

Ausschuss für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung

Öffentliche Anhörung zum Thema

„Erneuerbare Energien (EE) in Entwicklungsländern“

I. DII/DESERTEC – ein Großprojekt als entwicklungspolitische Erfolgsgeschichte?

Berlin, 26 Oktober 2011

Sachverständiger

Dr. Albrecht Kaupp

Teamleiter Projekt MED-EMIP

1. Inwieweit ist DII/DESERTEC ein Entwicklungsprojekt?

Durch die Gründung von DII am 13. Juli 2009, seiner Ziele und das dafür verkündete Investitionsvolumen von € 400 Milliarden über einen Zeitraum von 30 Jahren, ist noch nie so viel darüber mit höheren Entscheidungsträgern und Kraftwerksbetreibern in der Region diskutiert worden, ob dies nun eine Fata Morgana, also ein "in den Sand gesetztes" Projekt, oder ein ernsthaftes und realisierbares Angebot ist. Gemessen an dieser lösgelösten Dialogslawine, der Polarisierung der Meinungen über das Vorhaben in der Region und den Diskussionen auf Augenhöhe ist es ein ernst zu nehmendes Entwicklungsprojekt. Es hat auf der Dialogebene etwas erreicht, was bisher kein EZ Vorhaben in der Intensität erreicht hat, wenn man die EZ auch als einen Prozess versteht.

Eine Summe von € 400 Milliarden EUR ist im Kraftwerksektor kein besonders großer Betrag. Er entspricht bei heutigen Preisen ungefähr dem Gegenwert von 160 GW solarer Großkraftwerkskapazität¹ gebaut in Nordafrika mit einer konservativ geschätzten jährlichen Nettoerzeugung² von 300 TWh Strom. Dies ist die Hälfte des deutschen Strombruttobedarfs³ in 2010. Dieselbe solare Kraftwerkskapazität gebaut in Deutschland würde ungefähr die Hälfte⁴, also 150 TWh erzeugen. Wird der gesamte erzeugte Solarstrom in der Region erzeugt und dort auch verbraucht, würde er 80% des 2010 Verbrauchs⁵ von 382 TWh der Länder in der Region⁶ abdecken, aber in 2040 nur noch 25 % .

Diese Eckwerte und damit verbunden die noch spekulativ diskutierten sozio-ökonomischen Konsequenzen für den „Norden“ und den „Süden“ haben eine Polarisierung der Meinungen über das Vorhaben in der Region und Diskussionen auf Augenhöhe bewirkt. Es geht vorerst um eine für beide Himmelsrichtungen lehrreiche Diskussion über die verbleibende Zeit von Öl und Gas als Exportschlager aus der Wüste und die zeitliche Streckung des Eigenverbrauchs in den Förderländern. Es geht auch um lokale Preisverzerrungen für Öl und Erdgas in der Region und die damit verbundenen hohen Subventionen aus dem Staatshaushalt, die mindestens in zwei Ländern (Ägypten, Jordanien) ernsthaft die Haushaltsmittel für andere Haushaltsresorts gefährden.

Vor allem geht es um die prekäre Energieversorgung und -Abhängigkeit einiger arabischer Staaten von Energieimporten. In letzter Konsequenz geht es den Ländern in Nordafrika bei DII um die entscheidenden zwei Punkte: *„Könnte der Export von Solarstrom sehr langfristig in 30-60 Jahren die Einnahmen aus dem Export von Gas und Öl ersetzen oder für die Länder, die heute schon kein Erdöl und Erdgas mehr besitzen, neue Einnahmequellen schaffen, und welches Land in der Region*

¹ € 2.5 Milliarden pro GW

² 1870 Vollstunden (ohne Speicher) gemittelt über 20 Jahre und die Länder der Region. Belastbares Zahlenmaterial aus langjähriger Erfahrung gibt es noch nicht aus der Region.

³ Statistisches Bundesamt (607,8 TWh, 2010)

⁴ Angenommener Mittelwert von 935 Vollaststunden für Deutschland. Es gilt das „Zwei Sonnen Prinzip“.

