

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE
FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR INTEGRIERTE SYSTEME UND BAUELEMENTE-TECHNOLOGIE IISB
FRAUNHOFER-INSTITUTSTEIL ANGEWANDTE SYSTEMTECHNIK DES IOSB
FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SYSTEM UND INNOVATIONSFORSCHUNG ISI
FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WERKSTOFFMECHANIK IWM

FRAUNHOFER ZUKUNFTSTHEMEN »SUPERGRID«

Supergrid – Ansatz für die Integration von
Erneuerbaren Energien in Europa und
Nordafrika

STUDIE SUPERGRID

Ansatz für die Integration von Erneuerbaren Energien in Europa und Nordafrika

Werner Platzer

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Freiburg, 12. März 2016

Projektnummer: 601160

Projektpartner: Fraunhofer ISI, Fraunhofer IISB, Fraunhofer IOSB/AST, Fraunhofer IWM

Koautoren:

Inga Boie, Mario Ragwitz, Christoph Kost, Jürgen Thoma
Alex Vogel, Thomas Fluri, Wulf Pfeiffer, Frank Burmeister,
Nils Tham, Martin Pudlik, Sven Bohn, Michael Agsten,
Peter Bretschneider, Dirk Westermann, Dirk Kranzer, Thomas Schlegl

Inhalt

1	Zusammenfassung	4
2	Einleitung.....	5
3	Chancen der Integration Erneuerbarer Energien im Internationalen Netzverbund	6
3.1	Methodik und Annahmen	6
3.1.1	Modelle.....	6
3.1.2	Szenarien und Annahmen	7
3.2	Ergebnisse.....	8
3.2.1	Langzeitszenarien für Strombedarf, Erzeugungsstrukturen und transnationale Exportmöglichkeiten	8
3.2.1.1	Zukünftiger Strombedarf in Nordafrika.....	8
3.2.1.2	Wind- und Solarpotenziale in Nordafrika	8
3.2.1.3	Stromerzeugungsstruktur und Kosten für 2030 und 2050	9
3.2.1.4	Konsequenzen für den transnationalen Stromexport.....	10
3.2.2	Regionale Planung der Erzeugung erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung von Übertragungskapazitäten	11
3.2.2.1	Standortauswahl und Kraftwerkeinsatzplanung	11
3.2.2.2	Regionaler Stromaustausch: Einfluss des Stromexports.....	12
3.2.3	Ausbau der Netzkapazitäten und Herausforderungen	12
3.2.3.1	AC-Übertragungsnetz	12
3.2.3.2	Entwicklung eines HGÜ-Overlay-Netzes.....	14
3.3	Schlussfolgerungen	15
4	Technologische Entwicklungen zur Integration Erneuerbarer Energien im Internationalen Netzverbund	17
4.1	Betriebsführung und Stabilität neuer Netzstrukturen	17
4.1.1	Netzbetrieb und Netzstabilität	17
4.1.2	Netzschutz und Netzsicherheit	18
4.2	Entwicklung von Komponenten für Mittelspannungsnetze.....	20
4.2.1	Neue PV-Kraftwerksstrukturen	20
4.2.2	Mittelspannungs-Leistungselektronik	21
4.2.3	Glasfolienkondensator	22
4.3	Thermische Energiespeicher für CSP-Kraftwerke.....	24
4.3.1	Stand der Technik	24
4.3.2	Optimierung von CSP-Kraftwerken mit Hochtemperatur-Speichern.....	25
4.3.2.1	Ergebnisse.....	26
4.3.3	Zuverlässigkeit, Sicherheit und Langlebigkeit thermischer Speicher.....	27
4.4	Schlussfolgerungen	29
5	Regulierungsfragen und politische Hindernisse	31
5.1	Analyse der regulativen Rahmenbedingungen in Nordafrika.....	31
5.2	Empfehlungen für zukünftige EE-Fördersysteme.....	32
5.3	Schlussfolgerungen	34
6	Abbildungsverzeichnis.....	35
7	Literatur	36

Der stark steigende Strombedarf in Nordafrika kann 2050 fast vollständig über erneuerbare Energien (EE) gedeckt werden, zudem stehen erhebliche Potenziale für den Export nach Europa zur Verfügung.

Solarthermische Kraftwerke (CSP) mit thermischen Speichern bekommen eine große Bedeutung, wenn ein ambitionierter Klimaschutz, eine stetige Auslastung der Interkonnektoren und eine hohe Stromnachfrage eine regelbare Erzeugung von erneuerbarer Energie verlangen. Dann muss die fluktuierende Erzeugung aus Wind und Photovoltaik mit regelbarer und planbarer Kapazität der CSP ergänzt werden. Eine Optimierung basierend auf regionalen Potenzialen und Kosten zeigt den parallelen Ausbau von Wind, PV und CSP auf.

Photovoltaik (PV) sollte vor allem nachfragenah lokal eingesetzt werden. Der Vorteil höherer Einstrahlung in küstenfernen Regionen (z. B. Wüsten) wird durch die notwendigen teureren Übertragungsleitungen überkompensiert. CSP dagegen benötigt hohe Direktstrahlung und kann wegen höherer Volllaststunden zu einer besseren Auslastung und Finanzierbarkeit der benötigten Übertragungsnetze beitragen. Die Windkraft hat in Nordafrika sehr hohe und kostengünstige Potenziale, wobei die konkrete Standortwahl vor allem vom jeweiligen Windenergieangebot abhängig ist.

Ein hoher Anteil von EE-Strom kann langfristig erhebliche Kostenvorteile für die Region bringen. Bei zunehmendem Anteil an fluktuierenden EE ist eine Zunahme der Vernetzung der nationalen Strommärkte vorteilhaft. Die Integration der europäischen und nordafrikanischen Strommärkte führt, bei sonst gleichbleibenden Rahmenbedingungen, zu deutlich reduzierten Gesamtsystemkosten. Der Netzausbau hängt aber stark von der Standortwahl der EE ab. Nur über eine Gesamtschau der Maßnahmen kann eine energiewirtschaftliche optimale Lösung ermittelt werden.

Ein auf Wechselstrom-Übertragung (AC) aufbauendes Netz erfordert enorme Netzkapazitäten und damit verbunden erhebliche Investitionen. Es wird die Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sowohl für Interkonnektoren zwischen Europa und Nordafrika für den Stromexport vorgeschlagen als auch ein dem Wechselstromnetz überlagertes und vermaschtes HGÜ-Netz in beiden Regionen. Für heutzutage noch nicht existierende überlagerte und vermaschte HGÜ-Netze wird in der Studie ein Betriebsführungs- und ein Fehlererkennungsverfahren vorgeschlagen.

Entwicklungen auf dem Gebiet der Mittelspannungstechnologie ermöglichen die direkte DC-Kopplung verteilter Erzeuger mit geringeren Verlusten. Hierfür wurden innerhalb des Projekts neue Komponenten entwickelt. Thermische Energiespeicher mit Salzschnmelzen haben ein großes Potenzial, die Kosten für planbare erneuerbare Erzeugung mit CSP weiter zu senken. Zur Bewertung der verschiedenen Speicher und für die Betriebsführung der Kraftwerke wurden Simulationswerkzeuge ausgebaut.

Eine Bewertung der Rahmenbedingungen und möglicher EE-Fördersysteme in Nordafrika fordert als Voraussetzung für den Ausbau der EE zuverlässige regulative Rahmenbedingungen und eine Liberalisierung der Strommärkte.

Die Fördermodelle für die EE können in verschiedenen Phasen angepasst werden, wobei Planungssicherheit für die Investoren, zunehmende Marktnähe der EE-Förderung und mittel- bis langfristig die Entwicklung von Optionen für den Stromexport nach Europa zentrale Bausteine darstellen.

2 Einleitung

Um erneuerbare Energien in einer zukünftigen Elektrizitätsversorgung weltweit im politisch angestrebten Umfang einbinden zu können, müssen Netz- und Speichertechnik auf deren Bedürfnisse angepasst werden. Im Fraunhofer-Projekt SUPERGRID wurden Schlüsseltechnologien an der Schnittstelle zwischen Erzeugung und Einspeisung ins Stromnetz entwickelt und in einem ganzheitlichen, systemtheoretischen Ansatz optimiert.

Mithilfe von verlustarmer ggf. erdverlegter Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) können verteilte Energieerzeuger über weite Distanzen gekoppelt und Nachteile der konventionellen Wechselstromübertragung vermieden werden. Dazu benötigt es eine Weiterentwicklung von Komponenten und Regelungsstrategien, um Effizienz, Flexibilität und Kosten im Vergleich zu den heute verfügbaren Techniken zu verbessern. Neue Methoden der Netzbetriebsführung sind erforderlich, um optimale Lastflüsse zu ermöglichen, die das Stellpotenzial der Komponenten wie z. B. der Hochleistungsumrichter zu nutzen. Weitergehende Fragen betreffen den sicheren Betrieb von HGÜ-Netzen und Implikationen für den Grid Code, die Leistungsflusssteuerung in HGÜ-Netzen, den Netzparallelbetrieb von HGÜ-Netzen und AC-Netzen sowie deren gemeinsame Stabilität.

Ebenso wichtig ist die effiziente Einbindung verschiedener Speichersysteme in die Netze wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke, Batteriespeicher oder Druckluftspeicher. Diese können Erzeugungsschwankungen im Netz puffern. Gegenwärtig sind die Kapazitäten dieser Technologien noch beschränkt und die Speicherkosten sehr hoch. Thermische Speichertechnik bei solarthermischen Kraftwerken dagegen ist zu relativ günstigen Preisen für eine Vergleichmäßigung und Planbarkeit der elektrischen Energieerzeugung einsetzbar. Die Entwicklung thermischer Hochtemperaturspeicher und optimierter Speicherkonzepte steht aber noch am Anfang. Im relevanten Temperaturbereich von 250 °C–550 °C werden zur Wärmespeicherung flüssige Salzschnmelzen, der fest-flüssige Phasenwechsel von Salzen (Nitraten, Nitriten) und sensible Feststoffspeicher mit Hochtemperaturbeton diskutiert. Detailliertere Informationen zu Kosten, Korrosionsverhalten und Thermomechanik von Wärmetauschern, Behältern und Pumpen sowie eine Optimierung der Materialparameter und der Dimensionierung sind notwendig.

Die Optimierung der Erzeugung, der Übertragungsnetze, der Speicher und der Nachfrage erfordert die Schaffung von entsprechenden politischen und regulativen Rahmenbedingungen. Energiewirtschaftliche und energiepolitische Fragestellungen betreffen hierbei die Ausbau- und Einsatzstrategien für einzelne erneuerbare Energietechnologien sowie den Regulierungsrahmen für Strommärkte in Europa und Nordafrika. Die Analyse beginnt mit dem Ist-Zustand und bildet zukünftige Entwicklungen der Stromnachfrageseite und des Speicherbedarfs für erneuerbare Energien ab.

Der künftig geplante, rasche Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung auf der Basis von Wind, Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken weltweit erfordert den grundlegenden Umbau der Stromnetze und die energiewirtschaftlich optimierte Integration von erneuerbarer Stromerzeugung, Stromnachfrage und Speichertechnologien. Dies sowie ausgewählte technologische Fragestellungen im Bereich der Stromnetze und der thermischen Speicher wurden im Projekt SUPERGRID behandelt.

3 Chancen der Integration Erneuerbarer Energien im Internationalen Netzverbund

3.1 Methodik und Annahmen

3.1.1 Modelle

Um die verschiedenen Dimensionen der technischen Herausforderungen abzudecken, die mit der Integration erneuerbarer Energien in regionale und interregionale Strommärkte verbunden sind, wurden drei Modelle kombiniert.

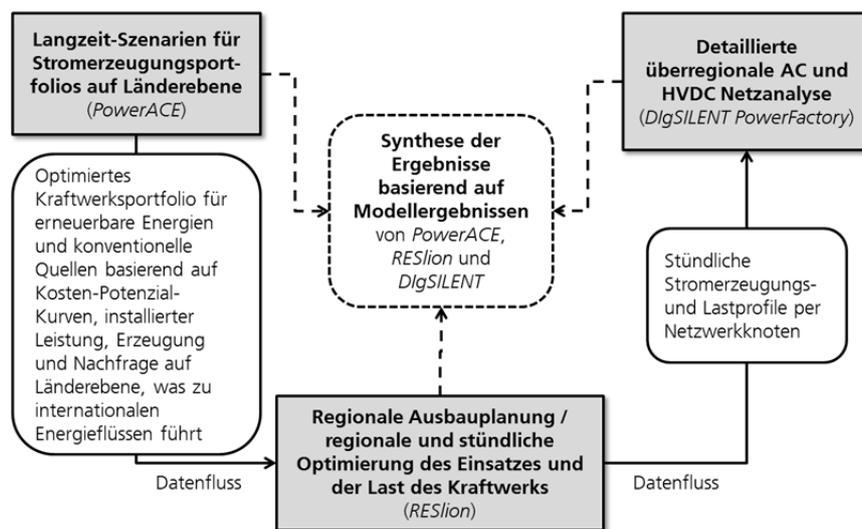


Abbildung 3-1: Darstellung der Schnittstellen und Datenströme zwischen den drei Modellen

Mit dem Modell PowerACE wurde das Elektrizitätssystem Europas sowie der fünf Länder Nordafrikas (Marokko, Algerien, Tunesien, Libyen und Ägypten) abgebildet. Dazu wurden Solar- und Windpotenziale mit einem geografischen Informationssystem (ArcGIS) analysiert. Die für erneuerbare Erzeuger zur Verfügung stehenden Flächen wurden unter Berücksichtigung bestehender Nutzungen (z. B. Landwirtschaft, Siedlungen, Naturschutzgebiet, Sperrgebiet etc.) und geografischer Daten (Topologie, Bodenbeschaffenheit, Elevation etc.) identifiziert. Mit Hilfe der Solar- und Winddaten wurden regionale Erzeugungspotenziale ermittelt. Der zukünftige Strombedarf der nordafrikanischen Länder wurde unter Berücksichtigung des bisherigen Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums sowie der Trends bei der Energieeffizienz abgeschätzt. Damit wurde die (kosten-) optimale Zusammensetzung eines Kraftwerksparks [1] unter Berücksichtigung eines internationalen Elektrizitätssystems ermittelt.

In einem zweiten Schritt wurde mit dem Modell RESlion die regionenbasierte Standortplanung und die stundenbasierte Kraftwerkseinsatzplanung untersucht. Das Modell berücksichtigt vorhandene Kraftwerke, den regionalen Strombedarf und die Stromerzeugung sowie Begrenzungen der Netzkapazität. In insgesamt 28 Regionen Nordafrikas wurden auf der Grundlage stündlicher Wetterdaten lokale Standorte für erneuerbare Kraftwerke ausgewählt und den Betrieb optimiert, vorrangig um den regionalen Bedarf zu decken.

Im dritten Schritt wurden mit dem Netzsimulationstool DigSILENT PowerFactory die existierenden Übertragungsnetzstrukturen ab der 220 kV-Ebene und höher modelliert und ihre Fähigkeit zur Integration erneuerbaren Stroms untersucht. Unterschiedliche

Netzausbauvarianten in Wechselstrom- und Gleichstromtechnik wurden analysiert und eine optimale Betriebsführung entworfen. Zusätzlich wurde ein überlagertes Hochspannungs-Gleichstromnetz (HGÜ-Netz) im Detail entwickelt und modelliert. Die Datenströme und Schnittstellen zwischen den drei Modellen sind in Abbildung 3-1 dargestellt.

