

Potenziale erkennen

E|NEws

Erneuerbare Energien: Erfahrungen und Trends weltweit

Ausgabe: März 2014 – www.roedl.de/ee

> Lesen Sie in dieser Ausgabe:

Im Blickpunkt

- > **Südamerika:** Risiko-Fonds für Südamerika 2
- > **CU:** Status quo der EE in Kuba 4
- > **MX:** Energiereform – Mexiko am Scheideweg? 6

Aus aller Welt

- > **DE:** Markt für Direktvermarktungsleistungen im Umbruch – Chancen durch Ausschreibung nutzen! 8
- > **FR:** Französische Einspeisetarife in Gefahr? 10
- > **RO:** Unklare Zukunft der Gesetzgebung für EE in Rumänien 12
- > **PL:** Rückkehr einer zusätzlichen Unterstützung für Biogasanlagen in Form von „gelben Zertifikaten“ 14
- > **RSA:** Update Südafrika: PV-Dachanlagen und Überarbeitung des IRP 2013 16
- > **International:** Markenschutz im neuen Domain-Umfeld 18

Rödl & Partner intern

- > Veranstaltungshinweise 19

Liebe Leserin, lieber Leser,

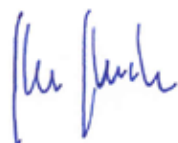
täglich gibt es neue Schlagzeilen zum Thema Energie! Aktuell belebt die Krim-Krise die Diskussion über die Sicherheit der russischen Erdgaslieferungen und lässt das Thema „Energieautarke Versorgung“ wieder in den Vordergrund rücken. So äußerte auch EU-Energiekommissar Günther Oettinger unlängst die Forderung, Europa müsse sich Gedanken machen, woher künftig die Energie kommen solle.

Das neue EEG soll zum 1. August 2014 in Kraft treten. Einen Entwurf einer Gesetzesnovelle hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) bereits vorgelegt. Mit der Konkretisierung der vorrangigen Direktvermarktung und den neuen Vergütungsvorschriften sowie den technologiespezifischen Ausbauzielen lässt sich der neue Rechtsrahmen bereits abschätzen. Die wirtschaftlichen Auswirkungen für die Windkraft an Land, vor allem an den ertragsärmeren süddeutschen Standorten, sowie für kleinere Photovoltaik-Aufdachanlagen fallen nicht so gravierend aus, wie zunächst erwartet, so dass auch künftig Projekte auf wirtschaftlicher Basis realisiert werden können. Eine deutliche Einschränkung hält der Entwurf des neuen EEG jedoch hinsichtlich des Eigenstrom- und Grünstromprivilegs bereit. Insgesamt betrachtet, dürfte die Komplexität der geplanten EEG-Novellierung nicht unbedingt die Motivation der Investoren erhöhen. Es besteht aber berechtigte Hoffnung, dass das Gesetzesvorhaben in dem geplanten Zeitablauf umgesetzt wird. Nur so können Vertrauensschutz und Rechtssicherheit erreicht werden.

Mit der Energiewende versucht man zweifelsohne die „Quadratur des Kreises“. So soll einerseits der Anstieg der Energiekosten gebremst und der Ausbau der Erneuerbaren Energien planvoll gesteuert werden, andererseits darf der Industriestandort Deutschland nicht durch immer teureren Strom geschwächt werden. Zu guter Letzt sind die Erneuerbaren Energien mittlerweile ein bedeutender Wirtschaftsfaktor, den es zu erhalten gilt. Die rasante Talfahrt der PV-Produktion in Deutschland ist noch nicht vergessen!

Auch international wird man wohl gespannt auf Deutschland blicken und verfolgen, wie das Pilotprojekt „Energiewende“ weiter voranschreitet.

Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre!



Martin Wambach
Geschäftsführender Partner



Anton Berger
Partner

Im Blickpunkt

> Risiko-Fonds für Südamerika

Rödl & Partner entwickelt Konzept für Risiko-Fonds in Südamerika

Von Kai Imolauer

Neue Förder- und Unterstützungsprogramme für Tiefengeothermie erhöhen erheblich die Attraktivität von Investitionen in „exotischen“ Ländern. Die Programme verhelfen über Direktsubventionen zu sehr guten Renditen und reduzieren das Risiko der Projektentwicklung. Da die bisherigen Volumenmärkte für Erneuerbare Energien an Attraktivität verlieren, gewinnen die Märkte mit ausgezeichnetem tiefengeothermischem Potenzial in Schwellenländern wie Südamerika und Ostafrika erheblich an Bedeutung.

New subsidy programs for deep geothermal projects increase the attractiveness for investments in "exotic" markets. These programs support by grants the profitability and reduce substantially the development risk of projects. The hitherto existing volume markets for renewable energies lose attractiveness; hence the markets in emerging economies like South America or Eastern Africa gain relevance.

Tiefengeothermieprojekte gelten als „hidden champion“ der Erneuerbaren Energien. Sie vereinen die Vorteile von Erneuerbare-Energien-Technologien wie CO₂-Freiheit mit technischen Vorteilen wie Grundlastfähigkeit sowie einer sehr geringen Einwirkung auf die Umwelt im Umkreis der Projektstandorte. Ergänzend zum Strom können zudem jederzeit Wärme und Kälte gewonnen werden. Für Projekte in Deutschland stehen die hydrothermalen Niederenthalpieressourcen des Molassebeckens

(Südbayern), des Oberrheingrabens und des norddeutschen Beckens zur Verfügung. In Südamerika dagegen, in Chile, Bolivien, Peru, Ecuador und Kolumbien, sind an der Vulkankette entlang der Anden im Westen des Kontinents Hochenthalpieressourcen vorhanden, die nahezu perfekte Konditionen für die Entwicklung von Erzeugungsprojekten aufweisen.

Das Potenzial für Geothermiekraftwerke mit Leistungen bis zu 200 MW_{el} ist in den einzelnen Staaten bei Weitem nicht ausgeschöpft und birgt somit die Chance für neue Projektentwicklungen. Nachdem der Energiehunger in den o. g. Volkswirtschaften stabil wächst und beispielsweise in Chile erheblich von fossilen Brennstoffimporten (aus Argentinien) abhängig ist, sich somit auch relativ hohe Strommarktpreise ausgebildet haben, hat inzwischen eine Rückbesinnung auf die heimischen Ressourcen, insbesondere Tiefengeothermie, begonnen. Doch trotz der erheblichen Potenziale werden die geothermalen Ressourcen in Lateinamerika noch zu wenig genutzt.

Die Hauptursache hierfür liegt in der Entwicklungsphase, die letztendlich nur mit dem Einsatz von Risikokapital zu finanzieren ist. Erst nach zwei bis drei Testbohrungen ist der mögliche Umfang der Projekte (in MW_{el}) und damit auch das finale Investitionsvolumen feststellbar, weil erst auf Basis der Testergebnisse die Größe der auf dem Flashsystem basierenden Kraftwerke ermittelt wird. Die geschätzten Kosten für die Bohrarbeiten betragen je nach Region und den örtlichen geologischen Gegebenheiten ca. 3–7 Millionen Euro. Das Risiko, eine nicht erschließbare Ressource und somit eine nicht nutzbringende Bohrung realisiert zu haben, liegt im internationalen Vergleich (rein statistisch) bei ca. 20–30 %.

Dieser Risikofaktor, kombiniert mit oftmals nach wie vor unpassenden rechtlichen Rahmenbedingungen, der fehlende adäquate Risikominimierung und Finanzierung sowie fehlenden



Versicherungsprodukten, hat bislang dazu geführt, dass das tiefe geothermale Potenzial nicht annähernd ausgeschöpft wurde. Die meisten Staaten, die geothermales Potenzial in großem Maßstab nutzen, haben mittlerweile zahlreiche öffentliche Unterstützungsprogramme aufgelegt, um die frühe Entwicklungsphase dieser nachhaltigen Energieform zu unterstützen und Anreize für den Markt zu schaffen. Unsere Erfahrungen in den Ländern zeigen allerdings, dass sich die meisten Regierungen in Südamerika aus vielfältigen Gründen noch nicht dazu entschlossen haben, das mit Risiko verbundene geothermale Bohren in größerem Umfang zu unterstützen.

Rödl & Partner wurde von der Corporación Andina de Fomento (CAF; Lateinamerikanische Entwicklungsbank) beauftragt, ein Konzept für einen Fonds zu entwickeln. Dieser Auftrag wird von der deutschen KfW Entwicklungsbank finanziert.

Rödl & Partner wird – aufbauend auf der Erfahrung aus Projekten für die deutsche KfW Förderbank, die Europäische Kommission (EU) und die National Development Agency (Indonesien) – vorerst in Kooperation mit geotechnischen Partnern die Länder hinsichtlich ihrer Potenziale für neue Projekte („project pipeline“) analysieren. Flankiert von regulatorischen Analysen, bilden diese Untersuchungen die Basis für das Design des Fonds.

Ziel ist die Konzeption eines Förderfonds zur Risikominderung für die Investoren, der in der Lage ist, sowohl das Entwicklungs- und Erstellungsrisiko zu verringern als auch eine bedarfsgerechte Finanzierung von Anschlussinvestitionen in eine Infrastruktur für die Erzeugung und Einspeisung bereitzustellen. Weiterhin sollen die ersten tiefegeothermalen Projekte in der Region ermöglicht und damit Anreize für die Bildung eines nachhaltigen Marktes für Geothermie geschaffen werden.

Neben den bereits genannten Konzepten dient als Beispiel der für Ostafrika geschaffene und von der African Union Commission (AUC) verwaltete GRMF (Geothermal Risk Mitigation Facility). Dieser konnte bereits in der ersten Runde – die Vergabe der Fördermittel erfolgt in Ausschreibungsrunden – fünf neue Bohrprojekte initiieren, die nach entsprechender Projektentwicklung ca. 3–4 Millionen US-Dollar an Fördermitteln (Direktsubventionen) für die erste Entwicklungsphase erwarten können.

Da teilweise unzureichende Informationen über die Ressourcen in dieser Region vorliegen, unterstützt der GRMF auch die Förderung von Oberflächenstudien (ohne Bohrung) bis zu 80 % und max. 800.000 US-Dollar. Weiterhin sieht GRMF weitere Mittel zur Schaffung der nötigen Infrastruktur vor (weiterführende Informationen unter www.grmf-eastafrika.org).

Was bedeutet dies aus Investorensicht?

Die Länder – sei es nun Südamerika oder Ostafrika – sind zunächst exotisch und somit Neuland für deutsche Investoren. Die zur Verfügung gestellten Mechanismen und Mittel zeigen aller-

dings das große Engagement der internationalen Finanzinstitutionen (IFI), inländisches wie ausländisches Kapital zu gewinnen, um letztendlich die Entwicklung und den Betrieb der Kraftwerke (als Independent Power Producer, IPP) in diesen Ländern zu realisieren. Die IFI bemühen sich, Anreize für Investitionen zu schaffen – zum Beispiel die Deutsche Bank in Kooperation mit der KfW Entwicklungsbank mit dem GetFit-Programm in Uganda.

