

Fraunhofer ISE

Fraunhofer ISI

Fraunhofer IISB

Fraunhofer IOSB/AST

Fraunhofer IWM

Fraunhofer Zukunftsthemen » SUPERGRID « **Meilenstein 1.2: Regulativer Rahmen und Fördersysteme für erneuerbare Energien in Nordafrika**

Bearbeitet von:

Inga Boie (ISI)

Mario Ragwitz (ISI)

Oleksandr Snigovyi (IOSB-AST)

16. Mai 2014

Anschrift:

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauerstraße 48

76139 KARLSRUHE

Deutschland

Inhalt

1	Einleitung und Methodik	5
1.1	Hintergrund und Ziel der Analyse	5
1.2	Analysemethodik.....	6
2	EE-Fördersysteme und Netzregulierung: Überblick und Beispiele.....	8
2.1	Fördersysteme für erneuerbare Energien	8
2.1.1	Feed-in Tarife (FIT)	12
2.1.2	Feed-in Prämien (FIP)	14
2.1.3	Quotensysteme mit Grünstromzertifikaten (TGC).....	17
2.1.4	Andere Anreizsysteme	20
2.1.5	Nicht-ökonomische Einflussfaktoren für den EE-Ausbau.....	23
2.2	Netzregulierung	27
2.3	Geschäftsmodelle für den Netzausbau	28
3	Bestandsaufnahme: Regulative Rahmenbedingungen und Fördersysteme für den EE Ausbau in Nordafrika	32
3.1	Algerien	32
3.1.1	Erneuerbare Energien in Algerien - Status Quo	32
3.1.2	Kurz- und langfristige Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien	33
3.1.3	Förderung und regulativer Rahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien	34
3.1.4	Netzinfrastuktur und Netzregulation in Algerien.....	37
3.2	Ägypten	45
3.2.1	Erneuerbare Energien in Ägypten - Status Quo	45

3.2.2	Kurz- und langfristige Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien	47
3.2.3	Förderung und regulativer Rahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien	47
3.2.4	Netzinfrastuktur und Netzregulation in Ägypten.....	50
3.3	Libyen	57
3.3.1	Erneuerbare Energien in Libyen - Status Quo	57
3.3.2	Kurz- und langfristige Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien	58
3.3.3	Förderung und regulativer Rahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien	60
3.3.4	Netzinfrastuktur und Netzregulation in Libyen.....	62
3.4	Marokko	66
3.4.1	Erneuerbare Energien in Marokko - Status Quo	66
3.4.2	Kurz- und langfristige Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien	67
3.4.3	Förderung und regulativer Rahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien	68
3.4.4	Netzinfrastuktur und Netzregulation in Marokko.....	70
3.5	Tunesien	76
3.5.1	Erneuerbare Energien in Tunesien - Status Quo	76
3.5.2	Kurz- und langfristige Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien	77
3.5.3	Förderung und regulativer Rahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien	78
3.5.4	Netzinfrastuktur und Netzregulation in Tunesien	80
4	Bewertung und Empfehlungen	85
4.1	Bewertung von Eignung und Umsetzbarkeit der EE-Fördersysteme für Länder Nordafrikas	85

4.2	Empfehlungen für die Förderung der EE in Nordafrika	91
	Quellenverzeichnis.....	96
5	Anhang	104

Dieser Bericht umfasst 107 Seiten.

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI

KARLSRUHE, 16. Mai 2014

1 Einleitung und Methodik

1.1 Hintergrund und Ziel der Analyse

Ziel des Teilprojektes 1 im Projekt SUPERGRID ist es, eine umfassende Analyse von verschiedenen Szenarien für den Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) im System Europa – Nordafrika durchzuführen. Dies beinhaltet im ersten Schritt eine detaillierte Potenzialanalyse für erneuerbare Energien (Wind- und Solarenergie) in Nordafrika (abgebildet werden die Länder Algerien, Ägypten, Libyen, Marokko und Tunesien) sowie eine Abschätzung des zu erwartenden Strombedarfs der Region.

Darauf aufbauend wurde eine modellbasierte Optimierung des Stromsystems EU-Nordafrika durchgeführt, die möglichen Ausbaupfade für erneuerbare Energien und Möglichkeiten für den inter-regionalen Stromaustausch unter verschiedenen Rahmenbedingungen aufzeigt. Ebenfalls wurde die optimale Betriebsführung und regionale Standortplanung für Kraftwerke und thermische Energiespeicher in Nordafrika untersucht (siehe Meilensteinbericht M1.1¹). Den Zielhorizont für die genannten Analysen bilden die Jahre 2030 und 2050.

In einem weiteren Schritt wurden die Implikationen der EE-Ausbaupfade und resultierenden Stromflüsse in Bezug auf die bestehenden Stromnetze und den Bedarf an zusätzlicher Stromübertragungskapazität sowohl zwischen Europa und Nordafrika als auch innerhalb Nordafrikas analysiert (siehe Meilensteinbericht M2.1²).

Der vorliegende Meilensteinbericht M1.2 hat zum Ziel, die oben genannten Modellergebnisse in den aktuellen politischen und regulativen Kontext der betrachteten Länder zu setzen und geeignete Förderinstrumente und Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen vorzuschlagen, die die in den Szenarien gezeigten technologischen Entwicklungen hin zu Energiesystemen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien unterstützen können.

¹ Fraunhofer Zukunftsthemen » SUPERGRID « Meilensteinbericht M1.1: „Ausbaustrategien für erneuerbare Energien in Nordafrika“, Fraunhofer ISI & ISE

² Fraunhofer Zukunftsthemen » SUPERGRID « Meilensteinbericht M2.1: „Netzausbauvarianten in AC oder DC“, Fraunhofer IOSB-AST

1.2 Analysemethodik

Die Ableitung von geeigneten Förderinstrumenten und das Identifizieren von notwendigen Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen für die verstärkte Diffusion von erneuerbaren Energien in Nordafrika und den Stromaustausch zwischen Europa und Nordafrika basiert auf den folgenden Analyseschritten:

1. Einleitend erfolgt eine kurze Einführung in verschiedene Fördermodelle für erneuerbare Energien und ihre Funktionsweise unterstützt durch die Beschreibung von Beispielen für ihre Anwendung. Hierbei werden insbesondere die unterschiedlichen Charakteristika und Anforderungen, die mit den Fördermodellen verbunden sind, herausgearbeitet. Weiterhin wird auf den generellen regulatorischen Rahmen (inklusive nicht-ökonomische Faktoren) für den EE Ausbau Bezug genommen. Folgende Unterpunkte werden in diesem Abschnitt behandelt:
 - Klassifizierung und generelle Einführung in EE-Fördersysteme, Ausgestaltungsvarianten und Funktionsmechanismen.
 - Beschreibung von zentralen, nicht-ökonomischen Faktoren, die die Rahmenbedingungen für den EE-Ausbau prägen.
 - Darstellung von Geschäftsmodellen und Beispielen zu Realisierungskonzepten von Netzausbau und Netzregulierung.
2. Im zweiten Schritt wird eine Bestandsaufnahme der regulativen Rahmenbedingungen für EE im Stromsektor und der bestehenden Fördersysteme für die EE Erzeugung in Nordafrika durchgeführt. Hierbei werden insbesondere die folgenden Aspekte betrachtet:
 - Derzeitiger Status des nationalen Ausbaus erneuerbarer Energien
 - Kurz- und langfristige Ziele für den nationalen Ausbau erneuerbarer Energien
 - Aktuelle Strategie zur Förderung & regulativer Rahmen für den EE-Ausbau sowie Ausblick auf kurz- bis mittelfristig erwartete Entwicklungen
 - Derzeitiger Status der Netzregulierung und Ziele/ Pläne für die nationale und regionale Markt- und Netzintegration sowie für den Stromexport

3. Als Synthese aus den Schritten 1. und 2. findet schließlich eine Bewertung der Anwendbarkeit der vorgestellten EE-Fördersysteme in Bezug auf den Status Quo in den Nordafrikanischen Ländern statt.

Darauf aufbauend werden schließlich Empfehlungen für einen verbesserten regulativen Rahmen im Stromsektor, eine angepasste EE-Förderung und verbesserte Netzregulierung abgeleitet.

Hierbei wird unterschieden zwischen Empfehlungen für die kurzfristige Umsetzung und Empfehlungen mit einem längerfristigen Umsetzungshorizont.

Die hier beschriebene Analysestruktur gibt auch die Gliederung der anschließend folgenden Berichtskapitel wieder.

2 EE-Fördersysteme und Netzregulierung: Überblick und Beispiele

Der folgende Abschnitt 2.1 gibt einen kurzen Überblick über verschiedene Fördersysteme für erneuerbare Energien, ihre Funktionsweise und mögliche Ausgestaltungsvarianten. Weiterhin werden einige internationale Anwendungsbeispiele für die dominantesten Fördermodelle beschrieben und Tabelle 8 in Anhang gibt einen Überblick über aktuelle Förderinstrumente für EE in Europa.

2.1 Fördersysteme für erneuerbare Energien

Eine Vielzahl von Fördermodellen kann zur Unterstützung erneuerbarer Energien eingesetzt werden. Die gebräuchlichste Klassifikation für EE-Fördersysteme unterscheidet zwischen **preisbasierten und mengenbasierten Förderinstrumenten** (siehe Tabelle 1). In preisbasierten Fördersystemen wird die Förderhöhe für den EE-Strom von den politischen Entscheidungsträgern festgelegt, in mengenbasierten Systemen wird die angestrebte Menge an erneuerbaren Energien im Stromerzeugungsportfolio definiert und der Preis für den EE-Strom wird durch Angebot und Nachfrage an den Märkten für Strom und Grünstromzertifikate bestimmt. Beispiele für erzeugungsbasierte Fördersysteme sind Feed-in Tarife (FIT) und Feed-in Prämien (FIP). Beim Feed-in Tarif wird ein fester Einspeisetarif für den förderberechtigten, ins Netz eingespeisten EE-Strom gezahlt, bei der Feed-in Prämie wird ein definierter Aufschlag auf den regulären, am Strommarkt erzielten Preis gewährt. Ein Beispiel für ein mengenbasiertes Fördersystem ist das Quotensystem, bei welchem auf politischer Ebene eine (meist durch die Versorger) zu erreichende EE-Stromquote festgelegt wird und die EE-Erzeuger zusätzliche Erlöse über den Handel von Grünstromzertifikaten („*Tradable Green Certificates*“, TGCs) an entsprechenden Zertifikatsmärkten erzielen können. Ein weiteres, typischerweise mengenbasiertes Modell, stellen Ausschreibungsverfahren („*Tender*“) dar, bei denen zu erzeugende EE-Energiemengen öffentlich ausgeschrieben und langfristige Abnahmeverträge für die Angebote mit dem besten Preis-Leistungs-Verhältnis angeboten werden. Ausschreibungsverfahren können mit verschiedenen Förderinstrumenten (z.B. FIT, FIP oder Investitionszuschüssen) kombiniert werden. Allen Ausschreibungsverfahren gemeinsam ist das wettbewerbliche Element, welches dazu beitragen kann, weitreichende Preisreduktionen bei der Erzeugung von EE-Strom zu erzielen.

Weiterhin kann unterschieden werden zwischen **direkten und indirekten Förderinstrumenten** sowie zwischen **investitionsbasierten und erzeugungs-basierten Instrumenten**. Die im obigen Absatz beschriebenen Systeme stellen direkte Fördermodelle dar, indirekte finanzielle Anreize können etwa über steuerliche Vergünstigungen für EE-Erzeuger oder Umweltsteuern für konventionelle Erzeuger gesetzt werden, die so auf indirektem Wege die Wettbewerbsfähigkeit des EE-Stroms steigern. Bei erzeugungsbasierten Instrumenten ist die Vergütung an die erzeugten EE-Energiemengen gebunden; unter investitionsbasierten Instrumenten versteht man Anreize (etwa Investitionszuschüsse, vergünstigte Kredite oder steuerliche Vergünstigungen) die sich auf die initiale Investition in das EE-Projekt beziehen. Freiwillige Modelle basieren, im Gegensatz zu den oben beschriebenen regulativen Fördersystemen, auf der freiwilligen Bereitschaft der Verbraucher für Strom aus erneuerbaren Energiequellen höhere Tarife zu bezahlen oder sich an EE-Projekten finanziell zu beteiligen.

Tabelle 1 Klassifikation von ausgewählten EE-Förderinstrumenten

	Preisbasiert	Mengenbasiert
Investitionsbasiert	Investitionszuschüsse	Ausschreibungsmodelle („Tender“)
	Investitionsbasierte Steuer- vergünstigungen	
Erzeugungsbasiert	Einspeisetarife	Ausschreibungsmodelle („Tender“) Quoten in Verbindung mit handelbaren grünen Zertifikaten (TGCs)
	Erzeugungsbasierte Steuer- vergünstigungen	

Quelle: Nach (Ragwitz et al., 2006)

Die oben beschriebenen Förderinstrumente können in Bezug auf ihre **Designelemente** weiter individuell ausgestaltet werden, um die EE-Förderung an die jeweiligen nationalen Bedürfnisse und Gegebenheiten anzupassen. Die Ausdifferenzierung der Förderinstrumente betrifft im Allgemeinen die Elemente die in Tabelle 2 zusammengefasst sind. Weitere, Fördersystem-spezifische Designelemente und ihre jeweiligen Ausgestaltungsoptionen werden in den entsprechenden nachfolgenden Abschnitten näher erläutert.

Tabelle 2 Allgemeine Designelemente für EE-Fördersysteme und mögliche Ausgestaltungsvarianten

Designelement	Ausgestaltungsvarianten
Förderberechtigte Technologien und technologiespezifische Differenzierung der Förderhöhen	Die Förderung kann sich auf einzelne Technologien beschränken oder sämtliche EE-Technologien umfassen; die Förderhöhen oder sogar das Fördermodell kann für verschiedene Technologien unterschiedlich definiert werden. Üblicherweise wird ein Portfolio von Technologien gefördert und die Förderhöhen werden je nach Marktreife der jeweiligen Technologie festgelegt.
Förderberechtigte Projekte	Üblicherweise beschränkt sich die Förderung auf neue Projekte (Projektrealisierung nach Einführung des Fördersystems), denkbar ist aber auch, dass eine Förderung bereits realisierte Projekte mit einschließt oder Übergänge zwischen beiden Varianten definiert.
Differenzierung der Förderung nach Projektgröße	Die Förderung kann auf bestimmte Projektgrößen beschränkt oder die Förderhöhe je nach Projektgröße angepasst werden. Dies erlaubt es, Skaleneffekte zu berücksichtigen (um die resultierenden Förderkosten zu minimieren) oder bestimmte (z.B. kleine) Projekte strategisch zu fördern.
Differenzierung der Förderung nach Standort bzw. Güte der Ressource	Die Höhe der Förderung wird üblicherweise an die Güte der jeweiligen Ressource (im Falle von Wind & Solar) am jeweiligen Standort angepasst. Dies ist nötig um übermäßige Profite (und daraus resultierende Kosten für die Allgemeinheit) an besonders guten Standorten zu vermeiden.
Dauer der gewährten Förderung	Die Länge des Förderzeitraums kann je nach Technologie variieren und bewegt sich üblicherweise zwischen 10 und 20 Jahren. Je länger die Förderung gewährleistet ist, desto höher ist die Investitionssicherheit für den Projektentwickler.
Anpassungen der Förderhöhe	Um den im Zeitverlauf sinkenden Technologiekosten Rechnung zu tragen sollten Förderhöhen regelmäßig auf Basis von transparenten Mechanismen angepasst werden. Die Anpassungen können entweder als prozentuale Reduktionen nach fix definierten Zeitschritten erfolgen, auf Basis von regelmäßigen Überprüfungen vorgenommen werden oder an das Erreichen von bestimmten Kapazitätsschwellen gekoppelt sein. Auch Kombinationen aus diesen Varianten sind möglich.

Designelement	Ausgestaltungsvarianten
Mechanismen zu Kostenbegrenzung	Um die Kosten für die EE-Förderung zu limitieren, können Mechanismen in das Fördermodell integriert werden, die entweder eine Begrenzung der förderfähigen Menge (bezogen auf installierte Kapazität oder Erzeugung) oder eine Begrenzung des Förderbudgets definieren. Auch eine Kombination von Feed-in Systemen mit Ausschreibungsmodellen erlaubt eine genauere Kontrolle der resultierenden Gesamtförderkosten.
Degression der Förderhöhe	Es kann eine konstante Förderung über den gesamten Förderzeitraum hinweg erfolgen oder eine höhere Förderung in den Anfangsjahren gewährt werden, auf die eine schrittweise abnehmende Förderhöhe in späteren Jahren folgt („ <i>front loading</i> “).
Umlageprinzip	Die Kosten für die EE-Förderung werden üblicherweise über die Stromrechnung auf die Verbraucher umgelegt. Möglich ist es aber auch, die Förderung direkt aus dem Staatshaushalt oder über speziell eingerichtete EE-Fonds zu finanzieren. Bei Umlagemodellen können Ausnahmeregelungen für bestimmte Konsumenten (etwa energieintensive Industrie oder Privathaushalte unterhalb einer bestimmten Einkommensgrenze) definiert werden.
Zusätzliche Instrumente	In jedem Fördersystem können Instrumente kombiniert werden, um zusätzliche finanzielle Anreize zu setzen; etwa über Investitionszuschüsse, vergünstigte Kredite oder steuerliche Vergünstigungen.

2.1.1 Feed-in Tarife (FIT)

Einspeisetarife für erneuerbare Energien gehören zu den preis- und erzeugungsbasierten Fördersystemen was bedeutet, dass die Förderhöhe für den EE-Strom von den politischen Entscheidungsträgern festgelegt und die Einspeisevergütung für einen definierten Zeitraum an die förderberechtigten EE-Erzeuger für die von ihnen ins Netz eingespeisten Energiemengen gezahlt wird. Dieses Modell impliziert einen hohen Grad an Ertragssicherheit für die EE-Erzeuger, was sich in geringen Risikoprämien bei der Projektfinanzierung niederschlägt. Die Möglichkeiten der detaillierten Ausgestaltung der verschiedenen Designelemente (wie Technologiespezifikation, Anpassung der Förderung an die Ressourcengüte und Projektgröße sowie Degression der Förderhöhe mit Sinken der Technologiekosten im Zeitverlauf, etc.) erlauben eine genaue Anpassung an die tatsächlichen Erzeugungskosten und tragen somit zu einer Minimierung der Förderkosten und damit zu einer hohen statischen wie dynamischen Effizienz³ des Fördermodells bei.

In der Mehrzahl der europäischen Mitgliedsstaaten werden Feed-in Tarife oder Feed in Prämien zur Förderung von EE Strom eingesetzt (vgl. (Haas et al., 2011) (Klein et al., 2008) (Resch et al., 2007)). Abbildung 1 zeigt anhand einer Karte der EU die 2012 implementierten Fördersysteme für EE (für Details zu einzelnen Ländern siehe Tabelle 8 im Anhang). Im Jahr 2012 waren in 20 von 27 Mitgliedsstaaten Feed-in Systeme als Hauptförderinstrumente implementiert, 4 weitere Staaten wenden FIS in Kombination mit anderen Fördersystemen zur Förderung ausgewählter EE Technologien an (Ragwitz, Winkler, Klessmann, Gephart, & Resch, 2012).

³ Die statische Effizienz beschreibt das direkte Kosten-Nutzen-Verhältnis der Technologieförderung, die dynamische Effizienz beschreibt die Fähigkeit eines Förderinstruments über einen längeren Zeitverlauf hinweg Kostensenkungen bei den geförderten Technologien zu bewirken.

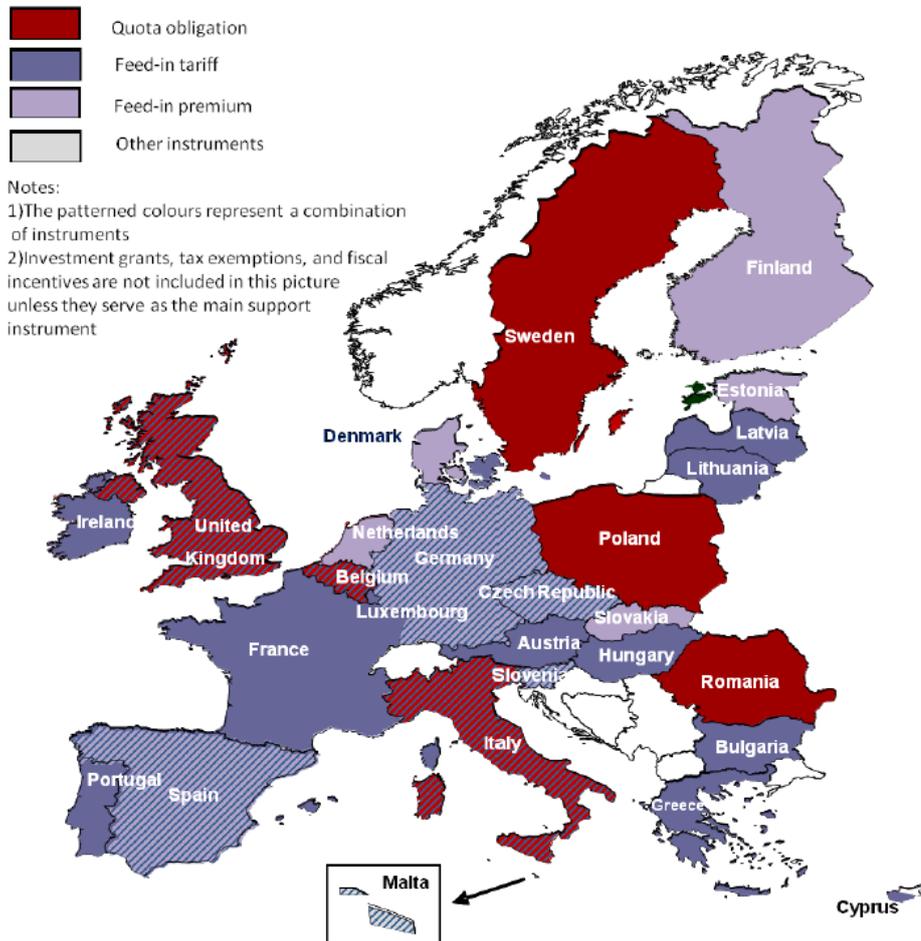


Abbildung 1 Fördersysteme in den EU Mitgliedsstaaten (Status 2012)

Quelle: (Ragwitz et al., 2012)

Die Ausgestaltung der Einspeisetarife unterscheidet sich jedoch von Land zu Land sehr stark. So haben z.B. einige Länder nicht nur technologiespezifische, sondern auch innerhalb der EE Technologien abgestufte Tarife implementiert, um Unterschiede in den Erzeugungskosten, etwa durch Variationen in der Standort- bzw. Ressourcengüte, Rechnung zu tragen. In den Niederlanden, Portugal, Dänemark, Frankreich und Deutschland wird die Höhe des FIT je nach Standort der Anlage angepasst. Die Förderhöhe für onshore Windenergie in Deutschland wird unter dem EEG („Erneuerbare Energien Gesetz“) auf Basis einer Referenzturbinen bestimmt. Diese bezeichnet eine definierte Windturbinen in 30m Höhe

bei einer Windgeschwindigkeit von 5.5 m/s. Der Referenzertrag dieser Turbine wird in Beziehung zu dem tatsächlich erzielten Ertrag einer Anlage in den ersten 5 Jahren ihrer Betriebszeit gesetzt. Liegt der Ertrag im Durchschnitt oberhalb des Referenzbetrags (mind. 150%) wird die Förderung in den 15 Folgejahren reduziert. Werden hingegen geringere Erträge erzielt, wird der volle Vergütungssatz noch über einen definierten Zeitraum hinweg weiter gezahlt. Auf diese Art werden Anlagen an weniger vorteilhaften Standorten unterstützt aber gleichzeitig Mitnahmeeffekte an besonders günstigen Standorten reduziert (Ragwitz et al., 2012).

Auch außerhalb Europas gibt es zahlreiche Beispiele für die Implementierung von Einspeisetarifen EE, zum Beispiel in Algerien, Kenia, Südafrika, Tansania, Uganda, Mauritius, Argentinien, Peru, Ecuador, Sri Lanka, Malaysia, Indien, China, der Türkei, Australien, den USA, Canada und diversen weiteren Ländern (Heinrich Böll Stiftung / World Future Council (WFC) / Friends of the Earth, 2013) ("Future Policy," 2014). Im Jahr 2012 wurden in mindestens 65 Ländern und 27 Provinzen/ Staaten weltweit Feed-in Tarife implementiert ("Future Policy," 2014).

2.1.2 Feed-in Prämien (FIP)

Prämienysteme gehören, ebenso wie die Feed-in Tarife, zu den preis- und erzeugungs-basierten Fördersystemen, mit dem Unterschied, dass der Strom nicht zu einem festen Einspeisetarif vergütet, sondern frei auf dem Strommarkt gehandelt wird. Zusätzlich zu dem hier erzielten Preis erhalten die EE-Erzeuger eine staatlich festgelegte Prämie je eingespeiseter KWh EE-Strom. Eine Differenzierung der Förderprämie ist nach Technologie, Projektgröße und Standort/ Ressourcengüte des Projekts möglich. Es kann weiterhin zwischen einer festen Prämie und einer gleitenden Prämie unterschieden werden.

Eine **fixe Prämie** wird als fixer Betrag auf den am Strommarkt erzielten Preis aufgeschlagen. Dies impliziert dass das Gesamtvergütungsniveau stark vom konventionellen Strommarktpreis abhängig ist. Die Vergütung kann weiterhin durch eine obere Preisgrenze („cap“) und eine unteres Preislimit („floor“) eingegrenzt werden. Dies erlaubt einerseits übermäßige Profite (und daraus resultierende hohe Förderkosten) im Falle von hohen

Strommarktpreisen zu vermeiden und gewährleistet andererseits dem Investor einen Mindestverdienst bei niedrigen Strommarktpreisen.

Eine **gleitende Prämie** hingegen wird dynamisch an den mittleren Marktpreis angepasst um auf diese Weise ein konstantes Vergütungsniveau für den EE-Strom zu gewährleisten. Diese Ausgestaltungsvariante bringt eine größere Sicherheit für den EE-Erzeuger mit sich, der dadurch weniger stark von einem fluktuierenden Strommarktpreis betroffen ist.

Tabelle 3 Spezifische Designelemente für Feed-in Prämien Systeme und mögliche Ausgestaltungsvarianten

Designelement	Ausgestaltungsvarianten
Differenzierung der Förderung	Eine Differenzierung der Förderprämie ist nach Technologie, Projektgröße und Standort/ Ressourcengüte des Projekts möglich.
Art der Prämie	<p>Es wird unterschieden zwischen fester und gleitender Prämie. Eine feste Prämie wird als fixer Betrag (entsprechend der Differenzierung nach Technologie, Projektgröße, Standort, etc.) auf den am Strommarkt erzielten Preis aufgeschlagen. Die Vergütung kann weiterhin durch obere („cap“) und untere („floor“) Preisgrenzen enger definiert werden.</p> <p>Eine gleitende Prämie wird dynamisch an den mittleren Marktpreis angepasst um ein konstantes Vergütungsniveau für den EE-Strom zu gewährleisten.</p>
Obergrenze der Vergütung („cap“)	Bei einer festen Prämie kann die Gesamtvergütung durch ein oberes Limit begrenzt werden um übermäßige Profite und hohe Förderkosten (bei hohen Strompreisen) zu vermeiden.
Untergrenze der Vergütung („floor“)	Bei einer festen Prämie kann die Vergütung durch ein unteres Limit begrenzt werden um dem Investor eine Garantie für einen Mindestverdienst (bei niedrigen Strompreisen) zu gewährleisten.