3.1.2 Szenarien und Annahmen

Für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 wurden vier verschiedene Rahmenszenarien definiert [2,3], die sich in folgenden Punkten unterscheiden:

- Anspruchsniveau bei CO₂-Reduktionszielen
- Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen Nordafrika und Europa (Stromexport nach Europa ja oder nein)
- Fortschritte bei Energieeffizienzmaßnahmen und Stromnachfrage in Nordafrika.

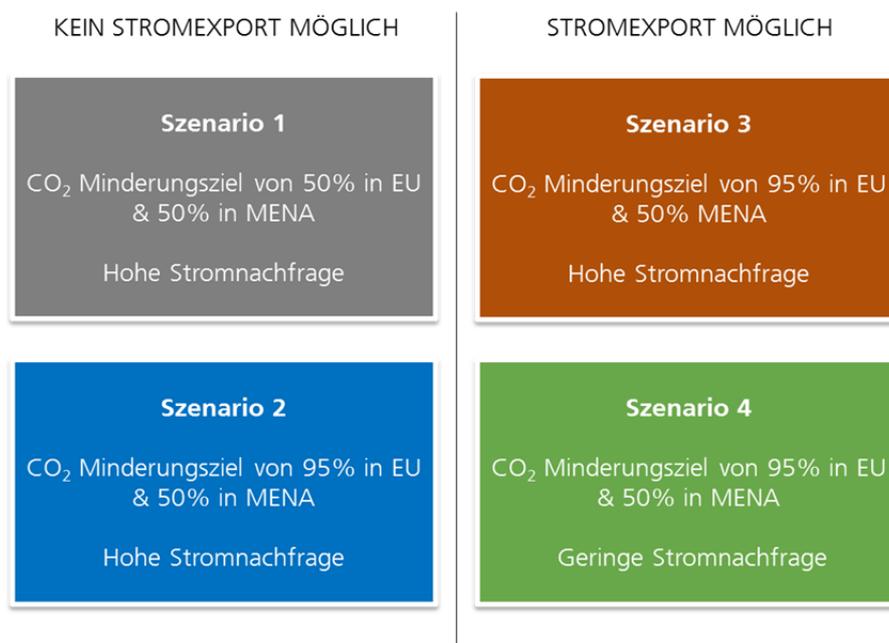


Abbildung 3-2: Rahmenszenarien bezüglich der zukünftigen Entwicklung

Annahmen zu den zukünftigen Technologiekosten und -parametern sowie Brennstoffkosten sind in Tabelle 3-1 zusammengefasst.

Tabelle 3-1: Kosten- und Technologieannahmen bei erneuerbaren und konventionellen Technologien in den Jahren 2030 und 2050

Technologie	Spez. Invest-kosten [€/kW]		O&M Kosten [€/kW/a]		Brennstoff- kosten [€/MWh]		Lebens- dauer [a]	Wirkungs- grad [%]
	2030	2050	2030	2050	2030	2050		
Wind	1000	900	30	30	0	0	25	-
PV	730	700	30	19	0	0	25	-
CSP	3300	2660	64	45	0	0	30	-
Gas-GT	380	380	9.7	9.7	27.68	26.82	30	40
Gas-CCGT	750	750	11.1	11.1	27.68	26.82	30	60
Braunkohle	1450	1450	34.5	34.5	7.47	6.86	40	48
Steinkohle	1500	1500	45	45	3.75	3.75	40	47
Pumpspeicher	1700	1700	28.9	28.9	0	0	40	91

3.2 Ergebnisse

3.2.1 Langzeitszenarien für Strombedarf, Erzeugungsstrukturen und transnationale Exportmöglichkeiten

3.2.1.1 Zukünftiger Strombedarf in Nordafrika

Die Entwicklung des Strombedarfs in Nordafrika bis zum Jahr 2050 wurde auf Basis einer ökonometrischen top-down Modellierung unter Verwendung makroökonomischer Parameter, wie des Wachstums des Bruttoinlandsprodukts (BIP), der Entwicklung der Energieintensität usw. ermittelt. Für die europäischen Daten wurden vorhandene Studien herangezogen [4,5].

Beim ersten Szenario mit hohem Bedarf »Status Quo« ist mit einer Zunahme um etwa einen Faktor 4,3 gegenüber 2014 zu rechnen. Beim zweiten Szenario mit niedriger Bedarfsentwicklung »Energieeffizienz« – welches eine Steigerung der Energieeffizienz um 17% bis 2050 annimmt – reduziert sich dieser Faktor auf etwa 3,3 (Abbildung 3-3).

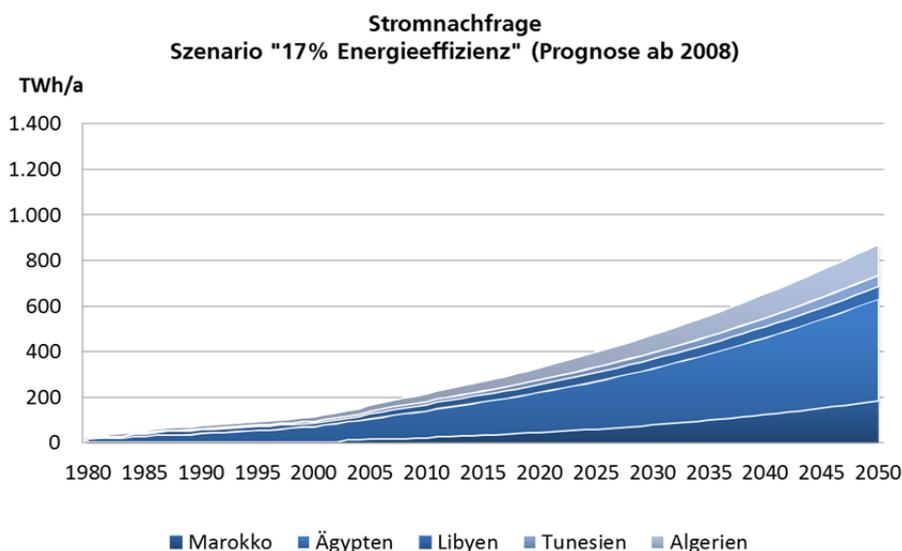


Abbildung 3-3: Entwicklung des Strombedarfs in Nordafrika bis 2050 im Szenario »Energieeffizienz«

Der gesamte Strombedarf für 2030 (2050) für Nordafrika beträgt 552 (1070) TWh/a im Szenario »Status Quo« und 473 (871) TWh/a im Szenario »Energieeffizienz«.

3.2.1.2 Wind- und Solarpotenziale in Nordafrika

Auf der Grundlage einer räumlich hochaufgelösten GIS-Analyse wurden Kostenpotenzialkurven für die nordafrikanischen Länder für die Jahre 2030 und 2050 berechnet, die in Abbildung 3-4 kumuliert für alle Länder dargestellt sind. Die gesamten technischen Potenziale der betrachteten Technologien in Nordafrika übersteigen den angenommenen Strombedarf von Nordafrika und Europa von 5850 TWh in 2050 um ein Vielfaches. Daher wurde für die Darstellung der Kostenpotenziale nur der gezeigte Ausschnitt gewählt. Es zeigt sich, dass man den Strombedarf Nordafrikas allein durch Wind, CSP und PV decken könnte und zusätzlich noch Möglichkeiten für den Stromexport nach Europa zur Verfügung stünden. Wind hat an günstigen Standorten die niedrigsten Erzeugungskosten, aber auch PV und CSP können im Zeitverlauf ökonomisch ausgebaut werden. Im Jahr 2050 liegen die Stromgestehungskosten für das Erzeugungspotenzial von 2000 TWh/a bei Windenergie 50 €/MWh, bei PV unter

48 €/MWh und bei CSP unter 56 €/MWh. Die spezifischen Einsatzmöglichkeiten und die zeitliche Verfügbarkeit der einzelnen Technologien wurde im Rahmen der hier vorgenommenen Modellierung berücksichtigt.

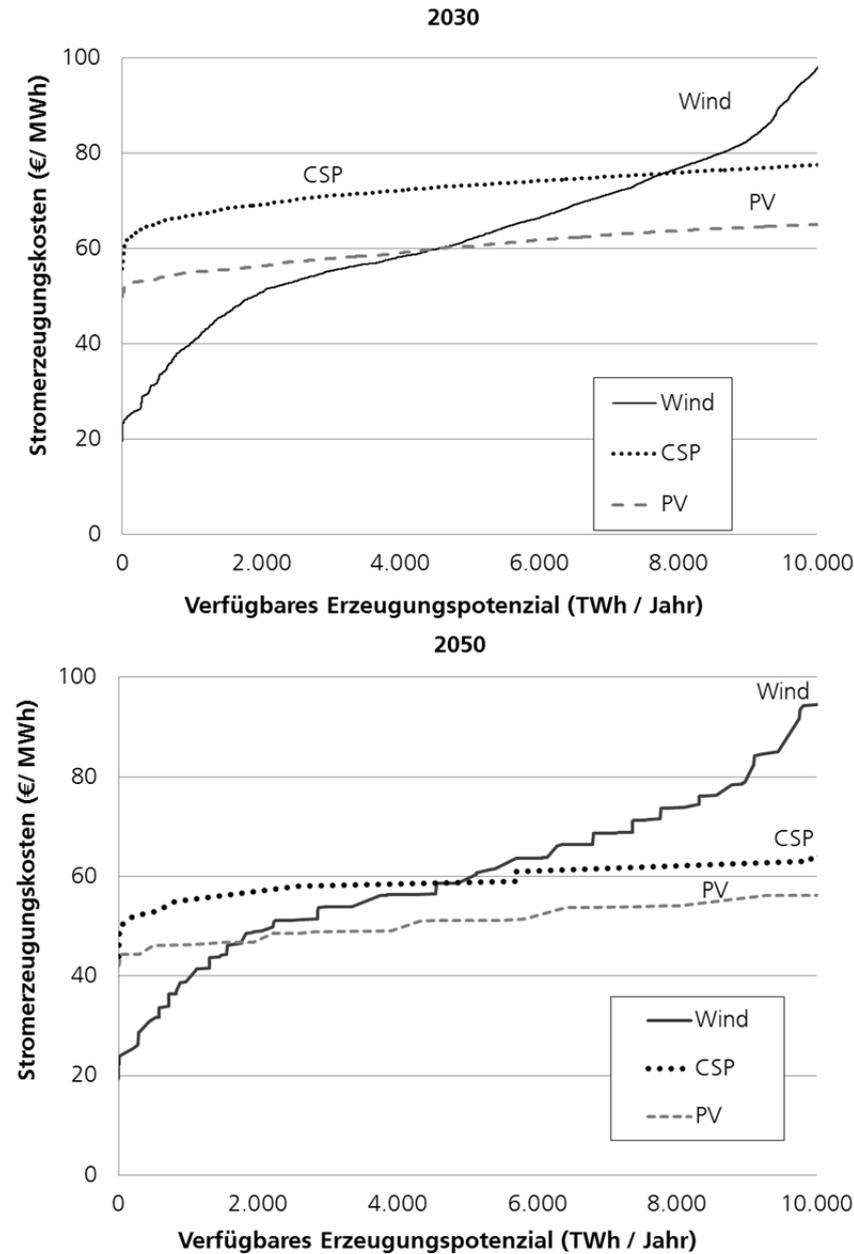


Abbildung 3-4: Kostenpotenzialkurven für Nordafrika – 2030 und 2050

3.2.1.3 Stromerzeugungsstruktur und Kosten für 2030 und 2050

Bei der Optimierung des Kraftwerkparks für die Jahre 2030 und 2050 spielen auch die politischen Zielsetzungen und die Rahmenbedingungen der Szenarien eine entscheidende Rolle (Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2: Zusammensetzung des Kraftwerkparks in Nordafrika für 2030 und 2050

	Erzeugung pro Technologie für 2030/2050 [TWh/a]			
	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Wind	246/618	292/737	315/965	252/735
PV	21/97	35/86	42/118	17/94
CSP	0/199	0/303	0/416	0/222
Gas-GT	4/8	5/3	3/3	3/4
Gas-CCGT	6/125	19/68	11/21	1/38
Gas (existing)	123/0	125/0	142/0	150/0
Coal	81/47	19/0	22/1	30/3
Hydro	50/50	50/50	50/50	50/50
Total	532/1143	545/1247	586/1575	503/1146
EE-Anteil	59/83%	68/93%	68/98%	63/96%

Chancen der Integration
Erneuerbarer Energien im
Internationalen Netzverbund

Alle Szenarien erreichen sehr hohe Anteile der erneuerbaren Energien zwischen 59% und 68% im Jahr 2030 und bis zu 98% im Jahr 2050. Die erneuerbare Stromerzeugung ist hiernach durch Wind dominiert. CSP mit thermischer Speicherung wird vor allem nach 2030 benötigt, um Gas und Kohle bei frei planbarer Erzeugung und Netzausgleichsaufgaben abzulösen. Zu Beginn des Transformationsprozesses werden konventionelle Kraftwerke den stündlichen Ausgleich des Energiesystems gewährleisten können. Es zeigen sich die Vorteile der Strommarktintegration von EU und NA (Tabelle 3-3) sowie die Kostenvorteile der erneuerbaren Energien insbesondere bei Berücksichtigung von Energieeffizienzsteigerungen (Szenario 4).

Tabelle 3-3: Kosten des Stromsystems 2030 und 2050 für EU und NA

	Stromerzeugungskosten 2030/2050 [€/MWh]				EU-NA Gesamtsystemkosten 2030/2050 [bn. €] (inkl. Interkonnektoren)
	NA	EU	Durchschn. EU-NA	EU-NA inkl. Interkonnektoren	
Szenario 1	40/50	45/55	45/54	46/56	211/333
Szenario 2	42/55	52/64	51/62	52/68	240/401
Szenario 3	41/52	51/61	50/59	52/65	239/384
Szenario 4	40/48	48/58	47/55	49/60	178/245

3.2.1.4 Konsequenzen für den transnationalen Stromexport

Grenzüberschreitende Netto-Stromflüsse werden mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich wachsen. Der Ausbau der Netzkapazitäten kann aber bei einer Beschränkung des Strombedarfs durch Energieeffizienzmaßnahmen deutlich verringert werden (Tabelle 3-4 und Abbildung 3-5).

Tabelle 3-4: Grenzüberschreitende Netto-Stromflüsse in den vier Szenarien Netto-Stromflüsse [TWh]

	Nordafrika		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

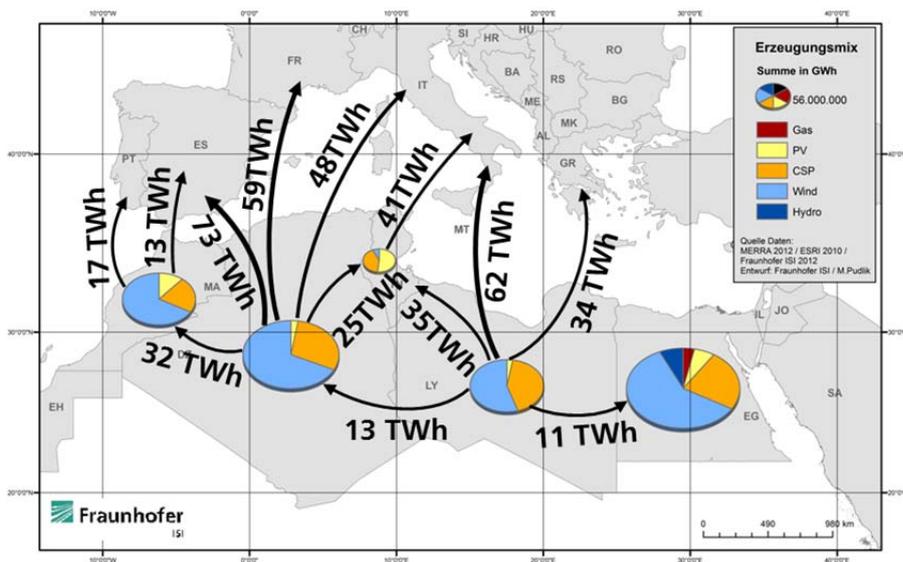


Abbildung 3-5: Visualisierung des Nettostromtransports 2050 (Szenario 3)

3.2.2 Regionale Planung der Erzeugung erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung von Übertragungskapazitäten

3.2.2.1 Standortauswahl und Kraftwerkseinsatzplanung

Auf Basis der eben geschilderten Ausbaupfade für erneuerbare Energien wurden die optimalen Kraftwerksstandorte für die einzelnen Technologien regionenscharf bestimmt (Abbildung 3-6). Es wurden dabei die Übertragungskapazitäten auf subnationaler Ebene berücksichtigt.

