

Potenziale erkennen

E|NEws



Erneuerbare Energien: Erfahrungen und Trends weltweit

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

**7. Branchentreffen
Erneuerbare Energien**
25% Frühbucherrabatt noch bis 30. September

> Lesen Sie in dieser Ausgabe:

Im Blickpunkt

- > Kurzinterview zum Thema „Ausschreibungen und Chancen am deutschen Markt“ 2

Aus aller Welt

- > Von Ausschreibungen, Akteursvielfalt und Ausbauzielen 3
- > Italien: Verpflichtung zum Energieaudit für deutsche Unternehmen an italienischen Produktionsstätten 7
- > Spanien: erste systemneutrale Versteigerung von 3.000 MW EE-Produktionsleistung. 9
- > Verlauf der ersten zwei EE-Ausschreibungsrunden in Polen 10
- > Anpassung der Koeffizienten für die Förderung Erneuerbarer Energien in Weißrussland 12
- > Änderungen in der Gesetzgebung Kasachstans zur Unterstützung erneuerbarer Energiequellen 14
- > Indiens Ambitionen zum Ausbau Erneuerbarer Energien – ein Zwischenbericht 15
- > „Scaling Solar“ der Weltbank – Option für Markteinstieg in Afrika? 17
- > Brasilien – Erneuerbare Energien – allgemeine Übersicht und Perspektiven 19

Neuigkeiten zu internationalen EE-Förderprogrammen

- > Erweitertes Green-Bond-Portfolio der KfW 21

Rödl & Partner intern

- > 7. Branchentreffen Erneuerbare Energien 22

Liebe Leserin,
lieber Leser,

die Technologien der Erneuerbaren Energien brechen kontinuierlich neue Rekorde, beispielsweise beim weltweiten Zubau oder bei den Gestehungskosten. Die Regulierung der Energiemärkte hinkt diesen Entwicklungen deutlich hinterher. Die Agora schreibt in ihrer Studie zur Energiewende und Dezentralität in deutlichen Worten: „Die bisherige Regulierung der Dezentralität ist ein großes Chaos.“ Man wird sich wohl mittelfristig an dieses Chaos gewöhnen müssen und einer Gesetzesnovelle wird die nächste folgen. Wurden mit der letzten EEG-Anpassung Bürgerenergieprojekte im Rahmen von Windausschreibungen bevorzugt, so wird dies jetzt gleich wieder nach Vorlage der Ergebnisse der ersten Ausschreibung geändert.

Die Erneuerbaren Energien sind trotz aller Unkenrufe nicht mehr zu stoppen. Auch entstehen durch Themen wie der Sektorenkoppelung ganz neue Perspektiven für die Branche. Der „Dieselgate“ der deutschen Automobilindustrie beschleunigt solche Entwicklungen und wird zu höheren Strombedarfen führen.

All diese Aspekte wollen wir dieses Jahr wieder mit Ihnen und namhaften Referenten im Rahmen unseres nunmehr **7. Branchentreffens Erneuerbare Energien am 21. November 2017 in Nürnberg** diskutieren. Wir freuen uns auf Ihren Besuch!

Aber zunächst viel Freude bei der Lektüre der aktuellen Ausgabe.

Martin Wambach
Geschäftsführender Partner

Anton Berger
Partner



Im Blickpunkt

> Kurzinterview zum Thema „Ausschreibungen und Chancen am deutschen Markt“

mit Kai Imolauer

Der EE-Markt ging mit den Regularien zur Ausschreibung in eine neue Phase. Wie schätzen Sie die weiteren Entwicklungen ein?

Das Ausschreibungsergebnis war natürlich zunächst überraschend, aber eigentlich auch doch nicht. Diverse Verbände hatten vorab davor gewarnt, dass die Kriterien für Bürgergenossenschaft zu „lax“ waren, das Ergebnis zeigt nun, dass sie wohl recht hatten. Ich bin weiterhin kritisch, ob Ausschreibungen wirklich das richtige Instrument sind, einen kontrollierten Ausbau zu steuern. Das „alte“ EEG mit den „atmenden Deckeln“ hat ebenfalls funktioniert und dies bei sehr viel geringerem bürokratischen Aufwand.

Was erwarten Sie für die nächsten Ausschreibungsrunden?

Die Gebote in ihrer Höhe waren natürlich schon eine Überraschung – hier erwarte ich, dass das Niveau in etwa gleich bleibt. Ansonsten wird es sicherlich weiterhin „verkappte“ Genossenschaften geben, hinter denen sich wohl wieder große Entwicklungsgesellschaften verbergen.

Wie stehen die Ausschreibungsergebnisse zum Ziel den Ausbau zu steuern?

Es gibt meines Erachtens im Ausschreibungsprozedere ein paar Haken, die den Ausbau wohl eher bremsen. Gerade bei den Windparks, die nun als Genossenschaftspark ohne Genehmigung ins Rennen gingen, ist natürlich zu erwarten, dass auch nicht alle realisiert werden. Die Realisierungsquote wird somit vermutlich deutlich unter 100 Prozent bleiben. Diese nicht realisierten Kapazitäten werden aber nicht bei Folgeausschreibungen aufgeschlagen – sind folglich als Ausbau verloren. Des Weiteren ist das Ganze aus dem Blickwinkel der Finanzierung nicht so einfach. Sie haben als Entwickler ein zusätzliches Risiko, wenn Sie mit genehmigten Parks ins Rennen gehen. Denn Sie wissen ja erst nach dem Gebot, ob Sie überhaupt eine Vergütung (anzulegender Wert) erhalten – dieses Erlösrisiko ist auch kaum zu hedgen, was bei dem unerwarteten Ergebnis der ersten Runde sichtbar wurde. Da ja scheinbar doch viele in das Privileg ohne Genehmigung als Genossenschaft in die Ausschreibung zu gehen.

Und Photovoltaik – gibt es Hoffnung, dass der Markt sich mal wieder wie früher entwickelt?

Ich denke, aktuell wird der PV-Markt durch Kleinanlagen unter der Bagatelldgrenze (10 kWp) getragen. Eine Rückkehr zum alten Investorenmodell ist unwahrscheinlich. Allerdings stünde m. E. mit der 750 kWp-Regel die Möglichkeit offen, noch Projekte – gerade bei Bündelung – zu realisieren. 10 solcher Anlagen geben auch ein hübsches Investitionsvolumen. Des Weiteren hoffe ich, dass das Gewerbe mehr und mehr versteht, dass PV eine erhebliche Chance bietet, an Produktionsstandorten eine energieeffiziente Versorgung aufzubauen und Bezug eben zu verringern.

Und noch der Blick über die Grenzen – wo sehen Sie Chancen?

Wir sehen erhebliche Chancen in diversen Ländern – wie immer ist der Marktzugang professionell anzugehen, aber es gilt: Der frühe Vogel fängt den Wurm. Es zeigen sich aktuell PC-Contractingmodelle in Ghana und Nigeria. Außerdem bieten sich in Indien gute Chancen für Lieferanten und die Türkei plant für 2018 eine Überarbeitung der Fördermechanismen. Eine Herausforderung ist es sicherlich immer für Investoren und Entwickler (auch für Projekte im frühen Stadium) zusammenzufinden. Hierfür haben wir ja die Matchmaking-Plattform www.renerec.com entwickelt, die genau für diesen Austausch da ist.

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

> Von Ausschreibungen, Akteursvielfalt und Ausbauzielen – das EEG Ausschreibungsmodell auf dem Prüfstein

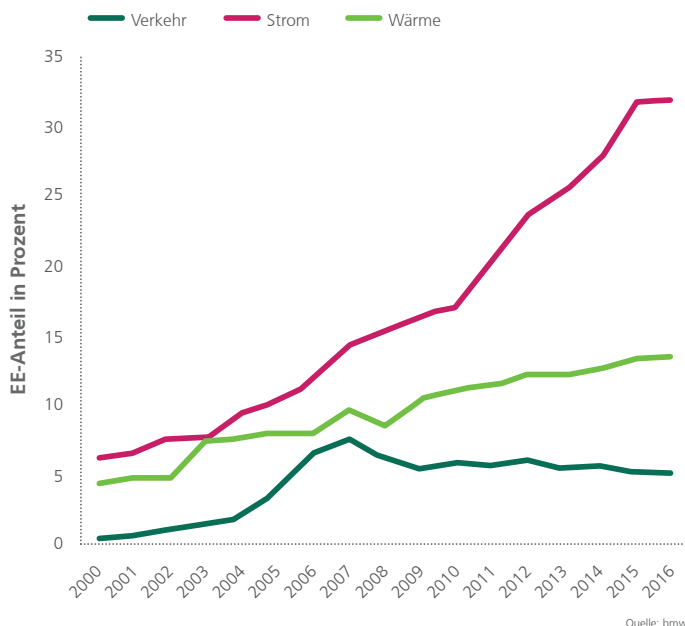
Von Kai Imolauer

Bereits seit 2013 wird jährlich weltweit mehr Leistung an Erneuerbaren Energien installiert als an konventionellen Kraftwerken. Fast monatlich werden weltweit neue Rekorde hinsichtlich der Gestehungskosten gemeldet. Spätestens mit der Einführung des EEG 2017 hat sich auch in Deutschland ein deutlicher Systemwechsel vollzogen.

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 Windenergiemarkt haben. Die Umwälzungen auf dem Strommarkt werden immens sein, wenn nur teilweise die Pläne umgesetzt werden.

Der Strommarkt und die Sektorkopplung

Obgleich der Strommarkt aktuell einen EE Anteil von ungefähr 32 Prozent (siehe folgende Grafik) hat, läuft man in den Bereichen Wärme und Verkehr noch weit hinterher. Abhilfe soll nun die „Sektorenkopplung“ bringen, die mit der Energieeffizienz die beiden Säulen der kurzfristigen Energiepolitik darstellt.



Doch was bedeutet eine Dekarbonisierung auf den Gesamtenergiebedarf in Deutschland?

