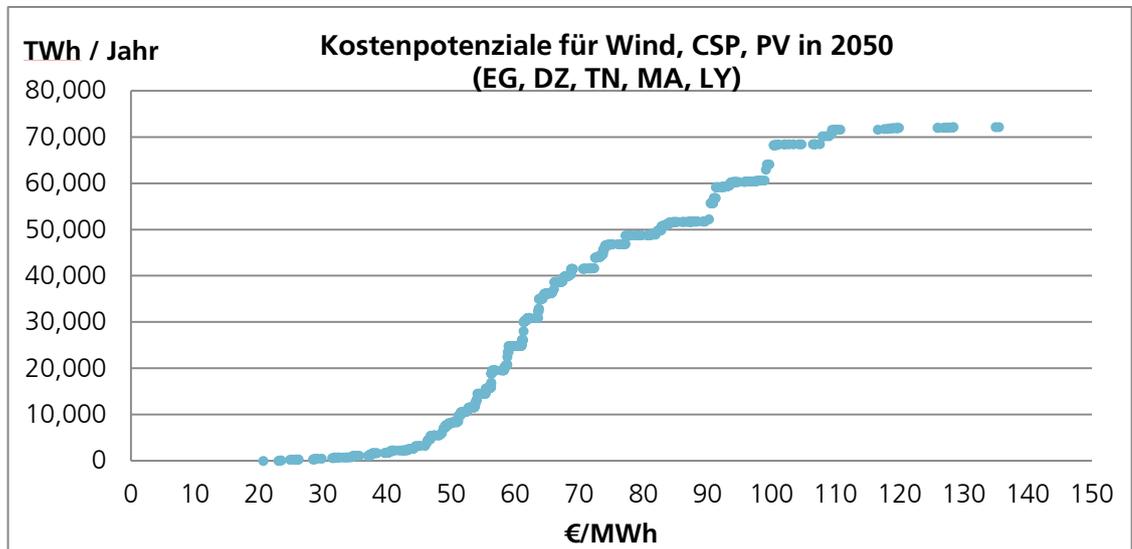


Abbildung 17 Kostenpotentialkurve für Windenergie, CSP und PV in Algerien, Libyen, Ägypten, Marokko und Tunesien für das Jahr 2050

Die Grafik beschreibt auf der y-Achse, das in den betrachteten MENA Ländern technisch zur Verfügung stehende Potential in Terra-Watt-Stunden (TWh) pro Jahr. Die x-Achse gibt die marginalen Produktionskosten per Mega-Watt-Stunde (MWh) in Euro an. Die Kosten, die für die Berechnung herangezogen wurden basieren auf antizipierten Lernkurven (Kostenreduktion der Technologien) bis 2050. Eine disaggregierte Kostenpotentialkurve für die drei Technologien befindet sich im Anhang (Abbildung 43).

Das technische Potential in 2050 beträgt etwas über 70.000 TWh pro Jahr. Rein technisch könnten die 5 betrachteten MENA Länder ihren Strombedarf von 1070 TWh/Jahr in 2050 somit etwa 60 Mal decken. Dies jedoch zu einem hohen marginalen Kostensatz von 140 Euro pro Megawattstunde. Eine realistischere Aussage erhält man, wenn der Strombedarf der MENA Länder im Jahr 2050 abgelesen wird (siehe Detail der Kostenpotentialkurve in Abbildung 18). Wird das günstigste Potential bis zu dem Wert von 1070 TWh/Jahr (Nachfrage im Jahr 2050 im „Status Quo“ Szenario) erzeugt, so wird dies zu einem marginalen Kostensatz von etwa 37,7 €/MWh realisiert. Ein Wert der unter den meisten Kosten konventioneller Technologien liegt. Die Nachfrage des „17% Energieeffizienz“ Szenarios liegt mit 871 TWh/a noch unter diesem Wert und führt so zu noch geringeren Erzeugungskosten.

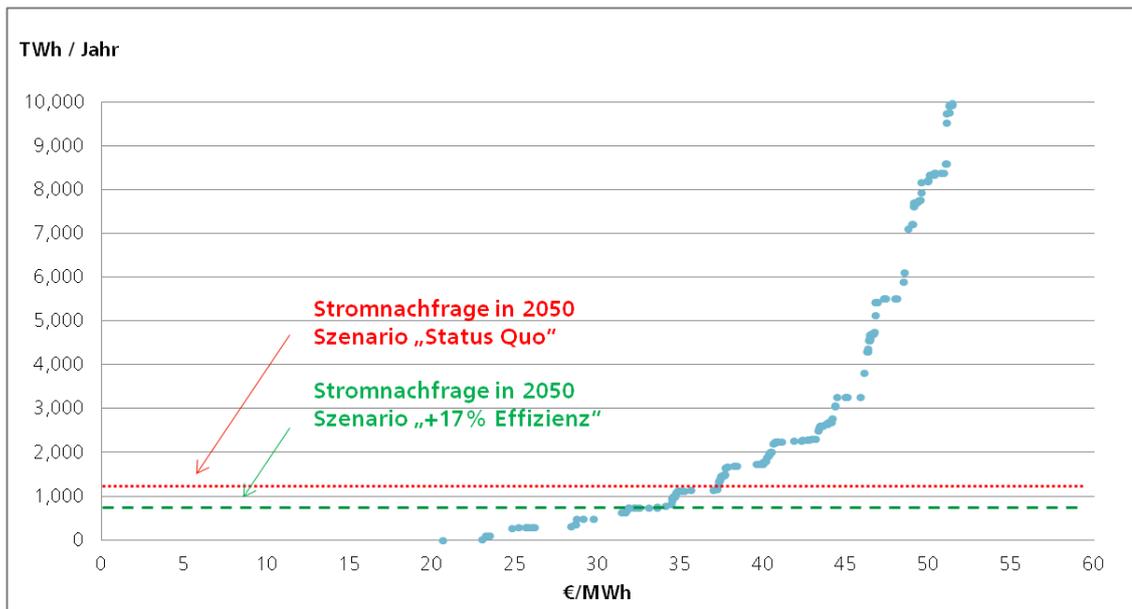


Abbildung 18 Kostenpotenzialkurve für Windenergie, PV und CSP für Algerien, Ägypten, Libyen, Marokko und Tunesien im Jahr 2050 im Vergleich zur Stromnachfrage der Länder in 2050

4.2 Ausbau der erneuerbaren Energien in Nordafrika bis 2050

Stromerzeugung und Technologiemix

Die **Gesamtstromerzeugung** in Marokko, Algerien, Tunesien, Libyen und Ägypten variiert im Jahr 2030 in den 4 Szenarien zwischen 503 TWh/a (Szenario 4) und 586 TWh/a in Szenario 3. Im Jahr 2050 steigen die erzeugten Mengen auf 1143 TWh/a in Szenario 1 und 1575 TWh/a in Szenario 3 (siehe Abbildung 19 und Abbildung 20). Die Szenarien in denen ein Stromexport nach Europa möglich ist (Szenarios 3 und 4) weisen die größten erzeugten Strommengen in der MENA Region auf. Die geringere Erzeugungsmenge in Szenario 4 lässt sich durch die Annahmen zur insgesamt niedrigeren Stromnachfrage in EU-MENA erklären (vergl. Abschnitt 2.1 zur Szenariendefinition).

Die Notwendigkeit zur **Abregelung von Überschussmengen** in der Stromerzeugung nimmt mit den steigenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien von 2030 bis 2050 zu. Die höchsten abgeregelten Strommengen treten in Szenario 2 auf (insgesamt 172 TWh/a), in dem die Stromsysteme von Europa und Nordafrika nicht verbunden und somit die Möglichkeiten zum inter-regionalen Ausgleich begrenzt sind. In Szenario 3 (insgesamt 145 TWh/a), in dem die höchsten Gesamterzeugungsmengen und EE-Anteile auftreten, tritt ebenfalls ein erhöhter Abregelungsbedarf ein. Die geringeren EE-Anteile bzw. die niedrigeren Erzeugungsmengen in den Szenarien 1 und 4 verringern in diesen Szenarien den Abregelungsbedarf.

Insgesamt nehmen die **Anteile der erneuerbaren Energien** in den Szenarien mit ambitionierten CO₂ Reduktionsziele (Szenarien 2, 3 und 4) zu und verdrängen hier die Stromerzeugung mittels konventionellen Kraftwerken aus dem Erzeugungsportfolio. Die EE-Anteile in den 4 Szenarien liegen im Jahr 2030 zwischen 59% im Szenario 1 mit wenig ambitionierten CO₂ Emissionsgrenzen und 68 % in Szenarien 2 und 3 mit stärkeren Restriktionen in Bezug auf CO₂ Emissionen (vergl. Tabelle 8 im Anhang). Aufgrund der sich bis zur angestrebten Gesamtreaktion in 2050 nur graduell verschärfenden CO₂ Limits, wirken sich die schwächeren Limitationen im Jahr 2030 allerdings noch in geringerem Maße aus. In 2050, mit voll ausgeprägten CO₂ Limits, werden hingegen EE-Anteile von 83 % (Szenario 1) bis zu 98 % (Szenario 3) erreicht.

Der **Technologiemix** in der Stromerzeugung wird in allen vier Szenarien sowie in allen betrachteten MENA-Ländern von Windenergie dominiert. Dies ist auf die hohen und kostengünstigen geographischen Potenziale für Windenergie, die in der MENA Region vorherrschen (siehe vorhergehenden Abschnitt 4.1) sowie auf die in 2050 vergleichsweise geringen antizipierten Technologiekosten für Windturbinen (vergl. Abschnitt 2.1 und Tabelle 4 im Anhang) zurückzuführen. Dies ist Abbildung 21, den Technologiemix über alle fünf Nordafrikanischen Länder im Vergleich zwischen 2030 und 2050 angibt, sichtbar. Windenergie erreicht bis zum Jahr 2050 über 60 % der Gesamterzeugung in der Region (in Szenario 4) und auf Länderebene teilweise sogar höhere Anteile im Erzeugungsportfolio.

CSP spielt aufgrund der höheren Erzeugungskosten im Vergleich zu Wind und PV erst nach 2030 eine Rolle. Unter Annahme von ambitionierten CO₂-Reduktionszielen und mit hohen Anteilen fluktuierender EE-Technologien im Stromsystem werden diese höheren Kosten teilweise durch die Regelbarkeit von CSP (aufgrund des thermischen Speichers) ausgeglichen und auch CSP erreicht relevante Anteile im Erzeugungsportfolio.

Abbildung 22 und Abbildung 23 zeigen beispielhaft den Technologiemix in den Jahren 2030 und 2050 in Ägypten. Windenergie macht im Jahr 2030 zwischen 42 % (Szenario 1) und 50% (Szenario 2) des Erzeugungsportfolios aus und wird gefolgt von der Stromerzeugung aus Gas und Wasserkraft. PV spielt in 2030 mit 4-6% der Erzeugung in den verschiedenen Szenarien noch eine eher untergeordnete Rolle. In 2050 wird die Rolle der Windenergie noch dominanter, in den 4 Szenarien werden zwischen 53% (Szenario 1) und 60% (Szenario 3) Stromerzeugung aus Windenergie erreicht. Die fossilen Energieträger Kohle und Gas, die in 2030 noch etwa 30% der Stromerzeugung ausmachten, werden nun aufgrund der sinkenden EE-Technologiekosten und der strengeren CO₂ Restriktionen auf 14 % (Szenario 1) bis zu 4 % (Szenario 3) durch die erneuerbaren Energien verdrängt. Auch die Solarenergie gewinnt an Bedeutung, PV macht in 2050 6-8 % des Erzeugungsportfolios aus und CSP erreicht zwischen 17 % (Szenario 1) und 24 % (Szenario 2) der nationalen Gesamterzeugung.

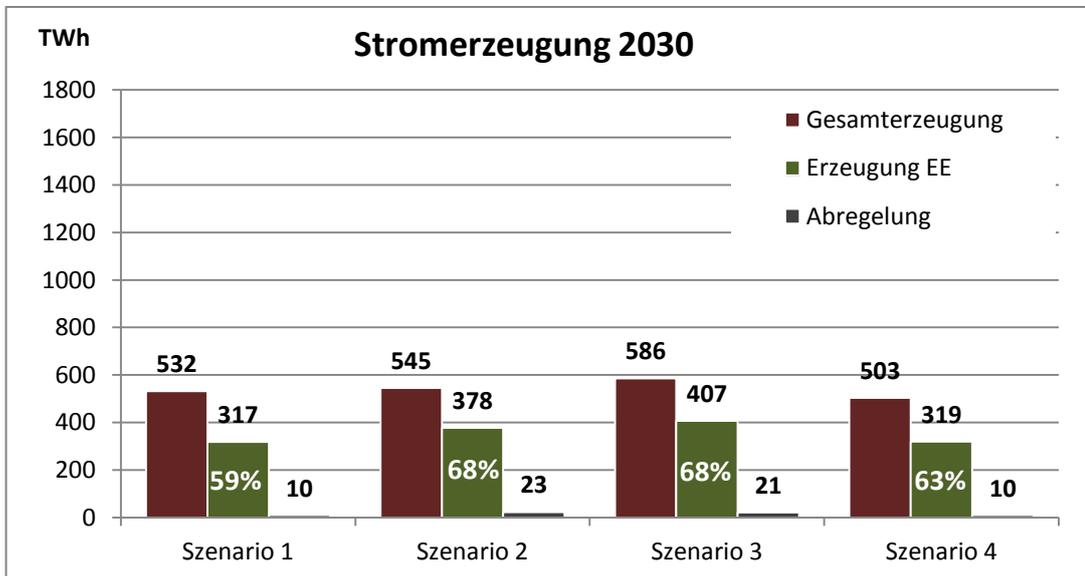


Abbildung 19 Gesamterzeugung, EE-Anteil und Abregelung in Nordafrika in den 4 Szenarien in 2030 (relative EE-Anteile berücksichtigen Abregelung)

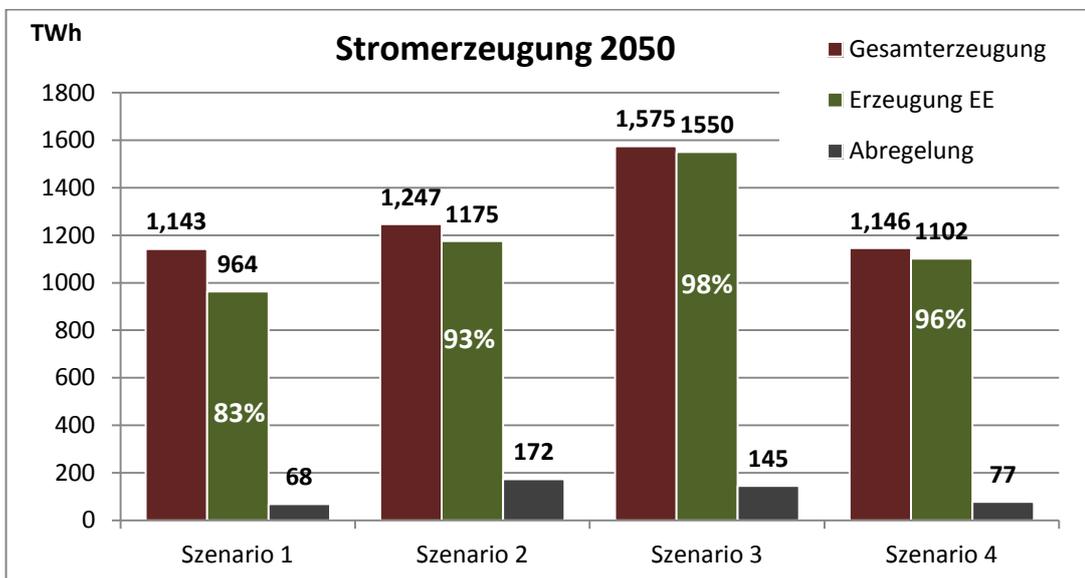


Abbildung 20 Gesamterzeugung, EE-Anteil und Abregelung in Nordafrika in den 4 Szenarien in 2050 (relative EE-Anteile berücksichtigen Abregelung)

