

Potenziale erkennen

E|NEws

Erneuerbare Energien: Erfahrungen und Trends weltweit

Ausgabe: Juni 2013 – www.roedl.de

Lesen Sie in dieser Ausgabe:

Im Blickpunkt

- > **DE:** LCOE bei PV-Eigenverbrauchs- und Direktvermarktungsmodellen 2

Aus aller Welt

- > **IT:** Der Austausch von Bestandteilen bei EE-Anlagen und die daraus resultierenden Mitteilungspflichten dem GSE gegenüber 6
- > **IT:** Sonderregelung für Förderung von PV-Anlagen in Erdbebengebieten 8
- > **IT:** Marktentwicklungen im Bereich der öffentlichen Beleuchtung 10
- > **ES:** Erste Abschlagszahlung für Stromertragssteuer wird fällig 12
- > **PL:** Das polnische EEG: das große Warten setzt sich fort 13
- > **Mosambik:** Neuer Markt für Small-Scale Projekte im Off-Grid-Bereich 15
- > **Malaysia:** Photovoltaik-Industrie in der Krise? 17

Rödl & Partner intern

- > 3. Branchentreffen Erneuerbare Energien in Nürnberg 18

Liebe Leserin, lieber Leser,

die geplante Strompreibremse ist passé – oder doch nicht? Was kommt jetzt? Der bundesdeutsche Wahlkampf läuft auf Hochtouren. Die Investoren sind verunsichert. Die Energiewende, deren Kosten und Finanzierbarkeit ist dabei ein wesentliches Thema. Es bleibt daher spannend, wie es mit der Energiewende und den Erneuerbaren Energien in Deutschland, insbesondere nach der Bundestagswahl, weitergeht.

Auch international wird über die deutsche Energiewende unterschiedlich diskutiert. So heimst Deutschland von der internationalen Energieagentur aus Paris in Ihrem aktuellen Länderreport ein ungewöhnliches Lob ein. Die deutsche Regierung erhält für ihre „umfassende Energiestrategie, ehrgeizigen Ökoziele und Pläne für die Senkung des Energieverbrauchs“ Zuspruch. Noch nie seien die Rahmenbedingungen für einen politischen Konsens zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland besser gewesen, schreiben die IEA-Autoren. „Die deutsche Regierung sollte den Kurs weiterverfolgen, einen vorhersehbaren und stabilen Rahmen zu setzen und die Kosten zu minimieren“, so die IEA.

Die Europäische Union hingegen will die Energie- und Klimapolitik der Staatengemeinschaft umbauen. Statt Zukunftstechnologien zu fördern soll es das wichtigste Ziel werden, erschwinglichen Strom zu erzeugen. Laut dem Credo von EU-Kommissar Öttinger soll mehr Markt und weniger Subventionen die Energiekosten begrenzen und dies idealerweise auf einer harmonisierten Basis in Europa. Nichtsdestotrotz hat sich auch die EU bis 2020 zum Ziel gesetzt, den Anteil der Erneuerbaren Energien auf 20 Prozent zu erhöhen.

Von daher werden die Erneuerbaren Energien trotz zahlreicher Unkenrufe in der nationalen und internationalen Entwicklung weiter voranschreiten. Deutsche Unternehmen werden dabei einen wesentlichen Beitrag zum weltweiten Ausbau leisten. Es gilt nun aber mehr denn je die richtige Technologie, das passende Konzept und den Markt auszuwählen, um einen nachhaltigen Geschäftserfolg für sich zu gewährleisten.

Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre und viel Spaß beim Lesen!



Martin Wambach
Geschäftsführender Partner



Anton Berger
Partner

Im Blickpunkt

> **DE:** LCOE bei PV-Eigenverbrauchs- und Direktvermarktungsmodellen / *LCOE for PV self-consumption and direct sales models*

Von Kai Imolauer und Marc Schwientek, Rödl & Partner Nürnberg

Der deutsche und italienische Photovoltaik-Markt erleben derzeit einen erheblichen Einbruch an neu installierter PV-Kapazität. Die sogenannten feed-in-tariff-Systeme (Systeme mit fester Einspeisevergütung) haben ihre Gesamtförderhöhe erreicht oder wurden wie in Deutschland mit einer sehr hohen Degression versehen. Um die Attraktivität der Photovoltaik für Investoren beizubehalten, müssten die spezifischen Kosten je installierter Leistung deutlich stärker sinken, als sie dies derzeit tun. Der schwelende Handelsstreit mit China über Strafzölle für chinesische PV-Module erhöht zusätzlich die Unsicherheit auf dem PV-Markt. Wenn die ursprünglichen Investorenmodelle aufgrund der Marktentwicklung nicht mehr attraktiv sind, rücken neue Marktmodelle in den Vordergrund: Dies sind insbesondere Eigenverbrauchs- und Direktvermarktungsmodelle. Grundlegend ist hier jedoch die Frage, welchen Wert PV-Strom mit seinen positiven (stabil, erneuerbar) und negativen (volatil, Wolken-Effekte) Eigenschaften hat.

The photovoltaic markets in Germany and Italy are currently witnessing a massive decline in new installed PV capacity. The so-called „feed-in-tariff systems“ (systems of fixed feed-in tariff levels) either reached the set total funding limits or – as we saw in Germany – were subject to very high tariff degression. To ensure that photovoltaics remains attractive to investors, specific outlays which need to be incurred per installed capacity would have to be reduced to a much greater extent than is actually the case now. The long-simmering trade dispute with China over punitive duties on Chinese PV modules additionally increases the uncertainty in the PV market. If the traditional investment models lose their attractiveness as a result of market developments, new market models will come to the fore. They will include, in particular, self-consumption and direct sales models. The fundamental question, however, concerns the importance of solar PV electricity, considering both its positive (stable and renewable) and negative aspects (volatile, clouds' effects).

In der Argumentation gegenüber Investoren sollte nun die Renditekennzahl an sich in den Hintergrund rücken, denn die vordergründige Frage ist, zu welchen Kosten kann eine PV-Anlage auf einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren Strom liefern? Welche Substitution des Bezugsstroms (sprich Eigenbedarfsdeckung) kann erreicht werden und – auch wenn dies für Deutschland schwerlich realisierbar ist – kann gegebenenfalls auch über Stromlieferverträge (in Anlehnung an Energieliefercontracting) eine Wertschöpfung erzielt werden?

Auch bei letztgenannten Vermarktungsmodellen stellt sich dann die Frage, welcher Vorteil für den Kunden zu erreichen ist. Eine Kennzahl welche dies zum Ausdruck bringen kann, sind die Stromgestehungskosten bzw. die levelized cost of electricity (LCOE), die gerne auch zum Vergleich von verschiedenen Technologien herangezogen wird. Bei den angesprochenen Contracting-Modellen wird der Wert des Stroms im Vordergrund stehen und weniger die Betrachtung von Renditekennzahlen.

Definition und Herkunft

Die LCOE sind eine energiewirtschaftliche Kennzahl zur Vergleichbarkeit von verschiedenen Erzeugungstechnologien. Die LCOE – angegeben in Euro/kWh – entsprechen dabei dem minimalen Verkaufspreis für Elektrizität, um unter den angenommenen Prämissen rentabel Strom produzieren zu können. Da alle Zah-

lungsströme auf eine Kennzahl bezogen sind, werden im LCOE nur die mittleren Stromgestehungskosten über die Projektlaufzeit abgebildet.

Die Berechnungsmethodik wurde aus der betriebswirtschaftlichen Investitionsrechnung abgeleitet. Die Kalkulation entspricht dem dynamischen Verfahren der Kapitalwertmethode, bei dem alle Ein- und Auszahlungen während der kompletten Laufzeit auf einen bestimmten Zeitpunkt (meist die Inbetriebnahme) diskontiert werden.

Durch die Verwendung eines dynamischen Verfahrens ist eine Vergleichbarkeit von Projekten mit verschiedenen Laufzeiten gewährleistet. In den meisten Fällen wird die Berechnung zur Bestimmung der LCOE im Hinblick auf die erwartete Nutzungsdauer der Stromerzeugungsanlage angewandt und beruht somit auf Planwerten. Da jegliche Auszahlungen wie Brennstoffkosten, Betriebs- und Wartungskosten sowie Ersatzinvestitionen jahresweise berücksichtigt werden können, ist auch ein Vergleich zwischen verschiedenen Erzeugungstechnologien (erneuerbare wie auch konventionelle, sowie Strombezug) möglich.

Insbesondere die Eigenschaften der höheren Kapitalintensität der Erneuerbaren Energien, bei im Vergleich mit fossilen Energieträgern geringeren Betriebskosten, fließt in die Kalkulation mit ein. Diese *Kapitalisierung von Brennstoffkosten* birgt die

Chance für den Anlagenbetreiber sich von zukünftigen Strompreissteigerungen zumindest für den Anteil der in der PV-Anlage produzierten Elektrizität abzusichern. Die Diskontierung erfolgt abhängig von der Projektfinanzierung und wird im weiteren Textverlauf genauer beschrieben.

Berechnungsmethodik allgemein

Steuerliche Effekte werden bei der folgenden Betrachtung ausgeblendet. In Ländern mit steuerlichen Anrechnungsmöglichkeiten (z.B. tax credits) wären diese in die Berechnung einzu beziehen.

$$LCOE (Equity) = \frac{I_0 + \sum_{n=0}^N \left(\frac{I_n}{(1+i)^n} \right) + \sum_{n=0}^N \frac{K_n}{(1+i)^n} + \sum_{n=0}^N \frac{B_n}{(1+i)^n} - \frac{RW}{(1+i)^N}}{\sum_{n=0}^N \frac{A_n \times E_n}{(1+i)^n}}$$

I_0	Anfangsinvestition zum Bezugszeitpunkt 0
I_n	Ersatzinvestitionen im Jahr n
B_n	Betriebskosten im Jahr n
RW	Restwert der Erzeugungsanlage im Jahr N
K_n	Kredit- und Zinszahlungen (Ein- und Auszahlungen)
N	Nutzungsdauer in Jahren
A_n	Auslastungsfaktor der Erzeugungsanlage im Jahr n [0 - 100 %]
E_n	(technisch mögliche) Stromerzeugung im Jahr n
i	Diskontierungsfaktor

Die obige Formel zeigt in allgemeiner Form die einzelnen Bestandteile der LCOE-Berechnung auf (in Anlehnung an Darling et. al.). Mit I_0 bzw. I_n werden alle anfallenden Investitionen bzw. Ersatzinvestitionen während der Laufzeit N erfasst. Unter B_n sind alle betrieblichen Zahlungen zu berücksichtigen. Bei den jährlichen Kreditzahlungen K_n sind sowohl die Zahlungen an die Bank (Zins und Tilgung), als auch die Auszahlung(en) der Bank an den Investor zu betrachten. Falls am Ende der Nutzungszeit N ein Restwert der Anlage (z.B. Recycling-Wert) verbleibt, kann dies ebenfalls hinzu gerechnet werden. Die anfallenden Zahlungen werden durch die erzeugte Strommenge dividiert.