Das Know-how für diese Transaktionen ist in den weiter entwickelten Erneuerbare-Energien-Märkten vorhanden und kann hier nutzbar gemacht werden. Bei genauer Betrachtung ergeben sich daraus interessante Investitionsmöglichkeiten. Gerade die oben angesprochenen Förderfonds arbeiten eben nicht nur mit Förderdarlehen (wie beispielsweise die KfW Förderbank), sondern mit Direktsubventionen, die als Eigenkapital in der Bewertung des Projektes anzusetzen sind. Da die IFI massiv an der Absicherung, z. B. durch staatliche Bürgschaften der Stromverkaufsverträge (Power Purchase Agreements, PPA), arbeiten, um auch die Refinanzierung der Projekte abzusichern – können attraktive „Risk/Reward Ratios“ erreicht werden.

Die angesprochenen Fördersysteme werden über Ausschreibungen vergeben. Im Falle einer Bewerbung muss zunächst eine Einarbeitung in die formalen Voraussetzungen erfolgen. Da die Zielsetzung aller Programme ist, Projekte bei der Umsetzung zu unterstützen, sollte eine professionell vorbereitete Antragstellung erfolgreich verlaufen und den Aufwand rechtfertigen.

Bleibt die Entscheidung, den Schritt in diese stark wachsenden Volkswirtschaften zu wagen. Natürlich besteht auch die Möglichkeit, das Risiko mit uns bekannten Unternehmen zu teilen und die Herausforderungen, im Idealfall in einer sich gegenseitig ergänzenden Konstellation, gemeinsam anzugehen.

Gerade in Zeiten, in denen die Volumenmärkte die Förderungen für Erneuerbare Energien erheblich zurückfahren, bieten Südamerika und Ostafrika auf jeden Fall Potenzial für erfolgreiche Investitionen.

Kontakt für weitere Informationen:



Kai Imolauer

Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 06

E-Mail: kai.imolauer@roedl.com

> CU: Status quo der Erneuerbaren Energien in Kuba

Von Yaquelyn Rodríguez Gamboa

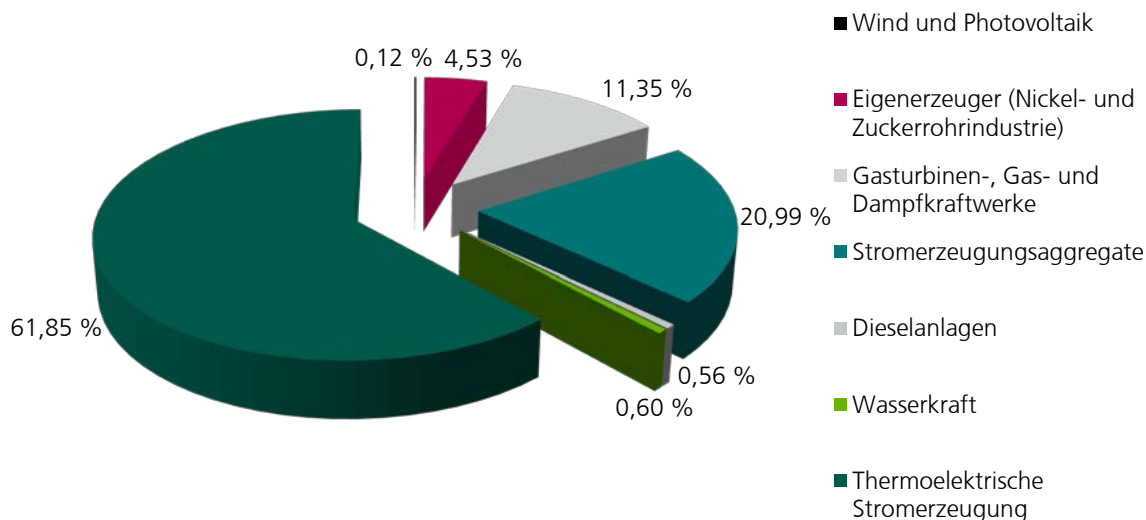
Dieser Artikel befasst sich mit der derzeitigen Rechtslage rund um den Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie mit dem institutionellen und finanziellen Rahmen und identifiziert gleichzeitig Anlagemöglichkeiten im Bereich der Erneuerbaren Energien für ausländische Investitionen.

This paper addresses the current legal status of renewable energy development, institutional and financial framework, while identifying investment opportunities in the renewable energy sector for the purposes of foreign investments.

Stromproduktion

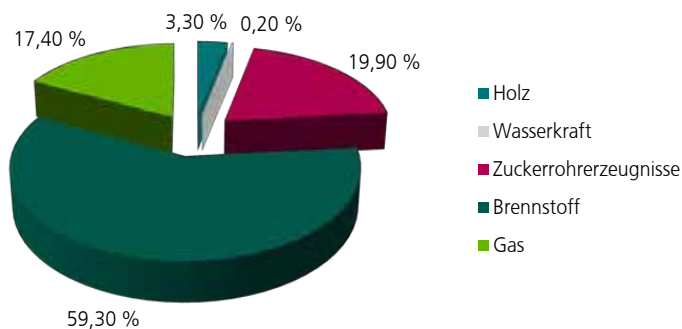
Die Stromproduktion Kubas basiert hauptsächlich auf Erdöl-Produkten. Deutlich weniger als ein Prozent der Energie, die in das nationale Stromnetz eingespeist wird, stammte 2012 aus Wind- oder Solarenergiequellen (siehe hierzu auch Grafik 1 und 2).

Grafik 1: Stromerzeugung (gesamt 18.431,5 GWh)



Quelle: www.cubaenergia.cu/index.php/es/estadisticas-energeticas.

Grafik 2: Primärenergieerzeugung



Quelle: www.cubaenergia.cu/index.php/es/estadisticas-energeticas.

Derzeitiger Status Erneuerbarer Energien

Nach aktuellsten Untersuchungen des Potenzials erneuerbarer Energiequellen bietet die Solarenergie das größte Potenzial. Der Anteil von Strom aus erneuerbaren Quellen erreicht in Kuba heute 4 %, eine geringe Quote im Vergleich zum ausschöpfbaren Potenzial und zu den Werten, die von Nachbarländern in der Region erreicht werden. Die Dominikanische Republik beispielsweise deckt derzeit 14 % ihres Elektrizitätsbedarfs aus Erneuerbaren Energien.¹ Bis 2020 plant Kuba 20 % seiner Energie aus Erneuerbaren Energien zu erzeugen.

Solarenergie

Sonnenlicht bringt in Kuba bis zu 5 kWh/m² täglich (1.825 kWh/m² jährlich) ein, die über das Staatsgebiet verteilt werden. Schätzungen zufolge könnten 15.000 GWh Solarenergie pro Jahr für 100 km² Land erzeugt werden. Noch besitzt Kuba nicht genügend Anlagen, um die Energienachfrage zur Kultivierung von Tabakpflanzen, Früchten, Saatgut und Holz mit Solarener-

¹ Digitales Magazin Cubasolar, Cuba inaugura Central Solar Fotovoltaica, www.cubasolar.cu/.

² Anmerkung: Dokument präsentiert von Funktionärin Bárbara Hernández Martínez in der Veranstaltung „Energieeffizienz und Erneuerbare Energien in der Lebensmittel verarbeitenden Industrie in Kuba“, organisiert von der DIHK „Deutscher Industrie- und Handelskammertag“, Berlin 09.09.13.

gie zu befriedigen. Stattdessen wird noch häufig Brennstoff als Energiequelle genutzt.

Waldbiomasse und Zuckerrohr

Kuba verfügt über weite Flächen von Wald und Zuckerrohr und damit über ein großes Potenzial, um Biomasse zu erzeugen, die anstelle fossiler Brennstoffe für die Energieerzeugung genutzt werden könnte. Das Ziel der nationalen Strategie bis 2030 ist es, die installierte Leistung im Zuckerrohrsektor auf 715 MW zu erhöhen. Bis 2014 plante das Land, eine Energiekapazität von insgesamt 120 GWh zu erreichen. Es sollte hervorgehoben werden, dass alle Kraftwerke mit dem nationalen Stromnetz verbunden sind.²

Für die Zuckerindustrie hat die Regierung derzeit die folgenden Bedürfnisse identifiziert: Wiederaufleben der Rum-, Likör- und Bioproduktindustrie, Biogasanlagen, Konstruktion von Bagasse-Hydrolyseanlagen, Turbogeneratoren, Wasseraufbereitungsanlagen, Lagerinfrastruktur, Bewässerungssysteme, Erntemaschinen, Strohballenpressen und Schreddermaschinen.

Windenergie

Ein Blick auf die Windkarte von Kuba belegt ein Potenzial von 5.000 bis 14.000 MW.³ Heute speisen vier Windparks mit insgesamt 20 Windturbinen 11,7 MW Energie in das nationale Elektrizitätsübertragungsnetz ein. Die heimische Industrie hat nicht das notwendige Potenzial, um alle Windparks zu fertigen, die installiert werden könnten. Einige Windturbinenfabriken lassen deshalb Begutachtungen zum Zweck ausländischer Investitionen zu.

Wasserkraft

Kuba verfügt über 180 Wasserkraftanlagen: 1 großes Wasserkraftwerk, 7 kleine Wasserkraftwerke, 35 Mini-Wasserkraftwerke und 137 Mikro-Wasserkraftwerke. Die installierte Gesamtkapazität beträgt 62,22 MW mit 149,5 Millionen kWh/Jahr an produziertem Strom. An weiteren 232 Orten können Staudämme und Speicherbecken mit einer geschätzten Energiekapazität von 97,43 MW betrieben werden.

Marktstruktur – Institutioneller Rahmen

Der Staat beherrscht den Energiesektor in Kuba: Stromerzeugung und -verteilung über das nationale Stromnetz liegen in den Händen staatseigener Unternehmen. Die nationale Gesellschaft für Elektrizität bestimmt die Strompreise und kontrolliert den Verbrauch im öffentlichen und privaten Sektor. Der institutionelle Rahmen für Erneuerbare Energien in Kuba wird vom Ministerium für Energie und Bergbau in enger Kooperation mit dem Ministerium für Wissenschaft, Technologie und Umwelt (CITMA) methodisch überwacht.

Rechtlicher Rahmen

Ein Gesetz, das spezifisch die Nutzung Erneuerbarer Energien für die Erzeugung von Wärme oder Elektrizität legitimiert, gibt es in Kuba ebenso wenig wie Verordnungen, die festlegen, wel-

che Menge an Elektrizität aus erneuerbaren Quellen gewonnen wird. Die Regierung erkennt erneuerbare Energiequellen zwar an, jedoch nicht als alternative Quelle der Energieproduktion, sondern nur in der Weise, dass natürliche Energiequellen geschützt und in einer vernünftigen Weise optimal genutzt werden sollen. Es gibt eine rechtliche Blaupause für die Nutzung der Erneuerbaren Energien, die sich aktuell in der Genehmigungsphase befindet.