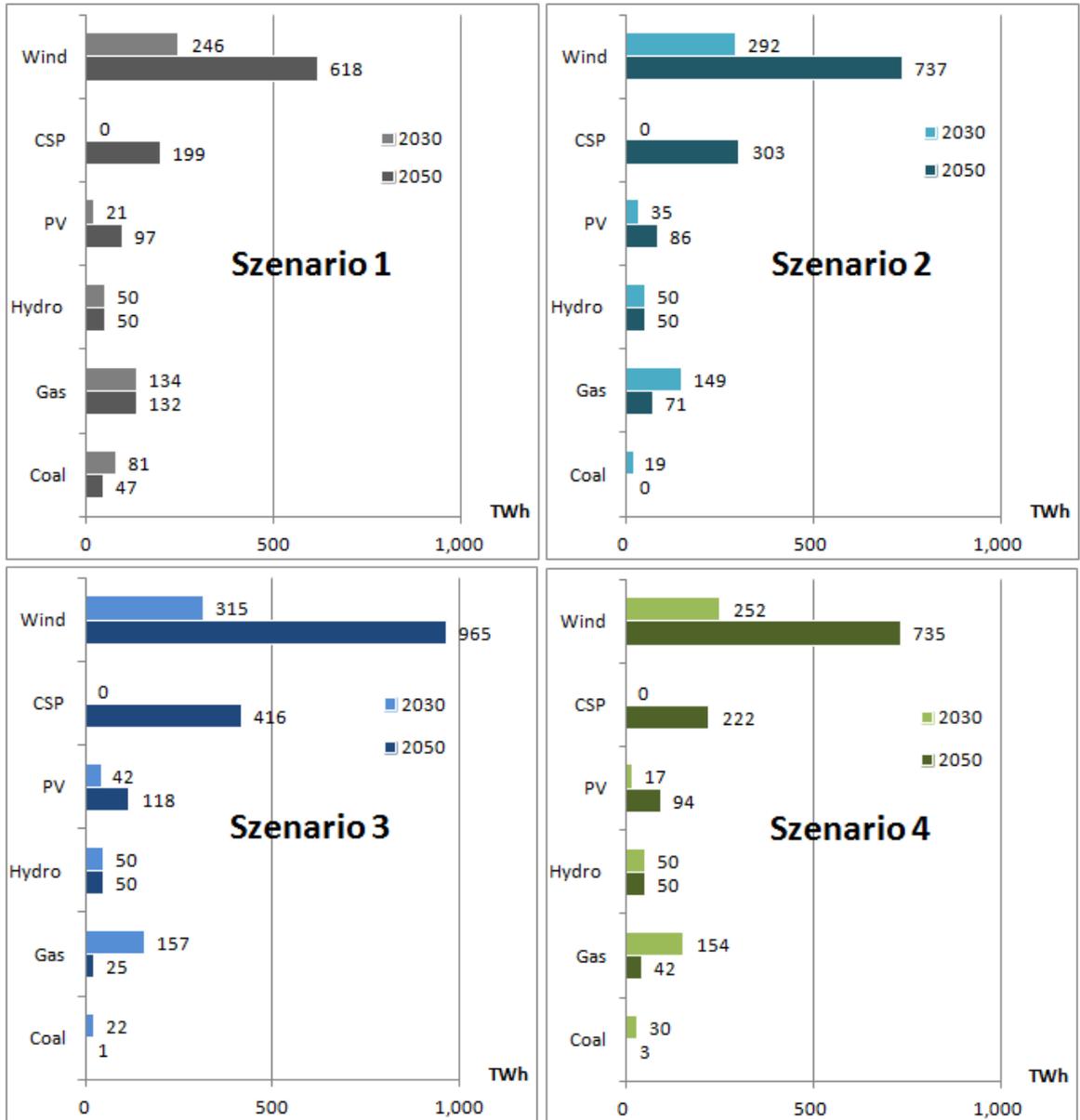


Abbildung 21 Vergleich des Technologiemitx in der Stromerzeugung in Ägypten, Marokko, Algerien, Tunesien und Libyen in 2030 und 2050 in den Szenarien 1-4

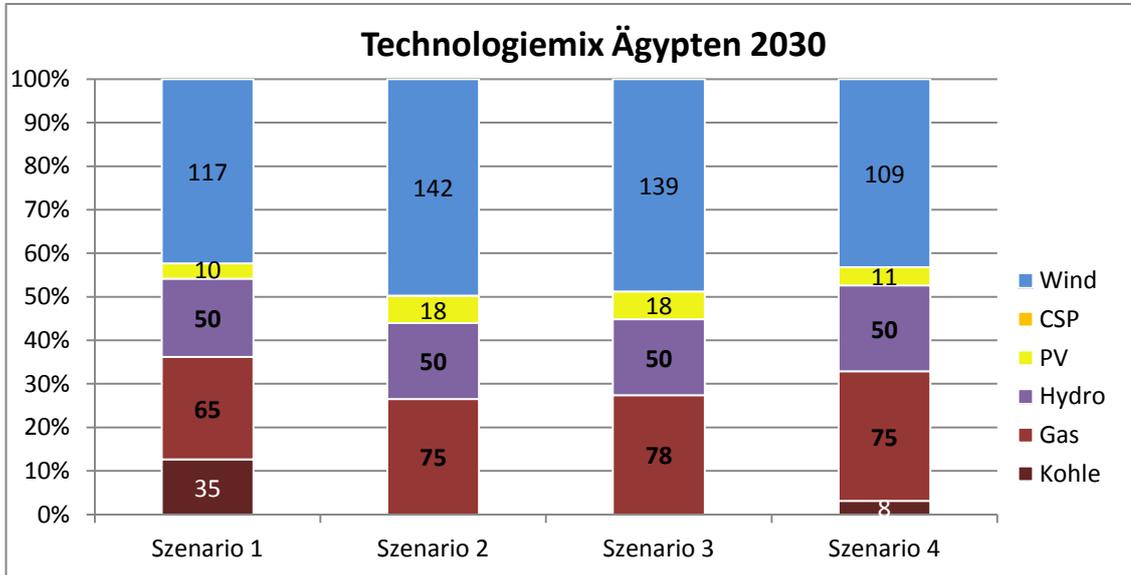


Abbildung 22 Mix der Stromerzeugungstechnologien (prozentual und TWh/a) in Ägypten in 2030

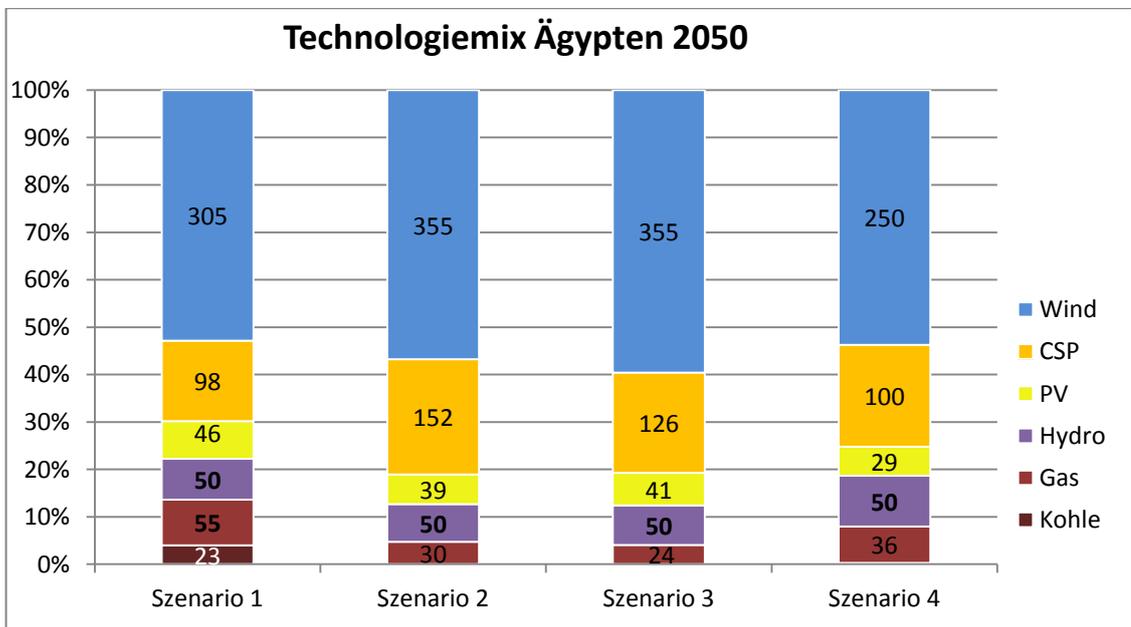


Abbildung 23 Mix der Stromerzeugungstechnologien (prozentual und TWh/a) in Ägypten in 2050)

Stromaustausch innerhalb Nordafrikas und Exporte nach Europa

Die Netto-Stromflüsse zwischen den fünf Nordafrikanischen Ländern (nur grenzüberschreitende Interkonnektoren), sowie die Netto-Stromexporte von Nordafrika nach Europa sind in Tabelle 1 zusammengefasst. In den Szenarien 1 und 2 ist der Zubau von Interkonnektoren zwischen EU und MENA per Definition nicht zugelassen. Es werden nur die grenzüberschreitenden Stromflüsse betrachtet, die Stromflüsse innerhalb eines Landes (etwa zwischen einzelnen Regionen) werden in Abschnitt 5.2 genauer analysiert. Abbildung 24 stellt die resultierenden Netto-Stromflüsse in 2050 beispielhaft für Szenario 3 grafisch dar.

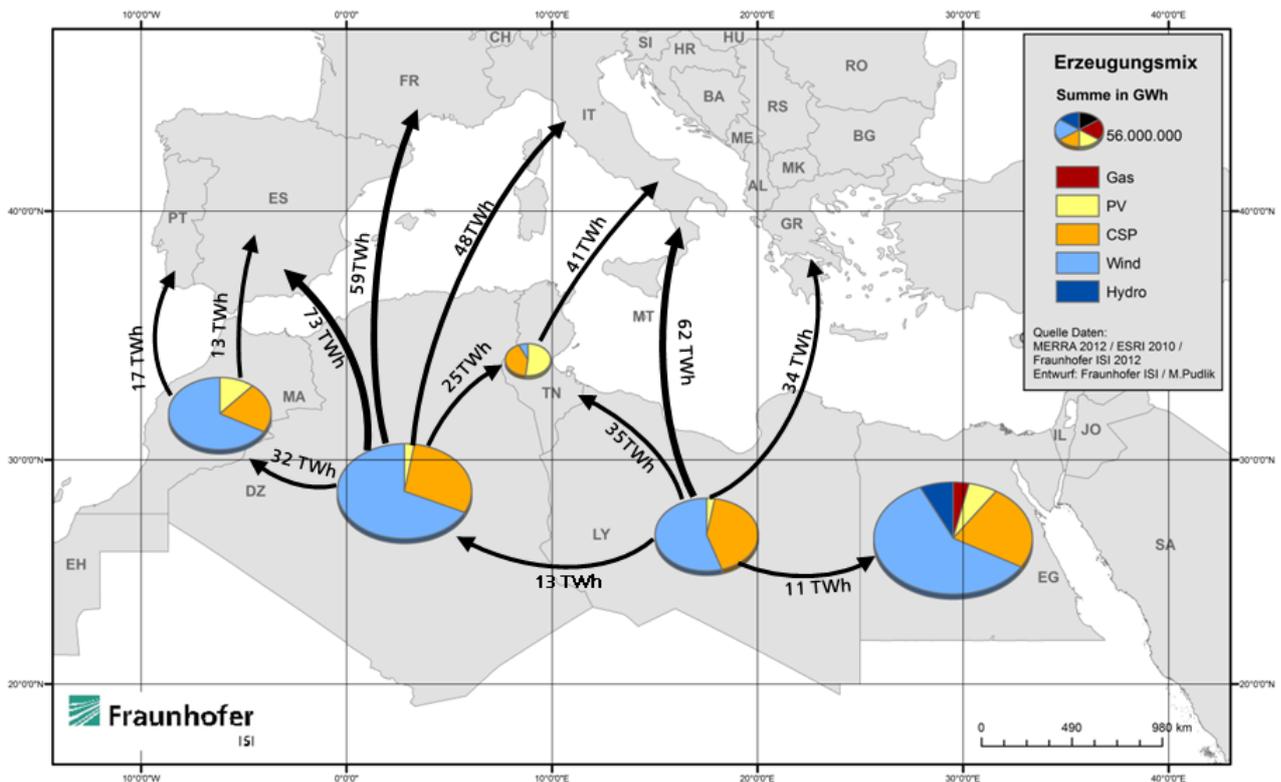


Abbildung 24 Stromerzeugungsmix in Nordafrika und Netto-Interkonnektorenflüsse im Jahr 2050 in Szenario 3

Tabelle 1 Grenzüberschreitende Netto-Stromflüsse in den vier Szenarien

	Netto-Stromflüsse [TWh]					
	Innerhalb Nordafrikas		Nordafrika - Europa		Gesamt	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Szenario 1	4	28	-	-	4	28
Szenario 2	5	37	-	-	5	37
Szenario 3	6	117	42	347	48	465
Szenario 4	4	68	19	191	24	259

Stromerzeugungskosten und Netzkosten

Die **Gesamtsystemkosten** für die Region Europa (inkl. Norwegen & Schweiz), Algerien, Ägypten, Marokko, Libyen, Tunesien sind in Abbildung 26 (für 2030) und Abbildung 27 (für 2050) zusammengefasst. Sie umfassen die Stromerzeugungskosten und Netzausbaukosten (Interkonnektoren) für beide Regionen (siehe Abbildung 25). Bei den Netzkosten sind nur die Kosten für transnationale Interkonnektoren berücksichtigt, Kosten für Netzausbau und Netzverstärkungen innerhalb der Länder sind darin nicht enthalten. Die angegebenen Stromerzeugungskosten beinhalten neben den Kosten für die Erzeugung aus Wind, PV und CSP auch Kosten für weitere Technologien wie Biomasse⁸, Geothermie, Wellen- und Gezeitenkraft. Der Einsatz dieser Technologien wird allerdings nicht im Modell optimiert, sondern extern vorgegeben (statisch und identisch für alle Szenarien), da die Möglichkeiten für den Ausbau dieser Technologien aufgrund ihrer stark limitierten Ressourcen sehr begrenzt sind.

⁸ Für die MENA Region wird angenommen, dass eine Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung aufgrund der ariden klimatischen Bedingungen wirtschaftlich und ökologisch nicht nachhaltig ist.

