

Potenziale erkennen

E|NEws



Erneuerbare Energien: Erfahrungen und Trends weltweit

Ausgabe: November 2017 – www.roedl.de/ee

> Lesen Sie in dieser Ausgabe:

Aus aller Welt

- > Wem gehört der Wind? 2
- > Singapur plant Einführung einer Carbon-Tax – bedeutet das künftig mehr EE für den Stadtstaat? 5
- > Entwicklung Erneuerbarer Energien in Polen – Rückblick 2017 und Ausblick 2018 6
- > Die tschechische Regierung hat die Rahmenbedingungen des von der EU Kommission geforderten Überprüfungsmechanismus festgelegt 8
- > Solarabgabe in Tschechien – erstes Investitionsschutzverfahren abgeschlossen 10
- > Rumänien: Aktueller Sachstand der Gesetzgebung für Erneuerbare Energien in Rumänien 12

Neuigkeiten zu internationalen EE-Förderprogrammen

- > Scaling Solar – Aktuelle Ausschreibungsrunden in Äthiopien und Madagaskar 14
- > Geothermal Risk Mitigation Facility for Eastern Africa – 5. Ausschreibungsrunde gestartet 14

Liebe Leserin,
lieber Leser,

während in Berlin die Sondierungsgespräche für eine Jamaika-Koalition geführt werden, hinkt Deutschland seinen Klimaschutzziele weiterhin deutlich hinterher.

Durch das Pariser Klimaabkommen – mit dem Ziel die globale Erwärmung nicht über 1,5 Grad ansteigen zu lassen, um dem menschengemachten Klimawandel entgegenzuwirken – hat sich die Bundesregierung dem nationalen Klimaschutzplan 2050 verpflichtet. Die damit einhergehenden nationalen Ziele zur Dekarbonisierung für die Handlungsfelder Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft sind bekannt.

Um diese Ziele zumindest mittelfristig zu erreichen und um Strafzahlungen an die EU zu entgehen, werden die künftigen Regierungsparteien den Druck auf die Wirtschaft weiter erhöhen müssen. Eine schrittweise Reduzierung der Kohleverstromung bleibt unausweichlich. Freiwerdende Kapazitäten müssen durch Erneuerbare Energien ersetzt werden. Die Frage ist nur: wie soll das bei den aktuellen Rahmenbedingungen geschehen?

Darüber hinaus bedarf es auch eines schlüssigen Konzeptes, wie die Sektoren Wärme und Verkehr integriert werden können. Die Herausforderungen, dies alles zu meistern, sind für die neue Regierung erheblich. Es bleibt spannend!

Auch in dieser Ausgabe wollen wir wieder den Blick in die Ferne und auf internationale Märkte werfen, um die aktuellen Entwicklungen im Bereich der Erneuerbaren Energien weltweit zu verfolgen.

Wir wünschen Ihnen viel Spaß beim Lesen!

Martin Wambach
Geschäftsführender Partner

Anton Berger
Partner

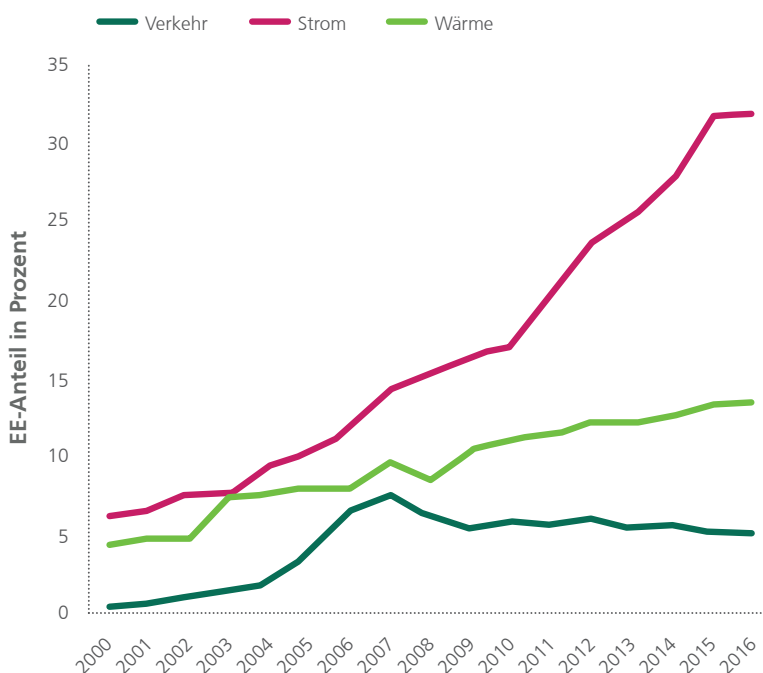


Aus aller Welt

> Wem gehört der Wind?

Von Kai Imolauer

Die Reduzierung des jährlichen Marktvolumens an Windkraftanlagen an Land auf 2,8 GW für die Jahre 2017 bis 2019 und 2,9 GW für 2020 (§§ 4 und 28 Abs. 1) wird Auswirkungen auf den gesamten Markt haben. Die Umwälzungen auf dem Strommarkt werden immens sein, wenn die Pläne nur teilweise umgesetzt werden. Des Weiteren stellt sich vor allen Dingen die Frage, wenn nicht von Wind (und PV), woher sollen die erheblichen Strommengen kommen, um die Dekarbonisierung in Deutschland auch in den Sektoren Verkehr und Wärme voranzubringen oder gar zu 100 Prozent (was letztendlich Ziel einer engagierten Klimapolitik sein sollte) zu erreichen.



Quelle: bmwi

Der regulatorische Rahmen im öffentlichen Rechtsraum wird effektiv so zu gestalten sein, dass deutlich mehr Flächen für Windanlagen zur Verfügung stehen. Die aktuellen Entwicklungen stehen dem leider eher entgegen. Im Koalitionsvertrag der schwarz-gelben Regierung in Nordrhein-Westfalen heißt es, die Abstandsregelung von Windrädern zu Wohnbebauung auf 1.500 Metern festzulegen. Die potenzielle Fläche für Windkraft würde damit um 80 Prozent reduziert werden. Falls dies weitergedacht (in Bayern besteht ja bereits die 10H-Regel) sich auf ganz Deutschland beziehen würde, wären Windkraft und wohl auch Klimaschutz am Ende. Politisch wird immer angeführt, dass hierdurch der Bürger vor negativen Einflüssen geschützt werden soll. Kurioserweise ist in Kommunen, in denen viele Bürger an einem Windpark partizipieren (eben auch wirtschaftlich) kaum ein Widerstand festzustellen. Dies führt zur Frage: Woher stammt das Kapital für die deutsche Energiewende?