Finanzieller Rahmen

Bislang wurden die meisten Investitionen in Erneuerbare Energien durch den kubanischen Staat mittels Direktfinanzierung⁴ getätigt, auch internationale Fonds wurden genutzt. Die verwendeten Finanzierungsstrukturen waren nicht immer die geeignetsten und verursachten teilweise Zahlungsverzögerungen an Dienstleister oder behinderten interne Einstellungsverfahren. Andererseits beinhaltet der kubanische Haushalt noch keine Position, die die Entwicklung Erneuerbarer Energien fördern würde. Auch steuerliche Anreize, die die Nutzung Erneuerbarer Energien unterstützen, bestehen bislang nicht.

Zusammenfassung

Das Land hat nicht die erforderlichen Technologien zur Hand, um erneuerbare Energiequellen sinnvoll zu nutzen. Ausländischen Investoren eröffnet sich damit die Chance, diese technologischen Mängel zu beheben.

Einspeisetarife für Strom, erzeugt aus irgendeiner erneuerbaren Energiequelle, sind in Kuba nicht reguliert; die Strompreise sind hoch bezuschusst. Ein Beispiel sind die Photovoltaiksysteme, die derzeit für die Energieerzeugung außerhalb des Verteilungsnetzes genutzt werden. Obwohl das Land auf Spezialisten mit gutem akademischem Hintergrund zurückgreifen kann, reicht das Wissen über die Technologie der Erneuerbaren Energien noch nicht aus. Das Personal wird vor der Umsetzung der Projekte und insbesondere während der Startphase angeleitet werden müssen.

Es erscheint dringend notwendig, alle Personen und Institutionen in Kuba für die Erneuerbaren Energien zu sensibilisieren. Dies gilt besonders in den Fällen, wo Entscheidungen über Investitionen in Erneuerbare Energiequellen getroffen werden, die in nationale Pläne oder Gesetze münden.

Kontakt für weitere Informationen:



Yaquelyn Rodríguez Gamboa

Rechtsanwältin

Tel.: +49 (151) 629 616 35

E-Mail: yaquelyn.rodriguez@roedl.pro

³ Digitales Magazin Nr. 62 Energía y Tú. Article, El Viento nuestro de cada día, www.cubasolar.cu/Biblioteca/energjaytu.asp/.

⁴ Anmerkung: Von den vier im Land installierten Windparks resultiert der erste (Tiriguanó) aus einem speziellen Fonds von Nichtregierungsorganisationen aus verschiedenen Ländern. Die anderen drei (Los Canarreos, Gibara 1 und Gibara 2) sind ein Ergebnis der Direktfinanzierung durch die kubanische Regierung.

> **MX:** Energiereform – Mexiko am Scheideweg?

Von Mariangela Zerpa Dreyer

Private Investitionen in den mexikanischen Energiesektor (Öl/Gas, Strom) sollen in Zukunft erleichtert werden. Zwar werden staatliche Betriebe ausdrücklich nicht (teil-)privatisiert, sie dürfen aber Partnerschaften mit privaten Investoren eingehen. Dadurch sollen Technologien erneuert, Fördermengen erhöht und Strompreise halbiert werden. Die Reform beinhaltet keine konkreten Anreize für Investitionen in den Sektor der regenerativen Stromproduktion. Da sich Mexiko verpflichtet hat, seine Treibhausgasemissionen bis 2050 um 50 % zu senken, darf man jedoch weiterhin auf zusätzliche Fördermaßnahmen hoffen. Für Solarenergie besteht in Mexiko noch sehr großes Entwicklungspotenzial: Hinsichtlich Investitionsattraktivität und Sonneneinstrahlung belegt das Land den dritten Platz weltweit.

Private investments in the Mexican energy sector (oil/gas, electricity) are to be liberated. This does not lead to privatization of the state-owned-enterprises, yet it enables partnerships between the state and private investors. The goal is to renew technologies, increase the oil/gas production and to cut electricity prices by half. There are no specific incentives which would drive investments in the renewable electricity generation. Yet, as Mexico has obligated itself to reduce greenhouse gases by 50 % by 2050, hope for upcoming incentives remains. Due to its favorable location, Mexico is highly attractive for investments in the photovoltaic sector. Globally, Mexico occupies third place regarding investment attractiveness and solar radiation levels.

Die Fördermengen von Öl und Gas gehen zurück, neue Erdöldeposits können aufgrund veralteter Technik nicht erschlossen werden und die Elektrizitätspreise für die Industrie sind in Mexiko 30–40 % höher als im Land des wichtigsten Handelspartners, den USA. Dadurch verliert die mexikanische Wirtschaft zunehmend an Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Nationen, was eine Reform des Energiesektors unumgänglich gemacht hat.

Nach mehreren Etappen der Nationalisierung von Anfang bis Mitte des 20. Jahrhunderts befinden sich die Erdölindustrie und nahezu die komplette Stromindustrie Mexikos unter staatlichem Monopol. Bisherige Liberalisierungsversuche haben lediglich bei der Stromerzeugung angesetzt, während die anderen Bereiche des Stromsektors – Stromübertragung und Stromverkauf – nahezu unberührt blieben. Dennoch wird nach heutigem Stand nur etwa ein Viertel des Stroms privatwirtschaftlich produziert. Die Übertragung und der Verkauf liegen weiterhin in der Hand des staatlichen Betreibers (Comisión Federal de Electricidad, CFE). Strom wird nach wie vor als öffentliches Gemeingut be-

trachtet, daran hat sich auch im Rahmen der Energiereformen nicht viel verändert. Der Anteil privater Investoren ist nur deshalb so gering, weil Investitionen in diesem Sektor mit sehr hohen Hürden verbunden sind. So müssen private Produzenten sehr niedrige Abnahmepreise akzeptieren, denn die CFE nimmt den Strom ab und vertreibt ihn anschließend eigenständig. Private Investoren können sich nur unter folgenden Voraussetzungen am Strommarkt beteiligen: unabhängiger Energieerzeuger (IPP), Selbstversorgung, Kraft-Wärme-Kopplung, Kleinproduzenten (≤ 1 bzw. ≤ 30 MW), Stromexporte bzw. -importe.

Die niedrigen Weltmarktpreise für Erdgas und die hohen Kapazitätsleistungen der Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke führen dazu, dass privatwirtschaftlich betriebene Kraftwerke überwiegend Erdgas für die Stromerzeugung einsetzen. Demnach ist Erdgas die wichtigste Ressource für die Stromproduktion. Die fehlende Förderung eigener Erdgasvorkommen führt indes zu einer großen Abhängigkeit von Erdgasimporten aus den USA.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am mexikanischen Energieportfolio ist weiterhin gering. Die am weitesten entwickelten Branchen der Erneuerbaren Energien sind Wasserkraft, Windkraft und Geothermie, wobei die Wasserkraft mit großem Abstand die Hauptrolle spielt. Trotz der höchst attraktiven Voraussetzungen spielt Solarenergie selbst unter den erneuerbaren Energiequellen eine nur untergeordnete Rolle. Dabei befindet sich Mexiko im sogenannten „Sonnengürtel“ und liegt laut EPIA (European Photovoltaic Industry Association) weltweit auf Platz drei hinsichtlich Investitionsattraktivität und Sonneneinstrahlung. Zum Vergleich: Deutschland als Spitzenreiter bei installierten Solaranlagen hat eine durchschnittliche Sonneneinstrahlung von 3,2 kWh/m², während Mexiko im Durchschnitt 5 kWh/m², in manchen Regionen sogar 6–7 kWh/m² aufweist. Investitionen



in Photovoltaikanlagen können sich demnach deutlich schneller amortisieren als in Deutschland, auch ohne staatliche Zuschüsse.

Umfassende Reform des Energiesektors?

Die nun begonnene Energiereform bedeutet vor allem eine umfassende Reform des mexikanischen Staatsölkonzerns Pemex (Petróleos Mexicanos). Der Staatskonzern muss seit einigen Jahren erhebliche Verluste hinnehmen, nachdem die Erdölförderung von täglich 3,4 Mio. Barrel auf ca. 2,5 Mio. Barrel dramatisch zurückgegangen ist. Damit steht das Unternehmen hinsichtlich Effizienz im weltweiten Vergleich von 62 Erdölkonzernen nur noch auf Platz 35. Die Liberalisierung der Öl- und Gasförderung soll nun neue Investitionen und externes Know-how bringen, um die verpassten Investitionen nachzuholen und Effizienz wie auch Fördermengen zu erhöhen. Im Rahmen der Reform dürfen staatliche Betriebe erstmals Gewinn- bzw. Risikobeteiligungsverträge mit privaten Investoren eingehen. Eine Privatisierung der staatlichen Betriebe ist allerdings nicht vorgesehen und wird voraussichtlich auch nicht vorangetrieben. Trotz aller Reformmaßnahmen wird der mexikanische Staat weiterhin die Kontrolle über die Stromübertragung und den Verkauf behalten. Dies vor allem deshalb, weil schon vergangene Regierungen den Strompreis stets als politisches Mittel eingesetzt haben. Daraus resultiert eines der kompliziertesten Strompreissysteme weltweit: Für Haushalte ergeben sich beispielsweise 112 verschiedene Rechnungsstellungsmöglichkeiten, abhängig von Wohnort, Jahreszeit, Konsum etc. Darüber hinaus leistet sich Mexiko die weltweit höchsten Subventionszahlungen an Stromabnehmer. Um auch weiterhin mit Strompreispolitik auf Wählerfang zu gehen, werden die Preisfestsetzungen vorläufig nicht aus der Hand gegeben.

Obwohl die mexikanische Regierung mit der gegenwärtigen Energiereform auf neue Impulse für den Ausbau und die Modernisierung des kompletten Stromsektors setzt, bleiben die Maßnahmen hierfür noch sehr vage. Als sicher gilt nur, dass zukünftig private Investoren an der Stromproduktion verstärkt teilnehmen dürfen, um den steigenden Strombedarf decken und die Strompreise mittelfristig senken zu können. Ausschreibungen sollen die Beteiligungen privater Investoren in diesem Sinne voranbringen. Darüber hinaus hat die Reform einen vom Staat kontrollierten, jedoch unabhängigen Systembetreiber geschaffen, der die jeweiligen Anteile der Stromproduzenten an der Einspeisung nach dem Niedrigpreisprinzip festlegt. Bislang besaß die CFE die alleinige Entscheidungsgewalt darüber, welcher Strom eingespeist bzw. gekauft wurde. Dies wiederum schränkte bisher den Wettbewerb im Stromsektor ein und führte in der Konsequenz zu höheren Strompreisen.