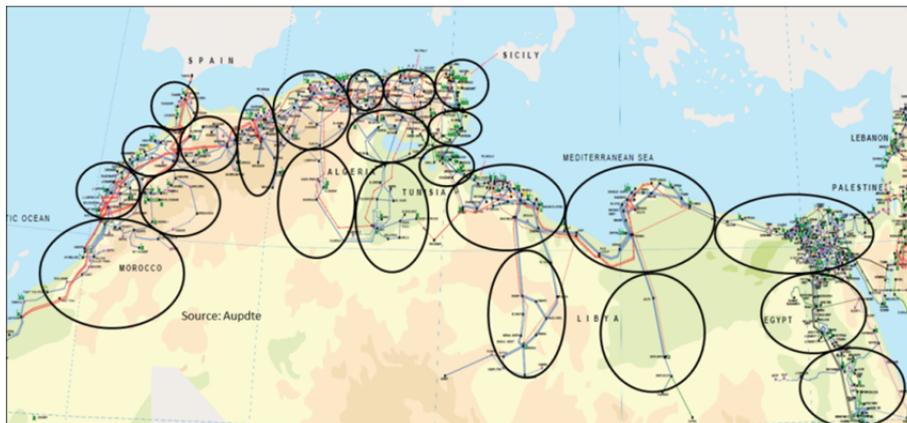


Abbildung 3-6: Die betrachteten 28 Regionen in NA (Quelle Netzkarte:AUPDTE [6])

Für Photovoltaikanlagen kann hervorgehoben werden, dass eine nachfragenahe Erzeugung in Küstennähe bevorzugt gewählt wurde. Der Vorteil höherer Einstrahlungen in küsternen Wüstengebieten wird durch die Kosten zusätzlich benötigter Übertragungsleitungen kompensiert. CSP-Kraftwerke hingegen benötigen die höhere Direktnormalstrahlung (DNI), lasten dafür aber die Übertragungsnetze durch höhere Vollaststunden besser aus und können deren Kosten finanzieren. Windkraftanlagen finden in Nordafrika ein sehr unterschiedliches Windangebot vor. Hier ist die Standortwahl stark von Windstärken und Standortbedingungen abhängig. Es profitieren insbesondere Standorte in Marokko und Ägypten.

Die stündliche Erzeugung anhand der Betriebsoptimierung aller Kraftwerke zeigt charakteristische Muster:

- 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 (spätnachmittags und nachts) zu decken.
- Konventionelle Kraftwerke werden nachts für die Bereitstellung von Strom benötigt, da PV-Kraftwerke keinen Strom einspeisen.

3.2.2.2 Regionaler Stromaustausch: Einfluss des Stromexports

Die einzelnen Regionen in Nordafrika entwickeln sich in Zukunft sehr unterschiedlich bezüglich des Verhältnisses von Stromimport und Stromexport in die jeweiligen Nachbarregionen. Abhängig von den Einstrahlungsbedingungen und dem Windangebot ist der Stromaustausch stark schwankend. Einzelne Regionen spielen aufgrund ihres Windangebots eine sehr große Rolle innerhalb der nationalen Stromversorgung.

Bei Szenarien mit Stromexport werden höhere Anteile der Erzeugung in allen Ländern in die nördlichen Regionen mit Anbindung nach Europa verlegt. Nur in Ägypten sind auf Grund der Distanz die Anteile des Direktexports nach Europa gering. Abhängig von Solarstrahlung und Windverhältnis kann der Austausch von Strom zwischen Regionen stark fluktuieren.

3.2.3 Ausbau der Netzkapazitäten und Herausforderungen

Eine detaillierte Betrachtung der vorhandenen Übertragungsnetze und der Ausbaunotwendigkeiten wurden auf der Grundlage der regionalen Erzeugungs- und Verbrauchsprofile (Kapitel 3.2.2) durchgeführt.

3.2.3.1 AC-Übertragungsnetz

In einem ersten Schritt wurden die existierenden AC-Übertragungsnetzstrukturen für EU-NA analysiert und in einer Modellierung nachgebildet. Dabei wurden die betroffenen Netzregionen, Synchronzonen, Interkonnektoren und Gleichstromverbindungspunkte nach dem gegenwärtigen Planungsstand integriert. Im Ergebnis dieser Modellierung steht eine AC-Übertragungsnetzinfrastruktur für Europa und Nordafrika (Abbildung 3-7) mit ihren geografischen Verläufen der Übertragungsleitungen und deren physikalischen Eigenschaften wie Übertragungskapazitäten, Spannungsebenen, Leitungslängen und Leitungsimpedanzen, die für die anschließenden Netzausbaubetrachtungen die Grundlage bilden.

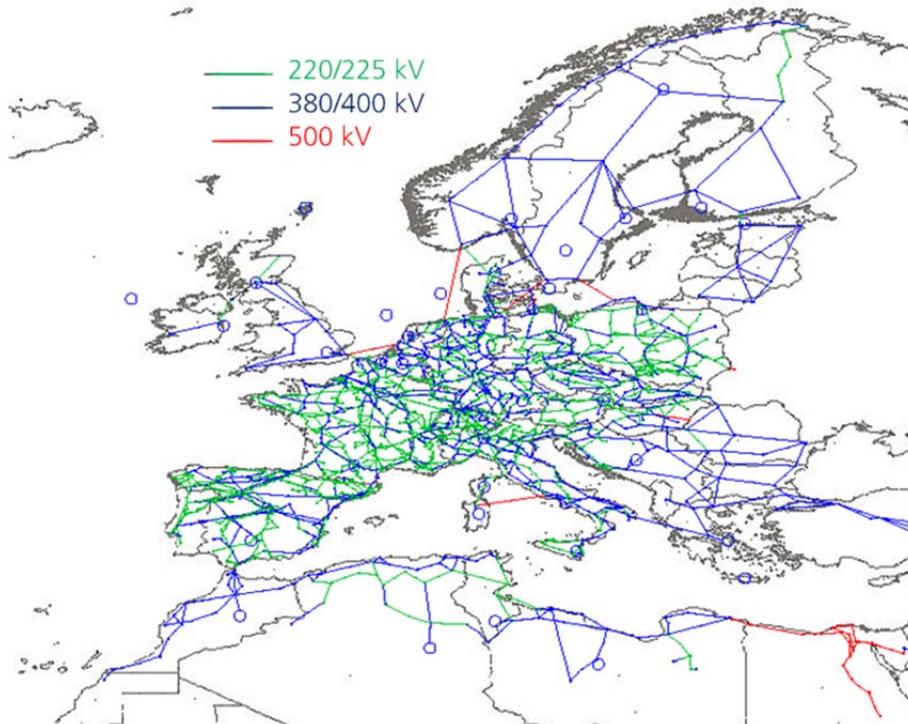


Abbildung 3-7: Modellierte AC-Übertragungsnetze in EU-NA nach Spannungsebenen

Die Erzeugungszeitreihen der einzelnen Regionen aus der vorangegangenen Kraftwerkseinsatzplanung werden an das Netzmodell für eine eingehende Analyse der resultierenden Netzflüsse weitergegeben. Durch dieses Vorgehen konnte sukzessive der Netzausbau der AC-Übertragungsinfrastruktur ermittelt werden, wobei ein rudimentäres HGÜ-Netz nach CIGRE [7] initial die Stromübertragung zwischen NA und der EU unterstützte, um die vorhergesagten Übertragungsleistungen für 2050 zu bewältigen. Netzerweiterungen nach Kriterien der Ausbauplanung [8] (N-1 Kriterium, Spannungsstabilität, statische Stabilität etc.) wurden dabei berücksichtigt. Die ermittelten Ausbaubedarfe für die vier betrachteten Szenarien im Vergleich zum heutigen Stand (Status Quo) zeigt Tabelle 3-5.

Tabelle 3-5: AC-Ausbaubedarfe für die vier Szenarien

Szenario	TTC [MVA]	Ausbau-Bedarf [%]	Gesamt-länge [km]	Zubau [km]
Status Quo	390,184	-	24,320	-
Szenario 1	801,840	206 %	69,680	45,359
Szenario 2	919,690	236 %	87,589	63,269
Szenario 3	2,805,746	719 %	310,580	286,260
Szenario 4	2,696,822	691 %	290,886	266,566

Ein Netzausbau um etwa das Zweifache (für die Szenarien ohne Stromexport nach Europa) und um das Siebenfache (für die Szenarien mit Stromexport) erscheint enorm und sehr ambitioniert.

Die allgemeinen Nachteile der Wechselstromübertragung über lange Strecken verbleiben jedoch und werden zusätzlich durch die volatile Übertragung von erneuerbaren Energien verstärkt. Trotz Netzausbau verbleibt eine ineffiziente Wechselstromübertragung aufgrund hoher Blindleistungsbedarfe und einer niedrigen Leitungsauslastung (Tabelle 3-6).

Tabelle 3-6: Leitungsauslastung und Blindleistungsbedarfe für die vier Szenarien

Szenario	Durchschnittl. Leitungsauslastung [%]	Mittleres Q/P Verhältnis	Max. Q/P (Einzelverbindungen)
Szenario 1	21.4 %	4.47	69
Szenario 2	21.5 %	1.48	12
Szenario 3	27.7 %	2.07	37
Szenario 4	31.0 %	2.06	56

Chancen der Integration Erneuerbarer Energien im Internationalen Netzverbund

3.2.3.2 Entwicklung eines HGÜ-Overlay-Netzes

Alternativ zum AC-Netzausbau wurde in einem weiteren Schritt die Errichtung eines inter-europäisch-nordafrikanischen Übertragungsnetzes in Form einer Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) analysiert und bewertet. Das dabei entwickelte und vorgeschlagene HGÜ-Netz ist ein Overlay-HGÜ-Netz. Ein Overlay-Netz dient dazu das darunterliegende Netz beim Stromtransport zu entlasten. Im vorliegenden Fall dient das Overlay-Netz dazu das unterlagerte AC-Netz beim Stromtransport großer Energiemengen über weite Distanzen zu entlasten. Dabei ist das Overlay-Netz zusätzlich in HGÜ-Form ausgelegt, was weitere Vorteile bei der Weitbereichsstromübertragung, Verkabelung und Umweltaspekten mit sich bringt. Das HGÜ-Netz wurde in vermaschter Form, ausgehend von einer CIGRE-Machbarkeitsstudie [7] entwickelt und bietet mehrere redundante Wege für den Stromtransport. Damit ergeben sich Vorteile für die sichere Stromübertragung und Übertragung volatiler Leistungsflüsse aus erneuerbaren Energien und volatilen räumlichen Zuordnungen von Erzeugung und Verbrauch. Das HGÜ-Netzmodell berücksichtigt dabei die Ergebnisse der Langzeitmodellierung aus Kapitel 3.2.1 (Abbildung 3-8).

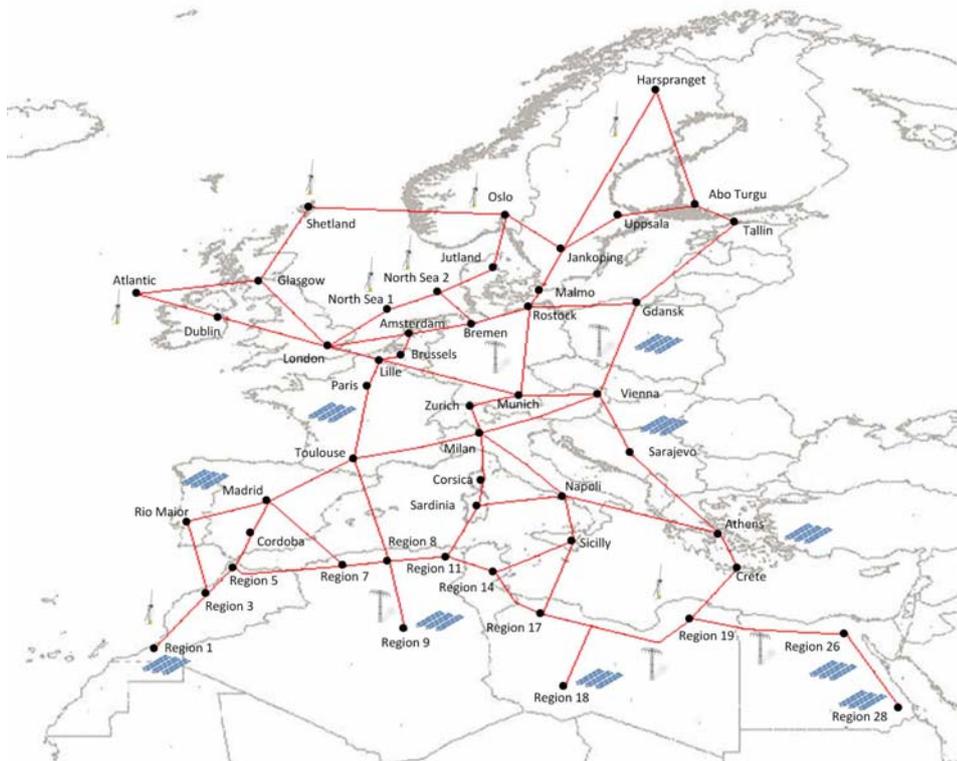


Abbildung 3-8: Vorgeschlagenes inter-europäisch-nordafrikanisches HGÜ-Überlagerungsnetz

Für die Netzumsetzung in der Modellierung werden folgende Annahmen getroffen:

- Einsatz der Voltage Source Converter (VSC)-Umrichter-Technologie
- Bipolare Konfiguration mit ± 800 kV
- Vermaschte HGÜ-Netz-Topologie

Auf Grundlage dieser Annahmen kann der Betrieb der Umrichterterminals von Einspeisung zu Ausspeisung wechseln. Der Betrieb und die Sicherheit eines solchen Netzes erfordern dennoch neuartige Komponenten und Betriebsführungsmethoden, da ein solches vermaschtes HGÜ-Netz bis heute nicht existiert (Kapitel 4.1) [9]. Am Beispiel Marokkos werden die Konsequenzen des Netzausbaus illustriert. Bei dem Basisnetz handelt es sich um die für 2020 geplante Version, die bereits für 42% EE geplant ist und so einen sehr guten Ausbaustandard repräsentiert. Die Ergebnisse zeigen, dass bis 2030 die Netze für die Szenarien ohne Exportoptionen ausreichen und bis 2050 nur wenig zugebaut werden muss. Szenarien mit Stromexport benötigen jedoch etwa das 1,6-fache des bisherigen Netzes entlang der bisherigen Übertragungsleitungen. Ein vorgeschlagenes HGÜ-Overlay-Netz [10,11] verbindet dagegen Regionen hoher Erzeugung mit den Punkten hohen Leistungsumsatzes (Abbildung 3-9).