Zu unterscheiden ist dabei zwischen der technisch möglichen Stromerzeugung E_n und der tatsächlichen Stromerzeugung, welche vom Auslastungsfaktor A_n der Anlage abhängt. Bei Erzeugungstechnologien im Bereich des EEG kann durch die Abnahmepflicht davon ausgegangen werden, dass der Auslastungsfaktor bei 100 Prozent liegt. Bei ausländischen Märkten oder Einspeisung außerhalb des EEG ist die Verkaufsmöglichkeit (z.B. freier Stromverkauf an einer Börse, Eigenverbrauchs- und Direktvermarktungsmodelle) im Auslastungsfaktor zu berücksichtigen. Die Finanzierungssituation wird durch den Ansatz des Diskontierungsfaktors abgebildet. Da die obige Formel des LCOE (Equity) explizit eine Fremdkapitalfinanzierung (K) behandelt – und somit die Sicht des Eigenkapitalgebers widerspiegelt – ist in diesem Fall für die Abzinsung die Renditeforderung auf das Eigenkapital einzusetzen. Zur Berechnung des Diskontierungsfaktors bei einer Gesamtkapitalbetrachtung – LCOE (Project) – bietet sich z.B. der Ansatz der durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) an. Die jährlichen Kreditzahlungen K_n werden dabei

nicht in der Berechnung berücksichtigt. Der LCOE (Equity) und LCOE (Project) weichen durch die unterschiedliche Behandlung der Finanzierungsseite leicht voneinander ab.

Berechnungsmethodik bei Photovoltaik-Anlagen

Im speziellen Fall der Photovoltaik unterliegt die Stromerzeugung einer jährlichen, linearen Degradation auf Grund von Alterungsprozessen der PV-Module. Dies wird durch den zusätzlichen Faktor MD bei der Stromerzeugung berücksichtigt. Die technisch mögliche Stromerzeugung ergibt sich durch Multiplikation der installierten Anlagenleistung (kWp) mit der solaren Einstrahlung (kWh/kWp).

$$LCOE (Equity) = \frac{I_0 + \sum_{n=0}^N \left(\frac{I_n}{(1+i)^n} \right) + \sum_{n=0}^N \frac{K_n}{(1+i)^n} + \sum_{n=0}^N \frac{B_n}{(1+i)^n} - \frac{RW}{(1+i)^N}}{\sum_{n=0}^N \frac{A_n \times kWp \times kWh / kWp \times (1 - MD)^n}{(1+i)^n}}$$

Stromgestehungskosten bei PV-Eigenverbrauchsmodellen in Deutschland

Die folgenden zwei Beispiele zeigen die Anwendungsmöglichkeiten der LCOE-Kalkulation bei Eigenverbrauchsmodellen in Deutschland in der Photovoltaik-Branche.

Deutschland	Freifläche (1 MWp)	Dachanlage (100 kWp)
Inbetriebnahme:	1. Nov 2013	1. Nov 2013
Laufzeit:	ca. 20 Jahre (EEG-Zeitraum)	ca. 20 Jahre (EEG-Zeitraum)
Jahresertrag:	1.000 kWh/kWp	950 kWh/kWp
Finanzierung:	30 % EK, 70 % FK, Zinssatz: 3,5 %, Zinsbindung: 20 Jahre, quartalsweise Tilgung, 1 Jahr Tilgungsfreiheit	30 % EK, 70 % FK, Zinssatz: 3,5 %, Zinsbindung: 20 Jahre, quartalsweise Tilgung, 1 Jahr Tilgungsfreiheit
EK-Rendite-Forderung:	8 %	8 %
WACC:	4,85 %	4,85 %
Investition:	950.000 € (950 €/kWp)	105.000 € (1.050 €/kWp)
Betriebskosten:	2 % d. Investition, 2 % Inflation p.a.	2 % d. Investition, 2 % Inflation p.a.
Modul-Degradation:	0,3 % p.a.	0,3 % p.a.
Auslastungsfaktor:	100 %	100 %
Restwert:	0 €	0 €
Vergütungssatz:	9,70 ct./kWh (EEG 2012)	12,51 ct./kWh (Mischsatz EEG 2012)
Strombezugspreis:	15,50 ct./kWh (gewerblich)	15,50 ct./kWh (gewerblich)
LCOE (Equity):	10,07 ct./kWh	11,71 ct./kWh
LCOE (Project):	10,06 ct./kWh	11,70 ct./kWh

Bei Inbetriebnahme einer Freiflächenanlage Ende dieses Jahres liegen die kalkulierten Stromgestehungskosten mit obigen Prämissen über dem EEG-Vergütungssatz (bei Fortführung der derzeitigen Degression des Vergütungssatzes). Somit wäre eine Investition bei einer gegebenen Renditeforderung von 8,0 Prozent auf das Eigenkapital nicht rentabel. Im Gegensatz dazu ist bei einer Dachanlage aufgrund des höheren Vergütungssatzes im Vergleich zum LCOE die Einspeisung ins öffentliche Netz bei gleicher Renditeerwartung weiterhin möglich.

Im Fall der Freiflächenanlage besteht jedoch die Möglichkeit eines Eigenverbrauchsmodells (bei räumlicher Nähe von Stromverbrauchern) für den Anlageneigentümer, da die Strombezugskosten über den LCOE (ca. 10,07 ct./kWh) liegen. Derzeit sind etwa 15,50 ct./kWh (inkl. Steueranteile) für gewerblichen Bezug zu zahlen, bei tendenziell steigenden Bezugskosten. Der bisher eingekaufte Strom würde durch die günstigere Eigenherzeugung substituiert werden und somit Einsparpotenziale genutzt. Dieses Modell ist ebenfalls bei der erwähnten Dachanlage anwendbar. Etwaige regulatorische Änderungen, die den Eigenverbrauch verteuern würden, sind nie auszuschließen, jedoch ist für den Eigenverbrauch von einer gewissen Sicherheit auszugehen, so dass keine entsprechenden Umlagen auf diesen zu zahlen sind.

Für die weiteren Vertriebsmodelle stellt somit Eigenverbrauch oder Energieliefercontracting, wie es bei Heizungsanlagen, Kälteanlagen, Druckluftanlagen bereits seit Jahren vollzogen wird, eine Option dar. Dies gilt allerdings nicht in Deutschland, da die Eigenstromprivilegierung eben nur bei gleichen Eigentumsverhältnissen greift. Im Ausland dagegen sollten solche Modelle durchaus umsetzbar sein und dürften auch in Ländern, welche derzeit eine schwierigere Finanzierungssituation aufweisen, eher auf dem Markt zu platzen sein.

Anzumerken ist, dass die Berechnung der LCOE bei der Freiflächenanlage nur so lange gültig ist, wie 100 Prozent des erzeugten Stromes selbst verbraucht wird oder die überschüssige Menge ins Netz eingespeist werden kann. Andernfalls würde der Auslastungsfaktor U_n unter 100 Prozent sinken und den Preis pro kWh erzeugten Strom verteuern.

Stromgestehungskosten bei PV-Eigenverbrauchsmodellen im Ausland

Bei höheren Einstrahlungswerten z.B. im südlichen Europa mit Werten um ca. 1.500 kWh/kWp, sinken die Stromgestehungskosten in erheblichem Maße. Im Modell mit obigen Prämissen und abgewandelten Finanzierungsannahmen bzw. Renditeforderungen (siehe Tabelle), würden die LCOE bei ca. 9,4 ct./kWh für eine Freiflächenanlage und bei ca. 10,5 ct./kWh für die beispielhafte Dachanlage liegen.

Südeuropa	Freifläche (1 MWp)	Dachanlage (100 kWp)
Jahresertrag:	1.500 kWh/kWp	1.450 kWh/kWp
Investition:	1.200.000 € (1.200 €/kWp)	130.000 € (1.300 €/kWp)
Finanzierung:	30 % EK, 70 % FK, Zinssatz: 5 %, Zinsbindung: 20 Jahre, quartalsweise Tilgung, 1 Jahr Tilgungsfreiheit	30 % EK, 70 % FK, Zinssatz: 5 %, Zinsbindung: 20 Jahre, quartalsweise Tilgung, 1 Jahr Tilgungsfreiheit
EK-Rendite-Forderung:	10 %	10 %
WACC:	6,5 %	6,5 %
LCOE (Equity):	9,42 ct./kWh	10,56 ct./kWh
LCOE (Project):	9,38 ct./kWh	10,51 ct./kWh

Sensitivitätsanalyse der PV-Eigenverbrauchsmodelle

Eine Sensitivitätsanalyse (siehe Abbildung 1) identifiziert die größten Einflussfaktoren auf die Stromgestehungskosten. Hier zeigt sich die hohe Kapitalintensität der Erneuerbaren Energien, da z.B. eine zehnpromtente Verringerung der Investitionssumme, die LCOE ebenfalls um ca. 10 Prozent sinken lässt (ohne Berücksichtigung von steuerlichen Effekten). Im Beispiel der Freiflächenanlage in Deutschland würden (bei sonst gleich bleibenden Annahmen) die LCOE unter dem EEG-Vergütungssatz liegen und somit eine Investition rentabel sein. Der zweite große Einflussfaktor ist die jährliche Stromproduktion, wie sich auch im Vergleich zwischen Deutschland und Südeuropa gezeigt hat. Die weiteren Bestandteile der Berechnungsformel wie Betriebsaufwendungen oder Eigenkapitalquote haben geringere Auswirkungen.

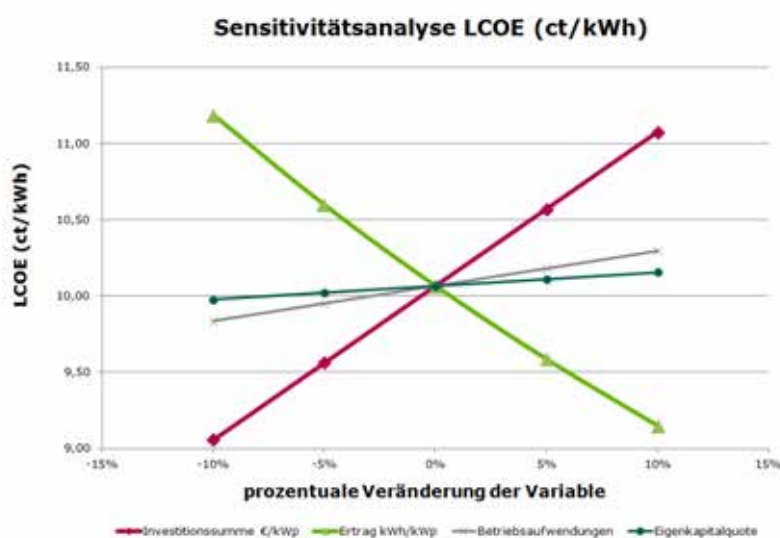


Abbildung 1: Sensitivitätsanalyse LCOE

Bei der Gesamtkapitalbetrachtung spielt auch der Ansatz des WACC eine große Rolle. So steigt der LCOE (Project) linear mit dem WACC (siehe Abbildung 2). Dies verdeutlicht, dass neben den „reinen“ Kosten auch die Finanzierungsseite einen erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten hat. So kann durch einen günstigeren Fremdkapitalzinssatz (z.B. über die KfW) der LCOE gesenkt werden.