Designelement	Ausgestaltungsvarianten
Degression der Förderhöhe	Die Höher der Prämie kann im Laufe der Zeit für neue EE-Projekte an sinkende Technologiekosten angepasst und entsprechend prozentual reduziert werden. Dies vermindert Mitnahmeeffekte und reduziert somit die Gesamtförderkosten für EE. Zudem werden durch die abnehmende Vergütung Kostensenkungen angereizt. Der Mechanismus für die Tarifierpassung sollte hierbei aber möglichst transparent und nachvollziehbar auf technologische Entwicklungen der einzelnen EE-Technologien zurück zu führen sein um Planungsunsicherheiten für EE-Projektentwickler zu reduzieren. Denkbar sind: Jährliche Reduktion um einen bestimmten Prozentsatz, regelmäßige Reduktion auf Basis eines festgelegten Mechanismus oder Anpassung ohne festen Mechanismus.

Innerhalb der EU haben etliche Länder Prämiensysteme ausschließlich oder zusätzlich zu Einspeisetarifen für EE implementiert, z.B. Tschechien, Deutschland, Slowenien, Spanien oder Griechenland. In Deutschland, Griechenland und Slowenien werden die Prämienhöhen anhand von festgelegten Mechanismen regelmäßig reduziert. Andere Länder wenden eine festgelegte, jährliche Degression auf die Förderhöhe an oder ändern die Förderung für Neuanlagen auf Basis unabhängiger Evaluationen. In einigen Ländern in denen FIT und FIP parallel angewendet werden, können EE Erzeuger entscheiden unter welchem System sie die Vergütung für ihren EE Strom beziehen möchten. Attraktiv wird das Prämiensystem dann, wenn die möglichen Gesamterlöse aus Prämie und Marktpreis höher sind als der garantierte Einspeisetarif und somit das zusätzliche Risiko von Strompreisschwankungen am Markt kompensiert wird. In Tschechien steht etwa der sogenannte „Green Bonus“ (FIP) allen EE Erzeugern zu. Der FIT hingegen wird nur Erzeugern gewährt deren Anlagen eine bestimmte installierte Kapazität nicht überschreiten („RES-legal database,“ 2014). In Italien werden FIP nur für PV Anlagen angewendet. In Dänemark, den Niederlanden, Estland, Finnland und der Slowakei sind FIP hingegen das primäre Vergütungssystem für EE (Ragwitz et al., 2012).

2.1.3 Quotensysteme mit Grünstromzertifikaten (TGC)

Quotenmodelle zur Förderung erneuerbarer Energien gehören zu den mengenbasierten Modellen was bedeutet, dass durch den Gesetzgeber ein angestrebter Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung festgelegt wird, der dann von den entsprechenden Akteuren im Stromsektor (in der Regel von den Versorgungsunternehmen, möglich ist aber auch eine Verpflichtung der Stromerzeuger, Netzbetreiber oder Konsumenten) zu erfüllen ist. Die Gewährleistung des EE-Anteils erfolgt über ein Zertifikatsystem. Sogenannte „grüne Zertifikate“ („*Tradable Green Certificates*“, TGC) kennzeichnen den Strom aus erneuerbaren Quellen und können auf einem Zertifikatmarkt oder bilateral gehandelt werden. Der EE-Strom wird frei am Strommarkt gehandelt und unterliegt somit dem vollen Wettbewerb mit Strom aus konventionellen Quellen. Der Erlös des EE-Erzeugers hängt somit vom regulären Strommarktpreis sowie vom Zertifikatspreis ab. Da beide Erlösbestandteile starken Fluktuationen unterworfen sein können, ist das Quotenmodell mit einer vergleichsweise größeren Ertragsunsicherheit behaftet, was sich in der Projektfinanzierung in höheren Risikoaufschlägen widerspiegelt. Der Definition von EE-Zielen kommt im Quotenmodell somit eine besondere Bedeutung zu, da über den angestrebten EE-Anteil die Planbarkeit des Zertifikatspreises bestimmt wird. Stabile regulative Rahmenbedingungen und eine klare Linie in der EE-Politik sind daher im Quotenmodell von zentraler Bedeutung. Insbesondere müssen Quoten-Ziele über den eigentlichen Zeitpunkt für das EE-Ziel hinaus festgelegt werden, um die Erlössituation einer Anlage über die wirtschaftliche Lebensdauer zu sichern. Wenn z.B. das Zieljahr für das EE-Ziel 2030 ist, sollten Quotenziele für weitere 15 Jahre (Abschätzung für die wirtschaftliche Lebensdauer der Anlage), also bis 2045 gesetzt werden.

Eine Differenzierung der Förderung (zwischen Technologien, Projektgrößen oder Ressourcengüte) stellt sich in einem Quotenmodell komplexer dar als unter einer festen Einspeisevergütung oder in einem Prämienmodell. Es stehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten zur Verfügung, um die Förderhöhe zwischen den EE-Technologien zu differenzieren: Es können entweder verschiedene Quoten für Technologien mit unterschiedlichem Entwicklungsstatus festgelegt und somit Sub-Märkte für die jeweiligen Zertifikate geschaffen werden („*carve-outs*“), oder es werden technologiespezifische Multiplikatoren („*banding factors*“) definiert, welche angeben, wie viele Zertifikate pro EE-Einheit die Erzeuger je

weils erhalten. Da diese Ausdifferenzierung relativ komplex ist, weisen Quotensysteme verglichen mit Einspeisetarifen in der Regel eine geringere technologische Diversität (und geringere dynamische Effizienz) auf. Zudem besteht bei einer Aufteilung in diverse kleine Marktsegmente die Gefahr, dass die Zertifikatmärkte keine ausreichende Liquidität entwickeln können, was zusätzlich das Risiko dieses Modells erhöht.

Es existieren auch Ansätze zur Risikominimierung unter einem Quotenmodell. So kann den EE-Erzeugern etwa über die Definition von Minimalpreisen für grüne Zertifikate eine größere Investitionssicherheit gewährleistet werden. Andererseits müssen in Quotensystemen Strafzahlungen festgelegt werden, um eine Nichterfüllung des Quotenziels zu pönalisieren. Diese können auf Basis des tatsächlichen Zertifikatspreises bestimmt werden (z.B. 150 % des mittleren Zertifikatspreises), um sowohl das Risiko der Zielverfehlung als auch sehr hoher Förderkosten zu reduzieren,

Zur Flexibilisierung der Quotenzielerreichung kann das Ansammeln und Übertragen von grünen Zertifikaten in Folgejahre ("Banking") erlaubt werden. Dies ermöglicht es, überschüssige Zertifikate in einem besonders ertragreichen Jahr auf das Quotenziel in der Zukunft anzurechnen. Dieser Ausgleichsmechanismus kann insbesondere dann relevant werden, wenn die Ressourcengüte (z.B. bei Wind) über den Verlauf von mehreren Jahren stark schwankt. Er hilft somit den Investor gegen Verluste durch Ressourcenfluktuationen abzusichern. Ebenso kann eine Anleihe von grünen Zertifikaten ("Borrowing") es erlauben, Zertifikate die in zukünftigen Jahren erwirtschaftet werden sollen auf das aktuelle Quotenziel anzurechnen. Dieser Mechanismus erhöht ebenfalls die Flexibilität, birgt jedoch die Gefahr der permanenten Untererfüllung des Quotenziels und sollte daher nur zeitlich begrenzt zum Einsatz kommen (z.B. nur in den Anfangsjahren nach Einführung des Quotensystems).

Tabelle 4 Spezifische Designelemente für Quoten-Systeme und mögliche Ausgestaltungsvarianten

Designelement	Ausgestaltungsvarianten
Differenzierung der Förderung	Eine Differenzierung der Förderhöhe in einem Quotensystem kann erreicht werden indem entweder verschiedene Quoten für Technologien mit unterschiedlichem Entwicklungsstatus festgelegt und somit Sub-Märkte für die jeweiligen Zertifikate geschaffen werden („ <i>carve-outs</i> “), oder indem technologiespezifische Multiplikatoren („ <i>banding factors</i> “) definiert werden, welche angeben wie viele Zertifikate pro EE-Einheit die Erzeuger erhalten.
Minimalpreise	Um den Erzeugern eine größere Investitionssicherheit zu gewährleisten können Minimalpreise für die grünen Zertifikate festgelegt werden.
Maximalpreise	Bei Verfehlung der Quotenziele sollten Strafzahlungen definiert werden um eine Nichterfüllung des Quotenziels zu penalisieren. Diese können sich am mittleren Zertifikatspreis orientieren, um die Gesamtförderkosten zu begrenzen.
Flexibilisierung der Zielerreichung	<p>Ansammeln und Übertragen von grünen Zertifikaten in Folgejahre (<i>“Banking”</i>) erlaubt es überschüssige Zertifikate in einem Jahr auf das Quotenziel in der Zukunft anrechnen zu lassen. Dies erlaubt einen Ausgleich und erhöht die Flexibilität etwa wenn die Ressourcengüte (insbes. Bei Wind) zwischen den Jahren schwankt.</p> <p>Anleihe von grünen Zertifikaten (<i>“Borrowing”</i>) erlaubt es Zertifikate die in zukünftigen Jahren erwirtschaftet werden sollen auf das aktuelle Quotenziel anzurechnen. Dieser Mechanismus erhöht die Flexibilität, birgt jedoch die Gefahr der permanenten Untererfüllung des Quotenziels.</p>

2.1.4 Andere Anreizsysteme

Steuerliche Anreizsysteme für die Förderung von erneuerbaren Energien zielen darauf ab, die Erzeugungskosten für den EE-Strom zu verringern und ihn somit im Vergleich zu Strom aus konventioneller Erzeugung wettbewerbsfähiger zu machen. Die steuerliche Vergünstigung bezieht sich in der Regel auf die erzeugten Strommengen (erzeugungsbasiert) und kann entweder über eine Reduzierung oder Rückerstattung von Steuern (z.B. Stromsteuer) für den EE-Strom oder über das Einfordern von zusätzlichen Steuern (z.B. CO₂ Steuer) für den konventionell erzeugten Strom erfolgen.

Investitionszuschüsse und Kreditprogramme sorgen wie die steuerlichen Anreize dafür, dass die Erzeugungskosten des EE-Stroms sinken, indem entweder zinsvergünstigte Kredite oder nicht zurückzahlende Investitionszuschüsse gewährt werden, die die Kapitalkosten und somit die Gesamtprojektkosten senken. Da diese Form der Förderung nicht erzeugungsbasiert ist, ist der Anreiz zu Effizienzsteigerungen in diesem Modell allerdings gering ausgeprägt.

Ausschreibungsmodelle implizieren, dass in einem wettbewerblichen Verfahren zwischen Projektentwicklern auf eine ausgeschriebene Kapazität bzw. EE-Erzeugung geboten wird. Ausschreibungen können hierbei technologiespezifisch gestaltet werden. Die Gebote werden nach einem vordefinierten Prozess evaluiert und der jeweilige Bieter mit dem besten Preis-Leistungs-Verhältnis erhält den Zuschlag für die Projektrealisierung. Bei der Vergütung des EE-Stroms sind Kombinationen mit verschiedenen Fördermodellen möglich: Es können Investitionszuschüsse gewährt werden oder eine erzeugungsbasierte Vergütung in Form eines Einspeisetarifs oder einer Prämie über einen definierten Zeitraum erfolgen. Das Ausschreibungsmodell ermöglicht es der ausschreibenden Stelle sehr genau zu steuern, in welcher Geschwindigkeit und zu welchen Kosten der nationale EE-Ausbau erfolgt. Zugleich birgt ein solches Verfahren mit potenziell unregelmäßigen Ausschreibungsrunden aber die Gefahr einer stark diskontinuierlichen EE-Diffusion, was sich negativ in Bezug auf das technologische Lernen (Kostensenkungseffekte und dynamische Effizienz) auswirkt. Ebenso besteht die Gefahr von strategischem Bieterverhalten, welches zu extrem hohen (verbunden mit hohen Förderkosten für die Gesellschaft) oder unrealistisch niedrigen Angeboten (potenziell verbunden mit Scheitern der Projektrealisierung) führen kann. Zur

Vermeidung von nicht kostendeckenden Angeboten die zur Nichtrealisierung von Projekten führen, können Strafzahlungen im Modell vorgesehen werden.

Ein Beispiel für die Anwendung von Ausschreibungsmodellen für die Förderung von EE in Europa sind die Niederlande. Die Vergütung von EE-Strom erfolgt hier über eine Prämienzahlung (FIP), die Berechtigung für den Erhalt der Prämie wird aber über jährliche Ausschreibungsrunden an die Erzeuger vergeben. Für die Ausschreibungsrunden sind jeweils limitierte, aber von Runde zu Runde ansteigende, Budgets definiert, so dass Erzeuger dazu angereizt werden frühzeitig und möglichst kostengünstig zu anzubieten. Dieses wettbewerbliche System kann helfen, die Gesamtförderkosten zu minimieren, zielt aber vor allem auf die Förderung fortgeschrittener, kostengünstiger EE-Technologien ab (Ragwitz et al., 2012). Strategisches Verhalten durch die Verschiebung von Geboten in spätere Gebotsrunden ist allerdings auch hier zu erwarten bzw. zu beobachten.

Eine Sonderform der erzeugungsbasierten Förderung stellt das „**Net Metering**“ dar, bei dem Überschüsse von primär für den Eigenbedarf produziertem EE-Strom auf die Stromrechnung des jeweiligen EE-Erzeugers angerechnet werden (wobei der Stromzähler eingespeisten und entnommenen Strom differenziert misst oder zwei gegenläufige Stromzähler installiert werden). Diese Form der EE-Förderung ist insbesondere für kleine PV-Anlagen von Bedeutung. Für die Vergütung des eingespeisten EE-Stroms existieren verschiedene Ansätze, die ähnlich wie feste Einspeisetarife funktionieren. Eine Möglichkeit ist das Anrechnen ausschließlich auf die aktuelle Stromrechnung oder die Vergabe von „*Credits*“ pro Einheit eingespeisten Stroms, die auch noch im Folgemonat angerechnet werden können. Dies entspricht einer Vergütung zum Endverbraucherpreis was (je nach Preisniveau im jeweiligen Markt) möglicherweise nicht ausreichend sein kann um die Investition in die EE-Anlage zu finanzieren. Dies gilt insbesondere in Märkte in denen das Preisniveau stark durch Subventionen für konventionelle Energien verzerrt ist. Das Gewähren von zusätzlichen Prämien je eingespeister Einheit EE-Strom oder die Kombination von Net Metering mit anderen Anreizsystemen können dabei für Ausgleich sorgen. Bei hohen Endkundenstrompreisen kann es durch Net Metering auch zu Überförderung kommen, was durch die Beteiligung des eigenerzeugten Stroms an Umlagekomponenten und Steuern kompensiert werden kann.

Net Metering wurde in unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten in mehreren Europäischen Ländern implementiert. In Italien dürfen beispielsweise alle Anlagen mit einer nominalen Kapazität unter 20 kW sowie KWK Anlagen und EE Anlagen bis 200 kW die ab 2008 in Betrieb gegangen sind für Net Metering genutzt werden. Dabei wird die produzierte Strommenge auf die verbrauchte Strommenge in einer definierten Periode angerechnet und reduziert somit die Stromrechnung. „Credits“ für produzierten Strom können auch auf Folgeperioden angerechnet werden, es erfolgt jedoch keine Vergütung für in das Stromnetz eingespeiste Überschussmengen („RES-legal database,“ 2014).

2.1.5 Nicht-ökonomische Einflussfaktoren für den EE-Ausbau

Die oben beschriebenen finanziellen Anreizsysteme für die Erzeugung von Strom aus EE definieren, je nach Ausgestaltung ihrer Designelemente, die Höhe der Förderung, sie beeinflussen das finanzielle Risiko für den Investor (durch Fördersystem-inhärente Risikofaktoren wie etwa schwankende Strommarkt oder Zertifikatpreise) sowie die Bandbreite der Förderung bzw. die möglichen Schwankungen des Förderniveaus durch Anpassungen der Förderhöhe und der EE-Zielsetzung (z.B. durch Anpassung des Einspeisetarifs, der Prämienhöhe oder des EE-Quotenziels).

Neben diesen direkten ökonomischen Faktoren sind aber auch diverse nicht-ökonomische Faktoren, insbesondere die regulativen Rahmenbedingungen im Stromsektor, die Strommarktstruktur, Regelungen für den Zugang zu Stromnetzen (Netzregulation) sowie der Ablauf von administrativen Prozessen für die EE-Projektrealisierung entscheidend für die letztendlich resultierende Diffusion der EE-Technologien (siehe auch Abbildung 2). Als besonders relevant eingeschätzt werden diesbezüglich insbesondere die im Folgenden beschriebenen Aspekte.

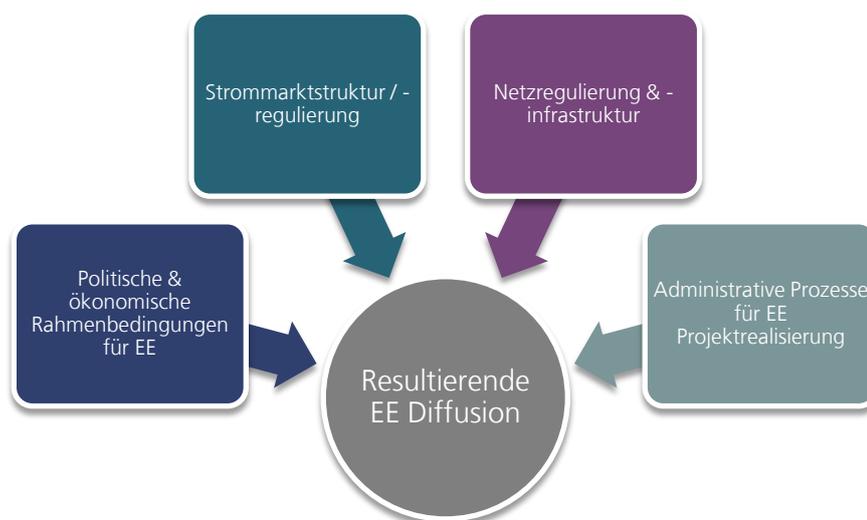


Abbildung 2 Schema: Verschiedene Einflussfaktoren für die Diffusion von EE-Technologien

Quelle: Eigene Darstellung

Allgemeiner politischer Rahmen für den EE-Ausbau

- Dies umfasst die Definition von **EE-Zielen**, insbesondere deren zeitlichen Horizont, technologische Spezifizierung und Verbindlichkeit, die potenziellen Investoren einen klar definierten Zielkorridor vorgeben.
- Das Vorhandensein von kompetenten öffentlichen **Institutionen**, die die Entwicklung der EE unterstützen. Hierbei spielen vor allem Verantwortlichkeiten, Kompetenz, personelle und finanzielle Ausstattung, Vernetzung sowie Kommunikationsprozesse unter den Behörden eine Rolle.
- Die generelle **Stabilität des politischen Regimes**.
- Die **Attraktivität der Kapitalmärkte** (länderspezifisches Risiko) bzw. der Zugang zu Kapital für die EE-Projektfinanzierung (z.B. die Verfügbarkeit von spezifischen Fonds für EE).

Strommarktstruktur und Strommarktregulierung

- Besonders relevant ist hier der garantierte und gleichberechtigte **Marktzugang** für unabhängige (EE) Stromerzeuger bzw. das Vorhandensein der entsprechenden rechtlichen Grundlagen für die Partizipation von privaten Akteuren.
- Dies impliziert insbesondere eine **Entflechtung** von Stromproduktion, Stromtransport und Stromverteilung („unbundling“), wodurch die Dominanz von Einzelakteuren im Markt verringert wird.
- Einen wesentlichen Faktor stellt weiterhin die **unabhängige Regulierung** des Energiesektors und der Strompreise dar, die durch das Vorhandensein und die Ermächtigung (im Sinne von Operationalisierung und Ausstattung mit allen notwendigen Rechten und Kompetenzen) einer unabhängigen Regulierungsbehörde gewährleistet werden muss.
- Zudem sind das Vorhandensein von ausreichend **liquiden Märkten** (*Wholesale-, Intraday-* und Regelenergiemärkte) für die flexible Vermarktung von (EE) Strom sowie die Verfügbarkeit von attraktiven Langfristabnahmeverträgen (*Power Purchase Agreements, PPA*) relevant, um Investoren verschiedene Möglichkeiten

für die rentable Vermarktung ihres Stroms zu gewährleisten. Die Relevanz von kurzfristigen Vermarktungsoptionen und langfristigen Abnahmeverträgen unterscheidet sich jedoch je nach EE-Fördersystem: In einem Quoten- oder Prämiensystem, in dem die Förderung der EE unabhängig vom physikalischen Handel des Stroms erfolgt, haben langfristige Abnahmeverträge grundsätzlich eine größere Bedeutung als etwa in Systemen, die eine garantierte, feste Vergütung des gesamten produzierten Stroms implizieren, wie feste Feed-in Tarife.

Netzregulierung und Netzinfrastruktur

- Die Regelung des **Netzzugangs** für unabhängige (EE) Stromerzeuger ist zentral, um diesen eine Partizipation im Stromsystem überhaupt zu ermöglichen. Optimal ist hierbei ein prioritärer Netzzugang für EE, der den Anschluss von EE- Anlagen noch vor konventionellen Kraftwerken regelt und dem Projektentwickler damit maximale Planungssicherheit gibt. Eine Garantie für den Netzanschluss ohne Priorisierung von EE-Projekten kann längere Wartezeiten und somit größere Unsicherheiten für die Projektplanung implizieren. Werden Entscheidungen über den Netzzugang ohne feste Regelung und auf Fallbasis verhandelt, bringt dies eine sehr hohe Intransparenz und Unsicherheit für den Projektentwickler mit sich.
- Ein weiterer wichtiger Aspekt sind Regelungen, die die **Stromeinspeisung** betreffen, insbesondere den Vorrang von EE bei der Netzeinspeisung sowie den Umgang mit ggf. notwendiger Abregelung im Fall von Netzengpässen. Eine aus Sicht der EE-Erzeuger optimale Regelung sieht eine priorisierte Netzeinspeisung für EE vor bzw. garantiert Kompensationszahlungen im Fall von notwendiger Abregelung der EE-Kraftwerke. Besteht hingegen die Gefahr, dass EE-Kraftwerke ohne Kompensation abgeregelt werden, bringt dies eine erhebliche Ertragsunsicherheit für den EE-Erzeuger mit sich. Dies gilt insbesondere dann, wenn die nationalen Netzkapazitäten unzureichend sind.
- Die **Kosten**, die mit dem Netzanschlusse eines EE- Kraftwerks verbunden sind, hängen zum großen Teil davon ab, welche Kostenregelung zwischen Projektentwickler und Netzbetreiber in der Netzregulation vorgesehen ist. Im Falle des *Shallow Charging* trägt der Projektentwickler lediglich die Kosten des Anschlusses an den nächsten, bereits bestehenden Netzknotenpunkt, wohingegen *Deep Charging* impliziert, dass der Projektentwickler zusätzlich auch anfallende Kosten für eine ggf. als Konsequenz der EE-Einspeisung erforderlich werdende Netzver-

stärkung tragen muss. Dies bringt schwer abschätzbare und möglicherweise hohe Kosten für den Projektentwickler mit sich. *Super Shallow Charging* hingegen sieht vor, dass alle Kosten für den Anschluss eines EE-Projekts vollständig durch den Netzbetreiber getragen werden. Dieser Ansatz ist allerdings bislang nur relevant für einzelne offshore Windprojekte.

- Die benötigte Zeit zum Durchlaufen aller erforderlichen administrativen Prozesse bis zum Netzanschluss, kann die Gesamtprojektzeit entscheidend beeinflussen und ggf. den Beginn der Einspeisung und somit Vergütung des Stroms verzögern. Relevanter als die letztendliche **Dauer** des Prozesses kann aber auch die **Planbarkeit** bzw. Absehbarkeit des Ausgangs sein, da der Projektentwickler die Dauer, sofern er sie absehen kann, in seinen Planungen berücksichtigen kann.

Administrative Prozesse

- Die Projektgenehmigungsverfahren können in ihrer **Dauer, Komplexität** und den damit verbundenen **Kosten** stark variieren. So beeinflussen z.B. die Zahl der direkt und indirekt involvierten Behörden oder die Zahl der erforderlichen Genehmigungen und Umweltverträglichkeitsgutachten den resultierenden zeitlichen und finanziellen Aufwand für den Projektentwickler. Online-Genehmigungsverfahren, klar definierte administrative Prozesse und *One-stop-shop* Lösungen (d.h. Bündeln von Verantwortlichkeiten bei einzelnen Behörden und Ansprechpartnern) können hierbei sowohl die Dauer als auch den Aufwand und die Kosten des Genehmigungsverfahrens beeinflussen. Die Festlegung von Zeitlimits, nach denen ein Projekt automatisch einen positiven Genehmigungsbescheid bekommt, kann zusätzlich die Planungssicherheit für den Projektentwickler erhöhen.
- Die Organisation von Landvergabeprozessen und die Berücksichtigung von EE in der übergeordneten nationalen **Raumplanung** sind relevante Faktoren, die die Realisierung von EE-Projekten beeinflussen. Durch unzureichende Berücksichtigung von EE in der langfristigen Raumplanung und fehlende Priorisierung von entsprechenden Gebieten für den Ausbau von EE können Landnutzungskonflikte, etwa mit dem Straßen- oder Siedlungsbau, landwirtschaftlicher Nutzung oder militärischen Aktivitäten auftreten, die die EE-Projektentwicklung an grundsätzlich geeigneten Standorten erschweren oder verhindern. Eine strategische Zuweisung (Reservierung) von geeigneten Flächen für EE Projekte kann solchen Konflikten langfristig entgegenwirken.

2.2 Netzregulierung

Übertragungsnetze bilden in der Regel Verbundnetze, die den Energieaustausch über mehrere Übertragungsnetzbetreiber und Regionen ermöglichen. Für ein reibungsloses Zusammenspiel zwischen den verschiedenen Akteuren, technischen Anlagen und Märkten ist es notwendig gemeinsame Anforderungen und Regularien zu definieren und zu überwachen. Diese bilden die Grundlage der Netzregulierung.

Die Regularien der MENA Region sind nicht einheitlich und speziell je Land zu analysieren. So wurde bspw. in Algerien z.B. eine Regulierungsbehörde mit begrenzten Befugnissen eingerichtet. Der Übertragungsnetzbetreiber (SONELGAZ) muss derzeit mit Ministerium für Energie abstimmen, welche zugelassenen Projekte finanziell zu unterstützen werden (Neuhoff et al., 2013). Eine Vereinheitlichung von Regularien in der MENA-Region würde die Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Einnahmequellen von Übertragungsnetzbetreibern im Sinne des Ansatzes Supergrid reduzieren und könnte damit Investitionen sichern. Für internationale Investoren würde sich ein ernsthaftes Regulierungsversagen eines Landes der MENA Region auf die wahrgenommene Regulierungsglaubwürdigkeit der restlichen Länder auswirken. Darüber hinaus erschwert die Heterogenität der Regulierungssysteme in der MENA Region die Beurteilung von Investitionsmöglichkeiten in neue grenzüberschreitende Übertragungsnetze und kostenintensive Technologien (Neuhoff et al., 2013).

2.3 Geschäftsmodelle für den Netzausbau

Der Ausbau und Betrieb von Übertragungsnetzen erfolgt im Allgemeinen nach dem Nachweis der Notwendigkeit. Kriterien dafür sind Alter eines bestehenden Netzes, heutige und zukünftige Lastflüsse, Spannungshaltung, statische und dynamische Stabilität und Toleranz gegenüber dem Ausfall einzelner oder mehrerer Betriebsmittel (allg. N-1 bzw. N-2 Sicherheitskriterium). Erforderliche Investitionen sind abhängig von der Ursache das Netz auszubauen, dem Zugang zum Kapital, Kapitalkosten und der Flexibilität des zukünftigen Netzbetriebs und der Betriebsmittel.