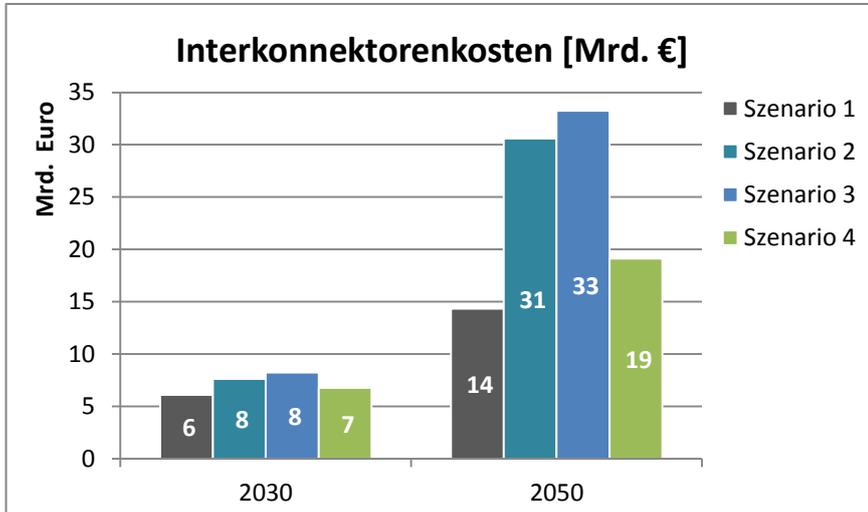


Abbildung 25 Netzausbaukosten⁹ in EUMENA [Mrd. €] in 2030 und 2050

Das ambitionierteste Szenario 4 (strikte CO₂-Restriktionen, verbesserte Energieeffizienz, EUMENA Netzintegration) weist in 2030 mit rund 178 Mrd. € von allen Szenarien die geringsten Gesamtsystemkosten auf¹⁰. Bis 2050 steigen die Kosten unter den definierten Rahmenannahmen zwar auf 245 Mrd. € an, das Szenario bleibt aber weiterhin im Szenarienvergleich das insgesamt Kostengünstigste. Szenario 1, mit den geringsten Anforderungen an die Verringerung von CO₂ Emissionen und ohne Netzintegration zwischen EU und MENA weist in 2030 mit 211 Mrd. € die zweit niedrigsten Gesamtsystemkosten auf. Bis 2050 steigen diese Kosten auf über 332 Mrd. € an. Szenario 2, und Szenario 3 unterscheiden sich in 2030 nur marginal in Bezug auf die Gesamtsystemkosten, in beiden Fällen belaufen sich diese auf etwa 239 Mrd. €. Beide Szenarien gehen bis zum Jahr 2050 von ambitionierten CO₂ Minderungszielen aus, die allerdings im Jahr 2030 noch nicht sehr stark limitierend wirken (vgl. Tabelle 8 im Anhang). Die beiden Szenarien unterscheiden sich also lediglich in Bezug auf die Netzintegration zwischen EU und MENA, welche in

⁹ Netzkosten beinhalten nur transnationale Interkonnektoren (zwischen EU Ländern, zwischen MENA Ländern sowie zwischen MENA und EU-Ländern) aber keinen Netzausbau innerhalb der jeweiligen Länder.

¹⁰ Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die Kosten für Energieeffizienzmaßnahmen hier nicht endogen betrachtet werden können und somit nicht in den Gesamtkosten enthalten sind.

Szenario 3 besteht, in Szenario 2 hingegen nicht. Aus Abbildung 25 ist allerdings ersichtlich, dass die Netzausbaukosten sich zwischen beiden Szenarien sowohl in 2030 als auch in 2050 kaum unterscheiden; findet also kein Netzausbau nach Europa statt, werden stattdessen vermehrt inner-regionale Interkonnectoren zum Ausgleich benötigt. Die Gesamtsystemkosten in 2050 steigen in Szenario 2 auf über 400 Mrd. € an, in Szenario 3 auf ca. 383 Mrd. €.

Die **Kosten je erzeugter MWh Strom** in der EU und in MENA sind für das Jahr 2030 in Abbildung 28 und für das Jahr 2050 in Abbildung 29 dargestellt. Bei der Berechnung werden abgeregelte Energiemengen zunächst von der Gesamterzeugungsmenge abgezogen und Netzkosten nicht berücksichtigt. Mit dem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien zwischen 2030 und 2050 steigen die Stromerzeugungskosten in EUMENA in allen Szenarien um durchschnittlich 20%. In 2030 liegen die Kosten im EUMENA Gesamtsystem zwischen 45-51€/MWh, in 2050 zwischen 54-62 €/MWh. Der geringste Anstieg tritt hierbei in den Szenarien 3 und 4 auf, was den Vorteil der Integration der Strommärkte in EU und MENA hervorhebt. Die geringsten Stromgestehungskosten werden im Szenario 4 durch die Kombination des Netzausbaus mit Energieeffizienzmaßnahmen (Nachfragereduzierung) erreicht. Zum Vergleich sind die Stromerzeugungskosten unter Berücksichtigung der Gesamtnetzkosten in Abbildung 41 und Abbildung 42 im Anhang dargestellt. Auch hier steigen die spezifischen Gesamtsystemkosten (für EUMENA inkl. Netz) bis 2050 nur mäßig an und betragen für die Bandbreite der Szenarien 46-52 €/MWh in 2030 und 56-68 €/MWh in 2050.

Es lässt sich aus den dargestellten Ergebnissen schlussfolgern, dass die Integration der Stromsysteme in der EU und Nordafrika zu Kostenreduktionen von etwa 3 €/MWh in 2050 führen können und dass dies im Zusammenspiel mit verstärkten Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz die Kosten um weitere 5 €/MWh senken könnte. Insgesamt entsprechen die Gesamtkosten der zusätzlichen Interkonnectoren in allen Szenarien mit ambitionierten Klimapolitiken etwa 10% der Gesamtsystemkosten in 2050.

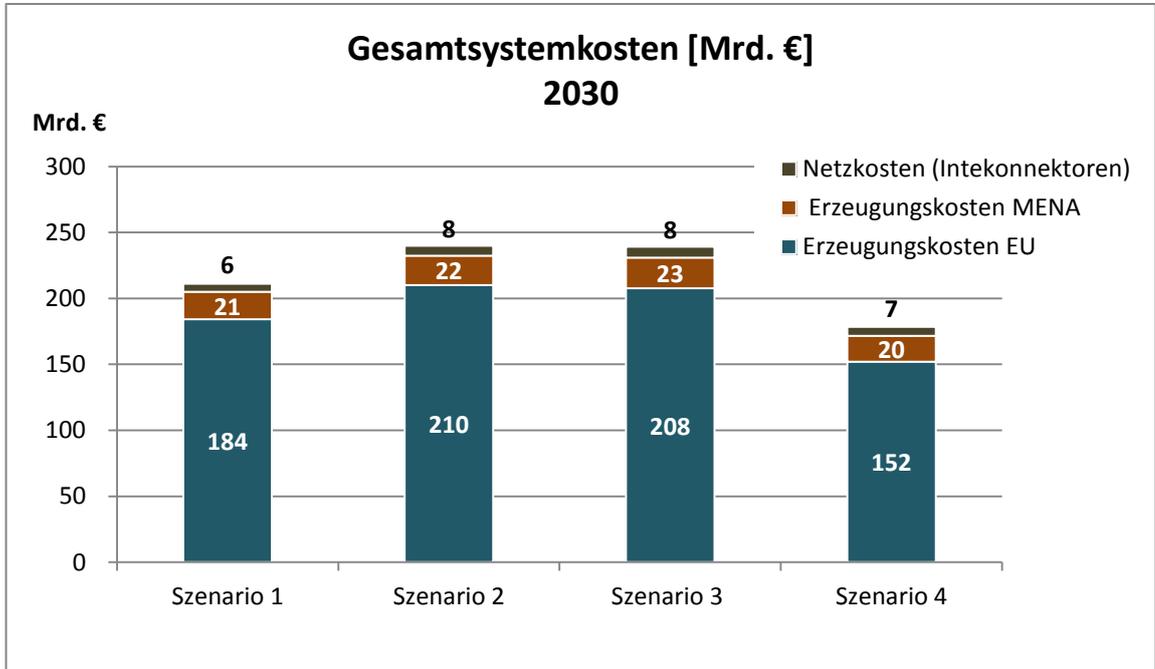


Abbildung 26 Gesamtsystemkosten (Erzeugung und Interkonnektoren) [Mrd.€] in 2030

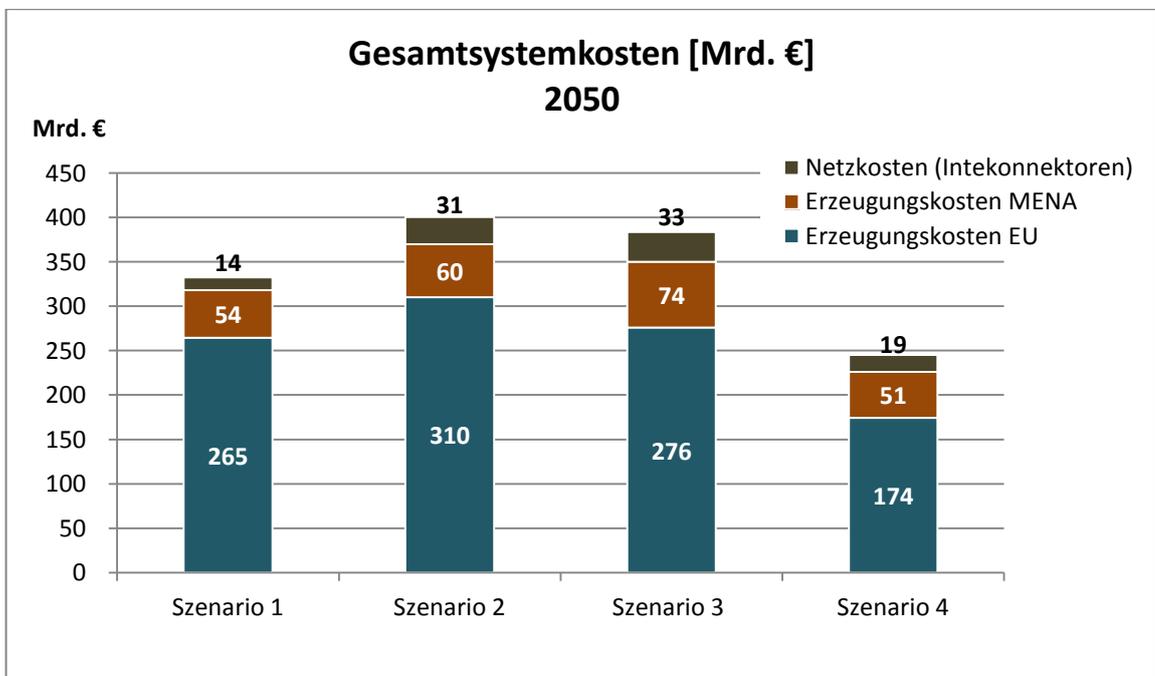


Abbildung 27 Gesamtsystemkosten (Erzeugung und Interkonnektoren) [Mrd.€] in 2050

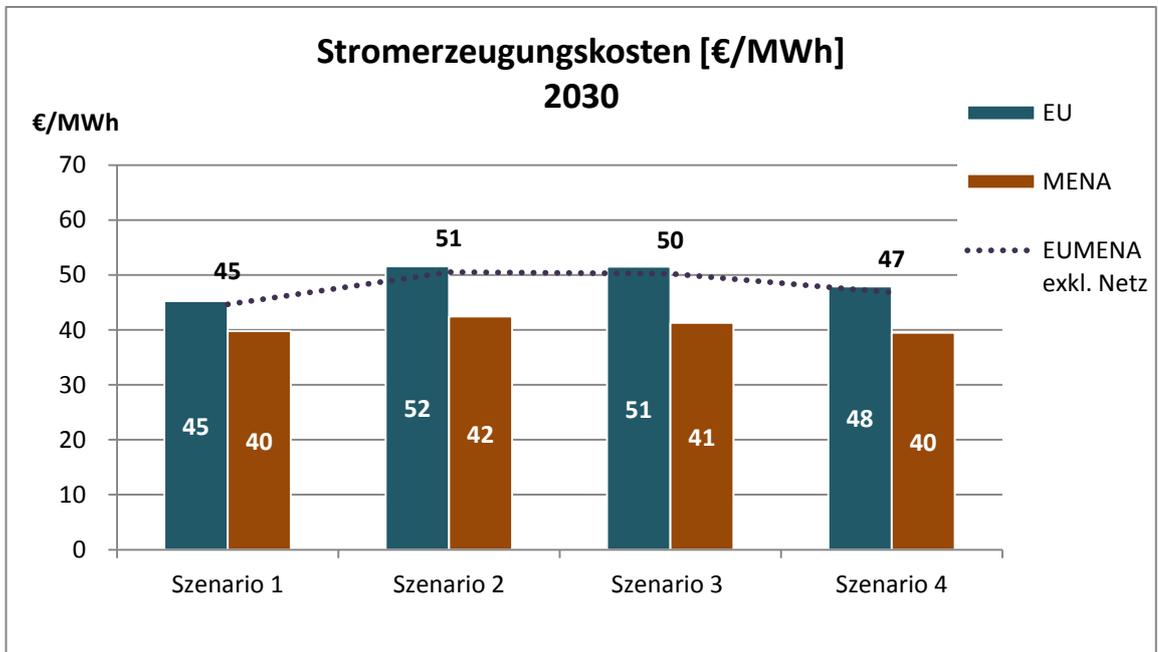


Abbildung 28 Stromerzeugungskosten [€/MWh] in EU und MENA (exkl. Netz) in 2030

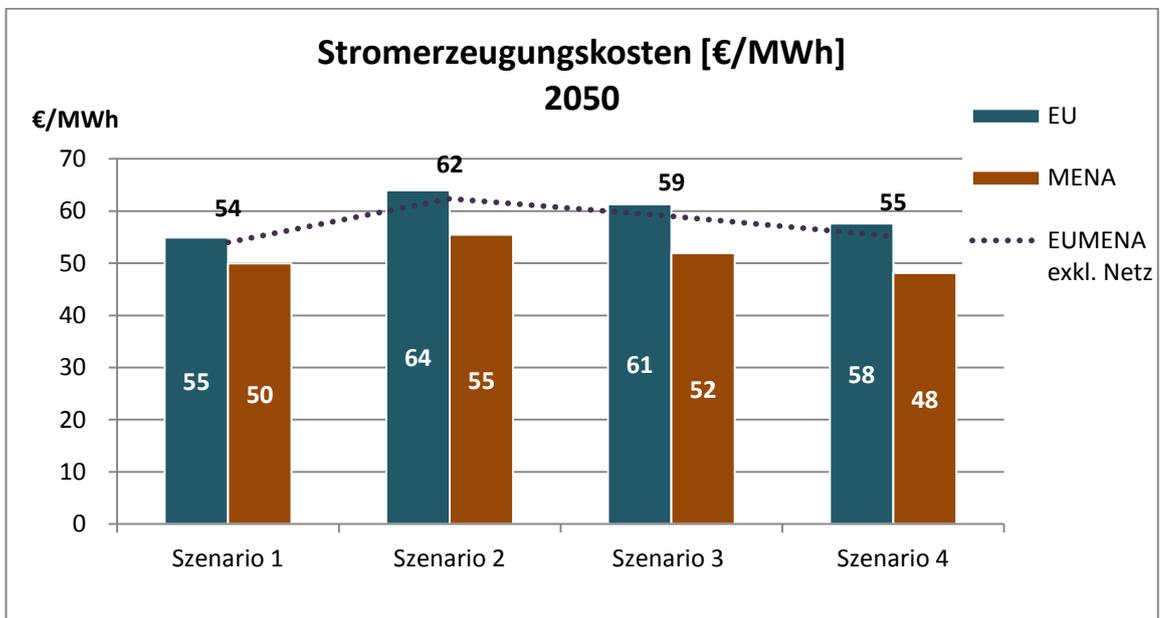


Abbildung 29 Stromerzeugungskosten [€/MWh] in EU und MENA (exkl. Netz) in 2050

4.3 Standortplanung und stundenoptimierte Kraftwerkseinsatzplanung

Einleitung

Auf Basis der Ausbaupfade für erneuerbare Energien aus Kapitel 4.2 berechnete das Optimierungsmodell für den nordafrikanischen Strommarkt die optimalen Kraftwerksstandorte der einzelnen Technologien in den jeweiligen Regionen, sowie einen regional höher aufgelösten Kraftwerksbetrieb. Aus den Ergebnissen der Modellierung können so die Auswirkungen auf den Strommärkten weiter detailliert werden. Für einzelne Regionen können damit die Ausbauziele für erneuerbaren Energien erarbeitet und definiert werden. Die Auswirkungen der realisierten Betriebsstunden jeder Technologie können in einem Technologieassessment weiter analysiert werden; außerdem kann der Stromaustausch bzw. die Leitungskapazitäten zwischen den Regionen genauer betrachtet werden. Die stündlichen Erzeugungs- und Nachfrageprofile für die einzelnen Regionen (Netzknoten im Netzsimulationsmodell) dienen als die wichtigsten Inputparameter für das Netzmodell. Zusätzlich werden Blindleistungswerte für jede Stunde berechnet und weitergegeben, um sie auf Konsistenz mit Netzflüssen und Netzlasten sowie Netzgradienten zu überprüfen. Iterativ könnten die Ergebnisse des Netzmodells in das Modell der Kraftwerkseinsatzplanung zurückgespiegelt werden und mittels zusätzlicher Nebenbedingungen und Restriktionen für den Kraftwerkseinsatz implementiert werden.