Quelle: Darling et. al.: S. B. Darling, F. You, T. Veselka, A. Velosa - Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics, *Energy & Environmental Science*, 2011.

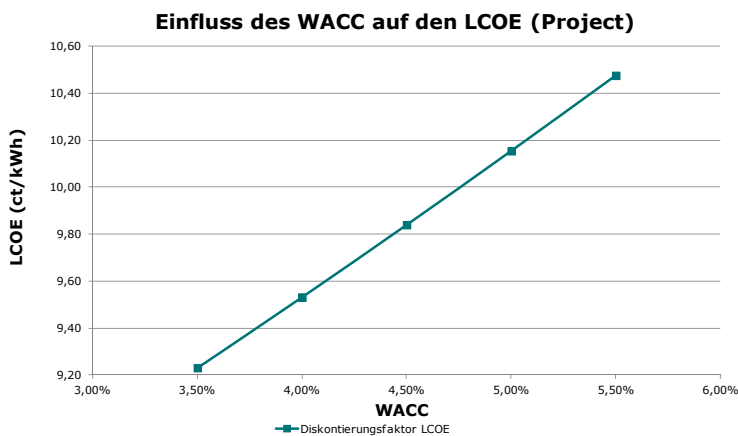


Abbildung 2: Einfluss des WACC auf den LCOE (Project)

Kritisch anzumerken ist, dass die LCOE nur eine rechnerische Größe sind, die aus vielen Prämissen resultieren. Wie bei jeder Investitionsrechnung sollten desweiteren alle eingehenden Parameter einer Varianz unterworfen werden, um die letztendliche Bandbreite der Ergebnisse darzustellen.

Für PPAs (power purchase agreement) sowie für Stromliefercontracting stellt letztendlich der LCOE die ideale Basis dar, um den produzierten Strom besser am Markt zu platzieren. Desweiteren sollte gerade bei Kalkulationen im Großanlagenbereich der PPA als maßgebliches Vertragswerk für die Erlösabsicherung technische und auch politische Eventualitäten berücksichtigen.

Für beide Vertragspartner sollte transparent sein, wie die Technologie sich in den Gestehungskosten widerspiegelt, welche Potenziale sie hat und welche technischen oder unternehmerischen Risiken auf die Kosten Einfluss nehmen können.

Die Kommunikation der Vorteile der PV als Erzeugungstechnologie wird durch die Einführung der LCOE einfacher. Die Preisstabilität ist enorm, so dass insbesondere als Ergänzungstechnologie die PV ihre Lücke finden wird. Gerade in den sogenannten „sun-belt“-Staaten könnte die PV-Technologie einen wichtigen Beitrag zur weiteren Elektrifizierung leisten – neben den günstigen LCOE vor allem durch Ihre Einfachheit, Robustheit und Stabilität. Die Vertriebsmodelle sollten sich hierauf ausrichten und werden in Folge auch wieder mehr Investoren zu Investitionen in PV-Anlagen verleiten, aber gegebenenfalls nicht mehr nur aus Renditegründen, sondern auch unter Berücksichtigung einer erhöhten Versorgungssicherheit.

Kontakt für weitere Informationen:



Kai Imolauer

Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)
Tel.: +49 (9 11) 91 93–36 06
E-Mail: kai.imolauer@roedl.com



Marc Schwientek

Diplom-Wirtschaftsingenieur
Tel.: +49 (9 11) 91 93–35 76
E-Mail: marc.schwientek@roedl.com

Aus aller Welt

> IT: Der Austausch von Bestandteilen bei EE-Anlagen und die daraus resultierenden Mitteilungspflichten dem GSE gegenüber / *Replacing components in RE systems and the resultant obligation to notify GSE*

Augen auf beim Kauf von Bestandsanlagen und Gewährleistungsfällen / *Focus on issues related to the purchase of existing plants and warranty claims*

Von **Svenja Bartels**, Rödl & Partner Padua

Vor dem Hintergrund eines schwunghaften Handels mit Altanlagen, aber auch mit Blick auf die Vielzahl von Klagen wegen Gewährleistungsfällen aller Art, soll auf die Regelungen eingegangen werden, die gelten, wenn Komponenten ausgetauscht werden – und zwar, was das erfahrungsgemäß nicht immer ganz einfache Verhältnis zum GSE angeht. Mit Bezug auf PV-Anlagen gilt hinsichtlich der Module und Inverter, dass ein Austausch nur im Fall von Defekten und/oder Diebstahl erlaubt ist. Für andere Arten von EE-Anlagen wurden keine detaillierten Regelungen getroffen. Dennoch kann grundsätzlich festgehalten werden, dass keine Änderungen an der verwendeten Technologie, an der Energiequelle und der Nominalleistung der Anlage vorgenommen werden dürfen. Bei Austausch von Komponenten ist eine Mitteilung an den GSE grundsätzlich immer dann notwendig, wenn die entsprechenden Bestandteile mit einer Seriennummer versehen sind und dem GSE diese Seriennummer beim Förderantrag mitgeteilt werden musste.

As the trade in ‚second-hand‘ systems is flourishing and many warranty claims of all sorts are made, the laws regulating the issues around the replacement of components need to be addressed. Experience shows that this touches upon the problem of not always easy dealings with GSE. As regards PV plants, the replacement of modules and inverters is allowed only in the case of defects and/or theft. No detailed regulations were passed for other types of RE plants. Still, it can be basically stated that no modifications to the applied technology, the energy source and the nominal capacity of a given plant are allowed. When replacing components, you must always notify GSE if any given parts have a serial number and such a number needs to be reported to GSE when submitting a funding application.

Aufgrund der aktuellen Situation der EE-Anlagen in Italien, insbesondere dem unmittelbar bevorstehenden Aus der Förderung von PV-Anlagen und der Reduktion der Fördermittel für andere EE-Anlagen, gehen die Marktteilnehmer im EE-Sektor mehr und mehr davon ab, neue Anlagen zu planen und richten ihren Fokus auf bereits bestehende Anlagen.

Angesichts dieser Tendenz zu einem regelrechten Zweitmarkt der EE-Anlagen und insbesondere von bereits realisierten PV-Anlagen ist es dienlich, einige Überlegungen zum Vorleben der Anlagen anzustellen. Des Weiteren sind in jedem Verfahren wegen Gewährleistungsfällen die Konsequenzen und Risiken zu berücksichtigen, die ein Austausch fehlerhafter Komponenten mit sich bringt.

Im vorliegenden Artikel wird das Hauptaugenmerk auf die Mitteilungspflichten beim GSE gerichtet. Bekanntermaßen ist der GSE dazu berechtigt, bei geförderten Anlagen stichprobenartige Kontrollen durchzuführen. Sollten dabei Unstimmigkeiten im Vergleich zu den beim Förderantrag getätigten Angaben festgestellt werden, kann dies auch zur Aberkennung der Förderung und zur Verpflichtung der Rückerstattung der bereits ausbezahlten Fördertarife führen (siehe Art. 42 Legislativdekret 28/2011).

Vor diesem Hintergrund sollte sichergestellt werden, dass die dem GSE getätigten Angaben nicht nur zum Zeitpunkt des Förderantrags, sondern über den gesamten Förderzeitraum hinweg zutreffen. Es stellt sich jedoch die Frage, welche Änderungen an den Anlagen mitteilungs pflichtig sind.

Mit Bezug auf PV-Anlagen sei angemerkt, dass dem Förderantrag eine Liste mit allen Seriennummern der Module und Inverter beigefügt werden muss und außerdem bestimmte Informationen zu Leistungstransformatoren, Schnittstellenschutz, Messeinheiten und Unterkonstruktionen der Module mitgeteilt werden müssen. Ähnliche Mitteilungspflichten gelten jedoch grundsätzlich auch für andere Arten von EE-Anlagen.

Dementsprechend stellt sich die Frage ob ein Austausch von Anlagenbestandteilen ohne Weiteres möglich ist oder dies nur in bestimmten Fällen erlaubt ist und zudem, ob dem GSE in letzterem Fall die Daten und Eigenschaften der neuen Bestandteile mitgeteilt werden müssen oder nicht.

Als Grundprinzip kann festgehalten werden, dass dem GSE die Daten und Eigenschaften der vom Austausch betroffenen Bestandteile immer dann mitgeteilt werden müssen, wenn die entsprechenden Bestandteile mit einer Seriennummer versehen

sind und dem GSE diese Seriennummer bei Antragsstellung auf die Fördertarife mitgeteilt werden musste.

Im Detail betrachtet bestehen einige Unterschiede zwischen der Regelung hinsichtlich PV-Anlagen und anderen EE-Anlagen, hinsichtlich derer noch keine detaillierten Regelungen erlassen worden sind.

PV-Anlagen: Module und Inverter

Laut GSE-Leitfaden ist ein Austausch dieser Komponenten ausschließlich im Fall von Defekten oder Diebstahl zulässig. Demzufolge ist der Austausch von nicht defekten Modulen unzulässig und den Betreibern ist es beispielsweise nicht erlaubt, die ursprüngliche Leistung ihrer Anlagen mittels Austausch von älteren, aber noch intakten Modulen mit verminderter Leistung mit neuen Modulen wiederherzustellen – auch dann nicht, wenn die neuen Module dieselben Eigenschaften wie die verbauten Module aufweisen. In den Fällen von Defekten oder Diebstahl hingegen, in denen der Austausch von Modulen und Invertern erlaubt ist, muss die entsprechende Mitteilung über die Web-Anwendung des GSE erfolgen. Dort wurde eigens eine Sektion für die Anzeige von Defekten und/oder Diebstahl eingerichtet.

Exkurs: Die 10-jährige Garantie für PV-Module

Was die PV-Module angeht, erscheint zudem ein kurzer Exkurs auf die 10-Jahres-Garantie interessant. Laut Anlage 2, Absatz 4, Buchstabe b) des Legislativdekrets Nr. 28 von 2011 bleibt die staatliche Förderberechtigung jedweder Natur für Anlagen, die nach dem 29. März 2012 in Betrieb gehen, nur aufrecht, sofern für die Module eine Garantie für einen Mindestzeitraum von zehn Jahren besteht. Dementsprechend musste den ab diesem Datum eingereichten Förderanträgen auch eine Modulherstellerbescheinigung beigelegt werden, die das Bestehen der 10-Jahres-Garantie für Produktionsdefekte der Module belegte.

Bei der genannten Garantie handelt es sich um eine sogenannte Produkt- oder Herstellergarantie, deren Eigenheit darin besteht, dass die Garantie das Produkt begleitet. Garantieberechtigt ist in diesem Sinne immer der jeweilige Eigentümer des Produktes – unabhängig davon, ob es sich dabei um den direkten Vertragspartner des Herstellers/Garanten handelt oder nicht. Dementsprechend besteht auch für eventuelle nachfolgende Erwerber einer PV-Anlage, die eigentlich kein direktes Verhältnis zum Hersteller/Garanten haben, ein direkter Anspruch Letzterem gegenüber. Hinsichtlich des genauen Umfangs der Garantie werden in der oben erwähnten Rechtsnorm keine näheren Angaben gemacht. Daher sind in diesem Zusammenhang die vom Hersteller von Fall zu Fall gemachten Angaben zur Garantie maßgebend, die generell im Datenblatt der Module beschrieben sind. In den meisten Fällen besteht die geschuldete Leistung im Austausch oder der Reparatur der defekten Module.