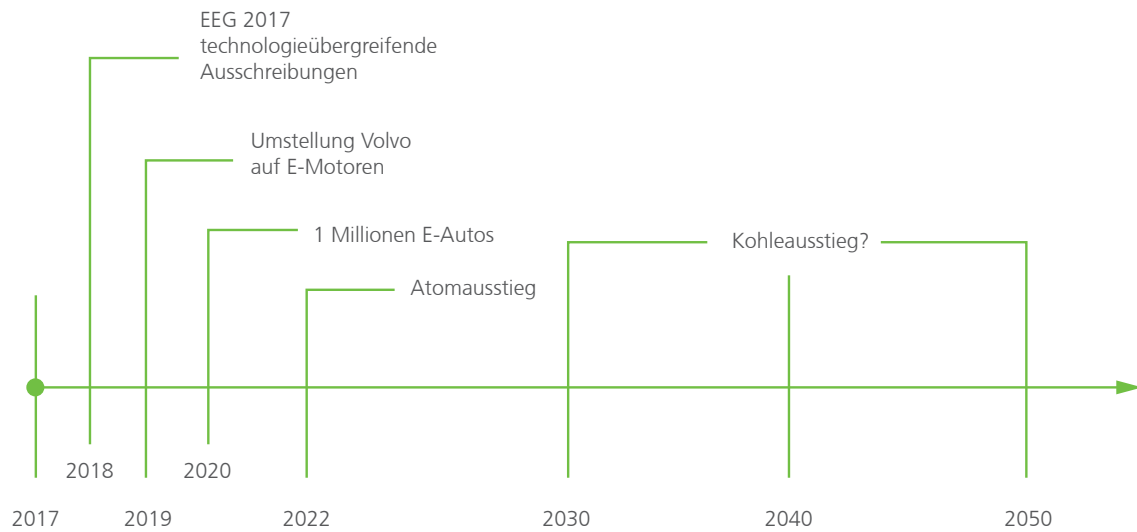
Klar ist, eine weitreichende Dekarbonisierung des Energiesystems kann nur dann gelingen, wenn alle drei Sektoren dazu beitragen. Insbesondere der Wärmesektor, auf den 56 Prozent des

Endenergieverbrauchs in Deutschland fallen, stellt den größten Einzelbereich dar und aktuell wird der Endenergieverbrauch lediglich zu 13 Prozent durch Erneuerbare Energie gedeckt. Da hiervon bereits 85 Prozent der Erneuerbaren biobasiert sind, ist dieser Bereich nur begrenzt ausbaubar, denn bekannterweise sind die Biomassepotenziale bereits erheblich erschöpft und „Maiswüsten“ und Monokulturen in Malaysia als weitere Potenziale verpönt.

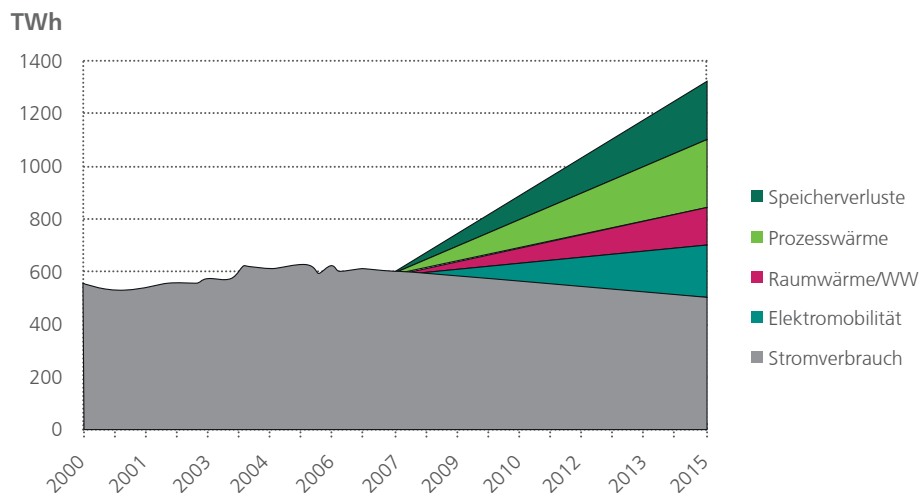
Die ergänzende Solarthermie und (oberflächennahe) Geothermie beschränkt sich aufgrund technisch-wirtschaftlicher Bedingungen größtenteils auf Neubauten sowie energetisch sanierte Gebäude. Tiefengeothermie v.a. im Süden wird allerdings bspw. in München und Umland einen erheblichen Beitrag leisten, wie bereits in Unterhaching, Grünwald, Kirchweidach und zukünftig auch in Gräfelfing. Der wesentliche Anteil im Wärmesektor soll jedoch durch Strom aus Windkraft und PV-Anlagen gedeckt werden. Langfristig wird dies konsequenterweise zu einem massiv erhöhten Strombedarf führen.

Auch hinter dem Ausbau der Erneuerbaren im Verkehrssektor steht momentan noch ein großes Fragezeichen. Das Ziel der Bundesregierung bis 2020 eine Million Elektroautos auf den Straßen zu haben, ist bereits als gescheitert eingestanden, dennoch steht in absehbarer Zeit ein Wandel im Mobilitätsmarkt bevor. Die zu stellende Frage lautet hier nicht ob, sondern ab wann es exponentielles Wachstum gibt. Die Elektromobilität wird den Bedarf an Erneuerbaren Energien also zusätzlich steigern. (Der Ausstieg von Volvo aus reinen Verbrennungsmotoren ab 2019 darf hier auch mal als konsequent betrachtet werden, auch wenn es sicherlich darum geht, die von Brüssel vorgeschriebenen CO₂-Grenzwerte beim Flottenverbrauch einzuhalten um millionenschwere Strafzahlungen zu vermeiden.)

Der Atomausstieg für 2022 ist ebenfalls beschlossen, und möchte die Regierung die gesetzten Klimaziele einhalten, muss der Kohleausstieg besser heute als morgen erfolgen. Auch die großen Energieversorger haben den Strukturwandel am Markt erkannt und reagieren dementsprechend. So hat RWE 2015 in Ibbenbüren eine der effizientesten Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland in Betrieb genommen. Wenn man das alles am



Zeitstrahl betrachtet, wird auch ersichtlich, welche erheblichen Umwälzungen die ehemals träge Energielandschaft erwartet. Auch wenn teilweise noch nicht klar ist, in welchem Tempo die dargestellten Ereignisse umgesetzt werden, bleibt jetzt schon festzuhalten, dass der Strombedarf langfristig erheblich steigen wird. Prof. Dr. Quaschnig von der TU Berlin hat dies bereits simuliert und folgende Grafik erarbeitet:



Für eine klimaneutrale Energieversorgung bis 2040 ergibt sich laut Prof. Dr. Quaschnig (TU Berlin), unter Voraussetzung der Umsetzung effizienter Energieeinsparung, ein Elektrizitätsbedarf von 1320 TWh – das wäre mehr als das Doppelte des heutigen Strombedarfs.

Auch gesamteuropäisch wird die Sektorkopplung vorangetrieben. Jüngst hat der europäische Verband der Stromwirtschaft Eurelectric eine gemeinsame Erklärung mit den Verbänden der Wind- und Solarindustrie (WindEurope und SolarPower Europe),

der Wärmepumpenindustrie (EHPA), der Kupferindustrie (European Copper Institute) und der Elektromobilität unterschrieben. Diese und weitere 49 Unterstützer, darunter viele Stromunternehmen wie EnBW, Vattenfall oder RWE, haben das gemeinsame Ziel, Europa mithilfe von Strom zu dekarbonisieren.

Dennoch ist es nach wie vor so, dass jede durch ein Braunkohlekraftwerk erzeugte KWh Einnahmen der Betreiber darstellt und diese natürlich alles daran setzen werden, den Weiterbetrieb möglichst lange fortzuführen. Das scheint momentan auch gut zu gelingen. Schaut man sich den Netzausbauplan an, zeigt sich, dass bis zum Jahr 2030 mit der gleichen Auslastung von Kohlekraftwerken gerechnet wird¹, wie es heute der Fall ist. Ähnlich unverbindlich zeigt sich auch der Klimaschutzplan (vom 14. November 2016) der Bundesregierung. Es soll ein Arbeitskreis 2018 (!) eingerichtet werden, in dem „wirtschaftliche, soziale und ökologische Auswirkungen möglicher Maßnahmen abgeschätzt und politisch bewertet werden“.²

In den Netzen spitzt sich die Situation dann natürlich zu: Nimmt die Energieerzeugung aus Erneuerbaren zu und wird trotzdem die konventionelle Energieerzeugung nicht zurückgefahren, führt dies zu Netzüberlastungen, EE-Anlagenabschaltungen, Redispatch-Maßnahmen und der Notwendigkeit, den überschüssigen Strom zu niedrigen oder gar negativen Preisen ins Ausland zu exportieren. Diese Politik wird allerdings vor allen Dingen auf dem Rücken der Privathaushalte und des Mittelstandes getragen, die durch diese Entwicklung mittels der EEG-Umlage finanziell belastet werden. Ist der Marktpreis an der Strombörse folglich niedrig, da ein Überschuss an Strom produziert wird, steigt die

¹ www.netzausbauplan.de – Szenariorahmen 2030

² Klimaschutzplan 2050 ; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit



Umlage, was sich auf der Stromrechnung der Haushalte bemerkbar macht. Anstatt nun Kohlekraftwerke in den nächsten Jahren sukzessiv, konsequent und ohne Kompensationszahlung (Stichwort: stille Reserve) vom Netz zu nehmen und den Ausbau der Erneuerbaren und die Förderung von Speichertechnologien schneller voranzutreiben, geschieht momentan genau das Gegenteil.

Wind soll es richten – nur wo?

Wie schon bei der 10H-Regelung in Bayern wird nun auch in NRW der Windenergie durch die Landespolitik eine „Totalabgabe“ erteilt. Im dortigen Koalitionsvertrag der schwarz-gelben Regierung 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. Auch in Rheinland-Pfalz werden die Hürden für den Bau neuer Windparks erhöht. Die Landesregierung unter SPD, FDP und Grünen hat dort per Verordnung im Landesentwicklungsplan beschlossen, dass der Mindestabstand zwischen neuen Windrädern und Wohngebäuden mindestens 1.000 Meter betragen muss.

Wie also müssen sich, insbesondere kleinere Projektentwickler, momentan positionieren, um auch in Zukunft am Markt zu bestehen und wird sich die Akteursvielfalt am Markt weiter verringern? Eine Tendenz ist nach der ersten Ausschreibung bereits klar zu erkennen.

Bei der ersten Ausschreibungsrunde vom 1. Mai 2017 über 800 MW für Windparks an Land waren die großen Gewinner die Bürgerwindenergie-Gesellschaften. Von 70 Zuschlägen fielen 65 an kleine regionale Bürger-Investoren. Der mittlere Einspeisepreis lag hier bei 5,71 ct/kWh. Da die Definition von Bürgerwindparks nach EEG-2016 jedoch viel Spielraum lässt, bleibt genau zu prüfen, ob nicht doch große Entwickler im Hintergrund agieren. Die relativ schnelle Reaktion der Bundesnetzagentur, die Privilegien für Genossenschaften für 2018 auszusetzen³, ist sicherlich so zu interpretieren, dass die im Vorfeld von vielen Verbänden geäußerte Kritik, dass die Kriterien für Genossenschaften in der Ausschreibungsverordnung zu lax waren, wohl berechtigt war. Um als Bürgergesellschaft zu gelten, muss lediglich eine Mindestanzahl von 10 realen Personen beteiligt sein, wobei keines dieser Mitglieder mehr als 10 Prozent der Gesellschaft halten darf. Außerdem müssen 51 Prozent der Stimmrechte ihren Hauptwohnsitz seit mindestens einem Jahr im Landkreis des geplanten Projekts haben.