Die Schwierigkeit bei der Modellumsetzung bestand in der Abstimmung der Modellannahmen und der Modellschnittstellen zwischen PowerACE und der Kraftwerkseinsatzplanung. Die Übergabe der Ergebnisse und die Einbindung in die weiteren Arbeiten erfordern eine hohen Koordinierungs- und Abstimmungsaufwand.

Standortplanung

Die optimale Verteilung der Kraftwerke auf die einzelnen Regionen war eine Kernaufgabe der Modellierung und kann durch das Modell optimal festgelegt werden. Anhand von Szenario 1 und Szenario 3 werden die Ergebnisse hier exemplarisch dargestellt. Die Ergebnisse von Szenario 2 und 4 decken sich weitestgehend mit den beiden ersteren Fällen. Die größten Differenzen zwischen den Szenarien existieren aufgrund der (Nicht-)Existenz der Möglichkeit des Stromexports. Abbildung 30 zeigt die Verteilung der Erzeugungs-

mengen auf die einzelnen Technologien in den verschiedenen Regionen in Szenario1 (ohne Stromexport). Die Regionen 1-6 gehören zu Marokko, 7-13 zu Algerien, 14-16 zu Tunesien, 17-20 zu Libyen, 21-25 zu Südeuropa (Spanien, Frankreich, Italien (2) und Griechenland) und 26-28 zu Ägypten.

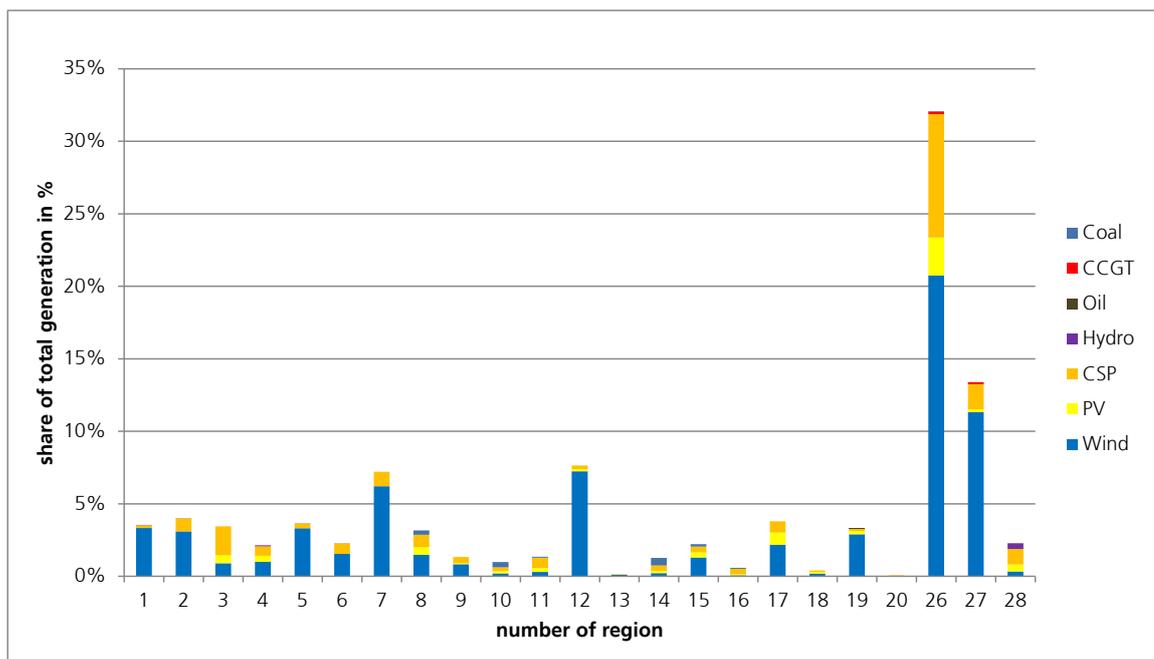


Abbildung 30: Anteil pro Technologie an der gesamten Stromerzeugung in Szenario1

Folgende Ergebnisse können hieraus abgeleitet werden:

- Aus den Vorgaben aus PowerACE ergibt sich ein hoher Windanteil der sehr unterschiedlich auf die einzelnen Regionen verteilt wurde.
- Die Winderzeugung findet verstärkt in windreichen Regionen statt und wird dann in Nachbarregionen mit stärkerer Nachfrage transportiert.
- Die Stromerzeugung aus Photovoltaik ist auf viele verschiedene Regionen verteilt, einen Schwerpunkt ist aber in Nordägypten (Region 26) zu identifizieren, da hier eine sehr hohe Stromnachfrage im Nildelta (Kairo) besteht.
- Die Stromproduktion mit CSP Kraftwerken findet insbesondere in einzelnen, einstrahlungsreichen Regionen (Wüstengebieten) statt.

In Szenario 2 mit höheren Zielen für den Ausbau der erneuerbaren Energien (Höhere CO₂-Minderungsziele) findet eine stärkere Verteilung der EE-Kraftwerke statt. Einzelne Regionen bleiben jedoch bevorzugte Windstandorte aufgrund ihrer großen verfügbaren Windressourcen (Abbildung 31).

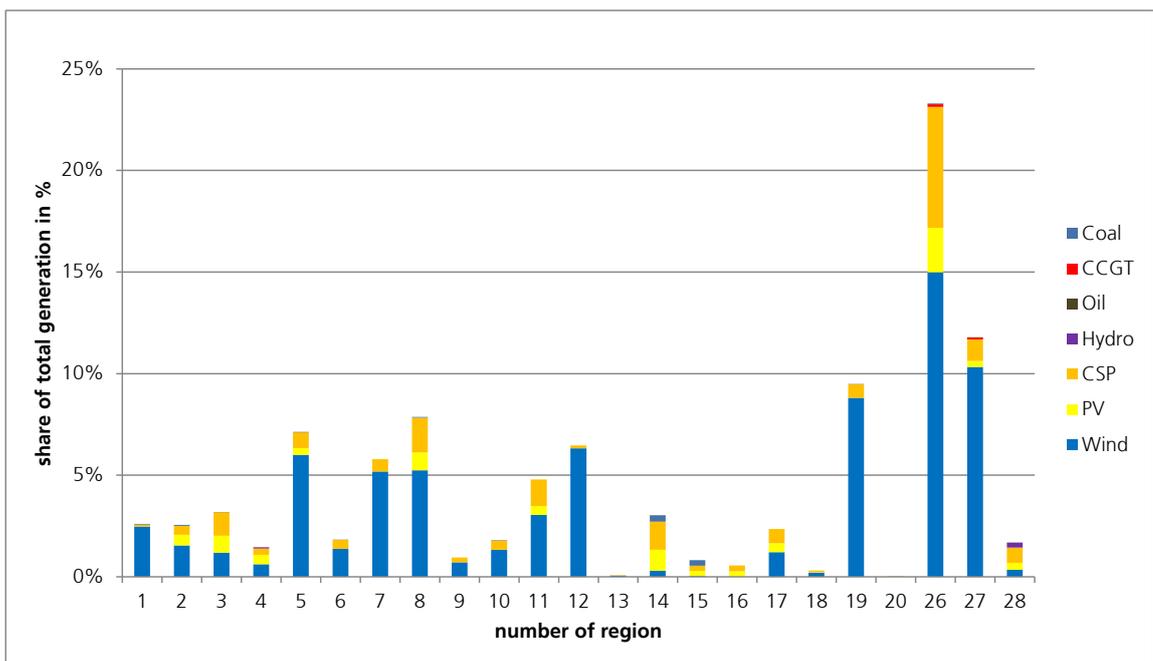


Abbildung 31: Anteil pro Technologie an der gesamten Stromerzeugung in Szenario 2

In Szenario 3 und 4, mit erheblichem Stromaustausch zwischen Nordafrika und Europa, spielen einzelne Erzeugungsregionen mit größerer Nähe zu Europa eine stärkere Rolle als in Szenario 1 ohne Stromaustausch. Jedoch ist die Verteilung der Erzeugung ähnlich wie in Szenario 2. Insbesondere ist der Stromanteil von Ägypten vergleichsweise geringer, da die Stromproduktion in anderen Regionen (Marokko, Algerien und Libyen) für den Stromexport ausgebaut wurde.

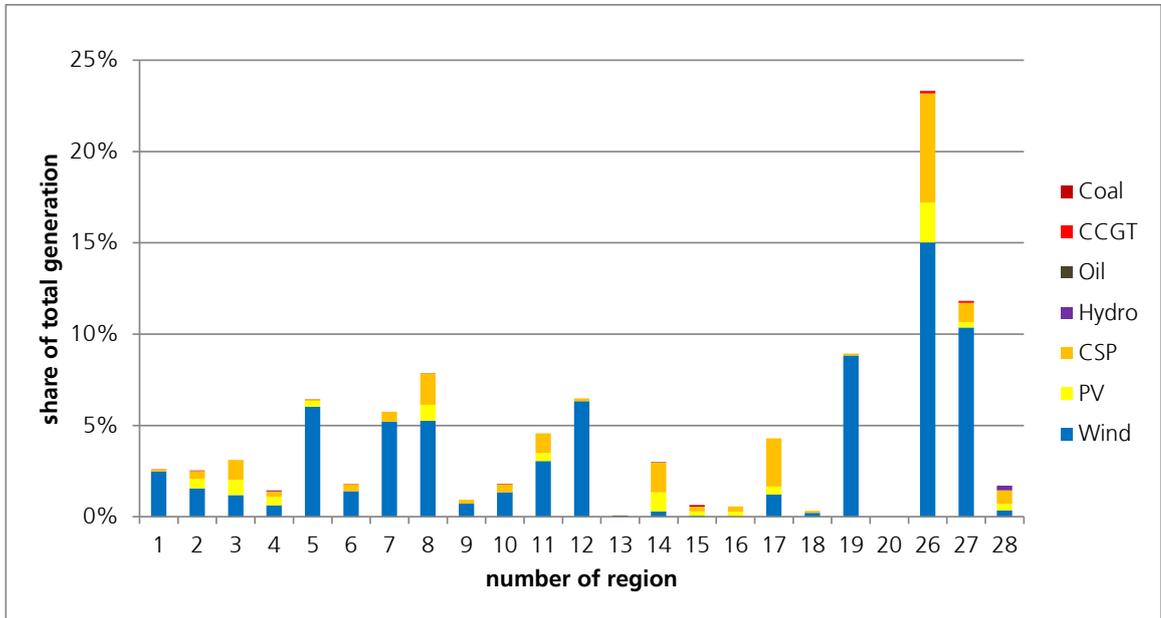


Abbildung 32: Anteil pro Technologie an der gesamten Stromerzeugung in Szenario 3

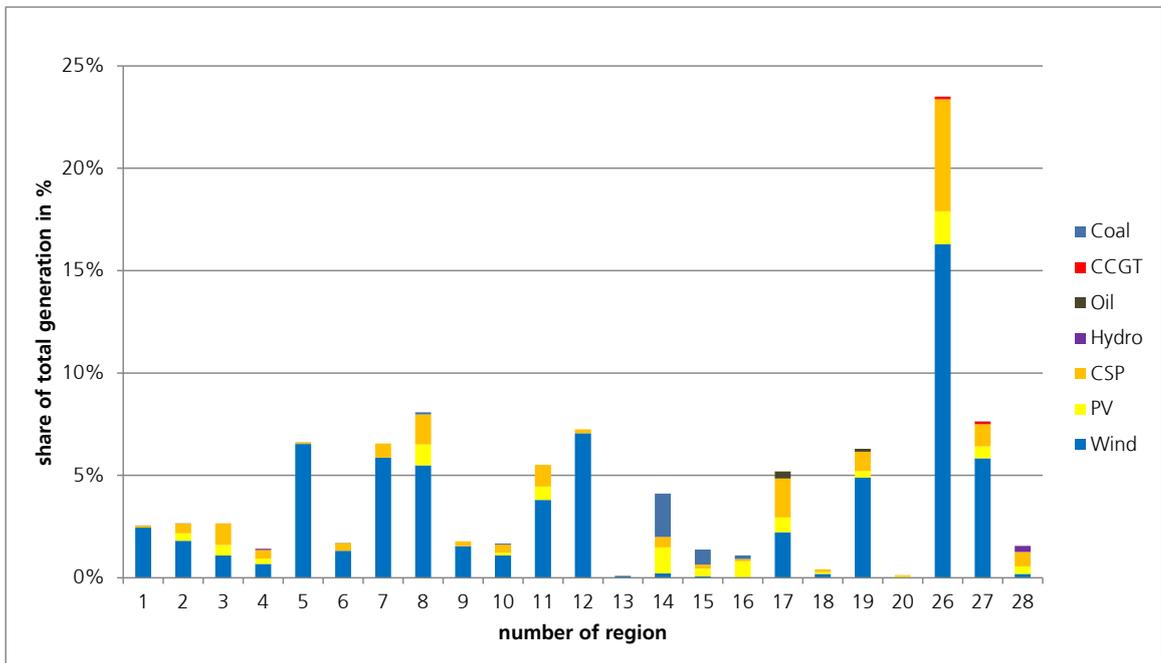


Abbildung 33: Anteil pro Technologie an der gesamten Stromerzeugung in Szenario 4

Stundenoptimierter Kraftwerkseinsatz

Die stündliche Erzeugung lässt sich anhand der Betriebsoptimierung aller Kraftwerke mit dem Modell abbilden (siehe Abbildung 34). Daraus ergeben sich verschiedene Ergebnisse, die für den Betrieb jedes Kraftwerks von hoher Bedeutung sind:

- Hoher Anteil der Windenergieerzeugung aufgrund von Kostenvorteilen gegenüber allen anderen Technologien, jedoch mit stark schwankenden Erzeugungsprofilen.
- Photovoltaik deckt einen hohen Anteil der tagsüber benötigten Stromversorgung ab.
- Solarthermische Kraftwerke werden vor allem benötigt, um die Nachfrage in Stunden ohne hohe Windeinspeisung und ohne Sonnenschein (nachts) zu decken.
- Konventionelle Kraftwerke werden nachts für die Bereitstellung von Strom benötigt, da PV-Kraftwerke keinen Strom einspeisen.