Andere Arten von EE-Anlagen

Im Gegensatz zu den PV-Anlagen wurden vom GSE bezüglich Defekten und dem Austausch von Bestandteilen bei anderen Arten von EE-Anlagen keine detaillierten Regelungen getroffen.



In diesem Sinne besteht aktuell auch keine Möglichkeit, den Austausch von eventuellen Bestandteilen auf telematischem Wege mitzuteilen.

Mangels eigenständiger Verfahrensregeln ist die Frage nach der Möglichkeit zur Veränderung primärer Anlagenbestandteile mit Blick auf die Unterlagen zu sehen, die dem Antrag zur IAFR-Qualifizierung oder dem Förderantrag beizufügen sind. Hieraus können Rückschlüsse gezogen werden, für welche Eingriffe eine Mitteilung an den GSE vonnöten ist und wann die Durchführung eventueller Eingriffe hingegen ohne Mitteilung an den GSE erlaubt ist.

Bezüglich dieser Frage wurde vom GSE außerdem bereits im Jahre 2011 eine entsprechende Mitteilung erlassen, in der erläutert wurde, dass dem GSE jedwede Änderung an den Anlagen mitgeteilt werden müsse. Eine unreflektierte Anwendung dieses Grundsatzes auf alle Anlagen ist wohl dennoch wenig zielführend.

Vielmehr scheint die Anwendung des bereits eingangs dieses Artikels genannten Grundsatzes weitaus zielführender. Unbeschadet des Grundprinzips, dass keine Änderung an der verwendeten Technologie, an der Energiequelle und der Nominalleistung der Anlage vorgenommen werden darf, ist die Notwendigkeit einer Mitteilung wiederum mit Blick auf die Tatsache zu ermitteln, ob der Austausch Bestandteile betrifft, deren Seriennummern beim GSE erfasst wurden oder nicht. Lediglich im Fall einer Erfassung ist eine Mitteilung an den GSE vonnöten. In Ermangelung eines eigenen Internetportals muss die entsprechende Mitteilung mittels Einschreibebrief mit Rückantwort durchgeführt werden. Mitgeteilt werden müssen die Seriennummern der ausgetauschten und neuen Komponenten, sodass im Falle einer eventuell darauffolgenden Kontrolle keine Unstimmigkeiten hinsichtlich der bei Antragsstellung mitgeteilten Daten auftreten.

Im Detail sah bereits das Ministerialdekret vom 18. Dezember 2008 vor, dass der Betreiber in seinem Antrag für die Zwecke der IAFR-Qualifizierung die Energiequelle der Anlage, die verwendete Technologie und die Leistung der Primärmotoren benennen musste. Zusammen mit diesen Informationen musste eine technische Beschreibung und eine Kopie der Ausführungsplanung eingereicht werden.

Im selben Dekret war außerdem vorgesehen, dass die Anlagenbetreiber dem GSE jede Änderung der Daten der entsprechenden Anlagen mitteilen mussten, ohne dass hierzu jedoch detail-

liertere Ausführungen gemacht wurden.

Im darauffolgenden Ministerialdekret vom 6. Juli 2012 – in dem die Ausrichtung der Vorgängernorm teilweise weiter verfolgt wurde und somit wiederum die Einreichung der technischen Unterlagen der Anlage und des Ausführungsprojekts inklusive technischer Ausarbeitungen vorgeschrieben ist – wurde, gleichermaßen für alle Anlagentypen, die Einreichung lediglich von Fotos der Typenschilder der Motoren und Generatoren vorgeschrieben.

Die Niederlassung in Padua der Kanzlei Rödl & Partner hat über die Jahre hinweg eine außerordentliche Kompetenz bei der Betreuung insbesondere deutscher Mandanten bei der Realisierung von EE-Anlagen und bei der Lösung in jedweder Phase auftretender rechtlicher Problemstellungen entwickelt. Das Tätigkeitsfeld des ausschließlich auf den Energy-Bereich spezialisierten Teams umfasst neben der Erstellung von Due Diligence Berichten, Projektfinanzierungen und sonstiger Beratung im EE-Bereich auch die Vertretung vor Gerichten bei Rechtsstreitigkeiten zu allen Phasen eines Projekts, beispielsweise auch den Genehmigungen oder der Auszahlung der Fördertarife durch den GSE.

Kontakt für weitere Informationen:



Svenja Bartels

Rechtsanwältin (Italien)

Tel.: +39 (049) 80 469 – 11

E-Mail: svenja.bartels@roedl.it

> IT: Sonderregelung für Förderung von PV-Anlagen in Erdbebengebieten / *Special regulations on subsidising PV plants in earthquake Zones*

Schutz für Investitionen in PV-Anlagen in den von den Erdbeben des letzten Jahres betroffenen Regionen der Emilia-Romagna und der Lombardei / *Securing investment in PV plants in the regions of Emilia-Romagna and Lombardy affected by last year's earthquakes*

Von **Avv. Gennaro Sposato**, Rödl & Partner Rom

Wie allgemein bekannt, endet die staatliche Förderung von PV-Anlagen in Italien gemäß der Vorgaben aus dem letzten Conto Energia V nachdem ein jährlicher kumulierter Betrag an Förderkosten in Höhe von 6,7 Milliarden Euro erreicht sein wird. Bei Redaktionsschluss fehlten laut des diesbezüglichen GSE-Zählers circa 60 Millionen Euro für das Erreichen dieser Fördergrenze, welches somit in Kürze bevorsteht. Um aber Investitionen in den von den Erdbeben vom Mai des letzten Jahres betroffenen Gebieten der Regionen Lombardei und Emilia-Romagna zu schützen, hat der italienische Gesetzgeber eine Sonderregelung vorgesehen, die, unter Einhaltung gewisser Voraussetzungen, eine Förderung für PV-Anlagen auch über den Zeitpunkt des Erreichens der obigen Fördergrenze hinaus ermöglicht.

As is generally known, the state subsidies for PV plants will be discontinued in Italy once a EUR 6.7 billion cap on the aggregate value of annual incentives is reached. This is mandated by the provisions of the newly introduced Conto Energia V (renewable energy act). According to the official counter of Gestore Servizi Energetici (GSE), approx. EUR 60 million are lacking (as at the date of finishing the editorial work on this press release) to reach the said funding limit, which means that the subsidies earmarked for PV plants will be used up shortly. However, in order to secure investment in those parts of the regions of Lombardy and Emilia-Romagna that were hit by the earthquake in May last year, the Italian legislator enacted a special regulation based on which PV plants in those regions will receive funding also after reaching the above-mentioned funding limit if they meet certain conditions.



Das Gesetzesdekret Nr. 74 vom 6. Juni 2012 (welches mit Gesetz Nr. 122 vom 1. August 2012 umgesetzt und mit Gesetz Nr. 174 vom 10. Oktober 2012 ergänzt worden ist) sieht für bereits realisierte oder noch fertigzustellende Photovoltaikanlagen, die in den Gebieten der Provinzen Bologna, Modena, Ferrara, Mantova, Reggio Emilia, Rovigo und Cremona liegen und die von den Erdbeben vom 20. und 29. Mai 2012 betroffen waren, besondere Vorgaben für den Erhalt der Fördertarife vor, die die Vorgaben aus dem Conto Energia V ergänzen und abändern. Die tatsächliche Tragweite sowie die Bedingungen für die Anwendung dieser Regelungen sind anschließend durch den Betreiber der Stromdienstleistungen GSE näher präzisiert und dargestellt worden.

Gemäß Artikel 8 Absatz 7 des Gesetzesdekrets haben Photovoltaikanlagen, die in den Zonen liegen, die von den Erdbeben vom 20. und 29. Mai 2012 betroffen waren, Zugang zu den Fördertarifen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Regierungsgesetzes – und somit zum 6. Juni 2012 – anwendbar waren. Sofern bestimmte Voraussetzungen eingehalten werden. Dies gilt, wie wir nachfolgend darstellen werden, sowohl für Dachanlagen, die sich auf vom Erdbeben zerstörten oder beschädigten Gebäuden befanden als auch, unter gewissen Voraussetzungen, für Bodenanlagen.

Auf der Grundlage dieser Sonderregelung und wie durch den GSE präzisiert sind folgende Situationen möglich:

1. Dachanlagen, die auf einem Gebäude realisiert wurden, das durch das Erdbeben vollständig zerstört worden ist.

Diese Dachanlagen können sowohl

- a) auf dem (wieder errichteten) Gebäude als auch
- b) auf dem Boden realisiert werden und behalten den Tarif, den sie zum 6. Juni 2012 bereits erhalten hatten bzw. den Tarif, den sie zum 6. Juni 2012 hätten erhalten können (und somit die Tarife, die vom Conto Energia IV für das erste Semester 2012 für Dachanlagen vorgesehen waren). Dies unter der Voraussetzung, dass sie spätestens zum 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden. Der Fördertarif wird für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Wiederinbetriebnahme anerkannt abzüglich des Zeitraums während welchem die Anlage eventuell bereits einen Fördertarif bezogen hat. Die Leis-

tung der wieder errichteten Anlage darf nicht über der bereits zum Zeitpunkt des Erdbebens geförderten Leistung bzw. der Leistung aus dem Genehmigungstitel liegen.

2. Dachanlagen, die auf einem Gebäude realisiert wurden, für das durch die Gemeinde die Räumung angeordnet wurde, da dieses als nicht oder nur teilweise begehbar klassifiziert worden ist.

Diese Dachanlagen können auf dem sanierten Gebäude wieder errichtet und in Betrieb genommen werden und behalten den Tarif, den sie zum 6. Juni 2012 bereits erhalten hatten bzw. den Tarif, den sie zum 6. Juni 2012 hätten erhalten können (und somit die Tarife, die vom Conto Energia IV für das erste Semester 2012 vorgesehen wurden). Auch hier gelten die Voraussetzung der Inbetriebnahme bis spätestens zum 31. Dezember 2013 sowie die oben beschriebenen Bedingungen bezüglich Dauer der Förderung und Leistung.

3. Anlagen, die

- a) nicht unter Ziffer 1 und Ziffer 2 fallen, die
- b) zum Zeitpunkt des Erdbebens noch nicht in Betrieb waren, aber
- c) zum 30. September 2012 bereits genehmigt waren, erhalten die Tarife, die vom Conto Energia IV für das erste Semester 2012 vorgesehen waren. Dies unter der Voraussetzung, dass sie zum 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden. Anlagen auf landwirtschaftlichen Flächen können weiterhin gefördert werden, sofern die Genehmigung vor dem 29. März 2011 erhalten oder beantragt worden ist und sie spätestens zum 31. Dezember 2013 in Betrieb gehen und die Vorgaben aus Artikel 10, Absätze 4 und 5 des Regierungsgesetzes Nr. 28 vom 3. Mai 2011 (Decreto Romani) eingehalten werden (Leistung maximal 1 MW, zehn Prozent der verfügbaren Fläche dürfen genutzt werden, Abstand von mindestens 2 km zu benachbarten Anlagen des gleichen Grundstückseigentümers. Diese Einschränkungen gelten nicht bei verlassenen Grundstücken).