So unspektakulär all diese Pläne im Stromsektor auf den ersten Blick aussehen mögen, so war doch zunächst eine Verfassungsänderung in Mexiko notwendig, um die Reform umzusetzen. Dementsprechend sollen die Liberalisierungen wirken. Experten rechnen mit einer drastischen Auswirkung für den mexikanischen Strommarkt und sehen eine Halbierung der aktuellen

Strompreise voraus.

Einfluss der Energiereform auf die Entwicklung der Erneuerbaren Energien

Laut der mexikanischen Regierung sollen die genannten Maßnahmen den Wettbewerb erhöhen und die Produktionskapazitäten nachhaltig steigern, wobei ein besonderes Augenmerk auf den Erneuerbaren Energien hätte liegen sollen. Überraschend ist deshalb, dass die Reform keine explizite Förderung der Erneuerbaren Energien vorsieht. Allerdings sind indirekte Auswirkungen zu erwarten: Auf der einen Seite wird die weitere Öffnung des Strommarktes mehr Privatakteure, vor allem aus dem Bereich der Erneuerbaren Energien, anlocken, deren Technologien immer kostengünstiger werden. Auf der anderen Seite hat sich Mexiko im vergangenen Jahr vertraglich verpflichtet, seine CO₂-Emissionen bis 2020 um mindestens 30 % und bis 2050 um 50 % zu reduzieren. Um diese Ziele zu erreichen, muss das Land bis 2024 mindestens 35 % des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen. Hierfür ist die entsprechende Gesetzesgrundlage, das Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen und der Finanzierung der Energiewende (Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, LAERFTE), verabschiedet worden und es wird erwartet, dass noch weitere explizite Anreize für den Ausbau von Erneuerbaren Energien in die Reform aufgenommen werden.

Es bleibt abzuwarten, welche Konsequenzen sich aus der bereits verabschiedeten Energiereform ergeben und welche Auswirkungen sich auf die Entwicklung Erneuerbarer Energien zeigen. Zusammenfassend ist diese Reform für Mexiko unumgänglich und kann einen weiteren und wichtigen Schritt in Richtung freier Marktwirtschaft bedeuten.

Kontakt für weitere Informationen:



Mariangela Zerpa Dreyer

M.A. Economics and Business

Tel.: +52 (55) 47 39-22 27

E-Mail: mariangela.zerpa@roedl.pw

Aus aller Welt

> **DE:** Markt für Direktvermarktungsleistungen im Umbruch – Chancen durch Ausschreibung nutzen!

Von Joachim Held

Gerade in Zeiten eines neuen Energiemarktdesigns scheint die Direktvermarktung eine der wenigen Konstanten im Erneuerbare-Energien-Markt zu sein. Dabei befindet sich der Markt der Direktvermarktungsdienstleistungen aufgrund abschmelzender Förderung und zunehmender Marktsättigung gleichwohl in einem wirtschaftlichen Umbruch. Die sich hieraus ergebenden Chancen können Anlagenbetreiber vor allem durch strukturierte Ausschreibung von Direktvermarktungsverträgen mithilfe externer Beratung realisieren. Dabei ist eine kurzfristige Umstellung auf alternative Vermarktungsstrategien, unabhängig von der kurzfristigen wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit aufgrund der aktuellen energiepolitischen Weichenstellungen, von langfristiger strategischer Bedeutung.

In times of a new energy market design direct marketing seems to be one of the few constants in the market of renewable energies. However, the market of direct marketing services is currently in an economic change due to shrinking subsidies and increasing market saturation. Plant operators assisted by external consulting companies can realize emerging chances through structured tenders of direct marketing contracts. A short term change to alternative direct marketing strategies is independent from short term economic benefits based on the current energy policy.

Die Förderung der Direktvermarktung durch die Marktprämie (§ 33g EEG 2012) hat zu einem steilen Anstieg der direkt vermarkteten Erzeugungskapazität und zur Entstehung eines eigenständigen Markts der Direktvermarktungsdienstleister geführt. Dieser Markt ist durch ein hohes Informationsungleichgewicht zwischen den Anlagenbetreibern als Dienstleistungskunden und den Direktvermarktungsdienstleistern geprägt. Sowohl in Bezug auf die rechtliche Komplexität der Direktvermarktung in §§ 33a ff. EEG 2012 als auch hinsichtlich der wirtschaftlichen Chancen und Risiken des Handels mit Strom aus regenerativen Erzeugungsanlagen verfügen Letztere über einen erheblichen Wissensvorsprung. Dabei bot die großzügig bemessene Managementprämie den Anlagenbetreibern gerade in der Anfangsphase der Marktprämienvermarktung einen hohen wirtschaftlichen Anreiz, kurzfristig weitgehend unverhandelte Direktvermarktungsverträge abzuschließen. Insofern verwundert es nicht, dass die wirtschaftlichen und vertragsrechtlichen Bedingungen der Direktvermarktung gerade in der Anfangszeit der Marktprämienvermarktung häufig einseitig die Interessenlage der Direktvermarktungsdienstleister widerspiegeln.

Inzwischen befindet sich der Markt der Direktvermarktungsdienstleistungen in einem Umbruch. Die zeitlich gestaffelte Absenkung der Managementprämie durch die Managementprämienverordnung verengt zunehmend den wirtschaftlichen Spielraum für Direktvermarktungsdienstleistungen. Insofern können nur noch Direktvermarktungsdienstleister mit effizienten Strukturen kostendeckende Dienstleistungen anbieten und einen Anteil der Direktvermarktungserlöse an die Anlagenbetreiber weiterreichen. Darüber hinaus ist der Markt für Direktvermarktungsdienstleistungen vor allem durch die Zahl der Anlagenbetreiber inzwischen weitgehend besetzt, sodass

ein zunehmender Verdrängungswettbewerb um Neuanlagen und die wenigen verbliebenen Bestandsanlagen eingesetzt hat. Schließlich haben Anlagenbetreiber inzwischen erste Erfahrungen mit der Direktvermarktung, Regenergievermarktung und Eigenstromnutzung gesammelt und bringen diesbezüglich eigene Vorstellungen über die Direktvermarktungsdienstleistungen ein.

Dabei lassen sich die Anlagenbetreiberinteressen vor allem über Ausschreibungen durchsetzen. So lässt sich über die Festlegung von Ausschreibungskriterien und die Auswahl eines begrenzten Bieterkreises eine interessengerechte Vorauswahl treffen. Dabei ermöglicht eine Mischung von wirtschaftlichen, rechtlichen und



technischen Kriterien eine umfassende Bewertung und Vergleichbarkeit der Gebote. Zwar erfordert die Gestaltung und Auswertung einer derartigen Ausschreibung für Anlagenbetreiber regelmäßig die Inanspruchnahme externen Know-hows, die wirtschaftlichen Ergebnisse und der im Ausschreibungsverfahren gewonnene Marktüberblick kompensieren aber regelmäßig den hiermit verbundenen zusätzlichen Aufwand.

Nachdem die Vergütung des Direktvermarktungsdienstleisters bisher in der Regel auf eine Beteiligung an der Managementprämie beschränkt war, gerät mit abschmelzender Managementprämie zunehmend der Erlös aus der Direktvermarktung in den Fokus der Vergütungsverhandlungen. Dabei spielt vor allem auch eine Rolle, welche Vermarktungsarten und -strategien der Direktvermarkter verfolgt und inwieweit der Anlagenbetreiber Einblick in oder gar Kontrolle über die Vermarktungstätigkeit des Dienstleisters erlangt. Auch Nebenleistungen wie die Entschädigung des Anlagenbetreibers bei Regeleingriffen des Direktvermarkters und die Besicherung erlangen zunehmende wirtschaftliche Bedeutung. Gerade in Zeiten eines zunehmenden Wettbewerbs unter den Direktvermarktern ist auch das Ausfallrisiko gestiegen. Dabei werden Bürgschaften regelmäßig zu spät und für einen zu geringen Liefer- und Sanktionszeitraum vereinbart. Neben diesen wirtschaftlichen Kriterien ist die Qualität und Transparenz der Direktvermarktungsdienstleistung ein wesentliches Differenzierungsmerkmal. Voraussetzung hierfür ist vor allem eine genaue Regelung der Pflichten des Direktvermarktungsdienstleisters und eine vertragliche Sanktionierung von Pflichtverstößen über pauschalierte Schadensersatzansprüche, Vertragsstrafen, Zurückbehaltungs- und Sonderkündigungsrechte. Aber auch die Pflichten des Anlagenbetreibers, insbesondere in Bezug auf den Umfang von Meldepflichten, -fristen und -formen für Anlagenausfälle, können gerade für kleinere Anlagenbetreiber wichtige Differenzierungskriterien darstellen. Dabei gewinnt ein Anlagenbetreiber in der Ausschreibung regelmäßig einen guten Überblick, welche anla-

genbetreiberfreundlichen Regelungen möglich sind, und kann dieses Wissen für die Nachverhandlung des ersten Standardangebots nutzen.

Die Vermarktung des Stroms aus EEG-Anlagen ist in hohem Maße von den politisch-gesetzlichen Rahmenbedingungen abhängig. Wie lange die aktuellen Gegebenheiten und die hiervon abhängigen Direktvermarktungsverträge noch Bestand haben, ist fraglich, wobei aber die Konzepte aller politischen Akteure eine Fortsetzung oder Stärkung des Instruments der Direktvermarktung vorsehen. Damit ist die Direktvermarktung voraussichtlich eine der wenigen Konstanten in der sich gravierend verändernden Welt der Erneuerbare-Energien-Förderung. Die Gewinnung von Erfahrungen mit Direktvermarktungsdienstleistern ist deshalb – über voraussichtlich kurzfristigere wirtschaftliche Aspekte hinaus – bereits heute von langfristiger strategischer Bedeutung. Mit umfassenden Direktvermarktungsdienstleistungen wie z. B. der Zusammenfassung von Eigenstromnutzung, Reserve- oder Zusatzstrombeschaffung und Überschussstromvermarktung oder lokaler Direktvermarktung werden bereits gegenwärtig zukunftsfähige Direktvermarktungsdienstleistungen für ein neues Marktdesign entwickelt. Direktvermarktungsdienstleister und Anlagenbetreiber, die angesichts härteren Wettbewerbs und neuer Marktbedingungen bestehen wollen, müssen sich deshalb bereits heute mit diesen Herausforderungen auseinandersetzen.



Kontakt für weitere Informationen:



Joachim Held

Rechtsanwalt, Mag. rer. publ.

Tel.: +49 (911) 91 93-35 15

E-Mail: joachim.held@roedl.com

> FR: Französische Einspeisetarife in Gefahr?

Von Lucie Loux und Madeleine Sampieri

Am 19. Dezember 2013 entschied der Gerichtshof der Europäischen Union (EuGH) über ein Vorabentscheidungsersuchen des höchsten französischen Verwaltungsgerichts. Mit dem Urteil endet eine lange Verzögerungszeit, es entstehen aber auch Unsicherheiten hinsichtlich der kurz- und mittelfristigen Unterstützung der Windenergiebranche in Frankreich und des Schicksals der seit 2008 abgeschlossenen Stromabnahmeverträge. Das Infragestellen des französischen Unterstützungsmechanismus hat heftige Reaktionen und einen starken Widerstand der Windenergiebranche ausgelöst. Diese Mobilisierung ermutigt die französische Regierung, nicht nur zu reagieren, sondern heftig für ihr Fördersystem einzutreten.