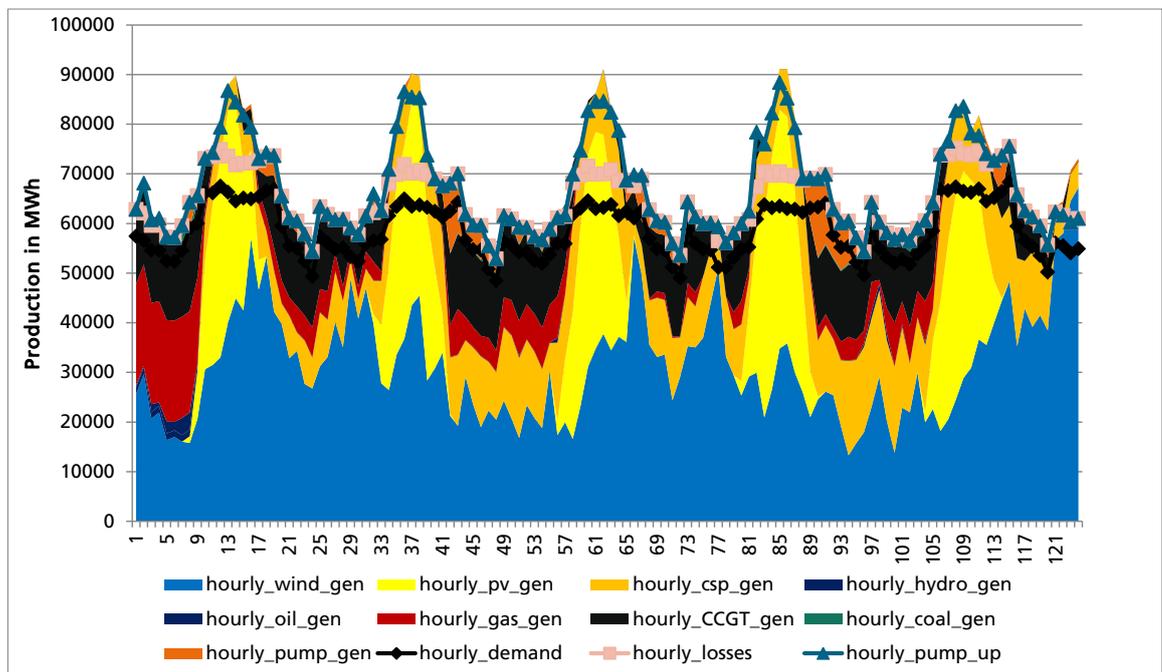


Abbildung 34: Stündliche Stromerzeugung über fünf Tage in Nordafrika

Stündliche Erzeugung auf Regionenebene

Die detaillierte Standortplanung macht es nun möglich den Kraftwerksbetrieb für jedes Kraftwerk im Zieljahr 2050 abzubilden. Dadurch lässt sich die Stromerzeugung jeder einzelnen Region nach Zusammenfassen der Ergebnisse der Einzelkraftwerke abbilden. Dabei zeigt sich, dass die schwankende Nachfrage durch die schwankende Erzeugung in den einzelnen Regionen abwechselnd ausgeglichen wird. Es wird sichtbar, dass einzelne Regionen bei schwankenden (abnehmenden) erneuerbarer Ressourcen auf Importe aus anderen Regionen angewiesen sein müssen (siehe Abbildung 35)**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..**

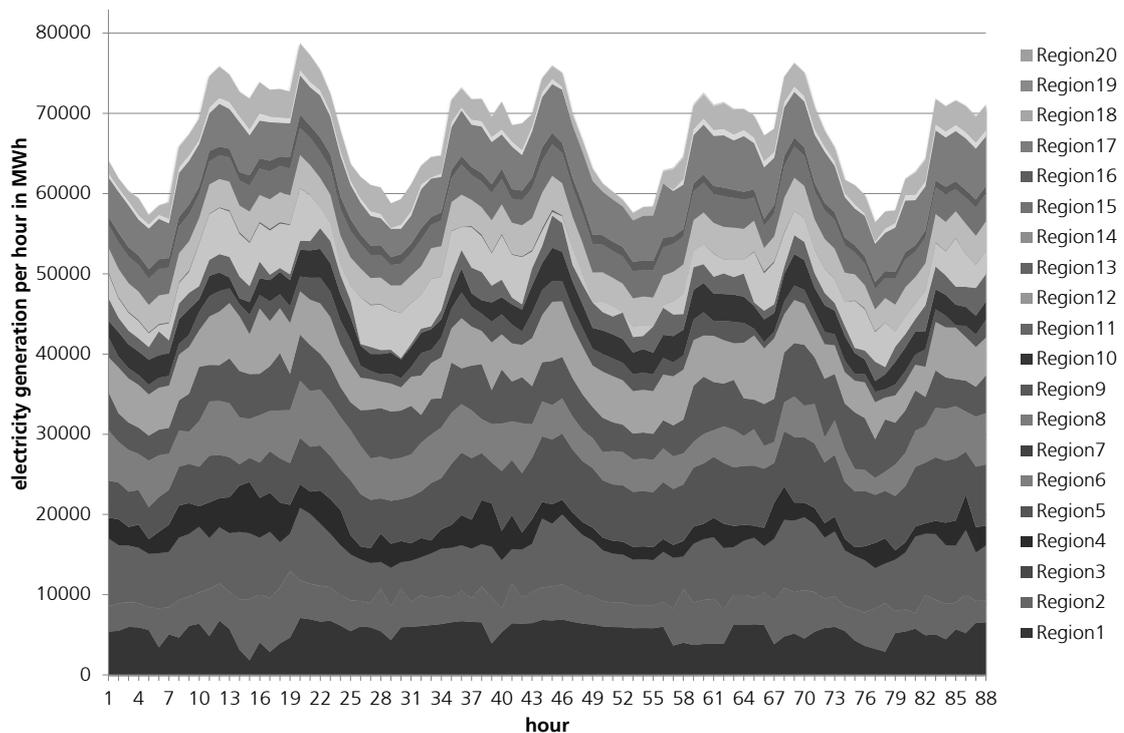


Abbildung 35 Stündliche Stromerzeugung nach Regionen (abgebildet sind: Marokko (1-6), Algerien (7-13), Tunesien (14-16), Libyen (17-20), Ägypten fehlt in der Abbildung, da die Größe des Strommarktes eine eingehende Analyse der anderen Länder hier nicht möglich machen würde.

Die Erzeugungskurven der einzelnen Regionen stellen einen weiteren Baustein bei der Analyse des Strommarktes dar. Die Erzeugungszeitreihen wurden an das Netzmodell für eine eingehende Analyse der resultierenden Netzflüsse weitergegeben.

Stromtausch und Leitungsbau

Die einzelnen Regionen in Nordafrika entwickeln sich in Zukunft sehr unterschiedlich bezüglich des Verhältnisses von Stromimport und Stromexport von einer Region in die Nachbarregionen. Abbildung 36 zeigt die jährliche Strombilanz für den Import und Export von Strom der einzelnen Regionen in Szenario 3. Man erkennt den Stromtransport in die südeuropäischen Regionen (21-25). Abhängig von den Einstrahlungsbedingungen und dem Windangebot ist der Stromtausch stark schwankend. Einzelne Regionen (wie Region 5 hier in Szenario 3) spielen aufgrund ihres Windangebots eine sehr große Rolle. Aufgrund der höheren Entfernung von Ägypten zu Griechenland oder Italien findet nur ein geringer Stromtransport von Ägypten nach Europa unter den gegebenen Modellannahmen und Bedingungen statt.

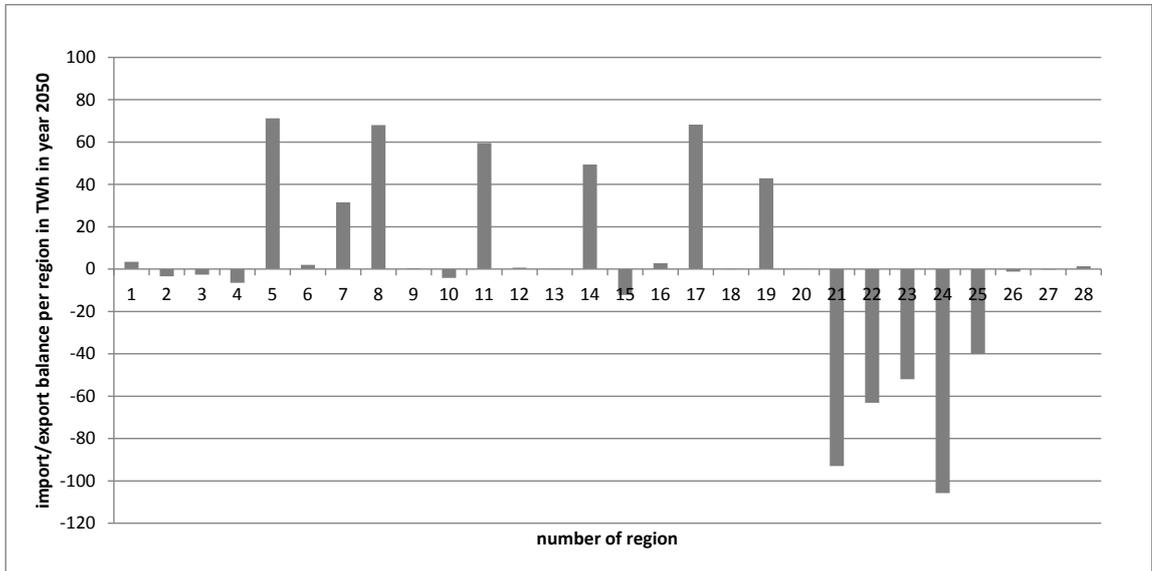


Abbildung 36: Import/Export-Bilanz der einzelnen Regionen für Szenario 3.

4.4 Speichermodellierung für den Stromexport

Auswirkungen auf die Betriebsstrategie von CSP-Kraftwerken

Die Modellergebnisse zeigen, dass eine optimale Betriebsstrategie sowohl vom Börsenpreis als auch von den Einstrahlungsbedingungen am Kraftwerksstandort bestimmt wird (siehe Abbildung 37). Während des Tages liefert der Kraftwerksblock Elektrizität und leitet eventuell auftretenden Wärmeüberschuss in den thermischen Speicher. Steigt der Preis während Tageszeiten ohne Sonneneinstrahlung, wird der Kraftwerksblock mit der gespeicherten Wärme aus den Speichertanks betrieben. In Abbildung 37 markieren die oberen Kreise die Zeiten mit hohen Strompreisen, während denen das Modellkraftwerk Strom aus thermischer Energie, die in den Speichertanks über Nacht gespeichert wurde, produziert. Vor diesen Zeitpunkten wird die Stromproduktion des Kraftwerkes jeweils reduziert um zu garantieren, dass in Zeiten hoher Preise Strom produziert werden kann. Damit passt sich die Stromproduktion der Stromnachfrage, die über die Preise abgebildet wurde, an. Im Vergleich zum Jahr 2010 kann in zukünftigen Szenarien mit weitaus volatileren Strompreisen und somit auch von einem zunehmend flexibleren Betrieb der Anlage ausgegangen werden.

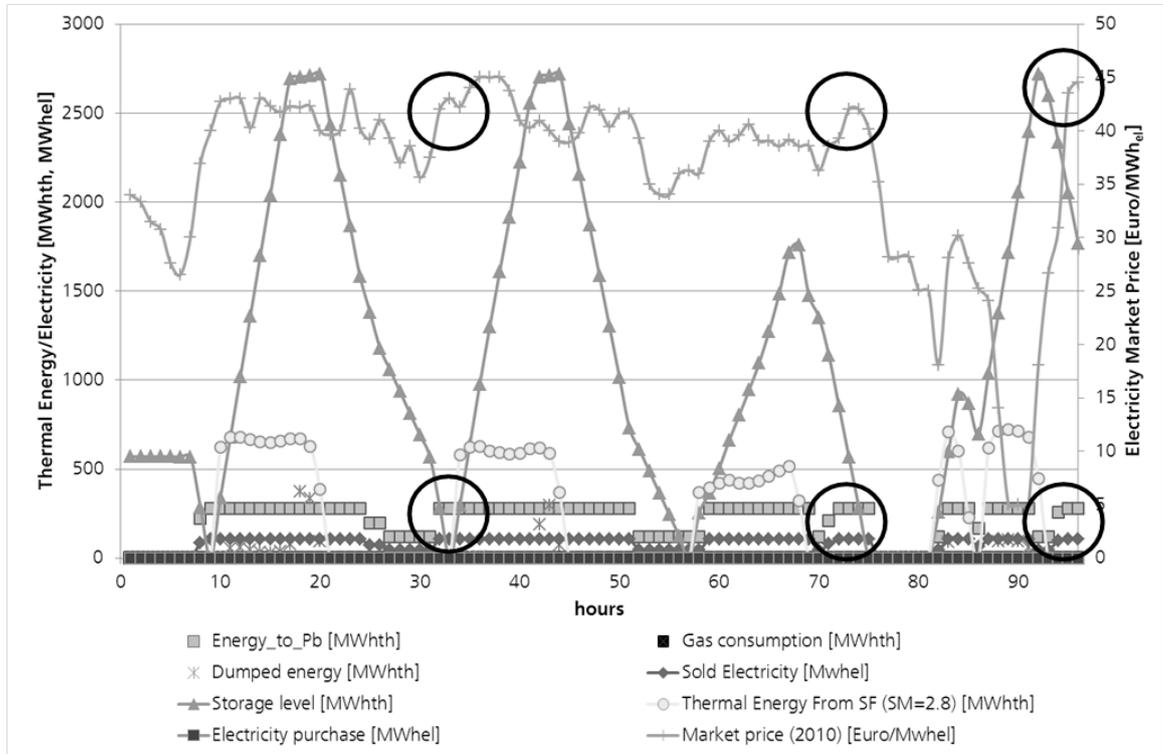


Abbildung 37: Beispielhafte Betriebsstrategie basierend auf Börsenpreisen

Eine stundengenaue Betriebsanalyse unterschiedlicher Kraftwerkstypen wurde durchgeführt, um die Auswirkungen unterschiedlicher Mengen an verwendetem Erdgas aufzuzeigen. Die Möglichkeit, günstigen Strom aus dem Netz mit Hilfe von elektrischen Heizelementen in thermische Energie zu transformieren und dann in den thermischen Salzspeichertank zu speichern, wurde ebenfalls modelliert. Abbildung 38 zeigt die Auswirkung des Strombezugs in Zeiten sehr niedriger Elektrizitätspreise (Bsp. Preis <50 €/MWh). Diese Energie wird mittels elektrischen Heizelementen in Tanks zwischengespeichert, und später wird mit Hilfe der Turbine wieder elektrische Energie erzeugt. Zusätzlich wird in Stunde 70 Erdgas verbrannt, da die Strompreise auf über 80 €/MWh ansteigen.

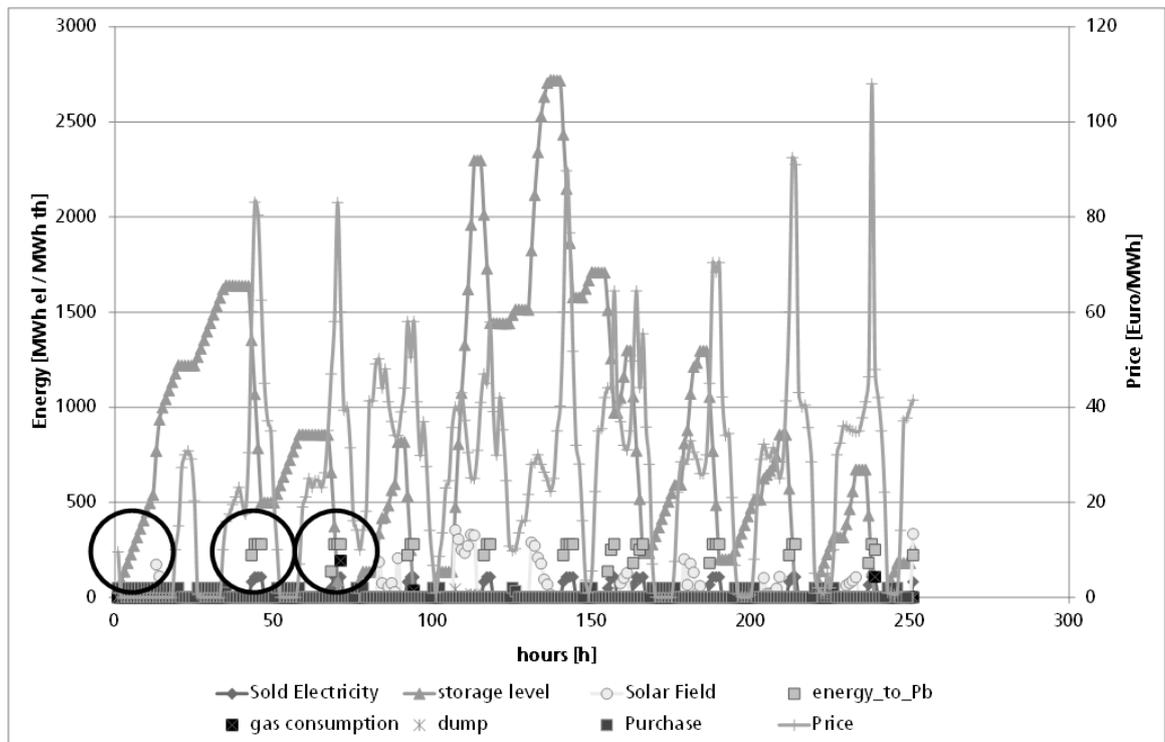


Abbildung 38: Beispielhafter Betrieb mit Erdgas und gespeicherter Energie aus dem Netz.