Die Entwicklungen der letzten Jahre zeigen, dass ein Großteil der Windanlagen eben nicht von Bürgerhand gehalten wird, sondern insbesondere in den letzten Jahren im Windbereich die Anlagen von institutionellen Anlegern, also Banken, Versicherungen, Investmentfonds, etc. von den Entwicklern gekauft wurden. Echte Bürgeranlagen – vor allen Dingen der Bürger vor Ort – sind mittlerweile Mangelware und mit Aussetzen der Privilegien (ab 2018) im Ausschreibungsverfahren wird sich das verstärken. Typischerweise werden Windparks über ein Bieterverfahren nicht unbedingt an Bürgergenossenschaften vor Ort, sondern an o.g. Investoren meistbietend verkauft. Der Anlagedruck (bei aktuellem Zinsniveau) führt dazu, dass eine Kapitalanlage in einen Windpark mit 20 Jahren gesetzlich abgesicherter Rendite in einem Best-Rating-Land äußerst attraktiv ist. Aber abgesehen von der konkreten Kapitalquelle des Betreibers ist zu diskutieren, wie die Bürger vor Ort, die letztendlich doch durch die WEA (und ich meine nicht den Grund verpachtenden Landwirt) einerseits beeinträchtigt werden, aber eben dafür keinerlei Kompensation erfahren.

In einer etwas abstrakteren Sichtweise stellt sich die Frage, wie die jeweiligen Beziehungen der an einem Projekt beteiligten zueinander sind. Die Betreiber beziehen letztendlich die Vergütung vom Strommarkt, zahlen Pacht an Landeigentümer. Aber die Bürger der konkreten Gemarkung partizipieren nur sehr indirekt über die Bereitstellung von Strom (ein etwas höheres Gewerbesteueraufkommen), aber eben nicht wirtschaftlich. Eine Ausnahme stellen Windparks dar, die direkt von Kommunen betrieben werden (beispielweise Stadt Pegnitz mit 7 Windanlagen) oder Windparks von 100 Prozent kommunalen Stadtwerken.

Doch wie ließe sich das Problem lösen?

Letztendlich kann Wind auch als Allmende betrachtet werden, die einem Windparkbetreiber gegen eine Konzession befristet zur Verfügung gestellt werden würde. Würde diese Konzessionsgebühr direkt den jeweiligen Kommunen zufließen, ließe sich hiermit ein entsprechender Interessensausgleich herstellen. Dies klingt vielleicht im ersten Moment abstrakt, aber ist nicht so ungewöhnlich. Für die Tiefengeothermie – als Ressource dem nationalen Bergrecht untergeordnet – wird auf Basis von Verordnungen im Bergrecht eine Konzessionsgebühr abverlangt. Die Konzessionsvergabe erfolgt aktuell in einem zweistufigen Verfahren (Aufsuchungserlaubnis und Bewilligung) im Windhundprinzip. Klar formuliertes Ziel im Bergrecht ist die optimale Nutzung der Ressource – die Konzessionsgebühr ist zwar niedrig, wird aber sehr wohl für die Nutzung der im Boden gespeicherten Energie erhoben. In der Schweiz werden auch für die Nutzung der Wasserkraft entsprechende Konzessionsgebühren erhoben. In Beantwortung der im Titel gestellten Frage erscheint es dann nicht so abwegig, auch für Wind eine Gebühr zu erheben, die dann der öffentlichen Hand zufließt, denn schließlich ist Wind als gemeinschaftliches Eigentum zu sehen.

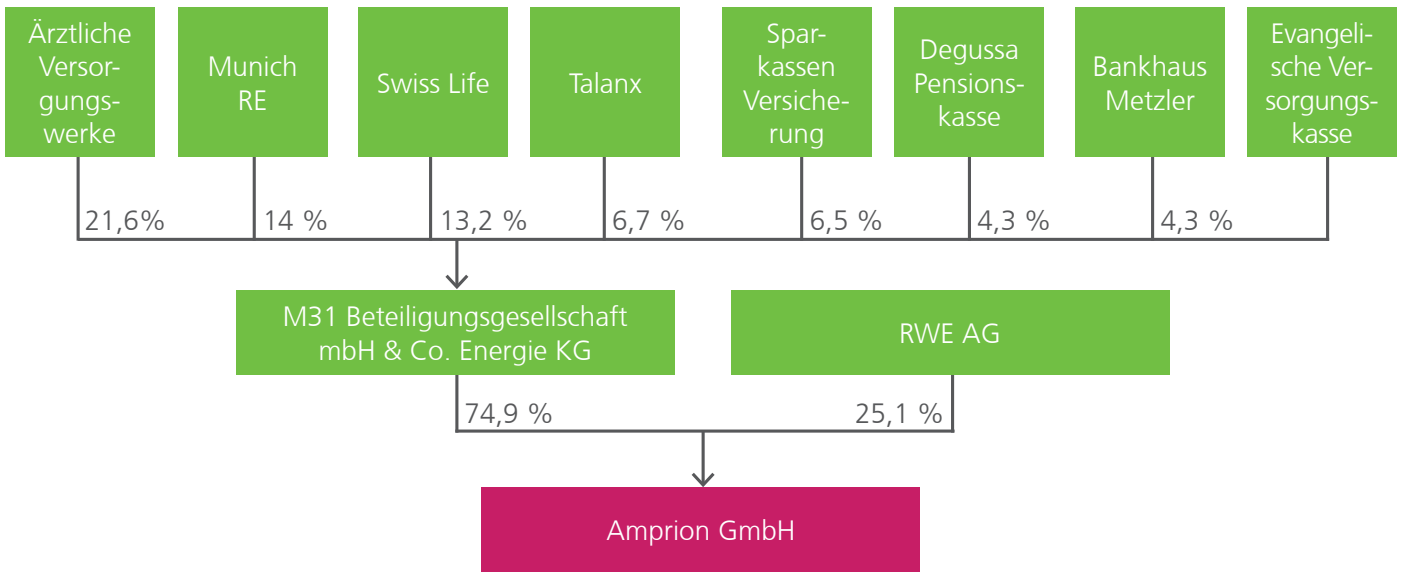
Letztendlich geht es um die „Internalisierung externer Kosten“, der eine wichtige Funktion zukommt, um Fehlallokationen bei

der Güterverteilung zu vermeiden. Um die in sozialliberalen Marktwirtschaften gerühmte Lenkungsfunction des Preises auch für Naturnutzung zum Funktionieren zu bringen, dürfen weder die Belastung der Natur noch die Entnahme aus der Natur künftig kostenlos sein. Neben den Produktionsfaktoren Arbeit und Kapital sollte eben auch Natur einen Preis bekommen, was zur bereits diskutierten CO₂-Steuer führt. Konsequenterweise weitergedacht sollte somit für Regionen und Kommunen mit bevorzugten Windverhältnissen eben auch der Wind als öffentliches Gut dieser Gemeinde entsprechend entlohnt werden. Auf diese Weise würden bei Windprojekten nicht nur die Eigentümer von Grund und Boden am Ertrag partizipieren, sondern auch die Kommunen als Verwalter der sie umgebenden Windallmende.