The European Court of Justice, asked for a preliminary ruling by the supreme administrative court in France, released a decision on 19 December 2013, which could put into question the French support mechanism for electricity generation from wind power. Uncertainties relate in particular to the feed-in tariff (FIT) scheme and the future of power purchase agreements concluded since 2008. The risk that the French support mechanism could be put into question leads to strong reactions and oppositions in the wind energy sector. This mobilization comforts French Government, not only to react but also to strongly defend his system.

Staatliche Unterstützung ...

Nach französischem Recht profitieren die Windstromerzeuger von einer Abnahmepflicht zu einem über dem Marktpreis liegenden Preis von 82 Euro/MWh (gemäß Ministerialverordnungen vom 17. und 18. Dezember 2008). Aufgrund dieser Finanzierung entstehen Mehrkosten für die Stromversorger, die per Abgabenerhebung von den Endverbrauchern ausgeglichen werden.⁵

... stößt auf Ablehnung bei der Bevölkerung

Der Verband „Vent de Colère“ hatte Klage vor dem Conseil d'Etat erhoben und die Ministerialverordnungen betreffend Einspeisungstarife für Windenergie vom 17. November und 23. Dezember 2008 infrage gestellt. Der Verband war der Ansicht, dass diese Ministerialverordnungen gemäß europäischem Recht eine staatliche Beihilfe darstellten, die dem vorherigen Genehmigungsverfahren vor der EU nicht unterzogen worden und somit illegal sei.⁶

Auch hier greift Europarecht

Nach Unionsrecht ist eine staatliche Beihilfe unter folgenden Voraussetzungen mit dem Binnenmarkt unvereinbar⁷:

- > es muss sich um eine staatliche Maßnahme oder eine Maßnahme unter Inanspruchnahme staatlicher Mittel handeln
- > diese Maßnahme muss geeignet sein, den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen
- > die Maßnahme muss dem Begünstigten einen Vorteil gewähren
- > diese Begünstigung muss den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen.

Gemäß Artikel 108 AEUV muss jeder Entwurf, der eine staatliche Beihilfe darstellt, bei der EU angemeldet und genehmigt werden. Der Mitgliedstaat muss der Kommission alle für die Überprüfung der Rechtmäßigkeit der Maßnahme erforderli-

chen Informationen übermitteln.

Der Conseil d'Etat sucht Hilfe

Der Conseil d'Etat (das höchste Verwaltungsgericht Frankreichs) entschied am 15. Mai 2012, dass der französische Mechanismus zur Förderung der Stromproduktion aus Windenergie die letzten drei der oben genannten Voraussetzungen erfüllt. Er setzte jedoch das Verfahren aus und wandte sich an den EuGH mit der Frage, ob der Unterstützungsmechanismus eine staatliche Maßnahme oder eine Maßnahme unter Inanspruchnahme staatlicher Mittel sei.

Der EuGH entscheidet nur teilweise

In seinem Urteil vom 19. Dezember 2013 antwortet der Gerichtshof, dass „der neue Mechanismus, mit dem die Mehrkosten, die Unternehmen durch eine Abnahmepflicht für Strom aus Windkraftanlagen zu einem Preis über dem Marktpreis entstehen, vollständig ausgeglichen werden und dessen Finanzierung von allen Stromendverbrauchern getragen wird, eine Maßnahme unter Inanspruchnahme staatlicher Mittel darstellt. Die endgültige Bestimmung dieser Maßnahme als ‚staatliche Beihilfe‘ obliegt dem Conseil d'Etat“⁸. Der Gerichtshof weist den Antrag Frankreichs auf Beschränkung der zeitlichen Wirkung des Urteils ab.

Die Entscheidung obliegt dem Conseil d'Etat

Nun muss der Conseil d'Etat endgültig über die Erfüllung der vier Voraussetzungen der staatlichen Beihilfe entscheiden. Falls er den französischen Unterstützungsmechanismus als staatliche Beihilfe bewertet, bleibt ihm – aufgrund der Missachtung des in Artikel 108 AEUV geregelten Genehmigungsverfahrens – keine andere Wahl, als die Ministerialverordnung von 2008 aufzuheben. In diesem Fall könnte er zugleich über die zeitliche Wirkung seiner Beurteilung entscheiden. Die Folgen dieses Beschlusses sind kritisch für alle seit 2008 abgeschlossenen

⁵ Gesetz Nr. 2000-108 vom 10. Februar 2000 über die Modernisierung und Weiterentwicklung der öffentlichen Stromversorgung (Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité), geändert durch das Gesetz Nr. 2003-8 vom 3. Januar 2003 (Loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003) und durch das Gesetz Nr. 2005-781 vom 13. Juli 2005 (Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005).

Stromabnahmeverträge, denn der Conseil d'Etat könnte eine rückwirkende Aufhebung der Ministerialverordnung in Erwägung ziehen. Da die laufenden Verfahren keine aufschiebende Wirkung haben, bleibt die Ministerialverordnung von 2008 aber weiterhin anwendbar.

Auf dem Weg zur Abschaffung des Einspeisetarifs?

Angesichts der beiden oben genannten Entscheidungen wird der Conseil d'Etat demnächst höchstwahrscheinlich die Qualifizierung als staatliche Beihilfe annehmen und die Ministerialverordnung von 2008 aufheben. Eine solche Aufhebung könnte die Windenergiebranche blockieren, da vor der Annahme einer neuen Ministerialverordnung kein Stromabnahmevertrag abgeschlossen werden kann.

Der französische Minister für Ökologie, Energie, nachhaltige Entwicklung und Raumordnung hat bereits im Frühjahr 2013 die Entscheidung des EuGH vorweggenommen und Maßnahmen getroffen, um ein vorübergehendes Verschwinden des Einspeisetarifs zu verhindern. Im Anschluss an mehrere Begegnungen mit Vertretern der Europäischen Union hat die französische Regierung am 22. April 2013 ein „Vor-Genehmigungsverfahren“ eingeleitet; das Genehmigungsverfahren wurde ohne abzuwarten im Oktober 2013 eröffnet.

Die erwartete positive Antwort der Kommission würde den Erlass einer neuen Ministerialverordnung noch vor der Aufhebung der Ministerialverordnung von 2008 ermöglichen. Die Kontinuität des Unterstützungsmechanismus der Windbranche wäre somit gewährleistet. Es stellte sich jedoch die Frage, wie mit den seit 2008 abgeschlossenen Stromabnahmeverträgen weiter verfahren würde.

Blick in die Zukunft

Der Conseil d'Etat könnte über die zeitliche Wirkung der Abschaffung der Ministerialverordnung von 2008 entscheiden. Drei Hypothesen sind denkbar:

- > Rückwirkende Aufhebung der Verordnung
- > Aufhebung ab dem Zeitpunkt der Entscheidung, also nicht für die Vergangenheit
- > Keine Entscheidung

Die Folgen einer rückwirkenden Aufhebung wären für öffentliche und private Interessen extrem, weshalb die aktuelle Unruhe allzu verständlich ist. Man kann erwarten, dass der Conseil d'Etat diese Argumente in Betracht zieht und gegen eine rückwirkende Aufhebung entscheidet.

Angesichts der zeitlichen Wirkung seines Urteils könnte er aber auch schweigen. Schließlich ist er nur mit einer Klage gegen die Ministerialverordnung von 2008 befasst und nicht mit der Frage der Folgen einer solchen Aufhebung. Er würde somit der französischen Regierung die Entscheidung überlassen. Diese

hat bereits über die Presse ihren Willen angekündigt, die Stromabnahmeverträge aufrechtzuerhalten.

Das Risiko einer Abschaffung der Einspeisungstarife führte zu heftigem Aufstand der verschiedenen Akteure in der Windenergiebranche: den Stromversorgern, dem FFE (France Energie Eolienne, Verein zur Förderung, zur Vertretung und zum Schutz der Windenergie in Frankreich) und selbst der französischen Regierung. Daraus lässt sich neuer Mut für die nächsten Monate schöpfen.

Kontakt für weitere Informationen:



Lucie Loux

Avocat à la Cour (Rechtsanwältin Frankreich)

Tel.: +33 (1) 56 92 31 20

E-Mail: lucie.loux@roedl-avocats.fr



Madeleine Sampieri

Juristin (Frankreich)

Tel.: +33 (1) 56 92 31 23

E-Mail: madeleine.sampieri@roedl-avocats.fr

⁶ Artikel 108 AEUV, Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, Ex-Artikel 88 EGV, Europäischer Gemeinschaftsvertrag.

⁷ Artikel 107 AEUV, Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union.

⁸ Gerichtshof der Europäischen Union, Pressemitteilung Nr. 163/13, Luxemburg, den 19. Dezember 2013.

> **RO:** Unklare Zukunft der Gesetzgebung für Erneuerbare Energien in Rumänien

Von Cristina Afrem

2013 war die Gesetzgebung für die Erneuerbaren Energien in Rumänien schwer einzuschätzen und es scheint, als übe die Unsicherheit auch 2014 einen negativen Einfluss auf die Erneuerbaren Energien aus. Der Beschluss der rumänischen Regierung, die Ausgabe von grünen Zertifikaten für kleine Kapazitäten der Wasser-, Wind- und Sonnenenergie aufzuschieben, beeinträchtigte den Sektor der Erneuerbaren Energien enorm. Die Energieerzeuger haben diese Entscheidung angefochten mit der Begründung, sie könne zu schweren Einbußen bei den Einnahmen aus Erneuerbare-Energien-Projekten führen. Das Gesetz, das die Eilverordnung über die Vertagung der Gewährung von grünen Zertifikaten genehmigte, hätte einige wichtige Punkte bezüglich der Anwendbarkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen klären sollen, wurde jedoch mit dem Hinweis auf formale Mängel zur Nachprüfung zurück ins Parlament geschickt. Am 10.02.2014 und 11.02.2014 haben der rumänische Senat bzw. die rumänische Abgeordnetenversammlung den Nachprüfungsantrag des Präsidenten abgelehnt und somit das Gesetz zur Neu-Verkündung ans Amtsblatt übersendet. Somit wurde am 26. Februar 2014 beim Verfassungsgericht ein Antrag auf Feststellung der Verfassungswidrigkeit des Gesetzes über die Genehmigung der oben erwähnten Eilverordnung durch den Präsidenten eingereicht. Die Begründung des Antrags soll die Verletzung des Artikels 108 Absatz 3 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union sein.