Die Ergebnisse zeigen, dass CSP-Kraftwerke mit thermischen Wärmespeichern ein erhebliches Potential haben, die Stromproduktion in Zeiten von hoher Nachfrage und gleichzeitiger fehlender oder geringer Sonneneinstrahlung zu verschieben. Außerdem lässt sich feststellen, dass sowohl der Erdgasbetrieb als auch die Speicherung von elektrischer Energie über Heizelemente in den thermischen Speichern potentielle Betriebsarten unter den festgelegten Marktbedingungen darstellen.

Modellergebnisse im Fall von Stromexport

Anhand einer Fallstudie soll die Anwendungsmöglichkeit des Modells und die Auswirkungen der marktnahen Modellierung des Betriebs auf die Investitionsentscheidung beim Kraftwerksneubau untersucht werden. Im Model wird das CSP-Kraftwerk an den marokkanischen Standort Ouarzazate lokalisiert. Um das optimalen Kraftwerkslayout für eine Versorgung der europäischen Märkte unter marktwirtschaftlichen Bedingungen zu untersuchen, wurde die Kapazität der Turbine auf 100 MW festgelegt. Die Größe des Solarfel-

des, der thermische Speicher und die Betriebsstrategie werden durch das Modell festgelegt. Für die Berechnung unterschiedlicher Kraftwerkslayouts mit einem Solar Multiple von 1.0 bis 3.2 und einer Speichergröße von 0 bis 12 Stunden ergeben sich über 140 verschiedene Ausführungen. Das Modell verkauft den erzeugten CSP-Strom zum jeweiligen Marktpreis (Day-Ahead-Preis) in Deutschland, Spanien oder Italien unter historischen, stündlichen Werten des Jahres 2010. Für sechs ausgewählte Investitionsvolumina wird aus den 140 Kraftwerkslayouts das jeweils optimale Kraftwerk (das Kraftwerk mit dem höchsten Net Present Value) ausgewählt. Zieht man die stündlichen Strompreise für Italien oder Deutschland zur Berechnung heran, stellt sich heraus, dass das optimale Layout wie auch die Betriebsstrategie im Vergleich zu Spanien unterschiedlich sein kann (siehe Tabelle 2). Die optimale Speichergröße und Solarfeldgröße werden unterschiedlich für die Strommärkte Deutschland, Spanien und Italien berechnet. Folglich ist eine sorgfältige Auswahl des optimalen Kraftwerkslayout ein wichtiges Ergebnis dieser Analyse.

Tabelle 2 Resultate der Investitionsentscheidung für unterschiedliche Investitionsvolumina unter verschiedenen Strompreisen europäischer Exportzielstaaten

Investitionsvolumen (Mio €)	460	472	508	532	556	606
Standort Ouarzazate, Morocco (Marktpreis: ESP, 2010)	SM 2.2 + 6h	SM 2.2 + 7h	SM 2.4 + 8h	SM 2.6 + 8h	SM 2.7 + 9h	SM 3.0 + 10h
Standort Ouarzazate, Morocco (Marktpreis: ITA, 2010)	SM 2.2 + 6h	<u>SM 2.4 + 5h</u>	<u>SM 2.6 + 6h</u>	SM 2.6 + 8h	<u>SM 2.8 + 8h</u>	SM 3.0 + 10h
Standort Ouarzazate, Morocco (Marktpreis: DE, 2010)	SM 2.2 + 6h	<u>SM 2.4 + 5h</u>	SM 2.4 + 8h	SM 2.6 + 8h	<u>SM 2.8 + 8h</u>	SM 3.0 + 10h
Gültiges Investitionsintervall	+/- 2Mio des Investitionsvolumen					

Die Analyse einer zufällig ausgewählten Woche im Mai zeigt die signifikanten Unterschiede für die Betriebsführung, je nachdem, ob der Strom aus dem marokkanischen Kraftwerk auf dem spanischen, dem deutschen oder dem italienischen Markt verkauft werden soll (siehe Abbildung 39).

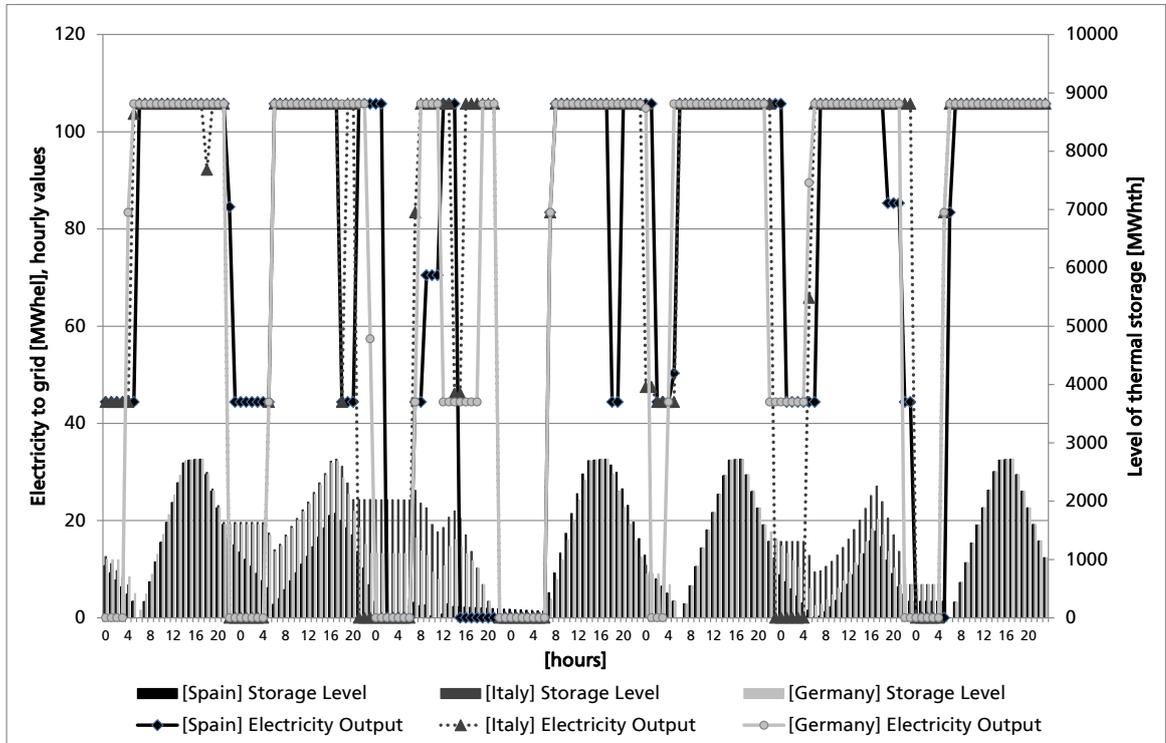


Abbildung 39: Kraftwerksbetrieb unter der Bedingung von Stromexport in die Strommärkte Deutschland, Spanien und Italien

Schlussfolgerung und Ausblick

Der Speicherbetrieb und die Wahl des notwendigen Kraftwerklayout werden in einem zukünftigen Markt für Erneuerbare Energien zunehmend wichtig, da Marktsignale die entscheidende Betriebs- und Investitionsentscheidungsgröße darstellen werden. Im Vergleich dazu spielen heute die vorhandenen Subventionen eine größere Rolle. Das entwickelte Modell zeigt, dass die Anforderungen des Marktes in Form der stündlichen Strompreise außerordentlich große Auswirkung auf das Kraftwerklayout und der Betriebsführung im Falle eines CSP-Kraftwerks an einem marokkanischen Standort mit Stromexporten nach Europa haben. Das Fallbeispiel mit der Modellierung von Exporten von Marokko nach Spanien, Italien oder Deutschland zeigt, wie Strommarktpreise sowohl die Betriebsstrategie als auch die Investitionsentscheidung beeinflussen.

Das Modell kann zukünftig industrielle Kunden bei der Kraftwerksplanung unterstützen, sowie dabei helfen energiepolitische Entscheidungen bezüglich der noch notwendigen Förderung von CSP-Kraftwerken quantitativ zu hinterlegen.

5 Diskussion

5.1 EE-Langfristszenarien: Technologie-Unterschiede und Kosten

Die Analyse der techno-ökonomischen Potenziale für die EE-Technologien Wind, PV und CSP in den fünf betrachteten MENA Ländern (Algerien, Ägypten, Libyen, Marokko und Tunesien) hat gezeigt, dass das vorhandene Potenzial für die Technologien ausreichend ist um in 2050 den Strombedarf der Länder vollständig mit erneuerbaren Energien zu decken (vergl. Abbildung 17 und Abbildung 18). Hierbei ist die Erzeugung von Strom aus Windenergie aufgrund der besonders guten Windbedingungen in der MENA Region von besonderer Relevanz und führt dazu, dass Windenergie in den 4 betrachteten Szenarien sowie in allen fünf MENA Ländern die jeweils dominante Technologie ist (vergl. Abbildung 21). Die Photovoltaik zeigt, aufgrund der ebenfalls vergleichsweise geringen spezifischen Investitionen, den zweithöchsten Anteil an der Erzeugung in allen Szenarien. CSP liefert insbesondere in den Szenarien 2 und 3 substantielle Beiträge, da hier aufgrund der ambitionierten Klimaschutzziele und einer hohen Stromnachfrage, der Bedarf an Speichern und regelbarer Erzeugung im Stromsystem hoch ist.

Es wird weiterhin aus den in allen Szenarien geringeren Stromerzeugungskosten in der MENA Region deutlich, dass erhebliche Kostenvorteile durch die Nutzung von EE Strom aus MENA bestehen. Insbesondere der direkte Vergleich der auftretenden Kosten in Szenario 2 und Szenario 3 zeigt, dass ambitionierte CO₂ Minderungsziele, wie sie in den Szenarien 2, 3 und 4 zugrunde gelegt wurden, in einem integrierten EU-MENA Stromsystem (Szenarien 3 und 4) besonders kosteneffizient realisiert werden können. In den Szenarien 2 und 3 sind, bis auf die Verfügbarkeit von Interkonnektoren (in Szenario 2 nicht verfügbar, in Szenario 3 verfügbar) die Rahmenbedingungen für die Optimierung (Stromnachfrage, CO₂ Minderung) gleich (vergl. Abschnitt 2.1). Die Gesamtsystemkosten sind für 2050 in Szenario 3 aber um 17 Mrd. € geringer (insgesamt 384 Mrd. €) als im nicht integrierten Stromsystem (401 Mrd. €). Eine Integration der EU-MENA Strommärkte führt folglich bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen zu deutlich geringeren Gesamtsystemkosten.

Weiterhin wird deutlich, dass ambitionierte CO₂ Minderungsziele in Verbindung mit Energieeffizienzmaßnahmen, die zu einer geringeren Stromnachfrage führen (wie in Szenario

4 angenommen), zu den geringsten Erzeugungskosten und Gesamtsystemkosten führen (siehe Abbildung 26 und Abbildung 27). Diese sind in 2050 nochmals um 139 Mrd. € geringer als im Szenario 3 (insgesamt 245 Mrd. €).

5.2 Standortfragen und Kraftwerksbetrieb im Regionenmodell

Die erzielten Ergebnisse der Szenarienanalysen von PowerACE stellen eine mögliche Langfristentwicklung für den EUMENA-Stromsektor basierend auf einem hohen Anteil von Erneuerbaren Energien dar. Mit der Möglichkeit der Regionendifferenzierung auf Länderebene konnten die Ergebnisse weiter detailliert und zusätzliche Aussagemöglichkeiten getroffen werden, die die Analyse von zukünftigen Strommärkten in Verbindung von Erneuerbaren Energien und dem SUPERGRID-Ansatzes unterstützt.

Technologisch gesehen ermöglicht das Modell eine Diskussion der Rolle von einzelnen Technologien innerhalb dieses Energiesystems bezüglich ihrer Betriebsstrategien und Standortfragen. Für Photovoltaikanlagen kann hervorgehoben werden, dass eine nachfragenahe Erzeugung in Nordafrika bevorzugt gewählt worden ist. Eine etwas höhere Einstrahlung in küstenfernen Wüstengebieten wurde weniger berücksichtigt, da die notwendigen Übertragungsleitungen den Vorteil der höheren Einstrahlung überwiegen. CSP-Kraftwerke hingegen benötigen die höhere Direktnormalstrahlung (DNI) von südlich gelegenen Regionen. Außerdem lassen sich die benötigten Übertragungsnetze durch höhere Volllaststunden der CSP-Kraftwerke leichter finanzieren. Dadurch stellen die notwendigen Übertragungsnetze für verbrauchsferne Standorte von CSP-Kraftwerken nur bedingt ein Hindernis für den Ausbau mit CSP-Kraftwerken dar. Windkraftanlagen finden in Nordafrika ein sehr unterschiedliches Windangebot vor. Hier ist die Standortwahl stark von Windstärken und Standortbedingungen abhängig. So können Windstandorte in sehr unterschiedlichen Regionen gewählt werden, abhängig vom realisierbaren Windangebot.

Der Kraftwerksbetrieb von CSP-Kraftwerken wird sehr stark von den vorhandenen Kraftwerkskapazitäten der konventionellen Kraftwerke beeinflusst. Durch höhere Kosten der CSP-Kraftwerke verglichen mit PV-Anlagen und Windkraftanlagen werden sie besonders in Szenarien benötigt, die eine größere Anzahl an regelbaren Erneuerbaren Kraftwerke benötigen, da konventionelle Kraftwerke in diesen Szenarien nicht ausreichend zur Verfügung stehen. Falls genügend konventionelle, regelbare Kraftwerksleistung zur Verfügung

steht, ist der Anteil von CSP-Kraftwerken deutlich niedriger. Ebenfalls kann erhöhter Stromimport von Europa Nachfragelücken, die sonst von CSP-Kraftwerken gedeckt werden könnten, ausgleichen, so dass sich der Anteil von CSP-Kraftwerken dadurch reduzieren kann.

5.3 Implikationen für Netzausbau und Speichertechnologie

Es konnte gezeigt werden, dass der Netzausbau innerhalb von Nordafrika stark von der Standortwahl der Erneuerbaren Energien abhängt. Eine zunehmende Vernetzung der nationalen Strommärkte ist bei einem zunehmenden Anteil von fluktuierenden Erneuerbaren Energien wünschenswert. Der Bedarf an CSP-Kraftwerken mit Speichern ist wie oben gezeigt, abhängig von den vorhandenen konventionellen Kraftwerksleistungen. In Bezug auf den Stromexport konnte mittels des CSP-Kraftwerksoptimierungsmodells die optimale Speichergröße unter Strommarktbedingungen analysiert werden. Das Ergebnis ist überraschend. So führt die Modelluntersuchung zu dem Ergebnis, dass die verschiedenen europäischen Strommärkte sehr unterschiedliche Anforderungen an ein CSP-Kraftwerk mit Speichern stellen. Insbesondere der Bedarf an die Speichergröße zur optimalen Abdeckung der Nachfrageprofile in den einzelnen Ländern ist unterschiedlich. Da sich die Analyse auf historische Strompreise bezog, könnten projektspezifische Analysen zukünftige Strompreisprognosen berücksichtigen. Dies würde die langfristige Investitionsentscheidung auch besser stützen. Das Kraftwerkslayout könnte so von CSP-Unternehmen weiter optimiert werden.