Planungsstudien untersuchen dabei die Wechselwirkungen zwischen Übertragung und der intermittierenden Energieerzeugung (insbesondere aus EE). Folgende Schritte werden dabei begangen (PTW-MSP, 2011c):

- Prüfung der Netzsicherheitsrichtlinien und Vorgaben des Netzbetreibers,
- Definition des optimalen Anschlusses zum HS-Netz unter Berücksichtigung des N-1 Sicherheitsprinzips (Ausfall von Betriebsmitteln),
- Abschätzung der Stabilitätskriterien am Anschlussknoten,
- Definition der max. zulässigen Spannungsvariation,
- Auswertung der wechselseitigen Auswirkungen auf das Netz und auf EE-Erzeuger bei einem Netzausfall hinsichtlich der dynamischen Stabilität oder des plötzlichen Verlustes der volatilen Energiequelle (z.B. Wind, PV),
- Analyse der Effekte der EE-Schwankungen auf das Wirkleistungsverhalten,
- Prüfung weiterer Kriterien wie z.B. Leistungs-Frequenzverhalten, statischer und dynamischer Stabilität, Fehlverhalten, Blindleistungsstützung und Ermittlung von Anforderungen an die anzuschließenden technischen Anlagen bzw. Infrastrukturergänzungen.

Bevor es zur Entscheidung über einen Netzausbau kommt werden Studien über die künftige Energieentwicklungen durchgeführt. Herunter gebrochen auf einzelne Regionen und Netzknoten werden verschiedene Netzausbauvarianten an einem Netzmodell modelliert

und bewertet. Die letztendlich gefundenen optimierten Lösungen für den Netzausbau werden in Netzentwicklungsplänen dargestellt. Diese beschreiben für alle Netzebenen die identifizierten Netzausbaumaßnahmen.

Am Beispiel Deutschlands dargestellt ergibt sich nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ein jährlich zu erstellender Netzentwicklungsplan (NEP), das als übergeordnetes Planungsdokument verpflichtend ist. Die Basis des NEP bildet dabei ein gemeinsamer Szenariorahmen, der die Randbedingungen der Netznutzungssimulationen bezüglich der Zusammensetzung künftiger Erzeugungsleistung und des Verbrauchs beschreibt. Hinsichtlich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien umfasst der Szenariorahmen drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken.

Aufgrund der Heterogenität der Übertragungsnetzbetreiber und Regularien ergibt sich kein einheitliches Vorgehen beim Netzausbau in NA gegenwärtig. Zudem ergeben sich in einigen NA-Ländern kleinere Strompreise als die Kosten für das Übertragungsnetz. Die Versorgungsunternehmen machen somit Verluste, die über Mittel von der nationalen Regierung abgedeckt werden müssen. Diese Abhängigkeit von der finanziellen Unterstützung der Landesregierung reduziert die Glaubwürdigkeit der Versorger und den Marktzugang für private Unternehmen. Dennoch ist davon auszugehen, dass künftig vereinheitlichte Regularien und Vorgehen in Bezug auf die Übertragungsnetze und den Netzausbau in NA zu erwarten sind, vor allem vor dem Hintergrund eines europäisch-nordafrikanischen Verbundnetzes (Neuhoff et al., 2013).

Für die Geschäftsmodelle beim Netzausbau ergeben sich, je nach Besitz- und Eigentumsverhältnissen, drei Geschäftsmodelle:

- Das Regulatormodell,
- Das konzessionsgebundene Modell,
- Das Handelsmodell.

In einem Regulatormodell genehmigt die Regulierungsbehörde in der Regel die Investitionen in ein Betriebsmittel (Glachant & Pignon, 2005). Als Ergebnis werden z.B. neue Übertragungsleitungen oder Transformatoren Teil der regulatorischen Vermögensbasis eines Übertragungsnetzbetreibers. Die Regulierungsbehörde bestimmt ebenfalls die zulässigen Einnahmen um die Betriebs- und Kapitalkosten des Übertragungsnetzbetreibers in der periodischen Preisbewertung (in der Regel 4-5 Jahre) zu decken. Der Übertragungsnetzbetreiber kann seine Einnahmen dann aus den zulässigen Netznutzungsgebühren generieren (Neuhoff, Winzer, & Sasso, 2013). In Europa wird dieses Modell beispielweise in Norwegen genutzt. (Glachant & Pignon, 2005).

Im konzessionsgebundenem Modell macht die Regierung, eine Behörde oder eine andere Einheit in ihrem Auftrag ein Vorschlag für neue Betriebsmittel. Mehrere Unternehmen stehen dann im Wettbewerb, um diese mit dem niedrigsten Jahrespreis herzustellen. Das ausgewählte Unternehmen erhält dann eine Lizenzvereinbarung, wobei die Einkommensflüsse für 20-30 Jahre festgeschrieben werden (Neuhoff, Winzer, & Sasso, 2013).

In einem Handelsmodell investiert ein Unternehmen z.B. in die Errichtung einer Übertragungsleitung in Abhängigkeit von den zukünftigen Einnahmen, die aus dem Verkauf von Übertragungsrechten an andere Marktteilnehmer generiert werden. Die Übertragungsleitung ist in der Regel regulierungs- und genehmigungspflichtig, aber sie garantiert keine regulatorische Sicherung der Einnahmen. Demzufolge sind die Übertragungsnetzbetreiber sowohl dem Kostendeckungsrisiko durch Unterauslastung als auch dem Risiko regulatorischer Änderungen ausgesetzt (Neuhoff, Winzer, & Sasso, 2013).

In der Praxis lassen sich diese Modelle nicht klar voneinander abgrenzen. Oft gehen Regulatormodell und Handelsmodell in einander über (BritNed, 2014).

Aktuelle Diskussionen über die Methode zur Kostenermittlung und Nutzen als Teil des Infrastrukturpakets der EU veranschaulichen den Umfang der für die regulatorische Zulassung notwendigen Informationen und Kostenteilungsvereinbarungen für den Übertragungsnetzausbau. Bei der Kosten-Nutzen-Analyse müssen folgende Kriterien berücksichtigt werden:

- Marktintegration,

- Wettbewerb,
- Systemflexibilität,
- Nachhaltigkeit,
- Interoperabilität und
- sicherer Systembetrieb.

Für eine solche Analyse stellt die Informationsasymmetrie, der Mangel an eindeutigen Informationen, eine bedeutende Herausforderung dar. Ohne Modellierung des Übertragungssystems können die Regulierungsbehörden keine robuste Einschätzung der Notwendigkeit und dem Nutzen eines Netzausbaus abgeben. Das ist eine Herausforderung in der EU- und MENA-Region (Neuhoff, Winzer, & Sasso, 2013).

3 Bestandsaufnahme: Regulative Rahmenbedingungen und Fördersysteme für den EE Ausbau in Nordafrika

3.1 Algerien

Die Hauptmotivation der algerischen Regierung für die Förderung von erneuerbaren Energien liegt, neben der Erhöhung der Versorgungssicherheit, in der Substitution von Gas zu alternativen Primärenergieträgern in der Stromerzeugung, um dieses für die Steigerung der nationalen Exportbilanz nutzen zu können (Heinrich Böll Stiftung / World Future Council (WFC) / Friends of the Earth, 2013). Weiterhin hat die algerische Regierung Ziele für die Entwicklung der EE-Industriesektoren und formuliert: So sollen bis zum Jahr 2020 für 80 % der PV-Komponenten lokale Fertigungsstätten geschaffen werden, mit einer anschließenden weiteren Integration der Wertschöpfungskette. Auch für CSP und Windturbinen wird angestrebt 50 % lokale Fertigung bis 2020 und 80% bis 2030 zu erreichen (SONELGAZ, 2011). Die mit dem Aufbau der lokalen EE-Industrien verbundenen Innovations- und Arbeitplatzeffekte stellen einen zentralen Treiber für den nationalen EE-Ausbau dar.

3.1.1 Erneuerbare Energien in Algerien - Status Quo

Aufgrund des großen nationalen Reichtums an fossilen Energieressourcen, insbesondere der umfangreichen Gasvorkommen, basiert die Stromversorgung in Algerien weitgehend auf der Erzeugung aus konventionellen Energieträgern. Derzeit stammen etwa 2 % der algerischen Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen und diese wird wiederum hauptsächlich durch Wasserkraft ausgemacht (MEMEE, 2011a) (MEMEE, 2012) (EIA, 2013)(McGinn et al., 2013). Stromproduktion aus Wind- und PV-Anlagen erfolgte bisher nur auf Basis von Pilotprojekten bzw. zur dezentralen Elektrizitätsversorgung nicht aber netzgebunden (CDER, 2013).

Seit Mitte 2011 ist das Gas-Dampfturbinen (*Combined Cycle*) Kraftwerk *Hassi R'mel* in Betrieb (siehe Abbildung 3). Das Kraftwerk beinhaltet bei einer Gesamtkapazität von 150 MW eine solarthermische Komponente in Form eines Parabolspiegelfeldes mit einer Kapazität von 25 MW. Das Kraftwerk wird von Abengoa Solar, New Energy Algeria (NEAL) und Sonatrach betrieben. Die Realisierung des Projektes involvierte eine Gesamtinvestiti-

onssumme von ca. 315 Mio. Euro, welche zu 80% von lokalen Banken und zu 20 % aus Eigenkapital des Projektkonsortiums finanziert wurde.

Ein weiteres Solarthermie-Projekt ist seit Mai 2013 unter Entwicklung durch das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt, DLR. Das Projekt wird hauptsächlich Demonstrations- und Forschungszwecken dienen und wird eine Gesamtkapazität von 7 MW haben. Es basiert auf der Turmtechnologie (*Power Tower*)⁴.



Abbildung 3 Hassi R'Mel Gas-Dampfturbinen-Kraftwerk mit Parabolspiegelfeld in Algerien

Bildquelle: <http://www.csp-world.com/cspworldmap/hassi-rmel-iscc>

3.1.2 Kurz- und langfristige Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien

Die algerische Regierung verfolgt im Rahmen des „National Program for Renewable Energy and Energy Efficiency 2030“ (2011) das Ziel bis zum Jahr 2020 etwa 15 % der nationalen Stromproduktion durch erneuerbare Energiequellen zu decken. Zur Erreichung dieses Ziels ist es geplant, 2,6 GW neue Erzeugungskapazität auf Basis von erneuerbaren Energiequellen zu installieren. Geeignete Flächen und Projekte zur Erreichung dieses Ziels wurden bereits identifiziert und setzen sich in Bezug auf die Technologien wie folgt zusammen: 1,5 GW CSP, 830 MW PV und 270 MW Windenergie (MEM, 2013).

Bis zum Jahr 2030 ist geplant, etwa 40 % der nationalen Stromproduktion durch EE abzudecken, was eine zusätzliche installierte EE-Kapazität von 12 GW erfordern wird. Der

⁴ http://www.dlr.de/dlr/presse/en/desktopdefault.aspx/tabid-10309/472_read-5495/year-all/#gallery/7975

Großteil dieser Kapazität soll durch CSP-Kraftwerke gestellt werden (7,2 GW), weiterhin geplant sind 2,8 GW PV-Projekte sowie 2 GW Windparks (MEM, 2013) (PTW-MSP, 2012a) (SONELGAZ, 2011). In Bezug auf die Ziele für 2030 wurden noch keine detaillierten Pläne bezüglich geeigneter Flächen und spezifischer Projekte veröffentlicht.

Für den Zeithorizont nach 2030 existieren bislang nur Anhaltswerte für den angestrebten Anteil erneuerbarer Energien im Primärenergieverbrauch, jedoch keine konkreten Ziele für den Stromsektor. Bis zum Jahr 2040 soll etwa ein EE-Anteil von 35 % im Primärenergieverbrauch erreicht werden (mit 5 % in 2015, 10 % in 2020 und 20 % in 2030) (PTW-MSP, 2012a)(Boudghene Stambouli, 2011).

Weiterhin hat die algerische Regierung Ziele für den Export von Strom aus erneuerbaren Energien formuliert: Bis zum Jahr 2030 sollen zusätzlich zum Ausbau für den nationalen Strombedarf noch 10 GW zusätzliche Kapazität für den Export geschaffen werden (PTW-MSP, 2012a) (SONELGAZ, 2011). Die Realisierung der Exportprojekte soll jedoch auf Initiative von ausländischen Investoren hin erfolgen und ist nicht in die nationalen Ausbaupläne integriert.

3.1.3 Förderung und regulativer Rahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien

Algerien war im Jahr 2004 das erste afrikanische Land das einen Einspeisetarif für erneuerbare Stromproduktion eingeführt hat (Heinrich Böll Stiftung / World Future Council (WFC) / Friends of the Earth, 2013). Zudem wurde der algerische Strommarkt bereits im Jahr 2002 durch Inkraftsetzung des Gesetzes „02-01“ (CREG, 2002) formal liberalisiert und mit der *Commision de regulation de l'étricité et du gaz* (CREG) wurde eine separate Regulierungsbehörde für den Strom- und Gassektor geschaffen (CREG, 2002).

Das zentrale Gesetz für die Strukturierung des Stromsektors (Gesetz 02-01) sieht allerdings keine vollständige Liberalisierung des Energiemarktes vor, sondern dass sowohl der Strom- als auch der Gasmarkt nur teilliberalisiert werden. In bis zu 30 % der jeweiligen Sektoren soll ein freier Wettbewerb ermöglicht werden, während die Preise im verbleibenden Anteil weiterhin reguliert werden (CREG, 2002) (Art. 61). Bestimmte Endkunden sollen, abhängig von der Höhe ihres Energieverbrauchs, wählen können aus welchem Segment sie ihre Energie beziehen.

Die Struktur des algerischen Strommarktes ist jedoch, trotz der formalen Liberalisierung in 2002, stark durch das staatseigene Unternehmen Sonelgaz dominiert. Die Sonelgaz Gruppe ist in allen Bereichen des Energiesektors tätig und kontrolliert über 50 % der algerischen Stromproduktion (MEM, 2011a). Sie setzt sich aus folgenden Unternehmen zusammen:

- Stromerzeuger: Société Algérienne de Production de l'Électricité (SPE)
- System- und Netzoperator: L'Opérateur Système électrique
- Übertragungsnetzbetreiber: Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Électricité (GRTE)
- Vier Verteilnetzbetreiber: Sociétés Algériennes de Distribution de l'électricité et du gaz d'Alger (SDA), du Centre (SDC), de l'Est (SDE), de l'Ouest (SDO)

Die Teilnahme unabhängiger Stromerzeuger (*IPPs*) im Stromsektor ist auf Genehmigung des Regulators CREG hin grundsätzlich gestattet, spielt aber noch eine untergeordnete Rolle. Von der gesamten installierten Kapazität (11.390 MW) sind aktuell 2.886MW unabhängigen Stromproduzenten zuzuordnen (RCREEE, 2013a). Generell werden im algerischen Energiesektor **Ausschreibungen** eingesetzt um Konzessionen für die Stromproduktion zu vergeben. Diese Ausschreibungen werden von der Regulationsbehörde, CREG, überwacht und organisiert (CREG, 2002).

Das algerische EE-Fördersystem aus dem Jahr 2002 (definiert durch Gesetz *02-01*), sieht vor, dass Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (sowie Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) berechtigt sind, **Prämien** als Aufschlag auf den allgemeinen Strompreis zu beziehen (CREG, 2002) (Art. 95). Die Ausgestaltung der Prämien wird durch Gesetz „04-09“ (aus dem Jahr 2004) und den entsprechenden regulatorischen Dokumenten definiert. Die Höhe der Prämienzahlung ergibt sich aus einem Stromreferenzpreis welcher durch den Systembetreiber bestimmt wird. So beläuft sich die Prämie für CSP beispielsweise auf 200% des Referenzpreises, für Windenergie sowie für PV auf 300%, auf 200% für Strom aus Abfallverbrennung und 160 % für KWK Anlagen. Strom aus Wasserkraft bezieht den reinen Referenzpreis (100 %) und erhält keine zusätzliche Förderung (MEM, 2004a)(MEM, 2004b).

In Bezug auf das **Umlageprinzip** für die EE-Förderkosten werden die Prämienzahlungen für EE-Strom laut Gesetzgebung grundsätzlich als sogenannte "Diversifizierungskosten" angesehen und können auf die Endkundenpreise umgelegt und somit über die Stromrechnung sozialisiert werden (CREG, 2002) (Art. 95).

Unter dem oben beschriebenen Prämienmodell wurden jedoch weder in der Vergangenheit noch aktuell EE-Projekte gefördert und es ist geplant das bisherige Fördersystem durch einen festen Einspeisetarif für EE-Strom zu ersetzen. Zu diesem Zweck wurde im Jahr 2010 ein **Fond zur EE-Förderung** eingerichtet (*Fonds National des Energies Renouvelables*, FNER). Der Fond wird durch Abgaben aus dem Gas- und Öl-Sektor gespeist (1 % des jährlichen Umsatzes aus Öl- und Gasexporten). Förderfähig unter dem geplanten System sollen alle Arten von EE-Anlagen mit einer Kapazität unter 50 MW sein. Die exakte Förderhöhe soll sich dabei, laut Aussage von CREG, nach Technologie, Projektgröße und jeweiligem Standort richten. Entsprechende Mechanismen und Institutionen für die Zertifizierung des EE-Stroms werden ebenfalls entwickelt und mit dem neuen Fördersystem implementiert (MEM, 2004a).

Als **zusätzliche Förderinstrumente** sollen vergünstigte Kredite, Kreditgarantien und steuerliche Vergünstigungen (z.B. Freistellung von Importzöllen) für EE-Projektentwickler angeboten werden (SONELGAZ, 2011).

Zusammenfassung

Trotz der vergleichsweise fortgeschrittenen Ausgestaltung der regulativen Rahmenbedingungen und der formalen Definition des Fördersystems für EE in Algerien, wurden unter dem oben beschriebenen Instrumenten bislang keine EE-Projekte vergütet. Der Hauptgrund für die ausbleibende Diffusion von EE-Technologien im algerischen Stromsystem liegt in den stark subventionierten Gas- und Ölpreisen, die die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien, trotz der umfangreichen technischen Potentiale und der formalen Liberalisierung des Stromsektors, nicht gewährleisten. Zudem impliziert die Definition der Förderhöhe über den intransparenten und nicht durch wettbewerbliche Prozesse gebildeten Referenzstrompreis einen hohen Grad an Unsicherheit für potenzielle EE-Erzeuger. Durch den Umstand, dass das angekündigte neue EE-Fördersystem (fester Einspeisetarif) noch nicht formal implementiert ist, steht potentiellen EE-Erzeugern in Algerien daher

momentan keine signifikante Förderung zur Verfügung. Ein ambitionierter EE Ausbau unter Beteiligung von privaten Akteuren kann unter den aktuellen Bedingungen nicht erwartet werden und wird die Schaffung von günstigeren Rahmenbedingungen für die Diffusion der EE erfordern.

3.1.4 Netzinfrastruktur und Netzregulation in Algerien

3.1.4.1 Netzinfrastruktur

Das algerische Stromnetz ist sehr heterogen aufgebaut und besteht aus einem Verbundnetz, das den Norden und teilweise den Süden des Landes abdeckt, mehreren Inselsystemen, die von Gasturbinen und Dieselgeneratoren versorgt werden, und privaten Industrienetzen, zur autonomen Eigenversorgung von Produktionsanlagen (PTW-MSP, 2012a).

Das AC-Übertragungsnetz ist ein sehr umfangreiches Netz und besteht aus vielen Spannungsebenen (60, 90, 150, 220, 400 kV). Es befindet sich im Besitz von GRTE, einem Tochterunternehmen des staatlichen Energieversorgers SONELGAZ, der auch für den Betrieb und Netzausbau verantwortlich ist. Die Hauptstruktur des Netzes besteht aus 10.280 km 220-kV-Leitungen für die Hochspannungs- und 10.416 km 60-kV-Leitungen für die Mittelspannungsnetze. Die 400-kV-Spannungsebene wurde in den letzten Jahren eingeführt und besteht aus einer West-Ost-Achse (von Marokko bis Tunesien) sowie Leitungen in den Süden des Landes (PTW-MSP, 2012a).

3.1.4.2 Ausbauziele

Zusätzlich zu den im Jahre 2011 existierenden 10 Übertragungsleitungen und neun 400-kV-Umspannwerken, ist ein Ausbauplan für das 400-kV-Übertragungsnetz vorgesehen. 17 neue Übertragungsleitungen und 6 neue Umspannwerke werden zwischen 2011 und 2015 geplant und weitere 12 neue Übertragungsleitungen und 10 Umspannwerke werden für das Jahr 2020 untersucht. Zum Jahresende 2020 würde so das algerische Stromsystem rund 7.500 km 400-kV-Leitungen und 25 Umspannwerke mit einer gesamten installierten Leistung von rund 18.500 MVA enthalten⁵.

Mit einem Budget von 21 Milliarden Euro plant die, für die Stromerzeugung zuständige Behörde der SPE der SONELGAZ, für den Zeitraum von 2012 bis 2022 4219 MW einen Netzausbau⁵. Das betrifft:

- das nördliche Verbundnetz (R.I.N) (3850 MW),
- ein separates Netz für den Süden (R.I.S) (81 MW) und
- die Verbindung Salah – Adrar – Timimoun (288 MW).

3.1.4.3 Verbundsystem mit Nachbarländern

Das algerische Energiesystem ist mit Marokko und Tunesien synchron verbunden (gemeinsame Synchronzone) (MS2.1, 2013). Die Installation von HGÜ-Seekabeln nach Spanien und Italien werden momentan untersucht.

Eine Verbindung zwischen **Marokko und Algerien** bestand bis 2008 aus zwei 220-kV-Freileitungen (Oujda-Ghazaouet, 45 km und Oujda-Tlemecen, 65 km), die jeweils 1992 und 1998 in Betrieb genommen wurden. Jede Freileitung hatte eine max. Übertragungskapazität von 250 MVA. Die kommerziell genutzte Übertragungsleistung betrug rund 240 MW. Eine neue 400-kV-Doppelleitung mit einer max. Übertragungskapazität von 1200 MVA pro Stromkreis wurde später zugebaut (Sidi Ali Boussi-Bourdim, 200 km). Die erste

⁵ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Deutsch-Algerische Industrie und Handelskammer. Online: http://www.eclareon.eu/sites/default/files/factsheet_2013_algerien.pdf

Leitung wurde im Jahr 2006 in Auftrag gegeben, die ursprünglich bei 220 kV betrieben wurde. 2009 wurde die 400 kV-Spannungsebene in Betrieb genommen. Heutzutage sind beide Leitungen in Betrieb und die genutzte Gesamtübertragungsleistung zwischen den beiden Ländern (4 Stromkreise) liegt bei ca. 800 MW. Eine weitere Verstärkung dieser Verbindung wird bis 2020 nicht vorgesehen⁶ (siehe auch Kapitel 3.4.4.3).

Eine Verbindung zwischen **Algerien und Tunesien** bestand bis zum Jahr 2005 über 4 Übertragungssysteme:

- Tajerouine - El Aouinet (90kV, 1952)
- Fernana - El Kala, (90 kV, 1955)
- Tajerouine - El Aouinet (220 kV, 1980)
- Metlaoui - Djebel Onk (150kV, 1984)

Die max. Gesamtübertragungskapazität von 420 MVA und genutzte Übertragungsleistung von ca. 150 MW zwischen Algerien nach Tunesien und 150 MW zwischen Tunesien und Algerien wurde mit diesen 4 Systemen berechnet. Ende 2012 wurde eine neue 400kV - Freileitung (Chafia-Jendouba) installiert. Die neue Verbindung (Einfachleitung, 2*570 mm², max. Übertragungskapazität von 1000 MVA) hat die Übertragungskapazität zwischen den beiden Ländern deutlich erhöht. Die genutzte Übertragungsleistung zwischen Algerien und Tunesien beträgt nun 300 MVA in jede Richtung⁶.

Die Verbindung Libyen – Algerien wird in dem nachfolgenden Kapitel 0 dargestellt.

HGÜ - ALGERIEN - SPANIEN: Eine Machbarkeitsstudie über eine HGÜ-Verbindung zwischen Algerien und Spanien mit einem Seekabel (240 km) und einer Übertragungsleistung von 2000 MW wurde im Jahr 2003 abgeschlossen. Sie soll Terga (Algerien) und Litoral de Almeria (Spanien) verbinden. Die Inbetriebnahme wurde für 2018 in Auftrag gegeben. (OME, 2013)

⁶ M. Hafner, S. Tagliapietra, Outlook for Electricity and Renewable Energy in Southern and Eastern Mediterranean Countries, MEDPRO Technical Report No. 16, ISBN: 978-94-6138-226-9, October 2012

HGÜ - ALGERIEN – ITALIEN: Eine weitere Machbarkeitsstudie mit zwei Lösungen über eine 500-1000 MW (400/500kV) wurde im Juni 2004 abgeschlossen:

- Eine „direkte“ Verbindung zwischen El Hadjar (Algerien) und Latina (Italien) mit einer Übertragungskapazität von 1000 MW und
- Eine „optimierte“ Verbindung zwischen El Hadjar (Algerien) und südliche Sardinien (Italien) mit einer Übertragungskapazität von 2*500 MW. Die beiden Leitungen sollten 2016 und 2020 in Betrieb genommen werden. (OME, 2013)

3.1.4.4 Regulierung des Netzzugangs

Die Integration von EE erfordert Studien für die Entwicklung des Stromübertragungs- und Verteilnetzes. Studien der Energiesystemplanung und EE-Integration werden durch Gesetze und Verordnungen vorgesehen. Des Weiteren existieren Genehmigungsverfahren für die Netzinfrastruktur. Die Netzbetreiber sind direkt in die Genehmigungsverfahren involviert. Laut der Durchführungsverordnung Nr. 06-428 vom 26. November 2006 wird ein Verfahren für die Vergabe von Lizenzen zum Betrieb von Erzeugungsanlagen festgelegt. Eine weitere Durchführungsverordnung Nr. 06-429 vom 26. November 2006 setzt die Angaben über die Rechte und Pflichten von Energieerzeugern fest. Laut der oben genannten Verordnung sind die Netzbetreiber verpflichtet, Stromerzeugung aus EE zu integrieren⁷.

Die Vorschriften der Durchführungsverordnung Nr. 06-430 des 26.11.2006, formulieren technische Auslegungen für den Betrieb und die Wartung des Übertragungsnetzes.

Der Netzzugang wird durch die staatliche Kommission CREG bewerkstelligt. Jeder private Stromerzeuger kann spontan oder im Rahmen einer Ausschreibung eine Anfrage auf Genehmigung für den Netzanschluss von konventionellen oder EE-Anlagen stellen. Für den Anschluss von EE-Anlagen und Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung sind Prämien vorgesehen⁷.

⁷ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Deutsch-Algerische Industrie und Handelskammer Online: http://www.eclareon.eu/sites/default/files/factsheet_2013_algerien.pdf

Die algerische Durchführungsverordnung Nr. 04-92 vom 25. März 2004 bestimmt die Stromerzeugungskosten, die Regeln für die Aufteilung der Kosten und die technischen Netzanpassungen (PTW-MSP, 2012a). Die Einspeisevergütung wurde eingeführt, um die private Produktion von Strom aus EE-Quellen (insbesondere von Solarenergie, Windenergie, Wasserkraft, geothermische Energie sowie Abfallverwertung) zu fördern. Die Einspeisevergütung wird in der Praxis allerdings nicht ausgezahlt. Die Zahlung der Vergütung sollte noch in 2013 geltend gemacht werden⁸.