Man kann Wind letztendlich auch als Kraftstoff betrachten, der über unterschiedliche Windverhältnisse wesentlich über die Ertragskraft entscheidet. Es ist daher für Anwohner von Windparks nur schwer hinnehmbar, dass die Windanlagenbauer zu 100 Prozent von der kostenlosen Nutzung dieses Kraftstoffes profitieren sollen, während die Belastungen aus dem Anlagenbetrieb (Schattenwurf, optische Beeinträchtigung etc.) von den Anwohnern getragen werden sollen.

Neben diesen sicherlich etwas abstrakteren Gedankenspielen gilt es allerdings auch politisch zu diskutieren, wessen Kapital die Energiewende vorantreiben soll. Es ist unbestritten, dass Windparks in Bürgerhand oder von öffentlichen Unternehmen (Stadtwerken) deutlich höhere Akzeptanz genießen als von einem Investitionsfonds. Im Hinblick auf die o.g. Herausforderungen des zu erwartenden zu schwachen Ausbaus wäre dies sicherlich ein Aspekt, der regulatorisch umzusetzen wäre. Dies wäre einfach über Anreize durch Regionalvermarktungsmodelle zu erreichen, die die lokalen Stadtwerke auch stärker in die Pflicht nehmen würden, die jeweiligen Energieverbräuche in ihrem Versorgungsgebiet auch soweit wie möglich selbst dezentral zu generieren. Leider zeigt die Entwicklung in eine andere Richtung. Vor allen Dingen kleinere und mittlere Stadtwerke (von Kommunen bis 75.000 Einwohner) zögern erheblich, selbst Projekte zu initiieren oder gar zu entwickeln. Das Ausschreibungsmodell (Privilegien würden für Stadtwerke nicht greifen) gilt als zu risikobehaftet.

Abschließend sei noch das Thema der Netze kurz angerissen. Im letzten Jahrzehnt haben viele Kommunen ihre Netze wieder zurückerworben und beginnen als Netzbetreiber (und sei es mit Betriebsführungsmodellen) wieder zu agieren. Dies ist im Hinblick auf die zu schaffenden dezentralen Strukturen auch vorteilhaft. Gerade Themen wie Lastmanagement im Verteilnetz idealerweise eben auch durch einen lokalen Partner zu bewerkstelligen – ob im Verbund mit anderen oder letztendlich als Regionalnetzbetreiber ist sicherlich örtlich bedingt. Die deutschen Übertragungsnetze hingegen (die ja ebenfalls mit satten Renditen durch die deutschen Netzentgelte bedient werden) liegen teilweise bei Eigentümern im Ausland. Tennet bspw. gehört zu 90 Prozent dem holländischen Staat, die Eigentümerstruktur der Amprion wird unten dargestellt.



Quelle: <http://www.bpb.de/politik/wirtschaft/energiepolitik/152918/amprion>

Es stellt sich die Frage, ob der Aufbau der Netzstrukturen nicht einfacher (und gerechter) zu lösen wäre, wenn die betroffenen Regionen auch hier direkt beteiligt wären und nicht Netzentgelte letztendlich als ungemein sichere Renditen aktuellen, sachfremden Anteilseignern wie z.B. dem Ärztlichen Versorgungswerk zufließen.

Es bleibt festzuhalten, dass der erforderliche Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland nur funktionieren kann, wenn auch offen Eigentumsstrukturen hinterfragt und diskutiert werden. Eine stark dezentrale Versorgungsstruktur baut idealerweise auf dezentralen Eigentumsstrukturen auf und zentrale Infrastrukturen sollten idealerweise auch in der öffentlichen Hand liegen. Selbst die abstrakt erscheinende Idee einer Windkonzession sollte erlaubt sein und würde erheblich die Energiewende in Deutschland stützen, für höhere Akzeptanz sorgen und die kommunale Finanzierung auf einer breitere Basis stellen.

Kontakt für weitere Informationen:



Kai Imolauer

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



Aus aller Welt

> Singapur plant Einführung einer Carbon-Tax –
bedeutet das künftig mehr EE für den Stadtstaat?

Von Dr. Paul Weingarten

2015 ist Singapur dem Pariser Klimaabkommen beigetreten, in dem sich 196 Staaten zur Reduzierung ihrer Treibhausgasemissionen verpflichtet haben. Der Stadtstaat beabsichtigt, seine Emissionsmenge bis 2030 gegenüber dem Stand von 2005 um 36 Prozent zu reduzieren. Um diesem Ziel näher zu kommen, gab der Finanzminister im Rahmen der diesjährigen Haushaltsrede bekannt, eine Carbon-Tax (CO₂-Steuer) einführen zu wollen. Diese soll ab 2019 in Kraft treten und bei 10 bis 20 SGD pro Tonne CO₂-Emission liegen. Die Steuer würde laut Experten ungefähr 30 bis 40 Großemittenten treffen und könnte indirekt die Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen fördern.

Mit einem Anteil von über 95 Prozent bildet flüssiges Naturgas Singapurs primäre Energiequelle, was vor allem auf die geografischen und klimatischen Bedingungen zurückzuführen ist. Singapur hat daher weniger die Anwendung, sondern vor allem die Förderung von Forschung und Entwicklung von Technologien zur sauberen und nachhaltigen Energiegewinnung im Auge. In diesem Bereich gibt es zahlreiche Förderprogramme und Vorzeigeprojekte. So etwa auf Semakau Island, einer kleinen Insel vor Singapurs Küste. Hier errichtet Engie SA in Kooperation mit Singapurs Nanyang Technological University und Schneider Electric SE ein Microgrid (unabhängiges Stromnetz), das auf integrierter Energiegewinnung aus Wind, Solar, Gezeiten und einem Wasserstoff-Speichersystem basiert. Derartigen Insel-Lösungen wird viel Potenzial in Südostasien vorausgesagt, wo es ca. tausend bewohnte Inseln ohne Anbindung an herkömmliche Stromversorgung gibt.

Für die eigene Stromerzeugung kommt in Singapur als Alternative zu den fossilen Brennstoffen eigentlich nur Solarenergie in Betracht. PV wird auf Hausdächern und Fassaden sowie als schwimmende Inseln in den Wasserreservaten installiert. Der Stadtstaat hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2020 mindestens 5 Prozent der Stromnachfrage über Solarenergie zu bedienen, was einer Leistung von 350 MWp entsprechen würde. Neben den Förderprogrammen zur Technologieentwicklung könnte auch die angedachte CO₂-Steuer dazu beitragen, Strom aus Erneuerbaren Energien in Singapur attraktiver zu machen.