5.4 Ausblick: Simulation von Übertragungsnetzen (Modell IOSB-AST)

Die Simulation von Übertragungsnetzen erfolgt anhand der definierten Rahmenszenarien (siehe Abschnitt 2.1). Dazu liegen Leistungen und Energien der Europaregion als Jahresmittelwerte vor (Output des Modells PowerACE), sowie die erzeugte Strommengen in den einzelnen Regionen Nordafrikas als Zeitreihe in stündlicher Auflösung und die installierten Leistung und noch verfügbaren regelbaren stündlichen Leistungen pro Stunde vor (Output des Modells Kraftwerkseinsatzplanung).

Die Zuordnung der Erzeugungs- und Leistungszeitreihen an die Netzbetriebsmittel erfolgt anhand von Textdateien an das Netzberechnungstool. Regional erfolgt die Einteilung Eu-

ropas in die jeweiligen Staatsgebiete, so dass die mittleren Leistungen der Länder auf alle Lasten und Erzeuger gleichmäßig verteilt sind. In Nordafrika wurde eine feingliedrigere Zonenaufteilung vorgenommen, um eine detailliertere Leistungsverteilung zu erzielen. Zusätzlich wird bei in Nordafrika die Nennleistung der Anlagen, d.h. die Leistung mit der die Erzeugeranlagen ausgelegt worden sind, sowie die tatsächlich am Netz anliegenden Leistungen der Kraftwerkeinsatzplanung berücksichtigt. Mit dieser Leistungsdifferenz stellt sich ein Regelpotential durch die Erzeugeranlagen im genannten Netzgebiet ein. Der Workflow in Abbildung 37 zeigt den Ablauf einer Szenarienrechnung, die an dem Netzmodell durchgeführt wird. Weitere Details zum Netzmodell werden im Rahmen des Meilensteinberichts des Arbeitspakets 2 ausgeführt.

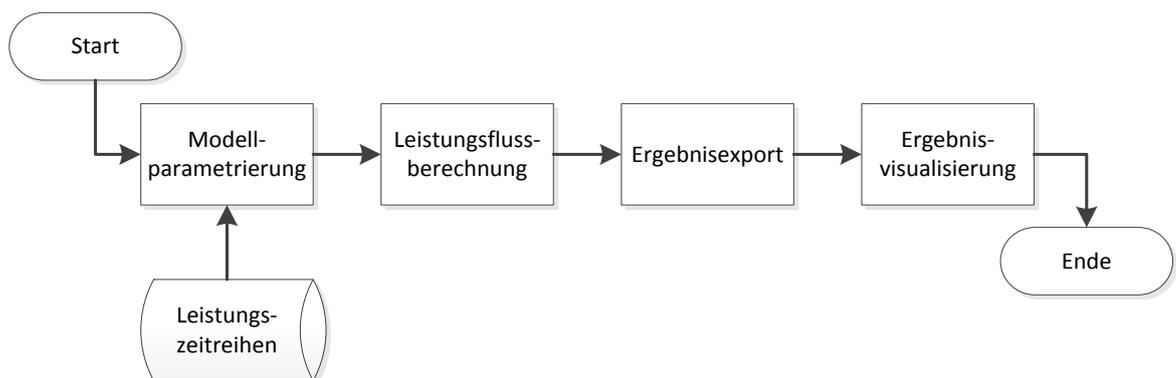


Abbildung 40 Workflow bei der Berechnung von Szenarien zur Netzsimulation

5.5 Ausblick auf regulatorische Bewertung (MS 1.2)

Es konnte in Abschnitt 4.1 gezeigt werden, dass große techno-ökonomische Potenziale für den Einsatz von erneuerbaren Energien-Technologien in Nordafrika bestehen. Weiterhin zeigen die in 5.1 und 5.2 dargestellten Szenarien für die Region Nordafrika einen ambitionierten Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie anspruchsvolle Entwicklungen in Bezug auf Stromexporte nach Europa. Der Status Quo der Technologieentwicklung in den

untersuchten Ländern zeigt jedoch deutlich, dass die hohen Potenziale allein noch nicht für eine weiträumige Etablierung der entsprechenden Technologien ausreichen (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3 Installierte Kapazitäten für EE Technologien in Nordafrika [MW]

	Algerien	Ägypten	Libyen	Marokko	Tunesien
Wind¹¹	0 MW	550 MW	20 MW	291 MW	104 MW
PV¹²	0	0	0	0	0
CSP¹³	25 (150)	20 (140)	0	20 (470)	0

Diverse Hemmnisse, wie wettbewerbsverzerrende Subventionen im konventionellen Energiesektor, administrative Barrieren, unzureichende Verfügbarkeit von lokalen Wertschöpfungsketten oder erschwerte Bedingungen für EE Projektfinanzierung verzögern oder verhindern die Umsetzung des EE Ausbaus. Folglich müssen geeignete regulatorische Rahmenbedingungen und Fördersysteme etabliert werden, um die Integration der EE Technologien in die jeweiligen nationalen Energiesysteme zu ermöglichen. Meilenstein 1.2 des Teilprojekts zielt daher darauf ab, effiziente Förderinstrumente und Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen abzuleiten, um die gezeigten technologischen Entwicklungen unterstützend zu begleiten.

¹¹ Status 2012, Quelle: www.thewindpower.net

¹² Die Angabe bezieht sich ausschließlich auf PV-Anlagen mit Netzanbindung (keine dezentrale PV).

¹³ Die angegebenen Werte beziehen sich auf die Solarkomponente des Kraftwerks. In Klammern ist jeweils die Gesamtkapazität (inklusive konventioneller Komponente) angegeben. Status 2012, Quelle: <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/>

6 Verwertung der Ergebnisse

Die bisherigen Arbeiten in Arbeitspaket 1 des Projektes SUPERGRID konnten bereits wissenschaftlich publiziert, sowie für weitere Projektakquise benutzt werden.

Das Thema „CSP-Speichermodellierung“ konnte in wissenschaftlichen Kooperationen mit der Universität Karlsruhe und Universität Dresden bearbeitet werden. Dabei profitierte das Fraunhofer ISE von den Kompetenzen der ökonomischen Evaluierung von Energietechnologien der Universitäten.

Wissenschaftliche Journal- und Konferenzbeiträge:

- Kost, C., C. Flath, D. Möst, T. Fluri (2012). *CSP storage design and market value in an export case from Morocco to Europe*. SolarPACES 2012. Marrakech, Morocco.
- Kost, C., Flath, C. (2012). *Solar power plants operating under market prices*, Proceedings Enerday, 7th Conference on Energy Economics and Technology, 27 April 2012, Dresden, Germany.
- Kost, C., C. M. Flath, D. Möst (2013). *Concentrating solar power plant investment and operation decisions under different price and support mechanisms*. Energy Policy 61: 238-248.
- Kost, C., T. Schlegl, D. Möst (2013). *Integration of renewable energies in North Africa to supply European electricity markets*. 13th European IAEE Conference 2013, Düsseldorf, Germany.
- Bohn, S., Agsten, M., Boie, I. (2013), *Integrating a Pan-European HVDC Grid into the North African AC Transmission System*. Poster presentation. World Smart Grid Forum 2013, September 23rd -25th 2013, Berlin, Germany.
- Boie, I., Pudlik, M., Ragwitz, M., Sensfuß, F., Bohn, S., Agsten, M., Bretschneider, P., Westermann, D. (2013). *Scenarios for Renewable Energy Deployment in North African Countries and Electricity Exchange with Europe – A Model-based Analysis for 2050*. International Journal of Smart Grid and Clean Energy (SGCE) & presentation at 3rd International Conference on Power and Energy Systems (ICPES 2013), 23./24.11.2013, Bangkok, Thailand.

7 Zusammenfassung

Hauptziel des Arbeitspakets 1 innerhalb des SUPERGRID-Projektes ist die Ableitung kostenoptimaler Ausbaustrategien für erneuerbare Energien und Speichertechnologien in den Ländern Nordafrikas (Marokko, Algerien, Tunesien, Libyen und Ägypten). Dazu wird die Entwicklung des Strommarktes bzw. der Stromerzeugungs- und Nachfragestrukturen dieser Staaten mit einem Zeithorizont bis 2050 mit hohem Detailgrad modelliert, sowie in einer langfristigen, europäischen Energiemarktentwicklung berücksichtigt. Für den nordafrikanischen Strommarkt werden folgende energiewirtschaftliche Fragestellungen unter Berücksichtigung eines hohen Anteils erneuerbarer Energien und den damit verbundenen Investitionen in neue Infrastruktur untersucht:

- Entwicklung der Stromnachfrage bis 2050 in der Region Nordafrika
- Kostenoptimales Kraftwerkportfolio mit hohem Anteil Erneuerbarer Energietechnologien (75%-100%) in den Jahren 2030 und 2050
- Entwicklung des Stromaustausches zwischen nordafrikanischen Regionen sowie Analyse der Stromexportmöglichkeiten nach Europa
- Investitions- und Betriebsoptimierung von CSP-Speicherkraftwerken für den Stromexport nach Europa

In einem zweiten Schritt (Meilenstein 1.2) zielt das Teilprojekt darauf ab, effiziente Förderinstrumente und Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen abzuleiten, um die gezeigten technologischen Entwicklungen unterstützend zu begleiten. Weiterhin bestehen enge Verknüpfungen zur Netzsimulation im Arbeitspaket 2, welches eine detaillierte Analyse der Netzinfrastruktur und Netzbetriebsführung auf Basis der entwickelten Szenarien beinhaltet.

Fraunhofer ISI betreibt das institutsintern entwickelte **Optimierungsmodell PowerACE**, welches es ermöglicht die optimale Zusammensetzung des Kraftwerksparks (konventionelle sowie regenerative Stromerzeugung) für Energiesysteme unter verschiedenen Rahmenparametern zu ermitteln. PowerACE dient in der aktuellen Analyse dazu, Langfristszenarien (mit dem Zeithorizont 2030 und 2050) für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Nordafrika zu generieren, sowie das jeweils resultierende Potenzial für Stromexporte nach Europa abzuschätzen.

Fraunhofer ISE entwickelte im Rahmen des Projekt „SUPERGRID“ ein **Modell (RESLion) zur regionenbasierten Standortplanung sowie zur stundenbasierten Kraftwerkseinsatzplanung**, welches es ermöglicht auf Basis der Ausgangsdaten der Langfristszenarien (installierte Kapazitäten je Technologie und Land sowie potenzielle Stromexportmengen) eine detaillierte Modellierung der auf Stundenbasis optimierten Kraftwerkseinsatzplanung sowie eine optimierte Standortwahl der Kraftwerke durchzuführen. Dies erlaubt die Variationen von Stromerzeugung und Last auf kleinräumiger und detaillierter Ebene zu betrachten.

Für die Analyse der Ausbaustrategien erneuerbarer Energien in Nordafrika wurden vier **Szenarien** betrachtet, die sich im Wesentlichen in drei Parametern unterscheiden: CO₂ Reduktionsziele, Verfügbarkeit von Interkonnektoren zwischen EU und MENA und die Höhe der Stromnachfrage in EUMENA. Für die Abschätzung der **Stromnachfrage** in den MENA-Ländern wurde im Rahmen des Projektes ein vereinfachtes ökonomisches Modell entwickelt, welches auf Basis von historischen Verbrauchsdaten, Annahmen zu Bevölkerungswachstum, Entwicklung des BIP sowie Einkommenselastizitäten, eine Abschätzung des Strombedarfs in MENA bis 2050 ermöglicht. Die Optimierung des Energiesystems mit PowerACE erfolgt weiterhin unter Verwendung von detaillierten **Kostenpotenzialkurven**, welche auf Basis von hoch aufgelösten Wind- und Solarpotenzialdaten mit Hilfe von Geoinformationssoftware (ArcGIS) erstellt wurden. Auf Basis dieser Daten berechnet PowerACE den kostenoptimalen Erzeugungsmix für die Jahre 2030 und 2050 für Nordafrika unter Einbindung in eine europäische Strommarktentwicklung. Abhängig von den gegebenen Rahmenparametern werden in den Szenarien sehr hohe Anteile von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in den MENA Ländern erreicht (im Jahr 2050 bis zu 98%). Die dominante Technologie ist dabei, aufgrund der in der MENA Region vorherrschenden weitreichenden und kostengünstigen Potenziale, die Windkraft. CSP als regelbare Solartechnologie, gewinnt mit zunehmender Dekarbonisierung der Stromsysteme nach 2030 an Bedeutung. Stromexporte von MENA nach Europa spielen im Zeitraum bis 2030 noch eine untergeordnete Rolle: in Szenario 3 finden 42 TWh Netto-Exporte nach Europa statt, in Szenario 4 (mit insgesamt geringerer Stromnachfrage) werden 19 TWh nach Europa übertragen. In 2050 erreichen die Exportmengen in Szenario 3 schließlich 347 TWh, bzw. 191 TWh in Szenario 4. Auch die übertragenen Energiemengen zwischen den Ländern innerhalb der MENA Region nehmen bis zum Jahr 2050 substantiell zu. Dieser stei-

gende Bedarf an inner-regionalen Ausgleichskapazitäten sowie die zunehmenden Stromexportmengen nach Europa, haben starke Implikationen für den Bedarf an Interkonnektorkapazitäten. Die spezifischen Gesamtsystemkosten, inklusive der Netzausbaukosten, steigen bis 2050 nur mäßig an und betragen für die Bandbreite der Szenarien 46-52 €/MWh in 2030 und 56-68 €/MWh in 2050. Besonders interessant ist dabei, dass eine Integration der Stromsysteme in der EU und Nordafrika zu Kostenreduktionen von etwa 3 €/MWh in 2050 führt und stärkere Anstrengungen im Bereich der Energieeffizienz die Kosten um weitere 5 €/MWh senken können. Insgesamt entsprechen die Gesamtkosten der zusätzlichen Interkonnektoren in allen Szenarien mit ambitionierten Klimapolitiken etwa 10% der Gesamtsystemkosten in 2050.

Die Ergebnisse der optimierten Langfristszenarien (Erzeugungsstruktur, Installierte Kapazitäten) von PowerACE wurden an das Modell RESLion übergeben. Die **Standortanalyse der Kraftwerkskapazitäten** in Nordafrika ergab für Windkraft einen starken Zubau an windreichen, küstennahen Standorten. CSP-Kraftwerke wurden vor allem an küstenfernen Standorten mit hoher Direktnormalstrahlung vom Modell bevorzugt, deren Betrieb vor allem stark speicherabhängig zu Nachtzeiten präferiert wurde. Photovoltaikanlagen installierte das Modell stark verteilt auf alle Regionen in starker Abhängigkeit von der Nachfrage in der jeweiligen Region. Zubau von **Übertragungskapazitäten** erhöht sich in allen Szenarien sowohl innerhalb Nordafrikas, als auch in den Szenarien mit Stromexport nach Europa erheblich. Der starke Netzausbau wird im Arbeitspaket 2 (Netzanalyse) weiter intensiv analysiert werden, um eine detaillierter Netzplanung zu entwickeln.

Die Ergebnisse der **Speichermodellierung von CSP-Kraftwerken**, die auf der SolarPACES-Konferenz (Fachkonferenz für CSP) publiziert wurden, spiegeln eine verstärkte, marktgetriebene Fahrweise von CSP-Kraftwerken wider und geben einen Hinweis darauf, dass die Strompreisentwicklung in den Exportzielländern einen Einfluss auf den Betrieb und das Kraftwerkslayout haben.