Romania encountered major legislative unpredictability in 2013 and such unpredictability seems to continue to negatively affect the renewable energy sector even in 2014. The Romanian Government's decision to defer the issue of some green certificates for small hydro, wind and solar capacities had a significant impact on the renewable sector. The energy producers from renewable sources claimed this decision, arguing that it would create serious problems in the revenues of renewable projects. The law approving the emergency ordinance related to the deferral of green certificates should have clarified some important aspects related to the applicability of the measures brought thereby, unfortunately such law has been sent to the Parliament for re-examination due to some pre-formalities not been performed. On 10 February 2014, respectively on 11 February 2014 the Senate and the Chamber of Deputies rejected the re-examination request lodged by the Presidential Administration and re-sent the law to promulgation. As such, on 26 February 2014, the President filed notice with the Constitutional Court regarding the unconstitutionality of law approving the emergency ordinance mentioned above. The reason is the breach of Art. 108 alin. (3) of the Treaty on the Functioning of the European Union.

Aufschub der Ausgabe grüner Zertifikate

Per Eilverordnung Nr. 57/2013, im Amtsblatt Rumäniens, Teil I Nr. 335 vom 07. Juni 2013 veröffentlicht und am 1. Juli 2013 in Kraft getreten („OUG/REV 57“), hat Rumänien die Änderung des Gesetzes Nr. 220/2008 über den Förderungsmechanismus für Erneuerbare Energien beschlossen.

REV 57 verweist auf einen vorübergehenden Aufschub der Gewährung von grünen Zertifikaten für Mikro-Wasserkraft, Wind- und Sonnenenergie, die nicht verhandelt werden dürfen (die ursprünglichen Vorgaben bestimmten für denselben Zeitraum eine Anzahl von aufgeschobenen grünen Zertifikaten, die nicht bewilligt werden durften). Somit wird für den Zeitraum vom 01.07.2013 bis 31.03.2017 folgende Anzahl von grünen Zertifikaten als nicht verhandelbar erklärt:

- a) 1 grünes Zertifikat für neue Wasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von 10 MW
- b) 1 grünes Zertifikat für Windparks
- c) 2 grüne Zertifikate für Photovoltaik-Parks

Grüne Zertifikate werden nach folgendem zeitlichen Schema

wieder eingeführt und auch zur Verhandlung verfügbar sein:

- > ab 1. April 2017 für die Produzenten der Kategorien a) und c)
- > ab 1. Januar 2018, spätestens aber bis zum 30. Dezember 2020, für die Produzenten der Kategorie b), anteilig

Das Gesetz bestimmt den Aufschub der Gewährung von grünen Zertifikaten nur für die Projekte, die bis 31. Dezember 2013 beantragt wurden.

Reduzierung von grünen Zertifikaten für neue Marktteilnehmer

Die zweite wichtige Änderung betrifft die Entscheidung der Regierung (Regierungsbeschluss Nr. 944/2013), ab 1. Januar 2014 die Gewährung grüner Zertifikate für neue Marktteilnehmer zu reduzieren.

Neue Erneuerbare-Energien-Erzeuger (Mikro-Wasserkraft, Wind- und Solarenergie), die ab 1. Januar 2014 akkreditiert sind, erhalten weniger Zertifikate, was einen niedrigen Beitrag der Endverbraucher zur Unterstützung dieser Energiequellen bedeutet:

1. Neue Wasserkraftwerke mit einer Leistung bis 10 MW erhalten 2,3 (anstatt 3) grüne Zertifikate/MWh
2. Neue Windkraftwerke erhalten 1,5 (anstatt 2) grüne Zertifikate/MWh bis Ende des Jahres 2017, und 0,75 (anstatt 1) grüne Zertifikate/MWh ab 1. Januar 2018
3. Neue Solarkraftwerke erhalten 3 (anstatt 6) grüne Zertifikate/MWh

Kürzere Gültigkeit grüner Zertifikate

Nach der Neuregelung durch REV 57 ist die Gültigkeitsdauer der grünen Zertifikate auf 12 Monate ab ihrer Ausstellung durch den Transport- und Netzbetreiber begrenzt.

Garantiefonds

Die Eilverordnung 57 verwies auf einen Garantiefond, der als Käufer für die erteilten und durch die Produzenten nicht gehandelten grünen Zertifikate agieren sollte. Dieser Fond ist zurzeit noch nicht gegründet. Durch das Genehmigungsgesetz der REV 57 wurde die Gründung des o.g. Garantiefonds ausgeschlossen.

Zwingende Erwerbsquote für grüne Zertifikate

Die zwingende Erwerbsquote für 2014, von ANRE (Autoritatea Nationala de Reglementare in Domeniul Energiei) berechnet und auf ihrer Website veröffentlicht, soll aufgrund eines Vorschlags der Energieabteilung der Regierung nachträglich bis zum 31.03.2014 per Regierungsbeschluss genehmigt werden.

Die zwingenden Erwerbsquoten für den Zeitraum 2015–2020 werden jährlich festgelegt und ebenfalls durch einen Regierungsbeschluss innerhalb von 60 Tagen nach deren Mitteilung seitens ANRE genehmigt.

Was erwarten wir als nächstes?

Das rumänische Parlament hat die durch REV 57 am 1. Juli 2013 eingeleitete Maßnahme, die Gewährung von grünen Zertifikaten zu vertagen, als Gesetztext beschlossen, jedoch wurde dieses Gesetz vom Präsidenten Rumäniens noch nicht verkündet.

Die Regierung hat einen Beschluss verkündet, wonach neuen Marktteilnehmern für die Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen eine geringere Anzahl von grünen Zertifikaten gewährt werden soll.

Gemäß den Änderungen des Genehmigungsgesetzes der REV 57 gilt der Aufschub der Gewährung grüner Zertifikate für Energieerzeuger aus Erneuerbaren Energien, die bereits bis 31. Dezember 2013 akkreditiert waren. Die Kürzung der Anzahl grüner Zertifikate findet seit 1. Januar 2014 auf neue Marktteilnehmer (Energieerzeuger aus erneuerbaren Quellen) Anwendung.

Die Energieabteilung des Industrieministeriums hat vorgebracht, dass der Antrag des Präsidenten auf Überprüfung des Gesetzes für die Genehmigung der REV 57 „falsche Angaben“ enthalte und dass eine entsprechende Mitteilung über die vorzunehmenden gesetzlichen Änderungen an den Generaldirektor für Wettbewerb der Europäischen Kommission geschickt worden sei. Es bestehen somit keine rechtlichen Argumente gegen die Verkündung des Gesetzes.

Rumänien besitzt den vermutlich großzügigsten Förderungsmechanismus für Energieprojekte aus Erneuerbaren Energien in Europa. Im letzten Jahr hat die Regierung viele Änderungen zum Gesetz über Erneuerbare Energien genehmigt, um den Anstieg der Energiepreise für die privaten Haushalte und die Industrie aufgrund der großzügigen Zuschüsse zu begrenzen.

Kontakt für weitere Informationen:



Cristina Afrem

Rechtsanwältin

Tel.: +40 (21) 310 21 62

E-Mail: cristina.afrem@roedl.pro



> **PL:** Rückkehr einer zusätzlichen Unterstützung für Biogasanlagen in Form von „gelben Zertifikaten“

Von Piotr Mrowiec

Die Betreiber von Biogasanlagen in Polen werden bald aufatmen können. Die Arbeiten an dem parlamentarischen Gesetzentwurf über die Änderung des Energiegesetzes nähern sich endlich dem Ende. Die Novelle sieht vor, dass die gelben und roten Zertifikate wieder gehandelt werden dürfen und somit eine wichtige Einnahmequelle wieder eingeführt wird. Zwar hat der Senat vor Kurzem einige kleine Änderungen vorgeschlagen, im Kern bleibt die Novelle aber unverändert und wird höchstwahrscheinlich bald in Kraft treten.

Operators of biogas plants can breathe more freely now. Finally, the work on the parliamentary draft bill regarding the changes of the energy act is completed. The amending law proposes that yellow and red certificates will be traded again. This means an important source of revenues will pour again. Now, the president has to sign it paving the way for the amending law to become effective after 14 days.

Blick in die Vergangenheit

Bis Ende 2012 wurden die Betreiber von Biogasanlagen in Polen mit mindestens drei Unterstützungsinstrumenten gefördert; zusätzlich nahmen die Investoren auch die finanzielle Unterstützung aus EU- oder staatlichen Geldtöpfen in Anspruch. Wie bei allen EE-Anlagen üblich, verkauften die Biogasanlagenbetreiber die erzeugte elektrische Energie für einen festen Preis. Der vom Vorsitzenden der Energiebehörde ermittelte Stromeinkaufspreis gleicht dem durchschnittlichen Stromverkaufspreis auf dem konkurrierenden Markt im vorherigen Jahr. 2012 betrug der Einkaufspreis 198,90 PLN (47,93 Euro)⁹ für 1 MWh des erzeugten Stroms. Als zweite Förderungssäule erhielten die Biogasanlagenbetreiber die sogenannten „grünen Zertifikate“. Die Herkunftszertifikate erhalten diejenigen Stromproduzenten, die den Strom aus erneuerbaren Energiequellen herstellen und in das Stromnetz einspeisen. Die Stromverkäufer, die den Strom an Endkunden verkaufen, kaufen die grünen Zertifikate entweder aufgrund von langfristigen Verträgen mit EE-Anlagenbetreibern oder erwerben sie an der Energiebörse. Zwar unterliegen die Energieunternehmen keinem Ankaufszwang, wenn sie aber der Energiebehörde nicht eine bestimmte Anzahl an Herkunftszertifikaten zur Einziehung vorlegen, müssen sie Ersatzgebühren entrichten. Da ein Herkunftszertifikat regelmäßig günstiger ist als die Ersatzgebühr, lohnt es sich, Zertifikate anzukaufen. Der Preis der grünen Zertifikate variiert sehr stark, derzeit liegt er bei ungefähr 210 PLN/MWh (50,61 Euro/MWh)⁹.

Bis Ende 2012 mussten auch gelbe und rote Herkunftszertifikate von Energieunternehmen erworben oder eine entsprechende Ersatzgebühr entrichtet werden. Der Wert der mit dem Symbol Ozg gekennzeichneten Ausgleichsabgabe war gleichzeitig der Preis für das gelbe Zertifikat, der den Betreibern von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) mit einer Kapazität von 1 MW_{el} zugesprochen wurde. Dieser Preis lag 2013 bei 149,3 PLN/MWh (35,98 Euro/MWh)⁹. An der Energiebörse wurden die gelben Zertifikate für einen Stückpreis von rund 130 PLN (31,33 Euro)⁹ gehandelt. Demgegenüber betrug der Wert

der Ausgleichsabgabe mit dem Symbol Ozk für das rote Zertifikat im Jahre 2013 29,84 PLN/MWh (7,19 Euro/MWh)⁹; er wurde für die Erzeugung von 1 MWh Energie in KWK-Anlagen mit einer Kapazität von 1 MW_{el} zuerkannt.