Die Kosten für Netzzugänge und technische Anpassungen sind den Erzeugern, Übertragungsnetzbetreibern und Verteilungsnetzbetreibern zugeschrieben.

Die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber stellen Informationen zu Kosten, Bearbeitung ihrer Anträge und vorläufiger Zeitplan für die Netzanbindung zum Austausch zur Verfügung. Die Regelungen zwischen den beiden Seiten werden durch folgende Verordnungen festgelegt:

- Die Verordnung vom 21/02/2008 regelt die technischen Vorschriften für den Anschluss an die Stromübertragung und Verhaltensregeln des elektrischen Systems
- Die Durchführungsverordnung Nr. 10-95 vom 17. März 2010 setzt die wirtschaftlichen Rechte für die Netze und andere Maßnahmen fest, die notwendig sind, um die Anforderungen der Versorgungskunden mit Strom und Gas zu erfüllen.
- Die Durchführungsverordnung Nr. 08-114 vom 9. April 2008 regelt das Verfahren für die Erteilung und den Widerruf von Erlaubnissen für Strom und Gas und die Verteilung der Rechte und Pflichten des Konzessionärs (PTW-MSP, 2012a).

⁸ Zielmarktanalyse mit Profilen der Marktakteure. Online: <http://www.encyclopedia-from-germany.info/EIE/Redaktion/Datenmigration/Zielmarktanalysen/marktanalyse-algerien-2013-gebaeude,property=pdf,bereich=eie,sprache=de,rwb=true.pdf>

3.1.4.5 Akteure und institutioneller Rahmen für die Netzentwicklung und –regulierung

Algerien ist Mitglied beim Comité Maghrébin de l'Electricité (**COMELEC**). Seit der Gründung spielt COMELEC eine wichtige Rolle beim Betrieb und Netzausbau des Verbundnetzes der Maghreb-Länder und ist stark mit den verwandten Organisationen EUROELECTRIC und der Arab Union of Electricity (AUE) verbunden. Sie übernimmt die Aktivitäten der Energy Laboratory of the Mediterranean (OME) und ist ein aktives Mitglied der MEDELEC (ein Verband der Energieversorger) Unter anderem ist die COMELEC für die Öffnung des Energiemarktes der Maghreb-Länder nach Europa wichtig (reegle, 2014).

SONELGAZ (Societe Nationale de l'Electricite et du Gaz, National Society for Electricity and Gas) ist das staatliche Energieversorgungsunternehmen zur Verteilung der elektrischen Energie und des Gases in Algerien. Die dem Energieministerium untergeordnete algerische Regulierungsbehörde für den Strom- und Gassektor **CREG**, wurde laut dem Gesetz 02-01 vom 5. Februar 2002 über die Strom- und Gasverteilung etabliert. Allerdings hat sie ihre Tätigkeit erst im Jahr 2005 begonnen. Sie überwacht den Energiemarkt, den nationalen Energiebedarf sowie die Qualität der Versorgung und die Umsetzung der gesetzlich festgelegten Bestimmungen. Die CREG ist für die Zuteilung von Konzessionen zur Erschließung der nationalen Energieressourcen zuständig und veröffentlicht staatliche Ausschreibungen für den Ausbau der Energieinfrastruktur. Im Verantwortungsbereich der CREG liegt auch der Zugang für ausländische Marktteilnehmer. Der Energiemarkt in Algerien wird aufgrund seiner, für das Land herausragenden wirtschaftlichen Bedeutung von den staatlichen Unternehmen SONATRACH und SONELGAZ kontrolliert⁹.

Die Nationale Agentur zur Förderung und Rationalisierung der Energienutzung (**APRUE**) ist die Zentrale für die Umsetzung des nationalen Programms für die Energienutzung (PNME). Diese ist für die Informations-, Kommunikations- und Verwaltungsausbildung aller öffentlichen Beteiligten in der Energieeffizienz zuständig. Dies betrifft den Aufbau von Partnerschaften, um gemeinsame Querschnitts- oder spezifische Aktionsprogramme aus-

⁹ Zielmarktanalyse mit Profilen der Marktakteure. Online: <http://www.efficiency-from-germany.info/EIE/Redaktion/Datenmigration/Zielmarktanalysen/marktanalyse-algerien-2013-gebäude,property=pdf,bereich=eie,sprache=de,rwb=true.pdf>

zuarbeiten, und den Aufbau von finanziellen Anreizen. Der Fond der Nationalen Energieeffizienz von Algerien (**FNME**) wurde im Jahr 2000 gegründet, um die Kosten für die Energieeffizienzaktivitäten der Nationalen Energieeffizienzagentur (APRUE) und die Projekte vom Nationalen Energieeffizienzprogramm zu finanzieren. Das Jahresbudget von FNME beträgt 57 Millionen Euro. Die Ressourcen des Fonds schließen die Steuer auf Erdgas und Elektrizität sowie den Regierungsbeitrag ein. (reegle, 2014)

3.1.4.6 Zusammenfassung

Tabelle 1 – Netzinfrastruktur und Netzregulierungsmaßnahmen in Algerien

Merkmal	Ausgestaltungsvarianten
Netzinfrastruktur	AC - Übertragungsnetz (60, 90, 150, 220, 400 kV) Hauptstruktur besteht aus 220-kV-Leitungen (10.280 km) 400kV-Netzebene enthält eine West-Ost-Achse (von Marokko bis Tunesien) sowie Leitungen nach Süden des Landes
Ausbauziele	2011-2015 17 neue Leitungen und 6 neue Umspannwerke 2020 12 neue Leitungen und 10 Umspannwerke
Verbundsystem mit Nachbarländern	MAROKKO – ALGERIEN , 4 Stromkreise, Übertragungskapazität ca. 800 MW, keine geplante Verstärkung bis 2020 ALGERIEN – TUNESIEN , 4 Verbindungen, thermische Gesamtübertragungskapazität 420 MVA, genutzte Übertragungskapazität ca. 150MW von Algerien nach Tunesien und 150MW von Tunesien nach Algerien Ende 2012 400kV - Freileitung (Chefia Jendouba), 2*570 mm ² , thermische Kapazität von 1.000MW, genutzte Übertragungskapazität von 300 MVA von Algerien nach Tunesien und von 300 MW von Tunesien nach Algerien Geplant

Merkmal	Ausgestaltungsvarianten
	<p>ALGERIEN – SPANIEN: Machbarkeitsstudie über eine HGÜ-Verbindung, Seekabel (240km) mit einer Leistung 2.000 MW, 2018 – Inbetriebnahme, 1.020 Mio. EUR</p> <p>ALGERIEN – ITALIEN: zwei Lösungen über eine 500-1000 MW, DC-Verbindung (400/500kV)</p> <p>Lösung 1: „direkte“ Verbindung mit einer Übertragungskapazität von 1000MW</p> <p>Lösung 2: „optimierte“ Verbindung mit einer Übertragungskapazität von 2*500MW, 2016 und 2020 – Inbetriebnahme, 670 Mio. EUR</p>
Regulierung des Netzzugangs	<p>CREG ist verantwortliche Institution und gewährt Genehmigungen zum Netzanschluss für private Erzeuger.</p> <p>Studien der Energiesystemplanung, Genehmigungsverfahren für die Netzinfrastruktur, Netzbetreiber direkt ins Projekt involviert, sichere Koordinierung zwischen der Netzinfrastrukturzulassung und der anderen Verwaltungsverfahren für den Netzausbau durch den Netzbetreiber</p>
Akteure	<p>COMELEC Comité Maghrébin de l'Electricité – Betrieb und Ausbau des Verbundstromnetzes</p> <p>SONELGAZ Societe Nationale de l'Electricite et du Gaz - Verteilung elektrischer Energie und Gas</p> <p>CREG Commission Régulation d'Electricité et Gas – Regulierung und Überwachung des Energiemarktes für Strom und Gas</p> <p>APRUE Nationale Agentur für Förderung und Rationalisierung der Energienutzung</p>

3.2 Ägypten

Aufgrund der Abhängigkeit Ägyptens von Importen fossiler Energieträger liegt der Haupttreiber für den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Erhöhung der Versorgungssicherheit und der Reduzierung der Belastung des Staatshaushaltes. Die seit Jahrzehnten stetig wachsende Stromnachfrage¹⁰ (AUE, 2013)(EEHC, 2011)(EIA, 2013) und die regelmäßigen Schwankungen und Ausfälle in der Stromversorgung, insbesondere zu Spitzenlastzeiten, unterstreichen aktuell die Bedeutung des Ausbaus, Ergänzung und Diversifizierung des ägyptischen Stromsystems.

3.2.1 Erneuerbare Energien in Ägypten - Status Quo

Ägypten ist unter den fünf betrachteten Nordafrikanischen Ländern führend im Ausbau von Windenergie, derzeit sind Projekte mit einer Gesamtkapazität von etwa 550 MW realisiert. Zudem existieren Stauwasserkraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 2800 MW die den Hauptteil der nicht auf fossilen Energieträgern basierenden Stromproduktion in Ägypten ausmachen. Circa 89 % der ägyptischen Stromversorgung basieren aber noch immer auf konventionellen, fossilen Brennstoffen (McGinn et al., 2013)(EIA, 2013)(AUE, 2013).

Kommerzielle Stromerzeugung mittels Solarthermie wurde im Jahr 2011 mit dem Fertigstellen des Gas-Dampfturbinen Kraftwerks *Kuraymat* (siehe Abbildung 4) realisiert, das eine Gesamtkapazität von 140 MW mit einer Solarkomponente (Parabolspiegelfeld) von 20 MW besitzt. Das Projekt hatte ein Gesamtkostenvolumen von 340 Mio. \$US, von denen 100 Mio. \$US durch die NREA (National Renewable Energy Agency) und die verbleibende Summe durch internationale Geber finanziert wurden¹¹. Noch im Entwicklungsstadium befindlich ist das CSP-Projekt *Kom Ombo* das ebenfalls auf der Parabolrinnentechnologie basiert und eine geplante Gesamtkapazität von 100 MW hat. Entwickelt wird das Projekt durch die NREA¹². Ein weiteres, langfristig geplantes und durch die „United States Trade and Development Agency“ (USTDA) gefördertes Projekt ist das

¹⁰ Wachstum der Stromnachfrage 1980-2009 um durchschnittlich 7 %/Jahr (EIA, 2013)

¹¹ <http://www.csp-world.com/cspworldmap/kuraymat-iscc>

¹² <http://www.csp-world.com/cspworldmap/kom-ombo-csp-project>

TAQA Projekt (entwickelt durch TAQA Arabia). Es handelt sich dabei zunächst um ein Solarturmkraftwerk (inkl. Salzspeicher) mit einer geplanten Kapazität von 250 MW das in Oberägypten realisiert werden soll. Das Projekt soll helfen, Möglichkeiten zu untersuchen, den stetig steigenden Strombedarf im ägyptischen Industriesektor mittels Solarthermie-Technologien zu decken. Eine Förderung weiterer drei Solarthermie-Projekte (ggf. auch unter Nutzung anderer CSP Technologien) wurde durch die USTDA bereits in Aussicht gestellt, sollte das erste Projekt erfolgreich realisiert werden. Damit würde langfristig eine CSP-Gesamtkapazität von 1000 MW erreicht¹³. Netzgebundene PV-Projekte wurden in Ägypten in der Vergangenheit noch nicht realisiert, es existieren jedoch diverse dezentrale PV-Anlagen zum Betrieb von Wasserpumpen und Reklametafeln sowie Beleuchtung mit einer Gesamtkapazität von ca. 10 MW (NREA, 2012).

Durch die oben genannten bereits realisierten EE-Projekte weist Ägypten derzeit einen Anteil von etwa 12.5 % EE in der Stromerzeugung auf (inklusive Wasserkraft) (EIA, 2013). Ohne Berücksichtigung der Wasserkraftwerke liegt der EE-Anteil allerdings lediglich bei ca. 2 %, die verbleibende Stromproduktion basiert weitgehend auf Öl und Gas (EEHC, 2011)(EIA, 2013).



Abbildung 4 *Kuraymat* - Gas-Dampfturbinen-Kraftwerk mit Parabolspiegelfeld und *Zafarana* Windpark in Ägypten

Quellen: <http://www.theguardian.com/environment/2011/dec/11/sahara-solar-panels-green-electricity> und <http://www.renewbl.com/2009/07/02/egypt-developing-wind-energy-sector-with-the-help-of-other-governments.html>

¹³ <http://www.csp-world.com/cspworldmap/taqa-concentrated-solar-power-plant>

3.2.2 Kurz- und langfristige Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien

Vor dem Hintergrund der Importabhängigkeit in Bezug auf fossile Energiequellen sowie dem stetig wachsenden Strombedarf, sieht die ägyptische Regierung vor, bis zum Jahr 2020 einen EE-Anteil von 20 % in der nationalen Stromproduktion zu erreichen. Dieses Ziel beinhaltet Stromerzeugung aus Großwasserkraft mit einem Anteil von 5,5%p, Windenergie mit 12 %p, Solarenergie mit 2 %p und Biomasse mit 0,5 %p. Die genannten Anteile korrespondieren mit installierten Kapazitäten von 7.2 GW Wind, 100 MW CSP und 20 MW PV (MEM, 2011b)(NREA, 2011)(NREA, 2012).

Über diese Ziele hinaus wurde im Mai 2012 ein neues Ziel für Solarenergie formuliert (Egypt SIS, 2012), dieses wurde bisher jedoch noch nicht in offizielle strategische Dokumente übernommen. Das neue Solarziel sieht vor, bis zum Jahr 2027 eine zusätzliche Solarkapazität von 3,5 GW zu realisieren, basierend auf 2.8 GW CSP und 700 MW PV-Projekten (Egypt SIS, 2012). Für den Zeitraum nach 2027 wurden bisher noch keine Ziele für den Ausbau der EE oder den angestrebten Anteil an der Stromversorgung bekannt gegeben. Auch für den potenziellen Export von EE-Strom von Ägypten nach Europa wurden bisher keine Ziele oder Pläne definiert.

3.2.3 Förderung und regulativer Rahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien

Der ägyptische Stromsektor ist formal seit den 1990er Jahren liberalisiert. Stromproduktion, -transport und -verteilung werden von separaten Firmen unter der staatseigenen *Egyptian Electricity Holding Company* (EEHC) organisiert, die der zentrale Akteur im ägyptischen Strommarkt ist. Die ihr untergeordneten Unternehmen sind:

- Der Übertragungsnetzbetreiber: *Egyptian Electricity Transmission Company* (EETC)
- Neun Verteilnetzbetreiber: *Egyptian Electricity Distribution Companies* (EEDC's)
- Sechs staatliche Versorgungsunternehmen

Die EETC ist der einzige Abnehmer für Strom (*Single Buyer Market*) und verkauft diesen an die Verteilnetzbetreiber sowie direkt an einige Großverbraucher (mit direktem Anschluss an das Übertragungsnetz) weiter (EEHC, 2013). Unabhängige Stromproduzenten (IPP's) sind im ägyptischen Stromsektor zwar grundsätzlich erlaubt, spielen aber nur eine sehr un-

tergeordnete Rolle (MEM, 2011b)¹⁴. Produktion durch IPPs kann entweder für den Eigenverbrauch oder zur Einspeisung in das EETC Netz erfolgen. Die Abnahme von Strom unabhängiger Produzenten durch die EETC erfolgt über langfristige Abnahmeverträge die bilateral und auf Fallbasis ausgehandelt werden. Der Netzzugang für IPPs ist zwar grundsätzlich gewährleistet (garantiert), es besteht aber keine Vorrangregelung für den Anschluss von EE-Erzeugern (NREA, 2001)(NREA, 2011)(Sunding, 2011)(PTW-MSP, 2012b).

Mit der EgyptERA (Egyptian Regulatory Authority) /EEUCPRA wurde im Jahr 2001 eine unabhängige Regulationsbehörde geschaffen, die für die Konzessionsvergabe verantwortlich ist, allerdings in Bezug auf die Strompreisregulierung nur über eingeschränkte Rechte verfügt. Die Preisgestaltung staatseigener Erzeugungsbetriebe untersteht nicht der Regulation durch EgyptERA (Sunding, 2011)(PTW-MSP, 2012d). Zukünftig geplant ist das Inkrafttreten eines neuen Ägyptischen Erneuerbaren Energiegesetzes. Dieses soll neben der Bedeutung der EE (z.B. durch priorisierten Netzzugang) auch die Rolle von EgyptERA stärken (EgyptERA, 2012)(PTW-MSP, 2012c). EgyptERA wird unter dem neuen EE Gesetz ein finales Zustimmungsrecht zu den Endkundenstrompreisen erhalten (EG, 2012). Initiativen von EgyptERA, wie die *“National Initiative for Solar Energy”* (NISE), die eine stärkere Förderung der Solarenergie (etwa über priorisierte Netzeinspeisung, Ausnahmeregelungen von Netzentgelten und Nutzungsquoten für Endverbraucher) fordert (EgyptERA, n.d.) konnten bisher noch keinen nennenswerten Einfluss auf das Ägyptische Energiesystem ausüben.

Zur finanziellen Förderung von Strom aus EE (Wind) werden bisher Ausschreibungen eingesetzt. Abnahmeverträge für den erzeugten Strom (PPA) sollen dabei über einen Zeitraum von 20 Jahren vergeben werden. Auch CSP und PV sollen in einer Anfangsphase zunächst über Ausschreibungen und PPAs vergütet werden. Langfristig ist es aber geplant einen festen Einspeisetarif zur Vergütung von Wind- und Solarenergie zu implementieren. Zunächst soll dieser Tarif nur für Windenergie (Anlagen mit einer Kapazität <50 MW) zur Verfügung stehen, später sollen auch CSP und ggf. auch PV-Projekte unter dem FIT vergütet werden. Das Fördersystem für Solarenergie wurde bisher noch nicht im Detail ausgestaltet. Für Windenergie soll die Förderung durch den FIT über einen Zeitraum von 15 Jah-

¹⁴ Es existieren lediglich 3 größere IPP-Projekte die alle auf Nutzung konventioneller Ressourcen basieren

ren erfolgen (EgyptERA, 2012). Zusätzlich zu der durch den FIT geförderten EE-Erzeugung sollen Windenergieprojekte direkt durch die *National Renewable Energy Agency* (NREA) entwickelt werden (NREA, 2011)(NREA, 2012)(PTW-MSP, 2012c).

Die Finanzierung der beschriebenen EE Förderung soll über einen Fond ("Renewable Energy Fund") erfolgen der aus verschiedenen Quellen gespeist werden soll. Ersparnisse durch Substitution fossiler Energieträger durch EE (aus den Budgets der Ministerien für Elektrizität und Erdöl) sowie durch Landnutzungsgebühren für EE Projekte (EG, 2012).

Die bisher bestehenden EE Projekte wurden jedoch noch nicht durch ein nationales Fördersystem, sondern hauptsächlich durch Unterstützung von internationalen Gebern realisiert. Die aktuellen Ausschreibungen für Windenergieprojekte sind in ihrer Umsetzung stark verzögert.

Zusätzlich zu dem angekündigten EE-Fördersystem ist es privaten Unternehmen erlaubt Strom (EE und konventionell) für den Eigenverbrauch zu produzieren oder unter Nutzung des EETC Netzes an Dritte weiter zu verkaufen (PTW-MSP, 2012b). Aufgrund der in der durch Subventionen sehr niedrigen Strompreise kam spielte dieses Geschäftsmodell aber bisher nur eine sehr untergeordnete Rolle und wurde lediglich für konventionelle Stromerzeugung eingesetzt (PTW-MSP, 2012b).

Die hohen Subventionen für konventionelle Energieträger (produktionsseitig) sowie die insgesamt niedrigen Endkundenpreise (vergl. Abbildung 7 im folgenden Abschnitt) stellen auch insgesamt eine relevante Barriere für die Entwicklung von EE in Ägypten dar. Eine graduelle Reduktion der Subventionen ist mittelfristig geplant (Financial Times, n.d.)(Egypt Independent, n.d.)(Nexant, 2009) (Sunding, 2011) aber erfordert aus sozialen Gründen (potenzielle Energiearmut) eine wohlgedachte Umsetzung (Castel, 2012)(Egypt Independent, n.d.).

Weiterhin stellen Restriktionen in Bezug auf die Netzkapazität ein großes Hemmnis für den nationalen EE Ausbau dar, da bereits zum jetzigen Zeitpunkt Netzengpässe auftreten und der zukünftige nationale Netzausbau noch unklar ist.

Zusammenfassung

Die Ägyptische Regierung hat zwar ambitionierte Ziele und Pläne für eine Förderung von EE formuliert, die verzögerte Implementierung dieser Pläne stellt aber einen erheblichen Unsicherheitsfaktor für potenzielle Investoren dar. Aktuell bestehen noch zentrale Defizite speziell in Bezug auf die Strommarkt- und Netzregulierung. Hierbei sind primär die hohen produktionsseitigen Subventionen für fossile Energieträger, der Mangel an Wettbewerb im Stromsektor bzw. die Dominanz der EEHC und der Mangel an Kompetenzen für die Regulatorische Behörde zu nennen, die eine Partizipation von IPP stark erschweren bzw. im Fall der Subventionen unrentabel machen. Weiterhin stellen physikalische Netzengpässe und der zukünftig unklare Netzausbau ein relevantes Hemmnis für EE- Projektentwicklung dar. Auch die Finanzierung des EE Ausbaus über den EE-Fond ist noch unklar und der Speisung des Fonds erscheint intransparent. Positiv zu bemerken ist hingegen der förderliche regulative Rahmen für die Eigenproduktion von Strom.

3.2.4 Netzinfrastruktur und Netzregulation in Ägypten

3.2.4.1 Netzinfrastruktur

2012 bestand das staatliche Netz aus 43.634 km Freileitungen und Erdkabeln. Das Netz ist in 6 geographischen Zonen (Cairo, Canal, Delta, Alexandria und West Delta, Mittelägypten und Oberägypten) unterteilt und erstreckt sich über die gesamte Fläche des Landes (EEHC, 2012).

Das öffentliche Netz besteht hauptsächlich aus 500 kV, 400 kV, 220 kV und 66 kV Übertragungs- und Verteilnetzleitungen. In der Tabelle 2 sind die Höchst- und Hochspannungsebenen mit den jeweiligen Übertragungskapazitäten und Gesamtlängen zum Stand 30.06.2012 zusammengefasst (EEHC, 2012).

Tabelle 2 – Ägyptisches Übertragungsnetz (EEHC, 2012)

Merkmal	Netzebene			
	500 kV	400 kV	220 kV	132 kV
Spannungslevel				
Transformator-kapazität (MVA)	9.015	-	36.428	3.457
Gesamtlänge der Übertragungsleitungen (km)	2.670	33	17.020	2.484

3.2.4.2 Verbundsystem mit Nachbarländern

Ägypten und Jordanien verbindet eine 400 kV-Freileitung und ein Unterseekabel (13km) entlang des Roten Meeres zwischen Taba (Ägypten) und Aqaba (Jordanien). Die 400/500 kV - Transformatoren sind in Taba eingerichtet. Laut dem Dokument MEDRING-UPDATE vom April 2010 im Rahmen des MED-EMIP-Projektes beläuft sich die max. Übertragungskapazität auf 550 MVA, während die maximale Übertragungsleistung von Ägypten nach Jordanien 450 MW und in Gegenrichtung 200 MW beträgt (PTW-MSP, 2012d).

Libyen und Ägypten verbindet eine 220 kV-Doppelfreileitung (163km) zwischen Tobruk (Libyen) und Saloum (Ägypten). Die Verbindung nach Libyen hat eine Übertragungsleistung von 180 MW (PTW-MSP, 2012e). Die Verbindung soll durch eine 500 kV - Freileitung (Marsa – Matrough) auf der ägyptischen Seite verstärkt werden. Auf der libyschen Seite wird die Spannung auf 400 kV umgewandelt. Die dann nutzbare Übertragungsleistung wird auf 600-700 MW geschätzt (PTW-MSP, 2012e). Die Inbetriebnahme ist für 2015 geplant¹⁵. Als Alternative dazu wird die Verwendung einer HGÜ-Leitungen oder Back-to-back-HGÜ-Verbindungen vorgeschlagen, wurde aber noch nicht ausführlich untersucht.

¹⁵ M. Hafner, S. Tagliapietra, Outlook for Electricity and Renewable Energy in Southern and Eastern Mediterranean Countries, MEDPRO Technical Report No. 16, ISBN: 978-94-6138-226-9, October 2012

Ägypten ist derzeit aktiv in Projekte mit internationalen Verbindungsleitungen involviert:

- Aufgrund der bestehenden Verbindungen mit Nachbarländern soll das „Integrated Arab Electrical Interconnection“ System, ein integriertes Übertragungsnetz-Verbundsystem zwischen den Staaten Libanon, Syrien, Jordanien, Ägypten und Libyen geschaffen werden. In diesem Rahmen wurde eine techno-ökonomische Machbarkeitsstudie für die Schaffung einer Verbindung zwischen Saudi Arabien und Ägypten durchgeführt. Die Studie ergab die Machbarkeit des Energieaustausches mit bis zu 3000 MW. Die Trassenuntersuchung für die Verbindungsleitungen sind abgeschlossen und eine Vereinbarung zwischen den Staaten wird geprüft. Die Umsetzung des Projekts ist für 2015 geplant und führt zu einem integrierten Verbundsystem zwischen den Maghreb Arab-Ländern, den Mashreq Arab-Ländern und den Ländern des Gulf Cooperation Council (EEHC, 2012).
- Studien für Verbundsysteme der Staaten des Nilbeckens werden durchgeführt (PTW-MSP, 2012b). Eine technisch-wirtschaftliche Machbarkeitsstudie für die Verbindung zwischen Assuan in Ägypten und dem Inga-Staudamm in der Demokratischen Republik Kongo (DRC), die durch Zentralafrika und Sudan ca. 40 GW erzeugter Wasserkraft von Inga nach Nordafrika und Europa übertragen könnte, wurde durchgeführt (EEHC, 2012).
- Die Machbarkeitsstudie für die Verbindung zwischen Ägypten und Sudan durch den Bau von 180 km 220 kV-Freileitung zwischen den beiden Ländern ist in der Bearbeitung (EEHC, 2012).
- Es wird analysiert, eine Verbindung zwischen den Übertragungsnetzen von Ägypten und Griechenland zu verlegen. Die Verbindung mit Griechenland würde durch den Bau einer 2.000 km langen 500 kV Gleichstromverbindung hergestellt werden, von der etwa 800 km als Unterseekabel ausgeführt werden (EEHC, 2012).

Die Studie für den Ausbau der Verbindung mit den arabischen Maghreb-Länder durch Libyen mit 400/500 kV wurde im April 2004 abgeschlossen. Der Abschlussbericht wurde den betroffenen Ländern (ELTAM) vorgestellt und es wurde beschlossen, die empfohlenen Projekte für den Bau des nationalen Netzes (500/400 kV) in Ägypten und arabischen

Maghreb-Länder umzusetzen. Es wird erwartet, dass Ägypten den Bau der 500 kV-Sidi Krir/El Saloom-Leitung und des El Saloom-500 kV-Umspannwerks 2015 abschließt (EEHC, 2012).