8 Anhang

Tabelle 4 Kostenannahmen für EE-Technologien

	Interest rate	Lifetime [years]	Investment 2030 [€/kW]	Investment 2050 [€/kW]	O&M Cost 2030 [€/kW/a]	O&M Cost 2050 [€/kW/a]
PV	0.07	25	730	700	30	19
CSP	0.07	30	3300	2660	64	45
Wind	0.07	25	1000	900	30	30

Tabelle 5 Kostenannahmen für konventionelle Technologien

	Efficiency	Lifetime	Interest rate	Investment [€/kW]	O&M cost fix [€/kW/a]	O&M cost variable [€/kWh/a]
Coal	0.48	40	0.07	1450	34.5	1.5
Gas CCGT	0.6	30	0.07	750	11.1	2.7
Gas GT	0.4	30	0.07	380	9.7	2.7
Lignite	0.47	40	0.07	1500	45	1.5
Pump Storage	0.91	40	0.07	1700	28.9	0

Tabelle 6 Kostenannahmen zu Brennstoffkosten

Fuel	Price [€/MWh] 2030	Price [€/MWh] 2050
Gas	27.68	26.82
Hardcoal	7.47	6.86
Lignite	3.75	3.75
Nuclear	3.11	3.11
Oil	47.00	47.00
Waste	0.00	0.00

Tabelle 7 Annahmen zu Interkonnektoren (Lebensdauer, Jahr der Verfügbarkeit, spezifische Kosten)

From Country	To Country	Lifetime	Year	Specific cost [€/MW]
DZ	ES	40	2030	71828.3
DZ	FR	40	2030	113223
DZ	IT	40	2030	112648
DZ	LY	40	2030	63010
DZ	MA	40	2030	41247.7
DZ	TN	40	2030	31518
EG	LY	40	2030	54220.8
IT	LY	40	2030	140771
IT	TN	40	2030	106652
LY	GR	40	2030	75358.8
LY	TN	40	2030	50977.5
MA	ES	40	2030	58566.6
PT	MA	40	2030	57496.6
DZ	ES	40	2050	59376.8
DZ	FR	40	2050	113223
DZ	IT	40	2050	88720.3
DZ	LY	40	2050	63010
DZ	MA	40	2050	41247.7
DZ	TN	40	2050	31518
EG	LY	40	2050	54220.8
IT	LY	40	2050	112718
IT	TN	40	2050	87450
LY	GR	40	2050	75358.8
LY	TN	40	2050	50977.5
MA	ES	40	2050	50315.6
PT	MA	40	2050	57496.6

Tabelle 8 Annahmen zu CO₂ Limitationen in MENA

	CO ₂ Cap 2030	CO ₂ Cap 2050
50% Reduction	1203 Mt	789 Mt
95% Reduction	578 Mt	114 Mt

Tabelle 9 Länderkürzel

DZ	Algerien
EG	Ägypten
TN	Tunesien
MA	Marokko
LY	Libyen
IT	Italien
PT	Portugal
ES	Spanien
GR	Griechenland
FR	Frankreich

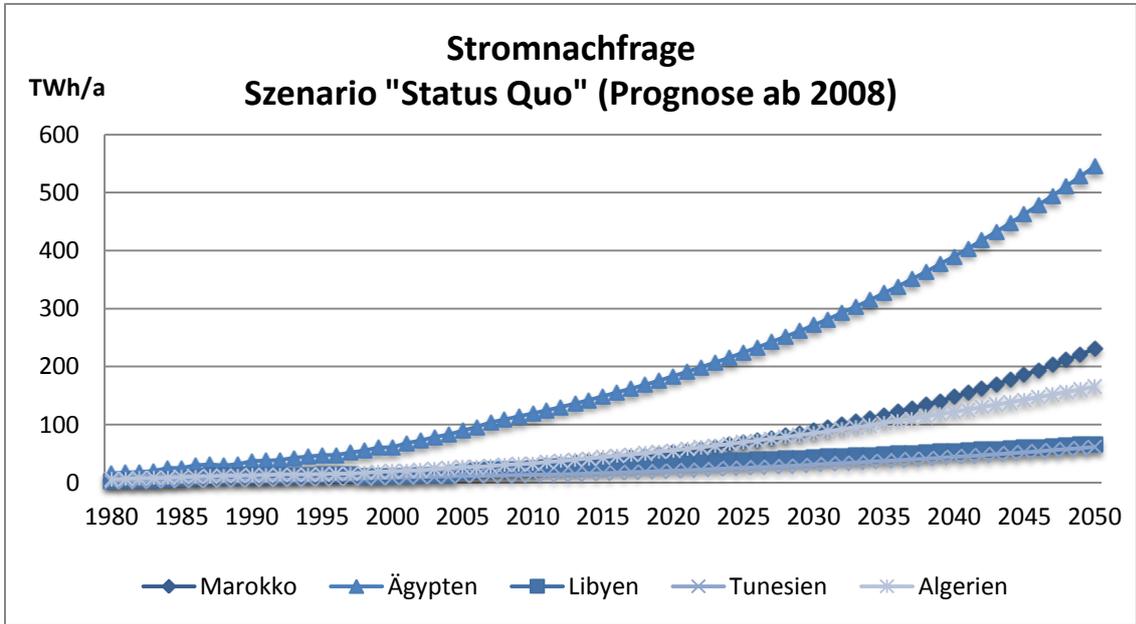


Abbildung 41 Prognose der Stromnachfrage in Nordafrika im Szenario „Status quo“

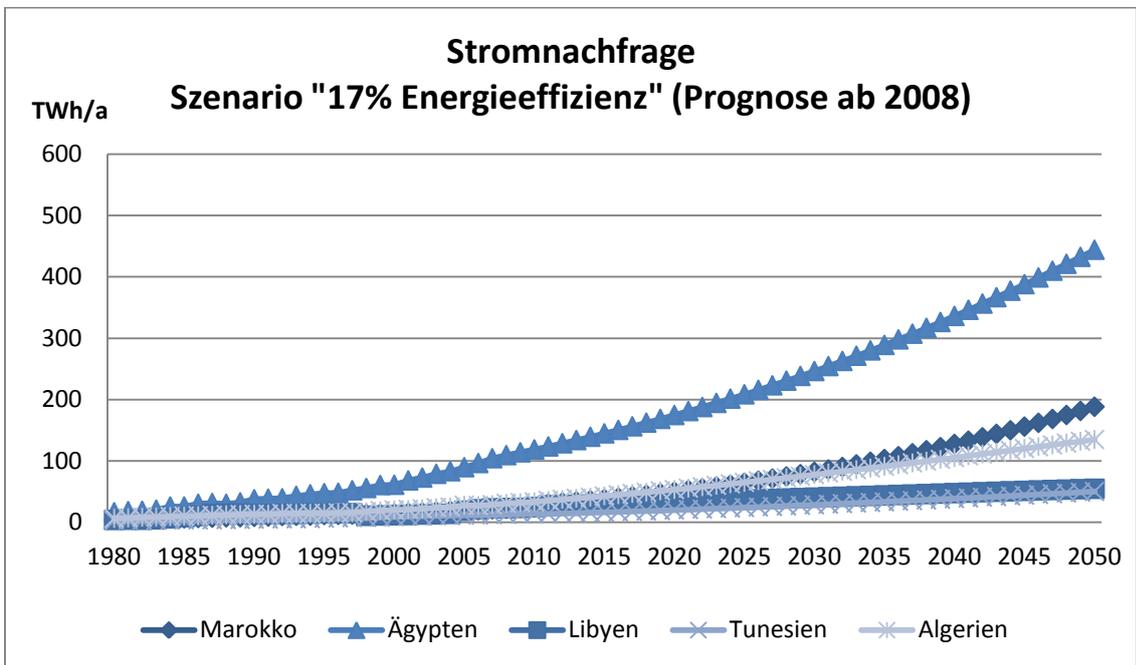


Abbildung 42 Prognose der Stromnachfrage in Nordafrika im Szenario „17% Energieeffizienz“

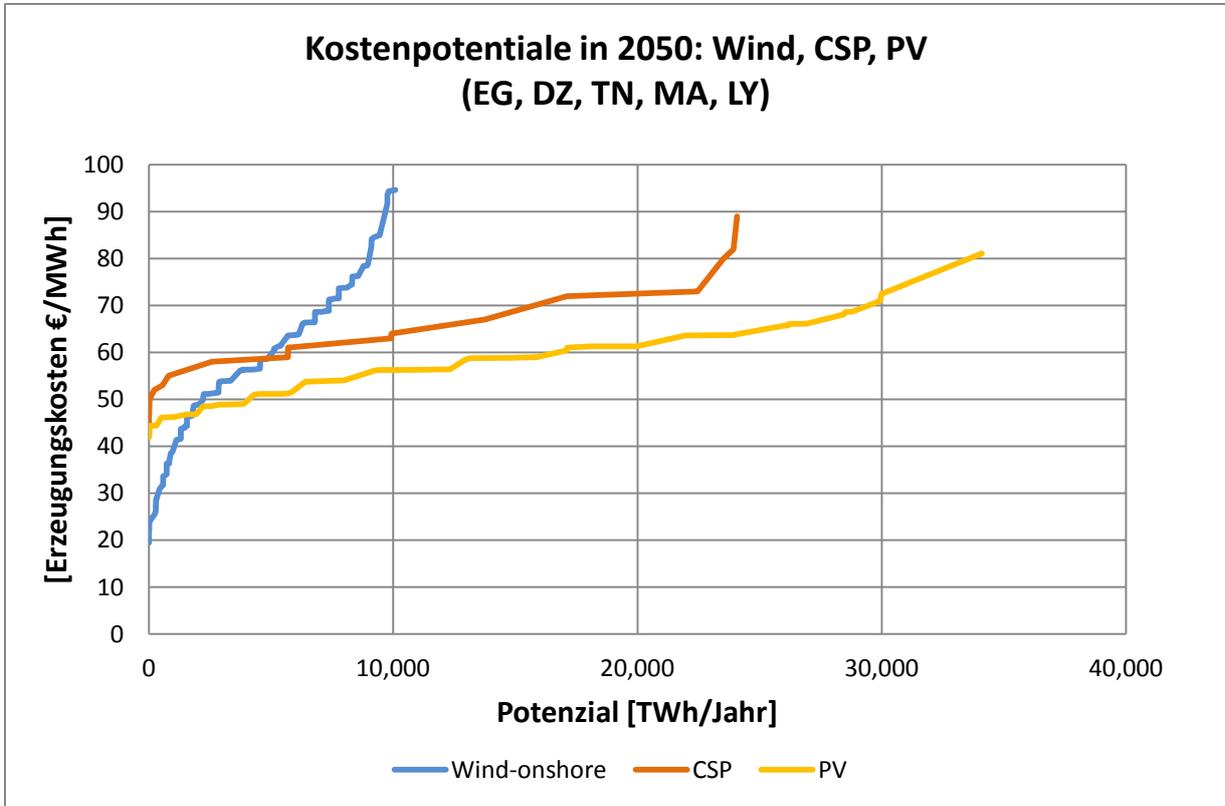


Abbildung 43 Kostenpotenzialkurven für Wind, CSP und PV in Algerien, Ägypten, Marokko, Tunesien und Libyen in 2050

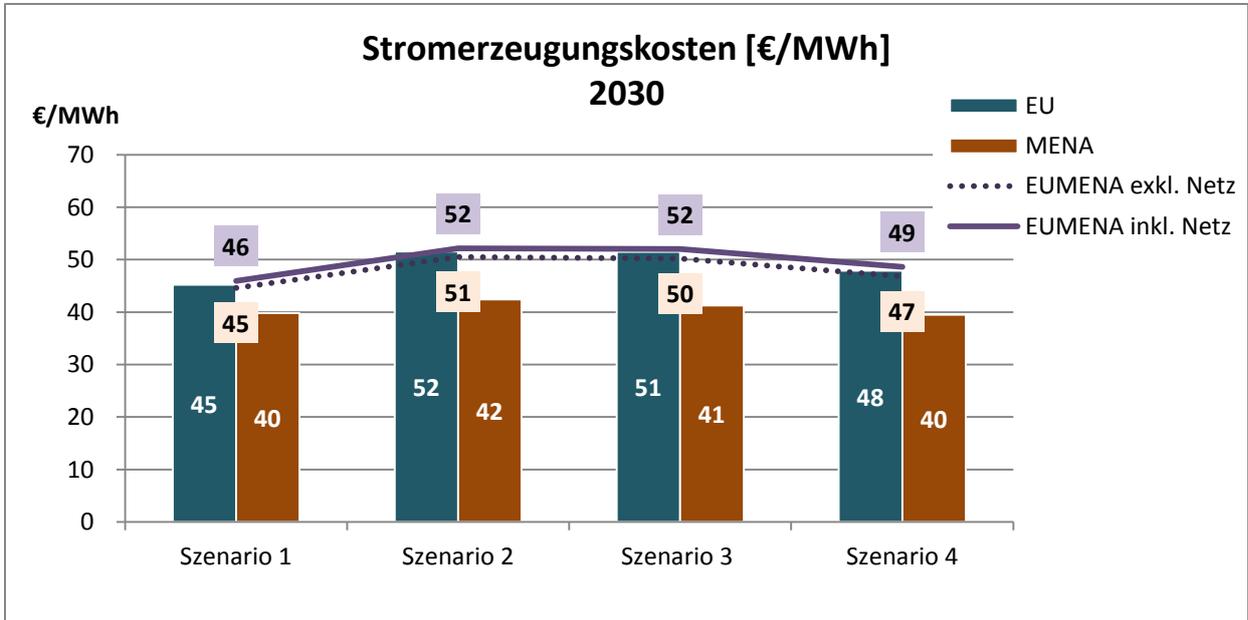


Abbildung 44 Stromerzeugungskosten [€/MWh] in EU und MENA und für EUMENA (inkl. und exkl. Netz) in 2030

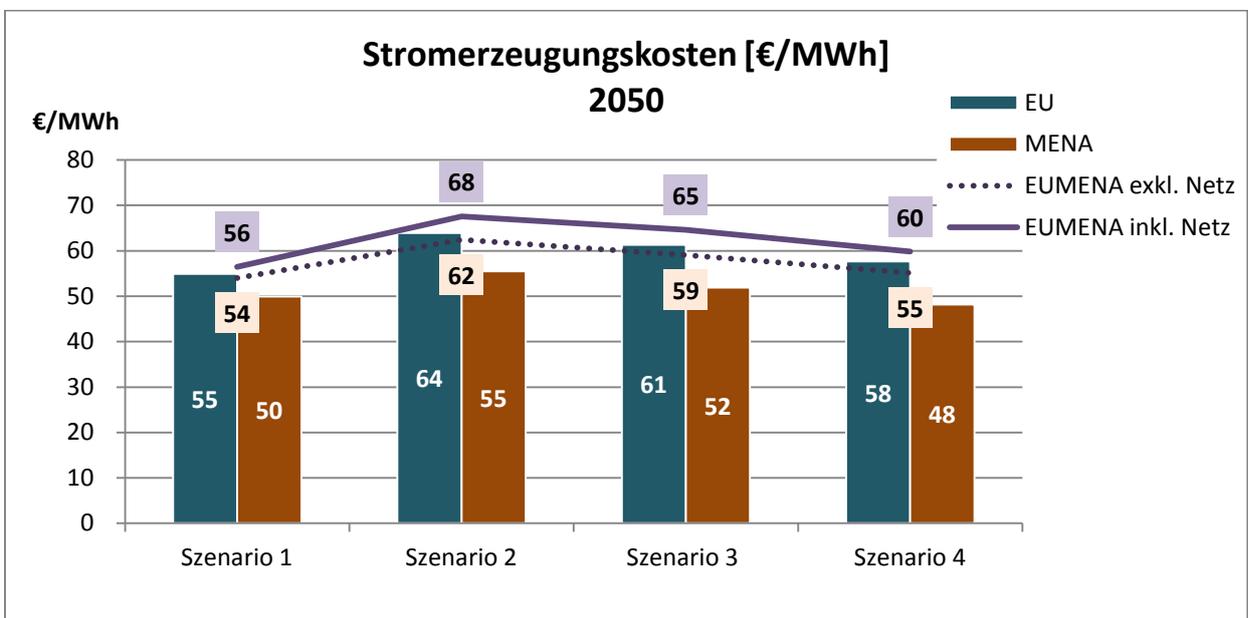


Abbildung 45 Stromerzeugungskosten [€/MWh] in EU und MENA und für EUMENA (inkl. und exkl. Netz) in 2050