Als bereits realisiert gelten die Anlagen, die zum Zeitpunkt des Erdbebens bereits in Betrieb waren und eine Förderung erhalten hatten bzw. für die gemäß des Conto Energia IV alle Vorausset-

zungen für eine Förderung vorhanden waren (Klassifizierung als „kleine Anlage“ oder Eintragung in eine förderfähige Position in einem Register).

In der Mitteilung des GSE vom Februar dieses Jahres wird präzisiert, dass die Anlagen aus dem gegenständlichen Regelwerk nicht der Pflicht zur Eintragung in ein Register unterliegen und diese auch nach Erreichen der im Conto Energia V festgelegten Obergrenze an jährlichen kumulierten Förderkosten in Höhe von 6,7 Milliarden gefördert werden.

Die Mitteilung des GSE enthält eine Liste aller Gemeinden, für die die Sonderregelung Anwendung findet. In diese Liste wurden einige Gemeinden genannt, in denen man einen Kausalzusammenhang zwischen der Beschädigung der Anlage und dem Erdbeben beweisen muss, damit man in den Genuss der Anwendung der Sonderregelung kommt.

Aufgrund der Tatsache, dass je nach Anlagentyp eine Vielzahl von Bedingungen aus verschiedenen Rechtsnormen eingehalten werden muss, ist eine Einzelfallprüfung – für die unsere italienischen Niederlassungen natürlich zur Verfügung stehen – in jedem Fall geboten, um die Möglichkeit des Zugangs zur Förderung sowie die Höhe des jeweiligen Tarifs mit Sicherheit festzustellen.

Kontakt für weitere Informationen:



Gennaro Sposato LL.M.

Rechtsanwalt (Italien)

Tel.: +39 (06) 96 70 12-70

E-Mail: gennaro.sposato@roedl.it

> IT: Marktentwicklungen im Bereich der öffentlichen Beleuchtung/ *Market developments in the area of public lighting*

Neue Geschäftschancen im Bereich der Energieeffizienz für Unternehmen und Banken / New business opportunities for undertakings, investors and financing institutions in the energy saving field

Von **Alessandra Mari und Giorgia Simonetti**, Rödl & Partner Rom

Neulich wurde für italienische Verwaltungsbehörden die gesetzliche Verpflichtung zur Ersparnis von Energiekosten, insbesondere im Rahmen der öffentlichen Beleuchtung, eingeführt. Das Inkrafttreten der neuen gesetzlichen Bestimmungen hat sowohl Unternehmen, die auf unterschiedlichen Stufen im Bereich der Energieeffizienz tätig sind, als auch Kreditinstituten das Tor zu einem hochinteressanten neuen Marktbereich geöffnet.

A new statutory duty to save energy costs, especially costs of public lighting, has been recently imposed on administrative institutions in Italy. The coming into force of the new statutory regulations opened up very attractive market opportunities not only to enterprises with different levels of engagement in energy efficiency but also to banks.

Durch die Einführung einer neu erlassenen Regelung (Art. 14 des Gesetzesdekrets vom 7. Mai 2012, Nr. 52, umgesetzt ins Gesetz vom 6. Juli 2012, Nr. 94) wurde die Verpflichtung für alle italienischen öffentlichen Verwaltungsbehörden eingeführt, innerhalb von 24 Monaten Maßnahmen zur Energieersparnis und zur Förderung der Effizienz des Energieendverbrauchs zu ergreifen. Die am meisten betroffenen öffentlichen Verwaltungsbehörden sind die Gemeinden als Inhaber der Dienstleistungsverpflichtung im Rahmen der "öffentlichen Beleuchtung". Diese bildet nämlich den wesentlichen Gegenstand dieser vorgenann-

ten Pflicht zur Ersparnis der "öffentlichen Energiekosten".

Wenn auch bislang das Instrument der öffentlichen Auftragsvergabe genutzt wurde (gewöhnlich zusammen mit einem Werkvertrag), wird unter Berücksichtigung der kritischen Finanzlage der meisten italienischen Gemeinden damit gerechnet, dass in unmittelbarer Zukunft die Anzahl öffentlich-privater Partnerschaften zunehmen wird, die bereits erfolgreich von einigen öffentlichen Auftraggebern verwendet werden. Im Unterschied zu den öffentlichen Aufträgen oder Werkverträgen

ermöglicht die öffentlich-private Partnerschaft im Wesentlichen, dass die Finanzierung der Maßnahme von dem privaten Subjekt gefördert wird. Letzterer wird dann das Geld durch Erlangung der Einnahmen bei der Verwaltung zurückgewinnen, worunter in bestimmten Fällen auch öffentliche Fördermittel fallen (zum Beispiel die Fördermittel für die Energieeffizienz, die sog. „certificati bianchi“, übersetzt die „weißen Zertifikate“).

Die öffentlich-private Partnerschaft kann in diesem Bereich durch die im italienischen Gesetzbuch über öffentliche Verträge (Gesetzesdekret vom 12. April 2006, Nr. 163) geregelten Vertragsmodelle verwirklicht werden, das heißt durch die Vergabe von Dienstleistungsverträgen, den Abschluss von Leasingverträgen (öffentliche Leasingverträge), project financing, Bereitschaftsverträge und gemischte Gesellschaften.

Die Ausführung der Dienstleistung ist meistens von einem Vertragstypus geregelt, der auf den sog. „energy supply contract“ zurückzuführen ist. Dieser wurde im Gesetzesdekret vom 30. Mai 2008, Nr. 115 geregelt, in Umsetzung und Ausführung der Europäischen Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistung (mit Wirkung ab dem 5. Juni 2014 aufgehoben von der Richtlinie über die Energieeffizienz vom 25. Oktober 2012, Nr. 27).

Einige Projekte, die zurzeit von den öffentlichen Verwaltungsbehörden ausgewertet werden, betreffen die öffentliche Beleuchtung, die mit Kommunikations- und/oder Telekommunikationssystemen oder mit Anlagen zur Energieproduktion aus erneuerbaren Energiequellen integriert wird.

Sowohl die potenziellen Unternehmen als auch die Art und Weise ihrer Beteiligung und Einbeziehung unterscheiden sich je nach Sachgebiet und Natur des Ausschreibungsverfahrens, das die Gemeinde für die Umsetzung der Maßnahme zur Energieeinsparung bei der öffentlichen Beleuchtung wählen wird. Alle Vertragstypen eignen sich sehr gut für die Beteiligung von ausländischen Unternehmen, die in den Bereichen tätig sind, die für das sog. energy saving relevant sind. Damit sind vor allem Anbieter, Hersteller und Lieferanten von effizienten Beleuchtungssystemen (insbesondere Dienstleister im Bereich von LED Beleuchtungsprodukten) und ihrer entsprechenden Träger- und Stützobjekte gemeint, sowie Hersteller und Lieferanten von Kommunikationssystemen und Vertragspartner, die solche öffentlichen Beleuchtungssysteme herstellen und laufend verwalten (O&M). Ebenso dazu zählen letztendlich auch die Bankinstitute, die solche Projekte zur Energieersparnis finanzieren und Leasingunternehmen, die in diesem Bereich tätig sind. In diesem Zusammenhang könnte das Angebot eines technischen Vorteils zur Absicherung einer höheren Effizienz durch das Unternehmen den Durchbruch auf dem Markt erleichtern und gleichzeitig für den öffentlichen Auftraggeber eine Ersparnis der Energiekosten bewirken.

Für eine Entscheidung über potenzielle Investitionen in diesem Bereich ist es wichtig, die kürzlich erlassenen Gesetzesänderungen zu nennen, die insgesamt den Zweck verfolgen, Rechtssicherheit für Unternehmensforderungen gegenüber der öffentlichen Hand zu schaffen: Mit dem Gesetzesdekret vom

9. November 2012, Nr. 192 wurde nämlich die im Gesetzesdekret vom 9. Oktober 2002, Nr. 231 enthaltene Regelung, die in Ausführung der Europäischen Richtlinie Nr. 2000/35/EG zur Bekämpfung von Zahlungsverzug im Geschäftsverkehr erlassen wurde, abgeändert, um die Anwendung auch auf alle öffentlichen Werkverträge gemäß dem italienischen Gesetzbuch über öffentliche Aufträge (Gesetzesdekret vom 12. April 2006, Nr. 163) auszudehnen, die ab dem 1. Januar 2013 abgeschlossen wurden. Die neue Regelung sieht – über die Pflicht der privaten Unternehmen hinaus – eine ausdrückliche Zahlungsfrist (die regelmäßig 60 Kalendertage nicht überschreiten soll) für den öffentlichen Auftraggeber vor. Bei Verzug werden Verzugszinsen fällig und der Bezugszinssatz ist der von der Europäischen Zentralbank auf ihre jüngsten Hauptfinanzierungsoperationen angewendete Zinssatz, zuzüglich acht Prozent-Punkten. Darüber hinaus wurden auch sichere Fristen für die Anfechtung der Ausschreibungsurkunden durch Dritte eingeführt (vgl. dazu Art. 120 der italienischen Verwaltungsgerichtsordnung, Gesetzesdekret vom 2. Juli 2010, Nr. 104).

Der römische Standort von Rödl & Partner ist im Gebiet der öffentlich-privaten Partnerschaft besonders spezialisiert und bietet interessierten Unternehmen und Kreditinstituten rechtliche, steuerrechtliche und buchhalterische Beratungsleistungen in jeder einzelnen Phase der Projekte im Rahmen der öffentlichen Beleuchtung in Italien an, insbesondere in Bezug auf Betreuung bei dem Entwurf und der Entwicklung des Projekts (im Falle des Project Financing mit einem privaten Förderer), Betreuung bei der Bewertung der Akten und Urkunden im Rahmen der öffentlichen Ausschreibungen und bei der Erstellung aller notwendigen Unterlagen für die Teilnahme an diesen sowie bei der Erstellung aller vertraglichen Unterlagen mit den Verwaltungsbehörden, der Verträge und Vereinbarungen über den Zusammenschluss mit italienischen und ausländischen Geschäftspartnern. Darüber hinaus können mit Unterstützung der jeweiligen Fachberater die für die Verwirklichung der Projekte eventuell notwendigen Gesellschaften gegründet, Beteiligungen an schon bestehenden Gesellschaften erworben und Finanzierungsverträge abgeschlossen werden. Im Rahmen der Ausführung der Werkverträge bietet die Kanzlei auch kompetente Fachberatung bei der konkreten Realisierung der Projekte sowie bei der Forderungseintreibung gegen die öffentliche Hand oder die eventuell beteiligten privaten Geschäftspartner.