2012 liefen sowohl die gelben als auch die roten Zertifikate aus. Zwar sollten beide Zertifikate weiterhin ausgegeben werden, jedoch erlosch die Pflicht zur Zahlung der Ausgleichsabgabe, die der entscheidende Impuls für den Erwerb der Zertifikate war. Der Verlust dieser so wichtigen Finanzierungsquelle wirkte sich fatal auf die Rentabilität der Biogasanlagen aus; einige von ihnen gerieten an den Rand des Bankrotts, und viele geplante Investitionen wurden nicht umgesetzt, weil sie sich nicht mehr rechneten.

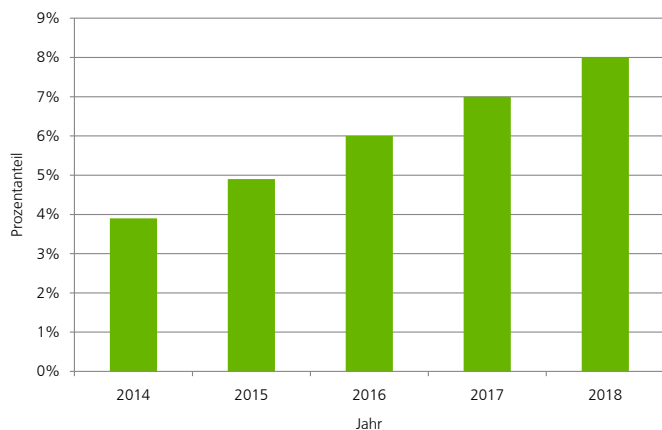
Wiedereinführung von gelben und roten Herkunftszertifikaten

Am Freitag, dem 24.01.2014 wurde die Gesetzesnovelle, die das Energierecht unter anderem durch Wiedereinführung der Pflicht zum Erwerb gelber und roter Zertifikate änderte, vom Sejm (eine der beiden Kammern des polnischen Parlaments) der Republik Polen verabschiedet. Der Senat (die zweite Kammer des polnischen Parlaments) hat zwei Modifikationen der Novelle vorgeschlagen, die jedoch keine grundlegende Änderung bewirken. Nachdem die Novelle wieder vom Sejm verabschiedet wird (die vorgeschlagenen Änderungen, werden entweder angenommen, oder mit qualifizierter Mehrheit abgewiesen) wird das verabschiedete Gesetz dem Präsidenten der Republik Polen zur Unterzeichnung vorgelegt. Er muss innerhalb von 21 Tagen über die Unterzeichnung entscheiden und kann das Gesetz vom Verfassungsgerichtshof auf Verfassungsmäßigkeit überprüfen lassen. Der Präsident muss das Gesetz natürlich nicht unterschreiben – dann geht es wieder an den Sejm zurück. Er kann es aber auch an den Verfassungsgerichtshof weiterleiten, um es auf Verfassungsmäßigkeit überprüfen zu lassen. Es ist aber fast sicher, dass der Präsident das Gesetz unterzeichnet und es nach 14 Tagen „Legisvakanz“ (vacatio legis) in Kraft tritt.

⁹ Währungskurs von www.oanda.com/lang/de/currency/converter/, Abruf 18.02.2014.

Die Eigentümer von Biogasanlagen haben also allen Grund zur Zufriedenheit. Nach dem mageren Jahr 2013, in dem sie keine Unterstützung aus dem Verkauf gelber/roter Zertifikate erhielten, während gleichzeitig der Preis für grüne Zertifikate auf einen historischen Tiefststand fiel, wird 2014 aller Voraussicht nach ein wesentlich besseres Jahr werden. Sehr zu begrüßen ist zudem, dass die Unterstützung durch gelbe/rote Zertifikate bis 2018 weitergeführt werden soll. Darüber hinaus soll für kleine Biogasanlagen mit einer Nennleistung bis zu 1 MW die Pflicht zum Erwerb gelber Zertifikate in den Jahren 2014 - 2018 prozentual stark steigen (siehe auch Grafik 3).

Grafik 3: Zukünftige Entwicklung des Anteils gelber Zertifikate



Quelle: Art. 4 des Gesetzes vom 24. Januar 2014 über die Änderung des Energiegesetzes und anderer Gesetze.

Eine derart starke Zunahme ist eine Quasi-Garantie für die Stabilität der Preise von gelben Zertifikaten – selbst wenn die Zahl der ausgegebenen gelben Zertifikate infolge der Errichtung neuer Biogasanlagen deutlich anwachsen sollte.

Ein gewisser Wermutstropfen besteht darin, dass es nicht sicher ist, ob die EU-Kommission die Einnahmen aus den gelben und roten Zertifikaten als unzulässige öffentliche Hilfe einstuft. Zwar hat die polnische Regierung bei den Arbeiten an dem Gesetz die EU-Kommission um ihre Zustimmung gebeten, diese hat es mit ihrer Stellungnahme, ob das Fördermodell mit EU-Recht vereinbar ist, allerdings nicht allzu eilig. Polen wird indes nicht auf die Entscheidung der EU-Kommission warten und das Gesetzgebungsverfahren fortsetzen. Für die Betreiber polnischer Biogasanlagen besteht beim Verkauf gelber/roter Zertifikate folglich das Risiko, deren Wert erstatten zu müssen (worst case scenario). In der Regel werden sie jedoch die Möglichkeit haben, mit Schadensersatzforderungen an den polnischen Staat heranzutreten.

Kontakt für weitere Informationen:



Aneta Majchrowicz-Baczyk

Rechtsanwältin (Polen)

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

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

> **RSA:** Update Südafrika: PV-Dachanlagen und Überarbeitung des IRP 2013 Von Ulrike Brückner

Südafrika bereitet sich auf einen flächendeckenden Einsatz von kleinteiligen PV-Dachanlagen vor. Verschiedene Marktteilnehmer und Interessenvertreter diskutieren Konzepte, die den Markt für Kleinprojekte für Privathaushalte attraktiv machen sollen. Von Dr. Tobias Bischof-Niemz, bis vor kurzem Chief Engineer Energy Planning bei Eskom, stammt ein interessanter Vorschlag, um die Hürde der sinkenden Einnahmen für die Kommunen im Falle einer Einspeisevergütung zu überwinden. Hingegen setzt der Entwurf des neuen IRP 2013 für Windenergie keine günstigen Signale.

South Africa is preparing for a widespread implementation of small scale rooftop PV plants. Several market players and stakeholders are discussing concepts which shall help to make the market more attractive for small scale projects in the residential market. Dr. Tobias Bischof-Niemz, until recently Chief Engineer Energy Planning with Eskom, introduced an interesting proposal how to overcome the hurdle that municipalities might lose revenue on electricity sales in case a Feed-in-Tariff was introduced. However, for Wind energy the new IRP 2013 Programme is not setting positive signals.

Die erfolgreiche Umsetzung des IPP Procurement Programme des Department of Energy hat die Diskussionen auch um kleinere Projekte intensiviert. Einer der meistzitierten Vorwürfe an das IPP-Programm ist, dass es kleine Projekte und damit auch kleinere Unternehmen völlig ignoriert. Dennoch muss anerkannt werden, dass die insgesamt erfolgreiche Umsetzung der ersten Runden des IPP-Programms und nun die ersten Netzanbindungen von großen Projekten das Vertrauen in die Technologien gestärkt hat. Die südafrikanische Regierung hat, wie viele andere Regierungen auf dem afrikanischen Kontinent, die Herausforderung zu meistern, möglichst schnell viel Energie zu produzieren, um die enorme Energieknappheit in den Griff zu bekommen. Das dafür notwendige Vertrauen in den kleinteiligen Markt und das Unternehmertum auch von lokalen kleinen Unternehmern war zunächst nicht gegeben. Nunmehr steigt aber das Interesse am Markt jenseits der IPP-Ausschreibung merklich, auch weil eines der wesentlichen Ziele des IPP-Programms, nämlich die Ansiedlung lokaler Produktionen („local content“) und die Schaffung von Arbeitsplätzen, bislang trotz der genehmigten Großprojekte nicht wesentlich gesteigert werden konnte.

Das IRP-Programm der Regierung sieht noch keine Planung oder gar Regularien für den Markt der dezentralen Energieversorgungsanlagen und den Selbstverbrauch vor, erwähnt diese Maßnahmen aber, um die gesteckten Ziele zu erreichen.

Dr. Tobias Bischof-Niemz, vormals Chief Engineer Energy Planning bei Eskom hat kürzlich ein Konzept vorgestellt, das die letzten Hürden auf dem Weg zu einer Einspeisevergütung für Dachanlagen vor allem im „Residential“-Bereich beseitigen soll. Denn eine der wenigen Einnahmequellen für die zum großen Teil bankrotten Gemeinden sind die Einkünfte aus dem Stromverkauf. Die Kommunen befürchteten daher stets, mit der Einführung von Einspeisetarifen wichtige Geldmittel zu verlieren. Das neue Konzept sieht die Einrichtung einer zentralen Behörde („Central Power Purchasing Agency“) vor, die den Strom direkt vom Produzenten abnimmt und vergütet.¹⁰ In einem zweiten

Schritt wird die jeweilige Gemeinde für die durch den Eigenverbrauch eingebüßten Stromeinnahmen entschädigt.¹⁰

Dr. Bischof-Niemz geht davon aus, dass eine Einspeisevergütung von 0,7 bis 0,9 R/kWh (0,05 bis 0,06 Euro/kWh)⁹ seitens der zentralen Behörde an den jeweiligen Stromerzeuger ausreichen würde, um den PV-Markt zu stimulieren. Zudem ist ein selbstregulierender Mechanismus für den FIT, ähnlich des „atmen-den Deckels“ in Deutschland vorgesehen.¹⁰ An die Gemeinden würde eine Kompensation für den entgangenen Bruttogewinn von etwa 0,5 bis 0,6 R/kWh (0,03 bis 0,04 Euro/kWh)⁹ gezahlt (durchschnittliche „Retail“-Tarife der Gemeinden minus durchschnittliche „Wholesale“-Tarife von Eskom – gezahlt für die kWh, die wegen des PV-Eigenverbrauchs nicht mehr von den Gemeinden an die Endkunden verkauft werden).¹⁰ Die verwaltungsschwachen südafrikanischen Gemeinden würden gänzlich von den administrativen Vorgängen befreit. Die Kosten für die Einspeisevergütung und die Kompensation der Gemeinden sollen aus einer Gewinnspanne getragen werden, die landesweit auf den Stromtarif erhoben wird.¹⁰ Bei 500 MW_p PV geht man



von zusätzlichen Kosten von etwa 0,2 (R)ct/kWh (0,013 Euro/kWh)⁹ aus.¹⁰

Experten rechnen durchaus mit einem künftigen Bekenntnis Südafrikas zu Einspeisetarifen für Kleinanlagen. Werden solche Anlagen nicht legalisiert, werden sie sehr wahrscheinlich dennoch gebaut – weitestgehend von zahlungskräftigen Stromabnehmern, die einen hohen Eigenverbrauch haben und generell einen hohen Tarif zahlen würden. Dies würde zu einer Reduzierung der Stromeinnahmen führen und damit letztlich zu einer weiteren Preissteigerung für genau die Konsumenten, die weniger zahlungskräftig sind. Ein positiver Aspekt der Einführung des von Dr. Bischof-Niemz entworfenen Konzepts wäre es zudem, dass ein Anreiz geschaffen würde, die jeweilige PV-Anlage anzumelden.¹⁰ Damit hätte der Regulator einen lückenlosen Überblick über die im Land ans Netz angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen, was zur Netzsicherheit und Netzstabilität beitragen würde.