⁵ Arab Union of Electricity (AUE) Statistik 2010 und die vier MED-EMIP Berichte

http://ec.europa.eu/energy/international/euomed_en.htm

⁶ Dazu zählen von Westen nach Osten die folgenden 10 Länder und Autonomiegebiete: Marokko, Algerien, Tunesien, Libyen, Ägypten, Jordanien, Palästinensische Autonomiegebiete, Israel, Syrien und der Libanon.

kann sich Solarstrom zum Eigenverbrauch leisten, ohne vorerst einmal drastisch die Stromtarife anheben zu müssen mit allen damit verbundenen politischen Konsequenzen für die, die an der Macht sind.

2. Was sind die aktuellen Herausforderungen?

Ein möglicher Export von Solarstrom ab 2020⁷ in die EU ist bei realistischer Betrachtung der Übertragungsnetze in der Region und den von MED-EMIP⁸ untersuchten Korridoren für Unterseekabel beim derzeitigen Stand der Technik nur eine Option für die vier Länder im Westen (Marokko, Algerien, Tunesien und Libyen). Insbesondere Ägypten ist in einer ungünstigen Position. Marokko hat schon eine Unterseekabelverbindung nach Spanien, die in die Exportrichtung zu nur 3% ausgelastet ist.

Die Fertigstellung des Stromübertragungsringes, der alle 24 Anrainerstaaten des Mittelmeeres verbindet, ist in den letzten 10 Jahren an der Synchronisierung zwischen Libyen und Ägypten gescheitert. Es ist daher zur Zeit nicht möglich, Strom aus dem Westen (Marokko) nach (Osten) Syrien zu transportieren.

Eine weitere, schneller lösbare Herausforderung für den Export von Solarstrom in die EU ist die Gestaltung des Abnahmepreises in einem europäischen Einfuhrland. Dieser Preis müsste als Mindestbedingung beiden Vertragspartnern finanzielle Vorteile in ihren jeweiligen Strommärkten bieten. Erschwerend bei diesen Verhandlungen ist die sehr hohe öffentliche sowie auch politische Anteilnahme an diesen sich abzeichnenden ersten Testabschlüssen. Eher spekulative und daher schwer quantifizierbare externe Kosten und Einnahmen werden durch Experten internalisiert, um Positionen für oder gegen den Export aufzubauen.

Übersehen wird dabei die Position des „Südens“. Die Länder dieser Region sind natürlich für den Export von Solarstrom in den Norden, um die Stromkosten für ihre eigene Bevölkerung und Industrien niedrig zu halten⁹ und langfristig am Export zu verdienen. Eine große Herausforderung ist es, einen Mittelweg zwischen heimischem Eigenverbrauch und Stromexport zu finden. Dies wird insbesondere erschwert durch die generelle Stromknappheit in der Region, verursacht durch Stromverschwendung und hohe jährliche Verbrauchszuwachsraten von 4% bis 8%.

Die Einführung von EEG-Umlagen für **Solar**strom in der Region ist, außer in Israel, noch nicht versucht worden.

Ein besonders hohe Barriere für den einheimischen Verbrauch von Solarstrom sind die im Vergleich mit Europa niedrigen **durchschnittlichen**¹⁰ netzgebundenen Stromtarife in der Größenordnung¹¹ von

⁷ Der Import von kleinen Mengen vor 2020 aus Marroko unter bilateralen „Testabkommen“ ist nicht betroffen.

⁸ http://ec.europa.eu/energy/international/euomed_en.htm MEDRING Berichte No 2,4 (2010)

⁹ Die niedrigen Stromkosten in der Region sind andererseits nur möglich durch hochsubventioniertes Öl und Gas für die Kraftwerke.

¹⁰ Man teilt alle Einnahmen aus dem Stromverbrauch durch die gelieferte Strommengen

¹¹ Genaue Zahlen gibt es nicht aus allen Ländern, weil eine genaue Aufschlüsselung des **bezahlten** Verbrauchs der einzelnen Verbrauchergruppen und Korrelation mit den Tarifgruppen oft nicht möglich ist.

2.5 €/kWh bis 7.5 €/kWh je nach Land. Hohe bis extrem hohe Subventionen¹² von Erdgas und Öl für die Kraftwerke halten die Stromtarife niedrig. Andererseits werden heute schon in Ägypten, Jordanien, dem Libanon und Algerien Bevölkerungsteile mit Strom aus Dieselmotoren versorgt, der mit 15-25 €/kWh teilweise höher liegt als Solarstrom aus CSP oder PV Kraftwerken.