3.2.4.3 Regulierung des Netzzuganges in Ägypten

Nach dem Gesetzentwurf haben die Übertragungsnetzbetreiber und lizenzierten Versorger den Auftrag, regenerative Kraftwerksanlagen an ihr Netz anzuschließen. Die NREA (*New and Renewable Energy Agency*) fordert wettbewerbsfähige Angebote, um regenerative Kraftwerke zu bauen. Der Übertragungsnetzbetreiber macht auch eine wettbewerbsfähige Angebotseinholung geltend. Die EE-Kraftwerke werden von Investoren gebaut und betrieben. Mittlerweile, ist es auch den unabhängigen Anlagenbetreibern erlaubt, die regenerativen Kraftwerksanlagen zu errichten. Nach der Einführung des neuen Systems wird in der 2. Phase eine Einspeisevergütungen auf Strom aus Erneuerbaren Energien eingeführt. EE-Fonds werden für die Deckung der Netzkosten und Unterstützung der EE eingerichtet. Die Hauptfinanzierungsquelle sind Subventionen, die sonst für die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen verwendet wurden (PTW-MSP, 2012b).

Die Egyptian Electricity Holding Company (EEHC) besteht aus sieben Holding Companies, die jeweils eigene Energieanlagen und Verteilungsnetze besitzen und komplett im Besitz ihrer Betreiber sind. Alle Erzeugerfirmen verkaufen den Strom an die EETC (Egyptian Electricity Transmission Company), die wiederum an Großabnehmer und 8 Vertriebsfirmen weiterverkauft. Die EETC unterstützt bilaterale Abkommen zwischen einem IPP (Independent power producer) und dem Endverbraucher durch den Zugang zum Stromnetz vom Produzenten bis zum Verbraucher. Als einzige Abnehmerbehörde schließt sie damit direkte Transaktionen zwischen Großverbrauchern und Erzeugerfirmen aus. Dieser Status gilt nur als Zwischenschritt auf dem Weg zu einem liberalisierten Strommarkt, wie in dem neuen Stromgesetz vorgesehen¹⁶.

¹⁶ AHK-Geschäftsreise Windenergie und Netzintegration von Strom aus Windenergie Ägypten. Online: http://www.exportinitiative.bmwi.de/EEE/Redaktion/Datenmigration/AHK__Factsheets/kurzstudie-_C3_84gypten-2013-wind,property=pdf,bereich=eee,sprache=de,rwb=true.pdf [Zugriff am 3. Dez. 2013]

Durch die Einrichtung eines TSO (Transmission System Operator), eigentumsrechtlich abgekoppelt von der Electricity Holding Company, soll der Zugang Dritter zu den Übertragungs- und Verteilnetzen ermöglicht werden. Die erforderlichen Regelungen, einschließlich des Tarif-Prozesses, der Anreizregulierung, Marktüberwachung und Sicherung der Entflechtungskriterien, sowie die Qualität der Dienstleistungen, werden von der ägyptischen Elektrizitätswerk- und Verbraucherschutzregulierungsbehörde entwickelt¹⁵.

Die Frist für den Erhalt einer Genehmigung für eine Netzinfrastruktur ist 60 Tage. Außerdem ist die Koordination zwischen Genehmigung der Netzinfrastruktur und anderer Verwaltungsverfahren der Planung in der Verantwortung des Übertragungs- oder Verteilungsnetzbetreibers (PTW-MSP, 2012b).

Die Regel für die Kostenübernahme besteht darin, dass der Erzeuger die Anschlusskosten zu dem nächsten Anschlusspunkt im Netz trägt, während die Kosten des Netzausbaus entweder in der Verantwortung der Übertragungs- oder Verteilungsnetzbetreibers bleibt. Die Regeln der Kostenteilung sind jedoch noch nicht klar festgelegt (PTW-MSP, 2012b).

3.2.4.4 Akteure und institutioneller Rahmen für die Netzentwicklung und –regulierung

Der heutige Elektrizitätssektor in Ägypten besteht hauptsächlich aus staatlichen Versorgungsunternehmen (6 Erzeugungsanlagenbetreibern, 1 Übertragungs- und 9 Verteilnetzbetreibern), 3 Build Own Operate Transfer (BOOT) Projekten und einige kleine isolierte und vorübergehend verbundene Independent Service Provider (**ISP**). Das Übertragungssystem gehört zur Egyptian Electricity Transmission Company (**EETC**) und wird seit 2001 von dieser betrieben.

Die Egyptian Electricity Holding Company (**EEHC**) ist für die Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung in ganz Ägypten verantwortlich. Sie wurde im Jahr 2000 als privatwirtschaftliches Unternehmen gegründet und befindet sich vollständig im Besitz des

ägyptischen Staates. Das Unternehmen besitzt und betreibt ein einheitliches Stromnetz, das einen Verbund mit Libyen und Jordanien bildet¹⁷.

The Egyptian Electric Utility and Consumer Protection Regulatory Agency (**EEUCPRA**) ist eine Regulierungsbehörde zur Regulierung, Beaufsichtigung und Kontrolle aller Angelegenheiten im Elektrizitätssektor. Sie ist für die Regulierung der Erzeugung, Übertragung und Verteilung zuständig, so dass sowohl die Versorgungssicherheit als auch der Verbrauch für verschiedene Aspekte der Nutzung bei angemessenen Preisen gewährleistet werden. Gleichzeitig müssen dabei Umweltschutz, Interessen von Energieverbrauchern und auch Interessen von Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern berücksichtigt werden. Die Agentur beaufsichtigt auch den rechtmäßigen Wettbewerb im Bereich der Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung sowie dem Vermeiden jeglicher Monopolisierung in der Stromversorgung. Sie lizenziert alle staatlichen Versorgungsunternehmen, die drei BOOT-Projekten und über 22 ISP. Die Agentur kontrolliert die Leistung dieser Dienstprogramme durch ein Benchmarking System für ihre finanzielle und technische Leistung. (PTW-MSP, 2012b).

3.2.4.5 Zusammenfassung

Tabelle 2 – Netzinfrastuktur und Netzregulierungsmaßnahmen

Merkmale	Ausgestaltungsvarianten
Netzinfrastuktur	Staatliches Netz. Gesamtlänge 43.634 km Freileitungen und Erdkabel. Das Netz ist in 6 geographischen Zonen unterteilt. AC-Übertragungsnetz (500, 400, 220 und 66 kV)
Verbundsystem mit Nachbarländern	ÄGYPTEN – JORDANIEN: 400kV – Freileitung (1 System) und Unterseekabel (13km), max. Übertragungskapazität 550 MVA; Übertragungsleistung EG-JO – 450MW, in Gegenrichtung – 200MW

¹⁷ Ägypten: 150 Mio EUR für die Stromerzeugung. Online: http://europa.eu/rapid/press-release_BEI-02-68_de.htm?locale=en [Zugriff am 2. Dez. 2013]

Merkmal	Ausgestaltungsvarianten
	<p>LIBYEN – ÄGYPTEN: 220kV-Doppelleitung, 163 km lang, EG-LY-Übertragungsleistung - 120MW.</p> <p>Geplant</p> <ul style="list-style-type: none"> - Machbarkeitsstudie Verbundsystem auf dem Gebiet Saudi Arabiens und Anrainern des Persischen Golfes - Studien für die Verbundsysteme mit den Staaten des Nilbeckens (in der Untersuchung) - Machbarkeitsstudie (Ägypten – Sudan) Verbindung durch den Bau von 180 km 220kV-Freileitung (in der Bearbeitung) - Studie (Ägypten – Griechenland) Verbindung zwischen Übertragungsnetzen der beiden Länder, Bau von 2000 km, +500 kV Gleichstromverbindung, davon 800 km Unterseekabel
Regulierung des Netzzugangs	<ul style="list-style-type: none"> - EEHC besteht aus 7 Holding Companies (besitzen eigene Energieanlagen und Verteilungsnetze sind komplett im Besitz ihrer Betreiber), Erzeuger verkaufen Strom an die EETC, die weiterverkauft - Errichtung der TSO (abgekoppelt von EHC) soll der Zugang zu den Netzen ermöglicht werden - Genehmigungsfrist – 60 Tage; Koordination zwischen Netzinfrastrukturgenehmigung und anderer Verwaltungsverfahren der Planung – verantwortlich Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber - Anlagenbetreiber tragen die Netzverbindungskosten, Übertragungs- oder Verteilnetzbetreiber – die Kosten für die Netzverstärkung bzw. –ausbau. Die genauen Regeln sind noch nicht festgelegt.
Netzausbauzuständige Akteure	<p>EEUCPRA (Egyptian Electric Utility and Consumer Protection Regulatory Agency)</p> <p>EEHC (Egyptian Electricity Holding Company)</p>

3.3 Libyen

3.3.1 Erneuerbare Energien in Libyen - Status Quo

Obwohl Libyen über hohe Wind- und Solarpotenziale verfügt und fast 80% des Landes aus Wüste besteht (reegle, 2014) machen EE derzeit nur einen Anteil von unter 0.1 % in der nationalen Stromerzeugung aus (siehe auch Abbildung 5, linke Seite) (McGinn et al., 2013) (RCREEE, 2013b) (reegle, 2014). Bei den wenigen vorhandenen EE Anlagen handelt es sich vor allem um dezentrale PV Anlagen die zur Versorgung von z.B. Wasserpumpen, zur Straßenbeleuchtung oder zur Stromversorgung in abgelegenen ländlichen Gebieten eingesetzt werden. Es existieren nur vereinzelte, netzgebundenen PV Anlagen (Aufdachanlagen) die sich zu einer Gesamtkapazität von ca. 30 kW summieren (RCREEE, 2012a). Windenergieprojekte wurden in Libyen zwar schon seit 2009 geplant (so etwa das 60 MW Projekt Bderna)¹⁸ konnten aber aufgrund des Bürgerkrieges und der allgemein instabilen politischen Lage des Landes bisher nicht realisiert werden.

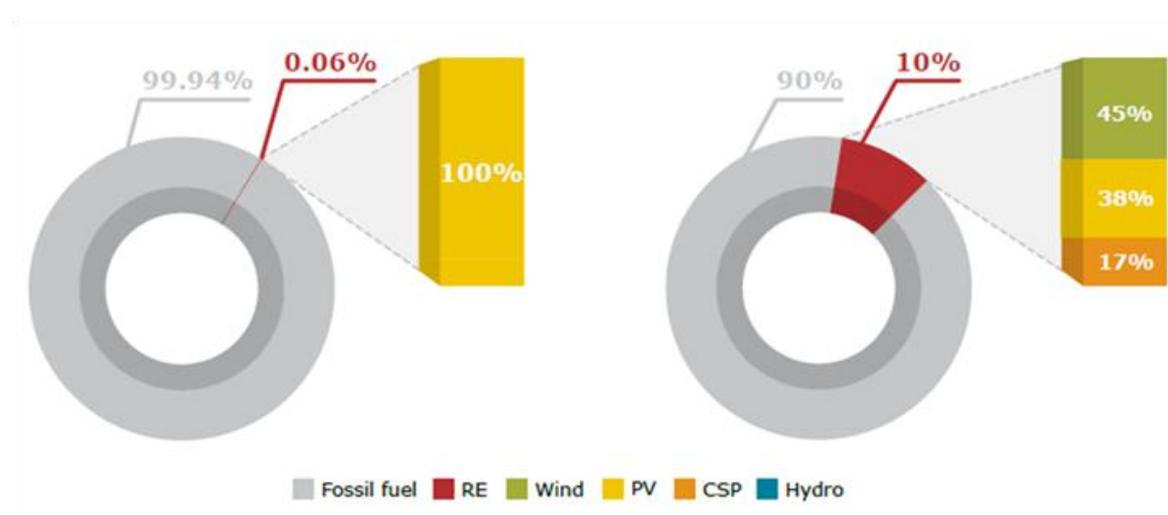


Abbildung 5 Anteil von EE Kapazität in 2012 und geplanter EE Ausbau bis 2025 in Libyen

Quelle: (RCREEE, 2012a)

¹⁸ <http://www.reaol.ly/>

3.3.2 Kurz- und langfristige Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien

Libyen ist Mitgliedsstaat der OECD und verfügt über weitreichende Öl- und Gasreserven. Ein Großteil der geförderten fossilen Energieträger wird an Europäische Staaten, insbesondere nach Italien, exportiert (EIA, 2013). Es wird vermutet, dass weitere umfangreiche, bisher unentdeckte Öl- und Gasvorkommen vorhanden sind, die die Energieversorgung des Landes sowie die Exportmöglichkeiten auch auf lange Sicht sicherstellen werden (EIA, 2013). Nichtsdestotrotz hat die libysche Regierung Ziele für den Ausbau von EE formuliert, um angesichts der stetig steigenden nationalen Stromnachfrage (EIA, 2013) den Anteil fossiler Energieträger am Export erhöhen zu können. Die Ziele sehen vor, dass bis zum Jahr 2020 ein EE Anteil von 10% erreicht werden soll (siehe Abbildung 6). Bis zum Jahr 2030 soll dieser Anteil auf 30% gesteigert werden (IRENA, 2011).

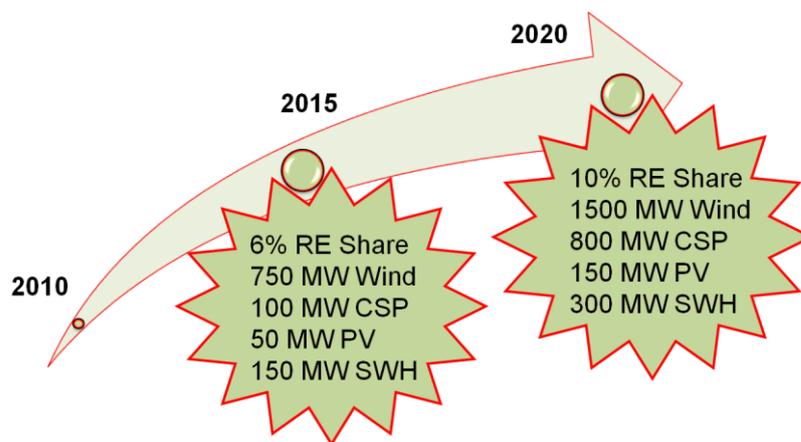


Abbildung 6 Plan für die Entwicklung von EE in Libyen bis zum Jahr 2020

Quelle: "Renewable Energy in Libya (The Future Prospectives)" Presentation by Eng. Mohamed R.Zaroug, Amman, Jordan, 2012¹⁹

¹⁹ "Renewable Energy in Libya (The future Prospectives)". Online: http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=5&ved=0CFUQFjAE&url=http%3A%2F%2Fwww.auptde.org%2FArticle_Files%2FMohamad%2520Zroug-Gecol.ppt&ei=WP8EU6HiloaEtAbDnYHoCQ&usq=AFQjCNG0gbEYx_X6uprpLbjLmfPY41SISA&sig2=EoamLy_hlg6O_qNkldrmV2Q&bvm=bv.61535280,d.Yms&cad=rja

Aktuelle Aussagen des Libyschen Elektrizitätsministers Ali Mohammed Muhairiq²⁰ geben sogar noch ambitioniertere Ziele, nämlich einen angestrebten Anteil an der nationalen Stromversorgung von 20% EE bis zum Jahr 2020, an. Hauptsächlich soll dieser Anteil durch die Entwicklung von Solarenergieprojekten (PV) erreicht werden.

Für die kurz- bis mittelfristige Umsetzung dieser Ziele sind derzeit zahlreiche Wind- und Solarprojekte im Bau bzw. in der Planungs- und Entwicklungsphase (siehe Tabelle 5). Für die ersten, staatlich entwickelten Wind- und PV-Projekte wurden von REAOL bereits geeignete Landflächen identifiziert und zugeteilt, für spätere (z.T. privat zu entwickelnde) EE Projekte (Wind und PV) wurden bisher noch keine Flächen identifiziert (RCREEE, 2012a).

Tabelle 5 Kurz- bis mittelfristig geplante Wind- und Solarprojekte in Libyen²¹

Projekt	Status
Wind	
Dernah wind farm Phase 1 - 60 MW	Im Bau, geplanter Betrieb 2014
Al-Maqrun wind farm Phase 1 - 120 MW	Projekt vergeben
Al-Maqrun wind farm Phase 2 - 120 MW	Im Verhandlungsstadium
Western region wind farms - 250 MW	Im Entwicklungsstadium
Southern region wind farms - 250 MW	Im Entwicklungsstadium
Solar	
Ausbau von dezentraler PV in ländlichen Gebieten (2 MW)	
Solare Wärmenutzung für Wohngebäude (10,000 Anlagen)	
Netzgebundene PV 15 MW	Projekt vergeben
Dachflächen PV - 500 Systeme in Wohngebieten	
CSP Kraftwerk - 100 MW	Im Entwicklungsstadium

²⁰ <http://www.reuters.com/article/2013/04/11/eu-libya-idUSL5N0CY2MZ20130411>

²¹ Quellen: "Renewable Energy in Libya (The Future Prospectives)" Presentation by Eng. Mohamed R. Zaroug, Amman, Jordan, 2012 und (RCREEE, 2012a)

3.3.3 Förderung und regulativer Rahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien

Es existiert aktuell kein Fördersystem für EE in Libyen. Die derzeit im Bau befindlichen und geplanten EE Projekte werden aus öffentlicher Hand finanziert (RCREEE, 2012a)(reegle, 2014). Der Libysche Stromsektor ist vollständig in staatlicher Hand (*General Electric Company of Libya*, GECOL) und die Partizipation von privaten Akteuren ist auf Grundlage der aktuellen Gesetzgebung und der regulativen Rahmenbedingungen nicht möglich. Diese verbieten sowohl den Handel mit Strom zwischen privaten Akteuren, als auch die Produktion von Strom für den Eigenverbrauch oder Einspeisung in das nationale Stromnetz (RCREEE, 2013b). Lediglich die Realisierung von dezentralen, nicht netzgebundenen EE-Systemen (PV) für die Selbstversorgung ist möglich.

Zuständig für die Planung und Forschung im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien in Libyen (aber ohne direkten Einfluss auf die Politik) ist die im Jahr 2007 geschaffene Regierungsbehörde REAOL (*Renewable Energy Authority of Libya*). Bereits im Jahr 1987 wurde das „*Center for Solar Energy Studies*“ (CSES) gegründet, um das Potenzial für Solarenergie in Libyen zu untersuchen. Insgesamt liegt der Schwerpunkt der Libyschen EE Strategie auf Solarenergie und detaillierte Studien zu Potenzialen für Windenergie wurden bisher nicht durchgeführt (RCREEE, 2013b). Die Strompreise in Libyen sind aufgrund von hohen staatlichen Subventionen, auch im regionalen Vergleich, auf einem sehr niedrigen Niveau (siehe Abbildung 7).

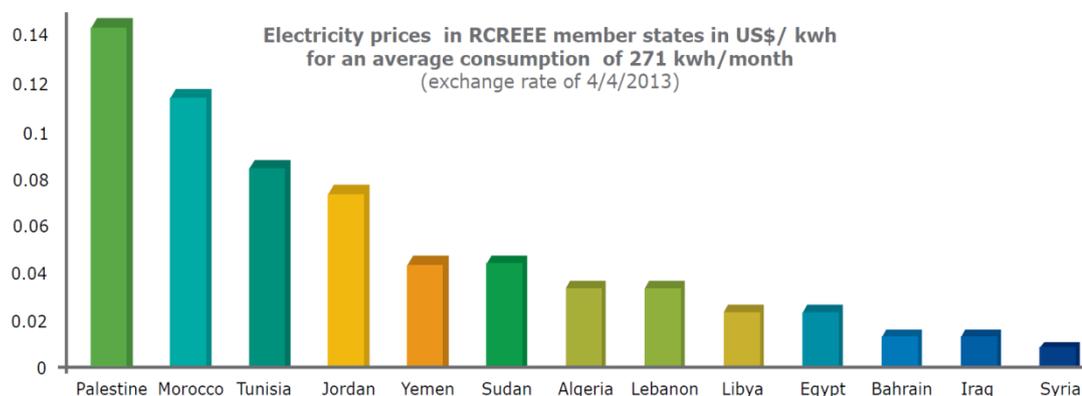


Abbildung 7 Durchschnittliche Strompreise für Haushalte in MENA Ländern im Vergleich

Quelle: (RCREEE, 2013c)

Es existiert in Libyen keine unabhängige regulative Behörde für den Stromsektor. Vor Ausbruch des Bürgerkrieges 2011 übte das „*Energy Council*“ (zusammengesetzt, unter anderem, aus Vertretern der Energieministerien sowie weiteren Ministerien, Umweltbehörden, dem „*Solar Energy Center*“ und der Nationalbank, unter dem Vorsitz des Premierministers) seit 2008 alle Aufgaben der Regulierung und Koordination des Strom- und Gassektors aus. Hierzu zählten die Tarifgestaltung, das allgemeine Monitoring des Energiesektors, Vorhersagen der Energienachfrage sowie im weitesten Sinne das Entwickeln von einer nationalen Energiestrategie und den entsprechenden Politikmaßnahmen. Die Rolle des „*Energy Council*“ in der Nach-Bürgerkriegs-Regierung ist noch nicht vollständig klar (reegle, 2014).

Aktuell ist eine Reform der Gesetzgebung geplant, die auch privaten Akteuren die Möglichkeit zur Stromerzeugung einräumen soll (RCREEE, 2013b). Die neue Energiegesetzgebung soll die Rolle der EE stärken und sieht auch eine Umstrukturierung der zuständigen Regierungsbehörden (REAOL) vor (reegle, 2014). Details zur Ausgestaltung und dem Zeitpunkt der Implementierung des Gesetzes sind jedoch noch unklar. Ebenfalls wurde von Elektrizitätsminister Ali Mohammed Muhairiq angekündigt²² noch im Jahr 2014 eine regulative Behörde für den Stromsektor zu schaffen. Es ist weiterhin vorgesehen, steuerliche Anreize für EE zu schaffen, indem EE Komponenten von Importzöllen befreit werden (RCREEE, 2013b).

Zusammenfassung

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass aktuell weder die regulativen Rahmenbedingungen noch die Tarifstruktur (hohe Subventionen für konventionelle Energien, niedrige Endkundenpreise) ein starkes Wachstum der erneuerbaren Energien in Libyen erwarten lassen. Die von der Libyschen Regierung formulierten Ziele für den Anteil von EE an der Stromerzeugung sind zwar ambitioniert aber das Fehlen eines effektiven Fördersystems und einer detaillierten Strategie für EE lassen eine Beteiligung von Privatakteuren am EE Ausbau zweifelhaft erscheinen.

²² <http://www.reuters.com/article/2013/04/11/eu-libya-idUSL5N0CY2M20130411>

3.3.4 Netzinfrastruktur und Netzregulation in Libyen

3.3.4.1 Netzinfrastruktur

Libyen ist ein voll elektrifiziertes Land mit einem aktuellen Stromverbrauch von 4.360 kWh pro Kopf p.a.²³. Das Übertragungssystem von Libyen ist synchron mit Ägypten verbunden (SEMB) (MS 2.1, 2013) und besteht aus 7 geographisch getrennten spärlich miteinander verbundenen Inselsystemen (Tripoli, Benghazi, West-, Ost-, Kufra, Zentral- und Südregionen). Das ganze Übertragungssystem enthält ca. 75 Umspannwerke auf der 220 kV-Ebene (13.677 km) und 132 kV – Ebene (1.208 km). Das Übertragungsnetz von Libyen besteht aus Freileitungssystemen (14.747 km) und wenigen Kabelsystemen (138 km) ausgeführt²¹.

3.3.4.2 Ausbauziele

Der zukünftige Plan des Übertragungsnetzausbaus von Libyen umfasst:

- 256 km neue Kabel auf der 220 kV – Spannungsebene in Städten,
- 71 Umspannwerke auf der 220 kV – Ebene in verschiedenen Orten auf dem Land,
- ca. 2.000 km neue Übertragungsleitungen und
- 400kV - Höchstspannungsnetzausbau (20 neue 400/220 kV – Umspannwerke, 5.000 km Übertragungsleitungen) (PTW-MSP, 2012e)

Eine zusätzliche 400-kV-Leitung **Libyen-Algerien** wird in der Zukunft geplant. Als eine mögliche Verstärkung wird eine HGÜ Back-to-back-Verbindung mit den Investitionskosten von 497 Mio. EUR betrachtet (PTW-MSP, 2012f) (siehe auch Kapitel 0).

²³ J. Veleba, Z. Buhawa, Perspectives of large wind power plant installations to the national transmission power system of Libya, Železná Ruda-Špičák, University of West Bohemia, Czech Republic, May 2011

3.3.4.3 Verbundsystem mit Nachbarländern

Die Verbindung Libyen – Ägypten wird im Kapitel 3.2.4.2 betrachtet.

Tunesien – Libyen: Zwei Doppelfreileitungen verbinden die beiden Länder. Zum einen existiert die 225 kV – Doppelleitung (380 km) zwischen Mednine (Tunesien) und Abou Kammash (Libyen) und zum anderen die 225 kV - Einfachleitung zwischen Tataouine (Tunisia) und El Rowis (Libyen). Analysen zeigen einige Schwächen, wie eine geringe Kapazität der Übertragungsleitungen und Fehlerverhalten. Die Gesamtübertragungskapazität beträgt 500 MVA mit der kommerziell genutzten Leistung von 180-200 MW²².

Eine zusätzliche 400-kV-Leitung zwischen **Libyen und Algerien** wird für die Zukunft geplant. Als eine mögliche Verstärkung wird eine HGÜ Back-to-back-Verbindung mit den Investitionskosten von 497 Mio. EUR betrachtet (PTW-MSP, 2012f) .

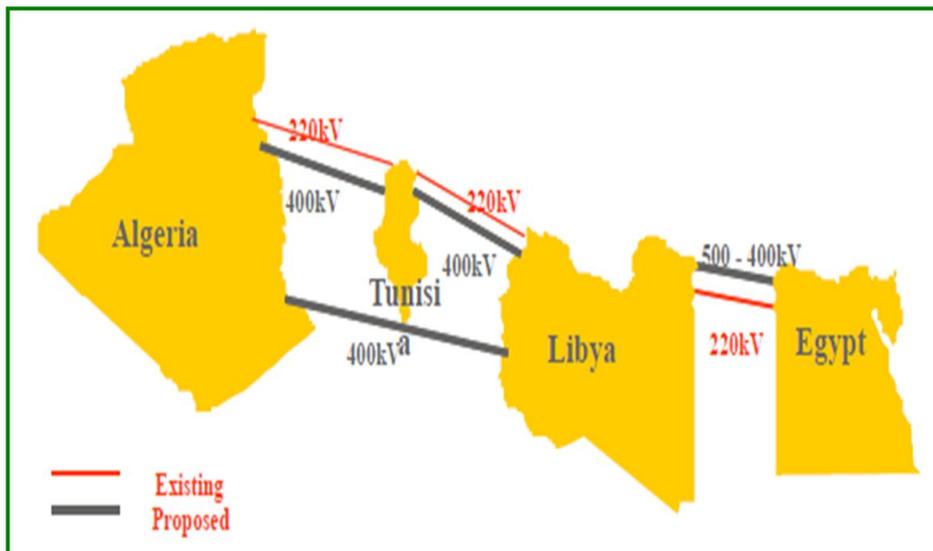


Abbildung 8 Bestehende und geplante Netzverbindungen zwischen Libyen und seinen NA-Nachbarländern

Quelle: GECOL

Libyen – Italien: Eine Machbarkeitsstudie wurde im Februar 2008 beendet, für ein 1000 MW, 500 kV DC-Unterseekabel, 550 km zwischen Westlibyen und Sizilien (PTW-MSP,

2012e). Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2020 geplant (OME, 2013). Laut (PTW-MSP, 2012f) liegen die Kosten für diese Verbindung bei ca. 859 Mio. EUR.

Libyen – Griechenland: Gespräche zwischen Libyen und Griechenland sind im Gange. Das Ziel dieser Verbindung ist der Export von 3000 MW von Libyen nach Griechenland²⁴.