Laut der „enervis energy advisors GmbH“ sollen von den 214 Bürgergesellschaften, die ein Angebot abgegeben haben, 148 direkt einem Projektentwickler zugeordnet werden können. Dies

entspricht einem Anteil von 70 Prozent (!) Außerdem wurden rund 61 Prozent der bezuschlagten Energiegenossenschaften erst in den Monaten März und April gegründet und handelsrechtlich eingetragen. Die Posten der Geschäftsführer sind hier oftmals Mitarbeiter größerer Windprojektierungsunternehmen ...⁴

Des Weiteren wird man erst in den nächsten gut viereinhalb Jahren tatsächlich sehen, ob die bezuschlagten Projekte überhaupt realisiert werden können. Denn Bürgerwindparks werden im Gegensatz zu anderen Investoren mehrere Begünstigungen zuteil. So müssen Bürgerwindparks am Tag des Gebotstermins keine Baugenehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz vorliegen haben (§ 36g Absatz 1 EEG 2017). Außerdem erhalten Bürgerwindparks unabhängig vom abgegebenen Gebot den jeweils höchsten Preis pro eingespeister kWh, der in den Ausschreibungen zum Zuge kommt (§ 36g Absatz 5 EEG 2017). Zusätzlich haben Bürgerenergiegesellschaften 24 Monate mehr Zeit, um das Projekt bis zum fertigen Netzanschluss zu realisieren (§ 36e Absatz 1 EEG 2017). Deshalb wird eine abschließende Bewertung der ersten Ausschreibungsrunde erst in gut viereinhalb Jahren erfolgen können. Hier ist auch zu beachten, dass Bürgerwindparks nur eine halb so hohe finanzielle Sicherheit für den Fall der Nicht-Realisierung hinterlegen (§ 36g Absatz 2 Nummer 1, §§ 31, 36a EEG 2017). Kritisch zu sehen ist hierbei, ob die bezuschlagten „Bürgerwindparks“ tatsächlich alle ans Netz gehen. Sollte dies nicht der Fall sein, wird die nicht installierte Leistung in den kommenden Ausschreibungen nicht mehr berücksichtigt, sondern entfällt gänzlich.

Zusammenfassend bleibt also zu sagen, dass es Bürgergenossenschaften spätestens ab 2018 schwer haben werden und die Akteursvielfalt auch nach außen hin stark abnehmen wird, sollte im gesetzlichen Rahmen nicht gegengesteuert werden. Hierzu müssten im Rahmen eines Änderungsgesetzes die Voraussetzungen, um als Bürgerenergiegenossenschaft zu gelten, stark verschärft werden. Da sich diverse Politiker jedoch verfrüht zu der erfolgreichen ersten Ausschreibungsrunde geäußert haben, scheint eine Gesetzesänderung vor der bevorstehenden Bundestagswahl als unwahrscheinlich.

Blick in andere Länder

Wirft man einen Blick in andere Länder, in denen das Ausschreibungsmodell bereits greift, ist eine klare Tendenz zu erkennen. Die meisten Zuschläge für die Realisierung von Windparks gehen an große Investoren. So sicherten sich beispielsweise in Brasilien hauptsächlich große Versorgungsunternehmen, Investmentbanken und internationale Projektierer die Zuschläge. Ähnlich verhält es sich in Spanien. Das ausgeschriebene Volumen von 500 MW verteilt sich größtenteils auf die drei Großunternehmen Grupo Forestalia (300 MW), Jorge (102 MW) und EDP (93 MW).⁵

³ Energate messenger 22. Juni 2017

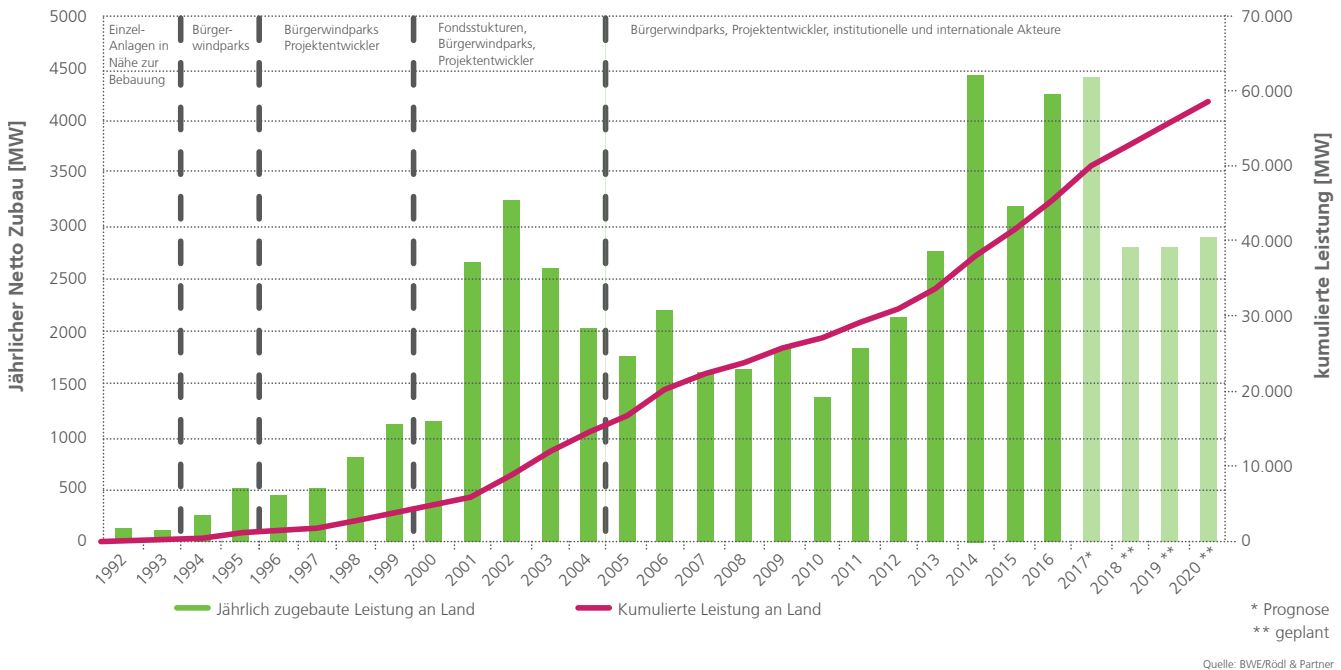
⁴ Artikel | Spiegel online | 29. Juni 2017

⁵ Energiezukunft.eu | Artikel 27. Juli 2016



Eigentümerstruktur in Deutschland

Ein ähnliches Bild scheint sich auch in Deutschland abzuzeichnen. Die folgende Grafik zeigt u.a. wie sich die Eigentümerstrukturen in den letzten Jahren verändert haben:



Mittlerweile ist der Ausbau der Windkraft an Land von vielen unterschiedlichen Akteuren geprägt. Hierzu zählen Bürgerenergiegenossenschaften, Projektentwickler, Stadtwerke oder auch internationale Akteure.

So zeichnen sich in den letzten Jahren folglich auch immer mehr Aktivitäten am M&A-Markt ab. Immer häufiger werden kleinere Projektierer von größeren aufgekauft. Die bekanntesten Beispiele der letzten Jahre: die strategische Partnerschaft zwischen Vattenfall und ABO Wind oder der Kauf von Belectric durch Eon. Auch ausländische Unternehmen werden auf dem M&A-Markt tätig. So übernahm der französische Energiekonzern EDF beispielsweise die niedersächsische Firma Offshore Wind Solutions.

Um weiterhin am Markt zu bestehen, sind auch Zusammenschlüsse von kleineren Projektierern oder auch Investoren aus dem privaten oder nicht-institutionellen Bereich eine Option. Somit kann man auch mit einem kleineren Projektportfolio von Skaleneffekten wie beispielsweise günstigeren Lieferbedingungen von Herstellern profitieren. Zwangsläufig müssen sich Bürgerenergiegenossenschaften sicherlich nach alternativen Möglichkeiten für die Projektentwicklung umsehen.

Fazit

Als Projektentwickler und auch Investor blickt man (mal abgesehen von den letzten Transaktionen im Zweitmarkt) eher schwierigen Zeiten entgegen. Es wird sicherlich noch Projekte

geben, aber der Zugriff wird schwierig. Kooperationen bilden hier eine erste Strategie, davon abgesehen wird man sich entweder wieder auf kleinteiligeres Geschäft (PV-Pachtmodelle) oder das Ausland besinnen müssen. Dort steht man zwar einem völlig anderen Chancen-Risiko-Verhältnis entgegen, aber so manches

Land hat ein viel grundlegenderes Problem als Deutschland: Es braucht ganz einfach Strom und hat noch keinen überregulierten Strommarkt, sodass sich mittels PPA-Ausschreibungen bspw. EE-Anlagen bereits einfach im Wettbewerb behaupten müssen – und dies ja immer besser tun.

Rödl & Partner unterstützt diese Aktivitäten mit unserer Plattform auf www.renere.com bringen wir Projekte und Investoren zusammen und nennen ihnen auch gleich noch passende Finanzierungsprogramme.

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

> Italien: Verpflichtung zum Energieaudit für deutsche Unternehmen an italienischen Produktionsstätten

Von Svenja Bartels

Die Energieeffizienzrichtlinie¹ wurde in Italien durch das D. Lgs. 102/14 umgesetzt. Art. 8 des D. Lgs 102/14 sieht vor, dass die großen Unternehmen bis 22. Dezember 2015 an ihren im Staatsgebiet gelegenen Produktionsstätten ein Energieaudit durchführen mussten und dieses danach alle 4 Jahre wiederholen müssen. Stichtag ist in den Folgejahren der 5. Dezember jedes Jahres.

Die Agentur ENEA ist damit beauftragt, ein Portal einzurichten, auf dem die Unternehmen, die der Verpflichtung unterliegen, die Erfüllung der Verpflichtung nachweisen können. Die Sanktionen im Falle der Nichtdurchführung trotz Verpflichtung zum Audit betragen übrigens zwischen 4.000 Euro und 40.000 Euro. Im November 2016 wurde in der Presse berichtet, dass das Wirtschaftsministerium nun bald die ersten Sanktionen versenden wird (an die Unternehmen aus dem CSEA-Register, Näheres im Folgenden).