Die netzgebundene oder im „Inselbetrieb“ gefahrene Stromversorgung der Region ist bis auf den Libanon und teilweise Syrien als ausreichend zu bezeichnen. In den letzten 4 Jahren hat jedoch eine Verschlechterung¹³ in vier Ländern eingesetzt. Dies ist sowohl auf die Engpässe bei der Erdgasversorgung aus Ägypten für Jordanien, Syrien, Israel und den Libanon zurückzuführen, als auch auf die unzureichenden Anstrengungen, die hohen jährlichen Zuwachsraten beim Stromverbrauch zu drosseln.

Vermehrte Anstrengungen im Bereich der effizienteren Umwandlung und Nutzung von Strom, um die Stromnachfrage und den Zubau an Kraftwerken zu drosseln, sind dringend notwendig.

DII wird in dieser Frage mit einer in Zukunft noch mehr Erdgas dominierten¹⁴ regionalen Kraftwerksindustrie konfrontiert, die genau wissen, einschließlich der für die Versorgung des Landes mit Strom verantwortlichen Ministerien, dass, um die jährlich steigende einheimische Stromnachfrage zu befriedigen, 5 – 8 mal so viel Investitionsmittel¹⁵ bereitgestellt werden müssen, wenn diese Nachfrage durch Solarkraftwerke und nicht durch Erdgaskraftwerke¹⁶ abgedeckt wird. Eine Herausforderung wird also die Schaffung eines Umfeldes sein, das nicht geprägt ist von einer chronischer Unterversorgung mit Strom und Finanzierungsengpässen für konventionelle Kraftwerke.

Es geht in den Diskussionen auf ministerieller Ebene genau um diese Herausforderung der Beschaffung und Bereitstellung von Finanzmitteln, um „die Lichter nicht ausgehen zu lassen“.

3. Wer profitiert von DII/DESERTEC (Länder, Bevölkerungsschichten)?

Das der GIZ von DII im August 2011 vorgestellte Planungskonzept¹⁷ sieht zwei CSP¹⁸-Großanlagen von 150 und 250 MW sowie auch vier PV¹⁹-Anlagen verschiedener Technologien mit einer Gesamtkapazität von 100 MW vor. Es ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht abzusehen, welche der beiden Haupttechnologien, CSP- oder PV-Kraftwerke, sich in der Region **stärker** durchsetzen wird.

¹² Subventionen sind bezogen auf OPEC Ölpreis und internationale auch als regionale Preise für Erdgas sowie die aktuellen Einfuhrpreise für Öl und/oder Erdgas importierender Staaten

¹³ Stromausfälle und erhöhte Gestehungskosten durch den Ersatz von „billigem“ Erdgas mit „teurem“ Öl

¹⁴ Der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung liegt bei 70% mit steigender Tendenz

¹⁵ EGYPT: Renewable Energy in the Power Sector 2010-2020, MED-EMIP, Juni 2011

¹⁶ Die Erfahrungen des Sachverständigen in den Verhandlungen zeigen, dass es dabei für die Gesprächspartner unerheblich ist, dass die Gestehungskosten des Solarstromes teilweise unter den Gestehungskosten von Strom von in Oasen betriebenen Dieselmotoren (Ägypten) oder auf Ölbetrieb umgestellte GuD Kraftwerke liegen (Jordanien). Was zählt sind die hohen Investitionskosten.

¹⁷ Die Anlagen sollen laut Plan 20% -80% des Stroms exportieren

¹⁸ Parabolrinnenanlagen vergleichbar mit den Andasol-1,2,3 Anlagen in Spanien

¹⁹ Photovoltaikanlagen zum Testen verschiedener Technologien (1-Axe, 2- Axen Nachführung, CPV) and Ausgangsmaterialien (c-Si, CdTe),

Dies hängt nicht nur von der zukünftigen Preisentwicklung der Anlagen ab, sondern sehr viel mehr, welche Preise an den regionalen und europäischen Strommärkten für Spitzenlaststrom gehandelt werden und welche mit CSP + Speicher konkurrierende Stromspeicherkonzepte sowohl in der Region, als auch im europäischen Netz in Zukunft favorisiert werden.