Kontakt für weitere Informationen:



Dr. Paul Weingarten

Niederlassungsleiter

Tel.: +65 (62) 38 - 67 70

E-Mail: paul.weingarten@roedl.pro





Aus aller Welt

> Entwicklung Erneuerbarer Energien in Polen – Rückblick 2017 und Ausblick 2018

Von **Piotr Mrowiec**

Das Jahr 2017 ist durch weitere Verunsicherung am EE-Markt gekennzeichnet. Anfang 2017 gab es eine große Aufregung wegen der problembehafteten ersten Ausschreibungsrunde, die Ende Dezember 2016 stattfand. Ende September 2017 ist eine kontroverse Novelle des polnischen EEGs in Kraft getreten, die eine weitere Verschlechterung der finanziellen Lage vieler Betreiber von EE-Anlagen mit sich führen wird. Dazu wurden auch Ende September die bereits bekanntgemachten zwei Ausschreibungsrunden für Oktober 2018 kurzerhand abgesagt. Dabei steht der Markt keineswegs still und es wird eine Vielzahl der Projekte entwickelt. In dem vorliegenden Artikel werden die wichtigsten Ereignisse des Jahres 2017 für die EE-Branche kurz zusammengefasst und ein Ausblick für 2018 gewagt.

Ausschreibungen in 2017

Als das Energieministerium die erste Ausschreibungsrunde für elektrische Energie aus EE-Quellen in Polen bekanntmachte, rechtfertigte es die kleine Menge der Energie, die damals zum Ankauf stand, mit der Begründung, dass die erste Ausschreibungsrunde nur einen Probecharakter habe und erst 2017 Auktionen aus allen „Technologiekörben“ mit viel größerem Volumen stattfinden werden. Aus den Plänen für die großangelegten Ausschreibungen für 2017 wurde nicht viel. Zwar wurden Ende Juni 2017 Ausschreibungen organisiert und bei Anlagen bis 1 MW haben 352 Projekte (meistens PV-Anlagen) den Zuschlag erhalten. Es werden aber keine weiteren Ausschreibungsrunden mehr in 2017 organisiert.

Bereits Anfang Oktober sollten zwei weitere Ausschreibungsrunden durchgeführt werden – eine für Biomasse- und Wasserkraftwerke über 1 MW und eine für kleine und große landwirtschaftliche Biogasanlagen. Beide wurden überraschend abgesagt. Der Gesamtwert der Beihilfe für die Gewinner der stornierten Auktionen sollte innerhalb von 15 Jahren 23 Milliarden PLN erreichen. Die Regierung hat sogar die bereits in Kraft getretenen Rechtsverordnungen zurückgezogen. Dieser anormale Umstand ist ein Ergebnis der fehlenden Kommunikation zwischen Regierung und der polnischen Energieregulierungsbehörde während der Verhandlungen mit Brüssel. Das Notifizierungsverfahren bei der EU-Kommission wurde nicht beendet, als die Auktionen ausgeschrieben wurden. Die Pläne der URE, noch acht weitere Auktionen in diesem Jahr auszurufen, wurden auf Eis gelegt.



Weitere Stolpersteine für Betreiber der Bestandsanlagen

Die Bestandsanlagen befinden sich in keiner beneidenswerten Lage – äußerst niedrige Preise für grüne Zertifikate haben mangelnde Rentabilität mehrerer Anlagen zur Folge. Der Verfall der Preise ist gravierend und existenzbedrohlich. Von dem Peak bei über 300 PLN pro Megawattstunde vor ein paar Jahren fiel Ende Juni der Preis der Zertifikate auf den niedrigsten Stand der Geschichte – 22 PLN pro Megawattstunde. In den nächsten drei Monaten hat sich der Preis zwar ein bisschen erholt – die grünen Zertifikate sind um fast 160 Prozent (auf 58 PLN) gestiegen – um später wieder an Wert zu verlieren. Dabei benötigen die meisten Windparks ein Preisniveau von grünen Zertifikaten bei mindestens 100 bis 150 PLN um rentabel zu sein.

Ein K.O.-Schlag könnte die vor Kurzem in Kraft getretene Novellierung des EEG-Gesetzes bedeuten, die den Preis der Ersatzgebühr – die von den Stromversorgungsunternehmen zu entrichten ist, wenn diese einen entsprechenden Anteil an grünen Herkunftszertifikaten nicht vorweisen können – mit dem Preis der Herkunftszertifikaten koppelt. Die Ersatzgebühr beträgt 300,03 PLN pro Megawattstunde, was zwangsläufig dazu führt, dass die Stromunternehmen, die die Endkunden mit Strom beliefern, die viel günstigeren grünen Zertifikate an der Energiebörse erwerben. Nach der Änderung ist die Gebühr jedoch nur um 25 Prozent höher als der Marktpreis der Herkunftszertifikate aus dem letzten Jahr. Der Preis der Gebühr fällt demnach von 300 auf 92 PLN. Ab Januar 2018 könnte der Preis nur noch 40 PLN betragen. Es wird dazu führen, dass der Börsenpreis der Zertifikate sich nicht mehr erholt und die finanzielle Lage der Betreiber der Bestandsanlagen dauerhaft gestört wird. Dabei haben bereits im Jahr 2016 (zu den damals höheren Preisen der Herkunftszertifikate) 70 Prozent der Windparks Verluste gemacht, die ca. 3 Milliarden PLN betragen.

Einen kleinen Trost gibt aber die kürzlich verabschiedete Verordnung des Ministers für Energie, die die Stromversorgungsunternehmen verpflichtet, im nächsten Jahr 17,5 Prozent an grünen Zertifikaten anstatt 15,4 Prozent – wie in diesem Jahr – zu kaufen (oder eine Ersatzgebühr zu leisten).

Ausblick 2018

Polen ist noch weit davon entfernt, das EU-Klimaziel für 2020 zu erreichen. Sollte Polen das Klimaziel verfehlen, müsste das Land entweder Strafzahlungen leisten oder durch sogenannte statische Transfers, grüne Energie aus anderen Ländern importieren. Beide Alternative wären kostspielig. Es ist daher anzunehmen, dass im Jahre 2018 die polnische Regierung endlich Ausschreibungen in viel größerem Umfang als bisher organisieren wird. Es wäre zumindest eine rationale Entscheidung.

Kontakt für weitere Informationen:



Piotr Mrowiec, LL.M.