Für deutsche Mutterhäuser stellt sich die Frage, unter welchen Umständen sie für die italienischen Tochterunternehmen ein Audit durchführen lassen müssen. In diesem Zusammenhang spielt

gerade das Zusammenrechnen von Daten mehrerer Unternehmen (unter Umständen sogar mit den Daten des Mutterhauses selbst) eine entscheidende Rolle.

1. Verpflichtung zum Energieaudit

Die Verpflichtung trifft grundsätzlich große Unternehmen, also nicht KMUs (kleine und mittelständische Unternehmen). Sie betrifft die großen Unternehmen nur dann nicht, wenn sie Energiemanagementsysteme nach EMAS eingeführt haben oder nach ISO 50001 oder EN ISO 14001 zertifiziert sind, sofern das Energiemanagementsystem auch ein Energieaudit beinhaltet. Technische Details enthält Anlage 2 des Dekrets.

¹ RICHTLINIE 2012/27/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG



Der Verpflichtung unterliegen außerdem auch Unternehmen mit hohem Energieverbrauch nach Art. 39 des D. L. 83/12 und der L. 134/12. Alle energieintensiven Unternehmen sind im Verzeichnis der CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali) eingetragen.

Das D. Lgs. 102/14 definiert, wie die Energieeffizienzrichtlinie große Unternehmen als Unternehmen mit

- > mehr als 250 Angestellte UND
- > Umsatz von mehr als 50 Millionen Euro ODER
- > Jahresbilanzsumme von mehr als 43 Millionen Euro.

Das Unternehmen ist dann verpflichtet, ein Audit durchzuführen, wenn in zwei aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren die obigen Voraussetzungen bei Aufstellung des Jahresabschlusses erfüllt wurden. Es muss folglich jedes Jahr geprüft werden, ob aufgrund der Daten der vorhergehenden 2-Jahres-Zeiträume die Verpflichtung besteht, bis zum 5. Dezember des laufenden Jahres ein Audit durchzuführen.

Ist ein Unternehmen sowohl erstmalig oder zweitemalig „groß“, als auch erstmalig im CSEA-Register genannt, tritt die Verpflichtung mit dem laufenden Geschäftsjahr ein, anstatt mit dem darauf folgenden.

Details zum KMU-Begriff enthält außerdem das M.D. 18. April 2005. Hier wird unter anderem auch geregelt, wann Mitarbeiter oder Umsätze anderer Unternehmen zugerechnet werden.

1. Assoziiertes Unternehmen (impresa associata) ist das Unternehmen, an dem alleine oder zusammen mit anderen Unternehmen mehr als 25 Prozent der Anteile oder der Stimmrechte gehalten werden. Liegt ein Anteil von mehr als 25 Prozent vor, werden zu den eigenen Mitarbeitern und Jahresabschluss-Zahlen diejenigen hinzugerechnet, die dem Anteil an dem anderen Unternehmen entsprechen (bei Beteiligung von 30 Prozent also Mitarbeiter und JA-Zahlen zu 30 Prozent).
2. Verbundenes Unternehmen (impresa collegata) ist das Unternehmen, in dem
 - > die Mehrheit der Stimmrechte in der Gesellschafterversammlung ausgeübt werden kann ODER
 - > in der so viele Stimmrechte vorhanden sind, dass ein dominierender Einfluss in der Gesellschafterversammlung ausgeübt werden kann ODER
 - > ein Beherrschungsverhältnis besteht (aus Satzung oder Vertrag), das gesetzlich zugelassen ist ODER
 - > aufgrund von Vereinbarungen zwischen den Gesellschaftern ein Unternehmen die Mehrheit der Stimmrechte besitzt.

Jede 100-prozentige Tochtergesellschaft eines großen Unternehmens ist damit selbst auch ein „großes Unternehmen“. Hierzu ist allerdings zu beachten, dass das Wirtschaftsministerium letztmalig im November 2016 Erläuterungen zu den Verpflichtungen der großen Unternehmen herausgegeben hat und darin die bereits am 14. Oktober 2015 erklärte Meinung wiederholt, was ausländische Beteiligungen angeht.

Hier heißt es, es sind bei der Berechnung der Größe des Unternehmens nur die Produktionsstätten des Unternehmens und der verbundenen Unternehmen heranzuziehen, die in Italien liegen. Weiter heißt es: Ist ein ausländisches Unternehmen mit mehreren Unternehmen in Italien verbunden (impresa collegata), so werden diese untereinander als durch die ausländische Muttergesellschaft miteinander verbunden angesehen und folglich ihre Daten addiert.

In der Praxis heißt dies also, dass geprüft werden muss, ob gegebenenfalls ein deutsches Mutterhaus mehrere Gesellschaften in Italien direkt hält. Jedenfalls werden aber die Zahlen der Tochtergesellschaften, die unter die Definitionen von „verbunden“ und „assoziiert“ fallen, zusammen gezählt werden müssen.

Kontakt für weitere Informationen:



Svenja Bartels

Rechtsanwältin & Avvocato

Tel.: +39 (0 49) 804 69 11

E-Mail: svenja.bartels@roedl.it



Aus aller Welt

- > **Spanien: erste systemneutrale Versteigerung von 3.000 MW EE-Produktionsleistung. Große Hoffnungen von Investoren und Projektentwicklern. Nächste Versteigerung am 28. Juli.**

Von **Christoph Himmelskamp**

Am 17. Mai 2017 wurde die erste systemneutrale Versteigerung in Spanien für Einspeisevergütungen (in Form von sogenannten spezifischen Vergütungen) abgehalten.

Zuschlagskriterium war die prozentuale Reduzierung einer fiktiven Anfangsinvestition, die der Teilnehmer für jede Tranche seines Gebotes angeben musste. Die von dem Ministerium vorgegebene fiktive maximale Investition belief sich bei Wind und PV auf 1.200.000 Euro/MW und für die restlichen Technologien auf 2.000.000 Euro/MW. Diese Investition soll sich nach den Vorgaben des RD 413/2012 innerhalb der Laufzeit von 25 Jahren mit einer „vernünftigen Rendite“ verzinsen. Die „vernünftige Rendite“ (rentabilidad razonable) beträgt 300 Basispunkte über den 10 Jahresbonds des spanischen Staates zum Zeitpunkt 2013, bis zur möglichen Revision Ende 2019 sind dies ca. 7,5 Prozent.

Nach den Vorgaben des Ministeriums beträgt die jährliche spezifische Vergütung bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2019 und einer 0-Prozent-Reduzierung 36.908 Euro/MW bei PV und 45.056 Euro/MW bei Windenergie unter der Annahme, dass eine PV-Anlage 2.367 Produktionsstunden im Jahr Energie produziert und eine Windanlage 3.000 Stunden im Jahr. Falls diese Werte nicht erreicht werden, sinkt die spezifische Vergütung anteilig.

Praktisch bedeutet dies, dass z.B. bei einer 20-prozentigen Reduzierung der Investition die spezifische Vergütung 13.750,80 Euro/Jahr/MW für eine PV-Anlage betragen würde. Bei einer 25-prozentigen Reduzierung beträgt die Vergütung noch 7.961,50 Euro und bei einer 30-prozentigen nur noch 2.172,20 Euro/Jahr/MW, weil die Vergütung nicht lineal zur Reduzierung sinkt.

Etwas überraschend haben an der Versteigerung nach Angaben des Ministeriums Interessenten für 10 GW Leistung Angebote abgegeben. Der Zuschlag ging zu ca. 99 Prozent an Windkraftanlagen und nur zu einem sehr kleinen Teil an PV. Forestalia hat 1.200 MW, Gas Natural mehr als 600 MW, Endesa 540 MW, Gamesa 200 MW und Norvento hat 128 MW Zuschlag erhalten.

Der Schwellenwert der Reduzierung bei den Windkraftanlagen, welche noch einen Zuschlag erhalten haben, lag bei 63,43 Prozent und bei den wenigen PV-Anlagen, bei 51,22 Prozent. Übersetzt heißt dies, dass die PV-Investoren davon ausgehen, dass die Erstehungskosten für einen MW-PV derzeit bei ca. 585.000 Euro liegt. Für den Zeitraum bis 2019 wird entsprechend neben dem Marktpreis auch keine Vergütung vom spanischen Staat gezahlt

und wird auch nach 2019 nicht geleistet, wenn der Marktpreis nicht unter 42 Euro/MWh fällt. Die Investoren gehen also davon aus, dass sich die Anlagen bei den derzeitigen Marktpreisen (2017 bislang 51,24 Euro/MWh) rentieren.

Man mag sich fragen, welchen Sinn denn überhaupt die Teilnahme an der Versteigerung hat, wenn doch sowieso nur die Marktpreise gezahlt werden. Theoretisch kann ein Anspruch des Betreibers gegen den spanischen Staat auf eine spezifische Vergütung erwachsen, wenn der Marktpreis im Jahresmittel unter 42 Euro fällt und bei der kommenden Reform der Parameter der spezifischen Vergütung und der „vernünftigen Rendite“ am 1. Januar 2020 keine wesentlichen Änderungen beschlossen werden. So ist zum Beispiel denkbar und gesetzlich vorgesehen, dass die „vernünftige Rendite“ von derzeit 7,5 Prozent auf nur noch ca. 4 Prozent fällt (300 Basispunkte über den spanischen 10 Jahresbonds in 2018). Welche Auswirkungen und auch ob überhaupt dies auf den zugesagten Floor von 42 Euro haben wird, kann derzeit noch nicht gesagt werden und die spanische Regierung schweigt sich dazu auch aus.

Ministerpräsident Rajoy verkündete jedoch direkt im Anschluss an die erste Versteigerung, dass eine zweite – ebenfalls über 3GW – am 28. Juli stattfinden wird. Der Erfolg der ersten Versteigerung hat nun auch die spanische PP-Regierung zu Unterstützern der Erneuerbaren Energien gemacht.

Kontakt für weitere Informationen:



Christoph Himmelskamp

Rechtsanwalt

Tel.: +34 (93) 2 38 93-70

E-Mail: christoph.himmelskamp@roedl.es



Aus aller Welt

> Verlauf der ersten zwei EE-Ausschreibungsrunden in Polen

Von Piotr Mrowiec

Ende Juni wurden in Polen weitere Ausschreibungen über den Einkauf von Strom aus Erneuerbaren Energien durchgeführt. Obwohl die früher veröffentlichten Referenzpreise ganz vernünftig kalkuliert wurden, erfreuten sich die Ausschreibungen keines großen Interesses. In dem vorliegenden Artikel gehen wir näher auf die letzte Ausschreibung sowie die geplanten Änderungen ein, die für die sich in einem Finanzloch befindende Windenergiebranche vorbereitet wurden.