Ein verstärkter Ausbau von PV-Großkraftwerken²⁰, die international ausgeschrieben werden, begünstigt die VR China und schafft dort Arbeitsplätze. Im Falle von CSP-Großanlagen liegen der Wettbewerbsvorteil und die Technologielieferanten immer noch eher in Deutschland, USA und Spanien.

Im allgemeinen schafft der Bau und die teilweise lokale Fertigung von Teilkomponenten von CSP- und PV-Großanlagen nur vorübergehend eine größere Anzahl an Arbeitsplätzen insbesondere, wenn es sich, wie in der Region praktiziert, um international ausgeschriebene Einzelprojekte handelt. In diesen Fällen lohnt es sich nicht, in der Hoffnung auf den nächsten Auftrag, größere Fertigungskapazitäten vorzuhalten, die kontinuierlich produzieren. Dies gilt selbst in den Fällen, in denen Länder wie Ägypten einen Mindestprozentsatz an lokaler Wertschöpfung vorschreiben²¹.

Nur vier Länder - Marokko, Algerien, Tunesien und Libyen - können auf absehbare Zeit vom Export profitieren, und zwar sowohl dadurch, dass die Exporterlöse den durch die einheimische Bevölkerung verbrauchten Solarstrom quersubventionieren können, als auch in beschränktem Umfang neue Arbeitsplätze geschaffen werden.

4. Was sind Potenzial und Grenzen/Risiken für den Zugang breiter Bevölkerungsschichten zu Energie im Rahmen von DII/DESERTEC? Mit welchen sozialen, ökologischen und ökonomischen Folgen gehen diese einher?

Der Zugang zu einer adäquaten²² Erstversorgung mit Strom ist mit zentralen Großanlagen nur zu erreichen, wenn diese Verbraucher an das Hauptnetz angeschlossen werden. Das DII-Konzept ist daher eine gute Strategie zur langfristigen Ersetzung von überwiegend mit Erdgas und teilweise mit Öl betriebenen Kraftwerken in der Region sowie auch der Erhöhung der Versorgungssicherheit für schon an ein Netz angeschlossene Verbraucher. Windkraftanlagen sind gegenüber mit unsubventioniertem Öl²³ betriebenen Kraftwerksanlagen schon konkurrenzfähig.

²⁰ Unter solaren Großkraftwerken versteht der Autor PV Anlagen mit mehr als 50 MW und CSP Anlagen mit mehr als 150 MW Leistung

²¹ Beispiel ist ORASCOM in Ägypten und die Fertigungskapazität für das 20 MW Kurayamat CSP Kraftwerk mit 100-500 Arbeitsplätzen während der Bauphase.

²² Eine von vielen Definitionen ist 1 kWh über 3-5 Stunden pro Tag

²³ OPEC Preis

Die negativen **ökologischen** Folgen beim Betrieb solarer Großanlagen (CSP, PV) sind sicherlich um mehrere Größenordnungen **geringer**, als die von Kohleanlagen und Kernkraftwerken und auch nicht höher, als die ökologischen Folgen von solaren Kraftwerken in Europa. Bei den überwiegend wüstenhaften Standorten und Brachflächen ist auch eine Konkurrenz wegen anderweitiger Nutzung dieser Flächen ausgeschlossen. Der Bau von thermischen CSP-Anlagen mit Wasserkühlung²⁴ ist auf Grund der allgemeinen Wasserknappheit nicht vorgesehen und auch unnötig, da diese Anlagen mit Luftkühlung in der Wüste zufriedenstellend arbeiten, auch wenn dabei der Stromertrag um 10%-15% sinkt. PV-Kraftwerke brauchen keine Kühlung²⁵.

Negative **soziale** Folgen sind nur bei Landstreitigkeiten und strittiger Landnutzungsrechte am Anlagenstandort zu erwarten.

Die Folgen für die Wirtschaft und vor allem den Staatshaushalt eines Landes in der Region sind vielschichtig und werden exemplarisch an Beispielen erläutert, die auch die teilweise komplexen Zusammenhänge aufzeigen.