3.3.4.4 Akteure und institutioneller Rahmen für die Netzentwicklung und –regulierung

General Electric Company of Libya (**GECOL**) ist eine staatliche Stromgesellschaft. Sie ist für die Verteilung der elektrischen Energie für die gesamte Bevölkerung von Libyen und die Sicherung des Leistungsaustausches für alle elektrischen Energieversorgungsunternehmen mit den Nachbarländern zuständig. Aus diesem Grund gibt es keine Regulierungsbehörde in Libyen. Der Rat (Energie) war für alle Operationen, einschließlich der Regulierungsmaßnahmen, verantwortlich. Der Elektrizitätssektor wird von der Regierung kontrolliert.

3.3.4.5 Zusammenfassung

Tabelle 4 – Netzinfrastuktur und Netzregulierungsmaßnahmen in Libyen

Merkmals	Ausgestaltungsvarianten
Netzinfrastuktur	Voll elektrifiziertes Land, Stromverbrauch pro Kopf 4.360 kWh p.a. Das Übertragungssystem besteht aus 7 Inselsystemen, enthält ca. 75 Umspannwerke auf der 220 kV (13.677 km) und auf der 132 kV – Ebene (1.208 km). Freileitungen (14.747 km) und Kabeln (138 km).
Ausbauziele	<ul style="list-style-type: none"> - 256 km neue Kabel, 220kV, in den Städten - 71 Umspannwerke, 220 kV, verschiedene Orten im Land - ca. 2000 km neue Übertragungsleitungen - 400 kV: 20 neue 400/220 kV – Umspannwerke, 5000 km Über-

²⁴ General Electric Company of Libya (GECOL) [Online]. Available: <http://www.reaol.ly/reaollast/Portals/0/Templates/Papers/Dr.Ahmed%20Shaibi%20-%20gecol.pdf> [Zugriff am 13. Dez. 2013]

Merkmal	Ausgestaltungsvarianten
	tragungsleitungen
Verbundsystem mit Nachbarländern	<p>Libyen - Ägypten: 220kV - Doppelfreileitung, 163 km, Übertragungskapazität – 180MW Geplant: Verstärkung durch eine 500kV-Freileitung auf der ägyptischen Seite, in Libyen – 400kV. Übertragungskapazität – 600 – 700 MW, Inbetriebnahme - 2015</p> <p>Tunesien – Libyen: 2 Doppelfreileitungen: 225kV - Doppelleitung (380 km) und 225 kV – Einfachleitung; Gesamtübertragungskapazität – 500 MW, kommerziell genutzte Kapazität – 180 – 200MW</p> <p>Leitung Libyen – Algerien: Geplante 400 kV Leitung</p> <p>Libyen - Italien: Machbarkeitsstudie für ein 1000 MW bei 500kV DC - Unterseekabel, 550km zwischen Westlibyen und Sizilien, geplante Inbetriebnahme – 2020, 859 Mio. EUR.</p> <p>Libyen – Griechenland: Zielverbindung 3000MW</p>
Netzausbauzuständige Akteure	<p>GECOL (General Electric Company of Libya) – die staatliche Stromgesellschaft, ist für die Verteilung der elektrischen Energie und Sicherung des Leistungsaustausches für alle Energieversorgungsunternehmen mit den Nachbarländern zuständig.</p> <p>Der Elektrizitätssektor befindet sich im Besitz von GECOL und wird von der Regierung kontrolliert. Es gibt keine Regulierungsbehörde im Land.</p>

3.4 Marokko

Für Marokko als Netto-Energieimporteur, liegen die wichtigsten Motivationsfaktoren für den Ausbau der EE in der Diversifizierung der Energieversorgung und in einer größeren Unabhängigkeit von Energieimporten (EIA, 2013). Weiterhin spielen der Aufbau eines nationalen EE Industrie- und Dienstleistungssektors und die damit verbundene Schaffung von Arbeitsplätzen eine zentrale Rolle (MEMEE, 2011b).

3.4.1 Erneuerbare Energien in Marokko - Status Quo

Aktuell hat Marokko einen Anteil von EE an der Stromerzeugung von über 30% (McGinn et al., 2013). Dies schließt allerdings über 1700 MW installierte Kapazität Großwasserkraft mit ein (EIA, 2013). Windenergie macht mit etwa 291 MW installierter Kapazität den zentralen Teil des verbleibenden EE Anteils aus. PV Anlagen existieren bisher nicht netzgebunden sondern lediglich dezentral, zur Elektrifizierung ländlicher Gebiete. Die installierte CSP Kapazität beträgt 20 MW, realisiert durch das Projekt *Ain Beni Mathar*, ein kombiniertes Gas-Dampfturbinen Kraftwerk mit einer Gesamtkapazität von 470 MW und einer Solar-komponente (Parabolspiegelfeld) von 20 MW. Weitere in Planung befindliche CSP Projekte sind in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6 Übersicht über CSP Projekte und deren Status in Marokko

Projekt ²⁵	Technologie	Entwickler	Typ	Status
Ain Beni Mathar (20 MW)²⁶	ISCC, Parabol	ONE	Kommerziell	In Betrieb
Airlight Energy Ait Baha (3 MW)²⁷	Parabol	Cimar, Italcementi Group	Demo	Im Bau
Ouarzazate 1 (160 MW)²⁸	Parabol	ACWA, Aries, MASEN, TSK	Kommerziell	Im Bau

²⁵Kapazität gibt nur solaren Anteil an

²⁶ <http://www.csp-world.com/cspworldmap/n-beni-mathar-iscc>

²⁷ <http://www.csp-world.com/cspworldmap/airlight-energy-ait-baha-csp-plant>

²⁸ <http://www.csp-world.com/cspworldmap/ouarzazate>

Projekt ²⁵	Technologie	Entwickler	Typ	Status
Ouarzazate 2 (100 MW)²⁹	Solarturm	MASEN	Kommerziell	Geplant
Ouarzazate 3 (200 MW)³⁰	Parabol	MASEN	Kommerziell	Geplant
CNIM eCare Solar Thermal Project (1 MW)³¹	Fresnel	CNIM	Demo	Geplant

3.4.2 Kurz- und langfristige Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien

Bis zum Jahr 2020 will die Marokkanische Regierung den Anteil der EE an der nationalen Gesamterzeugungskapazität auf 42% steigern (MEMEE, 2011c). Wasserkraft soll davon noch 1/3 ausmachen und der verbleibende Anteil durch Wind- und Solarenergie beigetragen werden (MEMEE, 2013)(MEMEE, 2011c). Die detaillierten Ziele für den Ausbau von Wind- und Solarenergie sind durch den Marokkanischen „Wind Plan“ und den „Solar Plan“ definiert. Die Pläne sehen bis zum Jahr 2020 installierte Kapazitäten von 2 GW jeweils für Wind- und Solarenergie vor (MEMEE, 2013)(MEMEE, 2011c)(MEMEE, n.d.)(MASEN, n.d.)(ONE, n.d.). Für die Umsetzung des Solarplanes ist die 2009 geschaffene *Moroccan Agency for Solar Energy* (MASEN) zuständig. Die Windenergieentwicklung liegt im Verantwortungsbereich des *Office National d'Electricite* (ONE) das auch als Netzbetreiber (für das Übertragungsnetz und einen Großteil des Verteilnetzes) operiert.

Marokko hat weiterhin einen nationalen Aktionsplan gegen den Klimawandel erarbeitet (MEMEE, 2009) und bereits mehrere CDM Projekte registriert (RCREEE, 2012c).

Da die lokale Wirtschaftsförderung eine wichtige Rolle beim Ausbau der EE in Marokko spielt hat die Regierung auch hierfür ambitionierte Ziele festgelegt: Der Anteil lokaler Komponenten in EE Projekten soll von heute ca. 30% auf bis zu 60% in Soalrprojekten gesteigert werden. Im Zusammenhang mit dem EE Ausbau sieht die Marokkanische Re-

²⁹ <http://www.csp-world.com/cspworldmap/ouarzazate-2>

³⁰ <http://www.csp-world.com/cspworldmap/ouarzazate-3>

³¹ <http://www.csp-world.com/cspworldmap/cnim-ecare-solar-thermal-project>

gierung bis zum Jahr 2020 die Schaffung von 13 300 direkten Arbeitsplätzen vor (MEMEE, 2013)(MEMEE, 2011b)(PTW-MSP, 2012g).

3.4.3 Förderung und regulativer Rahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien

Wettbewerbliche Ausschreibungen für EE Projekte (sowie ebenfalls für konventionelle Erzeugung) spielen in Marokko eine zentrale Rolle. Das zentrale Gesetz das die Rahmenbedingungen für EE definiert ist das im Jahr 2009 verabschiedete Gesetz 13-09 (MEMEE, 2010). Sowohl Wind- als auch Solarkapazitäten werden demnach grundsätzlich öffentlich ausgeschrieben und die Gewinner der Ausschreibung erhalten langfristige Abnahmeverträge (PPA) von ONE (im Fall von Windenergie) oder MASEN (im Fall von Solarenergie) (MEMEE, 2010)(PTW-MSP, 2012a)(PTW-MSP, 2012h). Die Vergütung für produzierten Strom (aus EE und konventionellen Energiequellen) wird dabei bilateral ausgehandelt und Abnahmeverträge gelten für Zeiträume bis zu 30 Jahren. Es existiert in Marokko keine Regulationsbehörde für den Stromsektor, Endkundenpreise für Strom werden (obwohl vergleichsweise gering subventioniert, vergl. Abbildung 7) zentral festgelegt und es existiert kein transparenter Referenzstrompreis. Die Schaffung einer regulativen Behörde wurde durch das Energieministerium allerdings für 2014 angekündigt (MEMEE, 2013). Diese soll den Zugang zum nationalen Stromnetz überwachen, die Tariffestsetzung übernehmen und als Vermittler im Falle von Konflikten agieren (MEMEE, 2013).

Neben PPAs mit ONE oder MASEN sind auch Produktion und Handel von Strom unter bilateralen Abnahmeverträgen zwischen privaten Akteuren möglich (lediglich der Zwischenhandel mit Strom ist nicht gestattet). Private Stromerzeuger spielen im Marokkanischen Energiesystem eine wichtige Rolle und haben aktuell einen Anteil von 26 % an der installierten Gesamtkapazität (inkl. konventionell) (MEMEE, 2011a)(RCREEE, 2012b).

Ein fester Einspeisetarif für EE Strom existiert in Marokko derzeit nicht und ist auch in Zukunft nicht vorgesehen. Allerdings erlaubt es die Gesetzgebung (Gesetz 16-08), dass Industrieunternehmen unter dem "EnergiPro" Programm Strom zur Deckung ihres Eigenbedarfs (mit Anlagen bis zu einer Maximalkapazität von 50 MW) produzieren und potenziell

auftretende Überschussmengen in das ONE Netz einspeisen können³². Das Vergütungsmodell sieht dabei vor, dass ein Tarif 20 % über dem Endkundentarif (differenziert nach Peak/off-Peak Zeiten) von ONE an den Erzeuger gezahlt wird (PTW-MSP, 2011a). Die installierte Kapazität zur Eigenproduktion beträgt insgesamt etwa 32 MW (RCREEE, 2012b). Net Metering oder ähnliche Vergütungssysteme für nicht-industrielle EE-Produzenten existieren jedoch nicht.

Eine weitere Institution zur Förderung der EE ist die *Agence Nationale pour le Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique* (ADEREE) die ebenfalls im Jahr 2009 gegründet wurde und verantwortlich für die Verbesserung des allgemeinen politischen und regulativen Rahmens für EE ist. Das *Institut de Recherché en Energie Solaire et Energies Nouvelles* (IRESEN), gegründet im Jahr 2011, ist verantwortlich für die Förderung von Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Bereich der EE, sowie für die Förderung der nationalen EE-Industrie (MEMEE, 2011b). Weiterhin wurde zur Förderung von Investitionen in EE im Jahr 2008 die *Société d'Investissements Énergétiques* (SIE) geschaffen, eine öffentliche Institution die Kreditvergabe in erneuerbare Energieprojekte fördert. Zusätzliche Anreize werden über steuerliche Vergünstigungen, vereinfachte Landvergabeprozesse und Förderung der lokalen EE Industrie geschaffen (RCREEE, 2012b) (reegle, 2014).

Zusammenfassung

Obwohl die regulativen Rahmenbedingungen für Partizipation von IPPs im Stromsektor und die Diffusion von EE durch das Gesetz 13-09 (MEMEE, 2010) sowie durch den Marokkanischen Solar- und Windplanes geschaffen wurden, bestehen auch noch zentrale Barrieren für den Ausbau von EE in Marokko. Insbesondere die Abwesenheit eines transparenten Referenzstrompreises und eines festen Vergütungssystems für EE stellen zentrale Unsicherheitsfaktoren für IPPs dar. Weiterhin ist die Beschränkung auf bilaterale Verträge (Verbot von Zwischenhandel mit Strom) unvorteilhaft, insbesondere für kleinere EE Erzeuger die durch Bündelung ihrer Produktion Risiken minimieren könnten. Eine weitere

³² Die aktuelle Netzregulation erlaubt dabei nur den Zugang zum Hochspannungsnetz, nicht aber zu den niedrigen Spannungsebenen.

Strommarktliberalisierung ist allerdings mittel- bis langfristig nicht vorgesehen, da aktuell noch PPAs über Zeiträume von 20-30 Jahren vergeben werden.

3.4.4 Netzinfrastuktur und Netzregulation in Marokko

3.4.4.1 Netzinfrastuktur

Das Übertragungsnetz ist im Besitz des staatlichen Netzbetreibers ONE und besteht aus 21.434 km Freileitungen auf den 400kV, 225kV, 150kV und 60kV – Spannungsebenen. Das Netz bedeckt die ganze Fläche des Landes und ist an die algerischen und spanischen Stromnetze angebunden. Laut ONE besteht das marokkanische Netz aus 20.877 km Hochspannungs-, 68.310 km Mittelspannungs- und 162.385 km Niederspannungsleitungen, in Summe 251.572 km³³.

3.4.4.2 Ausbauziele

Der Netzbetreiber ist eng an der Entwicklung der EE beteiligt und das Gesetz fordert die Zustimmung des Netzbetreibers für alle notwendigen Genehmigungen. Der Übertragungsnetzausbau berücksichtigt einen steigenden Anteil an EE (PTW-MSP, 2012i).

Laut (PTW-MSP, 2012i) wird nur eine Verbindung mit Spanien durch den Zubau eines dritten 400 kV - AC-Unterseekabels, mit gleichen Charakteristiken wie bei den bestehenden Verbindungen, verstärkt werden. Ihre thermische Gesamtkapazität wird dadurch von 700 MVA auf 2.100 MVA vergrößert, während die maximale Übertragungsleistung 1.400 MW betragen kann. Der Netzausbau wird ca. 14 Mio. EUR kosten.

3.4.4.3 Verbundsystem mit Nachbarländern

Laut dem Dokument MEDRING-UPDATE vom April 2010 im Rahmen des MED-EMIP-Projektes, entsprechen die die gesamten thermischen Belastungsgrenzen der Verbindungen nach Spanien und Algerien 1.400 MVA und 2.870 MVA, während die maximalen

³³ https://energypedia.info/wiki/Morocco_Energy_Situation

Übertragungskapazitäten nach Spanien 700 MW und nach Algerien 1.400 MW betragen (PTW-MSP, 2012i).

Die Verbindung Marokko – Algerien ist bereits im Kapitel 3.1.4.3 dargestellt.

Marokko – Spanien: Beide Länder sind über 2 Verbindungen (400 kV, Unterseekabel) angeschlossen⁶.

3.4.4.4 Regulierung des Netzzugangs

Das Gesetz Nr. 13-09 in Bezug auf EE bietet mehrere Maßnahmen, um den Netzzugang, die Übertragung und Verteilung der Energie zu erleichtern, die für den inländischen Markt und Export bestimmt ist. Das marokkanische Gesetz bietet u.a. folgende Maßnahmen:

- Für die Vermarktung vom Strom aus EE hat der Netzbetreiber ein Zugangsrecht zum nationalen Mittelspannungs-, Hochspannungs- und Höchstspannungsnetz im Rahmen der vorhandenen technischen Netzkapazität.
- Die Regulierungen des Zugangs zum nationalen Mittelspannungs-, Hochspannungs- und Höchstspannungsnetz sind durch eine Vereinbarung zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber des nationalen Übertragungsnetzes definiert. Der Mittelspannungsnetzbetreiber bietet die Gültigkeit des Vertrags, technische Verbindung ans Netz, Geschäftsbedingungen der Energieübertragung, örtliche Produktion an Verbrauchsstandorten und Verfahren der Streitbeilegung.
- Die Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung aus EE, die ans Mittelspannungs-, Hochspannungs- und Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, können die Energie nach einer technischen Begutachtung des Netzbetreibers im nationalen Übertragungssystem exportieren.
- Der Export der Energie aus EE erfolgt über das nationale Übertragungsnetz, einschließlich über Verbindungen zu Nachbarländern.

- Wenn die Übertragungskapazität des nationalen Netzes und des Verbundsystems nicht ausreichend ist, wird der Anlagenbetreiber bevollmächtigt, direkte Übertragungsverbindungen für den eigenen Gebrauch zu errichten. Durch einen Konzessionsvertrag mit dem Netzbetreiber des nationalen Übertragungsnetzes werden folgende Punkte geschlossen:
 - Der Charakter und die Übereinstimmung der notwendigen Arbeiten und die Zeit der Durchführung
 - Die Kosten und spezielle Verpflichtungen des Konzessionärs
 - Die vom Konzessionär zu zahlende Netznutzungsgebühr
 - Die Dauer der Konzession kann die Dauer der Betriebsgenehmigung nicht überschreiten
 - Maßnahmen, die vom Konzessionär für den Schutz der Umwelt getroffen werden, einschließlich einer Untersuchung der Auswirkungen
 - Der Zugang zum nationalen Mittelspannungs-, Hochspannungs- und Höchstspannungsnetz und zu den Verbindungen und alle Energieexportgeschäfte aus EE werden durch den Netzbetreiber des nationalen Übertragungsnetzes kontrolliert und beeinflusst (PTW-MSP, 2011b).

3.4.4.5 Akteure und institutioneller Rahmen für die Netzentwicklung und -regulierung

Die **ONE** (Office National de l'Electricité, www.one.org.ma) ist ein staatlicher Netzbetreiber und ist für den Netzausbau verantwortlich. Wegen Schwierigkeiten bezüglich des Landerwerbes und der Finanzierung von Projekten kann der Ausbauprozess neuer Netzinfrastruktur relativ lange dauern (reegle, 2014). Bis jetzt existiert in Marokko keine Regulierungsbehörde auf dem Elektrizitätsmarkt. Die Regierung plant eine Gesetzgebung für die Einrichtung einer unabhängigen Regulierungsbehörde für den Energiesektor. Aber bis heute ist der Strommarkt für große Industrien weitgehend unregelt. Mit begrenztem Einfluss auf dem Niederspannungsmarkt ist in erster Linie die Direktion für Elektrizität und Erneuerbare Energien (**DEER**) zuständig (reegle, 2014). Die **DEER** ist ein Tochterunternehmen des Ministeriums für Energie, Bergbau, Wasser und Umwelt (**MEMEE**), das mit Mitteln finanziert wird, die direkt aus dem nationalen Budget kommen. Die **DEER** ist für

die Versorgungssicherheit der Energieversorgung im Land sowie für die Methoden der Nachfragesteuerung und Förderung des energieeffizienten Lebensstandards verantwortlich. Der Aufsichtsrat ist auch für die Überwachung durch Entwicklungsprogramme im Elektrizitätsbereich zuständig (reegle, 2014).

Bisher ist das Forschungs- und Wissenschaftsniveau in Marokko im Bereich der EE-Technologien und EE-Politik immer noch auf einem niedrigen Niveau. Außerdem sind Kapazitätsaufbauprogramme notwendig, die rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen, Planungs- und Genehmigungsverfahren, Anreize und Förderschemen, Technologiebewertungen und Netzausbauplanung sowie Management der öffentlichen Akzeptanz behandeln (reegle, 2014).

3.4.4.6 Zusammenfassung

Tabelle 5 – Netzinfrastuktur und Netzregulierungsmaßnahmen in Marokko

Element	Ausgestaltung
Netzinfrastuktur	Übertragungsnetz im Besitz vom staatlichen Netzbetreiber ONE: 400kV, 225kV, 150kV und 60kV – Leitungen, 100% der Fläche gedeckt; das Netz an die algerischen und spanischen Stromnetzen verbunden. Laut ONE enthält das marokkanische Netz 20.877 km der Hochspannungs-, 68.310 km der Mittelspannungs- und 162.385 km der Niederspannungsleitungen, was in der Summe 251.572 km beträgt.
Ausbauziele	Marokko - Spanien: Verstärkung der Verbindung mit der thermischen Kapazität von 700 MW auf 2.100 MW durch den Zubau eines dritten AC-Unterseekabels; max. Übertragungskapazität auf 1.400 MW
Verbundsystem mit Nachbarländern	Marokko - Algerien: 2 Verbindungen: 400kV – Freileitung und 2x220kV – Freileitungen; thermische Belastungsgrenze – 2.870 MVA, max. Übertragungskapazität – 1.400 MW

Element	Ausgestaltung
	<p>Marokko - Spanien: thermische Belastungsgrenze – 1.400 MVA, max. Übertragungskapazität – 700 MW</p>
<p>Regulierung des Netzzugangs</p>	<p>Gesetz Nr. 13-09: Maßnahmen für die Vereinfachung des Netzzuganges, Übertragung und Verteilung der Energie aus EE:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Zugangsrecht des Netzbetreibers zum nationalen MS-, HS- und HÖS-Netz im Rahmen der vorhandenen technischen Netzkapazität - Regulierung des Zuganges zum MS-, HS- und HÖS-Netz wird durch eine Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber definiert. Der Mittelspannungsnetzbetreiber bietet Gültigkeit des Vertrages, technische Verbindung ans Netz, Geschäftsbedingungen der Energieübertragung durch den Netzbetreiber, örtliche Produktion an Verbrauchsstandorten und Verfahren der Streitbeilegung. - Die Anlagenbetreiber für die Stromerzeugung aus EE, die ans MS-, HS- und HÖS-Netz angeschlossen sind, können die Energie nach einem technischen Überblick des Netzbetreibers im nationalen Übertragungssystem exportieren. <p>Der Export von Energie aus EE erfolgt über das nationale Übertragungsnetz, einschließlich über Verbindungsleitungen zu angrenzenden Stromsystemen.</p> <p>Keine Kapazitätsaufbauprogramme für rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen , Planungs- und Genehmigungsverfahren, Anreize und Förderschemen, Technologiebewertungen und Netzausbauplanung sowie Steuerung der öffentlichen Akzeptanz vorhanden</p>
<p>Netzausbauzuständige Akteure</p>	<p>ONE (Office National de l'Electricité, www.one.org.ma) ist ein Netzbetreiber und ist für die Erweiterung und Verstärkung verant-</p>

Element	Ausgestaltung
	<p>wortlich.</p> <p>DEER (Direktion für Elektrizität und EE) ist für die Versorgungssicherheit im Land sowie für die Methoden der Nachfragesteuerung und Förderung der energieeffizienten Lebensstandards zuständig.</p> <p>Keine Regulierungsbehörde auf dem Elektrizitätsmarkt.</p>

3.5 Tunesien

3.5.1 Erneuerbare Energien in Tunesien - Status Quo

Tunesien hat aktuell einen Anteil von erneuerbaren Energien in der installierten Gesamtkapazität zur Stromerzeugung von etwa 6% (siehe Abbildung 9). Der größte Anteil der EE Kapazität wird dabei von Windenergie ausgemacht (154 MW), die verbleibende Kapazität wird im Wesentlichen durch Wasserkraft beigetragen (EIA, 2013)(reegle, 2014) (RCREE, 2012). Weitere Windparks befinden sich im Bau (z.B. der Windpark Bizerte-B mit 70 MW Kapazität) oder sind in Planung (RCREE, 2012). Die bisher existierenden Windparks wurden alle durch die Tunesische Regierung und nicht durch Privatakteure entwickelt. Zukünftige Windparks sollen zunehmend unter privater Beteiligung bzw. im Rahmen von Eigenproduktions-Regimes entstehen. Netzgebundene Solarenergie spielt in Tunesien bisher noch keine nennenswerte Rolle. Durch das Förderprogramm „*Prosol*“ wurden, neben solaren Warmwasserbereitern, auf etwa 1800 Dächern PV Anlagen zur dezentralen Stromversorgung installiert, was aktuell einer Gesamtkapazität von etwa 4 MW entspricht. Es ist geplant diese Kapazität bis zum Jahr 2016 auf 15 MW auszuweiten sowie netzgebundene PV zu entwickeln (RCREE, 2012).

CSP Projekte sind bisher noch nicht realisiert. Es befinden sich allerdings folgende Projekte in Planung bzw. im Bau:

- TN-STEG: CSP-Kraftwerk (Gas-Dampfturbinen Kraftwerk mit Parabolrinnenfeld) bei Akarit, Solarkapazität von 50 MW, Gesamtinvestitionen 200 Mio. US\$, Eigner: STEG, Status: im Bau, geplante Fertigstellung Mitte 2015³⁴
- TuNur: CSP Kraftwerk (Solarturmkraftwerk) bei Qibili, Kapazität 2GW, Eigner: Glory Clean Energy, Nur Energie, TOP Oilfield Services, Status: in Planung³⁵
- El Borma: CSP Pilotprojekt (Gas-Dampfturbinen Kraftwerk mit Solarturm) bei El Borma, Solarkapazität 5 MW (42 MW insgesamt), Eigner: SITEP, STEG, Status: In Planung, geplante Fertigstellung Q1-2015³⁶

³⁴ <http://www.csp-world.com/cspworldmap/tn-steg-concentrated-solar-power-plant>

³⁵ <http://www.csp-world.com/cspworldmap/tunur>

3.5.2 Kurz- und langfristige Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien

Die strategischen Ziele für den Ausbau der EE in Tunesien wurden bereits 2009 im Tunesischen Solarplan (PST) mit dem Zeithorizont bis zum Jahr 2030 formuliert. Integriert mit Zielen für die Energieeffizienz sieht der Plan vor, dass insgesamt 1000 MW (16%) EE Kapazität bis zum Jahr 2016 und 4600 MW (40%) bis 2030 realisiert werden sollen (siehe Abbildung 9).