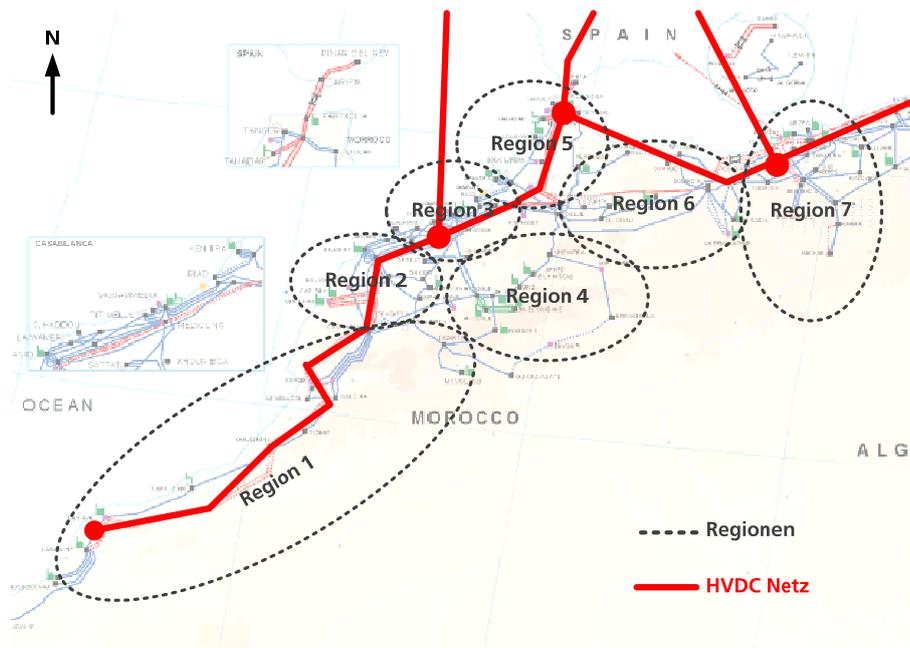


Abbildung 3-9: Vorgeschlagenes HGÜ-Netz in Marokko (bearbeitetes Extrakt, Original von AUPTDE [6])

3.3 Schlussfolgerungen

Die Resultate der Modellierung aller Szenarien zeigt, dass eine Dekarbonisierung der Stromsysteme in der EU und in NA auf der Basis von EE möglich und ökonomisch sinnvoll ist. Hohe Anteile von EE werden in jedem Szenario bis 2050 erreicht – im politisch ambitioniertesten Szenario 3 nahezu 100%. Die erheblichen Potenziale in NA können zu vergleichsweise niedrigen Kosten erschlossen werden und erlauben insbesondere ab 2030 einen Export erneuerbaren Stroms nach Europa. Hierbei dominiert bis 2030 die Windenergie, die an guten Standorten sehr günstig ist, gefolgt von PV und CSP. CSP mit thermischer Speicherung spielt hier eine spezielle Rolle als

Regelenergie in Netzen mit hohen EE-Anteilen, und ersetzt perspektivisch konventionelle Kraftwerke, z. B. Gaskraftwerke.

Die regionale Verteilung der erneuerbaren Stromerzeugung ist abhängig von deren geografischer Lage, Einstrahlungs- und Windverhältnissen sowie der Distanz zu Verbrauchszentren. Während Wind vorwiegend in Küstenregionen erzeugt wird und PV dezentral flächendeckend eingesetzt wird, müssen die CSP-Standorte hohe Direktstrahlungspotenziale aufweisen.

Ein starker Ausbau der EE würde in jedem Szenario erhebliche Erweiterungen des AC-Übertragungsnetzes mit sich bringen. Im Fall des Stromexports nach Europa bedeutet dies eine nahezu prohibitive Verachtfachung der Leitungslängen. Eine Lösung würde die Installation eines vermaschten überlagerten HGÜ-Netzes bieten, die mit bipolarer VSC-Technologie die Übertragung der variablen Leistung aus erneuerbaren Kraftwerken über lange Strecken ermöglicht.

Dieser Ausbau impliziert substanzielle technologische und politische Herausforderungen. Insbesondere müssen passende HGÜ-Betriebsstrategien bewertet und im Detail entwickelt werden. Dazu wird die intensive Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern nötig sein (Kapitel 4). Entsprechende Transformationspfade für die Energiesysteme benötigen regulatorische und politische Rahmenbedingungen, die in einem politischen Dialog zwischen den beteiligten Ländern entwickelt werden müssen (Kapitel 5).

Weiterführende Publikationen:

- ❖ S. Bohn, M. Agsten, I. Boie, C. Kost, O. Snigoviy, A.-K. Marten, D. Westermann: »*Meshed HVDC Transmission in the Context of Sustainable Power Transmission for the Future and its Environmental Impact*«, Journal of Strategic Innovation and Sustainability, Vol. 10 (1) 2014, pages 88-97, ISSN 1718-2077
- ❖ I. Boie, M. Pudlik, M. Ragwitz, F. Sensfuß, S. Bohn, M. Agsten, P. Bretschneider, D. Westermann: »*Scenarios for Renewable Energy Deployment in North African Countries and Electricity Exchange with Europe – A Model-based Analysis for 2050*«, International Journal on Smart Grids and Clean Energy (SGCE), Vol. 3, No. 3, July 2014, pp 299
- ❖ S. Bohn, I. Boie, C. Kost, M. Agsten, D. Westermann: »*SuperGrid – Das europäisch-nordafrikanische HGÜ-Overlay-Netz der Zukunft*«, Conference proceedings Internationaler ETG-Kongress 2013 – Energieversorgung auf dem Weg nach 2050, Berlin, Germany, ETG-FB 139, ISBN 978-3-8007-3550-1
- ❖ C. Kost: »*Renewable Energy in North Africa – Modeling of future electricity scenarios and the impact on manufacturing and employment*«, Dissertation TU Dresden, June 2015

4 Technologische Entwicklungen zur Integration Erneuerbarer Energien im Internationalen Netzverbund

4.1 Betriebsführung und Stabilität neuer Netzstrukturen

Zielführend nach den Ergebnissen des Kapitels 3 ist ein HGÜ-Overlay-Netz über einem ausgebauten AC-Netz. Dieses Netz soll nicht aus Punkt-zu-Punkt-Verbindungen bestehen, sondern vermascht sein. Die Anwendung bipolarer VSC-HGÜ-Technologie ermöglicht den Aufbau eines Netzes zur Einbindung fluktuierender erneuerbarer Energien und volatiler Leistungsflüsse. Da solche vermaschten HGÜ-Netze noch nicht existieren, erfordert die ganzheitliche Betrachtung Untersuchungen zur Netzbetriebsführung. Dazu dient die Abbildung 4-1 als Prozessmodell.

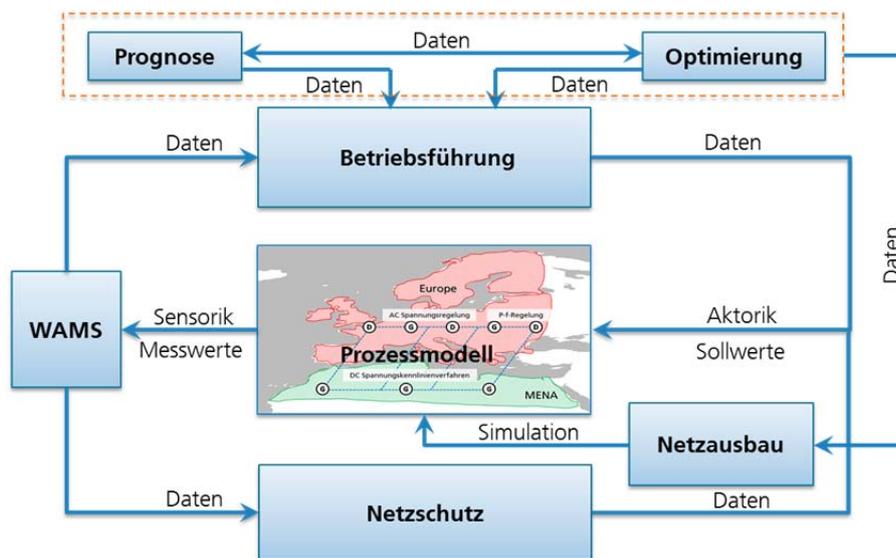


Abbildung 4-1: Prozessmodell für Netzausbau, Netzbetriebsführung und Netzschutz

Ausgehend von den existierenden AC-Übertragungsnetzen in Europa und Nordafrika sowie den prognostizierten Energiemengen bedarf es einer ausgebauten inter-europäisch-nordafrikanischen Übertragungsinfrastruktur, die entsprechend den Prognosen und der optimierten Erzeugung, unter Berücksichtigung des Netzschutzes, geführt werden muss, um einen sicheren und effizienten Energieaustausch zu ermöglichen.

4.1.1 Netzbetrieb und Netzstabilität

Die HGÜ-Betriebsführung für das vermaschte Netz erfolgt daher unter Verwendung eines neu entwickelten dezentralen Spannungskennlinienverfahrens [12] und ist in der Lage volatile erneuerbare Energien zu übertragen. Die Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs ist das oberste Ziel der Netzbetriebsführung und Teil der sogenannten Systemverantwortung, die einem Netzbetreiber der obersten Netzebene obliegt. Mit der Errichtung eines HGÜ-Netzes entsteht eine Netzebene, die einen signifikanten Beitrag zur Netzstabilität leisten kann.

Im Gegensatz zu AC-Systemen existiert in Gleichstromsystemen keine Systemfrequenz, die durch ein Leistungsungleichgewicht des Systems variiert. Stattdessen kann die DC-

Spannung als Referenz verwendet werden. Dazu bedarf es eines dezentralen Regelungsverfahrens, das unabhängig von einer schnellen Kommunikationsinfrastruktur agiert. Das Spannungskennlinienverfahren basiert auf einer Regelung des Stroms bzw. der Leistung in Abhängigkeit von der gemessenen DC-Spannung am jeweiligen Netzknoten und ist in die Gesamtbetriebsführung eingebettet (Abbildung 4-2).

Technologische Entwicklungen zur Integration Erneuerbarer Energien im Internationalen Netzverbund

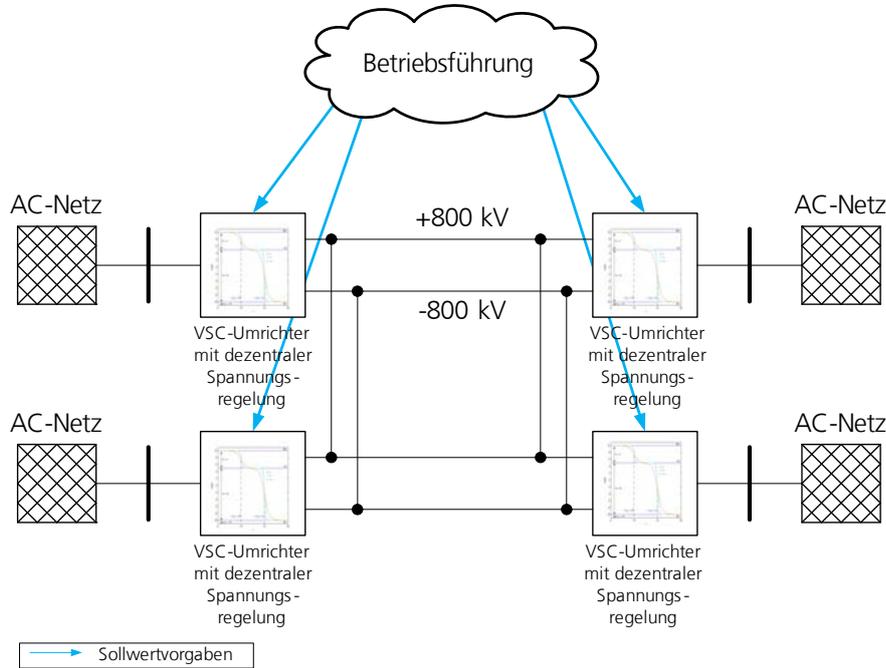


Abbildung 4-2: Abstrahierte Darstellung des Netzbetriebsführungsverfahrens

4.1.2 Netzschutz und Netzsicherheit

Gegenwärtig bestehen keine Erfahrungen im Netzschutz für vermaschte HGÜ-Netze. Das HGÜ-Netz muss jedoch mit Netzschutzvorrichtungen ausgestattet sein, die entsprechende Störfälle und Belastungsfälle regeln können. Wegen der fehlenden Phaseninformation unterscheidet sich der Netzschutz von dem eines Wechselstromnetzes.

Das zentrale Ziel der Netzschutztechnik besteht darin, Betriebsmittel vor Überströmen und anderen unzulässigen Beanspruchungen zu bewahren und eine Ausbreitung des Fehlerzustands im Netz zu verhindern [13] (Abbildung 4-3). Dazu gehören die Detektion des Fehlerzustands bzw. die Lokalisierung des Fehlerorts und das Einleiten geeigneter Maßnahmen zur Fehlerklärung.

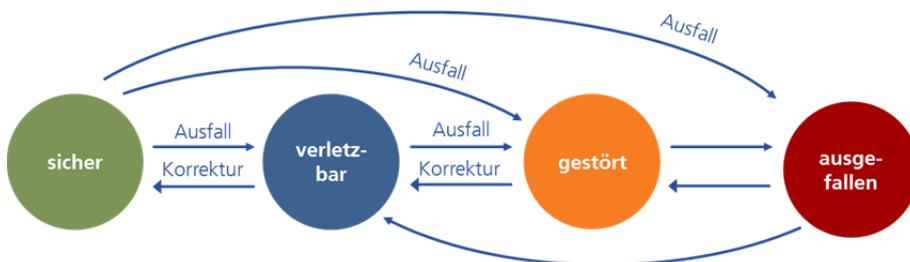


Abbildung 4-3: Zustände von elektrischen Energieversorgungssystemen

Die Bewertung des Netzzustands erfolgt über Schutzkriterien. Bei diesen handelt es sich um physikalische Größen, die direkt durch Messgeräte aus dem Netz gewonnen oder aus solchen berechnet werden. Ein Fehler ist erkannt, wenn zuvor definierte Schwellenwerte dieser Kriterien über- bzw. unterschritten werden. Im HGÜ-System sind umsetzbare Schutzkriterien u. a. Ströme, Spannungen, Impedanzen, Leistungen und Differentialgrößen. Zur Gewährleistung des Zuverlässigkeits- und Schnelligkeitskriteriums wurde Wert auf Kriterien gelegt, die ausschließlich eine Messgröße benötigen, um die Abhängigkeit von mehreren unterschiedlichen Messgeräten zu umgehen. Dazu zählen Systemströme und -spannungen ebenso wie deren Differentialgrößen, die in dieser Arbeit ausschließlich berücksichtigt werden. Eine Nutzung eines parallelen Kommunikationssystems verbietet sich aus gleichen Gründen.