(i) Im Allgemeinen ist festzustellen, dass heute selbst kommerziell²⁶ finanzierte CSP- oder PV-Solkraftwerke bei der zweifach höheren Sonneneinstrahlung in der Region²⁷ den Strom zwischen 14 und 22 €/kWh liefern könnten. Dieser Preis ist in einigen Fällen schon niedriger, als die Stromgestehungskosten in existierenden größeren und kleineren Inselnetzen²⁸, die mit Dieselmotoren versorgt werden. Die Wirtschaftlichkeit ist also schon in Einzelfällen gegeben. Diese Strategie passt aber nicht immer in ein DII Konzept, weil es bei dieser Strategie um die Stromversorgung der einheimischen Bevölkerung durch kleinere Inselanlagen geht.²⁹

(ii) Die Grenzen von DII liegen auf dem Fokus des Exports von Solarstrom und als Planungsbüro von Großanlagen in der Region, ohne selber zu bauen oder die Finanzierung aus eigenen Mitteln und Krediten bereitstellen zu können.

(iii) Die Potenziale dieser DII-Konzeption liegen in der begründeten Annahme, dass über diesen kommerziellen Ansatz eine schnellere Verbreitung von Solarkraftwerken in der Region erfolgen kann. Dies wird allerdings eher Einkommen durch den Handel mit exportierter Energie schaffen. Wenn dieses Einkommen aus dem Verkauf von Energie, wie derzeit in einigen Exportländern bei Gas und Öl, sehr unterschiedlich verteilt ist, wäre der Nutzen für breite Bevölkerungsschichten gering.

²⁴ Es ist richtig, dass der konventionelle Kraftwerksteil eines CSP-Solkraftwerks mindestens dreimal soviel Kühlwasser braucht um eine kWh Strom zu erzeugen, verglichen mit einem Kohle- oder Erdgaskraftwerk. Davon sind allerdings **nur 2%** notwendig, um die Spiegel zu reinigen.

²⁵CPV Kraftwerke ausgeschlossen

²⁶ Soll bedeuten, dass die Durchschnittsverzinsung der gesamten Investition zwischen 10% und 15% liegt.

²⁷ Ertrag von 1700-1900 kWh/kW gemittelt über eine 20 jährige Laufzeit.

²⁸ Die Gestehungskosten liegen je nach Anlieferkosten für den Diesel oder das Schweröl zwischen 15 und 30 €/kWh

²⁹ Anlagengrößen von 500 kW bis 5 MW im Hybridbetrieb mit Dieselmotoren.

(iii) Die ferne³⁰ Zukunft von DII liegt in der Erkenntnis, die keines weiteren wissenschaftlichen Nachweises mehr bedarf, dass diese Region unabhängig von der eingesetzten Technologie und Anlagengröße heute, morgen und in Zukunft immer den Solarstrom entscheidend billiger **produzieren** kann als Deutschland. Eine **hohe** Wettbewerbsfähigkeit dieses Stromes aus der Wüste in europäischen Märkten hängt aber stark von den Übertragungskosten und -verlusten von der Wüste zur europäischen Steckdose ab. Die seit Jahren gehandelten spekulativen Preise von 1-5 €Cent/kWh für die Kompensation der technischen Übertragungsverluste und Durchleitungskosten müssen noch besser belegt und untersucht werden, sobald die Finanzierung für ein Projekt steht.

(iv) Die stetig zunehmende Abhängigkeit der Kraftwerkindustrie in Marokko, Jordanien, Israel, Syrien und Libanon von Erdgas aus Ägypten oder Algerien führt vermehrt zu Engpässen und Stromausfällen, die bisher nur Marokko durch Stromimport aus Spanien teuer ausgleichen kann. In allen anderen Fällen musste das relativ billige Erdgas³¹ durch sehr teures Öl mit einem bis zu 8-fach höheren Einfuhrpreis ersetzt werden, was wiederum zu hohen Subventionen des Strompreises führt. Unter diesen Voraussetzungen ist heute schon Strom aus Windkraftanlagen um die Hälfte billiger als Strom aus ölbefeuerten Kraftwerken³². Selbst der einheimische Solarstrom ist bei den derzeitigen vorherrschenden OPEC Ölpreisen als Energieträger³³ nicht mehr sehr weit entfernt³⁴ von Strom aus Schwerölkraftwerken. Es sind daher überwiegend die teilweise hohen Subventionen für importiertes Öl oder die „Freundschaftspreise für Erdgas“, die die Marktentwicklung für Strom aus Solarkraftwerken behindern.