Im Einzelnen lassen sich die Tunesischen EE-Ausbauziele folgendermaßen auf die EE Technologien aufteilen (McGinn et al., 2013)(RCREE, 2012):

- Windenergie: 1500 MW bis 2030
- Solarenergie aus PV: 1900 MW bis 2030
- Solarenergie aus CSP: 300 MW bis 2030
- Bioenergie (feste Biomasse) 300 MW bis 2030

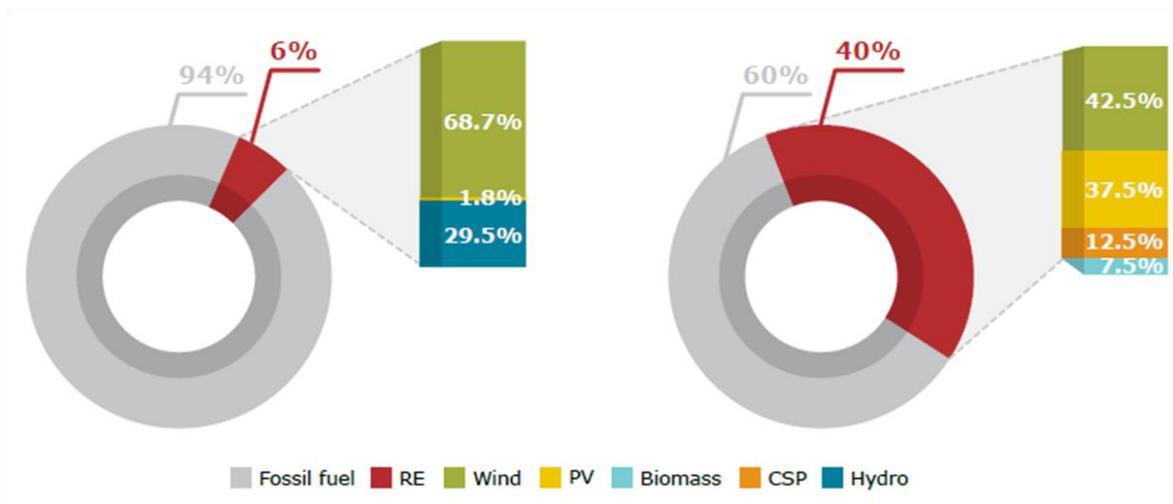


Abbildung 9 Anteil von EE in 2012 und Ausbauziele bis 2030 für Tunesien

Quelle: (RCREE, 2012)

³⁶ <http://www.csp-world.com/cspworldmap/el-borma-iscc>

3.5.3 Förderung und regulativer Rahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien

Im Tunesischen Stromsektor ist die Société tunisienne de l'électricité et du gaz (STEG) als zentrales, staatliches Versorgungsunternehmen für Produktion/Bezug, Transport und Verteilung von Elektrizität zuständig. Sämtlicher produzierter Strom muss von STEG gekauft werden (*Single-Buyer*). Die *Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie* (ANME) ist ein weiterer relevanter Akteur, der seit 2004 für die Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien zuständig ist. Das Ministerium für Industrie und Technologie entwickelt und koordiniert die übergeordnete nationale Energiestrategie. Es existiert keine unabhängige regulatorische Behörde, allerdings gibt es eine Kommission für unabhängige Stromproduzenten (IPPs), die sich als unabhängiger Akteur für die Belange von IPPs einsetzen soll. (reegle, 2014) (PTW-MSP, 2011c)(RCREEE, 2012b)

Mit Liberalisierung des Stromsektors seit 1996 besitzt STEG kein Monopol mehr auf die Stromproduktion. IPPs (konventionell oder EE) können in Tunesien grundsätzlich unter 2 Regimes agieren:

- **Konzessionsbasierte Produktion** - Nach erfolgter Autorisierung und Konzessionsvergabe durch die Regierungsbehörden können IPPs im Tunesischen Markt agieren und Strom an STEG verkaufen. Die Bedingungen des Konzessionsvertrags werden dabei mit STEG ausgehandelt. Etwa 12 % (fast 500 MW) der installierten Kapazität sind aktuell im Besitz von privaten Stromproduzenten, diese produzieren auf Basis von konventionellen Energiequellen, es gibt derzeit noch keine EE IPPs.
- **Produktion zur Eigenversorgung** – Private Akteure haben die Möglichkeit Strom für den Eigenbedarf zu produzieren. Überschussmengen der Stromproduktion (bis zu 30 % der jährlichen Produktionsmenge) können in das nationale Netz eingespeist werden und werden von STEG zu jährlich festgelegten, fixen Preisen vergütet. Aktuell wird diese Option jedoch noch nicht von EE Produzenten genutzt und adressiert vor allem Großverbraucher aus der Industrie (hauptsächlich Zementwerke).

Programme zur spezifischen Förderung von EE existieren primär in Form von Förderung dezentraler PV und Net Metering Programmen für kleine EE Projekte. Überschussmengen

aus der Eigenproduktion können dabei ins nationale Netz eingespeist werden und werden auf die folgende Stromrechnung angerechnet. Einen dedizierten Einspeisetarif für EE gibt es nicht.

Zur Finanzierung von EE und Energieeffizienz Projekten existiert außerdem ein Fond, der *Fonds National de Maîtrise de l'Energie* (FNME)³⁷, der investitionsbasierte Anreize für EE und Energieeffizienzprojekte setzt. Auch hierbei liegt der Schwerpunkt eher auf Kleinanlagen wie solaren Aufdachanlagen bzw. Anlagen zur Eigenversorgung sowie Anwendungen in der Landwirtschaft wie solar betriebenen Pumpenanlagen, Beleuchtungen sowie Biogasanlagen und EE Anlagen zur Eigenversorgung.³⁸ Der Fond wird hauptsächlich aus Steuerabgaben auf Autos und Klimaanlage gespeist. Weiterhin existieren steuerliche Anreize in Form von Ausnahmeregelungen für importierte EE-Komponenten von Steuern und Importzöllen. (RCREE, 2012)(reegle, 2014)

Zusammenfassung

Langfristige und integrierte Ziele für Energieeffizienz und EE-Ausbau bis 2030 schaffen grundsätzlich vorteilhafte Rahmenbedingungen für EE in Tunesien. Allerdings ist die Förderung der EE bisher stark auf kleinere, dezentrale Anlagen und Anlagen für die Eigenproduktion fokussiert. Förderung der EE Entwicklung wird hauptsächlich über Investitionszuschüsse und steuerliche Anreize realisiert. Auch Net Metering fördert die dezentrale EE-Entwicklung. Großprojekte, wie Windparks und CSP-Kraftwerke, wurden/werden bisher noch durch öffentliche Initiative entwickelt. Um langfristig eine stärkere Beteiligung von privaten Akteuren zu erreichen, wären eine weiterführende Liberalisierung und stärkere wettbewerbliche Ausrichtung des Strommarktes, sowie die Einführung von transparenten Vergütungssystemen (garantierte Einspeisetarife) für EE von Vorteil.

³⁷ <http://www.anme.nat.tn/index.php?id=142>

³⁸ <http://www.anme.nat.tn/>

3.5.4 Netzinfrastruktur und Netzregulation in Tunesien

3.5.4.1 Netzinfrastruktur

2009 war das Übertragungsnetz 5.787 km groß. Davon sind 2.787 km auf der 225 kV, 1.812 km auf der 150kV und 1.188 km auf der 90 kV – Spannungsebene. Die Umspannwerke beliefen sich auf 499 (117 HöS/HS und 382 HS/MS) mit einer Gesamtkapazität von 20.662 MVA (15.020 MVA in HöS/HS und 5.642 MVA in HS/MS) (PTW-MSP, 2011c) .

In den letzten Jahren wurde das Netz in Tunesien relativ stark ausgebaut. Das Niederspannungsnetz auf der 90kV – Ebene besteht aus 1.249 km Leitungen. Die Mittelspannungsübertragungsleitungen auf der 150 kV –Ebene betragen 1.883 km und die Hochspannungsübertragungsleitungen auf der 225 kV – Ebene - 2.821 km. Zum Ende 2011 belief sich die Summe aller Übertragungsleitungsleitungen auf eine Länge von 5.953 km ³⁹. Das Übertragungsnetz ist über Algerien und Marokko an das europäische Netz angeschlossen.

3.5.4.2 Ausbauziele

Die Erweiterung der Verbindung zwischen **Tunesien und Algerien**, mit einer fünften Leitung (Jendouba – Chefia) in der 400kV – Technologie ist bereits abgeschlossen. Die Inbetriebnahme ist bevorstehend. Diese Doppelleitung (2*570 mm²) mit der Kapazität von 1.067 MVA wird die Austauschkapazitäten zwischen beiden Ländern erheblich erhöhen (PTW-MSP, 2011c).

Der Ausbau zwischen **Tunesien und Libyen** ist ebenfalls abgeschlossen. Diese Verbindung besteht aus einer Doppelleitung (2*411 mm² – Al-Ac) zwischen Tataoine (Tunesien) und Rowies (Libyen) (PTW-MSP, 2011c) . Laut (PTW-MSP, 2012j) liegen die Kosten hier bei 203 Mio. EUR.

³⁹ https://energypedia.info/wiki/Tunisia_Energy_Situation

Tunesien – Italien, ist ein Teil des ELMED-Projektes mit dem geplanten Abschluss im Jahr 2016. Geplant sind die Errichtung von

- 1.200 MW Energieerzeugungsanlagen (Erdgas und Kohle mit mind. 100 MW aus EE) in Tunesien, 800 MW davon für den Export nach Italien und 400 MW für das Inland und
- ein DC-Unterseekabel (400kV – 1.000 MW) El Haouaria (Tunesien) – Partanna (Sizilien) und 2 Umrichterstationen (PTW-MSP, 2011c). Laut (PTW-MSP, 2012j) betragen die Investitionskosten für Umrichterstationen 290 Mio. EUR und für die Verbindungen 207 Mio. EUR, was insgesamt 497 Mio. EUR ist.

3.5.4.3 Verbundsystem mit Nachbarländern

Die Verbundsysteme **Algerien - Tunesien** und **Tunesien – Libyen** sind entsprechend in den Kapiteln 3.1.4.3 und 0 beschrieben.

3.5.4.4 Regulierung des Netzzugangs

Das Genehmigungsverfahren für den Netzzugang besteht aus 2 Schritten:

- der Genehmigung des Investitionsprogramms als Teil eines nationalen ökonomischen 5 Jahre – Entwicklungsplans und
- der Bewilligung, die im Durchschnitt 2 Jahre beträgt und sich zeitlich mit Angebotsabgaben und finanziellen Prozeduren überlagert.

Nachdem der Vertrag unterzeichnet ist und Feldstudien durchgeführt wurden, stellt der Vertragsnehmer Informationen über die Übertragungsleitung (Ausstattung, Form, Verteilung der Hochspannungsmasten, Liste der Landeigentümer, usw.) dem STEG zur Verfügung. Diese Informationen werden zum Energieministerium gesendet, das die Daten zwischen anderen relevanten Ministerien verteilt. Jedes Ministerium leitet die Informationen zu den öffentlichen Institutionen (Zivilluftfahrt, Bahngesellschaft, usw.) und zu den Stadtverwaltungen weiter. Im Gegenzug bekommen die Ministerien Rückmeldungen von relevanten Einrichtungen und Landeigentümern. Nach dem alle Probleme gelöst wurden, wird

ein Bewilligungsentwurf vorbereitet. Dieser Entwurf wird den Premierminister zur Unterzeichnung vorgelegt. Das unterschriebene Dekret wird im Amtsblatt bekanntgegeben. Danach kann mit dem Bau begonnen werden (PTW-MSP, 2011c) .

3.5.4.5 Akteure und institutioneller Rahmen für die Netzentwicklung und –regulierung

Das Ministerium für Industrie und Energie (Ministère de l'Industrie, de l'Énergie et des Petites et Moyennes Entreprises; **TMIE**, www.industrie.gov.tn) ist der wichtigste staatliche Akteur im Energiesektor. Die Generaldirektion für Energie des Ministeriums für Industrie und Energie ist für die Energieinfrastrukturplanung und die Umsetzung der nationalen Energiepolitik verantwortlich (reegle, 2014).

Die staatliche Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (**STEG**) hatte bis 1996 ein Monopol auf die Stromerzeugung und -vermarktung und sie hat bis heute den größten Marktanteil. Sie gibt an, dass 96% der Bevölkerung Zugang zur elektrischen Energie hat⁴⁰.

Die nationale Agentur für Energiemanagement (**ANME**, www.anme.nat.tn), die durch das Gesetz No. 2004 – 72 vom 2. August 2004 gegründet wurde, trägt im Rahmen des gesetzlichen Auftrages die Verantwortung der Regulierung des Energiesektors im Land (reegle, 2014).

3.5.4.6 Zusammenfassung

Tabelle 6 – Netzausbau und Netzregulierung in Marokko

Element	Ausgestaltung
Netzinfrastuktur	Die MS-Verbindungen auf der 150 kV-Ebene betragen 1.883 km und die HS-Leitungen auf der 225 kV-Ebene summieren sich insgesamt zu 2.821km. Das Übertragungsnetz ist über Algerien und Marokko an das europäische Netz gebunden.

⁴⁰ <http://de.wikipedia.org/wiki/Tunesien>

Element	Ausgestaltung
Ausbauziele	<p>Tunesien - Italien: 2 Verbindungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 1200 MW Energieerzeugungsanlage in Tunesien, 800 MW davon für Export nach Italien und 400 MW für STEG - Ein DC-Unterseekabel (400kV – 1000MW) und 2 Umrichterstationen, 497 Mio. EUR <p>Der geplante Abschluss – 2016.</p>
Verbundsystem mit Nachbarländern	<p>Tunesien – Algerien: Der Interkonnektor ist mit einer 5. Leitung (Jendouba – Chefia) auf 400kV – Ebene erweitert. Die Doppelleitung hat eine Kapazität von 1067MW.</p> <p>Tunesien – Libyen: Eine Doppelleitung; Bau ist abgeschlossen.</p>
Regulierung des Netzzuganges	<p>2 Schritte:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Genehmigung des Investitionsprogramms als Teil eines nationalen ökonomischen 5 Jahre – Entwicklungsplans - Recht durch Verordnung (Dauer ca. 2 Jahre bei der zeitlichen Überschneidung mit Angebotsabgabe und finanziellen Prozeduren) <p>Unterzeichnung des Vertrages und Abschluss der Feldstudien mit Verwaltungsregistern der HS-Verbindung => Bereitstellung der Informationen dem STEG durch Vertragsnehmer => Zusendung der Informationen nach Energieministerium => Verteilung unter anderen Ministerien => Weiterleitung der Informationen zu den öffentlichen Institutionen und Stadtverwaltungen durch Ministerien => Feedback von relevanten Einrichtungen für Ministerien => Nach dem Lösen aller Probleme entsteht der erste Bewilligungsentwurf eines Gesetzes => Unterzeichnung durch Premierminister => Bekanntgabe des unterschriebenen Dekrets im Amtsblatt => Beginn des Baus</p>

Element	Ausgestaltung
Netzausbauzuständige Akteure	<p>Das Ministerium für Industrie und Energie (Ministère de l'Industrie, de l'Énergie et des Petites et Moyennes Entreprises) TMIE ist der wichtigste staatliche Akteur im Energiesektor; verantwortlich für Energieinfrastrukturplanung und die Umsetzung der nationalen Energiepolitik.</p> <p>Die staatliche Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG) hatte bis 1996 ein Monopol auf die Stromerzeugung und -Vermarktung, und sie hat bis heute den größten Marktanteil.</p> <p>Die nationale Agentur für Energiemanagement (ANME) trägt die Verantwortung für Regulierung des Energiesektors im Land.</p>

4 Bewertung und Empfehlungen

4.1 Bewertung von Eignung und Umsetzbarkeit der EE-Fördersysteme für Länder Nordafrikas

In Abschnitt 2.1 wurden die Funktionsweise und verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten der wichtigsten EE-Fördersysteme sowie die Wirkungsweise relevanter nicht ökonomischer Einflussfaktoren für die EE-Diffusion beschrieben. Im vorhergehenden Kapitel 3 wurden die aktuellen regulativen Rahmenbedingungen und Charakteristika der Nordafrikanischen Strommärkte beschrieben.

Basierend darauf sollen im Folgenden:

- Vor- und Nachteile der EE-Fördersysteme zusammengefasst und aus der Perspektive der Nordafrikanischen Länder bewertet werden.
- Die Kompatibilität der EE-Fördersysteme mit unvollständig liberalisierten Strommärkten (wie sie aktuell in vielen Ländern Nordafrikas noch vorherrschen) überprüft werden. Die Kompatibilität beeinflusst die Umsetzbarkeit der Fördersysteme, bzw. den Grad der Systemveränderungen der nötig wäre, um das jeweilige Modell zu implementieren.
- Empfehlungen dafür abgeleitet werden (siehe Abschnitt 0) welche der vorgestellten Maßnahmen kurz- und längerfristig geeignet wären, um den EE-Ausbau in Nordafrika zu fördern sowie einen Export von EE-Strom nach Europa zu ermöglichen.
- Hierbei werden zunächst Aspekte der EE-Förderung und der Netzregulierung identifiziert, in denen Defizite besonders immanent bzw. Anpassungen besonders dringend notwendig sind (obligatorische Grundvoraussetzungen). Weiterhin werden die Maßnahmen unter Unterscheidung in Kurz- und Langfristperspektive priorisiert.

Tabelle 7 Evaluation der EE-Fördersysteme und ihrer Anwendbarkeit in NA

Förder-system	Vorteile	Nachteile	Implikationen für NA-Länder
FIT	<ul style="list-style-type: none"> • Weltweit langjährig erprobtes Förderinstrument • Zahlreiche erfolgreiche Anwendungsbeispiele für diverse EE-Technologien • Hoher Grad an Effektivität • Geeignet um diverse Projektgrößen gezielt zu fördern • Gewährleistet durch die garantierte Vergütung ein maximales Maß an Sicherheit für den Projektentwickler 	<ul style="list-style-type: none"> • Definition der Förderhöhen ggf. komplex wenn diverse EE-Technologien gefördert und Überförderung vermieden werden soll • Förderkosten schwerer kontrollierbar falls keine entsprechenden Steuerungsmechanismen vorgesehen sind 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Hohe Effektivität ✓ Hohe Transparenz ✓ Geringes fördersysteminhärentes Risiko kann ggf. andere Länderrisiken ausgleichen ✓ Vergleichsweise geringe Ansprüche in Bezug auf Strommarktliberalisierung
FIP	<ul style="list-style-type: none"> • Marktnahes Instrument da Höhe der Prämie als Aufschlag zum Marktpreis gezahlt wird und Gesamtvergütung vom Marktpreis abhängt • Anreize sind stärker, die Stromproduktion stärker an den Strombedarf anzupassen 	<ul style="list-style-type: none"> • Stärkere Unsicherheit für EE-Erzeuger da Gesamtvergütung vom schwankenden Marktpreis abhängt (dadurch höhere Risikoaufschläge bei Projektfinanzierung) • Erfordert das Vorhandensein eines transparenten Referenzstrompreises • Erfordert freien Zugang zu Stromhandelsplätzen 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Vergleichsweise hohe Ansprüche in Bezug auf Liberalisierung des Strommarkts ✗ In Märkten mit verzerrten Strompreisen / hohen Subventionen fossiler Energieträger nicht anwendbar, da EE hier nicht wettbewerbsfähig

Förder-system	Vorteile	Nachteile	Implikationen für NA-Länder
Quote	<ul style="list-style-type: none"> • Marktnahes Instrument da Gesamtertrag wesentlich vom Marktpreis abhängt • Zusatzerlöse für Erzeuger durch Verkauf von grünen Zertifikaten auf Zertifikatsmarkt • Anreize werden gesetzt die Stromproduktion stärker an den Strombedarf anzupassen 	<ul style="list-style-type: none"> • Stärkere Unsicherheit für EE-Erzeuger da Gesamterlös von Fluktuationen in Marktpreis und Zertifikatspreis abhängt • Transaktionskosten durch zusätzlichen Zertifikathandel und notwendige Überwachung der Quotenerfüllung höher • Technologiespezifische Förderung (Definition von „banding factors“) und Anpassung der Förderhöhe an technologischen Fortschritt vergleichsweise schwieriger zu implementieren 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Vergleichsweise hohe Ansprüche in Bezug auf Liberalisierung des Strommarkts ✗ Nicht sinnvoll in Märkten mit Monopol oder starker Konzentration im Stromsektor („single buyer markets“)
Steuer- und Investitionsanreize	<ul style="list-style-type: none"> • Können anfängliche Investitionskosten effektiv senken • Steuervergünstigungen oder –befreiungen können über die Lebensdauer des Projekts hinweg finanzielle Anreize setzen • Investitionszuschüsse verringern effektiv die Kapitalkosten des Projekts 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine direkten Anreize werden gesetzt die Betriebsführung zu optimieren und langfristig die Technologiekosten zu senken • Langfristig vergleichsweise geringes Kostensenkungspotenzial führt zu höheren Förderkosten • Als einziges Förderinstrument in der Regel nicht ausreichend um EE-Projekte nachhaltig zu fördern 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Zusätzliche Belastung des Staatshaushalts (Steuerverluste) ✗ Abhängig von generellem Steuerniveau ggf. keine Anreizwirkung ✓ Investitionszuschüsse sind geeignetes Mittel um Projektfinanzierungskosten zu senken und ggf. Länderrisiken zu kompensieren
Ausschreibungen	<ul style="list-style-type: none"> • Explizite Festlegung der gewünschten zusätzlichen EE-Kapazität und Ausbaugeschwindigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> • Ausschreibungen können, falls unregelmäßig ausgerichtet, einen Mangel an Kontinuität 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Umsetzung in NA möglich wenn Kombination mit Vergütungssystem das geeignet ist um Ri-

Förder-system	Vorteile	Nachteile	Implikationen für NA-Länder
	<p>möglich (starke Kontrollmöglichkeit der Regierung)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Förderkosten können durch Wettbewerbskomponente in der Ausschreibung minimiert werden (ausschließlich Förderung der günstigsten Projekte) • Kombination mit anderen Förderinstrumenten möglich (z.B. FIT, FIP, Investitionszuschüsse) 	<p>und Verbindlichkeit der Förderung signalisieren und zu „stop and go“ Entwicklung führen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unrealistisch niedrige Gebote können zur Nichtrealisierung der Projekte führen und einen EE-Ausbau verhindern (Penalisierung notwendig) 	<p>siken zu vermindern (z.B. FIT)</p>
<p>Net Metering</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzierung von Lastspitzen wirkt sich positiv auf Systemkosten aus • Kann bei hohem Eigenverbrauch des Stroms die Netzauslastung und Anforderungen an den Netzausbau reduzieren • Geeignet um verschiedene Erzeugungstechnologien und – Applikationen zu fördern 	<ul style="list-style-type: none"> • Zusätzliche finanzielle Förderung erforderlich sofern Strompreise zu gering sind um den EE-Ausbau anzuregen (Endkundenstrompreis muss reale Kosten widerspiegeln und darf nicht durch Subventionen verzerrt sein) • Reduzierte Einnahmen für Stromversorger möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Nicht umsetzbar wenn Endkundenpreise durch Subventionen stark verzerrt sind (wenn zu niedrig, keine Anreizwirkung) ✓ Verlässlicher regulativer Rahmen für Eigenproduktion (insbes. Netzzugang) muss gewährleistet sein

Es wird aus der in Tabelle 7 dargestellten Analyse deutlich, dass die Kompatibilität der EE-Fördersysteme in Bezug auf die Rahmenbedingungen unvollständig liberalisierter Strommärkte wie sie in vielen Nordafrikanischen Ländern vorherrschen (siehe Kapitel 3) stark variiert. Die stärksten limitierenden Faktoren sind bedingt durch den Mangel an Vermarktungsoptionen für unabhängige Stromproduzenten, das Fehlen von transparenten Referenzstrompreisen und Wettbewerbsverzerrungen durch Subvention fossiler Energieträger. Weiterhin sind insbesondere die regulativen Rahmenbedingungen für den Netzzugang und Netzausbau teilweise nicht ausreichend definiert oder ungünstig ausgestaltet, so dass sowohl groß angelegte Stromproduktion aus EE als auch Produktion für den Eigenbedarf nicht ermöglicht werden. Abbildung 10 fasst die Analyse nochmals graphisch zusammen.



Abbildung 10 Zusammenfassung: Evaluation der EE-Fördersysteme und ihrer Anwendbarkeit in NA

4.2 Empfehlungen für die Förderung der EE in Nordafrika

Grundlegende Voraussetzungen für die Diffusion von EE Technologien

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 Netzan-schluss; Präferiert sollte der Erzeuger lediglich für den Anschluss an den nächst liegenden Netzknotenpunkt heran gezogen 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 erneuerbare Energien
- ✓ Schaffen unabhängiger regulativer Behörden zur Gewährleistung eines fairen Wettbewerbs im Stromsektors und zum Schutz der Verbraucher

Initiierungsphase – Beginnende Liberalisierung der Strommärkte & erste Erfahrungen mit der EE-Förderung

Alle fünf betrachteten Nordafrikanischen Länder haben ambitionierte EE-Ausbauziele und mehr oder weniger detaillierte strategische Pläne für deren Umsetzung formuliert. Die Option des Exports von EE-Strom nach Europa spielt dabei jedoch noch eine untergeordnete Rolle. Um zunächst sicherzustellen, dass die Pläne für den Ausbau der EE für den nationalen Bedarf realisiert werden können, sollte der kurz- und mittelfristige Fokus daher zunächst auf die Schaffung einer stabilen politischen Basis für den nationalen EE Ausbau gelegt werden. Zunehmende regionale und überregionale Marktintegration sollten jedoch frühzeitig im politischen Prozess berücksichtigt werden.

Für die initiale Diffusion der erneuerbaren Energien und die beginnende Liberalisierung der Strommärkte in Nordafrika kann es die Planung und Koordination von Ausbau der Stromerzeugung und der Stromnetze erleichtern, wenn die Förderung der EE mithilfe von Ausschreibungsmodellen unterstützt wird. Dies ermöglicht es den Länderregierungen die volle Kostenkontrolle über die EE-Förderung zu bewahren, über den direkten Wettbewerb der Erzeuger Kostensenkungen anzureizen sowie das Volumen des Ausbaus an die bestehende und geplante Netzkapazität anzupassen. Die Ausschreibungen sollten mit einem möglichst transparenten und einfachen Vergütungssystem wie einem langfristigen Abnahmevertrag (PPA) bzw. einem Einspeisetarif verbunden werden. Essentiell hierbei ist, dass die Ausschreibungsrunden kontinuierlich fortgeführt und ohne Verzögerung abgewickelt werden, um den Investoren einen verlässlichen Rahmen zu bieten. Auf der anderen Seite sollten Verzögerungen bei der Realisierung der Projekte durch die Implementierung entsprechender Strafmaßnahmen vorgebeugt werden.

Zusätzlich zu langfristigen Abnahmeverträgen und Ausschreibungen können auch Investitionszuschüsse oder vergünstigte Kredite helfen, insbesondere in der Anfangsphase der EE-Diffusion Investitionsrisiken zu reduzieren und die Kapitalverfügbarkeit von kommerziellen Geldgebern zu unterstützen.

Mit zunehmendem Erfahrungsgewinn in Bezug auf EE-Potenziale, Technologieparameter und resultierenden Erzeugungskosten sollte die Einführung eines festen, technologiespezifischen Einspeisetarifs in Betracht gezogen werden, um eine mögliche „stop and go“

Entwicklung unter einem Ausschreibungssystem zu vermeiden und Investoren eine langfristige Perspektive zu bieten.

Parallel zur Förderung größerer EE-Projekte über Ausschreibungen und Einspeisetarife, sollte die Eigenproduktion von EE-Strom gefördert und die entsprechenden regulativen Rahmenbedingungen dafür geschaffen werden. Unter der Voraussetzung kostenreflektiver Endverbraucherpreise kann die EE-Eigenproduktion bereits wirkungsvoll über die Implementierung von Net Metering Programmen angereizt werden. Net Metering kann hierbei auf kosteneffiziente Weise dazu beitragen, den Anteil der EE an der Energieversorgung zu erhöhen sowie Lastspitzen und dadurch die Netzbelastung (und dadurch entstehende Kosten) zu reduzieren.

Folgephase – Fortschreitende Liberalisierung & Verstärkung der Marktorientierung der EE

Mit fortschreitender Liberalisierung der Strommärkte sollten die EE-Fördersysteme nicht nur stärker langfristig orientiert sondern auch marktnäher gestaltet werden. EE-Erzeuger können über marktnähere Instrumente wie Einspeiseprämien dazu angereizt werden, ihre Produktion stärker an den Strombedarf anzupassen. Über flexible Vermarktungsmöglichkeiten auf Intraday und Balancing Märkten können sie einerseits ihre Profite maximieren und andererseits stärker für die Erbringung von Systemdienstleistungen herangezogen werden. Eine stärkere regionale Marktintegration sollte forciert werden.