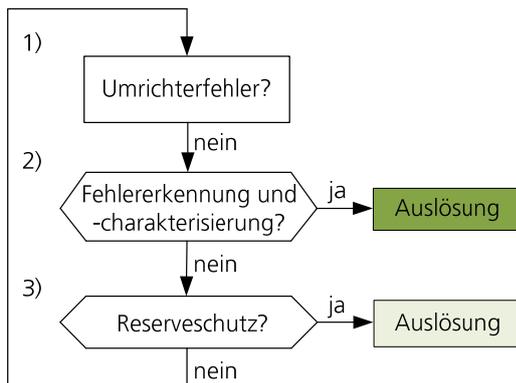


Abbildung 4-4: Algorithmus zur Detektion von DC-Leitungsfehlern

Ein Detektionsalgorithmus auf der Basis der Differentialgrößen Stromanstieg, Spannung und Erdstrom wird je Knoten kontinuierlich ausgeführt. Eine ständige Bewertung des Fehlerzustands ist damit möglich, auch eine Lokalisierung des Fehlers. Damit wurde ein erster Schritt zur Realisierung eines sicheren DC-Netzes getan (Abbildung 4-4, s.[14,15])

Weiter führende Publikationen:

- ❖ S. Bohn, M. Fetisova, M. Agsten, A.-K. Marten, D. Westermann; »A continuous DC voltage control function for meshed HVDC grids, and the impact of the underlying future AC grid due to renewable in-feed«, 6th IEEE International Conference on Modelling, Identification and Control (ICMIC2014), Melbourne, Australia, Dec. 2014
- ❖ S. Bohn, J. Kayser, M. Fetisova, A.-K. Marten, M. Agsten, D. Westermann; »The Operation of a Meshed HVDC Grid – A Model-based Analysis of a Supergrid«, Australian Utility Week, Melbourne, Australia, Nov. 2014

4.2

Entwicklung von Komponenten für Mittelspannungsnetze

Eine Schlüsseltechnologie für den Ausbau zukünftiger Netze ist die Leistungselektronik. Durch den Zuwachs erneuerbarer Energien steigt auch die Zahl leistungselektronischer Wandler.

Mit dem zunehmenden Anteil von Windkraft und Photovoltaik wächst der Bedarf an hocheffizienten Umrichtern für eine Feldverteilung innerhalb der großflächigen Kraftwerksanlagen auf der Mittelspannungsebene, um die Leitungsverluste bei hohen Leistungen gering zu halten. Gleichzeitig wachsen die Bedeutung von DC-Übertragungsnetzen und die Kopplung mit unterschiedlichen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern.

Im Rahmen des Projekts wurden neue Lösungswege aufgezeigt, um den Anforderungen an hocheffiziente Leistungselektronik im Bereich der Mittelspannung gerecht zu werden. Die wichtigsten Komponenten in einem leistungselektronischen System sind zum einen die Halbleiter-Leistungsschalter, zum anderen die passiven Bauelemente wie Filterdrosseln oder Kondensatoren. Durch die Entwicklung eines Mittelspannungs-DC/DC-Wandlers konnte das Fraunhofer ISE das Potenzial neuartiger Hochvolt-Transistoren aus Siliziumkarbid (SiC) aufzeigen. Auf Seiten der passiven Bauelemente sind Kondensatoren nach Stand der Technik aus metallisierten Polymerfolien-Wickeln aufgebaut. Aufgrund der hohen Ströme und interner Verluste ist das thermische Management dieser Bauelemente kritisch, weshalb Glaskondensatoren im Projekt SUPERGRID ebenfalls untersucht wurden (Kapitel 4.2.3).

4.2.1 Neue PV-Kraftwerksstrukturen

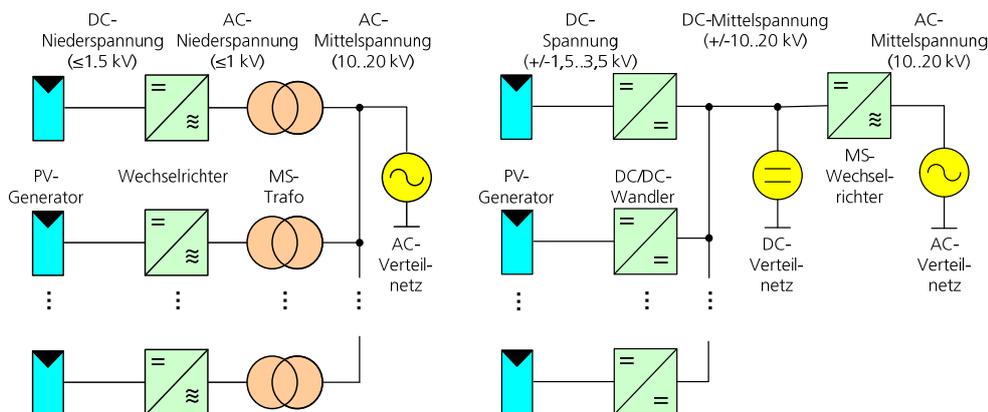


Abbildung 4-5: Kraftwerksstruktur heutiger PV-Großkraftwerke (links), mögliche Struktur eines PV-Kraftwerks mit Mittelspannungs-DC-Verteilnetz (rechts)

Je nach Größe eines PV-Kraftwerks können dessen Untereinheiten, bestehend aus Solarmodulen, Wechselrichtern sowie einem Mittelspannungstransformator zukünftig in der Größenordnung von bis zu 2 MVA liegen. Dies bedeutet, dass die Ströme auf der Niederspannungsseite im Bereich von bis zu 3 kA–4,5 kA liegen, was hohe Stromwärmeverluste (I^2R) zur Folge hat. Die hohen Ströme führen auch zu hohen Materialkosten auf Grund großer Kupferquerschnitte in Kabeln und Transformatoren. Zudem wird die technische Handhabung dieser hohen Ströme zunehmend schwierig und begrenzt die Größe der strukturellen Untereinheiten.

Insbesondere für Großkraftwerke wäre es wirtschaftlich von Vorteil, wenn man zu größeren Untereinheiten mit 5–10 MVA übergeht. Dies ist jedoch nur möglich, wenn man auch die Systemspannung innerhalb der Untereinheit erhöht. Durch den Übergang zu höheren Spannungen können diese Untereinheiten größer dimensioniert werden, wodurch die Zahl der Systemkomponenten erheblich reduziert wird.

Die vergleichsweise niedrige DC-Spannung innerhalb heutiger Kraftwerke beruht auf der bisher maximal verfügbaren 1000 V DC-Systemspannung bei PV-Modulen. Langfristig sind bis 3,5 kV DC im System absehbar. Ein technischer Systemwandel zeichnet sich ab. Statt der Feldverteilung mittels mehrerer paralleler Wechselrichter und niedriger AC-Spannung mit hohen Strömen könnten zukünftige Kraftwerke mit verteilten DC/DC-Wandlern und hohen Spannungen ausgeführt werden. Dadurch wird die Voraussetzung geschaffen mit einem transformatorlosen Mittelspannungswechselrichter direkt in das Mittelspannungsnetz einzuspeisen. In diesem Fall würden mehrere Tonnen an Kupfer und Eisen für einen 50 Hz Transformator eingespart werden.

4.2.2 Mittelspannungs-Leistungselektronik

Halbleiterbauelemente aus SiC besitzen ein sehr hohes Potenzial für zukünftige Anwendungen in der Leistungselektronik. Die hervorragenden elektrischen und thermischen Eigenschaften des Halbleitermaterials ermöglichen die Herstellung von verlustarmen Transistoren mit Sperrspannungen von 10 kV und in Zukunft darüber hinaus. Derart hohe Spannungen können mit konventionellen Halbleiterbauelementen aus Silizium nicht erreicht werden. Schnell taktende Transistoren aus Silizium sind nur bis 6,5 kV erhältlich. Um die gleiche Umrichterspannung zu erreichen, können mit SiC daher erheblich einfachere Topologien verwendet werden.

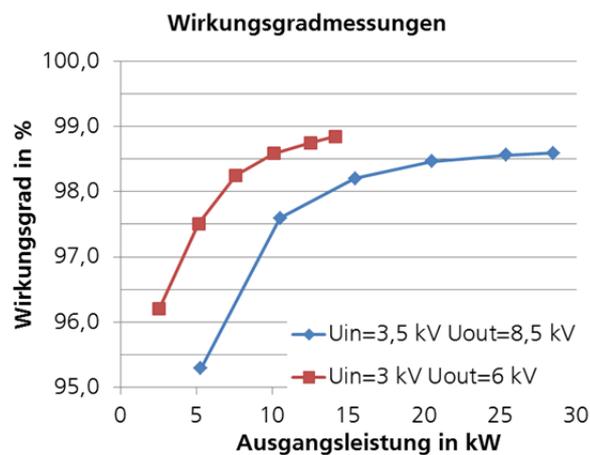


Abbildung 4-6: Mittelspannungs-DC/DC-Wandler (links), Wirkungsgrad des Wandlers (rechts)

Für das Projekt wurden Prototypen von 10 kV 10 A SiC-MOSFETs eingesetzt. Zunächst wurde eine Laborumgebung für Mittelspannung aufgebaut, in der diese Bauelemente eingehend charakterisiert werden konnten. Durch Messungen konnten sowohl sehr geringe Durchlass- als auch Schaltverluste der SiC-Halbleiter ermittelt werden. Als Demonstrator wurde ein DC/DC-Wandler für eine Eingangsspannung von 3,5 kV und einer Ausgangsspannung von 8,5 kV entwickelt. Durch eine erdsymmetrische Verschaltung von zwei dieser Wandler kann leicht eine Ausgangsspannung von 17 kV erreicht werden, womit man direkt in ein 10 kV AC-Netz einspeisen könnte. Auf Grund der geringen Verluste der SiC-Halbleiter konnte eine Schaltfrequenz von 8 kHz gewählt werden. Dies entspricht etwa dem 10-fachen Wert vergleichbarer Mittelspannungsumrichter aus Silizium-Halbleitern. Je höher die Schaltfrequenz, umso kleiner können die passiven Bauelemente dimensioniert werden, was zu Einsparungen von Material, Volumen und Kosten führt. Bei der Inbetriebnahme wurde ein sehr hoher Wirkungsgrad von 98,5% bei Nennleistung erreicht. In Zukunft wird das Fraunhofer ISE die Entwicklung leistungselektronischer Lösungen mit SiC-Bauelementen für die Mittelspannung weiter vorantreiben. Neben dem Einsatz

in regenerativen Kraftwerken bieten Bereiche wie die Netzstabilisierung oder die Bahntechnik weitere Anwendungsmöglichkeiten.

4.2.3 Glasfolienkondensator

Da herkömmliche Folienkondensatoren langsam an ihre Grenzen stoßen, wird langfristig ein alternatives Material benötigt. Folienkondensatoren sind nach Stand der Technik aus metallisierten Polymerfolien-Wickeln aufgebaut. Aufgrund der hohen Ströme und interner Verluste ist das thermische Management dieser Bauelemente kritisch. Die Kondensatoren stellen in einem Umrichter einen sehr großen prozentualen Volumenanteil dar. Durch Erhöhung der Energiedichte und somit einer Verringerung des Bauvolumens können zukünftig Bauraum und Kosten gespart werden.

Der Glashersteller SCHOTT stellt ein Alkali-freies Dünnglas her, das sich als alternatives Dielektrikum eignet. Die Dielektrizitätszahl des Glases ist doppelt so groß, wie die vom Standardmaterial Polypropylen und auch die Durchbruchfeldstärke liegt ungefähr eine Größenordnung höher und gehört damit zu den höchsten gemessenen überhaupt. Beide Werte sind für die Berechnung der theoretischen Energiedichte essenziell und bestimmen somit wie klein ein Kondensator mit bestimmten elektrischen Anforderungen gebaut werden kann. Die Durchbruchfeldstärke geht dabei quadratisch ein, wodurch die Energiedichte vor allem bei Hochspannungsanwendungen stark anwächst. Abbildung 4-7 zeigt eine Übersicht verschiedener Dielektrika und deren elektrischer Eigenschaften, sowie der theoretischen Energiedichte.

Die Herstellung des Glases erfolgt über ein Ziehverfahren aus der Schmelze, dem sogenannten Down-Draw Verfahren. Damit kann sehr dünnes Glas (< 25µm) gefertigt werden, das sich flexibel verhält. In Zukunft besteht dadurch die Option, analog zu Polymerfolien, Glasfolie in Rolle-zu-Rolle-Prozessen zu verarbeiten. Dies ermöglicht eine Kostenreduktion in der Herstellung und die Verwendung von Standardprozessen aus der Folienkondensatorherstellung.

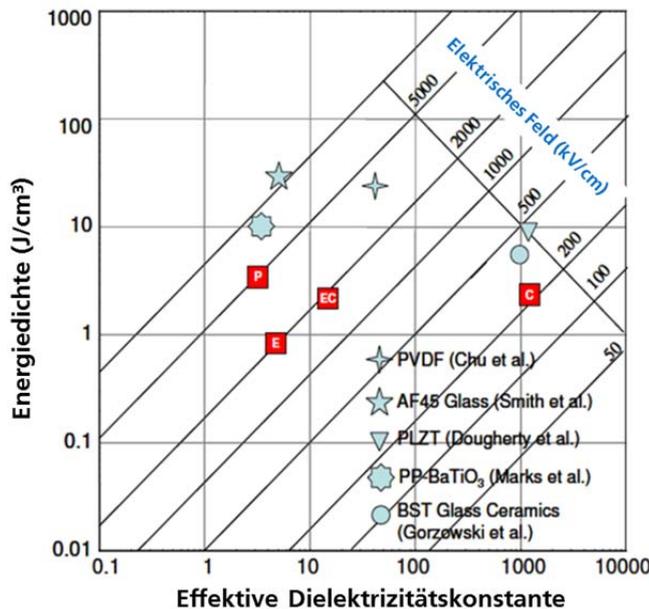


Abbildung 4-7: Eigenschaften von Glaskeramiken für Kondensatoren (nach [16])

Ein Teilaspekt des Projekts am Fraunhofer IISB war der Aufbau von Testkondensatoren aus dem genannten Dielektrikum, um zu zeigen, dass die theoretischen Werte des Dielektrikums auch auf die Bauelementebene übertragen werden können. Dabei konnten Teststapel aus Glasplättchen (Abbildung 4-8) mit Kapazitäten von ca. 25 nF aufgebaut werden, die eine Durchbruchsspannung von max. 8,5 kV aufweisen. Dies entspricht etwas mehr als der Hälfte des theoretischen Maximums des Glases.

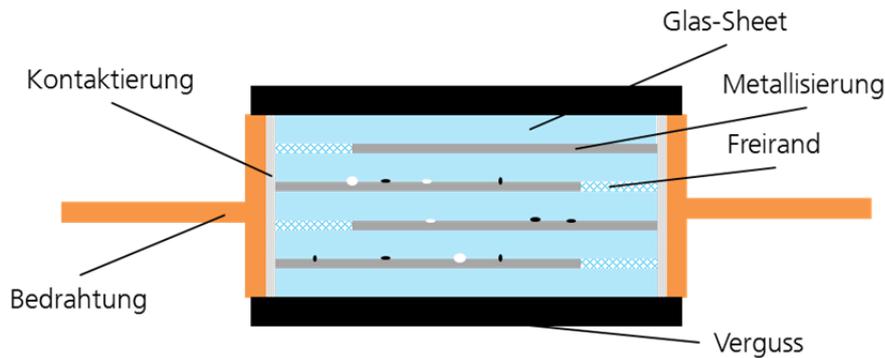


Abbildung 4-8: Schematische Darstellung des aufgebauten Kondensatorstapels

Im Projekt wurde ein herkömmlicher Kondensator für einen DC/DC-Wandler benötigt, der in Zukunft durch die neue Technologie ersetzt werden könnte. Der Standardkondensator, der bei einer Kapazität von 1 μF , bei einer DC-Spannungsfestigkeit von 8 kV ermöglicht, hat ein Volumen von ca. 685 cm^3 . Ein Kondensator aus den Dünnglasplättchen hätte inklusive einem Sicherheitsfaktor von 2 (z. B. Gehäuse, Anschlusstechnik...), ein Volumen von 200 cm^3 . Dies entspricht einer Volumeneinsparung von ca. 70% im Vergleich zur aktuellen Standardtechnologie. Langfristig wäre eine Volumenabsenkung um den Faktor 10 möglich.