Kontakt für weitere Informationen:



Alessandra Mari

Rechtsanwältin

Tel.: +39 (06) 96 70 12-70

E-Mail: alessandra.mari@roedl.it

> **ES:** Erste Abschlagszahlung für Stromertragssteuer wird fällig/
Spain: First due advance payment of tax on income from produced electricity

Das Formular zur Steuererklärung und zur Abschlagszahlung ist veröffentlicht worden. / *The tax and tax advance return form has been published.*

Von **Christoph Himmelskamp**, Rödl & Partner Barcelona

Durch das Gesetz 15/2012 vom 27. Dezember 2012 wurde durch das spanische Parlament eine Sieben-Prozent-Stromertragssteuer verabschiedet, die ab dem Kalenderjahr 2013 gilt. Die Steuer wird auf die Erzeugung und Einspeisung des Stroms in das Netz erhoben, weshalb die Erzeuger Erneuerbarer Energien, die einen festen Einspeisetarif bekommen, diese nicht an den Endverbraucher weitergeben können. Die Steuer für das laufende Kalenderjahr wird im November kommenden Jahres fällig, d.h. die Steuer für die Stromerzeugung des Jahres 2013 ist im November 2014 zu begleichen.

Es sind jedoch bereits jeweils zwischen dem 1. und 20. Mai, September, November und Februar Abschlagszahlungen für die Zeiträume von jeweils drei, sechs, neun und zwölf Monaten des Kalenderjahres fällig, d.h. am 20. Mai ist eine Abschlagszahlung für die Stromproduktion des 1. Quartals 2013 zu erklären und abzuführen. Sofern jedoch der Produktionswert aller Anlagen im vorangehenden Kalenderjahr nicht den Betrag von 500.000 Euro übersteigt, sind die Steuerpflichtigen nur verpflichtet, eine Vorauszahlung zu leisten und zwar im Zeitraum vom 1. bis 20. des Monats November.

Im Modell 583 werden sehr viele Daten abgefragt, weshalb mit der Vorbereitung des Formulars zeitnah begonnen werden sollte.

 Agencia Tributaria Dependencia de Aduanas e Impuestos Especiales	Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica		Modelo					
	(1) Código <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>		583					
MINISTERIO DE HACIENDA Y ADMINISTRACIONES PÚBLICAS	Autoliquidación y Pagos Fraccionados							
(2) Identificación		(3) Período de liquidación						
NIF <input type="text"/> Número de registro <input type="text"/> Apellidos y Nombres o Razón Social <input type="text"/> Dirección, localidad y provincia <input type="text"/>		Ejercicio <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> Período <input type="text"/> <input type="text"/>						
(4) NRC <input type="text"/>		(5) Importe Ingresada <input type="text"/>						
(6) Liquidación	a. Número de registro	b. Delegación	c. Energía eléctrica	d. Base imponible	e. Tipo impositivo %	f. Cuota íntegra	g. Pagos fraccionados realizados	h. Cuota diferencial
i. Cuota diferencial total								

Kontakt für weitere Informationen:



Christoph Himmelskamp
 Rechtsanwalt
 Tel.: +34 (93) 23 89 -370
 E-Mail: christoph.himmelskamp@roedl.de

> **PL:** Das polnische EEG: Das große Warten setzt sich fort/ *Polish Renewable Energy Law still awaited*

Von **Piotr Mrowiec LL.M. und Aneta Majchrowicz-Bączyk**, Rödl & Partner Posen

Nicht erst seit Monaten, sondern schon seit eineinhalb Jahren wartet die Erneuerbare-Energien-Branche auf das Inkrafttreten des ersten polnischen Gesetzes, das die Einspeisung und Förderung des aus erneuerbaren Energien hergestellten Stroms in einem Rechtsakt regeln soll. Trotz vieler Appelle der Branche und feuriger Bekenntnisse von Politikern zu diesem Gesetz ist das Ende des Wartens nicht in Sicht. Wenn man Pressemitteilungen rund um den Entwurf des EEG liest, glaubt man immer wieder, einen Déjà-vu-Effekt zu erleben, denn die Mitteilungen meint man bereits vor einem Jahr gelesen oder gehört zu haben. Eigentlich aber ist es kein Déjà-vu, denn tatsächlich wiederholen sich die Informationen über das baldige Inkrafttreten des neuen Gesetzes ständig.

Not even months but a year and a half – for this long the renewable energy industry has awaited the enactment of the first Polish law which will regulate feeding-in and funding of electricity produced from renewable energy sources. Despite numerous calls from the industry and fervid declarations of politicians regarding this law, there is no indication that the long wait will soon be over. When reading press releases concerning the bill of the Polish Renewable Energy Law, you feel as if you are having a strong sense of déjà vu as it appears to you that you saw or heard similar news a year ago. But in fact this is not a déjà vu. The news that the new law will be enacted soon is released over and over again.

Zuerst der kleine, erst dann der große Dreierpack mit dem EEG

Anfang 2012 war man fest überzeugt, dass das polnische EEG zusammen mit dem geänderten Energierecht und dem ganz neuen Gasrecht Anfang 2013 als sogenannter „Dreierpack“ in Kraft treten werde. Ende April 2013 sagte der jetzige Vize-Wirtschaftsminister Jerzy Witold Pietrewicz, dass er „erstaunt wäre, wenn die Arbeit an dem Dreierpack nicht bis Ende dieses Jahres abgeschlossen wäre“. Diese Stellungnahme bedeutet im Hinblick auf die Vergangenheit nicht viel. Man weiß auch nicht, was mit dem Abschluss von Arbeiten gemeint ist das Inkrafttreten des Gesetzes oder nur, dass der Entwurf von der Regierung zur parlamentarischen Beratung freigegeben wird.

Die Regierung plant, den Dreierpack erst dann zu verabschieden, wenn der sogenannte „kleine Dreierpack“ in Kraft ist. Doch was ist der kleine Dreierpack? Der kleine Dreierpack ist eigentlich eine Novellierung des Energiegesetzes und einiger anderer Gesetze mit dem Ziel, schnellstmöglich die Richtlinie über erneuerbare Energiequellen umzusetzen. Die Umsetzungsfrist lief bereits am 5. Dezember 2010 ab. Wegen Nichtumsetzung hat die EU-Kommission gegen Polen Klage beim Europäischen Gerichtshof eingereicht und eine Strafe in Höhe von 133 TPLN für jeden Tag des Verzugs bei der Umsetzung vorgeschlagen. Polen wollte zunächst die Richtlinie 2009/28/EG vom 23. April 2009 bei der Verabschiedung des EEG und des geänderten Energiegesetzes umsetzen; da jedoch die Arbeiten im Schnecken-tempo laufen, hat eine Gruppe von Abgeordneten vorgeschlagen, die für die Umsetzung benötigten Vorschriften aus dem Dreierpack herauszunehmen und sie separat als sogenannten „kleinen Dreierpack“ zu verabschieden.

Die drohende Strafe bewirkte Wunder: Der kleine Dreierpack wurde schon kurz nach Veröffentlichung des Entwurfes von

der Regierung positiv beurteilt und soll in Kürze vom Parlament verabschiedet werden. Noch in diesem Halbjahr soll der Präsident die Novelle unterzeichnen, womit diese in Kraft träte. Erst danach wollen sich die Politiker dem tatsächlichen „großen“ Dreierpack und vor allem dem EEG widmen.

Was bringt der kleine Dreierpack?

Obwohl der kleine Dreierpack keine Förderungsmechanismen beinhaltet, ist diese Gesetzesnovelle von großer Bedeutung für die erneuerbare Energie, vor allem für die PV-Branche. Die Novelle beinhaltet eine Reihe von Vorschriften, die den Anschluss und die Stromherstellung aus kleineren EE-Anlagen erleichtern wird. Vor allem soll der Anschluss einer Mikro-Anlage (also einer EE-Anlage mit einer Nennleistung bis 40 kW) unentgeltlich erfolgen – diese Anlagen sollen vollständig von der Anschlussgebühr befreit werden. Endlich wird auch klargestellt, ob eine PV-Anlage als Bauwerk behandelt werden soll oder nicht. Zurzeit gibt es dazu widersprüchliche Interpretationen seitens der Baubehörde. Die Novelle ändert das Baugesetzbuch so, dass zukünftig für alle PV-Anlagen mit einer Spitzenleistung bis 40 kW keine Baugenehmigung mehr benötigt wird.

Im Umkehrschluss heißt dies aber, dass alle größeren Anlagen dem Baugenehmigungszwang unterliegen werden. Derzeit ist es in einigen Gemeinden möglich, auch einen großen Solarpark ohne Baugenehmigung zu bauen; der Solarpark wird nämlich investorenfreundlich als freistehende Einrichtung definiert und nicht als Bauwerk. Für die Betreiber kleinerer Anlagen wird es zudem leichter sein, die Anschlussbedingungen zu erhalten: Man wird nämlich von der umständlichen Pflicht befreit sein, dem Antrag auf Erteilung der Anschlusszusage die Planungs-dokumente anzufügen, aus denen hervorgeht, dass auf dem betreffenden Gebiet die Errichtung von EE-Anlagen zulässig ist. Diese Verpflichtung war gerade bei kleineren Anlagen lebens-



fremd, weil die Bebauungspläne, gerade für Wohngebiete, diese Information nicht beinhalten und sehr oft noch nicht einmal Bebauungspläne existieren.

Das (hoffentlich) baldige Inkrafttreten des „kleinen Dreierpacks“ eröffnet Chancen für die Betreiber kleinerer EE-Anlagen sowie für Zulieferer fertiger Lösungen, vor allem für kleine PV-Dachanlagen. Es können sich somit deutsche Zulieferer freuen. Eigentlich ist es auch erfreulich, dass im Rahmen des kleinen Dreierpacks keine Förderung für „Mikrobetreiber“ eingeführt wird. Denn so bleibt der Druck aus der Branche der Betreiber kleinerer EE-Anlagen unvermindert, dass das EEG in Kraft tritt.

Das Warten auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Nach der Mitteilung des Wirtschaftsministers sollen die Arbeiten an dem tatsächlichen Dreierpack auf Hochtouren laufen. Die Arbeiten laufen jetzt nicht mehr alleine im Wirtschaftsministerium, sondern im Rahmen einer interministeriellen Arbeitsgruppe für Energie, sodass die Lösungen von allen involvierten Ministerien erarbeitet werden können. Das kann tatsächlich die Arbeit beschleunigen, da bisher die Vorschläge des Wirtschaftsministeriums vor allem seitens des Privatisierungsministeriums, das die Eigentumsaufsicht über die größten polnischen Energieunternehmen innehat, torpediert wurden. Der polnische Premierminister Donald Tusk versichert dazu, dass die Arbeitsgruppe mit Hochdruck an einer neuen Fassung des Entwurfes des EEG arbeitet.

Die ganze Branche wartet somit wieder einmal fieberhaft auf den neuen Entwurf. Aus den Informationen, die aus der Arbeitsgruppe an die Öffentlichkeit durchsickern, lässt sich aber herauslesen, dass das polnische EEG weniger investorenfreundlich als bisherige Entwürfe sein wird.