Ausschreibungsrunde für volatile Energiequellen bis 1 MWp

Die erste Ausschreibungsrunde für EE in Polen fand Ende Dezember 2016 statt. Im Energiemix, in dem volatile Energiequellen bis 1 MWp miteinander konkurrierten (insbesondere: Photovoltaik, Windenergie, einige Wasserkraftwerke), fand die Ausschreibung nicht ohne Probleme statt – wegen eines wesentlich erschwerten Zugangs zur Internet-Ausschreibungsplattform konnten viele zur Ausschreibung zugelassene Anbieter ihre Angebote nicht unterbreiten. Die Probleme mit dem Zugang zur Ausschreibung sind insbesondere im Hinblick auf die Anzahl der Sieger-Angebote in den Runden im Dezember des letzten und im Juni des laufenden Jahres ersichtlich. Die Anzahl der Sieger-Angebote war viermal höher als in der Ausschreibung vor einem halben Jahr. Den nachfolgenden Tabellen sind die Angaben aus den zwei organisierten Ausschreibungen zu entnehmen.

Ordentliche Ausschreibung Nr. AZ/3/2016

Ergebnisse der Ausschreibung vom 30. Dezember 2016; neue Anlagen – sog. sonstige Anlagen – mit einer installierten Leistung bis 1 MW

Anzahl der Hersteller, deren Angebote die Ausschreibung gewonnen haben	62
Anzahl der Sieger-Angebote	84
Mindestpreis, für den Strom verkauft wurde	253,50 PL/MWh
Höchstpreis, für den Strom verkauft wurde	408,80 PL/MWh

Ordentliche Ausschreibung Nr. AZ/1/2017

Ergebnisse der Ausschreibung vom 29. Juni 2017; neue Anlagen – sog. sonstige Anlagen – mit einer installierten Leistung bis 1 MW

Anzahl der Hersteller, deren Angebote die Ausschreibung gewonnen haben	236
Anzahl der Sieger-Angebote	352
Mindestpreis, für den Strom verkauft wurde	195,00 PL/MWh
Höchstpreis, für den Strom verkauft wurde	398,87 PL/MWh

Beim Vergleich beider Ausschreibungen ist auf die niedrigeren Mindestpreise und Höchstpreise, die in zwei Runden erzielt wurden, hinzuweisen. Der Rückgang der Preise in jeder weiteren Ausschreibung entspricht den europäischen Trends. Die erzielten Preise bewegten sich meistens bei 300 bis 350 PLN pro MWh, was ungefähr 7,1 Cent/kWh und 8,3 Cent/kWh entspricht. Zum Vergleich lag der durchschnittliche Preis bei der ersten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik in Deutschland nach EEG 2017 bei 6,58 Cent pro Kilowattstunde. Der niedrigste, erfolgreich abgegebene Gebotswert betrug 6,0 Cent pro Kilowattstunde; der höchste 6,75 Cent pro Kilowattstunde. Im Vergleich zu den in Deutschland durchgeführten Ausschreibungen verwundert dagegen die mehr als doppelte Differenz zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Angebot in Polen. Somit stellt sich die Frage, ob die Anbieter, die während der Ausschreibung 46 Cent/kWh erzielt haben, sich tatsächlich für den Bau der Anlagen entscheiden werden.

Insgesamt ist die letzte Ausschreibung als gelungen zu betrachten. Wegen geringerer Kaufpreise bzw. Pachtkosten der Grundstücke, auf denen die Anlagen errichtet werden sollen, ferner wegen gewöhnlich geringerer sonstiger betrieblicher Aufwendungen für PV-Anlagen, können Investitionen in Photovoltaik in Polen ein erfolgreiches Geschäft sein.

Zukunft der Windenergie in Polen

Eine vollkommen andere Situation herrscht auf dem Windenergiemarkt. Die polnische Energieregulierungsbehörde veranstaltet keine Ausschreibungen für volatile Anlagen über 1 MW. Somit wurde die Möglichkeit der Entwicklung größerer und rentabler Windkraftanlagen in Polen blockiert. Zusätzlich beschränkte die restriktive Gesetzgebung im Bereich Planung sowie die Einführung der 10H-Abstandsregelung in ganz Polen wirksam die Anzahl der zugänglichen Standorte für den Bau von Windrädern. In keiner beneidenswerten Lage befinden sich zur Zeit auch Bestandsanlagen – äußerst niedrige Preise für grüne Zertifikate haben mangelnde Rentabilität mehrerer Anlagen zur Folge. Zusätzlich trat im Juli 2016 in Polen ein neues Gesetz über Investitionen in Windkraftanlagen in Kraft, mit dem die Steuer-



bemessungsgrundlage ab 1. Januar 2017 geändert wurde. Das Finanzministerium sowie einige Verwaltungsgerichte vertreten die Auffassung, dass infolge der Einstufung der ganzen Windkraftanlage als Bauten sämtliche Bestandteile der Windkraftanlagen unter die Bemessungsgrundlage für die Immobiliensteuer fallen. Die Erweiterung der Bemessungsgrundlage ist für die Steuerpflichtigen katastrophal. Die aktuelle Art und Weise der Auslegung der Vorschriften kann sogar Erhöhung der zu entrichtenden Immobiliensteuer um das Fünffache zur Folge haben. Vor dem Inkrafttreten des o.g. Gesetzes wurde die Immobiliensteuer nur auf den Mast und das Fundament der Windkraftanlage berechnet. Das Energieministerium hat das akute Problem bemerkt – was natürlich nicht besonders schwer war. Es wurde ein Entwurf präsentiert, der die Wiederherstellung der vorherigen Grundsätze der Besteuerung von Windrädern voraussetzt. Wird der vorgeschlagene Gesetzesentwurf angenommen, so werden die alten Grundsätze aufrechterhalten. Zu betonen ist, dass die günstige Änderung schon zum 1. September 2017 in Kraft treten sollte.

Die laufenden Maßnahmen des Energieministeriums sind durchweg positiv zu beurteilen. Es ist zu hoffen, dass der Gesetzesentwurf in der vorgeschlagenen Form im Bereich der Wiederherstellung der Grundsätze zur Besteuerung der Windkraftanlagen angenommen wird. Problematisch kann jedoch die Beantwortung der Frage sein, ob die Immobiliensteuer für 2017 nach den zurzeit geltenden oder den neuen Vorschriften, deren Inkrafttreten zum 1. September geplant ist, entrichtet werden sollte. Zurzeit sind die Entscheidungen der Woiwodschaftsverwaltungsgerichte (poln. Abk. „WSA“) für die Steuerpflichtigen ungünstig – sie neigen dazu, die ganze Windkraftanlage in der Steuerbemessungsgrundlage zu berücksichtigen (WSA Łódź I SA/Łd 1/17; WSA Bydgoszcz I SA/Bd 866/16 und WSA Gorzów Wielkopolski I SA/Go 56/17). In den nächsten Monaten sollte diese Frage vom Oberverwaltungsgericht entschieden werden.

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

> Anpassung der Koeffizienten für die Förderung Erneuerbarer Energien in Weißrussland

Von Marianna Schimanowitsch

Die Mengen- und Kapazitätssteuerung von EE-Anlagen in Weißrussland unterliegt seit dem 21. August 2015 einer Quotenregulierung. Einspeisevergütungen werden über 20 Jahre garantiert und staffeln sich in sog. steigende Koeffizienten über die ersten 10 Jahre sowie nachfolgend eine starre Einspeisevergütung.

Zur Funktionsweise der weißrussischen EE-Förderung: „Energiewende in Weißrussland – neue Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energien“ vom 3. Juli 2015.

Nunmehr regelt die Verordnung des Ministerrats der Republik Weißrussland Nr. 305 vom 26. April 2017 das Verfahren zur Festlegung und Verteilung der Energieerzeugungsquoten neu.

Wesentliche Änderungen im Überblick

Unter anderem bestimmt die Verordnung Nr. 305 die Zusammensetzung des sog. [Ausschusses für die Bestimmung und Verteilung von Quoten für die Errichtung von EE-Anlagen neu](#) und erweitert wesentlich dessen Kompetenzen. Werden im Zuge der Ausschreibung der Quoten von zwei oder mehr Ausschreibungsteilnehmern gleiche Angebote eingereicht, ist der Ausschuss nun berechtigt, Vertreter der jeweiligen Energieerzeuger zu laden, um deren Angebote zu verhandeln.

Die aktuell gültigen Quoten werden fortan auf der [Internetseite des Energieministeriums](#) veröffentlicht:

Wie bereits seit langem gefordert, wurde nunmehr [Erdwärme](#) in die Liste der erneuerbaren Energiequellen aufgenommen und unterfällt nun ebenfalls der Quotenregelung.



Faireres Verfahren der Quotenerteilung

Jährlich wird unter den Bewerbenden ein Ausschreibungsverfahren über die Quotenerteilung durchgeführt. Bei der Siegerermittlung sind mehrere Kriterien beachtet. Vor der Verabschiedung der Verordnung Nr. 305 unterschieden sich die Kriterien je nach der Energieart. Ihre Zahl kam näher an die Sechs heran, das Verfahren der Siegerermittlung war nicht ganz verständlich. Nun sind aber für alle Energiequellen einheitliche [Bewertungskriterien für die Wahl der Bewerber um das Recht auf Erstellung der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen im Rahmen der erteilten Quoten](#) bestimmt:

Kriterien	Gewichtungsfaktor
1. Die Höhe des angebotenen Tarifkoeffizienten für den Stromenergieverkauf	0,6
2. Die Betriebsdauer einer EE-Anlage zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme, in Jahren	0,2
3. Die Teilnahme am Tagesfahrplan für die Leistungsabgabe	0,2



Die geänderten Koeffizienten im Überblick:

Für die im Rahmen der 2015 gewährten Quoten errichteten und im Zeitraum vom 21. August 2015 bis 31. Dezember 2018 in Betrieb genommenen Anlagen:	Für die im Rahmen der 2016 gewährten Quoten und im Zeitraum vom 1. Januar 2017 bis 31. Dezember 2019 in Betrieb genommenen Anlagen:
1. Windanlagen, unabhängig von deren Leistung	
Die ersten 10 Jahre ab der Inbetriebnahme der Anlagen mit einer Betriebsdauer von	
> weniger als 5 Jahre: 1,2 > mehr als 5 Jahre: 1,05	> weniger als 5 Jahre: 1,1 > mehr als 5 Jahre: 1,01
2. Anlagen, die Energie natürlicher Wasserströme nutzen	
Die ersten 10 Jahre ab der Inbetriebnahme der Anlagen mit einer Leistung von	
> bis zu 300 kW: 1,2 > 301 kW bis 2 MW: 1,15 > mehr als 2 MW: 1,1	> bis zu 300 kW: 1,3 > 301 kW bis 2 MW: 1,25 > mehr als 2 MW: 1,2
3. Anlagen, die Energie aus Holzbrennstoffen und anderer Biomasse erzeugen	
Die ersten 10 Jahre ab der Inbetriebnahme der Anlagen mit Stromleistung	
> bis zu 300 kW: 1,3 > 301 kW bis 2 MW: 1,25 > mehr als 2 MW: 1,2	> bis zu 300 kW: 1,3 > 301 kW bis 2 MW: 1,25 > mehr als 2 MW: 1,2
4. Biogasanlagen	
Die ersten 10 Jahre ab der Inbetriebnahme der Anlagen mit einer Leistung von	
> bis zu 300 kW: 1,3 > 301 kW bis 2 MW: 1,25 > mehr als 2 MW: 1,2	> bis zu 300 kW: 1,3 > 301 kW bis 2 MW: 1,15 > mehr als 2 MW: 1,1
5. PV-Anlagen	
Die ersten 10 Jahre ab der Inbetriebnahme der Anlagen mit einer Leistung von	
> bis zu 300 kW: 2,5 > 301 kW bis 2 MW: 2,3 > mehr als 2 MW: 2,1	> bis zu 300 kW: 2,0 > von 301 kW bis 2 MW: 1,7 > mehr als 2 MW: 1,5
6. Anlagen, die Erdwärme und andere Energiequellen nutzen, die nicht zu den Nicht-Erneuerbaren-Energien gehören	
Die ersten 10 Jahre ab der Inbetriebnahme der Anlagen mit einer Leistung von	
> bis zu 300 kW: 1,2 > 301 kW bis 2 MW: 1,15 > mehr als 2 MW	> bis zu 300 kW: 1,2 > 301 kW bis 2 MW: 1,15 > mehr als 2 MW: 1,1

Am 2. Mai 2017 fand im Energieministerium die Tagung des Republikanischen interministeriellen Ausschusses für die Bestimmung und Verteilung der Quoten für die Errichtung von EE-Anlagen für das Jahr 2020 statt.

In dieser Tagung wurden die Quoten für die Errichtung von EE-Anlagen mit der Gesamtstromleistung von 56,245 MW festgelegt, darunter für die Biogas-Anlagen 2,72 MW, Windanlagen 2,5 MW, Solaranlagen 5,025 MW, Anlagen mit Nutzung von Energie natürlicher Wasserströmung 33,0 MW, Anlagen mit Nutzung von Energie aus Holz und übriger Biomasse 13,0 MW.

Kontakt für weitere Informationen:



Marianna Schimanowitsch

Diplomjuristin

Tel.: +375 17 209 42 84

E-Mail: marianna.schimanowitsch@roedl.pro



Aus aller Welt

> Änderungen in der Gesetzgebung Kasachstans zur Unterstützung erneuerbarer Energiequellen

Von Michael Quiring

In der Ausgabe für Juli 2016 haben wir über die Änderungen in der Gesetzgebung Kasachstans im Bereich erneuerbarer Energiequellen im Zusammenhang mit der Einführung einer jährlichen Indexierung der fixierten Einspeisetarife unter Berücksichtigung der Änderung des Wechselkurses des kasachischen Tenge (KZT) zu den Fremdwährungen berichtet. Damals wurde mit der Einführung der grundsätzlichen Indexierung allerdings kein Verfahren zu deren Durchführung bestimmt.

Erst am 17. April 2017 wurden durch Erlass Nr. 207 der Regierung der Republik Kasachstan die Vorschriften zur Bestimmung fixierter Tarife (Erlass Nr. 271 vom 27. März 2014) ergänzt. Durch diese Änderungen wurde die Indexierungsformel der fixierten Tarife nunmehr bestimmt.

Indexierungsformel

Der Erlass Nr. 271 vom 27. März 2014 wurde durch Punkt 11-2 ergänzt, durch den die Indexierung fixierter Tarife einmal pro Jahr vorgesehen ist, unter Berücksichtigung der Inflation und der Änderung des Wechselkurses der Fremdwährung zu den konvertierbaren Währungen. Dies gilt nur für Projekte, bei denen der Energieerzeuger Verbindlichkeiten in einer Fremdwährung hat, und auch nur dann, falls die Änderung des Wechselkurses der Nationalwährung zu den konvertierbaren Währungen 25 Prozent und mehr im Vergleich zum Vorjahr betrug. In solchen Fällen wird die Indexierung gemäß folgender Formel berechnet:

$$T_{t+1} = T_t \times \left(1 + 0,7 \times \frac{VPI_t - 100\%}{(100\%)} + 0,3 \times \frac{USD_{t+1} - USD_t}{(100\%)} \right), \text{ wo}$$

T_{t+1} – indexierter fixierter Tarif, der gemäß der aufgeführten Formel berechnet wurde, auf volle Tiiin mindernd aufgerundet;

T_t – geltender fixierter Tarif, bestätigt durch die Regierung der Republik Kasachstan, unter Berücksichtigung der früher durchgeführten Indexierung, falls eine solche Indexierung früher durchgeführt wurde;

VPI_t – Verbraucherpreisindex (VPI_t), kumuliert innerhalb von 12 Monaten vor dem 1. Oktober des Jahres der Durchführung der Indexierung, bestimmt gemäß den Angaben der bevollmächtigten Behörde im Bereich staatlicher Statistik;

USD_{t+1} – laufender Kurs des Tenge zum US-Dollar zum 1. Oktober des Jahres der Durchführung der Indexierung, bestimmt gemäß Angaben der Nationalbank der Republik Kasachstan;

USD_t – Durchschnittskurs des Tenge zum US-Dollar, berechnet für 12 Monate vor dem Datum der Durchführung der Indexie-

rung, bestimmt gemäß Angaben der Nationalbank der Republik Kasachstan.

Die Anpassung der Einspeisevergütung wird nicht auf fixierte Tarife angewendet, bei denen die Photovoltaikmodule auf Grundlage von kasachischem Silizium (Kaz PV) mit einer Gesamtkapazität von 37 MW zur Umwandlung von Sonnenenergie verwendet worden sind.

Die Höhe der angepassten Tarife wird durch das Abrechnungs- und Finanzzentrum auf seiner [offiziellen Webseite](#) spätestens am 15. Oktober des entsprechenden Jahres veröffentlicht.

Vorteile

Die Regelung der Indexierung dürfte nunmehr die Finanzierung von Projekten im Bereich Erneuerbarer Energien voranbringen.

Nachteile

Allerdings tritt diese Vorschrift frühestens zwei Jahre nach deren erster offizieller Veröffentlichung in regelmäßigen Printmedien in Kraft.

Es bleibt abzuwarten, wie Investoren auf die längst überfällige Indexierung der Einspeisetarife reagieren werden. Rödl & Partner unterstützt Sie gerne bei weiteren Fragen.

Kontakt für weitere Informationen:



Michael Quiring

Rechtsanwalt

Tel.: +7 (727) 356 06 55

E-Mail: michael.quiring@roedl.pro



Aus aller Welt

> Indiens Ambitionen zum Ausbau Erneuerbarer Energien – ein Zwischenbericht

Von Michael Wekezer und Sabrina Buckert

Aufgrund des seit Jahren stabilen Wachstums im Land hat sich Indien zu einem der großen Wachstumstreiber in der Weltwirtschaft entwickelt. Alleine im Haushaltsjahr 2016/2017 verzeichnete Indien ein Wirtschaftswachstum von 7,1 Prozent.

Das Wirtschaftswachstum, die damit einhergehenden neuen Technologien und eine Bevölkerungsdichte, die bereits bei über 1,3 Milliarden liegt, steigern jedoch auch den Energiebedarf in der größten Demokratie der Welt. Nach wie vor stellt Kohlekraft den Hauptbestandteil der installierten Leistung dar. Dabei ist die fossile Energieerzeugung nicht selten teurer, weil Mehrverbraucher in Indien aufgrund einer dort bestehenden Quersubvention höhere Strompreise zahlen müssen. Zum Vergleich: Der Strompreis für Solarenergie mit INR 2,44/kWh ist in diesem Jahr zum ersten Mal niedriger als der für Kohlekraft. Außerdem ist eine flächendeckende Stromversorgung im Land nicht immer gegeben. Um in Zukunft mehr Energie und gleichzeitig ein breiteres Energieangebot zu produzieren und die steigenden Umweltbelastungen durch fossile Energieträger zu reduzieren, setzt Indien zunehmend auf Erneuerbare Energien. Dabei hat sich Indien im Rahmen des Pariser Klimaabkommens dazu verpflichtet, bis 2030 40 Prozent seiner Energiekapazität aus nicht-fossilen Energieressourcen zu gewinnen.

Mit den ambitionierten Plänen der indischen Regierung zum Ausbau Erneuerbarer Energien sind erste Anzeichen für eine Trendwende in der Energieversorgung zu erkennen: Der im Dezember 2016 veröffentlichte „National Electricity Plan“ kündigte an, dass das gesetzte INDC-Ziel (Intended Nationally Determined Contribution) übertroffen wird und die nicht-fossilen Kapazitäten in 2026 bis 27 sogar ca. 56,5 Prozent erreichen werden. Bis zum Jahr 2022 sollen außerdem 175 GW aus Anlagen für Erneuerbare in das Stromnetz eingespeist werden (Solaranlagen: 100 GW, Windenergie: 60 GW, Biogas und Biomasse 15 GW, Kleinwasserkraftanlagen 5 GW). Mit der Umsetzung dieses Vorhabens würde Indien einer der größten Green-Energy-Produzenten der Welt werden und im Bereich der Erneuerbaren einige Industrieländer überholen.

Doch wie will das Land dieses ambitionierte Ziel erreichen? Mit einem Marktanteil von aktuell ca. 17 Prozent spielen EE noch immer nicht die erhoffte Rolle auf dem Subkontinent. Ein Haupt-



ansatz der indischen Regierung zur Änderung dieser Situation ist es, mithilfe ausländischer Investoren, technisch fortschrittliche Kohlekraftwerke zu bauen bzw. sogenannte überkritische Reaktoren einzusetzen, die einen höheren Wirkungsgrad (momentan 31 Prozent) aufweisen und auch weniger Kohlendioxid, Staub sowie andere Schadstoffe in die Atmosphäre ausstoßen.

Trotz der langjährigen politischen Debatten um den Bau von großen Staudämmen, verfügt auch Wasserkraft über beachtliches Potenzial, insbesondere im Bereich der Kleinwasserkraftwerke. Indien möchte die zurzeit installierte Leistung von 35 GW auf 150 GW bis 2030 ausbauen und erhält dafür sowohl technische als auch finanzielle Unterstützung der deutschen Entwicklungszusammenarbeit. Vor allem im Himalaya und im Nordosten des Landes verfügt Indien über bislang ungenutzte Wasserläufe, die sich gut für die Produktion von Strom aus Wasserkraft eignen.