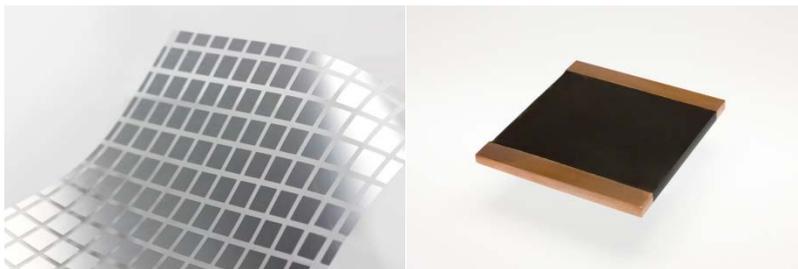


Abbildung 4-9: Metallisiertes Dünnglas (links) und aufgebauter Kondensator (rechts)

Ein funktionierender Kondensator mit hoher Energiedichte konnte aus dem Dünnglas hergestellt werden (Abbildung 4-9). Es konnte gezeigt werden, dass typische Prozessschritte aus der Folienkondensatortechnologie übertragen werden können.

- Das Beschichten der Gläser mit verschiedenen Metallen ist durch Aufdampfen problemlos möglich.
- Das Standardverfahren zu Kontaktierung von Folienkondensatoren (Schoopieren – ein Flammgespritzverfahren) ist ebenfalls möglich.

Da es sich um ein sehr neues Material handelt, das sich von den bisher in Kondensatoren verwendeten stark unterscheidet, sind weitere Arbeiten geplant, um das Potenzial auch über den Labormaßstab hinaus auszuschöpfen. Die Aufbautechnik der Kondensatoren muss dafür weiter optimiert werden. Ebenfalls muss in weiteren Schritten die elektrische Performance und die Lebensdauer evaluiert werden.

Weiter führende Publikationen:

- ❖ J. Thoma, D. Chilava, D. Kranzer; »A Highly Efficient DC-DC-Converter for Medium-Voltage Applications«, IEEE International Energy Conference, Dubrovnik, 13th-15th May 2014; 2014.
- ❖ N. Tham; T. Erlbacher; »Capacitors with High Energy Density«, ECPE Workshop Innovations in Passive Components for Power Electronics Applications, 2014 Berlin.

4.3 Thermische Energiespeicher für CSP-Kraftwerke

Allgemein wird davon ausgegangen, dass solarthermische Kraftwerke mit Speichern und als Hybrid-Kraftwerke durch die Regelbarkeit der Erzeugung erhebliche Vorteile gegenüber fluktuierenden Quellen besitzen. Deswegen wird die Hochtemperatur-Speicherentwicklung von der Industrie als zentral angesehen. Ein Trend zu höheren Betriebstemperaturen (Flüssigsalz als Wärmeträger) ist zu erkennen. Auch hier spielen Flüssigsalz (Nitrate, Nitrite u. a.) und deren Wechselwirkung mit Konstruktionsmaterialien (verschiedene Stähle) eine Schlüsselrolle. Entscheidende Fragestellungen sind daher:

- Kostenreduktion durch billigere Speichermaterialien und effizientere Systeme
- Einfrierverhinderung und höhere Temperaturstabilität
- thermomechanisches Design und Haltbarkeit von Komponenten im Kreislauf
- Techno-ökonomische Optimierung der Gesamtsystemkonzepte inklusive Betriebsführung

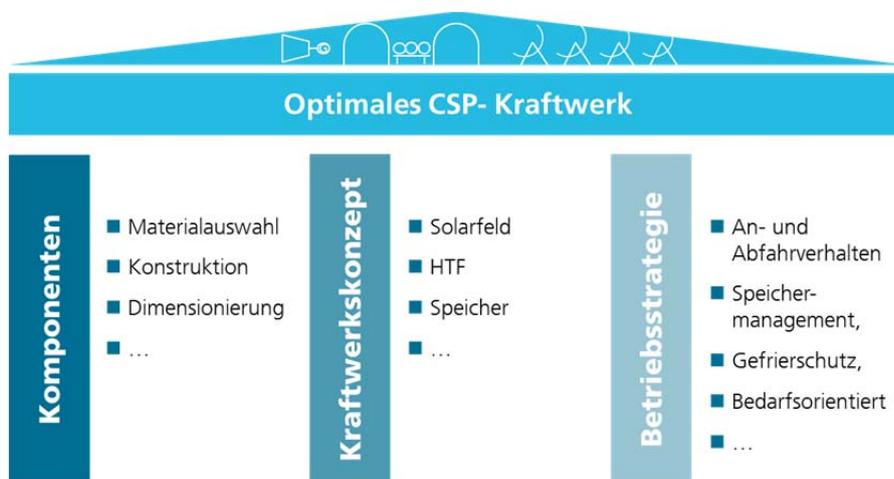


Abbildung 4-10. Einflussfaktoren in der Optimierung eines solarthermischen Kraftwerks

Um Konzepte mit hohem Kostensenkungspotenzial zu identifizieren, müssen die Speicher im Zusammenhang des Systems betrachtet werden. Hierzu eignet sich die Simulationsmethode, wobei Abhängigkeit von Jahreszeit und Wetter, Teillastverhalten, transiente Zustände und die Betriebsführung des Gesamtsystems dynamisch modelliert werden sollten. Innerhalb des Projekts SUPERGRID wurde eine validierte Simulationsplattform mit umfassenden Modellvarianten bei Konzentrator- und Receiver-Technologie, Wärmeträgermedium und Speichertypen geschaffen. Insbesondere können auch zweiphasige Direktverdampfung und Flüssigsalzsysteeme detailliert abgebildet werden. Auch Kostenmodelle wurden implementiert, um technoökonomische Optimierungen ausführen zu können.

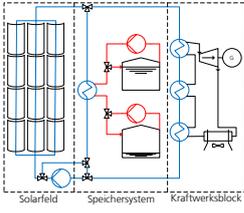
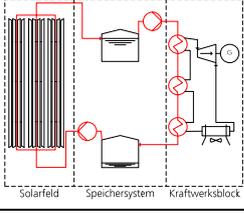
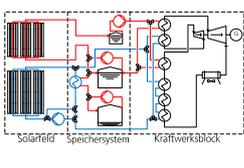
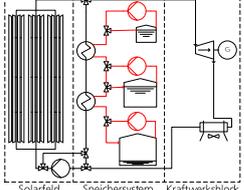
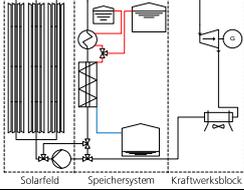
4.3.1 Stand der Technik

Kommerzielle solarthermische Kraftwerke mit Speicher nutzen – je nach Wärmeträgermedium Öl oder Salzschnmelze – indirekte oder direkte Zweitank-Flüssigsalzspeicher. Speicher, die eine isotherme Wärmeübertragung, wie sie bei Direktverdampfung thermodynamisch optimal wäre, ermöglichen, sind nur als teure Demonstratoren verfügbar. Eine Entwicklung der Speichertechnik unter Verwendung möglichst günstiger Speichermaterialien ist dringend geboten. Kostensenkung ist eventuell mit Abfallmaterial oder Salz mit geringerer Reinheit erzielbar. Eine kostenmäßige Bewertung neuer Konzepte muss systematisch auf der Basis von Simulationen durchgeführt werden, um hier zielgerichtet die Technologie entwickeln zu können.

4.3.2 Optimierung von CSP-Kraftwerken mit Hochtemperatur-Speichern

Verschiedenste Speicherkonzepte wurden für Systeme mit Thermoöl, Salzschnmelze oder Direktampf als Wärmeträger im Solarfeld modelliert und simuliert [17–20]. Hier werden im Weiteren beispielhaft linienfokussierende Kollektoren beschrieben (Tabelle 4-1). Eine Erweiterung der Methodik auf Turmsysteme wird bereits durchgeführt. Die Frage des optimalen Speichers ist intensiv verknüpft mit dem gewählten Wärmeträgermedium. Betriebsführung, der Bedarf an Wärmetauschern, Temperaturgradienten und maximale Einsatztemperaturen beeinflussen auch die Kostenoptimierung des Speicherkonzepts. Direktspeicher nutzen das Wärmeträgermedium auch als Speichermaterial, bei indirekten Speichern wird ein anderes Material gewählt. Die Kostenseite ist abhängig von der Anzahl der Wärmeüberträger und der temperatur- und fluidbedingten Materialauswahl. Kostenmodelle sind daher mit zu betrachten.

Tabelle 4-1: Beispiel simulierter Systemkonzepte

<p>A) CSP-System mit indirektem 2-Salzschnmelzespeicher Andasol-Konfiguration</p>		<p>WTF: Thermoöl Speichermedium: 60% NaNO₃ 40% KNO₃ Speichergröße: 1000 MWh_{th} Kraftwerksblock: 50 MW_{el} Solarfeldaustrittstemperatur: 396 °C Speichertemperatur: 386 °C/296 °C</p>
<p>B) Fresnel-System mit direktem 2-Tank Salzschnmelzespeicher</p>		<p>WTF: Salzschnmelze Speichermedium: Wie SF Speichergröße: 1000 MWh_{th} Kraftwerksblock: 50 MW_{el} Solarfeldaustrittstemperatur: 550 °C Speichertemperatur: 550 °C / 290 °C</p>
<p>C) Fresnel-System mit indirektem/direktem 3-Speicher Salzschnmelzespeicher Dual-loop</p>		<p>WTF: Thermoöl + Salzschnmelze 290 °C -> 396 °C (Thermoöl) 386 °C -> 550 °C (Salzschnmelze) Salzschnmelzespeicher: 550 °C 386 °C 296 °C</p>
<p>D) Fresnel-System mit indirektem 3-Speicher Salzschnmelzespeicher DSG</p>		<p>WTF: Wasser/Dampf 3 Salzschnmelzespeicher: 550 °C 386 °C 296 °C</p>
<p>E) Fresnel-System mit einem indirekten sensiblen/latenten Salzschnmelzespeicher DSG</p>		<p>WTF: Wasser/Dampf Speichermedium: NaNO₃ Speichergröße: 1000 MWh_{th} Kraftwerksblock: 50 MW_{el} Solarfeldaustrittstemperatur: 520 °C bei 110 bar Speichertemperatur: 500 °C/295 °C</p>

NB: WTF: Wärmeträgerfluid; DSG: Direct Steam Generation; DMS: Direct Molten Salt

4.3.2.1 Ergebnisse

Um die verschiedenen Betriebszustände von Kraftwerken aufzuzeigen, seien hier die Jahresdauerkennlinien verschiedener Kraftwerksspeicher-Kombinationen gezeigt. Allen Kraftwerken mit kostenoptimierten Solarfeldgrößen ist ein 1000 MWh_{th} Salzsammelzspeicher und ein 50 MW_{el} Kraftwerksblock gemeinsam.

Technologische Entwicklungen zur Integration Erneuerbarer Energien im Internationalen Netzverbund

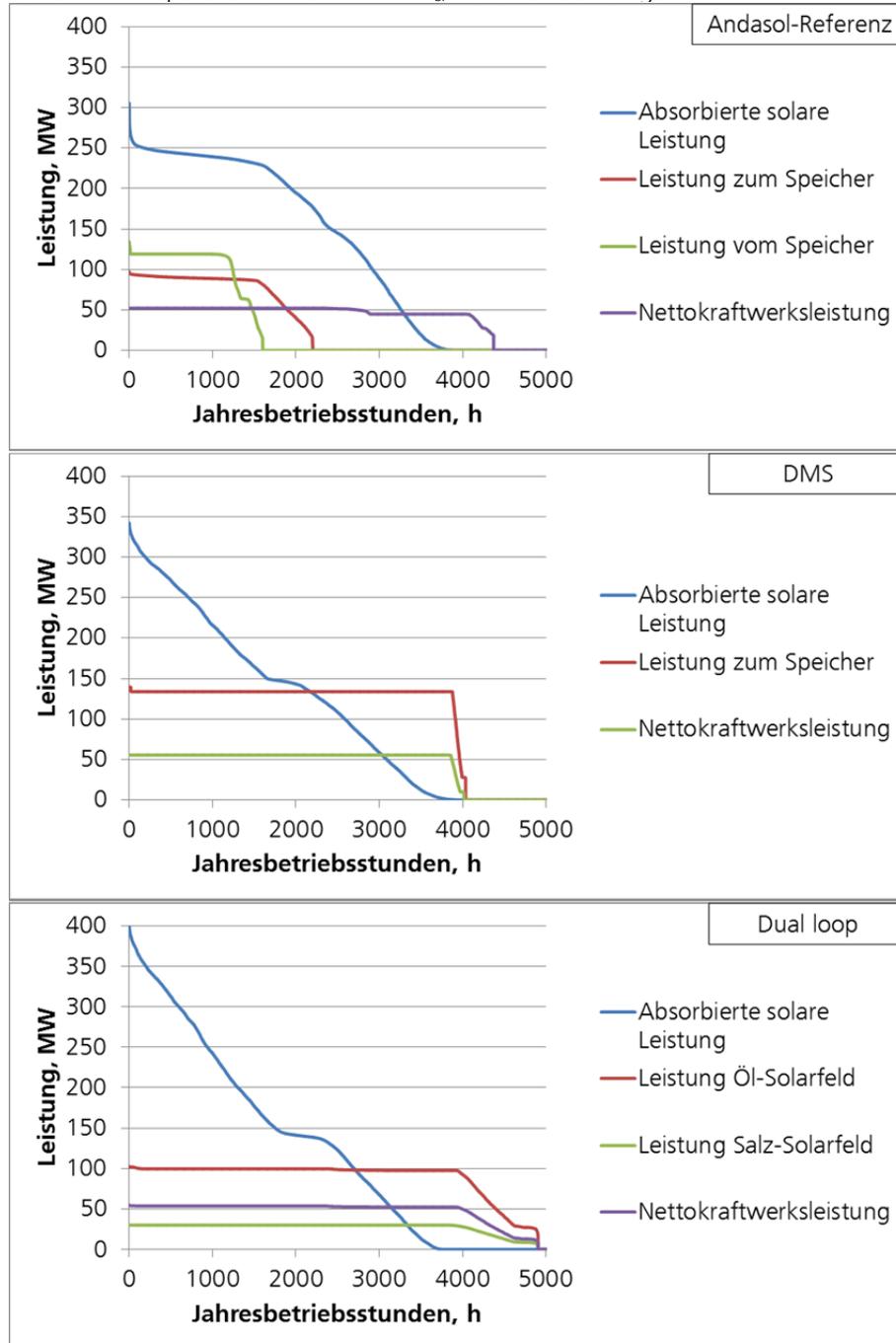


Abbildung 4-11: Leistung der verschiedenen Kraftwerkskonfigurationen aufgetragen gegen Jahresbetriebsstunden – System A (oben) B (Mitte), C (unten)

Nicht alle Konfigurationen können komplett das Strahlungspotenzial nutzen. Direkte Speichersysteme mit hoher Temperaturspeicherung sind zu bevorzugen. Sie sind aus energetischer Sicht die beste Option und erlauben meist eine einfache und flexible Systemintegration. Der Kraftwerksblock lässt sich so vom Betrieb des Solarfelds

komplett entkoppeln. Zweitanksysteme haben mit die beste Effizienz im Bereich der thermischen Speicher. Wichtig ist dabei der Zusammenhang mit Wärmeträgerfluid, Korrosion an Konstruktionsmaterialien und der Verhinderung eines Einfrierens. Nur in der kombinierten Optimierung sind kostenoptimale Konzepte möglich. Direktverdampfende Kollektoren mit Wasser als Fluid sind aus Sicht der Umweltgefährdung zu bevorzugen. Auch bei der Nutzung von Dampf in der industriellen Produktion haben diese Kollektoren Vorteile. Ein optimaler Speicher sollte hier ein im geeigneten Verdampfungsbereich (Druckstufe) aufschmelzender Phasenwechselspeicher sein. Mit dem untersuchten Konzept eines Schraubenwärmetauschers besteht Hoffnung auf eine Absenkung der bisher sehr hohen Kosten. Sollen die Speicherkosten gesenkt werden, geht das mit einem Schichttank oder einem Tank mit Barriere. Dabei beträgt das Einsparpotenzial bis zu 34% auch durch Ersetzen eines Teils des teuren Speichermediums mit billigeren Füllkörpern. Die Füllkörper müssen stabil in der Salzschmelze sein und in entsprechendem Reinheitsgrad kostengünstig zur Verfügung stehen. Eine konstruktive Herausforderung bleibt das Verhindern des sogenannten »thermal ratcheting«, dem Ausbeulen der Tankwand durch unelastische Verformung aufgrund unterschiedlicher Ausdehnungskoeffizienten von Füllkörpern zu Tankwandmaterial.