Das IRP Programm Update von 2013 sieht für Photovoltaik zehn GW_p bis 2030 vor. Geht man hier bei konservativer Betrachtung von 70 % für Dachanlagen aus, so bedeutet dies eine Planung von 500 MW_p oder ca. 1 Milliarde Euro pro Jahr in dem genannten Zeitraum. Die Elektrifizierungsrate in Südafrika ist mit 85 % sehr hoch. Das neue Konzept könnte sich daher nicht zuletzt als ein interessantes Geschäftsmodell für kleine Gemeinden in ländlichen Gegenden eignen und das Unternehmertum dort fördern. Sollte die Verbreitung von PV in Südafrika (in W_p pro Kopf) in den nächsten 16 Jahren bis 2030 auch nur die Hälfte dessen erreichen, was bereits heute in Deutschland installiert ist (ca. 450 W_p /Kopf), so wären im Jahr 2030 deutlich über zehn GW_p Leistung installiert.¹⁰

Die Regierung könnte also mit der Einführung einer Vergütung von dezentral produziertem Strom möglicherweise mehr erreichen als mit der weiteren Blockierung von Einspeisetarifen. Die künftige Positionierung des Energieministeriums bleibt abzuwarten. Wir halten Sie auf dem Laufenden!

Ziele im Rahmen des neuen IRP

Das IRP-Programm von 2011 legt die wesentlichen Ziele der südafrikanischen Regierung im Hinblick auf die Energiepolitik fest. Das Programm sieht einen Energiemix vor und manifestiert somit die Voraussetzungen für die Einführung von Erneuerbaren Energien in Südafrika. Das IRP wird regelmäßig an die aktuellen Gegebenheiten angepasst. Das aktuell diskutierte Update von 2013 rechnet mit einer um 6.600 MW auf 61.200 MW reduzierten Energienachfrage gegenüber dem Entwurf von 2011. Die vorgeschlagenen Ziele für die einzelnen Technologien lauten wie folgt:

Tabelle 1: IRP 2013 Base Case – Capacity Target 2030

Technologie	IRP 2010	Base Case IRP 2013
Kohle	40.996 MW	38.600 MW
Gasturbine	7.330 MW	7.680 MW
Gas- und Dampf-Kombi-kraftwerk	2.370 MW	3.550 MW
Atomenergie	11.400 MW	6.660 MW
Pumpspeicher	2.912 MW	2.900 MW
Wasserkraft	4.809 MW	3.690 MW
Windenergie	9.200 MW (10,3%)	4.360 MW (5,4%)
CSP	1.200 MW	3.300 MW
PV	8.400 MW	9.770 MW
Sonstige	915 MW	640 MW
Gesamt	89.532 MW	81.350 MW

Quelle: Dennis Thiel, Discussion on draft IRP 2013 Update AHK Renewable Energy Working Group 5th February 2014.

Danach stehen die Zeichen für PV in Südafrika weiterhin sehr positiv. Windenergieprojekte mussten jedoch den verstärkten Ambitionen auf die Gasexploration weichen. Bis zum 7. Februar 2014 konnten Kommentare zum vorgeschlagenen IRP-Update abgegeben werden. So hat auch die AHK Südafrika ein Positionspapier verfasst und beim Department of Energy eingereicht. Die Kommentare fließen in den letzten Entwurf des IRP ein, der im März 2014 – also kurz vor den Wahlen – dem Kabinett zur Entscheidung vorgelegt werden soll.

Kontakt für weitere Informationen:



Ulrike Brückner, LL.M.

Rechtsanwältin

Tel.: +27 (11) 479-30 00

E-Mail: ulrike.brueckner@roedl.pro

> **International:** Markenschutz im neuen Domain-Umfeld

Von Daniela Jochim

Das Internet startet 2014 in eine neue Ära: Neben den etablierten Domain-Endungen wie .COM oder .DE wird eine Vielzahl neuer Endungen eingeführt. Diese bieten die Chance, durch richtige Platzierung seines Online-Auftritts noch gezielter potenzielle Kunden anzusprechen. Damit verbunden ist jedoch auch das Risiko, dass „Domaingrabber“ versuchen, fremde Marken unter den neuen Endungen zu registrieren. Eine Markenüberwachung beim Trademark Clearing House (TMCH) bietet dagegen wirksamen Schutz.

2014 the internet landscape will change: besides the well-known top-level domains .COM or .DE, a multitude of new domain endings are launched. By a clever choice of the right top-level domain, businesses get new chances for a customized web presence. However, the new domain endings also bear the risk that domain grabber will misuse registered trademarks. For hindering such misuse, the Trademark Clearing House (TMCH) offers an effective trademark monitoring service.

Über zehn Jahre wurde geplant und diskutiert – jetzt ist es so weit: 2014 ist das Jahr der neuen Domain-Endungen. Mehr als 500 neue Top-Level-Domains (TLDs) werden in den kommenden Monaten eingeführt. Neben den klassischen Endungen wie .DE, .COM oder .ORG wird es bald auch Internetseiten geben, die auf .SHOP, .COMPANY oder .WEB enden.

Neuer Namensraum im Internet

Anlass für die Einführung neuer Top-Level-Domains war die Tatsache, dass die meisten der kurzen und damit einprägsamen Adressen unter den bestehenden Endungen bereits vergeben sind. Mit den neuen Endungen soll nun der verfügbare Na-

mensraum im Internet erweitert werden. Dabei geben – anders als bisher – die neuen Domainendungen den Internetnutzern bereits einen Hinweis auf den Inhalt der darunter abrufbaren Homepage.

Um den regionalen Bezug des eigenen Angebotes zu betonen, stehen auch Domain-Endungen für bestimmte Städte oder Regionen zur Verfügung, zum Beispiel .BAYERN, .BERLIN oder .SAARLAND. Darüber hinaus bieten generische Begriffe wie .HOTEL, .SPORT oder .MUSIC die Möglichkeit, sein Unternehmen unter der eigenen Branchen-Endung zu präsentieren. Im Energiesektor sind insbesondere die Domain-Endungen .SOLAR und .EARTH interessant, für Investment-Gesellschaften auch .VENTURES, .INVESTMENTS oder .CONSULTING.

Die Vergabe der neuen Top-Level-Domains wird von der Internetverwaltung ICANN (Internet Corporation for Assigned Names and Numbers) koordiniert. Seit Anfang Februar können die ersten neuen Top-Level-Domains von jedermann registriert werden. Für die noch folgenden besteht die Möglichkeit einer Vorreservierung, wobei Inhaber von registrierten Marken bevorzugt zum Zuge kommen.

Risiken für Markeninhaber

Der Ansturm auf die extravaganten Top-Level-Domains ist groß. Nicht nur Wettbewerber konkurrieren um die interessantesten Internetadressen, sondern auch „Domaingrabber“ sehen hier ihre Chance. Wegen der Vielzahl der Domain-Endungen besteht die Gefahr, dass Dritte eine registrierte Marke als Domain reservieren, in einem verwandten Geschäftsfeld benutzen und dadurch die Rechte der Markeninhaber verletzen.

Dieses Problem hat auch die ICANN erkannt und zum Schutz der Markeninhaber das Trademark Clearing House (TMCH) eingerichtet. Das Trademark Clearing House bietet ein zentrales Register, in dem Markeninhaber ihre Marken eintragen und so ihre Markenrechte bei der Einführung der neuen Domain-Endungen zentral durchsetzen können. Ist eine Marke beim



Trademark Clearing House hinterlegt, wird der Markeninhaber automatisch über Domainregistrierungen informiert, die mit der hinterlegten Marke identisch sind. Parallel wird auch der Domain-Besteller über die registrierte Marke informiert, wenn er versucht, eine identische Domain zu reservieren.

Das Trademark Clearing House bietet die Möglichkeit, Markenverletzungen vorzubeugen, ohne selbst eine Vielzahl von Domains mit der eigenen Marke registrieren zu müssen, um diese dem Zugriff Dritter zu entziehen.

Fazit

Die zukünftige Bedeutung der neuen Domain-Endungen neben den etablierten Top-Level-Domains wie .COM oder .DE ist heute noch nicht abzuschätzen. Aufgrund der relativ geringen Registrierungsgebühren kann es jedoch nicht schaden, seinen Internetauftritt auch unter einer der passenden neuen Endungen zu präsentieren. Zudem empfiehlt es sich, die eigenen Unternehmensmarken pro-aktiv durch einen Eintrag im Trademark Clearing House zu schützen.

Kontakt für weitere Informationen:



Daniela Jochim, LL.M.

Rechtsanwältin

Tel.: +49 (911) 91 93-15 08

E-Mail: daniela.jochim@roedl.com

Veranstaltungshinweise

> Anwendung der Tiefengeothermie

03. April 2014, Saarbrücken

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) informiert Sie über die Anwendung der Tiefengeothermie insbesondere für Fernheizsysteme im Pariser Becken. Frau Lucie Loux, Rechtsanwältin bei Rödl & Partner, wird im Rahmen der Veranstaltung zum Thema „Rechtliche Rahmenbedingungen für deutsche Unternehmen in Frankreich“ referieren. Erfahren Sie mehr über diese Veranstaltung unter www.dena.de/veranstaltungen.

> Das EEG 2014

29. April 2014, Nürnberg

13. Mai 2014, Köln

Im Rahmen unserer Veranstaltung wollen wir Sie umfassend darüber informieren, welche Änderungen sich durch die EEG-Novelle ergeben. Weitere Informationen finden Sie unter www.roedl.de/de-DE/de/Documents/Veranstaltungen/eeg-2014.pdf.

> Intersolar Europe

04.-06. Juni 2014, München



Die weltweit größte Fachmesse für die Solarwirtschaft bietet Ihnen Informationen aus erster Hand zum Stand und zu den Perspektiven der internationalen Solarwirtschaft. **Besuchen Sie uns in Halle A1, Stand A1.413.** Weitere Informationen zur Intersolar Europe erhalten Sie unter www.intersolar.de/de/intersolar-europe.html.

Kontakt für weitere Informationen:



Stefanie Kugler

M.Sc. Consumer Affairs

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 78

E-Mail: stefanie.kugler@roedl.com



Besuchen Sie uns auf www.roedl.de/ee.

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 | erneuerbare-energien@roedl.com

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: **Stefanie Kugler** – stefanie.kugler@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.