Die Windkraft konzentriert sich vornehmlich auf die südlichen Bundesstaaten Tamil Nadu und Andhra Pradesh. Der Ausbau von Windkraft hat teilweise seine Grenzen erreicht, da die Zuweisung von Land in den letzten Jahren in dem dicht bevölkerten Land mit seinen komplizierten Pacht- und Landrechten Unternehmern Schwierigkeiten bereitet hat. Alternativ prüft jedoch die indische Regierung Möglichkeiten für Offshore-Windkraftanlagen. Die erste Offshore-Windkraftanlage mit einer Kapazität von 500 MW soll bis 2019 im Bundesstaat Gujarat fertiggestellt werden. Weitere sind in Planung. Mit der Firma Suzlon verfügt das Land zudem über den im internationalen Vergleich drittgrößten Windturbinenhersteller, der derzeit in Gujarat einen der weltweit größten Windparks mit einer Kapazität von 1 GW errichtet.

Solarenergie aus Solarthermiekraftwerken wird vor allem in den westlichen Bundesstaaten Rajasthan und Gujarat produziert. Photovoltaik (PV)-Anlagen sind landesweit installiert. Im Bereich Solarkraft existieren überdies weitere Projekte: Die Vereinten Nationen (UN) arbeiten eng mit indischen Eisenbahngesellschaften zusammen. Das Entwicklungsprogramm der UN (UNDP) besteht dabei in dem ambitionierten Ziel, bis 2025 5 GW Solarstromerzeugung durch die Installation von Solaranlagen auf Zügen zu erreichen. Dies soll in 3 Phasen durch Dach- und Bodensolarinstallationen realisiert werden (Phase 1: Gujarat und Rajasthan, Phase 2 und 3: die restlichen Bundesstaaten). Dadurch soll die Kapazität der Solarenergieerzeugung im Vergleich zum ursprünglichen Ziel von 1 GW um das Fünffache erhöht werden. Bis 2032 sollen außerdem Elektroautos, die mit Strom aus Erneuerbaren Energien gespeist werden, die diesel- und benzinbetriebenen Kraftfahrzeuge in Indien ersetzen.

Für die wirtschaftliche Entwicklung des Landes ist eine der wichtigsten Voraussetzungen, positive Impulse zu schaffen. Die negativen Auswirkungen von Kohlenutzung auf die Gesundheit der Bevölkerung und damit verbundene Kosten sind ein wichtiger Faktor, der auch im indischen Kontext an Bedeutung gewinnt. Es bleibt abzuwarten, welchen Einfluss dies in den kommenden Jahren auf Indiens Kohlepolitik haben wird. Die Ambitionen

für den Ausbau der EE zeigen aber, dass Indien das enorme Potenzial dieser Energiequellen für eine nachhaltige Energieversorgung erkannt hat. Der starke Wille Indiens, international eine Führungsrolle im Bereich der Herstellung und Nutzung der Erneuerbaren zu übernehmen, zeigt sich immer wieder in Stellungnahmen der indischen Regierung – bspw. im Rahmen der deutsch-indischen Regierungskonsultationen Ende Mai in Berlin, bei denen die Bundesregierung Indien Investitionen in Höhe von 1 Milliarde Euro jährlich, unter anderem für EE, zugesichert hat – und zuletzt auch in der Gründung der internationalen Solar Allianz (ISA). Auch leisten bi- und multilaterale Initiativen einen wichtigen Beitrag, durch Technologieentwicklung und -transfer die Kosten für EE weiter zu senken, und damit eine Trendwende in der Energieversorgung zu beschleunigen. Dennoch steht die indische Regierung vor enormen Herausforderungen: Bis jetzt ist sie nicht imstande, die inländische Solarmodulherstellung ausreichend zu unterstützen. Im Geschäftsjahr 2016/17 wurden ca. 5,7 GW oder 89 Prozent der Solarmodule importiert. Diese Importabhängigkeit in einem wachsenden und strategisch wichtigen Marktsektor wie dem der Solarkraft, kann wiederum übereilte politische Fehlentscheidungen der Regierung provozieren, sofern weiterhin kurzfristig angelegte Förderungsmaßnahmen unterstützt werden, anstatt über langfristige Auswirkungen auf den Sektor nachzudenken und einen dementsprechenden Plan für die inländische Produktion zu entwickeln.

Kontakt für weitere Informationen:



Michael Wekezer

Rechtsanwalt

Tel.: +91 (1 24) 483 75 50

E-Mail: michael.wekezer@roedl.pro



Sabrina Burkert

Ass. iur., LL.M.oec.

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 76

E-Mail: sabrina.burkert@roedl.com



Aus aller Welt

> "Scaling Solar" der Weltbank – Option für Markteinstieg in Afrika?

Von Anna-Lena Becker

Seit über zwei Jahren läuft das Förderprogramm der Weltbank „Scaling Solar“ und es sind erste Erfolge zu vermelden. In Sambia wurde die erste Ausschreibungsrunde abgeschlossen und die zweite Runde gestartet. Im Senegal läuft aktuell die erste Ausschreibungsrunde und nach Madagaskar wurde Äthiopien in das Förderprogramm aufgenommen.

Scaling Solar ist ein Förderprogramm, das durch die Weltbank-Tochter IFC (International Finance Corporation) im Januar 2015 mit dem Ziel ins Leben gerufen wurde, eine schnelle und transparente Weiterentwicklung des Photovoltaik-Marktes in Afrika zu fördern. Das Förderprogramm läuft in verschiedenen afrikanischen Ländern in Zusammenarbeit mit den dortigen Regierungen. Das Programm soll die Umsetzung von PV-Projekten in Afrika vereinfachen und beschleunigen mit dem Ergebnis, dass PV-Projekte innerhalb von maximal zwei Jahren geplant, ausgeschrieben und umgesetzt werden. Dazu werden Ausschreibungsprogramme in den verschiedenen Teilnahmeländern entwickelt. Neben vorgefertigten Vertragsvorlagen für die Projekte soll auch eine im Voraus genehmigte Finanzierungsmöglichkeit durch die IFC für die Ausschreibungsgewinner bereitstehen.

Sambia

In Sambia wurde die erste Ausschreibungsrunde erfolgreich abgeschlossen. Ausgeschrieben waren zwei bis zu jeweils 50 MWp-Anlagen. Die Ausschreibung erfolgt durch die sambische Industrial Development Corporation (IDC). Gewinner dieser Ausschreibungsrunde sind Enel Green Power SpA sowie ein Konsortium bestehend aus Neoen SAS und First Solar Inc. Beide Gewinner schlossen einen Stromabnahmevertrag mit dem nationalen Stromversorger ZESCO für 25 Jahre ab. Das Konsortium Neoen/FirstSolar wird eine 54 MWp-Anlage bauen und einen Preis von USD Cent 6,02 pro kWh erhalten. Enel baut eine 34 MWp-Anlage zu einem Preis von USD Cent 7,84 pro kWh. Als niedrigste Solarstrompreise in Afrika haben diese Preise für internationales Aufsehen gesorgt. In Kürze soll der Bau der PV-Anlagen beginnen. Das Konsortium Neoen/FirstSolar erhielt ein umfassendes Finanzierungs- und Garantienpaket der Weltbank.

Derzeit läuft in Sambia die zweite Ausschreibungsrunde. Ausgeschrieben sind zwei Projekte mit einer Kapazität von ca. 70 MWp und 110 MWp, wobei das 110-MWp-Projekt auf zwei separate Standorte verteilt werden soll. Auch für diese Projekte wird ZESCO der Abnehmer des Stroms im Rahmen eines Stromabnahmevertrags sein. Die erste Stufe der Ausschreibungsrunde (Request for Prequalification) wurde bereits durchlaufen. Von 21 Bewerbern wurden die folgenden 12 Bewerber ausgewählt:

Bewerber

Scatec Solar ASA

Nareva Holding

Acciona Energia S.A –

Swicorp Company-Enara Bahrain

Access Eren JGC Zambia IPP Consortium

Mitsui & Company Limited

Engie Global Developments B.V.

Globeleq – FRV Consortium

Enel Green Power SpA

Tata Power Company Limited

Neoen & First Solar

Total Mulilo Zambia Consortium

EDF Energies Nouvelles

Herkunft

Norwegen

Marokko

Spanien, Saudi-Arabien

Frankreich, Japan, VAE

Japan

Niederlande

Vereinigtes Königreich,
Niederlande

Italien

Indien

Frankreich, USA

Frankreich, Südafrika

Frankreich

Die zweite Stufe der Ausschreibung (Request for Proposal), in der die Gewinner für die zwei Projekte ausgewählt werden, soll in Kürze starten. Soweit alle wirtschaftlichen, rechtlichen und technischen Voraussetzungen erfüllt sind, ist das alleinige Auswahlkriterium in der zweiten Stufe der Preis. Wie bereits in der ersten Ausschreibungsrunde wird von der IDC eine Zweckgesellschaft für jedes Projekt gegründet. Die Gewinner erwerben nach Zuschlag die deutliche Mehrheitsbeteiligung an der Zweckgesellschaft und ein kleinerer Gesellschaftsanteil verbleibt bei der IDC. Die IDC erwirbt auch vorab die Grundstücksrechte sowie notwendige Genehmigungen für die Zweckgesellschaft.

Insgesamt plant die IDC 600 MWp im Rahmen von Scaling Solar zu realisieren. Die dritte Runde soll voraussichtlich noch 2017 veröffentlicht werden.

Senegal

Im Senegal sollen insgesamt 200 MWp im Rahmen von Scaling Solar ausgeschrieben werden. Momentan läuft die erste Runde für drei Projekte mit insgesamt 100 MWp. Die erste Stufe der Ausschreibung wurde bereits durchlaufen und es wurden die folgenden 13 Bewerber ausgewählt:



Bewerber

Scatec Solar ASA
Nareva Holding
Access + EREN
Fotowatio Renewable Ventures +
Pele Green Energy
Adani Enterprises + Green of Africa +
Nova Power + Hida Energy
Enel Green Power SpA
EDF Energies Nouvelles
Acciona Energia SA
Total S.A + Mulilo + DGE
Neoen + BTSA
Phelan Energy Group Limited +
SECI Energia
Isolux Corsan + Alten
Engie Meridiam

Herkunft

Norwegen
Marokko
Frankreich, VAE

Spanien, Südafrika

Indien, Marokko, USA
Italien
Frankreich
Spanien
Frankreich, Südafrika
Frankreich, Niederlande

Südafrika, Italien
Spanien, Frankreich
Frankreich

versorger Ethiopian Electric Power (EEP) haben eine Vereinbarung geschlossen, gemäß welcher die IFC Äthiopien bezüglich der Beschaffung von bis zu 500 MWp im Rahmen der Scaling Solar-Initiative beraten wird. Die erste Runde ist noch für 2017 geplant und in dieser sollen bis zu 200 MWp ausgeschrieben werden.