5. Welchen Einfluss haben die Revolutionen in Nordafrika auf DII/DESERTEC?

Die Revolutionen haben den Blick für die Unabhängigkeit der eigenen Energieversorgung aus einheimischen Ressourcen, zu denen natürlich auch die Sonne und der Wind zählt, besonders in Ägypten, Jordanien, Israel, Syrien und dem Libanon geschärft³⁵. Eine größere Energieversorgungssicherheit und einen besseren Schutz gegen unvorhersehbare Preisschwankungen für Erdgas und Öl sind zu Tagesthemen in diesen Ländern geworden. Dies hilft sicherlich dem Strom aus erneuerbaren Energiequellen, aber auch dem Strom aus Ölschiefer, wie in Jordanien³⁶. Die Betonung liegt auf **einheimischen** Energieträgern und nicht auf der „Farbe“ des Stromes. Wir sehen keine entscheidenden Verzögerungen in den Verhandlungen über den Ausbau

³⁰ Es geht hier um ein Szenario nach 2030

³¹ 1.5 bis 4.5 US\$/Million BTU.

³² Die sind überwiegend auch für Öl geeignete Erdgas-Gasturbinen-Kraftwerke oder solche, die umgerüstet wurden oder ölbefeuerte Dampfkraftwerke. Es wird ein Ölpreis von 100 US\$/Barrel angenommen.

³³ Seine 24 Stunden zuverlässige Verfügbarkeit, jedoch eingeschränkter.

³⁴ Je nach Wirkungsgrad der Kraftwerke (Dieselmotor, Dampf, Gas und Dampf) und vor Ort Lieferpreis des schweren, leichten oder Dieselöls gibt es noch Preisdifferenzen von 0 bis 10 c/kWh

³⁵ Die arabische Erdgaspipeline wurde innerhalb von 6 Monaten 5-mal mutwillig im Sinai beschädigt. Ägypten, Jordanien, und Israel sind in schwierigen Verhandlungen über neue ägyptische Gaspreise, die drastisch erhöht werden sollen sowie auch die Sicherstellung der Versorgung mit ägyptischem Erdgas.

³⁶ Die Ölschiefervorkommen in Jordanien könnten das Land für die nächsten 100- 200 Jahre mit Strom und Öl versorgen. Die Verhandlungen über eine kommerzielle Nutzung sind weit voran geschritten. Der Preis von 9.3 US\$/kWh ist der Regierung allerdings immer noch zu hoch. Derzeitige Verhandlungsbasis ist 8.5 US\$/kWh.

der Wind- und Solarkraft. Diese Verhandlungen sind allerdings, bis auf ein CSP-Kraftwerk in Marokko, noch weit von der Klärung der Finanzierung entfernt. Es gibt nur eine uns bekannte einseitige Stornierung von Lieferaufträgen (50 MW Windkraft in Syrien) durch europäische Regierungen und Lieferanten auf Grund der Unruhen in der Region.

6. Welche Rolle kommt der deutschen EZ zu?

Es ergibt sich folgendes Gesamtbild und Rollenverteilungen. Die Länder der Region werden ihre Abhängigkeit von Erdgas **und** Öl zur Stromerzeugung, die schon heute bei 80% liegt, noch weiter steigern müssen, weil die beiden anderen Optionen Kohle und Atomkraftwerke keine ernst zu nehmenden Alternativen sind, auch wenn sie immer wieder Schlagzeilen verursachen.

Die hohen jährlichen Zuwachsraten beim Stromverbrauch von 4% -8% können nicht durch Solarkraftwerke alleine abgedeckt werden. Es werden also weiterhin gas- und ölbefeuerte Kraftwerke hinzugebaut werden. Gleichzeitig verursacht die hohe Subventionspolitik bei den Öl- und Gaspreisen in einigen Ländern immer höhere finanzielle Verluste für den Staatshaushalt. Diese „schlechten“ Subventionen könnten immerhin in „bessere“ Subventionen für den Bau von Solarkraftwerken umgeschichtet werden, ohne sie vorerst abzubauen. Diese Umschichtung und wie man dies am besten verhandelt und auch umsetzt, ist bisher ungenügend erfolgt. Der Dialog sollte erstrangig im Rahmen der EZ verfolgt werden.