Rechtsanwalt, Mediator

Tel.: +48 (58) 520 38 73

E-Mail: piotr.mrowiec@roedl.pro





Aus aller Welt

> Die tschechische Regierung hat die Rahmenbedingungen des von der EU-Kommission geforderten Überprüfungsmechanismus festgelegt

Von Olaf Naatz

Die tschechische Regierung hat ein Regierungspapier veröffentlicht, das sich mit dem Mechanismus zur Überprüfung einer etwaigen Überförderung befasst. Eine Überförderung läge danach vor, wenn ein interner Zinsfuß von 10,6 Prozent (bei Anlagen, die Brennstoff verwenden) bzw. 8,4 Prozent (bei den übrigen EE-Quellen) erzielt würde. Die Überprüfung soll vorrangig anhand von repräsentativen Musteranlagen erfolgen. Wird eine Überförderung angenommen, kann der Anlagenbetreiber entweder pauschale Maßnahmen zur Abschöpfung der Überförderung akzeptieren oder seine Anlage einer individuellen Überprüfung unterziehen lassen. Das Regierungspapier ist sehr allgemein gehalten, was die Maßnahmen angeht. Die konkrete Ausgestaltung wird daher erst ersichtlich sein, sobald die Gesetzesnovelle vom Ministerium für Industrie und Handel vorgelegt wird.

Im Notifizierungsverfahren bzgl. der Förderung aufgrund des Gesetzes Nr. 180/2005 Slg. über die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, über das wir zuletzt in unserer Maiausgabe dieses Newsletters berichtet hatten, wurde der Tschechischen Republik auferlegt, einen Überprüfungsmechanismus einzuführen, um eine mögliche Überförderung festzustellen.

Die Tschechische Regierung hat nunmehr in ihrer Sitzung vom 21. August 2017 die Rahmenbedingungen und die beteiligten Stellen dieses Überprüfungsmechanismus festgelegt.

Sofern die beteiligten Stellen betroffen sind, geht aus dem Regierungspapier hervor, dass das Ministerium für Industrie und Handel mit der Ausarbeitung der Novelle des Fördergesetzes Nr. 165/2012 Gbl. und der entsprechenden Durchführungsverordnung beauftragt ist. Die Novelle wird die Rechtsgrundlagen sowie die Rechte und Pflichten der beteiligten Stellen festsetzen. Die Durchführungsverordnung wird die Methodik und die Parameter der Kontrolle festlegen.

Nach dem Regierungspapier wird die Überprüfung durch die staatliche Energieinspektion durchgeführt werden. Der Marktbetreiber OTE wird die Sammlung der Daten von den Stromerzeugern sicherstellen. Die Energieregulierungsbehörde wiederum wird Maßnahmen vornehmen, die zur Aufhebung der festgestellten Überführung führen.

Sofern die Feststellung einer möglichen Überförderung betroffen ist, wird erneut dargestellt, dass die Überförderung zum einen durch das Zusammentreffen von mehreren Förderungen, aber auch durch die Überbewertung der Kostenfaktoren, die zu der Berechnung der Förderung herangezogen worden sind, hervorgerufen werden kann.

Als Grenzwert dafür, ob eine Überförderung vorliegt, wird ein interner Zinsfuß (IRR) von 10,6 Prozent bei Anlagen, die mit Brennstoff betrieben werden, und ein interner Zinsfuß von

8,4 Prozent bei allen anderen Anlagen wie Windkraft, Photovoltaik und Wasser angesetzt. Diese Werte stützen sich auf die Werte, die in der Entscheidung von der EU-Kommission aufgeführt und noch als angemessen betitelt worden sind. Dabei ist anzumerken, dass die Energieregulierungsbehörde in ihrer Methodik zur Bestimmung der Einspeisevergütung (FIT) in den Jahren 2006 bis 2012 von einem internen Zinsfuß von 6,3 bis 7 Prozent ausging und laut EU-Kommission in Tschechien nach den vorliegenden Daten dieser Wert nur bei PV (bis zu 8,4 Prozent), Biomasse (bis zu 9,5 Prozent) und Biogas (bis zu 10,6 Prozent) überschritten wird.

Unabhängig davon, ob eine Kumulation der Förderung bei den Anlagen vorlag oder nicht, wird keine Überprüfung von Anlagen stattfinden, die unter die De-minimis-Regelung fallen. Mithin sind Anlagen von der Überprüfung ausgenommen, die in den letzten drei Jahren eine Förderung in Höhe von höchstens 200.000 Euro pro Unternehmen erhalten haben.

Bei Anlagen, die eine Kumulation von Förderungen erfahren, soll eine individuelle Überprüfung einer möglichen Überförderung stattfinden. Mit der Begründung, eine effektive Kontrolle zu gewährleisten, soll zunächst eine vereinfachte Kontrolle erfolgen. Die besteht darin, dass repräsentative Anlagen (mindestens 10 pro Gruppe) ausgewählt und überprüft werden. Dabei erfolgt die Einteilung zum einen nach den allgemeinen Kriterien (Jahr der Inbetriebnahme, installierte Leistung, Energiequelle), zum anderen auch anhand der Art der weiteren Förderung, die diese Anlagen neben der Förderung mittels Einspeisevergütung oder Grünem Bonus erhalten.

Ergibt die vereinfachte Prüfung, dass die neben der Einspeisevergütung bzw. dem Grünen Bonus gewährte Förderung einen Zinsfuß von über 0,1 Prozent hat, findet eine individuelle Überprüfung der Anlage statt. Der Anlagenbetreiber soll dann entscheiden können, ob tatsächlich eine individuelle Kontrolle stattfinden wird oder er freiwillig pauschale Maßnahmen annimmt, die für die Gruppe von Anlagen, unter die seine Anlage fällt, bestimmt worden sind.



Wird im Rahmen dieser individuellen Prüfung eine Überförderung festgestellt, wird eine Maßnahme getroffen, die die konkrete Überförderung abschöpft.

Sofern keine Kumulation vorliegt, soll die mögliche Überförderung anhand der Überprüfung von einer repräsentativen Anzahl von entsprechenden Anlagen (mindestens fünf) – ausgewählt anhand der vorgenannten allgemeinen Kriterien – stattfinden. Dabei wird die Kontrolle der ausgewählten Anlagen auf die bisher entstandenen und die zukünftigen Kosten, die die Investitions- aber auch die Betriebskosten beinhalten, abzielen.

Kommt die Prüfung der repräsentativen Anlagen zu dem Ergebnis, dass eine potenzielle Überförderung vorliegen dürfte, soll dem unter die entsprechende Gruppe fallenden Anlagenbetreiber die Wahl gegeben werden, entweder pauschale Maßnahmen anzunehmen, die die Überförderung abschöpfen sollen, oder der Anlage einer individuellen Überprüfung zu unterziehen, ob bei der betreffenden Anlage eine Überförderung stattfindet.

Dies könnte zu einer Bevorzugung schlechter funktionierender Anlagen führen. Es wird daher im Rahmen des anstehenden Gesetzgebungsprozesses wichtig sein zu verfolgen, wie sich die Novelle und die Durchführungsverordnung mit der Frage auseinandersetzen werden, welche Betriebs- und Investitionskosten anerkannt werden. Sonst bestünde dort die Gefahr des Missbrauchs.