Scaling Solar bleibt weiterhin ein attraktives Programm, auch für deutsche Unternehmen, die in den afrikanischen Markt einsteigen möchten. Da Projektumsetzungen in Afrika, trotz großem Potenzial für Erneuerbare-Energien-Projekte, aufgrund der fehlenden oder ungenügenden rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der zeitlichen Verzögerungen oftmals erschwert werden, ist die Scaling Solar-Initiative sehr zu begrüßen. In Afrika sind langjährige Grundstücksstreitigkeiten und Stromabnahmevertragsverhandlungen keine Seltenheit. Der Scaling Solar-Ansatz, nach dem diese Problemfelder vorab durch eine Zweckgesellschaft geklärt werden, ist somit ein großer Fortschritt. Rödl & Partner unterhält ein ausgeprägtes Netzwerk an eigenen Büros sowie Partnerbüros in ganz Afrika und unterstützt Sie gern bei Ihrem Antrag für ein Scaling Solar-Projekt.

Der Start der zweiten Stufe der Ausschreibung wird in Kürze erwartet.

Madagaskar

In Madagaskar wird derzeit das Ausschreibungsprogramm für 40 MWp im Rahmen einer vorbereitenden Due Diligence erarbeitet.

Äthiopien

2017 wurde Äthiopien als viertes Scaling Solar-Teilnehmerland bekanntgegeben. Die IFC und der äthiopische nationale Strom-

Kontakt für weitere Informationen:



Anna-Lena Becker, LL.M.

Rechtsanwältin

Tel.: +27 (21) 4 18-23 50

E-Mail: anna-lena.becker@roedl.org





Aus aller Welt

> Brasilien: Erneuerbare Energien – allgemeine Übersicht und Perspektiven

Von Philipp Klose-Morero und Pedro Paschoal

Mit seiner Klimazonen übergreifenden Ausdehnung und den damit verbundenen natürlichen Besonderheiten ist Brasilien ein hydrothermales System und weltweit einzigartig. Diese Gegebenheiten bieten optimale Voraussetzungen für Wasserkraftwerke, aber auch großes Potenzial und geeignete Flächen für verschiedenste Projekte im Bereich der Erneuerbaren Energien.

Nach Angaben des Sekretariats für Energieplanung und Entwicklung des Ministeriums für Bergbau und Energie (MME), konnte 2016 der nationale Strombedarf zu ungefähr 80 Prozent durch Erneuerbare Energien gedeckt werden. Der Anteil der Erneuerbaren Energien konnte so im Vergleich zu 2015 fünf Prozent gesteigert werden (2015: 75,5 Prozent). Der Anteil der verschiedenen Energieträger setzt sich wie folgt zusammen: 65,0 Prozent Wasserkraft; 8,7 Prozent aus Biomasse; 6,5 Prozent aus Windkraft und 0,01 Prozent aus Solarkraft.¹

Im Jahr 2003 wurde mit den brasilianischen Bundesgesetzen 10.847 / 2004 und 10.848 / 2004 ein relativ stabiler Regulierungsrahmen für den Energiesektor konzipiert. Dieser orientiert sich an einer Reihe von Grundprinzipien und beabsichtigt, die staatliche Planung mit marktorientiertem Wettbewerb in

Einklang zu bringen und ein freundliches Umfeld für private Kapitalanlagen zu schaffen. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass der Sektor, bis zum Ende des 20. Jahrhunderts völlig vom Staat kontrolliert wurde.

Investitionen, sei es bei Ausschreibungen oder durch unabhängige Energieerzeugung, sind für nationale und internationale juristische Personen und Investmentfonds entweder einzeln oder gemeinsam durch Konsortialvereinbarungen offen. Zur Erteilung der Kraftwerksgenehmigung und zur Durchführung des Stromverkaufsvertrages müssen ausländische Unternehmen (sowie Investment Fonds, falls vergeben) eine Zweckgesellschaft (SPE) gründen.

¹ <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>



Um in Brasilien Strom erzeugen zu dürfen, müssen bestimmte wirtschaftliche und technische Voraussetzungen erfüllt sein. So müssen Bieter und Unternehmen die Kapazität zur Durchführung des geplanten Projektes nachweisen. Juristische Personen müssen bestimmte Schwellenwerte erfüllen, einschließlich, aber nicht beschränkt auf

- > den Liquiditätsgrad und ein Mindestmaß an Netto-Eigenkapitalanforderungen,
- > Bietergarantien, um am Bieterverfahren teilzunehmen,
- > einer Garantie, dass die Verpflichtungen zum Zeitpunkt der Genehmigung erfüllt sind und
- > einer Darstellung aller Hauptmerkmale der Anlage während der Registrierungsphase sowie die Nennung eines professionellen Verantwortlichen, der für die Durchführung des Projektes und die Betriebs- sowie Bauplanung entsprechend der Angebotsanforderung zuständig ist.

Nach den Prognosen aus dem Zehn-Jahres-Ausbauplan für 2014 bis 2024², der von der brasilianischen Forschungsagentur für Erneuerbare Energien (EPE) erarbeitet wurde, werden den Energieträgern Wind, Solar, Kleinwasserkraft und Biomasse ein jährliches durchschnittliches Wachstum von 10 Prozent zugesprochen. Dies würde einem Zubau von geschätzt 35 GW zusätzlich zur aktuell installierten Leistung bedeuten.

Des Weiteren wird in dem Plan erwartet, dass der prozentuale Anteil von Biomasse, Kleinwasserkraft, Wind und Solar in den Jahren 2018 bis 2024 von rund 20 Prozent auf in Etwa 30 Prozent der Stromerzeugungskapazität im Verbundnetz steigen wird.

Neben der Wasserkraft sind Wind und Solar die zwei Hauptquellen für Erneuerbare Energien in Brasilien. Bis zum Jahr 2024 rechnet die brasilianische Regierung mit einer zusätzlich installierten Leistung von bis zu 24 GW an Wind- und 7 GW an Solarkraft.

Die Solarbranche, bedenkt man nicht nur die letzte Ausschreibung von 2015, in der 1,5 GW an Erzeugungsverträgen für Solarkraft vergeben wurden, sondern auch das hohe Potenzial an Sonneneinstrahlung, hat erhebliches Wachstumspotenzial. Derzeit sind über 1.000 Unternehmen aus verschiedenen Bereichen und Ländern auf dem brasilianischen Solarmarkt tätig.

Im Windsektor besitzt Brasilien die höchste installierte Kapazität an Windkraft in Lateinamerika und die weltweit besten Bedingungen für die Nutzung von Windkraft. Durch die zusätzlichen 9 GW an Winderzeugungsverträgen, die in naher Zukunft geschlossen werden und mehr als 1.000 Marktteilnehmer auf einem sehr fragmentierten Markt, werden sich Möglichkeiten in neuen Geschäftsfeldern auftun und auch die Nachfrage am M&A-Markt dürfte zunehmend steigen.

Der drittgrößte Energieträger des Landes ist die Biomasse. Aufgrund der großen Vorkommen an Zuckerrohr und Forstabfällen hat Brasilien eine installierte Kapazität von 14 GW an Biomasse-Anlagen vorzuweisen und momentan 500 Anlagen in Betrieb.

Trotz des jüngsten wirtschaftlichen Abschwungs und politischen Krisen ist Brasilien mit einem Bruttoinlandprodukt von rund \$2 Billionen und einer Bevölkerungsanzahl von über 200 Millionen Lateinamerikas größte Volkswirtschaft und mit Abstand der wichtigste Handelspartner und Investitionsstandort für Deutschland in der Region. Brasilien bietet mit einem wettbewerbsfähigen und stabilen Regulierungsmarkt sowie einem wachsenden Zubau in Zukunft große Geschäftsmöglichkeiten für Erneuerbare Energien und Investitionen in Wind, Solar, Kleinwasserkraft und Biomasse.

Kontakt für weitere Informationen:



Philipp Klose-Moreno

Wirtschaftsprüfer (US), Diplom-Kaufmann

Tel.: +55 (11) 50 94-60 63

E-Mail: pedro.paschoal@roedl.pro



Pedro Paschoal

Rechtsanwalt (BR), LLM

Tel.: +55 (11) 50 94-60 60

E-Mail: pedro.paschoal@roedl.pro



² <http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>



Neuigkeiten zu internationalen EE-Förderprogrammen

> Erweitertes Green-Bond-Portfolio der KfW

Seit 2015 ist die KfW nicht nur als Emittent von Green Bonds bei der Finanzierung von Klima- und Umweltschutz aktiv sondern auch beim Aufbau eines eigenen Portfolios an Green Bonds. Im Mai 2017 ist mit Unterstützung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit das Zielvolumen von 1 auf 2 Milliarden Euro verdoppelt worden. Ein Ankauf von Green Bonds kann z.B. in den Bereichen Erneuerbare Energien, Ressourceneffizienz, umweltverträgliche Transportkonzepte, Abfallwirtschaft sowie Wasser-/Abwassermanagement erfolgen.

Zu den von der KfW genannten Mindestkriterien für den Ankauf von Green Bonds gehören:

- > klare Definition der Projekte inklusive der Darstellung der Ziele und der erwarteten Umweltauswirkungen,
- > sachkundige Projektauswahl und transparenter Prozess der zweckgebundenen Mittelverwendung,
- > regelmäßige, öffentliche Berichterstattung über Art und Umfang der Projekte, Mittelabfluss und Umweltauswirkungen (soweit möglich quantifiziert), sowie
- > Verifizierung von Projektauswahl/Mittelverwendung durch eine qualifizierte unabhängige Drittpartei.

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

25% Frühbucherrabatt
bis 30. September



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.

Das erwartet Sie:

- › 32 nationale und internationale Fachvorträge mit Praxiswissen aus mehr als 20 Ländern
- › Gastvortrag von Prof. Dr. Ernst Ulrich von Weizsäcker zum Thema **„Nachhaltige Energiepolitik in der vollen Welt – ist unser Planet noch zu retten?“**
- › Podiumsdiskussion mit namhaften Unternehmensvertretern – Finanzierung Erneuerbarer Energien im internationalen Kontext: Eine 360°-Betrachtung
- › Kostenlose App des Branchentages zum Download
- › Übermittlung Ihres individualisierten und persönlichen Programms im Vorfeld
- › Und vieles mehr!

Informieren Sie sich hier:
www.roedl.de/ee-bt

Kontakt für weitere Informationen:



Klara John

Kauffrau für Marketingkommunikation
Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 09
E-Mail: klara.john@roedl.com

Für Teilnehmer inklusive:
Trendreport
Wachstumsländer
Erneuerbare Energien
mit Experteninterviews
aus den jeweiligen
Ländern



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.