Auf einer am 19. März 2013 von der Deutsch-Polnischen Industrie- und Handelskammer (AHK) organisierten Konferenz in Warschau wurden von dem Direktor der Abteilung für Erneuerbare Energien aus dem Wirtschaftsministerium – Herrn Janusz Pilitowski - neue Vorschläge zu Änderungen am Entwurf des EEG vorgestellt. Zum einen soll die Größe einer Photovoltaik-Anlage 2 MWp nicht überschreiten, damit der Betreiber in den Genuss der Unterstützung durch grüne Zertifikate kommt. Größere Anlagen sollen keine grünen Zertifikate erhalten, sondern von jeglicher Unterstützung ausgeschlossen werden. In dem bisherigen Entwurf liegt die Unterstützungsgrenze deutlich höher, nämlich bei 10 MWp. Weitere Lösungsvorschläge sehen

eine automatische Kappung der Förderung für neue Anlagen vor, wenn die Gesamtheit der installierten und an das Netz angeschlossenen PV-Anlagen eine gewisse Größe erreicht; z.B. sollen ab 500 MWp in der Summe der in ganz Polen installierten PV-Anlagen die Korrekturfaktoren um 25 Prozent gekappt werden. Die dritte Neuheit ist eine territoriale Beschränkung beim Netzanschluss der PV-Anlagen: Diese sollen an das Stromnetz angeschlossen werden, wenn im Umkreis von 2000 Metern keine andere PV-Anlage an das Netz angeschlossen wurde - es sei denn, die bereits angeschlossene Anlage wurde vor zwei Jahren oder früher angeschlossen.

Es bleibt zu hoffen, dass die obigen Vorschläge nicht in die Endfassung einfließen werden; dabei ist es ungewiss, wann die Regierung überhaupt die neue Fassung des EEG-Entwurfes veröffentlicht.

Das Schnecken tempo bei der Einführung des EEG hat aber auch eine positive Seite. Seit einem Jahr können alle den dramatischen Wertverlust der grünen Zertifikate beobachten. Der einst für fast 300 PLN je Herkunftszertifikat gehandelte Preis an der Energiebörse stürzte auf ein historisches Tief von ungefähr 100 PLN. Auch die Preise für die außerbörslich gehandelten Zertifikate sind gefallen, wenn auch nicht so stark wie an der Börse. Es erheben sich deshalb Stimmen, die verlangen, dass ein zuverlässiges Instrument in das EEG eingebaut werden muss, damit eine Schwankung dieses Ausmaßes in Zukunft verhindert wird. Ein Vertreter des Wirtschaftsministeriums versicherte, dass an einer solchen Lösung auch gearbeitet werde.

Als Schlussfolgerung lässt sich feststellen, dass die legislative Arbeit an dem polnischen EEG - die am 22. Dezember 2011 mit der Veröffentlichung des ersten Entwurfes des EEG durch den ehemaligen Wirtschaftsminister Waldemar Pawlak begonnen hat - einem Hitchcock-Thriller gleicht; Spannung und Anregung wachsen kontinuierlich, und die Nerven der Investoren, die auf das Gesetz warten und schon jetzt immense Ausgaben für die Vorbereitung von zukünftigen Investitionen tätigen, liegen blank. Es bleibt zu hoffen, dass das große Warten auf das polnische EEG mit einem Happy End enden wird.

Kontakt für weitere Informationen:



Aneta Majchrowicz-Baczyk

Rechtsanwältin (Polen)

Tel.: +48 (61) 62 44-924

E-Mail: aneta.majchrowicz-baczyk@roedl.com

> **Mosambik:** Neuer Markt für Small-Scale Projekte im Off-Grid-Bereich? / *Mozambique: new market for small-scale projects in off-grid systems?*

Von **Ulrike Brückner**, Rödl & Partner Berlin/ Kapstadt

Mosambik kann für 2013 mit einem prognostizierten Wirtschaftswachstum von 8,4 Prozent aufwarten und ist damit eines der aufstrebenden Länder im südlichen Afrika. Trotz der vielversprechenden natürlichen Gegebenheiten für Solar- und Windenergie, Klein- und Mini-Wasserkraftanlagen, Biomasse und Geothermie, hat Mosambik bis jetzt sein Potenzial im Bereich der Erneuerbaren Energien noch kaum genutzt. Die politischen sowie natürlichen Rahmenbedingungen für einen Markt, der sich aufgrund der Besiedlungsstruktur des Landes vor allem auf kleine Systeme im Off-Grid-Bereich fokussieren wird, sind allerdings bereits in Planung und zum Teil schon umgesetzt. Mosambik ist somit gerade auch für kleinere Marktteilnehmer ein attraktiver Markt für Erneuerbare Energien im südlichen Afrika.

Mozambique is one of the emerging markets in Southern Africa. According to forecasts, its economic growth is expected to level at 8.4 per cent in 2013. Although Mozambique has very favourable natural conditions for solar and wind energy, small and micro hydroelectric power plants, biomass and geothermal energy, it has not yet fully unlocked its potential in the area of renewable energies. However, the political and natural framework conditions for a market focusing mainly on small off-grid systems due to the land settlement pattern are already in the planning phase and a part thereof is even being implemented. Thus, Mozambique is already seen as an attractive renewable energy market in Southern Africa also to smaller market players.

Mosambik, das für 2013 mit einem prognostizierten Wirtschaftswachstum von 8,4 Prozent aufwarten kann, ist eines der aufstrebenden Länder im südlichen Afrika. Um den dringlichsten Investitionsrisiken des Landes zu begegnen, werden laut einer Schätzung des Marktforschungsinstituts Frost & Sullivan bis 2017 26 Milliarden Euro in die Verkehrs-, Energie-, Wasser- und Telekommunikationsinfrastruktur investiert.

Für Ende 2013 ist die Erstellung eines Atlas für Erneuerbare Energien angestrebt, der mögliche Standorte für Projekte aufzeigen soll. Trotz der vielversprechenden natürlichen Gegebenheiten für Solar- und Windenergie, Klein- und Mini-Wasserkraftanlagen, Biomasse und Geothermie, hat Mosambik bis jetzt sein Potenzial im Bereich der Erneuerbaren Energien noch kaum genutzt. Die politischen sowie natürlichen Rahmenbedingungen für einen Markt, der sich aufgrund der Besiedlungsstruktur des Landes vor allem auf kleine Systeme im Off-Grid-Bereich fokussieren wird, sind allerdings bereits in Planung und zum Teil schon umgesetzt.

Energiepolitische Ziele und Status quo

Mosambik hat eine installierte Stromerzeugungskapazität von bis dato rund 2.275 MW und einen aktuellen Eigenbedarf von nur 650 MW, der allerdings jährlich um 15 Prozent steigt. Das Hauptproblem der Energieversorgung stellt die Versorgung ländlicher und abgeschiedener Regionen dar. 2012 waren nur 26 Prozent der Bevölkerung an das Stromnetz angeschlossen. Diese Zahl soll durch die ehrgeizigen Elektrifizierungsprogramme bis Ende 2013 auf 41 Prozent erhöht werden. Der Anschluss an das Stromnetz dürfte in vielen abgelegenen Regionen mittelfristig jedoch nicht realisierbar sein. Aus diesem Grund werden bereits jetzt zwölf Prozent der mosambikanischen Bevölke-

rung durch Off-Grid-Solaranlagen versorgt, was somit zu einer Elektrifizierungsrate von insgesamt 38 Prozent führt. Zuständig für die ländliche netzunabhängige Energieversorgung ist der Fundo de Energia (FUNAE), der über eine installierte Kapazität von 4-5 MW verfügt und in Zukunft seinen Fokus vermehrt auf Erneuerbare Energien sowie eine verstärkte Zusammenarbeit mit privaten Projektentwicklern legen wird. FUNAE sollte zuerst als reine Finanzierungsinstitution fungieren; entwickelt und betreibt aber mittlerweile selbst Projekte in Zusammenarbeit mit den jeweiligen Gemeinden, aus denen Zulieferungschancen im Rahmen von Ausschreibungen hervorgehen.

Bis 2020 plant Mosambik einen Ausbau von 5.500 MW an neuen Erzeugungskapazitäten, mögliche Ausbaupotenziale und Projekte, die sich bereits in der Planungsphase befinden, nicht berücksichtigt. Die geplanten Projekte mit einem Investitionsvolumen von insgesamt 9,7 Milliarden Euro konzentrieren sich vor allem auf das Sambesital. Die Bergbauunternehmen Ncondezi (1.800 MW), Rio Tinto (2.000 MW), Vale (1.800 MW) und Jindal Steel (2.640 MW) planen den Bau von Kohlekraftwerken. Mphanda Nkuwa (1.500 MW) und Cahora Bassa North (1.245 MW) setzen dagegen auf Wasserkraftwerke. Das gesamte hydroelektrische Potenzial Mosambiks wird auf 12 GW beziffert.

Die ambitionierten energiepolitischen Ziele gelten nicht nur allein der Befriedigung der inländischen Nachfrage, für die ein jährlicher Verbrauch von 2.000–2.200 MW bis 2020 prognostiziert wird, sondern sollen auch dem Export in den zwölf Länder umfassenden Southern African Power Pool (SAPP) dienen, dessen Verbrauch in den letzten Jahren jährlich um 1.500 MW gestiegen ist. Mosambik exportiert bereits jetzt Strom in die Nachbarstaaten, mit Südafrika als Hauptabnehmer.

Ungenutztes Solarpotenzial

Aus den bereits vorliegenden Daten lässt sich für Mosambik eine durchschnittliche jährliche Sonneneinstrahlung von 5,2 kWh/km² entnehmen; in manchen Regionen wie bei Pemba sogar 6 kWh/km². Dies entspricht einer möglichen Erzeugung von 1,49 GWh Solarstrom. Daher überrascht es, dass die derzeit installierte Kapazität von Photovoltaikanlagen nur etwas über 1 MW beträgt und fast ausschließlich aus Projekten der FUNAE stammt, die vor allem öffentliche Gebäude und Einrichtungen betreffen.

Allerdings gibt es mittlerweile auch größere Photovoltaikanlagen, mit denen sich kleine lokale Netze betreiben lassen, wie z.B. Muembe, Mavago und Mecula mit jeweils 400–500 kW, die von dem südkoreanischen Unternehmen Hyosung beliefert werden.

Windenergie noch im Anfangsstadium

Erste Daten zum Windpotenzial in Mosambik zeigen, dass sich interessante Standorte in der auf über 1.000 Meter liegenden Hochlandregion im Norden bei Lichinga und Niassa sowie an der 2.500 km langen Küste ergeben könnten. Messungen an der Küste bei Ponta d'Ouro und in Inhambane, wo bereits ein Pilotprojekt mit 300 kW in Praia steht, ergaben sogar Werte von 6-7 m/s.

Weiterhin sind Einspeisevergütungen geplant, um netzeinspeisende Windparks mit einer installierten Leistung von 10-20 MW zu fördern. Außerhalb der Förderung ergeben sich aber auch Möglichkeiten für Einzel- und Hybridanlagen in weiter abgelegenen Gebieten.

Chancen für Biomasse-Projekte und Geothermie

Die wenig besiedelten und fruchtbaren ländlichen Gegenden Mosambiks bieten ein hohes Biomassepotenzial, das auf rund 100 MW geschätzt wird, bei einer verfügbaren Fläche von 30 Mio. Hektar. Zusätzlich findet man in den acht bekannten Quellen im ostafrikanischen Graben bei Metangula und Espungabera-Mincaareas ein geothermisches Potenzial von mindestens 25 GW.

Einbeziehung des Privatsektors

Der Markt für private Projektentwickler ist aufgrund der subventionierten Preise für Endkonsumenten bislang nicht einfach, was sich aber im Zuge der geplanten energiepolitischen Maßnahmen künftig stark verändern kann.