Das Regierungspapier gibt leider auch keine Aufschlüsse darüber, in welcher Form die Abschöpfung erfolgen soll, sondern wiederholt lediglich allgemein sämtliche vorstellbare Möglichkeiten, wie die Reduzierung der Förderung für die Zukunft, die Kürzung der Förderdauer, aber auch die Rückforderung von übermäßiger Förderung. Zentrales Instrument dürfte aber die Preisentscheidung der Energieregulierungsbehörde sein. Im Fall der Kumulation von Förderungen wird ebenfalls aufgeführt, dass die Auszahlung der Förderung für die Zukunft ausgesetzt wird oder diese Förderung von der Einspeisevergütung bzw. dem Grünen Bonus abgezogen wird. In diesem Zusammenhang wurde auch die Rückführung analog der Solarabgabe beispielhaft genannt.

Auch hier dürften erst die Novelle des Fördergesetzes und die Durchführungsverordnung weitere Klarheit schaffen.

Der Entwurf der Novelle soll bis Ende dieses Jahres ausgearbeitet und Anfang kommenden Jahres in das Parlament eingebracht werden, damit die Rechtsgrundlagen für die Überprüfung der Anlagen rechtzeitig vorliegen. Die Überprüfung soll 10 Jahre nach Inbetriebnahme der Anlage erfolgen. Für die 2006 bis 2008 in Betrieb genommenen Anlagen wurde der Tschechischen Republik von der EU-Kommission eine Frist zur Überprüfung bis Ende 2019 gesetzt. Aufgrund der anstehenden Parlamentswahlen erscheint es aber nicht realistisch, dass der Entwurf der Novelle noch in diesem Jahr fertiggestellt werden wird.

Über den Lauf des Gesetzgebungsverfahrens werden wir Sie an dieser Stelle unterrichten.

Die tschechische Energieregulierungsbehörde veröffentlicht die Preisentscheidung für das Jahr 2018

Dank der mittlerweile ergangenen Entscheidung der EU-Kommission über die Förderung von erneuerbaren Energiequellen hat die tschechische Energieregulierungsbehörde das erste Mal seit zwei Jahren ohne Verzögerung die Preisentscheidung über die Höhe der Förderung von erneuerbaren Energiequellen für das kommende Jahr festgesetzt und veröffentlicht. Die Preisentscheidung ist auf der Internetseite der Energieregulierungsbehörde unter http://www.eru.cz/documents/10540/2887244/ERV5_2017_titul_u.pdf/1fd6e2b7-5238-4696-ada9-2c9ca52e739b abrufbar. Bei Bestandsanlagen, die eine Anpassung an den Preisindex der Industrie erfahren (mithin alle Anlagen mit Ausnahme von Biogas und Biomasse), wurde eine Erhöhung der Einspeisevergütung um 2 Prozent vorgenommen. Aufgrund der angestiegenen Strompreise würde auch die Differenz zwischen Einspeisevergütung und Grünem Bonus vergrößert.

Kontakt für weitere Informationen:



Olaf Naatz, LL.M.

Rechtsanwalt

Tel.: +420 (2) 36 16-37 10

E-Mail: olaf.naatz@roedl.cz



Aus aller Welt

> Solarabgabe in Tschechien – erstes Investitionsschutzverfahren abgeschlossen

Klage gegen die Tschechische Republik abgewiesen

Von Olaf Naatz

Am 11. Oktober 2017 hat das Schiedsgericht in Genf als erstes Schiedsgericht über die Klagen von ausländischen Investoren gegen die Tschechische Republik wegen der Einführung der Solarabgabe entschieden.

Die Solarabgabe wurde im Jahr 2010 verabschiedet und sah zunächst zeitlich befristet bis Ende 2013 vor, dass Betreiber von Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von über 30 kWp, die in den Jahren 2009 und 2010 in Betrieb genommen worden sind, 26 Prozent ihres Erlöses aus der Einspeisevergütung (FIT) bzw. 28 Prozent des Erlöses aus dem Grünen Bonus an den Staatshaushalt abführen. Seit 2014 wird die Solarabgabe nur noch auf Erlöse von Photovoltaikanlagen erhoben, die im Jahr 2010 in Betrieb genommen worden sind. Die Abgabe beträgt seitdem über die gesamte Laufzeit der Förderung 10 Prozent des Erlöses aus der Einspeisevergütung bzw. 11 Prozent des Erlöses aus dem Grünen Bonus. Die Solarabgabe wurde mit der Begründung eingeführt, die Überförderung abzuschöpfen, die aufgrund der Tatsache entstanden ist, dass die Höhe der Einspeisevergütung gesetzlich bedingt nicht ebenso schnell reduziert werden konnte wie die Technologiepreise gesunken sind.

Bereits im Jahr 2012 hat das tschechische Verfassungsgericht im Rahmen eines Normenkontrollverfahrens – für uns nicht ganz nachvollziehbar – in der im Jahr 2010 beschlossenen Solarabgabe keine Verletzung des Diskriminierungsverbots und des Eigentums gesehen und eine unechte Rückwirkung verneint. Vielmehr wurde es als legitim angesehen, dass der Gesetzgeber nachträglich Änderungen an der Förderung vornimmt, um das Gleichgewicht zwischen Investition und Ertrag wiederherzustellen.

Inländischen Investoren blieben damit weitgehend Ansprüche gegen den tschechischen Staat verwehrt.

Ausländischen Investoren wiederum stand weiterhin der Rechtsweg gegen die Tschechische Republik aufgrund von mit Tschechien abgeschlossenen Investitionsschutzabkommen und der Energiecharta offen.



In dem nunmehr abgeschlossenen Verfahren haben sich die deutschen Kläger auf das am 2. Oktober 1990 zwischen der Bundesrepublik Deutschland und der Tschechoslowakei geschlossene Investitionsschutzabkommen berufen und insbesondere in der Einführung der Solarabgabe im Jahr 2010, aber auch in der Aufhebung der Befreiung von der Körperschaftsteuer und in der Verlängerung der Abschreibungsdauer der Anlagen einen enteignungsgleichen Eingriff gesehen. Nach dem Investitionsschutzabkommen darf ein solcher Eingriff nur gegen Entschädigung erfolgen. In dem Verfahren wurde auf Schadensersatz und entgangenen Gewinn in Höhe von 500 Millionen CZK (ca. 19 Millionen Euro) geklagt.

Laut einer Pressemitteilung des tschechischen Finanzministeriums wurde die Klage vor dem Schiedsgericht als unbegründet abgewiesen, da auch nach Einführung der Solarabgabe der garantierte Rückfluss der Investition weiterhin gewährleistet sei.