Bei der Frage um Import von Solarstrom aus Nordafrika nach Europa geht es nicht darum, ob die EU diesen grünen Strom zur Erreichung der gemeinsam gesetzten Ziele braucht, oder ob diese Ziele auch durch den Ausbau der eigenen Kapazitäten an Solar, Wind, Wasser und Biomasse Kraftwerken erreicht werden können.

Es geht darum, dass der Import von Solarstrom aus dieser Region für gewisse EU Länder, die heimischen Solarstrom trotz schlechter Sonneneinstrahlung fördern, für beide Seiten ökonomische Vorteile haben könnte. Diese ökonomischen Vorteile für beide Seiten sind bisher eher spekulativ und polarisierend geschätzt und behandelt worden und müssen durch einen Realfall getestet werden, um sowohl in der Sache als auch in der Wahrheitsfindung weiterzukommen. Die TZ kann wie bisher begleitend beraten, während die FZ wie bisher bei anderen Wind- und Solarkraftwerkenvorhaben einen finanziellen Beitrag leistet, aber auch in diesem Zusammenhang ihre Rolle als Kümmerer zur Verbesserung der Rahmenbedingungen zur Umschichtung von Subventionen wahrnimmt.

Notwendige flankierende EZ-Maßnahmen beziehen sich überwiegend auf Capacity Development auf einigen Gebieten, die DII/Desertec tangieren. Hier ist festzustellen, dass GIZ und KfW als große Vorfeldorganisationen der deutschen EZ ein gemeinsames Grundverständnis und eine gemeinsame Rolleninterpretation bezüglich Capacity Development haben³⁷, diese müssen die neueren DII/Desertec Initiativen besser integrieren.

³⁷ Mitgeteilt durch beide Organisationen am 20. Juni 2011

Die GIZ unterstützt im Auftrag der Bundesregierung (BMZ, BMU, AA) und der Europäischen Kommission die südlichen Anrainerstaaten des Mittelmeers bei der Förderung der Nutzung und des Ausbaus erneuerbarer Energien für den nationalen Bedarf sowie bei der Energieeffizienz. Derzeit führt die GIZ 13 Beratungsvorhaben mit 20 entsandten Experten zu erneuerbaren Energien mit einem Auftragsvolumen von ungefähr 40 Mio. EUR durch. Unsere Arbeit zielt u.a. stark darauf ab, wirtschaftsförderliche Rahmenbedingungen zu stärken (Capacity Development : leistungsfähige Organisationen, klare gesetzliche Rahmenbedingungen für Investitionen um Vertrauen zu schaffen).

Im besonderen Fall dieses sehr öffentlichen DII-Vorhabens und der damit verbundenen europaweiten und internationalen Beachtung und Diskussion, erscheint Capacity Development auch bei uns angebracht, um bestimmte Missverständnisse auszuräumen, die teilweise zu Verstimmungen in den Partnerländer geführt haben.

Es sei angemerkt, dass z.Z. vier verschiedene Gruppen an demselben Thema arbeiten: Ein EC Vorhaben³⁸, DII/Desertec, UfM und Mittelmeersolarplan³⁹ und MEDGRID⁴⁰. Überschneidungen, aufkommender Wettbewerb sowie auch eine gewisse Verwirrung in den Partnerländern sind unvermeidbar. Es wird vorgeschlagen, dass mindestens ein verbesserter Sachstausaustausch durch das UfM-Sekretariat und dessen Energieabteilung erfolgt.

Weiterhin sollte im Falle von thermischen CSP-Kraftwerken der Fokus bei dieser Technologie nicht nur wie vorgesehen auf der Stromerzeugung liegen, sondern auch vermehrt im Rahmen der EZ, die Meerwasserentsalzung durch CSP-Kraftwerke gefördert werden. Die zukünftige Wasserversorgung der Region ist bis auf wenige Ausnahmen sehr stark abhängig vom Bau von zusätzlichen Kraftwerken die nur zur Meerwasserentsalzung eingesetzt werden.

³⁸ "Paving the Way for the MSP" der EC.

³⁹ Der Mittelmeersolarplan als prioritäres Vorhaben des Sekretariats des UfM in Barcelona

⁴⁰ Von Frankreich geleitetes Konsortium zur Planung der Trassen für den Export von Solarstrom in die EU