4.3.3 Zuverlässigkeit, Sicherheit und Langlebigkeit thermischer Speicher

Aus den Wechselwirkungen von korrosiven und abrasiven Wärmeträgerfluiden (WTF) mit den metallischen Konstruktionsbestandteilen von CSP-Kraftwerken ergeben sich korrosive, thermische, mechanische und tribologische Belastungen, die unterschiedlich auf die Komponenten einwirken. Eine Methode zur Ermittlung der Zuverlässigkeit sollte daher die primären Degradationsmechanismen identifizieren und Materialien durch angepasste Qualifizierungsprüfungen ermitteln, die auch Lebensdauerabschätzungen erlauben. Abbildung 4-12 illustriert die methodische Herangehensweise der Bewertung von thermischen Hochtemperaturspeichern und deren Komponenten.



Abbildung 4-12: Methodik zur Ermittlung der Degradationsmechanismen von Materialien für Hochtemperaturspeicher

Abhängig von den Anforderungen der verschiedenen Komponenten (Rohre, Wärmetauscher, Pumpen etc.) wurden Prüfungen entwickelt, welche die verschiedenen Belastungen simulieren konnten [21]:

- Statischer Korrosionstest
- Versuch zur Spannungsrisskorrosion (CERT-Prüfung – Constant Extension Rate Tensile)
- Niederzyklischer Ermüdungsversuch (LCF-Prüfung – Low Cycle Fatigue)
- Reibverschleißversuch (Korrosion unter Strömungsbelastung)

Die Prüfungen können auf die jeweiligen spezifischen Beanspruchungen in der Anwendung angepasst werden und sind gut geeignet für die Qualifizierung von Materialien im Kontakt mit heißen, korrosiven Salzen. In Kombination mit Untersuchungen mikrostruktureller Veränderungen können die Methoden bei kombinierter Auswertung zur Ermittlung von Degradationsmechanismen eingesetzt werden und erlauben Vorhersagen zu Lebensdauern der Komponenten. Notwendig dafür sind ein gutes Verständnis des Degradationsvorgangs sowie Modellrechnungen zur Beschreibung der Spannungsrisskorrosion. Unter LCF- und TMF (thermomechanische Ermüdung)-Belastungsbedingungen bilden sich früh Risse, deren Wachstum durch die Ablagerungen von Fremdatomen in der Risspitze begünstigt wird. Abbildung 4-13 zeigt schematisch den zugrundeliegenden Mechanismus für ein kontinuierliches Risswachstum und die damit einhergehende Bauteildegradation.

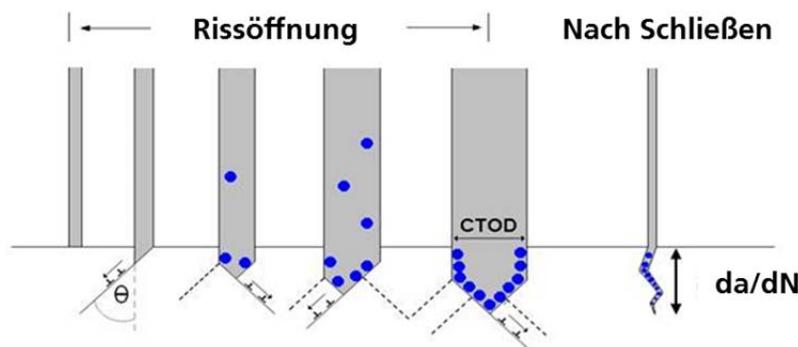


Abbildung 4-13: Mechanismen Spannungsrisskorrosion

Für die exemplarischen Prüfungen wurden zwei austenitische und ein ferritischer Stahl herangezogen. Probengeometrie und Oberflächenrauigkeit wurden für die Prüfungen einheitlich festgelegt (Tabelle 4-2).

Tabelle 4-2: Chemische Zusammensetzung der untersuchten Stahlsorten für Korrosionsuntersuchungen

Elements	347 Nb stab.	Sanicro25	T/P91 (X10CrMoVNb91)
C	0,026	0,1 max.	0,093
Si	0,22	0,2	0,4
Mn	1,88	0,5	0,55
P	0,009	0,025 max.	0,015
S	0,001	0,015 max.	0,003
Cr	18,45	22,5	9
Ni	10,80	25	0,36
Nb	0,35	0,5	0,07
W	-	3,6	-
Co	-	1,5	-
Cu	-	3	-
N	-	0,23	0,056
Mo	-	-	0,93
Al	-	-	0,006
V	-	-	0,22

Die austenitischen Stähle, die bereits bei CSP-Komponenten verwendet werden, zeigten während der statischen und zyklischen Prüfungen eine gegenüber dem niedriglegierten P91-Stahl überlegene thermomechanische Belastbarkeit auch bei zusätzlichem korrosiven Angriff durch Salzschnmelzen.

Bei statischen Auslagerungsversuchen konnte durch gravimetrische Untersuchungen ein deutlicher Einfluss der chemischen Zusammensetzung der Salzschnmelzen auf deren Korrosivität nachgewiesen werden. So korrodierten Stähle in »industrial grade«-Salzschnmelzen, d. h. in Schnmelzen mit einem signifikanten Anteil an Chlorid-Verunreinigungen, ca. zehnmal schneller als in »refined grade«-Schnmelzen (chemisch reine Nitrat-Nitrit-Mischungen). Weiterhin konnten durch den Einsatz von metallischen Multilagenschichtungen auf PVD-Basis Wege aufgezeigt werden, wie sich prinzipiell die Korrosionsrate der untersuchten Stähle in den heißen Schnmelzen deutlich reduzieren lässt.

Für den Fall der Korrosion ohne starke mechanische Belastung (Tankwände) zeigen Immersionsprüfungen einen zusätzlichen Korrosionsfortschritt durch Verunreinigungen in industriell gereinigten Salzschnmelzen. Mit neu entwickelten Beschichtungen können aber auch kostengünstige Stähle für Temperaturen unter 500 °C geschützt werden. Abrasionsprüfungen unter Bedingungen, die dem Einsatz in einem neu entwickelten Schraubenwärmetauscher [20] ähnlich sind, zeigten aber, dass in diesem Fall kostengünstiger Kohlenstoffstahl nicht ausreicht, sondern zumindest Edelstahl verwendet werden muss, um Langlebigkeit zu garantieren.

4.4 Schlussfolgerungen

Mit der Nutzung der bipolaren VSC HGÜ-Technologie kann ein HGÜ-Overlay-Netz über das ausgebaute AC-Netz gelegt werden. Diese neue Netztopologie benötigt einen integralen Ansatz des Netzmanagements. Die Netzbetriebsführung für das vermaschte Netz kann auf einer neu entwickelten dezentralen Spannungscharakterisierungsmethode aufbauen. Bei der Fehlererkennung erscheint es möglich, durch die Benutzung eines auf differenziellen Größen Strom, Spannung und Erdstrom aufbauenden Algorithmus den Fehler zu lokalisieren.

Erste Schritte in der Entwicklung eines Mittelspannungs-DC/DC Konverters im 10–20 kV-Bereich wurden gemacht. Das Fraunhofer ISE konnte das Potenzial von neuen Hochspannungstransistoren aus Siliziumkarbid (SiC) demonstrieren. Auf dem Gebiet der passiven Bauteile wurden Prototypen von Kondensatoren basierend auf Dünnglasfolien erfolgreich getestet. Weitere Arbeiten sind notwendig, um die Spannungsfestigkeit zu erhöhen.

Für die thermischen Speicher von solarthermischen Kraftwerken wurde in der dynamischen Simulationsplattform eine Reihe von Speichermodellen entwickelt und implementiert. Damit ist es möglich, die Leistungsfähigkeit verschiedenster solarthermischer Kraftwerkskonzepte zu evaluieren. Eine Reihe von Laborprüfständen zur Prüfung der Haltbarkeit von Stahlkomponenten in der aggressiven Umgebung von heißen Salzschnmelzen wurden aufgebaut, um die Eignung von Materialien und Komponenten in Speichern und Fluidkreisläufen mit Salzschnmelze zu eruieren. Eine umfassende Auswahl und Qualitätskontrolle von Materialien ist für ein kommerzielles Projekt notwendig.

Auch ein Labor zur Untersuchung von Speicherprototypen wurde aufgebaut und erste Versuche wurden damit durchgeführt. Auf Grund der hohen Wärmekapazität von direkten Salzschnmelzespeichern im Betriebsbereich können große Energiemengen zu relativ niedrigen Kosten gespeichert werden. Dennoch ist bei Verwendung von kostengünstigeren Materialien Potenzial für eine weitere Kostensenkung zu erkennen.

Weiter führende Publikationen:

- ❖ K. Lovegrove, W. Stein (eds.); »Concentrating solar power technology: Developments and applications«, Cambridge: Woodhead Publishing Ltd; 2012.
- ❖ D. Laing, R. Tamme, A. Wörner, W. Platzer, P. Schossig, A. Hauer; »Thermische Energiespeicher – Neueste Entwicklungen und Anwendungen«, In: Proc. Jahrestagung Forschungsverbund Erneuerbare Energien 2012: Zusammenarbeit von Forschung und Wirtschaft für Erneuerbare und Energieeffizienz, 16-17 October 2012, Berlin; 2013.
- ❖ A. K. Vogel, H. Reiling, T. P. Fluri, W. J. Platzer, 2013: »Salzschmelzespeicher für Linear-Fresnel-Solarkraftwerke«, Kraftwerkstechnik, Band 5, TK Verlag Karl Thomé-Kozminesky, p. 695-712. ISBN 978-3-944310-04-6.
- ❖ M. Gurr, S. Bau, F. Burmeister, M. Wirth, E. Piedra, K. Krebs, J. Preußner, W. Pfeiffer: »NiVAI multilayer coatings for corrosion protection of low-alloy steel in hot salt melts«, 14th International Conference on Plasma Surfaces and Engineering«, Garmisch-Partenkirchen 2014.
- ❖ E. Piedra, W. Pfeiffer: »Qualifizierung von Stählen für die Anwendung in Solarthermischen Kraftwerken – Eignungsprüfung für einzusetzende Materialien«, Konstruktion, 1-2, 2014.

5.1 Analyse der regulativen Rahmenbedingungen in Nordafrika

Obwohl zahlreiche Nordafrikanische Länder ambitionierte Ziele bezüglich des Ausbaus erneuerbarer Energien formuliert haben, bestehen in den Ländern Defizite in Bezug auf Strommarktstruktur und Netzregulierung, die eine Diffusion der Technologien bremsen oder gar verhindern. Weit verbreitete Hindernisse sind z. B.

- Subventionen fossiler Energieträger, welche die Wettbewerbsfähigkeit der EE hemmen
- Mangelnder Wettbewerb und Eintrittshemmnisse für EE im Stromsektor
- Netzengpässe und unklarer Netzausbau
- Unklare Netzregulation und erschwerter Zugang zum Netz
- Fehlende Finanzierungskonzepte des EE-Ausbaus und mangelnde Verlässlichkeit der EE-Ziele und –förderung

Im Projekt SUPERGRID wurden daher die regulativen Rahmenbedingungen der untersuchten Länder evaluiert sowie Förderinstrumente (direkt/indirekt, investitions- und erzeugungsbasiert sowie preis- und mengenbasiert) in Bezug auf ihre Designelemente wie Förderberechtigung, Projektgröße, Förderhöhe und -dauer etc. verglichen und auf ihre Anwendbarkeit in der Region untersucht. Aufgrund unterschiedlicher Anforderungen sind nicht alle EE-Fördersysteme gleichermaßen geeignet für die Länder Nordafrikas. Auf Basis dieser Analyse wurden Handlungsempfehlungen abgeleitet [1].

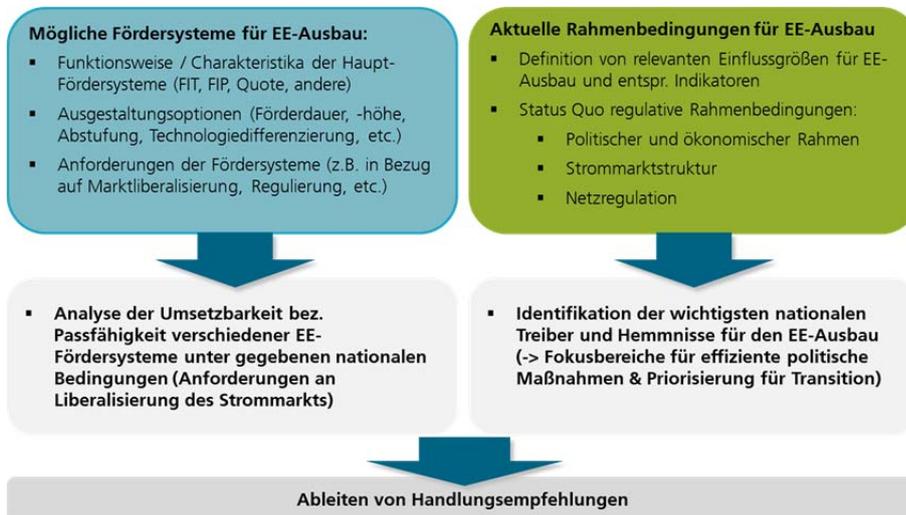


Abbildung 5-1: Systematik bei der Betrachtung von Handlungsempfehlungen

5.2 Empfehlungen für zukünftige EE-Fördersysteme

Bei der Verbesserung der regulativen Rahmenbedingungen für den EE-Ausbau in den MENA-Ländern sollte zunächst der Abbau von Subventionen bei konventionellen Energieträgern und die Schaffung von fairen und verlässlichen Marktbedingungen für EE Priorität haben. Da eine Finanzierung der EE-Förderung über den Staatshaushalt bzw. staatliche Fonds langfristig fragwürdig ist, sollte eine Umlagefinanzierung perspektivisch in Betracht gezogen werden.