Wurde die EE-Förderung bisher über den Staatshaushalt oder aus Fonds finanziert, sollte eine allgemeine Umlage auf die Verbraucher (über den Strompreis) künftig in Betracht gezogen werden. Ausreichende soziale Ausgleichsmechanismen und Sicherungsprogramme sollten inzwischen parallel zum Subventionsabbau im konventionellen Energiesektor implementiert worden sein.

Mittel- und längerfristig, sobald sichergestellt ist, dass der nationale EE Bedarf zum Erreichen der EE-Ausbauziele gedeckt werden kann, kann auch Export von EE-Strom in benachbarte Länder und bis nach Europa eine Rolle spielen. Hierfür sollten insbesondere die Rahmenbedingungen für die Partizipation von IPPs am Export sowie der Zugang zu ggf.

bereits vorhandenen Nord-Süd-Interkonnektoren geregelt sein. Die nationale Netzregulation sollte klare Vorgaben in Bezug auf den Zugang zu den Interkonnektoren sowie den damit verbundenen Kosten (Übertragungsgebühren) schaffen. IPPs sollte langfristig der gleichberechtigte Zugang zu Interkonnektoren und Partizipation an Europäischen Strommärkten ermöglicht werden.

Als zusätzliches Geschäftsmodell zum regulierten oder konzessionsbasierten Netzausbau, sollten privat finanzierte Übertragungsnetze („Merchant Lines“) von der nationalen Gesetzgebung zugelassen und in das nationale Netz integriert werden. Dies kann nicht nur relevant für den Export von Strom nach Europa sein, sondern auch eine Rolle für die regionale Netzintegration und das Entstehen von EE-Geschäftsmodellen auf nationaler Ebene spielen.

Um die Investitionssicherheit zu verbessern, sollten langfristige Verträge für Übertragungsrechte auf Interkonnektoren ermöglicht werden. Ebenso wie für den nationalen Ausbau der EE könnten auch für den Export von EE nach Europa kombinierte Ausschreibungen für EE-Produktion und entsprechende Netzkapazität durchgeführt werden. Dies würde eine Koordinierung des Ausbaus neuer Interkonnektoren mit neuer EE Kapazität vereinfachen.

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

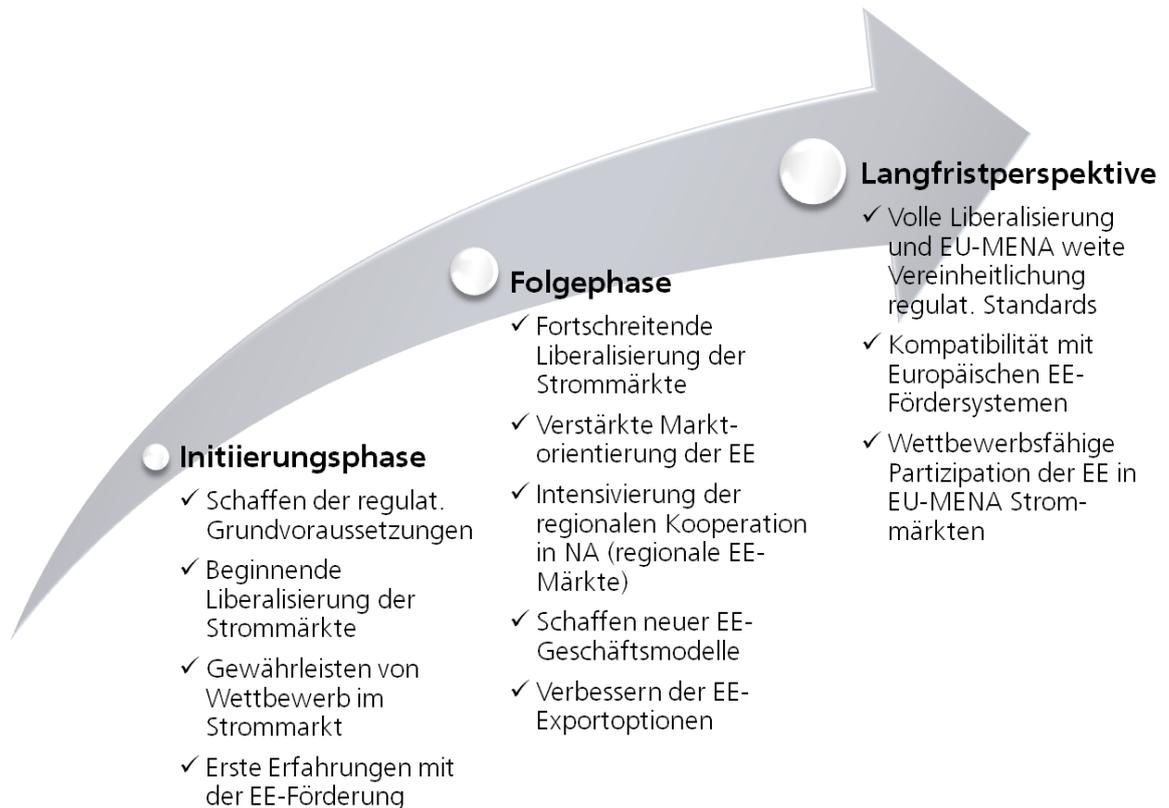


Abbildung 11 Empfehlungen für die EE- Förderung in Nordafrika - Mögliche Phasen des Transitionsprozesses

Quellenverzeichnis

- AUE. (2013). Arab Union of Electricity - Official Webpage. Retrieved from <http://www.auptde.org/Default.aspx?lang=en>
- Boudghene Stambouli, A. (2011). Algerian renewable energy assessment: The challenge of sustainability. *Energy Policy*, 39(8), 4507–4519. doi:10.1016/j.enpol.2010.10.005
- BritNed (2014). Joint venture of Dutch TSO TenneT and British National Grid. Retrieved from <http://www.britned.com/>
- Castel, V. (2012). *Reforming Energy Subsidies in Egypt*. Retrieved from http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Publications/ECON_Vincent_notes_mars_2012_ECON_Vincent_notes_mars_2012.pdf
- CDER. (2013). Centre de Développement des Energies Renouvelables - Official Webpage. Retrieved from <http://www.cder.dz/>
- CREG. (2002). Loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations. Commission de regulation de l'électricité et du gaz (CREG).
- EEHC. (2011). Egyptian Electricity Holding Company Annual Report 2010/2011.
- EEHC. (2012). *Egyptian Electricity Holding Company Annual Report - 2011/2012*. Retrieved from <http://www.egelec.com/mysite1/pdf/Electric2012-Eng.indd.pdf>
- EEHC. (2013). EEHC Webpage. Retrieved from <http://www.egelec.com/>
- EG. (2012). Egyptian Draft Electricity Law. Retrieved from http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=3&ved=0CEIQFjAC&url=http://www.jcee-eg.net/library/draft_electricity_law.doc&ei=qNj-UN6sFYfltQaygIHgCQ&usg=AFQjCNFNnaDpLL_jlRlfxd4OixgeQF7Rvg&bvm=bv.41248874,d.Yms

- Egypt Independent. (n.d.). Lifting subsidies, without impoverishing the people | Egypt Independent. Retrieved January 24, 2013, from <http://www.egyptindependent.com/news/lifting-subsidies-without-impoverishing-people>
- Egypt SIS. (2012). Egypt State Information Service Website, Announcement of new solar energy target. Retrieved January 24, 2013, from <http://www.sis.gov.eg/En/Story.aspx?sid=62037>
- EgyptERA. (n.d.). National Initiative for Solar Energy (NISE) Concept Paper. Retrieved from [http://www.jcee-eg.net/library/National Initiative for Solar Energy.doc](http://www.jcee-eg.net/library/National%20Initiative%20for%20Solar%20Energy.doc)
- EgyptERA. (2012, August). "Renewable Energy Strategy for 2020 & Regulatory Framework" (Preliminary information on the announced RE-support scheme).
- EIA. (2013). US Energy Information Administration (EIA) Database. Retrieved from <http://www.eia.gov/>
- Financial Times. (n.d.). "Egypt vows to cut energy subsidies" - Announcement on FT.com. Retrieved January 24, 2013, from <http://www.ft.com/cms/s/0/0121d222-1153-11e2-8d5f-00144feabdc0.html#axzz2leyPjMBy>
- Future Policy. (2014). Retrieved from <http://www.futurepolicy.org/>
- Glachant, J.-M., Pignon, V. (2005): Nordic congestion's arrangement as a model for Europe? Physical constraints vs. economic incentives. *Utilities Policy* 13
- Haas, R., Panzer, C., Resch, G., Ragwitz, M., Reece, G., & Held, A. (2011). A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2), 1003–1034. doi:10.1016/j.rser.2010.11.015
- Heinrich Böll Stiftung / World Future Council (WFC) / Friends of the Earth. (2013). *Powering Africa through Feed-in Tariffs* (p. 73).
- IRENA. (2011). *Renewable Energy Country profile - Libya*. Retrieved from <http://www.irena.org/REmaps/countryprofiles/africa/Libya.pdf#zoom=75>

- Klein, A., Pfluger, B., Held, A., Ragwitz, M., Isi, F., Resch, G., & Eeg, T. F. (2008). Evaluation of different feed-in tariff design options – Best practice paper for the International Feed-In Cooperation, (October).
- MASEN. (n.d.). Moroccan Agency for Solar Energy (MASEN) Webpage. Retrieved from http://www.masen.org.ma/#/___accueil
- Mcginn, D., Green, D., Hinrichs-rahlwes, R., Sawyer, S., Sander, M., Taylor, R., ... Hales, D. (2013). *REN21 - Renewables 2013 GLOBAL STATUS REPORT*. Retrieved from http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2013/GSR2013_lowres.pdf
- MEM. (2004a). Loi n° 04-09 du août 2004 relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable. Ministry of Energy and Mines Algeria.
- MEM. (2004b). Décret exécutif n ° 04-92 du 4 Safar 1425 correspondant au 25 mars 2004 relatif aux coûts de diversification de la production d'électricité. Ministry of Energy and Mines Algeria. Retrieved from http://www.mem-algeria.org/francais/index.php?page=ele_04-92
- MEM. (2011a). *Bilan énergétique national de l'année 2010*. Retrieved from http://www.mem-algeria.org/fr/statistiques/Bilan_Energetique_National_2010_edition_2011.pdf
- MEM. (2011b). *Egyptian Electricity Holding Company - Annual Report 2010/2011*. Retrieved from http://www.egelec.com/mysite1/pdf/ENG_10-11.pdf
- MEM. (2013). Ministry of Energy and Mines (MEM) Algeria. Retrieved from <http://www.mem-algeria.org/>
- MEMEE. (n.d.). Ministry of Energy, Mines, Water and Environment, Morocco, Webpage. Retrieved January 25, 2013, from <http://www.mem.gov.ma/>
- MEMEE. (2009). *Kingdom of Morocco - National Plan Against Global Warming*. Retrieved from http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=5&cad=rja&ved=0CFYQFjAE&url=http://www.onhym.com/LinkClick.aspx?fileticket=ZsYYRuAt4Qo%3D&tabid=253&ei=YWgGUeKMJeWL4ASe9oDIDw&usq=AFQjCNHto6QNH2bQzbzvHo_-XpaCgKO7yw&bvm=bv.41524429,d.bGE

MEMEE. (2010, March). Loi 13-09 relative aux énergies renouvelables / Law 13-09 on Renewable Energies. Ministry of Energy, Mines, Water and Environment, Morocco. Retrieved from http://www.mem.gov.ma/Documentation/pdf/loi_Energies_renouvelables/loi_Energies_renouvelables.pdf

MEMEE. (2011a). Chiffres clés du secteur de l'énergie Année 2011. Ministry of Energy, Mines, Water and Environment, Morocco. Retrieved from http://www.mem.gov.ma/ChiffresCles/Energie/CHIFFRES_CLES_SECTEUR_ENERGIE_2011.pdf

MEMEE. (2011b). Stratégie Énergétique Marocain - Thématiques. Ministry of Energy, Mines, Water and Environment, Morocco. Retrieved from <http://www.mem.gov.ma/Actualites/2011/aout/pdf/Thematique.pdf>

MEMEE. (2011c). Stratégie Énergétique - Bilan d'Étape 2011. Ministry of Energy, Mines, Water and Environment, Morocco. Retrieved from <http://www.mem.gov.ma/Actualites/2011/aout/pdf/Bilan.pdf>

MEMEE. (2012). *Bilan énergétique national de l'année 2011 - Edition 2012*.

MEMEE. (2013, January). La nouvelle Stratégie Énergétique Nationale de Maroc - Bilan d'étape. Ministry of Energy, Mines, Water and Environment, Morocco. Retrieved from http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&ved=0CDMQFjAA&url=http://www.mem.gov.ma/publucations/STRATEGIE_EN_2012.pdf&ei=iXQGUanDEYeP4gTmlIHgDA&usg=AFQjCNFmsaURyGL6dHSvxSOVqS4dS6Gfcw&bvm=bv.41524429,d.bGE

MS 2.1 (2013) Fraunhofer IOSB-AST, „SUPERGRID - Meilensteinbericht 2.1: Netzausbauvarianten in AC oder DC“, Freiburg

Neuhoff, K., Winzer, C., & Sasso, L. (2013). Policies for International Transmission Investment - Unlocking North Africa's renewable energy portfolio for local use and international exchange. Retrieved from http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0084-diwkompakt_2013-0748

Nexant. (2009). *Egypt Energy Strategy to 2030 - Report prepared for the Ministry of Petroleum and the the Egyptian National Gas Holding Company (EGAS)*.

NREA. (2001). *Implementation of Renewable Energy Technologies - Opportunities and Barriers - Egypt Country Study*.

NREA. (2011). *Ministry of Electricity & Energy New & Renewable Energy Authority (NREA) Annual Report 2010/2011*.

NREA. (2012). Egyptian National Renewable Energy Agency (NREA) - Official Website. Retrieved January 22, 2013, from <http://www.nrea.gov.eg/english1.html>

OME. (2013). *Towards an Interconnected Mediterranean Grid*. Observatoire Méditerranéen de l'Énergie.

ONE. (n.d.). Office Nationale d'Électricité (ONE), Maroc, Webpage. Retrieved from <http://www.one.org.ma/>

PTW-MSP. (2011a). *Paving the way for MSP - Country Report Morocco*.

PTW-MSP. (2011b). *Paving the Way for the Mediterranean Solar Plan - Country Report Morocco*. Retrieved from http://www.pavingtheway-msp.eu/index.php?option=com_downloads&task=download&id=19

PTW-MSP. (2011c). *Paving the Way for the Mediterranean Solar Plan - Country Study Tunisia*. Retrieved from http://www.pavingtheway-msp.eu/index.php?option=com_downloads&task=download&id=22

PTW-MSP. (2012a). *Country Report Algeria*. Retrieved from http://www.pavingtheway-msp.eu/index.php?option=com_downloads&task=download&id=14

PTW-MSP. (2012b). *Country Report Egypt*. Retrieved from http://www.pavingtheway-msp.eu/index.php?option=com_downloads&task=download&id=15

PTW-MSP. (2012c). *National Road Map for Egypt*. Retrieved from http://www.pavingtheway-msp.eu/index.php?option=com_downloads&task=download&id=25

PTW-MSP. (2012d). *Power System 2020: Egypt*. Retrieved from http://www.pavingtheway-msp.eu/index.php?option=com_downloads&task=download&id=40

- PTW-MSP. (2012e). *Paving the Way for the Mediterranean Solar Plan Power Systems at 2020 : State of play of the existing infrastructures*. Retrieved from http://www.pavingtheway-msp.eu/index.php?option=com_downloads&task=category&cid=12&Itemid=156&limit=10&limitstart=0
- PTW-MSP. (2012f). *Paving the Way for the Mediterranean Solar Plan Power Systems at 2020 : Define the needs of refurbishment and reinforcement*. Retrieved from http://www.pavingtheway-msp.eu/index.php?option=com_downloads&task=download&id=90
- PTW-MSP. (2012g). *Support to the implementation of sustainable energy policies*. Retrieved from http://www.pavingtheway-msp.eu/index.php?option=com_downloads&task=download&id=38
- PTW-MSP. (2012h). *National Road Map for Morocco*. Retrieved from http://www.pavingtheway-msp.eu/index.php?option=com_downloads&task=download&id=29
- PTW-MSP. (2012i). *Power System 2020: Morocco*. Retrieved from http://www.pavingtheway-msp.eu/index.php?option=com_downloads&task=download&id=45#
- PTW-MSP. (2012j). *Paving the Way for the Mediterranean Solar Plan - Power System 2020 - Tunisia*. Retrieved from http://www.pavingtheway-msp.eu/index.php?option=com_downloads&task=download&id=47
- Ragwitz, M., Held, A., Resch, G., Faber, T., Huber, C., & Haas, R. (2006). *Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien in EU Mitgliedsstaaten - Kurzfassung Deutsch*.
- Ragwitz, M., Winkler, J., Klessmann, C., Gephart, M., & Resch, G. (2012). *Recent developments of feed-in systems in the EU – A research paper for the International Feed-In Cooperation* (pp. 1–16). Retrieved from http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CDIQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.feed-in-cooperation.org%2FwDefault_7%2Fdownload-files%2Fresearch%2F101105_feed-in_evaluation_update-January-2012_draft_final_ISI.pdf&ei=Qzz-

Uuq2JMnMtAbo7oDoDQ&usg=AFQjCNGYfwhmr5mQATtKQJXa-DpZ-jxCqQ&sig2=EJEbUwflt7IRyNkfHsj7QQ&bvm=bv.61535280,d.Yms&cad=rja

RCREE. (2012). *Renewable Energy Country Profile - Tunisia*. Retrieved from http://www.rcreee.org/sites/default/files/rcreee_countryprofile_re_tunisia_en_2012.pdf

RCREEE. (2012a). *Renewable Energy Country Profile Libya*. Retrieved from http://www.rcreee.org/sites/default/files/rcreee_countryprofile_re_libya_en_2012.pdf

RCREEE. (2012b). *Renewable Energy Country Profile - Morocco*. Retrieved from http://www.rcreee.org/sites/default/files/rcreee_countryprofile_re_morocco_en_2012.pdf

RCREEE. (2012c, February). *CDM in RCREEE Member States - Experiences and Achievements* (brochure). RCREEE.

RCREEE. (2013a). *Arab Future Energy Index™ (AFEX) Renewable Energy*. Retrieved from http://www.rcreee.org/wp-content/uploads/2013/09/Reportsstudies_AFEX_RE_Report_-9_2012_EN.pdf

RCREEE. (2013b). *Energy Data and Indicators for RCREEE Member States* (p. 66). Retrieved from http://www.rcreee.org/wp-content/uploads/2013/09/ReportsStudies_EnergydataandIndicatorsForRCREEEMemberStates_2013_EN.pdf

RCREEE. (2013c). *Latest Electricity Price Schemes in RCREEE Member States* (pp. 1–2). Retrieved from http://www.rcreee.org/wp-content/uploads/2013/06/Latest_-Electricity_-Prices_Schemes_in_RCREEE_-MS_6-2013_EN.pdf

reegle. (2014). *Clean Energy Info Portal - reegle*. Retrieved from <http://www.reegle.info/>

Resch, G., Faber, T., Haas, R., Huber, C., Ragwitz, M., Held, A., ... Heyder, B. (2007). *Recommendations for implementing effective and efficient renewable electricity support policies*. Retrieved from http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2007_02_optres_recommendations.pdf

RES-legal database. (2014). Retrieved from <http://www.res-legal.eu/home/>

SONELGAZ. (2011, March). Programme Algérien de Développement des Energies Nouvelles et Renouvelables et de l'Effacité Energétique. Société du Groupe Sonelgaz. Retrieved from http://portail.cder.dz/IMG/pdf/Programme_des_energies_renouvelables_et_de_l_efficacite_en_ergetique_FR.pdf

Sunding, P. H. (2011). Struggling between resources -based and sustainable development schemes - An analysis of Egypt's recent energy policy. *Energy Policy*, 39(2011), 4431–4444. Retrieved from <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510008347>

5 Anhang

Tabelle 8 Übersicht über Förderinstrumente für Strom aus EE in Europa

Country	Main support policies for RES-E
Austria	Mainly feed-in tariff . Furthermore, the construction of PV installations on buildings and small or medium-sized hydro-electric power stations is supported through subsidies .
Belgium	Mainly quota system based on the trade of certificates. In general, renewable energy is a regional matter; only offshore wind power is governed by national regulations. The federal grid operator shall meet public obligations, which include the purchase of green certificates at a minimum price set by law for certain renewable electricity generation technologies. Every region (Wallonia, Flanders, Brussels Capital) has its own standards of support for renewable energy, based on a national framework. Electricity suppliers are obliged to present green certificates to prove that a certain proportion (quota) of the electricity supplied to their final consumers was generated from renewable sources. This quota may differ according to the region.
Bulgaria	Mainly feed-in tariff . Producers of electricity from renewable sources are contractually entitled against the grid operator to the purchase and payment of electricity at a guaranteed price. The feed-in tariff may not be received on top of other incentives. Furthermore, the OP Competitiveness provides subsidies and BEERECL grants loans for renewable energy projects.
Croatia	Mainly feed-in tariff for certain producers ("qualified producers"). Additionally, the Croatian Bank for Development and Reconstruction (HBOR) and the Fund for Environmental Protection and Energy Efficiency operate a loan scheme for RES-E projects.
Cyprus	Subsidies and premium tariff . Apart from that, there are tenders for the installation of PV installations with a capacity of more than 151kW.
Czech Republic	Either guaranteed feed-in tariff or green bonus paid on top of the market price. Plant operators are free to choose either option. Furthermore, renewable energy is supported through several subsidies .
Denmark	Premium tariff and net-metering . In addition, local initiatives for the construction of wind energy plants are supported through loan guarantees . Small renewable electricity generation installations deemed to be of strategic importance in Denmark are eligible for a subsidy .
Estonia	Mainly premium tariff . In addition, investments supports are available for certain types of renewable energy production technologies.

Country	Main support policies for RES-E
Finland	Premium feed-in tariff for electricity from wind, biomass and biogas. Apart from the tariff, Finland provides subsidies for investment and research projects.
France	Price regulation system based on a feed-in tariff and tax benefits .
Germany	Mainly Feed-in tariff . The criteria for eligibility and the tariff levels are set out in the Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (EEG). According to this Act, operators of renewable energy plants are statutorily entitled against the grid operator to payments for electricity exported to the grid. The EEG also introduced the so-called market premium and the flexibility premium for plant operators who directly sell their electricity from renewable sources. Moreover, low interest loans for investments in new plants are provided for by different KfW-Programs (Renewable Energy Program –Standard, Program offshore wind energy, Program geothermal exploration risk).
Greece	Mainly feed-in tariff . Furthermore, small PV installations (capacity of 10 kW or less) are eligible for a special feed-in tariff. Apart from that, RES are also eligible for a subsidy combined with tax exemption .
Hungary	Mainly feed-in tariff . Additional support is provided by a subsidy program for pilot projects on the use of renewable energy sources.
Ireland	Mainly feed-in-tariff scheme (REFIT) that operates as a floor price. The entities entitled to this tariff are those suppliers that purchase electricity from renewable sources from generators with whom they have entered into a commercially negotiated REFIT Power Purchase Agreement (PPA). This regulatory system incentivizes the generation of electricity from renewable sources. Additionally, a tax relief scheme for corporate investments in projects generating electricity from renewable sources (solar, wind, biomass, and hydro) aims to encourage investments in RES. The scheme was introduced in 1998 and was recently extended until 31 December 2014 (section 486B TCA 1997 amended by section 25 Finance Act 2012).
Italy	In Italy, electricity generated from renewable energy sources is promoted through a number of feed-in and premium tariffs and a tendering system . Depending on the source and the size, RES-E plant operators may be obliged to opt for a certain system or may choose between the available ones. Electricity may be sold on the free market or through "ritiro dedicato" (purchase by Gestore dei Servizi Elettrici at a guaranteed price). Under certain conditions, electricity producers can make use of "scambio sul posto" (net-metering).
Latvia	Complex support system based on a feed-in tariff . At the moment the existing feed-tariff is on hold until 01.01.2016.

Country	Main support policies for RES-E
Lithuania	Mainly feed-in tariff . Furthermore, the producers of renewable electricity may apply for grants from the Lithuanian Environmental Investment Fund (LEIF) and the Fund for the Special Program for Climate Change Mitigation and are exempt from excise tax .
Luxembourg	Feed-in tariff . Furthermore, renewable energy plants are supported through subsidies . Private individuals operating small solar installations are entitled to tax benefits .
Malta	Electricity generated by domestic PV installations in Malta is supported through a feed-in tariff .
Netherlands	Mainly premium tariff (premiums on top of the wholesale price). Furthermore, RES-E is promoted through investment subsidy for PV installations, net-metering and tax benefits .
Norway	Quota system including a certificate trading scheme.
Poland	Mainly quota system . Electricity suppliers are obliged to acquire a certain number of so-called "certificates of origin", which are issued to the producers of electricity from renewable sources. Furthermore, electricity from renewable sources is supported through tax relief .
Portugal	Feed-in tariff .
Romania	Mainly quota system . Electricity suppliers and producers are obliged to present a certain number of so-called "green certificates", which are issued for electricity from renewable sources. In addition to being supported through the quota system, renewable energy is subsidized by the Romanian Environmental Fund and the National Rural Development Program.
Slovak Republic	Feed-in tariff . Energy companies are obliged to purchase and pay for electricity exported to the grid. The use of renewable energy sources is further incentivized through an exemption from excise tax and several subsidies .
Slovenia	Feed-in tariff and premium tariff . Certain producers ("qualified producers") of electricity from renewable sources may choose between a guaranteed feed-in tariff and a bonus ("premium") on top of the free market price for electricity. Furthermore, in Slovenia public calls for subsidy applications are organized and loans are provided for projects in the field of renewable energy.
Spain	In Spain, plant operators may choose between two options: a guaranteed feed-in tariff and a guaranteed bonus (premium) paid on top of the electricity price achieved on the wholesale market. The feed-in tariff and

Country	Main support policies for RES-E
	<p>premium tariff are currently suspended through Real Decreto-ley 1/2012, i.e. no new installation can access the scheme. The reason for this suspension is traced in the preamble of RDL 1/2012. RD 6/2009 established that by 2013 a part of the consumers' electricity bill (the "peajes the acceso") should be able to fully balance the costs incurred by the State arising from the support scheme. It is deemed, however, that the present situation will not allow this goal to be reached by 2013. For this reason, and together with the high growth of RES-E in the past years, even beyond the set goals, all support schemes for RES-E were suspended by RDL 1/2012.</p>
Sweden	<p>Various incentives, the most important of them being the quota system, which is based on a certificate trading system. Furthermore, tax regulation mechanisms and a subsidy scheme have been introduced.</p>
Switzerland	<p>Switzerland promotes the use of RES by granting a feed-in tariff for electricity produced from renewable energy sources.</p>
UK	<p>Combination of a feed-in tariff system and a quota system in terms of a quota obligation and a certificate system. Under the feed-in tariff, accredited producers whose plants have a capacity of less than 5 MW can sell their electricity at fixed tariff rates established by the Gas and Electricity Market Authority (Ofgem). Under the quota system, electricity suppliers of more than 5 MW capacity are obliged under the Renewables Obligation Orders to supply a certain proportion of electricity from renewable sources ("quota") to their customers. A supplier's quota is deemed satisfied if he presents a certain number of green certificates. Furthermore, commercial and industrial users of traditional energy sources are subject to a Climate Change Levy (CCL), a tax on the consumption of fossil energy. Electricity from renewable sources is exempt from this tax.</p>

Quelle: <http://www.res-legal.eu/> (Status der Informationen: Q1 2013)