Anscheinend hat auch das Schiedsgericht in Genf eher eine ökonomische als eine rechtliche Betrachtungsweise gewählt. Wie bereits das tschechische Verfassungsgericht dürfte auch das Schiedsgericht sich hauptsächlich auf eine der Garantien berufen haben, die das Gesetz Nr. 180/2005 Gbl. über die Förderung von Erneuerbaren Energien beinhaltet. Dabei handelt es sich um die Verpflichtung der tschechischen Energieregulierungsbehörde, bei der jährlichen Festsetzung der Förderhöhe zu berücksichtigen, dass ein Rückfluss der Investitionen innerhalb von 15 Jahren gewährleistet ist. Dass daneben aber auch die Höhe des Ertrages über den gleichen Zeitraum nicht reduziert werden soll, sondern vielmehr entsprechend der Entwicklung der Preise von Industrieerzeugnissen angepasst werden soll, scheint das Schiedsgericht zu vernachlässigen. Insbesondere diese Garantie dürfte durch die Einführung einer Solarabgabe verletzt worden sein, mit der indirekt und nachträglich die Erlöse um 26 Prozent (FIT) bzw. 28 Prozent (Grüner Bonus) reduziert wurden.

Eine umfassende Bewertung des Urteils können wir aber erst vornehmen, sobald und sofern das Urteil veröffentlicht wird.

Das Tschechische Finanzministerium möchte dieses Urteil als Präzedenzfall für die weiteren sechs laufenden Schiedsgerichtsverfahren sehen. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass Schiedsgerichtsurteilen keine Bindungswirkung zukommt und nicht alle Schiedsgerichtsverfahren bei dem gleichen Schiedsgericht anhängig sind. Das Urteil kann daher nur als Teilerfolg der Tschechischen Republik gewertet werden.

Es wird interessant sein zu sehen, ob in den übrigen Verfahren die Schiedsgerichte eine ähnliche Sichtweise vertreten werden. Wäre dem so, dann würde nach Ansicht der Gerichte auch dann kein enteignungsgleicher Eingriff in den Fällen vorliegen, in denen der Gesetzgeber nachträglich in Rechtspositionen des Investors eingreift und diese erheblich entwertet, um damit ein vom Gesetzgeber vorgesehenes Gleichgewicht zwischen Investition und Ertrag wiederherzustellen. Insoweit würden Investitionen immer unter dem Risiko getätigt werden müssen, dass der Gesetzgeber im Laufe der Rückflussphase eine Neubewertung der von ihm selbst vorgegebenen Investitionsparameter vornimmt. In diesem Falle würde sich der Gesetzgeber als Instanz gerieren, die eine allgemeine Bewertung der dem Unternehmer „zustehenden“ Gewinne vornehmen kann und insofern aus ihrer Sicht (die sich selbstverständlich in Abhängigkeit von aktuellen Geschehnissen wie Wahlen oder Regierungsbildung ändern kann) überschießende Gewinne des Unternehmers abschöpfen kann. Dies würde einer staatlichen Umverteilungsmentalität Raum geben, die mit dem Gedanken der Rechtssicherheit nur schwer vereinbar wäre.

Kontakt für weitere Informationen:



Olaf Naatz, LL.M.

Rechtsanwalt/advokát

Tel.: +420 (2) 36 16 37 13

E-Mail: olaf.naatz@roedl.org





Aus aller Welt

> Rumänien: Aktueller Sachstand der Gesetzgebung für Erneuerbare Energien in Rumänien

Von **Petre Lungu**

Nach einem negativen Niveau der Vorhersehbarkeit der Geschäfte im Bereich der Erneuerbaren Energien in Rumänien im Jahr 2016 und einem unerwartet starken Aufstieg des Energiepreises auf der rumänischen Energiebörse Anfang 2017 hat sich die Rumänische Energieaufsichtsbehörde bemüht, mehr Gleichgewicht auf dem Energie- und GZ¹-Markt zu bringen. Unter Berücksichtigung der Beschwerden der Investoren im Hinblick auf den Verkauf der GZ, des o.g. Aufstiegs des Energiepreises und einiger Verstöße der Energielieferanten gegen vertraglichen Bestimmungen mit Produzenten, hat die rumänische Regierung gemäß Vorschlag der Rumänischen Energieaufsichtsbehörde eine Aktualisierung des Gesetzes Nr. 220/2008 im Hinblick auf Erneuerbare Energien beschlossen, die eine Änderung des Förderungsmechanismus insbesondere durch Anpassung der Preis- und Transaktionsrahmenbegrenzungen für den Handel der GZ in Kraft gebracht hat.

Durch Eilverordnung Nr. 24/2017 wurden unter anderem folgende wesentliche Änderungen zum bestehenden Förderungssystem in Kraft gesetzt:

Die Verlängerung des Aufschubs der Ausgabe von Grünen Zertifikaten

Der bereits in 2013 festgelegte Aufschub auf 2017 der Erteilung von GZ für Sonnenenergie wurde bis 31. Dezember 2024 verlängert, wobei die verschobenen GZ in den Zeitraum 1. Januar 2025 bis 31. Dezember 2030 anteilmäßig den Produzenten ausgestellt werden. Die Ausstellung der vertragten GZ für Wind- und Hydroenergie wird ab 1. Januar 2018 bis 31. Dezember 2025 erfolgen.

Die Änderung der Festlegungskriterien der jährlichen Erwerbsquote der GZ durch die Netzbetreiber

Eine sog. „Stationäre Quote“ wurde zwecks Schaffung einer besseren Verteilung der Kosten zwischen Produzenten und Endkonsumenten bestimmt. Die jährliche Stationäre Quote stellt die Anzahl der GZ, die zur Ausstellung im Zeitraum 2017 bis 2031 eingeschätzt wird (einschließlich der verschobenen GZ), dividiert durch die Anzahl von Jahren bis zum Ende des Förderungsmechanismus dar. Diese Stationäre Quote wird durch die Energieaufsichtsbehörde alle 2 Jahre überprüft und ggf. abgeändert, unter Berücksichtigung der Anzahl der tatsächlich ausgestellten GZ im jeweiligen Zeitraum.

¹ GZ – Grünes Zertifikat



Stationäre Quote März bis Dezember 2017

Die Stationäre Quote wurde durch die Energieaufsichtsbehörde für 11.233.667 GZ festgelegt. Demzufolge liegt die zwingende Erwerbsquote bei 0,358 GZ/MWh im o.g. Zeitraum.

Begrenzung des Kosteneinflusses für Endkonsumenten

Der durchschnittliche Einfluss auf Rechnungen, die durch die Netzbetreiber an den Endkonsumenten ausgestellt werden, wurde auf den Wert von 11,1 Euro/MWh begrenzt. Sollte die Energieaufsichtsbehörde feststellen, dass der Einfluss den Grenzwert überschreitet, so wird eine neue Berechnung der zwingenden Erwerbsquote der GZ durch Reduzierung vorgenommen.