Bis 2025 soll die „New and Renewable Energy Development Strategy“ (EDENR) der mosambikanischen Regierung umgesetzt werden, die wie der FUNAE ein stärkeres Engagement des privaten Sektors vorsieht. Laut dem Energieminister Namumburte sollen im Rahmen der EDENR-Strategie regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, die netzunabhängige und regenerative Projekte von privaten Projektentwicklern zu kostendeckenden Preisen ermöglichen. Pico-Systeme bis

10 W stellen hier einen interessanten Markt dar, in dem das deutsche Unternehmen Phaesun aus Memmingen bereits mit dem Projekt „E3 Mozambique“ in Zusammenarbeit mit der DEG und der GIZ aktiv ist. Weiterhin sieht die EDENR die Installation von 100.000 solarthermischen Wasserboilern und 5.000 solarbetriebenen Kühlschränken vor.

Fazit

Mosambik ist ein attraktiver Markt für kleinere Projekte und Off-Grid-Anlagen, der somit auch für kleinere Marktteilnehmer durchaus interessant ist. Aufgrund der Anstrengungen der Regierung und den anvisierten Maßnahmen kann auf einen regen Markt für Erneuerbare Energien in der Zukunft gehofft werden. Herausforderungen, denen man bei einer Investition in Mosambik begegnet, sind sicher der Mangel an Fachkräften, Portugiesisch als Geschäftssprache und die schlechte Infrastruktur. Um derartige Probleme wenigstens in der Anfangsphase zu überwinden, erschließen sich viele Unternehmen den Markt von Südafrika aus, dessen Wirtschafts- und Industriezentrum Gauteng nur rund 500 km von der mosambikanischen Hauptstadt Maputo entfernt ist und sich als Einstiegsland für Investoren auf dem Kontinent bereits etabliert hat.

Kontakt für weitere Informationen:



Ulrike Brückner, LL.M.

Rechtsanwältin

Tel.: +49 (30) 810 795-52 / +27 (11) 479-30 64 (RSA)

E-Mail: ulrike.brueckner@roedl.pro



> **Malaysia:** Photovoltaik-Industrie in der Krise? / *Malaysia: Crisis of PV industry?*

Von **Dr. Paul Weingarten**, Rödl & Partner Malaysia (Kuala Lumpur)

Trotz erneuter Anpassung des Degressionssatzes bleibt Malaysia grundsätzlich ein interessanter Standort für die Solarindustrie. Viel Sonne, ausreichend verfügbare Flächen, eine gute Infrastruktur und eine staatlich garantierte Einspeisevergütung bieten günstige Voraussetzungen. Die jüngste SEDA-Ausschreibung für PV-Projekte im Gesamtvolumen von 20 MW war binnen einer Stunde ausgeschöpft.

Despite another revision of the degression rate, Malaysia remains – on the whole – an attractive destination for the solar industry. A lot of sunlight, enough land available, good infrastructure and state-guaranteed feed-in tariffs offer favourable conditions. In the last tender announced by SEDA for PV projects, the total capacity of 20MW was allocated within the first hour of opening the application system.

Derzeit werden über 90 Prozent des Energiebedarfs des Landes aus Kohle und Gas gewonnen. Mit der Einführung einer Einspeisevergütung nach deutschem Vorbild im Dezember 2011 hat Malaysia den ersten Schritt in Richtung Energiewende gesetzt. Als einer der weltgrößten Palmölproduzenten hat das Land großes Potenzial für Biomasseanlagen – eine stabile Versorgung mit Abfällen der Palmölplantagen ist jedoch nicht gewährleistet. Vor allem Solarenergie ist eine vielversprechende Alternative in einem Land, in dem die Sonne täglich fast acht Stunden scheint. Wie viele andere Staaten auch hat Malaysia den Degressionssatz inzwischen deutlich angehoben, zuletzt im März 2013 von acht Prozent auf 20 Prozent. Für kleine PV-Projekte bis 24 kW gilt weiterhin die Acht-Prozent-Rate. Für private PV-Projekte soll die Degressionsrate hingegen ab Januar 2014 auf null Prozent reduziert werden. Die Behörde für Nachhaltige Energien (SEDA) erhofft sich dadurch einen größeren Zuspruch für Initiativen wie das „Solar Home Rooftop Programme“ und allgemein eine breitere Anwendung von Solarenergie.

John Hng, Sekretär der „Malaysian Photovoltaic Industry Association“, äußerte sich skeptisch über die sprunghafte Anhebung der Degressionsrate und mutmaßte sogar, die Maßnahme würde die Solarindustrie zerstören. Dennoch gingen am 2. April 2013 bei der SEDA anlässlich einer Ausschreibung für geförderte PV-Anlagen bis 500 kW 137 Bewerbungen ein. Das Kontingent mit einem Gesamtvolumen von 20 MW war damit binnen einer Stunde ausgeschöpft.

Der größte malaysische Solarpark-Entwickler Cypark Resources Berhad rief unlängst die Regierung auf, die Kapazitätsobergrenze für Projekte aus Erneuerbaren Energien (derzeit 30 MW) aufzuheben, um mehr Investoren ins Land zu locken. Investoren wie beispielsweise die deutsche Wirsol Solar AG, die Berichten

zufolge ihr Engagement in Südost-Asien ausbauen möchte. Die neu gegründete Niederlassung in Kuala Lumpur soll mehrere Solar-Projekte in Malaysia betreuen.

Einige Big Player wie First Solar, Hanwha Q Cells und AUO Sun-Power sind schon länger mit Produktionsstandorten in Malaysia vertreten und haben kein leichtes Jahr hinter sich. Während Bosch Solar Energy im März 2013 bekannt gab, von seinen Plänen zum Bau einer Solarmodulfabrik in Penang künftig Abstand zu nehmen, nahm Panasonic im benachbarten Kulim eine integrierte Produktionsstätte mit einer jährlichen Kapazität von 300 MW in Betrieb. Ob Malaysia angesichts der Marktentwicklung an seinem Ziel, bis 2020 der zweitgrößte PV-Produzent der Welt zu werden, festhalten kann, ist fraglich. Die Nachfrage an erneuerbaren Energien generell und an Photovoltaik im Speziellen wird aber weiterhin steigen und Malaysia weist in diesem Bereich großes Potenzial auf.

Kontakt für weitere Informationen:



Dr. Paul Weingarten

Rechtsanwalt (Österreich)

Tel.: +603 26 12 68 49

E-Mail: paul.weingarten@roedl.pro

Rödl & Partner intern

> Veranstaltungshinweis

3. Branchentreffen Erneuerbare Energien

Fachtagung: Erfolgsfaktor Erneuerbare Energien 2013

Wir laden Sie herzlich ein, am **20. November 2013 in Nürnberg** als unser Gast einen Tag zu erleben, der ganz im Zeichen der Erneuerbaren Energien steht.

Sie können aus einem vielfältigen Programm mit mehr als 30 Vorträgen, welche in sechs parallelen Foren angeboten werden, wählen: Erfahren Sie aus erster Hand Aktuelles über die Investitionschancen deutscher Unternehmen im In- und Ausland. Auch dieses Jahr werden wir wieder nationale und internationale Entwicklungen im Bereich Erneuerbare Energien im Experten- und Praktikerkreis diskutieren.

Anmeldemöglichkeit und weitere Informationen finden Sie auf unserer Homepage:

www.roedl.de/veranstaltungen

Bei Fragen freuen sich über Ihren Anruf oder Ihre E-Mail:

Peggy Kretschmer
+49 (9 11) 91 93 - 35 02
peggy.kretschmer@roedl.de

Tanja Hölzer
+49 (9 11) 91 93 - 35 14
tanja.hoelzer@roedl.de

Informationen zu weiteren Veranstaltungen und Seminaren finden Sie im Internet unter www.roedl.de/veranstaltungen

Potenziale erkennen

„Manchmal erkennt man die Qualität von etwas erst, wenn man sein Auge dafür bewusst öffnet. Potenziale zu erkennen, ist eine unserer Kernkompetenzen.“

Rödl & Partner

„Erfahrene ‚Casteller‘ erkennen ziemlich bald, ob es sich lohnt, die Idee für eine neue Formation weiter zu verfolgen.“

Castellers de Barcelona

„Jeder Einzelne zählt“ – bei den Castellers und bei uns.

Menschentürme symbolisieren in einzigartiger Weise die Unternehmenskultur von Rödl & Partner. Sie verkörpern unsere Philosophie von Zusammenhalt, Gleichgewicht, Mut und Mannschaftsgeist. Sie veranschaulichen das Wachstum aus eigener Kraft, das Rödl & Partner zu dem gemacht hat, was es heute ist.



„Força, Equilibri, Valor i Seny“ (Kraft, Balance, Mut und Verstand) ist der katalanische Wahlspruch aller Castellers und beschreibt deren Grundwerte sehr pointiert. Das gefällt uns und entspricht unserer Mentalität. Deshalb ist Rödl & Partner eine Kooperation mit Repräsentanten dieser langen Tradition der Menschentürme, den Castellers de Barcelona, im Mai 2011 eingegangen. Der Verein aus Barcelona verkörpert neben vielen anderen dieses immaterielle Kulturerbe.

Impressum E|nEws

Herausgeber: Rödl & Partner GbR
Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg
Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 04 | energie@roedl.de

Verantwortlich für den Inhalt:

Martin Wambach – martin.wambach@roedl.com
Kranhaus 1, Im Zollhafen 18 | 50678 Köln
Anton Berger – anton.berger@roedl.com
Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Layout/Satz:

Tanja Hölzer – tanja.hoelzer@roedl.com
Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Dieser Newsletter ist ein unverbindliches Informationsangebot und dient allgemeinen Informationszwecken. Es handelt sich dabei weder um eine rechtliche, steuerrechtliche oder betriebswirtschaftliche Beratung, noch kann es eine individuelle Beratung ersetzen. Bei der Erstellung des Newsletters und der darin enthaltenen Informationen ist Rödl & Partner stets um größtmögliche Sorgfalt bemüht, jedoch haftet Rödl & Partner nicht für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit der Informationen. Die enthaltenen Informationen sind nicht auf einen speziellen Sachverhalt einer Einzelperson oder einer juristischen Person bezogen, daher sollte im konkreten Einzelfall stets fachlicher Rat eingeholt werden. Rödl & Partner übernimmt keine Verantwortung für Entscheidungen, die der Leser aufgrund dieses Newsletters trifft. Unsere Ansprechpartner stehen gerne für Sie zur Verfügung.

Der gesamte Inhalt der Newsletter und der fachlichen Informationen im Internet ist geistiges Eigentum von Rödl & Partner und steht unter Urheberrechtsschutz. Nutzer dürfen den Inhalt der Newsletter und der fachlichen Informationen im Internet nur für den eigenen Bedarf laden, ausdrucken oder kopieren. Jegliche Veränderungen, Vervielfältigung, Verbreitung oder öffentliche Wiedergabe des Inhalts oder von Teilen hiervon, egal ob on- oder offline, bedürfen der vorherigen schriftlichen Genehmigung von Rödl & Partner.