Quotensysteme und Einspeiseprämien stellen vergleichsweise hohe Anforderungen an Struktur und Grad der Liberalisierung des Strommarkts, daher wären diese für die MENA eher in der Langfristperspektive denkbar. Einspeisetarife sind kurz- und mittelfristig am besten geeignet, um die Investitionssicherheit zu erhöhen und ggf. Länderrisiken abzufangen, wobei zunächst Einspeisetarife und später Einspeiseprämien mit stärkerer Marktorientierung denkbar sind. Die Kompatibilität der EE-Fördersysteme in Bezug auf die Rahmenbedingungen der unvollständig liberalisierten Strommärkte, wie sie in vielen Nordafrikanischen Ländern vorherrschen, variiert stark. Die stärksten limitierenden Faktoren basieren auf dem Mangel an Vermarktungsoptionen für unabhängige Stromproduzenten sowie dem Fehlen von transparenten Referenzstrompreisen und Wettbewerbsverzerrungen durch die Subvention fossiler Energieträger. Weiterhin sind insbesondere die regulativen Rahmenbedingungen für den Netzzugang und Netzausbau teilweise nicht ausreichend definiert oder ungünstig ausgestaltet, so dass sowohl die groß angelegte Stromproduktion aus EE als auch die Produktion für den Eigenbedarf nicht ermöglicht werden. Unabhängig vom gewählten EE-Fördersystem sollten mit höchster Priorität folgende Rahmenbedingungen geschaffen werden:

- Garantierter Netzzugang für unabhängige Stromproduzenten und priorisierter Zugang für Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien
- Klar definierte und transparente administrative Prozesse für die Erlangung der notwendigen Genehmigungen und des Netzzugangs (mit definierten Fristen und Maximaldauern)
- Transparente und faire Regelungen für die Kostenaufteilung für den Netzanschluss; präferiert sollte der Erzeuger lediglich für den Anschluss an den nächstliegenden Netzknotenpunkt herangezogen werden («shallow charging») und nicht für ggf. notwendige weitere Netzverstärkungen belastet werden.
- Prioritäre Einspeisung von EE-Strom ins Netz oder, falls Abregelung der EE-Kraftwerke technisch unvermeidbar sein sollte, entsprechende garantierte finanzielle Kompensation der Betreiber.
- Schaffen kostenreflektiver und transparenter Strompreise und Abbau von Subventionen im fossilen Energiesektor (insbesondere produktionsseitig)
- Entflechtung von Stromproduktion, -transport und -verteilung
- Transparente Raumplanung mit zentral festgelegten Vorranggebieten für den Ausbau erneuerbarer Energien
- Schaffen unabhängiger regulativer Behörden zur Gewährleistung eines fairen Wettbewerbs im Stromsektor und zum Schutz der Verbraucher.

Für die Etablierung und Weiterentwicklung der EE-Fördersysteme in der Region werden Phasen vorgeschlagen (Abbildung 5-2). Eine Kombination der Förderung mit Ausschreibungsmodellen könnte insbesondere in der Anfangsphase sinnvoll sein, denn sie erleichtert die Kontrolle über EE-Ausbau und Förderkosten. Mit einer fortschreitenden Liberalisierung der Strommärkte sollten marktnähere Instrumente genutzt werden. Die Verlässlichkeit und Langfristigkeit der Rahmenbedingungen für Investoren sind in jedem Fall entscheidend. Investitionszuschüsse für EE-Projekte in der Anfangsphase, etwa für teurere Technologien wie CSP, sind energiepolitisch sinnvoll. »Net Metering« für EE-Eigenproduktion ist bei geeigneter Ausgestaltung

empfehlenswert um Spitzenlast zu reduzieren, Netze zu entlasten und dezentrale Versorgung zu fördern.

Mittel- und längerfristig, sobald sichergestellt ist, dass der nationale EE-Bedarf zum Erreichen der EE-Ausbauziele gedeckt werden kann, kann auch der Export von EE-Strom in benachbarte Länder und bis nach Europa eine Rolle spielen. Hierfür sollten insbesondere die Rahmenbedingungen für die Partizipation von unabhängigen Stromproduzenten (IPPs) am Export sowie der Zugang Nord-Süd-Interkonnektoren geregelt sein. Die nationale Netzregulation sollte Netzzugang und Übertragungsgebühren festlegen und die Beteiligung auch für unabhängige Stromerzeuger (IPPs) ermöglichen.

Weiterhin unterstützen auch langfristige Verträge für Übertragungsrechte auf Interkonnektoren, die Kombination des Netzausbaus mit dem EE-Ausbau sowie die Möglichkeit von privat finanzierten Übertragungsnetzen (»Merchant Lines«) nicht nur den Export von Strom nach Europa, sondern spielen auch eine Rolle für die regionale Netzintegration und das Entstehen von EE-Geschäftsmodellen auf nationaler Ebene.

Als längerfristige Option könnte eine weiterführende, EU-NA weite Angleichung regulatorischer Standards und die weitgehende Kompatibilität der Nordafrikanischen EE-Fördersysteme mit den Fördersystemen in Europa angestrebt werden. Dies würde eine potenzielle EU-NA weite Harmonisierung der EE-Förderung erlauben und könnte den überregionalen Handel mit EE-Strom weiter vereinfachen.

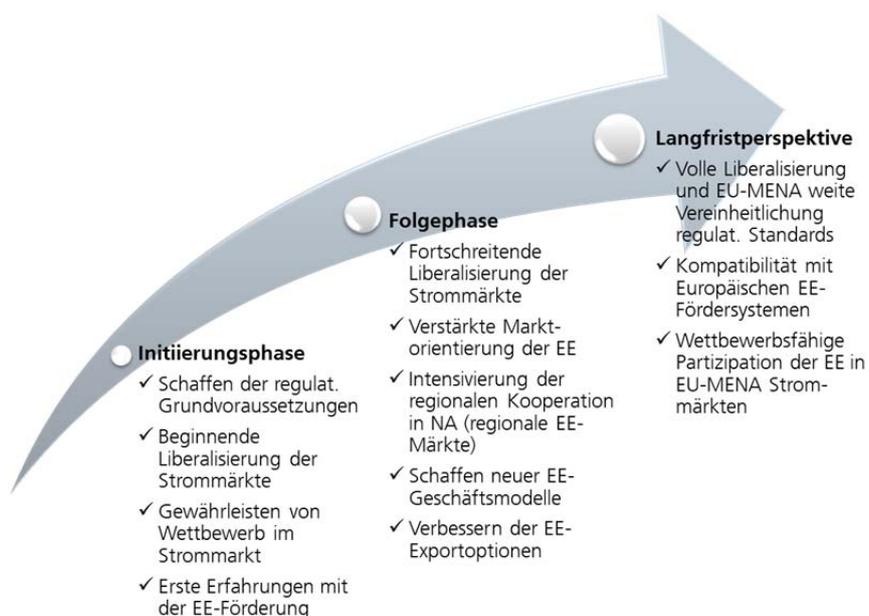


Abbildung 5-2: Empfehlungen für die EE-Förderung in Nordafrika – mögliche Phasen des Transitionsprozesses

5.3 Schlussfolgerungen

Es konnte durch die modellbasierte Analyse gezeigt werden, dass große technoökonomische Potenziale für den Einsatz von erneuerbaren Energietechnologien in Nordafrika bestehen. Weiterhin zeigen die beispielhaft dargestellten Szenarien für die Region Nordafrika einen ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien sowie anspruchsvolle Entwicklungen in Bezug auf zukünftige 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.

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. Es ist notwendig den Ausbau mit effizienten Förderinstrumenten und Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen zu begleiten, um die gezeigten technologischen Entwicklungen zu unterstützen.

Weiter führende Publikationen:

- ❖ I. Boie, M. Ragwitz, S. Steinhilber; »Promoting renewable energies in the MENA region: Regulatory developments and possible interactions with future EU support schemes for RES-E«, Conference Paper in Online Proceedings of the 14th IAEE European Energy Conference, Nov. 28-31st, 2014, Rome, Italy
- ❖ C. Kost, T. Schlegl, D. Möst; »Integration of renewable energies in North Africa to supply European electricity markets«, 13th European IAEE Conference 2013, Düsseldorf, Germany 2013.
- ❖ C. Kost; »Renewable energy in North Africa: Modeling of future electricity scenarios and the impact on manufacturing and employment«, Dissertation. Dresden; 2015.

Abbildung 3-1: Darstellung der Schnittstellen und Datenströme zwischen den drei Modellen	6
Abbildung 3-2: Rahmenszenarien bezüglich der zukünftigen Entwicklung.....	7
Abbildung 3-3: Entwicklung des Strombedarfs in Nordafrika bis 2050 im Szenario »Energieeffizienz«.....	8
Abbildung 3-4: Kostenpotenzialkurven für Nordafrika – 2030 und 2050	9
Abbildung 3-5: Visualisierung des Nettostromtransports 2050 (Szenario 3)	Fehler! Textmarke nicht definiert
Abbildung 3-6: Die betrachteten 28 Regionen in NA (Quelle Netzkarte:AUPDTE [6]).....	11
Abbildung 3-7: Modellierte AC-Übertragungsnetze in EU-NA nach Spannungsebenen.....	13
Abbildung 3-8: Vorgeschlagenes inter-europäisch-nordafrikanisches HGÜ-Überlagerungsnetz.....	14
Abbildung 3-9: Vorgeschlagenes HGÜ-Netz in Marokko (bearbeitetes Extrakt, Original von AUPTDE [6]).....	15
Abbildung 4-1: Prozessmodell für Netzausbau, Netzbetriebsführung und Netzschutz.....	17
Abbildung 4-2: Abstrahierte Darstellung des Netzbetriebsführungsverfahrens	18
Abbildung 4-3: Zustände von elektrischen Energieversorgungssystemen	18
Abbildung 4-4: Algorithmus zur Detektion von DC-Leitungsfehlern.....	19
Abbildung 4-5: Kraftwerksstruktur heutiger PV-Großkraftwerke (links), mögliche Struktur eines PV-Kraftwerks mit Mittelspannungs-DC-Verteilnetz (rechts).....	20
Abbildung 4-6: Mittelspannungs-DC/DC-Wandler (links), Wirkungsgrad des Wandlers (rechts).....	21
Abbildung 4-7: Eigenschaften von Glaskeramiken für Kondensatoren (nach [16]).....	22
Abbildung 4-8: Schematische Darstellung des aufgebauten Kondensatorstapels	23
Abbildung 4-9: Metallisiertes Dünnglas (links) und aufgebauter Kondensator (rechts).....	23
Abbildung 4-10: Einflussfaktoren in der Optimierung eines solarthermischen Kraftwerks ...	24
Abbildung 4-11: Leistung der verschiedenen Kraftwerkskonfigurationen aufgetragen gegen Jahresbetriebsstunden – System A (oben) B (Mitte), C (unten)	26
Abbildung 4-12: Methodik zur Ermittlung der Degradationsmechanismen von Materialien für Hochtemperaturspeicher	27
Abbildung 4-13: Mechanismen Spannungsrisskorrosion	28
Abbildung 5-1: Systematik bei der Betrachtung von Handlungsempfehlungen	31
Abbildung 5-2: Empfehlungen für die EE-Förderung in Nordafrika – mögliche Phasen des Transitionsprozesses.....	33

- [1] Kost C., Flath C., and Möst D., 2013, "Concentrating solar power plant investment and operation decisions under different price and support mechanisms," *Energy Policy* 61: 238-248, 2013.
- [2] Boie I., Pudlik M., Ragwitz M., Sensfuß F., Bohn S., Agsten M., Bretschneider P., and 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)*, Vol. 2, No. 4, 2013/14, p. 2050.
- [3] Boie I., Kost C., Bohn S., Agsten M., Bretschneider P., Snigovyi O., Pudlik M., Ragwitz M., Schlegl T., and Westermann D., 2016, "Opportunities and challenges of high renewable energy deployment and electricity exchange for North Africa and Europe - Scenarios for power sector and transmission infrastructure in 2030 and 2050," *Renewable Energy*(87/1), pp. 130–144.
- [4] European Commission, "EU energy trends to 2030 - Update 2009," https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/trends_to_2030_update_2009.pdf.
- [5] McKinsey, 2010, "Transformation of Europe ' s power system until 2050," http://www.weltinnenpolitik.net/wp-content/uploads/2010/09/transformation_of_europe_s_power_system_until_2050.pdf.
- [6] AUPTDE, Arab Union of Producers, Transporters & Distributors of Electricity, 2010, "Electrical Network of Arab Countries (country maps)," <http://auptde.org/PublicationsFile.aspx?lang=en&CID=517>.
- [7] CIGRÉ WG B4.52, 2013, "HVDC Grid Feasibility Study," Council on Large Electric Systems, Paris.
- [8] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, 2012, "Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes," 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH and Transnet BW GmbH.
- [9] Bohn S., Kayser J., Fetisova M., Marten A.-K., Agsten M., and Westermann D., 2014, "The Operation of a Meshed HVDC Grid – A Model-based Analysis of a Supergrid," *Australian Utility Week*, Melbourne, Australia, Nov. 2014.
- [10] Bohn S., Agsten M., Kost C., Boie I., and Westermann D., 2013, "„SuperGrid“ – Das europäisch-nordafrikanische HGÜ-Overlay-Netz der Zukunft," *ETG-Kongress 2013*, Berlin, Germany, Nov. 2013.
- [11] Bohn S., Agsten M., Marten A.-K., Westermann D., Boie I., and Ragwitz M., 2014, "A pan-European-North African HVDC grid for bulk energy transmission - a model-based analysis," *2014 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D 2014)* Chicago, Illinois, USA, 14 - 17 April 2014 ; 2, pp. 763–767.
- [12] Marten A.-K., and Westermann D., 2012, "A novel operation method for meshed HVDC overlay grids and corresponding steady state and dynamic power flow calculation principle," *Proc IET - The 10th Inter-national Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012)*. Birmingham, UK, pp. 203–208.
- [13] Schwab A. J., 2012. *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg.
- [14] Troitzsch C., 2014. *Netzfehler in vermaschten HGÜ-Netzen: Ein Verfahren zur Berechnung, Detektion, Fehlerklärung*, Univ.-Verl. Ilmenau, Ilmenau.
- [15] Marten A.-K., Troitzsch C., and Westermann D., 2015, "Non-telecommunication based DC line fault detection methodology for meshed HVDC grids,"

- Proc. IET 11 th International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2015), Birmingham, United Kingdom, 02/2015., pp. 58–65.
- [16] Smith N. J., Rangarajan B., Lanagan M. T., and Pantano C. G., 2009, "Alkali-free glass as a high energy density dielectric material," *Materials Letters*, **63**(15), pp. 1245–1248.
- [17] Vogel A., Reiling H., Fluri T. P., and Platzer W. J., 2014, "High Temperatures in Line Focusing Systems: Dual Loop Cycle Efficiency and Heat Losses," 20th SolarPACES Conference 2014, Beijing, 16th-19th Sept. 2014.
- [18] Seubert B. T., Fluri T. P., and Platzer W. J., 2014, "Numerical Investigation and Improvement of the Standby Performance of Thermocline Storages," 20th SolarPACES Conference 2014, Beijing, 16th-19th Sept. 2014.
- [19] Zipf V., Neuhäuser A., Bachelier C., Leithner R., and Platzer W. J., 2014, "Assesment of different PCM Storage Configurations in a 50 MWel CSP Plant with Screw Heat Exchangers in a Combined Sensible and Latent Storage - Simulation Results," 20th SolarPACES Conference 2014, Beijing, 16th-19th Sept. 2014.
- [20] Zipf V., Neuhäuser A., Willert D., Nitz P., Gschwander S., and Platzer W., 2013, "High temperature latent heat storage with a screw heat exchanger: Design of prototype," *Applied Energy* 2013;109(0), pp. 462–469.
- [21] Piedra E., 2013, "Untersuchung der thermischen, mechanischen und korrosiven Degradation von Stählen in Salzschnmelzen solarthermischer Kraftwerke," Tagungsband Werkstoffprüfung 2013, Fortschritte in der Werkstoffprüfung für Forschung und Praxis, Verlag Stahleisen GmbH, Düsseldorf.