Gültigkeitsdauer der GZ

Die bestehende Gültigkeitsdauer der GZ von 12 Monaten wurde abgeändert, sodass sämtliche GZ, die ab dem 1. April 2017 ausgestellt wurden, bis 21. März 2032 gültig sind.

Bewertung der GZ

Sämtliche GZ, die nach 1. April 2017 ausgestellt wurden, werden als Aktiva im Vermögen der Produzenten nur nach der Vermarktung dargestellt und nicht wie vorher ab dem Ausstellungsdatum im Vermögen der jeweiligen Gesellschaft vermerkt.

Erweiterung des GZ-Marktes

Zwei neue Märkte, der zentralisierte anonyme Markt für GZ und der zentralisierte Markt für Energie aus erneuerbaren Quellen, gefördert durch GZ, wurden ab 1. September 2017 verfügbar. Gleichzeitig wurde es verboten, die bereits bestehenden bilateralen Verträge für den Verkauf von GZ weiter zu verlängern bzw. die Anzahl der verkauften GZ im Rahmen der bestehenden Verträge zu vergrößern.

Nur eine Transaktion eines GZ zwischen einem Produzenten – Verkäufer und einem Betreiber – Käufer darf erfolgen, mit der Ausnahme, dass der Käufer seine Erwerbsquote nicht erfüllt hat. In einem solchen Fall darf der Produzent die Differenz der GZ aus dem Markt erwerben.

Was erwarten wir als nächstes?

Folgende weitere Änderungen bzw. Erweiterungen des GZ-Förderungsmechanismus sind beabsichtigt:

- > Erweiterung des Förderungsmechanismus für eine zusätzliche Zeitspanne, falls Speicherkapazitäten durch die Produzenten bei bestehenden Herstellungsanlagen eingebaut werden;
- > Neue Förderungsgesetzgebung für Biomasse und Biogas bzw. hocheffiziente Kraft-Wärme-Produktion für Anlagen bis 2 MW;
- > Erweiterung des Förderungsmechanismus für Modernisierung der bestehenden Anlagen bis zu einem nationalen Grenzwert von 4400 MW.

Ferner hat die Energieaufsichtsbehörde die Problematik der bilateralen Verträge auf dem öffentlichen Markt OPCOM erkannt, sodass die begrenzte Freigabe zum Abschluss einfacher bilateralen Verträge über Strom gegenwärtig ermittelt wird.

Abschließend hat die Regierung bereits staatliche Förderungen im Gesamtwert von ca. 20 Millionen Euro für die Gründung von Kraft-Wärme-Produktionsanlagen mit einer Leistung von max. 8 MW jährlich vorgesehen.

Kontakt für weitere Informationen:



Petre Lungu

Attorney at Law (Rumänien)

Tel.: +40 (21) 310 21 62

E-Mail: petre.lungu@roedl.pro





Neuigkeiten zu internationalen EE-Förderprogrammen

> Scaling Solar – Aktuelle Ausschreibungsrunden in Äthiopien und Madagaskar

Beide Länder haben ihre jeweils erste Ausschreibungsrunde für Photovoltaikanlagen gestartet. Im ersten Schritt ist ein sogenannter „Request for Pre-Qualification“ einzureichen, erfolgreiche Bieter erhalten in einem zweiten Schritt einen „Request for Proposals“. Für Madagaskar ist eine 25 MWp-Anlage in der Nähe der Hauptstadt Antananarivo ausgeschrieben mit der Besonderheit, dass erstmalig unter dem Scaling Solar Programm auch ein Batteriespeicher Gegenstand der Ausschreibung ist. Ausschreibungsgegenstand in Äthiopien sind 2 Photovoltaikanlagen je 125 MWp.

Unterlagen für die Ausschreibung in Äthiopien sind unter Zahlung von 1.000 Äthiopischen Birr (ca. 30 Euro) bei der Vergabeabteilung der Ethiopia Electric Power erhältlich. Für Madagaskar können die Unterlagen unter Zahlung von 100 Euro beim Generalsekretär des Ministeriums für Wasser, Energie und Mineralöl angefordert werden.

Abgabefrist für ein „Request for Pre-Qualification“ ist in Äthiopien der 21. November 2017, für Madagaskar kann dieser noch bis zum 10. Januar 2018 eingereicht werden.

> Geothermal Risk Mitigation Facility for Eastern Africa – 5. Ausschreibungsrunde gestartet

Das bei der Afrikanischen Union angesiedelte Förderprogramm „GRMF“ ist mit einem Kick-off-Workshop am 10. Oktober 2017 in die nunmehr 5. Ausschreibungsrunde gestartet. Die Antragstellung erfolgt in einem zweistufigen Verfahren. Zunächst ist eine „Expression of Interest“ einzureichen. Alle Projekte, die eine Punktzahl von mindestens 70 von 100 erreichen, werden in einem zweiten Schritt zur Abgabe einer „Full Application“ aufgefordert. Die Förderung erfolgt mittels direkter Zuschüsse für die folgenden Fördergegenstände:

- > Oberflächenstudien mit einer Förderintensität von bis zu 80 Prozent der förderfähigen Investitionskosten
- > Bohrungen mit einer Förderintensität von bis zu 40 Prozent der förderfähigen Investitionskosten
- > Infrastrukturmaßnahmen mit einer Förderintensität von bis zu 20 Prozent der förderfähigen Investitionskosten

Die Abgabefrist für „Expressions of Interest“ endet am 12. Dezember 2017. Rödl & Partner ist technischer Berater der Afrikanischen Union und zeichnet damit für das Funds Management verantwortlich. Weitere Information sowie die Ausschreibungsunterlagen sind unter www.grmf-eastafrika.org zu finden.

Kontakt für weitere Informationen:



Maria Ueltzen

Europäische Diplom-Verwaltungsmanagerin (FH)

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 14

E-Mail: maria.uelzten@roedl.com



Rödl & Partner intern



7. Branchentreffen Erneuerbare Energien

am 21. November 2017 in Nürnberg

Wir laden Sie herzlich ein, in unserem Nürnberger Stammhaus am 21. November 2017 unser Gast zu sein. Informieren Sie sich umfassend über die Umsetzung von EE-Projekten unter rechtlichen, wirtschaftlichen und steuerlichen Aspekten – aus nationaler und internationaler Sicht.



6. – 7. November 2017 in Frankfurt am Main

GRESS

GLOBAL RENEWABLE ENERGY
SOLUTIONS SHOWCASE

Besuchen Sie uns an unserem
Stand Nummer: A7

7. – 8. November 2017
IN BONN / GERMANY

www.globalrenewable.solutions

Kontakt für weitere Informationen:



Klara John

Kauffrau für Marketingkommunikation

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 09

E-Mail: klara.john@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: Andrea Kurz – andrea.kurz@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.